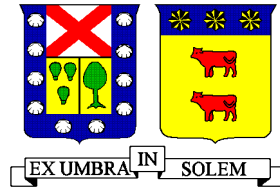


UTFSM

UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE OBRAS CIVILES
VALPARAISO - CHILE



**ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE
ESTACIONES DE SERVICIO DE SUMINISTRO DE HIDRÓGENO**

Aníbal Sotomayor Faúndez.

Memoria para optar al título de
ingeniero civil químico

Profesor guía
Rodrigo Benavides

Junio de 2023

UTFSM

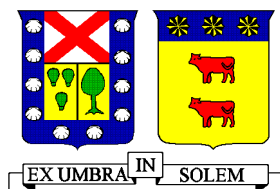
UTFSM

Análisis técnico y económico de configuración óptima de estaciones de suministro de hidrógeno

2023

UTFSM

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE OBRAS CIVILES
VALPARAÍSO – CHILE



ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE ESTACIONES DE SERVICIO DE SUMINISTRO DE HIDRÓGENO

Memoria de titulación presentado por
Aníbal Sotomayor Faúndez

Como requisito parcial para optar al título de
ingeniero civil químico

Profesor guía
Rodrigo Benavides Valenzuela

Profesor correferente
Antonio Sánchez Squella

Junio de 2023

Resumen ejecutivo

El cambio climático ha generado una serie de consecuencias negativas para el medio ambiente, siendo los gases de efecto invernadero (GEI) uno de los principales factores contribuyentes. Estos gases se emiten principalmente durante la generación de energía, lo que ha impulsado a muchos países a explorar soluciones que permitan la descarbonización de sus matrices energéticas. En este contexto, el hidrógeno ha emergido como un prometedor vector energético, particularmente útil en sectores difíciles de descarbonizar, como el transporte.

No obstante, la implementación del hidrógeno como combustible plantea una serie de desafíos técnicos y económicos. La pregunta central radica en si es viable utilizar hidrógeno de manera eficiente en lugar de combustibles fósiles, y si es posible establecer una infraestructura de distribución similar a las estaciones de servicio convencionales. Además, existen preocupaciones relacionadas con la seguridad y los procedimientos operacionales requeridos para el manejo del hidrógeno, debido a su baja densidad energética y su potencial corrosivo sobre ciertos materiales.

Este trabajo busca evaluar distintos escenarios de transporte y almacenamiento de hidrógeno, considerando diferentes niveles de demanda, tales como faenas mineras, transporte interurbano, y flotas de distribución para empresas alimenticias. El objetivo es obtener estimaciones de inversión y costos operativos para cada caso, con el objetivo de realizar un estándar.

Abstract

Climate change has caused a series of negative consequences for the environment, with greenhouse gases (GHGs) being one of the main contributing factors. These gases are primarily emitted during energy generation, which has prompted many countries to explore solutions that enable the decarbonization of their energy matrices. In this context, hydrogen has emerged as a promising energy carrier, particularly useful in sectors that are difficult to decarbonize, such as transportation.

However, the implementation of hydrogen as a fuel presents a series of technical and economic challenges. The central question is whether it is feasible to use hydrogen efficiently instead of fossil fuels, and whether it is possible to establish a distribution infrastructure similar to conventional gas stations. Additionally, there are concerns related to safety and operational procedures required for handling hydrogen, due to its low energy density and its potential corrosive effects on certain materials.

This paper seeks to evaluate different hydrogen transport and storage scenarios, considering varying demand levels, such as mining operations, intercity transportation, and distribution fleets for food companies. The goal is to obtain investment estimates and operational costs for each case, with the objective of establishing a standard.

Índice

Introducción.....	9
Objetivos.....	11
Objetivo principal.	11
Objetivos secundarios.	11
Estado del Arte.	11
El hidrógeno.	11
Producción de hidrógeno.....	12
Almacenamiento de hidrógeno.	17
Distribución de hidrógeno.	22
Hidrogeneras.	23
Aspectos de seguridad asociados al hidrógeno.	32
Peligros del uso del hidrógeno.....	33
Metodología de trabajo.....	36
Carta Gantt.....	38
Resultados.	38
1) Definición de demandas.....	38
2) Dimensionamiento de configuraciones.	40
Producción de hidrógeno.....	40
Transporte de hidrógeno.	40
Configuración de las estaciones de servicio de suministro de hidrógeno.....	42
3) Riesgo y confiabilidad.	43
4) Estimación costos de escenario.....	46
Escenario 1: transporte a 350 bar.	46
Escenario 2: transporte a 700 bar...¡Error! Marcador no definido.	

Escenario 3: transporte de hidrógeno líquido. ¡Error! Marcador no definido.

Escenario 4: Producción *in-situ*..... ¡Error! Marcador no definido.

Análisis de resultados.....	48
Conclusiones.	51
Referencias.....	52
Anexos.....	53
Anexo A: Calculo de demanda.	53

Índice de tablas y figuras.

FIGURA 1 "DENSIDADES ENERGÉTICAS MÁXICAS DE DISTINTOS COMBUSTIBLES"(UNIVERSITY OF CALGARY, S. F.)	12
FIGURA 2 "MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO"(FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021)	13
FIGURA 3 "ESQUEMA DE ELECTROLIZADOR"	14
FIGURA 4 "PORCENTAJE DE HIDROGENO OBTENIDO MEDIANTE DIVERSOS MÉTODOS"(FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021)	15
FIGURA 5 "ESQUEMA DE OBTENCIÓN DE HIDROGENO MEDIANTE REFORMADO DE GAS NATURAL CON VAPOR"(FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021)	15
FIGURA 6 "ESQUEMA DE UN REACTOR DE REFORMADO POR VAPOR"	16
FIGURA 7 "VARIACIÓN DE LA TENDENCIA DE Z A DISTINTAS TEMPERATURAS"(FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021)	19
FIGURA 8 "TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO GASEOSO"(APILADOS, 2017)	19
FIGURA 9 "TANQUE DE HIDRÓGENO COMPRIMIDO"	21
FIGURA 10 "PERDIDAS POR EVAPORACIÓN DE HIDRÓGENO"	22
FIGURA 11 "INFRAESTRUCTURAS DEL HIDRÓGENO"(FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021)	24
FIGURA 12 EVOLUCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE ESTACIONES DE SERVICIO DE HIDRÓGENO A TRAVÉS DE LOS AÑOS(H2STATIONS.ORG, 2023)	24
FIGURA 13 "ESTACIÓN DE SERVICIO DE HIDRÓGENO MEDIANTE REFORMADO IN SITU DE METANOL. ESQUEMA DE LA PLANTA JHFC KAWASAKI"(FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021)	25
FIGURA 14"ESTACIÓN DE SERVICIO DE HIDRÓGENO MEDIANTE DISTRIBUCIÓN DE HIDRÓGENO LÍQUIDO. ESQUEMA DE LA PLANTA JHFC ARLAKE"(FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021).	26
FIGURA 15"CONFIGURACIONES DE LLENADO"(FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021)	27
FIGURA 16"CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE DESCARGA DE LA CASCADA A UNA PRESIÓN DE 350 BAR EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN DE ALMACENAMIENTO" (FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021)D	28
FIGURA 17 "MATRIZ DE EVALUACIÓN DE RIESGOS(FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021)"	34
FIGURA 18 "CARTA GANTT REFERENTE AL TRABAJO DE MEMORIA"(ELABORACIÓN PROPIA).	38
TABLA 1"PROPIEDADES DEL HIDRÓGENO"(FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021) 12	
TABLA 2 "PORCENTAJE MOLAR DE LA CORRIENTE DE SALIDA DEL REFORMADO POR VAPOR"(FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021) 16	
TABLA 3 "ESTIMACIÓN DE COSTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO MEDIANTE DIVERSOS MÉTODOS"(FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021) 17	
TABLA 4 "COSTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A 350 Y 700 BAR"(HYUN KYU SHIN & SUNG KYU HA, 2023) 17	
TABLA 5 "FACTORES DE COMPRESIBILIDAD A DISTINTAS PRESIONES"(FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021) 18	
TABLA 6 "COSTE DE TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO GAS"(HYUN KYU SHIN & SUNG KYU HA, 2023) 20	
TABLA 7 "COSTE DE LOS TRES PRINCIPALES SISTEMAS DE TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO"(FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021) 22	
TABLA 8 "COMPARATIVA ENTRE EL SISTEMA DE TRANSPORTE DE HIDRÓGENO LÍQUIDO Y GASEOSO POR CARRETERA"(FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021) 23	
TABLA 9 "COSTOS ESTIMADOS POR COMPONENTE EN HIDROGENERA HIDROGENO 350 BAR" (ELABORACIÓN PROPIA). 29	
TABLA 10 "ESTIMACIÓN DE COSTOS POR COMPONENTE PARA HIDROGENERA DE HIDRÓGENO LÍQUIDO" (ELABORACIÓN PROPIA). 29	
TABLA 11 "COSTO DE HIDRÓGENO CON PRODUCCIÓN IN-SITU" (ELABORACIÓN PROPIA). 29	
TABLA 12 "RESUMEN DE LOS PRINCIPALES TIPOS DE TECNOLOGIAS DE CELDAS DE COMBUSTIBLE"(FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021) 30	
TABLA 13 "PROPIEDADES DE COMBUSTIÓN DE ALGUNOS COMBUSTIBLES PARA MEZCLAS CON AIRE A 25°C Y ATM".(FUNDACIÓN HIDRÓGENO, 2021) 32	

- TABLA 14 "ESTIMACIÓN COSTOS DE INVERSIÓN CONFIGURACIÓN COMPRESIÓN SIMPLE"(ELABORACIÓN PROPIA) 42
- TABLA 15 "ESTIMACIÓN COSTOS DE INVERSIÓN CONFIGURACIÓN COMPRESIÓN SIMPLE CON ENFRIADOR"(ELABORACIÓN PROPIA). 42
- TABLA 16 "ESTIMACIÓN COSTOS DE INVERSIÓN CONFIGURACIÓN TIPO CASCADA" (ELABORACIÓN SIMPLE) 42
- TABLA 17 "ESTIMACIÓN DE COSTOS TRANSPORTE A 350 BAR Y ALMACENAMIENTO A 350 BAR"(ELABORACIÓN PROPIA) 47
- TABLA 18 "ESTIMACIÓN DE COSTOS TRANSPORTE A 350 BAR Y ALMACENAMIENTO A 700 BAR"(ELABORACIÓN PROPIA) 47
- TABLA 19 "ESTIMACIÓN DE COSTOS TRANSPORTE A 350 BAR Y ALMACENAMIENTO LÍQUIDO"(ELABORACIÓN PROPIA) 47
- TABLA 20 "ESTIMACIÓN DE COSTOS TRANSPORTE A 700 BAR Y ALMACENAMIENTO A 350 BAR"(ELABORACIÓN PROPIA) **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- TABLA 21 "ESTIMACIÓN DE COSTOS TRANSPORTE A 700 BAR Y ALMACENAMIENTO A 700 BAR"(ELABORACIÓN PROPIA) **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- TABLA 22 "ESTIMACIÓN DE COSTOS TRANSPORTE A 700 BAR Y ALMACENAMIENTO LÍQUIDO"(ELABORACIÓN PROPIA) **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- TABLA 23 "ESTIMACIÓN DE COSTOS TRANSPORTE LÍQUIDO Y ALMACENAMIENTO A 350 BAR" **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- TABLA 24"ESTIMACIÓN DE COSTOS TRANSPORTE LÍQUIDO Y ALMACENAMIENTO A 700 BAR" **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- TABLA 25 "ESTIMACIÓN DE COSTOS TRANSPORTE LÍQUIDO Y ALMACENAMIENTO LÍQUIDO" **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- TABLA 26 "PRODUCCIÓN IN-SITU Y ALMACENAMIENTO A 350 BAR" **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- TABLA 27 "PRODUCCIÓN IN-SITU Y ALMACENAMIENTO A 700 BAR" **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- TABLA 28 "PRODUCCIÓN IN-SITU Y ALMACENAMIENTO LÍQUIDO" **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**

Introducción

La contaminación ambiental ha generado una serie de problemas a nivel mundial. Por ejemplo, se ha estimado que en los países industrializados, aproximadamente el 20% de la incidencia total de enfermedades puede ser atribuida a factores medioambientales. En Europa, una proporción significativa de muertes y años de vida ajustados por discapacidad (DALYs) en el grupo infantil se atribuye a la contaminación del aire interior y exterior. Un dato relevante es que un tercio de las muertes en el grupo de edad de 0 a 19 años está relacionado con exposiciones ambientales, como la contaminación del aire (tanto interna como externa), el agua y saneamiento, sustancias químicas y productos químicos, y lesiones derivadas de accidentes. Las enfermedades respiratorias, el asma y las alergias están estrechamente asociadas con la contaminación del aire. La relación entre la contaminación atmosférica y la salud es cada vez más evidente, con un aumento en la prevalencia del asma y las alergias en toda Europa durante las últimas décadas [1].

En Chile, la situación en la Región Metropolitana representa el caso más emblemático y notorio de contaminación atmosférica. Sin embargo, otras ciudades también presentan altos niveles de contaminación del aire. Se han detectado niveles elevados en ciudades cercanas a complejos mineros, como Copiapó y Rancagua, y en zonas industriales como Puchuncaví. Además, en las ciudades del sur de Chile que utilizan leña como fuente energética en invierno, como Osorno, Temuco y Coyhaique, también se registran niveles significativos de contaminación. En 2004, Temuco fue declarada zona saturada para PM10, con los niveles más altos de partículas PM10 detectados en invierno y durante la tarde [2].

La contaminación ambiental se origina principalmente a partir de la combustión, tanto completa como incompleta, de combustibles fósiles, procesos en los cuales se libera energía y gases de efecto invernadero (GEI). Estos gases son los principales agentes del calentamiento global y su acumulación en la atmósfera, entre los cuales se incluyen vapor de agua, dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), clorofluorocarbonos (CFC), entre otros [3]. El uso predominante de los combustibles fósiles es en la generación de energía, lo que hace compleja la reducción de su consumo. En el caso de Chile, la matriz energética se basa principalmente en el carbón, que representa el 41% de la capacidad total de generación, seguido de la biomasa con un 26%, el gas natural con un 15%, la energía hídrica con un 11%, y las energías eólica y solar, con un 3% cada una [4] Este panorama subraya la necesidad de una transición hacia fuentes de energía renovables para avanzar en la descarbonización de la matriz energética nacional.

En este contexto, el sector del transporte representa uno de los desafíos más complejos debido a que la mayoría de los vehículos aún dependen de combustibles fósiles para su funcionamiento. A pesar de los avances recientes en el desarrollo de vehículos eléctricos, la transición hacia una movilidad eléctrica presenta dificultades significativas. Por un lado, sería necesario un volumen considerable de vehículos eléctricos para satisfacer la demanda, y por otro, la obsolescencia de los vehículos a combustión podría generar un incremento sustancial en la acumulación de chatarra. En consecuencia, resulta imperativo explorar alternativas que faciliten una transición hacia una matriz energética descarbonizada. Una opción potencial es el uso de hidrógeno, dado que este elemento posee un contenido energético tres veces superior al de los combustibles fósiles [5].

No obstante, el hidrógeno presenta una densidad extremadamente baja, lo que dificulta su utilización como fuente de energía, ya que requiere grandes volúmenes para almacenar cantidades significativas. Una solución potencial a este desafío es la compresión del hidrógeno a altas presiones (350–800 bar), lo que reduce su volumen, o su licuefacción mediante enfriamiento, lo que mejora su viabilidad como vector energético. Sin embargo, estas técnicas no eliminan completamente los problemas asociados con su manejo y uso [5]. Entre los principales desafíos se encuentran los riesgos inherentes a la manipulación del hidrógeno. Este gas tiene la capacidad de inducir fragilidad en materiales metálicos y, debido a su alta volatilidad, puede desplazar el oxígeno en ambientes cerrados, lo que representa un peligro de asfixia. Además, cuando el hidrógeno se utiliza a altas presiones, una fuga en el sistema puede generar riesgos graves, particularmente debido al cambio brusco de presión al que se sometería el gas. Estas problemáticas afectan tanto el nivel de riesgo como la confiabilidad del hidrógeno como agente energético. El riesgo se refiere a la posibilidad de daño o peligro para las personas o el medio ambiente, mientras que la confiabilidad se asocia con la capacidad del sistema para operar de manera continua y segura, alcanzando su desempeño máximo sin fallas.

La cuestión planteada es particularmente relevante al abordar el desafío de encontrar fuentes de energía alternativas a los combustibles fósiles. Si se considera que el hidrógeno podría reemplazar a la gasolina, surge la interrogante sobre la viabilidad de estaciones de servicio dedicadas al hidrógeno. Sin embargo, cabe preguntarse si el hidrógeno presenta un comportamiento comparable al de la gasolina, si la implementación de estaciones de este tipo es técnicamente factible y qué factores deben considerarse para garantizar que la planta opere de manera eficiente y segura.

El objetivo de este documento es proporcionar respuestas a estas interrogantes mediante un análisis técnico y económico de diversas configuraciones de estaciones de hidrógeno. Es fundamental señalar que el análisis técnico se centrará en la confiabilidad (probabilidad de que la estación experimente fallos operativos) y el riesgo (probabilidad de que se materialicen eventos peligrosos), mientras que

el análisis económico evaluará la inversión inicial requerida para la implementación de dichas estaciones.

Objetivos.

A continuación, se presentan los objetivos a cumplir estudiar en el presente documento.

Objetivo principal.

-Determinar la configuración óptima en confiabilidad y riesgo mediante un análisis técnico y económico para distintos tamaños de mercado de hidrógeno.

Objetivos secundarios.

- Delimitar demandas a evaluar para los distintos esquemas de distribución del hidrógeno.
- Determinar la configuración de cada esquema de distribución, evaluar la confiabilidad y el riesgo asociado a cada una de ellas.
- Evaluar económicamente las distintas alternativas.

Estado del Arte.

El hidrógeno.

Chile tiene el potencial de convertirse en un líder global en la economía sostenible del futuro, siempre y cuando su producción se gestione de manera responsable y sostenible, considerando los consumos de materias primas como recursos fósiles, hídricos y minerales, así como las emisiones de gases de efecto invernadero, entre otros factores [6]. Para avanzar hacia este objetivo, es fundamental optimizar el uso de las energías renovables disponibles en el país, como la solar, eólica y geotérmica, entre otras.

El hidrógeno no es una fuente primaria de energía, sino un vector energético, lo que significa que es un producto que requiere de una aportación externa de energía para su producción. Su característica distintiva es su capacidad para almacenar energía y liberarla de manera controlada cuando sea necesario [5]. El hidrógeno es el primer elemento en la tabla periódica. En condiciones normales, es un gas no reactivo, incoloro, insípido e inodoro. Es el elemento más ligero y abundante del universo, representando aproximadamente el 75 % de la materia del cosmos y el 90 % en términos de número de átomos [5]. La tabla n°1 presenta algunas de sus propiedades.

Tabla 1 "propiedades del hidrógeno"(Fundación Hidrógeno, 2021)

Densidad del hidrógeno gas	$0,090 \frac{kg}{Nm^3}$
Densidad del hidrógeno líquido	$0,071 \frac{kg}{L}$
Densidad energética del hidrógeno gas	$10,8 \frac{MJ}{Nm^3}$
Densidad energética del hidrógeno líquido	$8,5 \frac{MJ}{L}$
Punto de ebullición	20,28 K
Punto de fusión	14,02 K

Utilizando la densidad energética del hidrógeno y dividiendo por su densidad, es posible calcular la densidad energética másica del hidrógeno, siendo esta de $120 \frac{MJ}{kg}$ y $121 \frac{MJ}{kg}$ para el hidrógeno gaseoso y líquido respectivamente.

Si comparamos la densidad energética del hidrógeno vs la de otros combustibles como los que se presentan en la figura n°1, podemos notar que el hidrógeno tiene una densidad energética mayor a 2 veces la densidad del gas natural ($55 \frac{MJ}{kg}$) y casi el triple que el Diesel ($45 \frac{MJ}{kg}$). Lo cual lo convierte en un posible candidato para ser utilizado, sin embargo, al tener una densidad tan baja, se dificulta su utilización.

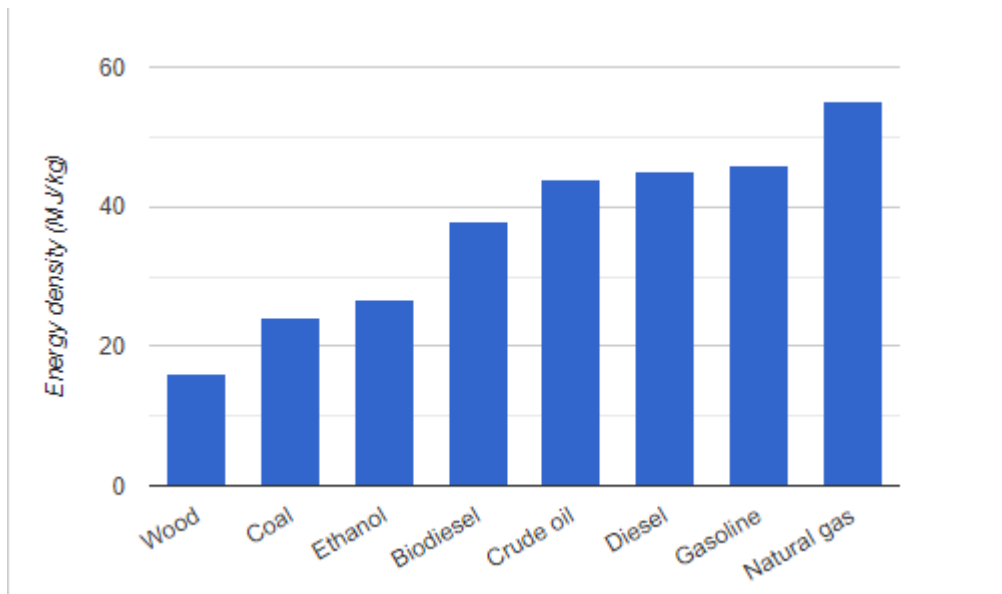


figura 1 "densidades energéticas másicas de distintos combustibles"(University of Calgary, s. f.)

Como se aprecia en la figura n°1 el hidrógeno no se encuentra en posición para ser viable como vector energético, al menos condiciones estándar (25°C y 1 atm).

Producción de hidrógeno.

Si bien el hidrógeno es el elemento más abundante del universo, este no se encuentra puro en la tierra, sino que, se encuentra en forma de compuesto, como el agua (H₂O), metano (CH₄), amoníaco (NH₃), sulfuro de hidrógeno (H₂S), entre otros. Esto implica la necesidad de utilizar energía para poder obtener hidrógeno, dependiendo del tipo de energía utilizada se le denomina con algún color al

hidrógeno. Por ejemplo, el hidrógeno negro, gris y marrón son los producidos a partir de materias primas ricas en hidrocarburos, como gas metano, carbón u otros combustibles fósiles[7], el hidrógeno azul es el producido mediante la reformación de gas natural con vapor, el hidrógeno rosado es el hidrógeno obtenido mediante energía nuclear y el hidrógeno verde es el que se obtiene mediante el uso de energías renovables, como lo son energía solar, eólica, geotérmica, entre otros. En la figura n°2 se pueden apreciar distintos métodos para la producción de hidrógeno.

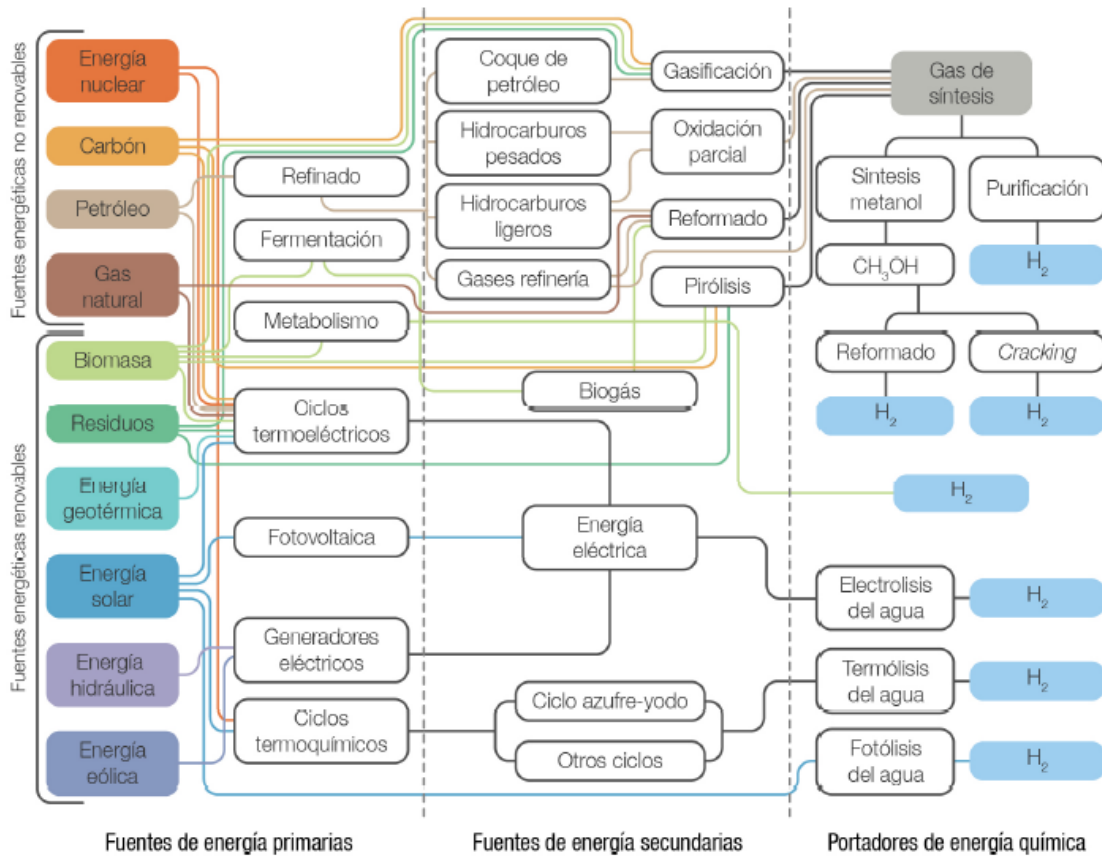
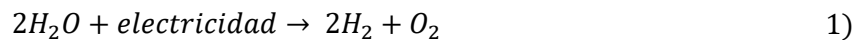


figura 2 "Métodos de producción de hidrógeno"(Fundación Hidrógeno, 2021)

Como se puede apreciar en la figura n°2 es posible observar que uno de los métodos que utilizan energías renovables es la electrolisis del agua. Esta es llevada a cabo mediante una corriente eléctrica continua induciendo una reacción química no espontánea en el agua, permitiendo de esta manera la separación del hidrógeno y del oxígeno de las moléculas del agua[5], esto último se puede apreciar en la ec. 1.



Esta reacción es realizada por un equipo llamado electrolizador. Un electrolizador está formado por un grupo de celdas electrolíticas o stack, cada una de ellas con un electrodo positivo o ánodo y un electrodo negativo o cátodo[5]. En la figura n°3 se puede apreciar un electrolizador donde en el ánodo o polo positivo se lleva a cabo una oxidación capturando el oxígeno, en el cátodo o polo negativo se lleva a cabo una reducción produciendo hidrógeno y el electrolito es representado como una disolución, es el medio conductor para que la electricidad circule entre los electrodos y el agua y se pueda producir la reacción.

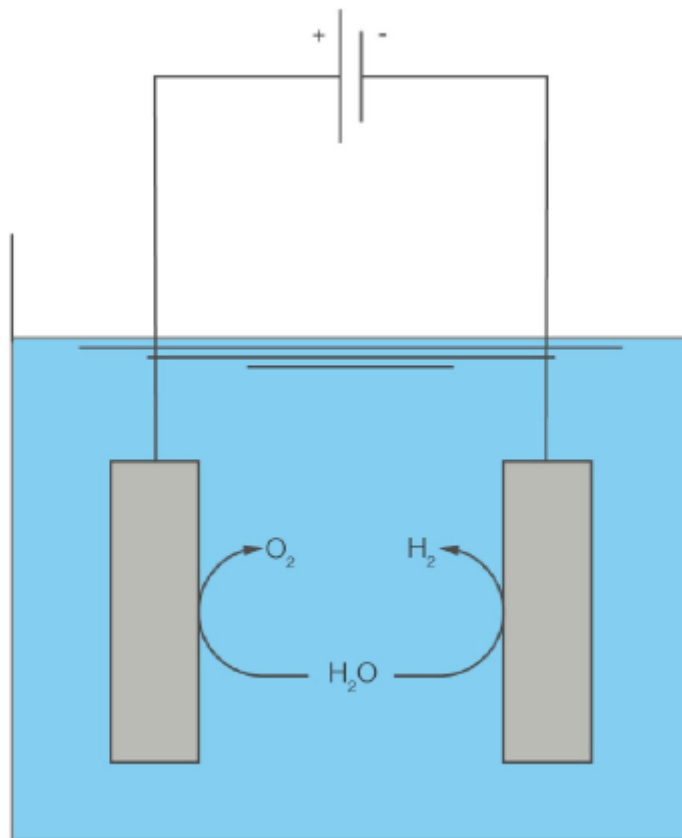


figura 3 "Esquema de electrolizador"

Otro método de producción de hidrógeno y actualmente el más utilizado es el reformado de gas natural, ya que es un proceso que es ampliamente conocido y utilizado en la industria petroquímica. En la figura n°4 se puede apreciar como la producción de hidrógeno es casi en su totalidad mediante energías no renovables, esto implica que es necesario desarrollar una mayor cantidad de tecnologías para obtener hidrógeno verde.

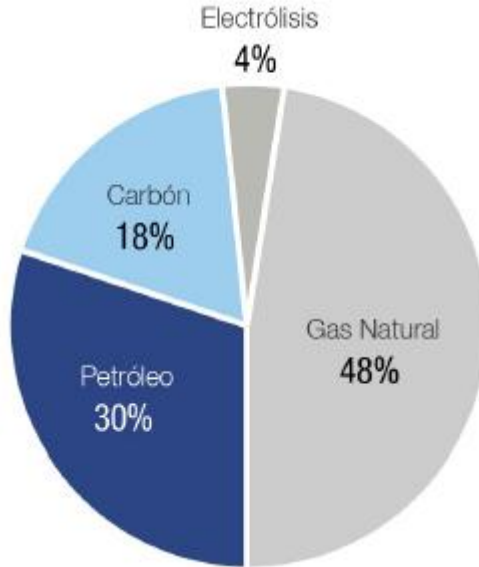


figura 4 "porcentaje de hidrogeno obtenido mediante diversos métodos"(Fundación Hidrógeno, 2021)

Las ventajas del uso del gas natural frente a otros hidrocarburos en la producción del hidrógeno son la elevada relación atómica (CH_4 : 4 átomos de H por cada átomo de C), lo que implica una mayor cantidad de H_2 producido por átomo de carbono y una menor cantidad de CO_2 producido por átomo de carbono[5]. El reformado de gas natural mediante vapor de agua es el método más barato y extendido de obtención de hidrógeno. Este proceso está basado en la reacción del metano con el vapor de agua a alta temperatura sobre un lecho de catalizador. Se representa esquemáticamente el proceso en la figura n°5.

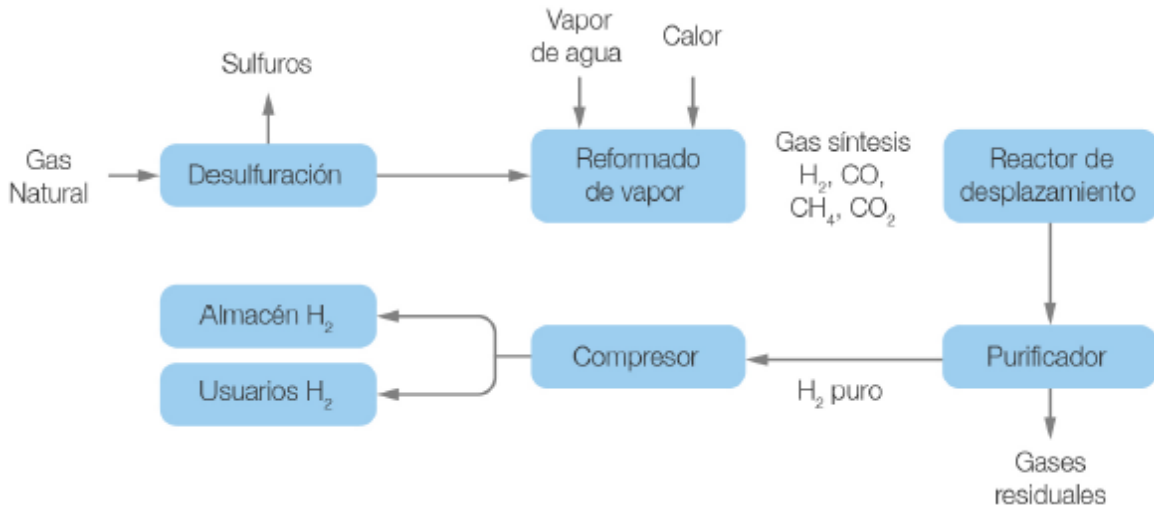


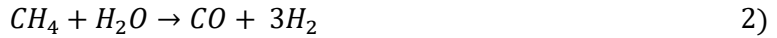
figura 5 "esquema de obtención de hidrogeno mediante reformado de gas natural con vapor"(Fundación Hidrógeno, 2021)

La primera etapa de desulfuración consiste en la remoción de azufre ya que no solamente influye en la pureza del hidrógeno a obtener, sino que además puede afectar el rendimiento del reformado o bien afectar el correcto funcionamiento de los equipos a utilizar. Respecto de la etapa del reformado esta

se lleva a cabo en un reactor de reformado por vapor (figura n°6), en este reactor se lleva a cabo la siguiente ecuación.



figura 6 "esquema de un reactor de reformado por vapor"



Esta reacción se lleva a cabo a altas temperaturas (840 – 950 °C) y presiones moderadas (20 – 30 bar), es endotérmica por lo tanto requiere energía para reaccionar, esta energía proviene principalmente de la combustión del gas natural de entrada o bien los gases residuales provenientes de la purificación del hidrógeno[5] en la tabla n°2 se puede apreciar la composición de salida del reformador por vapor, cabe destacar que este método tiene una eficiencia energética global de un (70 – 85 %) esto representa el poder calorífico superior del hidrógeno dividido la energía necesaria para obtenerlo.

Tabla 2 "porcentaje molar de la corriente de salida del reformado por vapor"(Fundación Hidrógeno, 2021)

Porcentaje molar	Salida del reformador
H ₂	46,3%
CO	7,1%
CO ₂	6,4%
CH ₄	2,4%
N ₂	0,8%
H ₂ O	37%
Total	100%

No se detallarán más métodos en este trabajo, ya que no son relevantes para el mismo, sin embargo, como se puede apreciar en la tabla n°3 se tienen los costos estimados por medio de distintos métodos. Para la realización de esta tabla no se considera utilizar energía nuclear, ya que no existe dicha energía en el país a la fecha.

Tabla 3 "Estimación de costos de producción de hidrógeno mediante diversos métodos"(Fundación Hidrógeno, 2021)

Coste hidrógeno (\$USD/kg)							
Año	Gas natural distribuido	Electrolisis distribuido	Gas natural centralizado	Electrolisis centralizado	Biomasa	Eólica	Solar
2020	3,25	8,06	2,60	3,50	3,32	3,00	3,65
2030	3,55	7,92	2,55	2,95	2,30	2,35	2,75
2040	3,20	7,15	2,55	2,95	2,05	2,10	2,40
2050	-	7,10	-	2,95	1,96	1,90	2,25

Como es posible apreciar en la tabla n°3, el gas natural pareciera ser la opción más viable, sin embargo, no se consideran valores para el 2050 ya que para ese entonces se espera el agotamiento del gas natural[5]. Cabe considerar que estas estimaciones se realizaron mediante un único estudio concreto por lo cual puede existir cierto grado de subjetividad apreciable, sin embargo algunas tendencias se repiten, por ejemplo la producción centralizada para una instalación grande es más rentable que para instalaciones pequeñas, también, la energía eólica y solar se proyectan como opciones sólidas para la producción de hidrógeno[5].

Una vez obtenido el hidrógeno este se encuentra a presión atmosférica, este puede ser comprimido a 350 o 700 Bar, como se indica en la tabla n°4[8]

Tabla 4 "costos de producción de hidrógeno a 350 y 700 bar"[8]

Hidrógeno comprimido (bar)	Costo ($\frac{\$USD}{ton}$)
350	0,8
700	1,4

Estos costos consideran los procesos de regeneración y del proceso de compresión, considerando hidrógeno a presión atmosférica hasta hidrógeno comprimido, sin embargo, no se detalla el costo específico por cada etapa. Estos valores se realizaron en base a la producción de 1 tonelada de hidrógeno, por lo que representan costos operativos.

Almacenamiento de hidrógeno.

Un aspecto clave a considerar es el almacenamiento del hidrógeno, ya que, una vez producido, debe ser utilizado o almacenado para su uso posterior. Aunque este proceso puede parecer sencillo para otros combustibles, el almacenamiento del hidrógeno presenta desafíos significativos debido a su baja densidad, lo que requiere grandes volúmenes para su almacenamiento eficiente. Una de las opciones es aumentar la presión del hidrógeno para reducir su volumen, mientras que otra alternativa es almacenarlo en su estado líquido, aunque esta opción conlleva un alto costo debido a los procesos de licuefacción. Existen otras soluciones para su almacenamiento, como el almacenamiento químico o el hidrógeno adsorbido, pero estas tecnologías no serán evaluadas debido a que no permiten un almacenamiento eficiente a gran escala y aún se encuentran en etapas de desarrollo preliminar.

El almacenamiento en forma de hidrógeno gas comprimido es el método más extendido debido a que es una tecnología muy desarrollada y madura, con bajos costes tanto en el proceso de compresión como de los componentes y equipos asociados. La principal desventaja es el manejo a elevadas presiones y los problemas de seguridad que puede llevar asociados debido a ello[5] Este almacenamiento utiliza la ley de Boyle-Mariotte ($P \cdot V = \text{Constante}$), esto implica que, si aumentamos la presión, el volumen del gas tiende a disminuir.

Esto último es siempre cierto cuando las presiones son bajas, pero al ir aumentando la presión esta ecuación no logra representar el fenómeno teniendo que introducir la siguiente ecuación.

$$\text{Factor de compresión } (Z) = \frac{V_{\text{Hidrógeno,real}} \cdot P_{\text{real}}}{V_{\text{Hidrógeno,ideal}} \cdot P_{\text{ideal}}} \quad 3)$$

Los parámetros reales consideran el volumen y presión del hidrógeno a altas presiones mientras que los parámetros ideales consideran el volumen y presión del hidrógeno en condiciones ideales (0°C y 1 atm). Mientras más lejano a 1 sea el valor del factor de compresión más se aleja a un gas ideal el comportamiento del hidrógeno en la tabla n°5 se pueden apreciar distintos factores de compresión a distintas presiones.

Tabla 5 "factores de compresibilidad a distintas presiones"(Fundación Hidrógeno, 2021)

Presión (bar)	Factor de compresibilidad a 0°C
100	1,065
200	1,132
300	1,201
400	1,272
600	1,416
700	1,489
800	1,560

Este factor se ve modificado por la temperatura. En la figura n°7 se muestra la evolución del factor de compresión frente a la presión para distintas temperaturas. Se puede apreciar que cuanto mayor es la temperatura, la línea disminuye la pendiente, es decir, menos valor de Z se tiene para una misma presión. A temperaturas muy bajas las líneas se cruzan, esto es debido a que el gas se empieza a licuar y se modifican las características del gas[5].

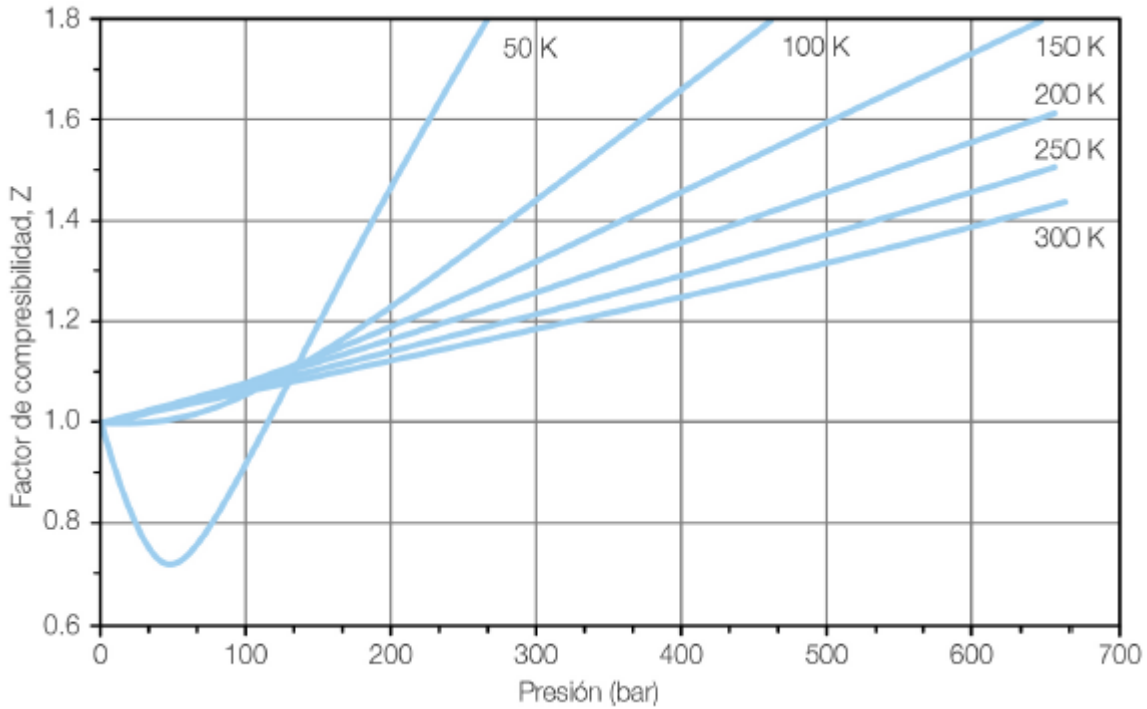


figura 7 "variación de la tendencia de Z a distintas temperaturas"(Fundación Hidrógeno, 2021)

El hidrógeno gas generalmente se almacena a presiones entre los 200 a 350 bar, pero con tendencias a almacenarlo con presiones de 700 bar y superiores.

Existen 4 tipos principales de tanques de almacenamiento de hidrógeno gaseoso, estos se pueden apreciar en la figura n°8.

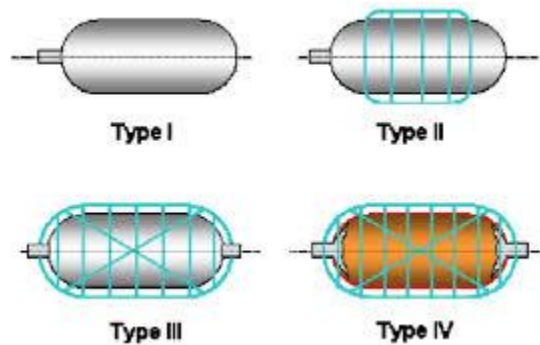


figura 8 "tanques de almacenamiento de hidrógeno gaseoso"(Apilados, 2017)

Tipo I: Son estructuras fabricadas habitualmente de acero, se puede emplear para presiones entre 200 y 300 bar, cuentan con buenas prestaciones de seguridad y robustez, pero con un peso elevado[5].

Tipo II: Para reducir el peso se sustituye la estructura de acero por una estructura compuesta de un armazón interno metálico y una capa externa de fibras de carbono, recubriendo los laterales de la botella, se emplea para presiones entre 200 y 350 bar [5].

Tipo III: La configuración de este tipo de botellas es el mismo que en los tanques de tipo 2, pero en este caso las fibras de carbono recubren la totalidad del armazón, se utilizan para presiones entre 200 y 700 bar. [5].

Tipo IV: Este tipo de tanques están fabricados enteramente con polímeros y fibra de carbono son muy ligeros, pero sus costes de fabricación son altos, se utilizan para presiones entre 200 y 700 bar [5]

En la tabla nº6 se encuentra el costo de los 4 tipos de tanques presentados.

Tabla 6 "coste de tanque de almacenamiento de hidrógeno gas"[8]

Tipo de tanque	Costo ($\frac{\$USD}{kg}$)
I	11,05
II	16,60
III	33,20
IV	33,20

Estos costos representan el costo unitario promedio de la inversión necesaria para un kilogramo de hidrógeno almacenado, estos costos serán actualizados dependiendo de la demanda necesaria para obtener el valor de inversión necesaria, no se considerarán costos de operación en este caso, salvo quizá la mantención.

Debido a la complejidad de encontrar capacidad de hidrógeno del tanque, se considera la opción de utilizar valores obtenidos en trabajos similares, en particular una memoria de la universidad de Chile[9], en la cual se obtienen valores de almacenamiento para 4000 kg de hidrógeno en sus versiones líquidas y gaseosas a 700 bar, cabe destacar que para el almacenamiento de hidrógeno a 350 bar se utilizara una relación entre la densidad de este a 700 bar y 350 bar, siendo esta de 1,2. Finalmente para obtener los valores de inversión de estanques, se considerara 1 unidad de estanque de 4000 kg, de stock para 1 día, y se realizara una regla de 3 para cada nivel de demanda. Esto siguiendo la siguiente ecuación:

$$Costo\ inversión(\$USD) = \frac{tamaño\ demanda\ dia(kg) \cdot costo\ almacenamiento\ (\$USD)}{4000\ kg\ hidrógeno} \quad (4)$$



figura 9 "tanque de hidrógeno comprimido"

Para almacenar hidrógeno en forma gaseosa se emplean presiones entre 200 y 350 bar, pero con tendencias a almacenarlo con presiones de 700 bar y superiores. El hidrógeno afecta a los materiales, disminuyendo sus prestaciones mecánicas y seguridad, por lo que los materiales principales, más adecuados para los depósitos, son las aleaciones austeníticas de acero y las aleaciones de aluminio[5].

El hidrógeno pasa a estado líquido a -253 °C a 1 bar., existiendo de esa forma solo por debajo del punto crítico (-240 °C y 12,8 bar)[5], de esta manera es posible mejorar la densidad energética.

Una de las principales problemáticas asociadas al almacenamiento de hidrógeno es la pérdida por evaporación. Debido a las condiciones térmicas en las que se lleva a cabo el proceso, se generan pérdidas energéticas que resultan en la evaporación gradual del hidrógeno almacenado. Este gas se acumula en el interior del depósito, pero es necesario ventilarlo para prevenir la acumulación de sobrepresiones. Se estima que entre el 3 % y el 5 % del hidrógeno almacenado se evapora diariamente[5]. En la figura n°10 se presenta la evolución de un depósito experimental a lo largo del tiempo, donde se observa que, aunque la presión se mantiene constante, la cantidad de hidrógeno disminuye progresivamente cada día.

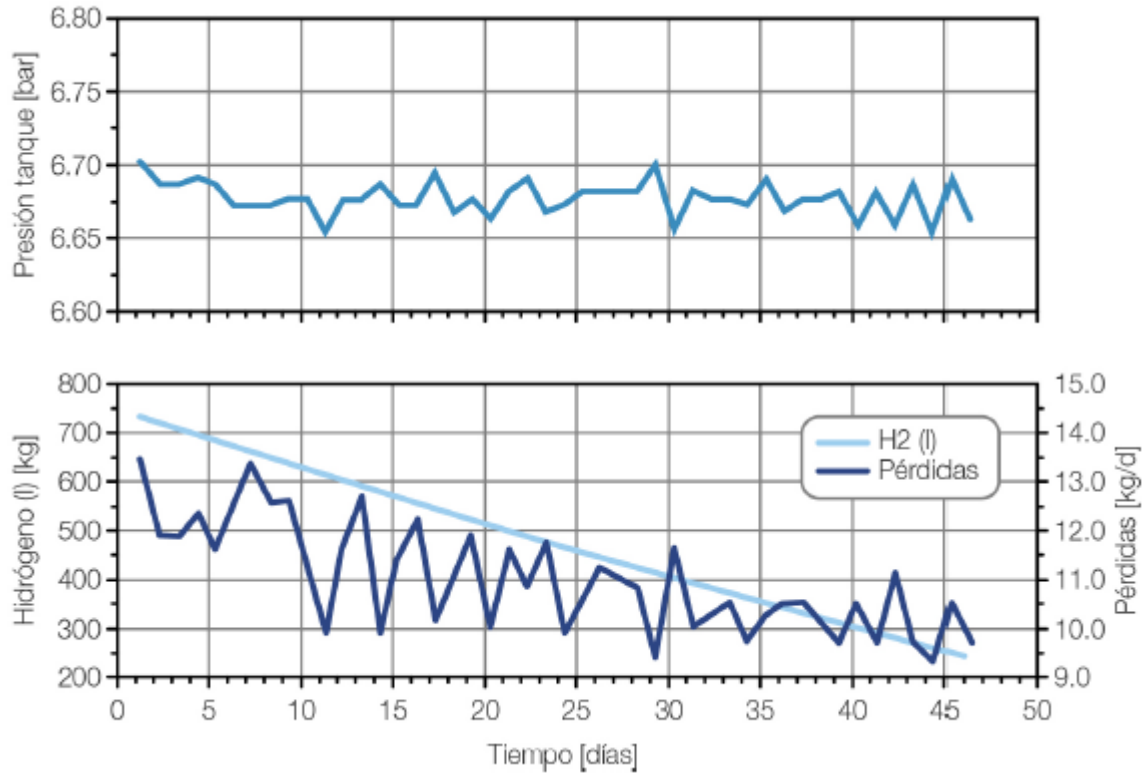


figura 10 "perdidas por evaporación de hidrógeno"

Otro desafío asociado al hidrógeno líquido es el elevado costo energético requerido para su licuefacción, que puede representar hasta un 30 % de la energía contenida en el hidrógeno, lo que dificulta su producción a pequeña escala, especialmente en empresas de menor tamaño. Este alto costo energético se debe a la necesidad de diversos equipos especializados, como compresores, intercambiadores de calor, motores de expansión y válvulas de estrangulación. Además, tanto los materiales utilizados en el proceso como los sistemas de aislamiento implican un considerable peso y volumen para el sistema global. Es fundamental optimizar estos componentes para mejorar el coste, volumen, peso y eficiencia del aislamiento térmico respecto al ambiente exterior [5].

Distribución de hidrógeno.

Otro costo relevante en el precio final del hidrógeno es el de su distribución, ya que se busca optimizar tanto las cantidades transportadas como las distancias a recorrer. Los sistemas de distribución más comunes incluyen el transporte de hidrógeno gaseoso en camiones por carretera, el transporte de hidrógeno gaseoso a través de gaseoductos, y el transporte de hidrógeno líquido por carretera, vía marítima y por ferrocarril [5].

De estos cinco sistemas, los tres primeros son los más prevalentes. En la tabla nº7 se presenta el costo asociado a cada uno de estos métodos, considerando como supuesto un transporte de 200 km por carretera para la conversión de los costos.

Tabla 7 "coste de los tres principales sistemas de transporte del hidrógeno para viajes de 200 km por carretera [5]"

Tipo de transporte	Coste (\$USD/kg)
Hidrógeno líquido por carretera	0,14

Hidrógeno gaseoso por carretera	1,61
Hidrógeno gaseoso canalizado	2,26

El costo operativo del transporte de hidrógeno líquido por carretera es más de 10 veces inferior al del transporte de hidrógeno gaseoso por el mismo medio. Esto se debe a que, aunque la producción de hidrógeno gaseoso es más económica, la cantidad transportada es limitada debido a su baja densidad, lo que resulta en un volumen elevado para una masa relativamente pequeña. En contraste, el hidrógeno líquido es más eficiente para el transporte de grandes volúmenes, aunque se deben considerar las pérdidas por evaporación, que oscilan entre un 0,3 % y un 0,6 % diarios en los tanques criogénicos. En la tabla n°8 se presenta una comparación detallada entre los costos asociados al transporte por carretera de hidrógeno gaseoso y líquido.

Tabla 8 "comparativa entre el sistema de transporte de hidrógeno líquido y gaseoso por carretera"[5]

Parámetro	Trailer H ₂ líquido	Trailer H ₂ gaseoso
Carga (kg)	4000	300
Descarga (kg)	3980-3986	250
Tiempo _{carga/descarga} ($\frac{h}{trayecto}$)	4	20
Pérdidas evaporación ($\frac{\%}{día}$)	0,3 – 0,6	No aplica
Módulo de almacenamiento (\$USD)	473.690	105.260
Bastidor (\$USD)	63.160	63.160
Cabina (\$USD)	94.740	94.740

Por otro lado, el transporte de hidrógeno gaseoso mediante gaseoductos presenta costos de inversión significativamente más altos, que oscilan entre 400 y 1.200 millones de pesos chilenos por kilómetro de infraestructura instalada. Sin embargo, los costos operativos y de mantenimiento son menores en comparación con otras alternativas, lo que lo convierte en una opción viable cuando se requiere satisfacer una demanda elevada de hidrógeno. Otra posibilidad es modificar las redes existentes de gas natural comprimido (GNC) para adaptarlas a las especificaciones requeridas para el transporte de hidrógeno, ajustando los sistemas a las necesidades de contenido de hidrógeno demandado [5].

Hidrogeneras.

A continuación, se abordará el tema de las estaciones de servicio de hidrógeno, también conocidas como hidrogeneras, las cuales representan la etapa intermedia entre la distribución del hidrógeno y su carga en los vehículos. En la figura n°11 se ilustra el proceso de producción de hidrógeno de manera centralizada, que luego se distribuye mediante los sistemas previamente descritos, o bien, mediante una producción local (in situ) directamente en la hidrogenera.

En la figura n°11 se observa que, independientemente del método de transporte, almacenamiento o producción utilizado, todas las opciones convergen en la etapa de compresión, excepto en el caso del llenado directo desde la planta centralizada. Tras la compresión del hidrógeno, este puede ser enfriado

o transferido a un tanque buffer, para luego ser suministrado a la presión requerida por el vehículo durante el proceso de repostaje.



figura 11 "infraestructuras del hidrógeno"(Fundación Hidrógeno, 2021)

Respecto a la situación mundial, según H2stations.org, un servicio de información de Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, en 2020 entraron en funcionamiento 107 estaciones de servicio de hidrógeno en todo el mundo, más que nunca. Se abrieron 29 nuevas hidrogeneras en Europa, 72 en Asia y 6 en Norteamérica. Cuatro países mostraron un especial dinamismo en la expansión: Alemania amplió su red en 14 estaciones de hidrógeno, China en 18, Corea en 26 y Japón en 28[5]. La figura n°12 muestra como ha ido creciendo la infraestructura de servicio del hidrógeno a lo largo de los años.

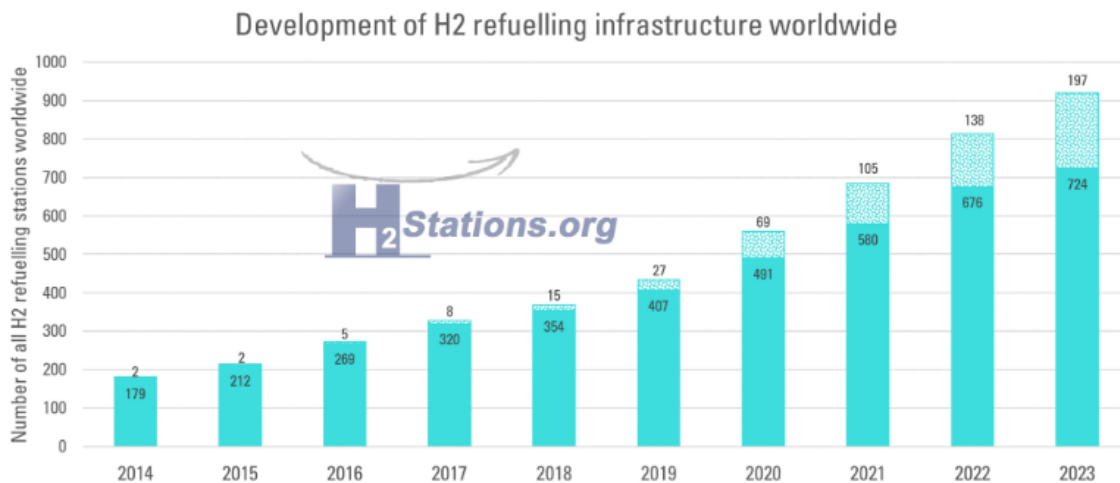


figura 12 Evolución de la infraestructura de estaciones de servicio de hidrógeno a través de los años(H2stations.org, 2023)

Para el dimensionamiento de una hidrogenera es necesario conocer los siguientes parámetros, si el vehículo a llenar utiliza hidrógeno líquido o gas, el número de vehículos, kilometraje por día y una

estimación del consumo de combustible, presión necesaria de repostaje, presión de suministro, flexibilidad de repostaje (1 vez al día, 2 veces a la semana, etc.)[5].

Las hidrogeneras pueden ser de distintos tipos dependiendo del origen del hidrógeno, se distinguen los siguientes tipos:

Generación propia: Electrolisis del agua, reformado de gas natural, reformado de metanol, entre otros. En la figura n° 11 se puede apreciar una estación de hidrógeno mediante reformado de metanol in situ. A excepción de la hidrolisis, los reformados requieren de un proceso de purificación de hidrógeno, como se puede apreciar en la figura n° 13.

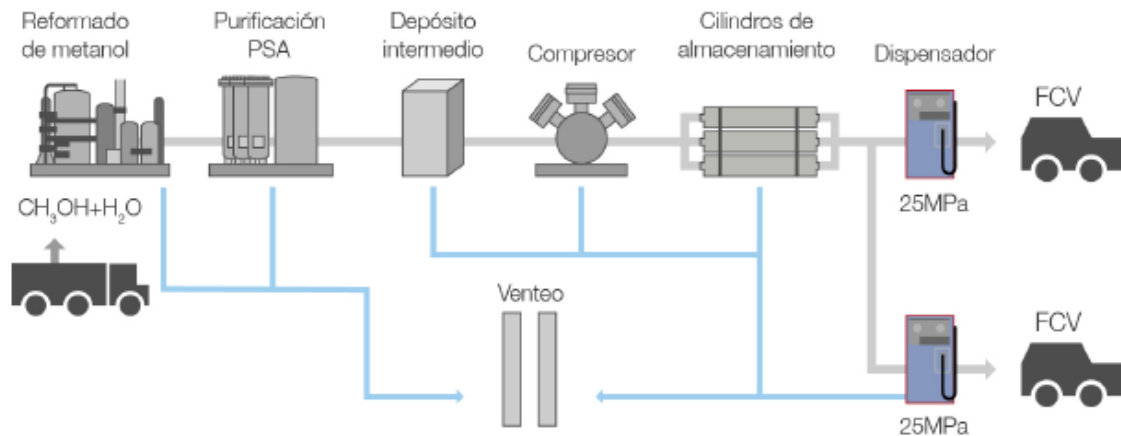


figura 13 "Estación de servicio de hidrógeno mediante reformado in situ de metanol. Esquema de la planta JHFC Kawasaki" (Fundación Hidrógeno, 2021)

Generación centralizada con distribución: tanques de hidrógeno, depósitos criogénicos, red de tuberías de hidrógeno, debido a la limitada red de tuberías el enfoque será los 2 otros sistemas.

El hidrógeno líquido distribuido tiene dos caminos posibles como se puede observar en la figura n° 14, este puede ser dispensado directamente como hidrógeno líquido, o bien puede ser modificado mediante evaporación y posterior compresión, generándose hidrógeno gas. En el supuesto de dispensación directa como hidrógeno líquido, no presenta diferencias significativas respecto a los actuales de gasolina o diesel, salvo en la necesidad de aislamiento térmico en la línea de dispensado, donde se emplea una camisa de vacío para evitar la transmisión de calor[5].

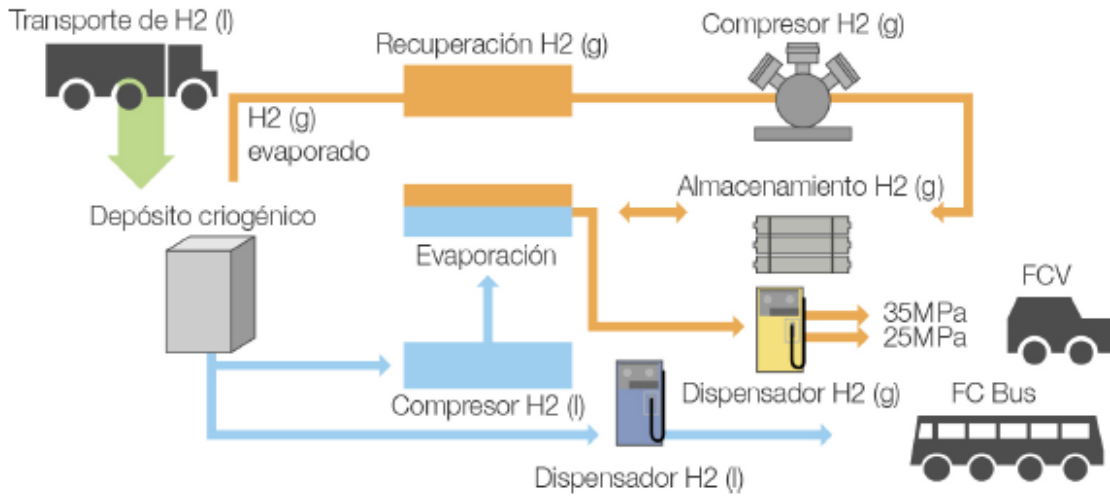


figura 14 "Estación de servicio de hidrógeno mediante distribución de hidrógeno líquido. Esquema de la planta JHFC Arlake" (Fundación Hidrógeno, 2021).

Respecto al llenado en estaciones de hidrógeno gas se distinguen 3 configuraciones o estrategias, llenado directo mediante compresión, llenado rápido mediante un almacenamiento a presión y llenado rápido mediante una serie de etapas (cascada). Estas configuraciones se pueden apreciar en la figura n°15

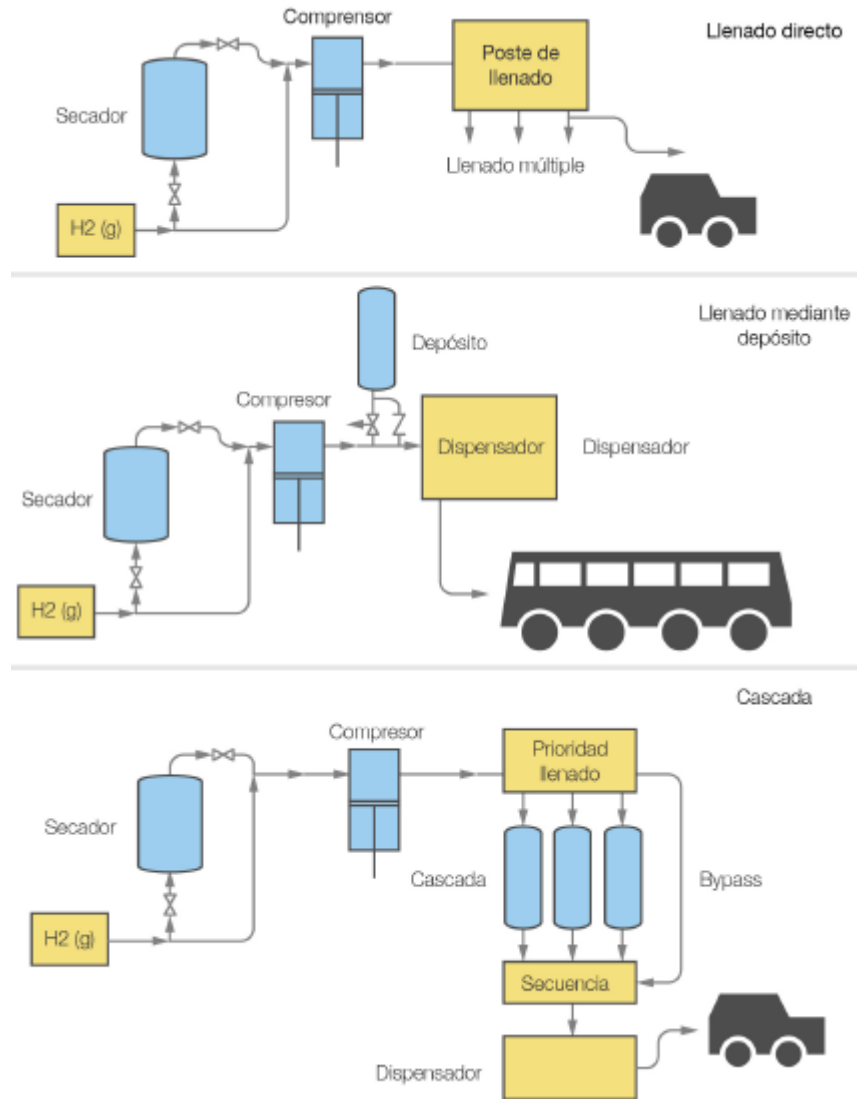


figura 15"Configuraciones de llenado"(Fundación Hidrógeno, 2021)

De la figura n°15 se obtienen las siguientes configuraciones:

Configuración “time fill”. Siendo la configuración más sencilla y económica, ya que solamente consiste en un dispensador y un compresor para el llenado del vehículo, generalmente el compresor utiliza un amortiguador para mantener el flujo más estable, esta configuración se utiliza para sistemas lentos[10]. El llenado directo se trata de la configuración más sencilla tanto por operación como por el dimensionamiento de la instalación, sin embargo, no es una alternativa viable debido a la gran potencia requerida en el compresor. Permite dispensación simultánea de varios vehículos. El tiempo estimado de carga para cada vehículo es de unas 10 horas, debido al tiempo requerido para la compresión del hidrógeno durante el llenado[5].

Configuración “Buffered fast fill”. Siendo esta configuración similar a la anterior pero entre el dispensador y compresor existe un tanque que por sí solo es capaz de llenar el estanque del vehículo,

por lo general se configuran con una histéresis y el compresor solo opera cuando es necesario (disminuye la presión debido al nivel del tanque) [10]. El llenado mediante un depósito de hidrógeno presurizado permite reducir el tiempo de llenado a 5 minutos aproximadamente. Esta configuración se emplea en el llenado en serie de vehículos. En las dos configuraciones de llenado rápido, es necesaria una etapa previa de enfriamiento, conocida como precooling, debido al aumento de temperatura en el depósito de almacenamiento del vehículo durante el repostado como consecuencia de la expansión del gas hidrógeno (efecto Joule-Thomson contrario). La norma SAE J2601 establece una temperatura de preenfriamiento de $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$, para no sobrepasar durante el proceso de llenado la temperatura límite de seguridad de $85\text{ }^{\circ}\text{C}$, de tal manera que no se vea afectada la velocidad del repostado [5].

Configuración “Cascaded fast fill”. Esta configuración cuenta con un panel secuencial y un almacenamiento de gas en 3 niveles de presión distintos (baja, medio y alta) siendo 200 bar, 350 bar y 700 bar respectivamente, el compresor llena los tanques pero no el vehículo, esta configuración aprovecha mejor los volúmenes muertos de transporte, esta opción es útil para un llenado rápido y un mejor uso del compresor, si es que el presupuesto lo permite [10].

Configuración hidrógeno líquido. Esta configuración considera un tanque de hidrógeno líquido el cual puede estar enterrado o en la superficie, el cual funciona mediante una bomba de sumidero la cual logra mover el hidrógeno en estado líquido para su uso. La secuencia para el suministro al coche siempre es de las zonas de menos presión a las zonas de más presión, y la secuencia de carga de la cascada del compresor es de las zonas de más presión a menos presión. El objeto de esta secuencia es optimizar el volumen de gas almacenado y ser capaces de realizar un repostado inesperado con la mayor cantidad posible de combustible [5].

Con este método de igualación de presiones entre depósitos nunca se podrá llegar a descargar toda la cantidad almacenada de hidrógeno, por lo que hay que calcular la eficiencia de descarga de hidrógeno del proceso de repostado, la eficiencia en función de las etapas de la cascada y de la presión de esta. En la figura n°16. se puede calcular la eficiencia para un repostado a 350 bar en función del número de etapas de la cascada y de la presión de esta, sabiendo la cantidad de hidrógeno gas a repostar se sabrá la cantidad de hidrógeno necesaria en la cascada [5].

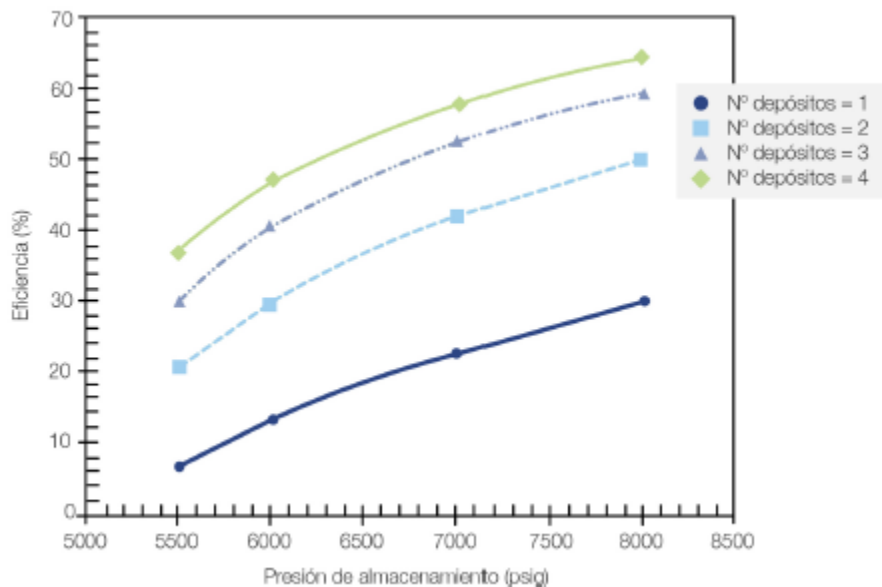


figura 16 "Cálculo de la eficiencia de descarga de la cascada a una presión de 350 bar en función de la presión de almacenamiento" (Fundación Hidrógeno, 2021)

En la figura n°16 se puede apreciar que a mayor número de depósitos (etapas) aumenta la eficiencia global.

En la tabla n°9 se encuentran valores referidos al costo de estaciones de hidrógeno presentados en el seminario de celdas de combustible y energía expo 2015 en Los Ángeles, Estados Unidos, presentado por Ahmad Mayyas. En dicha exposición presento los valores por componentes de dos hidrogeneras, una de demanda media $500 \frac{kg}{dia}$ y demanda grande de $1000 \frac{kg}{dia}$, cabe destacar que los costos fueron calculados mediante el supuesto de que se considera una presión de 350 bar.

Tabla 9 "costos estimados por componente en hidrogenera hidrogeno 350 bar" (Elaboración propia).

Componente	Demanda media ($500 \frac{kg}{dia}$)	Demanda grande ($1.000 \frac{kg}{dia}$)
Compresor (\$USD)	324.000	480.000
Enfriador (\$USD)	162.000	200.000
Costo eléctrico (\$USD)	40.000	40.000
Costo de tanques de almacenamiento (\$USD)	171.000	240.000
Dispensador (\$USD)	162.000	280.000
Control de tuberías (\$USD)	16.000	16.000
Otros gastos (\$USD)	320.000	350.000
Total inversión (\$USD)	1.195.000	1.606.000

Por otro lado, es posible estimar los costos asociados por componentes en una hidrogenera de hidrogeno líquido, tal como se muestra en la siguiente tabla[11]. Cabe destacar que se y consideran 1000kg de Hidrógeno líquido.

Tabla 10 "estimación de costos por componente para hidrogenera de hidrógeno liquido" (elaboración propia).

Componente	Costo \$USD
Bomba	1.000
Intercambiadores de calor	1.135.490
Turbina	86.930
Instrumentación	735.030

Un factor importante a considerar correspondería si la empresa produce su propio hidrogeno (*in-situ*) o bien lo obtiene mediante transporte, en la tabla n°11 se puede ver los costos asociados a una hidrogenera con producción *in-situ* mediante un electrolizador alcalino[12].

Tabla 11 "costo de hidrógeno con producción in-situ" (elaboración propia).

Componente	Costo (\$USD)
Compresor	689.685
Almacenamiento	225.790
Descarga y dispensado	410.525
Electrolizador alcalino	1.375.265
Otros equipos	136.840

Finalmente es necesario considerar todos los otros equipos auxiliares como lo son las válvulas, compresores, intercambiadores de calor, reguladores de presión, uniones aislantes, conexiones flexibles, entre otros.

Respecto de los vehículos a repostar se pueden clasificar dependiendo de si utilizan celdas de hidrógeno o bien motor de combustión interna de doble inyección.

Motores o celdas

Los vehículos impulsados a hidrógeno tienen 2 posibles maneras de utilizarlo mediante motores de combustión interna o bien celdas de hidrógeno, a continuación, se procede a mostrar ambos tipos.

Una pila de combustible es un dispositivo electroquímico que convierte directamente la energía química de un combustible en energía eléctrica, en presencia de un oxidante, obteniendo como resultado final la producción de agua, electricidad y calor. El funcionamiento es similar al del electrolizador, en el cátodo se reduce y en el ánodo se oxida, la diferencia es que en lugar de agua se utiliza hidrógeno[5]. En la tabla n°7 se presenta un resumen de los principales tipos de tecnologías de celdas electrolíticas.

Tabla 12 "resumen de los principales tipos de tecnologías de celdas de combustible"(Fundación Hidrógeno, 2021)

Tipo	Electrolito	Temperatura °C	Usos	Ventajas	Desventajas
Membrana polimérica (PEMFC)	Polímero sólido	60-100	Generación estacionaria. Portátiles. Vehículos	Electrolito sólido reduce corrosión y mantenimiento. Baja temperatura. Arranque rápido.	Catalizadores costosos. Sensible a impurezas en H ₂ u otro combustible.
Alcalina (AFC)	Solución acuosa de hidróxido de potasio	90-100	Espacio. Militar	Reacción catódica más rápida en electrolito alcalino. Mayor eficiencia.	Sensible a impurezas.
Ácido fosfórico (PAFC)	Ácido fosfórico líquido	175-200	Generación estacionaria. Portátiles	85 % eficiencia en cogeneración de electricidad y calor. Acepta H ₂ impuro.	Catalizador de Pt. Baja corriente y potencia. Gran peso y volumen.
Carbonatos fundidos (MFCF)	Solución líquida de litio, sodio y potasio	600-1000	Generación estacionaria.	Ventajas por alta temperatura: mayor eficiencia, catalizadores más baratos.	Corrosión debido a altas temperaturas. Baja vida útil.

Óxidos sólidos (SOFC)	Oxido de Zr con adiciones	800-1000	Generación estacionaria.	Ventajas por alta temperatura. Ventajas electrolito sólido.	Corrosión debido a altas temperaturas. Baja vida útil.
-----------------------	---------------------------	----------	--------------------------	---	--

Las celdas de combustible de baja temperatura PEMFC, AFC y PAFC quedan limitadas, en muchas aplicaciones, a emplear el hidrógeno como combustible. Las de metanol directo, sin embargo, suelen emplear metanol o etanol como combustible y las celdas de alta temperatura, SOFC y MCFC, se puede usar CO e incluso CH₄ ya que la operación a alta temperatura favorece la reacción de los electrodos, reduciendo la necesidad de una alta actividad catalítica. Sin embargo, las celdas de alta temperatura pueden favorecer la conversión de CO y CH₄ a hidrógeno, por lo que se usa realmente hidrógeno como combustible efectivo[5].

Los Motores Alternativos de Combustión Interna (MACI) son máquinas térmicas directas, por ello son capaces de convertir la energía térmica de un fluido compresible, obtenida mediante un proceso de combustión, en energía mecánica[5].

La capacidad de los MACI de hidrógeno para quemar limpiamente y operar eficientemente se debe a las singulares características de combustión del hidrógeno:

- **Rango de inflamabilidad:** el amplio rango de inflamabilidad del hidrógeno en aire (de 4 a 74,5 % a 20 °C y 1 atm) permite a los motores operar con mezclas pobres en hidrógeno (subestequiométricas, o con exceso de aire), lo que ofrece las siguientes ventajas: reacción de combustión más completa; mayor economía de combustible; menor temperatura final de combustión y reducción de la emisión de NO_x. La posibilidad de operar con mezclas pobres, al contrario que le ocurre al motor de gasolina, es muy importante, porque no hace falta estrangular (regular) el aire en la admisión[5].

- **Energía de ignición:** la ventaja de la baja energía de ignición del hidrógeno es que asegura un rápido encendido en operación con mezclas pobres. Sin embargo, esta misma propiedad presenta el inconveniente de que puntos calientes del cilindro o los gases calientes de escape del ciclo anterior pueden causar problemas como el pre-encendido de la mezcla o el retroceso de llama. El pre-encendido tiene lugar cuando la mezcla de aire/combustible que está en la cámara de combustión o entrando a ella se enciende antes de que se produzca la chispa en la bujía. En consecuencia, disminuye el rendimiento del motor, se producen oscilaciones acústicas y altos picos de presión en el cilindro, pudiendo provocar el pre-encendido de la siguiente carga, provocando un efecto dominó que en caso de no controlarse conduciría al fallo del motor[5].

- **Distancia de extinción:** la pequeña distancia de extinción de llama del hidrógeno favorece la tendencia al retroceso del fuego, esto es, que la llama se propague por el colector de admisión[5].

- **Temperatura de autoignición:** la alta temperatura de autoignición del hidrógeno permite trabajar con mayores relaciones de compresión que el motor de gasolina, lo cual implica que se pueden obtener mejores rendimientos. Sin embargo, el hidrógeno no es adecuado para motores de encendido por compresión (ciclo diesel), ya que requiere relaciones de compresión demasiado grandes[5].

- **Velocidad de llama:** la velocidad de llama del hidrógeno en condiciones estequiométricas es muy elevada, lo que permite que los motores de hidrógeno se aproximen más al ciclo termodinámico ideal. Sin embargo, en operación con mezclas pobres la velocidad de llama decrece drásticamente[5].

- **Alta difusividad:** la gran facilidad de dispersarse en aire hace que el hidrógeno presente dos ventajas: forma fácilmente mezclas uniformes con el aire; y por otra, en caso de fuga, el hidrógeno se dispersa rápidamente, lo cual evita o minimiza las condiciones de riesgo[5].

- **Baja densidad:** la baja densidad del hidrógeno hace que la densidad energética de las mezclas aire-hidrógeno sean muy bajas, reduciéndose la potencia generada[5].

Las ventajas del uso de MACI de H₂ son las siguientes:

- Los MACI sobre los cuales se basan los MACI de H₂ han sido probados durante muchas décadas y son altamente fiables.

- Los motores de hidrógeno pueden alcanzar una madurez tal para ser producidos en serie relativamente pronto.

- El sistema de conducción puede ser integrado en los vehículos ya existentes sin grandes cambios técnicos.

- El coste del sistema es considerablemente inferior a los de otros conceptos.

- Los MACI de H₂ se benefician de cualquier innovación para los motores de combustión interna de combustibles convencionales que impliquen mejoras de eficiencia y aumento de la potencia.

- Los requisitos de pureza del hidrógeno no son tan exigentes como para su uso en pilas de combustible.

Finalmente se es importante considerar los aspectos de seguridad asociados al hidrógeno.

Aspectos de seguridad asociados al hidrógeno.

El hidrógeno, por tratarse de un material inflamable, necesita la presencia de un oxidante (como el oxígeno presente en el aire) y de una fuente de ignición para arder. Además, para que la mezcla hidrógeno con aire sea inflamable, debe encontrarse dentro del rango de inflamabilidad, característico de cada combustible. En la siguiente tabla, se muestra una comparativa de las propiedades de combustión que presentan algunos de los combustibles más comunes. El combustible ideal es aquel que presenta el rango de inflamabilidad y la energía necesaria para la ignición menores, y la mayor temperatura de autoignición.

Tabla 13 "Propiedades de combustión de algunos combustibles para mezclas con aire a 25°C y 1atm". (Fundación Hidrógeno, 2021)

Combustible	LSI, (% vol)	LII, (% vol)	ME, (% vol)	LSD, (% vol)	LID, (% vol)	EMI, (μJ)	T autoignición (°C)
Hidrógeno	75,0	4,0	29,5	59,0	18,3	17	585
Metanol	36,5	6,0	12,3	-	-	145	385
Propano	10,9	1,7	4,0	9,2	3,1	240	450
Metano	17,0	5,3	9,5	13,5	6,3	274	537
Gasolina	6,0	1,0	1,9	3,3	1,1	240	215

Donde, LSI representa el límite superior de inflamabilidad; LII representa el límite inferior de inflamabilidad; ME representa la mezcla estequiométrica; LSD representa límite superior de detonación; LID representa el límite inferior de detonación. Todos estos parámetros en porcentaje de mezcla con el aire donde el oxígeno actúa como un oxidante. EMI representa la energía mínima de inflamación en micro Joule, esta es la mínima energía necesaria para que, a una determinada concentración, a partir de una descarga capacitiva, se inicie una explosión[5].

De la tabla n°13 es posible notar que el hidrógeno presenta un alto rango de inflamabilidad, lo cual representa un grave peligro para las personas, sin embargo, presenta una alta temperatura de autoignición y una baja energía mínima de inflamación lo cual lo vuelve en cierto sentido un combustible menos restrictivo.

Peligros del uso del hidrógeno.

Entre los distintos peligros derivados por el uso de hidrógeno se encuentran, fuego, explosiones, asfixia, quemaduras frías, entre otros.

Para mitigar y prevenir estos peligros se utiliza la norma ISO/TR 15916, relativa a consideraciones básicas de seguridad de los sistemas de hidrógeno en materia de seguridad[5].

Para la mitigación de riesgos en el diseño, se deben considerar sistemas redundantes de seguridad (dispositivos de alivio de presión, etc.), límites automáticos en determinados parámetros (presión o temperatura) u operación automática (ej. encendido de la ventilación en caso de detección de hidrógeno en el recinto), además debe considerar la compatibilidad de los materiales en contacto con hidrógeno, los recipientes a presión deben diseñarse, fabricarse y ensayarse tal y como se define en la normativa y/o legislación aplicable, por ultimo los componentes auxiliares como válvulas, reguladores de presión, filtros, conectores, etc. Deben ser aptos para su uso con hidrógeno[5].

Para la mitigación de riesgo debido a propiedades inflamables del hidrógeno se debe considerar, purga previa con gas inerte previo al llenado con hidrógeno comprobación periódica de fugas, ventilación en espacios cerrados en los que se prevea acumulación de hidrógeno y eliminación o venteo de hidrógeno mediante sistemas adecuadamente diseñados y señalizados. Actuar sobre las potenciales fuentes de ignición, ya sean eléctricas (descarga estática, arco eléctrico, cortocircuito), mecánicas (impacto, vibración) o térmicas (llama, superficie caliente). En el caso en que las medidas de prevención de mezcla explosiva no se consideren suficientemente fiables, deberán preverse sistemas de protección contra deflagración/detonación tales como muros y puertas resistentes a la explosión o supresores de explosión[5].

Respecto a algunas recomendaciones sobre la detección de hidrógeno se tienen. Los detectores de hidrógeno deben instalarse en la parte más alta del edificio, ya que es donde se prevé su acumulación debido a su baja densidad. Adicionalmente, pueden instalarse detectores en los puntos donde se espere fuga de hidrógeno, tales como uniones de tubos (bridas, roscas, etc.), también, suele aceptarse un valor de alarma del 25 % LII (equivalente a 1 % H₂ en aire), que conlleva acciones tales como parada del sistema o inicio de la ventilación. Este valor puede variar en función de la normativa y/o reglamentación consultada, finalmente se recomienda la instalación de un sistema de detección de llama de hidrógeno, debido a que es casi invisible al ojo humano.

Algunas recomendaciones relativas a las instalaciones, se recomienda mantener unas distancias de seguridad de los sistemas que almacenan hidrógeno respecto a otras instalaciones. Esta distancia varía en función de la cantidad de hidrógeno almacenada, tipo de instalación adyacente, etc. Entre 3 y 15

metros. En el caso de eliminación de hidrógeno, debe hacerse mediante métodos aprobados, tales como venteo a la atmósfera mediante línea de purga o sistema de antorcha. Este último se emplea para tasas de descarga elevadas y en los casos en que no puede eliminarse el hidrógeno mediante venteo en condiciones de seguridad. Debe dotarse a la instalación de sistemas de protección frente a incendio, tales como rociadores o extintores de polvo químico seco[5].

Para evaluar los riesgos al equipamiento utilizado a presión en una instalación de hidrógeno, siendo el principal riesgo la fuga de hidrógeno, esta se puede deber por 2 problemas en los equipos, corrosión por fragilidad producido por el hidrógeno, o bien apriete incorrecto de uniones, pudiendo provocar asfixia, fuego o explosión, estos últimos debidos a la formación de atmosferas potencialmente explosivas. Para evitar esto se debe considerar que para la corrosión se debe contar con el material adecuado, para las uniones seguir el manual y colocar un detector de gas[5].

Para la evaluación de riesgos existen distintos métodos tanto cualitativos (HAZOP, *What-if...*), como cuantitativos (FTA, AMFEC...), para atmosferas explosivas la metodología más apropiada es la RASE (Explosive Atmosphere: Risk Assessment of Unit Operations and Equipments), descrita en la norma EN 1127-16(Dr. R. L. Rogers, 2000). Este método consiste en considerar y estimar las sustancias inflamables en la instalación, posteriormente se determina la presencia de fuentes de ignición, la normas 1127-1 enumera hasta 13 fuentes de ignición distintas, siendo algunas, superficies calientes, llamas y gases calientes, material eléctrico, electricidad estática entre otras(Dr. R. L. Rogers, 2000). Luego se estiman y valoran la frecuencias del suceso explosivo o peligroso en, frecuente, probable, ocasional, remoto improbable mientras que para la severidad se considera, catástrofe, importante, secundario, despreciable, obteniendo la matriz de la figura n°17.

Frecuencia	Severidad			
	Catastrófico	Importante	Secundario	Despreciable
Frecuente	A	A	A	C
Probable	A	A	B	C
Ocasional	A	B	B	D
Remota	A	B	C	D
Improbable	B	C	C	D

figura 17 "matriz de evaluación de riesgos(Fundación Hidrógeno, 2021)"

En la figura n°17, A indica que es intolerable, esto implica que la instalación no se encuentra en condiciones de un uso seguro y es indispensable la toma de medidas de protección adicionales. B representa un nivel medio-alto de riesgo, considera que la instalación se puede utilizar tomando medidas adicionales ante explosión. C equivaldría a un nivel medio-bajo de riesgo, considera que la instalación es posible de operar, pero se requiere la implementación de medidas para adicionales. D indica tolerable, donde no se requieren nuevas medidas sino que mantener las existentes[5]. Cabe destacar que las medidas a considerar pueden ser tanto preventivas como protectoras.

Confiabilidad de las estaciones de hidrógeno.

La confiabilidad se puede entender como la posibilidad de que ocurra algún evento el cual provoque la detención del funcionamiento de algún sistema o proceso provocando una interrupción de la continuidad operacional. Una alta confiabilidad indica que la probabilidad de ocurrencia de un evento

es baja, teniendo una elevada confianza en que el proceso no sufrirá ningún percance, en caso contrario al tener una baja confiabilidad, implica que el proceso tiene altas probabilidades de sufrir algún problema que complique el correcto funcionamiento de este. Esto último tiene una relación directa con la probabilidad de falla de algún activo.

Existen diferentes maneras de analizar la confiabilidad, algunas de estas son. El tiempo medio entre fallos (MTBF) y el tiempo medio de reparación (MTTR). Otras métricas, como la fórmula de fiabilidad del sistema, también son indicadores clave de rendimiento de mantenimiento útiles que permiten conocer el rendimiento de los activos.

El tiempo medio entre fallos o MTBF es una medida del tiempo medio que transcurre entre averías de activos. Se calcula dividiendo el tiempo de actividad de un activo por la cantidad de fallos que experimenta en ese período de tiempo. Si el MTBF es bajo, significa que el activo se avería con frecuencia y necesita un mantenimiento frecuente. Si el MTBF es alto, significa que el equipo puede permanecer en funcionamiento durante largos períodos antes de fallar. El MTBF se expresa normalmente en horas y le indica, en promedio, cuánto tiempo podrá funcionar la máquina antes de que se espere que vuelva a averiarse. Calcular el MTBF puede ayudar a determinar si se debe reparar o reemplazar un activo en particular. Si un equipo tiene un MTBF muy bajo, puede que valga la pena invertir algo de tiempo y esfuerzo para intentar mejorar esta métrica. Si no logra mejorar el MTBF de manera constante y la máquina sigue averiándose poco después del mantenimiento, puede que sea el momento de reemplazarla. Saber esto le permite a su equipo de mantenimiento dedicar su tiempo a un activo que responda mejor a las reparaciones. El MTBF también puede ayudar a tomar decisiones sobre el inventario para que siempre tenga repuestos a mano. Si sabe aproximadamente cuándo es probable que se rompa un componente, entonces sabrá cuándo almacenar repuestos.

El tiempo medio de reparación o MTTR mide el tiempo promedio necesario para reparar un activo y volver a ponerlo en funcionamiento. Se calcula dividiendo el tiempo de inactividad total por la cantidad de reparaciones. Un MTTR más bajo indica tiempos de reparación más rápidos, lo que contribuye a una mayor disponibilidad del activo.

La tasa de fallos de un activo cambia a lo largo de su ciclo de vida. Cuando el activo es nuevo, su tasa de fallos está en su punto más bajo. Pero a medida que el activo llega al final de su vida útil, su tasa de fallos aumenta drásticamente. Puede calcular la tasa de fallos de un activo utilizando los mismos datos que utilizaría para calcular el MTBF. Simplemente divida la cantidad de fallos por la cantidad de horas de funcionamiento.

La confiabilidad del sistema mide la fiabilidad de un activo principal, que consta de una serie de componentes. La confiabilidad del sistema se refiere al porcentaje de tiempo que el activo principal está disponible, sin ninguna falla o avería. La fórmula de confiabilidad del sistema se basa en la métrica de tasa de fallas. Una vez que conoce la tasa de fallas de cada componente de un activo, puede usarla para calcular la confiabilidad general de todo el sistema.

La fórmula se ve así:

$$R = (1 - F_1) \cdot (1 - F_2) \cdot (1 - F_3) \cdot (1 - F_4) \dots \quad (4)$$

R se refiere a la confiabilidad general del sistema o activo. F1 se refiere a la tasa de fallas del primer componente; F2 es la tasa de fallas del segundo componente, y así sucesivamente. La confiabilidad del sistema es una métrica útil para cualquiera que quiera obtener una visión general del rendimiento

de su sistema. Con estas métricas en la mano, usted y su equipo tendrán una comprensión más informada de qué máquinas son malos actores, aquellas que son activos críticos disfrazados y una mejor comprensión de la priorización. En este trabajo se considerarán probabilidades de porcentajes de fugas, desde un 0,01% de fuga hasta el 100% de fuga, avanzando mediante potencias de 10 (0,01; 0,1; 1; 10; 100) %.

Considerando todo lo anterior mencionado se propone la siguiente metodología para la realización de este trabajo.

Metodología de trabajo.

A continuación, se presenta la metodología a seguir para poder dar una respuesta a los objetivos anteriormente planteados. Esta metodología considera distintos tipos de demanda, para poder evaluar la factibilidad de utilizar estaciones de servicio de suministro de hidrógeno, además es importante considerar como la confiabilidad y el riesgo puede afectar tanto en lo económico como en la seguridad de las personas y lugares cercanos a las estaciones.

- 1) Definir los distintos escenarios a evaluar, considerando los niveles de demanda a evaluar (grande, mediana pequeña) siendo estos una minera, una empresa de servicios de transporte interurbanos y una flota de camiones de un centro de distribución en Santiago.
- 2) Estimar para cada escenario distintas configuraciones y dimensionamiento de hidrogeneras esto mediante las posibles configuraciones estipuladas en la literatura obteniendo así la configuración óptima para cada tamaño de demanda.
- 3) Estimar inversiones de capital y los costos asociados para distintos escenarios y configuraciones, esto considerando la demanda de hidrógeno, y los valores asociados a almacenamiento, transporte y repostaje del hidrógeno.
- 4) Estimar riesgo y nivel de confiabilidad para cada escenario, considerando las recomendaciones para la mitigación de riesgo según la norma EN 1127-16, Para la confiabilidad se considerará la probabilidad de que un activo se encuentre inoperativo, produciendo así una detención del proceso, debido a esto y para mantener una continuidad operacional, se considera la inclusión de otro estanque de almacenamiento, esto con el objetivo de poder tener abastecimiento en caso de falla de algún estanque.

Para esto se utilizará el software HyRAM+ (Hydrogen Fuels Risk Assessment Models). Versión 5.0. Año 2022.



figura 18 "programa Hynam+"

Este software integra modelos determinísticos y probabilísticos que permiten cuantificar diferentes escenarios de accidentes, además de predecir efectos físicos e impactos de los peligros del hidrógeno en personas e infraestructura.

La integración de datos y modelos permite al software evaluar la seguridad en el uso, el suministro y la infraestructura de almacenamiento de hidrógeno y otros combustibles. Los cálculos utilizados para la evaluación de los riesgos, considera las probabilidades de falla de equipos para combustibles gaseosos o líquidos, de tal forma de poder estimar el efecto del flujo de calor y la sobrepresión en las personas. Adicionalmente permite respaldar diferentes tipos análisis de seguridad de las instalaciones y la interacción con las personas.

Otro equipo relevante en el proceso es el compresor, como se mencionó anteriormente en la configuración trabajando a 350 bar, se requiere de una compresión mayor, esto pudiendo perjudicar la vida útil del compresor, debido a esto se considera un compresor spare para cada configuración y en el caso de almacenamiento a 350 bar se considerarán 2 líneas de compresión y un tercer compresor spare.

Otro punto importante a considerar tiene relación con la instrumentación de la planta (válvulas, tuberías, mangueras, dispensadores, bridas, entre otros). En este caso se considera un bypass conectado a un indicador de gas, en caso de que se produzca alguna fuga, para otras conexiones es importante contar con los manuales para evitar una mala unión de las conexiones.

- 5) Se analizarán los resultados obtenidos, comparando los costos totales, (CAPEX y OPEX), estos valores considerarán costos extras relacionados a la disminución del riesgo y aumento de confiabilidad, además se realizará una estimación de costo nivelado para poder comparar los distintos escenarios. Este último considerara un periodo de 10 años y una tasa de descuento anual del 10%, considerando que el menor valor se considerara el valor optimo. Se utilizarán la siguientes ecuaciones para calcular el valor nivelado:

$$Valor\ Futuro = Capital\ inicial \cdot (1 + tasa\ descuento)^{años} \tag{5}$$

$$Costo\ nivelado = \frac{Valor\ Futuro}{producción\ del\ periodo} \tag{6}$$

Mediante estas 2 ecuaciones se obtendrán los costos nivelados para cada escenario planteado.

Carta Gantt.

A continuación, se presenta la Carta Gantt asociada al trabajo de la memoria.

Actividad	Responsable	Fecha Inicio	Fecha Fin	13 marzo	20 marzo	27 marzo	03 abril	10 abril	17 abril	24 abril	01 mayo	08 mayo	15 mayo	22 mayo	29 mayo	05 junio	12 junio	19 junio	26 junio	03 julio	05 julio	10 julio	
1. Mercado		13-03-2024	25-03-2024																				
1.1 Definir y delimitar mercado	Anibal S.	13-03-2024	21-03-2024																				
1.2 definir tamaños de mercado	Anibal S.	21-03-2024	22-03-2024																				
1.3 Definir demanda a abordar	Anibal S.	22-03-2024	25-03-2024																				
2. Resultados		25-03-2024	10-04-2024																				
2.1 Instalar programa simulador	Anibal S.	25-03-2024	26-03-2024																				
2 Realizar pruebas con simulador	Anibal S.	26-03-2024	03-04-2024																				
2.3 Obtener resultados	Anibal S.	03-04-2024	25-05-2024																				
3. Redacción		25-05-2024	05-07-2024																				
3.1 Redacción capítulos desarrollo	Anibal S.	25-05-2024	03-06-2024																				
3.2 Realizar información según sea necesario	Anibal S.	25-05-2024	03-06-2024																				
3.3 Revisión Introducción	Anibal S.	25-05-2024	03-06-2024																				
3.4 Revisión conclusiones	Anibal S.	03-06-2024	05-07-2024																				

figura 19 "Carta Gantt referente al trabajo de memoria"(elaboración propia).

Resultados.

1) Definición de demandas.

Para la demanda alta, se considerarán los siguientes supuestos:

-Se considerará una faena minera en este caso Chuquicamata, la cual cuenta con unos 70 camiones tipo Caex, que operan 24/7[13].

-Se considerará que cada camión Caex tiene un consumo anual de 1.204.500 litros de Diesel anuales [13].

- Se obtiene un consumo total de $231.000 \frac{ltS}{dia}$ de Diesel.

-Se tiene luego que la demanda de diesel se multiplica por la energía específica del diesel, esto con el objetivo de obtener la cantidad de energía a abastecer para posteriormente utilizando la energía específica del hidrógeno obtener la demanda a abordar la cual en este caso es de $58,5 \frac{ton}{dia}$ de hidrógeno.

-Se consideran 24 horas de operación al día obteniendo una demanda de $2.438 \frac{kg}{h}$ de hidrógeno.

Para la demanda media, se considerarán los siguientes supuestos:

- Se considerará una empresa de transporte de buses (EME-bus) la cual cuenta con 200 vehículos al 2018[14].
- Se considerará en promedio 50 personas por bus. (mediante programa recorridos.cl, se estudió capacidad de 10 buses contando con 3 posibilidades, 43 pasajeros, 48 pasajeros y 57 pasajeros, realizando un promedio se obtiene aproximada mente 50 pasajeros.) autoría propia.
- Se considera el peso de una persona en 65 kg(Decreto supremo n°122 ministerio de transportes y telecomunicaciones, 2022) sin contar el equipaje.
- Se considerará el peso promedio de equipaje en 15 kg mediante un promedio simple entre el máximo permitido 30 kg y el mínimo 0 kg (sin equipaje)[15].
- Se considerará un consumo promedio para camiones con capacidad baja (menor a 16 toneladas) de 25 litros cada 100km [16].
- Se considera una distancia recorrida diaria por 1 camión de 1500 km por día aproximadamente.
- Se obtiene una demanda de $75.000 \frac{lbs}{dia}$ de Diesel.
- Se tiene luego que la demanda de diesel se multiplica por la energía específica del diesel, esto con el objetivo de obtener la cantidad de energía a abastecer para posteriormente utilizando la energía específica del hidrógeno obtener la demanda a abordar la cual en este caso es de $18,9 \frac{ton}{dia}$ de hidrógeno.
- Se consideran 24 horas de operación al día obteniendo una demanda de $788 \frac{kg}{h}$ de hidrógeno.

Para la demanda baja, se considerarán los siguientes supuestos:

- Se considerará una flota de camiones de un centro de distribución grande (Cial alimentos) en la región metropolitana, alrededor de 22 camiones refrigerados [17].
- Se considerará que los camiones tienen carga útil de 31 toneladas[18].
- Se considerará un consumo promedio para camiones con alta capacidad (mayor a 24 toneladas) de 38 litros cada 100km [16].
- Se considerará un recorrido diario de 500 km para cada camión (estimación propia).
- Se calcula una demanda de $4.180 \frac{lbs}{dia}$ de Diesel.
- Se tiene luego que la demanda de diesel se multiplica por la energía específica del diesel, esto con el objetivo de obtener la cantidad de energía a abastecer para posteriormente utilizando la energía específica del hidrógeno obtener la demanda a abordar la cual en este caso es de $1,1 \frac{ton}{dia}$ de hidrógeno.
- Se consideran 24 horas de operación al día obteniendo una demanda de $46 \frac{kg}{h}$ de hidrógeno.

A continuación, en la tabla n°14 se muestra un resumen de la cantidad demandada de hidrógeno para cada nivel de demanda.

Tabla 14 "tabla resumen demanda a abordar"

Tamaño demanda	Grande	Mediana	Pequeña
Cantidad a suplir $\frac{kg}{h}$	2.438	788	46

2) Dimensionamiento de configuraciones.

Producción de hidrógeno.

Se considerará que la producción de hidrógeno será mediante electrolisis alcalina, obteniendo la energía necesaria mediante la combustión de gas natural, esta producción se considerará tanto para producción centralizada y producción in-situ. Considerando el valor de electrolisis centralizada de 2020 de la tabla n°3 (p.17) $3,25 \frac{\$USD}{kg}$. Este valor representa el CAPEX y se utilizará tanto para la producción centralizada y producción in situ. En la tabla n°15 se muestra el resumen de inversión de producción de hidrógeno para cada tamaño de demanda para la producción in-situ, ya que en el caso de producción centralizada se considerará una estación de producción de hidrógeno.

Tabla 15 "costo de inversión de producción de hidrógeno in-situ a presión atmosférica (elaboración propia)."

Tamaño de demanda	Coste inversión CAPEX producción in-situ (\$USD).
Grande	62.151.100
Mediana	26.224.090
Pequeña	2.838.100

En la tabla n°16 se encuentran los costos de operación de producción de hidrógeno diario estos costos consideran el coste del hidrógeno a demandar.

Tabla 16 "Costo de operación de producción de hidrógeno diario para cada nivel de demanda, considerando electrolisis alcalina (elaboración propia)."

Tamaño de demanda	Costo producción hidrógeno año OPEX (\$USD)
Grande	73.155.600
Mediana	23.634.000
Pequeña	1.375.200

Estos valores serán considerados en el análisis final de resultados.

Transporte de hidrógeno.

Para el transporte de hidrógeno se considerarán los distintos costos para cada alternativa posible por nivel de demanda requeridos anualmente, estos valores serán considerados como datos de inversión, no se considera la inversión necesaria en el caso del sistema de canales para el hidrógeno canalizado, por lo que su costo podría aumentar. Las consideraciones de riesgo y confiabilidad se encuentran consideradas en los valores, siendo éstas el tamaño optimo de llenado para cada caso y tiempo de transporte. En la tabla n°16 se encuentran los valores de inversión para el transporte de hidrógeno.

Tabla 17 "costo de transporte por nivel de demanda dependiendo del método utilizado (elaboración propia)"

Tamaño de demanda	Costo transporte por nivel de demanda (\$USD/año)		
	Hidrógeno líquido carretera	Hidrógeno gaseoso carretera	Hidrógeno gaseoso canalizado
Grande	2.948.400	33.906.600	47.595.600
Mediana	952.560	10.954.440	15.377.040
Pequeña	55.440	637.560	894.960

Se considerará el transporte de hidrógeno por carretera para el análisis final, ya que resultaría más complejo analizar el escenario canalizado, aparte que su costo es más elevado en comparación a las otras alternativas. Para el transporte de hidrógeno líquido es necesario licuar el hidrógeno obtenido, este valor no se representa en la tabla n°17, sino que se considerara en un apartado aparte al analizar todas las opciones.

Almacenamiento de hidrógeno.

Para calcular la inversión necesaria en el almacenamiento de hidrógeno se utilizará la tabla n°6 ubicada en la página 20, esta vez considerando los costos de inversión para cada tipo de demanda dependiendo del tipo del tanque. Estos representan los costos unitarios promedios de inversión de para el almacenamiento de estanques, estos costos pueden variar dependiendo del riesgo y confiabilidad del escenario a evaluar. Estos valores representan un día de stock y consideran la cantidad demandada por día para cada tamaño de demanda.

Utilizando el valor de la memoria de la universidad de Chile se tiene la tabla n°18 en la cual se muestran los valores de almacenamiento para 4000 kg de hidrógeno al día a 700 Bar y líquido[9].

Tabla 18 "valores obtenidos para estimación de inversión en base a memoria (RENATA BELÉN CANCINO SILVA, 2021)."

Tipo de almacenamiento	Costo (\$USD)	Cantidad al día (kg)	Cantidad estanque
Líquido	6.550	4000	1
Gaseoso (700 Bar)	28.420	4000	1

De esta manera se confecciona la siguiente tabla, considerando una relación de 1,2 entre la densidad del hidrógeno a 700 Bar y 350 bar.

Tabla 19 "estimación de valores de inversión CAPEX para almacenamiento de hidrógeno para cada nivel de demanda" (elaboración propia.)

Tipo de almacenamiento	Costo (\$USD)		
	Grande	Mediana	Pequeña
Líquido	95.790	30.950	1.800
Gaseoso (700 Bar)	415.640	134.280	7.820
Gaseoso (350 Bar)	500.520	161.700	9.420

De esta manera se obtiene que se requieren 15 estanques de almacenamiento para la demanda grande, 5 estanques para la demanda mediana y 1 estanque para la demanda pequeña, siendo esta última posibilidad más económica al tener un nivel de casi un cuarto de demanda que el caso base.

Cabe destacar que estos valores pueden variar en el resultado final ya que para lograr aumentar la confiabilidad y disminuir el riesgo, se considera la opción de invertir en mayor almacenamiento para no sobrepasar la operación de los equipos.

Configuración de las estaciones de servicio de suministro de hidrógeno.

Respecto de las configuraciones de las estaciones se considerarán la opción con compresión directa, compresión e intercambiador de calor y cascada, las mayores diferencias entre cada una son la cantidad de equipos y estanques, además se considerará que el repostaje será a 700 Bar. Se considerarán motores de doble inyección ya que permiten una mejor transición que las celdas de combustible.

A continuación, en la tablas n°19, 20 y 21 se encuentran los valores de capital para las distintas configuraciones, actualizados para el 2024:

Tabla 20 "estimación costos de inversión configuración compresión simple"(elaboración propia)

Configuración compresión simple			
Ítem	Grande (\$USD)	Mediana (\$USD)	Pequeña (\$USD)
Compresión	15.090.000	5.204.210	505.260
Instrumentación	20.974.000	7.004.210	680.000
Almacenamiento	964.470	313.690	17.895
Total	37.028.470	12.522.110	1.203.155

Tabla 21 "estimación costos de inversión configuración compresión simple con enfriador"(elaboración propia).

Configuración compresión simple con enfriador			
Ítem	Grande (\$USD)	Mediana (\$USD)	Pequeña (\$USD)
Compresión	15.090.000	5.204.210	505.260
Enfriador	6.288.420	2.168.420	210.530
Instrumentación	24.373.680	8.405.260	815.790
Almacenamiento	969.470	313.680	17.900
Total	46.721.570	16.091.570	1.549.480

Tabla 22 "estimación costos de inversión configuración tipo cascada" (elaboración simple)

Configuración tipo cascada			
Ítem	Grande (\$USD)	Mediana (\$USD)	Pequeña (\$USD)
Compresión	15.090.000	5.204.210	505.260
Instrumentación	21.733.680	7.494.730	727.370
Almacenamiento	3.878.950	1.253.680	72.630
Total	40.702.630	13.952.620	1.305.260

De las tablas anteriores es posible obtener el estimado para cada configuración, debido a lo que se busca es maximizar la confiabilidad y disminuir el riesgo además de lograr cumplir con las demandas solicitadas se considerara únicamente la configuración en cascada, ya que, si bien presenta un costo más elevado que la compresión simple, es una configuración más segura para evitar distintos problemas.

3) Riesgo y confiabilidad.

Como se mencionó anteriormente mediante la utilización del programa Hynam+ se analizaron los escenarios donde la probabilidad de que un activo no se encuentre operativo, afectando el correcto funcionamiento de la planta, obteniendo el siguiente árbol de falla.

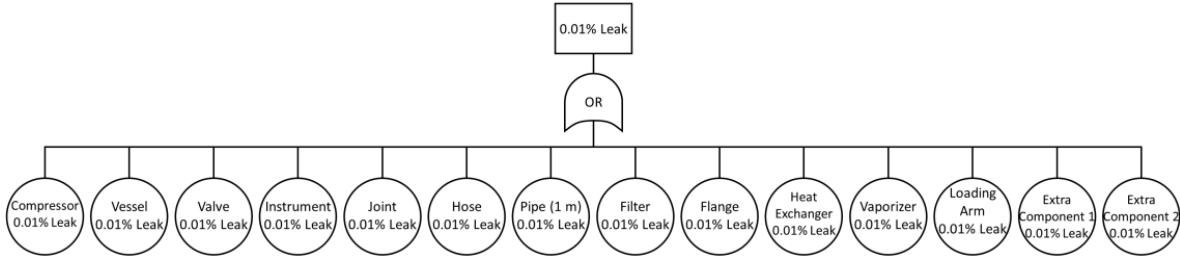


figura 20 "árbol de falla estación de servicio."

En la figura n°20 se puede apreciar que, en caso de fuga, en este caso un 0,01% de fuga de hidrógeno, la fuga puede encontrarse en los distintos componentes ahí señalados, además en la figura n°21, n°22 y n°23 es posible observar el porcentaje de falla anual de cada componente para cada porcentaje de fuga, dependiendo de la configuración del hidrógeno 350 Bar la figura n°21, 700 Bar la figura n°22 e hidrógeno líquido la figura n°23.

Annual frequencies for specific components or failures for each leak size.

Cut Set	0.01% Leak	0.1% Leak	1% Leak	10% Leak	100% Leak
Fluid Release (Override)	-	-	-	-	-
Compressor leak	0,099729	0,016974	0,004571	0,000152	0,000015
Vessel leak	0,000003	0,000002	0,000002	0,000001	0,000000
Valve leak	0,020067	0,004101	0,000381	0,000173	0,000034
Instrument leak	0,003118	0,000977	0,000558	0,000500	0,000184
Joint leak	0,001507	0,000202	0,000338	0,000324	0,000275
Hose leak	0,000579	0,000203	0,000165	0,000151	0,000062
Pipe leak	0,000241	0,000111	0,000029	0,000014	0,000004
Filter leak	0,015984	0,015244	0,014528	0,013826	0,013165

figura 21 "porcentaje anual de presentar fuga por componentes hidrógeno a 350 Bar."

UTFSM

Cut Set	0.01% Leak	0.1% Leak	1% Leak	10% Leak	100% Leak
Fluid Release (Override)	-	-	-	-	-
Compressor leak	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Vessel leak	0,000003	0,000002	0,000002	0,000001	0,000000
Valve leak	0,020067	0,004101	0,000381	0,000173	0,000034
Instrument leak	0,003118	0,000977	0,000558	0,000500	0,000184
Joint leak	0,001507	0,000202	0,000338	0,000324	0,000275
Hose leak	0,000579	0,000203	0,000165	0,000151	0,000062
Pipe leak	0,000241	0,000111	0,000029	0,000014	0,000004
Filter leak	0,015984	0,015244	0,014528	0,013826	0,013165
Flange leak	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000

figura 22 "porcentaje anual de presentar fuga por componentes hidrógeno a 700 Bar."

Cut Set	0.01% Leak	0.1% Leak	1% Leak	10% Leak	100% Leak
Fluid Release (Override)	-	-	-	-	-
Compressor leak	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Vessel leak	0,000003	0,000002	0,000002	0,000001	0,000000
Valve leak	0,020067	0,004101	0,000381	0,000173	0,000034
Instrument leak	0,003118	0,000977	0,000558	0,000500	0,000184
Joint leak	0,001507	0,000202	0,000338	0,000324	0,000275
Hose leak	0,000579	0,000203	0,000165	0,000151	0,000062
Pipe leak	0,000241	0,000111	0,000029	0,000014	0,000004
Filter leak	0,015984	0,015244	0,014528	0,013826	0,013165
Flange leak	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000

figura 23 "porcentaje anual de presentar fuga por componentes hidrógeno líquido."

Estos valores son similares con respecto a otros escenarios (hidrógeno líquido, 350 Bar y 700 Bar), obteniendo de esta manera que el principal componente que podría presentar una fuga es el compresor, afectando de esta manera la confiabilidad del correcto funcionamiento de la estación de hidrógeno.

Esto hace necesario considerar un costo extra al momento de comprimir el hidrógeno, tanto para tener compresores spare, en caso de fuga o bien considerar mayor cantidad de compresores para disminuir el flujo y evitar fugas. Esto abarca alrededor de un 20% de la inversión en compresión. En el caso del hidrógeno líquido no se considera este extra de compresión, sino que se considerara en un extra de almacenamiento.

Respecto del riesgo asociado, se pueden encontrar 4 posibles eventos, los que se encuentran en la figura n°24.

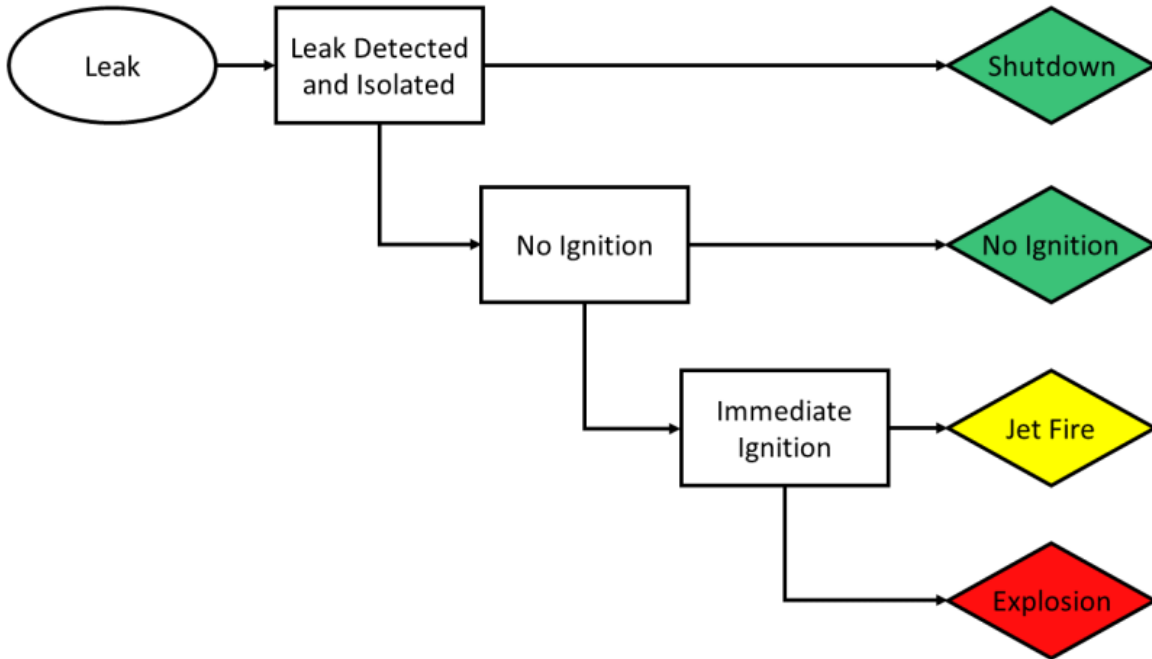


figura 24 "eventos posibles en caso de fuga de hidrógeno."

En la figura n°24 se presentan los 4 posibles eventos en caso de fuga, siendo estos fuga detectada y aislada, produciendo un corte en el sistema, también puede ocurrir que exista la fuga y este no se incendie, o bien que inmediatamente se inflame, provocando un chorro de fuego o peor aún una explosión. En el grafico presentado en la figura n°25 se muestran el porcentaje de ocurrencia de un evento de riesgo, para cada porcentaje de fuga usando hidrógeno gaseoso y en la figura n°26 se muestra el porcentaje de ocurrencia de un evento de riesgo para cada porcentaje de fuga usando hidrógeno líquido.

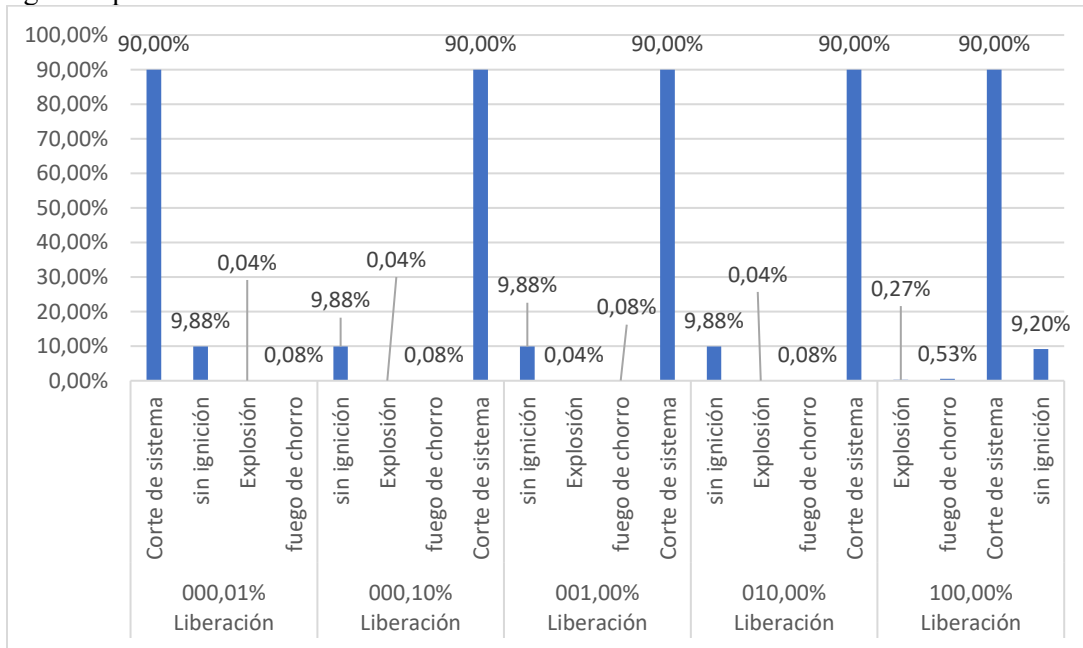


figura 25 "Probabilidad de ocurrencia vs porcentaje de liberación de hidrógeno gaseoso."

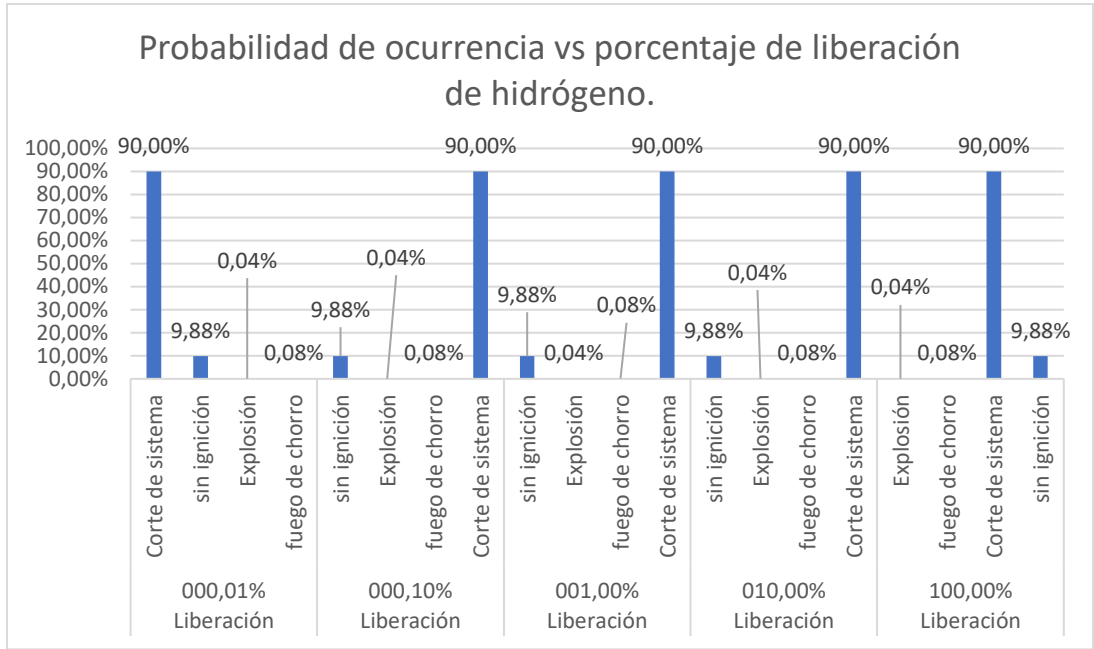


figura 26 "Probabilidad de ocurrencia vs porcentaje de liberación de hidrógeno líquido."

De las figuras anteriores es posible notar que el evento más probable al momento que ocurra liberación de hidrógeno es un corte del sistema, seguido con una probabilidad bastante menor de que no ocurra la ignición, aunque en el caso de que haya un 100% de liberación de hidrógeno, es posible apreciar que el riesgo de producir un fuego de chorro o que explote la estación aumentan significativamente (entre 7 y 8 veces sus valores anteriores), aunque esto sucede solo ocurre cuando se utiliza hidrógeno gaseoso, haciendo que utilizar hidrógeno líquido sea más seguro. Generalmente cuando ocurre un 100% de fuga de hidrógeno esto ocurre en el proceso de repostaje, ya que la manguera podría producir un derrame, o bien las abrazaderas que conectan las mangueras con el suministro de hidrógeno se encuentran mal conectadas, entre otros.

Para reducir la probabilidad de estas fugas que incrementan la probabilidad de explosión y chorro de fuego es necesario revisar diariamente la correcta instalación de las abrazaderas y supervisar si presentan algún daño o desperfecto, otra consideración es utilizar indicadores de gas que se encuentren conectados a válvulas en la salida del suministro del hidrógeno, además, es necesario contar con elementos de seguridad como extintores, arena, entre otras.

Otro riesgo a considerar es que al existir fuga de hidrógeno este desplace al aire presente, provocando de esta manera asfixia y otros problemas relacionados con el contacto con el hidrógeno para esto es necesario contar con ventiladores en todo el proceso de almacenamiento, enfriamiento y compresión para disminuir la posibilidad de ocurrencia de un accidente fatal.

4) Estimación costos de escenario.

Escenario 1: transporte a 350 bar.

Para este escenario se considera el costo de inversión para un transporte de hidrógeno por carretera a 350 bar, en la tabla n°18 se encuentran los costos estimados para un almacenamiento a 350 bar, en la

tabla n°19 se encuentran los costos relacionados a un almacenamiento a 700 bar y en la tabla n°20 se encuentran los costos asociados a un almacenamiento de hidrógeno líquido.

Según los datos obtenidos con anterioridad se considerarán los costos de inversión CAPEX y costo de operación OPEX para cada escenario planteado, cabe destacar que el almacenamiento de hidrógeno se considera un costo de inversión, considerando un stock de la demanda diaria para cada nivel de demanda. Mientras, que respecto al transporte este se considerara un costo de operación obteniendo de esta manera las siguientes tablas. En las tablas n°23 hasta la n°26 son costos de inversión, mientras que, las tablas n°27 hasta la n°30 son costos de operación.

Tabla 23 "estimación de costos almacenamiento a 350 bar CAPEX" (elaboración propia).

Almacenamiento a 350 Bar			
Ítem	Grande (\$USD)	Mediana (\$USD)	Pequeña (\$USD)
Almacenamiento	500.520	161.700	9.420
Planta	36.823.680	12.698.940	1.232.630
Extras	7.364.740	2.539.790	246.530
Total	44.688.940	15.400.430	1.488.580

Tabla 24 "estimación de costos almacenamiento a 700 bar CAPEX" (elaboración propia).

Almacenamiento a 700 Bar			
Ítem	Grande (\$USD)	Mediana (\$USD)	Pequeña (\$USD)
Almacenamiento	415.640	134.280	7.820
Planta	36.823.680	12.698.940	1.232.630
Extras	8.101.210	2.793.770	271.180
Total	45.340.530	15.626.990	1.511.630

Tabla 25 "estimación de costos almacenamiento líquido CAPEX" (elaboración propia).

Almacenamiento líquido			
Ítem	Grande (\$USD)	Mediana (\$USD)	Pequeña (\$USD)
Almacenamiento	95.790	30.950	1.800
Planta	36.823.680	12.698.940	1.232.630
Extras	41.610.760	14.349.800	1.392.870
Total	78.530.230	27.079.690	2.627.300

Tabla 26 "estimación de costos producción in-situ CAPEX" (elaboración propia).

In-situ			
Ítem	Grande (\$USD)	Mediana (\$USD)	Pequeña (\$USD)
Producción	62.151.100	26.224.090	2.838.100
Planta	36.823.680	12.698.940	1.232.630
Extras	10.565.690	44.58.100	482.480
Total	109.540.470	43.381.130	4.553.210

Tabla 27 "estimación de costos de operación transporte a 350 bar OPEX anual" (elaboración propia).

Transporte 350 Bar			
Ítem	Grande (\$USD)	Mediana (\$USD)	Pequeña (\$USD)
Producción	73.155.800	23.634.900	1.375.200
Transporte	40.687.920	13.145.330	765.070
Extras	3.018.000	1.040.840	101.050
Total	116.861.720	37.821.070	2.241.320

Tabla 28 "estimación de costos de operación transporte a 700 bar OPEX anual" (elaboración propia).

Transporte 700 Bar			
Ítem	Grande (\$USD)	Mediana (\$USD)	Pequeña (\$USD)
Producción	73.155.800	23.634.900	1.375.200
Transporte	33.906.600	10.954.440	637.560
Extras	3.621.600	1.249.010	121.260
Total	110.684.000	35.838.350	2.134.020

Tabla 29 "estimación de costos de operación transporte líquido OPEX anual" (elaboración propia).

Transporte líquido			
Ítem	Grande (\$USD)	Mediana (\$USD)	Pequeña (\$USD)
Producción	73.155.800	23.634.900	1.375.200
Transporte	2.948.400	952.560	55.440
Licuefacción	280.800	90.720	5.280
Extras	421.200	136.080	7.920
Total	76.806.200	24.814.260	1.443.840

Tabla 30 "estimación de costos de operación in-situ OPEX anual" (elaboración propia).

In-situ			
Ítem	Grande (\$USD)	Mediana (\$USD)	Pequeña (\$USD)
Producción	110.565.000	35.721.000	2.079.000
Extras	46.613.325	19.668.070	2.128.575
Total	157.178.325	55.389.070	4.207.575

De las tablas es importante resaltar que el parámetro extras, considera dependiendo del caso costos adicionales en compresión, para el hidrógeno gaseoso principalmente, como también costos asociados a almacenamiento, indicadores y controladores para disminuir el riesgo y aumentar la confiabilidad.

Análisis de resultados.

De los resultados obtenidos es posible analizar que el transporte líquido resulta más económico que los otros métodos, esto se debe en mayor medida a que al encontrarse a una mayor densidad el hidrógeno es posible transportar una mayor cantidad de este, lo cual reduce la cantidad de viajes necesarios para abastecer la estación de suministro, esto a su vez reduce el riesgo de sufrir accidentes en el trayecto ya que a menor cantidad de viajes existe una menor probabilidad de errores humanos en el trayecto, ocurre algo similar con el hidrógeno gaseoso a 700 Bar siendo esta la siguiente opción más económica pero con una alta diferencia.

Respecto de la inversión ocurre lo inverso, el escenario más costoso es el hidrógeno líquido esto se debe en gran medida a los costos extras que tiene, ya que este escenario requiere de una gran inversión tanto para la puesta en marcha como para disminuir los riesgos asociados, sin embargo resulta en una opción más segura, mientras que la opción del hidrógeno a 350 Bar resulta la más económica esto si bien considera un mayor espacio a utilizar los equipos son más económicos que en otros escenarios esto disminuye los costos de instalación.

Finalmente, en el escenario in-situ los costos de operación e inversión son mucho más elevados debido a que se consideran mayores costos ya que requieren de la instalación de la planta de producción de hidrógeno junto con la estación de suministro, esto eleva en gran medida los costos, si bien no cuentan con costos de transporte los costos para mejorar la confiabilidad y disminuir los riesgos son elevados ya que consideran los costos de planta y estación.

En las tablas n°31, 32 y 33 se encuentran los costos totales (CAPEX y OPEX) para cada escenario, estos valores serán nivelados para poder comparar la alternativa más viable dentro de todas las opciones.

Tabla 31 "Costos totales de un año para un nivel de demanda grande"(elaboración propia).

Demanda grande				
Escenario	350 Bar	700 Bar	Líquido	In-situ
Total (\$USD)	161.550.660	156.024.530	155.336.430	266.718.795

Tabla 32"Costos totales de un día para un nivel de demanda mediana"(elaboración propia).

Demanda mediana				
Escenario	350 Bar	700 Bar	Líquido	In-situ
Total (\$USD)	53.221.500	51.465.340	51.893.950	98.770.200

Tabla 33"Costos totales de un día para un nivel de demanda pequeña"(elaboración propia).

Demanda pequeña				
Escenario	350 Bar	700 Bar	Líquido	In-situ
Total (\$USD)	3.729.900	3.645.650	4.071.140	8.760.785

De las tablas obtenidas es posible notar que los costos no son tan lejanos entre los resultados, es posible notar que a mayor nivel de demanda el costo del escenario líquido resulta ser más reducido, teniendo que para la demanda grande es la opción más económica, mientras que en la demanda mediana resulta más económico el escenario a 700 Bar aunque por no tanta diferencia con el líquido, esto podría ser un factor importante a tener en consideración, aunque por otro lado la confiabilidad del escenario de 700 Bar es menor que el líquido podría tenerse que en un largo plazo salga más rentable el escenario líquido. Para la demanda pequeña se tiene que el mejor escenario es el de 700 Bar seguido del escenario de 350 Bar, lo cual hace más llamativo utilizar hidrógeno gaseoso, respecto del escenario In-situ, este tiene costos más elevados, pero es más seguro al largo plazo ya que son menos dependientes de factores externos.

Es posible notar que, en el escenario de demanda grande, la alternativa más económica es utilizando el hidrógeno líquido, pareciendo que a mayor demanda aparece como una opción más rentable, esto debido a que los costos en transporte y almacenamiento no son tan elevados, esto debido principalmente a la densidad del hidrógeno líquido, siendo la opción más densa de todas. Respecto de las demandas pequeña y mediana, la opción más económica resulta ser el hidrógeno gaseoso a alta

presión (700 Bar), ya que a menores demandas esta opción resulta más viable por sus bajos costos, aunque aumenta el costo relacionado con el almacenamiento.

Al calcular mediante la ecuación n°5 el valor futuro del escenario es posible realizar la siguiente tabla:

Tabla 34 "Valor futuro para cada tamaño de demanda en un periodo de 10 años" (elaboración propia).

Escenario	Valor futuro con tasa de descuento del 10% en un periodo de 10 años (\$USD)/año		
	Grande	Mediana	Pequeña
350 Bar	419.020.288	138.040.530	9.674.400
700 Bar	404.686.930	133.485.503	9.455.877
Líquido	402.902.175	134.597.207	10.559.489
In-situ	691.799.863	256.184.462	22.723.220

En las tablas n°35, 36 y 37 se encuentran valores nivelados para cada nivel de demanda.

Tabla 35 "Costo nivelado demanda grande" (elaboración propia).

Nivel de demanda: Grande	350 Bar	700 Bar	Líquido	In-situ
Costo nivelado (\$USD/kg)	8,09	7,93	7,81	13,41

Tabla 36 "Costo nivelado demanda mediana" (elaboración propia).

Nivel de demanda: Mediana	350 Bar	700 Bar	Líquido	In-situ
Costo nivelado (\$USD/kg)	8,37	8,53	8,56	14,58

Tabla 37 "Costo nivelado demanda pequeña" (elaboración propia).

Nivel de demanda: Pequeña	350 Bar	700 Bar	Líquido	In-situ
Costo nivelado (\$USD/kg)	8,55	8,96	9,14	19,70

Con los datos obtenidos es posible notar que reflejan los datos obtenidos de los valores totales, aunque es más fácil poder revisar la diferencia entre las distintas opciones, el escenario in-situ para la demanda pequeña duplica el valor de cada otro escenario, esto indicaría que no resulta atractivo para demandas pequeñas, respecto del valor más óptimo estos se encuentran en la demanda grande, esto probablemente se debe a que al haber una mayor cantidad de demanda, este disminuye su valor, además, es posible notar que la diferencia entre los distintos escenarios y el escenario in-situ es la menor en relación a las otras demandas.

Conclusiones.

Luego de analizar los resultados obtenidos es posible concluir que la configuración de hidrógeno líquido es la óptima para la demanda grande, mientras que para la demanda mediana y pequeña la configuración óptima resulta ser la de hidrógeno comprimido a 350 Bar.

Las demandas pudieron ser delimitadas mediante diversos supuestos y consideraciones, para el cálculo de ellas fue necesario considerar una demanda equivalente en hidrógeno.

La configuración mejor evaluada es la en cascada ya que considerando la confiabilidad y el riesgo asociado es la que tiene un menor riesgo asociado y una mayor confiabilidad.

La evaluación económica a priori indica que la alternativa in-situ resulta la más costosa para cada demanda, aunque mientras mayor es la demanda este costo tiende a disminuir, mientras que las otras opciones son más económicas, pero a su vez son más dependientes de factores externos como disponibilidad de hidrógeno y el transporte de este.

Referencias.

- [1] F. Vargas Marcos, “La contaminación ambiental como factor determinante de la salud,” *Rev. Esp. Salud Publica*, vol. 79, no. 2, pp. 117–127, Apr. 2005, doi: 10.1590/S1135-57272005000200001.
- [2] M. OYARZÚN G., “Contaminación aérea y sus efectos en la salud,” 2010.
- [3] Fundación aquae, “Los gases de efecto invernadero, muy peligrosos para nuestro planeta,” Mar. 2022. [Online]. Available: <https://www.fundacionaquae.org/wiki/los-gases-de-efecto-invernadero/#:~:text=Los%20gases%20de%20efecto%20invernadero%20son%20aquellos%20gases%20que%20se,de%20temperatura%20global%20del%20planeta.>
- [4] Energía Abierta, “Matriz energética eléctrica del país,” Dec. 2021. [Online]. Available: https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/32745/1/Matriz_electrica_del_pais_Consideraciones_sobre_su_suficiencia.pdf
- [5] Fundación Hidrógeno, *Hidrógeno y pilas de combustible*. Campus Seas, 2021.
- [6] O. R. López, “Barreras para la adopción de la Economía Circular en la Industria Minera de Chile,” 2022.
- [7] Óscar F. Civieta, “Estos son los colores del hidrógeno y lo que significan: verde, rosa, turquesa o negro,” *Business Insider*, Mar. 2023, [Online]. Available: <https://www.businessinsider.es/todos-colores-hidrogeno-verde-rosa-turquesa-negro-1198428>
- [8] Hyun Kyu Shin and Sung Kyu Ha, “A Review on the Cost Analysis of Hydrogen Gas Storage Tanks for Fuel Cell Vehicles,” Jul. 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/13/5233>
- [9] RENATA BELÉN CANCINO SILVA, “PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE PARA APLICACIONES ENERGÉTICAS EN CHILE,” Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2021. [Online]. Available: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/181631>
- [10] LEANHYDROGEN, “¿Qué es una estación de servicio de hidrógeno?,” 2022. [Online]. Available: <https://leanhydrogen.com/que-es-una-estacion-de-servicio-de-hidrogeno/>
- [11] Aliaksei Patonia and Rahmatallah Poudineh, “Hydrogen storage for a net-zero carbon future,” 2023, [Online]. Available: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/04/ET23-Hydrogen-storage-for-a-net-zero-carbon-future.pdf>
- [12] Ling Wu, Zhentao Zhu, Yi Feng, and Wenyi Tan, “Economic analysis of hydrogen refueling station considering different operation modes,” *Science Direct*, Oct. 2023, [Online]. Available: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/https://pdf.sciencedirectassets.com/271472/1-s2.0-S0360319923X01086/1-s2.0-S0360319923047791/main.pdf?X-Amz-Security->
- [13] Codelco, “Mina Chuquicamata: un gigante que funciona en perfecta sincronía,” 2014, [Online]. Available: <https://www.codelco.com/operaciones/chuquicamata/noticias/mina-chuquicamata-un-gigante-que-funciona-en-perfecta-sincronia>
- [14] F. Placencia, “Eme Bus, la empresa que no teme la irrupción de las aerolíneas low cost,” Feb. 2018, [Online]. Available: <https://www.diarioconcepcion.cl/economia-y-negocios/2018/02/02/eme-bus-la-empresa-que-no-teme-la-irrupcion-de-las-aerolineas-low-cost.html>
- [15] M. D. E. T. Y. TELECOMUNICACIONES, “GUÍA PARA EL PASAJERO DE BUSES INTERURBANOS,” 2013, *Manejate por la vida*. [Online]. Available: https://www.mtt.gob.cl/wp-content/uploads/2014/03/GUIA_PASAJEROS.pdf
- [16] Webfleet, “¿Cuánto consume un camión por kilómetro? Gestiona el gasto de combustible en tu flota,” Jan. 2019. [Online]. Available: https://www.webfleet.com/es_es/webfleet/blog/conoces-el-consumo-de-diesel-de-un-camion-por-km

- [17] A. Rozas Romero, “Estado del Arte de las estaciones de servicio de hidrógeno,” Universidad de Sevilla, Sevilla, 2019. [Online]. Available: <https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/94403/TFG-2659-ROZAS%20ROMERO.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [18] DSV, “Tráiler frigorífico o camión refrigerado,” 2024, [Online]. Available: <https://www.dsv.com/es-mx/nuestras-soluciones/modos-de-transporte/transporte-por-carretera/medidas-camion-trailer/trailer-frigorifico-o-camion-frigo>

Anexos.

Anexo A: Cálculo de demanda.

$$\mathbf{Cantidad\ de\ camiones} * \left(\frac{\mathbf{consumo\ anual\ Diesel}}{\mathbf{días\ de\ operación}} \right) = \mathbf{demanda\ Diesel\ total}$$

$$\frac{(\mathbf{Demanda\ Diesel\ total} * \mathbf{densidad\ Diesel}) * \mathbf{densidad\ energetica\ Diesel}}{\mathbf{densidad\ energetica\ hidrógeno}} = \mathbf{demanda\ hidrógeno}$$