



**Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería en Medioambiente  
Ingeniería Ambiental**

**“PREFACTIBILIDAD TÉCNICA: POTENCIALIDAD DE LA  
PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE A PARTIR DE  
SUBPRODUCTOS Y RESIDUOS DE LA MINERÍA DEL  
COBRE”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO  
AMBIENTAL**

**AUTORES: CARLOS TAPIA ESCOBAR Y JOAQUÍN VERGARA BUSTAMANTE**

**PROFESOR GUÍA: OCIEL COFRÉ CARVAJAL**

---

Valparaíso, 2021

## RESUMEN

En el presente trabajo de título se exploró la prefactibilidad técnica de una planta que recupere las aguas de relave de una minera cuprífera tipo, que en conjunto con tecnologías de producción de energía renovable producirá hidrógeno verde. Para ello se indagaron fuentes biográficas con el fin de determinar cuál es el contexto del hidrógeno verde, ya sea en Chile como en el mundo y cuáles son los procesos más adecuados para lograr el objetivo de aprovechar subproductos mineros para producir energías alternativas con baja emisión de gases de efecto invernadero. Este trabajo contiene un estudio de mercado, estudio técnico y una preevaluación financiera. Para la obtención de H<sub>2</sub> se consideró utilizar agua de un relave minero y para su recuperación se estudiaron 2 métodos: sedimentación y filtración. En cuanto a la producción del gas se analizaron 3 tipos de electrolizadores: alcalino, membrana de intercambio de protones y óxido sólido. Se seleccionaron 5 tipos equipos para este proyecto, dos clarificadores de 2,93 m de diámetro cada uno, un electrolizador alcalino capaz de producir 800 Nm<sup>3</sup>/h de H<sub>2</sub>, lo que equivale a una producción anual aproximada de 625.762 kg H<sub>2</sub> (trabajando 365 días y las 24 horas de este), una torre de enfriamiento para refrigerar el electrolizador por la que circulan 260 m<sup>3</sup>/h, 26 tanques capaces de almacenar aproximadamente 67,82 kg de H<sub>2</sub> cada uno y 28.111 unidades de paneles solares que en conjunto producen 34.323.300 kWh/año, cumpliendo con los objetivos propuestos en este trabajo. Además, se obtuvo un costo nivelado de H<sub>2</sub> de 2,15 USD/kg H<sub>2</sub> considerando solo la inversión del electrolizador y de 8,03 USD/kg H<sub>2</sub> tomando en cuenta la inversión total calculada en este trabajo, si se considera este último valor del hidrógeno junto con el reemplazo de un 56,12% del volumen de diésel utilizado en 3 camiones CAEX, el proyecto, actualmente no compite económicamente con el diésel pero las proyecciones indican que a futuro el valor de producción de hidrógeno verde disminuirá, con lo que será una alternativa más competitiva en el mercado de los combustibles.

## AGRADECIMIENTOS

Para mí es importante expresar mis agradecimientos ya que en el desarrollo de esta etapa de mi vida no estuve solo, existieron grandes personas que estuvieron a mi lado, agradezco:

A mi familia y pareja, por el esfuerzo y apoyo realizado para poder desarrollar mi etapa universitaria y llegar a ser lo que soy, especialmente agradezco a mis padres Juan Carlos y Marcela por darme las comodidades y el amor del que no todos disponen.

A mis amigos y compañeros de estudio, con ellos siempre me sentí querido y apoyado, con ello, espero haber sido un buen compañero para ellos. A mi compañero de tesis, Joaquín, fue un pilar importante en estos 6 años de estudio, lamentos, frustraciones, alegrías, apoyo y muchas emociones más. Siempre será un gran amigo para mí.

A los distintos docentes que fueron parte de mi formación como profesional, destacando a Ociel Cofré, nuestro profesor guía del presente trabajo de titulación que nos tuvo paciencia y buena disposición para ayudarnos en esta última etapa de desarrollo de la carrera y agradezco a la profesora Lorena Álvarez por siempre darme ánimo y decirme que yo podía cumplir las metas y objetivos que me propusiese.

*Carlos Tapia Escobar*

Sin duda alguna llegar a esta instancia requiere un gran sacrificio personal, no hubiera sido posible lograrlo sin la compañía de personas fundamentales, por ello le agradezco:

A mis padres, Paola y Ronny, por amarme siempre, por guiarme en la vida, por formarme con los valores y capacidades para cumplir esta meta, por su apoyo y esfuerzo para acompañarme en todo momento, a ellos le dedico este trabajo. A mis hermanos, quienes han sido mi motivación durante todos estos años. A mis abuelos, quienes han sido como unos padres para mí. A mi familia en general.

A mis amigos del colegio y de la U, por las noches de desvelo estudiando o carreteando, porque en los buenos momentos siempre estuvieron y en los malos nunca fallaron, en especial a mi compañero de tesis, Carlos, con quien nos hemos acompañado desde el primer día. A los funcionarios de la universidad, en especial a los profesores por transmitir su conocimiento, al profesor guía por la confianza y el apoyo brindado durante este proceso.

*Joaquín Vergara Bustamante*

---

## ÍNDICE

1. Introducción.....	1
1.1. Hidrógeno: energía, tecnología y sostenibilidad .....	1
1.2. Calentamiento global y cambio climático .....	2
1.3. El mundo basado en energía fósil.....	4
1.4. El Hidrógeno y su potencialidad como combustible .....	5
1.5. La estrategia chilena para el hidrógeno .....	8
1.6. La minería del cobre en Chile y sus residuos .....	9
1.7. Combustibles en la minería del cobre .....	12
2. Problema .....	14
3. Objetivos.....	15
3.1. Objetivo general.....	15
3.2. Objetivos específicos.....	15
4. Estudio de mercado, capacidad y ubicación de la planta .....	16
4.1. Mercado internacional .....	16
4.2. Mercado nacional.....	23
4.3. Análisis de la legislación aplicable .....	24
4.4. Ubicación y capacidad de la planta.....	25
5. Síntesis y selección de operaciones unitarias.....	28
5.1. Recuperación y filtración de aguas de relave .....	29
5.1.1. Sedimentación.....	29
5.1.2. Filtración .....	32
5.2. Producción de hidrógeno verde.....	34
5.2.1. Energía solar .....	37
5.2.2. Energía eólica.....	40
5.3. Acondicionamiento y almacenamiento de H <sub>2</sub> .....	42
6. Balances de materia y energía .....	47

	ÍNDICE
6.1. Clarificación.....	47
6.2. Electrólisis .....	49
6.3. Enfriamiento.....	50
6.4. Almacenamiento .....	51
7. Estimación y selección de equipos.....	52
7.1. Clarificador .....	52
7.2. Electrolizador .....	53
7.3. Torre de enfriamiento .....	55
7.4. Almacenamiento .....	56
7.5. Panel Solar.....	57
7.6. Otros equipos sugeridos.....	60
7.6.1. Ultrafiltración y osmosis inversa.....	60
7.6.2. Planta de tratamiento de aguas refrigerantes.....	60
7.7. Diagrama de flujo completo del proceso.....	61
8. Organización de la planta .....	62
9. Estimación de costos .....	68
9.1. Costo nivelado de hidrógeno (LCOE <sub>H2</sub> ) .....	69
9.2. Remuneración del personal.....	70
9.3. Experiencias de financiamiento a proyectos similares .....	71
10. Discusión .....	72
11. Conclusiones.....	76
12. Bibliografía.....	77
13. Anexos.....	84
13.1. Anexo 1: Propuesta de Plan Regulatorio de Hidrógeno en Chile (Centro de Energía UC, 2020).....	84
13.2. Anexo 2: Tabla de normas aplicables a proyectos de hidrógeno en Chile.....	85
13.3. Anexo 3: Mapa Minero de Chile, SONAMI. ....	98

---

13.4.	Anexo 4: Ficha técnica y comercial del electrolizador CHG-800/3.2/35.....	99
13.5.	Anexo 5: Ficha técnica y comercial de torre de enfriamiento 400T.....	107
13.6.	Anexo 6: Ficha técnica panel fotovoltaico P3-415/420-COM de la marca Sunpower® Corporation.....	111
13.7.	Anexo 7: Resultados de técnicas de ultrafiltración y osmosis inversa para la remoción de metales pesados.....	113
13.8.	Anexo 8: Ficha técnica y comercial de ultrafiltración y osmosis inversa de 1.000 L/h.	114
13.9.	Anexo 9: Plano Planta de producción de hidrógeno verde.....	121
13.10.	Anexo 10: Tablas de capítulo discusión.....	122

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Estimación de emisiones del año 2020 de CO <sub>2</sub> eq por el consumo de diésel en camiones CAEX. ....	13
<i>Tabla 2: Resumen del uso del hidrógeno en aplicaciones industriales y potencial futuro. (IEA, 2019).....</i>	<i>20</i>
Tabla 3: Comparación de las distintas tecnologías para la electrólisis. (IRENA, 2018); (Shiva Kumar & Himabindu, 2019); (Soto,2020).....	36
Tabla 4: Riesgo y tipología identificados en el almacenamiento de hidrógeno gaseoso por compresión. (Inodú, 2020) .....	45
Tabla 5: Flujos máxicos de la operación de clarificación/espesamiento. ....	48
Tabla 6: Balance de masa en el electrolizador alcalino. ....	49
Tabla 7: Energía requerida en el electrolizador alcalino. ....	49
Tabla 8: Balance de masa en la torre de enfriamiento.....	50
Tabla 9: Energía requerida en la torre de enfriamiento.....	50
Tabla 10: Principales características del equipo electrolítico de mayor capacidad de producción de hidrógeno.....	54
Tabla 11: Especificaciones técnicas de la torre de enfriamiento 400T de la empresa Anhui Kaifeng Plastic Machinery Co. ....	56
Tabla 12: Características principales del tanque de almacenamiento de hidrógeno. ....	57
Tabla 13: Principales características eléctricas del panel fotovoltaico seleccionado. ( <a href="https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/sunpower/precio-p19/">https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/sunpower/precio-p19/</a> ).....	58
Tabla 14: Resumen planta fotovoltaica.....	58
<i>Tabla 15: Personal mínimo requerido para el funcionamiento de la planta.....</i>	<i>63</i>
Tabla 16: Costos aproximados de construcción, operación y mantenimiento de la planta. (GIZ, 2020); (Peters et. al, 2002); ( <a href="http://www.alibaba.com">www.alibaba.com</a> ); (Implementa Sur, 2020). ....	68
Tabla 17: Descripción de los parámetros de la Ecuación 3, LCOE <sub>H2</sub> . ....	69
Tabla 18: Remuneración del personal. ( <a href="http://tusalarario.org">tusalarario.org</a> , <a href="http://rankia.cl">rankia.cl</a> & <a href="http://computrabajo.cl">computrabajo.cl</a> , 2021) 70	70

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama de Efecto Invernadero, mostrando flujos energéticos. (EPA, 2016). ....	3
Figura 2: Variación observada de: a) el promedio mundial de las temperaturas en superficie; b) el promedio mundial del nivel del mar; c) la cubierta de nieve del hemisferio norte. (IPCC, 2008).....	3
Figura 3: Gráfica de Energía Total Suministrada (TES) mundial por fuente entre los años 1990-2018. (IEA, 2020a).....	4
Figura 4: Gráfica de consumo energético total mundial por sector entre los años 1990-2018. (IEA, 2020a).....	5
Figura 5: Procesos de producción de hidrógeno a partir del agua. (Valencia & Cardona, 2013).....	6
Figura 6: Procesos de producción de hidrógeno a partir de biomasa. (Valencia & Cardona, 2013).....	7
Figura 7: Procesos de producción de hidrógeno a partir de combustible fósil. (Valencia & Cardona, 2013).....	7
Figura 8: Denominaciones comunes de formas de producción de hidrógeno. (Ministerio de Energía de Chile, 2020a). ....	8
Figura 9: Seis aplicaciones prioritarias en Chile para construir un mercado local de hidrógeno. (Ministerio de Energía, 2020b).....	9
Figura 10: Gráfica de exportaciones en Chile durante los últimos 12 meses. ....	10
Figura 11: Origen y avance de las estrategias o actividades de hidrógeno. (WEC, 2020)	17
Figura 12: Mapamundi de avance de países en torno a las estrategias de hidrógeno. (WEC, 2020).....	17
Figura 13: Visión de H2@Scale con el hidrógeno como portador de energía, como la electricidad, que también sirve como materia prima crítica en múltiples industrias. (U.S. Department of energy, 2020) .....	19
Figura 14: Demanda futura de hidrógeno en refinación de petróleo bajo dos vías diferentes. (IEA, 2019).....	22
Figura 15: Demanda de hidrógeno para la producción química primaria para aplicaciones existentes bajo las tendencias actuales. (IEA, 2019) .....	22
Figura 16: Costes de generación de electricidad nivelados para el equilibrio de carga con gas natural e hidrógeno.....	23
Figura 17: Mapa de exploración solar, Chile. ( <a href="http://solar.minenergia.cl/exploracion">http://solar.minenergia.cl/exploracion</a> ) .....	26
Figura 18: Mapa de exploración eólico, Chile. ( <a href="http://eolico.minenergia.cl/exploracion">http://eolico.minenergia.cl/exploracion</a> ) ....	27

Figura 19: Relaciones entre las etapas de la cadena de valor del hidrógeno. (Adaptado de Centro de Energía UC, 2020).....	28
Figura 20: Producción de hidrógeno verde. (Inodú, 2020).....	29
Figura 21: Componentes principales de un espesador de relaves mineros. (Morán, 2018) .....	31
Figura 22: (A) Filtro de banda Larox ( <a href="https://sc04.alicdn.com/kf/HTB1flscXEvrK1RjSszfq6xJNVXas.jpg">https://sc04.alicdn.com/kf/HTB1flscXEvrK1RjSszfq6xJNVXas.jpg</a> ). (B) Nutch de vacío ( <a href="https://bachiller.com/es/filtro-secador-nucha/#opciones">https://bachiller.com/es/filtro-secador-nucha/#opciones</a> ) .....	34
Figura 23: Gráfica de los distintos tipos de celda, a la izquierda la celda tradicional y a la derecha la celda de espacio cero. (Phillips & Dunnill, 2016) .....	37
Figura 24: Esquema de celda fotovoltaica. (Arancibia & Best, 2010) .....	39
Figura 25: Comparación entre energías específicas (por masa y volumen) de hidrocarburos y del hidrógeno. (U.S. Drive, 2017).....	42
Figura 26: Principales métodos de almacenamiento de hidrógeno. (U.S. Drive, 2017).....	43
Figura 27: Tanque de almacenamiento de hidrógeno con TPRD. (DoE, 2017) .....	43
Figura 28: Análisis de pertinencia legal del almacenamiento de hidrógeno comprimido y líquido. (Inodú, 2020).....	46
Figura 29: Diagrama de bloques con las operaciones abordadas en este trabajo.....	47
Figura 30: Diagrama corrientes de la operación de clarificación/espesamiento. ....	48
Figura 31: Diagrama corrientes Electrolizador Alcalino.....	50
Figura 32: Diagrama corrientes Torre de Enfriamiento. ....	51
Figura 33: Gráfico de velocidad de sedimentación, diámetro de partícula y densidad relativa. (Fair, et al, 1968) .....	53
Figura 34: Electrolizador alcalino de la serie CHG, empresa WenZhou COCH Energy CO.,LTD. ( <a href="http://www.wzcoch.com">www.wzcoch.com</a> ) .....	54
Figura 35: Torre de enfriamiento 400T de la empresa Anhui Kaifeng Plastic Machinery Co. ....	55
Figura 36: Fotografía referencial de tanques de almacenamiento de hidrógeno. ....	56
Figura 37: Panel Solar P3-415 COM de la marca Sunpower® Corporation. ( <a href="https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/sunpower/precio-p19/">https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/sunpower/precio-p19/</a> ).....	57
Figura 38: Representación gráfica de arreglo HTSAT. (Molina & Martínez, 2017) .....	58
Figura 39: Producción anual de un panel en un punto cercano a una minera tipo. ( <a href="http://solar.minenergia.cl/">http://solar.minenergia.cl/</a> ).....	59
Figura 40: Diagrama del proceso.....	61

---

Figura 41: Estructura organizacional tipo jerárquica de la planta. ....	63
---	----

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1. HIDRÓGENO: ENERGÍA, TECNOLOGÍA Y SOSTENIBILIDAD

El hidrógeno ha tomado relevancia, ya que se plantea como un combustible que puede ser completamente amigable con el medio ambiente al momento de hacer uso de este. Su combustión solo implicaría la producción de agua en comparación con la de combustibles fósiles, que implica la liberación de Gases de Efecto Invernadero (GEI). En el año 2010, las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) y óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) representaron el 76%, 16% y 6,2% de las emisiones de GEI por la quema de combustibles fósiles y procesos industriales, respectivamente<sup>1</sup>. Para el ámbito energético y de la Ingeniería, la utilización de este gas es una oportunidad importante para avanzar hacia un futuro más prometedor en cuanto a energías renovables no convencionales y su aprovechamiento en las industrias de todo el mundo, logrando la sustentabilidad por la cual se trabaja. Vázquez *et al.* (2018) plantea que es de importancia estudiar el potencial del hidrógeno por las siguientes razones:

- Seguridad energética y económica: Chile posee una dependencia externa de combustibles, por lo cual la producción local daría estabilidad en la red energética y el fomento de un desarrollo económico aprovechando los recursos naturales del país.
- Recurso importante en el mercado energético mundial.
- Mejora del medio ambiente: mayor eficiencia energética y emisiones de gases de efecto invernaderos reducidas.
- Aprovechamiento de fuentes de energías renovables: la existencia de zonas adecuadas para la producción de energía fotovoltaica y eólica en el norte de Chile e hídricos en el sur.
- Desarrollo laboral: nuevos empleos de mayor especialización.

Por lo anteriormente expuesto es importante aportar a su posible producción y usos en diversas industrias. En este caso se hará una investigación junto con un planteamiento de los procesos requeridos para lograr una producción de hidrógeno verde en la industria

---

<sup>1</sup> En términos máxicos de CO<sub>2</sub>-equivalente considerando el Potencial de Calentamiento Global a 100 años (IPCC, 2014)

minera chilena, en pro de la estrategia nacional del hidrógeno verde planteada en el año 2020 por el Gobierno de Chile.

## 1.2. CALENTAMIENTO GLOBAL Y CAMBIO CLIMÁTICO

Ya sea en los medios de comunicación, políticas nacionales e internacionales o en distintas instancias, cada vez adquieren más protagonismo tres conceptos que afectan de forma importante al medio ambiente y por consecuencia a las personas. Estos conceptos son Efecto Invernadero, Cambio Climático y Calentamiento Global. Si bien sus secuelas o manifestaciones pueden no ser evidentes en el corto plazo, a largo plazo sí. Son términos distintos y, por ello, es clave comprender sus diferencias para poder abordarlos de distinta forma. A continuación, se proponen algunas definiciones y características de dichos términos.

El Efecto Invernadero se refiere a un mecanismo por el cual la atmósfera de la tierra se calienta (Caballero *et al.*, 2007). La atmósfera es una capa de gases que rodea al planeta compuesta principalmente por Nitrógeno, Oxígeno, Argón, Dióxido de Carbono y otros gases. La energía que produce el calentamiento de la atmósfera tiene su origen en la radiación emitida por el sol, esta llega al planeta en forma de onda corta, una parte de ella es reflejada hacia el espacio y otra es absorbida por el planeta. De esta última, la Tierra emite energía en forma de onda larga (infrarroja). Dicha radiación infrarroja es absorbida y liberada en todas direcciones por ciertos gases de la atmósfera, denominados Gases de Efecto Invernadero (GEI). Algunos GEI importantes son el vapor de agua, dióxido de carbono y ozono (Chorley & Barry, 2004). En la Figura 1 se observa un esquema del efecto invernadero.

El Cambio Climático consiste en la variación del clima, es decir, de las condiciones meteorológicas propias de un lugar en un tiempo determinado. El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) (2018) define el cambio climático como “una variación estadísticamente identificable del estado del clima (...) puede deberse a procesos internos naturales o a forzamientos externos, tales como modulaciones de los ciclos solares, erupciones volcánicas y cambios antropogénicos persistentes de la composición de la atmósfera o del uso de la tierra”. Las teorías de los Ciclos de Bond, de los Ciclos de Dansgaard-Oeschger y de los Ciclos de Milankovich señalan que el clima ha tenido etapas que se van repitiendo periódicamente a lo largo de los años. Pero a pesar de ello, el ser humano ha influido en el cambio climático,

## INTRODUCCIÓN

debido a que desde la era industrial ha provocado un aumento de la concentración de los GEI en la atmósfera, los que influyen en distintas variables climáticas, principalmente en la temperatura. El Calentamiento Global, como dice su nombre, es el aumento de las temperaturas promedio del planeta. Se ve fuertemente influenciado por la composición y cantidad de los GEI en la atmósfera. El IPCC (2018), en su glosario define Calentamiento Global como: “Aumento estimado de la temperatura media global en superficie promediada durante un período de 30 años, o durante el período de 30 años centrado en un año o decenio particular”. El Calentamiento global es una de las consecuencias y propiciadores del cambio climático, tiene efectos en diferentes ámbitos como se observa en la Figura 2.

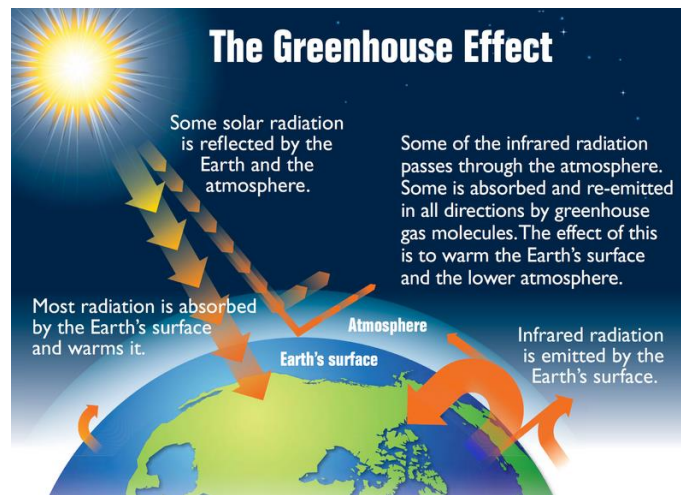


Figura 1: Diagrama de Efecto Invernadero, mostrando flujos energéticos. (EPA, 2016).

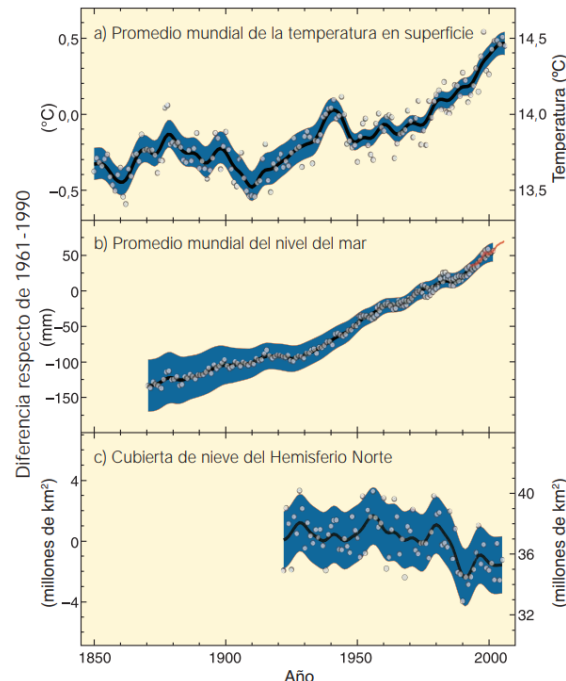


Figura 2: Variación observada de: a) el promedio mundial de las temperaturas en superficie; b) el promedio mundial del nivel del mar; c) la cubierta de nieve del hemisferio norte. (IPCC, 2008).

### 1.3. EL MUNDO BASADO EN ENERGÍA FÓSIL

El uso de combustibles fósiles está fuertemente ligado a los términos anteriores. En la Figura 3 se aprecia una gráfica de la energía total suministrada mundialmente por fuente entre los años 1990 y 2018, en la cual se observa que el consumo de combustibles fósiles para la producción de energía ha aumentado y han estado liderando durante los 3 últimos decenios. Entre estos carburantes se destaca el petróleo, el carbón y el gas natural, los cuales al combustionar aportan en gran medida al calentamiento global y no presentan una renovabilidad a corto plazo. Siguiendo en el panorama mundial no ha existido un aumento significativo en cuanto al uso de fuentes renovables para el suministro de energía, también cabe destacar que los principales consumidores de la energía suministrada son de sector industrial y de transporte, como se grafica en la Figura 4.

En cuanto al ámbito nacional, según plantea la Comisión Nacional de Energía (CNE) (2019), en el año 2018 la composición de la oferta energética primaria correspondió principalmente por petróleo (29%), biomasa (25%), carbón (23%), gas natural (15%) y el resto del porcentaje (8%) corresponde a fuentes renovables como hidroeléctricas, solar, eólicas, biogás y geotermia. Los sectores que más consumieron energía fueron los sectores industrial y minero (38%), transporte (36%) y comercial público y residencial (22%) asemejándose al panorama energético mundial en cuanto al consumo por sector.

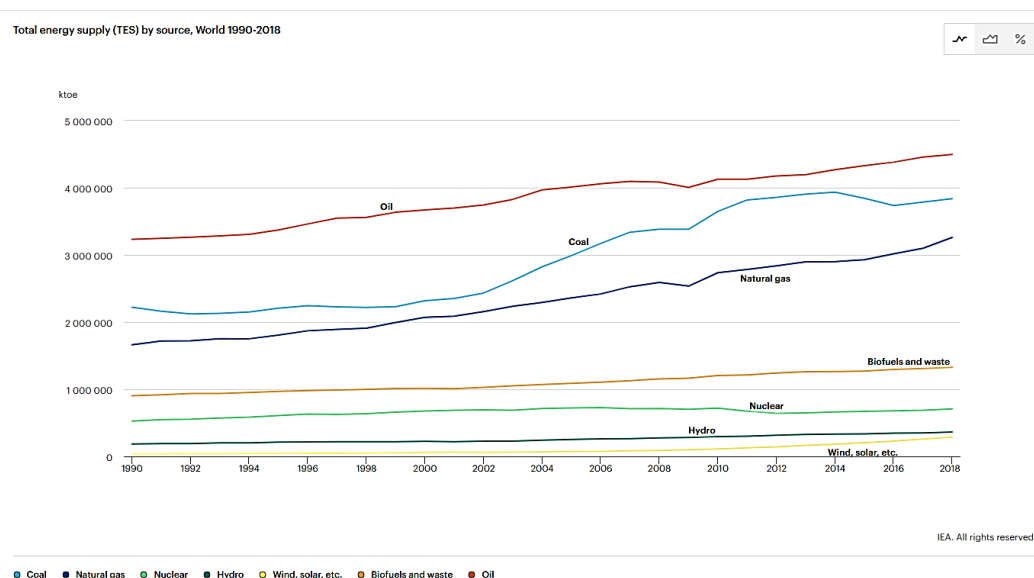
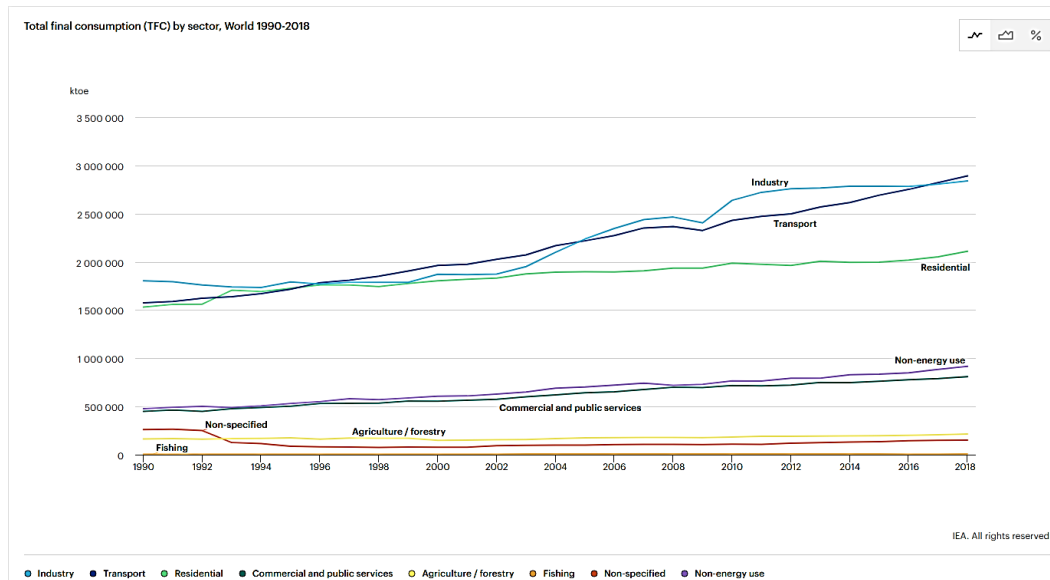


Figura 3: Gráfica de Energía Total Suministrada (TES) mundial por fuente entre los años 1990-2018. (IEA, 2020a).



Se evidencia la baja producción de energía a través de fuentes renovables (FRE) tanto mundial como nacionalmente, y estas son un pilar importante para lograr una sustentabilidad en el sistema energético. Las FRE más reconocidas en el mercado internacional según la CEPAL (2017) son biomasa, geotermia, hidroelectricidad, mareomotriz, solar fotovoltaica y termosolar. No obstante, en los últimos años se ha innovado y se han desarrollado tecnologías como el hidrógeno utilizado como combustible.

#### 1.4. EL HIDRÓGENO Y SU POTENCIALIDAD COMO COMBUSTIBLE

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica, conformado por un electrón y un protón. En condiciones normales es un gas incoloro e inodoro. Normalmente existe como una molécula diatómica, es decir formada por dos átomos de hidrógeno ( $H_2$ ), aunque por lo general, en la naturaleza se encuentra enlazado a átomos de otros elementos (Fernández-Bolaños, 2005; Hortal et al., 2012). Algunas de las propiedades del  $H_2$  se muestran a continuación (Felder et al., 1991):

- A 25°C y 1 atm está en estado gaseoso
- Temperatura de fusión: -259,19 °C
- Temperatura de ebullición: -252,76 °C
- Peso Molecular: 2,016 kg/kmol
- Calor específico a presión constante ( $C_p$ ): 28,623 kJ/(kmol K)
- Calor específico a volumen constante ( $C_v$ ): 20,309 kJ/(Kmol K)

El hidrógeno es un buen precursor de energía, tiene la mayor relación energía/masa de todos los combustibles conocidos y usados (Das & Veziroglu, 2008), sin embargo, su producción aún no es competitiva con las fuentes energéticas tradicionales debido a que no puede ser explotado como el petróleo o el carbón y ha de generarse a partir de otros compuestos, como agua o biomasa lo que incrementa sus costos de producción, es decir no es una fuente de combustible primaria.

A modo de clasificación de las tecnologías para la producción de hidrógeno, se consideran las distintas materias primas y métodos para ello: entre los principales precursores renovables se encuentran el agua y la biomasa. Entre los no renovables están los combustibles fósiles, como el carbón, el petróleo y el gas natural. También se distingue entre métodos de producción, los cuales son diferentes según la materia prima. Estos se representan de forma general en las Figuras 5, 6 y 7, para agua, biomasa y combustibles fósiles respectivamente.

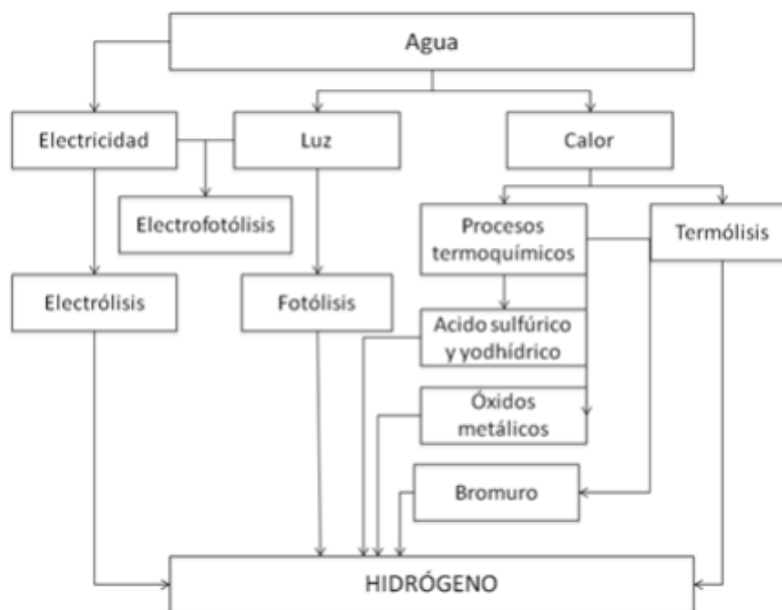


Figura 5: Procesos de producción de hidrógeno a partir del agua. (Valencia & Cardona, 2013).

El agua se presenta como un precursor con proyección hacia el futuro, ya que su producción podría ser libre de GEI, sin embargo, los costos energéticos para la fabricación siguen siendo poco competitivos en el mercado actual. La producción a partir de biomasa también tiene proyecciones optimistas, pero requiere de más investigación. Los métodos tradicionales son aquellos en los que se utilizan combustibles fósiles como elemento de partida para la producción de hidrógeno, estos son los más estudiados, económicos y usados, pero pueden implicar una importante emisión de GEI (Valencia & Cardona, 2013).

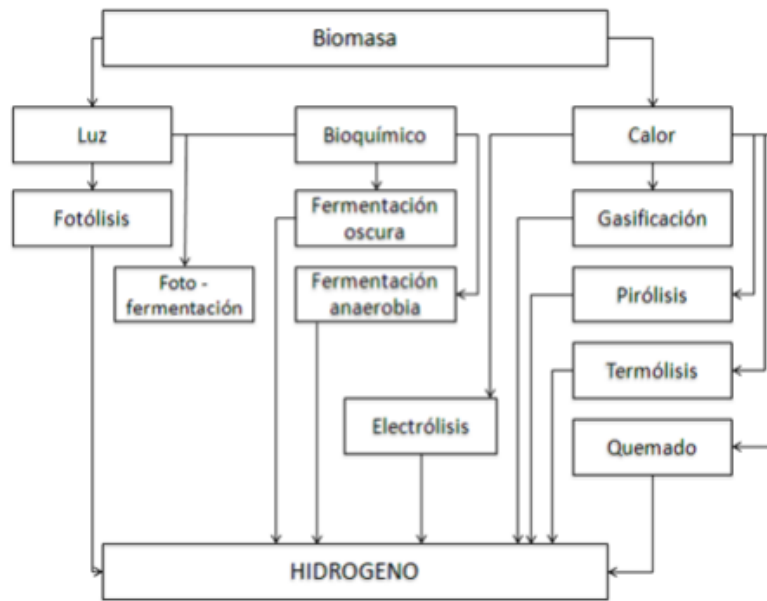


Figura 6: Procesos de producción de hidrógeno a partir de biomasa. (Valencia & Cardona, 2013).

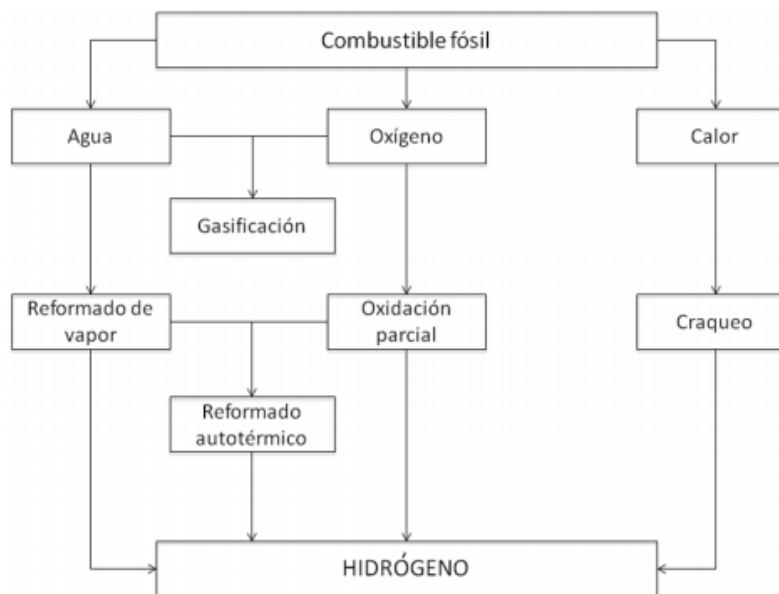


Figura 7: Procesos de producción de hidrógeno a partir de combustible fósil. (Valencia & Cardona, 2013).

Con el tiempo se han desarrollado diferentes formas de producir hidrógeno, las cuales son referidas mediante colores. Las más comunes son: Hidrógeno Gris, que consiste en el reformado de vapor de gas natural sin captura del dióxido de carbono; Hidrógeno Azul, igual que la anterior, pero con captura del CO<sub>2</sub>; Hidrógeno Verde, que se produce a partir de la electrólisis del agua, utilizando fuentes energéticas renovables para su ejecución. Estas 3 formas, se esquematizan en la Figura 8.

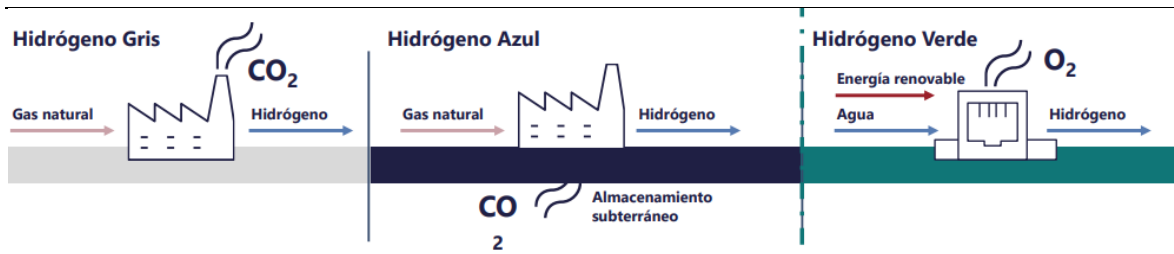


Figura 8: Denominaciones comunes de formas de producción de hidrógeno. (Ministerio de Energía de Chile, 2020a).

Actualmente según la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) (2020b), la producción de hidrógeno consume el 6% del gas natural mundial y el 2% del carbón y es responsable de la emisión de 830 Mt de CO<sub>2</sub> por año, por lo que no es una cantidad despreciable de emisión de este gas de efecto invernadero. La IEA agrega que en 2019 se originaron 350.000 toneladas de hidrógeno bajo en carbono, alrededor de 25 MW y se anunciaron más de 20 proyectos nuevos para el 2020.

## 1.5. LA ESTRATEGIA CHILENA PARA EL HIDRÓGENO

En Chile, el hidrógeno se utiliza principalmente en procesos de refinería para el hidrotratamiento, hidrocracking y desulfuración de los combustibles, en la industria alimenticia para la hidrogenación de grasas, en la industria del vidrio para su pulido y requemado de bordes. Se utiliza además en sistemas de generación de energías como refrigerante y finalmente en tratamientos térmicos. En la producción de hidrógeno destacan 3 empresas: Linde Chile S.A. la cual resalta por la producción de hidrógeno a partir de glicerol (residuo de la producción de biodiésel), Hidrógenos del Biobío S.A. produce hidrógeno desde el metano con vapor y la empresa Indura (Grupo AIR PRODUCTS) produce H<sub>2</sub> por el proceso de electrólisis (Vázquez *et al.*, 2018).

El Ministerio de Energía en el año 2020b propuso una estrategia para el hidrógeno verde de 3 etapas:

1. 2020-2025: iniciación de una industria local por esfuerzos y regulaciones que incentiven la producción y el fomento de la demanda de este elemento. Anticipación del uso del hidrógeno en 6 aplicaciones prioritarias indicadas en la Figura 9.
2. 2025-2030: se establecerá una industria de producción y exportación de amoníaco verde junto con impulsar acuerdos para el desarrollo de la exportación de hidrógeno verde.

3. 2030+: nuevas aplicaciones del amoníaco verde en transporte y otras áreas que se puedan explotar para ser un principal proveedor de energéticos limpios.

El Gobierno de Chile pretende desarrollar el mercado doméstico y la exportación de hidrógeno verde a la par que crea normativas y regulaciones de este combustible, sin pasar a llevar la participación de las comunidades cercanas a los proyectos y promover el uso del hidrógeno para reemplazar la generación eléctrica basada en combustibles fósiles.

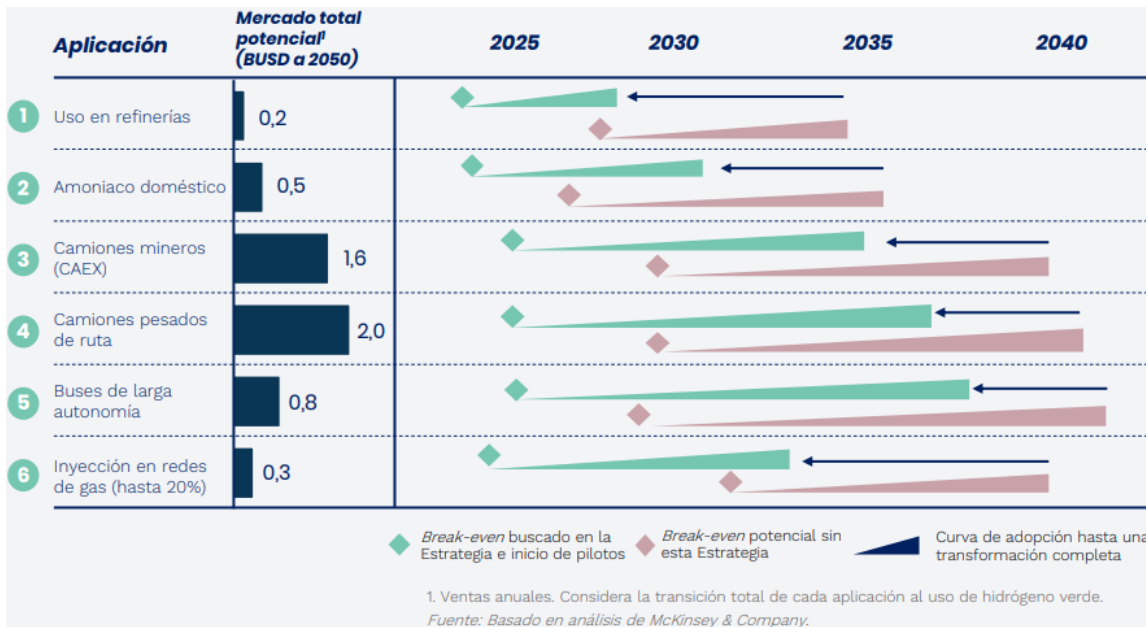


Figura 9: Seis aplicaciones prioritarias en Chile para construir un mercado local de hidrógeno. (Ministerio de Energía, 2020b)

## 1.6. LA MINERÍA DEL COBRE EN CHILE Y SUS RESIDUOS

Considerando lo mencionado anteriormente, la minería representa un consumo energético importante para el país y proporciona alrededor del 62% de las exportaciones (US\$) en el último año, como se resume en la Figura 10. La actividad del cobre es relevante en Chile, en el año 2020 contribuyó en aproximadamente un 11,2% al PIB del país. Los minerales metálicos con mayor exportación en lo que va del 2021 son el Cobre con 48.510 millones de dólares (4.644,6 miles de toneladas de material fino) y el Hierro 2.285 Millones de dólares y junto con otros productos como el carbonato de litio, la sal y el molibdeno (Banco Central, 2021<sup>2</sup>).

<sup>2</sup> <https://www.bcentral.cl/web/banco-central>

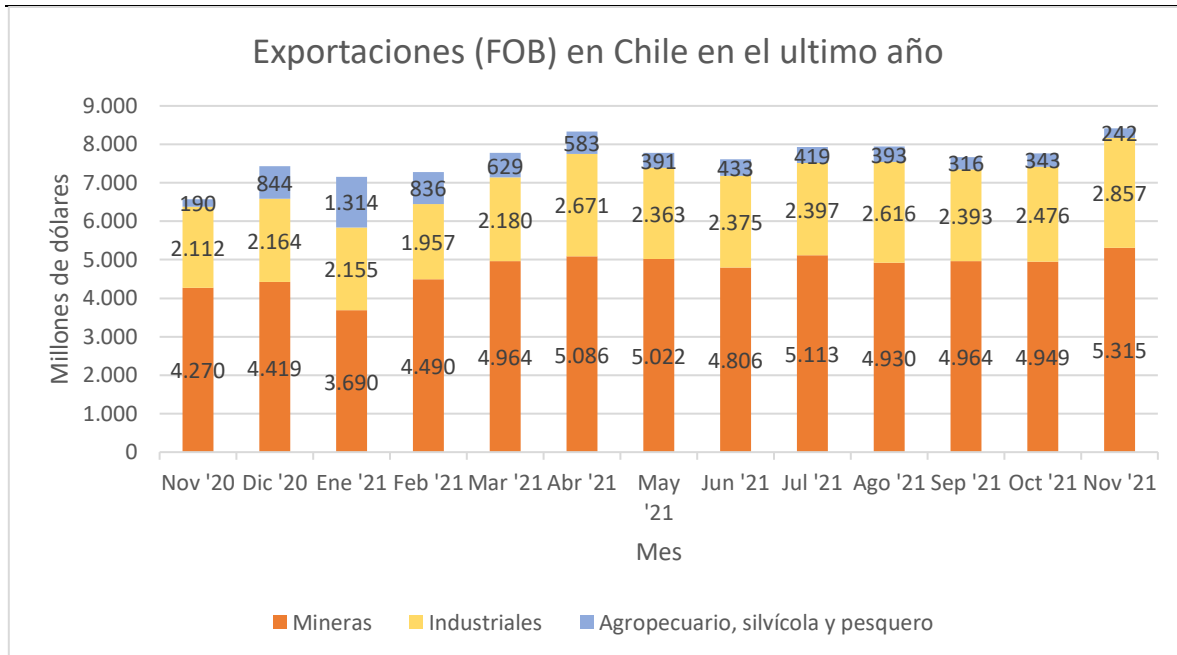


Figura 10: Gráfica de exportaciones en Chile durante los últimos 12 meses.

Por otra parte, los residuos mineros son aquellos sobrantes sólidos, acuosos o lodosos producidos, ya sea en las etapas de exploración, construcción, operación o abandono de una mina y estos no presentan la valorización debida. El tipo de disposición de los residuos depende de su naturaleza y condiciones topográficas del lugar, estos pueden ser: botaderos estériles, rípios de lixiviación o relaves (Araceli, 2018).

Una opción para recuperar este recurso es a través de los relaves los cuales presentan sólidos finamente molidos, que se descartaron de las operaciones mineras, y aguas claras. Existen diversos tipos de depósito de relave, los más comunes son los siguientes (SERNAGEOMIN, 2020a):

- Tranque de relave: depósito en el cual el muro es construido por la fracción más gruesa del relave, compactado, proveniente de un hidrociclón.
- Embalse de relave: es aquel depósito donde el muro de contención está construido de material de empréstito (tierra y rocas aledañas) y se encuentra impermeabilizado en el coronamiento y en su talud interno. También se llaman embalses de relaves aquellos depósitos ubicados en alguna depresión del terreno en que no se requiere construcción de un muro de contención.
- Relave espesado: depósitos que son sometidos a un proceso de sedimentación con un equipo denominado espesador con el objetivo de retirar gran parte del agua. Los

sólidos son espesados a tal punto que impida que el relave fluya a otras áreas distintas a las del sitio autorizado.

- Relave filtrado: es similar al espesado. Se trata de un depósito en que el material contiene aún menos agua, gracias al proceso de filtrado, para asegurar así una humedad menor a 20%. Esta filtración es también similar a la utilizada en Agua Potable.
- Relave en pasta: corresponden a una mezcla de agua con sólido, que contiene abundantes partículas finas y bajo contenido de agua, de modo que la mezcla tenga una consistencia espesa, similar a una pulpa de alta densidad.

Los componentes que se podrían encontrar los relaves mineros son los siguientes: Cu, V, Cr, Co, Ni, Zn, Rb, Sr, Y, Zr, Nb, Ba, Pb, Sc, Cs, Hf, Ta, Th, U, As, Mo, Sb, Sn, Ag, Au, Hg, entre otros (SERNAGEOMIN, 2020b).

La disposición de relaves cercanas a poblaciones puede producir daños medioambientales por la concentración de componentes dañinos en suelos o efluentes, por ejemplo, existieron altas concentraciones de mercurio en los apozamientos cercanos al tranque de relaves “El Mauro”, lo mismo ocurrió con los altos niveles de manganeso en los pozos y con ello el afloramiento de las napas cercanas al tranque las cuales llegan al estero Pupío. Por lo cual no sólo existe una contaminación importante y posiblemente muy prolongada en el ecosistema, si no que los habitantes del valle podrían ver afectada la agricultura de la zona y su salud, generando un problema socioeconómico (Tchernitchin & Muñoz, 2012). Por ello se requiere un manejo óptimo de estas estructuras, por sus riesgos inherentes, como en su estabilidad física, principalmente respecto a fallas en el muro del tranque, la contaminación de suelos por metales pesados, filtraciones de agua en las napas subterráneas, levantamiento de material fino, etc. Estas construcciones al ser abandonadas o paralizadas se pueden convertir en pasivos ambientales, lo que puede constituir un riesgo significativo para la salud de las personas o el medioambiente (Ministerio de minería, 2019).

Según los datos públicos entregados por el SERNAGEOMIN (2020b), hasta el 10/08/2020 existían 757 relaves mineros, de ellos 173 estaban en situación de abandono, 112 activos, 5 en proceso de construcción y 467 inactivos. Entre todos los relaves activos existe un depósito aproximado de 10,6 billones de toneladas y sabiendo que parte (35% si utilizamos el dato de caudal de nuestro trabajo) de la masa depositada es agua (3,71 billones de toneladas), es posible recuperar y reutilizar un volumen importante de este líquido para la

producción de hidrógeno verde. Un caudal de depósito de relaves de una minera es de 103 kt/mes del que aproximadamente el 65% equivale a sólidos.

El agua consumida por la industria minera en Chile corresponde al 3% del total nacional, en el año 2019 se consumieron 17,6 m<sup>3</sup>/s (24% agua de mar y 76% agua continental) y se espera que para el año 2030 se consuman 23,5 m<sup>3</sup>/s (47% agua de mar y 53% agua continental), el consumo de agua de mar aumentaría un 156% (Cochilco, 2020a). El uso consuntivo de la minería no es menor y es importante recuperar este recurso hídrico para reutilizarlo en otros procesos. Chile es uno de los principales países afectados por la sequía y desertificación, cumpliendo con la mayoría de los nueve criterios de vulnerabilidad enunciados por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (Ministerio de Medio Ambiente, 2016), por lo tanto, se debe aprovechar lo más posible el recurso hídrico y reutilizándolo para optimizar su uso.

El modelo conceptual para estimar la recuperación de agua en embalses de relaves propuesto por Wels & MacG (2003) sugiere que 52% de toda el agua de proceso descargada en el embalse se pierde por arrastre durante la deposición inicial y por evaporación se pierde un 15% de esta. Se pretende recuperar por lo menos el agua perdida en la evaporación, las cuales corresponden a un total de 5,41 kt/mes en una minera.

## **1.7. COMBUSTIBLES EN LA MINERÍA DEL COBRE**

Chile se encuentra inmerso en la discusión sobre el Cambio Climático, ha establecido y adquirido diversos compromisos con respecto a la reducción de emisión o aumento de absorción de CO<sub>2</sub>, el año 2017 presentó el Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017-2022 (Ministerio del Medio Ambiente, 2016)

Entre los años 2015-2018 (ambos considerados) el balance de emisiones de GEI de Chile mostró que se emitieron 58.278 kt de CO<sub>2</sub> equivalente como promedio anual, de las cuales el 11,8% proviene de forma directa de la minería cuprífera. El diésel tiene un rol importante en el rubro, cubriendo cerca del 90% de los requerimientos energéticos de combustibles y siendo responsable de alrededor del 91% de las emisiones directas de GEI de la minería del cobre, lo que se traduce en la liberación de 5.459 kt de CO<sub>2</sub> equivalente como promedio para los años de ese periodo. En minas a rajo abierto, el principal consumo del diésel proviene del transporte de material a través de camiones de extracción de alto tonelaje (CAEX). En el año 2020 en Chile existían 1.158 camiones, cada uno consume aproximadamente entre 3.300 y 3.600 l/día (Guerrero, 2020) (CORFO, 2017). Según el

IPCC el factor de emisión del diésel es 74.343 kg CO<sub>2</sub> equivalente/ TJ, lo que equivale a 2,76 CO<sub>2</sub> equivalente / litro, se podrían llegar a emitir 4.200 kt de CO<sub>2</sub> equivalente al año. En la Tabla 1 se muestran las emisiones estimadas.

Tabla 1: Estimación de emisiones del año 2020 de CO<sub>2</sub> eq por el consumo de diésel en camiones CAEX.

CONSUMO DE DIÉSEL	DE UN (1) CAMIÓN			DE TODA LA FLOTA		
	CONSUMO DIARIO [l]	EMISIÓN DIARIA CO <sub>2</sub> EQ [kg]	EMISIÓN ANUAL CO <sub>2</sub> EQ [kg]	CONSUMO DIARIO [l]	EMISIÓN DIARIA CO <sub>2</sub> EQ [kg]	EMISIÓN ANUAL CO <sub>2</sub> EQ [kg]
Consumo mínimo	3.300	9.108	3.324.420	3.821.400	10.547.064	3.849.678.360
Consumo máximo	3.600	9.936	3.626.640	4.168.800	11.505.888	4.199.649.120

En una convocatoria I+D del año 2017, CORFO mencionó que debido a la alta cantidad de emisiones y al creciente aumento en los costos ocasionados por la combustión del diésel, el H<sub>2</sub> se presenta como una alternativa de sustitución en los motores de los camiones. En el mismo documento, se menciona que un estudio en Chile estima que la tecnología de motores híbridos (combustión dual) de hidrógeno-diésel, puede alcanzar a sustituir entre el 40 y 70% del diésel (CORFO, 2017).

## 2. PROBLEMA

La cantidad de CO<sub>2</sub> equivalente liberado al ambiente por parte de la combustión del Diésel en la minería del cobre contribuye al aumento de las concentraciones de gases de efecto invernadero en el aire, propiciando el calentamiento global, por lo que es necesario aprovechar subproductos y residuos para producir energías alternativas con baja emisión de gases de efecto invernadero.

El desaprovechamiento del recurso hídrico que se pierde debido a la evaporación de los tranques de relave es otro problema (5,41 kt/mes), ya que se conoce que Chile es uno de los principales países afectados por la sequía y desertificación, por lo que es de importancia la recuperación de esta vital molécula para reutilizarla en otros procesos y así optimizar su uso.

Los relaves se pueden transformar en pasivos ambientales, las concentraciones de compuestos en las piscinas podrían producir alteraciones en suelos y napas cercanas a este. Produciendo problemas socioambientales persistentes en el tiempo, por lo cual es posible reducir el volumen y área ocupado por estos, disminuyendo el área de impacto.

### 3. OBJETIVOS

#### 3.1. OBJETIVO GENERAL

Establecer el potencial teórico para la obtención de hidrógeno verde a partir de subproductos y residuos de la minería de cobre.

#### 3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir tecnologías potencialmente utilizables para la producción de hidrógeno verde.
- Realizar una priorización de procesos que permitan la recuperación de agua desde subproductos y residuos de la minería.
- Evaluar teóricamente los rendimientos de producción para los procesos priorizados.

## 4. ESTUDIO DE MERCADO, CAPACIDAD Y UBICACIÓN DE LA PLANTA

### 4.1. MERCADO INTERNACIONAL

Los combustibles fósiles son los actuales dominantes del mercado energético nacional e internacional debido a su antigüedad, lo que les ha otorgado avances tecnológicos y por ende bajos costos de producción (IEA, 2020a). Pero ello se ve contrastado por la situación ambiental actual, donde aspectos como emisión de GEI y cambio climático cada vez cobran más importancia (IPCC, 2008), lo que ha propiciado la toma de medidas y acuerdos internacionales para optimizar su manejo.

El término “Economía del Hidrógeno” propuesto por General Motors en 1970 ha tomado cada vez más relevancia, propone que el hidrógeno se produzca localmente con recursos autóctonos, de forma económica y respetuosa con el medio ambiente otorgando seguridad en el suministro y una mayor calidad ambiental. Existe una fuerte tendencia internacional para avanzar en la descarbonización de las fuentes de energía (Naciones Unidas, 2015), una de las metas más cercana es la captación y almacenamiento del carbono, no obstante, se presentan esfuerzos por convertir el hidrógeno en un precursor energético importante, el cual generará un fuerte cambio en la industria energética.

Las aplicaciones del hidrógeno han tenido hitos relevantes, como en la década de 1920 en el ámbito de la aviación, en las de 1930 y 40' en transporte en Alemania e Inglaterra. Desde fines del siglo pasado han surgido apoyos gubernamentales para impulsar el mercado internacional del hidrógeno mediante diferentes proyectos (Linares & Moratilla, 2007). Últimamente diversos países han estructurado y proyectado el abastecimiento energético relacionado con el hidrogeno a través de estrategias, en septiembre de 2020 el Consejo Mundial de Energía (WEC por sus siglas en inglés) publicó una revisión internacional de las estrategias de hidrógeno donde se mostró que se concentran en Europa o Asia y que están en preparación o etapas de diseño, como se aprecia en la Figura 11.

Prefactibilidad técnica: Potencialidad de la producción de hidrógeno verde a partir de subproductos y residuos de la minería del cobre

## ESTUDIO DE MERCADO, CAPACIDAD Y UBICACIÓN DE LA PLANTA

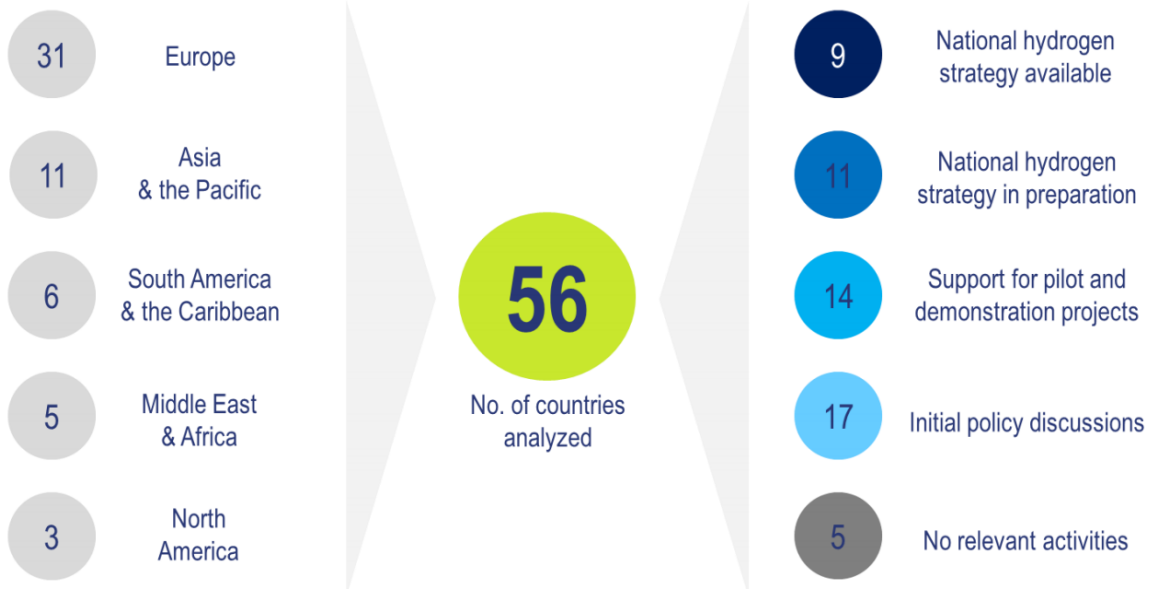


Figura 11: Origen y avance de las estrategias o actividades de hidrógeno. (WEC, 2020)

También se expone un mapamundi con el avance y ubicación de las estrategias de hidrógeno, como se muestra en la Figura 12.

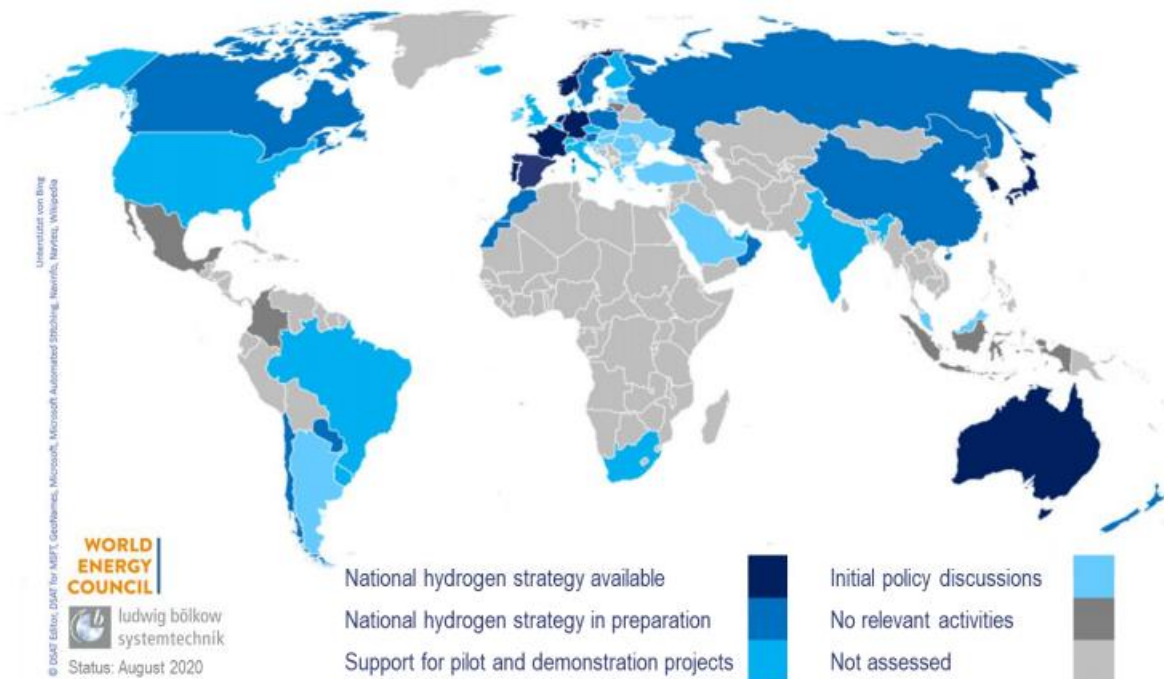


Figura 12: Mapamundi de avance de países en torno a las estrategias de hidrógeno. (WEC, 2020)

A partir del análisis, WEC concluye que las estrategias son similares en ciertos aspectos, estas consideran que:

## ESTUDIO DE MERCADO, CAPACIDAD Y UBICACIÓN DE LA PLANTA

---

- El hidrógeno es un elemento esencial para alcanzar un sistema energético descarbonizado.
- Se estima un aumento en la demanda internacional. En países con alta densidad poblacional y necesidades energéticas, como Japón, se suplirá con importación.
- Las primeras aplicaciones se centran en los sectores de transporte e industria.
- Proyectan etapas progresivas, coincidiendo en miradas de descarbonización de largo plazo.

Uno de los pioneros en el área es Japón, país que a fines de 2017 formuló una estrategia para impulsar el uso de hidrógeno en su sociedad. La dependencia de Japón por los combustibles fósiles impulsó el desarrollo de la estrategia en áreas de investigación, de proyectos, de educación, de innovación, entre otras. Se ha orientado fuertemente en el avance del hidrógeno en el sector transporte, propiciando temáticas como:

- Desarrollo de tecnologías de baterías avanzadas para locomoción.
- Investigación de celdas en celdas de combustible y de los sistemas de distribución.
- Promover el uso de Diésel limpio mediante la colaboración entre el gobierno la industria y las academias.
- Desarrollar la conducción automática de vehículos, reduciendo el consumo de combustible.

Mediante el 5° Programa Marco de la Unión Europea (1998-2002) se crearon grupos de trabajo en torno al hidrógeno (Linares & Moratilla, 2007). En las versiones posteriores, 6° y 7° del Programa Marco se han financiado diferentes proyectos con objetivos específicos, proyectos integrados, proyectos de coordinación, entre otros. Han sido diferentes las formas en que la UE ha avanzado en investigación y comprensión del manejo del vector energético. Si bien han sido instancias aisladas, la Comisión Europea no se pronuncia hasta mediados de 2020 con su propia estrategia.

A la par de Europa, EE. UU. comenzaba con sus propias iniciativas, creando políticas y programas con el objetivo de desarrollar la industria del hidrógeno, pero no es hasta fines de 2020 que el Departamento de Energía (DoE por sus siglas en inglés) presenta la estrategia de hidrógeno. El DoE ha sido un actor clave en la ejecución de programas con medidas y acciones concretas como: reducción de costes de producción de H<sub>2</sub>, identificación de nuevos materiales para el almacenamiento, entre otras. Se producen aproximadamente 10 millones de toneladas de hidrógeno y se utiliza principalmente para la

Prefactibilidad técnica: Potencialidad de la producción de hidrógeno verde a partir de subproductos y residuos de la minería del cobre

### ESTUDIO DE MERCADO, CAPACIDAD Y UBICACIÓN DE LA PLANTA

refinación del petróleo y fertilizantes. En este país existe un programa llamado “H2@Scale”<sup>3</sup>, iniciativa del departamento de energía (alineada con su estrategia de hidrógeno), que promueve la producción, transporte, almacenamiento y utilización del hidrógeno, generado grandes oportunidades de ingresos en el sector energético. También el programa presenta las razones de porque el hidrógeno debe presentarse como una estrategia de mercado y estas son porque se puede producir por diversos recursos nacionales, posee una densidad energética elevada (tres veces más que la gasolina), cero o casi cero emisiones en su uso, entre otras. En la Figura 13 se indican los usos del hidrógeno según la visión del programa nombrado anteriormente y con ello se esperan mercados emergentes en el sector petroquímico y el transporte de pilas de combustible para vehículos livianos y también en otras industrias como fabricación de acero, la producción de amoníaco y combustibles líquidos (utilizando CO<sub>2</sub> más hidrógeno) y el uso de hidrógeno para aplicaciones marinas, ferroviarias, de centros de datos y vehículos pesados. (U.S. Department of energy, 2020)

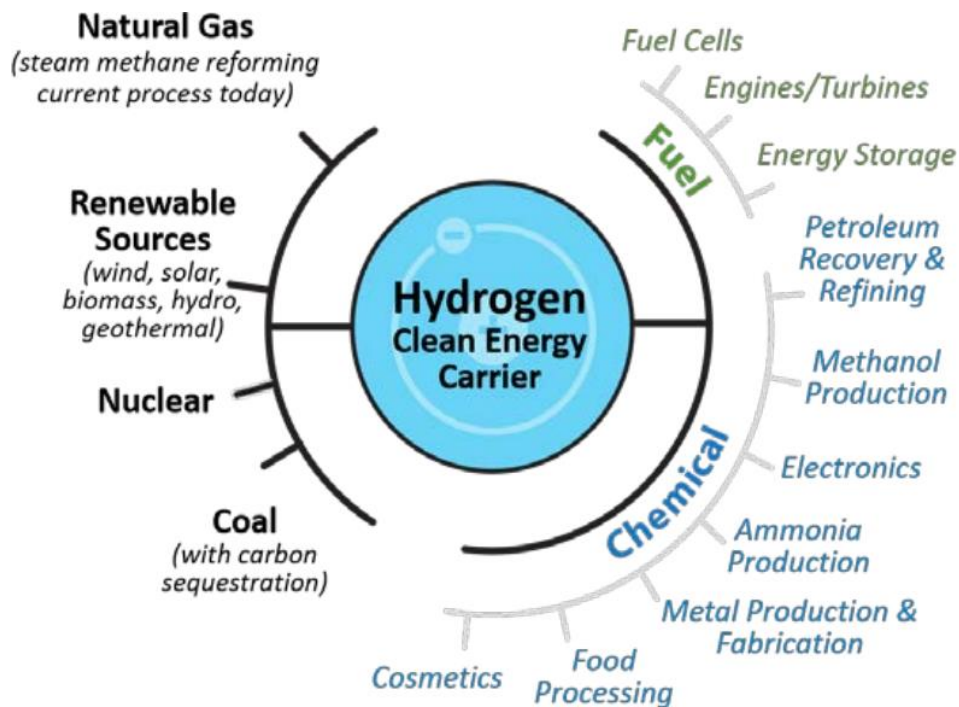


Figura 13: Visión de H2@Scale con el hidrógeno como portador de energía, como la electricidad, que también sirve como materia prima crítica en múltiples industrias. (U.S. Department of energy, 2020)

<sup>3</sup> <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/h2scale>

## ESTUDIO DE MERCADO, CAPACIDAD Y UBICACIÓN DE LA PLANTA

Las aplicaciones del hidrógeno en el mundo son variadas, no solo se utiliza para la generación de energía eléctrica o en celdas para transportes, sino que también posee aplicaciones industriales, las cuales se resumen en la *Tabla 2*, que casi en su totalidad se satisface a través de hidrógeno producido por gas natural, carbón y petróleo, no obstante, existen tecnologías para evitar las emisiones que conlleva la producción del H<sub>2</sub> para reducir los impactos ambientales. En la refinación del petróleo el hidrogeno se utiliza principalmente en la eliminación de impurezas, el mercado de este sector es algo complicado, ya que, mundialmente se apunta a una reducción del uso del petróleo y más aún si se cumple el Acuerdo de París (ONU, 2015), en la Figura 14 se evidencia la reducción de la utilización del Hidrógeno en esta industria en un 80-90% al 2030. En cuanto a la producción química se centra en el amoníaco y el metanol, y en menor medida en etileno, propileno, benceno, tolueno y xilenos mezclados, para este caso la industria aumentará la demanda de hidrógeno de 44 Mt/año a 57 Mt/año al 2030, como se indica en la Figura 15, por la descarbonización y el uso de combustibles con menos emisiones. Para la producción de hierro y acero se utiliza el mismo hidrógeno producido en la ruta del alto horno para otros procesos dentro de la misma industria, lo novedoso es que se podría utilizar este hidrógeno en tecnologías de captura, uso y almacenamiento de dióxido de carbono (IEA, 2019). Actualmente el uso de celdas de combustible de hidrógeno en el transporte es reducido, pero posee un potencial extraordinario ya que el mercado automotriz aumenta cada vez más, E.E.U.U y China poseen la mayor cantidad de buses con celdas de hidrógeno y al menos 11 empresas fabrican actualmente autobuses eléctricos de pila de combustible. En general aún faltan avances en la tecnología para poder competir tanto con los autos de combustión de hidrocarburos y los eléctricos.

*Tabla 2: Resumen del uso del hidrógeno en aplicaciones industriales y potencial futuro. (IEA, 2019).*

SECTOR	ROL ACTUAL DE HIDRÓGENO	DEMANDA DE HIDRÓGENO DE 2030	DEMANDA A LARGO PLAZO	SUMINISTRO DE HIDRÓGENO CON BAJAS EMISIONES DE CARBONO	
				OPORTUNIDADES	DESAFÍOS
Refinación de petróleo	Se utiliza principalmente para eliminar impurezas (por ejemplo, azufre) del petróleo crudo y actualizar el crudo más pesado. Se utiliza en volúmenes más pequeños para aceite, arenas y biocombustibles.	Aumento del 7% en las políticas existentes. Impulsado por regulaciones de contaminantes más estrictas, pero moderado por un menor crecimiento de la demanda de petróleo.	Altamente dependiente de la demanda futura de petróleo, pero es probable que siga siendo una gran fuente de demanda en 2050, incluso en una vía de compatible con el Acuerdo de París.	Modernización de gas natural o hidrógeno en base a la captura, uso y almacenamiento de carbón (CCUS por sus siglas en inglés). Reemplace las compras de hidrógeno comercial por hidrógeno de electricidad baja en carbono.	La producción y el uso de hidrógeno están estrechamente integrados dentro de las operaciones de refinación, lo que hace que sea un argumento comercial difícil para reemplazar la capacidad existente. Los costos de hidrógeno influyen fuertemente en los márgenes de refinación.

ESTUDIO DE MERCADO, CAPACIDAD Y UBICACIÓN DE LA PLANTA

Tabla 2: (Continuación...)

SECTOR	ROL ACTUAL DE HIDRÓGENO	DEMANDA DE HIDRÓGENO DE 2030	DEMANDA A LARGO PLAZO	SUMINISTRO DE HIDRÓGENO CON BAJAS EMISIONES DE CARBONO	
				OPORTUNIDADES	DESAFÍOS
Producción química	Central para la producción de amoníaco y metanol, y utilizado en varios otros procesos químicos a menor escala.	Aumento del 31% en las políticas existentes de amoníaco y metanol debido al crecimiento económico y poblacional.	La demanda de hidrógeno para los usos existentes crecerá a pesar de la eficiencia de los materiales (incluido el reciclaje); nueva demanda de amoníaco y metanol podría surgir para usos limpios como combustibles a base de hidrógeno.	Renovación o nueva construcción de hidrógeno con CCUS. Utilizar hidrógeno bajo en carbono para la producción de amoníaco y metanol (la urea y el metanol todavía requerirán una fuente de carbono).	La competitividad de los suministros de hidrógeno con bajas emisiones de carbono depende de los precios del gas y la electricidad. La adaptación de CCUS no es una opción universal.
Producción de hierro y acero	El 7% de la producción primaria de acero se lleva a cabo a través de la reducción directa de la ruta del hierro (DRI), que requiere hidrógeno. La ruta del alto horno produce hidrógeno subproducto como una mezcla de gases, que a menudo se utilizan en el lugar.	Una duplicación bajo las políticas existentes como la ruta DRI se utiliza más, en relación con la ruta del alto horno actualmente dominante.	La demanda de acero sigue aumentando, incluso después de contabilizar una mayor eficiencia de los materiales. La producción 100% basada en hidrógeno podría aumentar dramáticamente la demanda de hidrógeno con bajas emisiones de carbono a largo plazo.	Instalaciones DRI de adaptación con CCUS. Alrededor del 30% del gas natural se puede sustituir por hidrógeno electrolítico en la ruta DRI actual. Convierta completamente las plantas de acero para utilizar el hidrógeno como el agente reductor clave.	Todas las opciones requieren mayores costos de producción o cambios en los procesos. Por lo general, se prevé que las aplicaciones directas de CCUS tengan costos más bajos, aunque estos son altamente inciertos. Competencia a largo plazo de la electrificación directa.
Calor de alta temperatura (excluyendo productos químicos y hierro y acero)	Prácticamente ninguna producción dedicada de hidrógeno para generar calor. Un uso limitado del hidrógeno que contiene gases de los sectores del hierro y el acero y químicos.	Aumento del 9% en la demanda de calor de alta temperatura bajo las políticas existentes. No hay uso adicional de hidrógeno sin un apoyo significativo a las políticas.	Es probable que la demanda de calor aumente aún más, proporcionando una oportunidad para el hidrógeno si puede competir en el costo en el entorno de políticas prevaleciente.	El hidrógeno de cualquier fuente podría sustituir al gas natural, por ejemplo, en clústeres industriales o cerca de tuberías de hidrógeno. Las mezclas con gas natural son más sencillas, pero menos beneficiosas para el medio ambiente.	Se espera que el hidrógeno compita mal con la biomasa y el CCUS directo en general, pero puede resultar competitivo con la electrificación directa. Los interruptores de combustible completos, o CCUS, tienden a implicar una inversión significativa.

ESTUDIO DE MERCADO, CAPACIDAD Y UBICACIÓN DE LA PLANTA

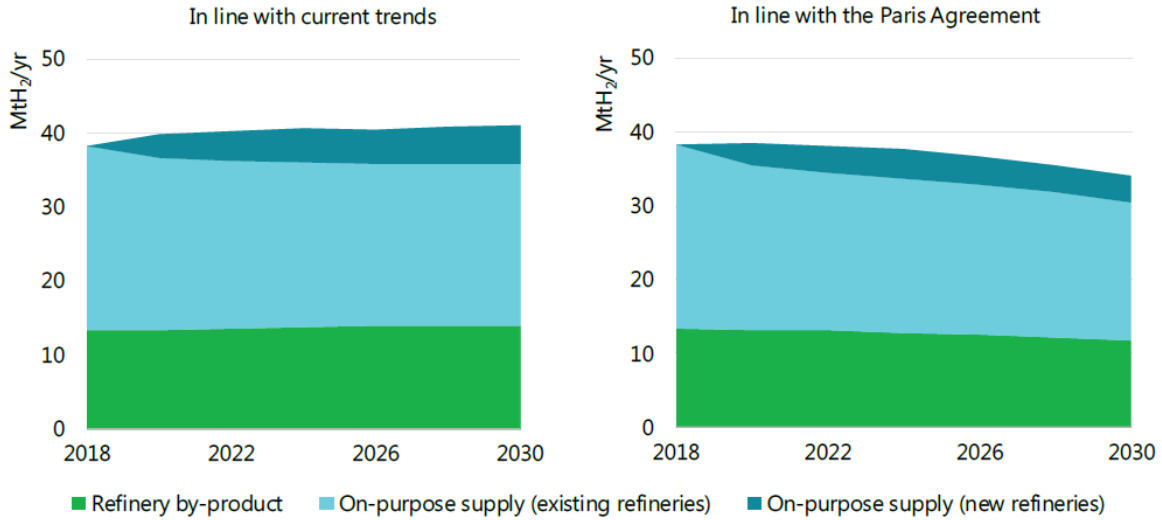


Figura 14: Demanda futura de hidrógeno en refinación de petróleo bajo dos vías diferentes. (IEA, 2019)

En el ámbito de generación de energía, el hidrógeno es responsable de menos del 0,2% de la electricidad global, pero hay posibilidad de que cambie en un futuro a largo plazo, es posible utilizar el hidrógeno en conjunto con otros gases como el amoníaco para reducir la producción de carbono y también se podría convertir en un almacenamiento de energía a largo plazo. Si bien existen pequeñas centrales de hidrógeno para abastecer pueblos, estas son muy limitadas, existe evidencia en que turbinas a gas han funcionado perfectamente con gases ricos en hidrógeno. La capacidad de pilas de combustible estacionarias ha aumentado alcanzando 1,6 GW en 2018, pero solamente 70 MW utilizan hidrógeno. Para que la competitividad de las centrales eléctricas de hidrógeno frente a la producción de electricidad por gas sea real es posible aplicar potenciales cargos por la producción de CO<sub>2</sub>, como se aprecia en la Figura 16. (IEA, 2019)

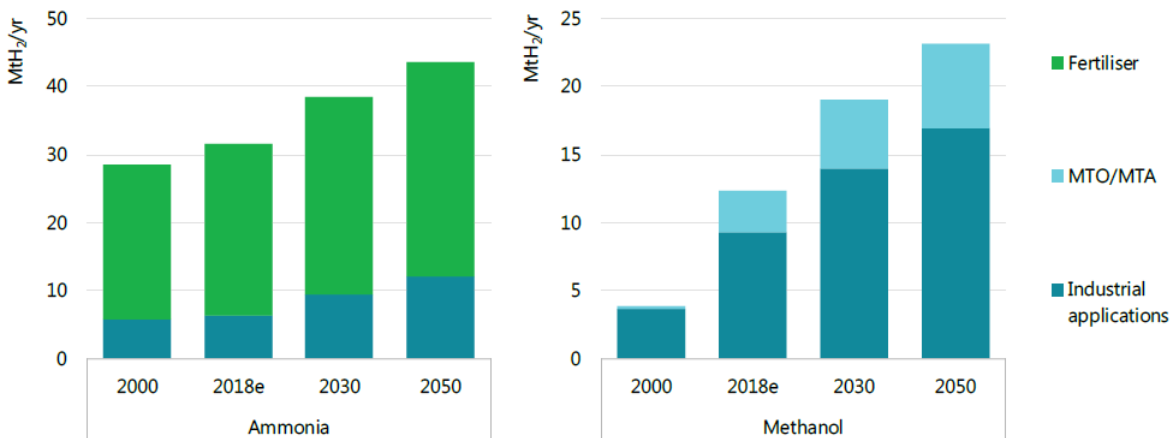


Figura 15: Demanda de hidrógeno para la producción química primaria para aplicaciones existentes bajo las tendencias actuales. (IEA, 2019)

## ESTUDIO DE MERCADO, CAPACIDAD Y UBICACIÓN DE LA PLANTA

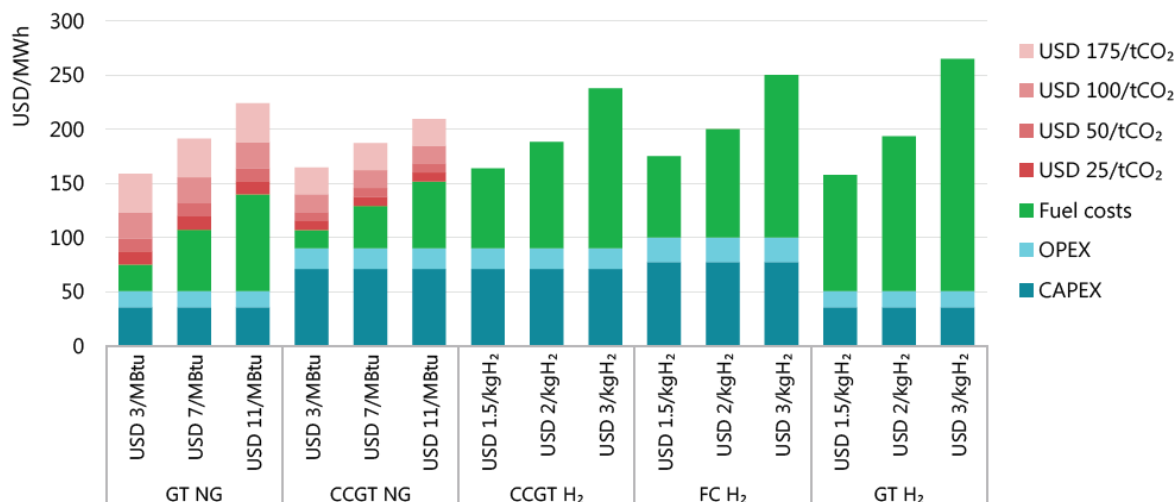


Figura 16: Costes de generación de electricidad nivelados para el equilibrio de carga con gas natural e hidrógeno.

Notas: GT = turbina de gas; CCGT = turbina de gas de ciclo combinado; FC = pila de combustible; NG = gas natural. CAPEX = USD 500/kW GT, USD 1 000/kW CCGT sin CCS y CCGT de hidrógeno, USD 1 000/kW FC. Eficiencias brutas (LHV) = 42% GT, 61% CCGT sin CCS y CCGT de hidrógeno, 55% FC. Vida económica = 25 años para GT y CCGT, 20 años para FC. Factor de capacidad = 15%. (IEA, 2019)

## 4.2. MERCADO NACIONAL

Los principales usos del hidrógeno en Chile (Rivera, 2020) son:

- Refinerías: la mayor parte de la demanda del hidrógeno en Chile corresponde a este sector, y se destina principalmente al hidrotratamiento, hidrocracking y desulfuración de los combustibles.
- Industria Alimentaria: es utilizado en la industria de la producción de margarina y de aceites, mediante el proceso de hidrogenación de grasas.
- Producción de Vidrio: se utiliza para realizar el pulido superficial de artículos de vidrio y el quemado de bordes tras el proceso de conformado.
- Generación de Energía Eléctrica: se utiliza como refrigerante de turbogeneradores.
- Tratamientos Térmicos: es utilizado en procesos de recocido, soldaduras, creación de atmosferas para prevenir la oxidación y creación de atmosferas inertes.

La producción de hidrógeno en Chile está en sus primeras etapas, actualmente existen pocas empresas dedicadas al rubro, entre ellas se pueden mencionar:

Linde Chile S.A.: es una empresa perteneciente a la corporación alemana The Linde Group, se encarga de la producción de distintos gases alrededor del mundo. En Chile se ubica en

## ESTUDIO DE MERCADO, CAPACIDAD Y UBICACIÓN DE LA PLANTA

instalaciones de ENAP en la comuna de Concón, ahí se encarga de fabricar, envasar y suministrar hidrógeno y anhídrido carbónico

Hidrógenos del BíoBío S.A.: es una empresa perteneciente al grupo Sigdo Koppers. A partir del 2005 produce hidrógeno de alta pureza a partir de gas metano para abastecer a la Refinería BíoBío de ENAP.

Para el año 2022 comenzará a funcionar el proyecto Haru Oni de Highly Innovative Fuels (HIF), produciendo hidrógeno verde desde la energía eólica y un electrolizador PEM (Membrana de Intercambio de Protones), luego este hidrógeno reacciona con CO<sub>2</sub> para sintetizar metano y parte de este se convertirá en e-Gasolina para abastecer automóviles convencionales, produciendo 130.000 litros de combustible.<sup>4</sup>

Chile no posee normativas específicas para el uso del hidrógeno, por lo que se utilizan normativas relacionadas con el manejo de gases industriales, tales como:

- NCh1025.Of1990 Gases comprimidos - Cilindros de gas para uso médico y para esterilización - Marcas de identificación del contenido y de los riesgos inherentes.
- NCh1377.Of1990 Gases comprimidos - Cilindros de gas para uso industrial –Marcas para identificación del contenido y de los riesgos inherentes.
- DS N°280, de 2009, del Ministerio de Economía, Reglamento de Seguridad del Transporte y Distribución de Gas de Red.

### 4.3. ANÁLISIS DE LA LEGISLACIÓN APLICABLE

El marco regulatorio del hidrógeno en Chile está en sus primeros pasos. En el año 2020 el Centro de Energía UC elaboró un documento donde se propone un plan regulatorio del hidrógeno en etapas de corto, mediano y largo plazo (ver Anexo 1), que principalmente se compone de reglamentos, recomendando finalmente que la regulación local se base en adaptar normas internacionales.

En el contexto de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de Chile que menciona que “La regulación es un pilar fundamental para la construcción de una industria” (del hidrógeno), es que en febrero de 2021 mediante la Ley 21.350 – Sobre Eficiencia Energética, se modificó el Decreto Ley 2.224 del año 1978 – Crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía. El cambio consistió en actualizar el Artículo 3 del DL

---

<sup>4</sup> <https://www.haruni.com/#/es/>

Prefactibilidad técnica: Potencialidad de la producción de hidrógeno verde a partir de subproductos y residuos de la minería del cobre

**ESTUDIO DE MERCADO, CAPACIDAD Y UBICACIÓN DE LA PLANTA**  
agregándole al final del inciso lo siguiente: “hidrógeno y combustibles a partir de hidrógeno”. Otorgándole así las competencias necesarias al Ministerio de Energía para comenzar con la regulación del recurso<sup>5</sup>.

Considerando lo anterior, en el año 2021 el Ministerio de Energía publicó la guía de apoyo para solicitud de autorización de proyectos especiales de hidrógeno, que estipula el marco legal para tener en cuenta a la hora de realizar un proyecto que involucre la producción y utilización de hidrógeno como combustible, las normas recomendadas son internacionales y gran parte de estas son de pago. En la tabla del Anexo 2, se encuentran con su descripción y están agrupadas según las etapas de la cadena de valor; acondicionamiento, almacenamiento, transporte, calidad, celdas, dispensadores y consumo (Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 2021).

#### **4.4. UBICACIÓN Y CAPACIDAD DE LA PLANTA**

El proceso de selección del lugar geográfico en el que se ubicará de la planta productora de hidrógeno verde debe considerar diversos factores a tener en cuenta:

- Cercanía de relaves de minería de cobre: es necesario, ya que se utilizarán tecnologías para la recuperación de agua de estas masas de material fino desechado.
- La minera objetivo debe ser persistente en el tiempo: los costos asociados a las tecnologías de producción y almacenamiento hidrógeno son altos por lo tanto la inversión será recuperada a lo largo de una extensión importante de años.
- Disponer de una geografía y geomorfología apta para la instalación de la planta.

Según el mapa minero de Chile<sup>6</sup>, creado por SONAMI, adjuntado en el Anexo 3, se observa que la zona propicia para que se instale una posible planta es desde la Zona Centro Norte de Chile (Rancagua) hasta el Norte ya que ahí se ubica la mayoría de las mineras cupríferas del país.

Sabiendo lo anterior, se tendrá una idea más precisa en la selección de los equipos que se priorizarán para la producción de hidrógeno y donde la capacidad exacta de la planta de recuperación de aguas será proporcional al efluente del relave objetivo, para efectos de este trabajo se considerará como base un caudal de depósito de 103 kt/mes del que

---

<sup>5</sup> Vidal, H. (11 de marzo de 2021). “Hacia una regulación unificada del hidrógeno en Chile”.

<sup>6</sup> <https://www.sonami.cl/mapaminero/>

Prefactibilidad técnica: Potencialidad de la producción de hidrógeno verde a partir de subproductos y residuos de la minería del cobre

### ESTUDIO DE MERCADO, CAPACIDAD Y UBICACIÓN DE LA PLANTA

aproximadamente un 65% corresponde a sólidos, de acuerdo con esta información se trabajará en la selección y dimensionamiento de las tecnologías para la recuperación y tratamiento del agua.

Para el caso de la ubicación de la planta de producción de energía a través de fuentes renovables, esta puede ser construida en todo el país siempre que se conecte a los sistemas eléctricos de este, se inyectará a los sistemas la energía requerida por la planta de producción de hidrógeno verde para ser utilizada en cualquier parte del país, sin embargo, lo ideal es que estas dos plantas estén cerca. A través del mapa de radiación solar del Ministerio de Energía<sup>7</sup> se pueden evidenciar posibles sectores de emplazamiento de la planta de producción de hidrógeno a través de energía solar, los sectores adecuados, estarían ubicados entre la Región de Arica y Parinacota hasta la Región de Coquimbo, específicamente hasta la ciudad de La Serena, porque presentan elevada radiación solar llegando en algunas zonas hasta los 7,5 kWh/m<sup>2</sup>/día, ver Figura 17. No se tomaron en cuenta las regiones del sur del país por -en términos generales- poseer un bajo potencial en cuanto a energía solar y poseer bajo desarrollo de la minería del enfoque de este trabajo.

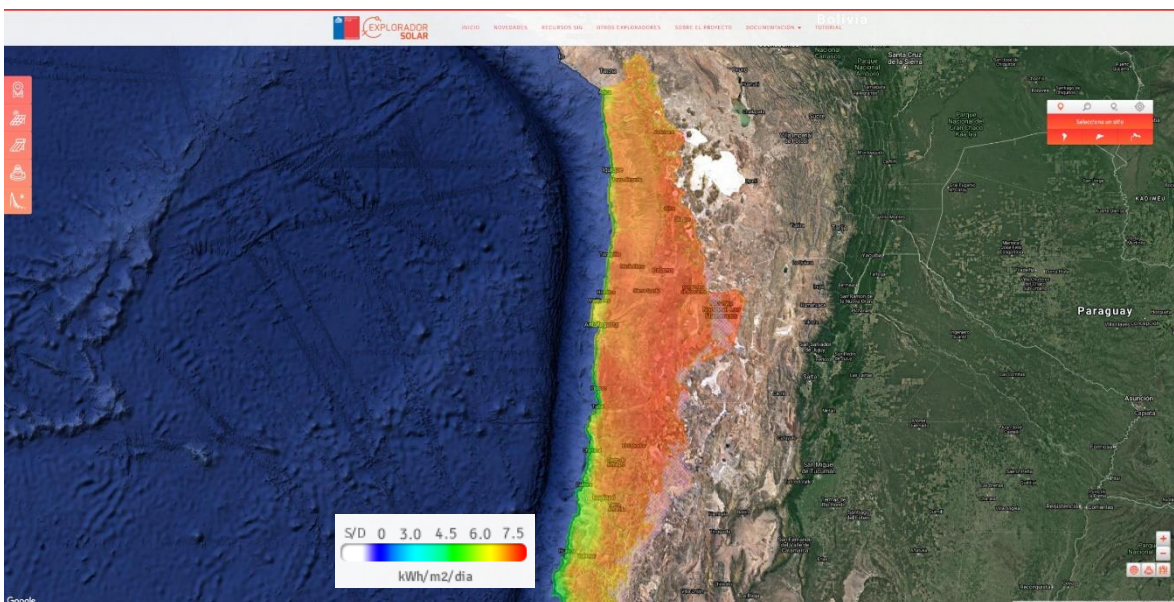


Figura 17: Mapa de exploración solar, Chile. (<http://solar.minenergia.cl/exploracion>)

<sup>7</sup> <http://solar.minenergia.cl/exploracion>

Prefactibilidad técnica: Potencialidad de la producción de hidrógeno verde a partir de subproductos y residuos de la minería del cobre

## ESTUDIO DE MERCADO, CAPACIDAD Y UBICACIÓN DE LA PLANTA

Distinto es el panorama en la fuente eólica del país, el explorador eólico del Ministerio de Energía<sup>8</sup> presenta capacidad de instalación de una planta productora hidrógeno con fuente eólica en todo el país, no obstante, las zonas adecuadas son más predominantes en el sur de Chile y los vientos podrían alcanzar los 9 m/s a los 100 metros de altura de la superficie, lo anterior se observa en la Figura 18.

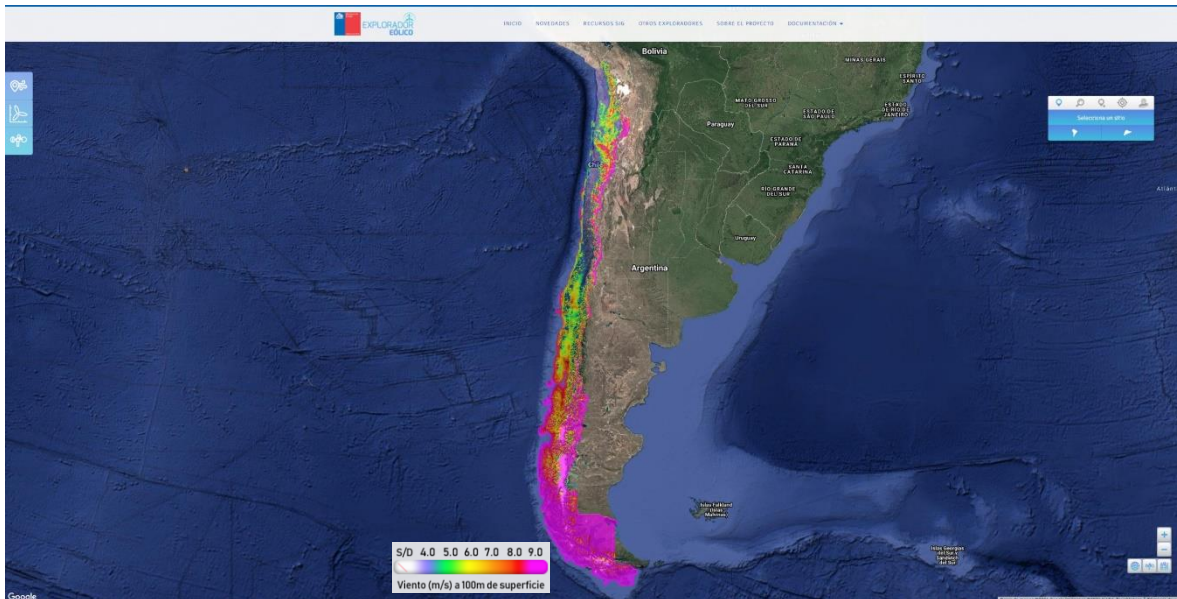


Figura 18: Mapa de exploración eólico, Chile. (<http://eolico.minenergia.cl/exploracion>)

<sup>8</sup> <http://eolico.minenergia.cl/exploracion>

## 5. SÍNTESIS Y SELECCIÓN DE OPERACIONES UNITARIAS

El Centro de Energía UC en conjunto con el grupo alemán de Ingeniería *Fictner* en 2020 propusieron una cadena de valor del hidrógeno que consta de las siguientes etapas:

- Producción: Tecnología o proceso empleado para la producción de hidrógeno.
- Acondicionamiento: etapa subsiguiente a la anterior que otorga manejabilidad al producto.
- Almacenamiento: instancia en la que se deposita el hidrógeno.
- Distribución: Medios para transportar el hidrógeno desde el lugar de producción/almacenamiento al de consumo.
- Consumo: Actividad o proceso donde el hidrógeno reacciona para ceder energía.

Además, es importante tener en cuenta una instancia previa a la producción, que considera la fuente energética renovable para lograr el objetivo de producir hidrógeno verde y la recuperación del agua del relave minero. Estas se enumeran en un orden lógico de proceso. En la Figura 19 se muestran las etapas de la cadena de valor y sus interrelaciones.

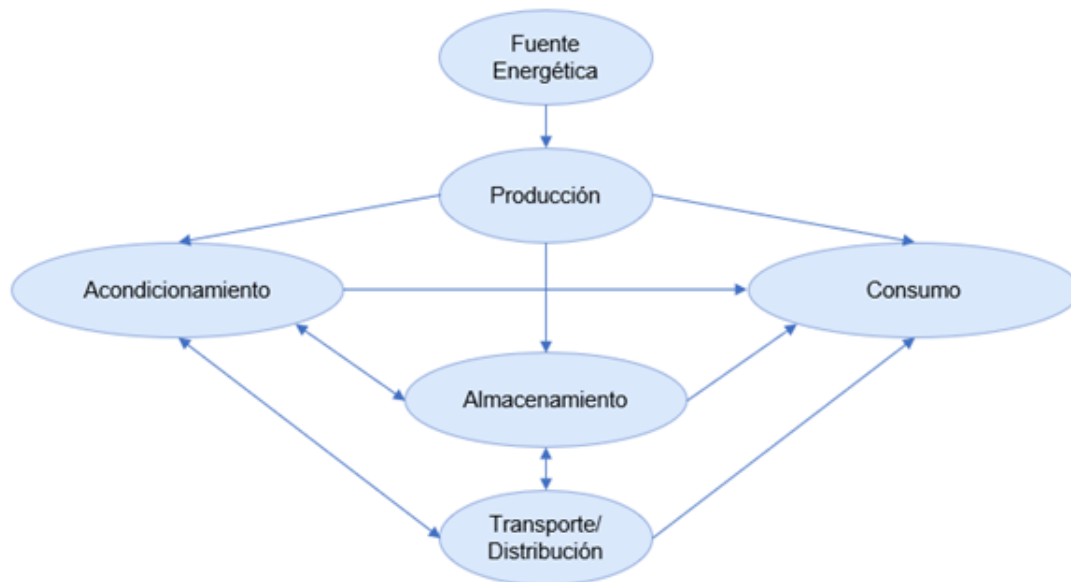


Figura 19: Relaciones entre las etapas de la cadena de valor del hidrógeno. (Adaptado de Centro de Energía UC, 2020)

En la misma línea, Inodú en el año 2020 planteó un diagrama del sistema de producción-acondicionamiento de hidrógeno, este se muestra en la Figura 20, donde se define una frontera de sistema (línea punteada).

## SÍNTESIS Y SELECCIÓN DE OPERACIONES UNITARIAS

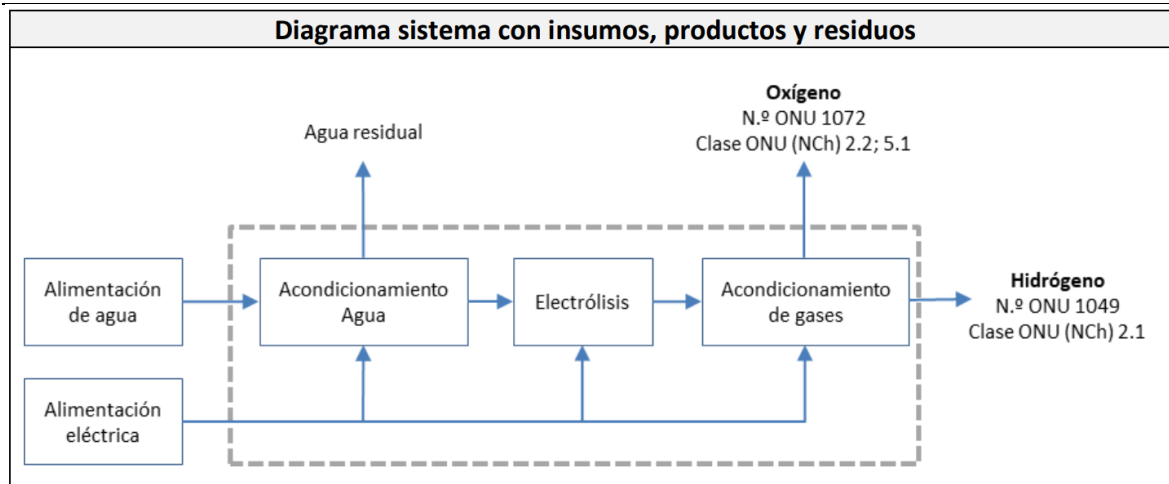


Figura 20: Producción de hidrógeno verde. (Inodú, 2020)

El diagrama presentado en la Figura 20 considera la alimentación de agua de proceso, para efectos de este trabajo se debe agregar una etapa previa con el objetivo de recuperar una parte importante del agua del relave minero.

### 5.1. RECUPERACIÓN Y FILTRACIÓN DE AGUAS DE RELAVE

Para la obtención del agua del relave minero, se priorizará la realización de la separación a través de métodos mecánicos, es decir se utilizarán fuerzas físico-mecánicas que actuarán sobre las partículas y el líquido objetivo. Estos procesos se pueden dividir en filtración por membrana, precipitación y sedimentación, precipitación y sedimentación por centrifugación, filtración centrífuga y reducción mecánica de tamaño y separación. (Geankoplis, 1998).

#### 5.1.1. Sedimentación

La operación de sedimentación se basa en la diferencia de densidades de las partículas que componen una mezcla sólido-fluido o sólido líquido, donde las partículas con mayor densidad descienden impulsadas inicialmente por una aceleración de corta duración y se mantienen a una velocidad terminal a lo largo de la separación. En muchos casos la separación puede ser parcial.

##### 5.1.1.1 Sedimentación por gravedad

La gravedad es la fuerza que provoca una mayor aceleración de las partículas más densas con respecto a las menos densas. En caso de ser una mezcla sólido-fluido, el equipo que actúa en la sedimentación se conoce como clarificador, el cual deja en la superficie una mezcla clarificada y en el fondo un lodo más espeso. Si la mezcla a separar estuviese

## SÍNTESIS Y SELECCIÓN DE OPERACIONES UNITARIAS

compuesta exclusivamente de sólidos, al equipo se le denomina clasificador. A estos últimos se les puede agregar un líquido como medio para suspender las partículas y modificar sus velocidades de sedimentación. Para efectos de este informe los métodos propuestos serán los proporcionados por un clarificador, no obstante, a continuación, se describen los principales métodos de sedimentación por gravedad.

- Clasificadores por Gravedad: Para este tipo de sedimentador, se requiere agitar la mezcla a separar y en muchos casos un líquido para transportar las partículas. Estos sedimentadores se utilizan principalmente para separar mezclas de partículas de igual composición, pero con distintas granulometrías, en la superficie quedan aquellas de menor tamaño y en el fondo las más grandes. En el caso de la minería a las partículas más gruesas se les conoce como arenas y a las más finas como limos.
- Clasificadores Lavadores: corresponden a los equipos que separan partículas de distintas densidades. Se utilizan principalmente 2 métodos:
  - o De Hundimiento y Flotación: consiste en la separación de la mezcla utilizando un medio líquido cuya densidad debe ser intermedia entre las densidades de las partículas a separar ocasionando que las más densas se hundan y las menos densas floten.
  - o De Sedimentación Diferencial: se basa en la diferencia entre las velocidades terminales de sustancias de diferente densidad. Un inconveniente en este método es que las partículas grandes y ligeras sedimentarán con la misma velocidad que las más pequeñas y pesadas, lo que implica una fracción mezclada.

## SÍNTESIS Y SELECCIÓN DE OPERACIONES UNITARIAS

- Clarificadores / espesadores: Se utilizan cuando la mezcla a separar está compuesta por partículas de sólido diluidas en un líquido. En ocasiones puede ocurrir la floculación de la mezcla, que es la aglomeración de partículas finas en conjuntos de tamaño mayor, lo que produce que aumente la velocidad de sedimentación. La floculación también puede ser promovida por agentes floculantes. En el ámbito de la minería, los equipos que se utilizan para separar el fluido se les conoce como espesadores o clarificadores, el cual consiste en un tanque cilíndrico con un fondo en forma cónica como se muestra en la Figura 21. Sus partes principales son la tubería de alimentación por la parte superior (feedwell), la zona de descarga de rebose por donde sale el líquido clarificado (overflow), zona de descarga del espesado (underflow) (Morán, 2018).

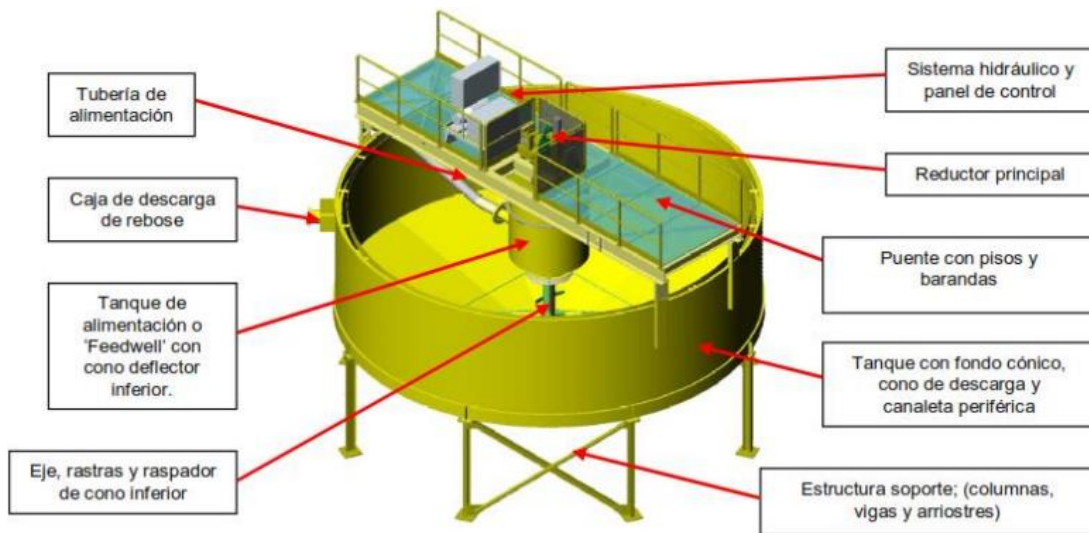


Figura 21: Componentes principales de un espesador de relaves mineros. (Morán, 2018)

Con un clarificador operando en óptimas condiciones se espera que el overflow no contenga sólidos, es decir que la totalidad de los sólidos incorporados en la alimentación se retiren por el underflow (Ojeda, 2014).

### 5.1.1.2 Sedimentación centrífuga

Se produce cuando la mezcla a separar se somete a una rotación, lo que aplica una fuerza centrífuga al cuerpo obteniéndose una mayor velocidad de sedimentación que con sólo la fuerza de gravedad.

- Ciclón e hidrociclón: para separar sólido de gas y sólido de líquido, respectivamente. Consiste en que el fluido entra por la parte superior y tangencialmente al equipo,

## SÍNTESIS Y SELECCIÓN DE OPERACIONES UNITARIAS

---

luego circula hacia abajo por las paredes de este en forma rotativa. Por la parte superior sale el fluido clarificado y por la inferior el concentrado en sólidos.

- Decantador centrífugo: Para separar líquidos inmiscibles. Hace girar la mezcla que es introducida en el equipo provocando que el líquido más pesado se quede cercano al exterior, mientras que el más liviano se encuentra cercano al eje de rotación (Warren *et al.*, 2007).

Se optó por la utilización de un espesador/clarificador, porque son bastante usados en la minería y es una tecnología bien desarrollada y económica al no presentar elementos de alto costo como nano membranas.

### 5.1.2. Filtración

En esta operación unitaria se separan las partículas sólidas presentes en una corriente gaseosa o líquida por medio de un filtro o pared separadora en donde quedan retenidos los sólidos por el tamaño de sus partículas. La corriente filtrada puede contener desde trazas del sólido alimentado hasta un porcentaje alto dependiendo de la técnica y el fluido a filtrar. Los filtros industriales pueden operar a presión, vacío o separadores centrífugos y con ello pueden actuar continua o discontinuamente, dividiéndose en tres grupos principales: filtros de torta, filtros clarificadores y filtros de flujo transversal. (Warren *et al.*, 2007).

#### 5.1.2.1. Filtros de torta

Las partículas sólidas quedan inmovilizadas en los poros del filtro y otras partículas quedan sobre la superficie del medio filtrante, después de un momento esta pared gruesa de partículas retenida es la que actúa como filtro y no la tela como tal y cuando esta torta llegue a un grosor específico debe ser retirada. Estos filtros se utilizan en su mayor parte para la separación sólido-líquido y pueden trabajar con una presión mayor a la atmosférica en la superficie del medio filtrante o a vacío en la corriente inferior. Algunos de estos filtros existentes son:

- Filtro de prensa (discontinuo): opera con placas y marcos alternados que recubren el medio filtrante (tela), el líquido fluye por la lona llenando los espacios vacíos, formándose una torta, y finalmente el líquido fluye por una tubería de descarga por medio de presión. (Geankoplis, 1998)
- Filtro de carcasa y hojas (discontinuo): presenta el mismo mecanismo que el filtro anterior a través de placas, pero la diferencia es que estas placas están dentro de

## SÍNTESIS Y SELECCIÓN DE OPERACIONES UNITARIAS

---

un cilindro que se cierra para que el medio a filtrar cubra las hojas y pase a través de estas, descargando el agua en un colector.

- El filtro de banda Larox (discontinuo): a través de cintas dispuestas una sobre otra en rodillos, que prensa el sólido a filtrar mientras se inyecta aire en una membrana plástica unida a la cinta que, por presión, se retira el resto de agua contenida en el lodo, el equipo se aprecia en la Figura 22A. Una vez alcanzando el espesor objetivo de torta, las cintas se mueven depositándola en contenedores.
- Nutcha de vacío (discontinuo): equipos simples que a través de la generación de vacío dentro de la cápsula filtra el fluido, descargado en la parte inferior de este, quedando la torta dentro del equipo, en la Figura 22B se aprecia el exterior de este. Se utiliza principalmente en la industria química.
- Filtro de tambor rotatorio a vacío (continuo): posee una alimentación inferior y son los filtros más antiguos utilizados en la industria química, mientras el cilindro gira la torta se adhiere a la capa externa de este a causa del vacío generado dentro del equipo, controlado por diversas válvulas, logrando que el medio filtrante pegado a la capa exterior cumpla con la filtración y recuperación del líquido objetivo. (Sivakumar *et al.*, 2011)
- Filtración centrífuga (continuo y discontinuo): el fluido a filtrar se introduce en un recipiente perforado rotatorio que posee un medio filtrante ya sea una lona o una tela metálica, mientras gira se forma una torta la cual por compresión libera el líquido del sedimento hasta que la estructura sea suficientemente rígida para soportar las fuerzas centrífugas. (Sambuichi, 1987)

## SÍNTESIS Y SELECCIÓN DE OPERACIONES UNITARIAS

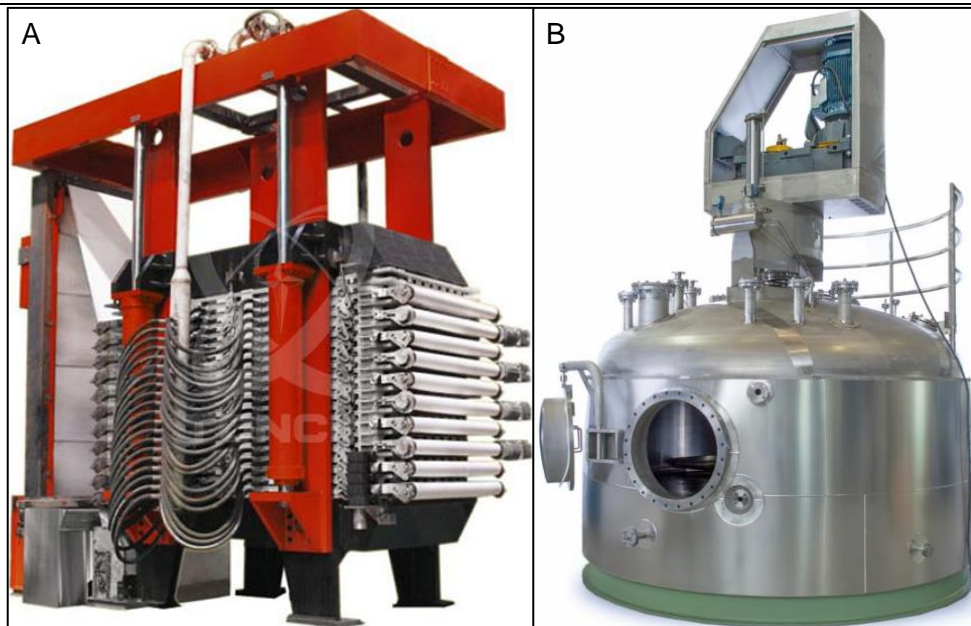


Figura 22: (A) Filtro de banda Larox (<https://sc04.alicdn.com/kf/HTB1flscXEvrK1RjSszfq6xJNVXas.jpg>). (B) Nutcha de vacío (<https://bachiller.com/es/filtro-secador-nucha/#opciones>)

### 5.1.2.2. Filtros clarificadores

Pequeñas cantidades de partículas sólidas o gotitas de líquido en gases o líquidos son atrapadas en el interior del medio filtrante o en sus superficies, y al ser inmobilizadas reducen el diámetro efectivo de los canales, pero no los bloquean por completo, a esto se le conoce como bloqueamiento estándar. Se utilizan principalmente para filtrar materiales “pulidos”. Los materiales pulidos corresponden a fluidos o gases con concentraciones de sólidos menores al 0,1%.

### 5.1.2.3. Filtración con flujo transversal

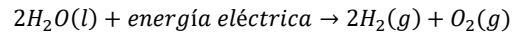
Se destaca la microfiltración con diámetros de 0,5 a 10  $\mu\text{m}$ , con alta resistencia al flujo, pero velocidad de filtrado lenta. También se tiene la ultrafiltración que cubre rangos de partículas más amplios.

## 5.2. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

El mecanismo que se utilizará para la producción de hidrógeno será la electrolisis del agua, que es la separación de este compuesto en oxígeno e hidrógeno gaseosos como se observa en la Ecuación 1, para ello es requerida una cantidad de energía de 474,4 kJ ( $\Delta G^\circ$ ) y electrodos de un metal inerte, más una disolución con iones capaces de conducir la electricidad suficiente para producir la electrólisis (Chang & College, 2002). Lo descrito anteriormente se le conoce como celda electrolítica, se inyectan electrones a través de una

## SÍNTESIS Y SELECCIÓN DE OPERACIONES UNITARIAS

corriente eléctrica directa la cual empuja los electrones hacia un electrodo y los toma del otro, en donde ocurre la reducción es el cátodo y donde se efectúa la oxidación es el ánodo (Brown *et al.*, 2004). El interés en este trabajo es el cátodo donde se produce el hidrógeno gaseoso.



*Ecuación 1*

Existen principalmente tres tipos de electrolizadores para la producción de hidrógeno gaseoso, el primero y más estudiado el electrolizador alcalino (EAL) que utiliza electrodos de materiales más accesibles y económicos (principalmente el níquel) obteniendo de igual forma una alta eficiencia energética y pureza del gas, comúnmente utilizan electrolitos de hidróxido de potasio (KOH) en agua y la solución de hidróxido de sodio (NaOH) en agua, ambas bases alcalinas funcionando a pH entre 13 y 14, con Voltajes (V) entre 1,6 V y densidades de corriente de 2 A/cm<sup>2</sup> en equipos avanzados (Kovač *et al.*, 2018). Otra tecnología utilizada y menos madura es el electrolizador PEM (membrana de intercambio de protones), conlleva costos más altos por la utilización de una membrana polisulfonada (Nafion) y compuestos más costosos en los electrodos como el platino/plomo en el cátodo, óxido de rutenio (IV)/óxido de iridio (IV) en el ánodo y junto a ello se utilizan separadores de placas de titanio (Shiva Kumar & Himabindu, 2019). El tercer tipo de electrolizador es el SOE (óxido sólido), lo más importante de este equipo es que trabaja a altas temperaturas (500 – 800 °C) por lo que el agua cambia de estado líquido a gaseoso reduciendo la demanda eléctrica y aumentando la eficiencia de la electrólisis, trabaja con electrodos de níquel con itria estabilizados con circonio e itrio dopado con bario circonado (Arunkumar *et al.*, 2019). Se resumirán en la Tabla 3 las ventajas, desventajas y con ello las principales diferencias de los tres equipos.

Según Kovač *et al.* (2018), el electrolizador alcalino (EAL) es un buen candidato para la producción de oxígeno a gran escala alimentados con energía de fuentes renovables. Sánchez *et al.* (2019) proponen un modelo de producción de hidrógeno por medio de un EAL con fuentes de energía renovables, el cual permite la optimización de los parámetros, se destaca que la presión no influye en la eficiencia del equipo, pero sí la temperatura. Por otro lado, concluyen que las energías renovables son una buena opción para la producción de hidrógeno.

## SÍNTESIS Y SELECCIÓN DE OPERACIONES UNITARIAS

Tabla 3: Comparación de las distintas tecnologías para la electrólisis. (IRENA, 2018); (Shiva Kumar & Himabindu, 2019); (Soto,2020)

TIPO DE ELECTROLIZADORES	VENTAJAS	DESVENTAJAS	EFICIENCIA ENERGÉTICA	kWh DE ELECTRICIDAD/kg DE H <sub>2</sub> (2025)
Alcalino	Tecnología muy estudiada. Electrodos no nobles. Bajo costo. Largo tiempo de vida de las celdas (80.000-90.000 h).	Baja densidad de corriente. Grado de pureza de los gases producidos. Baja presión de operación debido al electrolito líquido. (Voluminoso) Se utilizan electrolitos químicos NaOH y KOH, residuos.	70-80%	49
PEM	Se alcanzan altas densidades de corriente. Sistema compacto y de respuesta rápida. Gran cantidad de producción de H <sub>2</sub> con una pureza de 99,99%. Ecológicamente limpio. Opera a presiones altas. (Menos volumen para el almacenamiento)	Tecnología poco establecida. Corto tiempo de vida de las celdas (40.000-50.000 h). Altos costos de componentes. Entorno ácido.	80-90%	52
SOE	Opera a presiones muy altas. (Menos volumen para el almacenamiento). Opera a temperatura muy altas (500-800 °C), requiere una gran fuente de energía. Electrocátalisis no noble.	La tecnología está en estudio, solo existe en laboratorios. Baja durabilidad. No es compacto.	90-100%	-

Por todo lo descrito anteriormente se escoge el EAL, ya que es una tecnología más estudiada y menos costosa, y sabiendo que en Chile está en etapas tempranas de producción de hidrógeno verde como combustible es una buena opción para comenzar, ya que el riesgo económico es menor y la tecnología posee una pureza y eficiencia adecuada.

## SÍNTESIS Y SELECCIÓN DE OPERACIONES UNITARIAS

Se descartaron las demás tecnologías ya que el electrolizador PEM posee altos costos y un riesgo económico mayor. En cuanto al electrolizador SOE, este trabaja a altas temperaturas por lo que la energía fotovoltaica no es la más apta y se requiere que la tecnología madure más.

Existen dos tipos de células electrolíticas utilizadas en los EAL (Figura 23) la celda zero gap al tener un espacio entre electrodos menor, la resistencia eléctrica del electrolito será menor por lo que el rendimiento general del proceso aumenta y solo serán separados por una membrana no mayor a los 0,5 mm, con estas celdas de “espacio cero” se acerca a la eficiencia de un electrolizador PEM, no obstante se requiere una mayor investigación para mejorar el diseño de la celda (Phillips & Dunnill, 2016).

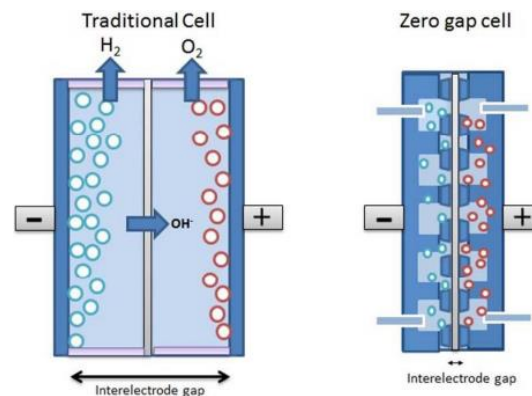


Figura 23: Gráfica de los distintos tipos de celda, a la izquierda la celda tradicional y a la derecha la celda de espacio cero. (Phillips & Dunnill, 2016)

Hay que recordar que para que la calificación hidrógeno producido sea Verde, la energía utilizada debe provenir de fuentes renovables de energía. A continuación, se describirán las dos principales fuentes energéticas renovables del país.

### 5.2.1. Energía solar

Se denomina Energía Solar a la energía aportada por la radiación electromagnética proveniente del sol. La cantidad de energía que incide en la superficie terrestre por unidad de área y tiempo se puede medir en [kWh/ m<sup>2</sup>/ día] y es el principal criterio para definir la ubicación de una planta solar<sup>9</sup>. En términos generales las tecnologías de aprovechamiento de energía solar pueden clasificarse en solares térmicas y solares fotovoltaicas.

<sup>9</sup> Generadoras de Chile, 2017. Energía Solar.

### 5.2.1.1 *Energía Solar Térmica*

Consiste en aprovechar el calor aportado por la radiación solar mediante la concentración en un punto o un espacio con el fin de alcanzar altas temperaturas para calentar un fluido o un sólido. Sus usos van desde aplicaciones hogareñas como hornos solares, calentadores de agua, hasta industriales como en plantas de generación eléctrica. Para aumentar la concentración energética y por ende las temperaturas alcanzadas, es clave definir los colores, materiales y disposición de los equipos utilizados. Se priorizan materiales translúcidos como el vidrio para permitir el paso de radiación e impedir la fuga de calor, el metal para mejorar la conductividad térmica y colores oscuros como el negro para elevar las temperaturas alcanzadas, pero dependiendo de las temperaturas que se requieran alcanzar el tipo de colector será diferente. En el ámbito de la generación eléctrica, se clasifican en 3 tipos de tecnologías: canal parabólico, torre central y disco parabólico (Arancibia & Best, 2010).

- Canal parabólico: La radiación solar es enfocada por espejos alargados en forma de una canaleta con perfil parabólico, el receptor que recibe la energía es un tubo que se dispone a lo largo de todos los espejos y en su interior conduce un fluido con buena capacidad para retener el calor.
- Torre central: consiste en una gran cantidad de heliostatos que direccionan la radiación solar hacia lo alto de una torre que contiene un fluido con buena capacidad para retener el calor. Los heliostatos deben ser móviles para ajustar el ángulo de concentración dependiendo de la posición del sol.
- Disco parabólico: consiste en una unidad que concentra el calor en un punto, donde se calienta un motor que contiene un gas que empuja un pistón conectado a un alternador eléctrico.

### 5.2.1.2 *Energía Solar Fotovoltaica*

Esta aplicación se consigue mediante el efecto fotovoltaico, que es la conversión de la parte electromagnética de la radiación solar en energía eléctrica. El efecto fotovoltaico consiste en la separación, mediante un campo eléctrico interno, de las cargas eléctricas de distinto signo de un material con estructura heterogénea. Las cargas eléctricas son generadas por la ionización de los átomos al absorber los fotones de la radiación<sup>10</sup>.

---

<sup>10</sup> Almonacid, G., 1996. Aplicaciones fotovoltaicas en edificios; Fundamentos.

## SÍNTESIS Y SELECCIÓN DE OPERACIONES UNITARIAS

Para generar el efecto fotovoltaico se requieren materiales semiconductores, los cuales conducen la electricidad mejor que un aislante, pero peor que un metal, esto aumenta significativamente al ser irradiados por la luz. Para generar electricidad se debe direccionar el flujo de electrones lo que se consigue solapando dos semiconductores: uno con facilidad para ceder (Tipo N) y otro con facilidad para aceptar electrones (Tipo P). La generación de electricidad se produce al iluminar la unión entre los dos materiales (Arancibia & Best, 2010). En la Figura 24 se muestra un esquema de una celda fotovoltaica, que es la estructura básica de los paneles fotovoltaicos, consta de los semiconductores antes mencionados y otras estructuras.

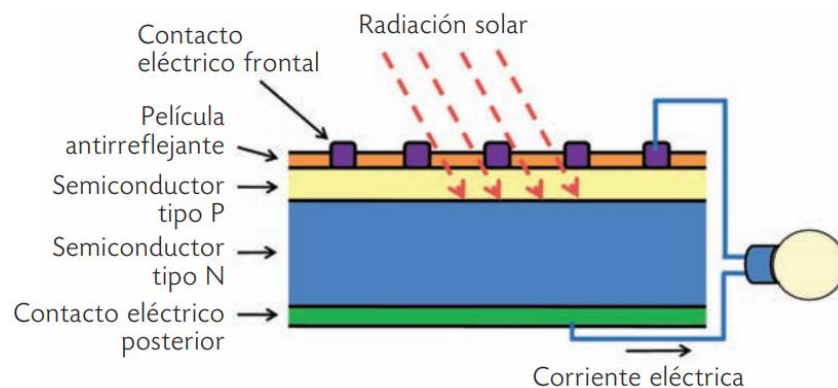


Figura 24: Esquema de celda fotovoltaica. (Arancibia & Best, 2010)

La potencia que genera una sola celda es baja, por lo que se deben agrupar y conectar varias entre sí, lo que forma un panel fotovoltaico. En el mercado se barajan diversas tecnologías y materiales para crear las celdas, pero el silicio policristalino es la dominante. La cantidad de paneles solares depende de la cantidad de energía requerida. Las disposiciones de los paneles pueden ser en los techos, paredes u otras partes de edificaciones, pero en la industria de generación eléctrica se prioriza que se encuentre en el suelo, principalmente en lugares con alta y constante irradiación solar como los desiertos. La conexión que transporta la electricidad al usuario puede ser autónoma (off-grid) o conectada a la red eléctrica (on-grid) dependiendo de los fines del proyecto.

La energía solar fotovoltaica puede verse aplicada en diversos ámbitos, desde aparatos con bajo requerimiento energético como teléfonos de emergencia en carreteras, postes iluminación, hasta grandes requerimientos energéticos como es el consumo residencial de ciudades o consumo industrial.

## SÍNTESIS Y SELECCIÓN DE OPERACIONES UNITARIAS

Si bien los dos métodos de aprovechamiento de energía solar son diferentes, también presentan similitudes. Diversos autores (CEPAL, 2010; Ministerio de la Producción, 2017; Rúa *et al.*, 2020) han descrito las cualidades de la energía solar, donde se describen algunas de sus ventajas y desventajas en general

Ventajas:

- En su operación no genera emisiones directas de GEI
- La fuente energética es prácticamente inagotable
- Puede ser empleada en diferentes escalas de producción
- Puede utilizarse en ubicaciones remotas o pobladas
- Sus costos de operación son medios
- La eficiencia de aprovechamiento de energía va mejorando año a año
- El precio del kW producido por energía solar ha disminuido a lo largo de del tiempo y se proyecta que ello continúe
- Está siendo subsidiada y considerada en distintos planes de gobierno y acuerdos alrededor del mundo
- El norte de Chile es uno de los lugares con mayor potencial para su aplicación

Desventajas:

- El flujo de energía es variable, depende de las condiciones meteorológicas
- En la actualidad su eficiencia energética es baja
- Los costos iniciales de inversión son altos
- Si se quiere producir grandes cantidades de energía se requieren áreas extensas
- Para su almacenamiento se necesitan baterías
- Los residuos que se generarán a largo plazo por el final de la vida útil de la infraestructura empleada se proyectan como un desafío medioambiental

### 5.2.2. Energía eólica

Los equipos utilizados en la generación de energía eléctrica eólica son los aerogeneradores, estas estructuras gigantes aprovechan la fuerza del viento para transformar la energía cinética en eléctrica a través de ciertos componentes, comenzando con las aspas en donde el viento roza con ellas generando una fuerza de sustentación que hace girar un rotor, este movimiento a través de un eje llega a la caja multiplicadora en donde se aumenta la velocidad de rotación hasta la velocidad de rotación de un generador

## SÍNTESIS Y SELECCIÓN DE OPERACIONES UNITARIAS

el cual convierte la energía cinética en electricidad que es llevada a un transformador para elevar su tensión y llevarla a los consumidores. (CNE, 2006)

Los parques eólicos están compuestos por distintas cantidades de aerogeneradores dependiendo de la capacidad de generación requerida. En general los proyectos eólicos poseen ciertas ventajas y desventajas, según Villarrubia (2012) estas son:

### Ventajas:

- No existe generación de gases contaminantes, ni residuos sólidos o líquidos y no consume agua.
- Reduce las emisiones de CO<sub>2</sub>.
- No requiere extracción de ningún tipo, ya sea perforaciones o minas de rajo abierto.
- No existen grandes impactos ambientales asociados a los incidentes durante funcionamiento de la planta.
- Diversifica el suministro y la dependencia energéticos.
- La energía utilizada para la construcción del proyecto se puede recuperar en un periodo pequeño de tiempo (pocos meses).

### Desventajas:

- El viento es aleatorio y variable por lo que no todos los lugares son adecuados para la producción de energía eólica y al existir bajas o altas velocidades de las masas de aire, la producción de energía también variará haciendo que no se suministre la energía requerida o que se tenga que detener la producción para evitar daños en los aerogeneradores.
- Impacto ambiental reducido y local: aumento de ruido, impacto visual o paisajístico, impacto sobre la fauna avícola, gran ocupación de suelo e interferencia electromagnéticas.

Conociendo las dos energías fuentes energéticas renovables potenciales, para este trabajo se optó por utilizar la radiación solar para obtener el requerimiento energético del proyecto, ya que la planta fotovoltaica podrá establecerse en una zona cercana a la planta de productora de hidrógeno, zona que se encuentra en el norte del país, el cual es propicio para la obtención de esta energía, con ello existe gran espacio para la instalación de paneles y son de fácil mantención y manipulación.

### 5.3. ACONDICIONAMIENTO Y ALMACENAMIENTO DE H<sub>2</sub>

En comparación a los hidrocarburos líquidos, el H<sub>2</sub> tiene una densidad de energía gravimétrica casi 3 veces mayor que equivale a 33,3 kWh/ kg (la de la gasolina es 12 kWh/ kg), como se muestra en la Figura 25, pero su densidad de energía volumétrica a condiciones ambientales es baja, lo que implica que para que su almacenamiento sea viable se debe aumentar significativamente su densidad o utilizar otros materiales intermediarios<sup>11</sup>.

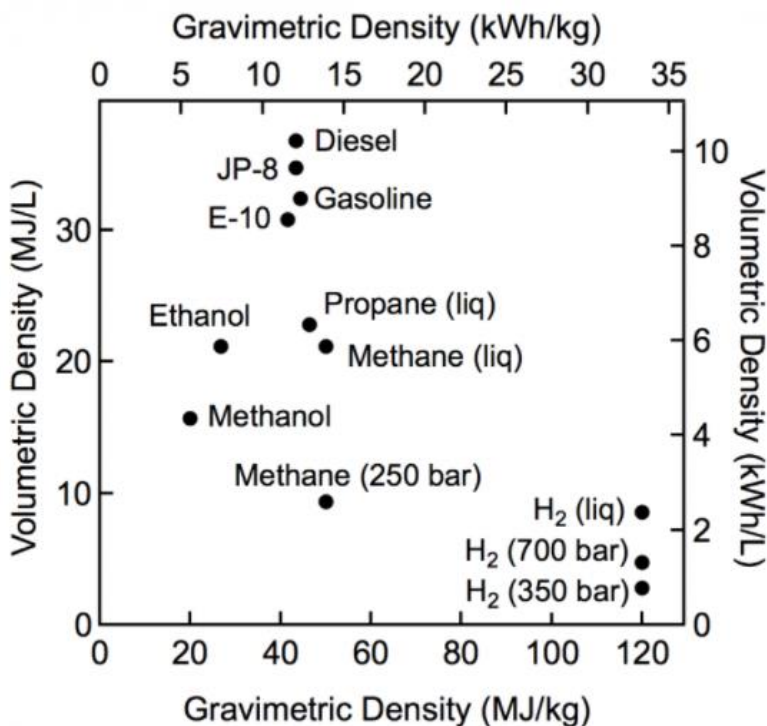


Figura 25: Comparación entre energías específicas (por masa y volumen) de hidrocarburos y del hidrógeno. (U.S. Drive, 2017)

En el año 2017 la asociación estadounidense U.S. Drive, clasificó los métodos de almacenamiento de hidrógeno más estudiados, estos se dividen en 2 ramas: basados en métodos físicos y basados en materiales intermediarios. En la Figura 26 se muestran las formas mencionadas y sus subdivisiones.

<sup>11</sup> H2 Chile. Conceptos Básicos: Almacenamiento del hidrógeno.

## SÍNTESIS Y SELECCIÓN DE OPERACIONES UNITARIAS

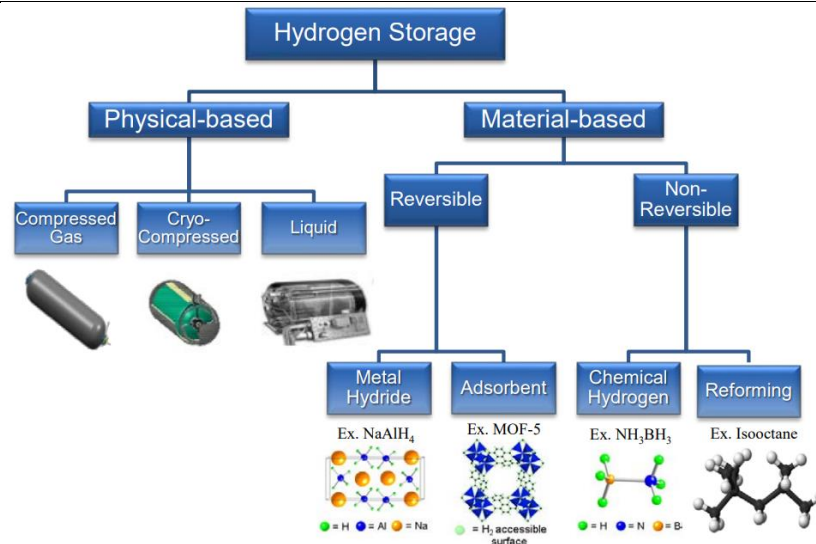


Figura 26: Principales métodos de almacenamiento de hidrógeno. (U.S. Drive, 2017)

Los métodos físicos consisten en almacenamiento solamente de hidrógeno, entre estos se encuentran:

- Compresión directa: Consiste en el almacenamiento del hidrógeno en estado gaseoso en contenedores a alta presión y generalmente a temperatura ambiente. Según el volumen requerido y el usuario final, los contenedores pueden ser cavidades geomórficas (como cavernas de sal, yacimientos agotados, etc.) o contenedores compactos de almacenamiento (tanque o cilindro). Para estos últimos se han estandarizado presiones de 350 y 700 bar alcanzando densidades de energía volumétrica aproximadamente de 0,81 kWh/ L y 1,33 kWh/ L respectivamente<sup>11</sup>. En la Figura 27 se muestra un estanque para almacenamiento de hidrógeno presurizado.

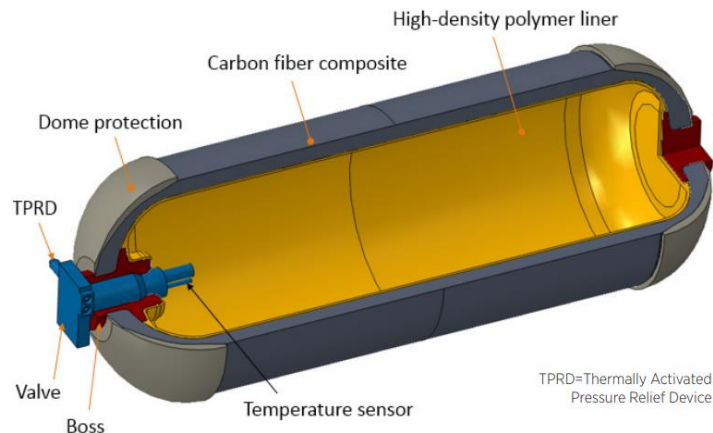


Figura 27: Tanque de almacenamiento de hidrógeno con TPRD. (DoE, 2017)

## SÍNTESIS Y SELECCIÓN DE OPERACIONES UNITARIAS

El tanque presurizado de la Figura 27 (conocido como Tanque de presión Tipo IV) trabaja a una presión de 700 bar y está diseñado para ser utilizado en vehículos debido a su seguridad otorgado por el TPRD. De adentro hacia afuera los componentes que posee el tanque son: revestimiento interior de polímero de alta densidad, sensor de temperatura, saliente externo, TPRD (Dispositivo de alivio de presión activado térmicamente), válvula, revestimiento de fibra de carbono y domo de protección<sup>12</sup>.

- Licuefacción: consiste en alcanzar por lo menos la temperatura de ebullición del H<sub>2</sub> a presión atmosférica (-252,8°C) y almacenar el hidrógeno en estado líquido. Esta forma de almacenamiento aumenta en gran medida la densidad energética lo que es ideal para usuarios que requieran altas cantidades de energía y que tengan poco o nulo abastecimiento en el trayecto entre el inicio y final de la ruta, por ejemplo, barcos.
- Crio-compresión: el hidrógeno es almacenado en forma gaseosa a temperaturas intermedias entre los dos mecanismos mencionados anteriormente (-123°C).

Los métodos que utilizan materiales intermediarios consisten en:

- Reversibles, se refiere a las formas en que el hidrógeno se almacena y posteriormente es extraído de forma sencilla, estos se subdividen en:
  - o Basados en hidruros metálicos: Son compuestos que consisten en uno o más átomos metálicos o semimetálicos que mediante enlace covalente, iónico o metálico se unen a uno o más átomos de hidrógeno. Por ejemplo, el hidruro de sodio-aluminio (NaAlH<sub>4</sub>)
  - o Basados en materiales adsorbentes: Utilizan materiales porosos con alta capacidad de adsorción, en general son capaces de retener el hidrógeno mediante las fuerzas de van der Waals, que es un enlace débil, por lo que para mejorar la adsorción se debe reducir la temperatura. Ejemplos de materiales adsorbentes estudiados para este fin son los “carbones activos” y las moléculas con estructura metal-orgánica (Metal Organic Framework – MOF).
- No reversibles, se refiere a las formas en que el hidrógeno se almacena y que su extracción es más compleja que en las formas “reversibles”, se pueden clasificar en:

<sup>12</sup> Department of Energy (DoE), 2017. Fuel cell technologies office.

## SÍNTESIS Y SELECCIÓN DE OPERACIONES UNITARIAS

- Hidrógeno químico: se refiere a las moléculas que contienen hidrógeno unido mediante enlaces covalentes. Tienen el potencial de contener grandes cantidades de hidrógeno por unidades de masa y volumen, además de encontrarse en estado líquido o sólido lo que facilita su manejo. Existen variadas estructuras moleculares que tienen cabida en esta clasificación, pero en general la mayoría consigue liberar el hidrógeno al reaccionar en un reactor que contiene catalizadores y reactivos específicos.
- Reformado: se refiere a los hidrocarburos que contienen hidrógeno y pueden liberarlo mediante el reformado con vapor. Por ejemplo, el Isooctano.

De todos los métodos descritos, la técnica más utilizada para almacenar el hidrógeno es la compresión directa, en donde el gas se inyecta bajo grandes presiones a celdas o tanques para ser almacenado mediante el uso de equipos como compresores de pistón, aire comprimido, diafragma o iónicos. Para efectos normativos, el hidrógeno comprimido se clasifica como número UN 1049, NCh382, clase 2.1, su único potencial de peligro es la inflamabilidad y este peligro es proporcional a la cantidad almacenada de este gas. La Tabla 4 presenta los principales riesgos según el Sistema Globalmente Armonizado de Clasificación y Etiquetado de Productos Químicos. En cuanto a la legislación nacional en el almacenamiento de hidrógeno se debe tener en consideración el análisis de pertinencia que observa en la Figura 28, donde se detalla la implicancia de esta operación unitaria en el sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, la Clasificación de actividades productivas y de servicio de carácter industrial y la circular correspondiente del Ministerio de Salud (Inodú, 2020).


En este trabajo se propone la utilización de compresión directa como método de almacenamiento, ya que, es la tecnología que actualmente se encuentra más desarrollada para el abastecimiento de vehículos (pesados y ligeros) tanto en estudios de investigación como en normativas y paralelamente es la que tiene menos barreras de aplicación (U.S. Drive, 2017).

Tabla 4: Riesgo y tipología identificados en el almacenamiento de hidrógeno gaseoso por compresión. (Inodú, 2020)


TIPO DE RIESGO	CLASIFICACIÓN
Riesgos físicos	Gas extremadamente inflamable (H220). Contiene gas bajo presión; puede explotar si es calentado (H280).
Riesgos a la salud	No se especifican riesgos a la salud (H3xx).
Riesgos ambientales	No se especifican riesgos medioambientales (H4xx)
Precaución almacenamiento	Use y almacene al aire libre o en un lugar seco y bien ventilado (P271 - P403).

## SÍNTESIS Y SELECCIÓN DE OPERACIONES UNITARIAS

### Análisis de pertinencia | Almacenamiento de hidrógeno comprimido

	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, DS 40, Artículo 3	Calificación de actividades productivas y de servicio de carácter industrial. Ministerio de Vivienda y Urbanismo (1998).	Circular N° B32 de la Subsecretaría de Salud. Almacenamiento sustancias peligrosas reguladas por el DS 43/2015 (2020).																												
<b>Hidrógeno</b> N.º ONU 1049 Clase ONU (NCh) 2.1 	Letra ñ.3): Producción, disposición o reutilización de <b>sustancias inflamables</b> . • Con capacidad de almacenamiento de al menos 80.000 kg.º	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-5 ton</td> <td>No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molesta.</td> </tr> <tr> <td>5-50 ton</td> <td>Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.</td> </tr> <tr> <td>&gt;50 ton</td> <td>Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.</td> </tr> </tbody> </table>	Capacidad	Procedimiento	0-5 ton	No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molesta.	5-50 ton	Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.	>50 ton	Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Estanques superficiales</th> <th colspan="2">Estanques enterrados</th> </tr> <tr> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-30 m³</td> <td>Inofensiva</td> <td>0-60 m³</td> <td>Inofensiva</td> </tr> <tr> <td>30-40000 m³</td> <td>Molesta</td> <td>60-60000 m³</td> <td>Molesta</td> </tr> <tr> <td>&gt;40000m³</td> <td>Peligrosa</td> <td>&gt;60000m³</td> <td>Peligrosa</td> </tr> </tbody> </table>	Estanques superficiales		Estanques enterrados		Capacidad	Procedimiento	Capacidad	Procedimiento	0-30 m³	Inofensiva	0-60 m³	Inofensiva	30-40000 m³	Molesta	60-60000 m³	Molesta	>40000m³	Peligrosa	>60000m³	Peligrosa
		Capacidad	Procedimiento																												
		0-5 ton	No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molesta.																												
		5-50 ton	Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.																												
>50 ton	Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.																														
Estanques superficiales		Estanques enterrados																													
Capacidad	Procedimiento	Capacidad	Procedimiento																												
0-30 m³	Inofensiva	0-60 m³	Inofensiva																												
30-40000 m³	Molesta	60-60000 m³	Molesta																												
>40000m³	Peligrosa	>60000m³	Peligrosa																												
Instalaciones fabriles*	Letra k.1): • Si una instalación fabril tiene una potencia instalada igual o superior a 2.000 kVA.	No aplica	No aplica																												

### Análisis de pertinencia | Almacenamiento de hidrógeno líquido\*\*

	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, DS 40, Artículo 3	Calificación de actividades productivas y de servicio de carácter industrial. Ministerio de Vivienda y Urbanismo (1998).	Circular N° B32 de la Subsecretaría de Salud. Almacenamiento sustancias peligrosas reguladas por el DS 43/2015 (2020).																												
<b>Hidrógeno líquido</b> N.º ONU 1966 Clase ONU (NCh) 2.1 	Letra ñ.3): Producción, disposición o reutilización de <b>sustancias inflamables</b> . • Con capacidad de almacenamiento de al menos 80.000 kg.º	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-5 ton</td> <td>No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molesta.</td> </tr> <tr> <td>5-50 ton</td> <td>Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.</td> </tr> <tr> <td>&gt;50 ton</td> <td>Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.</td> </tr> </tbody> </table>	Capacidad	Procedimiento	0-5 ton	No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molesta.	5-50 ton	Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.	>50 ton	Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Estanques superficiales</th> <th colspan="2">Estanques enterrados</th> </tr> <tr> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> <th>Capacidad</th> <th>Procedimiento</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-30 m³</td> <td>Inofensiva</td> <td>0-60 m³</td> <td>Inofensiva</td> </tr> <tr> <td>30-40000 m³</td> <td>Molesta</td> <td>60-60000 m³</td> <td>Molesta</td> </tr> <tr> <td>&gt;40000m³</td> <td>Peligrosa</td> <td>&gt;60000m³</td> <td>Peligrosa</td> </tr> </tbody> </table>	Estanques superficiales		Estanques enterrados		Capacidad	Procedimiento	Capacidad	Procedimiento	0-30 m³	Inofensiva	0-60 m³	Inofensiva	30-40000 m³	Molesta	60-60000 m³	Molesta	>40000m³	Peligrosa	>60000m³	Peligrosa
		Capacidad	Procedimiento																												
		0-5 ton	No requiere declaración ni estudio de riesgos. Clasificada según molesta.																												
		5-50 ton	Declaración de riesgos. Clasificada como molesta.																												
>50 ton	Estudio de riesgos. Resultado da clasificación.																														
Estanques superficiales		Estanques enterrados																													
Capacidad	Procedimiento	Capacidad	Procedimiento																												
0-30 m³	Inofensiva	0-60 m³	Inofensiva																												
30-40000 m³	Molesta	60-60000 m³	Molesta																												
>40000m³	Peligrosa	>60000m³	Peligrosa																												
Instalaciones fabriles**	Letra k.1): • Si una instalación fabril tiene una potencia instalada igual o superior a 2.000 kVA.	No aplica	No aplica																												

\* Quedan excluidas aquellas instalaciones emplazadas en loteos industriales cuya superficie sea menor a las 20 hectáreas.

\*\* El N2 utilizado como parte del proceso posee clasificación 2.2: no inflamables, no tóxicos. No representa factor que pueda causar impacto ambiental de acuerdo al DS 40.

Figura 28: Análisis de pertinencia legal del almacenamiento de hidrógeno comprimido y líquido. (Inodú, 2020)

## 6. BALANCES DE MATERIA Y ENERGÍA

Se describirán los balances de masa y energía a través de las distintas operaciones unitarias existentes en el proceso, comenzando con la recuperación del agua residual hasta el almacenamiento de hidrógeno verde. Todas las operaciones unitarias que se proponen requieren energía eléctrica, la cual provendrá de la energía solar captada por medio de paneles fotovoltaicos.

En la Figura 29 se expone un diagrama de bloques con las operaciones y corrientes principales. La línea punteada de color amarillo representa el límite del sistema donde se produce intercambio de energía.

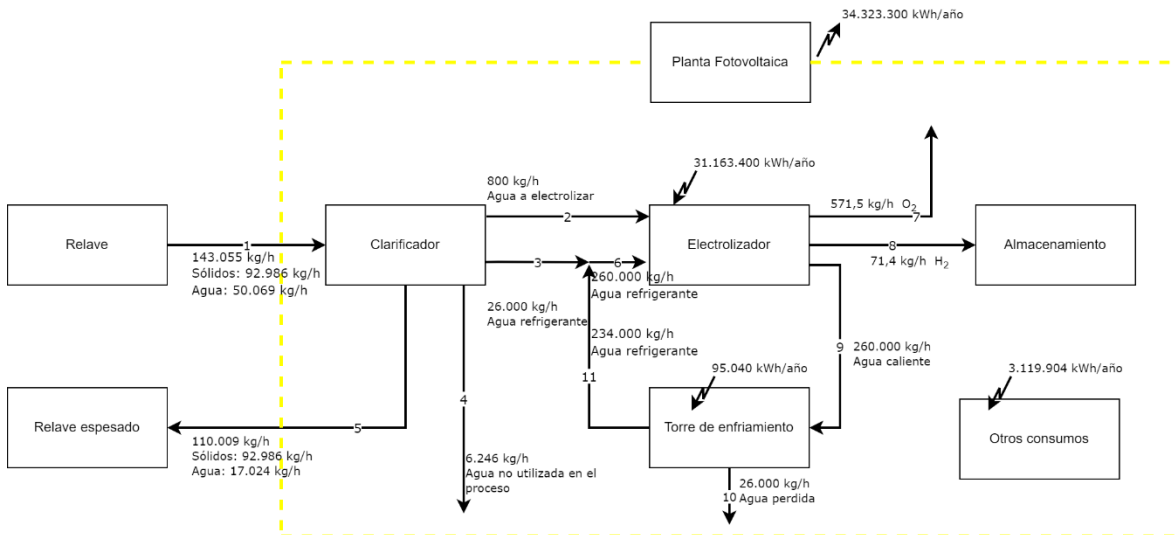


Figura 29: Diagrama de bloques con las operaciones abordadas en este trabajo.

### 6.1. CLARIFICACIÓN

Esta operación tiene como objetivo principal recuperar agua del relave. Debido a la diversidad de faenas mineras de cobre y composiciones de los relaves no es posible determinar un caudal que sea absolutamente representativo, por lo que se ha consultado a expertos y recomiendan que para efectos de este trabajo es adecuado proponer una base de cálculo igual a 143.055 kg/h de relave, del cual el 65% corresponde a sólidos y el 35% corresponde a líquidos.

### BALANCE DE MATERIA Y ENERGÍA

El relave inicial se identificará con el ID R01, este ingresa a un clarificador que opera en condiciones ideales<sup>13</sup>, del que por la parte superior sale el agua clara (A01, A03 y A08) que equivale a 2/3 del agua inicial y no posee sólidos. Por la inferior sale el relave espesado (E03) con la totalidad de los sólidos, el cual puede ser transportado a través de cintas hacia el área de depósito final. En síntesis, la ecuación de balance de masa de esta operación es la siguiente:

$$\text{Flujo de Relave} = \text{Flujo Agua Clara} + \text{Flujo Relave Espesado}$$

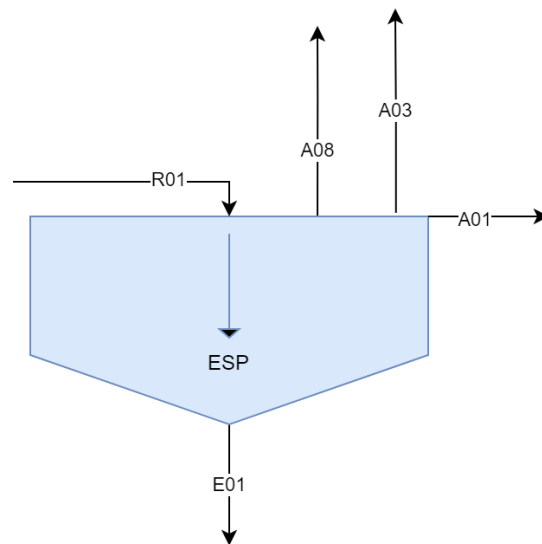


Figura 30: Diagrama corrientes de la operación de clarificación/espesamiento.

Los flujos másicos se detallan en la Tabla 5.

Tabla 5: Flujos másicos de la operación de clarificación/espesamiento.

ID	CORRIENTE	COMPONENTE	PORCENTAJE	FLUJO [kg/h]	FLUJO TOTAL [kg/h]
R01	Relave	Sólidos	65%	92.986	143.055
		H <sub>2</sub> O	35%	50.069	
A01	Agua a Electrolyzar	Sólidos	0%	0	800
		H <sub>2</sub> O	100%	800	
A03	Agua Refrigerante	Sólidos	0%	0	26.000
		H <sub>2</sub> O	100%	26.000	
A08	Agua no utilizada en el proceso	Sólidos	0%	0	6.246
		H <sub>2</sub> O	100%	6.246	
E01	Relave Espesado	Sólidos	85%	92.986	110.009
		H <sub>2</sub> O	15%	17.024	

<sup>13</sup> Un sedimentador-clarificador opera en condiciones ideales si: la concentración de sólidos en el overflow es igual a 0, la concentración de sólidos en el underflow es menor o igual a la máxima permitida y verticalmente existen diferentes concentraciones de sólidos en el clarificador (Betancourt, et al., 2013).

## 6.2. ELECTRÓLISIS

Se utilizará un electrolizador alcalino (EAL) para la operación unitaria, el cual posee una capacidad aproximada de producción de 800 Nm<sup>3</sup>/h de H<sub>2</sub> (H01), para ello utiliza 800 kg/h de agua purificada (A02)<sup>14</sup>, el equipo consume como máximo alrededor de 4,5 kWh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> producido (según proveedor). Diariamente se producirán 1.714,4 kg trabajando las 24 horas del día, equivalente a 19.200 Nm<sup>3</sup>/día obteniendo un consumo de 86.400 kWh/día y 2.592.000 kWh/mes. Las corrientes A04 y A05 corresponden a la operación de Enfriamiento. Lo anterior se resume en la Tabla 6 y Tabla 7 y se aprecia el diagrama de la operación en la Figura 31. Es importante considerar que el balance de masa correspondiente al agua de entrada para la electrólisis y la producción de oxígeno e hidrógeno producido no son iguales ya que existe una eficiencia de reacción del 80% y también existen pérdidas dentro del equipo, como disolución de agua en el electrolito y perdidas brutas.

Tabla 6: Balance de masa en el electrolizador alcalino.

ID	CORRIENTE	FLUJO [kg/h]	FLUJO [kg/día]
A02	Agua para electrolizar	800,0	19.200,00
A04	Agua de refrigeración (fría)	260.000,0	6.240.000,00
A05	Agua de refrigeración (calentada)	260.000,0	6.240.000,00
H01	Hidrógeno producido	71,4	1.714,42
O01	Oxígeno producido	571,5	13.715,33

Tabla 7: Energía requerida en el electrolizador alcalino.

ENERGÍA REQUERIDA	VALOR
kWh/día	86.400
kWh/mes	2.592.000
kWh/año	31.163.400

<sup>14</sup> La corriente A01 pasará por un proceso de Ultrafiltración, por lo que la nueva corriente se denomina A02 (ambas equivalentes en masa). Este proceso de Ultrafiltración no será objeto de cálculo en el Balance de masa en este trabajo.

BALANCE DE MATERIA Y ENERGÍA

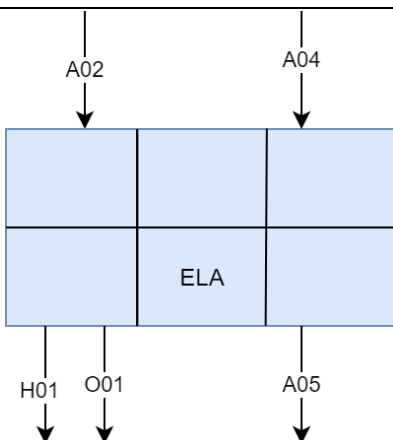


Figura 31: Diagrama corrientes Electrolizador Alcalino.

### 6.3. ENFRIAMIENTO

El equipo seleccionado para realizar la electrólisis requiere 260 m<sup>3</sup>/h de agua de refrigeración, la cual se obtendrá de la clarificación y recirculación (A05). Se estima una pérdida del 10% del flujo debido a la evaporación en la torre de enfriamiento (A07), por lo tanto, se deberán agregar aproximadamente 26 m<sup>3</sup>/h de agua refrigerante, ver Tabla 8. La torre de refrigeración posee una potencia de 11 kW y trabajará 24 h al día, tendrá un consumo de energía aproximado de 264 kWh/día, ver Tabla 9. Se puede apreciar el diagrama de la operación en la Figura 32.

Tabla 8: Balance de masa en la torre de enfriamiento.

ID	CORRIENTE	FLUJO [kg/h]	FLUJO [kg/día]
A05	Agua entrada	260.000	6.240.000
A06	Agua salida	234.000	5.616.000
A07	Agua perdida	26.000	624.000

Tabla 9: Energía requerida en la torre de enfriamiento.

ENERGÍA REQUERIDA	VALOR
kWh/día	264
kWh/mes	7.920
kWh/año	95.040

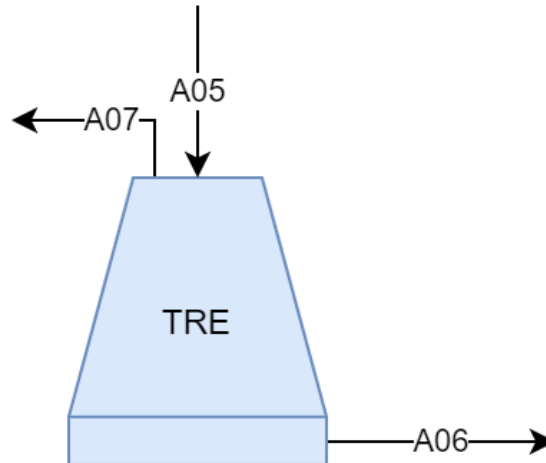


Figura 32: Diagrama corrientes Torre de Enfriamiento.

#### 6.4. ALMACENAMIENTO

Esta operación unitaria consiste en la captura y presurización de los gases producidos en la etapa anterior. La presión inicial de los gases será la presión de salida estándar de un proceso de electrolización 20-30 bar y la presión final será lo requerido por los camiones mineros de uso final será de 500 bar<sup>15</sup>. Para comprimir el gas se utilizará el compresor incorporado en el electrolizador el cual puede ejercer hasta una presión de 35 MPa (350 bar), se almacenará en tanques de acero inoxidable, cada uno almacenará aproximadamente 67,82 kg de H<sub>2</sub>, por lo que se necesitarán 26 para completar los 1.714,42 kg/día de H<sub>2</sub> almacenado. Para la inyección en los tanques del camión se requerirá otro compresor/dispensador capaz de llegar a una presión de 500 bar.

<sup>15</sup> <https://www.nproxx.com/case-study-hydrogen-powered-mine-truck-for-anglo-american-mine/>

## 7. ESTIMACIÓN Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

### 7.1. CLARIFICADOR

El diseño detallado de los equipos clarificadores depende principalmente de las cualidades del relave a tratar y considera diversos componentes como:

- Tanque: es una estructura de forma cilíndrica con fondo cónico con la punta hacia abajo, en esta zona se mantiene el fluido, se produce la sedimentación y se encuentran la mayoría de los otros componentes. Las principales variables de interés del tanque del espesador son el diámetro, la altura y la inclinación del fondo.
- Rastras: son rastrillos que giran al interior del tanque cuya función es transportar el sedimento al punto más bajo sin aportar turbulencia a la mezcla.
- Sistema de accionamiento: son los componentes que entregan la fuerza necesaria para permitir el movimiento de las rastras.
- Estructura de soporte: es la estructura que se utiliza para sostener el sistema de accionamiento. Pueden ser de tipo puente y de tipo pilar central (Ojeda, 2014)

Además de los anteriores, se pueden mencionar componentes como la bandeja de alimentación, sistema de recuperación del overflow (recuperación de agua clara) y el sistema de descarga del underflow (recuperación del relave espesado)

Para tener noción de las dimensiones del equipo, se estimará el área del sedimentador utilizando la Ecuación 2 (OPS, 2005):

$$A_s = \frac{Q}{V_s} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:      As: Área de sedimentador  
              Q: Caudal de diseño  
              Vs: Velocidad de sedimentación

El caudal de diseño es el propuesto en la corriente R01 del balance de materia y la velocidad de sedimentación se estimó con el diámetro de partícula (0,0167 cm) y la densidad relativa del relave (1,4784) utilizando el gráfico de la Figura 33:

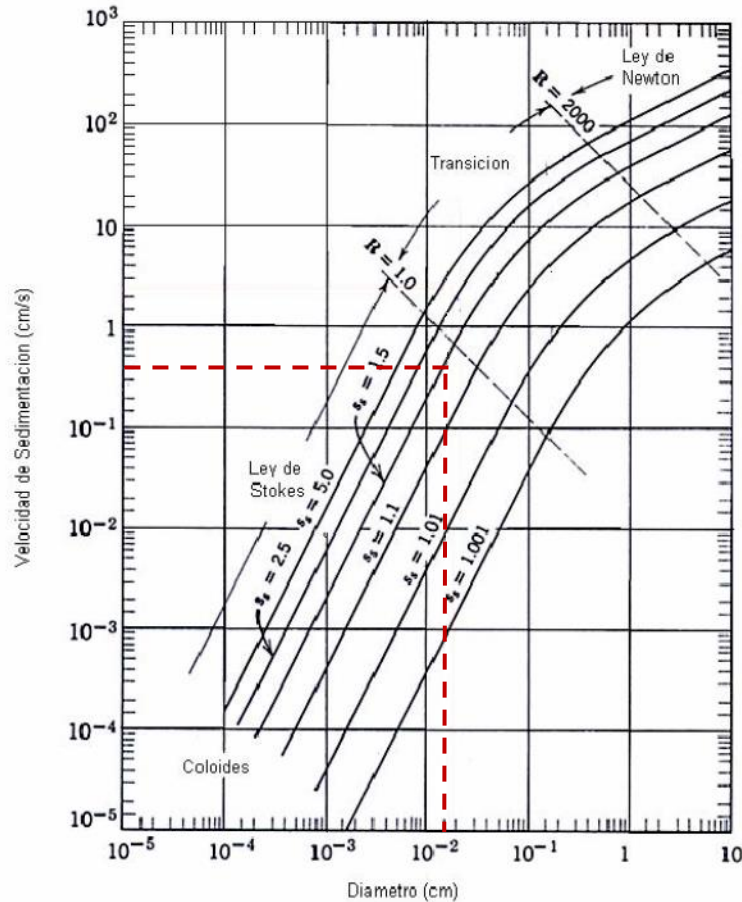


Figura 33: Gráfico de velocidad de sedimentación, diámetro de partícula y densidad relativa. (Fair, et al, 1968)

La velocidad de sedimentación estimada es la intersección de la línea roja horizontal con el eje vertical, es decir, 0,5 cm/seg. Con dichos valores, el área del sedimentador obtenido a partir de la Ecuación 2 es de 5,38 m<sup>2</sup>, lo que equivale a tanque cilíndrico de diámetro de 2,62 m. A ello se le aplicará un factor de seguridad del 25%, con lo que se obtiene un área total de 6,82 m<sup>2</sup> y un diámetro de longitud igual a 2,93 m. Con el fin de realizar el mantenimiento y prevenir las detenciones del proceso, se propone la utilización de 2 sedimentadores para mantener siempre disponibilidad de equipos.

## 7.2. ELECTROLIZADOR

Por lo argumentado anteriormente, el electrolizador alcalino seleccionado para esta operación es un modelo de la serie CHG de la empresa china WenZhou COCH Energy CO.,LTD (Figura 34). Este equipo no se puede utilizar al aire libre y la temperatura ambiental debe ser controlada (0 – 40 °C), presenta las siguientes características estructurales:

## ESTIMACIÓN Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

- Tanque electrolítico: aquí se produce la separación del agua, produciendo hidrógeno de alta pureza con un voltaje reducido, con una mayor densidad de corriente y un consumo de energía optimizado.
- Separador gas/líquido.
- Piezas diseñadas a prueba de explosiones con dispositivos de seguridad adecuados.
- Caja desmontable.
- Tuberías de acero inoxidable SS304.
- Purificador y secador: contempla una válvula con cuatro vías, el agua se puede liberar automáticamente y la pureza de la salida de hidrógeno alcanza el 99.9999%, el punto de rocío se reduce a  $-75^{\circ}\text{C}$ .

En la Tabla 10 se presentan las características generales del equipo con capacidad de producción de hidrógeno de  $800\text{ Nm}^3/\text{h}$ . Para más detalle revisar ficha técnica del equipo en el Anexo 4.

Tabla 10: Principales características del equipo electrolítico de mayor capacidad de producción de hidrógeno.

<b>Modelo</b>	CHG-800
<b>Salida <math>\text{H}_2</math> (<math>\text{Nm}^3/\text{h}</math>)</b>	800
<b>Salida de <math>\text{O}_2</math> (<math>\text{Nm}^3/\text{h}</math>)</b>	400
<b>Pureza <math>\text{H}_2</math></b>	99,999%
<b>Pureza de <math>\text{O}_2</math></b>	99.3%
<b>Corriente continua (A)</b>	12500
<b>Voltaje directo (V)</b>	288
<b>Temperatura de trabajo</b>	$\leq 85^{\circ}\text{C}$
<b>Consumo de agua <math>\text{H}_2</math> de la unidad <math>\text{Nm}^3/\text{h}</math></b>	800L/h
<b>Consumo de energía de la unidad <math>\text{Nm}^3/\text{h H}_2</math></b>	4.5 kWh/ $\text{Nm}^3\text{ H}_2$
<b>Agua de refrigeración</b>	260 $\text{m}^3/\text{h}$
<b>Fecha de entrega</b>	4 meses



Figura 34: Electrolizador alcalino de la serie CHG, empresa WenZhou COCH Energy CO.,LTD. ([www.wzcoch.com](http://www.wzcoch.com))

### 7.3. TORRE DE ENFRIAMIENTO

Las torres de enfriamiento son equipos de bajo costo utilizadas para reducir la temperatura de aguas refrigerantes a través del contacto con el aire, se dividen principalmente en tiro natural, es decir, dependen totalmente de los vientos para el movimiento de las masas de aire dentro del equipo, y tiro forzado, en donde actúan ventiladores para el ingreso del aire en la torre. Estas pueden estar construidas de cualquier material resistente a la humedad o impregnado, pero actualmente se utiliza el cemento y el plástico porque presentan una mayor durabilidad en el tiempo. (Treybal, 2000). Se seleccionó para este proyecto la torre de enfriamiento a contracorriente de 3 fases 400T de la empresa Anhui Kaifeng Plastic Machinery Co., Ltd., esta satisface la refrigeración de un electrolizador, este equipo se puede apreciar en la Figura 35 y sus especificaciones técnicas en la Tabla 11. Para más detalle revisar ficha técnica del equipo en el Anexo 5.



Figura 35: Torre de enfriamiento 400T de la empresa Anhui Kaifeng Plastic Machinery Co.

## ESTIMACIÓN Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

Tabla 11: Especificaciones técnicas de la torre de enfriamiento 400T de la empresa Anhui Kaifeng Plastic Machinery Co.

<b>Modelo</b>		400T
<b>Flujo de agua</b>		312,1 m <sup>3</sup> /h
<b>Material</b>		PVC
<b>Dimensiones de la torre</b>	<b>Diámetro</b>	5500 mm
	<b>Altura</b>	4070 mm
<b>Material de acero</b>		Acero galvanizado anticorrosión
<b>Diámetro del ventilador</b>		2700 mm
<b>Motor</b>	<b>Poder</b>	11 kW / 380 V / 50 Hz
	<b>Tipo</b>	Motor impermeable
<b>Peso en Seco</b>		2840 kg
<b>Peso en funcionamiento</b>		5740 kg
<b>Ruido</b>		68 Db(A)
<b>Conexión de tubería</b>	<b>Entrada</b>	200 mm
	<b>Salida</b>	200 mm
	<b>Desbordamiento</b>	80 mm
	<b>Drenaje</b>	80 mm
	<b>Alimentación rápida</b>	40 mm
	<b>Alimentación automática</b>	40 mm

### 7.4. ALMACENAMIENTO

Se seleccionaron tanques (Figura 36) capaces de almacenar 2,36 m<sup>3</sup> de hidrógeno gaseoso a 35 MPa, se almacenan aproximadamente 67,82 kg por tanque por lo tanto se requerirán 26 unidades, sus principales características se presentan en la Tabla 12.



Figura 36: Fotografía referencial de tanques de almacenamiento de hidrógeno.

Tabla 12: Características principales del tanque de almacenamiento de hidrógeno.

CARACTERÍSTICA	VALOR
Volumen (m <sup>3</sup> )	2,36
Presión máxima (MPa)	45
Material	O <sub>6</sub> Cr <sub>19</sub> Ni <sub>10</sub> /Q245R (acero inox)
Dimensión (m)	12 (L) * 0,5 (D)

## 7.5. PANEL SOLAR

Se determinó el uso de energía solar capturada por medio de celdas fotovoltaicas, ya que presenta una excelente capacidad energética en todo el norte de Chile según el explorador solar, esto se observa en la Figura 17. Para la estimación de la producción de energía por medio de la radiación solar, se utilizaron paneles monocristalinos solares de alta gama de la marca Sunpower® Corporation, el modelo comercial del panel es el P3-415/420-COM, se puede apreciar en la Figura 37 y sus principales características se describen en la Tabla 13, para una mayor información acerca del panel leer ficha técnica adjunta en el Anexo 6.



Figura 37: Panel Solar P3-415 COM de la marca Sunpower® Corporation. (<https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/sunpower/precio-p19/>).

Un panel con arreglo HTSAT (Figura 38) producirá aproximadamente 1.221 kWh anuales con un factor de planta del 34%, estos datos se obtuvieron de la herramienta web Explorador Solar creado por el Ministerio de Energía y la Universidad de Chile, los resultados más detallados se observan en la Figura 39. El requerimiento energético para el funcionamiento de los equipos seleccionados anteriormente es aproximadamente de 31,2 GWh/año, a esta energía se multiplicó por un factor del 1,1 para estimar el uso energético del funcionamiento total de la planta, es decir, gastos de electricidad básica, gasto de bombas, equipos de monitoreo, etc. obteniendo un total de 34,3 GWh/año, para aquello se

Prefactibilidad técnica: Potencialidad de la producción de hidrógeno verde a partir de subproductos y residuos de la minería del cobre

## ESTIMACIÓN Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

necesitan aproximadamente 28.107 paneles fotovoltaicos con un área mínima de proyecto de 57.953 m<sup>2</sup> (57,95 ha), el resumen de lo descrito antes se ordena en la Tabla 14

Tabla 13: Principales características eléctricas del panel fotovoltaico seleccionado. (<https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/sunpower/precio-p19/>)

CARACTERÍSTICA ELÉCTRICA	VALOR
Potencia nominal (Pnom)	415 W
Tolerancia de potencia	+5/-0%
Eficiencia de los paneles	20,1%
Tensión nominal (Vmpp)	45,0 V
Intensidad nominal (Impp)	9,22 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	54,1 V
Intensidad de cortocircuito (Isc)	9,90 A
Máx. tensión del sistema	1500 V IEC
Fusible de serie máxima	18 A
Coef. potencia-temperatura	-0,36% / °C
Coef. tensión-temperatura	-0,29% / °C
Coef. intensidad-temperatura	0,05% / °C

Tabla 14: Resumen planta fotovoltaica.

ÍTEM	VALOR	UNIDAD
Energía requerida para el funcionamiento de los equipos	31.199.040	kWh/año
Energía total de la planta*	34.318.944	kWh/año
Paneles requeridos	28.107	unidad
Pnom de la planta fotovoltaica	11.664,51	kW
Área mínima requerida	57,95	ha
Área recomendada**	86,93	ha

\* Energía requerida para el funcionamiento de los equipos multiplicada por 1,1 de factor de seguridad

\*\* Área mínima requerida multiplicada por 1,5

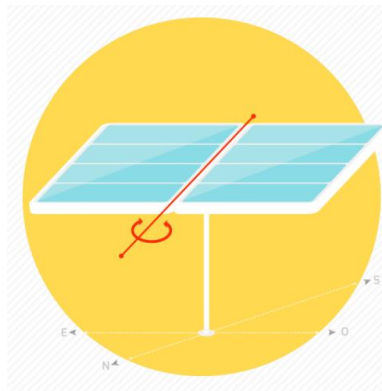


Figura 38: Representación gráfica de arreglo HTSAT. (Molina & Martínez, 2017)



Figura 39: Producción anual de un panel en un punto cercano a una minera tipo. (<http://solar.minenergia.cl/>)

## **7.6. OTROS EQUIPOS SUGERIDOS**

### **7.6.1. Ultrafiltración y osmosis inversa**

Se sugieren operaciones unitarias adicionales a las planteadas en este trabajo, comenzando con un tratamiento de ultrafiltración y osmosis inversa para asegurar la extracción de los metales pesados y purificarla, alcanzando las condiciones requeridas por el electrolizador, Caviedes *et. al* (2015) y Pabón *et. al* (2020) explican que:

- La ultrafiltración es un proceso de fraccionamiento selectivo que concentra los sólidos en suspensión y solutos de peso molecular mayor a 1000 uma. Posee un consumo bajo de energía, se acompaña esta operación con agentes químicos y poliméricos para mejorar el proceso de filtrado, finalmente obteniendo resultados observados en la Tabla 1 del Anexo 7.
- La osmosis inversa contempla el uso de membranas para la separación por difusión controlada y se basa en el principio de exclusión por tamaño y carga a través de una membrana semipermeable con capacidad de seleccionar elementos de 0,0001 mm. En la Tabla 2 del Anexo 7, se observan las condiciones de la técnica de osmosis inversa en diferentes estudios.
- Las dos técnicas anteriores son convencionales y existe una membrana filtradora, estas son óptimas para la remoción de los metales pesados.

Se propone un equipo cotizado en alibaba.com, el cual es de la compañía Shanghai Chongyang water treatment equipment CO.,LTD, su descripción técnica completa se encuentra en el Anexo 8, este equipo puede tratar hasta 1.000 L/h de agua y se configura con las membranas y aditivos requeridos para que el agua alcance las condiciones requeridas en el proceso de electrólisis.

### **7.6.2. Planta de tratamiento de aguas refrigerantes**

Junto a lo anterior también se sugiere estimar y diseñar una pequeña planta que trate el agua de enfriamiento que se utilizada por el electrolizador, ya que se pueden formar incrustaciones en las superficies de intercambio de calor, existe la posibilidad de contaminación por contacto con el aire en la torre de enfriamiento, aumento de salinidad, corrosión y el crecimiento de microorganismos; para el control de la corrosión se puede utilizar Zn u ortofosfatos; para el control de las incrustaciones se utiliza oligómero Fosfino-Succinico y para evitar la proliferación de organismos se utilizan biocida oxidantes (Alcaraz, 2017).

### 7.7. DIAGRAMA DE FLUJO COMPLETO DEL PROCESO

En la Figura 40 se aprecian los flujos y procesos de la planta de producción de hidrógeno, se muestran en color azul las operaciones abarcadas en este trabajo, las cajas rojas son las operaciones recomendadas (de las cuales se habla en la Discusión) y los ítems amarillos son bombas de agua, válvulas y compresores mínimos en el proceso.

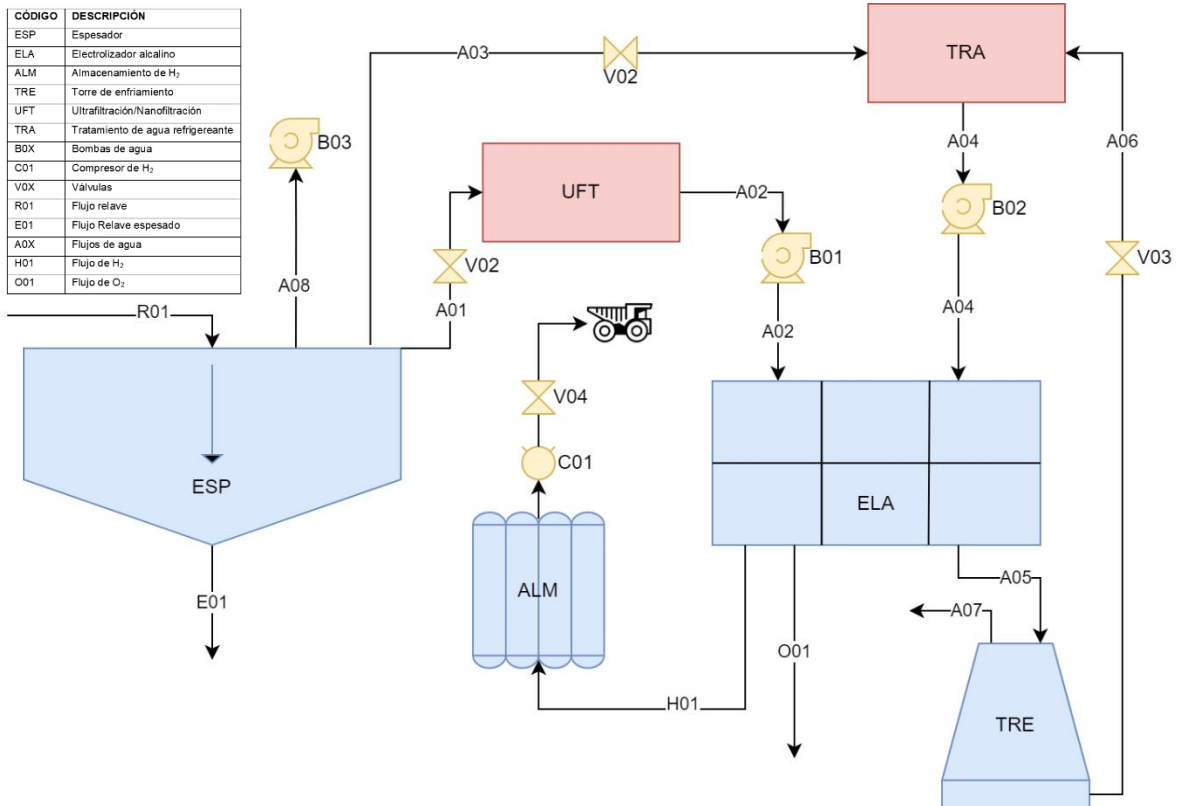


Figura 40: Diagrama del proceso.

## 8. ORGANIZACIÓN DE LA PLANTA

Se plantea una estructura organizacional tipo A, es decir de jerarquía, ya que al ser una empresa pequeña se adecua mejor que, por ejemplo, la organización matricial o tipo B. Esta estructura se plasma en la Figura 41 donde se aprecia desde la cabecilla, que es el Gerente general, hasta los operadores de los equipos en planta, se crearon 4 departamentos y cada cargo es descrito en la Tabla 15, con la cantidad de personas requeridas, los requisitos para optar al cargo junto con los principales objetivos y resultados esperados. Se trabajará en tres jornadas diarias de 8 horas cada una, el electrolizador funcionará las 24 h del día para producir 1.714,41 kg de hidrógeno, este se detendrá al momento de abastecer el camión para así reducir el riesgo de algún peligro. El plano general de las principales operaciones unitarias estudiadas se observa en el Anexo 9 y se deben tener las siguientes consideraciones:

- ZPL: zona de seguridad del electrolizador, para que el personal se mantenga alejado de la zona a no ser que exista una tarea de mantenimiento
- ZCS: zona de manipulación del panel de control del electrolizador.
- ZCD: zona de carga y descarga de materias primas para el electrolizador y insumos de este, por ejemplo, el electrolito.
- ZSE: zona donde deberán estar los implementos de seguridad y de emergencia.
- ZAC: zona de abastecimiento de hidrógeno verde hacia el camión minero.
- Si bien el tamaño de los equipos está a escala, la distancia entre la planta de electrólisis, torre de enfriamiento y los clarificadores no lo están, por ello los conductos se dividen por dos líneas oblicuas.
- Todos los componentes dentro de la zona roja (ZPL) corresponden al electrolizador alcalino.

En el plano no se visualiza la oficina, bodega, el casino, los servicios, ni la valla perimetral, pero deben tenerse en cuenta al momento de construir la industria.

## ORGANIZACIÓN DE LA PLANTA

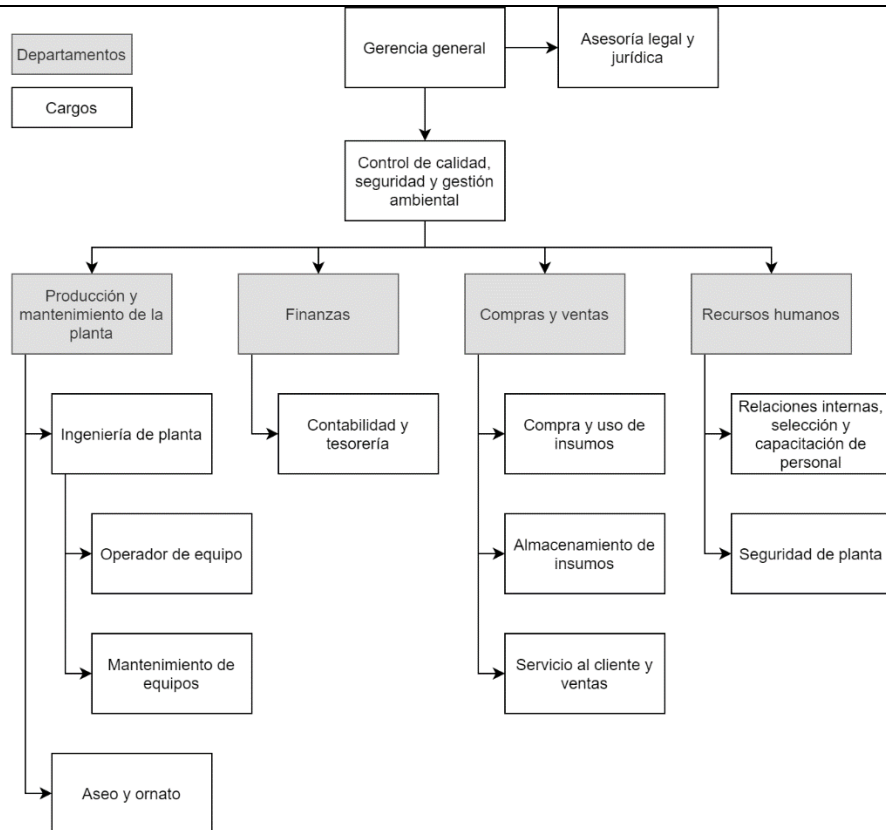


Figura 41: Estructura organizacional tipo jerárquica de la planta.

Tabla 15: Personal mínimo requerido para el funcionamiento de la planta.

CARGO Y Nº DE FUNCIONARIOS	REQUISITOS	RESPONSABILIDADES DEL CARGO	RESULTADOS ESPERADOS
Gerencia General (1)	<p><b>Estudios Requeridos:</b> Título profesional otorgado por una Universidad reconocida por el Estado. Contar con título de postgrado(s) en administración de empresas otorgado por alguna Institución reconocida por el Estado.</p> <p><b>Habilidades y conocimiento:</b> Experticia en el área de tratamiento de aguas y energías renovables. Conocimiento en administración de empresas y programas computacionales. Capacidad de liderar. Conocimiento sobre la sustentabilidad y sostenibilidad.</p>	<p>Orientar la estrategia comercial de la empresa, coordinar los recursos dentro de sus responsabilidades y difundir la cultura organizacional inspirada en la visión, misión y valores. Revisar y mejorar los planes y políticas de la planta. Analizar el ambiente laboral. Conducir a la empresa al éxito.</p>	<p>Cumplir con los resultados de negocio, operaciones, calidad, finanzas y gestión de personal, en pleno cumplimiento del plan de la planta.</p>

ORGANIZACIÓN DE LA PLANTA

Tabla 15: (Continuación...)

CARGO Y Nº DE FUNCIONARIOS	REQUISITOS	RESPONSABILIDADES DEL CARGO	RESULTADOS ESPERADOS
Asesoría legal y jurídica (1)	<p><b>Estudios Requeridos:</b> Título profesional de Abogado otorgado por la Corte Suprema de Chile.</p> <p><b>Habilidades y conocimiento:</b> Capacidad de actualización constante y conocimientos legales en el área en que se desenvuelve la organización. Capacidad de solución de problemas jurídicos. Conocimientos de asesoramiento empresarial.</p>	<p>Velar por que las leyes y normativas vigentes se apliquen de forma correcta y completa en cada actuación que lleve a cabo la empresa. Realizar un seguimiento de las estrategias de defensa legal de la empresa. Realizar trámites ante organismos públicos, registros, notarios, etc. Asesorar sobre la aplicación de cualquier tipo de norma.</p>	<p>Asegurar que la organización tenga y cumpla los estatutos correctos como empresa legal y redacte documentos legales en consecuencia.</p> <p>Aplicación de buenas estrategias de defensa velando por la integridad jurídica e intereses de la empresa</p>
Control de calidad, seguridad y gestión ambiental (1)	<p><b>Estudios Requeridos:</b> Título Profesional Ingeniería Ambiental otorgado por una Universidad reconocida por el Estado. Contar con título de postgrado(s) en prevención de riesgos otorgado por alguna Institución reconocida por el Estado.</p> <p><b>Habilidades y conocimiento:</b> Conocimiento de la normativa ambiental vigente aplicable a la organización. Experiencia en gestión ambiental y en prevención de riesgos, en materia de reducción de residuos y ahorro energético. Entender de forma básica el funcionamiento de los equipos. Manejo de programas computacionales relacionados con el cargo. Liderazgo. Compromiso con el desarrollo sostenible del país y de sus comunidades. Respeto a la dignidad de las personas.</p>	<p>Gestionar la seguridad en todas las áreas y sectores de la empresa. Gestión de calidad directa y líder para asegurar el cumplimiento de la certificación, los estándares y regulaciones en el campo son propicios para la mejora continua de toda la empresa. También de efectuar de forma eficaz y constante la gestión ambiental de la empresa. Reducir la generación de residuos y desperdicios.</p>	<p>Mantener la calidad a lo largo de la cadena de valor y cumplir con los estándares de seguridad comprometidos con los trabajadores de la empresa.</p> <p>Minimizar al máximo posible las alteraciones al medio ambiente junto con las pérdidas energéticas y materiales.</p>
Ingeniero(a) de planta (1)	<p><b>Estudios Requeridos:</b> Título Profesional en Ingeniería Civil Química, Ingeniería Civil Industrial, Ingeniería Civil Bioquímica o Ingeniería Civil Ambiental otorgado por una Universidad reconocida por el Estado. Contar con título de postgrado(s) en energías renovables otorgado por alguna Institución reconocida por el Estado.</p> <p><b>Habilidades y conocimiento:</b> Experticia en el área de minería, tratamiento de agua y energías renovables. Manejo de programas computacionales relacionados con el cargo. Honestidad. Responsabilidad. Liderazgo. Compromiso con el desarrollo sostenible del país y de sus comunidades.</p>	<p>Orientar y liderar las actividades relacionadas con las operaciones de la empresa, es decir, la operación y el mantenimiento. Gestionar los recursos materiales y humanos para alcanzar los objetivos marcados por la empresa durante el proceso de transformación.</p>	<p>Asegurar los estándares de seguridad y salud ocupacional en todas las operaciones industriales.</p> <p>Cumplir con los programas de producción establecidos dentro de los plazos y costos presupuestados</p>

ORGANIZACIÓN DE LA PLANTA

Tabla 15: (Continuación...)

CARGO Y Nº DE FUNCIONARIOS	REQUISITOS	RESPONSABILIDADES DEL CARGO	RESULTADOS ESPERADOS
Operador de equipo (5)	<p><b>Estudios Requeridos:</b> Título Técnico en Electricidad y Automatización Industrial con especialización en Energías Renovables o técnico en Energías Renovables otorgado por una Universidad o Instituto de Educación Superior reconocido por el Estado.</p> <p><b>Habilidades y conocimiento:</b> Poseer conocimiento para instalar, operar y realizar mantenimiento a las instalaciones y equipos de la planta, capacidad de realizar informes, compromiso con los lineamientos empresariales y respeto a la dignidad de las personas.</p>	<p>Operar y mantener adecuadamente los equipos del proceso y manejarlos eficientemente.</p> <p>Reportar los rendimientos de producción y cualquier anomalía en el funcionamiento de los equipos.</p>	<p>Asegurar la eficiencia en el uso de energía de los equipos y cumplir con los estándares de seguridad en la manipulación de estos.</p> <p>La realización periódica de informes respecto al funcionamiento de los equipos.</p> <p>Porcentaje bajo de fallas en los equipos por manipulación.</p>
Aseo y ornato (3)	<p><b>Estudios Requeridos:</b> Enseñanza media completa.</p> <p><b>Habilidades y Conocimientos:</b> Manipulación efectiva de los elementos de limpieza.</p>	<p>Realizar limpieza en las instalaciones de la planta.</p>	<p>Mantenimiento de un espacio de trabajo limpio y ordenado</p>
Encargado(a) Mantenimiento de equipos (1)	<p><b>Estudios Requeridos:</b> Título Técnico en Mantenimiento Industrial o Técnico en Electricidad y Automatización Industrial otorgado por una Universidad o Instituto de Educación Superior reconocido por el Estado.</p> <p><b>Habilidades y Conocimientos:</b> Poseer conocimientos y habilidades para realizar mantenimientos complejos a los equipos de la planta, compromiso con los lineamientos empresariales y respeto a la dignidad de las personas.</p>	<p>Realizar las mantenencias periódicas a los equipos de la planta y actuar rápidamente ante cualquier fallo en los equipos.</p> <p>Reportar mantenimiento de los equipos.</p>	<p>Porcentaje bajo de fallas en los equipos por desgaste.</p> <p>Lograr una eficiencia energética óptima.</p> <p>La realización periódica de informes respecto al mantenimiento de los equipos.</p>
Encargado(a) Contabilidad y finanzas (1)	<p><b>Estudios Requeridos:</b> Título Ingeniero Comercial otorgado por una Universidad o Instituto reconocido por el Estado.</p> <p><b>Habilidades y Conocimientos:</b> Conocimiento en proyectos energéticos y en gestión empresarial. Manejo de programas computacionales relacionados con el cargo, estrategia.</p>	<p>Planificar, controlar y cumplir con el presupuesto de la empresa, optimizar los todos los gastos en insumos materiales junto con remunerar a los respectivos integrantes de la organización. Elaborar y proponer políticas, normas y procedimientos de administración y control para el registro de la información contable.</p>	<p>Cumplimiento imparcial del plan presupuestario.</p> <p>Realización periódica de reportes de balance económico.</p>

ORGANIZACIÓN DE LA PLANTA

Tabla 15: (Continuación...)

CARGO Y Nº DE FUNCIONARIOS	REQUISITOS	RESPONSABILIDADES DEL CARGO	RESULTADOS ESPERADOS
Encargado(a) de compra y uso de Insumos (1)	<p><b>Estudios Requeridos:</b> Grado en Comercio otorgado por una Universidad o Instituto de Educación Superior reconocido por el Estado.</p> <p><b>Habilidades y Conocimientos:</b> conocimiento de los productos e insumos que la empresa requiere, buena logística, autoconfianza y capacidad de negociación, habilidades numéricas, buena comunicación verbal, manejar lenguas extranjeras, entre otras.</p>	<p>Obtener productos adecuados de importadores, fabricantes, productores y mayoristas. Construir y gestionar las relaciones con los proveedores. Negociar y acordar contratos, establecer normas de calidad y organizar las fechas de entrega, para que los productos lleguen a tiempo y los almacenes no estén sub o sobre abastecidos. Abastecer en el menor tiempo posible a las unidades que requieran insumos</p>	<p>Mantenimiento de un stock seguro insumos dentro de los almacenes y en las unidades que los requieran.</p> <p>Optimización de los gastos en compras de bienes y productos.</p> <p>Realización de reportes de consumo y de compra de insumos.</p>
Encargado(a) de Almacenamiento de insumos (1)	<p><b>Estudios Requeridos:</b> Grado en Administración de empresa con posgrado en técnicas de control de inventarios otorgado por una Universidad o Instituto de Educación Superior reconocido por el Estado.</p> <p><b>Habilidades y Conocimientos:</b> conocimiento de los productos e insumos que la empresa requiere, autoconfianza y capacidad de negociación, habilidades numéricas, responsable, buena comunicación verbal, manejar lenguas extranjeras, entre otras.</p>	<p>Gestionar el espacio donde la empresa resguarda productos con los que trabaja, llevando el registro de todo lo que entra y sale del almacén, verifica las condiciones de la mercancía, elabora órdenes de ingreso y despacho. Verifica las condiciones de seguridad al manejar los productos. Abastecer en el menor tiempo posible a las unidades que requieran insumos</p>	<p>Asegurar un espacio óptimo y ordenado en la bodega.</p> <p>Recepcionar y entregar eficazmente los productos.</p> <p>Realización de reportes de cantidad de insumos en la bodega.</p>
Encargado(a) Servicio al cliente y ventas (1)	<p><b>Estudios Requeridos:</b> Técnico en Marketing y Gestión Comercial otorgado por una Universidad o Instituto de Educación Superior reconocido por el Estado.</p> <p><b>Habilidades y Conocimientos:</b> conocimiento de los productos e insumos que la empresa requiere, autoconfianza y capacidad de negociación, habilidades numéricas, buena comunicación verbal, manejar lenguas extranjeras, creatividad, entre otras.</p>	<p>Promover el producto a través del diseño y producción de políticas de marketing. Realizar campañas de publicidad. Estimar ventas.</p>	<p>Alineación óptima entre marketing y ventas.</p> <p>Aumento periódico ventas.</p> <p>Presentar informes de análisis del volumen de ventas y mercado del hidrógeno.</p>

ORGANIZACIÓN DE LA PLANTA

Tabla 15: (Continuación...)

CARGO Y Nº DE FUNCIONARIOS	REQUISITOS	RESPONSABILIDADES DEL CARGO	RESULTADOS ESPERADOS
Encargado(a) de Relaciones internas, selección y capacitación del personal (1)	<p><b>Estudios Requeridos:</b> Título profesional del área de la administración empresarial con postgrado en el área de recursos humanos otorgado por una Universidad o Instituto de Educación Superior reconocido por el Estado.</p> <p><b>Habilidades y Conocimientos:</b> conocimiento en relaciones humanas y empresariales Autocontrol, buena comunicación, personalidad, liderazgo, entre otras.</p>	<p>Contribuir al óptimo desarrollo e implementación de las políticas de recursos humanos, velando por la adecuada selección de este, de acuerdo con los perfiles preestablecidos, levantamiento de perfiles de cargos, determinación de brechas de competencias y otras tareas encomendadas por él, que tienen relación con su ejercicio profesional. Preparar charlas informativas acerca de los temas de su especialidad y la aplicación del Código de Buenas Prácticas Laborales. Planificar capacitaciones de personal. Mantener una buena comunicación entre las distintas unidades de la planta y con terceros.</p>	<p>Contratar profesionales adecuados para cada cargo. Mantener a todo el personal con las capacitaciones correspondientes. Mantener una comunicación fluida entre las unidades de la planta y el medio externo.</p>
Seguridad de la planta (2)	<p><b>Estudios Requeridos:</b> Enseñanza media completa.</p> <p><b>Habilidades y Conocimientos:</b> Conocimiento espacial total de la planta y en planes de seguridad. Respeto, responsabilidad, puntualidad, amabilidad, buena comunicación y persuasión.</p>	<p>Prestar servicio vigilancia, seguridad y atención usuarios de la planta, custodiando y controlando accesos al recinto de vehículos y personas. Reacción rápida y efectiva ante alguna violación de los protocolos de seguridad de la empresa.</p>	<p>Aplicar las normas de seguridad de la empresa. Resguardar la seguridad y privacidad de instalaciones de la planta.</p>

## 9. ESTIMACIÓN DE COSTOS

En el presente capítulo se darán a conocer los costos aproximados de adquisición de materiales y equipos y sus costos de mantenimiento anual, para ello se tiene en consideración lo siguiente:

- Para el caso de la planta fotovoltaica el costo máximo por kWp en Chile en el año 2020 fue de \$CLP 780.000 de plantas fotovoltaicas de 500 a 1500 kWp, si bien esta planta tiene una potencia bruta de 11.665,99 kWp, se tomó en cuenta de igual forma el valor \$CLP/kWp escrito anteriormente.
- El sedimentador, la torre de enfriamiento y los tanques de almacenamiento se cotizaron en alibaba.com y su OPEX (6%) se obtuvo de Peters *et. al*, 2002.
- El electrolizador se cotizó en alibaba.com y su OPEX (1,7%) se obtuvo de Villarrubia, 2019.
- Se obtuvo el precio de la estación de carga y su OPEX de Implementa Sur, 2020.
- Para las tuberías, costo de los edificios y costo de mejoras en el terreno, se obtuvo su CAPEX y OPEX de Peters *et. al*, 2002.

Tabla 16: Costos aproximados de construcción, operación y mantenimiento de la planta. (GIZ, 2020); (Peters *et. al*, 2002); ([www.alibaba.com](http://www.alibaba.com)); (Implementa Sur, 2020).

ÍTEM	CAPEX (\$CLP)	OPEX (\$CLP)	CAPEX (\$USD)	OPEX (\$USD)
Planta Fotovoltaica	9.099.469.459	154.860.969	11.056.463	188.166
Sedimentador	41.150.000	2.469.000	50.000	3.000
Electrolizador	1.591.682.000	63.667.280	1.934.000	77.360
Torre de enfriamiento	4.279.600	256.776	5.200	312
Tanques de almacenamiento	1.208.987.000	72.539.220	1.469.000	88.140
Abastecimiento de H2 (estación de carga)	938.220.000	28.146.600	1.140.000	34.200
Tuberías, basado en el costo del equipo comprado (menos planta fotovoltaica)	1.173.138.766	71.339.049	1.425.442	86.682
Costo de los edificios, incluidos los servicios, basado en el costo del equipo comprado (solo sedimentador, electrolizador, Torre de enfriamiento, Tanques de almacenamiento y Abastecimiento de H2 (estación de carga)).	1.447.140.156	86.828.409	1.758.372	105.502
Costo de mejoras en el terreno, basado en el costo del equipo comprado (solo sedimentador, electrolizador, Torre de enfriamiento, Tanques de almacenamiento y Abastecimiento de H2 (estación de carga)).	1.693.815.909	101.628.955	2.058.100	123.486
<b>TOTAL</b>	<b>17.197.882.890</b>	<b>581.736.257</b>	<b>20.896.577</b>	<b>706.848</b>

Valor dólar (12/10/2021): \$823 CLP.

### 9.1. COSTO NIVELADO DE HIDRÓGENO (LCOE<sub>H2</sub>)

El Costo Nivelado de Energía o LCOE por sus siglas en inglés (Levelized Cost of Energy) es un indicador que permite estimar el valor del coste total actual para construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de su vida útil, es ampliamente utilizado para comparar distintas fuentes de energía<sup>16</sup>. Para el caso del H<sub>2</sub> se denomina LCOE<sub>H2</sub> o LCOH. Para el cálculo del LCOE<sub>H2</sub> se utiliza la Ecuación 3 (Vásquez, 2019) obteniéndose el costo en USD/kg de H<sub>2</sub>, los parámetros de esta fórmula se describen la Tabla 17.

$$LCOE_{H_2} = P_{inst} * I * \frac{FRC + M(f_p)}{h * f_p * Q_{H_2}} + Q_{H_2O} * P_{H_2O} + Q_e * P_e - Q_{O_2} * P_{O_2} \quad \text{Ecuación 3}$$

Tabla 17: Descripción de los parámetros de la Ecuación 3, LCOE<sub>H2</sub>.

PARÁMETROS	DESCRIPCIÓN	VALOR	FUENTE
$P_{inst}$	Potencia instalada del electrolizador [MW]	4,4	Propia
$I$	Inversión según la capacidad instalada [USD/MW]	439.545,45	Propia
$FRC$	Factor de recuperación de capital en función de la tasa de descuento	0,14	Implementa Sur, 2020
$f_p$	Factor de planta	34%	Propia
$M(f_p)$	Función de costos de mantenimiento como un porcentaje de la inversión, dependiente del factor de planta	1,70%	Vásquez, 2019
$h$	Horas en un año	8.760	Propia
$Q_{H_2}$	Capacidad de producción de hidrógeno [kg/h]	71,43	Propia
$Q_{H_2O}$	Cantidad de agua consumida [m <sup>3</sup> /kg de hidrógeno]	0,011	Propia
$P_{H_2O}$	Precio del agua [USD/m <sup>3</sup> ]	1,14	Propia
$Q_e$	Cantidad de electricidad consumida [kWh/kg de hidrógeno]	50,40	Propia
$P_e$	Precio de la electricidad [USD/kWh]	0,018	Propia
$Q_{O_2}$	Venta de oxígeno tomando en cuenta la cantidad producida [kgO <sub>2</sub> /kg de hidrógeno]	8	Propia
$P_{O_2}$	Precio de venta del oxígeno [USD/kgO <sub>2</sub> ]	0,030	Vásquez, 2019

Se obtuvo un LCOH de 2,15 USD/kg H<sub>2</sub> (0,017 USD/MJ) y las consideraciones de su cálculo son:

- Para la inversión según la capacidad instalada solo se ingresó el valor CAPEX del electrolizador por su potencia.
- El FRC se obtiene del Ecuación 4, siendo el wacc un 7% (Implementa Sur, 2020) y los años (N) 10, ya que, la vida útil de un electrolizador son 10 años

<sup>16</sup> Enérgya VM, 2020. ¿Qué es el Levelized Cost of Energy (LCOE)?

$$FRC = \frac{wacc*(1+wacc)^N}{(1+wacc)^N - 1}$$

Ecuación 4

- El precio del agua corresponde al CAPEX y OPEX del sedimentador en 10 años. Sobre los metros cúbicos que se consumen en ese tiempo.
- Se propone un precio de venta del oxígeno producido igual a 0,03 USD/kg (Vásquez, 2019).

Si se considera toda la inversión según capacidad instalada es decir un CAPEX de 9.790.114 \$USD (el CAPEX de la planta fotovoltaica y del sedimentador no se consideran en este parámetro porque se ingresan a la ecuación en el parámetro  $P_e$  y  $P_{H_2O}$ ), se obtiene que la inversión según la capacidad instalada es 2.225.026 USD/MW y por consiguiente un  $LCOE_{H_2}$  de 8,03 USD/kg  $H_2$  (0,06 USD/MJ).

## 9.2. REMUNERACIÓN DEL PERSONAL

Otro costo operacional para considerar es el salario del personal, su estimación se realizó en base a la cantidad de trabajadores para cada puesto y el salario mensual promedio recibido por cada profesión/cargo. Los salarios mensuales promedios se obtuvieron de diferentes portales web de Chile ([tusalario.org](http://tusalario.org), [rankia.cl](http://rankia.cl) & [computrabajo.cl](http://computrabajo.cl), 2021) y se observan en la Tabla 18.

Tabla 18: Remuneración del personal. ([tusalario.org](http://tusalario.org), [rankia.cl](http://rankia.cl) & [computrabajo.cl](http://computrabajo.cl), 2021)

CARGO	CANTIDAD DE FUNCIONARIOS	SALARIO INDIVIDUAL (\$CLP/MES)	SALARIO CANTIDAD TOTAL FUNCIONARIOS (\$CLP/MES)	SALARIO CANTIDAD TOTAL FUNCIONARIOS (\$CLP/AÑO)
Gerencia General	1	2.200.000	2.200.000	26.400.000
Asesoría legal y jurídica	1	1.500.000	1.500.000	18.000.000
Control de calidad, seguridad y gestión ambiental	1	1.200.000	1.200.000	14.400.000
Ingeniero(a) de planta	1	1.500.000	1.500.000	18.000.000
Operador(a) de equipo	5	650.000	3.250.000	39.000.000
Personal de aseo y ornato	3	450.000	1.350.000	16.200.000
Encargado(a) Mantenimiento de equipo	1	600.000	600.000	7.200.000
Encargado(a) Contabilidad y finanzas	1	850.000	850.000	10.200.000
Encargado(a) de compra de insumos	1	700.000	700.000	8.400.000
Encargado(a) de Almacenamiento de insumos	1	550.000	550.000	6.600.000
Encargado(a) Servicio al cliente y ventas	1	700.000	700.000	8.400.000
Encargado(a) de Relaciones internas, selección y capacitación del personal	1	850.000	850.000	10.200.000
Seguridad de la planta	2	500.000	1.000.000	12.000.000
<b>TOTAL</b>	<b>20</b>	<b>-</b>	<b>16.250.000</b>	<b>195.000.000</b>

### 9.3. EXPERIENCIAS DE FINANCIAMIENTO A PROYECTOS SIMILARES

Corfo (2021) realizó un primer llamado para el financiamiento a proyectos de hidrógeno verde, la cual tiene como objetivo “seleccionar uno o más Proyectos que reciban un aporte a la inversión en Electrolizadores para el desarrollo de nuevos Proyectos de Hidrógeno Verde en Chile, mayores a 10 MW y cuyo Comisionamiento sea, a más tardar, diciembre de 2025”, esta convocatoria se realizó porque existe una tendencia mundial de descarbonización. Chile presenta un potencial de energías renovables 70 veces mayor a su demanda, alto potencial en energía eólica y solar en las regiones extremas del país, lo que permitirá una nueva industria verde y descentralizada.

El resumen de las bases del concurso se presenta a continuación:

Para hacer el ingreso de las propuestas al concurso, CORFO dispuso de una plataforma web en la que los proponentes debían ingresar antecedentes del proyecto (nombre del proyecto, razón social y contacto del proponente, entre otros). La evaluación de admisibilidad de la propuesta consiste en evaluar si el proyecto cumple con los requisitos:

- El proyecto acredita una Potencia nominal de Electrolizadores mayor a 10 MW, comenzaría operaciones antes del 2026 y utiliza energía renovable para producción total de H<sub>2</sub>.
- El aporte solicitado no supera los USD 30.000.000.
- El Proponente presenta una clasificación de riesgo mayor o igual a BBB- o Baa3 y acredita ventas superiores a 600.000 UF durante el año 2019 o 2020.

Una vez resuelta la admisibilidad, la evaluación será realizada por una Comisión con integrantes que representen distintos Ministerios que eventualmente podrían ser apoyados por asesorías externas. Los criterios de evaluación consisten en la asignación de puntajes de 1 a 5 según el grado de cumplimiento de los requisitos. La asignación del financiamiento estará sujeta al puntaje obtenido en la evaluación y a la decisión del Consejo de CORFO. Luego de la selección de la entidad a financiar, esta tendrá un plazo para entregar los documentos solicitados en el llamado. La forma de entrega de los aportes será contra rendición de gasto y cumplimiento de hitos, condiciones que constarán en el Acuerdo a celebrarse. Las Bases también explicitan causales de término anticipado del Acuerdo. Se destaca la confidencialidad de la información de los postulantes y la responsabilidad de estos junto a la entidad seleccionada. La entidad deberá cumplir las leyes de anticorrupción y las normativas ambientales y sociales.

## 10. DISCUSIÓN

Las operaciones unitarias utilizadas en la planta de producción de hidrógeno son básicas exceptuando el electrolizador que requiere una manufactura sofisticada y un mantenimiento adecuado por las magnitudes de producción de H<sub>2</sub>. Si bien se obtuvieron una suma de paneles que puede parecer alta, comparándola con el proyecto fotovoltaico de Green Power Chile, que fue aprobado en el año 2020, contempla la instalación de 897.778 paneles con una capacidad instalada de 404 MW<sup>17</sup> y en este trabajo se propone la instalación de 28.117 paneles con una potencia nominal de 11,66 MW, por lo que es evidente que el proyecto descrito en este documento puede ser de magnitudes mucho mayores.

En cuanto a los costos de la producción de hidrógeno son variables según los costos que se consideren en los diferentes parámetros incluidos en la Ecuación 3. Vázquez *et al* (2019), señalan que los 3 factores más incidentes en el LCOH son el precio de la electricidad, el factor de planta y el costo de inversión.

Con respecto al precio de la electricidad (procedente de plantas fotovoltaicas), en este trabajo se obtuvo un valor de 18,4 USD/MWh. ImplementaSur (2019) utiliza un costo de energía igual a 27,9 USD/MWh. Vázquez, *et al.* (2019) estiman un rango de compra de energía eléctrica que oscila entre 26,8 y 34,7 USD/MWh, no obstante, consideran agregar al cálculo los costos de potencia, transmisión y distribución de energía, obteniendo un rango de compra de energía eléctrica de 51,5 a 59,4 USD/MWh. El principal motivo de la diferencia con Vázquez, *et al.* (2019) radica en que ellos proponen la compra de energía eléctrica a diferencia de este trabajo que se propone el autoabastecimiento, es más, en dicho informe ellos señalan lo siguiente: “dependiendo del modelo de negocios o de cómo esté configurado físicamente el sistema para la provisión de energía (ej. Autoabastecimiento), los precios pueden disminuir en forma importante y obtener un LCOE<sub>H<sub>2</sub></sub> más competitivo”.

El factor de planta es el cociente entre la energía producida y la energía que potencialmente se podría producir y para la energía solar está determinado por la radiación recibida en la ubicación de la planta fotovoltaica y la tecnología de los paneles solares, en este trabajo según en el Explorador Solar del Ministerio de Energía su valor es de 34% (Figura 39). Este parámetro varía fuertemente dependiendo de si la energía suministrada es offgrid (sin conexión a la red) u ongrid (conectada a la red nacional de energía) y el origen de la energía

<sup>17</sup> <https://www.revistaei.cl/2021/04/29/planta-sierra-gorda-solar-404-mw-de-enel-green-power-chile-obtiene-aprobacion-ambiental/#>

(solar o eólica). Para un abastecimiento offgrid de energía fotovoltaica ImplementaSur, 2019; Armijo & Philibert (2019) proponen un valor de 32,5%, mientras que Vázquez, *et al.* (2019) utiliza un 30%.

En este trabajo se presentan 2 costos de inversión (Inversión según la capacidad instalada), el primero considera solamente el electrolizador y toma un valor de 439,5 USD/kW. ImplementaSur, 2019 estima un valor de 900 USD/kW, Vázquez, *et al.* (2019) proponen un rango entre 800 y 1500 USD/kW. Armijo & Philibert (2019) utilizan un valor de 600 USD/kW. Es complejo encontrar una justificación a las diferencias de este factor, ya que posee influencias de otras variables como la tecnología del electrolizador, consideración (o no) de costos de transporte, instalación e impuestos. El otro costo de inversión presentado en este trabajo es 2.225 USD/kW, mucho mayor ya que considera todo el capital de inversión (sedimentador, torre de enfriamiento, tanques de almacenamiento y otros). Este valor es difícil comparar con otros ya que cada proceso de producción de hidrógeno es particular.

Con respecto al  $LCOE_{H_2}$ , considerando el primer costo de inversión se obtiene un costo de hidrógeno igual a 2,15 USD/kg  $H_2$  y utilizando el segundo costo de inversión 8,03 USD/kg  $H_2$  ImplementaSur obtiene un  $LCOE_{H_2}$  igual a 2,17 USD/kg  $H_2$  sólo considerando el electrolizador y 3,52 USD/kg  $H_2$  considerando reacondicionamiento de camiones, compresión, almacenamiento y carga de hidrógeno. Vázquez 2019, para un costo de inversión bajo, entre 4,34 y 6,21 USD/kg  $H_2$ . Armijo & Philibert, 2019 estiman un costo igual a 2,16 USD/kg  $H_2$ .

Considerando que los 1.714 kg  $H_2$ /día producidos poseen una energía igual a 57.228 kWh/día y que un camión consume 3.300 L diésel/día y el valor del diésel es 0.78 USD/L (Jiménez, 2020), se plantea el reemplazo del diésel por  $H_2$  en porcentajes que van desde 40 a 70%, los casos correspondientes se observan en la Tabla 1 del Anexo 10.

La mitigación máxima de  $CO_2$  eq, es decir 5.597 ton/año se produce en dos puntos de reemplazo de diésel por hidrógeno, en el 42,09% con 4 camiones y en el 56,12% del diésel con 3 camiones. Se recomienda optar por el Caso 4 ya que existe una inversión menor en adaptar los camiones porque, solo se adaptan 3 CAEX y no 4 como en el Caso 2. Considerando el  $LCOE_{H_2}$  obtenido, actualmente es más rentable económicamente la utilización de diésel como combustible, más aun teniendo en cuenta que el  $LCOE_{H_2}$  puede aumentar ya que en este trabajo se incluyeron valores CAPEX y OPEX, que podrían aumentar si se consideran otros factores para la realización del proyecto. Sin embargo, todo

apunta a que el valor de la producción de hidrógeno ira en descenso por la reducción de costos en los factores más relevantes antes mencionados (el precio de la electricidad y el costo de inversión), llegando incluso a costar menos de 2 USD/kg H<sub>2</sub> en el 2030 y menos de 1 USD/kg H<sub>2</sub> en el 2050<sup>18</sup>. Para Chile, en esos años se estima que sean 1,4 USD/kg H<sub>2</sub> y 0,8 USD/kg H<sub>2</sub> respectivamente (Ministerio de Energía, 2020).

Con respecto a una posible financiación del proyecto contemplado, este cumple con 2 de los 3 requisitos del primer llamado para el financiamiento a proyectos de hidrógeno verde realizado por la Corfo: a través energía renovable se produce hidrógeno verde, puede estar operativo en diciembre del 2025, pero, no cumple con una potencia de electrolización igual o mayor a 10 MW, porque solo tiene una potencia de 4,4 MW, por lo que se debería realizar una adaptación de los equipos seleccionados para la utilización de 3 electrolizadores utilizando agua de otra fuente, ya que, el agua reutilizada en este proyecto no sería suficiente para cumplir con el requisito de los equipos.

En relación a la gestión ambiental del proyecto, según los literales c) y ñ) del artículo 10 de la Ley 19.300 de 1994, el proyecto debería someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) porque es susceptible a generar impactos ambientales. Por la parte de generación de energía fotovoltaica el literal c) señala: “Centrales generadoras de energía mayores a 3 MW”, en este caso se generan aproximadamente 12 MW. Mientras que por la parte del H<sub>2</sub>, el literal ñ) señala: “Producción, almacenamiento, transporte, disposición o reutilización habituales de sustancias tóxicas, explosivas, radioactivas, inflamables, corrosivas o reactivas”, el hecho de generar H<sub>2</sub> aplica a esta sección. Es decir, existen 2 instancias que justifican que el proyecto debe someterse al SEIA.

Que la evaluación del proyecto se realice mediante EIA o DIA depende del artículo 11 de la Ley 19.300 de 1994, en él se señala -a grandes rasgos- que se debe analizar si los efluentes, emisiones o residuos de los procesos producen un riesgo para la salud de las personas, el grado de afectación a los recursos naturales (incluidos agua, suelo y aire), si se requiere reasentar o alterar a las comunidades y sus sistemas de vida y si el proyecto altera el valor paisajístico o monumental. Algunos proyectos de generación fotovoltaica en el norte del país aprobados en el SEIA, incluso de mayor producción, han realizado su tramitación favorablemente mediante DIA. A la fecha, en el SEIA no existen muchos proyectos de producción de H<sub>2</sub> verde aprobados, ya que es una materia nueva, pero los

---

<sup>18</sup> <https://www.nsenergybusiness.com/features/green-hydrogen-natural-gas/>

que lo están y aquellos en planificación se les tramitan mediante DIA. En los proyectos de producción de este gas el recurso afectado en mayor medida es el agua, el cual es un insumo, por lo que no se contamina ni interviene. Por lo anterior, el proyecto debería entrar el SEIA como una Declaración de Impacto Ambiental (DIA), ya que no generaría ni produciría algún efecto significativo en los factores estipulados en el artículo 11 de la Ley 19.300 de 1994, no obstante, se requiere una correcta justificación inexistencia de aquellos efectos, características o circunstancias del artículo 11 que puedan dar origen a la necesidad de efectuar un EIA. Se presenta la Tabla 2 del Anexo 10 con los potenciales impactos sobre los componentes ambientales del proyecto fotovoltaico y de generación de hidrógeno.

Cabe destacar otro punto importante, el cual es la gestión de los residuos generados por el abandono de la planta fotovoltaica. La Ley 20.920 de 2016 contempla los paneles fotovoltaicos como Aparatos Eléctricos y Electrónicos que deben ser gestionados para disminuir la generación de residuos y fomentar su reutilización, reciclaje y otro tipo de valorización, por lo tanto, existen ciertas obligaciones que deben cumplir los productores, sin embargo, el MMA aún no fija las metas de recolección y valorización de los residuos. Esta gestión es necesaria ya que existen impactos ambientales, In-Data & RIGK CHILE (2020) informó sobre los principales impactos ambientales de paneles fotovoltaicos si son dispuestos en rellenos sanitarios, estos se aprecian en la Tabla 3 del Anexo 10, también explican que a pesar de existir un posible impacto ambiental del plomo y el cadmio la filtración al medio ambiente y el contacto directo con estos contaminantes son potencialmente pequeñas, con ello también informan sobre posibles alternativas de tratamiento en Chile para estos paneles, como la separación de componentes, delaminación y purificación.

## 11. CONCLUSIONES

Se estableció el potencial teórico para la obtención de hidrógeno verde a partir de aguas residuales destinadas a ser depositadas en el relave, logrando una reutilización efectiva de esta.

Se describieron las potenciales tecnologías de recuperación del agua (sedimentación y filtración), tecnologías de producción de hidrógeno verde contemplando 3 tipos de electrolizadores distintos (alcalino, membrana de intercambio de protones y óxido sólido), junto con dos fuentes de energía renovable (solar y eólica).

Se priorizaron los procesos de generación de energía mediante paneles fotovoltaicos, recuperación de agua mediante sedimentación y generación de hidrógeno mediante electrolización en electrolizador alcalino.

Se evaluaron teóricamente los rendimientos de producción para las tecnologías, estimando una producción de 625.761,78 kg/año de hidrógeno verde con un LCOEH de 2,15 USD/kg H<sub>2</sub>.

Con el desarrollo de este trabajo se confirmó que es posible diseñar una planta capaz de producir hidrógeno verde a partir de agua extraída de un relave minero de cobre en Chile, no obstante, se requieren más estudios teóricos y experimentales para confirmar su factibilidad técnica completa. Se espera que este trabajo sea un aporte para el desarrollo de combustibles de bajo impacto en el medio ambiente utilizando como insumo subproductos o residuos y fuentes energéticas renovables, pero por sobre todo, para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en coherencia a los actuales lineamientos mundiales y nacionales contra el cambio climático y la contaminación.

## 12. BIBLIOGRAFÍA

- Alcaraz, Y. (2017). Gestión integrada de agua de procesos industriales: monitorización de torres de refrigeración y planta de aguas residuales. Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial. Universidad Politécnica de Cartagena. España. 82p. <http://hdl.handle.net/10317/6533>
- Araceli, L. (2018). Análisis del Aporte de Residuos Mineros a Suelos mediante Estudio de Caso en Punta Del Cobre y consideraciones para la Normativa Vigente (Tesis de Pregrado, Universidad de Chile, Santiago de Chile)
- Arancibia, C. & Best, R. (2010). Energía del Sol. *Revista Ciencia*, 61(2), 10-17.
- Armijo, J., & Philibert, C. (International Energy Agency). (2019). Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy. Case study of Chile and Argentina.
- Arunkumar, P., Aarthi, U., Rengaraj, S., Cha, S.-W., & Babu, K. S. (2019). Review on Solid Oxide Electrolysis Cell: A Clean Energy Strategy for Hydrogen Generation. *Nanomaterials and Energy*, 8(1), 1–73. doi:10.1680/jnaen.18.00009
- Betancourt, F., Concha, F., & Sbarbaro, D. (2013). Simple mass balance controllers for continuous sedimentation. *Computers and Chemical Engineering*. Vol 54. 34-43.
- Brown, T., LeMay, H., Bursten, E. & Burdge, J. (2004). *Química: la Ciencia Central*. 9ª Edición. México: Pearson Prentice Hall.
- Caballero, M., Lozano, S., & Ortega, B. (2007). Efecto invernadero, calentamiento global y cambio climático: una perspectiva desde las ciencias de la tierra. *Revista digital universitaria*, 8(10), 1-11. [http://www.revista.unam.mx/vol.8/num10/art78/oct\\_art78.pdf](http://www.revista.unam.mx/vol.8/num10/art78/oct_art78.pdf)
- Caviedes, D. I., Muñoz, R. A., Perdomo Gualtero, A., Rodríguez Acosta, D., & Sandoval Rojas, I. J. (2015). Tratamientos para la Remoción de Metales Pesados Comúnmente Presentes en Aguas Residuales Industriales. Una Revisión. *Ingeniería Y Región*, 13(1), 73-90. <https://doi.org/10.25054/22161325.710>
- Centro de Energía UC. (2020). *Proposición de Estrategia Regulatoria del Hidrógeno para Chile*. Santiago, Chile.

- Chang, R., & College, W. (2003). Química. 7ª Edición. McGraw-Hill.
- Chorley, R., & Barry, R. (2004). Atmósfera, tiempo y clima. Omega SA, Barcelona.
- Comisión Chilena del Cobre (Cochilco). (2016). Informe de Actualización de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero Directos en la Minería del Cobre al Año 2015. <https://www.cochilco.cl/Listado%20Temtico/Informe%20GEI%202015%20Versión%20Final%20con%20RPI.pdf>
- Comisión Chilena del Cobre (Cochilco). (2019). Informe de actualización del consumo energético de la minería del cobre al año 2018. Santiago, Chile.
- Comisión Chilena del Cobre (Cochilco). (2020a). Proyección de consumo de agua en la minería del cobre 2019-2030. Comisión chilena del cobre, Chile.
- Comisión Chilena del Cobre (Cochilco). (2020b). Emisiones de gases de efecto invernadero directos e indirectos en la minería del cobre al año 2019. Santiago, Chile
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). (2010). La energía solar termodinámica en América Latina. Santiago, Chile.
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). (2017). Las energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica. Santiago, Chile.
- Comisión Nacional de Energía (CNE). (2006). Guía para evaluación ambiental energías renovables no convencionales: proyectos eólicos. Santiago, Chile. 89p.
- Comisión Nacional de Energía (CNE). (2019). Anuario Estadístico de Energía 2019. Santiago, Chile. 192p.
- Corporación de Fomento de la Producción (CORFO). (2017). Guía técnica convocatoria programas tecnológicos estratégicos “Desarrollo de sistema de combustión dual hidrógeno-diésel para camiones de extracción mineros (CAEX)”. Santiago, Chile.
- Corporación de Fomento de la Producción (CORFO). (2021). Primer llamado para el financiamiento a Proyectos de Hidrógeno verde en Chile. Ministerio de Chile. Chile. 49p.
- Das, D., & Veziroglu, T. N. (2008). Advances in biological hydrogen production processes. *International journal of hydrogen energy*, 33(21), 6046-6057.

- Fair, G., Geyer, J. & Okun, D: (1968). *Water Purificación and Wastewater Treatment and Disposal*
- Felder, R. M., Rousseau, R. W., & Basín, M. E. C. (1991). *Principios elementales de los procesos químicos* (No. 660 F4Y 1991). Addison-Wesley Iberoamericana.
- Fernández-Bolaños Badía, C. (2005). *Energética Del Hidrógeno: Contexto, Estado Actual Y Perspectiva De Futuro* (Tesis de pregrado, Universidad de Sevilla, Sevilla). Recuperado de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/3823/>
- Geankoplis, C. J. (1998). *Procesos de transporte y operaciones unitarias*. 3ª Edición. Editorial Continental. México. 1024p.
- GIZ. (2020). *Índice de precios de sistemas fotovoltaicos (FV) conectados a la red de distribución comercializados en Chile*. Programa de energías renovables y Eficiencia energética en Chile. Chile. 8p.
- Guerrero, F. (2020). *Análisis del uso del Hidrógeno Verde en camiones de extracción en la minería para contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero*. Tesis de Pregrado, Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile.
- Hortal, M. A., & Barrera, A. L. M. (2012). *El hidrógeno: fundamento de un futuro equilibrado*. Ediciones Díaz de Santos.
- ImplementaSur (2020). *Estudio para definir esquemas de financiamiento para acelerar la adopción tecnológica e implementación de proyectos de generación, almacenamiento, transporte, consumo y exportación de Hidrógeno Verde en Chile*. Santiago, Chile.
- In-Data & RIGK CHILE. (2020). *Informe 3: Alternativas de tratamiento de módulos fotovoltaicos luego de su vida útil*.
- Inodú. (2020). *Identificación de aspectos ambientales, sectoriales y territoriales para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en toda su cadena de valor*. Santiago, Chile.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2008). *Cambio Climático 2007: Informe de Síntesis*. Ginebra, Suiza.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2014). Cambio climático 2014: Informe de Síntesis. Ginebra Suiza.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2018), Anexo I: Glosario. Matthews JBR (ed.)  
[https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/10/SR15\\_Glossary\\_spanish.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/10/SR15_Glossary_spanish.pdf)

International Energy Agency (IEA). (2019). The Future of Hydrogen. France. 203p.

International Energy Agency (IEA). (2020a). Data & Statistics. <<https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TPESbySource>> [Consulta 26 de septiembre de 2020]

International Energy Agency (IEA). (2020b). Hydrogen – Analysis. <<https://www.iea.org/reports/hydrogen>> [Consulta 26 de septiembre de 2020]

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2018), Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Jiménez, F. (2020). Evaluación Técnica y Económica del uso de Hidrógeno Verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de Combustible Fósil. Tesis de Pregrado, Universidad de Chile, Santiago, Chile.

Kovač, A., Marciuš, D., & Budin, L. (2018). Solar hydrogen production via alkaline water electrolysis. International Journal of Hydrogen Energy. doi:10.1016/j.ijhydene.2018.11.007

Ley N° 19.300. (1994). Aprueba Ley Sobre Bases Generales del Medio Ambiente. Ministerio del Medio Ambiente. Marzo 01 de 1994.

Ley N° 20.920. (2016). Establece marco para la gestión de residuos, la responsabilidad extendida del productor y fomento al reciclaje. Ministerio del Medio Ambiente. Mayo 17 de 2016.

Linares, J. & Moratilla, B. (2007). El hidrógeno y la energía. Asociación Nacional de Ingenieros de ICAI & Universidad Pontificia Comillas. Madrid, España.

- Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2021). Guía de apoyo para solicitud de autorización de Proyectos Especiales de Hidrógeno. Ministerio de energía. Gobierno de Chile, Santiago, Chile.
- Ministerio de Energía. (2020). Estrategia Nacional Hidrógeno Verde. Gobierno de Chile, Santiago. [https://energia.gob.cl/sites/default/files/mini-sitio/estrategia-nacional\\_hidrogeno-verde\\_vdef.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/mini-sitio/estrategia-nacional_hidrogeno-verde_vdef.pdf)
- Ministerio de la Producción. (2017). Uso de energías renovables en la agricultura. Lima, Perú.
- Ministerio de Minería. (2019). Plan nacional de depósitos de relaves para una minería sostenible. División de Desarrollo Sostenible del Ministerio de Minería. Primera Edición, Santiago.
- Ministerio del Medio Ambiente. (2016). Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017-2022. Gobierno de Chile, Santiago, Chile. [https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2017/07/plan\\_nacional\\_climatico\\_2017\\_2.pdf](https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2017/07/plan_nacional_climatico_2017_2.pdf)
- Molina, A., & Mantínez, F. (2017). Modelo de generación fotovoltaica. Ministerio de energía.
- Morán, J. (2018). Mejoramiento tecnológico para aumentar la eficiencia en el proceso de espesado en la planta minera Constancia. (Tesis de pregrado, Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, Arequipa, Perú)
- Ojeda, P. (2014). Diseño e Implementación lógica de control experto en espesador de relaves – Planta Las Tórtolas. Tesis de Pregrado, Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile.
- Organización de las Naciones Unidas (ONU). (2015). Acuerdo de París. Secretaría General de las Naciones Unidas, Nueva York, Estados Unidos. <[https://unfccc.int/sites/default/files/spanish\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf)> [Consulta 12 de mayo de 2021]
- Organización Panamericana de la Salud (OPS). (2005). Guía para el diseño de desarenadores y sedimentadores. Lima, Perú.
- Pabón, S. E., Benítez, R., Sarria, R. A., & Gallo, J. A. (2020). Contaminación del agua por metales pesados, métodos de análisis y tecnologías de remoción. Una revisión. Entre

- 
- Ciencia e Ingeniería, 14(27), 9-18. Epub March 20, 2021. <https://doi.org/10.31908/19098367.0001>
- Peters, M. S., Timmerhaus, K. D., & West, R. E. (2002). *Plant Design and Economics for Chemical Engineers* (5 Sub ed.). McGraw-Hill Education.
- Phillips, R., & Dunnill, C. W. (2016). Zero gap alkaline electrolysis cell design for renewable energy storage as hydrogen gas. *RSC Advances*, 6(102), 100643–100651. doi:10.1039/c6ra22242k
- Rivera Carreño, J. R. (2020). Estudio de factibilidad para planta de gasificación en el sur de Chile para la producción de hidrógeno a partir de corteza de árboles. Santiago, Chile. 109p.
- Rúa, A., Merritt, H. & Valencia, A. (2020). Innovación tecnológica inducida: un análisis bibliométrico de la investigación en energía solar, 1960-2018.
- Sambuichi, M., Nakakura, H., Osasa, K., & Tiller, F. M. (1987). Theory of batchwise centrifugal filtration. *AIChE Journal*, 33(1), 109–120. doi:10.1002/aic.690330113
- Sánchez, M., Amores, E., Abad, D., Rodríguez, L., & Clemente-Jul, C. (2019). Aspen Plus model of an alkaline electrolysis system for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*. doi:10.1016/j.ijhydene.2019.12.027
- Servicio Nacional de Geología y Minería (SERNAGEOMIN). (2020a). Depósito de Relaves. Preguntas Frecuentes sobre Relaves. <<http://sitiohistorico.sernageomin.cl/preguntas-frecuentes-relaves.php>> [Consulta 27 de abril de 2021]
- Servicio Nacional de Geología y Minería (SERNAGEOMIN). (2020b). Depósito de Relaves. Datos Públicos Depósitos de Relaves. Chile. <<https://www.sernageomin.cl/datos-publicos-deposito-de-relaves/>> [Consulta 27 de abril de 2021].
- Shiva Kumar, S., & Himabindu, V. (2019). Hydrogen Production by PEM Water Electrolysis – A Review. *Materials Science for Energy Technologies*. doi:10.1016/j.mset.2019.03.002
- Sivakumar, T., Vijayaraghavan, G., Kumar, A. (2011). Mejora del rendimiento del filtro de tambor de vacío rotativo. *International Journal of Advanced Engineering Technology*.

- Soto Alegre, O. (2020). Análisis conceptual, constructivo y experimental de un electrolizador con diferentes electrodos, para la obtención de hidrógeno desde agua pura y salada. Disponible en <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/176192>
- Tchernitchin, A., & Muñoz, G. (2012). Efectos sobre la Salud y el Medio Ambiente de las Actividades Mineras en Chile. Contaminación del Estero Pupío y Agua Potable del pueblo de Caimanes: ¿se origina desde el Tranque de Relaves Mineros El Mauro?. Revista de Salud Pública del Colegio Médico de Chile, Chile. Vol. 52, N°4. 199-214.
- Treybal, R. (2000). Operaciones de transferencia de masa. 2da edición. McGraw Hill.
- U.S. Department of energy. (2020). H2@Scale: Enabling affordable, reliable, clean, and secure energy across sectors. U.S. government.
- U.S. Drive. (2017). Hydrogen Storage Tech Team Roadmap. Washington, Estados Unidos.
- U.S. Environmental Protection Agency (EPA). (2016). Climate change indicators in the United States, 2016. Fourth edition
- Valencia, M. & Cardona, C. (2013). Análisis del ciclo de vida para la producción de hidrógeno como combustible del futuro. Revista Cubana de Química, 25(2), 165-179.
- Vásquez, R., Salinas, F., & Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. (2019). Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile. Deutsche Gesellschaft für.
- Villarrubia, M. (2012). Ingeniería de la energía eólica. Alfaomega Grupo Editor, México. 1º Edición. 278p.
- Warren, L., Smith, J., Harriot P. (2007). Operaciones unitarias en ingeniería química. 7ª Edición. McGraw-Hill/Interamericana Editores. México.
- Wels, C., & MacG, A. (2003). Conceptual model for estimating water recovery in tailings impoundments. Robertson GeoConsultants, Inc., Vancouver, Canadá.
- World Energy Council (WEC). (2020). International Hydrogen Strategies – Executive Summary. Londres, Reino Unido.

## 13. ANEXOS

### 13.1. ANEXO 1: PROPUESTA DE PLAN REGULATORIO DE HIDRÓGENO EN CHILE (CENTRO DE ENERGÍA UC, 2020)

Nº	Nombre	Horizonte de tiempo	Órgano Competente
1	Reglamento general de instalaciones de hidrógeno combustible	Corto plazo, 2020 a 2024	MEN
2	Reglamento de transporte de hidrógeno combustible por vía pública		MEN
3	Reglamento de sistema de hidrógeno combustible en maquinaria y vehículos industriales		MEN
4	Reglamento de almacenamiento de sustancias peligrosas (DTO 43, actualización)	Mediano plazo, 2025 a 2028	MINSAL
5	Reglamento sobre condiciones sanitarias y ambientales en los lugares de trabajo (DTO 594, actualización)		MINSAL
6	Reglamento de transporte de cargas peligrosas por calles y caminos (DTO 298, actualización)		MTT
7	Reglamento de transporte y distribución de hidrógeno por cañerías		MEN
8	Reglamento de artefactos domésticos a combustión de hidrógeno		MEN
9	Reglamento de generadores eléctricos a hidrógeno y duales		MEN
10	Reglamento para las estaciones de dispensado público de hidrógeno		MEN
11	Reglamento de requisitos técnicos, constructivos y de seguridad para los vehículos a hidrógeno gaseoso		MTT
12	Manual de revisión técnica de vehículos a hidrógeno gaseoso		MTT
13	Reglamento de sistemas de hidrógeno para minería subterránea.		MEN
14	Reglamento de seguridad para tanques y contenedores para hidrógeno combustible	Largo plazo, 2029 y siguientes	MEN
15	Recomendaciones de seguridad para las emergencias de vehículos a hidrógeno		MIN
16	Reglamento de seguridad para talleres de reparación y mantención de vehículos a hidrógeno		MTT
17	Recomendaciones de seguridad para garajes de estacionamiento de vehículos a hidrógeno		Municipios
18	Reglamento de manipulación y almacenamiento de cargas peligrosas en recintos portuarios (Res. 96, 1997, actualización)		MTT
19	Reglamento de requisitos técnicos, constructivos y de seguridad para los vehículos a hidrógeno líquido		MTT
20	Manual de revisión técnica de vehículos a hidrógeno líquido		MTT

MEN: Ministerio de Energía. MINSAL: Ministerio de Salud. MTT: Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones. MIN: Ministerio del Interior y Seguridad Pública.

### 13.2. ANEXO 2: TABLA DE NORMAS APLICABLES A PROYECTOS DE HIDRÓGENO EN CHILE

Operación	Norma	Organismo	Año	Descripción
Cadena de valor	ASME B31.12 Hydrogen piping and pipelines	The American Society of Mechanical Engineers	2019	La norma ASME B31.12 sobre tuberías y tuberías de hidrógeno contiene requisitos para tuberías en servicio de hidrógeno líquido y gaseoso y tuberías en servicio de hidrógeno gaseoso. La sección de requisitos generales cubre materiales, soldadura fuerte, soldadura, tratamiento térmico, conformado, prueba, inspección, examen, operación y mantenimiento. La sección de tuberías industriales cubre los requisitos de componentes, diseño, fabricación, ensamblaje, montaje, inspección, examen y prueba de tuberías.
	ASME STP-PT- 006 Design Guidelines for Hydrogen Piping and Pipelines	The American Society of Mechanical Engineers	2019	Se basa en ASME B31.12 e incluye los factores de diseño para los materiales de tubería metálicos y no metálicos cuando se utilizan en un entorno de gas hidrógeno seco; consideraciones de vida del diseño; recomendaciones de examen no destructivo (ECM); recomendaciones de inspección en servicio (gestión de la integridad); necesidades de investigación y recomendaciones. El alcance de este informe incluye todas las tuberías metálicas comunes y los materiales de tuberías utilizados en la construcción de tuberías y sistemas de tuberías
	CSA B51 Boiler, Pressure Vessel, and Pressure Piping Code	CSA Group	2019	Mejorar la seguridad en el diseño, la construcción, la instalación, la operación, la inspección, las pruebas y las prácticas de reparación de calderas, recipientes a presión, accesorios y tuberías.
	ISO 14687 Hydrogen fuel quality – Product specification	International Organization for Standardization	2019	Este documento especifica las características mínimas de calidad del combustible de hidrógeno tal como se distribuye para su utilización en aplicaciones vehiculares y estacionarias.
	NFPA 2 caps. 1 a 8 General, CH2 y LH2	National Fire Protection Association	2020	Este código proporciona salvaguardas fundamentales para la generación, instalación, almacenamiento, tuberías, uso y manipulación de hidrógeno en forma de gas comprimido (GH2) o líquido criogénico (LH2).

Operación	Norma	Organismo	Año	Descripción
Producción	NFPA 55 Compressed Gases and Cryogenic Fluids Code	National Fire Protection Association	2020	Facilita la protección contra los peligros fisiológicos, de sobre-presurización, explosivos e inflamabilidad asociados con los gases comprimidos y los fluidos criogénicos.
	NFPA 2 capítulo 13 Hydrogen Generation Systems	National Fire Protection Association	2020	Este código proporciona salvaguardas fundamentales para la generación, instalación, almacenamiento, tuberías, uso y manipulación de hidrógeno en forma de gas comprimido (GH2) o líquido criogénico (LH2).
	ISO 16110 Hydrogen generators using fuel processing technologies	International Organization for Standardization	2007	Se aplica a los sistemas de generación de hidrógeno envasados, autónomos o emparejados en fábrica con una capacidad inferior a 400 m <sup>3</sup> /h a 0 °C y 101.325 kPa, en adelante denominados generadores de hidrógeno, que convierten un combustible de entrada en un flujo de composición y condiciones ricas en hidrógeno adecuadas para el tipo de dispositivo que utiliza el hidrógeno
	ISO 22734 Hydrogen generators using water electrolysis — Industrial, commercial, and residential applications	International Organization for Standardization	2019	Este documento define los requisitos de construcción, seguridad y rendimiento de los aparatos de generación de gas hidrógeno modulares o emparejados en fábrica, en lo sucesivo denominados generadores de hidrógeno, que utilizan reacciones electroquímicas para electrolizar el agua para producir hidrógeno.
Acondicionamiento	ANSI/CSA HG1 4.8-2012 (R2018) Hydrogen gas vehicle fueling station compressor guidelines	CSA Group	2012	Esta norma contiene requisitos de seguridad para el material, el diseño, la fabricación y las pruebas de los paquetes de compresores de hidrógeno gaseosos utilizados en el servicio de estaciones de servicio. Esta norma se aplica a los equipos de nueva fabricación diseñados principalmente para proporcionar hidrógeno comprimido para las estaciones de servicio de los vehículos.
Almacenamiento	ASME (BPVC) Boiler and Pressure Vessel Code	The American Society of Mechanical Engineers	2019	Contiene requisitos para tuberías en servicios de hidrógeno gaseoso y líquido y tuberías en servicios de hidrógeno gaseoso. La sección de requisitos generales cubre materiales, soldadura fuerte, soldadura, tratamiento térmico, conformado, pruebas, inspección, examen, funcionamiento y mantenimiento. La sección de tuberías industriales cubre los requisitos de componentes, diseño, fabricación, ensamblaje, montaje, inspección, examen y prueba de tuberías.

Operación	Norma	Organismo	Año	Descripción
	CGA H-2 Guideline for Classification and Labeling of Hydrogen Storage Systems with Hydrogen Absorbed in Reversible Metal Hydrides	Compressed Gas Association	2018	El alcance de esta publicación incluye los sistemas de almacenamiento de hidrógeno en los que el hidrógeno se absorbe en hidruros metálicos reversibles y para los que el sistema está diseñado para contener permanentemente el material sólido, de modo que solo se introduzca o elimine gas hidrógeno del sistema. Esta publicación proporciona orientación a las autoridades reguladoras, fabricantes y usuarios para la clasificación y etiquetado de estos sistemas.
	EIGA 100/11 Hydrogen Cylinders and Transport Vessels	European Industrial Gases Association	2020	Describe las experiencias de la industria con cilindros de hidrógeno y recipientes de transporte y proporciona una serie de recomendaciones para la especificación, fabricación, prueba, mantenimiento y montaje de los cilindros y recipientes.
	EIGA 171/12 Storage of Hydrogen in Systems Located Underground	European Industrial Gases Association	2012	Aborda los problemas de seguridad que son específicos del almacenamiento de hidrógeno en sistemas ubicados bajo tierra
	ISO 16111 Transportable gas storage devices — Hydrogen absorbed in re-versible metal hydride	International Organization for Standardization	2018	Define los requisitos aplicables al material, diseño, construcción y prueba de los sistemas transportables de almacenamiento de gas hidrógeno, denominados "conjuntos de hidruro metálico" (conjuntos MH) que utilizan carcasas que no exceden de 150 l de volumen interno y tienen una presión máxima desarrollada (MDP) no superior a 25 MPa.
	NFPA 2 cap. 7 Gaseous Hydrogen NFPA 2 cap. 8 Liquefied Hydrogen	National Fire Protection Association	2020	Este código proporciona salvaguardas fundamentales para la generación, instalación, almacenamiento, tuberías, uso y manipulación de hidrógeno en forma de gas comprimido (GH2) o líquido criogénico (LH2).
Transporte y Distribución	ASME B31.12 Hydrogen piping and pipelines	The American Society of Mechanical Engineers	2019	La norma ASME B31.12 sobre tuberías y tuberías de hidrógeno contiene requisitos para tuberías en servicio de hidrógeno líquido y gaseoso y tuberías en servicio de hidrógeno gaseoso. La sección de requisitos generales cubre materiales, soldadura fuerte, soldadura, tratamiento térmico, conformado, prueba, inspección, examen, operación y mantenimiento. La sección de tuberías industriales cubre los requisitos de componentes, diseño, fabricación, ensamblaje, montaje, inspección, examen y prueba de tuberías.

Operación	Norma	Organismo	Año	Descripción
	EIGA 06/19 Safety in storage, handling and distribution of liquid hydrogen	European Industrial Gases Association	2019	Guía para las empresas directamente asociadas con la instalación de almacenamiento de hidrógeno líquido en las instalaciones del usuario y la distribución de hidrógeno líquido por carretera, ferrocarril y mar.
	EIGA 121/14 (CGA G-5.6) Hydrogen Pipeline Systems	European Industrial Gases Association	2014	Proporcionar orientación sobre el diseño y funcionamiento de los sistemas de transmisión y distribución de hidrógeno.
	EIGA 15/06 Gaseous Hydrogen Stations Directiva 2008/68/CE, 49 C.F.R. §171 a 180	European Industrial Gases Association	2006	Este Código de prácticas se ha preparado para la orientación / mejores prácticas de los diseñadores y operadores de estaciones de hidrógeno gaseoso. Su aplicación logrará el objetivo principal de mejorar la seguridad del funcionamiento de la estación de hidrógeno gaseoso.
Calidad	ISO 14687 Hydrogen fuel quality - Product specification	International Organization for Standardization	2019	Este documento especifica las características mínimas de calidad del combustible de hidrógeno tal como se distribuye para su utilización en aplicaciones vehiculares y estacionarias.
Celda de Combustible	IEC 62282 Fuel cell technologies	International Electrotechnical Commission	2020	Proporciona requisitos relacionados con la seguridad para la construcción, el funcionamiento en condiciones normales y anormales y las pruebas de módulos de pila de combustible. Este documento trata de las condiciones que pueden producir peligros para las personas y causar daños fuera de los módulos de pila de combustible.
	NFPA 2 capítulo 12 Hydrogen Fuel Cell Power Systems	National Fire Protection Association	2020	Este código proporciona salvaguardas fundamentales para la generación, instalación, almacenamiento, tuberías, uso y manipulación de hidrógeno en forma de gas comprimido (GH2) o líquido criogénico (LH2).
Dispensadores públicos	ASME B31.12 Hydrogen piping and pipelines	The American Society of Mechanical Engineers	2019	La norma ASME B31.12 sobre tuberías y tuberías de hidrógeno contiene requisitos para tuberías en servicio de hidrógeno líquido y gaseoso y tuberías en servicio de hidrógeno gaseoso. La sección de requisitos generales cubre materiales, soldadura fuerte, soldadura, tratamiento térmico, conformado, prueba, inspección, examen, operación y mantenimiento. La sección de tuberías industriales cubre los requisitos de componentes, diseño, fabricación, ensamblaje, montaje, inspección, examen y prueba de tuberías.

Operación	Norma	Organismo	Año	Descripción
	ISO 17268 Gaseous hydrogen land vehicle refuelling connection devices	International Organization for Standardization	2020	Define las características de diseño, seguridad y funcionamiento de los conectores de reabastecimiento de combustible de vehículos terrestres de hidrógeno gaseoso (GHLV).
	ISO 19880-1 Gaseous hydrogen — Fuelling stations - General Requirements	International Organization for Standardization	2016	Determina un conjunto mínimo de requisitos de seguridad y rendimiento de las estaciones de servicio que dispensan hidrógeno gaseoso. Captura los requisitos mínimos de características de diseño que debe cumplir una estación de combustible de hidrógeno. Esta norma sólo se refiere a las estaciones de servicio de hidrógeno para uso comercial.
	NFPA 2 capítulo 10 GH2 Vehicle Fueling Facilities	National Fire Protection Association	2020	Este código proporciona salvaguardas fundamentales para la generación, instalación, almacenamiento, tuberías, uso y manipulación de hidrógeno en forma de gas comprimido (GH2) o líquido criogénico (LH2).
	SAE J2601 Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles	SAE International	2020	Establece el protocolo y los límites de proceso para el abastecimiento de hidrógeno de vehículos con capacidades de volumen total superiores o iguales a 49,7 L.
	SAE J2601/2_2014 Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Heavy Duty Vehicles	SAE International	2014	El propósito de este documento es proporcionar los requisitos de rendimiento para los sistemas dispensadores de hidrógeno utilizados para alimentar autobuses y vehículos de tránsito de hidrógeno de servicio pesado de 35 MPa (otras presiones son opcionales). Este documento establece las condiciones límite para el repostaje seguro de vehículos de superficie con hidrógeno de servicio pesado, como los límites de seguridad y los requisitos de rendimiento para los surtidores de combustible de hidrógeno gaseoso utilizados para alimentar los autobuses de tránsito de hidrógeno

Operación	Norma	Organismo	Año	Descripción
	SAE J2601/3_2013 Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Industrial Trucks	SAE International	2013	Este documento establece los límites de seguridad y los requisitos de rendimiento para los surtidores de combustible de hidrógeno gaseoso que se utilizan para alimentar camiones industriales propulsados por hidrógeno (HPIT). También describe varios ejemplos de métodos de abastecimiento de combustible para surtidores de hidrógeno gaseoso que sirven a vehículos HPIT. SAE J2601-3 ofrece métodos de abastecimiento de combustible basados en el rendimiento y proporciona orientación a los fabricantes de sistemas de abastecimiento de combustible, así como a los proveedores de camiones industriales propulsados por hidrógeno y a los operadores de la (s) flota (s) de vehículos propulsados por hidrógeno.
Consumo	EIGA 15/06 Gaseous Hydrogen Stations	European Industrial Gases Association	2006	Este Código de prácticas se ha preparado para la orientación / mejores prácticas de los diseñadores y operadores de estaciones de hidrógeno gaseoso. Su aplicación logrará el objetivo principal de mejorar la seguridad del funcionamiento de la estación de hidrógeno gaseoso.
	IEC 62282 Fuel cell technologies	International Electrotechnical Commission	2020	Proporciona requisitos relacionados con la seguridad para la construcción, el funcionamiento en condiciones normales y anormales y las pruebas de módulos de pila de combustible. Este documento trata de las condiciones que pueden producir peligros para las personas y causar daños fuera de los módulos de pila de combustible.
	ISO 13984 Liquid hydrogen — Land vehicle fueling system interface	International Organization for Standardization	1999	Especifica las características de los sistemas de abastecimiento y dispensación de hidrógeno líquido en vehículos terrestres de todo tipo con el fin de reducir el riesgo de incendio y explosión durante el procedimiento de abastecimiento de combustible y, por lo tanto, proporcionar un nivel razonable de protección contra la pérdida de vidas y propiedades.
	ISO 17268 Gaseous hydrogen land vehicle refuelling connection devices	International Organization for Standardization	2020	Define las características de diseño, seguridad y funcionamiento de los conectores de reabastecimiento de combustible de vehículos terrestres de hidrógeno gaseoso (GHLV).

Operación	Norma	Organismo	Año	Descripción
	ISO 19880-1 Gaseous hydrogen — Fuelling stations - General Requirements	International Organization for Standardization	2016	Determina un conjunto mínimo de requisitos de seguridad y rendimiento de las estaciones de servicio que dispensan hidrógeno gaseoso. Captura los requisitos mínimos de características de diseño que debe cumplir una estación de combustible de hidrógeno. Esta norma sólo se refiere a las estaciones de servicio de hidrógeno para uso comercial.
	ISO 21266 Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH2) and hydrogen/natural gas blends fuel systems	International Organization for Standardization	2018	Especifica los requisitos mínimos de seguridad aplicables a la funcionalidad del hidrógeno gaseoso comprimido (CGH2) y de las mezclas de hidrógeno/gas natural a bordo de los sistemas de combustible destinados a ser utilizados en los tipos de vehículos de motor definidos en la norma ISO 3833.
	ISO 23273 Fuel cell road vehicles — Safety specifications — Protection against hydrogen hazards for vehicles fuelled with compressed hydrogen	International Organization for Standardization	2013	Especifica los requisitos esenciales para los vehículos de pila de combustible (FCV) con respecto a la protección de las personas y el medio ambiente dentro y fuera del vehículo contra los peligros relacionados con el hidrógeno.
	NFPA 2 cap. 10 GH2 Vehicle Fueling Facilities	National Fire Protection Association	2020	Este código proporciona salvaguardas fundamentales para la generación, instalación, almacenamiento, tuberías, uso y manipulación de hidrógeno en forma de gas comprimido (GH2) o líquido criogénico (LH2).
	NFPA 2 cap. 11 H2 Fueling Facilities			
	NFPA 2 cap. 12 Hydrogen Fuel Cell Power Systems			
	NFPA 2 cap. 14 Combustion Applications			
	NFPA 2 cap. 15 Special Atmosphere Applications			
	NFPA 2 cap. 16 Laboratory Operations			
	NFPA 2 cap. 17 Parking Garages			

Operación	Norma	Organismo	Año	Descripción
	NFPA 2 cap. 18 Repair Garage			
	NFPA 2 cap. 7 Gaseous Hydrogen			
	NFPA 2 cap. 8 Liquefied Hydrogen			
	SAE AIR6464 Hydrogen Fuel Cells Aircraft Fuel Cell Safety Guidelines	SAE International	2020	Este documento define las pautas técnicas para la integración segura de los sistemas de celdas de combustible (FCS) de membrana de intercambio de protones (PEM), combustible (que se considera solo tipos de almacenamiento de hidrógeno líquido y comprimido), almacenamiento de combustible, distribución de combustible y sistemas eléctricos apropiados en la aeronave. .
	SAE AS6858 Installation of Fuel Cell Systems in Large Civil Aircraft	SAE International	2017	Este documento define los requisitos técnicos para la integración segura de los sistemas de celdas de combustible (FCS) de membrana de intercambio de protones (PEM) alimentados con hidrógeno gaseoso dentro de la aeronave.
	SAE J2578 Recommended Practice for General Fuel Cell Vehicle Safety	SAE International	2014	Identifica y define los requisitos relacionados con la integración segura del sistema de celda de combustible, los sistemas de almacenamiento y manipulación de combustible de hidrógeno (como se define y especifica en SAE J2579) y los sistemas eléctricos de alto voltaje en el vehículo de celda de combustible en general. El documento también puede aplicarse a vehículos de hidrógeno con motores de combustión interna. Este documento se refiere al diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento generales de los vehículos de celda de combustible
	SAE J2579 Standard for Fuel Systems in Fuel Cell and Other Hydrogen Vehicles	SAE International	2014	El propósito de este documento es definir los requisitos de diseño, construcción, operación y mantenimiento para los sistemas de almacenamiento y manejo de combustible de hidrógeno en vehículos de carretera

Operación	Norma	Organismo	Año	Descripción
	SAE J2601 Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles	SAE International	2020	Establece el protocolo y los límites de proceso para el abastecimiento de hidrógeno de vehículos con capacidades de volumen total superiores o iguales a 49,7 L. incluye requisitos relacionados con la resistencia a los choques y la integración de vehículos para vehículos de celda de combustible. Define las prácticas recomendadas relacionadas con la integración de los sistemas de almacenamiento y manipulación de hidrógeno, el sistema de pila de combustible y los sistemas eléctricos en el vehículo de pila de combustible en general.
	SAE J2601/2 Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Heavy Duty Vehicles	SAE International	2014	El propósito de este documento es proporcionar los requisitos de rendimiento para los sistemas dispensadores de hidrógeno utilizados para alimentar autobuses y vehículos de tránsito de hidrógeno de servicio pesado de 35 MPa (otras presiones son opcionales). Este documento establece las condiciones límite para el repostaje seguro de vehículos de superficie con hidrógeno de servicio pesado, como los límites de seguridad y los requisitos de rendimiento para los surtidores de combustible de hidrógeno gaseoso utilizados para alimentar los autobuses de tránsito de hidrógeno
	SAE J2601/3 Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Industrial Trucks	SAE International	2013	Este documento establece los límites de seguridad y los requisitos de rendimiento para los surtidores de combustible de hidrógeno gaseoso que se utilizan para alimentar camiones industriales propulsados por hidrógeno (HPIT). También describe varios ejemplos de métodos de abastecimiento de combustible para surtidores de hidrógeno gaseoso que sirven a vehículos HPIT. SAE J2601-3 ofrece métodos de abastecimiento de combustible basados en el rendimiento y proporciona orientación a los fabricantes de sistemas de abastecimiento de combustible, así como a los proveedores de camiones industriales propulsados por hidrógeno y a los operadores de la (s) flota (s) de vehículos propulsados por hidrógeno.

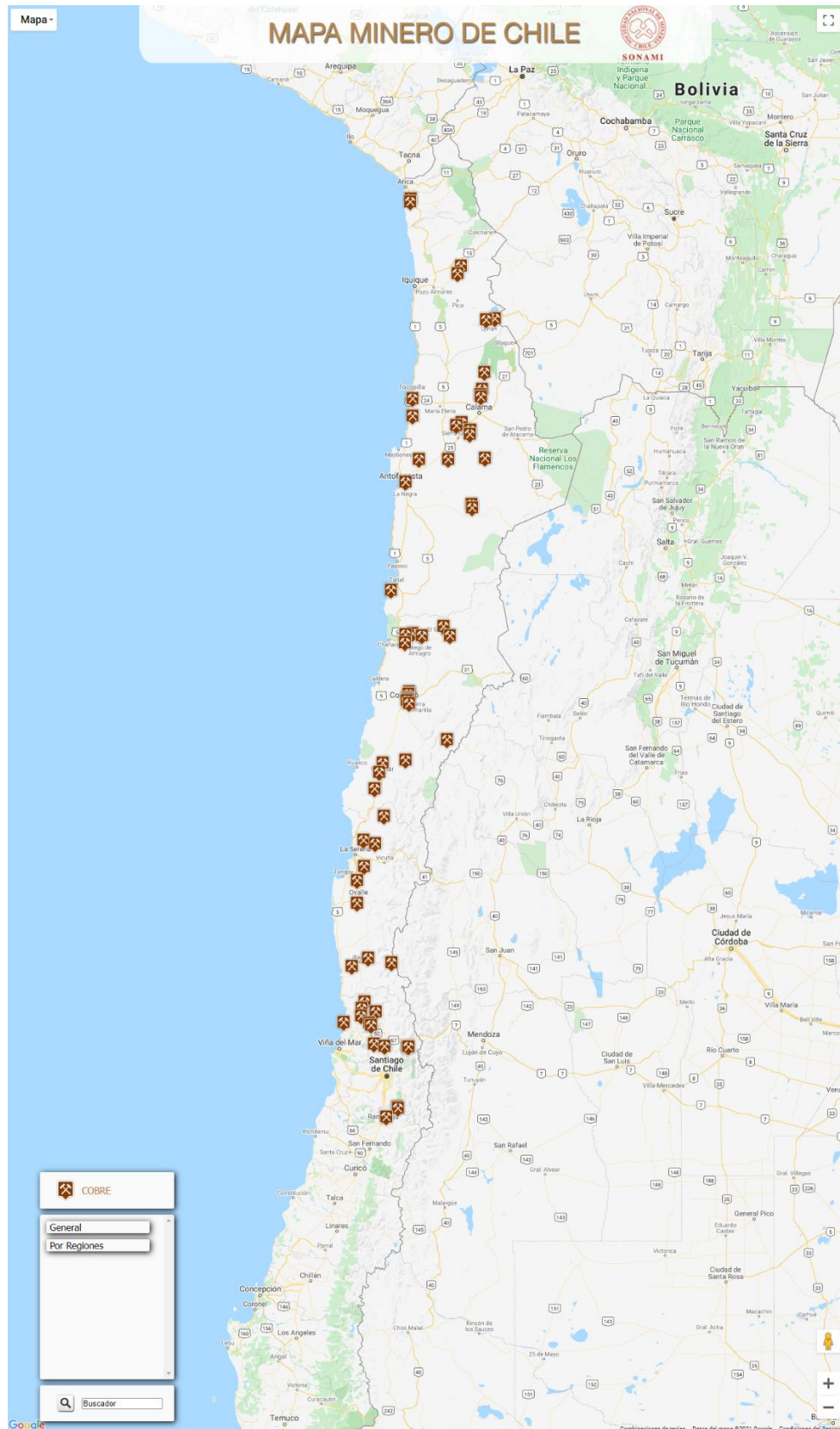
Operación	Norma	Organismo	Año	Descripción
	SAE J2799 Hydrogen Surface Vehicle to Station Communications Hardware and Software	SAE International	2014	Esta norma especifica los requisitos de hardware y software de comunicaciones para alimentar vehículos de superficie de hidrógeno (HSV), como los vehículos de celda de combustible, pero también se puede usar cuando sea apropiado, con vehículos pesados (por ejemplo, autobuses) y camiones industriales (por ejemplo, montacargas) con almacenamiento de hidrógeno comprimido. Contiene una descripción del hardware de comunicaciones y del protocolo de comunicaciones que se puede utilizar para repostar el HSV. La intención de esta norma es permitir el desarrollo y la implementación armonizados de las interfaces de abastecimiento de combustible de hidrógeno.
	SAE J2990/1 Gaseous Hydrogen and Fuel Cell Vehicle First and Second Responder Recommended Practice	SAE International	2016	Práctica recomendada aborda los problemas eléctricos con referencia a SAE J2990 y complementa SAE J2990 para abordar las posibles consecuencias asociadas con los incidentes de vehículos de hidrógeno y sugerir procedimientos comunes para ayudar a proteger al personal de respuesta a emergencias, remolque y / o recuperación, almacenamiento, reparación y salvamento después ha ocurrido un incidente. Se estudiaron los estándares y herramientas de diseño de la industria y, cuando fue apropiado, se sugirieron para que las implementaran las organizaciones responsables.
Normas Técnicas Informativas	CGA G-5- 2017 Hydrogen	Compressed Gas Association	2017	Esta publicación describe la especificación actual de productos básicos para el hidrógeno líquido y gaseoso, incluido el hidrógeno para aplicaciones de pilas de combustible. El documento también proporciona información pertinente sobre métodos de análisis y técnica de muestreo, verificaciones de calidad, tablas de uso típico, así como gráficos complementarios y tablas de datos.

Operación	Norma	Organismo	Año	Descripción
	CGA G-5.3 Commodity Specification for Hydrogen	Compressed Gas Association	2017	Esta publicación proporciona información sobre las propiedades físicas y químicas del hidrógeno y su manejo y uso adecuados. Su objetivo es proporcionar información básica para el personal involucrado en la fabricación, distribución y uso de hidrógeno. Se puede obtener información técnica adicional de los fabricantes de gas hidrógeno.
	CGA H-4 Terminology Associated with Hydrogen Fuel Technologies	Compressed Gas Association	2020	Esta publicación proporciona una descripción de las tecnologías y la terminología que se aplican a la producción, almacenamiento, transporte y uso de combustible de hidrógeno. Esta publicación es una fuente única de terminología uniforme para las tecnologías de combustible de hidrógeno. Esta publicación será útil para las personas involucradas en tecnologías de producción, almacenamiento, transporte y uso de hidrógeno, reguladores y desarrolladores de códigos y normas.
	CGA P-28 OSHA Process Safety Management and EPA Risk Management Plan Guidance Document for Bulk Liquid Hydrogen Systems	Compressed Gas Association	2014	Esta publicación está destinada a proporcionar información necesaria para cumplir con los requisitos de OSHA PSM y EPA RMP en una forma fácil de entender. Permite completar de manera más eficiente los planes de gestión de refrigerantes y, al mismo tiempo, promover respuestas coherentes a los requisitos reglamentarios de PSM y RMP. Se proporciona un estudio típico de peligrosidad y operabilidad del sistema (HAZOP), así como la evaluación de peligros para escenarios de liberación típicos de los tanques de estación de cliente de hidrógeno estándar utilizados en la industria del gas, para ayudar a estas respuestas críticas de PSM y RMP.
	EIGA 122/18 Environmental impacts of hydrogen plants	European Industrial Gases Association	2018	Esta publicación está destinada a servir como una guía general para las operaciones de la planta de hidrógeno para ayudar en poner en marcha un sistema formal de gestión medioambiental que pueda ser certificado por un organismo acreditado.

Operación	Norma	Organismo	Año	Descripción
	EIGA 155/09/E Best available techniques for hydrogen production by steam methane reforming	European Industrial Gases Association	2021	Esta publicación aborda tanto el reformado con vapor donde el hidrógeno (además del vapor coproducido) es el único producto, así como la coproducción de hidrógeno, monóxido de carbono y sus mezclas por reformado con vapor. El enfoque principal de este documento son las grandes plantas con producción de hidrógeno gaseoso superior a 10000 Nm <sup>3</sup> / h
	EIGA 220/19 Environmental Guidelines for Permitting Hydrogen Plants Producing Less Than 2 Tonnes per Day	European Industrial Gases Association	2019	Esta publicación trata sobre los impactos ambientales y los controles operativos de estas plantas de hidrógeno empaquetadas y está destinada a ser utilizada como guía para otorgar permisos a estas plantas de manera que se puedan aplicar permisos más simples.
	EIGA Doc 183/13/E Best Available Techniques for the Co-Production of Hydrogen, Carbon Monoxide & their mixtures by Steam Reforming	European Industrial Gases Association	2013	Este documento proporciona orientación sobre el cumplimiento de la Directiva CE 2008/1 / CE Contaminación integrada. Este documento aborda específicamente la coproducción de hidrógeno, carbono monóxido, y sus mezclas por reformado con vapor. En ese sentido, este documento es una hermana de EIGA Doc.155 [37] que se centra principalmente en los mejores disponibles técnicas de reformado con vapor donde el hidrógeno, (además del vapor coproducido) es el único producto
	EN 16942 Fuels - Identification of vehicle compatibility - Graphical expression for consumer information	European Standars	2021	establece identificadores armonizados para los combustibles líquidos y gaseosos comercializados. Los requisitos de esta norma son complementar las necesidades de información de los usuarios en cuanto a la compatibilidad entre los combustibles y los vehículos que se comercializan. El identificador está destinado a ser visualizado en surtidores y puntos de repostaje, en vehículos, en concesionarios de vehículos de motor y en los manuales del consumidor como se describe en este documento.

Operación	Norma	Organismo	Año	Descripción
	ISO/TR 15916 Basic considerations for the safety of hydrogen systems	International Organization for Standardization	En desarrollo	proporciona pautas para el uso de hidrógeno en sus formas gaseosa y líquida, así como su almacenamiento en cualquiera de estas u otras formas (hidruros). Identifica las preocupaciones, los peligros y los riesgos básicos de seguridad, y describe las propiedades del hidrógeno que son relevantes para la seguridad.

### 13.3. ANEXO 3: MAPA MINERO DE CHILE, SONAMI.



---

**13.4. ANEXO 4: FICHA TECNICA Y COMERCIAL DEL ELECTROLIZADOR  
CHG-800/3.2/35.**

CHG-800/3. 2/35HYDROGEN EQUIPMENT

NON-ASBESTOS CELL

PROPOSAL

WENZHOU COCH ENERGY CO.LTD

## TECHNICAL PART

### 1) TECHNICAL PARAMETER & REQUIREMENT

- 1.1 CAPACITY: 800Nm<sup>3</sup>/h
- 1.2 H<sub>2</sub> PURITY: ≥99.999% H<sub>2</sub> DEW POINT: ≥-70°C
- 1.3 OUTPUT PRESSURE: ≤3.2MPa AFTER COMPRESSOR≤35Mpa
- 1.4 DC POWER CONSUMPTION: ≤4.5 kwh/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>
- 1.5 CONTROL MODE: PLC CONTROL

#### EQUIPMENT SIZE

NAME	DIMENSION (L*W*H)	MAJOR MATERIAL
ELECTROLYTIC TANK	3000*2800*2900	#45 STEEL, SPRING STEEL
GAS PROCESS SYSTEM	5000*4500*7800	STAINLESS STEEL 304
TRANSFORMER	3700*3400*3800	
RECTIFIER	2200*800*1700	COPPER
PLC CONTROL SYSTEM	800*1500*1800	FA38 PROFILE
H <sub>2</sub> COMPRESSOR SYSTEM	10000*3000*2000	

### 2) WORKING CONDITION

1, TOTAL POWER CONSUMPTION (AS REQUIRED):

NO.	POWER	RATE	VOLTAGE	PHASE	POSITION
1	4400KW	50Hz	10KV/35KV	THREE-PHASE	ELECTROLYTIC POWER

2, AIR:

QUALITY: OIL < 5mg/m<sup>3</sup> DUST < 20 μm DEW POINT IS 10°C LOWER THAN ENVIRONMENT

TEMPERATURE.

NO.	AMOUNT	PRESSURE	EQUIPMENT	REMARK
1	0.5m <sup>3</sup> /min	> 0.6MPa		

3, COOLING WATER CONDITION:

NO.	AMOUNT	STANDARDS	POSITION	TUBE DIMENSION
1	200m <sup>3</sup> /h	TEMP ≤25°C PRESSURE ≥0.3MPa	HYDROGEN GENERATOR	OUTLET: Φ50 STAINLESS STEEL INLET: Φ50 STAINLESS STEEL
2	60m <sup>3</sup> /h	TEMP ≤25°C PRESSURE ≥0.3MPa	POWER-SUPPLY	OUTLET: Φ50 STAINLESS STEEL INLET: Φ50 STAINLESS STEEL

4, WATER CONDITION:

NO.	AMOUNT	STANDARDS
1	800kg/h	RESISTIVITY ≥1.0*10 <sup>5</sup> Ω × cm      FE <1mg/L CL <2mg/L      DRY RESIDUE <7mg/L      SS <1mg/L

5, KOH AMOUNT: 1500kg (BY SELF)

6, NITROGEN: DN15 TUBE TO HYDROGEN GENERATOR; PRESSURE ≥0.45mpa.

3) DELIVERY MODE

SELLER DELIVER THE EQUIPMENT TO BUYER'S APPOINTED LOCATION AND SIGNATURE ACCEPTANCE.

4) DELIVERY DATE

AFTER DEPOSIT PAID, NINE MONTHS PRODUCTION PERIOD NEEDED.

5) ACCESSORY OFFER

- 1, SELLER PROVIDES INLET LOOSE JOINT OF WATER TANK TO OUTLET GAS LOOSE JOINT OF BUYER.
- 2, BUYER NEEDS TO PROVIDE EXTERNAL ELECTRICITY LINE AND WATER PIPE. SELLER IS ONLY RESPONSIBLE FOR THE WHOLE EQUIPMENT NOT EXTERNAL PREPARATION.
- 3, SELLER PROVIDE NOZZLES FOR NITROGEN, COMPRESSED AIR, PURE WATER AND COOLING WATER TO BUYER. SEE THE FOLLOWING TABLE FOR MAJOR ACCESSORIES:

NO	NAME	TECHNICAL PARAMETER	UNIT	SUPPLIERS
1	ELECTROLYTIC TANK	288V 12500A 3600KW/h 300 CELL	1	WENZHO COCH
2	TRANSFORMER+RECTIFIER	10KV/50Hz 4400KW/h	1	DONGGUANG LIYUAN
3	EXPLOSION-PROOF WATER PLUNGER PUMP	AC380V/2.0T/h	2	ZHEJIANG AILIPU
4	KOH CIRCULATING PUMP	AC380V/60m <sup>3</sup> /h	2	DALIAN HUANYOU
5	DP TRANSMITTER	PMD55-AA21BA67DGDHAJA1	3	E+H
6	MAGNETIC LEVEL METER	4.0Mpa 1000mm	2	WENZHO GAOLI
7	KOH FLOW METER	10L50-QCOA1AA0A5AA	1	E+H
8	EXPLOSION-PROOF PRESSURE METER	PGS23.100	2	WIKA
9	PRESSURE TRANSMITTER	PMP11-AA1U1PCVUJ	5	E+H
10	PENUMATIC ONE-WAY VALVE		8	SHANGHAI NO.2 VAVLE
11	BACK PRESSURE VALVE	4.0Mpa	2	SHANGHAI XITAI
12	SAFETY VALVE	4.0RMpa	2	SHANGHAI XITAI
13	PD valve	DN25mm	1	WUXI HUADONG
14	PLC CONTROL SYSTEM	S7-200	1	SIEMENS
15	SCREEN PANEL	15 INCHES	1	SIEMENS
16	MAIN CASE		1	WENZHO COCH
17	CONTROL CASE		1	WENZHO COCH
18	H2/O2 SEPARATOR	SUS304	1	WENZHO COCH
19	GAS/LIQUID SEPARATOR	SUS304	1	WENZHO COCH
20	JOINT/FLANGE/TUBE	SUS304	SOME	
21	PROPORTIONER VALVE	ITV1010-312L	1	SMC
22	TEMPERATURE TRANSMITTER	TR13-ABB1EASCG2000	11	E+H
23	O2 IN H2 ANALYZER	220V 1-1000PPM	1	SHANGHAI CHANGHAI
24	DEW POINT ANALYZER	+20 to -80°C	1	SHANGHAI CHANGHAI
25	PURIFICATION TOWER		1	WENZHO XINXING

26	DRY TOWER		3	WENZHOU XINXING
27	EXPLOSION-PROOF BOX		1	YUEQING
28	HEATING TUBE	10KW	3	JIANGSU
29	ROMOTE MONITORING SYSTEM		1	YOUREN
30	H2 COMPRESSOR SYSTEM		1	JIANGSU HENGJIU
31	BUFFER STORAGE TANK		1	XINXING
32	PIPELINE/VALVE/FLANGE FOR H2 COMPRESSOR		SOME	

SEE THE FOLLOWING TABLE FOR THE SPARE PARTS:

NO	NAME	MODEL	UNIT	NOS	BRAND	REMARK
1	BALL VALVE	3/4 SUS304	UNIT	5	SHANGHAI SECOND VALVE	
2	INNER FILTER		UNIT	2	WENZHOU COCH	
3	BELLEVILLE SPRING	BORE SIZE 51mm	UNIT	20	YANGZHOU LANYANG	
5	DP TRANSMITTER	PROPORTION 1.29	UNIT	1	SHANGHAI GUANGJI	
6	RELAYS		UNIT	10	ZHEJIANG SHENLE	
7	PRESSURE TRANSMITTER	1/4 4-20mA	UNIT	1	SHANGHAI GUANGJI	
8	FLANGE					NEEDS

EXPLANATION:

1, DURING THE DIFFERENT SITUATION OF THE DIFFERENT CLIENTS, THERE IS SLIGHT DIFFERENT CHANGE FOR PARTS NEEDED. SELLER ENSURES THE EQUIPMENT MEETS WITH THE REQUIREMENT OF CLIENTS.

## 6) PRICE LIST

CURRENT:USD DOLLAR

NO.	NAME	UNIT	PRICE	TOTAL
1	ELECTROLYTIC TANK	1	685000	685000
2	GAS PROCESS SYSTEM	1	300000	290000
3	RECTIFIER+TRANSFORMER	1	285000	275000
4	PLC CONTROL SYSTEM	1	100000	80000
5	H2 COMPRESSOR SYSTEM	1	564000	564000
	TOTAL PRICE	5	1934000	1934000

## 7) PAYMENT

ONCE CONTACT CONFIRMED, PAY 30% OF THE WHOLE AMOUNT IN ADVANCE WITHIN ONE WEEK. DURING THE PRODUCTION, PAY 30% OF THE WHOLE AMOUNT AFTER PREPARATION OF ALL MATERIAL AFTER THREE MONTHS. AFTER NINE MONTH PRODUCING, BUYER NEEDS TO PAY 30% OF THE WHOLE AMOUNT TO SELLER BEFORE SHIPPING. AFTER INSTALLATION AND TESTING, BUYER NEEDS TO PAY 10% OF THE WHOLE AMOUNT.

## 8) AFTER-SALE SERVIC

### 1, LIFETIME PERIOD

PROJECT	YEAR
USAGE TIME	30
ELECTROLYSIS TANK LIFETIME TIME	10

UNDER THE CONDITION OF CONTINUOUS OPERATING, THE LIFETIME PERIOD OF ELECTROLYSIS TANK IS TEN YEARS. UNDER THE CONDITION OF NON-CONTINUOUS OPERATING, IF OPERATOR CAN KEEP THE STANDARD WORKING TEMPERATURE AND PRESSURE, THE LIFETIME PERIOD CAN REACH TO TEN YEARS.

2, WHEN THE EQUIPMENT HAS FAULTS, SELLER WILL REPLY BUYER WITHIN

2 HOURS. IF OPERATOR CANNOT SOLVE THE PROBLEM, OUR TECHNICAL STAFF WILL ARRIVE IN THE WORKPLACE WITHIN 24 HOURS.

3, THE GUARANTEE PERIOD FOR THE WHOLE EQUIPMENT IS ONE YEAR. THE GUARANTEE PERIOD FOR THE ELECTROLYTIC TANK IS THREE YEARS. WITHIN THIS PERIOD, SELLER CHARGE FREE FOR ANY QUALITY PROBLEMS OF PARTS. BUYER IS RESPONSIBLE FOR VISA FEE, HOTEL FEE, FLIGHT FEE, TRANSPORT AND MEALS. HOWEVER, IF OPERATOR MISUSES THE EQUIPMENT, OPERATOR NEED TO BE RESPONSIBLE FOR ALL THE FEES.

#### 9) INSTALLATION & CHECKING

1, SELLER SHOULD BE RESPONSIBLE FOR ALL THE INSTALLATION WORK AT THE BEGINNING STAGE. DURING THIS PERIOD, SELLER NEED TO PROVIDE NECESSARY COOPERATION AND HELPS.

2, ONCE BUYER SETTLE ALL THE EQUIPMENT IN THE WORKPLACE AND READY FOR INSTALL, BUYER NEED TO INFORM SELLER 14 DAYS IN ADVANCE. SELLER SHOULD COME TO THE WORKPLACE FOR INSTALLATION AND TESTING WITHIN THE ARRANGED DATE.

3, WHEN THE EQUIPMENT ARRIVED AT THE WORKPLACE, SELLER AND BUYER NEED TO FOLLOW THE CONTRACT TO CHECK AND ACCEPT. IF THERE ARE FAULTS, SELLER SHOULD CHARGE FREE FOR CHANGING UNQUALIFIED PARTS.

4, BUYER SHOULD PROVIDE NECESSARY HELP IF SELLER NEED SOME HELP DURING THE TESTING PERIOD.

5, FOLLOW THE REQUIREMENT OF TECHNICAL PARAMETER THAT BUYER SIGNED IN THE CONTRACT. ONCE THE EQUIPMENT REACH TO THIS REQUIREMENT AND OPERATE STABLY WITHIN ONE WEEK, IT MEANS PRODUCT IS ELIGIBLE AND BOTH BUYER AND SELLER NEED TO SIGN IN THE ACCEPTANCE.

#### 10) TECHNICAL SERVICE

1, SELLER WILL TRAIN BUYER' S OPERATORS IN THE WORKPLACE AND ENSURE AT LEAST THREE PERSONS CAN OPERATE THE EQUIPMENT INDEPENDENTLY.

2, IN ORDER TO INSTALL AND OPERATE THE EQUIPMENT PROPERLY, SELLER WILL

PROVIDE THE CORRESPONDING TECHNICAL TRAINING. TRAINING PROCESS WILL BE ACCORD WITH INSTALLATION AND TESTING. SELLER AND BUYER SHOULD ARRANGE TIME, WORKERS AND LOCATION TOGETHER.

3, WITHIN TWO WEEKS WHEN THE CONTRACT SIGNED, SELLER NEED TO PROVIDE THE EXACT EQUIPMENT POSITION ARRANGEMENT DIAGRAM AND DESIGNED TECHNICAL DATA SO THAT BUYER CAN PREPARE FOR WATER AND ELECTRICITY DISIGN.

4, WHEN DELIVER THE EQUIPMENT, SELLER NEED TO PROVIDE PRODUCT LIST, CERTIFICATE OF COMPETENCY, PID AND OPERATION INSTRUCTION, ETC.

5, BUYER NEED TO PROVIDE HYDROGEN STATION CONSTRUCTION DRAWING TO SELLER FOR RECHECKING POSITION AND DESIGN.

NO.	TRAINING CONTENT	PERSON/DAY	TRAINING PERSON		LOCATION	REMARK
			TITLE	NO.		
1	THEORY STUDY	1	ENGINEER	1	LIVE	
2	PROCESS EXPLANATION	1	ENGINEER	1	LIVE	
3	EQUIPMENT STRUCTURE	1	ENGINEER	1	LIVE	
4	CONTROL & METERS	1	ENGINEER	1	LIVE	
5	POWER-SUPPLY	0.5	ENGINEER	1	LIVE	
6	MAINTENANCE	1	ENGINEER	1	LIVE	

### 13.5. ANEXO 5: FICHA TÉCNICA Y COMERCIAL DE TORRE DE ENFRIAMIENTO 400T.

Anhui Kaifeng Plastic Machinery Co., Ltd.  
 Add: No.8,Huangguan Road Gaoxin District, Anqing, Anhui, China  
 Tel: 0086-556-5808608 Fax: 0086-556- 5808608  
 Website: www.ahkfjx.com



#### Quotation

Reference No. 2021100501

Date: October 5, 2021

Valid until: October8,2021

Customer	Carlos Tapia		Contact information	E-mail: Mobile/WhatsApp:	
Supplier	Anhui Kaifeng Plastic Machinery Co., Ltd.		Contact information	Jenny (Sales manager) Mobile/WhatsApp/skype: +86 13905566452 E-mail: <a href="mailto:jenny@ahkfjx.com">jenny@ahkfjx.com</a>	
No.	Photo	Details	Unit price 1USD=6.45RMB	Quantity SET	Total Amount EXW
1		Cooling tower 400T 380v 50hz 3 phase	5200	1	5200
The Total Amount DOLLARS					5200
Payment	Full payment				
Delivery date	20 working days after receiving deposit				
Technical documents	All drawings and/or label on the machine, electrical diagram, user manual, will be in English				
Guarantee	12 months from delivery date				
Price valid	Offer is only valid for 3 days				

Anhui Kaifeng Plastic Machinery Co., Ltd.

Add: No.8,Huangguan Road Gaoxin District, Anqing, Anhui, China

Tel: 0086-556-5808608 Fax: 0086-556- 5808608

Website: www.ahkfjx.com



Model		400T
Flow		312.1 m <sup>3</sup> /h
Filling		PVC
Tower Dimension	Diameter	5500 mm
	Height	4070 mm
Steel material		Anti-corrosion galvanized steel
Fan Diameter		2700 mm
Motor	Power	11 kW
	Type	Waterproof Motor
Dry Weight		2840 KG
Wet Weight		5740 KG
Noise		68 Db(A)
Pipe Connection	Inlet	200 mm
	Outlet	200 mm
	Overflow	80 mm
	Drain	80 mm
	Quick Feed	40 mm
	Auto Feed	40 mm

Anhui Kaifeng Plastic Machinery Co., Ltd.

Add: No.8,Huangguan Road Gaoxin District, Anqing, Anhui, China

Tel: 0086-556-5808608 Fax: 0086-556- 5808608

Website: www.ahkfjx.com



Anhui Kaifeng Plastic Machinery Co., Ltd.

Add: No.8,Huangguan Road Gaoxin District, Anqing, Anhui, China

Tel: 0086-556-5808608 Fax: 0086-556- 5808608

Website: www.ahkfjx.com



## 13.6. ANEXO 6: FICHA TÉCNICA PANEL FOTOVOLTAICO P3-415/420-

### COM DE LA MARCA SUNPOWER® CORPORATION.

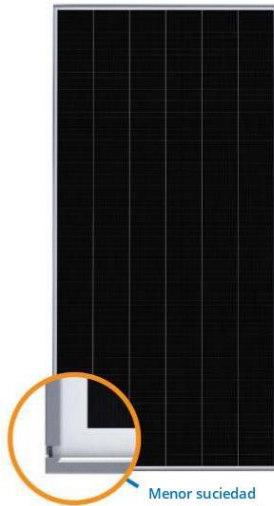
SUNPOWER®

PERFORMANCE

PERFORMANCE 3 | 415 W

#### Panel solar de uso comercial

Los paneles SunPower Performance combinan células de contacto frontal con los más de 30 años de experiencia en materiales y fabricación de SunPower. Los puntos más débiles del diseño de los paneles convencionales se eliminan para brindar una potencia, una fiabilidad, un valor y un ahorro superiores.<sup>1</sup>



**Menor suciedad**  
NUEVA muesa de drenaje que mejora el rendimiento



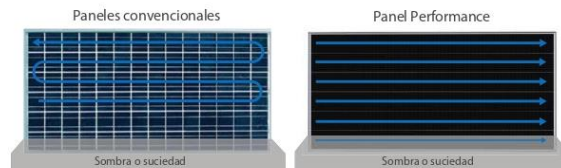
#### Alta potencia

Las mejoras en el área activa y en las células PERC monocristalinas optimizan la densidad de potencia a la vez que reducen los costos del sistema.

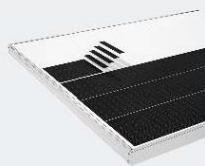


#### Elevado DESEMPEÑO

Hasta un 8% más de energía con la misma superficie de la planta en comparación con Mono Perc durante 25 años.<sup>2</sup> La exclusiva circuitería en paralelo maximiza la producción energética durante las primeras horas de la mañana y las últimas de la tarde, momentos en que las filas proyectan sombra unas sobre otras, o cuando los paneles se ensucian.



#### Diseñados para el desempeño



- Tecnología de conexión de células robusta y flexible. Fiabilidad sobresaliente.
- Adhesivo conductivo probado en la industria aeroespacial.
- Conexiones redundantes célula a célula.
- Menor temperatura de panel gracias a las exclusivas conexiones al bus eléctrico.

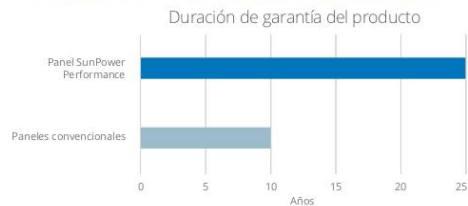


#### Elevada fiabilidad

Los paneles SunPower Performance son los paneles solares de tabillas más desplegados en el mundo.<sup>3</sup> El innovador diseño de tabillas de las células mitiga los principales retos en cuanto a fiabilidad asociados con paneles convencionales de contactos frontales, al eliminar del diseño las frágiles cintas y uniones de soldadura sobre las células. SunPower respalda sus paneles con su Garantía de total confianza líder en el sector. Garantizamos que la Línea Performance de SunPower genera más de un 97,5 % de potencia el primer año y va disminuyendo un 0,5 % al año hasta acabar en un 85,5 % de potencia al cabo de 25 años.



#### Total confianza de SunPower durante 25 años

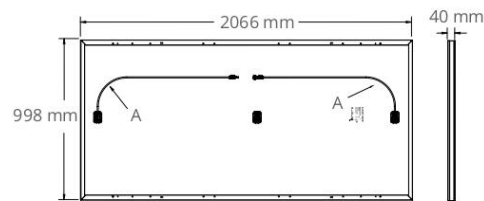


PERFORMANCE 3 | P3-415-COM-1500 Panel solar de uso comercial

Datos eléctricos			
	SPR-P3-415-COM-1500	SPR-P3-410-COM-1500	SPR-P3-405-COM-1500
Potencia nominal (P <sub>nom</sub> ) <sup>1</sup>	415 W	410 W	405 W
Tolerancia de potencia	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%
Eficiencia de los paneles	20,1%	19,9%	19,6%
Tensión nominal (V <sub>mpp</sub> )	45,0 V	44,5 V	44,0 V
Intensidad nominal (I <sub>mpp</sub> )	9,22 A	9,21 A	9,20 A
Tensión de circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	54,1 V	53,9 V	53,3 V
Intensidad de cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	9,90 A	9,89 A	9,88 A
Máx. tensión del sistema	1500 V IEC		
Fusible de serie máxima	18 A		
Coef. potencia-temperatura	-0,36% / °C		
Coef. tensión-temperatura	-0,29% / °C		
Coef. intensidad-temperatura	0,05% / °C		

Pruebas y certificaciones	
Pruebas estándar <sup>5</sup>	IEC 61215, IEC 61730, nominal a 1500 V
Certificados de gestión de calidad	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
Conformidad con EHS	OHSAS 18001:2007, plan de reciclaje
Prueba de amoníaco	IEC 62716
Prueba de soplado de arena	MIL-STD-810G
Prueba de niebla salina	IEC 61701 (máxima severidad)
Prueba PID	Sin degradación inducida por potencial: 1500 V
Normas disponibles	TUV

Condiciones de funcionamiento y datos mecánicos	
Temperatura	-40°C a +85°C
Resistencia a impactos	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Células solares	PERC monocristalino
Cristal templado	Templado antirreflectante de alta transmisión
Caja de conexión	IP-67, Staubli MC4-Evo2, 3 diodos de derivación
Peso	22,3 kg
Máx. carga	Viento: 2400 Pa, 245 kg/m <sup>2</sup> en cara frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m <sup>2</sup> en cara frontal
Bastidor	Anodizado plata de clase 2



Perfil de bastidor



- (A) Longitud del cable: 1200 mm +/-15 mm
- (B) Lado largo: 32 mm  
Lado corto: 24 mm

Lea la guía de instalación y seguridad.

1 Estudio de sombras independiente realizado por el laboratorio CFV.  
 2 El panel SunPower 425 W tiene el 20,6 % de eficiencia en comparación con un panel Mono PERC en matrices del mismo tamaño (370 W, 19 % de eficiencia, aprox. 1,94 m<sup>2</sup>) e índice de degradación más lento de 0,25 %/año (Jordan et al., "Robust PV Degradation Methodology and Application", PVSC 2018).  
 3 Osborne. "SunPower suministra módulos de la serie P a un proyecto NextEra de 125 MW" PV-Tech.org, Marzo de 2017.  
 4 Medido en condiciones de prueba estándar (STC): irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, AM 1,5 y temperatura de células de 25 °C.  
 5 Calificación antiincendios de clase C según IEC 61730.

Diseñado en EE. UU.  
 Ensamblado en China

Visite [www.sunpowercorp.com](http://www.sunpowercorp.com) para obtener más información. Las especificaciones incluidas en esta ficha técnica están sujetas a cambios sin previo aviso.

©2019 SunPower Corporation. Todos los derechos reservados. SUNPOWER y el logotipo de SUNPOWER son marcas comerciales registradas de SunPower Corporation en Europa, Estados Unidos y otros países.

☎ 00 800 855 81111

[sunpowercorp.com](http://sunpowercorp.com)

**SUNPOWER®**  
**MAXEON®**

533800 REV A / A4\_ES  
 Fecha de publicación: Enero 2020

### 13.7. ANEXO 7: RESULTADOS DE TÉCNICAS DE ULTRAFILTRACIÓN Y OSMOSIS INVERSA PARA LA REMOCIÓN DE METALES PESADOS.

Tabla 1: Ultrafiltración en diferentes estudios para remover metales pesados. (Caviedes et. al, 2015)

Especie	Condiciones					% Eficiencia de remoción	Ref.
	pH	Concentración Inicial	t <sub>Tr</sub>	Temperatura °C	Método y complemento		
Cd <sup>2+</sup> , Fe <sup>2+</sup> , Cu <sup>2+</sup> , Zn <sup>+2</sup> , Ni <sup>2+</sup>	6,5	20mM	2,5 h	Ambiente	Nanofiltración micelar mejorada con nonaoxietileno oleiléter RO90 en contraste con dodecil-sulfato de sodio (SDS).	> 95	Schwarze, et al; 2015
Cd <sup>2+</sup> , Cu <sup>2+</sup>	3,5-4,5	0,4-0,7mg/L, 0,4-0,6mg/L	NA	25	Separación de Cd y Cu de aguas ricas en fosforo por ultrafiltración micelar mejorada, membrana Amicon 8400 stirred cell, Millipore.	84,3 y 75,0	Landaburu, et al; 2011
Cd <sup>2+</sup>	2-13	50mg/L	NA	5-45	Evaluación de micelar mejorada ultrafiltración con agentes tensoactivos mixtos.	98	Huang, et al; 2014

t<sub>Tr</sub>: Tiempo de tratamiento

Tabla 2: Condiciones de la técnica de osmosis inversa en diferentes estudios. (Caviedes et. al, 2015)

Especie	Condiciones					% Eficiencia de remoción	Ref.
	pH	Concentración Inicial	t <sub>Tr</sub>	Temperatura °C	Método y complemento		
B	9	7000- 15000 mg/L	NA	25	Ósmosis inversa en aplicaciones de desalación de agua de mar. Membrana de 20 µm	25	Tu, et al; 2012
Fe <sup>+2</sup>	5,5-8,5	20 mg/L	4h	12-29	Ósmosis inversa (membrana AG2521TF 10 µm) y la oxidación del concentrado por energía solar foto-Fenton	30 - 40	Ioannou, et al; 2013
Ni, Co	7	240 mg/L	NA	25	Proceso de separación por membrana Dow Chemical.	99,6	Guerrero, et al; 2006

t<sub>Tr</sub>: Tiempo de tratamiento. NA: No Aplica

## 13.8. ANEXO 8: FICHA TÉCNICA Y COMERCIAL DE ULTRAFILTRACIÓN Y OSMOSIS INVERSA DE 1.000 L/H.



上海创洋水处理设备有限公司  
SHANGHAI CHONGYANG WATER TREATMENT EQUIPMENT CO.,LTD

<b>Customer Company:</b>	Supplier:Shanghai ChongYang Treatment Equipment Co.LTD.
<b>Customer Name:</b> Carlos Tapia	Contacts : Yanni Wang
<b>Mob.:</b>	Telephone: +86 21-66126658 +86 15900488030
<b>Wechat:</b>	Fax: +86 21-66126659
<b>Address:</b>	Address:2020#,NO.525 YINCHENG ROAD ,BAOSHAN DISTRICT,SHANGHAI CITY,CHINA.
<b>Email:</b> Cart.escobar@gmail.com	Email :Yanni_cy@126.com

### Quotation Of 1000L-H

#### Reverse Osmosis System

Process:Ultra Filtration +Single Reverse Osmosis Membrane



No: UPSJ 【2017】 0711a#

Email:Yanni\_cy@126.com

<http://www.cy-waterequipment.com>



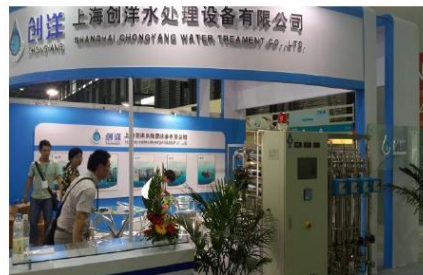
上海创洋水处理设备有限公司  
SHANGHAI CHONGYANG WATER TREATMENT EQUIPMENT CO.,LTD

## I. COMPANY INTRODUCTION



Shanghai Chongyang Water Treatment Equipment Co.,Ltd is located at Shanghai in China,was founded at 2007,Our company have fixed assets over RMB 0.5million and covers an area of 2000m<sup>2</sup>,We are a leading enterprise in research and production of purified water equipment, WFI,etc for pharma, biotechnology, health care products,cosmetic,hospital,boiler, semi -conduction industry,chemical,Our main products including: Reverse Osmosis System, Electro -deionization System ,RO+EDI System,Nanofiltration Device,Ultrafiltration System, Deionized Water Equipment,Desalination,RO+Mixed Bed Resin,Water For Injection , Distiller All the products are sold well in every province and city of the whole country and also exported to about thirty countries and areas with strong technical force, advanced equipment, scientific management system and perfect after-sales service.

### Work shop:



Email:Yanni\_cy@126.com

<http://www.cy-waterequipment.com>



上海创洋水处理设备有限公司  
SHANGHAI CHONGYANG WATER TREATMENT EQUIPMENT CO.,LTD

## I. Project Overview

1. The raw water quality :
2. Environment Temperature: 5-38℃,
3. The rated voltage:380V,50HZ

## II. Configuration List

### I. Water Tank


The Raw Water Tank of UF	V=1m <sup>3</sup> PE	YaXing CHINA	EA	1	Material:PE
UF Water Tank	V=1m <sup>3</sup> PE	YaXing CHINA	EA	1	Material:PE
RO Water Tank	V=1m <sup>3</sup> PE	YaXing CHINA	EA	1	Material:PE
Liquid Level Control		SHANGMEI TaiWan	Set	6	Liquid Level Control


### 2. Ultra filtration System

Booster Pump of UF	Q=3m <sup>3</sup> /h H=35m	CNP CHINA	Set	1	Material : SS304
Safe Filter for inlet	Q=3m <sup>3</sup> /h	CHONGYANG	Set	1	Material : SS304
UF Membrane	UF-200	SaiNuo CHINA	EA	2	Internal pressure running type
Pneumatic Valve	DN20/DN25	Taiwei TaiWan	EA	4	Inlet,Discharge,producing ,back-washing per EA
Manual Ball Valve	DN20/DN25	Taiwei TaiWan	Lot	1	
Flow meter for producing water	Q=0.6-4m <sup>3</sup> /h	YYIA	EA	1	Organic Glass
Flow meter for back washing	Q=1-4m <sup>3</sup> /h	YYIA	EA	1	Organic Glass
Pressure Switch	0-1MPa	The Korean	Piece	1	
Pressure Gauge	0-0.7MPa	Jiangyue CHINA	Piece	3	
Pressure Switch	0-0.7MPa	The Korean	Piece	1	
Pipeline ,Valve	DN15-DN25 UPVC	Taiwei TaiWan	Lot	1	

Email:Yanni\_cy@126.com

<http://www.cy-waterequipment.com>

 上海创洋水处理设备有限公司 SHANGHAI CHONGYANG WATER TREATMENT EQUIPMENT CO.,LTD					
Frame	304 SS	CHONGYANG	Set	1	
3.Chemical Cleaning System					
Chemical Cleaning Box	250L PE	YaXing CHINA	EA	1	Share with UF & RO
CIP cleaning pump for UF	Q=2m <sup>3</sup> /h H=20m	CNP CHINA	Set	1	
Manual Valve ,Instrument on-line		CHONGYANG	Set	1	
Safe filter	Q=2m <sup>3</sup> /h	CHONGYANG	Set	1	
Frame	304 SS	CHONGYANG	Set	1	
4.Reverse Osmosis System					
Reverse Osmosis Membrane	4040	HYDRANAUTI CS USA	EA	4	
RO Housing	1 Core	Kedi CHINA	EA	4	SS304, ABS End Cap
The High Pressure Pump	Q=2m <sup>3</sup> /h H=32m	CNP CHINA	Set	1	
Scale Inhibitor System		SEKO Italy	Set	1	1Set , Dosing Pump +40L Dosing Box
Safe filter	Q=2m <sup>3</sup> /h	CHONGYANG	Set	1	
Conveying High Pressure Pump	Q=2m <sup>3</sup> /h H=135m	CNP CHINA	Set	1	
Pressure Gauge	0-2.5MPa	Jiangyue CHINA	Pieces	2	
Pressure Switch	0-2.5MPa	The Korean S	Piece	1	
Pressure Switch	0-0.6MPa	The Korean S	Piece	1	
Flowmeter for concentrated water	Q=100-1000 L/h	CHONGYANG	EA	1	Organic Glass
Flow meter for producing water	Q=0.4-2m <sup>3</sup> /h	CHONGYANG	EA	1	Organic Glass
Electric Valve for inlet	DN25	Salixin CHINA	EA	1	
Washing Electric Valve	DN20	Salixin CHINA	EA	1	
Check Valve	DN20 UPVC 1.6MPa	CHONGYANG	EA	1	
Pipeline and Fitting	DN20-25 UPVC	TaiWei	Lot	1	
Email:Yanni_cy@126.com			http://www.cy-waterequipment.com		

 上海创洋水处理设备有限公司 SHANGHAI CHONGYANG WATER TREATMENT EQUIPMENT CO.,LTD					
Conductivity Meter	0-2000 $\mu$ s/cm	Honest CHINA	Set	1	
<b>5. Electric Control System</b>					
Electric Control Cabinet		CHONGYANG	Set	1	
PLC		SIEMENS	Set	1	
Touch Screen		KUNLUN	Set	1	
Electric Components		Delixi	Set	1	
Wire & Cable		QIFAN CHINA	Set	1	
<p>Email: Yanni_cy@126.com <span style="float: right;">http://www.cy-waterequipment.com</span></p>					



上海创洋水处理设备有限公司  
SHANGHAI CHONGYANG WATER TREATMENT EQUIPMENT CO.,LTD

### III.The Quotation of the project

#### 1.The Reverse Osmosis System:

NO.	Product Name	Type	QTY	Price(USD)
1	Ultrafiltration system +Reverse Osmosis system	CY-UFRO-1000L/H	1set	11,317.00
<b>Total Price (USD)</b>				11,317.00
Please Note: the period of validity :One Month				

#### 1. SCOPE OF SUPPLY

The scope of the above price includes a set 1000L/H Reverse Osmosis System of purified water equipment, Please refer “configuration list and price “for detail supply scope.

#### 2. PAYMENT

30% by T/T as deposit ; 40%by T/T before FAT ,30% by T/T before shipment .

#### 3. DELIVERY TIME

After the contract was signed and the supplier receive the deposit of the system ,the lead time is within 50 days .

#### 4. DELIVERY POINT

FOB:Shanghai

#### 5. Installation &Training:

Under pandemic situation,We can label each components in our factory ,and our engineer debugged well the equipment before delivery ,then we can provide remote guidance for installation.

#### 6. WARRANTY

We response for one years warranty for the machine, however, it without any human conduct. And provide one-year free spare part for client (except the consumables) ,the client should bear freight of goods. We do have a private school which help our client sending their staff to china, help them training.

Email:Yanni\_cy@126.com

<http://www.cy-waterequipment.com>



上海创洋水处理设备有限公司  
SHANGHAI CHONGYANG WATER TREATMENT EQUIPMENT CO.,LTD

### III. Equipment Pictures



**Ultra filtration System**

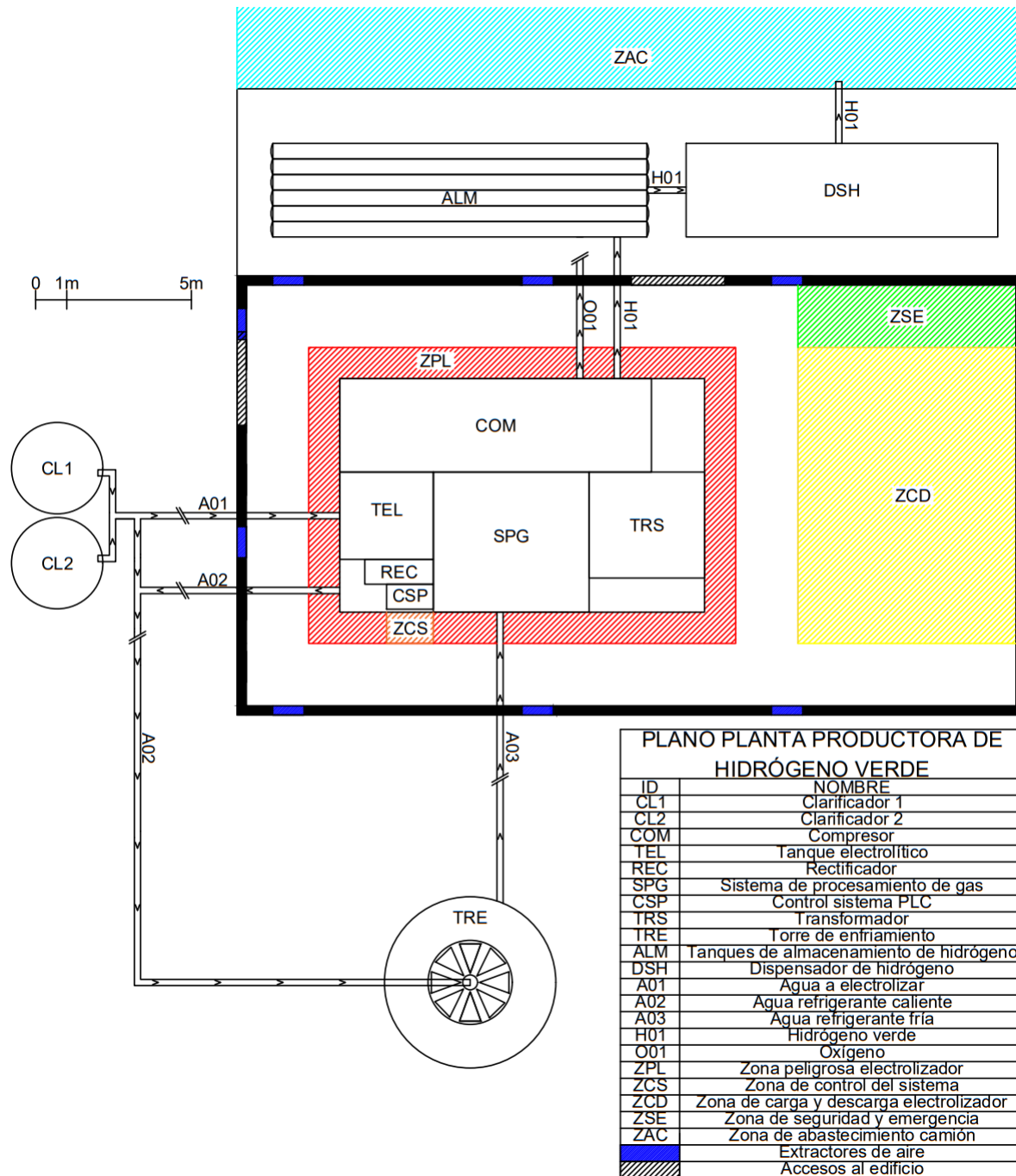


**RO System**

Email: Yanni\_cy@126.com

<http://www.cy-waterequipment.com>

### 13.9. ANEXO 9: PLANO PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE



### 13.10. ANEXO 10: TABLAS DE CAPÍTULO DISCUSIÓN

Tabla 1: Casos de porcentaje de remplazo de diésel por H<sub>2</sub> en camiones.

PARÁMETROS	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5	CASO 6
Diésel a reemplazar por H <sub>2</sub> por camión	40,00%	42,09%	50,00%	56,12%	60,00%	70,00%
Diésel reemplazado (m <sup>3</sup> /año)	1.927,20	2.028,01	1.806,75	2.028,01	1.445,40	1.686,30
Cantidad requerida de H <sub>2</sub> por camión (kg/día)	407,30	428,60	509,12	571,47	610,95	712,77
Camiones abastecidos por día	4,00	4,00	3,00	3,00	2,00	2,00
H <sub>2</sub> sin utilizar (kg/día)	85,23	0,00	187,05	0,00	492,52	288,87
Energía a reemplazar (kWh/día)	54.384,00	57.228,90	50.985,00	57.228,89	40.788,00	47.586,00
Energía a reemplazar (MWh/año)	19.850,16	20.888,55	18.609,53	20.888,54	14.887,62	17.368,89
CO <sub>2</sub> eq mitigado (ton de CO <sub>2</sub> eq/año)	5.319,07	5.597,32	4.986,63	5.597,32	3.989,30	4.654,19
CO <sub>2</sub> eq mitigado sobre CO <sub>2</sub> eq emitidos por todos los camiones de Chile	0,14%	0,15%	0,13%	0,15%	0,10%	0,12%
Valor del diésel reemplazado (USD/año)	1.503.216,00	1.581.851,11	1.409.265,00	1.581.850,92	1.127.412,00	1.315.314,00
Valor del H <sub>2</sub> requerido (USD/año)	4.776.618,75	5.026.489,65	4.478.080,08	5.026.489,05	3.582.464,07	4.179.541,41
Diferencia entre valores de combustibles (USD/año)	3.273.402,75	3.444.638,54	3.068.815,08	3.444.638,13	2.455.052,07	2.864.227,41

Tabla 2: Descripción de potenciales impactos del Proyecto sobre los componentes ambientales

SISTEMA AMBIENTAL	SUBSISTEMA AMBIENTAL	ELEMENTO DEL MEDIO AMBIENTE	IMPACTO POTENCIAL	ORIGEN DEL IMPACTO
Medio físico	Atmósfera	Calidad del Aire	Emisiones Atmosféricas de Material particulado y gases de combustión	Fase de Construcción y abandono de la Planta Fotovoltaica
	Litósfera	Niveles de ruido	Potencial efecto negativo sobre receptores cercanos al proyecto y fauna nativa por el aumento de las emisiones sonoras.	Fase de Construcción y operación de Planta Productora de Hidrógeno.
		Geomorfología	Alteraciones menores en las características fisicoquímicas del suelo por construcción de obras	Fase de Construcción de la Planta Fotovoltaica y Productora de Hidrógeno
Medio biótico	Ecosistemas terrestres	Suelos	Pérdida de suelos como sustentador de biodiversidad Potencial pérdida de compactación de suelos	Fase de Construcción de la Planta Fotovoltaica y Productora de Hidrógeno

Tabla 2: Descripción de potenciales impactos del Proyecto sobre los componentes ambientales

SISTEMA AMBIENTAL	SUBSISTEMA AMBIENTAL	ELEMENTO DEL MEDIO AMBIENTE	IMPACTO POTENCIAL	ORIGEN DEL IMPACTO
		Fauna	Potencial efecto negativo sobre zonas de nicho ecológico	Fase de Construcción de la Planta Fotovoltaica y Productora de Hidrógeno
			Potencial efecto negativo sobre especies de baja movilidad	
		Flora y vegetación	Potencial efecto negativo en formaciones vegetacionales por construcción del proyecto	Fase de Construcción de la Planta Fotovoltaica y Productora de Hidrógeno
			Potencial efecto negativo sobre especies amenazadas por construcción del proyecto	
Medio Antrópico	Medio Perceptual	Paisaje	Posible entorpecimiento de la visibilidad de lugares y atributos con valor paisajístico	Fase de Construcción por los movimientos de tierra y en la Fase de Operación por los equipos utilizados en ambos proyectos.
	Medio Sociocultural	Patrimonio arqueológico, histórico, religioso y paleontológico.	Potencial afectación de elementos pertenecientes al patrimonio arqueológico, histórico, religioso y paleontológico por remoción de sustrato.	Fase de Construcción de la Planta Fotovoltaica y Productora de Hidrógeno
	Medio Territorial	Proyectos cercanos	Proyectos cercanos a la zona de operación que pudieran generar acumulación de impactos	Fase de Construcción, Operación y Abandono de ambos proyectos.
	Medio Humano	Atractivos Naturales o Culturales y sus Interrelaciones	Alteración del valor paisajístico en el área de influencia del Proyecto	Fase de Construcción, Operación y Abandono de ambos proyectos.

Tabla 3: Resumen de impacto de componentes de módulos fotovoltaicos por tecnología. (In-Data & RIGK CHILE, 2020)

COMPONENTE	TIPO DE MÓDULO	IMPACTO AMBIENTAL	PESO POR MÓDULO (kg)	PARTICIPACIÓN EN PESO
Plomo	Cristalino	<b>Humanos:</b> Daño al sistema nervioso, función renal, sistema inmune, sistemas reproductivos y al sistema cardíaco. <b>Ecosistema:</b> Pérdidas en la biodiversidad, disminución en el crecimiento de individuos y bajas en las tasas de reproducción de plantas y animales, junto con efectos neurológicos en vertebrados	0,022	0,1%
Cadmio	Capa fina	<b>Humanos:</b> Cancerígeno y causante de cambios fisiopatológicos graves. <b>Ecosistema:</b> Acumulación en organismos vivos, con una vida media biológica de 30 años	0,002	0,005%
Vidrio	Cristalino	Pérdida de recursos	15,5	77,5%
Vidrio	Capa fina	Pérdida de recursos	32	88,9%
Aluminio	Cristalino	Pérdida de recursos	2,2	11%
Aluminio	Capa fina	Pérdida de recursos	3	8,3%
Plata	Cristalino	Pérdida de recursos	0,0013	0,0065%