



ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE A TRAVÉS DE ENERGÍA EÓLICA EN LA REGIÓN DE MAGALLANES

POR

Matías Vicente Mañao Cruz

Memoria de Título presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción para optar al título profesional de Ingeniero Civil Industrial

Profesor Guía

Jorge Rodrigo Jiménez Del Rio

Octubre 2023

Concepción (Chile)

© 2023 Matías Vicente Mañao Cruz



Sumario

El análisis realizado se centra en la prefactibilidad económica de impulsar proyectos de hidrógeno verde en la región de Magallanes. Antes de este análisis, se llevó a cabo una evaluación de la instalación eólica en un sitio específico ubicado en una latitud de $-52,42$ y una longitud de $-71,45$. Esta ubicación fue seleccionada debido a su potencial para generar energía eólica de manera eficiente y confiable.

Se planea instalar 28 aerogeneradores en una distribución de 3×7 , utilizando aerogeneradores Vestas V117 de 3,3 MW cada uno. Según datos del explorador eólico, se estima que la instalación tendrá un potencial de generación anual de 19.710.126 kWh y un factor de planta de 68,2% por aerogenerador.

En cuanto a la producción de hidrógeno, se estima que la región de Magallanes puede producir aproximadamente 36,702 toneladas de hidrógeno verde por año, mientras que a nivel nacional se estima una producción de 272,337 toneladas por año. Estas estimaciones se basan en las capacidades de generación de energía eólica y las eficiencias de los electrolizadores utilizados en el proceso de producción de hidrógeno, donde se seleccionan 9 electrolizadores de 6 MW para alcanzar una electrólisis de 54 MW, valor que se consideró de acuerdo con la potencia que alcanzarían los aerogeneradores según la ubicación seleccionada.

El análisis económico consideró un precio de venta de 3 dólares por kilogramo de hidrógeno y proporcionó un Valor Actual Neto (VAN) positivo de \$99.88 millones de dólares y una Tasa Interna de Retorno (TIR) anual del 10%. El Costo Nivelado del Hidrógeno (LCoH) obtenido fue de 1,82 dólar por kilogramo de hidrógeno producido, un valor competitivo y cercano a los valores esperados por el Ministerio de Energía.

Se concluye que es factible y viable económicamente impulsar proyectos de hidrógeno verde en la región de Magallanes. La ubicación estratégica, la instalación eólica planificada y las estimaciones de producción de hidrógeno respaldan la viabilidad técnica y económica del proyecto. Estos resultados ofrecen una perspectiva prometedora para el desarrollo de la industria de hidrógeno verde en la región y su contribución a la transición hacia una economía baja en carbono.



Tabla de contenido

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1. OBJETIVOS	2
1.1.1. OBJETIVO PRINCIPAL	2
1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.2. MARCO TEÓRICO	3
1.2.1. HIDRÓGENO	3
1.2.1.1. PRODUCCIÓN	3
1.2.1.2. ALMACENAMIENTO	4
1.2.1.3. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	5
1.2.1.4. APLICACIONES DEL HIDRÓGENO EN LA REGIÓN DE MAGALLANES Y LA ANTÁRTICA CHILENA	6
1.2.1.5. OTRAS APLICACIONES DEL HIDRÓGENO	7
1.2.1.6. APLICACIÓN POTENCIAL PROPUESTA	8
1.2.2. ENERGÍA EÓLICA	10
1.2.2.1 ANTECEDENTES DE DESARROLLO DE PROYECTOS EÓLICOS EN CHILE	10
1.2.2.2. TIPOS DE CENTRALES EÓLICAS	11
CAPÍTULO 2 DESARROLLO	12
2.1. MERCADO DEL HIDRÓGENO EN LA REGIÓN DE MAGALLANES Y ANTÁRTICA CHILENA	12
2.2. PLANTA EÓLICA	12
2.3. ELECCIÓN DE EQUIPOS Y VOLUMEN DE PRODUCCIÓN	14
2.4. EVALUACIÓN ECONÓMICA	16
CAPÍTULO 3 DESARROLLO Y RESULTADOS	18
3.1. MERCADO DEL HIDRÓGENO EN LA REGIÓN DE MAGALLANES Y LA ANTÁRTICA CHILENA	18
3.2. PLANTA EÓLICA	31
3.2.1. SELECCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN	31
3.2.2. ANÁLISIS DEL RECURSO	33
3.3. ELECCIÓN DE EQUIPOS Y VOLUMEN DE PRODUCCIÓN	38
3.4. EVALUACIÓN ECONÓMICA	42
3.4.1. COSTOS DE INVERSIÓN	42
3.4.2. COSTOS OPERACIONALES Y DE MANTENIMIENTO	43
3.4.3. LCOH	45
3.4.4. COMPARACIÓN DE COSTOS DE PRODUCCIÓN Y VENTA DE HIDRÓGENO	45
3.4.5. ANÁLISIS DEL EFECTO DEL PRECIO DE VENTA Y LA TASA DE DESCUENTO SOBRE EL VAN	46
CAPÍTULO 4 DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	47
CAPÍTULO 5 GLOSARIO	49
CAPÍTULO 6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	50
CAPÍTULO 7 ANEXOS	58
ANEXO A: ALMACENAMIENTO.	58
ANEXO B. DETALLE COSTOS PARQUE EÓLICO.	59



**UNIVERSIDAD DE CONCEPCION
FACULTAD DE INGENIERIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA INDUSTRIAL**



ANEXO C. CÁLCULO DE LCOH.	60
ANEXO D. ESTUDIOS DE REFERENCIA DE LCOH CALCULADO.	61
ANEXO E.1. CÁLCULO DEL VAN Y TIR PARTE 1.	62
ANEXO E.2. CÁLCULO DEL VAN Y TIR PARTE 2.	63
ANEXO F. LCOH PREDICCIÓN MINISTERIO DE ENERGÍA.	64
CAPÍTULO 8 RESUMEN FI	65



Lista de Tablas

TABLA 1: DATOS DE LOS PARQUES EÓLICOS MÁS GRANDES DE CHILE	13
TABLA 2: IMPORTACIONES ANUALES.	18
TABLA 3: EXPORTACIONES ANUALES.	18
TABLA 4: VOLUMEN DE VENTAS DE COMBUSTIBLES.	19
TABLA 5: CAPACIDAD INSTALADA NETA EN MAGALLANES.	19
TABLA 6: DISTRIBUCIÓN REGIONAL DEL CONSUMO FINAL POR COMBUSTIBLE	20
TABLA 7: DEMANDA DEL PETRÓLEO PARA LA REGIÓN DE MAGALLANES Y LA ANTÁRTICA CHILENA	21
TABLA 8: DEMANDA DE LA GASOLINA PARA LA REGIÓN DE MAGALLANES Y LA ANTÁRTICA CHILENA	21
TABLA 9: DEMANDA DEL GAS NATURAL (GN) PARA LA REGIÓN DE MAGALLANES Y LA ANTÁRTICA CHILENA	22
TABLA 10: DEMANDA DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP) PARA LA REGIÓN DE MAGALLANES Y LA ANTÁRTICA CHILENA	22
TABLA 11: RESUMEN DE DEMANDA DE ENERGÉTICOS Y FERTILIZANTE.	24
TABLA 12: HIDRÓGENO CONTENIDO EN MATERIAS PRIMAS.	25
TABLA 13: DEMANDA NACIONAL DE HIDRÓGENO.	25
TABLA 14: DEMANDA DE HIDRÓGENO EN REGIÓN DE MAGALLANES Y LA ANTÁRTICA CHILENA.	26
TABLA 15: BUSES FCEB INSTALADOS EN EL MUNDO.	28
TABLA 16: RESUMEN DEMANDA POTENCIAL BUSES FCEB.	30
TABLA 17: COMPARACIÓN DE BUSES.	31
TABLA 18: VELOCIDAD PROMEDIO PARA UN PERIODO DE 10 AÑOS.	34
TABLA 19: CAPEX ELECTROLIZADOR.	42
TABLA 20: CAPEX ELECTROLIZADOR Y PARQUE EÓLICO.	43
TABLA 21: OYM ELECTROLIZADOR Y PARQUE EÓLICO.	44
TABLA 22: ALMACENAMIENTO DE REFERENCIA.	58
TABLA 23: DATOS PARA EL CÁLCULO DE LCOH.	61



Lista de Figuras

FIGURA 1: PROCESOS PARA PRODUCIR HIDRÓGENO.	3
FIGURA 2: APLICACIONES DEL HIDRÓGENO.	8
FIGURA 3: DISEÑO CLÁSICO DE BUSES FCEB.	9
FIGURA 4: CAPACIDAD INSTALADA ERNC EN CHILE ABRIL-23.	11
FIGURA 5: ANÁLISIS TERRITORIAL POR RADIOS CONCÉNTRICOS.	32
FIGURA 6: EXPLORADOR EÓLICO, ZONA DE MAGALLANES.	33
FIGURA 7: UBICACIÓN SELECCIONADA PARA EL PARQUE EÓLICO.	33
FIGURA 8: CURVA DE POTENCIA GENERADOR VESTAS V117/3.3MW IEC IIA.	35
FIGURA 9: RESULTADOS EXPLORADOR EÓLICO.	36
FIGURA 10: LAYOUT DEL PROYECTO.	38
FIGURA 11: CARACTERÍSTICAS DEL ELECTROLIZADOR SILYZER 300.	39
FIGURA 12: ESTRUCTURA ELECTROLIZADOR.	40
FIGURA 13: COSTOS DE PARQUE EÓLICO.	59
FIGURA 14: DATOS PARA EL CÁLCULO DE LCOH.	60
FIGURA 15.1: CÁLCULO DE VAN Y TIR.	62
FIGURA 15.2: CÁLCULO DE VAN Y TIR.	63
FIGURA 16: PREDICCIÓN DE LCOH.	64



Lista de abreviaciones y símbolos

°C: grados Celsius.

CAPM: Capital Asset Pricing Model (Modelo de valoración de activos de capital).

CLP: Peso chileno.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

ERNC: Energía Renovable No Convencional.

FCEB: Fuel Cell Electric Bus (autobús eléctrico de celdas de combustible).

g: estado gaseoso.

kWh: kilovatio hora.

GLP: Gas Licuado de Petróleo.

GN: Gas Natural.

GNC: Gas Natural Comprimido.

GW: gigavatio.

GWh: gigavatio hora.

H: hidrógeno.

H₂: hidrógeno molecular.

H₂O: Agua

INE: Instituto Nacional de Estadísticas.

L: litros.

kg: kilogramo.

LCOH: Levelized Cost of Hydrogen (Costo Nivelado de Hidrógeno).

m₃: metro cúbico.

MW: megavatio.

MWh: megavatio hora.

N₂: nitrógeno



NH₃: amoníaco.

O₂: oxígeno.

OyM: costos de operación y mantenimiento.

PEM: Protom Exchange Membrane (electrolito de membrana polimérica).

SEM: Sistema Eléctrico de Magallanes.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SOE: Celda Electrolizadora de Óxido Sólido o de alta.

TCAL: Teracalorías.

TON: tonelada(s).

TIR: Tasa Interna de Retorno.

USD: dólar estadounidense.

VAN: Valor Actual Neto.



Capítulo 1 Introducción

Hoy en día existe mucha mayor conciencia en cuanto a cómo se utilizan los recursos del planeta, así las energías renovables son cada vez más comunes de ver, esto principalmente, ya que, “su desarrollo es imprescindible para combatir el cambio climático” (ACCIONA).

Por otro lado, hasta el año 2018 se estimaban 860 millones de personas que carecen todavía de acceso a la electricidad (ACCIONA), un número que podría ser mucho menor al utilizar estas fuentes de energía (ACCIONA). Las principales ventajas que se pueden considerar de las energías renovables son la reducción de costos, principalmente energía eólica y energía solar fotovoltaica, no emiten gases de efecto invernadero en los procesos de generación de energía por lo que combaten el cambio climático, su horizonte político favorable (principalmente demostrado por el acuerdo de París (Naciones Unidas) y otras políticas gubernamentales), son inagotables (a diferencia de fuentes tradicionales de energía) y reducen la dependencia energética (en cualquier parte del mundo es posible obtener a lo menos un recurso natural).

En Chile, las energías renovables cada vez están más presentes. Ember Climate (Ember) destacaron a Chile como el país que ha superado su dependencia al carbón a través de las energías renovables, principalmente mediante la generación eólica y solar, las cuales en conjunto alcanzaron una mayor generación de energía que el carbón en un periodo de estudio de 12 meses, desde septiembre del año 2021 (El Mostrador, 2021). El avance de las energías renovables está directamente vinculado con el año 2018, año en que el gobierno de turno puso en marcha la Ruta Energética 2018-2022 centrada en modernizar la normativa y política del sector. Esta consistía en la promoción de las energías renovables no convencionales, el impulso de las tecnologías innovadoras basadas en energía limpia, el transporte eficiente y la mejora de la calidad de vida de los ciudadanos a través del financiamiento y la promoción de diversos proyectos de energías renovables (Marzolf, 2022).

Chile alberga 36 proyectos de hidrógeno verde (SEA), entre los cuales los más grandes están previstos para Magallanes que, con abundantes terrenos y recursos energéticos, está camino a convertirse en un polo energético verde. Las dificultades se encuentran en ámbitos como planificación territorial, capacitación y obtención de permisos (BNamericas, 2021).



Se consideró estudiar la región de Magallanes para evaluar la rentabilidad de instalarse en ella, la mayor fuente de información fue el explorador eólico¹, el cual se define como una herramienta de análisis del recurso eólico, que entrega resultados de simulaciones numéricas de las condiciones de viento y densidad del aire, de manera gráfica y cómoda para el usuario. Las simulaciones han sido realizadas con el modelo WRF (Weather Research and Forecasting), un modelo avanzado y ampliamente utilizado para analizar el recurso eólico en el mundo (NCAR). La información entregada por el Explorador Eólico permite realizar una evaluación preliminar del rendimiento de un sistema de generación en un determinado lugar. Así fue posible comprobar la gran cantidad de viento que está presente en la región, con valores cercanos a los 10 metros por segundo, valores que al menos gráficamente, superan el límite gráfico del explorador (como visualización se muestran colores para determinada cantidad de viento).

Otra característica importante que tiene la región es la gran cantidad de recursos que se extraen en ella (Ministerio de Energía, 2019), por esto es posible encontrar una gran variedad de empresas que pueden convertirse en potenciales clientes y socios. Actualmente existen dos procesos de energía eólica en Magallanes, los cuales son el Parque eólico de Cabo Negro y Faro del Sur, este último contempla un proyecto con el objetivo de producir hidrógeno verde a través de turbinas eólicas, sin embargo, está en proceso de evaluación y todavía no es aprobado por el Servicio de Evaluación Ambiental de Chile (SEA).

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo principal

Evaluar la factibilidad técnica y económica de producir hidrógeno verde a través de energía eólica dentro de la región de Magallanes.

1.1.2. Objetivos específicos

- Identificar el mercado local del hidrógeno verde y determinar los potenciales clientes y socios a los que se les puede vender el producto.
- Identificar las opciones tecnológicas disponibles en el mercado para producir energía e hidrógeno verde.
- Estimar el costo de producción de energía e hidrógeno verde en la región de Magallanes.

¹Explorador Eólico, Ministerio de Energía de Chile <https://eolico.minenergia.cl/inicio>

1.2. Marco Teórico

1.2.1. Hidrógeno

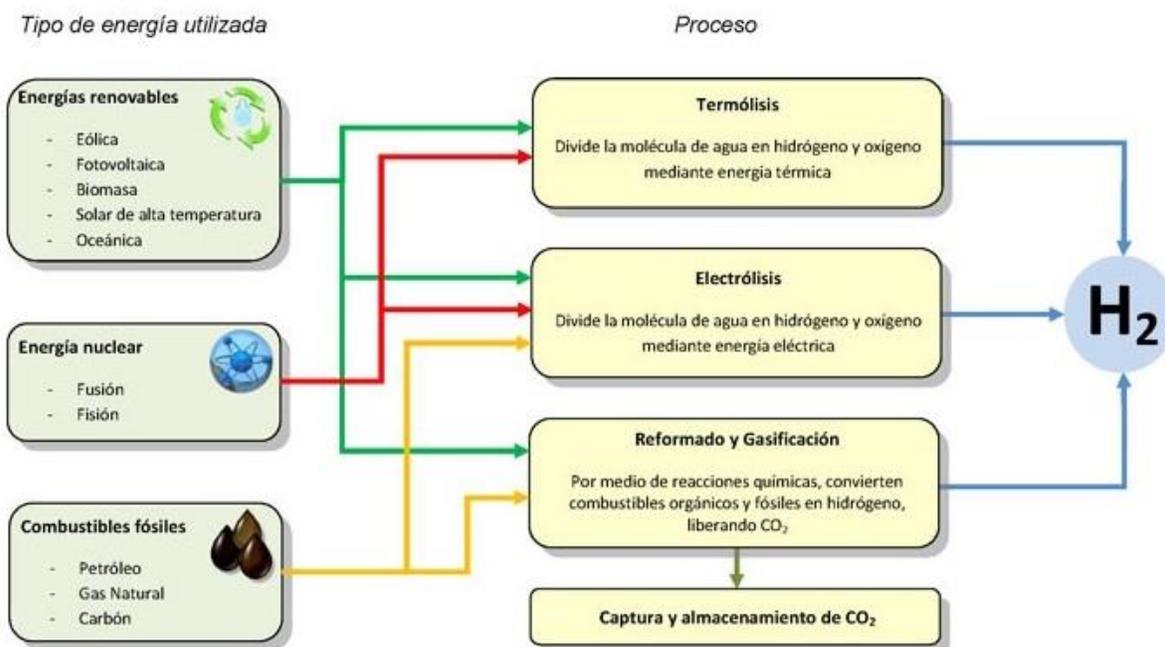
El hidrógeno (H_2) es un elemento químico que está muy presente en la Tierra, se considera el elemento más abundante, además es posible encontrarlo de manera orgánica o inorgánica. El hidrógeno es un gas incoloro, inodoro y altamente inflamable a temperatura y presión ambientales normales.

Ahora, a diferencia de los combustibles fósiles, el hidrógeno no se encuentra en estado libre en el ambiente, sino formando compuestos como el agua o la mayoría de los compuestos orgánicos; por lo tanto, es preciso desarrollar sistemas capaces de producirlo de manera eficiente, por lo que no puede ser considerado como una fuente primaria de energía (como los combustibles fósiles), sino, como un medio para transportar energía, denominado vector energético (Foro Nuclear).

1.2.1.1. Producción

Existen diversas formas de producir hidrógeno, la Termólisis (divide la molécula de agua mediante energía térmica), Electrólisis (divide la molécula de agua mediante energía eléctrica), Reformado y Gasificación (convierten combustibles orgánicos y fósiles en hidrógeno, liberando CO_2 , a través de reacciones químicas), a modo de resumen se puede observar la siguiente imagen:

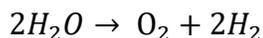
Figura 1: Procesos para producir hidrógeno.



Fuente: Centro Nacional de Hidrógeno.



La electrólisis es el principal proceso para obtener hidrógeno verde (ACCIONA), el cual es impulsado con energías renovables, específicamente en este caso se considera la energía eólica, donde se utiliza una corriente eléctrica para descomponer mediante electrodos la molécula de agua, de modo que se separen oxígeno e hidrógeno.



Existen tres tipos de electrolizadores, los electrolizadores alcalinos, los PEM (Proton Exchange Membrane) y de óxido sólido (SOE). Para una definición más completa de cada uno de ellos, se consideraron H2 Chile y TECPA como las fuentes de información más completas.

Por definición, en un electrolizador PEM, el electrolito es un material plástico sólido especial, en donde el agua reacciona en el ánodo para formar oxígeno e iones de hidrógeno con carga positiva. Si bien, tienen un costo más elevado que los demás tipos de electrolizadores (relacionado con el uso de metales nobles o titanio), cuentan con grandes densidades de corriente y una respuesta rápida y dinámica. Otro punto importante, es que su precio ha disminuido en los últimos años, por lo que la mayoría de los proyectos a nivel nacional que utilizan procesos de electrólisis prefieren este método.

Mientras que, de la definición, un electrolizador alcalino opera mediante el transporte de iones de hidróxido (OH^-) a través del electrolito desde el cátodo hasta el ánodo, formándose así el hidrógeno en el lado del cátodo. Se caracterizan por su tecnología simple y de bajo costo, ya que, cuentan con un mantenimiento sencillo (sin metales nobles), además es una tecnología más estable (es la más presente). Sin embargo, tienen densidades de corriente más bajas y tiempos de respuesta más elevados.

Por último, un electrolizador SOE funciona a altas temperaturas (500-1000°C), donde un electrolito es un conductor de iones oxígeno, entre sus principales ventajas se considera que no necesitan metales nobles, se puede trabajar a alta presión y es reversible a una pila de combustible. Sin embargo, por sus altas temperaturas sigue en evaluación y aún no es comercializado, aún está en desarrollo.

1.2.1.2. Almacenamiento

Posterior a la electrólisis, se obtiene el hidrógeno el cual requiere un proceso de compresión para almacenamiento y transportarse en tanques de oxígeno, dependiendo del tipo de almacenamiento escogido para almacenamiento gaseoso. Existen distintos tipos de compresores, los más conocidos para esta tecnología son el compresor de diafragma y pistón.



El almacenamiento de hidrógeno es un paso previo fundamental para su transporte y distribución. Las principales formas de almacenamiento, según el Centro Nacional de Hidrógeno son las siguientes:

- **Gas Comprimido:** Es la técnica más utilizada para suministrar hidrógeno hasta presiones de 700 bar. Es una técnica de disponibilidad general y de bajo costo. Sólo se almacenan cantidades relativamente pequeñas de H_2 a 200 bares; el almacenamiento a alta presión (700 bar) está aún en fase desarrollo.
- **Hidrógeno Líquido:** Tecnología muy empleada y bien conocida, consiguiendo una buena densidad de almacenamiento (8.5 MJ/L). Se requieren temperaturas muy bajas y por ello un aislamiento mayor de lo normal, por lo que su coste puede ser elevado.
- **Hidruros Metálicos:** Es un sistema muy seguro ya que el hidrógeno se almacena sobre un sólido (metal). La forma de los depósitos de almacenamiento puede adaptarse a las necesidades de cada aplicación. Al utilizarse metales para fijar el gas, los pesos se elevan considerablemente y su vida útil puede ser menor. Actualmente es una tecnología algo más costosa.
- **Hidruros Químicos:** Las reacciones de formación de hidruros reversibles son bien conocidas. Son sistemas compactos con reducido tamaño y necesitan de infraestructuras especiales.
- **Estructuras de Carbono:** Se están estudiando distintas estructuras con base de carbono, entre las que se encuentran los nanotubos, que permiten una elevada densidad de almacenamiento de hidrógeno, siendo, además, muy ligeras. Actualmente están en fase de investigación y desarrollo.

1.2.1.3. Transporte y distribución

En general, se tiene algún método de transporte incluido dentro del proceso del hidrógeno, con esto, se puede entregar el hidrógeno a una mayor cantidad de clientes, en algunos casos este transporte es dirigido a un centro específico donde se almacena el hidrógeno, o bien a un cliente directo.

Los principales métodos de transportar el hidrógeno son por medios de camiones, barcos y por tuberías. Para el caso de camiones y barcos, el hidrógeno debe ser almacenado anteriormente en un tanque de gas, mientras que, en el caso del transporte por tuberías, estas pueden disminuir considerablemente los costos de almacenamiento. Sin embargo, la instalación de ellas en general es complicada porque afecta a terceros (desde el lugar de origen al destino) y puede ser más compleja por la evaluación ambiental de estas.



1.2.1.4. Aplicaciones del hidrógeno en la región de Magallanes y la Antártica Chilena
El hidrógeno tiene múltiples aplicaciones en diversos lugares del mundo (Centro Nacional de Hidrógeno) y es utilizado tanto de manera cotidiana como en proceso industriales.

En Chile es muy común asociar la gasolina y el petróleo Diesel como energéticos para el transporte, ya que, estos son los combustibles frecuentes en el país y de comercialización libre. Sin embargo, en la región de Magallanes y la Antártica Chilena existe una importante presencia del gas natural comprimido (GNC) en el sector transporte. Algunos vehículos se desplazan con este tipo de combustibles (los cuales deben contar con su certificación que permite utilizar este tipo de combustible), principalmente conductores de taxis y colectivos se puede apreciar el uso del gas (El Pingüino, 2022). El hidrógeno es un excelente componente para obtener gas natural (CICenergigune), el cual, mediante un proceso no tan complejo, puede permitir abastecer de gran manera a la región con este recurso.

Por otro lado, el hidrógeno también es utilizado para obtener combustibles como la gasolina. Este proceso es un poco más elaborado, pero puede ser una alternativa viable para disminuir la dependencia de importaciones de petróleo, reducción del impacto ambiental. También es posible generar mezclas de gasolina con hidrógeno. Sin embargo, esta sigue siendo una aplicación con contaminación considerable, aunque en mayor medida. Un ejemplo de hidrógeno en combustibles es lo que está haciendo la empresa HIF, la cual tiene como objetivo principal, producir gasolina a través de hidrógeno verde. Esta empresa ya se ha instalado y ha obtenido pequeñas cantidades de combustible, la empresa explica de manera sencilla todo el proceso a través de su sitio web, los primeros litros de eGasoline ya han sido utilizados en vehículos. Principalmente, dentro de las aplicaciones se considera todo vehículo terrestre que funcione con este tipo de combustible. Sin embargo, con una mirada más potencial, se puede considerar una aplicación marítima y aérea, ambos son medios que están presentes en la región y se utilizan con gran frecuencia.

Fuera de los combustibles, el metanol es un compuesto químico que puede utilizarse como combustible bajo en carbono y potencialmente como combustible fósil, es muy relevante y cotizado en la región de Magallanes y la Antártica Chilena por sus múltiples aplicaciones industriales. Se destacan la producción de combustibles sintéticos y su uso en materiales de construcción. En Punta Arenas, se encuentra la empresa Methanex dedicada a la producción de Metanol a partir del gas

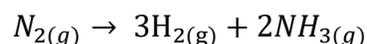


natural. En este caso el hidrógeno verde, puede ser útil para producir e-metanol (mezcla de hidrógeno verde y dióxido de carbono capturado).

Como se mencionó anteriormente, el hidrógeno verde también puede ser utilizado para producir gas natural, lo cual puede ser de gran utilidad para abastecer a la región. Actualmente el gas natural se obtiene de forma convencional, principalmente de los recursos de la Tierra y se encuentra limitado en cuanto a la cantidad disponible en los pozos actuales.

El gas natural también es utilizado para la calefacción y el agua caliente a nivel residencial, siendo muy relevante este energético para la región donde se caracteriza por tener un alto consumo de gas natural, principalmente por contar con un subsidio, el que permite a la ciudadanía obtener un precio accesible (Economía y Negocios, 2007). Además, potencialmente el hidrógeno podría reemplazar al gas natural como energético de calefacción, reemplazando las calderas de gas por calderas de hidrógeno. Este cambio es más bien potencial, ya que actualmente el gas natural tiene un costo final menor al hidrógeno.

Por otro lado, el amoníaco (NH_3) es un compuesto químico que se caracteriza por un fuerte olor y tiene múltiples aplicaciones, tanto de forma doméstica como industrial. Puede ser encontrado en productos de limpieza, también en medicamentos o fertilizantes y aditivos para combustibles (Fluideco, 2019). Ahora el amoníaco puede ser producido a través de hidrógeno verde, también se le conoce como amoníaco verde, se puede notar su descomposición a través de su fórmula química:

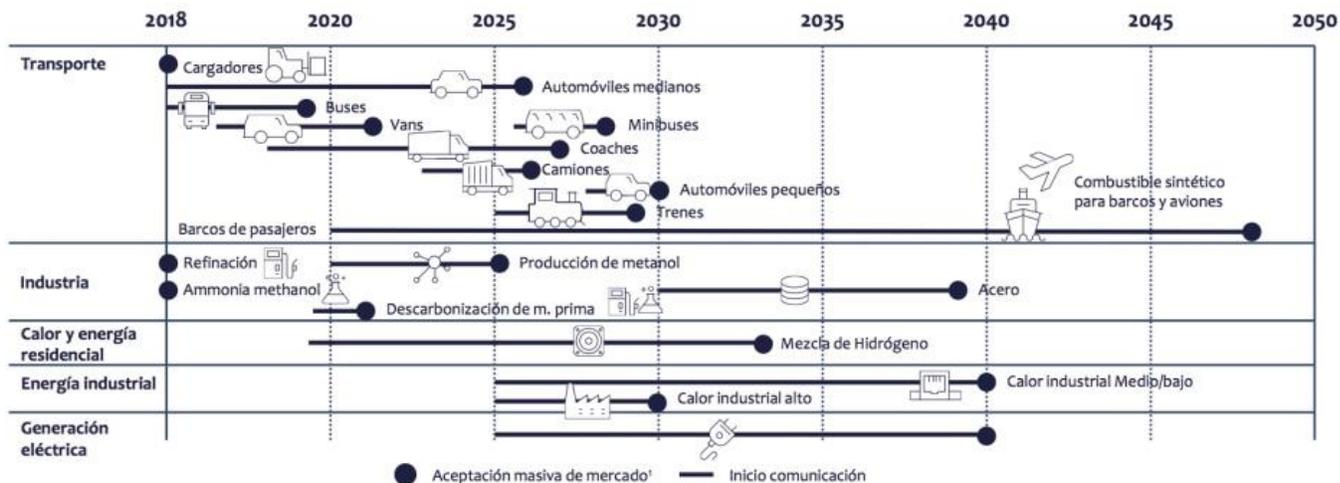


Actualmente, en la región de Magallanes y la Antártica Chilena ha aumentado el interés por el amoníaco verde, se puede observar esto, ya que, dos proyectos en evaluación (SEA). El más relevante es H_2 Magallanes, proyecto que se considera potencialmente como el mayor proyecto de hidrógeno verde anunciado en América y uno de los más grandes del mundo.

1.2.1.5. Otras aplicaciones del hidrógeno

El hidrógeno tiene muchas más aplicaciones que las que han sido mencionadas. Sin embargo, se consideraron las aplicaciones que tienen una demanda específica en la región de Magallanes, como resumen, se presentan las múltiples aplicaciones del hidrógeno, tanto actuales como potenciales:

Figura 2: Aplicaciones del hidrógeno.



Fuente: Mackinsey & CO.

De la imagen se pueden observar las aplicaciones ya mencionadas que pueden tener una demanda considerable en la región de Magallanes, además de muchas más aplicaciones que no se consideraron relevantes para la demanda de la región.

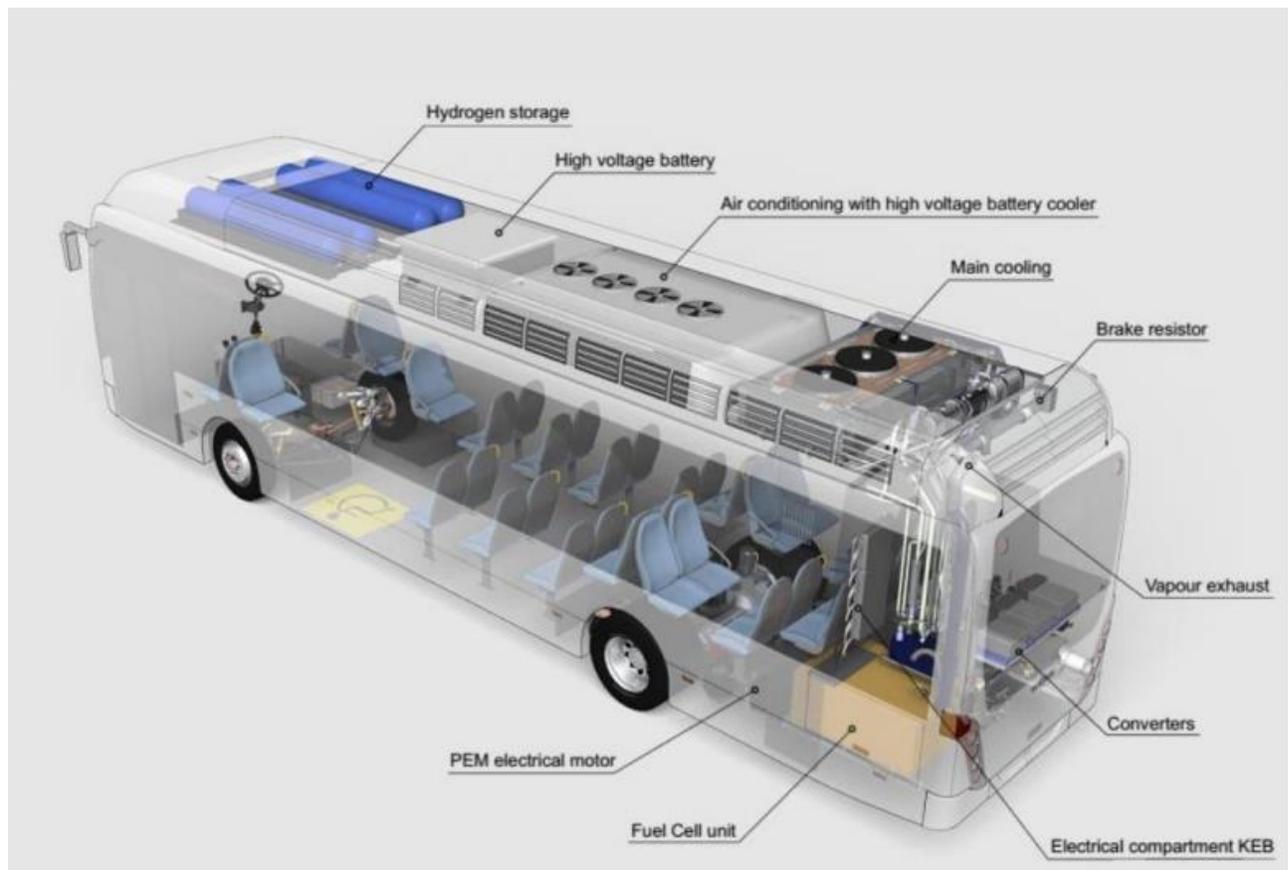
1.2.1.6. Aplicación potencial propuesta

Adicionalmente a las aplicaciones estimadas anteriormente, existe un mercado completamente nuevo para el hidrógeno verde a nivel nacional y no muy explorado a nivel mundial. Este constituye una oportunidad relevante en la descarbonización en el sector transporte y reduciendo además las emisiones locales de contaminantes del aire del parque automotriz. La tecnología de celda de combustible ha tomado fuerza en el último tiempo, la cual consiste en automóviles que funcionan con hidrógeno como combustible. Esta tecnología compite con los vehículos eléctricos, pero tienen grandes diferencias, donde la mayor ventaja que tiene este tipo de vehículos es el contar con una celda de energía que no debe ser cargada continuamente como es el caso de las baterías de los vehículos eléctricos, los cuales tienen un tiempo considerable en el que deben permanecer cargados.

Actualmente existen empresas que están explorando el mercado del hidrógeno en los vehículos. Sin embargo, no son muchas debido a las grandes dimensiones que tiene cada uno de los componentes que debe llevar el automóvil para implementar esta tecnología. En Chile se estimaba que a largo plazo esta tecnología podría ser instalada según diversas fuentes (Bnamericas, 2023). Actualmente se ha debatido sobre el tema, incluso en un estudio de la Universidad Católica (Lillo, 2021) donde se realizó

una evaluación técnico-económica sobre implementar buses FCEB los cuales reemplacen recorridos actuales que tienen algunas líneas de buses en Santiago. La mayor ventaja de utilizar vehículos de gran dimensión para esta tecnología es que el tamaño de los componentes no es tan evidente como con vehículos de una menor magnitud. Internacionalmente ya existen vehículos que comprenden esta tecnología y más cercano, en Latinoamérica ya se instaló el primer bus FCEB, específicamente en Colombia, donde ya funciona con normalidad.

Figura 3: Diseño clásico de buses FCEB.



Fuente: (Van Hool, 2018)

Empresas internacionales dedicadas al rubro automotriz ya cuentan con modelos FCEV como es el caso del automóvil Toyota Mirai, aunque un inconveniente que está presente y es difícil de superar, son las hidrolíneas², las cuales son muy escasas, y no permiten que esta tecnología pueda ser

² Estación de servicio para abastecer de hidrógeno los vehículos.



llevada a cabo, para superar esto, es necesario establecer políticas gubernamentales que fomenten la instalación de Hidrolineras y así, pueda crecer el mercado de este tipo de vehículos.

1.2.2. Energía Eólica

Entre las principales ventajas que tiene la energía eólica se pueden encontrar, su excelente eficiencia de conversión (se habla de una eficiencia entre el 40% y el 50% muy cercana al máximo teórico alcanzable que, según la ley de Betz, es del 59%). Además, esta energía ocupa un espacio reducido (si bien las aspas de las turbinas eólicas son grandes, estas se encuentran a una gran altura, por lo que se puede hacer un uso simultáneo con otras actividades en el suelo), mediante una visión más económica es posible notar que esta energía cuenta con costos de instalación y puesta en marcha más bajos. Otra ventaja son los plazos de implementación, los cuales son acotados y reducidos, ya que, entre 2 y 24 meses es posible instalar un parque eólico. Este periodo varía dependiendo del tamaño del parque eólico (Zorrilla, 2023). Finalmente, una característica poco visible que tienen las turbinas eólicas es su economía circular (se pueden restaurar la mayoría de sus componentes, como son los materiales propios de la turbina, los cuales pueden ser utilizados para crear centrales más modernas. Además, el terreno en sí es tiene un efecto completamente reversible, ya que, al desmontar, el suelo se puede recuperar en su totalidad.

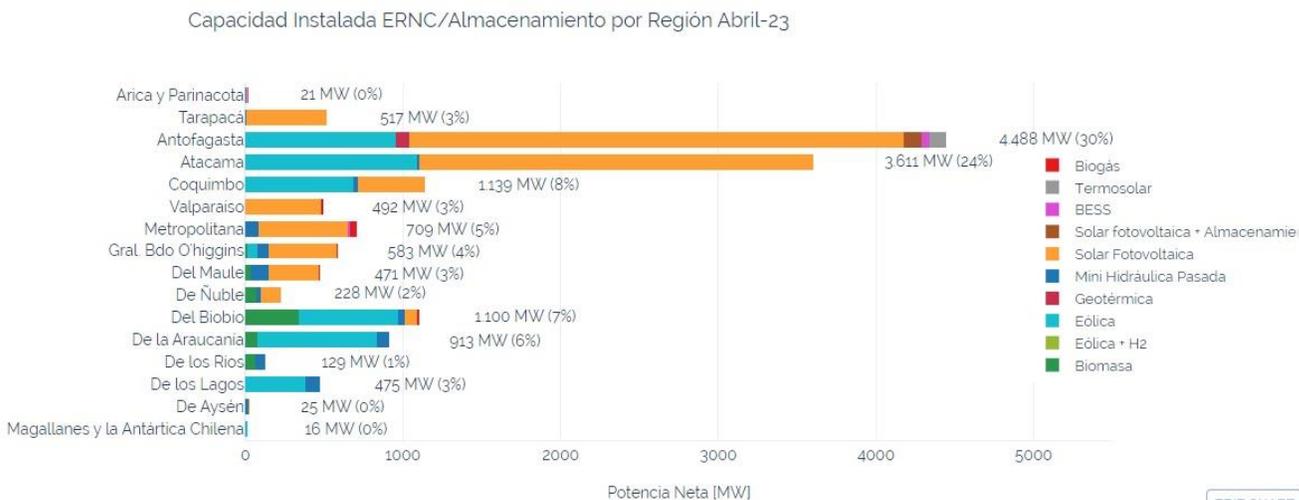
1.2.2.1 Antecedentes de desarrollo de proyectos eólicos en Chile

En Chile ha aumentado la generación a partir de energía eólica, alcanzando un 13,4% (ACERA, 2023) de la capacidad instalada de ERNC, (considerando centrales en operación y en pruebas), donde las regiones de Antofagasta y Atacama encabezan el listado con 1097 y 955 instalaciones hasta abril del año 2023. En el caso de la región de Magallanes y la Antártica Chilena, esta cuenta con 13 instalaciones de energía eólica y 2 de energía eólica más hidrógeno. Gráficamente se puede observar en los datos entregados de manera pública por ACERA.

Se puede observar que la región de Magallanes y la Antártica Chilena cuenta con escasas instalaciones de energías renovables, a pesar de que anteriormente se mencionó el amplio potencial que tenía a partir de energía eólica por la magnitud de viento que presenta la zona.



Figura 4: Capacidad instalada ERNC en Chile Abril-23.



Fuente: Acera.

1.2.2.2. Tipos de centrales eólicas

Las centrales eólicas se pueden clasificar por tres criterios: el primero es de acuerdo con la orientación de las turbinas, ya sea de forma horizontal o vertical, también se clasifican según su instalación, si se encuentran en tierra o mar y, por último, si es que están conectadas a la red o no.

La clasificación de turbinas horizontal y vertical dependerá de los aerogeneradores, los cuales se pueden clasificar según la orientación de su eje de rotación. En el caso del eje horizontal, cuentan con tres aspas usualmente y tienen un eje de rotación que se encuentra en posición paralela al suelo, en general este tipo de central es el más popular. Si bien, cuentan con un sistema más complejo, ya que, requieren de un control de orientación para mantener las palas mirando hacia el viento en todo momento, funcionan de manera más óptima debido a que operan en vientos con un flujo menos turbulento al estar sus rotores lejos del suelo (Renovables Verdes, 2023).

Cuando los aerogeneradores son instalados por eje vertical quiere decir que tienen un eje de rotación que se encuentra en posición perpendicular al suelo, a diferencia del eje horizontal donde se constituyen principalmente por 3 aspas (no siempre). Sus principales ventajas son que no requieren de ningún tipo de control de dirección para orientarlos hacia el viento y sus componentes no deben estar contenidos en una góndola del punto más alto de la torre, pueden estar a la altura del suelo, facilitando su acceso (Renovables Verdes, 2023).



Capítulo 2 Desarrollo

2.1. Mercado del hidrógeno en la región de Magallanes y Antártica Chilena

Antes de analizar qué equipos se utilizarán, el tamaño del parque eólico y los componentes para el proceso de electrólisis es necesario determinar cuál será el mercado para el hidrógeno. Para esto, se estudian aplicaciones que tiene el hidrógeno y ver en qué porcentaje está presente este, por otro lado, se pueden considerar importaciones o exportaciones en caso de un mercado relevante.

Para determinar cuáles son las aplicaciones con un mercado relevante en la región, se obtuvo información de sitios oficiales del gobierno, en los cuales se presentan proyectos de la región, además del conocimiento propio sobre las empresas que trabajan en la región y cuáles de ellas están vinculadas con las aplicaciones del hidrógeno.

Una vez observadas las aplicaciones que puede tener el hidrógeno en la región de Magallanes y la Antártica Chilena se cuantificó la demanda que puede satisfacer el hidrógeno en cada una de ellas, para esto, se estimó en base a datos oficiales del gobierno, donde la fuente principal de la información fue el Anuario Estadístico de Energía del año 2021. El anuario contiene un resumen de la información sobre la energía del país, además esta información es complementada con algunos estudios o empresas especializadas al análisis de datos.

Se analizaron en primer lugar las importaciones de energéticos del país, esto con el objetivo de encontrar una demanda que actualmente es abastecida en el exterior y que podría ser reemplazada dentro del territorio nacional mediante la producción de hidrógeno. Hay que tomar en consideración que solo se presentan los valores de las energías o combustibles que pueden tener una aplicación directa en la región de Magallanes y la Antártica Chilena, por lo que la suma de los porcentajes de la tabla no tendrá un valor de 100%, ya que, la tabla original consideraba más valores.

2.2. Planta eólica

Una vez considerada la demanda de hidrógeno, se establece una instalación eólica, de modo que satisfaga las demandas de generación de energía para posteriormente en el proceso de electrólisis, generar la cantidad de hidrógeno necesaria. Para establecer la planta eólica primero se consideró un estudio de los parques eólicos instalados en el país, así, se cuenta con una referencia de qué componentes utilizan y la potencia bruta con la que cuentan.



Antes de escoger una ubicación, hay que ver qué aerogeneradores ocupar e identificar la cantidad de energía a producir. Es necesario tener en cuenta los proyectos más relevantes de energía eólica en Chile, los cuales cuentan con distinta cantidad de aerogeneradores dependiendo del potencial eólico que quieren obtener. A través de distintos sitios de internet se pudo sintetizar la información principal de los diez principales proyectos de energía eólica, donde se observan distintas características, la cantidad de aerogeneradores y las especificaciones del modelo específico:

Tabla 1: Datos de los parques eólicos más grandes de Chile

Parques eólicos más grandes de Chile	Potencia bruta (MW)	Punto de conexión a la red (kV)	Generadores
1 Parque Eólico San Juan	193	220	V117-22,35,36,37(56)
2 Parque Eólico El Arrayán	115	220	Siemens, modelo SWT-2.3-101(50)
3 Parque Eólico Sierra Gorda	112	220	Gamesa G114(56)
4 Parque Eólico Los Cururos	109,6	220	VESTAS V100/1800(57)
5 Parque Eólico Tal Tal	99	220	VESTAS V112/3000(33)
6 Parque Eólico Talinay Oriente	90	220	VESTAS V90/2000(30) Y V100/2000(15)
7 Parque Eólico Valle De Los Vientos	90	110	VESTAS V100/2000(45)
8 Parque Eólico Renaico	88	220	VESTAS V110/2000(44)
9 Parque Eólico San Pedro 2	65	110	GAMESA G128/5000(13)
10 Parque Eólico Talinay Poniente	60,6	220	VESTAS V100/2000(17) Y V100/1800(15)

Fuente: Elaboración propia a partir de Ministerio de Energía, 2017.

Luego de investigar estos parques se pudo observar que varios proyectos suelen comenzar con un número más reducido de aerogeneradores al instalarse, a medida que el parque comienza a funcionar, suelen ampliar la cantidad de aerogeneradores y por consiguiente la capacidad instalada, el mejor ejemplo es el Parque Eólico San Juan, el cual ha modificado en cinco oportunidades su proyecto. Analizando estos diez proyectos y calculando el promedio de la cantidad de turbinas eólicas presentes,



se obtuvo un promedio de 43 turbinas, un valor máximo de 57 turbinas (Parque Eólico Sierra Gorda) y un valor mínimo de 13 turbinas.

Posteriormente, estos datos fueron usados de referencia para ver cuál volumen establecer como una primera aproximación, la cual luego puede ser complementada con el electrolizador y al evaluar el trabajo en conjunto. Se buscaba establecer si se satisface la demanda, en caso de que no, se consideró un aumento de la producción si los valores son muy alejados, o bien, disminuir la potencia del parque en el caso que la generación supere a la demanda analizada anteriormente.

Al contar con una referencia, se analiza la ubicación potencial del proyecto (arque eólico), donde se debe estudiar en profundidad la región de Magallanes y la Antártica Chilena y encontrar el sitio que mejor pueda cumplir los requerimientos eólicos. Una vez seleccionado el sitio, se analiza el recurso para cierta ubicación, esto se puede realizar por distintos softwares de internet, o por sitios web especializados en datos de viento.

2.3. Elección de equipos y volumen de producción

El volumen de producción es un aspecto principal a la hora de evaluar el proyecto. Para esto, se toma como entrada la demanda que es posible abarcar. Con la información de la demanda fue posible establecer la producción de hidrógeno considerando la potencia bruta que tenga el parque eólico. El hidrógeno sería obtenido por electrólisis, de modo que hay que considerar cuánta energía debe tener el proceso de electrólisis y con ello, la cantidad de electrolizadores, con su potencia respectiva.

Una vez seleccionada la cantidad de hidrógeno a producir, se definieron los equipos, este paso fue más complejo, ya que, en general los proveedores no publican los precios. Sin embargo, existen distintas empresas (muchas de ellas consultoras), que hacen presupuestos a empresas del rubro y publican estas cotizaciones o documentos, GIZ, IRENA, Fundación Naturgy, McKinsey & Company y la empresa de electrolizadores y energía eólica Siemens. En el caso de Siemens, el Director de Desarrollo de Negocios, Marcelo Merli recientemente expuso los precios de electrolizadores donde menciona que actualmente cuestan entre 690-800 USD por kW, esto facilitó los cálculos y se pudieron estimar algunos valores de acuerdo a la información entrega por la empresa alemana GIZ, donde mencionan en detalle los costos de electrolizadores y sus componentes.

Al evaluar un sitio, lo primero es calcular la producción anual de energía eléctrica (kWh/año):

$$Producción\ anual = 0,5 * D^2 * \pi * V^3 * 24 * 365 * CF$$



Donde el CF constituye al factor de capacidad, el cual puede ser obtenido de diversas maneras, entre las que se privilegian para este estudio:

$$CF = \frac{\text{Energía efectivamente generada}}{P_R * 8760}$$

O también como:

$$CF = \frac{\text{Potencia promedio}}{\text{Potencia nominal}}$$

Además, se debe caracterizar el impacto de la aspereza de la superficie de la tierra en velocidad del viento.

$$\left(\frac{v}{v_0}\right) = \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha$$

Donde v es la velocidad del viento a la altura H , v_0 es la velocidad del viento a la altura H_0 , y α es el coeficiente de fricción. Este último tiene diversos valores de acuerdo con el tipo de terreno en el que se instale.

Lo mismo para el caso en que se verifique la probabilidad de velocidad en un momento dado:

$$h(v) = \left(\frac{k}{c}\right) * \left(\frac{v}{c}\right)^{(k-1)} * e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Esta distribución se conoce como probabilidad de Weibull y es de las más utilizadas para cálculos relacionados a energía eólica, k y c representan al factor de forma y escala respectivamente. El explorador eólico permite obtener los datos de generación presentados anteriormente sin realizar el cálculo, ingresando las coordenadas de la ubicación seleccionada, por lo que facilitar los cálculos.

Con la elección de la localización y el tamaño del parque eólico, fue posible analizar qué componentes serán utilizados en el proceso de electrólisis, para esto, se evaluó mediante los resultados de generación en la planta eólica (considerando la potencia y el factor de planta) cuánta energía será la que se considerará en este proceso. La elección de equipos consideró la demanda de hidrógeno, según las proyecciones de volumen de ventas. Con los valores establecidos escogen los equipos a utilizar, seleccionando en primer lugar el o los electrolizadores. Es importante tener en cuenta que cada proveedor ofrece un servicio distinto en cuanto a electrolizadores, por lo que, al tener clara la elección



se deben considerar los equipos que están incluidos en la compra y los que deberán ser comprados aparte, esta elección de equipos debe tomar en cuenta el proceso de electrólisis mencionado en el marco teórico.

Con la ubicación establecida y la tecnología seleccionada, se diseña un primer Layout (bosquejo de planta) de lo que sería la instalación, este fue útil para tener una referencia del espacio a utilizar, espacio que estará determinado por los equipos a instalar.

De acuerdo con la información proporcionada por el Explorador Eólico y considerando la característica que tiene la energía eólica de funcionar en presencia de viento, el electrolizador podría funcionar la mayor parte del tiempo, generando energía en todo momento. Esto se fundamenta con la velocidad del viento de Punta Arenas, el cual, aunque disminuya, mantiene una velocidad necesaria para mantener la operación. De este modo y considerado el factor de planta del parque eólico y del electrolizador se pudo estimar el almacenamiento requerido y la cantidad de hidrógeno que podría ser transportado. Cabe señalar que, no se considera transportar todo el hidrógeno almacenado.

2.4. Evaluación económica

Para los escenarios del volumen de la planta eólica, el electrolizador y el volumen de producción de hidrógeno, se establecieron los costos monetarios de esta instalación, donde lo primero fue evaluar el costo de inversión (costo de capital) del sistema en general. Para los costos se consideraron los gastos de capital (CAPEX) y los gastos de operación y mantenimiento (OPEX), tanto para la planta eólica como para el electrolizador y todos sus componentes. Los valores de estos equipos fueron obtenidos directamente de proveedores, o bien, por estimación de acuerdo con la literatura o cotizaciones de empresas especialistas en el tema o instituciones financieras que presenten información relevante.

En el caso del parque eólico, se consideró el costo total del parque eólico, incluyendo cada costo para su instalación, desde el precio de cada componente hasta la mano de obra y el personal presente. Luego de analizar diversas fuentes como el ICTG, EALDE, BNAMERICA, IRENA, GIZ y otros sitios web.

Con los CAPEX y OPEX definidos, se calculó el costo nivelado de hidrógeno (LCOH por sus siglas en inglés), el cual considera los costos fijos y variables para el periodo anual. Así considerando un horizonte de evaluación de 25 años (de acuerdo con la vida útil de los equipos y el tamaño del proyecto), se obtiene el LCOH a través de la siguiente fórmula:



$$LCOH_2\left(\frac{USD}{kg \text{ de } H_2}\right) = \frac{CAPEX + VAN(OPEX)}{\text{Producción de } H_2}$$

Es importante considerar que se debe tener en cuenta tanto la planta eólica como el tamaño del electrolizador y cada uno de sus componentes.

La tasa de descuento para el cálculo del Valor Actual Neto (VAN), se obtiene a través del método financiero Capital Asset Pricing Model (CAPM), donde se obtiene la rentabilidad esperada de acuerdo con el riesgo del proyecto y la variación nacional de acuerdo con el periodo seleccionado, esta tasa se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$t_d = R_f + [E(R_m) - R_f] * \beta$$

Donde:

R_f: Tasa libre de riesgo

R_m: rentabilidad del mercado

E(R_m): retorno esperado del mercado

β: riesgo asociado al proyecto

Se deben obtener los datos para cada variable en un sitio web que cuente con estadísticas económicas del país, para este estudio se deprecia la inflación.

Con los valores necesarios y al estimar la tasa libre de riesgo, con datos obtenidos del Banco Central, se realiza el método CAPM para obtener la tasa. Considerando un periodo de 10 años, se obtiene un bono en pesos chilenos y la tasa libre de riesgo desde el Banco Central de Chile para el año 2022. Ahora para determinar el retorno esperado del mercado, se consideran valores del IGPA (Banco Central, 2022), los cuales son ajustados al restarle el valor del IPC (Banco Central, 2022), este ajuste se realiza de acuerdo con la literatura (Sapag, 2008). Ahora el valor restante para la obtención de la tasa es el valor de beta, el cual consiste en un factor que mide el riesgo de la industria en que se desempeña el proyecto, en este caso, para el mercado de Energía verde y renovable, este es un valor que se obtiene por distintos métodos, es complejo de obtener por lo que su valor se buscó (Betas, 2023).



Capítulo 3 Desarrollo y Resultados

3.1. Mercado del hidrógeno en la región de Magallanes y la Antártica Chilena

A nivel nacional, las importaciones alcanzaron 320.166 Teracalorías (Tcal). Sin embargo, de esta cantidad es importante conocer la demanda en la que el hidrógeno esté presente, dentro de estos valores podemos identificar en la siguiente tabla cada valor con el porcentaje de las importaciones totales:

Tabla 2: Importaciones anuales.

Combustible	Importaciones (Tcal)	Porcentaje de las importaciones totales (%)
Diésel	60.006	19%
Gas Natural	54.795	17%
GLP	17.484	5,5%
Gasolina	9.475	3%

Fuente: Elaboración propia a partir del CNE.

Además de las importaciones, también se puede encontrar un mercado dentro de las exportaciones, con las que se puede tener una referencia de lo que se exporta y hacer una estimación similar a la de importaciones, por lo cual se analizarán los datos de igual manera.

Tabla 3: Exportaciones anuales.

Combustible	Exportaciones (Tcal)	Porcentaje de las importaciones totales (%)
Diésel	1.698	20%
Gas Natural	101	1,2%
GLP	2.490	29%
Gasolina	432	5%

Fuente: Elaboración propia a partir del CNE.

Luego de evaluar las importaciones y exportaciones, se analizó la oferta nacional, donde se puede visualizar el volumen de ventas de los principales combustibles (Diésel, gasolinas, petróleos



combustibles, gas licuado petróleo, kerosene), con un total de 19.406.000 metros cúbicos (m^3) para el año 2021. Nuevamente se analizan los combustibles que tienen relación con la producción de hidrógeno, de estos se obtiene la siguiente tabla resumen:

Tabla 4: Volumen de ventas de combustibles.

Combustible	Consumo (m^3)	Porcentaje de las importaciones totales (%)
Diésel	10.938.000	56%
Petróleos combustibles	614.000	3%
GLP	2.658.000	14%
Gasolina	5.017.000	26%

Fuente: Elaboración propia a partir del CNE.

Otra área importante para tomar en cuenta dentro del mercado del hidrógeno fue el sistema eléctrico, ya que, al almacenarlo puede servir como vector energético, por esto, de acuerdo con los datos del Centro Nacional de Energía (CNE) en la región de Magallanes y la Antártica Chilena existe una generación bruta de $332 \frac{GWh}{año}$, un valor bajo en relación con el total nacional que generó $81.990 \frac{GWh}{año}$ (aproximadamente el 0,4%).

Como referencia la región de Magallanes y la Antártica Chilena tiene su propio sistema eléctrico, el Sistema de Magallanes (SEM) que se encarga de abastecer a la región, este cuenta con una capacidad instalada neta de 129,32 MW, la cual se clasifica según la siguiente tabla principalmente:

Tabla 5: Capacidad instalada neta en Magallanes.

Tipo de energía	Capacidad instalada neta (MW)	Porcentaje de la capacidad instalada neta total
Eólica	12,90	9,98%
Petróleo (Diesel)	19,11	14,78%
Gas Natural	97,3	75,24%

Fuente: Elaboración propia a partir del CNE.



Con la información presentada anteriormente, se puede hacer una estimación de mercado para la región de Magallanes y la Antártica Chilena, para esto se clasificarán los tipos de energía y se calculó la demanda estimada para el mercado de la región.

Entre las consideraciones más importantes, hay que tener en cuenta que se trabaje en las mismas unidades de medida, por lo cual habrá que transformar algunos valores para realizar los cálculos de manera correcta.

Al analizar la distribución regional del consumo final por combustible (CNE, 2021), fue posible determinar la demanda para la región de Magallanes y la Antártica Chilena a partir de la demanda nacional. Los porcentajes correspondientes a cada combustible se presentan a continuación:

Tabla 6: Distribución regional del consumo final por combustible

Tipo de combustible	Porcentaje de la región de Magallanes y Antártica Chilena
GLP	0,5%
GN	71,9%
Gasolina	3,5%
Petróleo	17,3%

Fuente: Elaboración propia a partir del CNE.

Es posible notar que el gas natural tiene un consumo más que considerable en comparación con los demás tipos de combustibles, alcanzando el máximo porcentaje nacional.

Mercado del petróleo Diésel

De acuerdo con los datos entregados para el año 2021, las importaciones anuales a nivel nacional alcanzaron un valor de 69.787 GWh, mientras que las exportaciones son 63.727 GWh y el consumo para el mismo periodo es de 10.938.000 de m^3 .

Mediante una estimación simple y de acuerdo con la distribución regional, se pudo obtener el 17,3% de la producción total, con lo que se obtienen los valores de la siguiente tabla:



Tabla 7: Demanda del petróleo para la región de Magallanes y la Antártica Chilena

Dato	Estimación
Importaciones	$12.073 \frac{GWh}{año}$
Exportaciones	$11.025 \frac{GWh}{año}$
Consumo	$1.892.000 \text{ de } \frac{m^3}{año}$

Fuente: Elaboración propia.

Mercado de la gasolina

De acuerdo con los datos entregados para el año 2021, las importaciones anuales a nivel nacional alcanzan un valor de 11.019 GWh, mientras que las exportaciones son 502 GWh y el consumo para el mismo periodo es de 5.017.000 de m^3 .

Mediante una estimación simple y de acuerdo con la distribución regional, se obtiene el 3,5% de la producción total, con lo que se obtienen los valores de la siguiente tabla:

Tabla 8: Demanda de la gasolina para la región de Magallanes y la Antártica Chilena

Dato	Estimación
Importaciones	$386 \frac{GWh}{año}$
Exportaciones	$18 \frac{GWh}{año}$
Consumo	$175.795 \frac{m^3}{año}$

Fuente: Elaboración propia.

Mercado del gas natural



De acuerdo con los datos entregados para el año 2021, las importaciones anuales a nivel nacional alcanzaron un valor de 63.727 GWh, mientras que las exportaciones son 117 GWh y el consumo para el mismo periodo es de 376.169 GWh (Cores,2022).

Mediante una estimación simple y de acuerdo con la distribución regional, podemos obtener el 71,9% de la producción total, con lo que se obtienen los valores de la siguiente tabla:

Tabla 9: Demanda del gas natural (GN) para la región de Magallanes y la Antártica Chilena

Dato	Estimación
Importaciones	$45.819 \frac{GWh}{año}$
Exportaciones	$84 \frac{GWh}{año}$
Consumo	$270.466 \frac{GWh}{año}$

Fuente: Elaboración propia.

Mercado del gas licuado del petróleo (GLP)

De acuerdo con los datos entregados para el año 2021, las importaciones anuales a nivel nacional alcanzan un valor de 20.334 GWh, mientras que las exportaciones son 2.896 GWh y el consumo para el mismo periodo es de 2.658.000 m³.

Mediante una estimación simple y de acuerdo con la distribución regional, se puede obtener el 0,5% de la producción total, con lo que se obtienen los valores de la siguiente tabla:

Tabla 10: Demanda del gas licuado de petróleo (GLP) para la región de Magallanes y la Antártica Chilena

Dato	Estimación
Importaciones	$102 \frac{GWh}{año}$
Exportaciones	$14 \frac{GWh}{año}$
Consumo	$2.658.000 \frac{m^3}{año}$

Fuente: Elaboración propia.

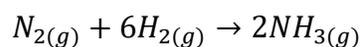


Mercado del amoniaco

En Chile de acuerdo con los datos entregados por GIZ (Agencia Alemana con diversos estudios en Chile), las importaciones de amoníaco anhidro alcanzaron las 355.264 toneladas para el año 2021. Es importante mencionar que, la totalidad del amoniaco anhidro está asociado con su aplicación en explosivos, específicamente la empresa Enaex. Para el año 2019, la empresa tuvo una producción cercana a las $732 \left[\frac{\text{kton}}{\text{año}} \right]$ de los cuales $170,9 \left[\frac{\text{kton}}{\text{año}} \right]$ fueron destinados a exportación, lo que constituye el 23% de la producción total mencionada. Este dato es más significativo que lo exportado en el año 2020 y 2021, ya que, desde 2013 ha mantenido una tendencia similar, a excepción de estos 2 periodos, donde lo exportado alcanzó valores de 14,1% y 17,1%, respectivamente (GIZ, 2022).

Actualmente existen tres proyectos relacionados con el hidrógeno y el amoniaco que están en proceso de desarrollo, por lo que aún no inician operaciones (Energías Renovables, 2022; Dfmas, 2022), de los cuales, dos tienen un desafío final relacionado a exportar fuera del país, mientras que HNH Energy ya tendría un comprador para su producción.

Por otra parte, de acuerdo con información de aduana para el año 2019, Chile importa aproximadamente 300.000 toneladas anuales de amoniaco (todas las importaciones por la empresa ENAEX). Por último, el amoniaco no es solo hidrógeno por lo que hay que tomar en cuenta el proceso de Haber-Bosch para ver cuánto de este amoniaco es hidrógeno, lo que se presenta a continuación por la ecuación:



Lo que se resumen en que por cada 2 moles de NH_3 se requieren 6 moles H_2 , lo que en masa son 60.000 toneladas de H_2 en importaciones y 34.180 toneladas de H_2 en exportaciones. El amoniaco en general no es muy utilizado específicamente en la región de Magallanes y la Antártica Chilena y si bien, se mencionó que tiene un gran potencial, por ahora no cuenta con instalaciones específicas.

Resultados del mercado

Luego de los valores presentados, podemos observar la demanda total al sumar cada uno de los valores, es importante mencionar que este valor es una referencia al mercado que se podría llegar. Sin embargo, no significa que se vaya a satisfacer la demanda total al iniciar un proyecto.



Por otro lado, se consideró estimar la demanda en cuanto a metros cúbicos (m^3), esto ya que su conversión es más cercana a la de gigavatio para estimar las toneladas de hidrógeno a producir. Para la conversión de GWh a m^3 se consideró primero trabajar en kWh y luego dividir el factor de 11,7 según el sitio web Precio Gas, el cual fue verificado luego de analizar distintas fuentes y ser el más repetido (además de la confianza de cada fuente). Así, considerando importaciones, exportaciones y consumo, la demanda total alcanzaría el valor de 52.008 hm^3 en cuanto a combustibles³ y 94.180 toneladas (ton), referentes al amoniaco. A modo de resumen, se presenta el valor por cada ítem (importaciones, exportaciones y consumo), se puede tomar en consideración que el valor puede ser más relevante que importaciones y exportaciones, ya que esta demanda requiere de menos procesos para llegar a destino al estar presente en el territorio nacional.

Tabla 11: Resumen de demanda de energéticos y fertilizante.

Dato	Demanda
Importaciones	58.379 $\frac{GWh}{año}$
Exportaciones	11.141 $\frac{GWh}{año}$
Consumo	370.608 $\frac{hm^3}{año}$
Amoniaco	94.180 $\frac{ton}{año}$

Fuente: Elaboración propia.

Luego de analizar estos valores y considerando que se toma una demanda que considera importaciones y exportaciones (las cuales pueden ser específicas por empresas), se considera un 0,05% de la demanda, pero además, para un mercado más preciso de cuánto podría abarcar el hidrógeno, es importante considerar la conversión del combustible a kilogramo de hidrógeno, para esto se utilizaron miles de pies cúbicos para gas natural y galones en el caso de Diésel, gasolina y GLP, considerando la conversión en el sitio Hydrogen tools⁴, además de cuánto hidrógeno está presente en los procesos de las energías escogidas (en el caso del GLP y gasolina, fue estimado de acuerdo a su composición de gas natural y Diésel), donde la composición está determinada por la siguiente tabla:

³ $hm^3 = 10^6 = 1.000.000$

⁴ <https://h2tools.org/hyarc/calculator-tools/energy-equivalency-fuels>



Tabla 12: Hidrógeno contenido en materias primas.

Energía	Porcentaje
Diésel	12%
Gasolina	10%
Gas Natural	25%
GLP	19%

Fuente: IRENA, 2018 y J.F, 2020.

Una vez considerados estos porcentajes y luego de cada conversión para llegar a los kilogramos de hidrógeno, fue posible obtener la demanda total de hidrógeno, la cual se presenta a continuación tanto para el plano nacional como para Magallanes, donde se consideraron los mismos porcentajes mencionados anteriormente por energía:

Tabla 13: Demanda nacional de hidrógeno.

Energía	Toneladas anuales de hidrógeno
Diésel	201.960
Gasolina	13.290
Gas Natural	1.417
GLP	55.670
Demanda total	272.337

Fuente: Elaboración propia.

De los valores obtenidos se puede apreciar que a pesar de que el gas natural tenía la mayor cantidad de demanda de metros cúbicos, al evaluar el hidrógeno en él disminuye considerablemente, también se puede notar que la mayor parte de la demanda considera al Diésel, principalmente por la importancia de dicho combustible en el plano nacional. Ahora con el porcentaje presente por energía, se obtiene la demanda de hidrógeno en Magallanes:



Tabla 14: Demanda de hidrógeno en región de Magallanes y la Antártica Chilena.

Energía	Toneladas anuales de hidrógeno
Diésel	34.939
Gasolina	465
Gas Natural	1.019
GLP	278
Demanda total	36.702

Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, se consideró un escenario en que los buses FCEB mencionados anteriormente estén presentes, para esto es importante destacar que se debe obtener una licitación y que existan iniciativas y regulaciones gubernamentales. Actualmente, el hidrógeno no está catalogado como un tipo de combustible (al menos público), por lo que su uso cotidiano no es posible actualmente. Además, para la instalación de esta tecnología se deben instalar algunas hidrolíneas, por lo que su implementación cada vez es más lejana. Sin embargo, se puede considerar la región de Magallanes y la Antártica Chilena como un piloto de esta tecnología, en conjunto con la producción de hidrógeno.

Esta tecnología podría ser probada en un contexto donde las distancias interurbanas de la región no son muy grandes, por lo que estos buses podrían funcionar sin mayores inconvenientes de abastecimiento. Incluso, se puede analizar un escenario que cuente con buses que se desplacen de Punta Arenas a la ciudad de Puerto Natales, frecuentado principalmente por extranjeros por su cercanía al Parque Nacional Torres del Paine, uno de los destinos turísticos más relevantes del país. Es importante mencionar que, muchas de las personas que se dirigen a este parque suelen aterrizar en la ciudad de Punta Arenas, donde luego se desplazan a Puerto Natales y posteriormente a Torres del Paine, por lo que se puede apreciar un desplazamiento importante en periodo estival entre Punta Arenas y Puerto Natales.

A pesar de lo mencionado sobre el hidrógeno como combustible vehicular y la inexistencia de hidrolíneas, en Chile, un estudio de la Universidad Católica evaluó la implementación de buses con hidrógeno para el reemplazo de algunos recorridos de líneas de buses de Santiago. El estudio aborda cuántos kilogramos de hidrógeno serían requeridos, el comportamiento de estos buses en el trayecto y los costos de implementar esta tecnología, los cuales estarían cercanos a 1.300.000 dólares (NREL,



2021). Sin embargo, cada vez los costos son menores y se espera un precio objetivo de 500 dólares en los próximos años (NREL,2021). A este costo hay que incluir el costo de la hidrolinera, el cual ronda en los 1.900.000 dólares para una capacidad de $1.500 \frac{kg}{día}$ de hidrógeno a 700 bares. Cabe señalar que, estas estaciones tienen compatibilidad con las gasolineras actuales, por lo que solo se podría incluir el punto de carga en alguna estación (Lillo, 2021). Por último, en cuanto a costos de mantenimiento, estos en un principio son más elevados en comparación con buses Diésel o eléctricos. A medida que transcurre el tiempo, el precio converge alcanzando valores cercanos a $20 \frac{USD}{100 km}$, ya que a medida que pasan los años, estos autobuses requieren menos mantenimiento y experimentan menos fallas en comparación con los autobuses convencionales y eléctricos.

Un escenario de buses con esta tecnología es cada vez más cercano, la empresa RED en conjunto con el Gobierno de Chile informaron que en este año funcionará el primer bus a hidrógeno, el cual funcionará como piloto para conocer la tecnología. Por lo que, es posible evaluar el escenario en la región de Magallanes y la Antártica Chilena. En primer lugar, al notar el recorrido Punta Arenas- Puerto Natales, según Busbud, actualmente 34 buses realizan este recorrido al día, con una duración promedio de 2 horas 15 minutos de viaje y 246 kilómetros en ruta y el costo promedio por pasajero es de \$10.437 pesos. Si se decide un bus que opere con hidrógeno se debe escoger un bus que cuente con una autonomía de por lo menos 300 kilómetros, ya que, se debe considerar que cualquier pendiente disminuye la eficacia del bus. Esto también queda demostrado en el estudio de la Universidad Católica en donde se podía observar que, en pendientes, se necesitaba de la potencia de la batería, ya que, la celda de combustible llegaba al máximo, este no debería ser un impedimento, ya que, la mayoría de los buses superan esta autonomía, a continuación, se presenta una tabla resumen de algunos buses de hidrógeno ya instalados en otros países.



Tabla 15: Buses FCEB instalados en el mundo.

Buses	Capacidad de almacenamiento	Autonomía
Fuel Cell Buses de Alameda Contra Costa Transit District	40 kilogramos de hidrógeno	350-390 km
Fuel Cell Buses de Fébus BRT (18 metros)	-	300 km
Fuel Cell Buses de Octa, California, EE. UU.	37,5-60 kilogramos de hidrógeno	400-500 km
Fuel Cell Bus Nyuti	38 kilogramos de hidrógeno	338 km
Fuel Cell 3RH2FC, Bogotá, Colombia	30 kilogramos de hidrógeno	450 km

Fuente: Elaboración propia a partir de Ministerio de Energía.

De esta tabla es posible notar que la mayoría de los buses tienen una autonomía superior a los kilómetros que existen entre Punta Arenas y Puerto Natales, por lo que el viaje puede ser factible, en cuanto a las hidrolíneas. Se puede establecer un punto de carga de hidrógeno para evitar incurrir en mayores costos de instalación, este punto puede estar en cualquiera de las bencineras existentes.

Por último, de acuerdo con los estudios, estos buses consumen entre 6 a $12 \frac{kgH_2}{100 km}$, en buses de 12 metros (buses más comunes y de capacidad más reducida que otros modelos), el rendimiento es de 6 a $9 \frac{kgH_2}{100 km}$, lo que permite evaluar cuánto hidrógeno consumirían. Para esto, se evalúan tres recorridos ida y vuelta, lo que aproximadamente serían 1.476 km considerando la distancia de 246 metros ida y vuelta 3 veces por día, considerando un rendimiento de $9 \frac{kgH_2}{100 km}$, se consumen 133 kg de hidrógeno por día, lo que anualmente se observa en un consumo de 41.629 kg de hidrógeno para un bus que funciona de lunes a sábado (313 días al año), un escenario que refleja un posible mercado para el hidrógeno.

Como se mencionó, los buses FCEB también pueden estar presentes dentro de la comuna de Punta Arenas, remplazando algunos recorridos de los buses que están ya presentes, en este caso los buses



RED, empresa la cual está instalada hace unos años y que en un principio contaba con 70 buses. Sin embargo, producto de la pandemia esta cantidad se redujo alcanzando los 40 buses, divididos en 8 recorridos diferentes, todos dentro de la comuna de Punta Arenas. El recorrido más largo, es el de la línea 5, que cubre 18 km y 66 paradas, al contrario de la línea 8V, la cual recorre 7 km y cuenta con 35 paradas durante el recorrido. Los recorridos más frecuentes son los de las líneas 2,1,6 (Moovit, 2023).

Como la ciudad no cuenta con recorridos muy extensos, el bus FCEB podría realizar varios recorridos sin tener que cargar combustible frecuentemente. Además de que podría ser abastecido solo con una estación de carga, ya que las distancias en la zona urbana de la comuna no son muy grandes (menores a 15 km de extremo a extremo de la ciudad). El recorrido escogido para evaluar es el de la línea 8V, debido a que, es el trayecto más corto y este en general es lineal, evitando grandes desplazamientos en superficies con inclinación, lo que disminuye la eficiencia con la que trabaja el bus. Esta línea está operativa desde las 07:00 hasta las 20:54, por lo que se espera que durante este periodo el bus funcione, excluyendo los momentos en que recargue combustible o en el caso que exista un cambio de turno (en el caso de contar con más de un conductor).

De acuerdo con los datos entregados por Moovit, el recorrido de la línea 8V dura entre 21-24 minutos, por lo que en este lapso recorre 7 km, considerando un comportamiento similar en el bus FCEB (estos buses trabajan a una velocidad máxima de 50 kilómetros por hora, de acuerdo con la restricción legal de la velocidad dentro de la ciudad). Se puede estimar que el bus se desplazará 243 km diarios, consumiendo 22 kg de hidrógeno diarios, considerando que funcione durante todo el recorrido de manera constante (24 minutos para recorrer 7 km) y que no tenga detenciones adicionales, para un escenario anual de 313 días (sin contar domingos, la información presentada de ambos escenarios, tanto interno (dentro de la comuna de Punta Arenas) y externo (Punta Arenas-Puerto Natales), se presenta a continuación.



Tabla 16: Resumen demanda potencial buses FCEB.

Escenario	Externo	Interno
Puntos de carga	1	2
Distancia ida y vuelta (km)	492	14
Recorridos por día	3	35
Distancia total (km)	1.476	243
Días de funcionamiento	313	313
Kilogramos de hidrógeno diario	133	22
Kilogramos de hidrógeno anuales	41.629	6.886

Fuente: Elaboración propia a partir de datos entregados por Moovit.

Se obtienen resultados favorables para el consumo de hidrógeno considerando que esta instalación solo considera un bus de esta tecnología, sin embargo, el alto costo de la tecnología de buses FCEB es lo que no permite el cambio de buses, para que esto ocurra, se debe tener un gran financiamiento considerando los altos precios en comparación con la tecnología de buses Diésel e incluso con los buses eléctricos, a continuación se presenta una tabla con la comparación de precios, donde se puede observar que los buses FCEB aún deben tener un financiamiento considerable para competir con la tecnología de buses Diésel y vehículos eléctricos.



Tabla 17: Comparación de buses.

Ítem	FCEB	Diésel	Eléctrico
CAPEX (USD)	\$1.200.000-\$1.300.000	\$190.000-\$200.000	\$290.000-\$300.000
Costos de mantención ($\frac{USD}{km}$)	0,25	0,22	0,24
Consumo	$\frac{9\text{ kg}}{100\text{ km}}$	$\frac{40\text{ L}}{100\text{ km}}$	$0,0146\frac{kWh}{km}$
Costo unitario ($\frac{USD}{100\text{ km}}$)	58	69	20

Fuente: Elaboración propia a partir de Nrel, 2021; OEA, 2022; Grupo Banco Mundial y Lillo, 2021.

De acuerdo con los resultados, se puede apreciar que la tecnología FCEB tiene costos muy elevados en cuanto a la adquisición del bus, mientras que en consumo y costos de mantenimiento los valores son bastantes cercanos para los tres tipos de buses. Por último, el costo unitario dependerá del precio de venta de cada tipo de energía, como en este caso se está evaluando el hidrógeno, en caso de obtener un precio más bajo al estimado por las fuentes mencionadas, el valor puede variar considerablemente.

3.2. Planta eólica

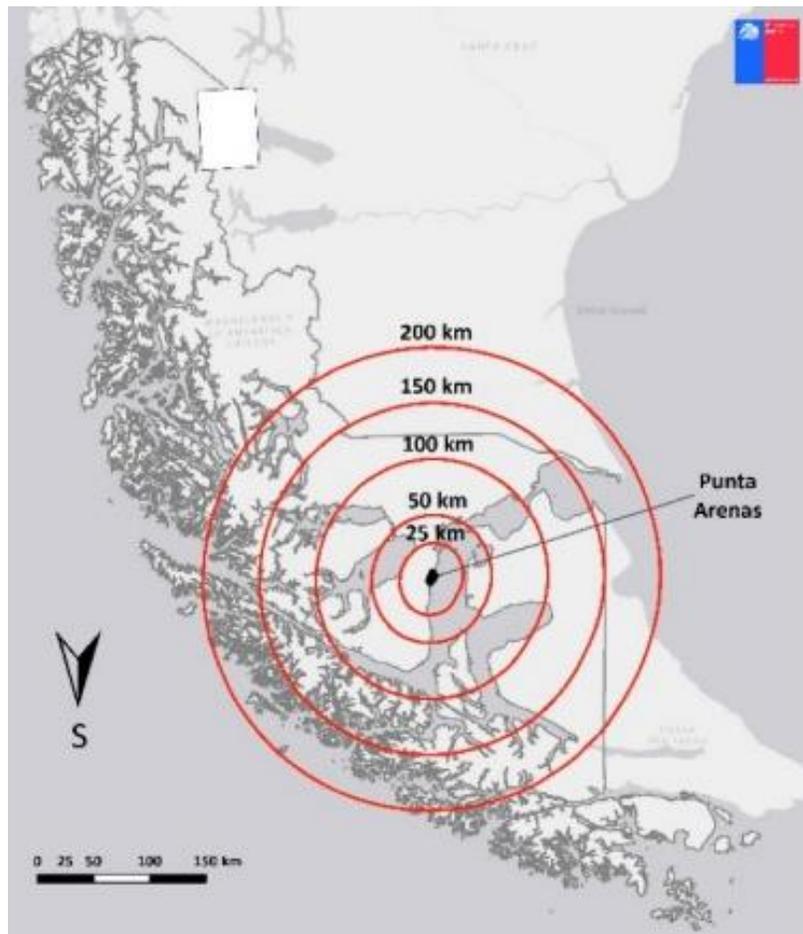
3.2.1. Selección de la localización

Luego de considerar el posible mercado del hidrógeno y definir la capacidad instalada de turbinas eólicas, fue necesario definir el mejor sitio para poder situar este proyecto. Se estableció para la evaluación que el proyecto tiene lugar en la región de Magallanes y la Antártica Chilena. Además, se identificó la comuna en la cual se instalará (o comuna más cercana al sitio) y la localización de un sitio específico para llevar a cabo el proyecto. Para esto, se realizó una inspección rápida del Explorador Eólico, donde por medio de los colores que entrega el sitio por zona, se logra divisar los sitios con mayor potencial, existiendo varias ubicaciones con un alto nivel de viento.

Adicionalmente, fue utilizada la información levantada en un estudio desarrollado por el Ministerio de Energía (Identificación de Potenciales Renovables: Caso Eólico, 2021), donde se analizaron sitios cercanos a la ciudad de Punta Arenas. El estudio contempló un análisis en función de radios concéntricos desde el área urbana, considerando distancias desde 25 a más de 200 kilómetros. Se

encontró que el mayor potencial eólico estaba entre los 100 y 150 kilómetros. A raíz de esta información, se pudo considerar una brecha más reducida, la que tenía concordancia según lo que se pudo observar en diversos puntos del Explorador Eólico. Luego para definir el punto específico, se tomaron en cuenta las instalaciones ya instaladas (Cabo Negro y Vientos Patagónicos) para no tener tanta proximidad con estos proyectos eólicos y al evaluar los puntos, considerar la distancia de 100-150 kilómetros y volver a revisar el explorador, se eligió una ubicación cercana a Villa Tehuelche, la que se encuentra en las coordenadas: -52,42 latitud y -71,45 longitud.

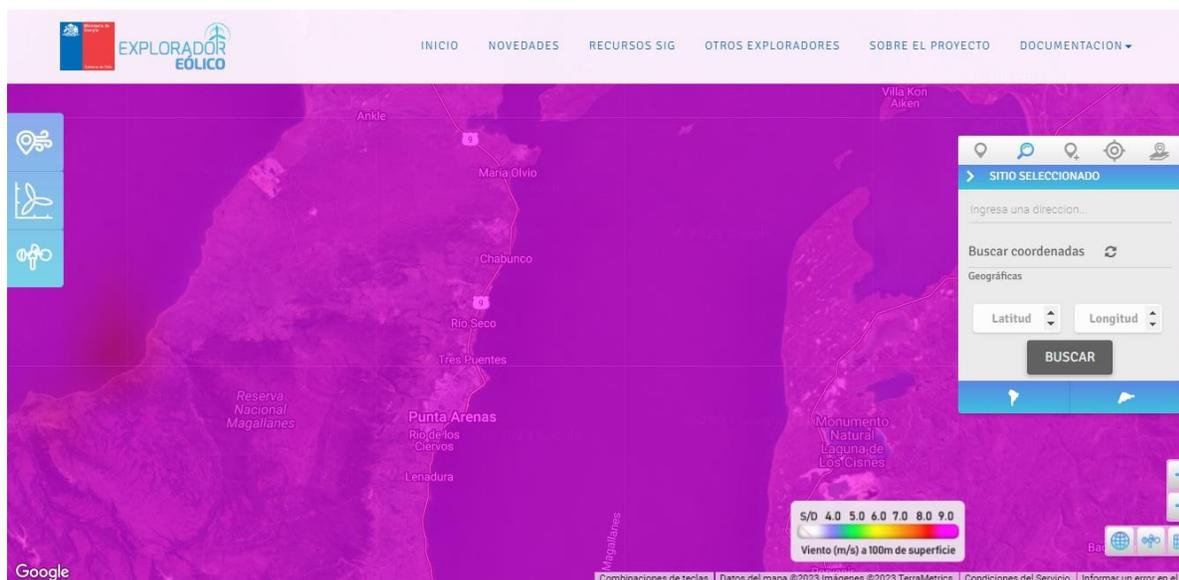
Figura 5: Análisis territorial por radios concéntricos.



Fuente: Identificación de Potenciales Renovables: Caso Eólico.

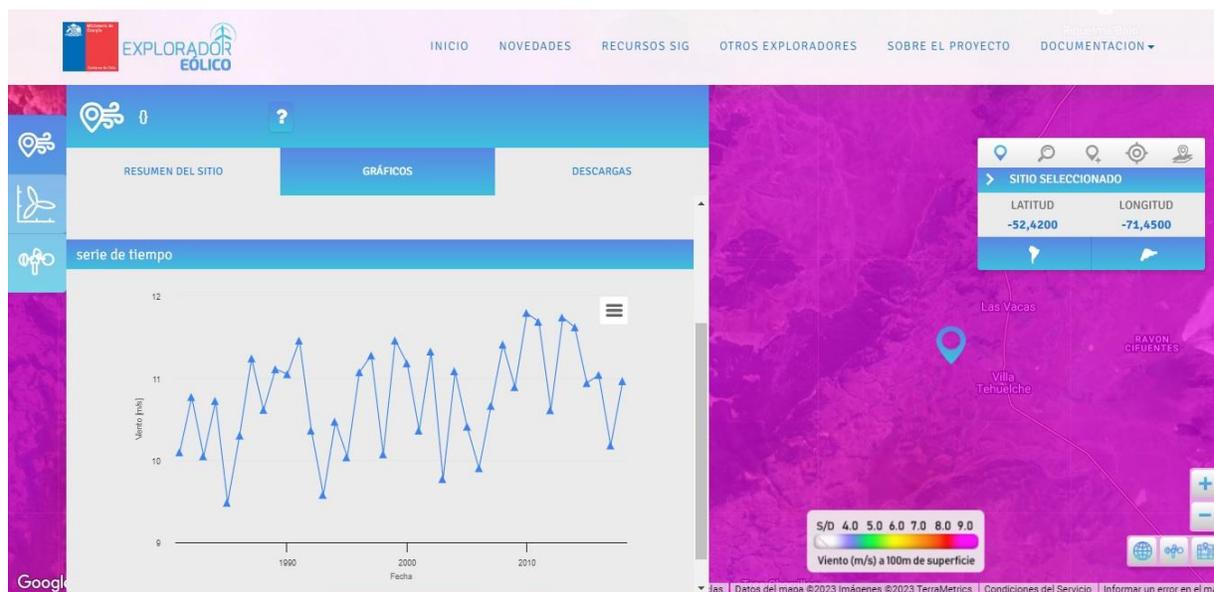
Al consultar el Explorador Eólico, se pudo observar que, en la región del extremo sur, la velocidad del viento supera consistentemente el rango de medición establecido en la escala. Como resultado, visualmente, no es posible distinguir el índice de velocidad del viento una vez que excede los 9 m/s, lo que se refleja en una representación de color morado en todo el mapa.

Figura 6: Explorador Eólico, zona de Magallanes.



Fuente: Elaboración propia en base a Explorador Eólico

Figura 7: Ubicación seleccionada para el parque eólico.



Fuente: Elaboración propia en base a Explorador Eólico.

3.2.2. Análisis del recurso

Una vez escogida la ubicación, es importante considerar los antecedentes sobre la cantidad de viento que afecta a la zona, para esto, se consideraron los datos extraídos del Explorador Eólico, tomando en cuenta una base de datos entre los años 2007 y 2017 (último año del que se obtienen datos del



explorador), así al extraer la velocidad media anual de cada uno de los años del periodo de estudio, se logró alcanzar una velocidad media promedio de 11,17 metros por segundo (m/s).

Tabla 18: Velocidad promedio para un periodo de 10 años.

Año de estudio	Velocidad promedio(m/s)
2007	11,41
2008	10,89
2009	11,79
2010	11,69
2011	10,61
2012	11,74
2013	11,62
2014	10,94
2015	11,04
2016	10,18
2017	10,96
Promedio	11,17

Fuente: Elaboración propia a partir de datos entregados por el Explorador Eólico.

Al observar la cantidad de viento en la zona, es posible notar que la ubicación escogida cuenta con grandes ráfagas de viento, por lo que, si se elige la tecnología adecuada, se puede aprovechar este recurso de gran forma. La velocidad del viento es muy relevante a la hora de escoger un aerogenerador, ya que, estos cuentan con mínimos y máximos para funcionar.

Por otro lado, es importante analizar cuál es la potencia necesaria para estos aerogeneradores, además del potencial eólico que tiene la zona, este último se pudo obtener a modo de referencia por medio del Explorador Eólico, el cual nos entrega la generación y el factor de planta, según la ubicación y el aerogenerador escogido.

Luego de analizar los parques eólicos y considerando el potencial de la región de Magallanes, se puede considerar que la región tiene el potencial para el desarrollo de grandes proyectos eólicos, además de tener en cuenta la recomendación de instalar aerogeneradores de 3,3 MW. Por la velocidad del viento que hay en esta zona y las características de cada aerogenerador, se puede tomar en cuenta instalar 28 aerogeneradores. Esta cantidad debido a que, existe un gran potencial eólico que podría ser utilizado

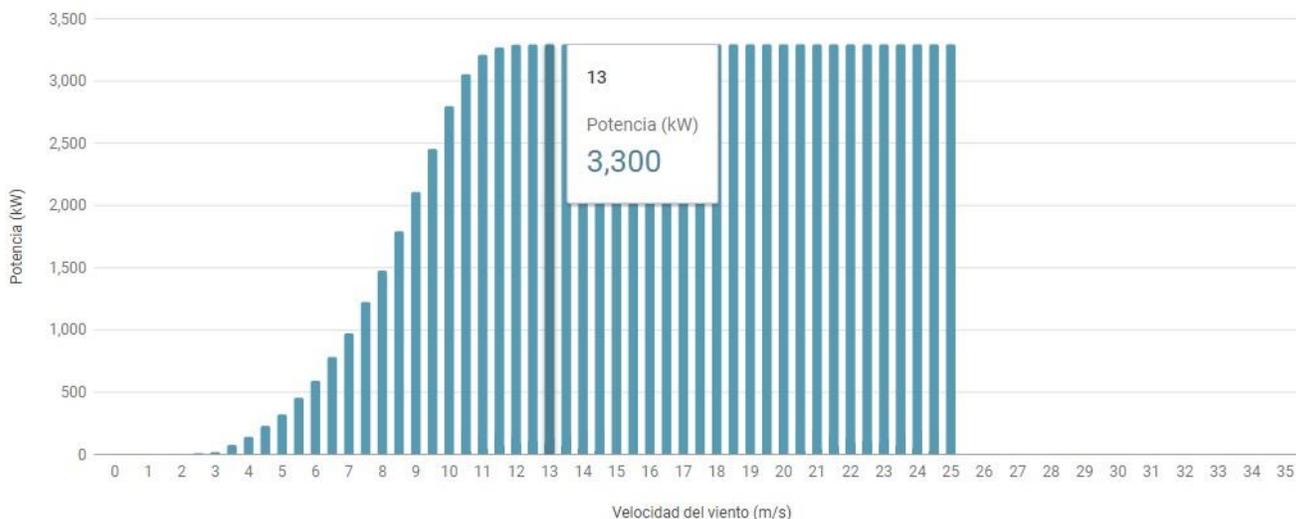


con alta eficiencia por la cantidad de viento presente en la zona, por lo que se espera alcanzar una potencia bruta cercana a la de los 5 parques más grandes del país. Así, se espera alcanzar una potencia bruta de 92.4 MW (valor esperado considerando que la turbina funcione al máximo rendimiento), situándose como el sexto parque eólico más grande del país.

Antes de definir un aerogenerador, se evaluaron diversas marcas y modelos que dominan el mercado, donde por la cantidad de turbinas presentes en los parques eólicos nacionales, se escogió la marca Vestas. Además, el modelo específico, hasta diciembre del año 2022, se encontraba presente en 61 parques eólicos a nivel mundial y consiste en el Vestas V117/3.3MW IEC IIA. Este modelo cuenta con una altura mínima de la góndola de 91,5 metros y una altura máxima de la góndola de 141,5 metros (en este caso se escoge una altura de 120 metros), un diámetro de rotor de 117 metros, una velocidad de entrada en funcionamiento de 2,5 m/s, una velocidad nominal de 13 m/s (velocidad a la que el generador alcanza la máxima potencia) y una velocidad de parada de 25 m/s en el caso que sea permanente en un tiempo de 10 minutos. Este modelo de turbina tiene una potencia máxima de 3,3 MW para temperaturas entre -20 °C y 45 °C donde, por razones de seguridad, la máquina se detendrá (The Wind Power, 2022).

Figura 8: Curva de potencia generador Vestas V117/3.3MW IEC IIA.

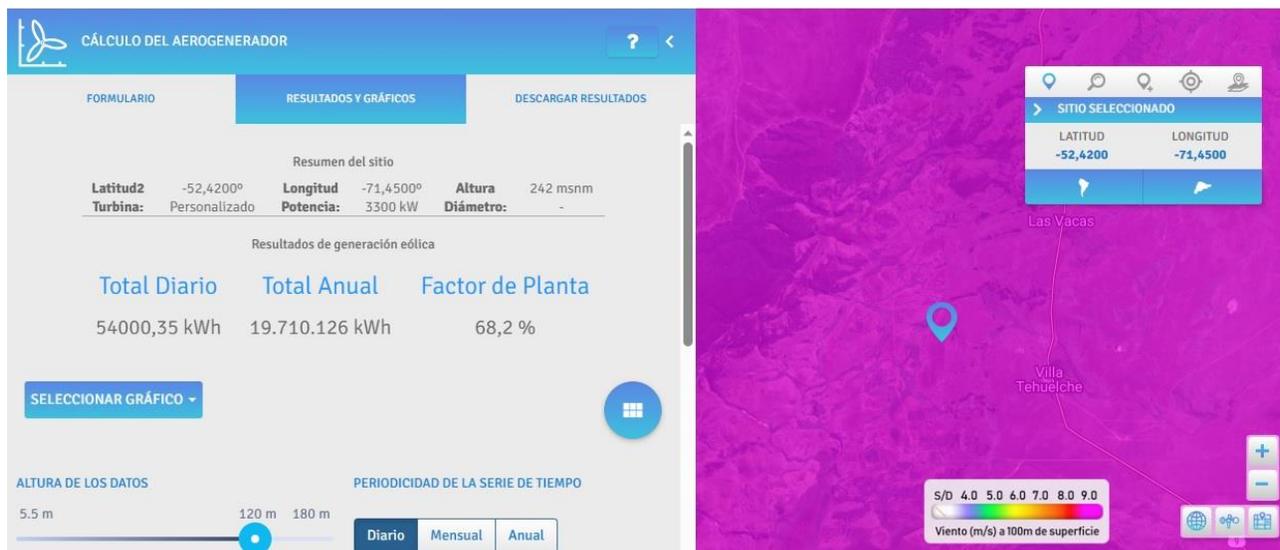
Curva de potencia



Fuente: Elaboración propia a partir de sitio web de Vestas.

Posterior al análisis del aerogenerador, se obtuvieron los datos del Explorador Eólico, entregando los siguientes resultados:

Figura 9: Resultados Explorador Eólico.



Fuente: Elaboración propia a partir de Explorador Eólico

Los resultados muestran un factor de planta de 68,2%, un valor alto considerando los parques eólicos de Chile y del mundo, justificando el potencial de la zona. El aerogenerador proyecta una generación anual de 19.710.126 kWh, valor que, si es considerado para los 28 aerogeneradores, alcanzaría una capacidad de generación de 551.884 MWh. Considerando la cantidad de aerogeneradores y la potencia de cada uno de ellos, el parque alcanzaría una potencia bruta de 92,4MW.

Con esta información del sitio y gracias a la ayuda del explorador eólico fue posible estimar el potencial eólico que tiene el sitio, esto sin la necesidad de utilizar los cálculos presentados en la metodología.3.2.4.

Con la cantidad de aerogeneradores y sus dimensiones fue posible definir un primer bosquejo de cómo sería instalado el parque, lo que permite cuantificar la superficie mínima necesaria para instalarse. La consideración principal que se debe tomar para ver cuánto espacio abarca instalar todas las turbinas tiene que ver con distancia entre aerogeneradores. Se considera que la separación óptima se sitúa entre 8 y 12 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento, y entre 2 y 4 veces en la dirección perpendicular al viento (ABB). Sin embargo, otros estudios y especialistas mencionan que debe ser mayor la distancia, además de ser independiente de la posición.

Según Meneveau y Meyers, quienes diseñaron un modelo para ver la distancia óptima, consideran que los aerogeneradores debe ser aproximadamente 15 veces el diámetro del rotor, distancia mucho mayor



a la aceptada normalmente. También la empresa Kliux menciona que la separación depende de la dirección del viento, en zonas con dirección variable del viento debe tener una distancia de 16 metros en todas las direcciones, mientras que cuando una dirección predomina, la distancia es de 16 metros en la dirección predominante y de 6,5 metros en la dirección perpendicular a ésta.

Por último, a través del documento guía para proyectos eólicos que tiene el gobierno nacional, se pudo obtener la información recomendada y tomada en cuenta a la hora de la evaluación ambiental, donde como norma general, la separación entre aerogeneradores en un parque eólico es de 5 a 9 diámetros de rotor en dirección de los vientos dominantes de 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular, valores cercanos a los de la empresa ABB.

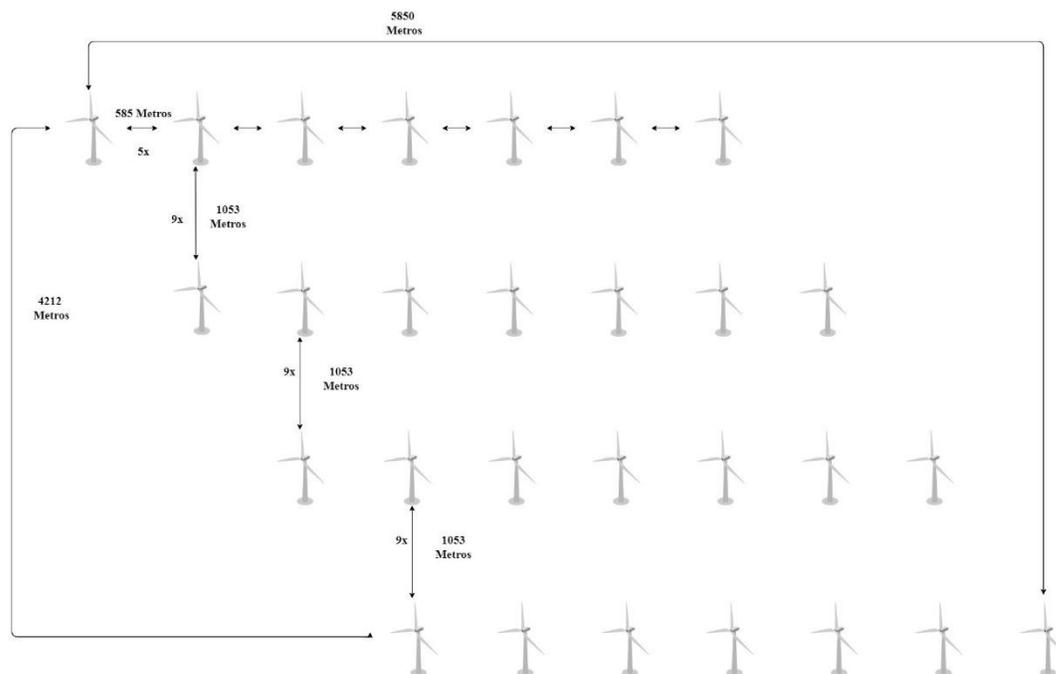
De acuerdo con lo mencionado por distintas opiniones importantes, se decidió considerar la información del gobierno ante una posible evaluación ambiental, específicamente 9 metros en la dirección dominante de los vientos y 5 en la posición perpendicular. Cabe destacar que, Magallanes cuenta con una dirección de viento predominante hacia el oeste (Meteoblue, 2023).

Considerando las turbinas Vestas V117 con rotor de 117 metros, en la dirección dominante del viento, sus aerogeneradores se deben ubicar a 1053 metros y perpendicularmente a 585 metros.

De esta forma se puede definir un área mínima de instalación para los aerogeneradores que por optimización de espacio es de 4 x7, ya que de esta manera se ocupa la menor cantidad de metros cuadrados, considerando 5850 x4212 metros de acuerdo con la separación entre rotores.

Esta distribución era la óptima al considerar los 28 aerogeneradores, los cuales, al distribuirse de esta forma, consideran la mejor opción debido a la distancia del rotor según la dirección dominante o perpendicular del viento. Cabe destacar que, se realizó una buena aproximación de acuerdo con la teoría. Sin embargo, la mejor configuración del parque viene definida por la ubicación de cada uno de los aerogeneradores y el rendimiento que tiene en dicho sitio, para esto sería necesario un estudio más elaborado y generalmente por medio de softwares especializados en el diseño de un parque eólico.

Figura 10: Layout del proyecto.



Fuente: Elaboración propia

3.3. Elección de equipos y volumen de producción

- **Elección de electrolizador.**

Luego de evaluar la demanda y el potencial eólico, se consideró instalar 54MW de potencia en electrolizadores distribuidos en 9 equipos de 6MW cada uno. Este valor se justifica por la potencia esperada que se calculó al analizar el factor de planta (68,2%), del parque eólico, según el territorio seleccionado. Se consideró alcanzar una potencia de 63MW y el electrolizador escogido es el modelo Silyzer 300. Esta elección se hizo en base a la comparación con electrolizadores propuestos en la investigación en otros medios y de acuerdo con su potencia, ya que, en general se evalúan electrolizadores de una potencia menor a 1,25 MW.

Por otro lado, existe información pública en detalle del electrolizador y este incluye gran parte de los requerimientos para la electrólisis. El último punto por el cual se escogió este electrolizador es por la presencia de la empresa en el territorio de la región de Magallanes y la Antártica Chilena ya que, actualmente están abasteciendo al proyecto Faro del Sur que cuenta con un piloto y considera un

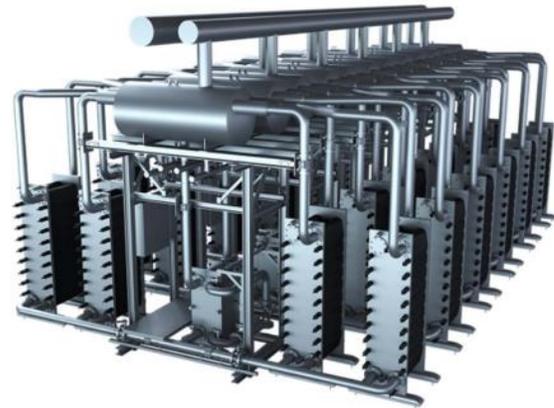
aerogenerador y un electrolizador de esta marca. A continuación, se presenta el detalle del electrolizador:

La información principal que se puede obtener del electrolizador es que produce $340 \frac{kg}{hr}$ de hidrógeno, con un factor de planta sobre 75%, consume 10 litros de agua por kilogramo de hidrógeno, se espera que dure más de 20 años y tiene tiempos de respuesta menores para comenzar a funcionar.

Figura 11: Características del electrolizador Silyzer 300.

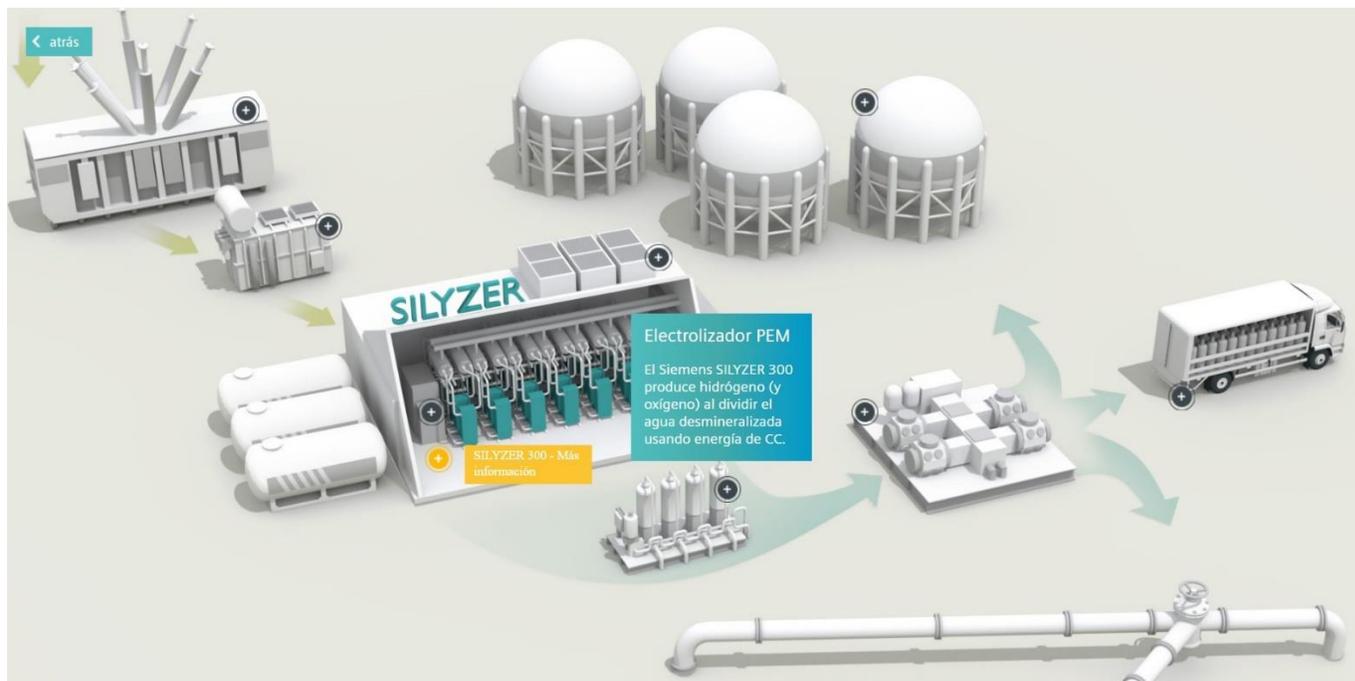
Silyzer 300 Fact Sheet

	Hydrogen production	100-2,000kg/h
	Plant efficiency (HHV ¹)	> 75 %
	Start up time	<1min, enabled for PFRS ²
	Dynamics in range	10%/s in 0-100%
	Minimal load	20 % single module
	Nominal plant footprint	70MW/1,300kg/h H ₂ : 70x25m
	System lifetime	> 20 a (Module ≈ 10 a)
	Plant availability	~ 95 %
	Demin water consumption	10 l/kg H ₂
	Dry gas quality ³	99.999 %
	Delivery pressure	customized



Fuente: Siemens Energy.

Figura 12: Estructura electrolizador.



Fuente: Siemens Energy.

La estructura mostrada en la imagen se identifica el primer elemento que es el transformador (transforma energía a tensión de electrolizador), posteriormente se encuentra un rectificador (convierte corriente alterna en corriente continua), luego sigue el componente principal que es el electrolizador Silyzer 300, el cual cuenta con un electrolizador PEM, tratamiento de agua de alimentación (produce agua desmineralizada para la electrólisis). Un sistema de refrigeración disipa el de los módulos PEM a través del refrigerante externo y cuenta con un sistema de control. Posteriormente viene la limpieza y secado de gases, el equipo seca el gas producto de hidrógeno y elimina las moléculas de oxígeno restantes para luego pasar al compresor, al comprimir el hidrógeno, este se puede tratar por distintos medios, uno es el almacenamiento. Otra opción es el transporte y distribución por camión o tuberías.

- Suministro de agua, electricidad y generación de oxígeno.

Antes de mencionar el almacenamiento y transporte, fue necesario analizar algunos requerimientos que tiene el proceso de electrólisis. El electrolizador para su funcionamiento necesita de agua y electricidad, en el caso del agua se consideró que el electrolizador utiliza 10 litros de agua por kilogramo de hidrógeno producido, por lo que consideramos la producción total de kilogramos de hidrógeno obtenida por el electrolizador (producción anual de 22.338 toneladas de hidrógeno) se



requieren $223.380 m^3$ de agua, valor que está muy por debajo al agua que se consume en la región de Magallanes y la Antártica Chilena, donde en el año 2021 se consumieron $8.953.212 m^3$. Por lo que no es inviable el consumo de agua, por otro lado, la zona Austral es donde mayor disponibilidad de agua hay en el país (Ministerio del Medio Ambiente, 2022).

En el caso de electricidad, el electrolizador consume la energía generada por el parque eólico el cual sería suficiente para abastecer con la electricidad necesaria para la producción de hidrógeno. Por lo tanto, toda la energía utilizada proviene del parque eólico. Por último, el proceso de electrólisis además de formar hidrógeno forma oxígeno (la producción de 1 kilogramo de hidrógeno genera 8 kilogramos de oxígeno), en este se podría ver un potencial mercado. Sin embargo, por el momento solo se liberaría, como se mencionaba en la limpieza y secado de gases al mencionar la estructura del electrolizador de acuerdo con la empresa Siemens.

- Compresor

Luego de la electrólisis se requiere comprimir el hidrógeno para que aumente la presión a la que esté contenida y de este modo se aproveche de mejor manera, en este caso como se trabaja con un proyecto con una producción muy elevada es complejo considerar un compresor específico que sea compatible con los requerimientos deseados. Sin embargo, como referencia se toma en cuenta un compresor que alcance presiones de 450 bar. Sin embargo, este compresor no cumpliría con los requerimientos esperados por la capacidad de compresión.

- Almacenamiento, transporte y distribución

Considerando la producción de hidrógeno se proyectó en primer lugar un almacenamiento en torno a la producción de hidrógeno, de manera estrecha para la producción anual. En caso de no poder vender el volumen de hidrógeno esperado, este equipo será diseñado en torno a las necesidades del electrolizador y toma como referencia valores de almacenamiento a 450 bar, de acuerdo con información de GIZ y ARIEMA. Se seleccionan tipos de almacenamiento, pero ante la cantidad de producción se necesitarían varios de estos contenedores tipo 1, por lo que se considera como mejor alternativa una fabricación personalizada. En el Anexo A se muestra el almacenamiento de referencia para las condiciones del proyecto.

Tras proponer un almacenamiento que cumpla con la producción, se decidió considerar camiones Tube Trailer, de modo que potenciales compradores puedan recibir de manera más simple el hidrógeno. De este modo, se consideran camiones Hexagon Lincoln Titan V, los cuales cuentan con



una capacidad de 540 bar y 1500 kilogramos de hidrógeno (Hexagon Lincoln, n.d.). Se estimó una vida útil de 20 años, aunque la cabina se considera que en 5 años debe ser renovada (Yang & Oden, 2007).

3.4. Evaluación económica

3.4.1. Costos de inversión

Primero se evalúan los costos de capital (CAPEX) para un electrolizador acorde a las necesidades del proyecto, de acuerdo con la información entregada por Siemens, el electrolizador incluye gran parte de los componentes necesarios para la electrólisis.

Tabla 19: CAPEX electrolizador.

Componentes del electrolizador	Costo unitario (USD)	Unidades	Total (USD)
Producción			
Electrolizador	4.800.000	9	43.200.000
Tanque separador de hidrogeno	Incluido	1	
Brida oxigeno	Incluido	1	
Brida hidrógeno	Incluido	1	
Enfriador gas	Incluido	1	
Acondicionador de potencia	Incluido	1	
Purificador de agua	Incluido	1	
Sistema de control	Incluido	1	
Acondicionamiento	-	-	-
Compresor	2.445.283	1	2.445.283
Almacenamiento y transporte			
Almacenamiento	33.418.868	1	33.418.868
Transporte	815.094	1	815.094
Cabina camión	90.000	2	180.000
Remoque + contenedores	1.295.000	10	12.950.000
Otro			
Instalación y obra civil	2.445.283	1	2.445.283
TOTAL			95.454.528

Fuente: Elaboración propia a partir de datos entregados por GIZ, 2021a; Brañes, 2022.



Sin embargo, no consideran los costos del compresor, el almacenamiento, transporte, el camión de cabina con los remolques y contenedores. Además, no considera el costo de instalación y obra civil. Por lo tanto, estos costos fueron obtenidos a través del estudio de GIZ(2021), de esta manera se obtienen los siguientes valores para calcular el CAPEX del electrolizador. Luego de analizar diversas fuentes como el ICTG, EALDE, BNAMERICA, IRENA, GIZ y otros sitios web, se consideró un valor de \$1.200.000 USD por MW instalado.

Tabla 20: CAPEX electrolizador y parque eólico.

Instalación eólica	Costo (USD/MW)	Total (USD)
Parque eólico	1.200.000	110.880.000
Aerogeneradores	Incluido	
Inversores	Incluido	
Costo de Ingeniería	Incluido	
Instalación mecánica y eléctrica	Incluido	
Cableado	Incluido	
Centro de control	Incluido	
Vallado	Incluido	
	Total	110.880.000

Fuente: Elaboración propia.

Para la evaluación económica se consideran 92,4 MW que es la potencia bruta considerando un parque con 28 aerogeneradores de 3,3MW, lo que se alcanzaría un costo total de \$110.880.000 USD. El detalle de que costos se consideran en la instalación completa de un parque eólico se encuentra en el Anexo B.

3.4.2. Costos operacionales y de mantenimiento

A continuación, se presenta el resumen de los costos operacionales, también conocidos como OPEX y OyM para el electrolizador y parque eólico:



Tabla 21: OyM electrolizador y parque eólico.

Costos operacionales	Valor
Instalación eólica	
OyM sistema eólico (USD)	1.108.800
Instalación hidrógeno	
Producción	
Costo electricidad PPA eólico ($\frac{USD}{MWh}$)	-
Costo de agua ($\frac{USD}{m^3}$)	1,26
OyM electrolizador (USD)	1.909.091
Cambio de celda de combustible (USD)	24.840.000
Acondicionamiento	
Garantía y seguro (USD)	489.057
Cambio de compresor (USD)	2.445.283
Cambio purificador de agua (USD)	129.600
Almacenamiento y transporte	
OyM camión (USD)	262.600
Costo distribución (USD)	815.094
Cambio de camión Tube Trailer completo (USD)	13.040.000

Fuente: Elaboración propia a partir de datos entregados por GIZ, 2021a; Brañes, 2022.

Dentro de las consideraciones a la hora de obtener estos valores, se encuentra un costo 0 de electricidad, un costo de agua de 1,26 USD por m^3 (Aguas Magallanes, 2023), costos de operación y mantenimiento para la instalación eólica y el electrolizador de 1% y 2%, respectivamente (GIZ,2021), el cambio de celda de combustible (cambio de stack) para electrolizador, este considerando una vida útil de 9 años, garantía y seguro de 489.057 USD. Cabe destacar que, este valor se le asocia directamente al compresor, ya que, es el principal componente que falla en la electrolisis. También se consideró el cambio de purificador de agua, ya que este tiene una vida útil de 9 años aproximadamente.

Para la vida útil de los componentes y depreciación de ellos, se consideró el periodo recomendado por cada fabricante, además de información recabada de estudios relacionados con el tema (GIZ, IRENA, Siemens). Cada una de estas consideraciones fueron tomadas en cuenta para la elaboración de los flujos de caja. Además, se consideró una disminución al momento de producir hidrógeno por parte



del electrolizador de un 1,5% anual, mientras que, para la producción de electricidad para el parque eólico, disminuye un 1% anual. Estos valores de acuerdo con la degradación de los equipos, de acuerdo con estudios especializados en el tema (GIZ, IRENA).

Para los costos de operación y mantenimiento del camión se consideró un 2% del CAPEX del Tube Trailer completo, un costo de distribución por la entrega y los recorridos del camión. Por último, se consideró el cambio completo del Tube Trailer y un costo extra por el cambio de cabina cada 5 años. Cabe destacar que, gran parte de estos costos se estimaron de acuerdo con datos proporcionados por la empresa alemana GIZ. Sin embargo, para la reposición de los equipos, se consideró un periodo antes para una mayor seguridad del funcionamiento de los equipos y su degradación.

3.4.3. LCOH

El costo nivelado de hidrógeno (LCOH) fue calculado considerando el horizonte de evaluación y los respectivos costos operacionales (OPEX), además de la inversión de capital (CAPEX). Con los valores necesarios y al estimar la tasa libre de riesgo. Los resultados del método CAPM para un periodo de 10 años, obteniendo un bono en pesos chilenos de 3,92 para el año 2022 (Banco Central Chile, 2022), un rendimiento esperado del mercado de 4,64 y el riesgo de la industria en que se desempeña el proyecto, en este caso, para el mercado de Energía verde y renovable se obtiene el valor de 1,60, como el valor es mayor a 1, se considera que varía más el mercado en su conjunto. Así por el método CAPM se obtiene una tasa de descuento de 5,08%.

Se obtiene para el proyecto un valor del LCOH de $1,82 \frac{USD}{kg}$ de hidrógeno, valor bajo en comparación con otros estudios y el cual se fundamenta principalmente por el alto factor de planta que tiene la ubicación seleccionada y al abastecer al electrolizador sin la necesidad de contar con energía eléctrica externa. El detalle del cálculo del LCOH se presenta en el Anexo C. Los estudios de referencia se encuentran en el Anexo D.

3.4.4. Comparación de costos de producción y venta de hidrógeno

El LCOH obtenido alcanzó valores más bajos en comparación con los estudios previos (ARENA,2018) (GIZ, 2021) que se han desarrollado. Sin embargo, se encuentra muy cercano a los valores proyectados por el Ministerio de Energía en el año 2020, donde al analizar la proyección del LCOH verde, la zona sur alcanzaba un valor de $1,7 \frac{USD}{kg}$ de hidrógeno por lo que se considera que las estimaciones son consistentes.



Sin considerar incentivos ambientales, el hidrógeno debería alcanzar precios de venta entre 2 y 3 $\frac{USD}{kg}$ para considerarlo como materia prima para industrias (IEA,2019), rango que podría ser alcanzado, incluyendo un margen de ganancia de 50% (2,8 $\frac{USD}{kg}$). El valor se mantiene dentro del rango esperado, por lo que el hidrógeno estimado en el estudio puede ser competitivo.

Ahora con este valor es necesario establecer si el hidrógeno puede ser competitivo o no, para esto se obtiene el precio del Diésel en la región de Magallanes y la Antártica Chilena a la fecha, donde se obtiene que está 1.198 $\frac{CLP}{lt}$ (en dólares 1,49 $\frac{USD}{lt}$). Considerando el estudio en buses FCEB, donde el consumo promedio es de 0,58 $\frac{USD}{km}$, con un nuevo precio de hidrógeno de 3 $\frac{USD}{kg}$ se alcanza un consumo de 0,27 $\frac{USD}{kg H_2}$, Esto reafirma que, ante un incentivo para la inversión inicial de buses de hidrógeno, este podría ser muy competitivo en cuanto a autonomía, considerando que los buses recorren muchos kilómetros en un día.

3.4.5. Análisis del efecto del precio de venta y la tasa de descuento sobre el VAN

Considerando un precio de venta de 3 $\frac{USD}{kg}$ de hidrógeno se obtiene un VAN de 99,88 millones de USD (recuperación de la inversión al noveno año) y una TIR anual de 10%, para una tasa de descuento de 5,08%. El proyecto se considera rentable al considerar un horizonte de evaluación de 25 años. Se determina que, a pesar de requerir una gran inversión inicial, se tardaría nueve años en recuperar el capital.

Si se considera vender toda la producción de hidrógeno generada, con el supuesto de que la demanda de la región se mantenga dentro de los valores estimados y que es superior a la producción anual de hidrógeno y considerando un precio de venta de 2,50 $\frac{USD}{kg}$ de hidrógeno se obtiene un VAN de 3,68 millones de USD (recuperación de la inversión en el año 14) y una TIR anual de 5% (ver detalles del análisis de rentabilidad en el Anexo E). Por lo tanto, el proyecto tiene menor rentabilidad y puede que no sea muy atractivo considerando el nivel de inversión que se requiere y el tiempo de recuperación del capital.

Por último, considerando un precio de 3,60 $\frac{USD}{kg}$ hidrógeno se obtiene un VAN de 215,32 millones de USD (recuperación de la inversión en el sexto año) y una TIR anual de 15%, por lo que el proyecto sigue siendo rentable. Esto alcanzaría una tasa de retorno más atractiva para el inversionista y con la



cual es más probable que se invierta, Sin embargo, se aleja del precio esperado de venta para ser parte de la venta del hidrógeno para materia prima en industrias.

Capítulo 4 Discusión y Conclusiones

Al estudiar la prefactibilidad técnica y económica de producir hidrógeno verde en la región de Magallanes y la Antártica Chilena, se pudo obtener que es factible producir hidrógeno por medio del proceso de electrólisis y considerando electricidad producida a través de generación eólica. Los resultados del análisis indican un Valor Actual Neto (VAN) positivo de \$99,88 millones de USD y una Tasa Interna de Retorno (TIR) anual del 10%. Los resultados sugieren que el proyecto puede generar retornos favorables, esto considerando un precio de venta de \$3 USD por kilogramo de hidrógeno y un horizonte de evaluación de 25 años.

El precio de venta de \$3 USD por kilogramo de hidrógeno es un factor clave en el análisis económico, y se ha determinado que es viable para alcanzar el VAN y la TIR mencionados. Es importante tener en cuenta que el precio de venta del hidrógeno puede variar y dependerá de factores como la demanda del mercado y la competencia, para este estudio se estimó que la demanda del hidrógeno puede alcanzar un valor de 36.701 toneladas para la región de Magallanes y la Antártica Chilena y un total de 272.337 toneladas para el escenario nacional. Considerando aplicaciones del hidrógeno en diversos tipos de energía como el Diésel, la gasolina, el gas natural y el GLP, donde la demanda fue calculada en cuanto a la participación del hidrógeno en cada uno de estos tipos de energía. También se consideró el amoniaco y el metanol como aplicaciones potenciales.

Por otro lado, se evalúa la instalación de buses FCEB tanto para la comuna de Punta Arenas, como para un trayecto desde Punta Arenas a Puerto Natales, lo que arrojaba un recorrido posible de realizar según las especificaciones que tienen este tipo de buses. Sin embargo, no se considera viable actualmente por el alto costo de inversión que tienen este tipo de buses, un costo muy elevado en comparación con la tecnología Diésel y el automóvil eléctrico.

En cuanto al análisis del Costo Nivelado de la Energía del Hidrógeno (LCOH) se determinó un costo de \$1,82 USD por kilogramo de hidrógeno producido utilizando un proceso de electrólisis PEM impulsado por energía eólica. Este valor resulta competitivo y coherente con proyecciones realizadas por estudios del Ministerio de Energía para la zona sur del país.



En resumen, la producción de hidrógeno verde en Magallanes mediante el proceso de electrolisis PEM y el uso de energía eólica como fuente de energía puede ser viable desde el punto de vista económico, pero implica una inversión significativa. Los resultados positivos del análisis financiero respaldan la viabilidad del proyecto, y el LCOH competitivo indica que el hidrógeno verde producido puede ser competitivo en el mercado. Sin embargo, es importante seguir monitoreando y ajustando los factores clave, como el precio de venta del hidrógeno y los costos operativos, para mantener la viabilidad a largo plazo y asegurar el éxito del proyecto.

Por último, es importante destacar que el LCOH obtenido de 1,82 USD por kilogramo de hidrógeno producido mediante el proceso de electrolisis PEM por energía eólica en Magallanes es significativamente más bajo que los valores reportados en otros lugares. Este costo competitivo demuestra la ventaja competitiva de la región en términos de recursos renovables disponibles y costos de producción de hidrógeno.

La región de Magallanes y la Antártica Chilena presenta una excelente oportunidad para la producción de hidrógeno verde a través de la electrolisis PEM impulsada por energía eólica. Los resultados del análisis indican que el proyecto es viable económicamente, con un LCOH competitivo. Esto confirma el potencial de la región para convertirse en un importante centro de producción de hidrógeno verde y contribuir a la transición energética en Chile y a nivel mundial.



Capítulo 5 Glosario

Aerogeneradores (turbinas eólicas): Generador de energía eléctrica que es accionado por la fuerza del viento.

Electrolisis: descomposición en iones de una sustancia en disolución mediante la corriente eléctrica.

Electrolizador: aparato en que se lleva a cabo la electrólisis.

Energía: capacidad que tiene un sistema para realizar un trabajo y que se mide en julios.

Energía renovable: toda la energía que se obtiene de fuentes naturales como el agua, el sol, el viento y la biomasa animal o vegetal.

Energía eólica: aquella que aprovecha la energía cinética del aire y la transforma en energía mecánica, la cual es capaz de producir electricidad. Esto, a través de aerogeneradores.

Energía solar fotovoltaica: energía obtenida a partir de la radiación del Sol para generar electricidad mediante paneles específicos.

Factor de planta (factor de capacidad): razón entre la energía que produce y la energía que podría producir operando continuamente a máxima capacidad durante un determinado periodo de tiempo.

Hidrógeno: elemento químico de núm. atóm. 1, el más ligero de todos y el más abundante en el universo, que, combinado con el oxígeno, forma el agua, y se utiliza como combustible y en la industria química.

Mercado: conjunto de consumidores capaces de comprar un producto o servicio.

Potencia: cantidad de energía producida o consumida por unidad de tiempo.

Rotor: parte giratoria de una máquina eléctrica o de una turbina.

Stack: El componente electroquímico principal en un sistema de electrólisis de pila de combustible.

Turbina: Máquina que consiste en una rueda en el interior de un tambor provista de paletas curvas sobre las cuales actúa la presión de un fluido haciendo que esta gire.

Volumen de producción: cantidad real de producto obtenido por la empresa en un horizonte temporal determinado.



Capítulo 6 Referencias Bibliográficas

Archivos PDF utilizados (documento del gobierno, estudios y tesis personales que fueron útiles para obtener información de manera directa o por referencia):

Gómez-Argenté A.M. (2018). Instalación de un parque eólico. Universidad Politécnica de Catalunya.

<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/166935/Memoria-TFG.pdf>

Ministerio de Energía. Identificación de Potenciales Renovables |Hidrógeno Verde en la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena (2021, febrero). Exploradores de Energía. <https://exploradores.minenergia.cl/>

Anuario Estadístico de Energía 2021. (2021).

Baldwin, D. (s. f.). Bulk Hauling Equipment for CHG.

Brañes, J. (2022). Prospección y evaluación técnica-económica para la instalación de una planta generadora de hidrógeno verde, en un nodo de consumo de Chile, para IM2 Energía Solar. Universidad de Concepción.

Escandón, C., & Antonia, M. (s. f.). Estudio de la capacidad de aprovechamiento del hidrógeno en el transporte público de a partir de los excedentes generados por la energía fotovoltaica en el área urbana de Cuenca.

Eudy, L., & Post, M. (s. f.-a). Orange County Transportation Authority Fuel Cell Electric Bus Progress Report: Data Period Focus: Feb. 2020 through Jul. 2020.

Eudy, L., & Post, M. (s. f.-b). SunLine Transit Agency Fuel Cell Electric Bus Progress Report Data Period Focus: Jan. 2020 through Jul. 2020.

Eudy, L., & Post, M. (2021). Fuel Cell Buses in U.S. Transit Fleets: Current Status 2020. Renewable Energy.

Henriquez, A. J. G. (s. f.). Evaluación del escenario de producción de hidrógeno verde mediante electrolizador PEM.

Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition. (s. f.).

Lillo, P. (2021). Evaluación técnico-económica implementación bus de hidrógeno en Sistema de Transporte Metropolitano. Universidad Católica.

Making the breakthrough: Green hydrogen policies and technology costs. (s. f.).

NREL. (2021a). Fuel Cell Buses in U.S. Transit Fleets: Current Status 2020. Recuperado de: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/75583.pdf>



- NREL. (2021b). Orange County Transportation Authority Fuel Cell Electric Bus Progress Report. Recuperado de: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78250.pdf>
- NREL. (2021c). SunLine Transit Agency Fuel Cell Electric Bus Progress Report. Recuperado de: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78078.pdf>
- Rajo, M. (s. f.). Emisiones directas de la minería del cobre por proceso, 2001-2019.
- Rodríguez Machuca, P. A. (2022). Análisis técnico-económico de producción y almacenamiento de hidrógeno. <https://doi.org/10.7764/tesisUC/ING/64293>
- Sáez, F. L. J., Meza, A. A., Bazaes, P. S., & Rutte, A. C. (s. f.). EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL USO DE HIDRÓGENO VERDE EN APLICACIONES PARA LA INDUSTRIA Y DESPLAZAMIENTO DE COMBUSTIBLE FÓSIL.
- Sapag Chain, N., & Sapag Chain, R. (2008). Preparación y evaluación de proyectos (5a. ed). McGraw-Hill Interamericana.
- Silva, R. B. C., González, R. F., Díaz, L. V., & Muñoz, W. C. (s. f.-a). PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE PARA APLICACIONES ENERGÉTICAS EN CHILE.
- Suazo, M. N. D. (s. f.). Evaluación de escenarios de uso de hidrógeno en Chile mediante un modelo de planificación energética.
- Yang, C., & Ogden, J. (2007). Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. International Journal of Hydrogen Energy, 32(2), 268-286. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.05.009>
- Referencias de sitio web:
- Zorrilla S. (2023, 4 febrero). ¿Cuánto se demora en construir un parque eólico? | Actualizado marzo 2023. Paradigma Ibérica. <https://paradigma-iberica.es/energia-eolica/cuanto-se-demora-en-construir-un-parque-eolico/>
- BNamericas.com. (s.f.). (2022, 21 diciembre). Chile lanza piloto de hidrógeno verde en Magallanes en medio de planes de expansión. BNamericas.com. <https://www.bnamericas.com/es/noticias/chile-lanza-piloto-de-hidrogeno-verde-en-magallanes-en-medio-de-planes-de-expansion>
- El Mostrador Cultura (s.f.). (2022, 26 octubre). Chile da un paso firme en sustentabilidad: por primera vez generación de energías renovables supera a las de carbón. El Mostrador. <https://www.elmostrador.cl/destacado/2022/10/25/chile-da-un-paso-firme-en-sustentabilidad-por-primera-vez-generacion-de-energias-renovables-superan-a-la-de-carbon/>



- Explorador Eólico (s. f.). Explorador Eólico. <https://eolico.minenergia.cl/inicio>
- ACCIONA (s.f.). La importancia de las energías renovables | ACCIONA. https://www.acciona.com/es/energias-renovables/?_adin=02021864894
- Marzolf, N. C. (2022, 8 julio). Chile: líder regional en el avance de una transición energética limpia, sostenible y justa, con compromiso social. IDB. <https://blogs.iadb.org/energia/es/chile-lider-regional-en-el-avance-de-una-transicion-energetica-limpia-sostenible-y-justa-con-compromiso-social/>
- Enel (s.f.). Todas las ventajas de la energía eólica. (2022, 1 febrero). Enel. <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-eolica/ventajas-energia-eolica>
- Naciones Unidas. (s. f.). El Acuerdo de París. Naciones Unidas. <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>
- NCAR (s.f.). Weather Research & Forecasting Model (WRF) | Mesoscale & Microscale Meteorology Laboratory. NCAR. <https://www.mmm.ucar.edu/models/wrf>
- Ember | Clean Energy Policy. (s. f.). Ember. Recuperado 26 de mayo de 2023, de <https://ember-climate.org/>
- BNamericas - Data Insights: Chile encabezará desarrollo d... (s. f.). BNamericas.com. Recuperado 26 de mayo de 2023, de <https://www.bnamericas.com/es/reportajes/data-insights-chile-encabezara-desarrollo-de-energias-renovables-en-2023>
- Cadena de valor. (s. f.-a). Recuperado 26 de mayo de 2023, de <https://h2chile.cl/cadena-de-valor/>
- CORPORATIVA, I. (s. f.). Metanol verde: El combustible para acelerar la transición energética del transporte marítimo. Iberdrola. Recuperado 26 de mayo de 2023, de <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/metanol-verde>
- El hidrógeno en las calderas a gas, el futuro de la calefacción. (s. f.). Interempresas. Recuperado 26 de mayo de 2023, de <https://www.interempresas.net/Instaladores/Articulos/346498-El-hidrogeno-en-las-calderas-murales-a-gas-como-el-futuro-de-la-calefaccion.html>
- El hidrógeno verde: La energía del futuro clave en la descarbonización | ACCIONA. (s. f.). Recuperado 26 de mayo de 2023, de <https://www.acciona.com/es/hidrogeno-verde/>
- Electrolizador de hidrógeno: Qué es y cómo funciona | Formación de ingenieros. (s. f.). Recuperado 26 de mayo de 2023, de <https://www.tecpa.es/electrolizador-de-hidrogeno/>



Ember | Clean Energy Policy. (s. f.). Ember. Recuperado 26 de mayo de 2023, de <https://ember-climate.org/>

Energía anual disponible en un aerogenerador. (s. f.). Recuperado 26 de mayo de 2023, de <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/annu.htm>

Energía Eólica. (s. f.). Generadoras de Chile. Recuperado 26 de mayo de 2023, de <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-eolica>

Generación Bruta ERNC – Energía Abierta | Comisión Nacional de Energía. (s. f.). Recuperado 26 de mayo de 2023, de <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/generacion-bruta-ernc/>

Generación eléctrica en Chile. (s. f.). Generadoras de Chile. Recuperado 26 de mayo de 2023, de <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>

GIZ en Chile abordó la experiencia alemana en electrolizadores para proyectos de hidrógeno. (2020, septiembre 30). <https://www.revistaei.cl/2020/09/30/giz-en-chile-abordo-la-experiencia-alemana-en-electrolizadores-para-proyectos-de-hidrogeno/>

Gubinelli, G. (2021, septiembre 13). Chile apunta a exportar UDS 16 mil millones de H2 verde en 2040 pero encuentra desafíos. Energía Estratégica. <https://www.energiaestrategica.com/chile-dio-sus-primeros-pasos-en-hidrogeno-verde-y-apunta-a-exportar-uds-16-mil-millones-en-2040-que-desafios-se-presentan/>

H2 en Chile. (s. f.). Recuperado 26 de mayo de 2023, de <https://h2chile.cl/h2-en-chile/>

Hidrógeno. (s. f.). Centro Nacional de Hidrógeno. Recuperado 26 de mayo de 2023, de <https://www.cnh2.es/el-hidrogeno/>

Hidrógeno verde: Magallanes lidera en Latinoamérica. (s. f.). Recuperado 26 de mayo de 2023, de <https://elpinguino.com/noticia/2021/03/28/hidrogeno-verde-magallanes-lidera-en-latinoamerica>

La separación óptima entre aerogeneradores | REVE Actualidad del sector eólico en España y en el mundo. (2011, enero 1). <https://www.evwind.com/2011/01/01/la-separacion-optima-entre-aerogeneradores/>

Litoralpress—Texto de la Noticia. (s. f.). Recuperado 26 de mayo de 2023, de https://www.litoralpress.cl/sitio/Prensa_Texto?LPKey=4V62NAJ2CRHSXNOOJYA2GHBPNYMOC6GYBRB6QVBB6IZVTSP5LBTQ

Medioambientales, I. (2015, febrero 28). Distancias entre aerogeneradores. Ideasmedioambientales. <https://ideasmedioambientales.com/distancias-entre-aerogeneradores/>



- Nuñez, D. (2021, enero 28). Chile tiene el costo de producción del hidrógeno verde más barato en el mundo. Ingeniería UC Educación Profesional. <https://educacionprofesional.ing.uc.cl/chile-tiene-el-costo-de-produccion-del-hidrogeno-verde-mas-barato-en-el-mundo/>
- Portillo, G. (2021, mayo 1). Aerogenerador vertical y de eje horizontal, ¿cómo funcionan? Renovables Verdes. <https://www.renovablesverdes.com/aerogeneradores-verticales/>
- Producción archivos. (s. f.). Hidrógeno verde. Recuperado 26 de mayo de 2023, de <https://hidrogeno-verde.es/produccion/>
- ¿Qué distancia deben mantener entre sí las turbinas instaladas? – Soluciones en generación de energía distribuida. (s. f.). Recuperado 26 de mayo de 2023, de <http://www.kliux.com/faq/15-%c2%bfque-distancia-deben-mantener-entre-si-las-turbinas-instaladas/>
- SEGÚN ESTUDIO DEL MINISTERIO DE ENERGÍA: Región de Magallanes podría llegar a producir el 13% hidrógeno verde del mundo con energía eólica | Ministerio de Energía. (s. f.). Recuperado 26 de mayo de 2023, de <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/segun-estudio-del-ministerio-de-energia-region-de-magallanes-podria-llegar-producir-el-13-hidrogeno-verde-del-mundo-con-energia-eolica>
- Servicio Nacional de Aduanas. (s. f.). Recuperado 26 de mayo de 2023, de <https://www.aduana.cl/aduana/site/edic/base/port/inicio.html>
- Sustentabilidad – Energía Abierta | Comisión Nacional de Energía. (s. f.). Recuperado 26 de mayo de 2023, de <http://energiaabierta.cl/categorias-estadistica/sustentabilidad/>
- Vestas V117/3300—Fabricantes y aerogeneradores—Acceso en línea—The Wind Power. (s. f.). Recuperado 26 de mayo de 2023, de https://www.thewindpower.net/turbine_es_595_vestas_v117-3300.php
- Banco Mundial demuestra que los buses eléctricos son más competitivos que los diésel - Portal Movilidad: Noticias sobre vehículos eléctricos. (2020, septiembre 18). <https://portalmovilidad.com/banco-mundial-demuestra-que-los-buses-electricos-son-mas-competitivos-que-los-diesel/>
- Betas. (s. f.). Recuperado 30 de junio de 2023, de https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html
- Bus impulsado con hidrógeno en Bogotá 2023: ¿Cómo funciona? (2023, marzo 27). <https://oab.ambientebogota.gov.co/primer-bus-impulsado-con-hidrogeno/>



- Conozca cómo se integrará el primer bus a hidrógeno verde en el transporte público. (s. f.). Reporte Minero | El portal de minería en Chile. Recuperado 1 de julio de 2023, de <https://www.reporteminero.cl/noticia/noticias/2022/10/ministro-transporte-telecomunicaciones-explica-como-funcionara-bus-hidrogeno-verde-sistema-publico>
- El consumo de gas aumentó el 4,9 % en 2021 pero fue un 5,5 % menor que 2019. (2022, febrero 1). El Periódico de la Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/consumo-gas-2021/>
- Equivalencia Energética de Combustibles | Herramientas de hidrógeno. (s. f.). Recuperado 1 de julio de 2023, de <https://h2tools.org/hyarc/calculator-tools/energy-equivalency-fuels>
- Estruga, N. (2021, julio 19). Principales costes de los proyectos de energía eólica. EALDE Business School. <https://www.ealde.es/costes-de-proyectos-de-energia-eolica/>
- EyN: Magallanes, por qué gozan del gas más barato de Chile. (s. f.). Recuperado 1 de julio de 2023, de <http://www.economiaynegocios.cl/noticias/noticias.asp?id=38424>
- Jorge. (2023, marzo 13). EL CRECIENTE MERCADO DE LOS ELECTROLIZADORES, LA OTRA PIEZA CLAVE DEL HIDRÓGENO VERDE | Chile Desarrollo Sustentable. Chile Desarrollo Sustentable | Somos Chile Desarrollo Sustentable el primer portal de Desarrollo Sostenible en Chile y Latinoamérica. <https://www.chiledesarrollosustentable.cl/noticias/noticia-pais/el-creciente-mercado-de-los-electrolizadores-la-otra-pieza-clave-del-hidrogeno-verde/>
- Inicio—Banco Central de Chile. (s. f.). Recuperado 1 de julio de 2023, de <https://www.bcentral.cl/inicio>
- Ministerio de Energía (2017). Los 10 parques eólicos más grandes de Chile | Ministerio de Energía. <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/los-10-parques-eolicos-mas-grandes-de-chile>
- Pasajes en bus Punta Arenas → Puerto Natales desde CLP 10.5 K | Bus-Sur. (s. f.). Busbud. Recuperado 1 de julio de 2023, de <https://www.busbud.com/es-419/autobus-punta-arenas-puerto-natales/r/4qt9d1-4qu3wn>
- Planetarium. (2023, marzo 24). Descubre Cuánto Cuesta Construir un Parque Eólico: Precios y Más. Eolica.info. <https://eolica.info/descubre-cuanto-cuesta-construir-un-parque-eolico-precios-y-mas/>
- Plataforma de Electromovilidad—Implementación de electromovilidad Transporte con Hidrógeno. (s. f.). Recuperado 1 de julio de 2023, de //transporte-con-hidrogeno



- PrecioBencina.cl. (s. f.). Bencineras en la región de Magallanes | Preciobencina.cl. Recuperado 1 de julio de 2023, de <https://preciobencina.cl/bencineras-en-region-de-magallanes.php>
- spa, developed: C. C. A. | G. editorial E. (2022, enero 14). Buses a hidrógeno: Precios han bajado de US\$2,5 millones a US\$1,3 millones desde 2010 - Tecnología. ElectroMov. <https://www.electromov.cl/2022/01/14/buses-a-hidrogeno-precios-han-bajado-de-us25-millones-a-us13-millones-desde-2010/>
- Vía Austral, Punta Arenas – autobús Horarios, rutas y actualizaciones. (2023, marzo 26). https://moovitapp.com/index/es-419/transporte_p%C3%BAblico-lines-Punta_Arenas-4180-909635
- Ya es factible una flota de buses a hidrógeno en Santiago - Portal Movilidad: Noticias sobre vehículos eléctricos. (2023, junio 5). <https://portalmovilidad.com/ya-es-factible-una-flota-de-buses-a-hidrogeno-en-santiago/>
- (S. f.). Recuperado 1 de julio de 2023, de <https://new.siemens.com/content/dam/internet/siemens-com/global/products-services/energy/renewable-energy/hydrogen-solutions/silyzer/>
- Van Hool. (2018). Fuel cell Electric Bus: It works and it's ready! Recuperado de: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/7._presentation_van_hool.pdf
- ¿Qué es y de dónde proviene el hidrógeno? - Rincón educativo. (2022, 9 agosto). Rincón educativo. <https://rinconeducativo.org/es/recursos-educativos/que-es-y-de-donde-proviene-el-hidrogeno/>
- (CIC energiGUNE, 2022). Métodos de producción de hidrógeno y sus colores. (2022, 17 mayo). <https://cicenergigune.com/es/blog/metodos-produccion-hidrogeno-colores>
- (Fluideco, 2019). ¿Qué es el amoníaco, cómo se obtiene y para qué se utiliza? (2019). <https://fluideco.com/amoniac-utilidades-usos/>
- (MAS, 2022). ENERGÍA DE LA REGIÓN DE MAGALLANES Y DE LA ANTÁRTICA CHILENA | Ministerio de Energía. (2022). <https://dfmas.df.cl/df-mas/coffee-break/el-proyecto-que-construira-puerto-en-magallanes-para-exportar-hidrogeno>
- Energías Renovables. La británica Wood entra en H2 Magallanes, el gran proyecto chileno de hidrógeno y amoníaco verdes. (2022). <https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/la-britanica-wood-entre-en-h2-magallanes-20220422>



Ministerio De Transportes Y Telecomunicaciones. (2023). MTT y DTPM invitan a participar del primer piloto en Chile de un bus RED a hidrógeno verde | Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones. <https://www.mtt.gob.cl/mtt-y-dtpm-invitan-a-proceso-para-realizar-piloto-de-bus-de-hidrogeno-verde-en-red>

BNamericas. El hidrógeno verde y el camino a la electromovilidad 2.0 (2023). BNamericas.com. <https://www.bnamericas.com/es/entrevistas/el-hidrogeno-verde-y-el-camino-a-la-electromovilidad-20>

Ministerio de Energía. ENERGÍA DE LA REGIÓN DE MAGALLANES y DE LA ANTÁRTICA CHILENA. (2019). <https://energia.gob.cl/noticias/magallanes-y-de-la-antartica-chilena/energia-de-la-region-de-magallanes-y-de-la-antartica-chilena>

(OEA,2022). Desafíos de la electromovilidad para el sector eléctrico. Recuperado de: https://www.cepal.org/sites/default/files/presentations/ruben_desafios_electromovilidad_y_sector_electrico_-_ruben_contreras_lisperguer.pdf

Citas de Glosario:

Nel hydrogen. (s. f.). Cell stack. <https://nelhydrogen.com/glossary/cell-stack/>

Oxford Languages and Google - Spanish | Oxford Languages. (2022, 15 febrero). <https://languages.oup.com/google-dictionary-es/>

Asale, R.-. (2022). Renovable | Diccionario de la Lengua Española. «Diccionario de la lengua española» - Edición del Tricentenario. <https://dle.rae.es/renovable?m=form>

Westreicher, G. (2022). Energía eólica. Economipedia. <https://economipedia.com/definiciones/energia-eolica.html>



Capítulo 7 Anexos

Anexo A: Almacenamiento.

Tabla 22: Almacenamiento de referencia.

Características y especificaciones	
Tipo de depósitos	Tipo 2
Presión de almacenamiento	450 bar
Presión de salida	450 bar
Capacidad de almacenamiento	225 horas de almacenamiento ($144,3 \text{ m}^3$ a 450 bar)
Dimensiones de almacenamiento	A definir por el fabricante

Fuente: (GIZ, 2021a).



Anexo B. Detalle costos parque eólico.

Figura 13: Costos de parque eólico.

TOTAL ESTIMADO COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
DETALLE PARTIDAS COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
SUMINISTRO EQUIPAMIENTO MECÁNICO GENERAL
Puente Grúa y Equipos de Izaje
Sistema Contra Incendio
Sistema de Lubricación - Aceite (inc. Estanque)
Planta Agua Potable - Tratamiento de Agua
Otros Equipos Mecánicos Balance of Plant
INSTALACIONES PARQUE EÓLICO
Turbinas Eólicas (inc. Torre, Aspas)
Estación Meteorológica
SUMINISTRO Y MONTAJE EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO (FOB)
Generador Eléctrico
Transformadores
Sistema Corriente Continua: Baterías, Cargadores, Inversores
Sistemas de Iluminación y Alumbrado
Sistemas de Protecciones y Puesta a Tierra
Sistemas de Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
Sistema Generador de Emergencia diésel
Subestación Servicios Auxiliares (SSAA)
Otros Equipos Eléctricos BOP
Montaje Equipamiento Eléctrico
Montaje Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
FLETES Y SEGUROS
Fletes Internacionales y Nacionales
Seguros Transporte Internacionales y Nacionales
OBRAS CIVILES Y MONTAJE
Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación del Sitio, Rellenos, Excavaciones
Instalaciones de Faena
Caminos, Urbanización y Cierres
Fundaciones Parque Eólico
Otros Edificios: Administración, Sala Eléctrica, Sala de Control
Otras Obras Civiles
Otros Montajes
COSTO INDIRECTO OOC & MONTAJE
Costos Indirectos Construcción
Gastos Generales de Construcción
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
Subestación de Salida
Línea de Transmisión
Paño de Conexión Subestación Sistema Interconectado
Servidumbres
GASTOS DE GESTIÓN DEL PROPIETARIO
Servicios de Ingeniería y Estudios
Servicios de Administración del Proyecto
Gestión e Ingeniería Estudio de Impacto Ambiental
Derechos de Internación / Gastos Aduaneros
Seguros Generales
Terrenos
Permisos y Concesiones
Compensaciones a la Comunidad
Gastos de Puesta en Marcha / Pruebas
Otros Gastos
IMPREVISTOS



Fuente: (ICTG, 2020).

Anexo C. Cálculo de LCOH.

Figura 14: Datos para el cálculo de LCOH.

ANOS	PE CAPEX(USD)	PE OPEX(USD)	Electrolizador Capex(USD)	Electrolizador OPEX(USD)	Reemplazo stack(USD)	Instalacion y obra civil(USD)	Purificador de agua(USD)	Costo agua(USD)	Compresor	Garantia y seguro	Transporte y alm.(USD)	Total(USD)	Produccion de Hidrógeno	Generación (MW)
0	\$ 110.880.000	-	\$ 43.200.000	-	-	\$ 2.445.283	-	-	\$ 2.445.283	-	\$ 34.233.962	\$ 193.204.528		
1	-	\$ 1.108.800	-	\$ 31.420.374	-	-	-	\$ 246.433	-	\$ 489.057	-	\$ 33.264.663	22.002.930	546.365
2	-	\$ 1.092.168	-	\$ 30.949.068	-	-	-	\$ 242.736	-	\$ 489.057	-	\$ 32.773.029	21.672.886	540.901
3	-	\$ 1.075.785	-	\$ 30.484.832	-	-	-	\$ 239.095	-	\$ 489.057	-	\$ 32.288.769	21.347.793	535.492
4	-	\$ 1.059.649	-	\$ 30.027.560	-	-	-	\$ 235.509	-	\$ 489.057	-	\$ 31.811.774	21.027.576	530.137
5	-	\$ 1.043.754	-	\$ 29.577.146	-	-	-	\$ 231.976	-	\$ 489.057	-	\$ 31.341.933	20.712.162	524.836
6	-	\$ 1.028.098	-	\$ 29.133.489	-	-	-	\$ 228.497	-	\$ 489.057	-	\$ 30.879.140	20.401.480	519.587
7	-	\$ 1.012.676	-	\$ 28.696.487	-	-	-	\$ 225.069	-	\$ 489.057	-	\$ 30.423.289	20.095.458	514.392
8	-	\$ 997.486	-	\$ 28.266.039	-	-	-	\$ 221.693	-	\$ 489.057	-	\$ 29.974.275	19.794.026	509.248
9	-	\$ 982.524	-	\$ 27.842.049	-	-	-	\$ 218.368	-	\$ 489.057	-	\$ 29.531.997	19.497.115	504.155
10	-	\$ 967.786	-	\$ 27.424.418	-	-	\$ 129.600	\$ 215.092	\$ 2.445.283	\$ 489.057	-	\$ 31.671.236	19.204.659	499.114
11	-	\$ 953.269	-	\$ 27.013.052	\$ 12.420.000	-	-	\$ 211.866	-	\$ 489.057	-	\$ 41.087.243	18.916.589	494.122
12	-	\$ 938.970	-	\$ 26.607.856	-	-	-	\$ 208.688	-	\$ 489.057	-	\$ 28.244.571	18.632.840	489.181
13	-	\$ 924.886	-	\$ 26.208.738	-	-	-	\$ 205.557	-	\$ 489.057	-	\$ 27.828.238	18.353.347	484.289
14	-	\$ 911.012	-	\$ 25.815.607	-	-	-	\$ 202.474	-	\$ 489.057	-	\$ 27.418.150	18.078.047	479.447
15	-	\$ 897.347	-	\$ 25.428.373	-	-	-	\$ 199.437	-	\$ 489.057	-	\$ 27.014.214	17.806.876	474.652
16	-	\$ 883.887	-	\$ 25.046.947	-	-	-	\$ 196.445	-	\$ 489.057	-	\$ 26.616.336	17.539.773	469.906
17	-	\$ 870.629	-	\$ 24.671.243	-	-	-	\$ 193.499	-	\$ 489.057	-	\$ 26.224.427	17.276.677	465.206
18	-	\$ 857.569	-	\$ 24.301.175	-	-	-	\$ 190.596	-	\$ 489.057	-	\$ 25.838.397	17.017.526	460.554
19	-	\$ 844.706	-	\$ 23.936.657	-	-	-	\$ 187.737	-	\$ 489.057	-	\$ 25.458.156	16.762.264	455.949
20	-	\$ 832.035	-	\$ 23.577.607	-	-	\$ 129.600	\$ 184.921	\$ 2.445.283	\$ 489.057	-	\$ 27.658.503	16.510.830	451.389
21	-	\$ 819.554	-	\$ 23.223.943	-	-	-	\$ 182.147	-	\$ 489.057	-	\$ 24.714.702	16.263.167	446.875
22	-	\$ 807.261	-	\$ 22.875.584	-	-	-	\$ 179.415	-	\$ 489.057	-	\$ 24.351.317	16.019.220	442.407
23	-	\$ 795.152	-	\$ 22.532.450	\$ 12.420.000	-	-	\$ 176.724	-	\$ 489.057	-	\$ 36.413.383	15.778.931	437.983
24	-	\$ 783.225	-	\$ 22.194.463	-	-	-	\$ 174.073	-	\$ 489.057	-	\$ 23.640.818	15.542.247	433.603
Total	\$ 110.880.000	\$ 22.488.228	\$ 43.200.000	\$ 637.255.158	\$ 24.840.000	\$ 2.445.283	\$ 259.200	\$ 4.998.049	\$ 7.335.849	\$ 11.737.358	\$ 34.233.962	\$ 899.673.088	446.254.419	11.709.790

Fuente: Elaboración propia.



Anexo D. Estudios de referencia de LCOH calculado.

Tabla 23: Datos para el cálculo de LCOH.

Nombre del estudio	LCOH calculado (USD/kg)
GIZ 2018	5,8
In – data 2019	3,9
Implemento Sur 2019	3,52
Augusto Gallardo 2022	3,42
Tractebel – Engie 2018	3,03
Julien Armijo IEA 2019	2,19

Fuente: (Gallardo, 2022) y (Guerrero, 2022).



Anexo E.1. Cálculo del VAN y TIR parte 1.

Figura 15.1: Cálculo de VAN y TIR.

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ingreso por venta	-	\$ 66.008.790	\$ 65.018.658	\$ 64.043.378	\$ 63.082.728	\$ 62.136.487	\$ 61.204.439	\$ 60.286.373	\$ 59.382.077	\$ 58.491.346	\$ 57.613.976	\$ 56.749.766	\$ 55.898.520
Costos totales	-	\$ -33.264.663	\$ -32.773.029	\$ -32.288.769	\$ -31.811.774	\$ -31.341.933	\$ -30.879.140	\$ -30.423.289	\$ -29.974.275	\$ -29.531.997	\$ -31.671.236	\$ -41.087.243	\$ -28.244.571
Costos fijos	-												
Costos variables	-	\$ -33.264.663											
Depreciación	-	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381
Intereses	-												
Perdida por ejercicio anterior	-												
UAI	-	\$ 24.490.746	\$ 23.992.248	\$ 23.501.228	\$ 23.017.573	\$ 22.541.173	\$ 22.071.918	\$ 21.609.703	\$ 21.154.421	\$ 20.705.968	\$ 17.689.359	\$ 7.409.142	\$ 19.400.568
Impuesto	-	\$ -6.612.501	\$ -6.477.907	\$ -6.345.331	\$ -6.214.745	\$ -6.086.117	\$ -5.959.418	\$ -5.834.620	\$ -5.711.694	\$ -5.590.611	\$ -4.776.127	\$ -2.000.468	\$ -5.238.153
UDJ	-	\$ 17.878.244	\$ 17.514.341	\$ 17.155.896	\$ 16.802.828	\$ 16.455.056	\$ 16.112.500	\$ 15.775.083	\$ 15.442.727	\$ 15.115.357	\$ 12.913.232	\$ 5.408.673	\$ 14.162.415
Depreciación lineal		\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381
Intereses													
Perdida por ejercicio anterior			\$ -6.612.501	\$ -6.477.907	\$ -6.345.331	\$ -6.214.745	\$ -6.086.117	\$ -5.959.418	\$ -5.834.620	\$ -5.711.694	\$ -5.590.611	\$ -4.776.127	\$ -2.000.468
Flujo de caja operativo		\$ 26.131.625	\$ 25.767.722	\$ 25.409.277	\$ 25.056.209	\$ 24.708.437	\$ 24.365.882	\$ 24.028.464	\$ 23.696.108	\$ 23.368.738	\$ 21.166.613	\$ 13.662.055	\$ 22.415.796
Inversión total													
Planta eólica	\$ -110.880.000												
Electrolizador	\$ -95.454.528												
Valor residual													
Préstamo													
Amortización préstamo													
Flujo de caja	\$ -206.334.528	\$ 26.131.625	\$ 25.767.722	\$ 25.409.277	\$ 25.056.209	\$ 24.708.437	\$ 24.365.882	\$ 24.028.464	\$ 23.696.108	\$ 23.368.738	\$ 21.166.613	\$ 13.662.055	\$ 22.415.796
VAN	\$ 99.883.554												
TIR	10%												

Fuente: Elaboración propia.



Anexo E.2. Cálculo del VAN y TIR parte 2.

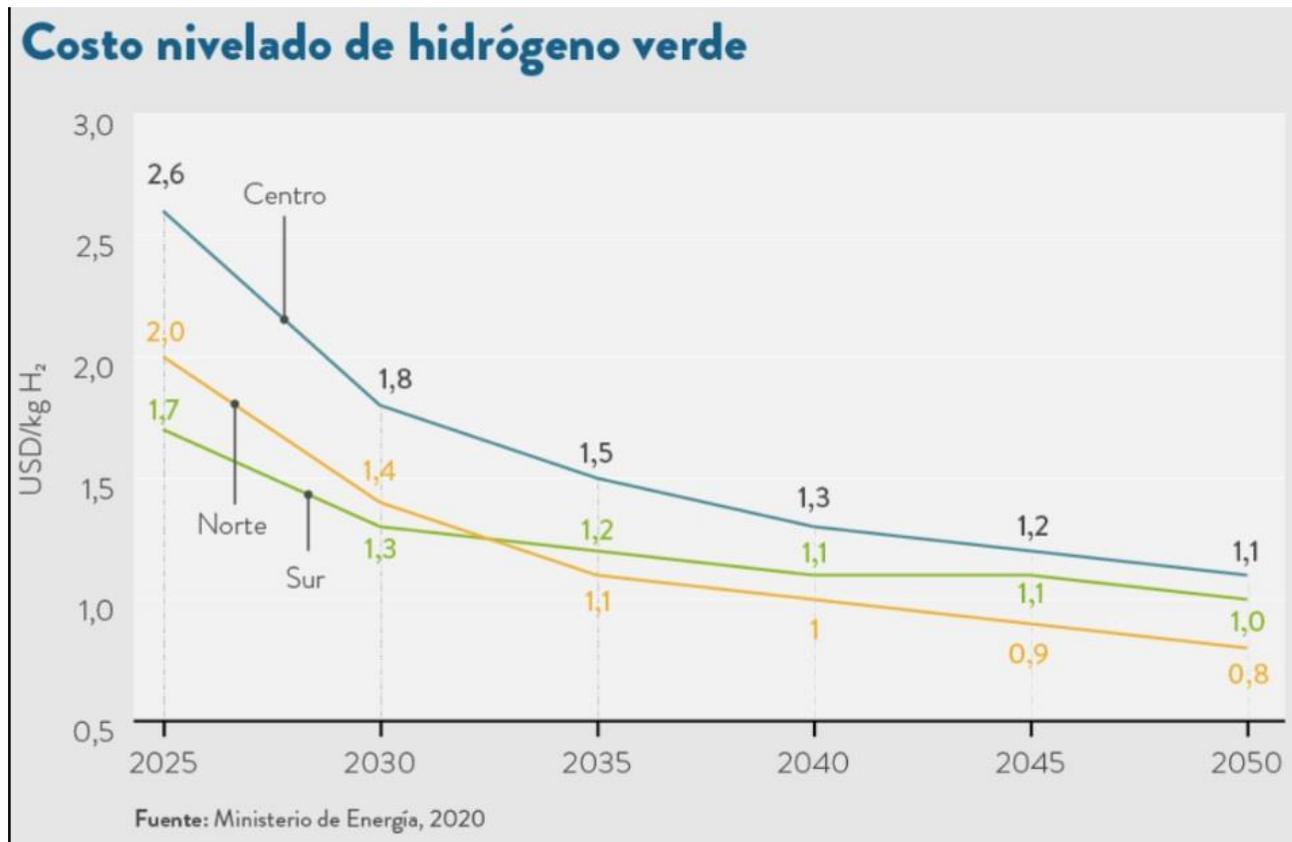
Figura 15.2: Cálculo de VAN y TIR.

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
\$ 55.060.042	\$ 54.234.141	\$ 53.420.629	\$ 52.619.320	\$ 51.830.030	\$ 51.052.579	\$ 50.286.791	\$ 49.532.489	\$ 48.789.502	\$ 48.057.659	\$ 47.336.794	\$ 46.626.742
\$ -27.828.238	\$ -27.418.150	\$ -27.014.214	\$ -26.616.336	\$ -26.224.427	\$ -25.838.397	\$ -25.458.156	\$ -27.658.503	\$ -24.714.702	\$ -24.351.317	\$ -36.413.383	\$ -23.640.818
\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381	\$ -8.253.381
\$ 18.978.423	\$ 18.562.610	\$ 18.153.034	\$ 17.749.602	\$ 17.352.222	\$ 16.960.802	\$ 16.575.253	\$ 13.620.605	\$ 15.821.419	\$ 15.452.961	\$ 2.670.030	\$ 14.732.543
\$ -5.124.174	\$ -5.011.905	\$ -4.901.319	\$ -4.792.393	\$ -4.685.100	\$ -4.579.416	\$ -4.475.318	\$ -3.677.563	\$ -4.271.783	\$ -4.172.299	\$ -720.908	\$ -3.977.787
\$ 13.854.249	\$ 13.550.705	\$ 13.251.715	\$ 12.957.210	\$ 12.667.122	\$ 12.381.385	\$ 12.099.935	\$ 9.943.042	\$ 11.549.636	\$ 11.280.662	\$ 1.949.122	\$ 10.754.756
\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381	\$ 8.253.381
\$ -5.238.153	\$ -5.124.174	\$ -5.011.905	\$ -4.901.319	\$ -4.792.393	\$ -4.685.100	\$ -4.579.416	\$ -4.475.318	\$ -3.677.563	\$ -4.271.783	\$ -4.172.299	\$ -720.908
\$ 22.107.630	\$ 21.804.086	\$ 21.505.096	\$ 21.210.591	\$ 20.920.503	\$ 20.634.766	\$ 20.353.316	\$ 18.196.423	\$ 19.803.017	\$ 19.534.043	\$ 10.202.503	\$ 19.008.138
\$ 22.107.630	\$ 21.804.086	\$ 21.505.096	\$ 21.210.591	\$ 20.920.503	\$ 20.634.766	\$ 20.353.316	\$ 18.196.423	\$ 19.803.017	\$ 19.534.043	\$ 10.202.503	\$ 19.008.138

Fuente: Elaboración propia.

Anexo F. LCOH predicción Ministerio de Energía.

Figura 16: Predicción de LCOH.



Fuente: Ministerio de Energía.



Capítulo 8 Resumen FI

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN-FACULTAD DE INGENIERÍA
RESUMEN DE MEMORIA DE TÍTULO

Departamento: Departamento de Ingeniería Civil Industrial.

Carrera: Ingeniería Civil Industrial.

Nombre del memorista: Matías Vicente Mañao Cruz.

Título de la memoria: Estudio de prefactibilidad técnica y económica para proyectos de hidrógeno verde a través de energía eólica en la región de Magallanes.

Fecha de la presentación oral:

Profesor Guía: Jorge Rodrigo Jiménez Olivares Del Rio.

Concepto:

Calificación:

Resumen (máximo 200 palabras)

Este estudio analiza la prefactibilidad económica de proyectos de hidrógeno verde en la región de Magallanes. Se seleccionó un sitio estratégico en latitud -52,42 y longitud -71,45 para la instalación de 28 aerogeneradores Vestas V117 de 3,3 MW, con un potencial de generación de 19.710.126 kWh y un factor de planta del 68,2% para cada aerogenerador.

Con un precio de venta de \$3 USD por kilogramo de hidrógeno, se estima una producción de 36.702 toneladas en Magallanes y 272.337 toneladas a nivel nacional. El análisis económico reveló un VAN positivo de \$99.883.554 y una TIR anual del 10%. El LCOH obtenido fue de \$1,82 USD por kilogramo de hidrógeno, cercano a las expectativas del Ministerio de Energía en el año 2020.

Estos resultados destacan la viabilidad técnica y económica de los proyectos de hidrógeno verde en Magallanes. La región tiene un gran potencial para la producción de hidrógeno verde, respaldado por una sólida infraestructura eólica y estimaciones significativas de producción. Estos proyectos contribuirán a una economía baja en carbono y pueden generar retornos financieros favorables con la tecnología adecuada.



**UNIVERSIDAD DE CONCEPCION
FACULTAD DE INGENIERIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA INDUSTRIAL**

