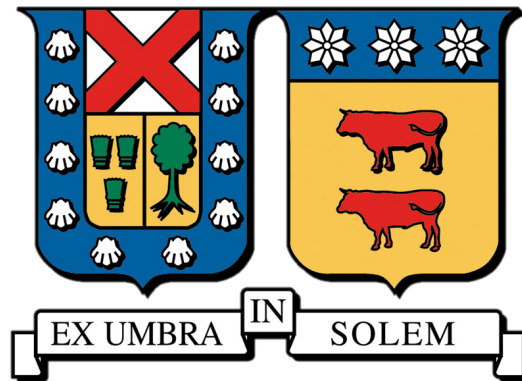


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AMBIENTAL



PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE CON GENERACIÓN DE
AGUA ATMOSFÉRICA EN LA REGIÓN DE ANTOFAGASTA

CARLOS JAVIER FUENTES PALACIOS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL QUÍMICO

PROFESOR GUÍA: DR. IVÁN CORNEJO

PROFESOR CO-REFERENTE: DR. LINDLEY MAXWELL (CICITEM)

OCTUBRE-2022

Resumen

En la actualidad existe una creciente demanda de energía en el mundo y ésta se suple principalmente mediante el uso de combustibles fósiles, que emiten gases de efecto invernadero. El impacto de éstos últimos en el cambio climático, ha llevado a una amplia aceptación de la sociedad, a que se debe transitar a fuentes de energías renovables y libres de emisiones. En este escenario, ha ganado interés la producción de hidrógeno verde desde la electrólisis del agua utilizando ERNC como fuente de energía, esto principalmente, por su capacidad de almacenar la energía de forma estable y su alto poder energético 120 MJ/kg.

En el norte de Chile existe un gran potencial para usar de manera intensiva energía solar para generar hidrógeno y sus derivados. Sin embargo, requiere agua y la disponibilidad para uso industrial desde fuentes superficiales y subterráneas es inviable en el sector. Por ello, resulta crucial buscar fuentes de agua alternativas que den sostenibilidad a este proceso, que si bien, no es intensivo su uso, si se requiere como insumo clave. Este hecho se vuelve aún más crítico en sectores alejados de la costa, donde la desalinización no resulta factible en la escala requerida.

En ese contexto, esta memoria propone el diseño de una planta de generación de hidrógeno verde utilizando energía solar y agua de la atmósfera. Esta última se refiere a la captación de humedad del aire, que puede ser, mediante enfriamiento pasivo, concentración de vapor o refrigeración activa. De acuerdo con mediciones experimentales preliminares, la localidad de La Negra en la región de Antofagasta, cumple con las condiciones técnicas para este tipo de procesos; primero, por su alta disponibilidad de recursos de energía solar, y segundo, dado que su implementación tendría efectos perjudiciales marginales en el ciclo hídrico atmosférico de la zona.

De las diferentes tecnologías de generación de agua atmosférica analizadas, la refrigeración activa por ciclos de compresión de vapor es la más adecuada. Esto dado a que produce agua de forma estable en un mayor rango de condiciones ambientales, en comparación, a las otras alternativas, a que es una tecnología móvil y compacta que se puede trasladar a diferentes zonas, posee un grado de madurez considerable y actualmente existe equipos comerciales en el mercado que pueden alcanzar producciones nominales suficientes y en un amplio rango.

Se logra valorizar la producción de 2 kg/día de hidrógeno verde con generación de agua atmosférica, mediante refrigeración activa por ciclo de compresión de vapor, siendo factible su implementación a baja escala y requiriendo una inversión total entre \$150 y \$181 millones.

Los resultados de producción de agua para los escenarios en estudio indican que, es técnicamente viable el uso de sistemas de generación de agua atmosférica, ya que, en todos los casos la generación de agua fue igual o superior a la requerida a un costo de inversión que representa entre un 2% y 13% del total, mientras que el consumo de energía varía entre un 10% y 29%. Estos valores son mucho menores al del electrolizador, que representa entre un 53% y 64% de la inversión, y un consumo de energía entre 65% y 83%.

Se obtiene que el costo nivelado de hidrógeno para un escenario probable, evaluado a una tasa de descuento del 5% y un período de 10 años, es de 25 US\$/kg H₂, sin embargo, dado a que se proyecta una disminución del CAPEX de electrolizadores AEM al año 2025, este costo podría disminuir a 12 US\$/kg H₂, siendo comparable a la autonomía de un vehículo particular en el consumo de bencina.

Como complemento, se compara el costo de inversión de un sistema de generación de agua atmosférica con plantas desaladoras de agua de mar. Se obtuvo que a baja escala se recomienda considerar el uso de esta tecnología por su menor costo y mayores ventajas en proyectos alejados de la costa, mientras que para mayor escala, se debe evaluar caso a caso, ya que, los costos de inversión aumentan considerablemente, siendo mucho mas viable las plantas desaladoras, ya que están diseñadas para tratar grandes caudales de agua de mar.

Se recomienda evaluar la generación de agua considerando variaciones de temperatura y humedad relativa en tramos horarios, ya que estas varían durante el día. Además, sería de gran utilidad realizar mediciones en terreno de ambas variables para conocer puntos óptimos de operación en la región.

Abstract

There is currently a growing demand for energy in the world and this is mainly supplied through the use of fossil fuels, which emit greenhouse gases. The impact of the latter on climate change has led to a wide acceptance in society that there must be a transition to renewable and emission-free energy sources. In this scenario, the production of green hydrogen from the electrolysis of water using NCRE as an energy source has gained interest, mainly due to its capacity to store energy in a stable manner and its high energetic power of 120 MJ/kg.

In northern Chile there is great potential for intensive use of solar energy to generate hydrogen and its derivatives. However, it requires water and the availability for industrial use from surface and subway sources is unfeasible in the sector. Therefore, it is crucial to look for alternative water sources that provide sustainability to this process, which, although not intensive, is required as a key input. This fact becomes even more critical in sectors far from the coast, where desalination is not feasible on the required scale.

In this context, this report proposes the design of a green hydrogen generation plant using solar energy and water from the atmosphere. The latter refers to the capture of humidity from the air, which can be by passive cooling, vapor concentration or active cooling. According to preliminary experimental measurements, the locality of La Negra in the Antofagasta region, meets the technical conditions for this type of process; first, due to its high availability of solar energy resources, and second, given that its implementation would have marginal detrimental effects on the atmospheric water cycle in the area.

Of the different atmospheric water generation technologies analyzed, active cooling by vapor compression cycles is the most suitable. This is because it produces water stably in a wider range of environmental conditions, compared to the other alternatives, it is a mobile and compact technology that can be moved to different areas, it has a considerable degree of maturity and there is currently commercial equipment on the market that can achieve sufficient nominal productions and in a wide range.

It is possible to valorize the production of 2 kg/day of green hydrogen with atmospheric water generation, through active refrigeration by vapor compression cycle, being feasible its implementation at a low scale and requiring a total investment of between \$150 and \$181 million.

The water production results for the scenarios under study indicate that the use of atmospheric water generation systems is technically feasible, since in all cases water generation was equal to or higher than required at an investment cost that represents between 2% and 13% of the total, while energy consumption varies between 10% and 29%. These values are much lower than for the electrolyzer, which represents between 53% and 64% of the investment, and energy consumption between 65% and 83%.

It is obtained that the levelized cost of hydrogen for a probable scenario, evaluated at a discount rate of 5% and a period of 10 years, is 25 US\$/kg H₂, however, given that a decrease in the CAPEX of AEM electrolyzers is projected to 2025, this cost could decrease to 12 US\$/kg H₂, being comparable to the autonomy of a private vehicle in gasoline consumption.

As a complement, the investment cost of an atmospheric water generation system is compared with seawater desalination plants. It was obtained that at a low scale it is recommended to consider the use of this technology due to its lower cost and greater advantages in projects far from the coast, while for larger scale, it should be evaluated case by case, since the investment costs increase considerably, being much more viable the desalination plants, since they are designed to treat large flows of seawater.

It is recommended to evaluate water generation considering temperature and relative humidity variations in hourly periods, since these vary during the day. In addition, it would be very useful to carry out field measurements of both variables to determine optimal operating points in the region.

Agradecimientos

Por fin ha llegado este día tan anhelado de finalizar esta grandiosa etapa universitaria, de la cual me llevo muchos aprendizajes, no solo en lo académico, sino que también, en el ámbito personal, y que me permitió adquirir mayores herramientas y habilidades para enfrentar este mundo tan dinámico que cada día sorprende.

Primero que todo, quiero agradecer a mi madre Bárbara y a mi padre Carlos, por haberme dado la oportunidad de estudiar en la universidad, por su amor, por confiar en mí, por apoyarme durante este largo camino de estudio y que sin ustedes no hubiera sido posible. Agradecer de forma muy especial a mis abuelos, Rita y Manuel, que desde el primer día estuvieron siempre preocupados de mis estudios y me apoyaron siempre que pudieron de forma incondicional. También agradecer con mucho afecto a mi hermano Cristian y hermana Daniela, y en general a cada integrante de mi familia que fue parte de esta etapa.

Agradezco al Dr. Iván Cornejo y Dr. Lindley Maxwell, quienes me dieron la oportunidad de desarrollar este proyecto de gran interés para mí, que siempre tuvieron la disposición de guiarme y orientarme en este proceso, para poder finalizar mi etapa universitaria.

También agradecer con mucho cariño a mi pareja Stephanie, por su amor, comprensión, apoyo y que me estuvo soportado todo este tiempo con mis bajones de ánimo y mal humor, pero que pese a todo, siempre estuvo ahí, dándome ánimo y ayudándome a ser una mejor persona.

Gracias a cada persona que fue parte de esta etapa de mi vida, muchas gracias.

Tabla de Contenidos

1	Introducción	1
1.1	Contexto Energético Mundial	1
1.2	Contexto Energético Nacional	4
2	Objetivos y Alcances	14
2.1	Objetivo General	14
2.2	Objetivos Específicos	14
2.3	Alcances	14
3	Marco Teórico	16
3.1	La energía	16
3.2	Hidrógeno	17
3.2.1	Propiedades del Hidrógeno	17
3.2.2	Fuentes de producción de Hidrógeno	18
3.2.3	Tecnologías de producción de Hidrógeno	20
3.2.4	Electrólisis del Agua	22
3.2.5	Almacenamiento de Hidrógeno	27
3.2.6	Aplicaciones del Hidrógeno	34
3.3	Generación de Agua Atmosférica	41
3.3.1	Enfriamiento Pasivo	43
3.3.2	Concentración de Vapor	45
3.3.3	Refrigeración Activa	48
3.4	Diagrama de flujos de la planta de hidrógeno.	52
4	Dimensionamiento de la planta	54
4.1	Localización de la planta	55
4.2	Disponibilidad de energía solar para la planta	56
4.3	Requerimiento de agua del proceso propuesto	57

4.4	Selección del sistema de generación de agua atmosférica	57
4.5	Cálculo de generación de agua	59
4.6	Electrolizador	63
4.7	Almacenamiento del hidrógeno en la planta	64
4.8	Requerimiento energético de la planta	64
4.9	Dimensionamiento Planta Fotovoltaica	66
4.10	Banco de baterías	68
5	Estructura de costos	70
5.1	Costos de Inversión	70
5.2	Análisis de la planta de electrólisis	73
5.3	Costo nivelado del hidrógeno	74
5.4	Comparación de costos de AWG y RO	76
6	Conclusiones y Recomendaciones	78
	Anexo	85
A	Memoria de cálculo	85
A.1	Producción molar de hidrógeno	85
A.2	Consumo de agua	85
A.3	Cálculo volumen de tanque de almacenamiento de hidrógeno	86
A.4	Factor de pérdida de generación de agua por altitud	87
A.5	Cálculo de producción de agua del generador Watergen	88
	A.5.1 Escenario favorable	88
	A.5.2 Escenario probable	88
	A.5.3 Escenario desfavorable	88
A.6	Cálculo de producción de agua del generador Genaq	89
	A.6.1 Escenario favorable	89
	A.6.2 Escenario probable	89
	A.6.3 Escenario desfavorable	89
A.7	Cálculo de consumo de energía de generador Watergen	90
	A.7.1 Escenario favorable	90
	A.7.2 Escenario probable	90
	A.7.3 Escenario desfavorable	90
A.8	Cálculo de consumo de energía de generador Genaq	91
	A.8.1 Escenario favorable	91

A.8.2	Escenario probable	91
A.8.3	Escenario desfavorable	91
A.9	Cálculo consumo de energía del electrolizador	91
A.10	Cálculo banco de baterías	92
A.10.1	Escenario favorable	92
A.10.2	Escenario probable	92
A.10.3	Escenario desfavorable	92
A.11	Cálculo LCOH	92
A.11.1	Cálculo LCOH para proyecto base	92
A.11.2	Cálculo LCOH proyectado	93
A.11.3	Cálculo rendimiento en vehículos a bencina e hidrógeno	93
B	Figuras	95
B.1	Producción de agua del generador Watergen según ficha técnica del proveedor	95
B.2	Producción de agua del generador Genaq según ficha técnica del proveedor	95
B.3	Mapa de radiación global horizontal para cada hora y mes	96
C	Tablas	97
C.1	Pérdidas operacionales de sistema fotovoltaico	97

Lista de Tablas

3.1	Propiedades del hidrógeno (Lenntech, 2022).	17
3.2	Densidad energética de diferentes combustibles (José Linares y Beatriz Moratilla, 2007).	18
3.3	Características técnicas de diferentes electrolizadores (UNEP FI, 2021).	27
3.4	Comparación en porcentaje del consumo de agua de proyectos de hidrógeno, en relación, al consumo de agua potable mínimo de regiones de Chile, según recomendaciones de la ONU.	42
4.1	Características técnicas de los generadores de agua atmosférico propuestos.	58
4.2	Producción de agua a diferentes escenarios, con el generador Watergen, del proveedor 1.	60
4.3	Producción de agua a diferentes escenarios con el generador del proveedor 2.	62
4.4	Costo de sistema de generación de agua para cada escenario en estudio.	63
4.5	Electrolizador AEM.	64
4.6	Consumo de energía de equipos auxiliares.	65
4.7	Consumo de energía de la planta para los escenarios en estudio.	65
4.8	Características técnicas y costo del panel solar (Punto Solar, 2022).	67
4.9	Potencia del sistema fotovoltaico para cada escenario.	67
4.10	Costos de componentes de sistema fotovoltaico para los escenarios en estudio.	68
4.11	Consumo de energía del generador de agua atmosférico para 24 y 18 horas.	69
4.12	Características técnicas y costo de batería seleccionada (Todo Solar Chile, 2022).	69
4.13	Cantidad de baterías y costo para cada escenario.	69
5.1	Costos de inversión de la planta para diferentes escenarios de generación de agua atmosférica.	70
5.2	Valores de cálculo de LCOH, para un escenario probable.	74
5.3	Parámetros para comparación del rendimiento de hidrógeno y bencina en coches particulares.	75
A.1	Parámetros a evaluar en ecuación de estado.	87

A.2	Condiciones de operación favorables del sistema Watergen.	88
A.3	Condiciones de operación probable del sistema Watergen.	88
A.4	Condiciones de operación desfavorable del sistema Watergen.	88
A.5	Condiciones de operación favorables del sistema Genaq.	89
A.6	Condiciones de operación probable del sistema Genaq.	89
A.7	Condiciones de operación desfavorables del sistema Genaq.	89
A.8	Aspectos técnicos de operación del generador Watergen.	90
A.9	Aspectos técnicos de operación del generador Genaq.	91
A.10	Aspectos técnicos de operación del electrolizador.	91
A.11	Consumo de energía del generador de agua atmosférico para 24 y 18 horas.	92
A.12	Valores de cálculo de LCOH proyectado.	93
C.1	Pérdidas operacionales del sistema fotovoltaico (Explorador Solar, 2022).	97

Lista de Figuras

1.1	Crecimiento de la población en el mundo entre los años 2000 a 2050 (Banco Mundial, 2022).	1
1.2	Demanda de energía en el mundo (Enerdata, 2022).	2
1.3	Composición de la matriz energética en el mundo (Agencia Internacional de Energía, 2022).	3
1.4	Emisiones de gases de efecto invernadero por sector en el mundo (Agencia Internacional de Energía, 2022).	3
1.5	Emisiones de CO ₂ en el mundo desde 1900 - 2020 (Agencia Internacional de Energía, 2022).	4
1.6	Matriz energética de Chile, año 2022 (Generadoras de Chile, 2022).	5
1.7	Mapa solar de irradiación promedio en el mundo (Solargis, 2022).	6
1.8	Complejo solar Cerro Dominador, Chile (Juan Pablo Bravo, 2018).	7
1.9	Central Geotérmica Cerro Pabellón, Chile (La Tercera, 2019).	7
1.10	Parque Eólico Sierra Gorda, Chile (Enel Green Power, 2022b).	8
1.11	Boya tipo Power Buoy, convertidor de energía marina a escala real, Chile (Ministerio de Energía, Chile, 2021).	9
3.1	Fuentes de producción de hidrógeno en el mundo (Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas y GIZ, 2019).	19
3.2	Demanda actual de hidrógeno en el mundo y proyecciones (IEA, 2021a).	19
3.3	Esquema de un electrolizador alcalino (Ali Keçebaş, Muhammet Kayfeci, Mutlucan Bayat, 2019).	23
3.4	Esquema de un electrolizador PEM (Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, 2022).	24
3.5	Esquema de un electrolizador SOE (Anil V.Virkar, 2010).	25
3.6	Esquema de un electrolizador AEM (Zulfirdaus Zakaria, Siti Kartom Kamarudin, 2021).	26
3.7	Tanque de almacenamiento de hidrógeno, tipo I (Faber Cylinders, 2022).	28

3.8	Tanque de almacenamiento de hidrógeno, tipo II (Worthington Industries, 2022).	28
3.9	Tanque de almacenamiento de hidrógeno, tipo III (Luxfer Cylinders, 2022).	29
3.10	Tanque de almacenamiento de hidrógeno, tipo IV (Luxfer Cylinders, 2022).	29
3.11	Tanque de almacenamiento de hidrógeno criogénico (Linde, 2022).	31
3.12	Tanques de almacenamiento de hidrógeno en hidruro metálico, con capacidad de almacenamiento de: (a) 0.5 Nm ³ , (b) 3.5 Nm ³ , (c) 6 Nm ³ (Boris P.Tarasov, et al, 2021).	32
3.13	Comparación de la densidad gávimétrica y volumétrica del H ₂ líquido, MCH y NH ₃ (Agung TriWijayanta, et al, 2019).	33
3.14	Ruta del uso de amoníaco como medio de almacenamiento de hidrógeno (Agung TriWijayanta, et al, 2019).	34
3.15	Principales aplicaciones del hidrógeno en el mundo (Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas y GIZ, 2019).	34
3.16	Ruta de síntesis de amoníaco a partir de: (a) reformado de metano y (b) electrólisis del agua.	36
3.17	Vehículo a hidrógeno, Hyundai NEXO (Hyundai, 2022)	37
3.18	Vehículo de transporte de cargas a hidrógeno, fabricado por la empresa StreetScooter (Streetscooter, 2022)	38
3.19	Autobus a hidrógeno fabricado por la empresa New Flyer, modelo Xcelsior CHARGE H2 (New Flyer, 20220).	39
3.20	Tren de hidrógeno Coradia iLint de Alstom (Alstom, 2022).	39
3.21	Barco Viking Energy que operará con una pila de combustible de amoníaco verde el año 2023 (Motor Pasión, 2021).	40
3.22	Tecnologías de generación de agua a partir de la atmósfera.	43
3.23	Planta de recolección de rocío instalada en una aldea en Gujarat, India (G. Raveesh, R. Goyal, S.K. Tyagi, 2021).	44
3.24	Sistema de recolección de niebla (Fellipe Abreu y Luiz Felipe Silva, 2015).	45
3.25	Esquema de sorción (G. Raveesh, R. Goyal, S.K. Tyagi, 2021).	46
3.26	Esquema de separación ideal del vapor de agua de una mezcla de gases en una membrana selectiva (HyunjeongLim, et al., 2020).	47
3.27	Esquema de un sistema de generación de agua líquida a partir del aire mediante combinación de membrana selectiva y condensador (HyunjeongLim, et al., 2020).	48
3.28	Ciclo de compresión por vapor de un generador de agua atmosférico (G. Raveesh, R. Goyal, S.K. Tyagi, 2021).	50
3.29	Esquema de efecto Peltier (Trotec, 2022).	51
3.30	Diagrama de procesos de la planta.	52

4.1	Ciclo diario de operación de la planta.	54
4.2	Localización de la planta (Google Maps, 2022).	55
4.3	Variación de la temperatura promedio, mínima y máxima mensual del año 2021, estación Cerro Moreno, Antofagasta (Dirección Meteorológica de Chile, 2021).	55
4.4	Variación de la humedad relativa promedio, mínima y máxima del año 2021, estación Cerro Moreno, Antofagasta (Dirección Meteorológica de Chile, 2021).	56
4.5	Radiación global horizontal en la localidad de la Negra, Antofagasta (Explorador Solar, 2022).	57
4.6	Generador de agua atmosférico Watergen (izquierda) y Genaq (derecha).	58
4.7	Etapas de generación de agua a partir de la atmósfera de equipos seleccionados.	59
4.8	Procedimiento del cálculo de generación de agua.	60
4.9	Generación de agua mediante equipo Watergen para diferentes escenarios de operación.	61
4.10	Generación de agua mediante equipo Genaq para diferentes escenarios de operación.	62
4.11	Distribución de consumos de energía de la planta para diferentes escenarios de operación.	66
4.12	Panel solar monocristalino (Punto Solar, 2022).	67
4.13	Distribución de costos de sistemas fotovoltaicos desde 1 a 300 kWp.	68
5.1	Distribución de la inversión de la planta para los tres escenarios en estudio: (a) desfavorable, (b) probable y (c) favorable.	72
5.2	Desglose de costo de la planta de electrólisis para los tres escenarios en estudio.	73
5.3	Comparación de costos de sistema de generación atmosférica y plantas desalinizadoras de agua de mar instaladas en Chile.	76
B.1	Producción de agua L/día generador Watergen a diferentes condiciones de operación.	95
B.2	Producción de agua L/día generador Genaq a diferentes condiciones de operación.	96
B.3	Promedio de la radiación global horizontal para cada hora y mes, el La Negra, Antofagasta, Chile (Explorador Solar, 2022).	96

Capítulo 1

Introducción

En este capítulo se da a conocer el contexto de la situación energética del planeta, los principales avances tecnológicos que se han desarrollado y alternativas para enfrentar las consecuencias del cambio climático.

1.1 Contexto Energético Mundial

Actualmente, vivimos en una sociedad en constante crecimiento y que exige una mayor demanda de energía para satisfacer sus necesidades y quehaceres diarios. En la Figura 1.1 se muestra la curva de crecimiento de la población mundial, la cual para el año 2020 es de 7,76 mil millones de habitantes y se proyecta que para el año 2050 se alcancen 9,7 mil millones.

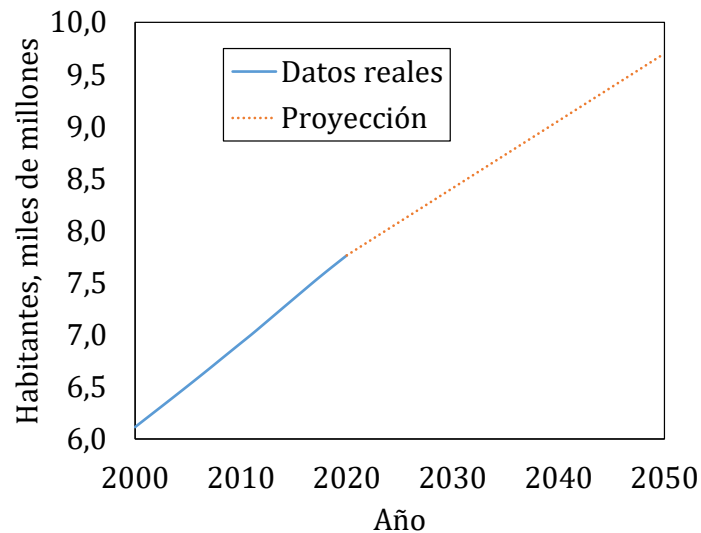


Figura 1.1: Crecimiento de la población en el mundo entre los años 2000 a 2050 (Banco Mundial, 2022).

En la Figura 1.2, se muestra el crecimiento de la demanda energética histórica alcanzándose un máximo de 23.432 TWh el año 2019. El continente Asiático es quien concentra el 46% del consumo eléctrico mundial, destacando a China como el país que lidera en el ranking y que por si solo capta el 29% del total.

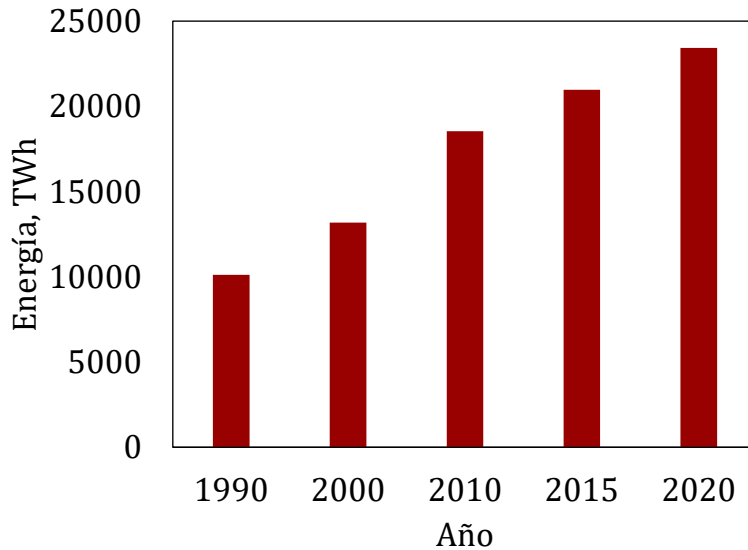


Figura 1.2: Demanda de energía en el mundo (Enerdata, 2022).

La matriz energética mundial se compone en mayor medida por combustibles fósiles, como lo son el petróleo, carbón y gas natural, que representan cerca del 80 % de total, tal como se muestra en la Figura 1.3. Estos han sido utilizados por años debido a que se encuentran disponibles en abundancia en la naturaleza, los avances tecnológicos han mejorado los procesos de extracción y refinaria del petróleo, es muy fácil explotar los yacimientos petroleros sin importar las condiciones geográficas y pueden generar energía de forma continua a un bajo costo.

La combustión de combustibles fósiles es la principal causa del cambio climático por las altas emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), que han provocado el aumento de la temperatura global de la tierra y una serie de efectos en la naturaleza, como por ejemplo, el aumento del nivel del mar, desplazamiento y desaparición de especies, deshielo acelerado, entre otros. En la Figura 1.4 se muestran los principales sectores que emiten gases de efecto invernadero. De ellos, el sector de energía es quien emite cerca del 68% de GEI, los cuales, están compuestos por un 90% de dióxido de carbono, 9% de metano y 1% de óxido nitroso aproximadamente.

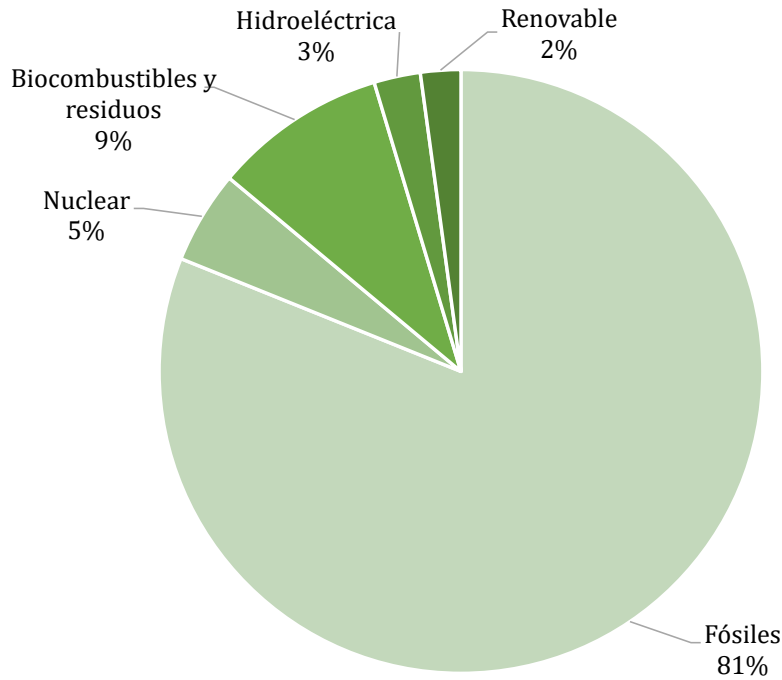


Figura 1.3: Composición de la matriz energética en el mundo (Agencia Internacional de Energía, 2022).

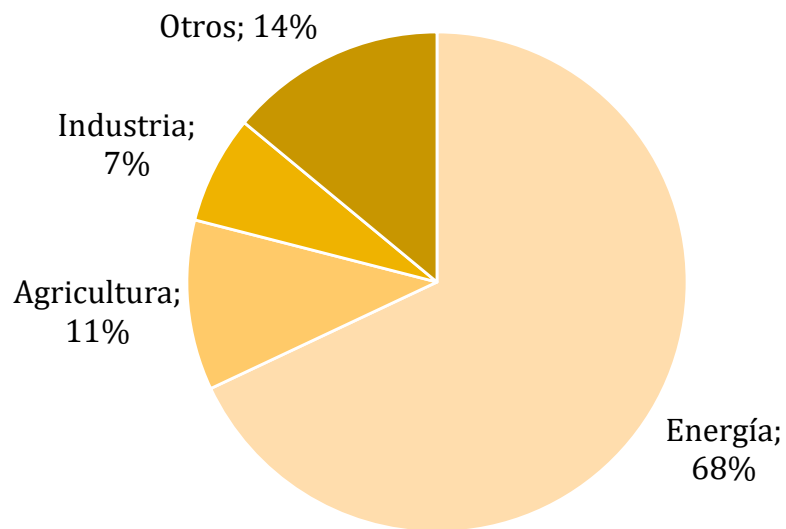


Figura 1.4: Emisiones de gases de efecto invernadero por sector en el mundo (Agencia Internacional de Energía, 2022).

Producto de la pandemia del Covid-19, el año 2020 disminuyó la demanda de energía mundial, debido a las restricciones sanitarias, tal como se aprecia en la Figura 1.5. Esto generó una disminución de emisiones globales de dióxido de carbono en un 5,2%, sin embargo, al año siguiente, el mundo logró experimentar una rápida recuperación económica, aumentando nuevamente las emisiones de CO₂ en un 6% y las proyecciones señalan que seguirá aumentando.

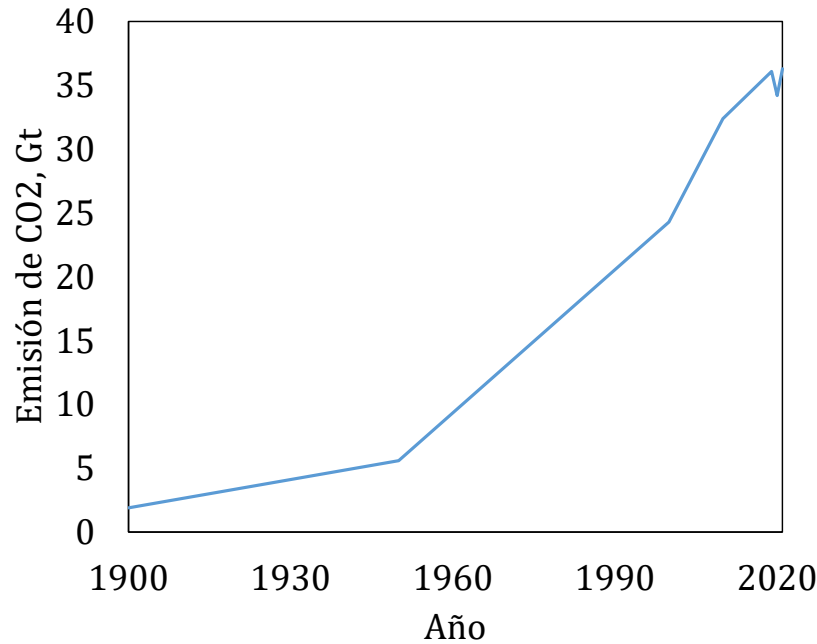


Figura 1.5: Emisiones de CO₂ en el mundo desde 1900 - 2020 (Agencia Internacional de Energía, 2022).

El impacto de los combustibles fósiles en el cambio climático, ha llevado a una amplia aceptación de la sociedad, a que se debe transitar a fuentes de energías renovables y libres de emisiones, tal como lo fue el Acuerdo de París en el año 2015 (ONU Cambio Climático, 2022). Las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), alcanzaron un acuerdo histórico para combatir el cambio climático y acelerar e intensificar las acciones e inversiones necesarias para un futuro sostenible con bajas emisiones de carbono, tal de limitar el aumento de la temperatura del planeta por sobre los 1,5°C. Hasta la fecha ha sido firmado por 192 países más la Unión Europea, siendo Chile parte de ellos.

1.2 Contexto Energético Nacional

En el ámbito nacional, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cuenta con una capacidad instalada de 31.706 MW. A marzo del año 2022, el 57,4% de la capacidad instalada corresponde a fuentes

renovables, mientras que, el 42,6% corresponde a fuentes térmicas fósiles. El sector energético es el responsable del 77% de GEI emitidos a la atmósfera. En la Figura 1.6, se aprecia la matriz energética nacional. (Generadoras de Chile, 2022).

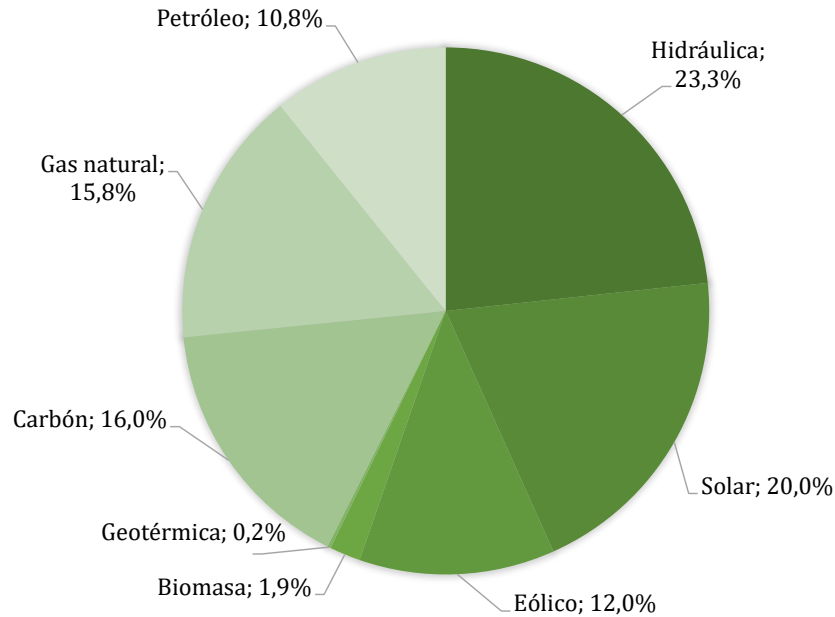


Figura 1.6: Matriz energética de Chile, año 2022 (Generadoras de Chile, 2022).

La política energética de Chile es ambiciosa. Algunas de las metas más importantes son (Ministerio de Energía de Chile, 2021b):

- Al año 2030, la matriz energética se debe componer por un 80% de energía renovable.
- Al año 2050, las emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético, deben disminuir en un 60% anual, en comparación, al año 2018.
- Al año 2050, Chile será carbono neutral.
- Se proyecta ser líder en producción y exportación de hidrógeno verde y sus derivados, al costo más barato del planeta.

Existe una gran expectativa de alcanzar dichas metas, ya que, Chile posee la radiación solar más alta del mundo, fuertes vientos de norte a sur para desarrollar energía eólica, un enorme potencial de energía marina en las costas, gran capacidad para desarrollar biogás y un recurso geotérmico a lo largo de la cordillera ubicándolo como un país idóneo para producir energía limpia y económica.

En la Figura 1.7, se muestra un mapa solar y se aprecia que en el norte del territorio chileno, llega la mayor radiación solar del planeta alcanzando picos de 7,5 kWh/m². Esto da cuenta del gran potencial solar que se posee, en comparación, por ejemplo, con Alemania, que pese a tener un menor potencial 2,9 kWh/m², es el cuarto mayor productor de energía solar del planeta, con una capacidad fotovoltaica de 53.781 MW. China es por lejos el que lidera con la mayor capacidad instalada equivalente a 253.834 MW, en segundo lugar, está EEUU con 73.814 MW y en tercer lugar, Japón con 67.000 MW (IRENA, 2021).

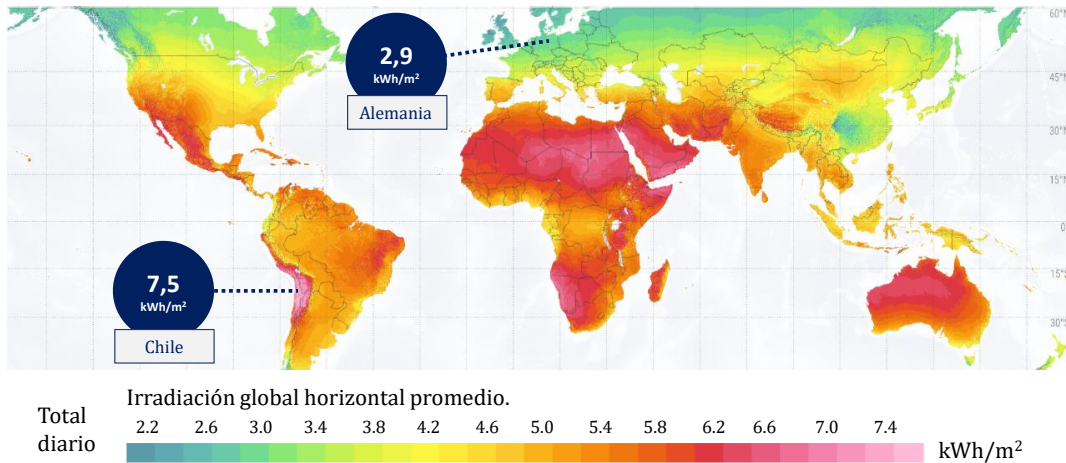


Figura 1.7: Mapa solar de irradiación promedio en el mundo (Solargis, 2022).

Algunas instalaciones de energías renovables en Chile se muestran a continuación.

- i. Complejo solar Cerro Dominador: La planta está situada en la comuna de María Elena, en la región de Antofagasta. La potencia total instalada es de 210 MW, de la cual, 110 MW provienen de una planta termosolar y 100 MW de una planta fotovoltaica. La primera funciona mediante una serie de espejos, denominados heliostatos, que concentran la radiación solar en un receptor, que se ubica en la parte superior de una torre central, tal como se aprecia en la Figura 1.8. Esta energía es absorbida por sales fundidas que alcanzan temperaturas de hasta 565°C, las que posteriormente, intercambian calor con una corriente de agua para generar vapor. Este último es dirigido a una turbina de vapor para generar electricidad, la que se inyecta al sistema eléctrico nacional. Cabe señalar que esta es la primera planta en su tipo de América Latina. La segunda planta, consiste en paneles fotovoltaicos que mediante el efecto fotoeléctrico, generan directamente electricidad. En conjunto, el sistema es totalmente autónomo, generando electricidad las 24 horas del día. Además evita la emisión de 643 mil toneladas de CO₂ al año y tiene la capacidad de abastecer a 382.00 hogares (Grupo Cerro, 2022).



Figura 1.8: Complejo solar Cerro Dominador, Chile (Juan Pablo Bravo, 2018).

- ii. Central Geotérmica Cerro Pabellón, Enel: Se ubica en el altiplano del desierto de Atacama, en la Región de Antofagasta. En la Figura 1.9 se muestra la planta geotérmica, que utiliza tecnología de alta entalpía de ciclo binario. Es la única central geotérmica operativa en Sudamérica y la más alta de su tipo en el mundo, ya que está localizada a 4.500 metros sobre el nivel del mar. Actualmente tiene una potencia instalada de 48 MW, pero se espera que la construcción de su tercera unidad generadora entre en operación el año 2022, aumentando su potencia total a 81 MW. Esto evitará la emisión de 470.000 toneladas de CO₂ a la atmósfera (Enel Green Power, 2022a).



Figura 1.9: Central Geotérmica Cerro Pabellón, Chile (La Tercera, 2019).

- iii. Parque Eólico Sierra Gorda, Enel: Se ubica en la comuna de Sierra Gorda, a 60 kilómetros de la ciudad de Calama, en la Región de Antofagasta. Tiene una potencia instalada de 112 MW

y genera más de 295 GWh al año. Permite abastecer el consumo anual de 130.000 hogares chilenos y evita la emisión de 140.000 toneladas de CO₂. Esta se muestra en la Figura 1.10 (Enel Green Power, 2022b).



Figura 1.10: Parque Eólico Sierra Gorda, Chile (Enel Green Power, 2022b).

- iv. Convertidor de energía marina a escala real: Consiste en un dispositivo experimental, instalado por el Centro Tecnológico MERIC, a dos kilómetros de la costa de Las Cruces, en la Quinta Región del país. Es una boya tipo Power Buoy (PB3), del proveedor estadounidense Ocean Power Technologies (OPT), la que se aprecia en la Figura 1.11. Mide 13 metros de largo y está anclada, flotando sobre una profundidad de 35 metros del fondo del mar. La boya aprovecha la energía generada por el movimiento de las olas, la que mueve a un flotador de forma ascendente y descendente del mástil. Esto impulsa un sistema mecánico giratorio, el cual, a su vez mueve un generador. La energía eléctrica generada se almacena en baterías de litio con 50 kWh de capacidad, ubicadas dentro de la misma boya. Hasta la fecha no existe ningún otro sistema de producción de energía a partir de olas o marea, aun cuando se estima que su potencial es de 160 GW en las costas chilenas (Ministerio de Energía, Chile, 2021).



Figura 1.11: Boya tipo Power Buoy, convertidor de energía marina a escala real, Chile (Ministerio de Energía, Chile, 2021).

Las desventajas del uso de energías renovables son, principalmente, la intermitencia y fluctuaciones por condiciones climáticas. Por ejemplo, en el uso de energía solar, la generación de electricidad depende de las horas de disponibilidad de sol, la irradiancia, nubosidad y precipitaciones, entre otros factores. Además, se genera un exceso de energía en momentos de baja demanda, por el contrario, existe un déficit de energía en horarios de alta demanda. La forma más común de almacenar el exceso de energía es mediante bancos de baterías, la cual posteriormente se puede utilizar en momento de alta demanda. Sin embargo, para grandes escalas de almacenamiento, existen factores que hacen inviable esta solución, por ejemplo, su elevado costo dada la gran cantidad de unidades que se requieren, el espacio que ocupan, la vida útil y su autodescarga en largos periodos de tiempo. Esto hace necesario buscar otras alternativas, más económicas y viables, para almacenar el exceso de energía que se genera durante el día.

Una alternativa prometedora que se está desarrollando a nivel mundial, es usar la energía eléctrica generada por fuentes renovables para producir hidrógeno verde, mediante la electrólisis del agua. El hidrógeno es un vector energético, ya que, tiene la capacidad de almacenar grandes cantidades de energía como enlaces químicos por tiempos prolongados y de forma estable. Posteriormente, se puede realizar el proceso inverso para generar electricidad, mediante una celda de combustible en el momento que uno desee. Además, este tiene un gran abanico de aplicaciones, tales como la industria química, alimentos, petroquímica, transporte, entre otros (Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas y GIZ, 2019).

En diciembre del año 2021, el gobierno de Chile, anunció el proyecto de hidrógeno verde más grande del país, en la región de Magallanes. Este se instalará en la comuna de San Gregorio, iniciará su construcción el año 2025 y comenzará a operar hacia el año 2027. Contará con hasta

10 MW de potencia instalada por un parque eólico, una capacidad de electrolizadores de 8 GW, una planta desalinizadora, una planta de amoníaco e instalaciones portuarias para transportar el amoníaco a los mercados nacionales e internacionales (Ministerio de Energía de Chile, 2021a).

Así mismo, Corfo adjudicó seis propuestas de hidrógeno verde, que deberán entrar en funcionamiento a más tardar en diciembre del año 2025 (Acera, 2022). Estos se describen a continuación.

- i. Proyecto Faro del Sur: Fue presentado por Enel Power Chile S.A. Consiste en producir 25.000 toneladas anuales de hidrógeno verde, en la región de Magallanes. La potencia de electrolizadores será de 240 MW y la energía se obtendrá a partir de un parque eólico. El hidrógeno se espera vender a la empresa HIF Chile, que producirá e-metanol y e-gasolina para su exportación a Europa.
- ii. Proyecto HyPro Aconcagua: Fue presentado por la empresa Linde GmbH. Consiste en reemplazar una parte de la actual producción de hidrógeno gris que tiene la refinería de petróleo Aconcagua, ubicada en la Región de Valparaíso. Mediante una potencia de electrolizadores de 20 MW, se espera producir 3.000 toneladas anuales de hidrógeno verde.
- iii. HyEx – Producción Hidrógeno Verde: Fue presentado por Engie S.A. La planta será instalada en la región de Antofagasta, con una potencia de 26 MW, se producirán 3.200 toneladas anuales de hidrógeno verde. Este será suministrado a Enaex para la producción de amoníaco verde, lo que reducirá más de 30.000 toneladas de CO₂ anuales.
- iv. Hidrógeno Verde Bahía Quintero: Fue presentado por GNL Quintero S.A. Consiste en la primera planta a gran escala ubicada en la zona central del país, en la región de Valparaíso. Contempla una capacidad instalada de 10 MW, con la que se espera producir 430 toneladas anuales de hidrógeno verde.
- v. Antofagasta Mining Energy Renewable (AMER): Fue presentada por Air Liquide S.A. Consiste en producir 60.000 toneladas anuales de e-metanol, en la región de Antofagasta. Esto, a partir de energía renovable, hidrógeno verde y CO₂ capturado desde una fuente fija. La potencia de electrolizadores será de 80 MW.
- vi. H2V CAP: Fue liderado por CAP S.A. La planta será instalada en la región del Biobío. Mediante una potencia instalada de 20 MW, se espera producir 1.550 toneladas anuales de hidrógeno verde, lo que evitará la emisión de 161.000 toneladas de CO₂ anuales.

Para producir el hidrógeno verde se requieren dos insumos: energía y agua. El primero, se puede obtener de fuentes renovables, mientras que el segundo, no se encuentra asegurado para su uso industrial. Además, según el Instituto de Recursos Mundiales (WRI), Chile actualmente se ubica en el número 18 de 164 países con estrés hídrico y está a tan solo un lugar de pasar a la clasificación de "estrés extremo", lo que significa que, la demanda de agua es mayor al 80% disponible de este recurso (Pablo Morales Estay, 2021). En particular, la región de Antofagasta tiene estrés hídrico permanente debido al desierto de Atacama y según la actualización del Balance Hídrico Nacional, la disponibilidad del agua en el norte y centro de Chile podría disminuir más de un 50% entre los periodos del 2030-2060, lo cual se debe principalmente a la demanda de agua, cambios en el uso de suelo y variaciones climáticas (U. de Chile y U. Católica de Chile, 2017).

Este escenario ha generado la necesidad de desarrollar tecnologías que entreguen una solución sostenible a la falta del recurso hídrico. Por ejemplo, la desalinización de agua de mar por osmosis inversa, es una alternativa con gran potencial, tanto a nivel nacional como mundial. Esta consiste en hacer pasar agua de mar por diferentes membranas a una alta presión, para eliminar sales disueltas y contaminantes, y posteriormente potabilizarla para el consumo humano. Entre sus ventajas, no intervienen activos químicos, se evitan los residuos plásticos de la compra de agua embotellada, alta calidad del agua y su nivel de producción es alto, ya que, el agua de mar se puede considerar como una fuente de agua prácticamente ilimitada y continua en comparación a su demanda. Por otro lado, sus desventajas son principalmente, el alto consumo de energía lo que las hace costosas, y el impacto al medioambiente, debido a que se genera entre un 50-55% de salmuera por el total de agua de mar tratada, la que tiene una alta concentración de sales y metales pesados (Cu, Fe, Ni, Cr) que se descargan al mar. Esto puede generar impactos ambientales adversos a los ecosistemas marinos. Se estima que el consumo de energía de las desaladoras es de 3 a 4 kWh/m³ de agua tratada. Algunos proyectos que se han desarrollado en el Chile son los siguientes:

- i. Planta desaladora en Chaitén, 2017: Consiste en un proyecto piloto instalado en la isla Imerquiña de la región de los Lagos, que puede producir diariamente 2.880 litros de agua potable y que beneficia a cuatro familias que viven en el sector. El costo de inversión fue de \$15 millones de pesos (Diario El Huemul, 2017).
- ii. Planta desaladora en la caleta Chigualoco en Los Vilos, Región de Coquimbo, 2019: Consiste en una planta con una capacidad de producción de 5.000 litros diarios y que opera con energía que proviene de paneles solares. La planta de Chigualoco beneficia de manera directa a los pescadores y las familias de ese enclave, quienes dependían de camiones aljibe para acceder al recurso hídrico. El costo de inversión fue de \$50 millones de pesos (Portal Mundo Acuicola, 2019).

- iii. Planta desaladora en caleta Puerto Oscuro, 2020: La planta tiene una capacidad de producción de 10.000 litros de agua, la que implicó una inversión pública de \$80 millones a través del Indespa, organismo dependiente del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo. Esta planta beneficia directamente a los pescadores de la caleta y sus familias, y ayuda al desarrollo de las actividades productivas (Diario David Noticias, 2020).
- iv. Desaladora en Tocopilla: La filial chilena del colombiano Grupo EPM invirtió 46 millones de dólares en la construcción de una planta desaladora que cubre el 100% de los requerimientos de los 25 mil habitantes del puerto salitrero. Además Tocopilla se convirtió en la primera ciudad latinoamericana sobre 20 mil habitantes en cubrir el 100% de sus requerimientos de agua potable vía desalación (Agenda Sustentable, 2021).
- v. Planta desaladora Antofagasta: Es una planta que produce más de 4.000 metros cúbicos al día y abastece al 85% de la demanda de la capital regional y en un 100% a Mejillones. Actualmente se está trabajando en la ampliación de la planta para transformarse en la primera ciudad de Latinoamérica con más de 200 mil habitantes en cubrir completamente su demanda con agua potable desalada. El costo de la inversión alcanza los \$120 millones de dólares (Reporte Sostenible, 2022).

Se estima que el costo del agua desalada oscila entre 0,6 y 1,2 US\$/m³ y se espera que en los próximos años, disminuya su costo a medida que las energías renovables sea más económica. Pese a ello, este tipo de plantas es poco flexible cuando se requiere suministrar agua a zonas remotas, en altura o alejadas de la costa, como es el caso de las mineras que generalmente se encuentran al interior de la región, así como también, pequeños poblados y comunas. Esto implica que el costo del agua puede aumentar entre 8 y 10 US\$/m³, lo cual hace inviable esta solución (Economía y Negocios, 2015).

Una alternativa que puede ayudar a enfrentar esta problemática son los sistemas de generación de agua atmosférica. Esto consiste en captar aire del ambiente, hacerlo pasar por filtros para eliminar impurezas y extraer su humedad mediante un ciclo de refrigeración convencional. Una vez condensada el agua, sigue un tratamiento de purificación para obtener agua de la más alta calidad. El rendimiento de la generación de agua depende de que existan condiciones favorables de temperatura y humedad relativa, siendo una restricción que si se puede cumplir dada la variedad de climas que se tienen a lo largo del país. Otro requisito es que se debe tener una fuente de energía continua para su operación, la cual puede ser generada mediante paneles solares, aprovechando la excelente radiación que existe en el norte de Chile, lo que puede hacer viable este tipo de proyectos.

Este proyecto explora como alternativa evaluar la producción de hidrógeno verde a escala piloto de 2 kg/día, con generación de agua atmosférica en la región de Antofagasta. Este es producido por un electrolizador de Membrana de Intercambio Aniónico (AEM) y la energía proviene de un sistema fotovoltaico. Se consideran tres escenarios de operación: favorable, probable y desfavorable, y se obtiene la estructura de costos de la planta y los consumos de energía.

Capítulo 2

Objetivos y Alcances

2.1 Objetivo General

- Evaluar técnicamente un sistema con generación de agua atmosférica para la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis, en la región de Antofagasta, y su estructura de costos.

2.2 Objetivos Específicos

- Identificar la tecnología de generación de agua atmosférica que más se adecua a las condiciones de la zona.
- Dimensionar una planta para la producción de hidrógeno verde a escala piloto.
- Estimar costos de inversión y operación de la planta.

2.3 Alcances

El proyecto se enfoca en evaluar la viabilidad técnica de la incorporación de un sistema de generación de agua atmosférico para la producción de hidrógeno verde en la región de Antofagasta. Para esto, se consideran tres escenarios de operación; desfavorable, probable y favorable, los que se asocian a determinadas condiciones de temperatura y humedad. Se descartan otros factores que puedan afectar la generación de agua, como por ejemplo, velocidad del viento y variaciones de temperatura y humedad en tramos diarios y horarios.

La generación de agua de los equipos para cada condición de operación, se estima a partir de tablas de producción diaria entregadas por el fabricante. Estos son datos que provienen de simulaciones en cámaras acondicionadas que realizan las propias empresas.

Respecto al costo de inversión del sistema fotovoltaico, este se calcula mediante cotizaciones con proveedores, excepto los costos de instalación y materiales eléctricos que se estiman en base a referencias.

No se consideran costos operacionales de mano de obra en la instalación, sueldos del personal, compra o arriendo del terreno de la planta, permisos ambientales, entre otros.

Capítulo 3

Marco Teórico

En este capítulo se muestran los principales aspectos teóricos del trabajo. La primera parte es acerca del hidrógeno, mientras que, la segunda trata de los avances de sistemas de generación de agua a partir de la atmósfera.

3.1 La energía

La energía se puede definir como, la capacidad que poseen los cuerpos para poder efectuar un trabajo, y se mide en Julios en el Sistema Internacional. Esta se puede manifestar en diferentes formas de energía: térmica, mecánica, química, eléctrica, electromagnética, nuclear, solar, eólica, geotérmica, mareomotriz, entre otras. En particular, las energías renovables no convencionales son una enorme fuente de energía, sin embargo, debido a que no se encuentran disponibles de manera continua, se deben convertir en otras formas de energía y almacenar para ser utilizadas posteriormente.

Existen diferentes tecnologías de almacenamiento de energía y se pueden clasificar según el proceso de conversión energético que utilizan (Generadoras de Chile, 2022). Algunos ejemplos se muestran a continuación:

- Almacenamiento Térmico: La energía se usa para enfriar o calentar algún medio, por ejemplo, aguas calientes, sales derretidas, materiales con cambio de fase, entre otros, y posteriormente puede ser aprovechado para generar calor o electricidad. Un ejemplo de este tipo de almacenamiento es la planta de concentración solar de potencia, Cerro Dominador, en Calama, Chile.
- Almacenamiento Eléctrico: Consiste en usar la energía para cargar capacitores, conductores u otro material, generando campos electrostáticos o campos magnéticos, que pueden ser

conservados y utilizados más adelante para devolver la electricidad al sistema.

- Almacenamiento Mecánico: Consiste en convertir la energía en energía mecánica, ya sea mediante el movimiento de una masa, la elevación de un cuerpo, típicamente agua, que es el método que utilizan las centrales hidroeléctricas de bombeo, o la compresión de un gas que es el método empleado por baterías de aire comprimido.
- Almacenamiento Químico: Se usa la energía para obtener compuestos y/o elementos con alta densidad energética, que tengan el potencial de ser utilizados con posterioridad para generar calor o electricidad, como por ejemplo, el hidrógeno verde, amoníaco, metanol, entre otros.
- Almacenamiento Electroquímico: La energía se utiliza en procesos de reacciones químicas reversibles que generan una diferencia de potencial eléctrico entre un ánodo y un cátodo. Posteriormente se puede generar electricidad, como es el caso de las baterías de ión-litio, baterías de plomo-ácido, o las baterías de flujo redox.

Dentro de estas alternativas, el almacenamiento de energía renovable como enlace químico en hidrógeno, es de gran interés en la transición energética del mundo.

3.2 Hidrógeno

3.2.1 Propiedades del Hidrógeno

El hidrógeno es el elemento químico más ligero y abundante que existe en el universo, y constituye aproximadamente un 75% de la materia. El átomo está formado por un protón que se ubica en el núcleo y un electrón que le orbita alrededor. Este es estable en forma de molécula diatómica como H_2 . En la tierra no se encuentra en estado puro, sino que en combinación con otros elementos como el oxígeno formando moléculas de agua, o con carbono como compuestos orgánicos, lo que significa que se debe fabricar a partir de otros compuestos. En condiciones normales (1 atm y $0^\circ C$) se encuentra en estado gaseoso, es incoloro, inodoro e insípido. Sus principales propiedades se aprecian en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Propiedades del hidrógeno (Lenntech, 2022).

Parámetro	Valor
Masa molecular, g/mol	2,016
Densidad, g/ml	0,071
Potencial de ionización, eV	13,65
Punto de ebullición, $^\circ C$	-252,7
Punto de fusión, $^\circ C$	-259,2
Poder calorífico inferior, MJ/kg	120

La principal importancia del hidrógeno tiene que ver con su capacidad de almacenar energía como enlace químico de forma estable y por tiempos prolongados. Este puede almacenar aproximadamente el triple de energía por unidad de masa, en comparación, a otros combustibles convencionales como el metano y butano, sin embargo, al ser tan ligero almacena menos energía por unidad de volumen, tal como se aprecian en la Tabla 3.2. Esto en la práctica implica dificultades al momento de almacenar o transportar el gas, ya que se debe recurrir a diferentes técnicas para aumentar su densidad energética lo que implica un alto costo energético.

Tabla 3.2: Densidad energética de diferentes combustibles (José Linares y Beatriz Moratilla, 2007).

Combustible	Densidad energética volumétrica kWh/Nm ³	Densidad energética másica kWh/kg
Hidrógeno (H ₂)	3	33,59
Gas Natural (CH ₄)	10	13,93
Butano (C ₄ H ₁₀)	33	12,73

Otra ventaja que caracteriza a este combustible, es que a partir de este se puede generar energía mediante una fuel cell, lo que soluciona problemas de intermitencia de la generación de energía de fuentes renovables. En la práctica, el exceso de energía de las renovables se almacena como hidrógeno, y posteriormente en periodos de alta demanda se genera electricidad mediante una fuel cell.

3.2.2 Fuentes de producción de Hidrógeno

Las principales fuentes de producción de hidrógeno provienen de combustibles fósiles, que en su conjunto, representan el 96% del total mundial, tal como se aprecia en la Figura 3.1. Esto demuestra la dependencia de la matriz energética respecto a estos combustibles y la necesidad de desarrollar nuevas tecnologías de generación que sean menos contaminantes y amigables con el medioambiente.

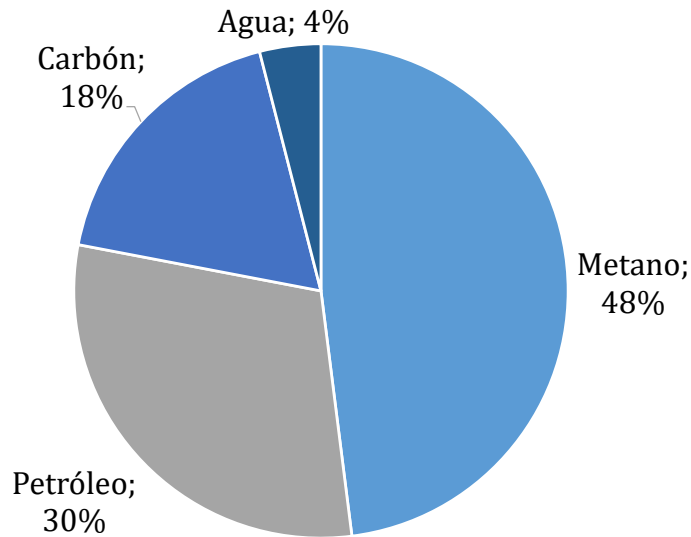


Figura 3.1: Fuentes de producción de hidrógeno en el mundo (Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas y GIZ, 2019).

En el año 2018 la demanda de hidrógeno fue de 75 millones de toneladas, lo que generó alrededor de 830 millones de toneladas de CO₂. Actualmente la demanda es aproximadamente de 90 millones de toneladas y se estima que para el año 2030 aumente a 200 millones de toneladas, tal como se aprecia en la Figura 3.2, lo que implica una mayor emisión de dióxido de carbono a la atmósfera si no se toman medidas oportunas.

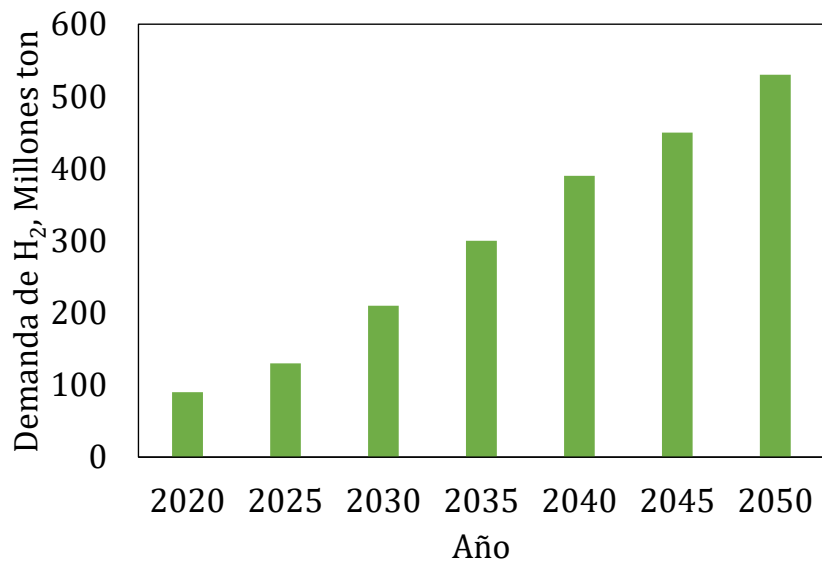


Figura 3.2: Demanda actual de hidrógeno en el mundo y proyecciones (IEA, 2021a).

Dependiendo de las fuentes de producción, se ha establecido una clasificación por colores para el hidrógeno.

- Gris: Corresponde al hidrógeno producido por combustibles fósiles: carbón, petróleo y gas natural, y son altamente contaminantes.
- Azul: Su producción es similar al gris, pero con bajas emisiones debido a la incorporación de una tecnología de captura de CO₂.
- Verde: Se obtiene a partir del agua, utiliza energías 100% renovables y es cero emisiones.

3.2.3 Tecnologías de producción de Hidrógeno

Tal como se mencionó anteriormente, el hidrógeno no se encuentra disponible de forma directa en la naturaleza, por lo que se debe obtener a partir de otras materias primas, principalmente combustibles fósiles, mediante diferentes procesos de transformación. Estos se pueden agrupar según la forma de conversión de la energía, siendo los principales grupos:

- Conversión Termoquímica: Reformado de metano con vapor, gasificación, oxidación parcial, reformado autotérmico y termólisis.
- Conversión Bioquímica: Biofotólisis y fermentación.
- Electroquímica: Electrólisis, fotólisis y fotocatalisis.

A continuación se describen los principales métodos utilizados en la industria (José Linares y Beatriz Moratilla, 2007).

i. Reformado de Metano con vapor:

El proceso de reformado con vapor de agua también denominado "Steam Methane Reformer" (SMR), consiste en someter al metano a una etapa de compresión y purificación para posteriormente mezclarlo con vapor de agua y que reaccione a través de lechos de catalizadores de base de níquel a una temperatura cercana a los 960°C y presiones entre 3 a 25 bar. La reacción es endotérmica y en esta se produce hidrógeno y monóxido de carbono, tal como se aprecia en la ecuación (3.1).



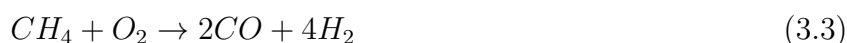
A la salida del reformador el gas se dirige a la etapa de "CO-shift" o desplazamiento de CO, lugar donde ocurre la reacción (3.2)



El gas producido como consecuencia de las reacciones anteriores, pasa por un condensador en el que se le retira el vapor de agua y, finalmente, llega a la tercera fase del proceso denominada depuración. Esta consiste en separar restos de agua, CO, CO₂ y CH₄ mediante un sistema de separación por membranas o de adsorción-desorción, para finalmente obtener hidrógeno con una pureza del 99,999% y un rendimiento de 80%. Se estima que en este proceso, por cada tonelada de H₂ producido se emiten a la atmósfera alrededor de 8 toneladas de CO₂ (Joris Proost, 2020).

ii. Oxidación parcial:

La oxidación parcial también denominada “Partial Oxidation” (POX), es un proceso exotérmico en el que el gas natural reacciona con oxígeno y se oxida solamente hasta la formación de monóxido de carbono. Se obtiene una producción menor de hidrógeno por cada mol de metano que reacciona. La reacción involucrada se aprecia en la ecuación (3.3).



También se puede producir a partir de otros combustibles como brea de desasfaltado y coque de petróleo. Al ser una reacción exotérmica se alcanzan temperaturas de 800°C a 1000°C lo que permite diseños de planta más compactos que con el SMR, pero con eficiencias del 70%.

iii. Reformado Autotérmico:

El reformado autotérmico es una combinación de los dos procesos anteriores SMR y POX. Este es diseñado de tal forma que el excedente de calor generado en la etapa de oxidación parcial se utiliza para abastecer energéticamente al reformado con vapor. Este proceso es levemente exotérmico, opera a temperaturas entre 950°C - 1100°C y el gas puede alcanzar una presión de 100 bar.

iv. Gasificación:

La gasificación puede usar como materia prima carbón o biomasa. Este consiste en la conversión parcial del carbón en el gas de síntesis en presencia de oxígeno y vapor de agua, y opera a temperaturas que varían entre 700°C y 1500°C. Si bien, este gas puede ser usado para producir hidrógeno, también se puede obtener combustibles líquidos como metanol y gasolina.

En la siguiente sección se describe de forma detallada el proceso de electrólisis que es de principal interés en este proyecto.

3.2.4 Electrólisis del Agua

La electrólisis es un proceso electroquímico que consiste en sumergir dos electrodos en agua sometidos a un diferencial de potencial eléctrico, suficiente para disociar el agua en iones de hidrógeno H^+ e hidróxido OH^- . El voltaje mínimo requerido para dividir una molécula de agua es de 1,229 V, la reacción es reversible, endotérmica y no espontánea (Alfredo Ursúa, Luis M. Gandía, and Pablo Sanchis, 2012). Esta se aprecia en la ecuación (3.4).



La principal ventaja de este proceso es que la reacción no involucra subproductos a base de carbón sino que solo agua. Sin embargo, requiere de una cantidad elevada de energía para poder llevarla a cabo. Para esto, surge el potencial de usar fuentes renovables como suministro de energía considerando que sus costos han ido disminuyendo en el tiempo, perfilándose como la alternativa ideal para una producción limpia de hidrógeno verde.

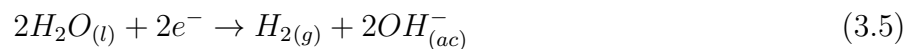
El equipo que permite disociar el agua en hidrógeno y oxígeno se denomina electrolizador. Existen diferentes tipos los cuales se diferencian principalmente por el uso de electrolito, el uso de materiales nobles en su diseño y su grado de madurez en el mercado. Estos se describen a continuación (Octavio Soto, 2020).

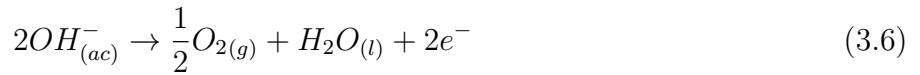
a) Electrolizador Alcalino (AEL):

Los electrolizadores alcalinos funcionan mediante el transporte de iones de hidróxido (OH^-) desde el cátodo hasta el ánodo separados por una membrana o diafragma, tal como se aprecia en la Figura 3.3, lo que evita la mezcla de los gases, produciendo hidrógeno en el lado del cátodo alcanzando eficiencias del 80%. Usan un electrolito líquido que generalmente es una solución de hidróxido de potasio al 25% o 30% con el fin de aumentar su conductividad iónica.

Esta tecnología es la más utilizada en la actualidad. La principal ventaja es el bajo costo del electrodo de metal, que puede ser hierro o níquel, evitando metales nobles como es el caso del electrolizador PEM que encarece su costo. Además, esta tecnología se encuentra totalmente integrada en el mercado hace bastante tiempo y generalmente se utiliza para grandes escalas de producción. Es por esto que su TRL (Technology Readiness Levels) es de 9.

Las reacciones que ocurren en el cátodo y ánodo se muestran en las ecuaciones (3.5) y (3.6) respectivamente.





Las principales desventajas son que operan a una baja densidad de corriente, lo que significa una menor producción de hidrógeno; la pureza del hidrógeno no supera el 99% debido a que el diafragma no impide totalmente el cruce de gases producidos; opera a presiones bajas debido a que su electrolito es líquido y no tienen una respuesta rápida a variaciones de potencia, por lo cual no se consideran óptimos para ser acoplados con fuentes de energías renovables. Además, el uso de un electrolito líquido impide el diseño de equipos compactos y la eficiencia de producción de hidrógeno es baja.

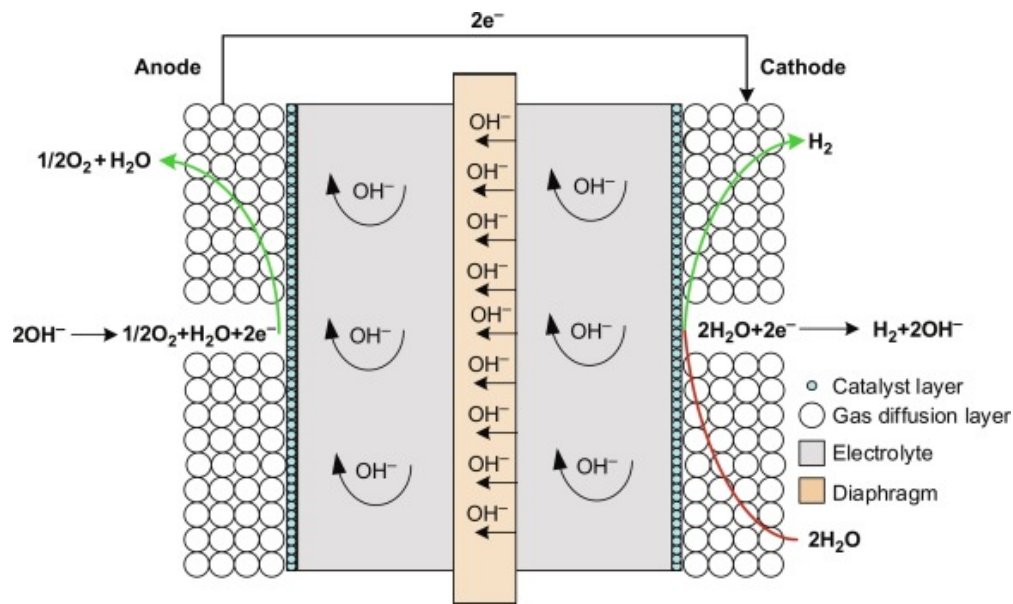
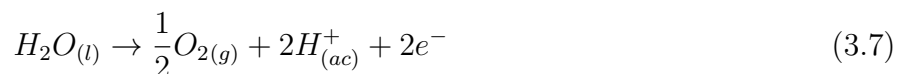


Figura 3.3: Esquema de un electrolizador alcalino (Ali Keçebaş, Muhammet Kayfeci, Mutlucan Bayat, 2019).

b) Electrolizador de Membrana Polimérica (PEM):

Este electrolizador usa un electrolito de membrana polimérica sólida permeable a H⁺ que impide la mezcla de gases, tal como se aprecia en la Figura 3.4. Por lo general, se usan membranas nafion basadas en polímeros de perfluorocarbono (Zulfirdaus Zakaria, Siti Kartom Kamarudin, 2021).

Las reacciones que ocurren en el ánodo y cátodo se aprecian en las ecuaciones (3.7) y (3.8) respectivamente.





Sus principales ventajas son que pueden operar a altas densidades de corriente; su diseño es compacto; la pureza del hidrógeno es del 99,999% y no requiere de otros compuestos químicos como el electrolizador alcalino. Además, tienen una respuesta rápida a variaciones de potencia, por lo tanto, son ideales para trabajar con fuentes de energías renovables.

Por otro lado, sus desventajas son el alto costo de inversión debido a que sus electrodos y placas bipolares utilizan metales nobles, siendo la principal barrera de comercialización. Además, su vida útil es menor.

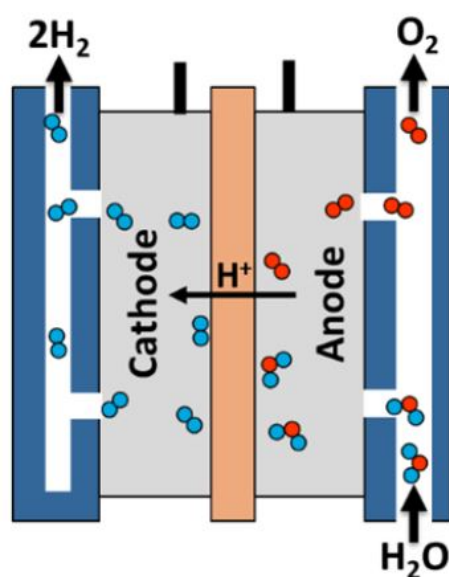


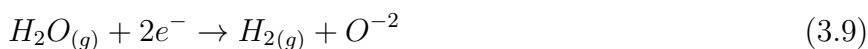
Figura 3.4: Esquema de un electrolizador PEM (Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, 2022).

Si bien el electrolizador PEM es un desarrollo más reciente que el AEL, los avances que ha tenido en el último tiempo le han permitido escalar a un TRL entre 8 y 9.

c) Electrolizador de Membrana de Estado Sólido (SOE):

El electrolizador utiliza un material cerámico sólido como electrolito que conduce selectivamente iones de oxígeno cargados negativamente a temperaturas elevadas, que pueden ser entre 600°C y 900°C, aumentando su eficiencia operacional, en comparación, a los electrolizadores AEL y PEM. Esta tecnología aún se encuentra en etapa de desarrollo a escala de laboratorio.

Las reacciones involucradas en el cátodo y ánodo se aprecia en las ecuaciones (3.9) y (3.10) respectivamente.



Sus principales ventajas son que operan a una alta presión lo que disminuye el requerimiento energético, no usa metales nobles, la eficiencia es alta entre 75% y 85% y el electrolito cerámico es de bajo costo.

Por otro lado, su principal desventaja es que requiere de una fuente de energía que logre llegar a altas temperaturas de operación y esto también afecta a la vida útil del equipo. Es una tecnología menos madura, actualmente la de mayor costo, y se encuentra en etapa de desarrollo y demostración, por lo tanto, su TRL es entre 5 y 6.

En la Figura 3.5 se aprecia un esquema del electrolizador SOE.

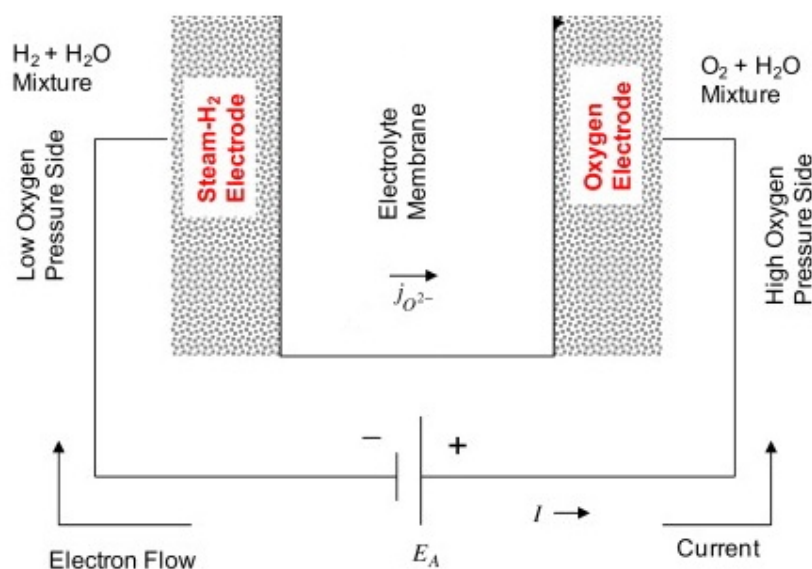
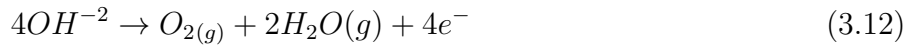
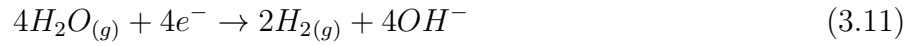


Figura 3.5: Esquema de un electrolizador SOE (Anil V.Virkar, 2010).

c) Electrolizador de Membrana de Intercambio Aniónico (AEM):

Este tipo de electrolizador consiste en una membrana polimérica semipermeable que contiene grupos iónicos cargados del tipo amonio cuaternario, imidazolio, guanidinio, fosfonio y sulfonio que permiten el intercambio de aniones a través de la membrana y el bloqueo de gases (José María Rondán, 2016).

Las reacciones involucradas en el cátodo y ánodo se aprecia en las ecuaciones (3.11) y (3.12) respectivamente.



Sus ventajas son que no requiere de metales nobles en su diseño, genera menos pérdidas óhmicas debido a que su membrana es más delgada, no requiere de un electrolito lo que hace que su instalación y operación sea sencilla. Por otro lado, sus desventajas son que aún se encuentra en etapa de desarrollo a nivel de laboratorio, ya que, es una tecnología relativamente nueva. Sin embargo, se espera que a medida que mejore su diseño sea más competitivo y sus precios disminuyan. Es por esto, que se puede clasificar con un TRL entre 3 y 4.

En la Figura 3.6 se aprecia un esquema del electrolizador AEM.

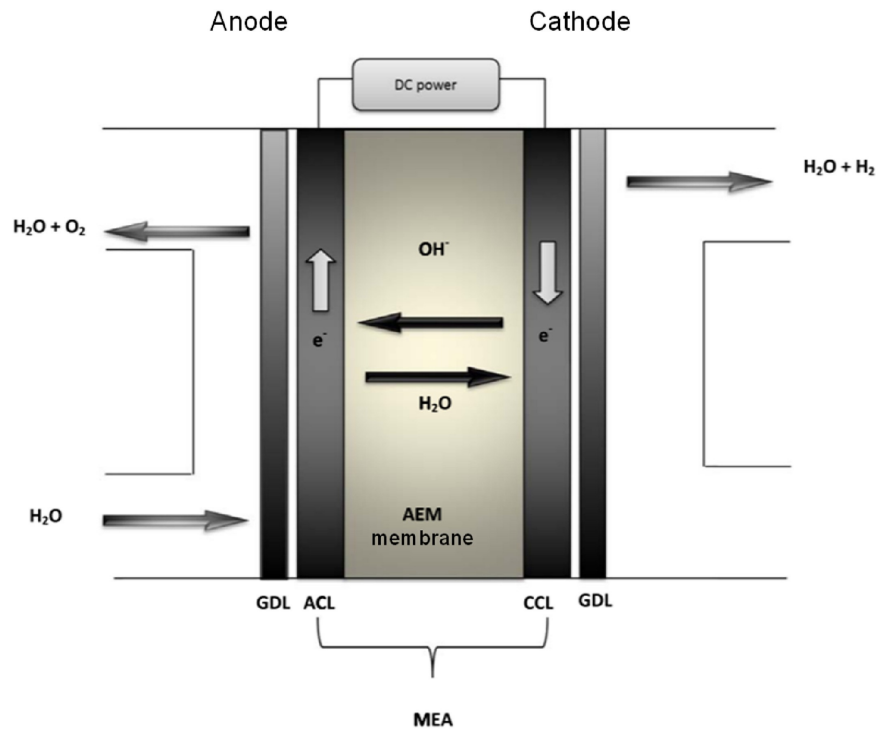


Figura 3.6: Esquema de un electrolizador AEM (Zulfirdaus Zakaria, Siti Kartom Kamarudin, 2021).

En la Tala 3.3 se resumen las principales características técnicas de cada tipo de electrolizador.

Tabla 3.3: Características técnicas de diferentes electrolizadores (UNEP FI, 2021).

	AEL	PEM	SOE	AEM
Presión, bar	<30	<70	<10	<35
Consumo, kWh/kg	50 - 78	50 - 83	45 - 55	57 - 69
Eficiencia, %	42 - 66	39 - 66	60 - 73	47 - 57
Densidad de energía, mA/cm ²	200 - 600	600 - 2.000	2.000	200 - 1.000
Vida útil, miles de horas	60	50 - 80	<20	5 -30
Coste de capital, USD/kW	500 - 1.400	700 - 1.800	2.800 - 5.600	450 - 1.500
TRL	9	8-9	5-6	3-4

3.2.5 Almacenamiento de Hidrógeno

El almacenamiento del hidrógeno se ha convertido en uno de los mayores desafíos de la cadena de valor, debido a los costos e infraestructura que se deben recurrir para que su uso se pueda acoplar a las diferentes aplicaciones. Su desventaja se debe a su baja densidad específica, ya que, en condiciones normales, para almacenar un kg de hidrógeno se necesita un volumen de 11 m³. Esto en términos energéticos, significa que, un metro cúbico de hidrógeno almacena tres veces menos energía que, por ejemplo, el metano. Es por esto, que se buscan métodos para aumentar su densidad energética, como por ejemplo, almacenarlo como gas hiperbárico, líquido criogénico, adsorbido por sólidos o en compuestos químicos ligeros, los cuales se describen a continuación.

i. Hidrógeno hiperbárico:

Generalmente el hidrógeno se almacena a altas presiones, que van desde los 200 bar a 700 bar a temperatura ambiente. Dado a que este combustible es extremadamente ligero y puede difundir a través de ciertos materiales, el diseño y construcción de los tanques de almacenamiento deben cumplir cierto nivel de requisitos. Entre ellos, deben soportar altas presiones, retener de forma segura todo el hidrógeno almacenado, ser compacto, tener una alta resistencia a la fatiga y un peso adecuado para facilitar su transporte.

Hasta la fecha, se han desarrollado cinco tipos de tanques para almacenar y transportar hidrógeno. Estos se clasifican en, tipo I, II, III, IV y V (S. Tretsiakova-McNally, 2022).

- Tipo I: Son depósitos fabricados con acero o aluminio, y pueden soportar presiones de hasta 175 bar y 200 bar respectivamente. Estos tienen paredes muy gruesas y su peso es bastante elevado, lo que provoca que su capacidad gravimétrica sea muy pequeña. Por ejemplo, del total del peso de un tanque lleno, solo el 1% es hidrógeno. Debido a lo anterior y a que es una opción económica, suele usarse como almacenamiento estacionario, por ejemplo, en laboratorio o en la industria química. En la Figura 3.7 se aprecia un tanque tipo I.



Figura 3.7: Tanque de almacenamiento de hidrógeno, tipo I (Faber Cylinders, 2022).

- Tipo II: Son tanques metálicos, de acero o aluminio, sin costuras y reforzados con materiales compuestos de fibra de carbono o vidrio en la dirección del aro en la sección cilíndrica del depósito, tal como se aprecia en la Figura 3.8. Pueden soportar presiones de 700 bar y hasta 1000 bar. Son depósitos muy pesados, los que no los hace viable para su uso en vehículos. Se utilizan generalmente en aplicaciones estacionarias a alta presión, por ejemplo, hidrogeneras.



Figura 3.8: Tanque de almacenamiento de hidrógeno, tipo II (Worthington Industries, 2022).

- Tipo III: Son tanques que tienen un forro metálico interno con o sin costuras, a fin de evitar las fugas de hidrógeno por difusión, recubierto todo ello por un material compuesto dispuesto en distintas direcciones, tal como se aprecia en la Figura 3.9. Generalmente la parte metálica es de aluminio o acero. Para que sean más resistentes, se emplea una fibra de carbono, con lo que puede soportar hasta 700 bar. Su peso es menor en comparación a los tipos I y II, debido a la eliminación de paredes gruesas y al uso de materiales compuestos. Lo anterior hace posible su uso en fuentes móviles, como por ejemplo, vehículos con celdas de combustible.

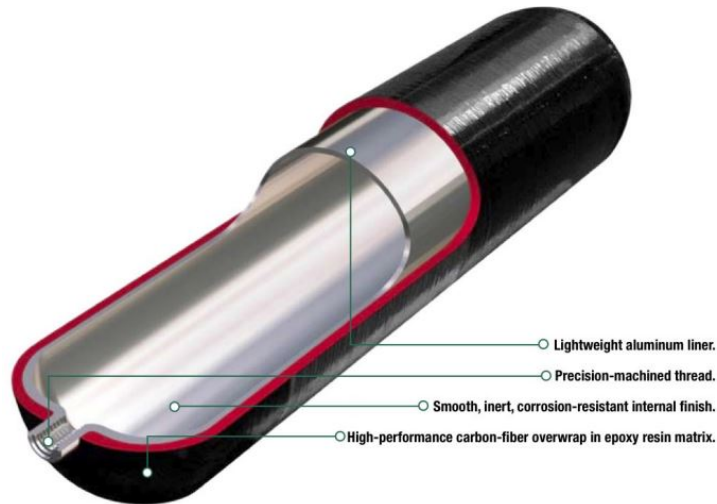


Figura 3.9: Tanque de almacenamiento de hidrógeno, tipo III (Luxfer Cylinders, 2022).

- Tipo IV: Consta de un forro interno de material plástico, generalmente polietileno de alta densidad, para evitar la difusión del hidrógeno, reforzado mediante fibras de carbono en distintas direcciones que recubren todo el forro de plástico, tal como se aprecia en la Figura 3.10. En la parte más externa puede contar con un recubrimiento de fibra de vidrio a fin de proteger la superficie externa. Puede llegar a alcanzar 700 bar de presión. Estos depósitos son más ligeros que los tanques I y II, sin embargo, su costo es mayor debido a la cantidad de fibra de carbono utilizada. También tienen su aplicación en fuentes móviles.

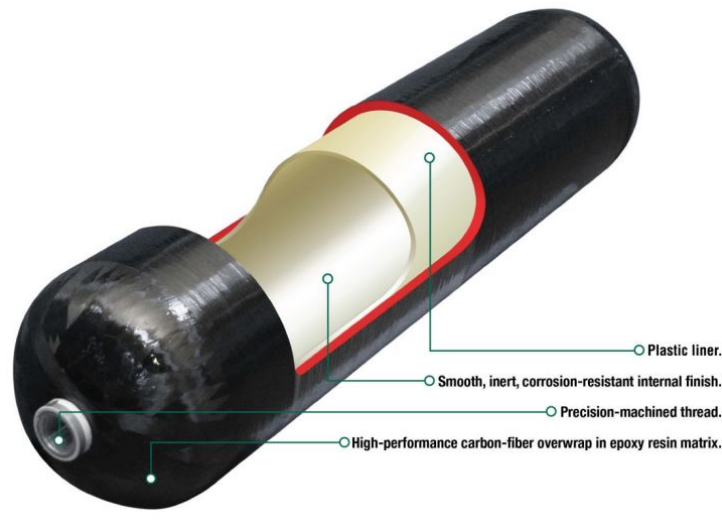


Figura 3.10: Tanque de almacenamiento de hidrógeno, tipo IV (Luxfer Cylinders, 2022).

- Tipo V: Consiste en un depósito totalmente compuesto por fibra de carbono y puede alcanzar

presiones de hasta 1000 bar. El año 2014 se produjo el primer prototipo. Sus aplicaciones son la investigación y la industria aeroespacial.

Existen criterios y requisitos claves de rendimiento de los tanques de hidrógeno, estos son (Hyfindr, 2022):

- Estanqueidad contra fugas: El tanque debe ser capaz de retener de manera segura todo el hidrógeno almacenado, y solo debe liberarse en condiciones seguras y controladas.
- Compacto: El tanque no debe ocupar mucho más espacio adicional, en comparación, con el hidrógeno almacenado.
- Alta resistencia a la fatiga: El tanque debe soportar una gran cantidad de ciclos de carga y descarga de hidrógeno, en particular, para aplicaciones estacionarias, como por ejemplo, en las hidrogeneras. Además, el hidrógeno puede hacer que ciertos materiales metálicos se vuelvan quebradizos, lo que hace que se debiliten físicamente y esto debe tenerse en cuenta igualmente en el diseño de los tanques de hidrógeno.
- Peso adecuado: El peso del tanque es un factor relevante en aplicaciones estacionarias, ya que, en el caso de fuentes móviles, impacta en la autonomía. Por lo tanto, dependiendo de la aplicación, este puede tener un impacto en mayor o menor grado.

ii. Hidrógeno licuado o criogénico:

El hidrógeno se almacena a presión atmosférica en tanques criogénicos a -252°C . Están diseñados para minimizar la transferencia de calor por conducción, convección y radiación, desde la pared externa hasta el líquido. Los contenedores tienen un material metálico de doble pared de aislamiento, tal como se muestra en la Figura 3.11. Esto prácticamente elimina la transferencia de calor por conducción y convección. Para evitar la transferencia por radiación, se ponen entre 30 y 100 capas reflexivas de baja emitancia, que puede ser plástico aluminado Mylar. Existen tanques que agregan una pared exterior con un espacio relleno de nitrógeno líquido como barrera térmica. La parte externa del recipiente contiene accesorios que permiten mantener su temperatura, presión y evitar fugas.

Esta opción tiene la ventaja de que el hidrógeno líquido ocupa 700 veces menos volumen que en su estado gaseoso, sin embargo, debido a que su temperatura crítica es baja, solo se puede almacenar en forma líquida en sistemas abiertos, lo cual genera pérdidas por evaporación debido a la transferencia de calor con las paredes del recipiente. Se estima que para tanques de 50 m^3 y 100 m^3 las pérdidas diarias son de 0,4% y 0,2% respectivamente. Además, se debe recurrir a un gasto intensivo de energía para alcanzar bajas temperaturas (José María Rondán, 2016).

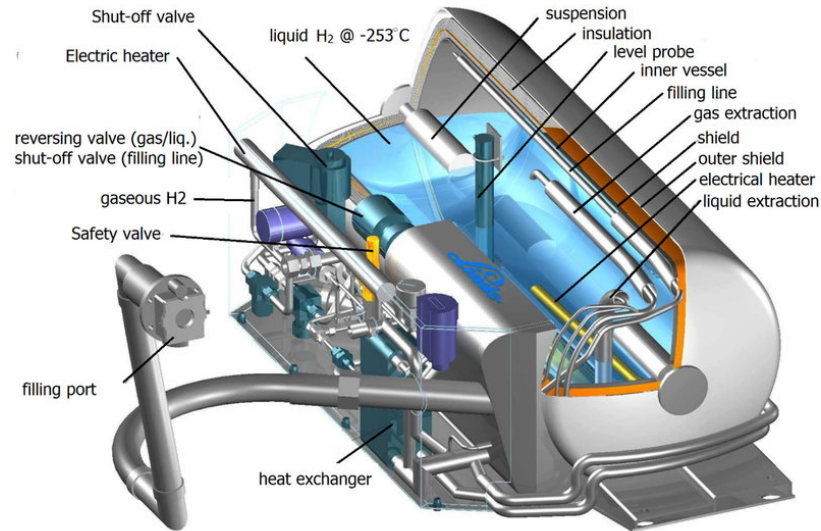


Figura 3.11: Tanque de almacenamiento de hidrógeno criogénico (Linde, 2022).

iii. Almacenado en sólidos:

Este tipo de almacenamiento se puede dividir en dos grupos: por adsorción en sólidos y absorción en hidruros.

La adsorción en un sólido o fisisorción es un proceso reversible mediante el cual, las moléculas del gas de hidrógeno se unen débilmente a la superficie de un adsorbente de alta porosidad por las fuerzas o interacciones de Van der Waals sin formación de enlace químico. Esto permite que el almacenamiento sea temporal, para posteriormente desorber el hidrógeno. Sus principales ventajas son el uso de materiales de bajo coste y las bajas presiones de operación. Algunos materiales adsorbentes son fibras y nanotubos de carbono, polímeros porosos como las zeolitas, MOF constituidos por un ligando orgánico y un metal, y COF. Por otro lado, sus desventajas son el aumento del peso del tanque de almacenamiento por el material adsorbente, su densidad energética sigue siendo menor que la del hidrógeno criogénico y dado a que las láminas de adsorbente se apilan de forma muy compacta, se puede limitar la capacidad de adsorción por el tamaño de las moléculas de hidrógeno. Dentro de las distintas configuraciones de nanoestructuras de carbono para almacenamiento de hidrógeno, las principales líneas de investigación son: las nanofibras de grafito, los nanotubos de carbono de pared simple y los nanotubos de carbono de pared compuesta.

El almacenamiento en hidruros consiste en reacciones reversibles que para determinadas condiciones de temperatura y presión, se absorbe y desorbe hidrógeno. Se puede almacenar en hidruros metálicos o químicos. Algunos ejemplos de hidruros metálicos son MgH_2 , $FeTiH_{1,9}$ y Mg_2NiH_4 ,

mientras que hidruros químicos son LiH , CaH_2 , LiBH_4 y NaBH_4 . Los recipientes que contienen el hidrógeno deben incorporar sistemas para calentar y enfriar el material. Su principal beneficio reside en que se requiere un menor volumen de almacenamiento, menos presión, la eficiencia energética mejora y la pureza del hidrógeno es alta. Sin embargo, las desventajas de esta alternativa son, en primer lugar, que los hidruros metálicos después de unos pocos ciclos de operación, se produce una decrepitación del material, transformándose en polvo con un tamaño de partículas del orden del micrón. Esto dificulta el flujo de calor, que es necesario para que la cinética del proceso sea eficiente. En segundo lugar, los hidruros metálicos son sensibles a impurezas reactivas, como el oxígeno y el monóxido de carbono. Esto significa que pequeños niveles de estas impurezas pueden inactivar los hidruros para absorber el hidrógeno. Este tipo de materiales todavía sigue en investigación y no existen soluciones comerciales disponibles (José María Rondán, 2016).

En la Figura 3.12, se aprecian ejemplos de taques de almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos, desarrollados por el Instituto de Problemas de Física Química de la Academia Rusa de Ciencias (IPCP) y el Centro de Competencia de Validación de Tecnología e Integración de Sistemas "Hydrogen South Africa" (Boris P.Tarasov, et al, 2021).

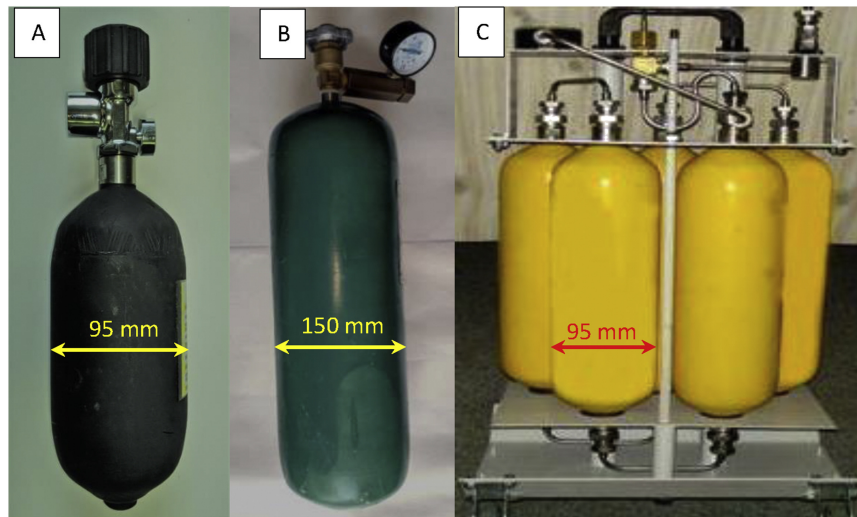


Figura 3.12: Tanques de almacenamiento de hidrógeno en hidruro metálico, con capacidad de almacenamiento de: (a) 0.5 Nm^3 , (b) 3.5 Nm^3 , (c) 6 Nm^3 (Boris P.Tarasov, et al, 2021).

iv. En compuestos químicos ligeros:

Existen varios candidatos para almacenar el hidrógeno. Entre ellos, se encuentra el metilciclohexano (MCH), amoníaco y metanol. Sus ventajas son que permite disminuir los inconvenientes que tienen relación a la baja densidad volumétrica del hidrógeno. Para almacenar y transportar MCH y NH_3 , la infraestructura y las regulaciones actualmente disponibles se consideran suficientes. El amoníaco aumenta la densidad de transporte y es competitivo en costos gravimétricos,

volumétricos y energéticos respecto a otros combustibles fósiles. Por otro lado, la ventaja del metanol sintético, es la existencia de infraestructura para su producción y transporte, y puede ser utilizado directamente como combustible (Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas y GIZ, 2019). Si bien, la combustión de metanol sintético genera dióxido de carbono, se puede considerar carbono neutral, ya que, en su etapa de producción se utiliza CO_2 de la atmósfera o se reutiliza de alguna planta cercana.

En la Figura 3.13 se aprecia la densidad gravimétrica y volumétrica del hidrógeno líquido, MCH y amoníaco. En particular, el amoníaco tiene la mayor densidad volumétrica, de aproximadamente $120 \text{ kg H}_2/\text{m}^3$, en comparación, al hidrógeno líquido, que es de $70 \text{ kg H}_2/\text{m}^3$. Esto hace muy atractivo su uso como medio para transportar hidrógeno.

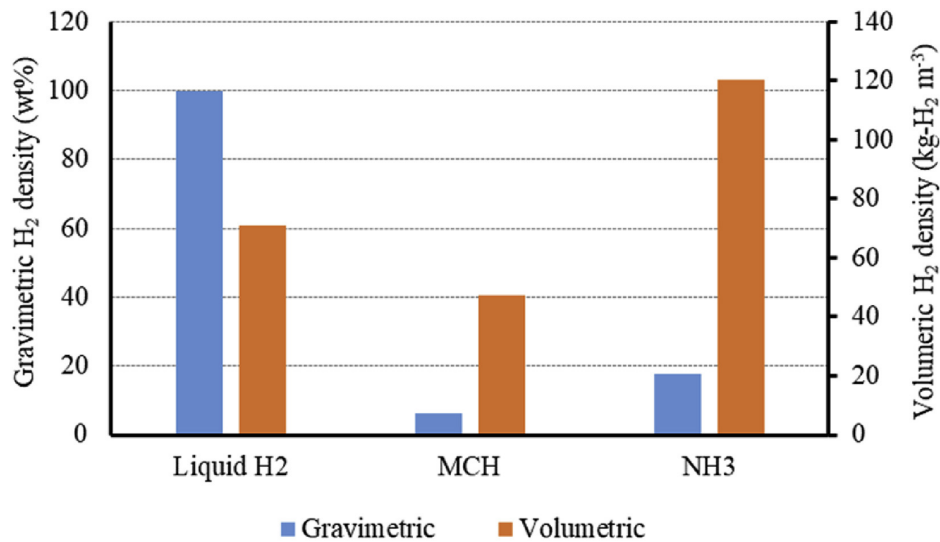


Figura 3.13: Comparación de la densidad gravimétrica y volumétrica del H_2 líquido, MCH y NH_3 (Agung TriWijayanta, et al, 2019).

La principal desventaja del uso de amoníaco es que requiere de un alto consumo de energía desde la síntesis de N_2 , hasta la descomposición del amoníaco para nuevamente obtener hidrógeno. En la Figura 3.14, se aprecian dos posibles rutas para usar amoníaco como medio de almacenamiento. La primera consiste en utilizar el amoníaco directamente, y la segunda, es la liberación de H_2 mediante descomposición y purificación de amoníaco.

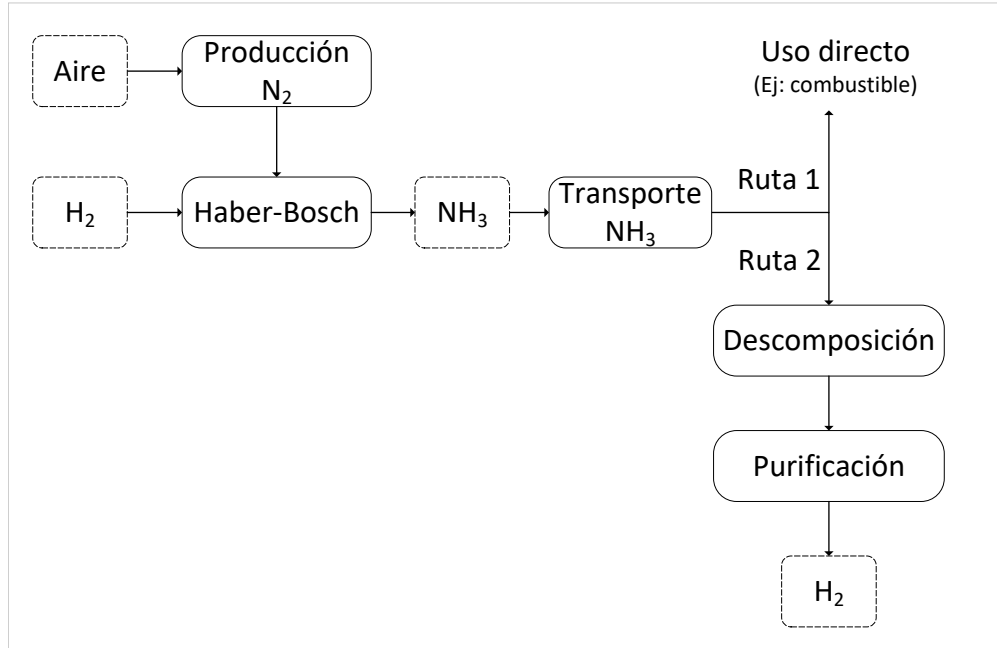


Figura 3.14: Ruta del uso de amoníaco como medio de almacenamiento de hidrógeno (Agung TriWijayanta, et al, 2019).

3.2.6 Aplicaciones del Hidrógeno

El hidrógeno tiene una amplia variedad de aplicaciones, destacando en la producción de amoníaco, en la refinería de petróleo y la industria química, tal como se aprecia en la Figura 3.15.

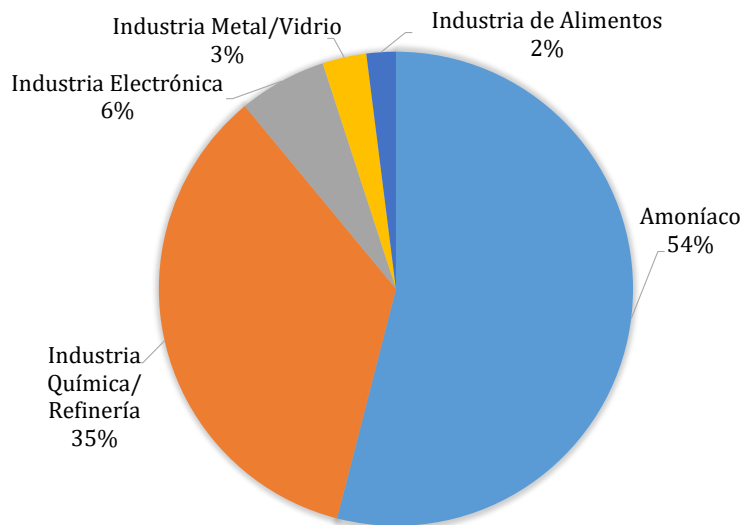


Figura 3.15: Principales aplicaciones del hidrógeno en el mundo (Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas y GIZ, 2019).

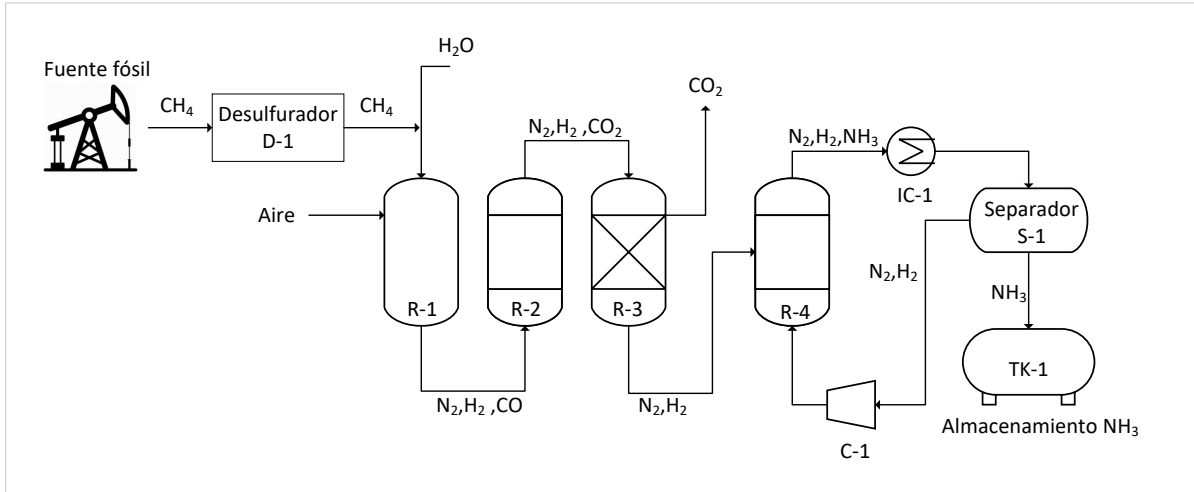
Dado al gran potencial de renovables que existe en Chile, se espera que el hidrógeno verde juegue un papel relevante en las aplicaciones que se describen a continuación (Carlos F. y Lorezo R., 2019).

i. Producción de Amoníaco

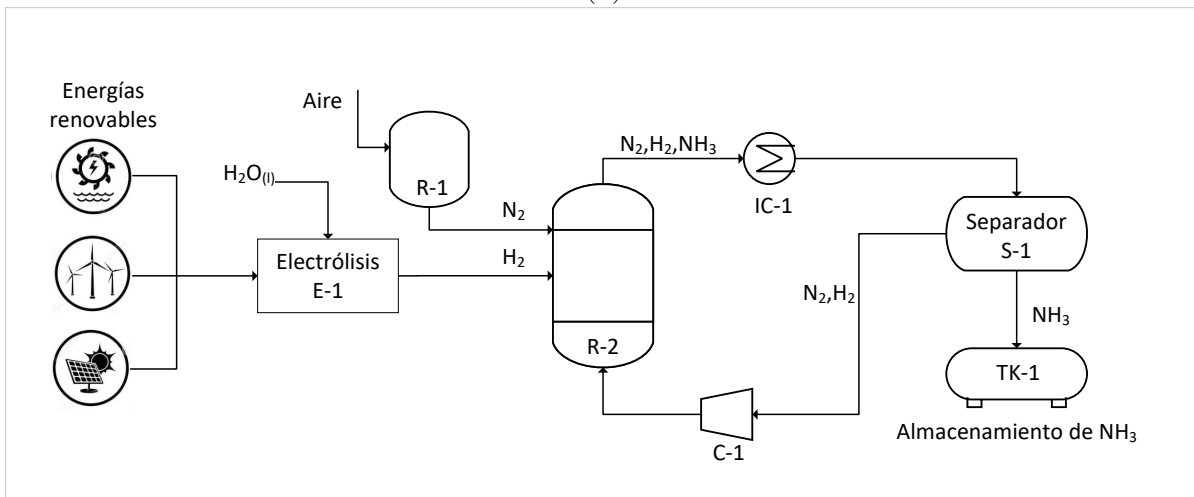
Uno de los factores relevantes para la explotación de la minería en Chile son los explosivos que tienen el rol de abrir paso a los distintos yacimientos a tajo abierto y subterráneos, proceso denominado tronadura. El mercado de los explosivos mueve alrededor de 300.000 toneladas anuales y se concentra en dos empresas, la australiana Orica y la chilena Enaex. Dentro de los explosivos utilizados en la minería, el Ammonium Nitrate Fuel Oil (ANFO) es el que supone el mayor volumen de uso y está constituido a partir de nitrato amónico y fuel oil. A su vez, el nitrato de amonio que tiene un rol fundamental en la industria de fertilizantes, se fabrica a partir de la neutralización del ácido nítrico con amoníaco, siendo una reacción exotérmica.

Actualmente Enaex importa el 100% del amoníaco, el cual se produce mediante el proceso de Haber-Bosch, que consiste en mezclar nitrógeno del aire e hidrógeno en presencia de un catalizador heterogéneo a base de hierro. Este hidrógeno proviene del reformado de gas natural, lo que genera emisiones de CO₂. Además, el precio del amoníaco se ve afectado directamente por el precio del gas natural, lo que genera incertidumbre a proyectos de este tipo. La implementación masiva de energías renovables y el desarrollo de electrolizadores a costos menores puede permitir la fabricación de hidrógeno económico para la producción de amoníaco y a su vez, su uso como materia prima para fertilizantes y explosivos en la minería.

Tal como se aprecia en la Figura 3.16, la ruta de síntesis de amoníaco a partir del reformado de metano conlleva una serie de etapas que requieren de un alto consumo de energía y a su vez, emite dióxido de carbono a la atmósfera. Mientras tanto, la síntesis a partir de la electrólisis del agua, reemplaza por completo la etapa de reformado de metano y evita la emisión de gases contaminantes, generando amoníaco verde.



(a)



(b)

Figura 3.16: Ruta de síntesis de amoníaco a partir de: (a) reformado de metano y (b) electrólisis del agua.

ii. Transporte.

La aplicación con mayor potencial del hidrógeno verde es como combustible alternativo en servicios de transporte. Los vehículos a hidrógeno son cuyo almacenamiento de energía principal es el hidrógeno que puede ser en forma de gas o líquido. Estos pueden ser clasificados en función del tren de potencia: vehículos de combustión interna en los que se suministra hidrógeno o una mezcla; vehículos que generan su energía de forma local mediante la alimentación de hidrógeno y oxígeno a una fuel cell; y extensores de autonomía que también generan su electricidad de forma local pero incorporan baterías funcionando como un cargador a bordo.

Un sector importante en el país es el uso de hidrógeno como combustible alternativo en

maquinaria minera subterránea, ya que, debido al uso de combustibles fósiles y emisión de gases de combustión, uno de los costos más relevantes en la minería está relacionado con la ventilación de la mina. Si se sustituyera el diésel por hidrógeno en la maquinaria subterránea, se reducirían enormemente los costos de ventilación, tal que los ahorros conseguidos por lo anterior superarían el coste del cambio de la flota y la infraestructura de repostaje.

Otras aplicaciones son los sectores de transporte de cargas, autobuses urbanos, montacargas, transporte ferroviario y marino. Algunos ejemplos de estos se describen a continuación.

- Vehículos livianos: Los principales vehículos comercializados son el Hyundai NEXO, Toyota Mirai y Honda Clarity Fuel Cell. Otros fabricantes ya disponen de prototipos tecnológicos muy avanzados, como por ejemplo, General Motors, Volkswagen, Audi, BMW, Mercedes, y algunos de ellos ya se han lanzado en el mercado. Por ejemplo, Hyundai es pionero en este tipo de tecnologías, ofreciendo un vehículo en forma de SUV (Sport Utility Vehicle), el cual se aprecia en la Figura 3.17. El hidrógeno se almacena en un tanque a 700 bar, puede ser recargado en tan solo cinco minutos y su autonomía es de 666 km. Su potencia es de 135 kW, puede acelerar de 0 a 100 km/h en 9,5 segundos y su máxima velocidad es de 179 km/h (Hyundai, 2022).



Figura 3.17: Vehículo a hidrógeno, Hyundai NEXO (Hyundai, 2022)

- Vehículo de transporte de cargas: DHL Express y StreetScooter anunciaron una colaboración para el despliegue de vans con la tecnología de celdas de combustible llamadas “H2 Panel Van”. Esta Vans, que se aprecia en la Figura 3.18, está basada en el modelo WORK XL de StreetScooter que ya ha sido utilizada por DHL Parcel. Entre los años 2020 y 2021 se realizaron pedidos alcanzando las 100 unidades. Dentro de sus especificaciones técnicas,

la celda de combustible es de 26 kW de potencia, tiene una autonomía de 500 km, puede almacenar hasta 6 kg de H₂ y su velocidad máxima es de 120 km/h (Ministerio de Energía, Chile, 2022).



Figura 3.18: Vehículo de transporte de cargas a hidrógeno, fabricado por la empresa StreetScooter (Streetscooter, 2022)

- Autobuses urbanos: En el año 2018 se firmó el pedido de buses de celdas de combustible a hidrógeno para Santa Bárbara en California, EEUU, para la operadora de transporte público Orange Country Transportation Authority (OCTA). Durante el año 2019 se realizaron las pruebas piloto y los test correspondientes para autorizar el despliegue oficial de la flota, y ya en febrero de 2020 comenzó la operación de estos buses. Junto con el despliegue de la flota, se estrenó la estación de recarga de combustible más grande del país, exclusivo para transporte público. Los buses fueron fabricados por New Flyer y el modelo es Xcelsior Charge H2, el cual se aprecia en la Figura 3.19. La capacidad de almacenamiento de 37,5 y 60 kg H₂, tardando entre 6 y 7 minutos en cargar. Su autonomía es de 400 y 500 km y los buses miden entre 12 y 18 metros de largo (Ministerio de Energía, Chile, 2022).



Figura 3.19: Autobus a hidrógeno fabricado por la empresa New Flyer, modelo Xcelsior CHARGE H2 (New Flyer, 20220).

- Sector ferroviario: Actualmente, los principales fabricantes de trenes son Alstom y Siemens. Estos disponen de trenes regionales que tienen un sistema de tracción híbrido eléctrico-pila de combustible y con el objetivo principal de ser utilizados en líneas no electrificadas o en líneas híbridas. En concreto, Alstom ha puesto en operación real desde septiembre del año 2018 el tren Coradia iLint, en Alemania, que permite recorrer 800 km con 160 pasajeros a una velocidad de 140 km/h, utilizando para ello 200 kg de hidrógeno y dos sistemas de 200 kW de pilas de combustible poliméricas. El tren se aprecia en la Figura 3.20. Cabe señalar que actualmente el uso de hidrógeno en este sector es rentable, ya que compite con el coste de electrificar líneas, que dependiendo de la geografía y el tipo de tren, el costo puede oscilar entre 0,5 y 2 millones de euros por kilómetro (Ministerio de Energía, Chile, 2022). El éxito es tal que, el año 2020 el tren de hidrógeno Coradia iLint de Alstom superó con éxito sus pruebas en Países Bajos, logrando unir las localidades de Groninga y Leeuwarden, que se encuentran 65 kilómetros (Alstom, 2022).



Figura 3.20: Tren de hidrógeno Coradia iLint de Alstom (Alstom, 2022).

- Transporte marino: El Instituto alemán Fraunhofer está investigando cómo desarrollar pila de combustible de alta temperatura a base de amoníaco verde por primera vez. Según sus investigadores, cuando el amoníaco se usa como combustible para barcos con motores eléctricos, es tan ecológico como el hidrógeno, pero más fácil y seguro de manejar. El barco de la naviera Eidesvik, el Viking Energy, que se aprecia en la Figura 3.21, será el primero del mundo en estar equipado con una pila de combustible a base de amoníaco verde. Esta sera de 2 MW, lo que le permitirá operar durante al menos 3.000 horas al año con combustible limpio. Se espera que pueda iniciar su operación el año 2023 (Reporte Sostenible, 2021).



Figura 3.21: Barco Viking Energy que operará con una pila de combustible de amoníaco verde el año 2023 (Motor Pasión, 2021).

iii. Almacenamiento de las energías renovables.

La principal desventaja de las renovables son su discontinuidad en cuanto a su producción y a que no siempre la generación de energía coincide con la demanda de energía eléctrica. En ciertas horas se genera un exceso de energía eléctrica la cual se desperdicia a falta de demanda. Por lo tanto, una alternativa es almacenar la energía como hidrógeno, ya que, permite almacenar grandes cantidades de energía del orden de GWh y durante tiempos prolongados. Por tanto, cuando la producción de energía renovable es inferior a la demanda de energía, el hidrógeno previamente almacenado se puede alimentar a una fuel cell para producir electricidad o a una turbina de gas de ciclo simple o combinado, de tal forma que la planta renovable pueda abastecer una demanda de energía de forma parcial o total.

iv. Fundiciones de cobre.

Dentro de los proceso de fundición de cobre, es de especial interés el horno de refinación, que consiste en reducir el cobre blíster para disminuir la cantidad de oxígeno presente a límites adecuados para pasar a la etapa de moldeo. Actualmente dicho proceso se realiza con diésel, gas natural o mezclas generando una gran cantidad de emisiones contaminantes a la atmósfera. Una alternativa atractiva sería usar hidrógeno verde como reductor en el horno anódico, haciendo que el proceso pase a ser cero emisiones, y se estima que podría disminuir el contenido de azufre dentro de los hornos lo que aumentaría la eficiencia de la etapa posterior, denominada, electrorrefinación. Este proceso aún se encuentra en evaluación.

3.3 Generación de Agua Atmosférica

La generación de agua atmosférica es un proceso que consiste en captar agua a partir de la humedad del aire. Se estima que la atmósfera de la tierra contiene aproximadamente $1,29 \times 10^{13}$ m³ de agua en forma de vapor y que es potencialmente extraíble. Además, su extracción podría generar efectos despreciables al ambiente, ya que, la reposición de agua se realiza de forma naturalmente por el ciclo hidrológico.

A modo de ejemplo, según la Organización Mundial de la Salud, son necesarios entre 50 y 100 litros de agua por persona y día para garantizar que se cubran las necesidades más básicas (OMS, 2022). Por otro lado, si se considera que el consumo de agua de una planta de hidrógeno de 2 kg/día es aproximadamente 20 L/día, esto equivale, a una quinta parte del consumo de agua mínimo de una persona en un día, lo cual es bastante bajo.

Para poner en perspectiva y dimensionar la demanda de agua de proyectos de hidrógeno verde a mayores escalas en el país, en comparación, al consumo de agua potable de algunas regiones, se construyó la Tabla 3.4. Para esto se consideraron las regiones de Antofagasta, Valparaíso y Magallanes, las que tienen una población de 607.534, 1.815.902 y 166.533 habitantes respectivamente (Instituto Nacional de Estadísticas, Chile, 2017). Además, dado el consumo de agua mínimo de 100 litros/día por persona, y a que un kg de hidrógeno requiere aproximadamente 10 litros de agua, se estima que la demanda de agua de las plantas de hidrógeno y su impacto local sería despreciable, en comparación, al consumo de agua regional. Por ejemplo, en el caso de la planta de Enel Green Power, para una producción de 25.000 toneladas anuales de hidrógeno se requiere un consumo diario de 684.500 litros de agua. Ahora, considerando que la cantidad de habitantes de la región de Antofagasta es de 607.534 y cada persona debe consumir al menos 100 L/día de agua, esto significa que la región en un día consume un total de 60.753.400 litros de agua. Por

lo tanto, el consumo de agua de la planta de hidrógeno representaría el 1,13% del consumo de la región, lo que da cuenta del bajo impacto que podría generar.

Tabla 3.4: Comparación en porcentaje del consumo de agua de proyectos de hidrógeno, en relación, al consumo de agua potable mínimo de regiones de Chile, según recomendaciones de la ONU.

Proyecto	Producción de H ₂	Consumo de H ₂ O	Región		
	ton/año	L/día	Antofagasta	Valparaíso	Magallanes
GNL Quintero S.A	430	11.700	0,02%	0,01%	0,07%
H2V CAP	1550	42.400	0,07%	0,02%	0,25%
HyPro Aconcagua	3000	82.200	0,14%	0,05%	0,49%
HyEx (Engie)	3200	87.671	0,15%	0,05%	0,53%
Enel Green Power	25.000	684.500	1,13%	0,38%	4,11%

También es importante tener en cuenta que, al momento de usar hidrógeno verde para producir energía mediante una celda de combustible, la reacción química genera como subproducto vapor de agua. Por lo tanto, al proceso global, se le puede acuñar el término agua-neutral, ya que, se consume agua para producir hidrógeno, pero posteriormente, se vuelve a liberar vapor agua a la atmósfera.

Existen diferentes técnicas para extraer agua de la atmósfera las que se diferencian según si requieren o no una fuente de energía y el mecanismo que se usa para llevar el vapor de agua a su estado líquido. La elección de una u otra tecnología depende directamente de las condiciones ambientales en que operará, es decir, no existe una opción universal que se aplique en todo lugar, sino que deberá ser estudiada en base a las variables que la afectan, siendo estas, la temperatura de bulbo seco, humedad relativa del aire, temperatura de rocío, velocidad del viento y altitud.

En la Figura 3.22 se muestran las principales tecnologías de generación de agua a partir de la atmósfera (G. Raveesh, R. Goyal, S.K. Tyagi, 2021).

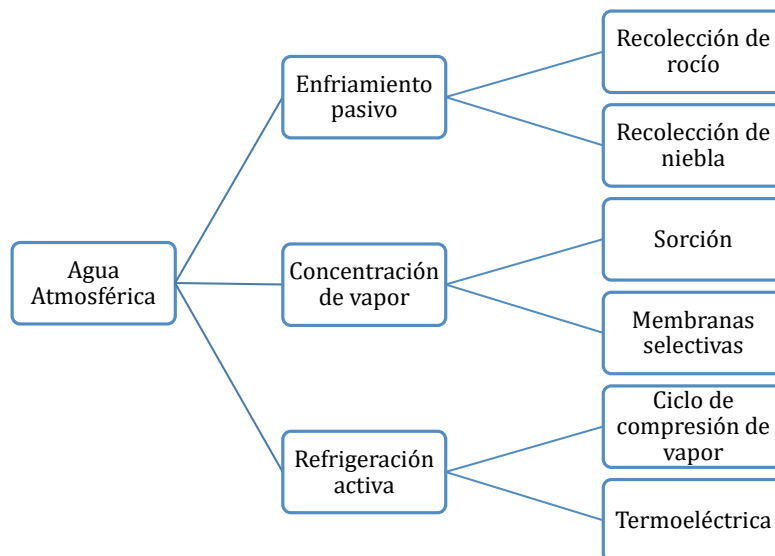


Figura 3.22: Tecnologías de generación de agua a partir de la atmósfera.

3.3.1 Enfriamiento Pasivo

El enfriamiento pasivo consiste en condensar agua de la atmósfera sin requerir una fuente de energía. Es una opción económica y se puede ser implementada en lugares remotos que no cuentan con instalaciones eléctricas, sin embargo, dado a que la generación de agua es lenta y fuertemente sensible a las condiciones meteorológicas, el rendimiento suele cuantificarse por días. Existen dos formas de realizar este proceso. El primero es a través de la recolección de rocío y el segundo a partir de la niebla. Estos se describen a continuación.

- Recolección de rocío.

Consiste en la instalación de colectores en lugares abiertos, como techos, terrazas o suelo de un edificio, que tienen la propiedad de tener una baja absorción solar y alta emisividad en el infrarrojo cercano a una longitud de onda de 7 a 14 μm , lo que permite disipar su calor hacia el exterior alcanzando una temperatura inferior al punto de rocío para condensar el agua. Algunos materiales utilizados en la fabricación del colector son dióxido de hafnio (HfO_2), dióxido de silicio (SiO_2), nitruro de silicio (Si_3N_3), silicio (Si) y aluminio (Al). Las producciones de agua límite superior son de 0,8 $\text{kg}/\text{m}^2\text{d}$, mientras que los rendimientos en climas áridos y semiáridos generalmente se encuentran entre 0,3 y 0,6 $\text{kg}/\text{m}^2\text{d}$.

A modo de ejemplo, en la figura 3.23 se aprecia un caso exitoso y bastante particular de recolección de rocío en la India, la cual puede generar aproximadamente 500 litros de agua al día y

sin impacto ambiental. Su elevada captación de agua se debe a que también captura aguas lluvia, dada las condiciones meteorológicas favorables del sector.



Figura 3.23: Planta de recolección de rocío instalada en una aldea en Gujarat, India (G. Raveesh, R. Goyal, S.K. Tyagi, 2021).

Actualmente, la investigación se centra en el desarrollo de nuevos materiales para el colector, la arquitectura del sistema y la optimización para aumentar los rendimientos según las condiciones meteorológicas.

- Recolección de niebla.

Consiste en instalar a una determinada altura estructuras similares a mallas, comúnmente llamadas atrapa nieblas, que permiten recolectar gotas de niebla mediante el crecimiento de estas por coalescencia y que por gravedad caen a un depósito, tal como se aprecia en la Figura 3.24. Esta técnica es simple, económica y sostenible, sin embargo, la formación de niebla es estacional y no es común en todos los lugares lo que limita su aplicabilidad. Para mayores rendimientos se necesita que la humedad relativa sea igual o mayor a 90%, la altura del atrapa niebla debe estar cerca de los 600 y 800 metros sobre el nivel del mar, y debe existir una velocidad de viento entre 25 a 35 km/h. Los rendimientos registrado varían entre 1,5 y 12 L/m²d en lugares con presencia de niebla, mientras que en condiciones desfavorables son muy bajos.

A modo de ejemplo, en Peña Blanca, región de Coquimbo, se encuentra una pequeña cevecería artesanal llamada "Atrapaniebla" y produce 24.000 litros al año, a partir de agua de niebla, la que llega directamente de las nubes del Pacífico, en la reserva ecológica Cerro Grande, Comunidad Agrícola de Peña Blanca (Fellipe Abreu y Luiz Felipe Silva, 2015).

También, en Tojquia, Guatemala, existen cerca de 35 atrapanieblas que en conjunto presentan una superficie total de captación de 1.400 m² y proporcionan más de 6.000 litros de agua potable

por día, lo que ha permitido mejorar la calidad de vida de más 150 personas descendientes de la cultura Maya (Centro UC Desierto de Atacama, 2016).

Si bien, los dos ejemplos anteriores demuestran que si existe un potencial de poder utilizar esta tecnología y que la cantidad de agua generada es considerable, a priori, las condiciones para que se obtengan los resultados anteriores son bastantes específicos y limitados, ya que no en todos los lugares se puede presenciar una combinación favorable de humedad, temperatura y velocidad del viento de forma estable y prolongada, por lo que se debe estudiar caso a caso.

La investigación actual se centra en el desarrollo de nuevos materiales para la recolección de niebla, estructura y diseño de malla, orientación y efecto de los parámetros meteorológicos.



Figura 3.24: Sistema de recolección de niebla (Fellipe Abreu y Luiz Felipe Silva, 2015).

3.3.2 Concentración de Vapor

Consiste en concentrar el vapor de agua mediante el uso de materiales de sorción o membranas selectiva. Su rendimiento se evalúa en términos de cantidad de agua recolectada por unidad de masa del material absorbente.

- Sorción.

En la Figura 3.25 se muestra un esquema de sorción. Esta técnica utiliza un material absorbente para concentrar el vapor de agua hasta su saturación y posteriormente es calentado para liberar el vapor de agua y ser condensado a temperatura ambiente. Los requisitos que debe tener el absorbente son una alta capacidad de absorción de agua, una operación cíclica rápida de captura y liberación de vapor de agua, y baja demanda de energía para la desorción. Algunos materiales son

geles de sílice, zeolitas, materiales higroscópicos, estructuras metalorgánica (MOF) y absorbentes compuestos. Los rangos de producción de agua varían entre 0,1 a 5 kg de agua por kg de adsorbente.

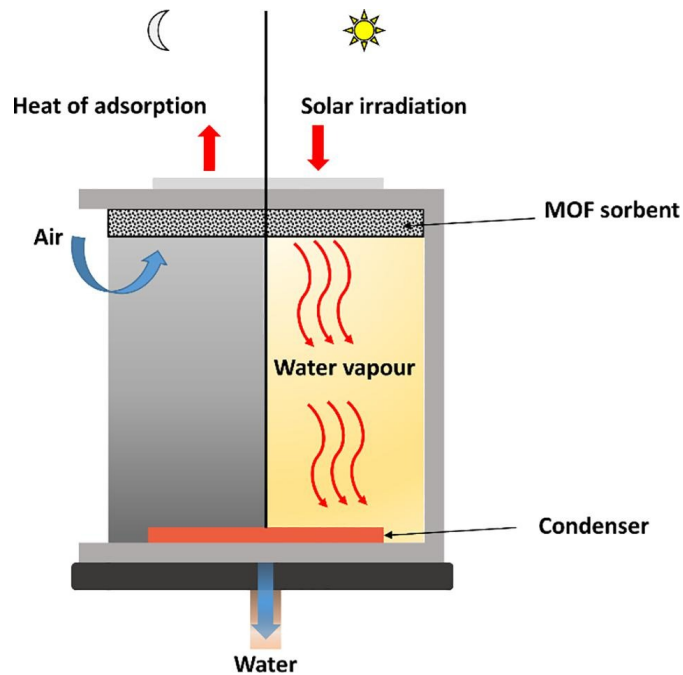


Figura 3.25: Esquema de sorción (G. Raveesh, R. Goyal, S.K. Tyagi, 2021).

Las últimas investigaciones se centran en el desarrollo de nuevos adsorbentes que puedan concentrar eficientemente el vapor de agua a baja humedad relativa y que requieran bajo consumo energético para la etapa de desorción.

- Membranas selectivas.

Consisten en una barrera selectiva utilizada para separar especies específicas de una mezcla. Cada lado de la barrera se denomina alimentación y permeado respectivamente. La membrana debe cumplir con ciertas características, siendo las principales: permeabilidad y selectividad. La primera indica la tasa de transferencia de masa de un material específico a través de la membrana, mientras que, la segunda indica cuánto puede pasar el material específico a través de la membrana en relación con los otros. La fuerza impulsora que mueve el material es el gradiente de potencial químico entre ambos lados de la membrana. También deben tener una buena resistencia física para resistir la intemperie, la erosión mecánica y la contaminación.

En la Figura 3.26 se aprecia un proceso de separación ideal del vapor de agua de una mezcla de gases que podría ser aire, a través de canales hidrofílicos de una membrana densa. Esta consta de nanocanales sin poros reales. Por lo tanto, solo los gases seleccionados pueden pasar a través

de los canales de la mezcla gas-gas. La separación del vapor de agua ocurre debido a la diferencia de presión de vapor entre ambos lados de la membrana.

Estudios han combinado el sistema anterior con un condensador en su etapa posterior para generar agua líquida. Tal como se aprecia en la Figura 3.27, en este sistema, se instala un condensador enfriado por aire ambiente a la salida del compresor de vacío, donde el vapor de agua comprimido se condensa al estado líquido. El agua condensada luego es expulsada al aire ambiente por una bomba de agua o se puede almacenar para algún uso. Debido a que el proceso ocurre a temperatura ambiente, no se requiere energía para el enfriamiento. Por lo tanto, solo se considera el trabajo del compresor de vacío y la bomba de agua al evaluar el rendimiento del sistema.

Actualmente existen varios estudios teóricos, pero aún falta que se lleven a cabo evaluaciones experimentales. Además, se debe realizar un análisis de eficiencia de deshumidificación más detallado bajo un diseño práctico para obtener resultados para situaciones de operación más reales.

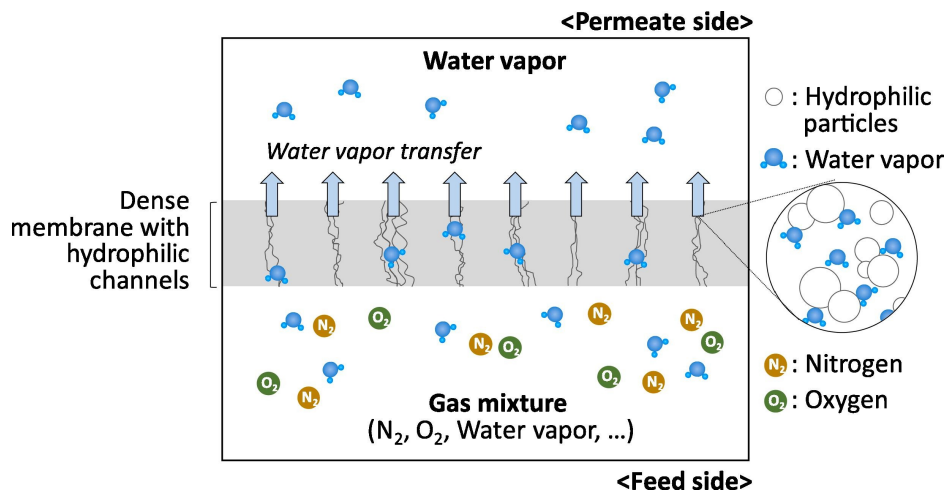


Figura 3.26: Esquema de separación ideal del vapor de agua de una mezcla de gases en una membrana selectiva (HyunjeongLim, et al., 2020).

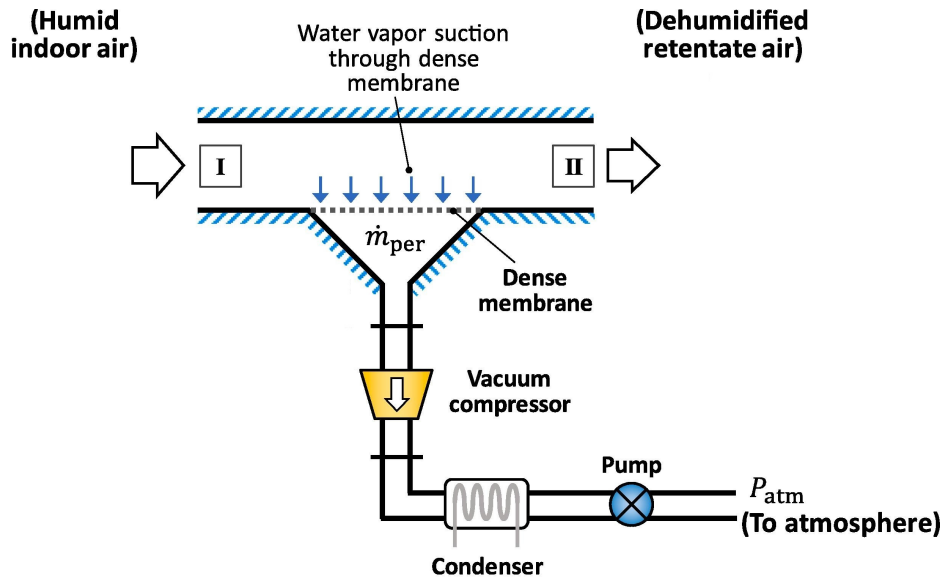


Figura 3.27: Esquema de un sistema de generación de agua líquida a partir del aire mediante combinación de membrana selectiva y condensador (HyunjeongLim, et al., 2020).

3.3.3 Refrigeración Activa

Consiste en enfriar el vapor de agua por debajo de su punto de rocío para generar agua. Esto se realiza mediante un sistema convencional de refrigeración por compresión de vapor o enfriamiento termoeléctrico. El rendimiento se evalúa en términos de generación de agua por unidad de tiempo, mientras que la energía específica es en función de la energía consumida por cantidad de agua generada. Las principales variables que afectan su operación son la temperatura ambiente, humedad relativa y la temperatura del punto de rocío. Conforme aumente la temperatura y humedad relativa del aire, se obtiene una mayor producción de agua, caso contrario es menor. Estos son sistemas que consumen mucha energía, por lo que el uso de fuentes renovables puede hacer que sean una opción sostenible.

- Refrigeración por compresión de vapor.

Esta tecnología sigue el mismo principio de funcionamiento que un refrigerador y aire acondicionado. Con ayuda de un ventilador ingresa un flujo de aire húmedo hacia el evaporador que consiste en un serpentín por el cual circula un fluido refrigerante. El vapor de agua se enfría por debajo de su punto de rocío y condensa sobre el serpentín, mientras que el fluido refrigerante se evapora y posteriormente pasa por un compresor, condensador y válvula de expansión para nuevamente iniciar el ciclo, tal como se aprecia en la Figura 3.28. Posteriormente se incorpora una etapa de purificación que consiste en eliminar ciertas impurezas para asegurar un agua de alta

calidad y finalmente es almacenada. Cabe señalar que existe la opción de incorporar una etapa de acondicionamiento del aire atmosférico a la entrada, lo que ayuda a mejorar las condiciones psicométricas de este y así tener un mejor rendimiento de generación de agua, por ejemplo, una cámara que aumenta la temperatura de entrada del aire.

El rendimiento de esta tecnología depende principalmente de la capacidad de enfriamiento del sistema y las propiedades psicométricas del aire de entrada ya que en condiciones adversas su generación de agua se ve limitada. Por ejemplo, a niveles de humedad relativa inferiores al 30% y temperatura ambiente en torno a los 20°C, el punto de rocío será de 0°C o inferior haciendo inviable su funcionamiento. Esto se debe a que en estas condiciones se puede formar escarcha sobre el serpentín del evaporador, que actúa como resistencia a la transferencia de calor afectando negativamente el rendimiento de la refrigeración.

Respecto a la calidad del agua generada por los sistemas de AWG, en la ciudad de Tel Aviv, Israel, lugar donde existen las principales rutas de tráfico del país, se realizó un análisis completo de los perfiles químicos del agua producida durante varios meses por un AWG sin un tratamiento posterior del agua. Se midieron concentraciones de metales, iones inorgánicos, compuestos orgánicos volátiles (COV) y semi-COV. Los principales elementos encontrados fueron amonio, calcio, sulfato y nitrato. Sin embargo, el agua producida casi siempre (día y noche en diferentes estaciones) cumplió con los estándares de agua potable de la OMS e Israel. Esto indica que, incluso en un entorno urbano altamente desarrollado, el AWG ofrece una excelente fuente alternativa de agua potable segura durante todo el año (Offir Inbar, et al, 2020).

La generación de agua por ciclo de compresión de vapor ha sido una de las tecnologías más utilizada tanto a nivel residencial como industrial, y actualmente existe una variedad de equipos comerciales que pueden generar entre 20 y 5000 litros de agua al día. Algunos proveedores son Watergen, iWater y Genaq.

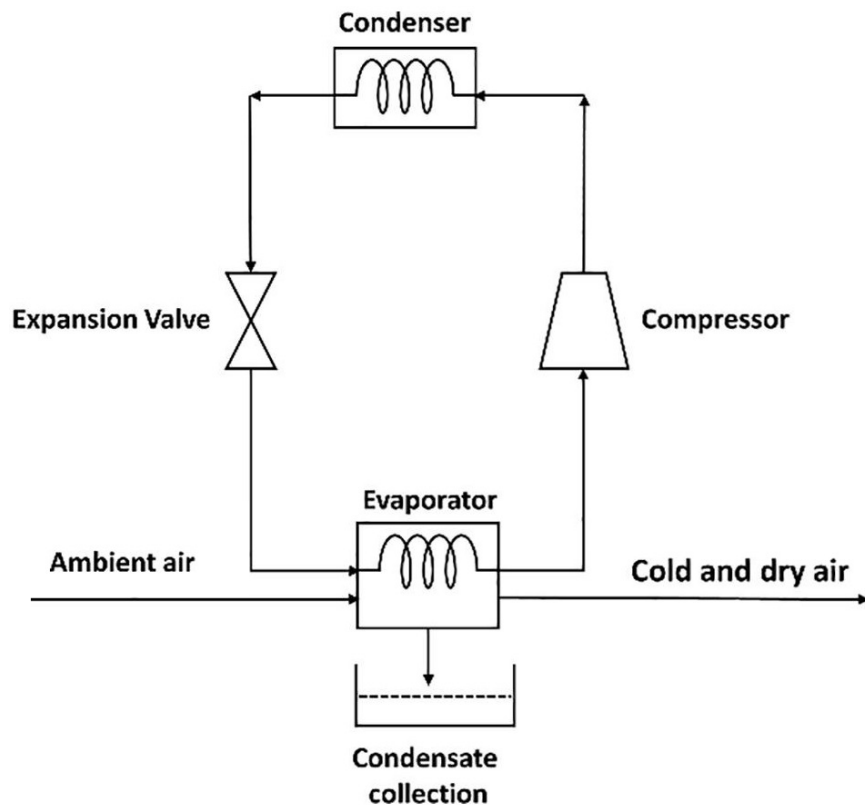


Figura 3.28: Ciclo de compresión por vapor de un generador de agua atmosférico (G. Raveesh, R. Goyal, S.K. Tyagi, 2021).

- Refrigeración termoeléctrica.

Este método se basa en el efecto Peltier, que consiste en hacer pasar una corriente eléctrica a través de la unión de dos conductores distintos. Se absorbe calor en uno de los extremos, mientras que en el otro se enfría. Este fenómeno es el que se puede aplicar en los procesos de refrigeración y aire acondicionado.

En la Figura 3.29 se muestra un esquema de su funcionamiento. En efecto, un ventilador integrado en el aparato absorbe el aire ambiental y lo conduce al lado de la cara fría del elemento, donde se enfría por debajo del punto de rocío, se condensa sobre la superficie y termina goteando en un depósito colector. Mientras que se hace pasar el aire seco por el lado caliente del elemento, del cual toma el calor antes de volver a fluir hacia la habitación como aire seco caliente.

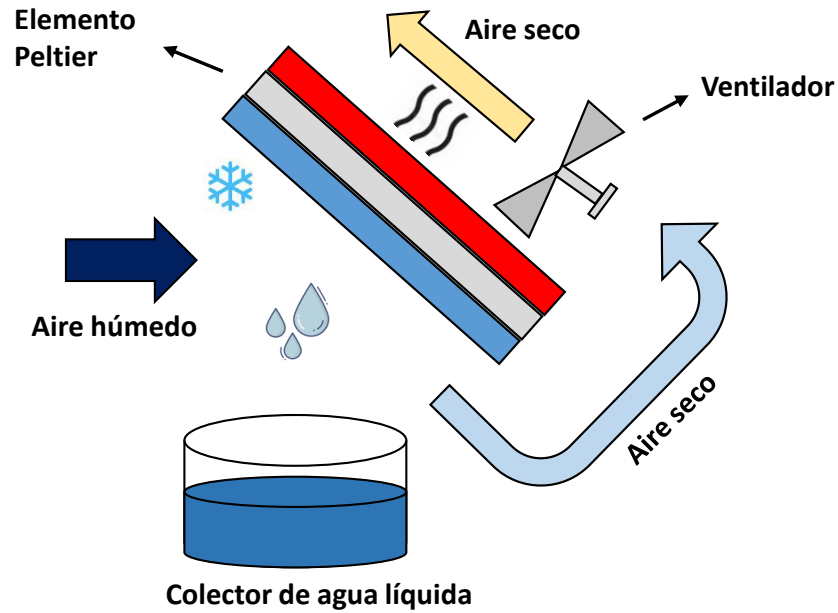


Figura 3.29: Esquema de efecto Peltier (Trotec, 2022).

Esta técnica es atractiva debido a que es un sistema compacto, no requiere piezas móviles ni refrigerantes, su funcionamiento es silencioso, es portable y respetuoso con el medioambiente. Sin embargo, en comparación al ciclo de compresión por vapor, esta técnica tiene un menor rendimiento de generación de agua y mayor consumo energético.

Según la empresa alemana Trotec, líder en climatización interior, los aparatos Peltier sólo son adecuados para utilizarlos en espacios cerrados de dimensiones reducidas ($2 - 10 \text{ m}^3$) y sin influencia de la humedad, tales como, armarios de zapatos o roperos, despensas de alimentos o baños pequeños sin ventanas. Y al contrario de lo que sugiere la publicidad de algunos modelos, no se pueden emplear para conseguir una deshumidificación constante de habitaciones enteras (Trotec, 2022).

Los principales retos de esta técnica son el desarrollo de nuevos materiales termoeléctricos, mejorar su diseño, gestión térmica y optimización.

3.4 Diagrama de flujos de la planta de hidrógeno.

A continuación, en la Figura 3.30 se muestra el diagrama del proceso de la planta propuesto en este trabajo.

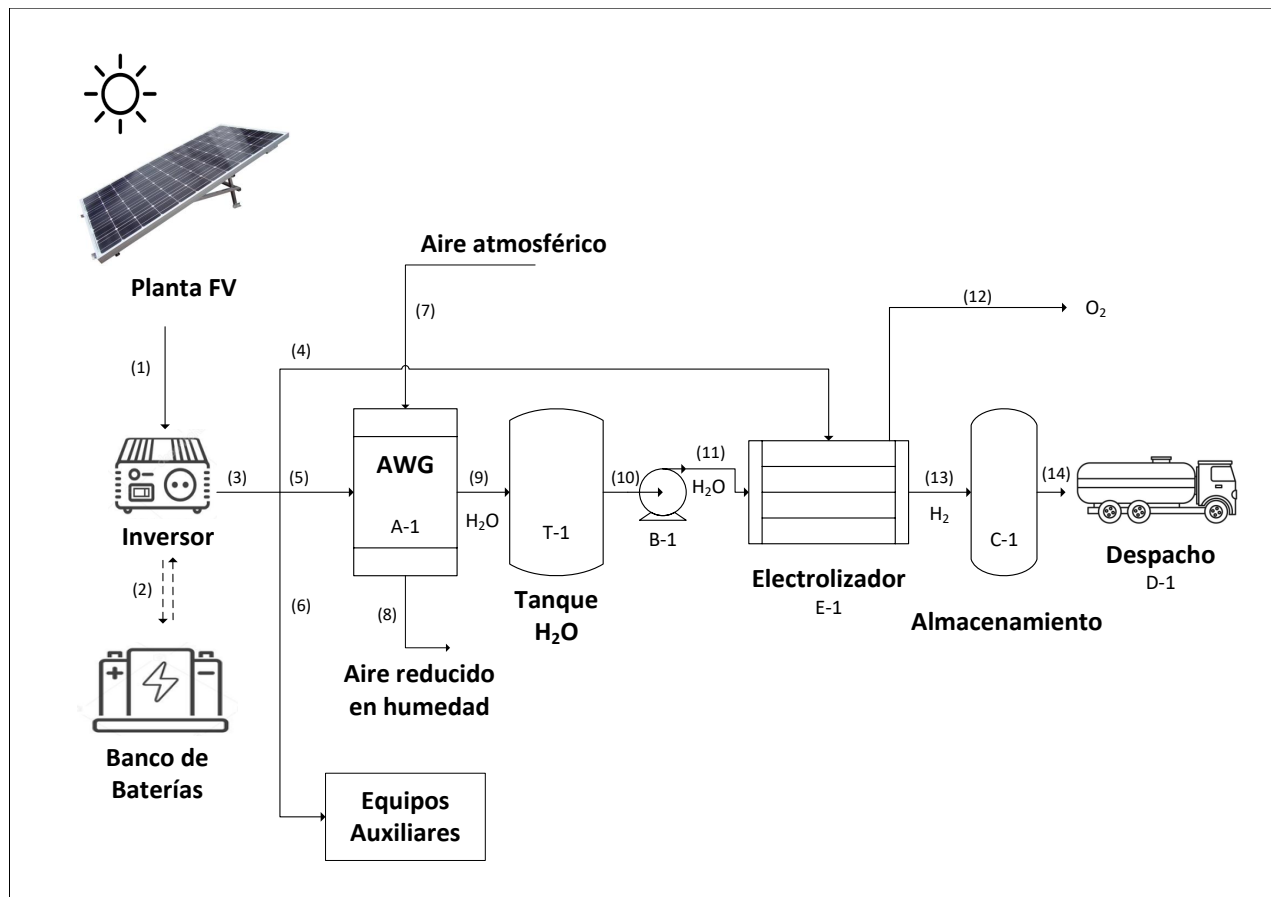


Figura 3.30: Diagrama de procesos de la planta.

El proceso consiste en una planta fotovoltaica, que convierte la energía solar en energía eléctrica (1). Esta suministra energía al electrolizador E-1, generador de agua atmosférico A-1 y equipos auxiliares, que corresponden a las corrientes (4), (5) y (6) respectivamente. Además, el exceso de energía se almacena en un banco de baterías (2), que cumple la función de energizar al generador de agua, aproximadamente por 18 horas, otorgando autonomía a la planta. Al generador de agua A-1, se alimenta una corriente de aire (7), que se encuentra a una cierta condición de temperatura y humedad relativa, esto con ayuda de un ventilador. La condensación de agua en el equipo se realiza mediante un ciclo de compresión de vapor. Este consiste en hacer pasar aire húmedo por un evaporador, donde, un fluido refrigerante es evaporado producto de que extrae la energía del aire que se encuentra a una mayor temperatura, mientras que, el vapor de agua se condensa y almacena en un tanque T-1. Posteriormente al electrolizador se inyecta un flujo de corriente continua (4)

y agua (11), para descomponer la molécula de agua, dando como producto, hidrógeno y oxígeno, ambos a 35 bar de presión y temperatura ambiente. La corriente de hidrógeno (13) se almacena en un tanque C-1 que se encuentra a la misma presión de salida del electrolizador y está listo para su distribución. Por otra parte, la corriente de oxígeno (12), para efectos de este trabajo, se libera a la atmósfera.

Las dimensiones y condiciones de operación de los equipos y flujos de la planta se describen en las siguientes secciones.

Capítulo 4

Dimensionamiento de la planta

El proyecto consiste en evaluar un sistema de generación de agua atmosférica para una producción diaria de 2 kg de hidrógeno mediante electrólisis y energía solar. Considerando la disponibilidad de radiación solar, se determina que la planta de electrólisis opera durante 6 horas al día. Debido a que el agua es abastecida por un generador de agua atmosférico, el cual depende de las condiciones de temperatura y humedad relativa, se estudiaron los casos favorable, probable y desfavorable que involucran dichas variables para determinar su viabilidad técnica y estructura de costos.

El ciclo diario de operación de la planta se muestra en la Figura 4.1. Los paneles solares y el electrolizador operan entre las 10:00 y 16:00 horas, ya que, es el rango horario en que se presenta la mayor radiación del día (ver Anexo B.3). A su vez, el banco de batería se estará cargando, para posteriormente energizar al generador de agua durante el resto del día y noche, momento que se estará descargando. Este ciclo se repite diariamente.

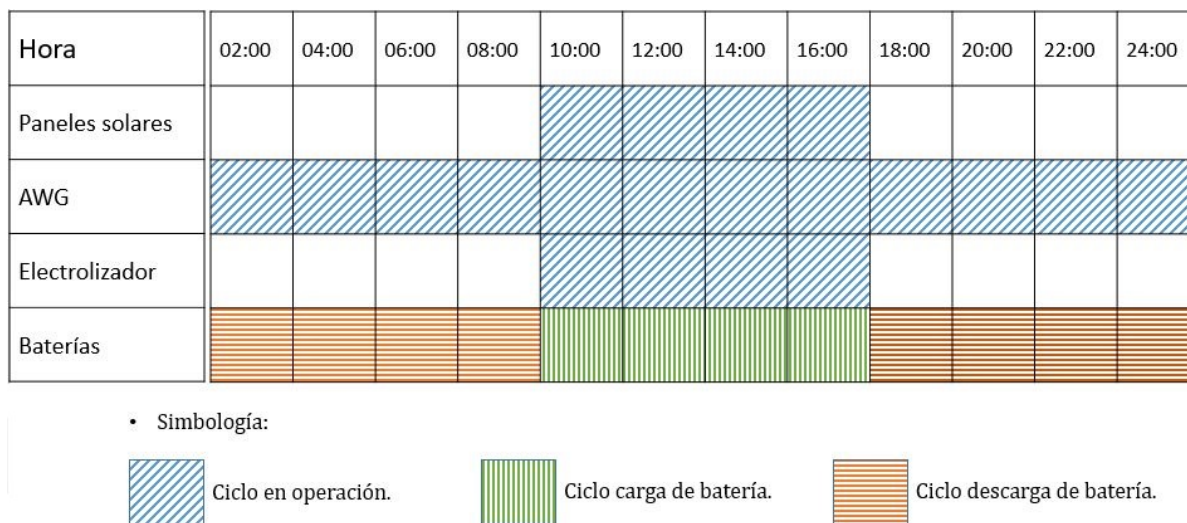


Figura 4.1: Ciclo diario de operación de la planta.

4.1 Localización de la planta

El proyecto se evalúa en la localidad La Negra, región de Antofagasta, Chile, ver Figura 4.2. Las coordenadas son latitud $-23,77^{\circ}\text{S}$ y longitud $-70,32^{\circ}\text{O}$, y se encuentra a 421 metros sobre el nivel del mar.



Figura 4.2: Localización de la planta (Google Maps, 2022).

La variación de la temperatura y humedad relativa promedio durante el año 2021 en Antofagasta se aprecia en las Figuras 4.3 y 4.4 respectivamente.

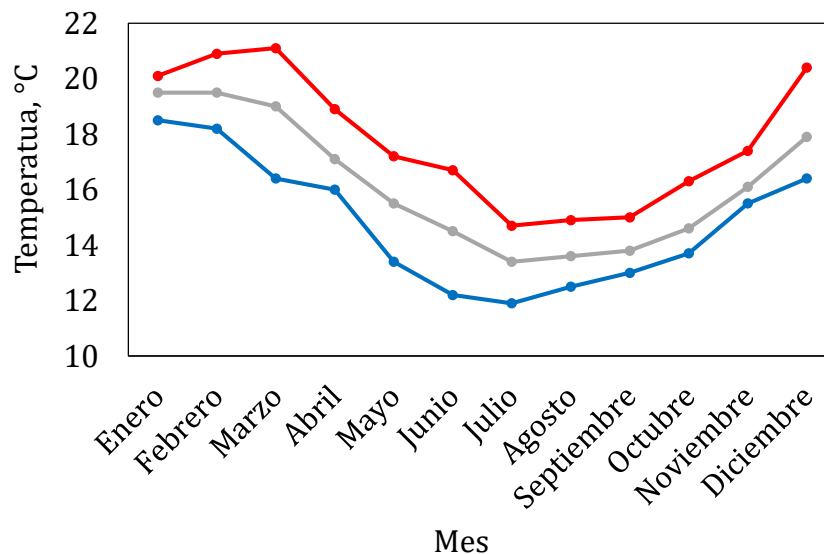


Figura 4.3: Variación de la temperatura promedio, mínima y máxima mensual del año 2021, estación Cerro Moreno, Antofagasta (Dirección Meteorológica de Chile, 2021).

La temperatura promedio durante el año es de 16°C y se alcanzan mínimas y máximas de 12°C

y 21°C respectivamente. Los meses más cálidos se presentan a partir de diciembre a abril, mientras que los más fríos entre mayo y noviembre.

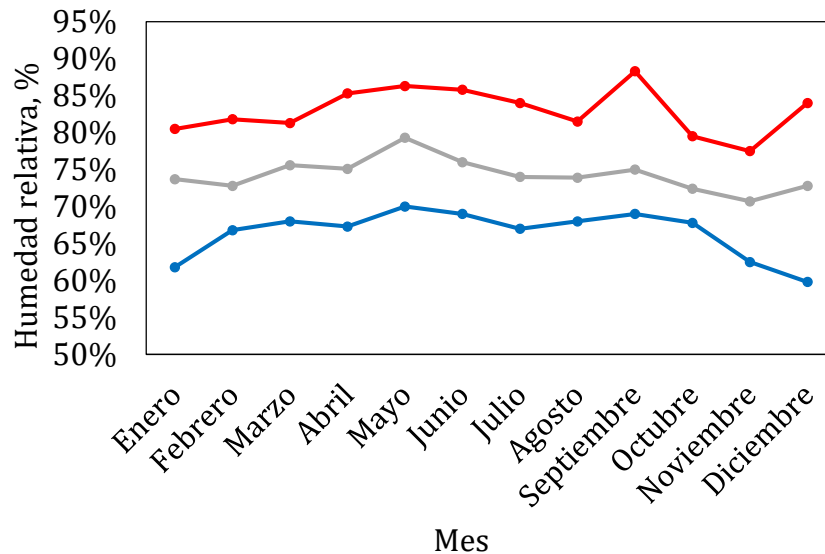


Figura 4.4: Variación de la humedad relativa promedio, mínima y máxima del año 2021, estación Cerro Moreno, Antofagasta (Dirección Meteorológica de Chile, 2021).

La humedad relativa promedio durante el año es de 74% y se alcanzan mínimas y máximas de 60% Y 88% respectivamente. Los meses más húmedos se presentan a partir de marzo a junio, mientras que los más secos entre octubre y febrero.

4.2 Disponibilidad de energía solar para la planta

Para conocer la disponibilidad de radiación solar se utilizó el "Explorador Solar" (U. de Chile y U. Católica de Chile, 2022), una herramienta elaborada por el Ministerio de Energía, la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ), el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, la Corporación Nacional Forestal y la Universidad Austral de Chile, la Dirección General de Aguas (DGA) y el Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada (SHOA). Ésta permite, entre otras cosas, explorar la radiación solar en territorio nacional y estimar la generación de electricidad de un sistema fotovoltaico, cuya base de datos es de los años 2004 a 2016 y con un error de 0,73%.

Al ingresar las coordenadas de la ubicación de la planta al explorador, se obtiene la radiación solar desde enero a diciembre, tal como se aprecia en la Figura 4.5, donde la máxima se alcanza en el mes de diciembre, mientras que la menor en el mes de junio. El promedio anual es de 6,91 kWh/m²/día.

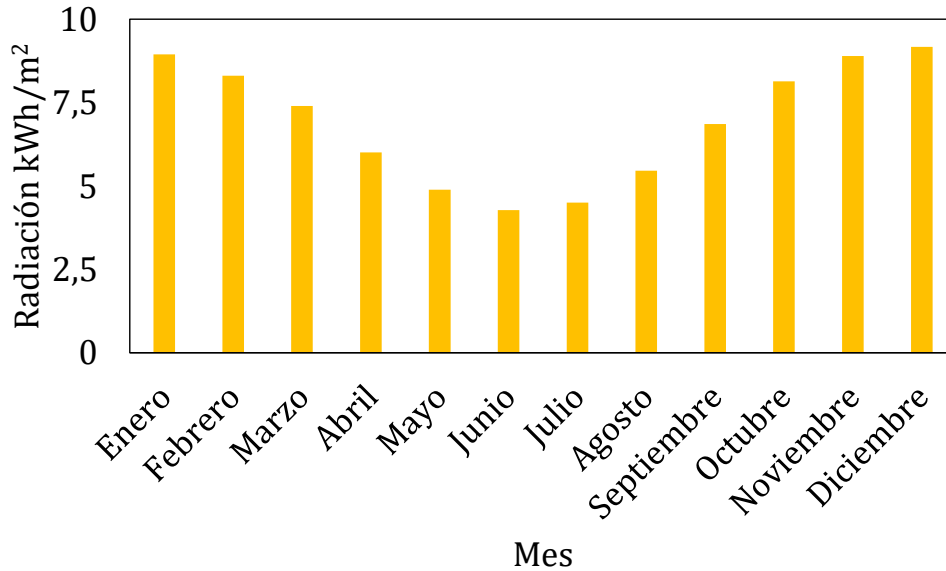


Figura 4.5: Radiación global horizontal en la localidad de la Negra, Antofagasta (Explorador Solar, 2022).

Lo anterior indica que existe una gran fuente de energía disponible y prácticamente ilimitada. Por lo tanto, dependiendo del consumo energético de los equipos involucrados en la producción de hidrógeno se dimensiona la planta fotovoltaica.

4.3 Requerimiento de agua del proceso propuesto

Para conocer el consumo de agua del proceso de electrólisis, se plantea un balance de masa a la reacción química, que se muestra en la ecuación (4.1), considerando que dos kg de hidrógeno equivalen aproximadamente a 992 moles y la relación de moles de agua e hidrógeno es 1:1.



Considerando eficiencias de 85% y 90% en el consumo de agua, se requieren aproximadamente entre 19 a 21 litros de agua respectivamente para producir dos kg de H₂. Para efectos de cálculo, se usó un consumo de 20 litros en total (ver anexo A.2).

4.4 Selección del sistema de generación de agua atmosférica

Dentro de las alternativas de generación atmosférica estudiadas, se seleccionó la tecnología de refrigeración activa de compresión de vapor. Sus ventajas son la capacidad de producir agua a

partir de aire relativamente seco y bajas temperaturas. Si bien la humedad relativa es un factor importante en la eficiencia del sistema, se ve menos afectada por las condiciones abióticas variables, como la emisividad del cielo, velocidad del viento y la ubicación topográfica, en comparación a las otras alternativas. Además no requiere construir una infraestructura de transporte de agua, se puede instalar en casi cualquier lugar, su operación es sencilla y su desarrollo ha permitido tener equipos comerciales que pueden alcanzar producciones de hasta 5.000 litros diarios.

Para evaluar la generación de agua, se trabajó con dos equipos de diferentes proveedores. El primer proveedor es Watergen y el equipo es capaz de producir 27 litros en condiciones nominales de 20°C y 80% de humedad relativa (Watergen, 2022). El segundo proveedor es Genaq y produce 52 litros en condiciones nominales de 30°C y 80% de humedad relativa (Genaq, 2022). En la Figura 4.6 se aprecian los equipos y en la tabla 4.1 sus características técnicas.



Figura 4.6: Generador de agua atmosférico Watergen (izquierda) y Genaq (derecha).

Tabla 4.1: Características técnicas de los generadores de agua atmosférico propuestos.

Marca	Modelo	Producción L/día	Potencia kW	Precio CLP
Watergen	Genny	27	0,55	\$3.400.000
Genaq	Stratus C50	52	0,7	\$8.160.000

A continuación se describe el proceso de compresión por vapor incorporado en el equipo.

Se ingresa aire al equipo con ayuda de un ventilador, el cual se hace pasar por dos filtros secuenciales que eliminan partículas de menos de 2.5 micras, dejando el aire limpio para el proceso de producción de agua. Luego el aire se dirige a través de dos unidades de intercambio de calor para el proceso de condensación. Posteriormente el agua pasa por un proceso de depuración y

mineralización a través de filtros y una lámpara UV destruye los microorganismos y descompone los productos químicos nocivos. El agua es almacenada en un depósito interno el cual tiene un sistema de refrigeración que mantiene el agua por debajo de los 5°C y hay una circulación constante del agua desde el tanque a través del módulo UV, lo que garantiza que esta sea potable.

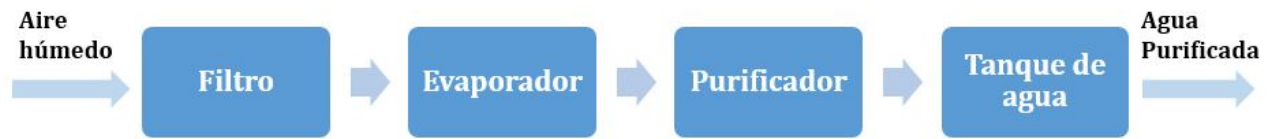


Figura 4.7: Etapas de generación de agua a partir de la atmósfera de equipos seleccionados.

4.5 Cálculo de generación de agua

Debido a que la generación de agua depende de las condiciones de temperatura y humedad relativa, se evaluaron tres escenarios de producción:

- Escenario favorable: 25°C y 80% humedad relativa.
- Escenario probable: 15°C y 70% humedad relativa.
- Escenario desfavorable: 15°C y 50% humedad relativa.

El procedimiento para estimar la generación de agua para cada escenario, se aprecia en la Figura 4.8.

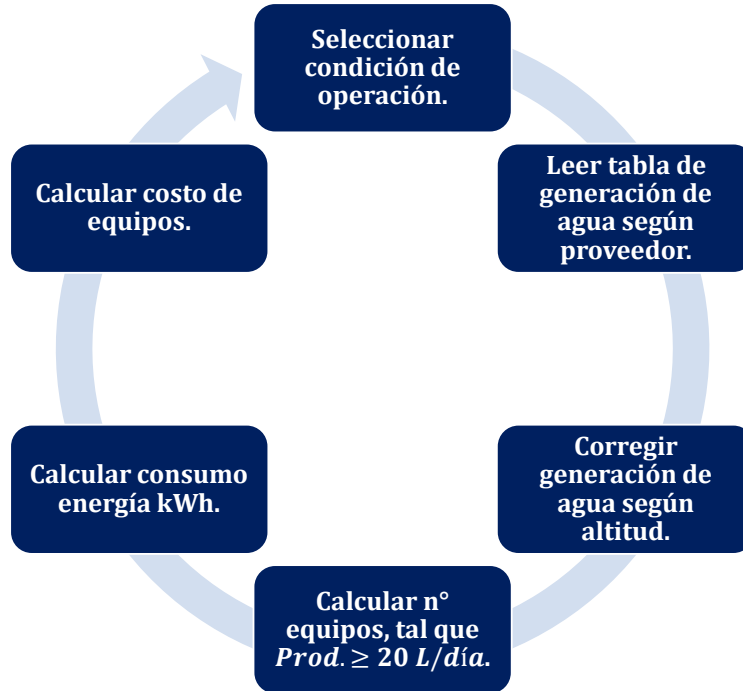


Figura 4.8: Procedimiento del cálculo de generación de agua.

Lo anterior se realizó con ayuda de información indicada por el proveedor en la ficha técnica del equipo, la cual señala producciones de agua para diferentes condiciones de operación (ver anexo B.1 y B.2). Cabe señalar que la generación de agua se ve afectada por la altitud en -5,5% aproximadamente por cada 500 metros.

La generación de agua para el equipo del proveedor 1, Watergen, se aprecia en la Tabla 4.2 y en la Figura 4.9 (ver anexo A.5).

Tabla 4.2: Producción de agua a diferentes escenarios, con el generador Watergen, del proveedor 1.

Escenarios	Temperatura °C	Humedad %	Unidades	Producción L/día	Consumo kWh
Favorable	25	80	1	38	13
Probable	15	70	3	20	40
Desfavorable	15	50	No factible	0	0

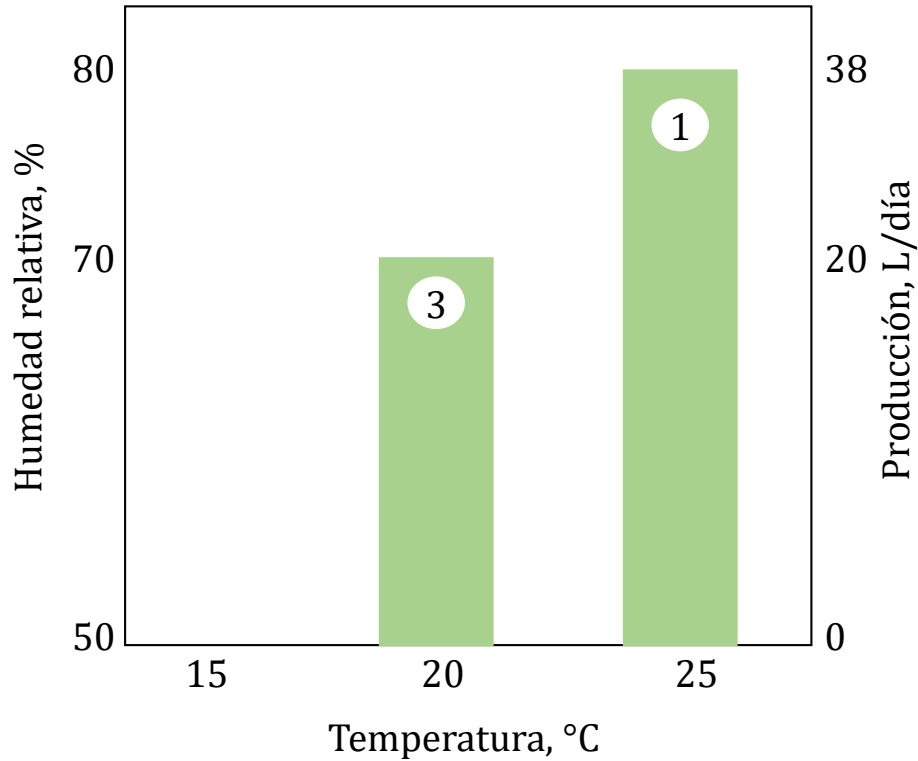


Figura 4.9: Generación de agua mediante equipo Watergen para diferentes escenarios de operación.

Los resultados muestran que para el escenario favorable, basta con un solo equipo para producir 38 litros de agua lo que es suficiente para la producción requerida. Además el consumo de energía es el menor con 13 kWh diarios.

Para el caso probable, se necesita un sistema de tres generadores operando simultáneamente para generar 20 litros diarios en total, lo que implica tres veces el consumo de energía del primer escenario con 40 kWh diarios.

En el caso desfavorable, la generación de agua tiende a cero debido a que la potencia de refrigeración del equipo no es suficiente, ya que la cantidad de vapor de agua en el aire es muy baja y la temperatura desfavorece la capacidad de vapor que este puede contener. Se esperaría que con un equipo de mayor potencia de refrigeración sea capaz de generar agua para este escenario.

La generación de agua por el equipo del proveedor 2 Genaq, se aprecia en la Tabla 4.3 y en la Figura 4.10 (ver anexo A.6).

Tabla 4.3: Producción de agua a diferentes escenarios con el generador del proveedor 2.

Escenarios	Temperatura °C	Humedad %	Unidades	Producción L/día	Consumo kWh
Favorable	25	80	1	41	17
Probable	15	70	2	32	34
Desfavorable	15	50	3	20	50

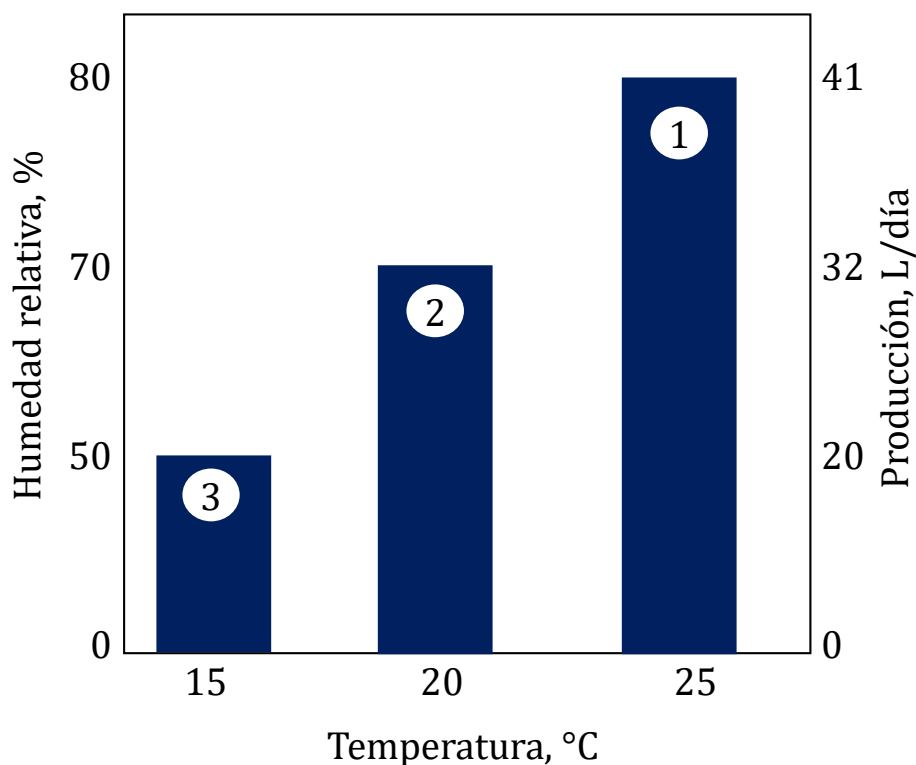


Figura 4.10: Generación de agua mediante equipo Genaq para diferentes escenarios de operación.

Los resultados muestran que en el escenario favorable basta con un solo equipo para producir aproximadamente 41 litros de agua de forma diaria lo que equivale al doble de agua que se requiere para un día de operación del electrolizador. Además el consumo de energía es bajo con 17 kWh diarios.

Para el caso más probable, se necesitan dos generadores operando simultáneamente los que en su conjunto generan cerca de 32 litros diarios y consumen 34 kWh.

En el escenario desfavorable, se necesita un sistema de tres generadores operando simultáneamente para producir 20 litros de agua. Pese a que las condiciones son desfavorables, es posible generar agua por su mayor potencia de refrigeración, pero a cambio su consumo energético es el mayor con un total de 50 kWh.

Considerando la generación de agua para los diferentes casos, para efectos de la evaluación económica se seleccionó trabajar para el caso favorable y probable con el equipo del proveedor 1, ya que, sus costos de inversión son menores, mientras que para el escenario desfavorable, con el equipo del proveedor 2, ya que, su potencia de refrigeración es suficiente para generar la cantidad de agua requerida. Los costos de inversión del sistema de generación de agua para cada escenario seleccionado se muestran en la Tabla 4.4

Tabla 4.4: Costo de sistema de generación de agua para cada escenario en estudio.

Escenarios	Proveedor	Costo unitario CLP	Unidades	Costo total CLP
Favorable	Watergen	\$3.400.000	1	\$3.400.000
Probable	Watergen	\$3.400.000	3	\$10.200.000
Desfavorable	Genaq	\$8.160.000	3	\$24.480.000

4.6 Electrolizador

Para la producción de hidrógeno mediante electrólisis, se evaluó el uso del electrolizador de Membrana de Intercambio Aniónico (AEM). El motivo de su selección se debe a tres aspectos. En primer lugar, la máquina AEM usa una solución alcalina al 1% de hidróxido de potasio, es decir, un 99% de agua, por lo que se puede usar acero en su fabricación, en comparación, a los electrolizadores PEM que utilizan un electrolito muy ácido que puede dañar la pila, lo que requiere de metales nobles o de alto valor como el titanio para protegerla y evitar la corrosión. En segundo lugar, este equipo es más eficiente energéticamente 53,4 kWh/kg H₂ y tiene una rápida respuesta dinámica a cambios de potencia de la generación renovable variable de manera similar a las máquinas PEM que son más costosas. En tercer lugar, si bien actualmente su costo es elevado debido a que es una tecnología relativamente nueva y a que su fabricación no se encuentra automatizada, se proyecta que su costo disminuya rápidamente dentro de los próximos tres años a 550 €/kW, ya que su fabricación se automatizará, convirtiéndose en un equipo altamente competitivo y económico al año 2025 (Enapter, 2022).

Las principales características del electrolizador y costo se aprecian en la Tabla 4.5. Para resguardar la confidencialidad, no se hace mención explícita del proveedor.

Considerando que el electrolizador operará durante 6 horas al día, para alcanzar una producción diaria de 2 kg de hidrógeno, se necesitan 8 electrolizadores de 2,4 kW cada uno. Esto significa una potencia instalada de 19,2 kW y un consumo energético de 115 kWh (ver anexo A.9). También se considera un purificador de hidrógeno a la salida del electrolizador para separarlo del oxígeno y agua, lo que permite producir hidrógeno de alta pureza. Los costos de los electrolizadores y

purificador se estiman en \$96.982.380 y \$7.440.240 respectivamente.

Se considera un costo fijo por mantenimiento anual de la planta de electrólisis que considera reparaciones de la electrónica de potencia y arreglos menores, estimado en 1% del CAPEX del electrolizador, esto es, \$969.824 (GIZ, ARIEMA Energía y Medioambiente S.l, y TCI Gecomp SpA, 2021).

Tabla 4.5: Electrolizador AEM.

Parámetro	Valor
Producción, NL/h	500
Presión de salida, bar	35
Potencia nominal, kW	2,4
Consumo de energía, kWh/Nm ³	4,8
Conductividad del agua a 25°C, $\mu\text{S}/\text{cm}$	20
Costo, CLP	\$12.122.798

4.7 Almacenamiento del hidrógeno en la planta

Se optó por almacenar el hidrógeno en forma de gas a la misma presión de salida del electrolizador, es decir, 35 bar. Esto es debido a que al ser una baja producción, no se justifica incorporar etapas de compresión o licuefacción, ya que, sus costos son muy elevados.

Para conocer el tamaño del tanque de almacenamiento de hidrógeno, se debe recurrir a las ecuaciones de estado de un gas real para una mayor exactitud. Se utilizó la ecuación de Soave-Redlich-Kwong de tres parámetros del compuesto puro (Sebastián Giraldo A, 2005). Se obtuvo que para almacenar diariamente 2 kg de hidrógeno a una presión de 35 bar y 25°C se requiere un tanque con un volumen de 715 litros (ver anexo A.3).

4.8 Requerimiento energético de la planta

El consumo de energía de la planta se compone por el electrolizador, generador de agua atmosférico y equipos auxiliares.

- i. Electrolizador: Opera directamente con energía generada por la planta fotovoltaica durante 6 horas al día.
- ii. Generador de agua atmosférico (AWG): Su operación es continua durante 24 horas al día. La planta fotovoltaica alimenta al generador de agua durante 6 horas en el día, mientras el

resto de las 18 horas es alimentado por un banco de baterías que se carga con excedente de energía solar.

- iii. Equipos auxiliares: Son equipos complementarios y necesarios para una correcta operación de la planta. Se consideró que éstos operan solamente cuando se produce hidrógeno durante 6 horas diarias, a excepción de la luminaria, que consume energía de día y noche.

En la Tabla 4.6 se aprecia el consumo de energía de equipos auxiliares.

Tabla 4.6: Consumo de energía de equipos auxiliares.

Equipo	Potencia kW	Operación, h	Consumo kWh
Purificador de H ₂	0,4	6	2,4
Extractor de aire	0,09	6	0,54
Ventilador	0,24	6	1,44
Computadores	0,15	6	0,9
Bomba de agua	0,75	6	4,47
Luminaria	0,012	12	0,14
Total	2	-	10

Se estimó el consumo de energía de la planta para los tres escenarios en estudio (ver anexo A.7 y A.8). Los resultados se muestran en la Tabla 4.7 y en la Figura 4.11.

Tabla 4.7: Consumo de energía de la planta para los escenarios en estudio.

Equipo	Favorable, kWh	Probable, kWh	Desfavorable, kWh
Electrolizador	115	115	115
AWG	13	40	50
Equipos auxiliares	10	10	10
Total	138	165	175

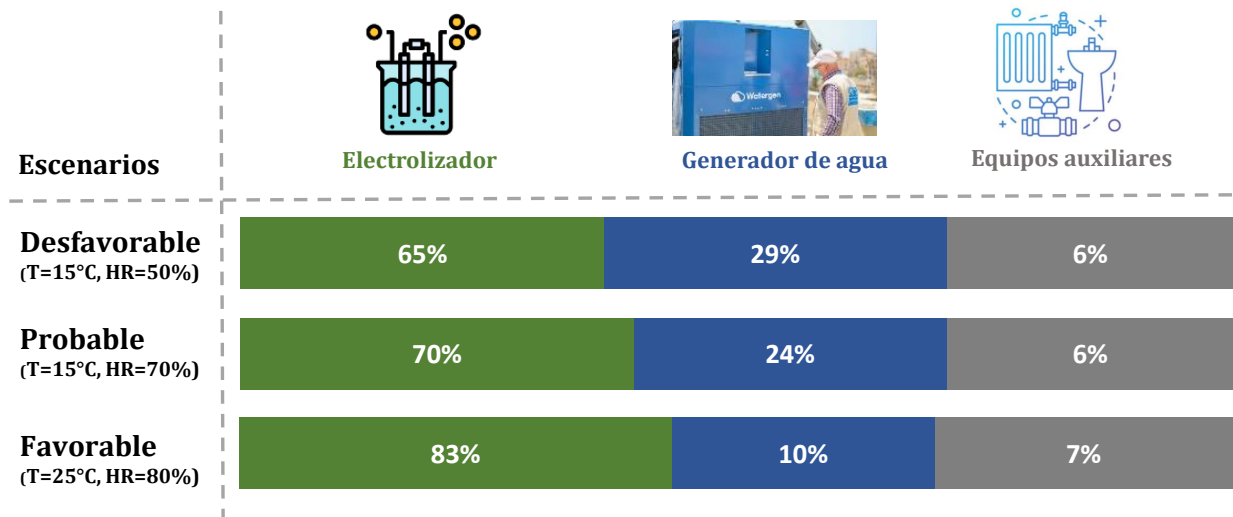


Figura 4.11: Distribución de consumos de energía de la planta para diferentes escenarios de operación.

El mayor consumo de energía está asociado al electrolizador dada su alta potencia instalada de 19,2 kW, que representa entre un 65% a 83% del consumo total. El generador de agua ocupa el segundo lugar en consumo de energía en todos los escenarios y se mueve entre un 29% y 10%. Si bien, para el caso desfavorable su consumo es elevado, producto de que se requieren tres generadores operando simultáneamente, este sigue siendo un valor aceptable y que con la incorporación de renovables pueden hacer viable esta alternativa. Mientras que para el caso favorable su consumo es bastante bajo, ya que, con un solo generador basta para alcanzar la producción de agua deseada.

4.9 Dimensionamiento Planta Fotovoltaica

Para el dimensionamiento de la planta fotovoltaica, se seleccionó un panel del tipo monocristalino, tal como se muestra en la Figura 4.12, debido a su mayor eficiencia 20,7% en comparación al resto de placas solares convencionales, tanto monocristalinas y policristalinas. Además, mejora el aprovechamiento de la luz infrarroja con longitudes de onda larga, estando más presentes cuando el sol incide con cierta inclinación, es decir durante las primeras y últimas horas del día o durante los días nublados con radiación baja. Otra ventaja es el menor calentamiento de los paneles solares, dado a que las ondas superiores a la infrarroja son reflectadas enviándolas fuera de la placa solar y consiguiendo, una temperatura menor, lo que favorece su eficiencia. Las características técnicas del panel se muestran en la Tabla 4.8.



Figura 4.12: Panel solar monocristalino (Punto Solar, 2022).

Tabla 4.8: Características técnicas y costo del panel solar (Punto Solar, 2022).

Marca	HITOUCH
Modelo	CSP17-72H
Potencia	450 W
Eficiencia	20,7%
Dimensiones	2094x1038x35 mm
Costo	\$213.990

Mediante el "Explorador Solar" fue posible estimar el número de paneles, potencia instalada y la generación de energía para cada escenario en estudio (U. de Chile y U. Católica de Chile, 2022). En la simulación se consideró un inversor de 31 kW con una eficiencia de 96% y se incorporó un factor de pérdida del sistema fotovoltaico de 14% (ver anexo C.1). Los resultados se muestran en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9: Potencia del sistema fotovoltaico para cada escenario.

Escenario	N° paneles	Potencia kW	Generación kWh/día
Favorable	54	24	138
Probable	65	29	165
Desfavorable	69	31	175

Según un estudio de índices de precios de sistemas fotovoltaicos desarrollado por el Ministerio de Energía y la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ), los componentes de un sistema FV se pueden agrupar en i) Módulos fotovoltaicos, ii) Inversores, iii) Materiales eléctricos y otros, y iv) Instalación. La distribución de costos para instalaciones FV desde 1 a 300 [kWp] se aprecia en la Figura 4.13 (Ministerio de Energía y la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional, 2019).

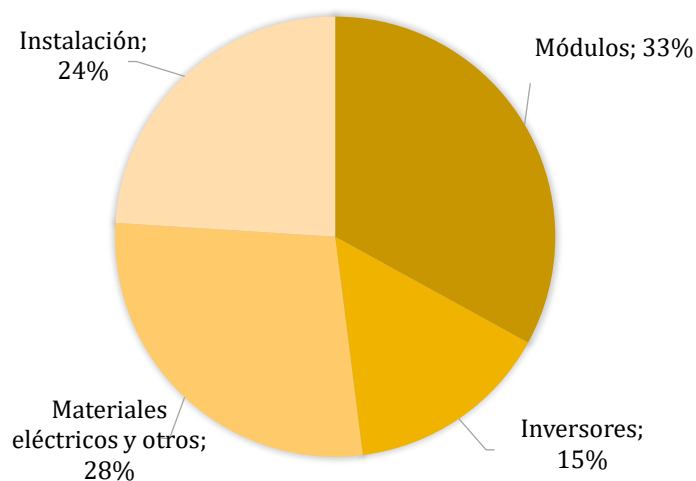


Figura 4.13: Distribución de costos de sistemas fotovoltaicos desde 1 a 300 kWp.

Considerando que el costos de los módulos e inversor se obtuvieron de proveedores, se estimaron los costos de materiales eléctricos e instalación usando la referencia anterior. Además, se consideró que el costo fijo por mantenimiento anual es el 2% del CAPEX de la planta que considera, por ejemplo, sustituciones de fusibles, reparaciones menores o costes de limpieza de los paneles fotovoltaicos (GIZ, ARIEMA Energía y Medioambiente S.l, y TCI Gecomp SpA, 2021). Esto se muestra en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10: Costos de componentes de sistema fotovoltaico para los escenarios en estudio.

Componentes	Favorable	Probable	Desfavorable
Módulos	\$11.555.460	\$13.909.350	\$14.765.310
Instalación	\$8.000.000	\$10.000.000	\$10.000.000
Inversor	\$8.456.120	\$8.456.120	\$8.456.120
Materiales eléctricos y otros	\$9.000.000	\$11.000.000	\$11.000.000
Total	\$37.011.580	\$43.365.470	\$44.221.430
Costo fijo (2% CAPEX)	\$740.232	\$867.309	\$884.429

Los resultados muestran que la inversión del sistema fotovoltaico en el peor escenario asciende a 44 millones de pesos, mientras que para un caso favorable disminuye a 37 millones.

4.10 Banco de baterías

Se estimó la cantidad de baterías necesarias para otorgar autonomía a la planta en cuanto al suministro de energía durante 18 horas, que corresponden al momento que no se dispone de sol

para generar energía por el sistema FV. Esto se debe a que el generador de agua atmosférico opera durante las 24 horas del día, por lo tanto, se debe mantener un suministro de energía continuo. También existe un mínimo consumo por las iluminarias de la planta, pero, al ser tan bajo, se desprecia para efectos de los cálculos.

En la Tabla 4.11 se muestra el consumo de energía del generador de agua durante 24 y 18 horas, el cual se calculó por regla de tres.

Tabla 4.11: Consumo de energía del generador de agua atmosférico para 24 y 18 horas.

Horas en operación	Favorable, kWh	Probable, kWh	Desfavorable, kWh
Consumo en 24 horas	13	40	50
Consumo en 18 horas	10	30	35

Del cálculo se determinó que las baterías deben ser capaces de almacenar 10, 30 y 35 kWh de energía en los escenarios favorable, probable y desfavorable respectivamente, para abastecer al generador de agua. Se seleccionaron baterías de ciclo profundo, ya que, tienen la ventaja de soportar descargas de hasta el 90% de su capacidad y tienen una mayor vida útil. Sus características y costo se muestra en la Tabla 4.12.

Tabla 4.12: Características técnicas y costo de batería seleccionada (Todo Solar Chile, 2022).

Marca	Ultracell
Modelo	UCG250-12
Voltaje nominal, V	12
Capacidad 10 horas, ah	250
Capacidad 20 horas, ah	258
Vida útil, años	10
Precio	\$399.000

La batería seleccionada puede almacenar en un ciclo 3 kWh de energía, por lo tanto, se calculó la cantidad de estas para cada escenario según la demanda de energía del generador de agua para operar en horas que no se dispone de energía solar (ver anexo A.10). Los resultados y costos se muestran en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13: Cantidad de baterías y costo para cada escenario.

Escenarios	Favorable	Probable	Desfavorable
Cantidad	4	10	12
Costo total	\$1.596.000	\$3.990.000	\$4.788.000

Capítulo 5

Estructura de costos

En este capítulo se presentan los costos de inversión de la planta para cada escenario, el cual se divide en dos partes. La primera parte considera un análisis global de la planta que incorpora tanto el sistema fotovoltaico y planta de electrólisis. La segunda parte se centra particularmente en la planta de electrolisis dada su relevancia en este tipo de evaluaciones.

5.1 Costos de Inversión

En la Tabla 5.1, se muestra un resumen del costo total de la planta para los tres escenarios en estudio.

Tabla 5.1: Costos de inversión de la planta para diferentes escenarios de generación de agua atmosférica.

Componentes	Favorable	Probable	Desfavorable
Paneles solares	\$11.555.460	\$13.909.350	\$14.765.310
Instalación	\$8.000.000	\$10.000.000	\$10.000.000
Inversor	\$8.456.120	\$8.456.120	\$8.456.120
Materiales eléctricos y otros	\$9.000.000	\$11.000.000	\$11.000.000
Sub total	\$37.011.580	\$43.365.470	\$44.221.430
Electrolizador	\$96.982.380	\$96.982.380	\$96.982.380
Sistema de purificación de H ₂	\$7.440.240	\$7.440.240	\$7.440.240
Baterías	\$1.596.000	\$3.990.000	\$4.788.000
Tanque de almacenamiento H ₂	\$3.992.430	\$3.992.430	\$3.992.430
Generador de agua atmosférico	\$3.400.000	\$10.200.000	\$24.480.000
Sub total	\$113.411.050	\$122.605.050	\$137.683.050
Total	\$150.422.630	\$165.970.520	181.904.480

Se obtuvo que el costo de inversión de la planta para producir 2 kg/día de hidrógeno, se mueve entre \$150 y \$181 millones de pesos. El aumento del costo de inversión se debe a que, es

necesario aumentar la cantidad de equipos de generación de agua para lograr alcanzar la producción deseada. Por ejemplo, al pasar del escenario favorable al desfavorable, el costo del sistema de generación de agua aumenta ocho veces. A su vez, al tener una mayor cantidad de equipos operando simultáneamente, aumenta la demanda de energía. Por lo tanto, la planta fotovoltaica se debe ampliar, aumentando principalmente la cantidad de paneles solares, lo que equivale a un aumento del costo de los paneles en un 28%. Así mismo, se necesita almacenar una mayor cantidad de energía en bancos de batería, para energizar a los generadores de agua en horas que la planta FV no se encuentre en operación. Esto hace que el costo del banco de baterías se triplique.

Del análisis anterior, se puede señalar que para proyectos que incorporen la tecnología de generación de agua atmosférica, deben tener en consideración las condiciones ambientales, es decir, temperatura y humedad relativa, ya que, pueden generar un impacto en menor o mayor grado, en el costo de inversión de la planta. En particular, en este proyecto la variación de inversión de un escenario favorable a desfavorable es de \$30 millones aproximadamente.

La distribución de costos global de la planta se aprecia en la Figura 5.1 para cada escenario. Del total de la inversión, en términos generales, el costo del sistema fotovoltaico, que incluye los módulos, inversor, instalación y materiales eléctricos, es aproximadamente tres veces menor al costo de la planta de electrólisis, ya que, el primero representa entre un 24% y 26% del costo total, en comparación, al 74% - 76% del segundo. Esto se debe principalmente al elevado costo del conjunto de electrolizadores requeridos para producir dos kg de hidrógeno que representan entre el 53% y 64% del costo total. Pese a ello, se proyecta que el costo de estos equipos disminuya a medida que se avance en su desarrollo. Por otro lado, el costo de los módulos fotovoltaicos podría ser mucho menor, ya que, dependiendo de la cantidad de paneles solares, la economía de escala puede favorecer su negociación a costos menores.

Respecto al costo del sistema de generación de agua atmosférica, se obtuvo que, para un escenario desfavorable, su costo ocupa el segundo lugar representando el 13% del total, ya que debido a las condiciones de operación adversas, la potencia de refrigeración de un solo equipo no es suficiente para alcanzar la producción de agua requerida, lo que hace necesaria la operación de tres unidades generadoras sobredimensionadas. Esto se logra con los generadores de agua del proveedor 2. Pese a ello, sigue siendo un costo bastante bajo en comparación al costo del electrolizador.

Para un escenario probable, también es necesaria la operación de tres equipos de manera simultáneamente, lo que se logra con generadores del proveedor 1, que son más económicos dada su menor producción nominal. Por lo tanto, su costo disminuye representando tan solo el 6% del total.

Mientras tanto, para un escenario favorable, el costo de los generadores representa un 2%, siendo un costo prácticamente despreciable y muy competitivo para proyectos de este tipo. Además, se esperaría que esa proporción se mantenga para mayores escalas.

Los menores costos de la planta están asociados a las baterías y el almacenamiento, ambos con un costo promedio de 2%, ya que, en el primer caso, la energía que se debe almacenar es poca, mientras que, en el segundo caso, el hidrógeno se almacena a la misma presión de salida, por lo tanto, no se requiere incorporar una etapa de compresión o licuefacción del gas. Cabe señalar que para proyectos de mayor escala y que requieran un mayor almacenamiento de energía, el costo de las baterías podría ser una limitante dada su vida útil y espacio. Una alternativa sería utilizar el exceso de energía para producir hidrógeno, amoníaco o metanol, almacenarlo y posteriormente, usarlo según sea el caso.

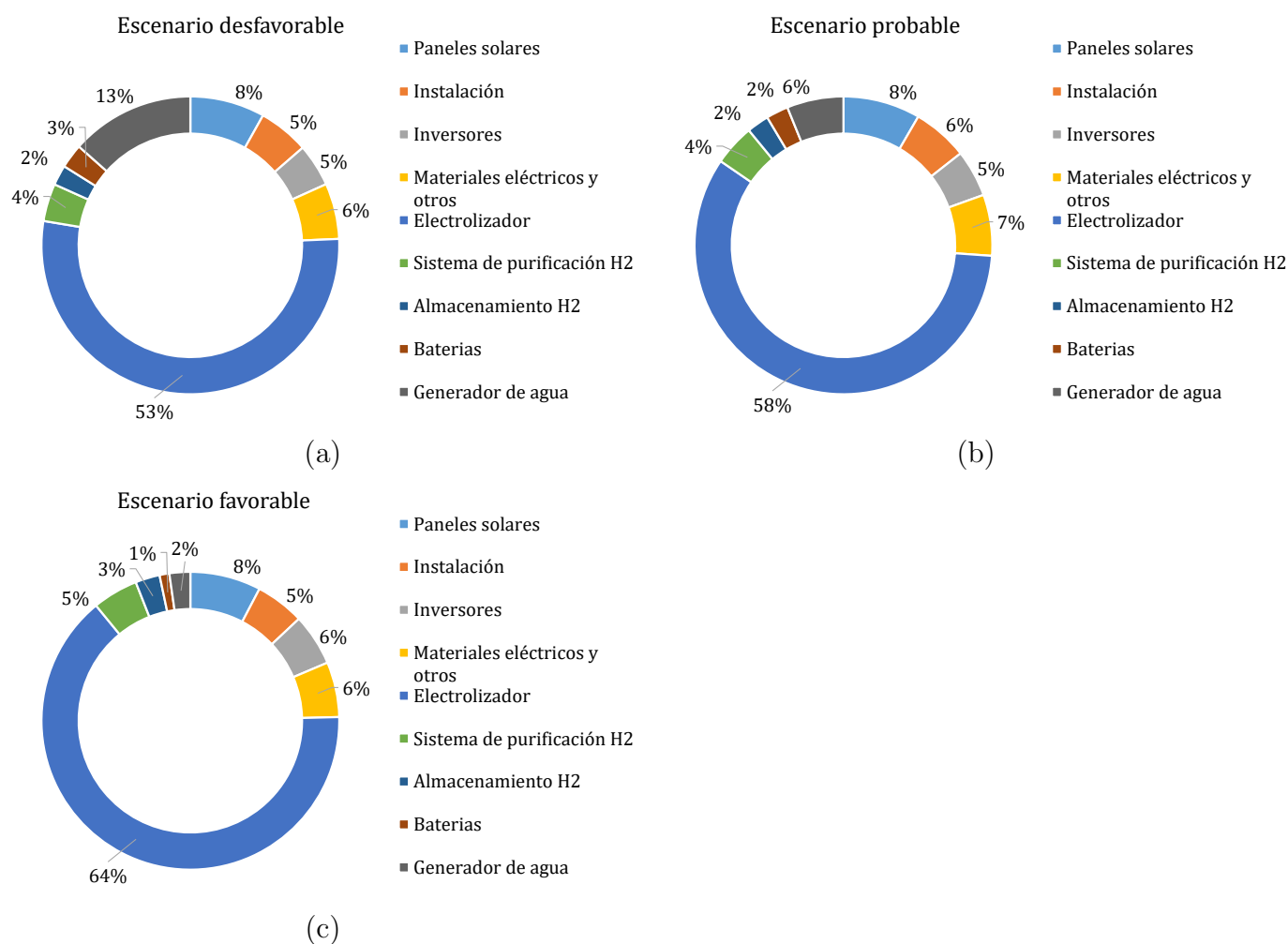


Figura 5.1: Distribución de la inversión de la planta para los tres escenarios en estudio: (a) desfavorable, (b) probable y (c) favorable.

5.2 Análisis de la planta de electrólisis

Dado su relevancia, en la Figura 5.2, se muestra el desglose de costo de los equipos que componen la planta de electrólisis para los tres escenarios.

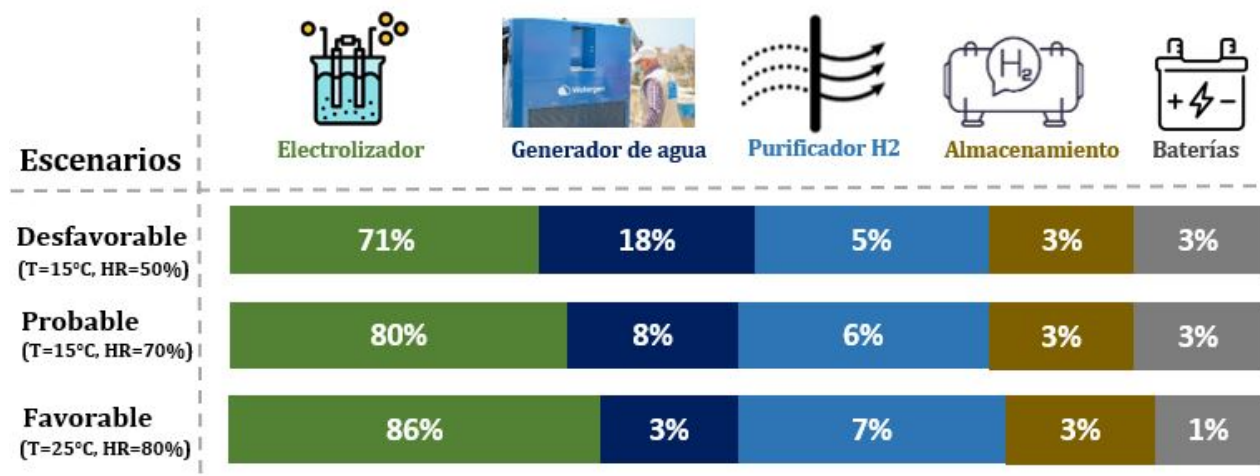


Figura 5.2: Desglose de costo de la planta de electrólisis para los tres escenarios en estudio.

Nuevamente, se aprecia que el costo del electrolizador en los tres escenarios es por lejos el mayor y se mueve entre un 71% y 86% del total. Al comparar el costo del generador de agua atmosférico en los diferentes casos, se tiene que el menor costo se obtendría al operar en un escenario favorable de temperatura y humedad relativa, alcanzando un 3% del total lo que es similar al costo de almacenamiento del hidrógeno en estado gaseoso, mientras que para los casos probable y desfavorable aumenta a un 8% y 18% respectivamente, lo que sigue siendo un costo menor, en comparación, al electrolizador.

Estos resultados, abren la posibilidad de considerar en futuras evaluaciones de proyectos de hidrógeno verde a baja escala, el uso de generadores de agua atmosféricos, ya que, tanto su costo de inversión y energía es bajo, y otorgan la flexibilidad de generar agua en cualquier lugar, lo que evita la limitante actual de instalarse cerca de la costa. Esto toma mayor relevancia en zonas de difícil acceso al agua o que simplemente no tienen, ya que, de forma local y totalmente independiente se puede generar su propio recurso hídrico renovable, siendo un proceso libre de emisiones y sustentable.

5.3 Costo nivelado del hidrógeno

Los costos nivelados son indicadores para evaluar la eficiencia económica y competitividad de una determinada tecnología, que permite medir cuantitativamente la viabilidad económica y compararla con otras (Jing-Li Fan, Pengwei Yu, et al, 2022). En particular, el costo nivelado del hidrógeno (LCOH) es el costo promedio de producir hidrógeno durante la vida de un proyecto y depende del costo del electrolizador, el tamaño del proyecto de energía renovable, la tecnología utilizada, el país, los costos de operación y mantenimiento, entre otros costes, y también de la producción de hidrógeno en dicho período (Ahmed Khouya, 2021). Dependiendo del tipo de proyecto, su grado de madurez o innovación, esto se refleja en la tasa de descuento según el riesgo del proyecto, que para este caso se encuentra entre 5% - 10%.

El LCOH se puede estimar de forma simplificada mediante la ecuación (5.1) y se expresa en US\$/kg H₂ (Ahmed Khouya, 2021). Para el caso de estudio, el CAPEX corresponde a la suma de los costos de inversión de la planta de electrólisis y del sistema fotovoltaico en todo el período, el OPEX corresponde a los costos de mantención y operación de ambas plantas, siendo la suma del 2% del CAPEX del sistema fotovoltaico y el 1% del CAPEX del electrolizador, m_{H_2} es la producción total de hidrógeno en el período de evaluación, r es la tasa de descuento y T la cantidad de años en que se evalúa el proyecto. En la Tabla 5.2 se aprecian los valores para calcular el LCOH, para un escenario probable.

Para la conversión del peso chileno al dólar estadounidense, se utilizó el valor del dólar observado del 21 de septiembre del 2022, que fue de 928,25 pesos (Banco Central de Chile, 2022).

$$LCOH = \frac{\sum_{i=1}^T \frac{CAPEX_T + OPEX_T}{(1+r)^T}}{\sum_{i=1}^T \frac{(m_{H_2})_T}{(1+r)^T}} \quad (5.1)$$

Tabla 5.2: Valores de cálculo de LCOH, para un escenario probable.

Parámetro	Valor
CAPEX, US\$	178.799
OPEX planta FV, US\$	934
OPEX planta EL, US\$	1.045
Producción de H ₂ , kg	7.300
Tasa de descuento, %	5
Período de evaluación, años	10

El LCOH obtenido para una planta que produce 2 kg H₂/día almacenado en tanque a baja presión de 35 bar, con una potencia de electrolizadores AEM de 19,2 kW, con una potencia

fotovoltaica de 29 kW y con abastecimiento de agua a partir de un sistema de generación de agua atmosférica en un escenario probable (15°C y 70% de humedad relativa), durante un período de evaluación de 10 años, es de 25 US\$/kg H₂ (ver anexo A.11.1). Si esto se compara con los costos actuales de producir hidrógeno verde con energía solar fotovoltaica en América latina, que se encuentran en un rango de 3,7 - 5,5 US\$/kg H₂ aproximadamente (IEA, 2021b), significa que el costo obtenido en este proyecto es por lo menos 5 veces mayor, lo que se justifica por el alto valor del CAPEX de los electrolizadores 5.400 US\$/kW.

Dado a que el fabricante italiano Enapter ha señalado que el costo de los electrolizadores podrían disminuir a 550 €/kW al año 2025 (Enapter, 2022), se estimó el LCOH para dicho escenario, obteniéndose un costo de 12 US\$/kg H₂, que está dentro del rango de costos para proyectos de baja escala (ver anexo A.11.2).

Para poner en perspectiva el costo de hidrógeno proyectado, se comparó con el rendimiento de la bencina en un vehículo a combustión. Se estima que un coche puede recorrer en promedio 15.000 a 27.000 km en un año (Julia Muñoz, 2021). Por otro lado, se estima que un kg de hidrógeno tiene un rendimiento de 110 km, mientras que para un kg de bencina es de 17 km en promedio. Se consideraron los costos de venta de ambos combustibles. Dado a que se conoce el LCOH del hidrógeno, pero se necesita trabajar con su precio de venta, como supuesto, se amplificó por un factor del 20% que considera la ganancia del distribuidor, obteniéndose un precio de venta de 14 US\$/kg H₂. El precio de venta de la bencina se estimó en 1,7 US\$/kg (Globalpetrolprices, 2022). En la Tabla 5.3 se aprecian un resumen de los parámetros seleccionados para la comparación de ambos rendimientos.

Tabla 5.3: Parámetros para comparación del rendimiento de hidrógeno y bencina en coches particulares.

Parámetro	Valor
Kilometraje, km/año	20.000
Rendimiento H ₂ , km/kg	110
Rendimiento bencina, km/kg	17
Precio de venta H ₂ , US\$/kg	14
Precio de venta bencina, US\$/kg	1,7

Se obtuvo que para un vehículo que consume bencina y que recorre 20.000 km al año, requiere 1175 kg/año de bencina lo que equivale a un gasto promedio de 2.000 US\$/año, mientras que para el caso de utilizar un coche a pila de hidrógeno, requiere menos cantidad, es decir, 180 kg/año de hidrógeno, lo que equivale a un gasto de 2.545 US\$/año (ver anexo A.11.3). Estos resultados indican, en primer lugar, que para este escenario, aún cuando no es el ideal, el precio del hidrógeno ya logra ser comparable al precio de la bencina, y en segundo lugar, que las proyecciones indican

que en los próximos 3 a 5 años si será más competitivo y económico el uso de hidrógeno, a lo menos, para su uso en vehículos particulares, bajo un escenario de disminución del CAPEX de electrolizadores y de las energías renovables. Esto en conjunto con otras iniciativas, harán posible acelerar la transición energética, cumplir con los objetivos que se han acordado a nivel internacional y vivir en un ambiente más limpio.

5.4 Comparación de costos de AWG y RO

Como complemento, se realizó una comparación de costos de inversión del sistema de generación de agua atmosférica con un equipo de ósmosis inversa a escala piloto para una producción de 27 L/día. Para producciones de 2.880 y 5.000 L/día. se comparó con plantas desaladoras de agua de mar instaladas en Chile, que se describen a continuación.

- i. Planta desaladora de Chaitén: Su capacidad de producción es de 2.880 litros diarios y su inversión fue de 15 millones de pesos (Diario El Huemul, 2017).
- ii. Planta desaladora de la caleta Chigualoco en Los Vilos, Región de Coquimbo: Su capacidad de producción es de 5.000 litros diarios y su inversión fue de 50 millones de pesos (Portal Mundo Acuicola, 2019).

Considerando una condición favorable del generador de agua atmosférico, en la Figura 5.3 se muestran los resultados.

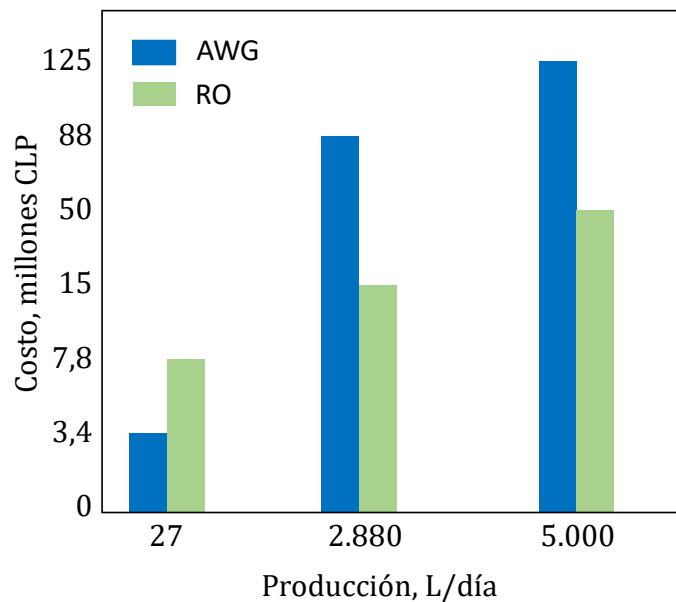


Figura 5.3: Comparación de costos de sistema de generación atmosférica y plantas desalinizadoras de agua de mar instaladas en Chile.

Como se aprecia en la figura 5.3, a baja escala, el costo del sistema de generación de agua atmosférica es inferior al de osmosis inversa, sin embargo, a medida que aumenta la capacidad de producción de agua, esto es, sobre los 100 litros diarios, los costos se encarecen, siendo mucho más económico la tecnología de osmosis, dado a su alto nivel de producción y a la economía de escalas.

Es posible señalar en primer lugar que, desde un punto de vista económico, los sistemas de generación de agua atmosférica deben ser considerados para la evaluación de proyectos de baja escala, mientras que a mayor escala se debería optar por la tecnología de ósmosis inversa siempre y cuando el proyecto se encuentre cercano a la costa.

En segundo lugar, para proyectos a baja escala, que se deseen instalar en zonas alejadas de la costa, donde la desalinización de agua de mar no es una opción económicamente viable, se recomienda evaluar el uso de un sistema de generación atmosférica. Si bien, para mayores escalas, sus costos pueden aumentar, tiene la ventaja particular de poder ser instalados en cualquier lugar donde las condiciones de temperatura y humedad relativa promedio sean por lo menos de 15°C y 50% respectivamente. Además, su operación es sencilla y autónoma, no requiere de un sistema de control sofisticado, tampoco requiere de una obra civil, en comparación a las desaladoras de agua de mar, es compacta y el costo de mantención se realiza de forma semestral o anual dependiendo de las indicaciones del proveedor.

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

Dentro de las tecnologías que existen para extraer agua de la atmósfera, se concluye que la refrigeración activa por ciclo de compresión de vapor, es la más adecuada para este tipo de proyectos, dado a que puede operar en un amplio rango de condiciones ambientales, es móvil, compacta, no requiere de una obra civil y se pueden alcanzar producciones mucho más estables, en comparación, a las otras alternativas disponibles que se deben estudiar caso a caso.

De la evaluación de generación de agua atmosférica para los diferentes escenarios, se concluye que, en todos los casos, es posible producir la cantidad de agua requerida para la producción de 2 kg/día de hidrógeno, existiendo una sobreproducción en escenarios favorables. Además, debido a la variedad de climas que presenta el país, es muy probable encontrar condiciones ambientales que sean favorables para la generación de agua.

La inversión total de la planta se estima entre \$150 y \$181 millones de pesos. Los mayores costos corresponden al sistema de electrolizadores, que representan entre un 53% y 64% del costo total, mientras que, el sistema de generación de agua, se mueve entre un 2% y 13%. Lo anterior da cuenta del bajo costo de la tecnología de generación de agua respecto al equipo principal, siendo una alternativa atractiva para su uso en plantas de hidrógeno.

En este tipo de proyectos que incorpora la generación de agua atmosférica, se debe tener en cuenta las condiciones ambientales en que operará la planta, principalmente temperatura y humedad relativa, ya que, pueden generar un impacto en menor o mayor grado a la inversión total.

Respecto al consumo de energía, el sistema de generación de agua representa entre el 10% y 29% del total, repitiéndose la misma lógica anterior, es decir, son consumos bastante bajos y que en casos desfavorables, la incorporación de las renovables pueden facilitar su viabilidad.

Del costo nivelado de hidrógeno, se concluye que este continuará disminuyendo al 2025 con la reducción del CAPEX de electrolizadores y del costo de las energías renovables, y será más rentable que la bencina por su alto poder calorífico inferior que otorgará mayor rendimiento a los coches a pila de combustible de hidrógeno.

De los resultados de costos de inversión y operación, se concluye que para la evaluación de proyectos de hidrógeno verde a baja escala y particularmente en zonas alejadas de la costa, se recomienda considerar el uso de sistemas de generación de agua atmosférica para su implementación, ya que, entrega ventajas que pueden hacer viable proyectos que hasta la fecha no lo pueden ser por falta del recurso hídrico, mientras que, para mayor escala, se debe evaluar caso a caso, ya que, el costo de inversión aumenta considerablemente.

Otras recomendaciones son, evaluar la generación de agua por tramos horarios, ya que durante el día y noche, la humedad relativa y temperatura presentan variaciones, lo que afecta directamente en la generación de agua. También, se propone realizar un mapeo de temperatura y humedad relativa en terreno en la región de Antofagasta, para identificar puntos óptimos de operación.

Referencias

- Acera (2022). Hidrógeno verde: Corfo adjudica seis propuestas que atraerán inversiones por us\$1.000 millones.
- Agencia Internacional de Energía (2022). Generación mundial de energía por fuentes.
- Agenda Sustentable (2021). Antofagasta: Sanitaria invertirá US\$80 millones para ampliar desaladora y dar sustentabilidad al suministro de agua potable.
- Agung TriWijayanta, et al (2019). Liquid hydrogen, methylcyclohexane, and ammonia as potential hydrogen storage: Comparison review. *El Sevier*, 44.
- Ahmed Khouya (2021). Hydrogen production costs of a polymer electrolyte membrane electrolysis powered by a renewable hybrid system. *El Sevier*, 46.
- Alfredo Ursúa, Luis M. Gandía, and Pablo Sanchis (2012). Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends. 100:413.
- Ali Keçebaş, Muhammet Kayfeci, Mutlucan Bayat (2019). Solar hydrogen production. *ScienceDirect*.
- Anil V.Virkar (2010). Mechanism of oxygen electrode delamination in solid oxide electrolyzer cells.
- Banco Mundial (2022). Crecimiento de la población mundial.
- Boris P.Tarasov, et al (2021). Metal hydride hydrogen storage and compression systems for energy storage technologies. *El Sevier*, 46.
- Carlos F. y Lorezo R. (2019). El hidrógeno como vector energético.
- Centro UC Desierto de Atacama (2016). Eventos 2015: Investigador del cda uc viaja a guatemala en apoyo al proyecto más exitoso de atrapanieblas del mundo.
- Diario David Noticias (2020). Inauguran desaladora que entrega 10 mil litros de agua potable en caleta puerto oscuro.

Diario El Huelmo (2017). Chitén contará con una planta desalinizadora única en la región de los lagos.

Dirección Meteorológica de Chile (2021). Humedad relativa del aire.

Economía y Negocios (2015). Aumentan plantas desaladoras en Chile y se proyectan cerca de 20 en cinco años. *Diario El Mercurio*.

Enel Green Power (2022a). Central geotérmica Cerro Pabellón.

Enel Green Power (2022b). Parque eólico Sierra Gorda Este.

Enerdata (2022). Demanda energética mundial.

Explorador Solar (2022). Radiación global horizontal.

Felipe Abreu y Luiz Felipe Silva (2015). Chile: los atrapanieblas que capturan agua en Atacama, uno de los lugares más secos del mundo. *BBC NEWS*.

G. Raveesh, R. Goyal, S.K. Tyagi (2021). Advances in atmospheric water generation technologies. *El Sevier*, 239.

Genaq (2022). Generadores de agua atmosférico.

Generadoras de Chile (2022). Generación eléctrica en Chile.

GIZ, ARIEMA Energía y Medioambiente S.l, y TCI Gecom SpA (2021). Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad gna.

Grupo Cerro (2022). Complejo solar Cerro Dominador.

Hyfindr (2022). Tanque de hidrógeno - guía de preguntas frecuentes.

HyunjeongLim, et al. (2020). Comparative thermodynamic analysis of membrane-based vacuum air dehumidification systems. *El Sevier*, 179.

IEA (2021a). Net zero by 2050.

IEA (2021b). Hidrógeno en América Latina: De las oportunidades a corto plazo al despliegue a gran escala. 61.

Instituto Nacional de Estadísticas, Chile (2017). Resultados censo.

IRENA (2021). Estadísticas de capacidad renovable 2021.

- Jing-Li Fan, Pengwei Yu, et al (2022). A levelized cost of hydrogen (lcoh) comparison of coal-to-hydrogen with ccs and water electrolysis powered by renewable energy in china. *El Sevier*, 242.
- Joris Proost (2020). Critical assessment of the production scale required for fossil parity of green electrolytic hydrogen. *Elsevier*, 45.
- José Linares y Beatriz Moratilla (2007). El hidrógeno y la energía. 2:31– 39.
- José María Rondán (2016). Automatización, operación y caracterización de un electrolizador aem. pages 37 – 39.
- Juan Pablo Bravo (2018). Primera planta termosolar en chile. *Diario El Mercurio*.
- Julia Muñoz (2021). ¿Qué kilometraje debe tener un vehículo según sus años? *Autofact*.
- Lenntech (2022). Propiedades del hidrógeno.
- Luxfer Cylinders (2022). G-stor™ carbon composite cylinder user manual alternative fuel cylinders.
- Ministerio de Energía, Chile (2021). El centro tecnológico MERIC instala en chile el primer convertidor de energía marina a escala real.
- Ministerio de Energía, Chile (2022). Plataforma de electromovilidad.
- Ministerio de Energía de Chile (2021a). El más grande de chile: Ministro jobet anuncia nuevo proyecto de hidrógeno verde en magallanes.
- Ministerio de Energía de Chile (2021b). Transición energética de chile. page 16.
- Ministerio de Energía y la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (2019). Índice de precios de sistemas fotovoltaicos (FV) conectados a la red de distribución comercializados en chile, versión 2019.
- Octavio Soto (2020). Análisis conceptual, constructivo y experimental de un electrolizador con diferentes electrodos para la obtención de hidrógeno desde agua pura y salada. pages 8 – 12.
- Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (2022). Hydrogen production: Electrolysis.
- Offir Inbar, et al (2020). Producing safe drinking water using an atmospheric water generator (AWG) in an urban environment.
- ONU Cambio Climático (2022). United nations climate change.

- Pablo Morales Estay (2021). Escasez hídrica en Chile y las proyecciones del recurso. *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*.
- Portal Mundo Acuicola (2019). Inauguran planta desalinizadora que entregará 5 mil litros de agua potable a caleta Chigualoco.
- Punto Solar (2022). Panel solar mono perc csun 24v 450w.
- Reporte Sostenible (2021). El 2023 zarpará el primer barco a hidrógeno verde y amoníaco del mundo.
- Reporte Sostenible (2022). Ampliación de la planta desaladora norte de Antofagasta suministrará el 100% de agua potable de esa ciudad.
- Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas y GIZ (2019). Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile.
- S. Tretsiakova-McNally (2022). Safety of hydrogen storage.
- Sebastián Giraldo A (2005). Ecuaciones de estado. *Universidad de Santiago de Chile*.
- Solargis (2022). Solar resource data. *The World Bank*.
- Todo Solar Chile (2022). Batería Ultracell GEL ciclo profundo 250 ah 12 volt.
- U. de Chile y U. Católica de Chile (2017). Actualización del balance hídrico nacional. *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*.
- U. de Chile y U. Católica de Chile (2022). Explorador solar.
- UNEP FI (2021). Descarbonización del sector energético en Chile.
- Watergen (2022). Generadores de agua atmosférico.
- Zulfirdaus Zakaria, Siti Kartom Kamarudin (2021). Una revisión de la membrana de polímero sólido alcalino en la aplicación del electrolizador AEM: materiales y caracterización.

Anexo

Anexo A

Memoria de cálculo

A.1 Producción molar de hidrógeno

Se estima producir 2 kg/día de hidrógeno. La masa molecular (PM) del hidrógeno diatómico es de 2,016 g/mol. Por lo tanto se tiene que:

$$\dot{m}_{H_2} = \dot{n}_{H_2} \cdot PM_{H_2} \quad (\text{A.1})$$

Reordenado y reemplazando se tiene:

$$\dot{n}_{H_2} = \frac{2 \frac{\text{kg}}{\text{d}}}{2,016 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}}{\text{mol}}} \quad (\text{A.2})$$

$$\dot{n}_{H_2} = 992 \frac{\text{mol}}{\text{d}} \quad (\text{A.3})$$

A.2 Consumo de agua

La reacción de descomposición de agua mediante electrólisis es la siguiente:



La relación estequiométrica de moles de agua e hidrógeno es 1:1. Además, si se supone una eficiencia de electrólisis del 85% y 90% se obtienen los siguientes consumos de agua:

$$\dot{n}_{H_2} = \frac{992 \text{ mol}}{0,85} \cdot 18 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}}{\text{mol}} = 21 \text{ kg } H_2O \quad (\text{A.5})$$

$$\dot{n}_{H_2} = \frac{992 \text{ mol}}{0,90} \cdot 18 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kg}}{\text{mol}} = 19,8 \text{ kg H}_2\text{O} \quad (\text{A.6})$$

Para efectos de cálculo, se utilizó un consumo de 20 kg de agua para los 2 kg de hidrógeno.

A.3 Cálculo volumen de tanque de almacenamiento de hidrógeno

Para estimar el volumen del tanque, se utilizó la ecuación de estado de Soave Redlich Kwong. Esta ecuación requiere ingresar tres parámetros del compuesto puro; temperatura crítica (T_c); presión crítica (P_c); y el factor acéntrico (ω) que mide la desviación en la presión de vapor de un compuesto, respecto a gases nobles como el criptón, xenón y argón.

Las ecuaciones involucradas son las siguientes:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{A(T)}{v \cdot (v+b)} \quad (\text{A.7})$$

$$A(T) = a_c \cdot a(T) \quad (\text{A.8})$$

$$a_c = 0,42747 \cdot \frac{R^2 \cdot T_c^2}{P_c} \quad (\text{A.9})$$

$$a(T) = (1 + m \cdot (1 - \sqrt{T_r}))^2 \quad (\text{A.10})$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad (\text{A.11})$$

$$m = 0,48 + 1,574 \cdot \omega - 0,176 \cdot \omega^2 \quad (\text{A.12})$$

$$b = 0,08664 \cdot \frac{R \cdot T_c}{P_c} \quad (\text{A.13})$$

Los parámetros requeridos se presentan en la Tabla A.1.

Tabla A.1: Parámetros a evaluar en ecuación de estado.

Parámetros	Valor	Unidad
Producción de H ₂	992	mol
Temperatura de salida	298	K
Presión de salida	3,5·10 ⁶	Pa
Constante de gases ideales	8,314	J/mol K
Temperatura crítica	33,19	K
Presión crítica	1,32·10 ⁶	Pa
Temperatura residual	8,98	-
Factor acéntrico	-0,22	-

Al calcular los parámetros se obtiene:

$$m = 0,13 \quad (\text{A.14})$$

$$a(T) = 0,56 \quad (\text{A.15})$$

$$a_c = 2,5 \cdot 10^{-2} \quad (\text{A.16})$$

$$A(T) = 1,4 \cdot 10^{-2} \quad (\text{A.17})$$

$$b = 1,8 \cdot 10^{-5} \quad (\text{A.18})$$

Luego, reemplazando en la ecuación (8.7) y despejando el volumen molar (v) se obtiene:

$$v = 7,2 \cdot 10^{-4} \frac{\text{m}^3}{\text{mol}} \quad (\text{A.19})$$

Sea la producción molar de hidrógeno de 992 mol/día, se obtiene el volumen del estanque en litros:

$$V = 7,2 \cdot 10^{-4} \frac{\text{m}^3}{\text{mol}} \cdot 992 \text{ mol} \cdot \frac{10^3 \text{ L}}{1 \text{ m}^3} = 715 \text{ L} \quad (\text{A.20})$$

A.4 Factor de pérdida de generación de agua por altitud

Según el proveedor Genaq, la generación de agua puede verse afectada por factores como la altura, limpieza del filtro, el viento, etc. Particularmente por la altura se pierde 5,5% cada 500 metros. Dado a que la evaluación del proyecto se realiza en La Negra y este se encuentra a 421 msnm, el factor de pérdida (F_p) es de 4,6%. Este factor se aplicó para los dos equipos, Watergen y Genaq.

$$F_p = 421 \cdot \frac{5,5\%}{500} = 4,6\% \quad (\text{A.21})$$

A.5 Cálculo de producción de agua del generador Watergen

A.5.1 Escenario favorable

Tabla A.2: Condiciones de operación favorables del sistema Watergen.

Temperatura	25°C
Humedad relativa	80%
Producción nominal	40 L/d

La producción (P) se corrige por el factor de pérdida de altitud F_p :

$$P = 40 \frac{\text{L}}{\text{d}} \cdot 0,046 = 38 \frac{\text{L}}{\text{d}} \quad (\text{A.22})$$

Dado a que la demanda de agua del proceso es de 20 L/día, basta con 1 equipo.

A.5.2 Escenario probable

Tabla A.3: Condiciones de operación probable del sistema Watergen.

Temperatura	15°C
Humedad relativa	70%
Producción nominal	7 L/día

La producción (P) se corrige por el factor de pérdida de altitud F_p :

$$P = 7 \frac{\text{L}}{\text{d}} \cdot 0,046 = 6,7 \frac{\text{L}}{\text{d}} \quad (\text{A.23})$$

Dado a que la demanda de agua del proceso es de 20 L/día, se necesitan 3 equipos.

$$N = \frac{20 \frac{\text{L}}{\text{d}}}{6,7 \frac{\text{L}}{\text{d}}} = 2,9 \quad (\text{A.24})$$

A.5.3 Escenario desfavorable

Tabla A.4: Condiciones de operación desfavorable del sistema Watergen.

Temperatura	15°C
Humedad relativa	50%
Producción nominal	0 L/día

No es posible producir agua en estas condiciones de operación.

A.6 Cálculo de producción de agua del generador Genaq

A.6.1 Escenario favorable

Tabla A.5: Condiciones de operación favorables del sistema Genaq.

Temperatura	25°C
Humedad relativa	80%
Producción nominal	43 L/d

La producción (P) se corrige por el factor de pérdida de altitud F_p :

$$P = 43 \frac{\text{L}}{\text{d}} \cdot 0,046 = 41 \frac{\text{L}}{\text{d}} \quad (\text{A.25})$$

Dado a que la demanda de agua del proceso es de 20 L/día, basta con 1 equipo.

A.6.2 Escenario probable

Tabla A.6: Condiciones de operación probable del sistema Genaq.

Temperatura	15°C
Humedad relativa	70%
Producción nominal	17 L/día

La producción (P) se corrige por el factor de pérdida de altitud F_p :

$$P = 17 \frac{\text{L}}{\text{d}} \cdot 0,046 = 16 \frac{\text{L}}{\text{d}} \quad (\text{A.26})$$

Dado a que la demanda de agua del proceso es de 20 L/día, se necesitan 2 equipos.

$$N = \frac{20 \frac{\text{L}}{\text{d}}}{16 \frac{\text{L}}{\text{d}}} = 1,25 \quad (\text{A.27})$$

A.6.3 Escenario desfavorable

Tabla A.7: Condiciones de operación desfavorables del sistema Genaq.

Temperatura	15°C
Humedad relativa	50%
Producción nominal	7 L/día

La producción (P) se corrige por el factor de pérdida de altitud F_p :

$$P = 7 \frac{\text{L}}{\text{d}} \cdot 0,046 = 6,7 \frac{\text{L}}{\text{d}} \quad (\text{A.28})$$

Dado a que la demanda de agua del proceso es de 20 L/día, se necesitan 3 equipos.

$$N = \frac{20 \frac{\text{L}}{\text{d}}}{6,7 \frac{\text{L}}{\text{d}}} = 2,98 \quad (\text{A.29})$$

A.7 Cálculo de consumo de energía de generador Watergen

Tabla A.8: Aspectos técnicos de operación del generador Watergen.

Potencia nominal	0,55 kW
Tiempo de operación	24 horas

A.7.1 Escenario favorable

Se necesita 1 equipo operando 24 horas. Por lo tanto el consumo de energía es de 13 kWh.

$$\text{Consumo} = 1 \cdot 0,55 \text{ kW} \cdot 24 \text{ h} = 13 \text{ kWh.} \quad (\text{A.30})$$

A.7.2 Escenario probable

Se necesitan 3 equipos operando 24 horas simultáneamente. Por lo tanto el consumo de energía es de 40 kWh.

$$\text{Consumo} = 3 \cdot 0,55 \text{ kW} \cdot 24 \text{ h} = 40 \text{ kWh.} \quad (\text{A.31})$$

A.7.3 Escenario desfavorable

No es factible su operación.

A.8 Cálculo de consumo de energía de generador Genaq

Tabla A.9: Aspectos técnicos de operación del generador Genaq.

Potencia nominal	0,70 kW
Tiempo de operación	24 horas

A.8.1 Escenario favorable

Se necesita 1 equipo operando 24 horas. Por lo tanto el consumo de energía es de 17 kWh.

$$\text{Consumo} = 1 \cdot 0,7 \text{ kW} \cdot 24 \text{ h} = 17 \text{ kWh.} \quad (\text{A.32})$$

A.8.2 Escenario probable

Se necesitan 2 equipos operando 24 horas simultáneamente. Por lo tanto el consumo de energía es de 34 kWh.

$$\text{Consumo} = 2 \cdot 0,7 \text{ kW} \cdot 24 \text{ h} = 34 \text{ kWh.} \quad (\text{A.33})$$

A.8.3 Escenario desfavorable

Se necesita 3 equipo operando 24 horas simultáneamente. Por lo tanto el consumo de energía es de 50 kWh.

$$\text{Consumo} = 3 \cdot 0,7 \text{ kW} \cdot 24 \text{ h} = 50 \text{ kWh.} \quad (\text{A.34})$$

A.9 Cálculo consumo de energía del electrolizador

Tabla A.10: Aspectos técnicos de operación del electrolizador.

Potencia nominal	2,4 kW
Tiempo de operación	6 horas
Unidades	8
Potencia total	19,2 kW

$$\text{Consumo} = 2,4 \text{ kW} \cdot 8 \cdot 6 \text{ h} = 115 \text{ kWh.} \quad (\text{A.35})$$

A.10 Cálculo banco de baterías

La batería seleccionada puede almacenar 3 kWh de energía por cada ciclo. Dado a que el generador de agua será abastecido energéticamente por baterías durante 18 horas, se estima dicha cantidad de energía. En la Tabla A.11 se muestran los valores para cada escenario.

Tabla A.11: Consumo de energía del generador de agua atmosférico para 24 y 18 horas.

Horas en operación	Favorable, kWh	Probable, kWh	Desfavorable, kWh
Consumo en 24 horas	13	40	50
Consumo en 18 horas	10	30	35

A continuación se muestra el cálculo del número de baterías requerido en cada escenario.

A.10.1 Escenario favorable

Se requieren 4 baterías.

$$N = \frac{10 \text{ kWh}}{3 \text{ kWh}} = 3,3 \quad (\text{A.36})$$

A.10.2 Escenario probable

Se requieren 10 baterías.

$$N = \frac{30 \text{ kWh}}{3 \text{ kWh}} = 10 \quad (\text{A.37})$$

A.10.3 Escenario desfavorable

Se requieren 12 baterías.

$$N = \frac{35 \text{ kWh}}{3 \text{ kWh}} = 11,6 \quad (\text{A.38})$$

A.11 Cálculo LCOH

A.11.1 Cálculo LCOH para proyecto base

Considerando los valores de la Tabla 5.2 en la sección 5.3 y reemplazando en la ecuación (A.39) se obtiene lo siguiente:

$$LCOH = \frac{\sum_{i=1}^{10} \frac{178.799+934+1.045}{(1+0,05)^T}}{\sum_{i=1}^{10} \frac{7.300}{(1+0,05)^T}} = 25 \text{ US\$/kg H}_2 \quad (\text{A.39})$$

A.11.2 Cálculo LCOH proyectado

Para este caso, se proyecta que el costo de los electrolizadores disminuya al año 2025 según información publicada por el fabricante Enapter. Estos podrían tener un costo de hasta 550 €/kW. Con esto, se recalculó el CAPEX y OPEX de la planta de electrólisis, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla A.12: Valores de cálculo de LCOH proyectado.

Parámetro	Valor
CAPEX planta FV, US\$	46.717
CAPEX planta EL, US\$	42.003
OPEX planta FV, US\$	934
OPEX planta EL, US\$	144

Reemplazando, se obtiene el nuevo LCOH.

$$LCOH = \frac{\sum_{i=1}^{10} \frac{46.717+42.003+934+144}{(1+0,05)^T}}{\sum_{i=1}^{10} \frac{7.300}{(1+0,05)^T}} = 12 \text{ US\$/kg H}_2 \quad (\text{A.40})$$

A.11.3 Cálculo rendimiento en vehículos a bencina e hidrógeno

- Vehículo a bencina

Dado a que un kg de bencina da un rendimiento de 17 km, para 20.000 km se requieren 1.175 kg.

$$m_{bencina} = \frac{1 \text{ kg} \cdot 20.000 \text{ km/año}}{17 \text{ km}} = 1.175 \text{ kg/año} \quad (\text{A.41})$$

Luego, dado a que el precio de venta de la bencina es de 1,7 US\$/kg, el gasto anual del vehículo es de 2.000 US\$/año.

$$\text{Gasto} = 1.175 \text{ kg/año} \cdot 1,7 \text{ US\$/kg} = 2.000 \text{ US\$/año} \quad (\text{A.42})$$

- Vehículo a hidrógeno

Dado a que un kg de hidrógeno da un rendimiento de 110 km, para 20.000 km se requieren 180 kg.

$$m_{H_2} = \frac{1 \text{ kg} \cdot 20.000 \text{ km/año}}{110 \text{ km}} = 180 \text{ kg/año} \quad (\text{A.43})$$

Luego, el precio de venta del hidrógeno se estima amplificando el LCOH en un 20%, por concepto de la ganancia del distribuidor.

$$\text{Precio venta } H_2 = 12 \text{ US\$/kg} \cdot 1,2 = 14 \text{ US\$/kg} \quad (\text{A.44})$$

Dado a que el precio de venta obtenido es de 14 US\$/kg, el gasto anual del vehículo asciende a 2.542 US\$/año.

$$\text{Gasto} = 180 \text{ kg/año} \cdot 14 \text{ US\$/kg} = 2.542 \text{ US\$/año} \quad (\text{A.45})$$

Anexo B

Figuras

B.1 Producción de agua del generador Watergen según ficha técnica del proveedor

En la figura se muestra la producción de agua diaria del generador Watergen según datos del proveedor.

Temperatura °C	Humedad relativa %									
	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
20 °C	4,5	5,1	8,9	10,4	12,2	14,3	16,8	19,7	23,1	27,1
21 °C	5,2	5,9	10,2	11,8	13,6	15,9	18,5	21,5	25,1	29,2
22 °C	6	10,2	11,6	13,2	15,2	17,6	20,3	23,5	27,2	31,5
23 °C	6,9	11,6	13,1	14,9	17	19,5	22,4	25,7	29,6	34
24 °C	12	13,3	14,9	16,8	19	21,6	24,6	28,1	32,1	36,7
25 °C	13,7	15,1	16,8	18,8	21,1	23,9	27	30,7	34,9	39,6
26 °C	15,6	17,1	18,9	21	23,5	26,4	29,7	33,5	37,9	42,8
27 °C	17,8	19,4	21,3	23,5	26,1	29,1	32,6	36,6	41,1	46,3

Figura B.1: Producción de agua L/día generador Watergen a diferentes condiciones de operación.

B.2 Producción de agua del generador Genaq según ficha técnica del proveedor

En la figura se muestra la producción de agua diaria del generador Genaq según datos del proveedor.

Temperatura °C	Humedad relativa %									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
10 °C	-	-	1	1	3	5	10	12	12	13
15 °C	-	-	1	3	7	12	17	20	21	22
20 °C	-	0	3	7	14	20	25	32	34	34
25 °C	-	2	6	14	21	28	37	43	45	45
30 °C	0	3	11	19	28	39	47	52	54	55
35 °C	1	5	15	24	37	46	54	59	61	61
40 °C	2	7	18	29	43	52	60	63	64	64
45 °C	3	12	23	37	50	59	64	66	67	67
50 °C	6	15	27	43	57	64	69	71	-	-
55 °C	6	16	29	47	60	67	71	-	-	-

Figura B.2: Producción de agua L/día generador Genaq a diferentes condiciones de operación.

B.3 Mapa de radiación global horizontal para cada hora y mes

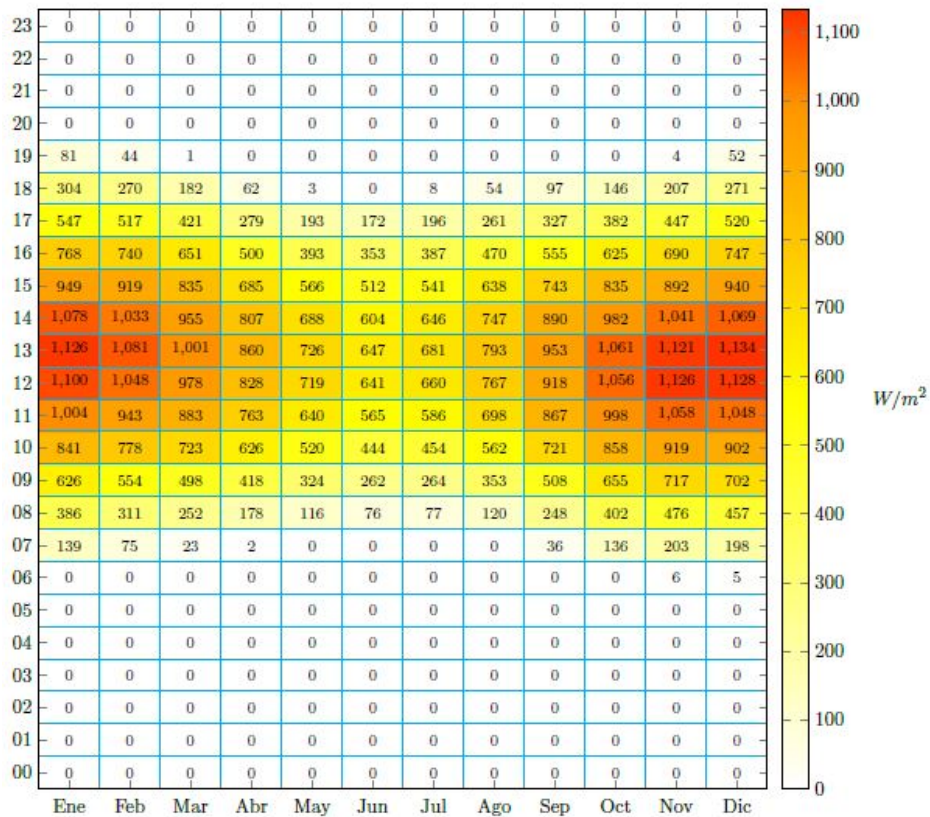


Figura B.3: Promedio de la radiación global horizontal para cada hora y mes, el La Negra, Antofagasta, Chile (Explorador Solar, 2022).

Anexo C

Tablas

C.1 Pérdidas operacionales de sistema fotovoltaico

Por defecto en el simulador se consideran los siguientes factores de pérdida y valores.

Tabla C.1: Pérdidas operacionales del sistema fotovoltaico (Explorador Solar, 2022).

Suciedad	2%
Sobras del entorno	3%
Imperfecciones de fabricación	2%
Cableado	2%
Conectores	0,5%
Degradación de las celdas por luz incidente	1,5%
Tiempo apagado	3%
Diferencia entre los valores de laboratorio y realidad	1%
Pérdida total	14,08%