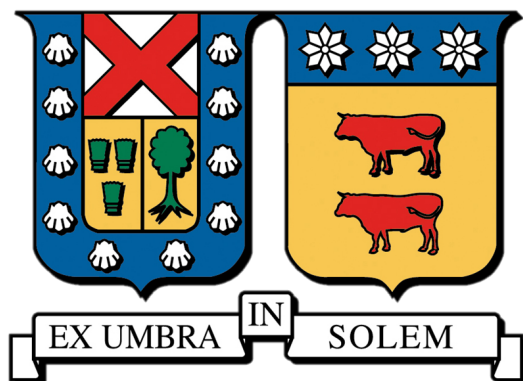


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AMBIENTAL



BATERÍA DE METANOL VERDE PARA GESTIÓN

ENERGÉTICA DE CENTRAL ERNC

SOFÍA NATALIA VILLARROEL ROMERO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL QUÍMICA

PROFESOR GUÍA: DR. IVÁN CORNEJO

PROFESORA CO-REFERENTE: DRA. TANIA SANDOVAL

AGOSTO-2023

Resumen

Actualmente, en el país, la mayor emisión de gases de efecto invernadero (GEI) proviene de la industria de generación de electricidad. Al 2021, el 42% de la capacidad instalada nacional proviene de fuentes fósiles. Con el fin de descarbonizar la matriz eléctrica se requiere aumentar el uso de energías provenientes de fuentes renovables no convencionales (ERNC), como la solar y eólica, y, de esta manera, aprovechar el gran potencial de generación eléctrica renovable el cual se estima en 2150 GW.

Las ERNC tienen la gran ventajas de ser ser inagotables, pueden no generar GEI y están siendo económicamente competitivas frente a las fósiles. Pero tienen el problema de ser intermitentes, ya que dependen de la disponibilidad del sol y el viento, provocando un desbalance energético entre la generación eléctrica y su consumo por parte de la población. Por ello, lograr la total descarbonización de la matriz eléctrica requiere un sistema de gestión sostenible y de alta capacidad, que permita almacenar y despachar de forma oportuna y eficiente; facilitando así, el balance entre el suministro y la demanda eléctrica.

Este proyecto de memoria propone un sistema de gestión basado en la producción y combustión de metanol verde, para el almacenamiento y la generación de energía eléctrica respectivamente. El sistema, se basa en la generación de electricidad a partir de los vientos en la Región de Magallanes y, de esta forma, aprovechar su gran potencial. La energía sobregenerada alimenta un electrolizador, el cual, permite la generación de hidrógeno verde. A la vez, alimenta una unidad de captura de CO₂ atmosférico para producir metanol, esto, mediante la reacción de hidrogenación de CO₂. El metanol, se almacena para su posterior reinyección a la red, cuando la demanda supere la generación eólica.

La transformación de la energía química del metanol en energía eléctrica se realiza mediante una turbina de gas cuya capacidad es de 10,5 MW y opera con una eficiencia del 28%. En base a esto, la producción de metanol alcanza las 24 kton anuales, la capacidad del electrolizador es de 54 MW y el sistema DAC es de 34 kton de CO₂; mientras que la capacidad eólica de la planta alcanza los 82,8 MW. Finalmente, se obtiene que la batería diseñada tiene una capacidad de almacenamiento de 750 MWh, equivalente a 170 m³ de metanol, cuya eficiencia alcanza un 18%.

En el análisis de costos, se calcula el CAPEX y OPEX de la planta dando como resultado 684

y 2,4 MUSD respectivamente. En base a esto, se obtiene el costo nivelado de almacenamiento con un valor de 1,3 USD por kWh. Al compararlo con métodos de almacenamiento electroquímico, el costo supera por 3 veces la batería de ion litio. Sin embargo, para almacenar la misma cantidad de energía, la batería convencional ocupa 8 veces el volumen de un estanque de metanol.

Finalmente, se puede concluir que la batería de metanol verde no es económicamente competitiva actualmente debido al alto costo de los equipos y su baja eficiencia energética. Se espera que el desarrollo continuo de tecnologías, como la captura de CO₂ y los electrolizadores, reduzca los costos asociados y haga que la gestión energética a través de la batería de metanol sea más competitiva. Aunque enfrenta desafíos económicos, su capacidad técnica para almacenar grandes cantidades de energía en menor volumen y por tiempo prolongado, la convierten en una opción atractiva para el almacenamiento de energía sostenible en el futuro.

Abstract

Currently, in the country, the largest emission of greenhouse gases (GHGs) comes from the electricity generation industry. As of 2021, 42% of the national installed capacity comes from fossil sources. In order to decarbonize the power grid, it's necessary to increase the use of energy from unconventional renewable sources (URS), such as solar and wind, and thereby harness the significant renewable electricity generation potential estimated at 2150 GW.

URS have the significant advantages of being inexhaustible, producing little to no GHGs, and becoming economically competitive against fossil fuels. However, they face the challenge of intermittency, relying on the availability of sunlight and wind, which causes an energy imbalance between electricity generation and consumption by the population. Therefore, achieving complete decarbonization of the power grid requires a sustainable and high-capacity management system that can store and dispatch energy in a timely and efficient manner, facilitating the balance between supply and demand.

This thesis project proposes a management system based on the production and combustion of green methanol for energy storage and generation, respectively. The system is based on generating electricity from the winds in the Magallanes Region and thus tapping into its significant potential. Excess energy generated powers an electrolyzer, which allows for the production of green hydrogen. Simultaneously, it feeds an atmospheric CO₂ capture unit to produce methanol, achieved through the hydrogenation reaction of CO₂. The methanol is stored for later injection into the grid when demand surpasses wind generation.

The conversion of the chemical energy in methanol into electricity is carried out through a gas turbine with a capacity of 10.5 MW, operating at an efficiency of 28%. Based on this, methanol production reaches 24 kton per year, the electrolyzer capacity is 54 MW, and the DAC (Direct Air Capture) system is 34 kton of atmospheric CO₂; meanwhile, the wind capacity of the plant reaches 82.8 MW. Ultimately, the designed battery has a storage capacity of 750 MWh, equivalent to 170 m³ of methanol, with an efficiency of 18%.

In the cost analysis, the CAPEX and OPEX of the plant are calculated, resulting in 684 and 2.4 million USD, respectively. Based on this, the levelized cost of storage is obtained with a value of 1.3 USD per kWh. When compared to electrochemical storage methods, the cost exceeds that

of lithium-ion batteries by 3 times. However, to store the same amount of energy, the conventional battery occupies 8 times the volume of a methanol tank.

In conclusion, the green methanol battery is not currently economically competitive due to the high cost of equipment and its low energy efficiency. It is expected that ongoing technological developments, such as CO₂ capture and electrolyzers, will reduce associated costs and make energy management through the methanol battery more competitive. Despite facing economic challenges, its technical capacity to store large amounts of energy in a smaller volume and for extended periods makes it an attractive option for sustainable energy storage in the future.

Agradecimientos

Dedicado a mis padres, por darme la oportunidad de estudiar lo que siempre quise, por confiar siempre en mis capacidades, por apoyarme siempre, en las buenas y en las malas. Sin ustedes no sería nadie.

A mi hermana Valentina, por ser mi amiga, por levantarme cuando no quería, por aguantarme las locuras, por ser mi hogar en la capital, cocinarme y lavar la loza cuando no podía. Contigo el camino fue más fácil.

A mi hermano, por mi amigo y confidente. Por apoyarme siempre y confiar en mí.

A toda mi familia, por siempre creer en mí, en especial mi abuela por todos los rezos que realizó y apoyarme desde lejos.

A mis amigas Carla y Cata, por ser las mejores compañeras. Por las noches de estudio, de carretes, las charlas en el espejo, por nunca dejarme sola y abrirme las puertas de su hogar siempre. Fueron la mejor parte de este camino.

A mis amigos en general, por ser la mejor parte de la vida universitaria, por los carretes, el estudio, por llegar y quedarse en mi vida.

Finalmente, gracias a mí. Por no rendirme, por superar la depresión, porque a pesar de lo difícil que fue y que muchas veces me creí no capaz, lo logré.

Gracias infinitas.

Tabla de Contenidos

1	Introducción	1
1.1	Contexto energético en Chile	1
1.2	Potencial de energías renovables	3
1.3	Desafíos de las ERNC	4
1.4	Power-to-X	5
1.5	Almacenamiento químico en metanol	5
1.6	La batería de metanol verde	6
2	Objetivos y Alcances	8
2.1	Objetivo general	8
2.2	Objetivos específicos	8
2.3	Alcances	8
3	Marco Teórico	10
3.1	Aerogeneración	10
3.2	Desacople de la demanda y oferta de ERNC	10
3.3	Baterías para almacenamiento de energía	11
3.3.1	Baterías de ion litio	11
3.3.2	Batería de flujo redox de vanadio	12
3.3.3	Batería de ácido y plomo	14
3.3.4	Baterías de ion sodio	15
3.4	Metanol como vector energético	17
3.4.1	Propiedades físicas y químicas	17
3.4.2	Almacenamiento y seguridad	18
3.4.3	Producción convencional de metanol	19
3.5	Producción renovable de metanol (PtM)	19
3.6	Electrolisis del agua	21
3.7	Captura directa de aire (DAC): sorbente de amina sólida a bajas temperaturas . . .	25

3.8	Síntesis de metanol	26
3.9	Transformación de metanol a energía eléctrica (MtP)	27
3.9.1	Celda de combustible de metanol directo	28
3.9.2	Turbina de gas	30
3.9.3	MtP: experiencia industrial	31
3.10	Costo nivelado de energía	32
4	Modelo de planta propuesto	33
4.1	Metodología	34
4.2	Diagrama de flujo	35
4.3	Turbina de gas	37
4.4	Reactor	38
4.5	Electrolizador	39
4.6	Tanque de hidrógeno	39
4.7	Captura y almacenamiento de CO ₂	39
4.8	Tamaño de planta	40
4.9	Aerogeneradores	42
4.10	Almacenamiento de metanol	44
4.11	Eficiencia energética	44
5	Estimación de costos	45
5.1	Costos de capital	45
5.2	Costos de operación	48
5.3	Costo nivelado de almacenamiento	49
5.4	Volumen de almacenamiento	52
6	Conclusiones y Recomendaciones	54
7	Anexos	60
7.1	Anexo A: Registro velocidad del viento en Punta Arenas, Chile	60

Lista de Tablas

3.1	Indicadores de desempeño para baterías de ion litio al 2020 (Armand et al., 2020).	12
3.2	Indicadores de desempeño para baterías de flujo de Vanadio (Wang et al., 2023).	14
3.3	Indicadores de desempeño para baterías de ácido y plomo (Wang et al., 2023).	15
3.4	Propiedades físico-químicas del metanol (Othmer, 2005).	17
3.5	Comparación tecnologías de electrolizadores (Nasser et al., 2022).	24
3.6	Propiedades físico-químicas del metanol y otros combustibles (Verhelst et al., 2019).	28
3.7	Ventajas y desventajas de los tipos de DLFC (Ong et al., 2017).	29
4.1	Condiciones de operación turbina de gas “THM 1304-10N” en planta (Furlonge and Chandool, 2007).	37
4.2	Resultados demostración turbina de gas “THM 1304-10N” en planta (Furlonge and Chandool, 2007).	38
4.3	Factores de reactivos en función de metanol y flujo de compuestos requeridos (Gu et al., 2022).	38
4.4	Flujo de compuestos requeridos.	38
4.5	Parámetros técnicos ”PEM Sylizer 300” por conjunto completo (Energy, 2020).	39
4.6	Valores representativos de generación eólica amplificado.	41
4.7	Valores representativos de planta propuesta.	42
4.8	Consumo energético y capacidad de planta eólica.	42
4.9	Características aerogenerador “Siemens SWT 3,6 MW 120 on shore” (wind-turbine models.com, 2017).	43
4.10	Capacidad de aerogeneradores	44
5.1	Costos de equipos principales para estimación de CAPEX.	45
5.2	Costo total de equipos principales	46
5.3	Proporciones de costos directos e indirectos para estimación de CAPEX.	47
5.4	Costos de capital	48
5.5	Costos de operación de equipos principales para estimación de OPEX	48

5.6	OPEX anual del proceso	49
5.7	LCOE, LCOS y $\text{LCOE}_{\text{CH}_3\text{OH}}$	50
5.8	Densidad energética de baterías electroquímicas (Wang et al., 2023; Verhelst et al., 2019).	53
7.1	Valores estadísticos de velocidad del viento promedio y máxima mensuales en Punta Arenas, Chile (Windfinder, 2022).	60

Lista de Figuras

1.1	Gases de efecto invernadero por sector de energía, año 2018 (MinEnergía, 2022). . .	2
1.2	Capacidad eléctrica instalada en Chile 2012, 2020 y 2022(CNE, 2021).	2
1.3	Distribución de potencial eléctrico en el país (Camila Vásquez Páez and Herrera, 2021).	3
1.4	Desfase curva de generación ERNC y consumo.	4
1.5	Densidad energética para distintos sistemas de almacenamiento energético (Verhelst et al., 2019).	6
1.6	Batería de metanol verde para gestión de ERNC	7
3.1	Generación eólica y demanda eléctrica durante el año 2018, ciudad de Punta Arenas, Chile (EDELMAg, 2019).	11
3.2	Diagrama esquemático del funcionamiento de VRFB (Wang et al., 2023).	13
3.3	Diagrama esquemático del funcionamiento de baterías de ion sodio (Abraham, 2020).	16
3.4	Señales de seguridad para metanol. (a) Señalética específica para líquido inflamable. (b) Rombo seguridad según NCh1411/4. (Spa, 2017).	18
3.5	Diagrama de caja para PtM.	20
3.6	Capacidad de producción de metanol renovable en los siguientes años (Institute, 2023).	21
3.7	Esquemas del funcionamiento de electrolizadores, (a) PEM, (b) AWE, (c) AEM y (d) SOE (Nasser et al., 2022; Buttler and Spliethoff, 2018).	23
3.8	Etapas de adsorción y desorción en sistema DAC (Fasihi et al., 2019).	26
3.9	Diagrama general de la operación de DMFC (Ong et al., 2017).	29
3.10	Turbina de gas de General Electric y sus componentes principales (Schobeiri, 2018).	30
4.1	Diagrama simplificado de la batería de metanol verde	34
4.2	Diagrama de proceso de la batería de metanol verde. A) y B) Es la energía de exceso que ingresa a la batería. C) Es la energía inyectada directamente a la red. D) Es la energía reinyecta a la red.	36

4.3	Composiciones del calor de desorción y electricidad del proceso (Bos et al., 2020).	40
4.4	Demanda eléctrica total y generación eólica amplificada ($1/\alpha$). Punta Arenas, 2018	41
4.5	Relación entre potencia del aerogenerador y velocidad del viento (wind-turbine models.com, 2017).	43
5.1	Aporte proporcional del costo de los equipos.	46
5.2	Costo nivelado de almacenamiento (LCOS) para la batería de metanol y otros almacenamientos (Mugyema et al., 2023).	51
5.3	Costo de producción de metanol según la fuente de obtención de carbono (Verhelst et al., 2019).	52
5.4	Volumen requerido para almacenar 749 MWh para diferentes baterías.	53

Nomenclatura

Símbolo	Significado, unidades
α	Factor aporte eólico
β	Factor proporcionalidad
μ	Eficiencia energética, %
μ_{el}	Eficiencia electrolizador, %
μ_{TG}	Eficiencia turbina de gas, %
ρ	Densidad del aire, kg/m ³
A	Área transversal aerogenerador, m ²
A_t	Costo anual del sistema, MUSD
C_{el}	Costo electricidad, USD/kWh
G_l	Generación eólica mínima, MW
G_m	Generación eólica promedio, MW
G_u	Generación eólica máxima, MW
$M_{in,reactor}$	Masa entrada al reactor, kg/h
R	Costo de recuperación
r	Tasa de descuento
R_i	Razón generación mínima y máxima
v	Velocidad del viento, m/s
W_{in}	Entrada anual de energía eléctrica, MJ
W_{out}	Capacidad anual de la planta, MJ

Siglas	Significado
AEM	Membrana de intercambio aniónico
AWE	Electrolisis de agua alcalina
CAPEX	Costos de capital
CAPEXre	Costo de capital reinversión
CNPT	Condiciones normal de presión y temperatura
DAC	Captura directa de aire
DMFC	Celda de combustible de metanol directa
ERNc	Energías renovables no convencionales
GE	Generación eólica anual
GEI	Gases de efecto invernadero
GT	Generación total anual
HHV	Poder calorífico superior
LCOE	Costo nivelado de energía
LCOS	Costo nivelado de almacenamiento
LHV	Poder calorífico inferior
LNG	Gas natural licuado
MtP	Methanol-to-power
NO _x	Óxidos de nitrógeno
OPEX	Costos de operación
ORR	Reacción de reducción de oxígeno
PEM	Membrana de intercambio protónico
PtA	Power-to-ammonia
PtM	Power-to-methanol
PtX	Power-to-X
SOE	Electrólisis del agua con óxidos sólidos
SO _x	Óxidos de azufre
VRFB	Batería de flujo redox de vanadio

Capítulo 1

Introducción

1.1 Contexto energético en Chile

La energía es vital para el desarrollo de las personas; se necesita desde algo tan básico como la luz o el transporte, hasta la alimentación de equipos industriales.

El consumo energético del país sigue una tendencia al alza, debido al crecimiento demográfico y la generación de nuevos dispositivos eléctricos que mejoran la calidad de vida (CNE, 2021). En Chile, el sector de energía se considera tanto el transporte como la industria de generación eléctrica, la cual consiste en la transformación desde energías primarias a electricidad. Este sector es el mayor emisor de gases de efecto invernadero en el país, el cual al 2018, aportó el 77% del total emitido en el país de lo que un 39% correspondió a la industria directa de energía (MinEnergía, 2022). En la Figura 1.1 se muestra la distribución de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) según el sector de energía. Se observa que la mayor contribución es la industria generadora de electricidad, seguido por el transporte.

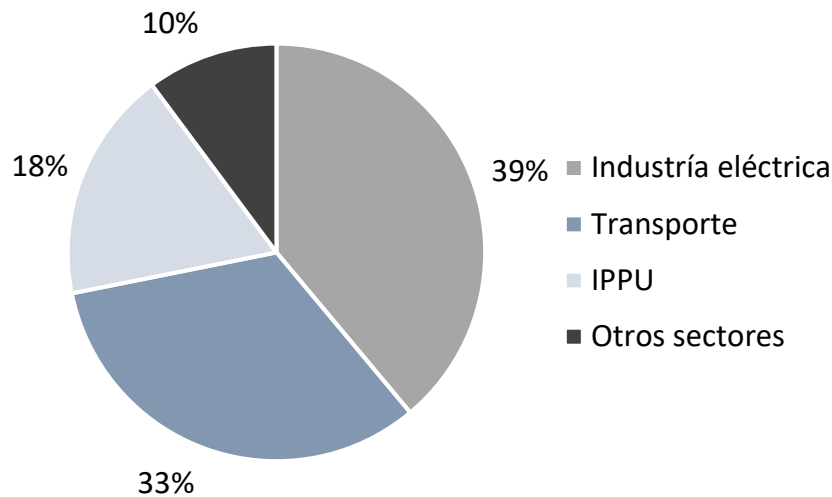


Figura 1.1: Gases de efecto invernadero por sector de energía, año 2018 (MinEnergía, 2022).

La principal fuente de emisiones de GEI del sector energía corresponde a la combustión de combustibles fósiles para la generación eléctrica. Actualmente, en base a la Figura 2, el 42% de la matriz eléctrica nacional proviene de combustibles fósiles, por lo tanto, estos son los responsables del mayor porcentaje de emisión de GEI. La capacidad instalada de generación eléctrica bruta nacional del 2012, 2020 y 2021 se detalla en la Figura 1.2 en MW. De esto destaca que entre el 2012 y el 2021, la capacidad instalada nacional disminuye en un 21% el aporte de combustibles fósiles, pero a pesar de esto, el consumo aumenta en 1722 MW.

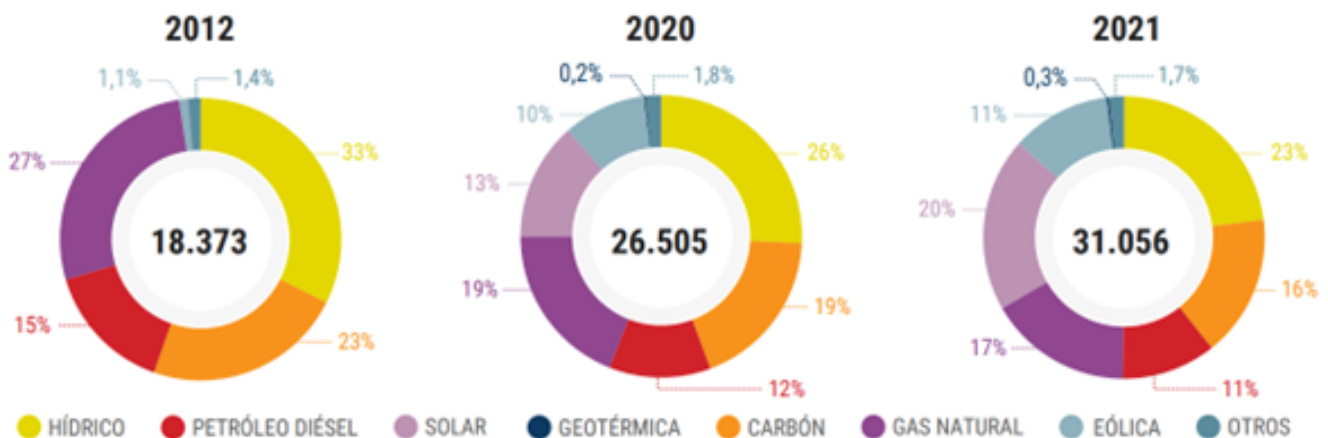


Figura 1.2: Capacidad eléctrica instalada en Chile 2012, 2020 y 2022(CNE, 2021).

Es por esto que se requiere aumentar la generación eléctrica en base a fuentes de energías limpias como aquellas que provienen de fuentes renovables no convencionales y avanzar en la descarbonización de la matriz eléctrica y de esta manera disminuir los efectos provocados por el cambio climático

1.2 Potencial de energías renovables

Según el ministerio de energía de Chile, las energías renovables no convencionales (ERNC), son aquellas que provienen de fuentes inagotables de energía y que en su proceso de transformación y aprovechamiento no se consumen a escala humana. En el ámbito nacional, se definen como no convencionales a aquellas tecnologías de captación que no han sido altamente desarrolladas, dentro de las cuales se encuentra la eólica, la pequeña hidroeléctrica (centrales de hasta 20 MW), biomasa, biogás, geotermia, solar y la energía de los mares (MinEnergía, 2023).

Dentro de las mayores ventajas de las energías renovables, está que, además de ser inagotables, no generan GEI y están siendo económicamente competitivas frente a las convencionales fósiles (Font, 2020).

Chile es reconocido internacionalmente por su potencial de generación de energías renovables, principalmente por la eólica y solar. Al 2021, el potencial con fines eléctricos alcanza los 2153 GW a lo largo de todo el territorio nacional (Camila Vásquez Páez and Herrera, 2021). Esto equivale a más de 69 veces la capacidad eléctrica instalada de todo el país. La Figura 1.3 muestra de manera gráfica la forma en que se distribuye el potencial de generación eléctrica en Chile, en el cual destaca el potencial solar en el norte y el potencial eólico concentrado en el extremo sur.

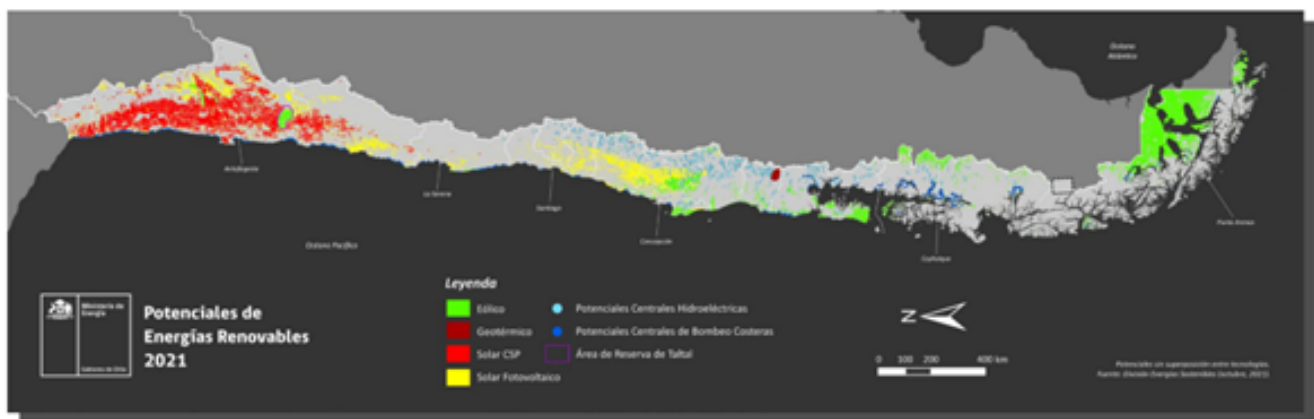


Figura 1.3: Distribución de potencial eléctrico en el país (Camila Vásquez Páez and Herrera, 2021).

La Región de Magallanes y de la Antártica Chilena posee uno de los mayoress recursos eólicos a nivel nacional, alcanzando un potencial estimado en 126 000 MW, donde la Isla Grande de Tierra

del Fuego concentra cerca de un 41% de este potencial y un factor de planta del 50% (MinEnergía, 2021).

1.3 Desafíos de las ERNC

La transición energética desde combustibles fósiles a fuentes de energías significa grandes desafíos tanto técnicos, como económicos, políticos y en particular para el desarrollo de tecnologías apropiadas.

La producción de electricidad a partir de fuentes renovables, a pesar de sus grandes ventajas, no está exenta de problemas. La generación de energía renovable es altamente intermitente, pues depende de la disponibilidad del sol y el viento, los cuales cambian a lo largo del día y durante el año. Esto provoca que la generación de ERNC no coincida con la demanda real en el sistema eléctrico, es decir, se desfasa la curva de generación con la de consumo como se ve en la Figura 1.4.

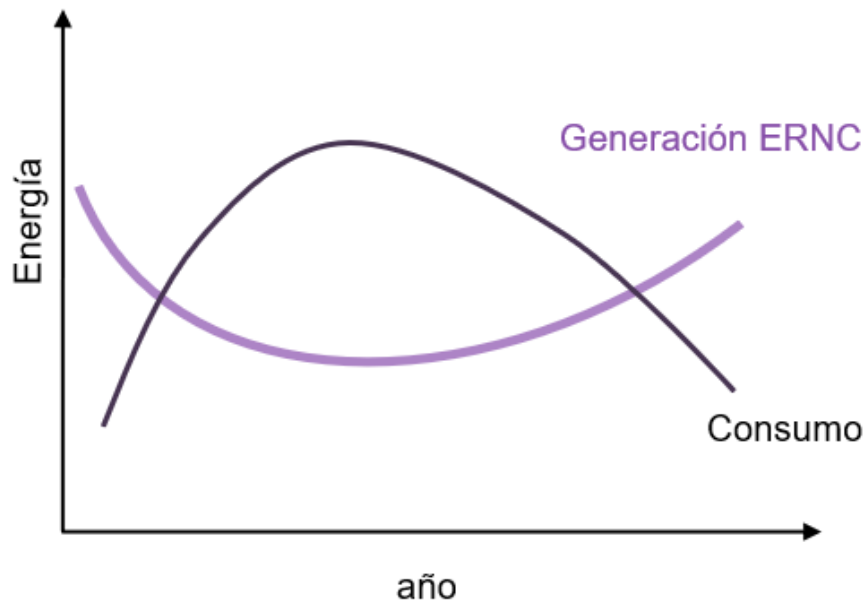


Figura 1.4: Desfase curva de generación ERNC y consumo.

Actualmente, la mayoría de los sistemas ERNC no cuentan con sistemas de almacenamiento, o sea, cuando la generación a partir de ERNC supera la demanda, la energía eléctrica generada se pierde, mientras que en los momentos que la demanda supera la generación, se aumenta la producción desde las fuentes tradicionales de generación. Debido a las fluctuaciones en la electricidad producida, para lograr la total descarbonización de la matriz eléctrica, se requiere un sistema de

gestión sostenible y de alta capacidad, que permita almacenar y despachar de forma oportuna y eficiente; facilitando así, el balance entre el suministro y la demanda eléctrica.

1.4 Power-to-X

La producción de combustibles a partir de electricidad renovable para utilizarla en producción estacionaria de energía o en transporte se denomina “Power-to-X”, la cual ha sido propuesta en el ultimo tiempo como la solución para el almacenamiento energético a gran escala (Palys and Daoutidis, 2022). El concepto “Power-to-hydrogen” es un pilar del concepto “Power-to-X”, ya que, el hidrógeno puede ser producido a partir de energías renovables a través de la electrolisis del agua como única materia prima, haciendo su desarrollo geográficamente flexible.

El hidrógeno puede ser utilizado directamente como combustible para la generación estacionaria de energía y para transporte, produciendo solo agua como subproducto. Este elemento también puede ser procesado a otros tipos de combustibles para mejorar el almacenamiento o la utilización. Power-to-Methanol (PtM) y Power-to-Ammonia (PtA) son dos prometedores ejemplos de los productos que se pueden procesar desde el hidrógeno, motivadas en gran manera por el aumento en la densidad de energía volumétrica (Palys and Daoutidis, 2022).

El denominado metanol verde es producido a partir de la tecnología Power-to-Methanol, a través de la síntesis de hidrógeno electrolítico y dióxido de carbono capturado del aire o de fuentes directas de emisión (Matzen et al., 2015).

1.5 Almacenamiento químico en metanol

El metanol es la molécula con carbono más simple que puede ser almacenada de forma líquida a condiciones normal de presión y temperatura (CNPT), lo cual hace que el transporte y almacenamiento sea más fácil al compararla con combustibles gaseosos como el hidrógeno o el metano (Palys and Daoutidis, 2022).

Además, no solo es una importante materia prima para la producción de otros elementos químicos, sino que también ha sido utilizado como combustible para generación eléctrica durante décadas, por lo que sus características técnicas operativas, medioambientales y de seguridad han sido altamente estudiadas y desarrolladas en motores de combustión (Räuchle et al., 2016).

Por otra parte, el metanol puede almacenar grandes cantidades de energía en un volumen pequeño. La Figura 1.5 muestra la densidad energética volumétrica y gravimétrica de distintos combustibles. El metanol, tiene menor densidad energética que los combustibles comunes como el Diesel y la gasolina, pero mayor que otras formas de almacenamiento como el hidrógeno hiperbárico

(700 bar) o las baterías convencionales. En base a las características mencionadas, el metanol es un elemento idílico para su uso en almacenamiento energético.

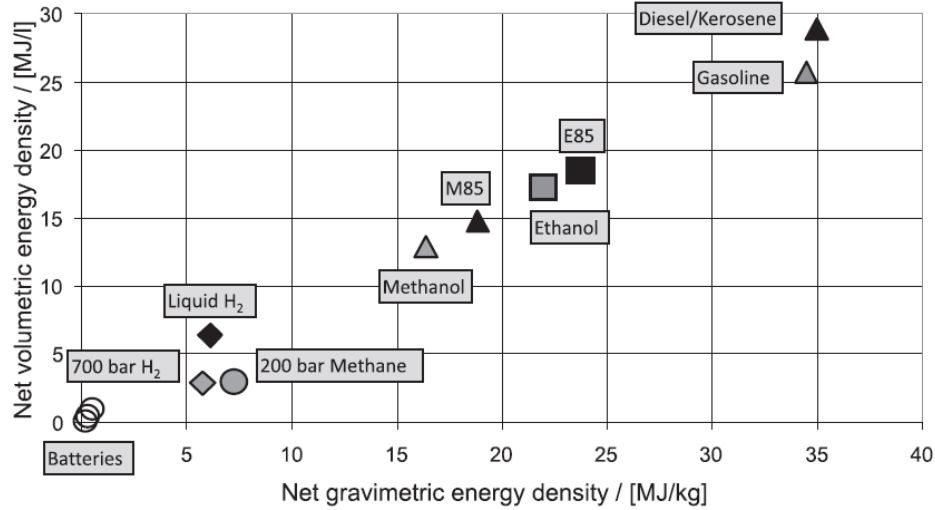


Figura 1.5: Densidad energética para distintos sistemas de almacenamiento energético (Verhelst et al., 2019).

1.6 La batería de metanol verde

Para poder gestionar la energía sobre generada se requiere un sistema que permita almacenar la energía eléctrica y que permita re inyectarla a la red eléctrica. A este sistema se le conoce como batería, ya que recibe energía eléctrica, la cual se transforma a energía química y se almacena en forma de enlaces químicos de un elemento y la reconvierte en energía eléctrica.

Debido a las características del metanol mencionadas en la sección anterior, se propone la batería de metanol verde como sistema de gestión para dar una solución al desacople entre la generación de energías renovables y la demanda eléctrica. Este sistema consta de tres sub procesos principales: la generación de metanol a través de tecnologías PtM, almacenamiento y consumo de metanol para generación eléctrica o “Methanol-to-Power” (MtP). La Figura 1.6 muestra en forma gráfica el sistema propuesto.

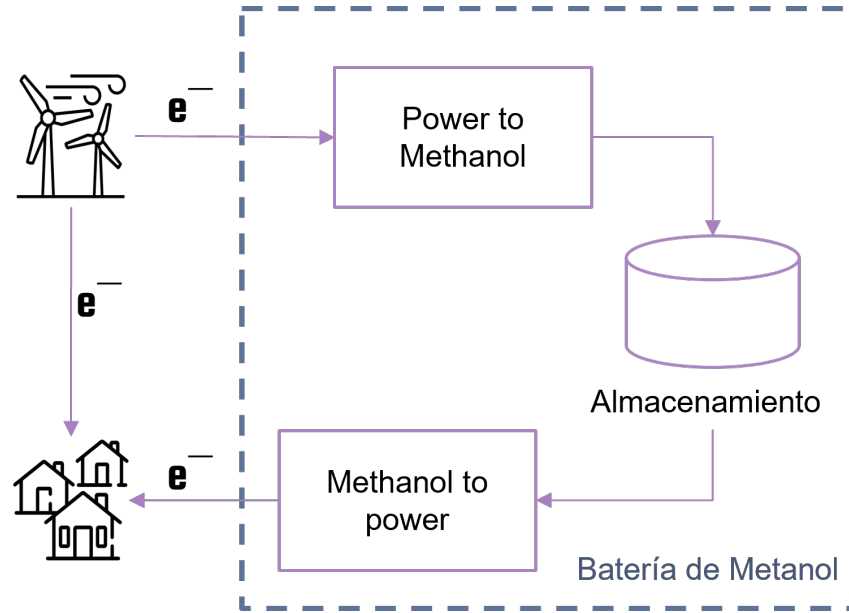


Figura 1.6: Batería de metanol verde para gestión de ERNC

El trabajo de esta memoria se centra en la selección de tecnologías PtM y MtP para desarrollar un análisis de eficiencia y costos de gestión de energía para una central ERNC.

Capítulo 2

Objetivos y Alcances

2.1 Objetivo general

Diseñar y dimensionar una batería de metanol verde acoplada a una central ERNC para su gestión energética.

2.2 Objetivos específicos

- i. Determinar la tecnología de transformación del metanol a energía eléctrica (MtP) que sea técnica y económicamente adecuada para el proceso.
- ii. Definir la capacidad mínima requerida para la tecnología MtP seleccionada.
- iii. Estimar la eficiencia de conversión energética, CAPEX y OPEX asociados.

2.3 Alcances

El presente trabajo de memoria se centra en la tecnología para transformar metanol a energía eléctrica en base a aplicaciones industriales. Por otro lado, se seleccionan las tecnologías de todas las etapas del proceso en base a estudios teóricos de las etapas por separado, al igual que los costos asociados. El análisis económico se limita a los costos capitales y de operación de la propuesta además del costo nivelado de almacenamiento y su comparación con baterías convencionales.

Por otro lado, la fuente de carbono para producir metanol se centra exclusivamente en la utilización de tecnologías para captura directa de aire atmosférico (DAC) e hidrógeno producido a través de electrolisis del agua.

La planta propuesta se ubica en la Región de Magallanes, Chile y gestiona la energía proveniente de una central eólica. Este trabajo, de manera inicial, se centra en el almacenamiento para gestión

a corto plazo, por lo que la capacidad máxima de almacenamiento de metanol es para 24 horas continuas de producción máxima.

Capítulo 3

Marco Teórico

En esta sección se resumen los aspectos teóricos que sustentan el trabajo de memoria. Se enfatiza en formas de almacenamiento de energía eléctrica, el metanol y las tecnologías utilizadas en la planta a desarrollar.

3.1 Aerogeneración

La energía eólica es aquella proveniente de la cinética del viento. El aprovechamiento de esta energía se realiza a partir de aerogeneradores, los cuales se diseñan, construyen y operan con las tecnologías más avanzadas y se conectan, configurando los parques eólicos, a algún tipo de red eléctrica (Gonzalez, 2013).

La potencia eólica (P) disponible a través de una superficie de sección A , perpendicular al flujo de viento de velocidad v y densidad ρ está representado por la Ecuación (3.1) (Gonzalez, 2013).

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (3.1)$$

Los aerogeneradores tienen como objetivo transformar la energía eólica en energía eléctrica de la forma más eficiente posible. Como la potencia del aerogenerador es proporcional al cubo de la velocidad del viento, el incremento o la disminución en la velocidad resulta en un significativo cambio en la potencia generada, acentuando la necesidad de gestionar las variaciones de potencia.

3.2 Desacople de la demanda y oferta de ERNC

Las energías provenientes del sol y del viento, aquellas con mayor potencial de desarrollo en el país, tienen el problema de ser intermitentes, es decir, que el recurso renovable utilizado en la generación eléctrica no es ajustable a la demanda eléctrica, por lo que no es posible mantener

estos sistemas por si solos para satisfacer la demanda (Jijón, 2022). La Figura 3.1 expone lo que sucede en la ciudad de Punta Arenas, Chile, a lo largo del año. La curva de generación eólica varía constantemente día tras día, sin una tendencia clara, mientras que la curva de consumo eléctrico, no presenta variaciones abruptas, pero tiene tendencia al alza en los meses de invierno, lo que coincide, además, con las velocidades de viento más bajas del año en la Región.

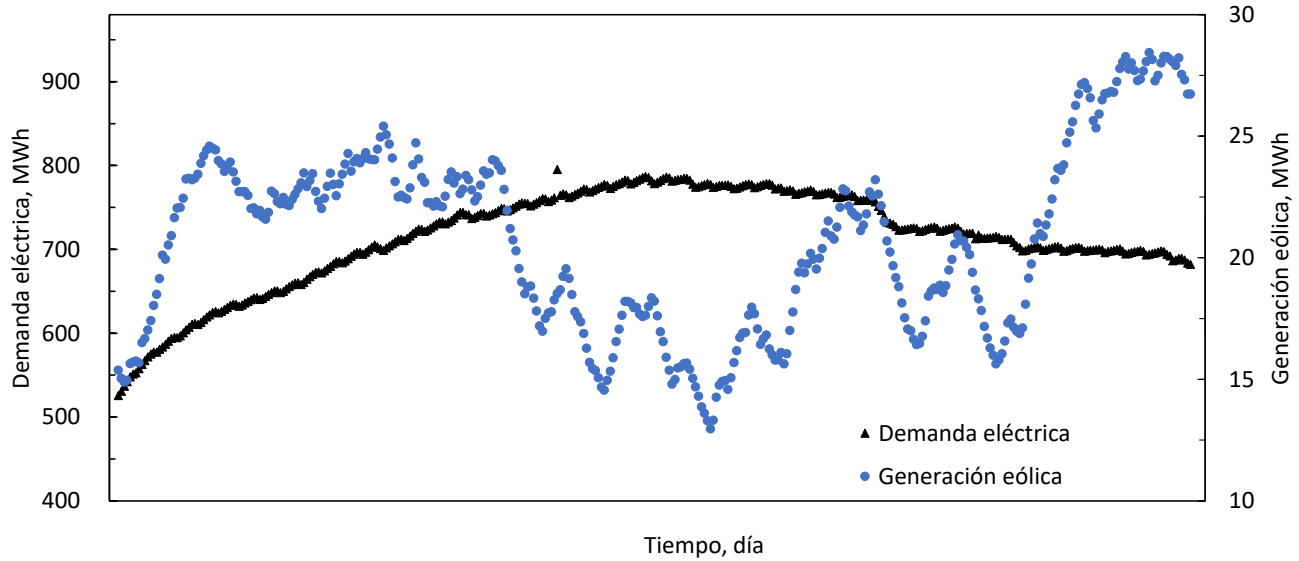


Figura 3.1: Generación eólica y demanda eléctrica durante el año 2018, ciudad de Punta Arenas, Chile (EDELMA, 2019).

En el sistema eléctrico, la demanda y la producción de electricidad deben ser equivalentes, por lo tanto, un sistema de almacenamiento eléctrico permite que la curva de generación de energías renovables se ajuste a la curva demanda real (Jijón, 2022).

3.3 Baterías para almacenamiento de energía

Una batería convierte la energía almacenada en enlaces químicos de un material en energía eléctrica a través de una serie de reacciones de oxidación/reducción; en las cuales un electrón es requerido o producido por la reacción (C.B.Honsberg and S.G.Bowden, 2019). A continuación se describen tipos comunes de baterías químicas.

3.3.1 Baterías de ion litio

En la actualidad, las baterías de ion litio es la tecnología más escogida para, esencialmente, todas las aplicaciones. Su gran éxito se debe a la alta densidad de potencia y de energía, largo ciclo de vida, ser seguras y tener costo decreciente en el tiempo (Armand et al., 2020).

Las características de las baterías de ion litio dependen de la combinación de materiales de los electrodos y de la solución del electrolito utilizado. El cátodo de la batería esta compuesto de oxido de metal de litio, mientras que el ánodo, esta compuesto de litio insertado entre capas de grafito. El electrolito, por su parte, esta compuesto de una solución de sales de litio disueltos en carbonatos orgánicos. Durante la etapa de carga, los iones de litio se mueven desde el electrodo positivo al negativo y son intercalados en las capas de grafito. En la descarga, los iones de litio se trasladan a través del electrólito de vuelta al cátodo y se intercalan en su estructura cristalina (Fuchs et al., 2012).

El desempeño de estas baterías ha ido en constante aumento en la última década, esto debido a la optimización de los materiales de los electrodos, el diseño de las celdas y en el proceso de manufactura. La Tabla 3.1 muestra los indicadores claves de desempeño de las baterías disponibles a nivel comercial en el año 2020 (Armand et al., 2020).

Tabla 3.1: Indicadores de desempeño para baterías de ion litio al 2020 (Armand et al., 2020).

Indicador	Unidad	Valor
Eficiencia	%	75-97
Densidad de energía volumétrica	Wh/L	250-400
Densidad de potencia volumétrica	W/L	1000
Tiempo de vida	Ciclos	5000
Vida útil	años	5 - 15
Costo	EUR/kWh	500-2100

El mercado de estas baterías, las predomina el uso en dispositivos electrónicos portátiles seguido por el transporte terrestre; demandas que seguirán en aumento en las siguientes décadas. Las baterías de ion litio serán utilizadas como unidades de almacenamiento en sistemas de alimentación eléctrica. El aumento de este mercado esta fuertemente relacionado con la creciente dependencia en las ERNC y la reducción de su costo (Zubi et al., 2018).

3.3.2 Batería de flujo redox de vanadio

La batería redox de vanadio (VRFB) es una de las tecnologías de baterías de flujo. Tiene características atractivas que incluyen un diseño de energía y potencia desacoplado, una larga vida útil, bajos costos de mantenimiento, cero contaminación cruzada de especies activas, capacidad de reciclaje y capacidad dependiente del volumen del tanque de solución electrolítica, por lo que puede ser ajustada según los requerimientos de almacenamiento.

La electricidad se produce por reacciones químicas dentro del electrolito. La batería contiene dos tanques de reservas de electrolito separados, las cuales contienen soluciones de vanadio con cuatro estados de oxidación diferentes con el beneficio de tener un único elemento electromotriz.

El electrodo positivo contiene iones VO^{+2} y VO_2^+ mientras que el electrodo negativo contiene iones V^{+2} y V^{+3} . La Figura 3.2 muestra esquemáticamente el funcionamiento de una VRFB. Los electrolitos son almacenados en depósitos, luego transferidos a través de tuberías hacia las medias celdas y finalmente devueltos a los depósitos para su recirculación. Cada media celda consiste en un electrodo con una placa bipolar, donde las especies redox reaccionan en el electrodo y la corriente fluye a través de la placa bipolar. Las dos medias-celdas están separadas por una membrana de intercambio de iones que conduce los iones de vanadio de soporte en el electrolito y evita la transferencia de iones de vanadio redox activos para prevenir la contaminación cruzada. El stack de baterías contiene múltiples celdas dispuestas en un arreglo, y las celdas adyacentes comparten la placa bipolar. El número de celdas determina la potencia nominal de la VRFB (Wang et al., 2023).

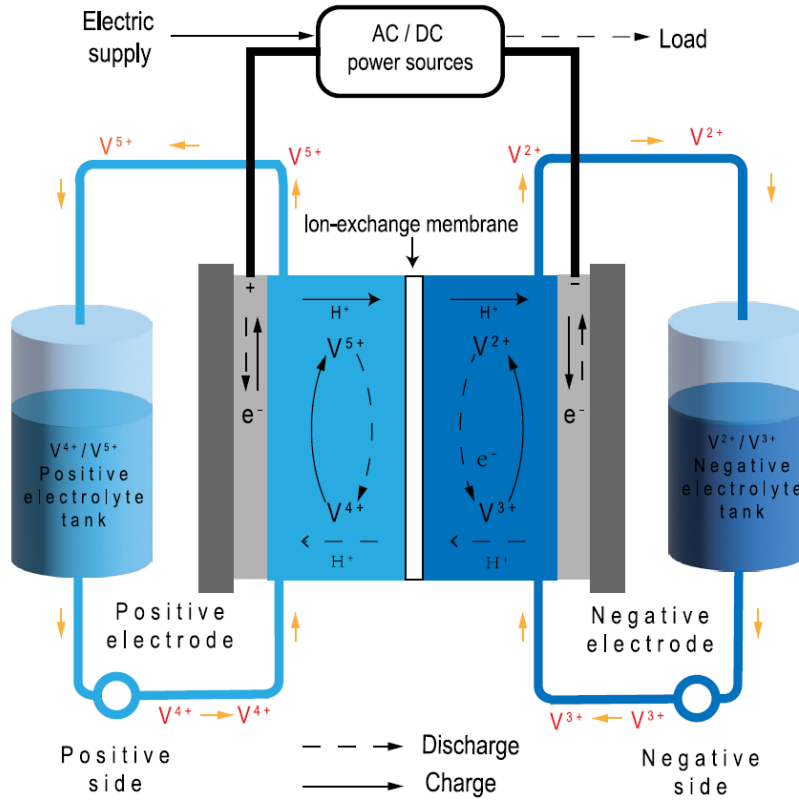
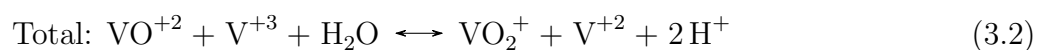
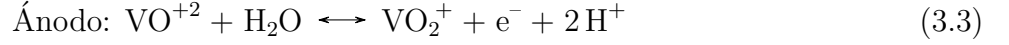


Figura 3.2: Diagrama esquemático del funcionamiento de VRFB (Wang et al., 2023).

Las reacciones electroquímicas que ocurren en la celda se detallan en las ecuaciones (3.2) a (3.4). Las reacciones directas son las asociadas a la carga de la batería y las inversas a la descarga (Wang et al., 2023).





Debido al desempeño de este tipo de baterías (Tabla 3.2), su uso y desarrollo ha aumentado en la última década, en especial para aplicaciones de almacenamiento de energías renovables en micro redes y el suavizado de potencia (Wang et al., 2023).

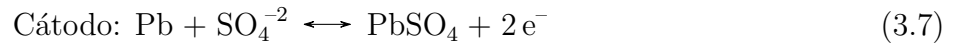
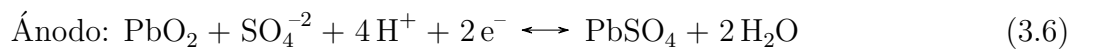
Tabla 3.2: Indicadores de desempeño para baterías de flujo de Vanadio (Wang et al., 2023).

Indicador	unidad	valor
Eficiencia	%	75-90
Densidad de energía volumétrica	Wh/L	18-45
Tiempo de vida	Ciclos	10.000 - 16.000
Vida útil	Años	20-30
Costo	EUR/kWh	130-850

3.3.3 Batería de ácido y plomo

Aunque las baterías de plomo-ácido presentan una baja densidad de energía, una eficiencia moderada y altos requerimientos de mantenimiento, también ofrecen una larga vida útil y costos bajos en comparación con otros tipos de baterías. Una de sus ventajas más destacadas es su amplio uso en diversas aplicaciones de baterías recargables, como el arranque de motores de automóviles, lo que ha contribuido a establecer una base tecnológica sólida y madura para ellas (C.B.Honsberg and S.G.Bowden, 2019).

Una batería de plomo-ácido consta de un electrodo negativo hecho de plomo esponjoso o poroso y un electrodo positivo compuesto de óxido de plomo. Ambos electrodos están sumergidos en una solución electrolítica de ácido sulfúrico y agua, separados por una membrana eléctricamente aislante pero químicamente permeable. Las reacciones químicas que suceden en la batería se muestran a en las ecuaciones (3.5) a (3.79, donde la reacción directa es la descarga y la inversa es la carga (C.B.Honsberg and S.G.Bowden, 2019).



Las baterías de ácido plomo se pueden encontrar en una amplia variedad de aplicaciones,

incluyendo el almacenamiento de energía en pequeña escala, el encendido y la iluminación de los automóviles, así como sistemas de energía a gran escala (Enos, 2014). Los indicadores de desempeño habituales para estas baterías se muestran en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Indicadores de desempeño para baterías de ácido y plomo (Wang et al., 2023)

Indicador	unidad	valor
Eficiencia	%	63-90
Densidad de energía volumétrica	Wh/L	25-90
Tiempo de vida	Ciclos	250 - 2000
Vida útil	Años	2-15
Costo	EUR/kWh	40-170

3.3.4 Baterías de ion sodio

Desde 2010, las baterías de iones de sodio han recuperado la atención de institutos de investigación por su potencial bajo costo. El sodio se encuentra en gran abundancia y está distribuido por todo el mundo sin ninguna limitación geográfica. El desarrollo de las baterías de iones de sodio puede evitar el problema causado por la escasez de recursos del litio. Por lo tanto, las baterías de iones de sodio se consideran una tecnología transformativa en el campo del almacenamiento de energía a gran escala haciendo su perspectiva de industrialización optimista. Las baterías de iones de sodio han experimentado un gran avance en densidad energética y presentan las ventajas de un menor costo, rendimiento superior de carga rápida, rendimiento a baja temperatura y seguras (Yu et al., 2023).

La Figura 3.3 presenta esquemáticamente el funcionamiento de la batería de ion sodio (Abraham, 2020). El principio de funcionamiento es similar la batería de ion litio; en el proceso de carga, los iones de sodio se remueven desde el cátodo, se transfieren por el electrolito y se incrustan en el ánodo. Los electrones se transfieren por un circuito externo para mantener el balance de cargas del sistema. El proceso de descarga es lo opuesto. Las ecuaciones (3.8) a (3.10) representan las reacciones electroquímicas en la batería de ion sodio, donde la reacción directa es la carga y la inversa la descarga (Yu et al., 2023).

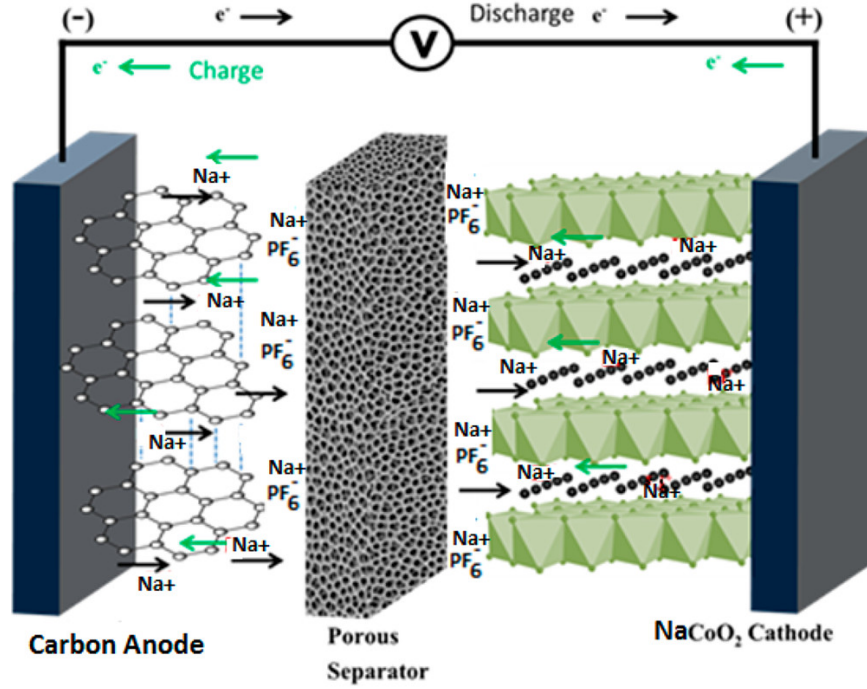
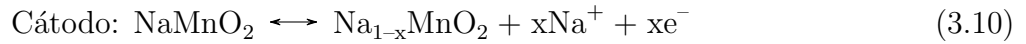
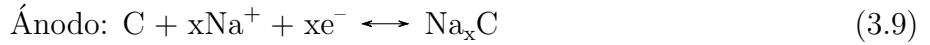
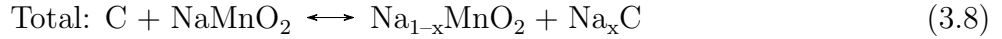


Figura 3.3: Diagrama esquemático del funcionamiento de baterías de ion sodio (Abraham, 2020).



El material de los electrodos son el factor decisivo, ya que determinan el rendimiento total de la batería. Los materiales del cátodo que tienen perspectiva de industrialización de forma inicial son óxidos de metales de transición, polianiones y análogos de azul de Prusia. Los principales materiales del ánodo son el carbono, titanio y materiales orgánicos, de ellos, los materiales basados en carbono son los que tienen un mayor potencial de aplicación práctica (Yu et al., 2023).

Las batería de ion sodio es una tecnología en desarrollo, cuya mayor ventaja es su sostenibilidad, puesto que, con ánodos sin carbono y cátodos sin cobalto es una alternativa sostenible y de bajo costo comparado a las baterías de ion litio. Se requiere de la búsqueda de materiales adecuados para la desincrustación estable de iones de sodio para avanzar en la puesta en práctica de las baterías de iones de sodio (Abraham, 2020).

3.4 Metanol como vector energético

En la búsqueda de un sistema de almacenamiento sostenible a gran escala, se reconoce al enlace químico como un sistema de almacenamiento de energía potente. En este contexto, el hidrógeno es un tópico recurrente, pero tiene problemas asociados a la baja densidad de energía volumétrica y dificultad para ser almacenado y transportado (Räuchle et al., 2016).

El metanol, aparte de ser utilizado en los sectores de transporte y químico, se ha discutido en la literatura como un vector energético líquido (Schorn et al., 2021). Es un fuente de energía limpia y sustentable que puede ser producido desde diferentes fuentes, tradicionales o renovables: gas natural, carbón, biomasa, gases de vertederos y emisiones de plantas industriales (Bozzano and Manenti, 2016). Por eso, en esta sección, se discuten las propiedades del metanol, su forma de almacenamiento y su producción a través del método convencional.

3.4.1 Propiedades físicas y químicas

El metanol es el alcohol más simple existente, es un líquido liviano, volátil, incoloro, inflamable y con un olor distintivo. En términos de propiedades, el metanol es un líquido biodegradable a temperatura ambiente, el cual tiene casi la mitad del contenido energético del Diesel, se quema con llama invisible y es compatible con la infraestructura del Diesel y el fuel oil existente. Sin embargo, como es un líquido que conduce electricidad, es más corrosivo que otros tipos de combustibles líquidos. Por otro lado, el metanol tiene mayor densidad energética por unidad de volumen al compararlo con otros portadores de energías como el hidrógeno o las baterías de ion litio (LLC., 2017). Las propiedades físico-químicas del metanol se detallan en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Propiedades físico-químicas del metanol (Othmer, 2005)

Propiedad	Valor	Unidad
Peso molecular	32,04	g/mol
Densidad (25°C)	0,7866	g/ml
Punto de ebullición	64,7	°C
Presión de vapor (25°C)	16,96	kPa
Calor de combustión (65°C)	22.662	kJ/kg
Temperatura de autoignición	464	°C
Flash point	11	°C
Calor específico vapor (25°C)	1,370	kJ/kg·K
Calor específico líquido (25°C)	2,533	kJ/kg·K

3.4.2 Almacenamiento y seguridad

El metanol es un líquido estable bajo condiciones normales de almacenamiento pero puede reaccionar violentamente con agentes oxidantes. El almacenamiento se debe realizar en estanque de acero al carbón o acero inoxidable ya que puede reaccionar con elementos como zinc, cobre, magnesio o aluminio. Por esto el material de las juntas también debe ser escogido cuidadosamente, además de que algunos elastómeros se hinchan y deterioran en contacto con metanol. Similarmente, el uso de plásticos no es recomendado, debido a su permeabilidad y al peligro de disolución de los plastificantes. Tanto los tanques de techo flotante como los de techo fijo se utilizan para el almacenamiento a gran escala (Othmer, 2005).

El mayor peligro relacionado a la manipulación de este químico es el riesgo de una explosión o incendio, por esto, se deben tomar las precauciones para almacenar y manipular líquidos inflamables, como barreras de contención y provisiones para combatir el fuego. Para fuegos de pequeña escala, agua o agentes químicos de extinción son adecuados, por el contrario si el fuego es de gran escala, se puede requerir espumas resistente a alcoholes. La señalética específica por ser un líquido inflamable se muestra en la Figura 3.4.a, además, según la norma NCh1411/4, su nivel de inflamabilidad se clasifica en 3 (Figura 3.4.b.) (Spa, 2017).

El personal involucrado en la manipulación del metanol requieren el uso de protección para ojos y piel, ya que tiene propiedades irritantes, además es toxico si se ingiere, dependiendo la dosis puede ser fatal. El vapor puede causar irritación en los ojos y el tracto respiratorio, náuseas, dolor de cabeza y mareos (Othmer, 2005). Según la norma NCh1411/4, su nivel de riesgo a la salud es 1 (Figura 3.4.b.) (Spa, 2017).

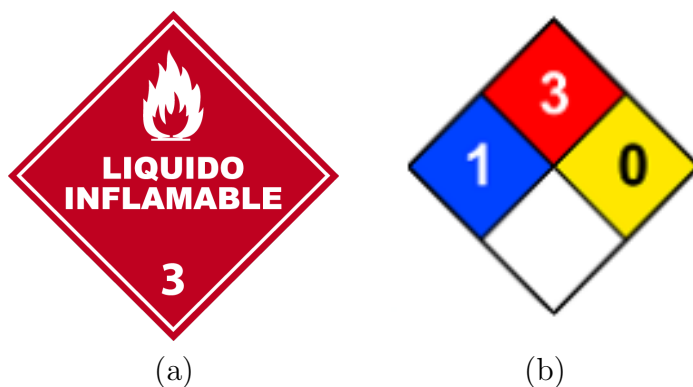


Figura 3.4: Señales de seguridad para metanol. (a) Señalética específica para líquido inflamable. (b) Rombo seguridad según NCh1411/4. (Spa, 2017).

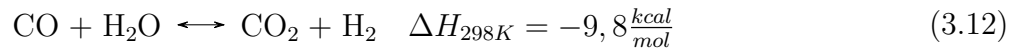
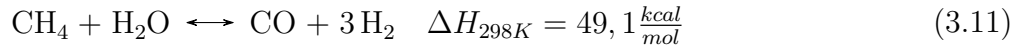
3.4.3 Producción convencional de metanol

La producción industrial por vía tradicional de metanol consta de tres pasos fundamentales (Bozzano and Manenti, 2016):

- i. Producción de gas de síntesis
- ii. Conversión del gas de síntesis en Metanol
- iii. Destilación del effluente del reactor.

El gas de síntesis es una mezcla de H_2 , CO , CO_2 y CH_4 , el cual es actualmente producido, a partir del gas natural. Sin embargo, puede producirse a través de la reformación o la oxidación parcial de diferentes compuestos con base de carbonos como por ejemplo, el petróleo, carbón, asfalto, biogas, entre otros. Al 2019, el 65% del metanol se produce a partir de gas natural (Bozzano and Manenti, 2016).

La tecnología más común utilizada para la producción del gas de síntesis es un proceso altamente endotérmico conocido como reformación con vapor de metano, donde las temperaturas y las presiones de operación están en el rango de 800-1000°C y 20-30 bar respectivamente. Los productos CO y H_2 son producidos en conjunto con CO_2 según las siguientes ecuaciones (3.11) y (3.12) (Bozzano and Manenti, 2016):



La reacción para producir el gas de síntesis (Ecuación (3.11)) se ve favorecida por las altas temperaturas y las bajas presiones; incluso aumentar la temperatura del proceso reduce la importancia de la reacción secundaria (Ecuación (3.12)) promoviendo la generación de CO y H_2 . El calor se entrega al sistema por la combustión de una parte del metano que alimenta al reactor (Bozzano and Manenti, 2016).

Los puntos dos y tres de la producción de metanol por vía tradicional se detalla en sección 3.8 más adelante.

3.5 Producción renovable de metanol (PtM)

Una de las mayores ventajas que tiene el metanol, es que puede ser obtenido a partir de fuentes completamente renovables, el cual se denomina metanol verde. Este es producido a partir de hidrógeno proveniente de fuentes de energías renovables y dióxido de carbono capturado desde el aire o desde industrias emisoras (Kotowicz et al., 2022). Como se mencionó previamente, las

energías renovables son intermitentes por lo que necesitan almacenamiento, siendo el metanol verde una posibilidad para almacenar la energía no inyectada a la red eléctrica. Esto además permite darle un valor agregado al CO_2 emitido a la atmósfera (Matzen et al., 2015).

La energía renovable sobregenerada (ver sección 3.2) es aquella que alimenta el electrolizador, el cual produce H_2 y O_2 a partir de agua y electricidad. El hidrógeno se comprime en conjunto con dióxido de carbono para producir metanol en un reactor catalítico, el cual debe ser purificado de forma posterior y finalmente almacenado en forma líquida (Matzen et al., 2015). El proceso se ejemplifica a través de un diagrama de flujo en la Figura 3.5.

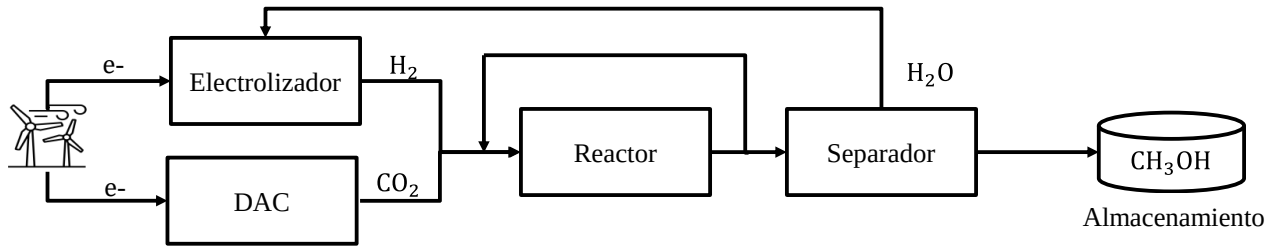


Figura 3.5: Diagrama de caja para PtM.

Existen diferentes fuentes y tecnologías que permiten capturar y utilizar el CO_2 requerido, las cuales se dividen en tres diferentes rutas: captura atmosférica, captura post combustión y captura pre combustión (Garcia et al., 2022). Más adelante, en la sección 3.7 se describe la tecnología para la captura de carbono atmosférico que será utilizada para el diseño de planta.

Al 2021, la producción mundial de metanol verde es marginal, alcanzando menos del 0,2 Mton al año (0,2% de la producción total) y proviene principalmente de la gasificación de biomasa (Sollai et al., 2023). En los próximos cinco años, se prevé que la capacidad de las plantas renovables individuales aumente significativamente, pasando de producir entre 5000 a 10.000 toneladas métricas de metanol al año, a alcanzar niveles de 50.000 a 250.000 toneladas métricas anuales o incluso más. Este crecimiento se verá impulsado por los avances tecnológicos constantes y el aumento de las subvenciones y apoyos gubernamentales en el sector de energías renovables (Institute, 2023). En la Figura 3.6 se presenta la estimación de producción de metanol verde al 2027.

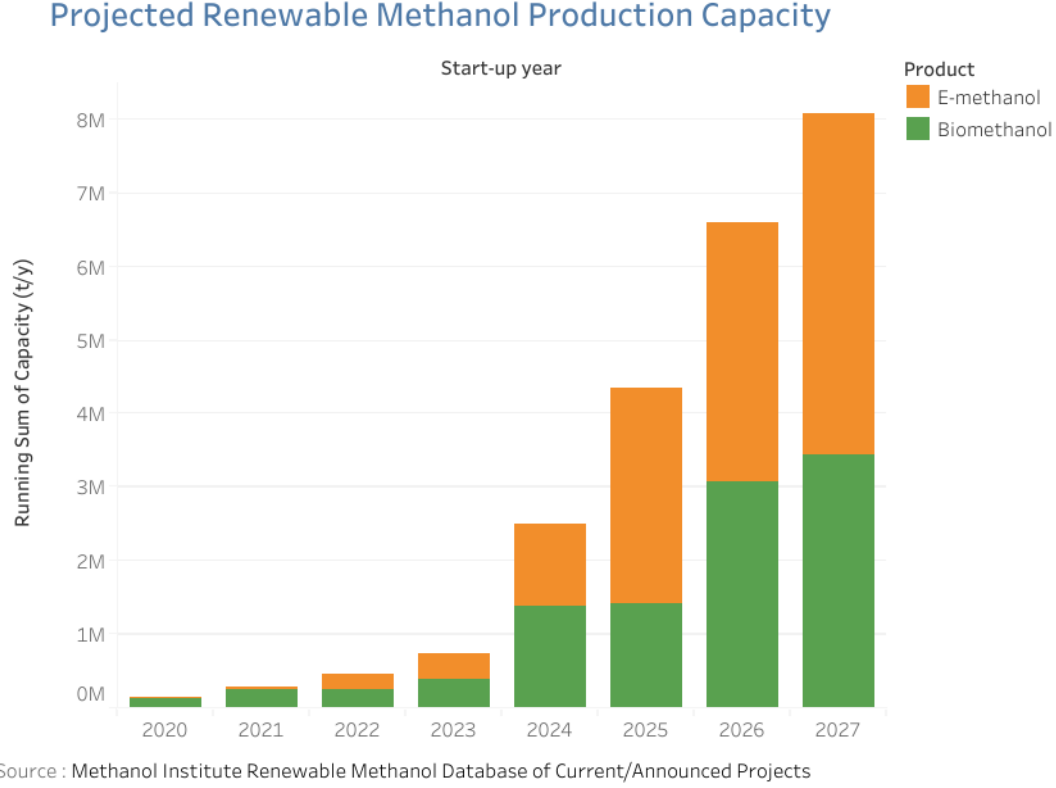


Figura 3.6: Capacidad de producción de metanol renovable en los siguientes años (Institute, 2023).

La planta George Olah, ubicada en Islandia, fue la primera planta a nivel industrial en producir metanol a partir de CO₂ emitido por una planta energética geotérmica e hidrógeno verde. Actualmente produce 4000 toneladas al año de metanol (International, 2023).

En el año 2021, Chile, aprovechando su vasto potencial en energías renovables, marcó un hito al inaugurar la primera planta de producción de metanol verde en la Región de Magallanes, Haru Oni. Esta innovadora planta utiliza CO₂ atmosférico y la energía generada a partir del viento para producir metanol verde. En diciembre de 2022 produjeron los primeros litros de combustibles verdes. La planta proyecta producir 350 toneladas de metanol verde al año (Global, 2022).

3.6 Electrolisis del agua

La electrolisis del agua se basa en la reacción electroquímica de separación de la molécula de agua en moléculas de hidrógeno y oxígeno mediante el suministro de electricidad y calor según la Ecuación (3.13). La producción volumétrica de oxígeno corresponde a la mitad de la producción de hidrógeno (Buttler and Spliethoff, 2018).



La producción renovable de hidrógeno utiliza la electricidad de las energías renovables para alimentar un electrolizador, equipo donde ocurre la separación de la molécula de agua. Un electrolizador es una celda electrolítica compuesta de dos electrodos (ánodo y cátodo), un electrolito y una membrana separadora. Los electrodos están sumergidos en una disolución acuosa conductora denominada electrolito, el cual permite el movimiento de iones de la disolución desde un electrodo hacia otro, pero impide el paso de electrones por medio de un separador dieléctrico. Los electrodos se polarizan utilizando corriente continua, por lo que los iones disueltos en el electrolito se dirigen hacia el electrodo de carga opuesta, donde experimentan una reacción electroquímica (Molina et al., 2021).

Los electrolizadores más comunes son el de membrana de intercambio protónico (PEM), electrolizador de agua alcalino (AWE), membrana alcalina de intercambio aniónico (AEM) y electrolizador de óxido sólido (SOE). Las principales diferencias se deben a las reacciones que ocurren en las celdas y por lo tanto, las cargas transferidas. La Figura 3.7 muestra esquemáticamente el funcionamiento de los diferentes electrolizadores, mientras que la Tabla 3.5 muestra los puntos principales que distinguen a cada tecnología (Nasser et al., 2022).

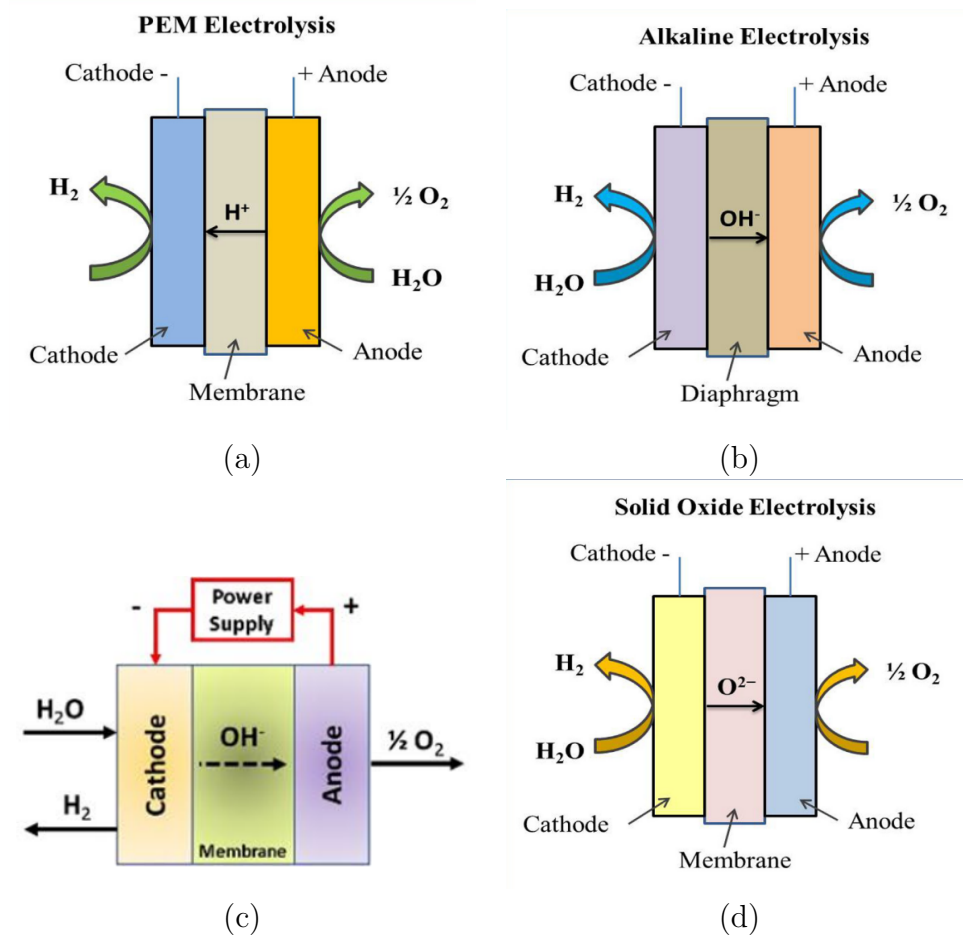


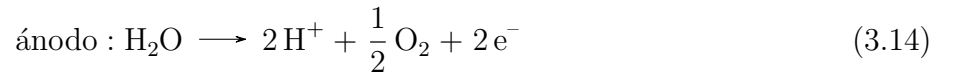
Figura 3.7: Esquemas del funcionamiento de electrolizadores, (a) PEM, (b) AWE, (c) AEM y (d) SOE (Nasser et al., 2022; Buttler and Spliethoff, 2018).

Tabla 3.5: Comparación tecnologías de electrolizadores (Nasser et al., 2022).

Especificación	PEM	AWE	AEM	SOE
Madurez	Comercial	Comercial	Comercial	Comercial
Portador de carga	H ⁺	OH ⁻	OH ⁻	inicial O ⁻²
Electrolito	Polímero sólido	Solución acuosa KOH/NaOH	Polímero sólido	Cerámica sólida
Temperatura de operación, °C	70-90	65-100	50-70	650-1000
Presión de operación, bar	15-30	2-10	<35	<30
Eficiencia (HVV)	67-84%	62-82%	-	~90%
Voltaje de Celda, V	1,8-2,4	1,8-2,4	~1,85	0,95-1,30
Densidad de corriente, A/cm ²	0,6-2	0,2-0,4	0,1-0,5	0,3-1
Vida útil, h	<40.000	<90.000	>10.000	<40.000
Consumo de energía, kWh/Nm ³	4,5-7,5	4,5-7	~4,8	2,3-3,5

El electrolizador PEM es uno de los métodos más favorables para la conversión de energía renovable a hidrógeno de alta pureza. En este trabajo se considera este tipo de electrolizador, por lo que se describe con más detalle a continuación.

El mecanismo del electrolizador PEM es separar el agua en el ánodo para producir O₂, protones H⁺ y electrones. Los protones se transportan hacia el cátodo a través de la membrana, mientras que los electrones se mueven desde el ánodo por un circuito externo, el cual entrega el voltaje de celda para la reacción. En el cátodo, los protones y electrones se recombinan para producir H₂. Las reacciones que ocurren se detallan en las ecuaciones (3.14) y (3.15) (Kumar and Himabindu, 2019).



El electrolizador PEM tiene como ventaja el ser de diseño simple y compacto, rápido comienzo y respuesta, además de entregar hidrógeno de alta pureza y ser apropiado para fluctuaciones en la alimentación. Como desventaja se encuentra el uso de metales nobles, alto costo de las membranas y baja durabilidad (Nasser et al., 2022).

3.7 Captura directa de aire (DAC): sorbente de amina sólida a bajas temperaturas

Una de las grandes ventajas que tiene la producción de metanol verde es el poder utilizar CO_2 , reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero emitidas al ambiente. La absorción directa de CO_2 desde el aire (DAC) ha sido investigada hace más de medio siglo. La captura se puede realizar mediante tres enfoques principales: la captura orgánica, la producción de carbonatos metálicos y el uso de sorbentes (Koytsoumpa et al., 2018).

La tecnología de adsorción de CO_2 recibe más atención debido a su potencial de disminución en el consumo de energía (Koytsoumpa et al., 2018). En cualquier proceso de adsorción, las moléculas que están presentes en una mezcla gaseosa son separadas selectivamente. Esto ocurre al unirse con el adsorbente o al adherirse a una matriz sólida mediante fuerzas intermoleculares débiles, conocidas como quimisorción o fisisorción, respectivamente (Ünveren et al., 2017).

Las aminas son reconocidas por su habilidad de adsorber las moléculas de CO_2 a concentraciones diluidas. La adsorción de carbonos a través de sorbentes de aminas ocurre en una sola unidad, en la cual ocurre la adsorción y la desorción, una tras de la otra. La adsorción implica una reacción entre la molécula ácida de CO_2 y los sitios activos básicos modificados de la amina (Ünveren et al., 2017). En la primera etapa, el sistema se abre, el aire ambiental entra de forma natural o con la ayuda de turbinas. A temperatura ambiente, el CO_2 se adhiere químicamente al filtro, mientras que el aire carente de CO_2 deja el sistema. Esta etapa finaliza cuando el sorbente está saturado de CO_2 . En la siguiente etapa, se cierran los ventiladores de entrada para comenzar la regeneración, al calentar el sistema a su temperatura de operación. El CO_2 liberado se colecta y transporta fuera del sistema para su utilización. Para comenzar otro ciclo, el sistema debe volver a las condiciones ambientales. El sorbente utilizado determina las condiciones específicas de los ciclos. La Figura 3.8 muestra de forma gráfica las etapas de adsorción y desorción (Fasihi et al., 2019).

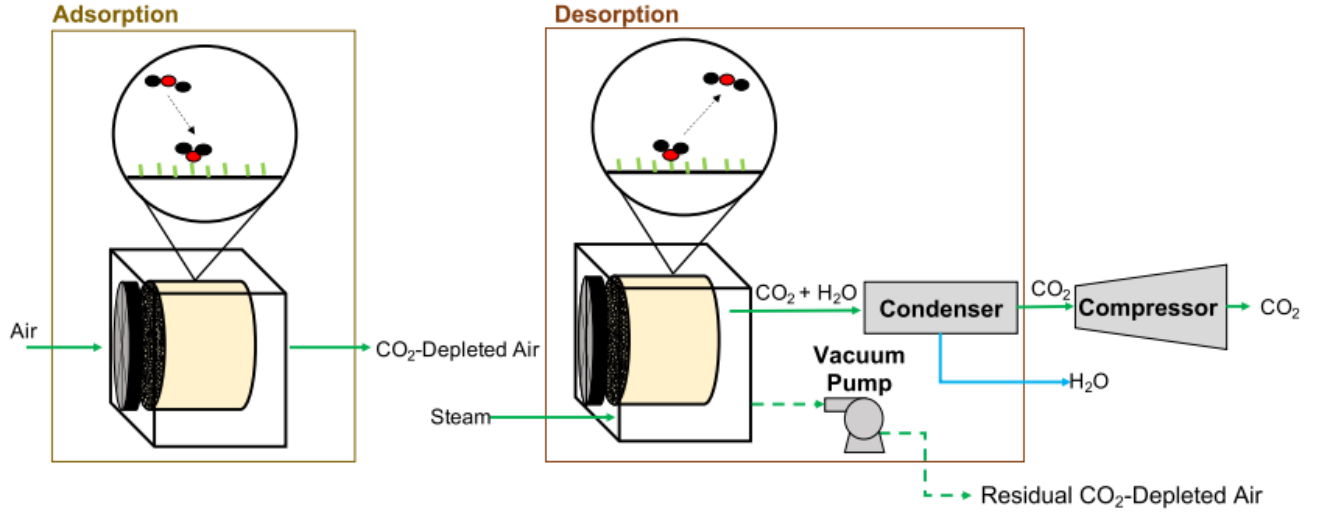
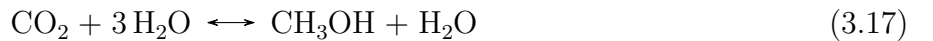


Figura 3.8: Etapa de adsorción y desorción en sistema DAC (Fasihi et al., 2019).

3.8 Síntesis de metanol

La generación de metanol producido tanto por vía tradicional (3.4.3) como de forma renovable se realiza bajo un catalizador de aluminio, cobre y zinc; a bajas presiones (50-100 bar) y temperaturas en un rango de 210-300°C (Othmer, 2005; Sollai et al., 2023). La producción de metanol está dominada por dos procesos patentados por las compañías Johnson Matthey (Ex Syntex, ICI company) y Lurgi (ahora parte de Air Liquide). Las reacciones involucradas en la generación de metanol se detallan en las ecuaciones (3.16) a (3.18). El metanol verde tiene como reacción principal la hidrogenación de CO₂ (Ecuación (3.17)), mientras que la reacción principal para la producción por vía tradicional es la hidrogenación de CO (Ecuación (3.16)) (Bozzano and Manenti, 2016; Sollai et al., 2023).



El convertidor ICI es el más utilizado actualmente en la industria, el cual consiste en un reactor de múltiples lechos adiabáticos instalados en series dentro de una coraza que opera entre 50-100 bar y 270 °C. El catalizador de lecho fijo consiste en Cu/Zn/Al₂O₃, mientras que el gas de enfriamiento se inyecta a los lechos a través de distribuidores. La configuración simple y confiable permite obtener productividades cercanas a las 3000 toneladas diarias (Bozzano and Manenti,

2016).

El reactor de Lurgi es el segundo método más utilizado para la producción de metanol. Este consiste en un reactor isotérmico de tubos y coraza, donde el catalizador se carga dentro de los tubos mientras el agua de enfriamiento fluye por la coraza. Las condiciones de operación típicas están en el rango de los 50-100 bar y temperaturas que van de los 230-265°C. La productividad de este reactor puede alcanzar las 1400 toneladas diarias (Spath and Dayton, 2003).

Finalmente, la última etapa para la producción de metanol es la purificación, ya que el metanol viene mezclado con agua y otras impurezas. Las características del tren de destilación depende de la pureza que se quiere alcanzar dependiendo el uso que se le quiera dar al metanol (Bozzano and Manenti, 2016). Los gases que no reaccionan son recirculados al reactor para poder mejorar la eficiencia del proceso. El metanol se almacena de forma líquida a presión y temperatura ambiente (Yousaf et al., 2022).

La eficiencia de conversión se maximiza cuando la reacción de hidrogenación de CO₂ opera con un radio estequiométrico óptimo, M=2 (para producir metanol verde), con M definido en la Ecuación (3.19) (Sollai et al., 2023).

$$M = \frac{[H_2] - [CO_2]}{[CO] + [CO_2]} \quad (3.19)$$

3.9 Transformación de metanol a energía eléctrica (MtP)

En los últimos años, el metanol ha experimentado un crecimiento significativo en su uso para aplicaciones energéticas, con una producción anual de aproximadamente 20 millones de toneladas destinadas a su utilización como combustible o como componente de mezclas de combustibles. Esta cifra continúa en aumento de manera progresiva año tras año (Verhelst et al., 2019).

El metanol tiene atributos deseables que lo convierten en un excelente combustible para motores de combustión y celdas de combustible. En las que se incluye el alto calor de vaporización, alta energía específica, baja temperatura de combustión, entre otros. En la Tabla 3.6 se muestran algunas de las propiedades físico-químicas más importantes del metanol y otros combustibles. Además, una de las características más importantes es que es un líquido a CNPT, lo que lo hace fácil de almacenar y transportar (Verhelst et al., 2019). Por otro lado, el uso de metanol verde al compararlo con combustibles fósiles, disminuye las emisiones de dióxido de carbono en un 95%, reduce las emisiones de óxido de nitrógeno en un 80%, elimina por completo las emisiones de óxidos de azufre y prácticamente todo el material particulado (Institute, 2023).

Tabla 3.6: Propiedades físico-químicas del metanol y otros combustibles (Verhelst et al., 2019).

Propiedad	Unidad	Metanol	Etanol	Gasolina	Metano	Hidrógeno
Densidad (CNPT)	kg/m ³	792	789	740	0,65	0,08
Punto ebullición (1 bar)	°C	65	79	25-215	-161,5	-253
Calor de vaporización	kJ/kg	1100	838	180-350	510	461
Contenido de hidrógeno	%masa	12,58	13,13	14	25,13	100
Densidad energética	MJ/m ³	15.871	21.291	31.746	32,5	9,6
HHV	MJ/kg	22,88	29,85	48	55	142
LHV	MJ/kg	20,09	26,95	42,9	50	120
Flash Point	°C	12	13	-40 °C	-188 °C	-

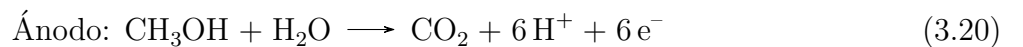
En las siguientes secciones se estudian los equipos en los cuales se utiliza metanol para la producción de energía eléctrica.

3.9.1 Celda de combustible de metanol directo

Una celda de combustible utiliza la energía química de los combustibles para producir electricidad a partir de reacciones electroquímicas. Las pilas de combustible destacan por la diversidad de sus posibles aplicaciones, ya que tienen la capacidad de emplear una amplia variedad de combustibles y materias primas. Además, pueden abastecer de energía a sistemas de gran envergadura, como centrales eléctricas para el público en general, así como sistemas de pequeño tamaño, como ordenadores portátiles (Energy.gon, 2023).

Las pilas de combustible presentan varias ventajas sobre las tecnologías convencionales basadas en la combustión, que se utilizan actualmente en muchas centrales eléctricas y vehículos. Además, pueden operar con eficiencias superiores a las de los motores de combustión, y pueden convertir directamente la energía química del combustible en energía eléctrica, con eficiencias capaces de superar el 60% y sin parte móviles (Energy.gon, 2023).

En la celda de combustible de metanol directo (DMFC), el combustible se inyecta de forma directa al ánodo en la cual ocurre la reacción de oxidación, mientras que el aire o oxígeno ingresa al cátodo para la reacción de reducción. Los iones cargados pasan a través del electrolito, mientras que los electrones se transportan por un circuito externo. En el ánodo siempre existen productos secundarios debido a la oxidación incompleta del metanol, mientras que en el cátodo, el residuo será mayoritariamente agua. La reacción electroquímica total que ocurre en la celda se define en la Ecuación (3.22), mientras que en la Figura 3.9 se muestra el diagrama de la operación general de la celda (Ong et al., 2017).



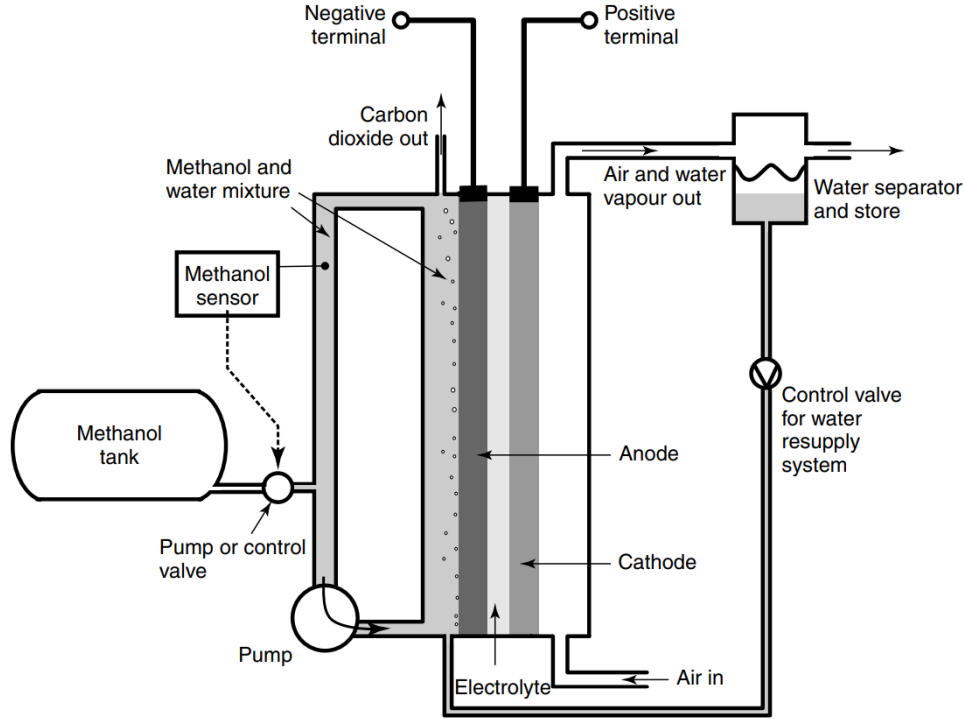
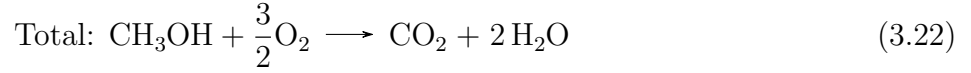
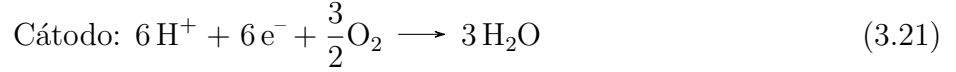


Figura 3.9: Diagrama general de la operación de DMFC (Ong et al., 2017).

Se espera que una celda de combustible de metanol directo tenga un voltaje de circuito abierto de 1.213 V bajo condiciones ideales. Sin embargo, la eficiencia real de la celda de combustible está controlada por las limitaciones cinéticas de la reacción electroquímica.

Las celdas de combustible de metanol se clasifican en celdas alcalinas o ácidas. En la Tabla 3.7 se muestran las ventajas y desventajas de ambas tecnologías (Ong et al., 2017)

Tabla 3.7: Ventajas y desventajas de los tipos de DLFC (Ong et al., 2017).

Tipo de Celda	Electrolito	Ventajas	Desventajas
Ácida	PEM	Alta densidad energética	Mayor permeabilidad de metanol
		Rápida puesta en marcha	
Alcalina	AEM	Menos sensible a los contaminantes	Formación de carbonatos
		Alta conductividad de iones	
		Catalizadores bajo costo	
Alcalina	AEM	Baja permeabilidad de metanol	Sensible a contaminante
		Mayor rendimiento de ORR	
Alcalina	AEM	Mayor rendimiento de ORR	Baja conductividad de iones

Las celdas de combustible de metanol aun están en etapas de desarrollo para aplicaciones en gran escala, esto debido a problemas de durabilidad, altos costos asociados a los materiales, la actividad de los catalizadores y problemas en la gestión térmica, ya que cerca del 75% de la energía producida es calor residual. La investigación y desarrollo de nuevas membranas de intercambio protónico es conocida por ser uno de los objetivos más desafiantes en lo que respecta a la tecnología de DMFC. El material de las membranas actuales, genera el cruce del metanol desde el ánodo, hacia el cátodo. Esto provoca que la eficiencia de la celda disminuya hasta en un 35% (Alias et al., 2020).

Aparte de las ventajas que tiene el metanol como combustible frente al hidrógeno, la DMFC tiene una eficiencia teórica de un 93% (Vasco S. Silva and Nunes, 2005), superando la celda de hidrógeno, cuya eficiencia teórica es de un 83% (Harrison et al., 2010); por lo que su desarrollo sería un avance para reemplazar los procesos de combustión convencionales (Vasco S. Silva and Nunes, 2005).

3.9.2 Turbina de gas

Una turbina de gas es un tipo de motor de combustión interna que tiene la capacidad de transformar la energía química de los combustibles líquidos en energía mecánica. Posteriormente, esta energía es utilizada para impulsar un generador que se encarga de producir energía eléctrica. La Figura 3.10 muestra una turbina para generación eléctrica y sus partes principales (GE, 2023).

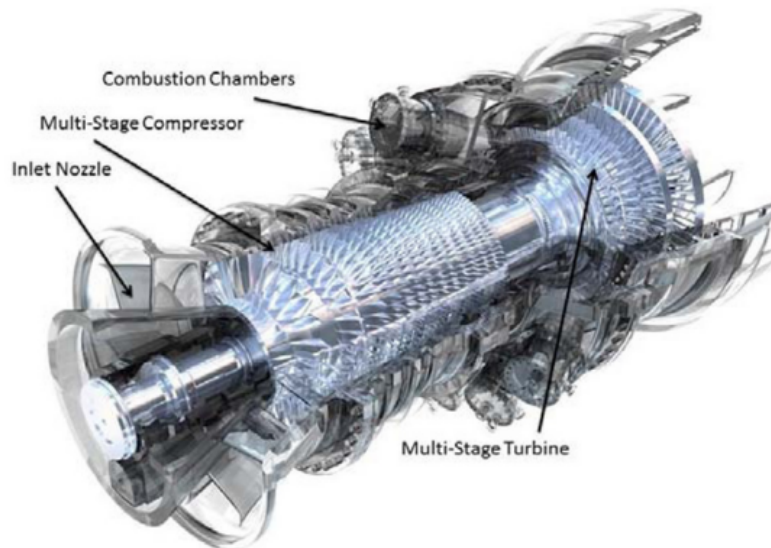


Figura 3.10: Turbina de gas de General Electric y sus componentes principales (Schobeiri, 2018).

La operación de la turbina de gas comienza cuando el aire proveniente del entorno ingresa a la tobera de entrada (Inlet Nozzle, Figura 3.10), donde su presión total se convierte parcialmente

en energía cinética. Después de pasar por la entrada, el aire entra en un compresor de varias etapas (Multi stage compressor, Figura 3.10), donde su presión total aumenta continuamente hasta alcanzar la relación de presión de diseño en la salida del compresor. El aumento de la presión total se logra suministrando energía mecánica a través de la turbina. En este caso, se produce una conversión parcial de energía mecánica en energía potencial. Luego, el aire entra en la cámara de combustión (combustion chamber Figura 3.10), donde se agrega combustible, y, mediante un proceso de combustión intensiva, la energía química del combustible se convierte en energía térmica. El gas de combustión resultante ingresa a una turbina de varias etapas (Multi-Stage turbine, Figura 3.10), donde su energía total se convierte, en gran medida, en energía mecánica. El proceso de conversión de energía continúa en el difusor de salida donde la energía cinética del gas que sale se convierte parcialmente en energía potencial. El proceso de conversión de energía que ocurre en los componentes individuales siempre está asociado con ciertas pérdidas de presión total que provocan un aumento de la entropía y, como resultado, una disminución de la eficiencia (Schobeiri, 2018).

El uso del metanol como combustible para motores estacionarios ha sido previamente investigado por General Electric. El resultado general fue que el metanol puede ser utilizado exitosamente, con solo modificaciones menores en la maquinaria estándar, esto debido a las diferencias en las características del metanol en comparación con otros combustibles líquidos (Tabla 3.6). General Electric considera que el metanol es un combustible superior para turbinas, con la promesa de bajas emisiones, una excelente eficiencia térmica y una alta potencia de salida. El sistema de combustible de la turbina de gas debe ser modificado para adaptarse al mayor flujo másico y volumétrico del metanol (en comparación con el gas natural o el Diesel). Por otra parte, el bajo punto de inflamación del metanol hace necesaria la protección contra explosiones (GE, 2001).

3.9.3 MtP: experiencia industrial

La experiencia comercial con el uso de metanol para la generación eléctrica es limitada, pero prometedora. En 2014, Israel Electric Company y DOR Chemicals llevaron a cabo una modernización en una de sus planta de energía para la reducción de emisiones contaminantes. La planta utilizaba una turbina de gas de 50 MW, en base a fuel oil #2, combustible que fue reemplazado por metanol. Desde la transición, la planta ha operado de manera similar a cuando empleaba combustible de petróleo y ha reportado exitosas reducciones en emisiones NOx y SOx. Actualmente, es la única planta de energía que funciona con metanol como combustible (Day, 2016). Se obtuvieron beneficios similares cuando Methanol Holdings Trinidad Limited (MHTL) y el Grupo Proman colaboraron para desarrollar un proyecto de metanol a energía a escala comercial en Trinidad y Tobago, utilizando una turbina de MAN Diesel & Turbo de 9.7 MW (LLC., 2017).

3.10 Costo nivelado de energía

El costo nivelado de energía (LCOE) se define como el costo total durante la vida útil dividido por la producción energética del proyecto. En base a esta definición, para proyectos de almacenamiento energético, el costo nivelado de almacenamiento (LCOS) es el costo total durante la vida útil dividido por la energía descargada por el sistema. Este indicador es utilizado para comparar distintos tipos de almacenamiento de electricidad, el cual depende de la configuración de la planta y las horas de operación diarias (Jülch, 2016). El costo nivelado se calcula de forma genérica según la Ecuación (3.23), con n el horizonte estimado del proyecto en años y PA la producción anual.

$$LCO = \frac{CAPEX + OPEX \cdot n}{PA \cdot n} \quad (3.23)$$

El método de cálculo de LCOS se basa en LCO y se define en la Ecuación (3.24). El capital de inversión (CAPEX) se suma al costo anual del sistema de almacenamiento, A_t en cada punto del tiempo i , sobre el tiempo de vida n del proyecto, descontado con la tasa de interés r . Esta suma se divide por la suma de las producciones anuales de energía W_{out} , valor descontado también con la tasa de descuento r . El costo anual del sistema A_t (Ecuación (3.25)) se compone de los costos de operación OPEX, las reinversiones al sistema $CAPEX_{re}$ y el costo de electricidad, el cual se determina como el costo de la energía, C_{el} , por la entrada anual de energía eléctrica, W_{in} . Al final de la vida útil del proyecto, se incluye un costo de recuperación R (Jülch, 2016).

$$LCOS = \frac{CAPEX + \sum_{i=1}^n \frac{A_t}{(1+r)^n}}{\sum_{i=1}^n \frac{W_{out}}{(1+r)^n}} \quad (3.24)$$

$$A_t = OPEX + CAPEX_{re} + C_{el} \cdot W_{in} - R \quad (3.25)$$

El costo de electricidad para un proyecto a partir de energías renovables se calcula como el LCOE de la planta de generación energética (Ecuación (3.24)), con W_{out} la capacidad nominal anual de la planta.

Capítulo 4

Modelo de planta propuesto

En este capítulo se detalla el proceso propuesto para la gestión de energía eólica en la Región de Magallanes, Chile, al que se hace un análisis técnico y económico. La gestión de energía se realiza a través de la producción de metanol verde para el almacenamiento en forma de enlace químico y el uso de una turbina de gas para la posterior reconversión a energía eléctrica, lo que, en conjunto, se denomina “batería de metanol verde”. El proceso se esquematiza de forma simplificada en la Figura 4.1. La planta pretende entregar energía eléctrica de manera constante como solución a la intermitencia de la energía eólica producida por las variaciones en la velocidad del viento. Para realizar los análisis se realizan las siguientes suposiciones:

- La turbina a utilizar inyecta hasta 10 MW a la red eléctrica durante 12 horas diarias.
- Debido a la intermitencia del viento y su data histórica, se suponen 12 horas de operación diaria a capacidad nominal de los aerogeneradores, durante todo el año.
- En las horas que las turbinas eólicas no trabajen a su capacidad máxima, estas operan en su mínimo técnico.
- El agua para la electrólisis se obtiene desde aguas superficiales purificadas.

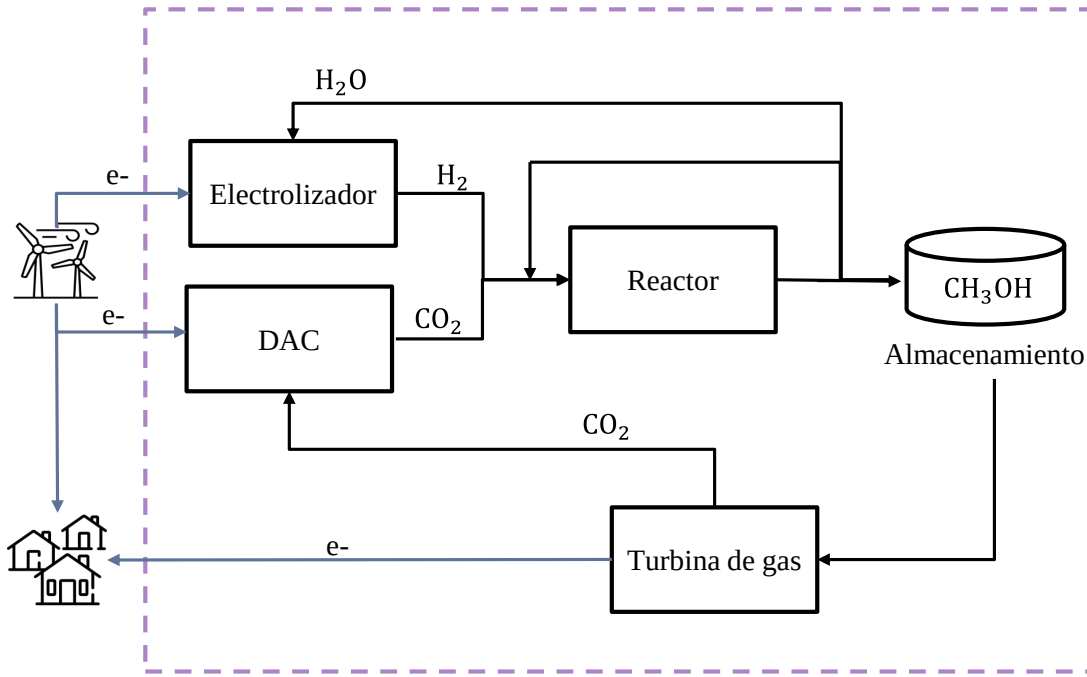


Figura 4.1: Diagrama simplificado de la batería de metanol verde

4.1 Metodología

Para diseñar el proceso de la batería de metanol se considera la siguiente metodología:

- Seleccionar la turbina de gas en base a experiencias industriales pre-existentes de generación eléctrica utilizando metanol.
- Calcular el flujo de metanol requerido a partir de la eficiencia de la turbina y el poder calorífico del metanol.
- Determinar los flujos de hidrógeno y dióxido de carbono necesarios para la síntesis de metanol en base a balances de materia.
- Seleccionar el proceso de síntesis de metanol en base a estudios técnicos previamente realizados.
- Seleccionar la tecnología de captura de CO_2 en base a estudios técnico-económico previamente realizados.

- Dimensionar el electrolizador a partir del flujo requerido de H_2 y el equipo utilizado en estudio anterior (Nicoletti, 2022).
- Determinar el consumo energético de los equipos principales involucrados en la etapa PtM.
- Calcular la capacidad nominal de la planta eólica considerando la cantidad mínima de energía que se inyecta constantemente a la red eléctrica obtenido desde el gráfico de consumo y generación eólica en la ciudad de Punta Arenas y el consumo eléctrico de la etapa PtM.
- Determinar la cantidad de aerogeneradores requeridos en base a la capacidad instalada de la planta eólica y el tipo de aerogenerador utilizado en estudio anterior (Nicoletti, 2022).

4.2 Diagrama de flujo

Para resolver el problema de las ERNC, se propone la batería de metanol de la Figura 4.2, la cual produce metanol como método de almacenamiento para luego ser re transformada en electricidad a través de la combustión en una turbina de gas.

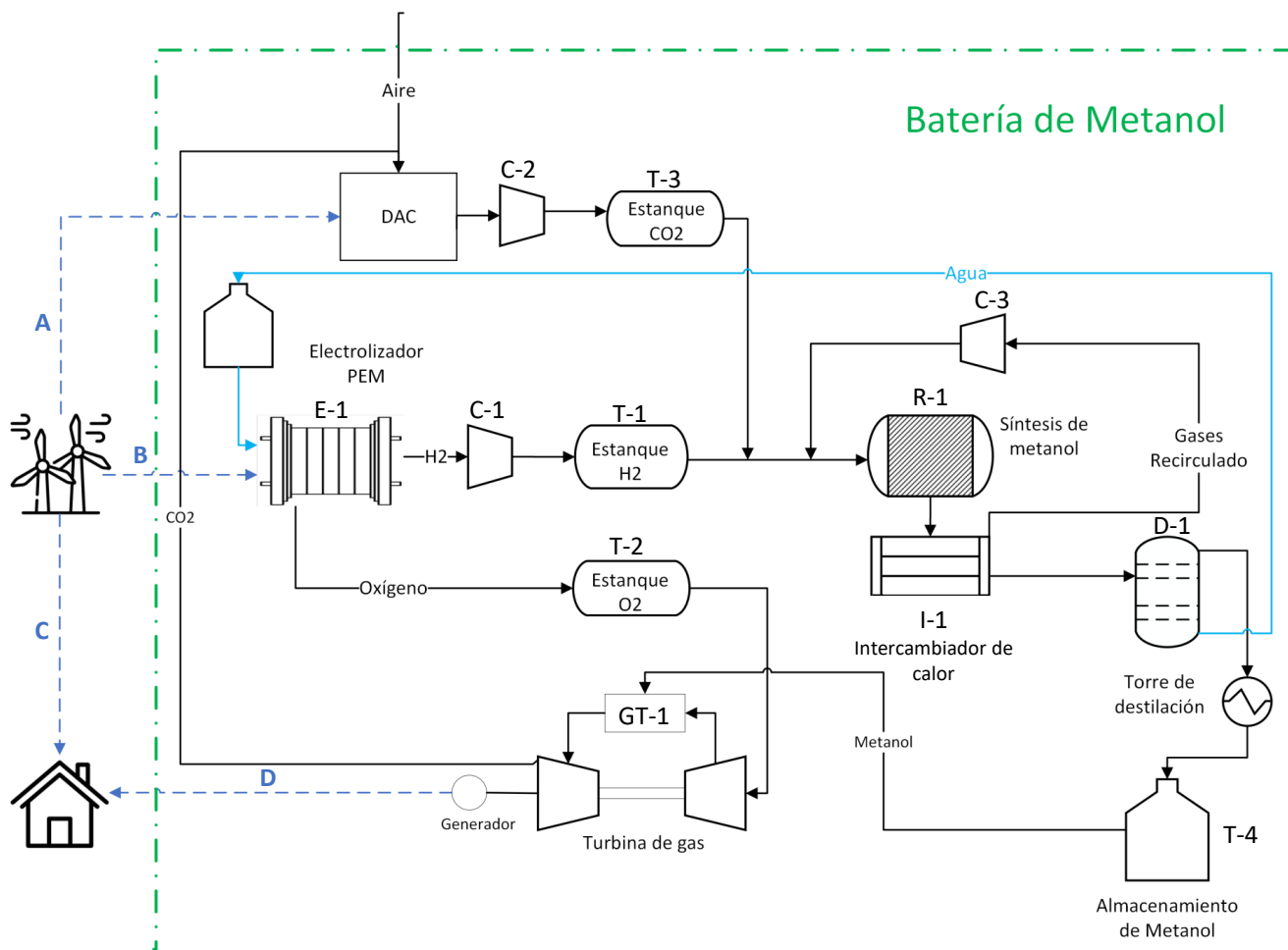


Figura 4.2: Diagrama de proceso de la batería de metanol verde. A) y B) Es la energía de exceso que ingresa a la batería. C) Es la energía inyectada directamente a la red. D) Es la energía reinyecta a la red.

El proceso de la batería de metanol se detalla a continuación:

- La energía eólica alimenta la red eléctrica en todo momento. En los momentos que la generación supera la demanda, se alimenta el electrolizador, E-1, para producir hidrógeno y oxígeno a través de la corriente A. El oxígeno se almacena en T-2 y el hidrógeno se comprime en C-1 para ingresar de forma posterior al reactor, R-1.
- De forma paralela, la energía eólica alimenta el sistema de captura directa de CO₂, DAC, a través de la corriente B, para generar CO₂, el cual se comprime en C-2 y almacena en T-3, previa entrada al reactor, R-1.
- Las corrientes de hidrógeno y CO₂ se mezclan para ingresar al reactor de síntesis, R-1, donde se produce el metanol.

- iv. La corriente de salida ingresa a un intercambiador de calor, I-1, para condensar los líquidos de los gases, los cuales son recirculados al reactor R-1, mientras que el agua y el metanol ingresan a una columna de destilación, D-1, para purificar el metanol y almacenarlo en el estanque T-4.
- v. Cuando la demanda eléctrica supere la generación eólica, el metanol ingresa a la turbina de gas, GT-1, para producir electricidad y re-inyectarla a la red a través de la corriente D.

4.3 Turbina de gas

La tecnología utilizada para la transformación de metanol en energía eléctrica es la pieza clave para poder inyectar electricidad en momentos de sobredemanda. Dentro de las tecnologías estudiadas destaca la turbina de gas, por ser un equipo eficiente, con bajas emisiones de contaminantes y la cual ha sido utilizada con metanol por los productores del equipo y para generación eléctrica en países como Israel y Trinidad y Tobago (LLC., 2017; Day, 2016). Las turbinas de gas son las mismas utilizadas con otros combustibles líquidos como el Diesel o LNG, las cuales requieren modificaciones menores en la cámara de combustión debido a la diferencia en la capacidad calorífica volumétrica (Day, 2016).

Se selecciona el equipo utilizado en la planta de generación eléctrica de Trinidad y Tobago debido a la baja capacidad al compararla con la empleada en Israel, además de ser parte de un proyecto demostrativo. Se define el uso de la turbina de gas “THM 1304-10N” de MAN Energy Solutions, cuya capacidad alcanza los 10,5 MW de electricidad. Las condiciones de operación se muestran en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Condiciones de operación turbina de gas “THM 1304-10N” en planta (Furlonge and Chandool, 2007).

Condición de Operación	Valor	Unidad
Temperatura	60	°C
Presión	85	bar
Caudal	9,76	m ³ /h

En base a estas condiciones, para la planta demostrativa se obtuvieron los resultados de la Tabla 4.2. Se calcula el flujo de metanol requerido para el proceso en estudio, el cual alcanza los 24 kton anuales.

Tabla 4.2: Resultados demostración turbina de gas “THM 1304-10N” en planta (Furlonge and Chandool, 2007).

Resultados	Valor	Unidad
Eficiencia	28	%
Heat Rate	12.770	kJ/kWh
Flujo másico	24	kton/año

4.4 Reactor

El metanol es producido a partir de la hidrogenación catalítica de CO_2 . En la presencia del catalizador $\text{Cu/ZnO/Al}_2\text{O}_3$, el CO_2 reacciona con H_2 para formar metanol según la Ecuación (3.17) (Gu et al., 2022). Los factores de consumo de reactivos en función de la cantidad de metanol producida y por consiguiente, los flujos de reactivos se resumen en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Factores de reactivos en función de metanol y flujo de compuestos requeridos (Gu et al., 2022).

Compuesto	Factor másico kg/kg CH_3OH	Flujo kg/h
CH_3OH	-	5581
H_2	0,22	1228
CO_2	1,59	8874

El flujo de hidrógeno a la salida del electrolizador PEM, E-1, mezclado con CO_2 y los gases recirculados se comprimen hasta 50 bar y se calientan hasta 250°C , los cuales son las condiciones de operación de la reacción de hidrogenación. Los productos de la reacción se enfrían hasta 30°C por un intercambiador de calor, I-1. Los productos de la reacción son separados en un separador flash a la salida. Los productos gaseosos H_2 , CO y CO_2 son recirculados al compresor C-3, mientras que los productos líquidos, agua y metanol, son separados posteriormente en una torre de destilación, D-1. El metanol refinado, con una pureza del 99,99%, se obtiene desde el tope de la columna de destilación para su posterior almacenamiento en el estanque T-4 (Gu et al., 2022).

Teniendo en consideración la recirculación de los gases que no reaccionan y otros productos, los flujos de alimentación requeridos se muestran en la Tabla 4.4. El hidrógeno se obtiene desde el electrolizador y el CO_2 desde el equipo de captura directa de aire.

Tabla 4.4: Flujo de compuestos requeridos.

Compuesto	Flujo kton/año
H_2	4,6
CO_2	33,6

4.5 Electrolizador

El electrolizador a utilizar, E-1, se basa en el análisis realizado por Nicoletti (2022). Se utiliza un electrolizador del tipo PEM, ya que presenta una eficiencia global de hasta un 80%, genera hidrógeno de alta pureza, por lo que no requiere etapas de purificación posteriores, y operan en forma dinámica, lo que es idóneo cuando se alimenta en base a ERNC. El equipo seleccionado corresponde al electrolizador “PEM Sylizer 300” de Siemens, el cual alcanza eficiencias de hasta un 75%, es modular, y produce hidrógeno de alta pureza entre los 100 y 2000 kg/h (Energy, 2020).

La potencia requerida por el electrolizador se calcula en base a los datos técnicos del equipo, lo cuales se muestran en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5: Parámetros técnicos “PEM Sylizer 300” por conjunto completo (Energy, 2020).

Parámetro	Valor	unidad
Eficiencia	75	%
Demanda de potencia	17,5	MW
Generación H ₂	340	kg/h
Módulos por conjunto	24	-
Consumo de agua	10	L/kg H ₂

En base al flujo de hidrógeno requerido para la síntesis de metanol, se estima que la potencia del electrolizador es de 54 MW, es decir, 75 módulos. Para esto se necesitan 12 m³/h de agua de alimentación.

4.6 Tanque de hidrógeno

Para asegurar una operación continua y estacionaria en el reactor, un tanque de hidrógeno presurizado, T-1, es requerido. Se selecciona un estanque tipo 2 cuya capacidad equipara, de forma inicial, lo producido durante una hora de operación a capacidad máxima, es decir 1056 kg. La presión de operación alcanza los 200 bar, por lo que se requiere un volumen de 74 m³.

4.7 Captura y almacenamiento de CO₂

La obtención del dióxido de carbono se realiza a través de la captura directa de aire, DAC. La selección de la tecnología de captura se basa en el estudio tecno-económico realizado por Fasihi et al. (2019), el cual concluye que los sistemas de sorbentes sólidos a bajas temperaturas es la tecnología más favorable, técnica y económicamente, debido a la madurez de la tecnología y el potencial en reducción de costos por la utilización de calor residual proveniente de otras fuentes,

además de tener una alta modularidad y no demanda fuentes de agua externas. El sorbente utilizado son aminas sólidas en lecho fijo (Bos et al., 2020).

El proceso de adsorción y posterior desorción de CO_2 requiere de alto requerimientos energéticos en forma eléctrica y calor. La composición de la energía necesaria para la etapa DAC se muestra en la Figura 4.3. El consumo específico de electricidad alcanza los 5,4 MJ/kg CO_2 , por lo que, el consumo para el proceso, teniendo en cuenta que se requieren 7,6 ton/h de CO_2 , es de 11,6 MW.

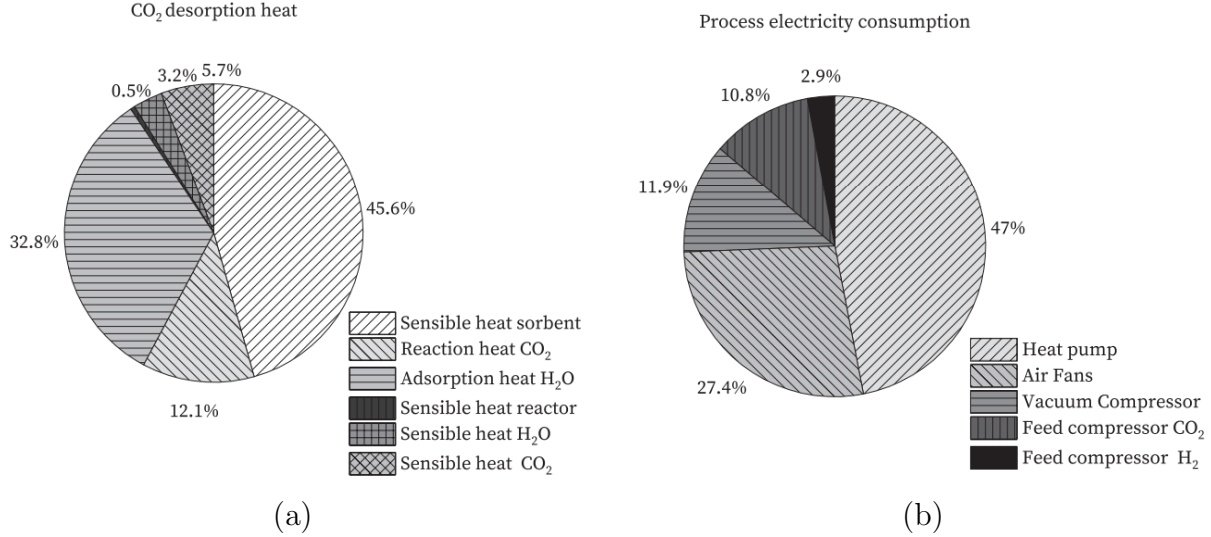


Figura 4.3: Composiciones del calor de desorción y electricidad del proceso (Bos et al., 2020).

4.8 Tamaño de planta

La estimación del mínimo de energía a inyectar de manera directa a la red eléctrica, se realiza en base a los datos de generación eléctrica total y generación eólica de la ciudad de Punta Arenas del año 2018 presentados en la Figura 3.1. A partir de estos datos se obtiene el factor de aporte de energía eléctrica eólica al total de energía generado anualmente (α), el cual se calcula según la Ecuación (4.1), obteniéndose un valor de $\alpha=0,0297$.

$$\alpha = \frac{GE}{GT} \quad (4.1)$$

Donde:

α : factor aporte eólico.

GE : Generación eólica anual.

GT : Generación total anual.

Para relacionar la capacidad de la turbina con la sobredemanda real, se supone que toda la energía generada dentro del año es de fuentes ERNC. Por lo tanto, los datos de generación diaria se dividen por el factor obtenido α . El resultado de la amplificación de generación eólica se muestra en la Figura 4.4.

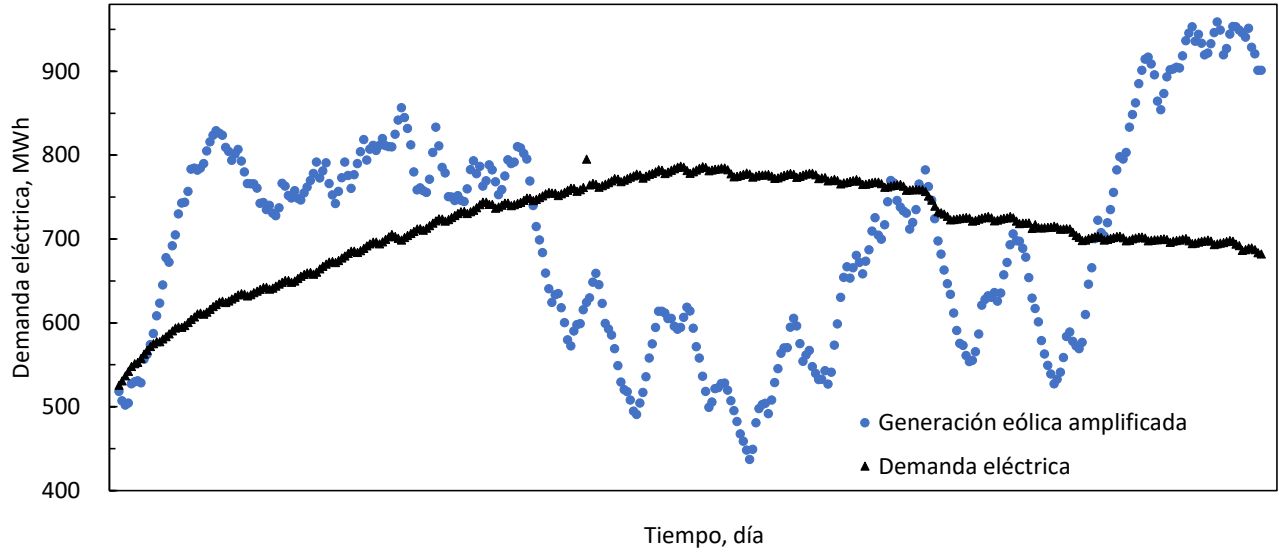


Figura 4.4: Demanda eléctrica total y generación eólica amplificada ($1/\alpha$). Punta Arenas, 2018

De los datos se obtiene el valor de generación eólica mínimo, máximo y promedio, los cuales se muestran en la Tabla 4.6. Donde el valor de sobredemanda, es decir, la energía que se inyecta al sistema eléctrico en base al metanol almacenado es la diferencia entre el valor eólico mínimo y el valor eólico promedio.

Tabla 4.6: Valores representativos de generación eólica amplificado.

Generación	Valor [MWh]
Promedio	699
Máxima	959
Mínima	437

La proporción respecto a la capacidad nominal de energía eólica se define como β y se describe en la Ecuación (4.2).

$$\beta = \frac{G_m - G_l}{G_u} \quad (4.2)$$

Donde:

β : Factor proporcionalidad.

G_l : Generación eólica mínima.

G_u : Generación eólica máxima.

G_m : Generación eólica promedio.

En base a los datos de la Tabla 4.6 y la Ecuación (4.2), se obtiene un valor β de 0,27. Por lo tanto, si en la planta propuesta la energía inyectada $(G_m - G_l)_{planta}$ es de 10 MW, el valor de la generación eólica máxima, es decir, del tamaño mínimo de la planta es de 36 MW. Estos resultados se resumen en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7: Valores representativos de planta propuesta.

	Valor
β	0,27
Capacidad eléctrica turbina [MW]	10
Capacidad máxima teórica [MW]	36,6

Para calcular el mínimo inyectable, se define el valor “ R_i ”, el cual es la razón entre la generación mínima y la generación máxima; representado por la Ecuación (4.3). El mínimo inyectable resulta del producto entre R_i y la capacidad máxima teórica, es decir, 16,7 MW.

$$R_i = \frac{G_l}{G_u} \quad (4.3)$$

Teniendo ello en consideración, el tamaño de planta se calcula con la suma de las potencias requeridas por el electrolizador, el equipo de DAC y el mínimo inyectable. Por lo que la capacidad nominal de la planta se estima en 82,6 MW. Esto se resume en la tabla 4.8.

Tabla 4.8: Consumo energético y capacidad de planta eólica.

Consumo	Valor [MW]
Electrolizador	54,3
DAC	11,6
Mínimo inyectable	16,7
Capacidad nominal eólica	82,6

4.9 Aerogeneradores

Los aerogeneradores a utilizar corresponde a la turbina eólica “Siemens SWT 3.6 MW 120 On Shore”, cuyas especificaciones se presentan en la Tabla 4.5.

Tabla 4.9: Características aerogenerador “Siemens SWT 3,6 MW 120 on shore” (wind-turbine models.com, 2017).

Característica	Valor	unidad
Potencia nominal	3,6	MW
Diámetro de hélices	120	m
Número de hojas	3	-
Velocidad de inicio	4	m/s
Velocidad nominal	12,5	m/s
Ruido	45	dB
Costo	5,3	MUSD

La relación entre la velocidad del viento y la potencia de la turbina se muestra en la Figura 4.5, la cual sigue la Ecuación (3.1). De acá se destaca que la velocidad mínima para que el aerogenerador produzca energía es de 3 m/s, mientras que la potencia nominal se alcanza cuando la velocidad del viento es de 12 m/s. Teniendo en consideración que en la Región de Magallanes el promedio de velocidad del viento supera los 6 m/s durante el año y la velocidades máximas superan los 19 m/s (Tabla 7.1 en Anexos), se considera que las turbinas funcionan a capacidad nominal durante 12 hrs diarias.

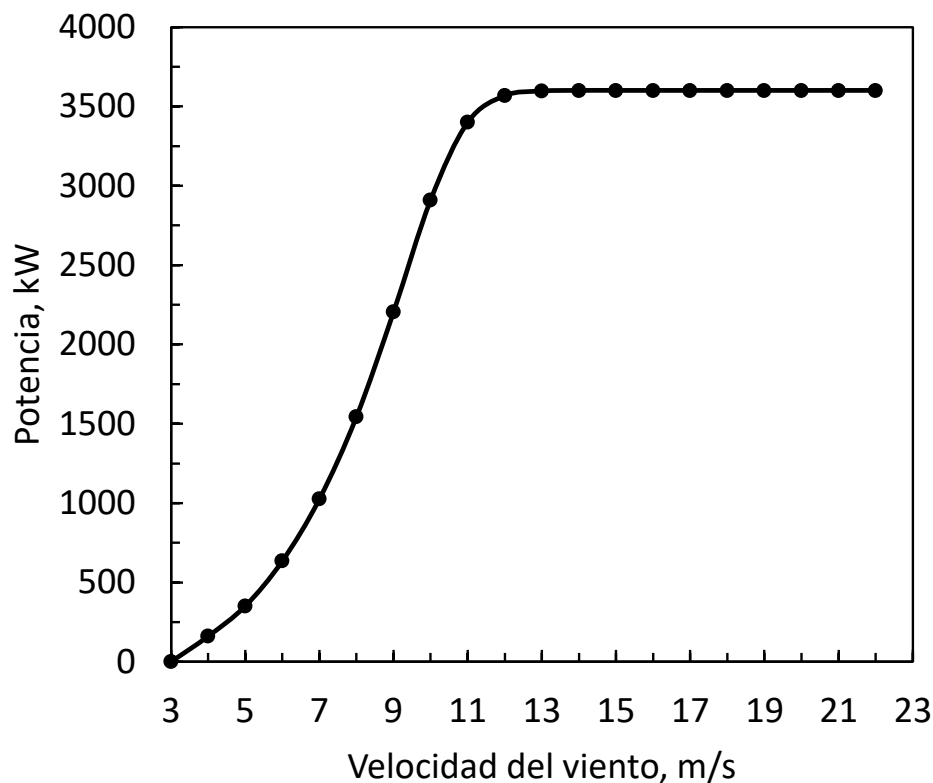


Figura 4.5: Relación entre potencia del aerogenerador y velocidad del viento (wind-turbine models.com, 2017).

En base a esto, teniendo en consideración la capacidad nominal de las turbinas y el tamaño de planta, se necesitan 23 aerogeneradores, por lo que, la capacidad nominal de la planta eólica alcanza los 82,8 MW. Los resultados se resumen en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10: Capacidad de aerogeneradores

Característica	Valor	unidad
Potencia nominal aerogenerador	3,6	MW
Tamaño de planta requerido	82,6	MW
Aerogeneradores	23	-
Capacidad nominal planta	82,8	MW

4.10 Almacenamiento de metanol

El almacenamiento de metanol es una de las etapas claves del proceso, ya que esto permite guardar la energía eólica sobre producida hasta que la demanda energética de la red requiera nuevamente la inyección de electricidad. Adicional, el metanol, se almacena en estanques de acero al carbón.

La dimensión del estaque se realiza para el almacenamiento de 24 horas de producción de metanol a capacidad máxima teniendo en consideración un factor de seguridad de 1,1. Por lo tanto, se requiere que el volumen total de almacenamiento sea de 187 m³ a condiciones normal de presión y temperatura.

4.11 Eficiencia energética

La eficiencia de la batería de metanol depende de las eficiencias individuales de los equipos de transformación energética (Ecuación (4.4)). Teniendo en consideración que el electrolizador alcanza una eficiencia energética de un 65% y la eficiencia de la turbina de metanol es de un 28%, la eficiencia total de la batería de metanol verde es de un 18%.

$$\mu = \mu_{EL} \cdot \mu_{TG} \quad (4.4)$$

Los equipos utilizados tienen grandes pérdidas de energía a través de calor, mayoritariamente la turbina, ya que, el calor emitido no se recupera, disminuyendo la eficiencia total de la batería. Por otro lado, en el electrolizador, parte de la energía es requerida para aumentar la temperatura del agua.

Capítulo 5

Estimación de costos

Una vez realizado el diseño del proceso y la selección de tecnologías, es necesario realizar un análisis económico, es decir, estimar los costos de capital (CAPEX) y los costos de operación (OPEX), para así poder determinar si la batería de metanol es económicamente competitiva con otras formas de almacenamiento.

5.1 Costos de capital

Para determinar los costos de capital de la batería, se requiere estimar los costos de los equipos principales para el funcionamiento, estos son, el electrolizador, la captura directa de aire y turbina de gas. Los valores obtenidos desde diferentes estudios tecno-económicos en la literatura se resumen en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1: Costos de equipos principales para estimación de CAPEX.

Equipo	Valor	Unidad	Referencia
Electrolizador	\$1450	USD/kW	(IEA, 2022)
DAC	\$902.000	USD/kton _{CO₂} /año	(Bos et al., 2020)
Turbina de metanol	\$280.000	USD/MW	(LLC., 2017)
Estanque de hidrógeno tipo II	\$86	USD/kg	(Muthukumar et al., 2023)
Estanque metanol	\$1234	USD/m ³	(Retailer, 2023)
Aerogeneradores	\$5.300.000	USD/aerogenerador	(Nicoletti, 2022)

El costo del reactor de metanol se estima en base a la Ecuación (5.1), la cual depende del flujo másico de gases en la entrada del reactor en kg/h (Gu et al., 2022).

$$C_{\text{CH}_3\text{OH}} = 11 \times 10^7 \cdot \frac{M_{\text{in,reactor}}(\text{kg/h})^{0,65}}{54\,000} \quad (5.1)$$

En base a las capacidades de los equipos requeridos en la planta los costos asociados de la

Tabla 5.1 y la Ecuación (5.1), el costo total de los equipos principales se resumen en la Tabla 5.2. Mientras que en la Figura 5.1 se muestra el aporte proporcional de los equipos que más contribuyen al costo total, donde los aerogeneradores alcanza un 51%, más de la mitad de los equipos de la planta; seguido por el electrolizador y el sistema DAC, cuya contribución en conjunto es de un 46%.

Tabla 5.2: Costo total de equipos principales

Equipo	Capacidad	Unidad	Costo USD
Aerogeneradores	82,8	MW	\$121.900.000
Electrolizador	54	MW	\$78.785.000
Turbina de metanol	10	MW	\$2.800.000
DAC	34	kton _{CO₂} /año	\$30.207.000
Reactor	24	kton _{CH₃OH} /año	\$5.133.000
Estanque de hidrógeno tipo II	1300	kg	\$111.800
Estanque de metanol	190	m ³	\$243.426

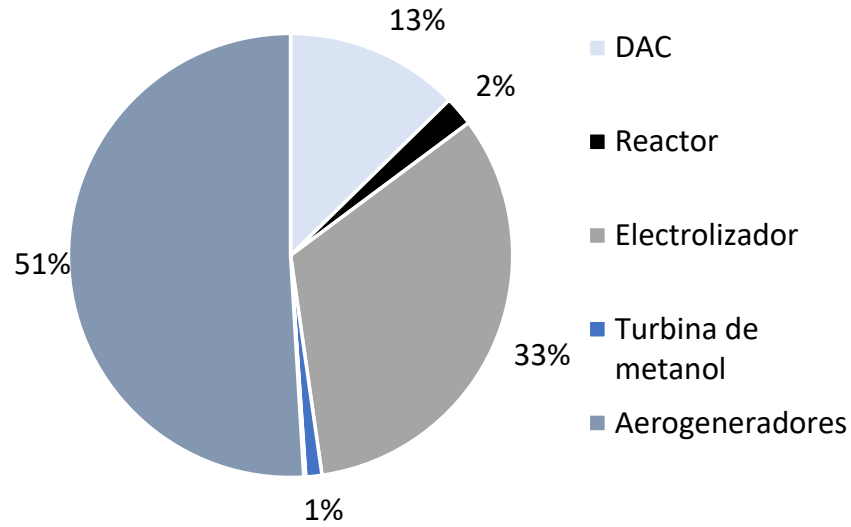


Figura 5.1: Aporte proporcional del costo de los equipos.

En base a los valores de la Tabla 5.2 se estiman los costos directos e indirectos en base a la referencia (Petters and Timmerhaus, 1991), el cual entrega un rango porcentual del aporte a la inversión total. Además, se estima el aporte de cada componente en la inversión total para la batería de metanol, los cuales se detallan en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3: Proporciones de costos directos e indirectos para estimación de CAPEX.

Costos Directos		
Componente	Rango %	Batería CH ₃ OH %
Equipos	15-40	35
Instalación	6-14	8
Instrumentación y control	2-8	4
Piping	3-20	8
Instalación eléctrica	2-10	5
Edificaciones	3-18	4
Mejoras terreno	2-5	2
Instalación de servicios	8-20	9
Terreno	1-2	2
Costos Indirectos		
Ingeniería	4-21	8
Construcción	4-16	8
Contratistas	2-6	2
Contingencia	5-15	5

Por lo tanto, teniendo en consideración los costos de los equipos, y los datos de la Tabla 5.3, se tiene los costos de capital, tanto directos como indirectos, en la Tabla 5.4. Se detalla el CAPEX para la generación eléctrica, el cual incluye como costo de equipos solo los aerogeneradores; el CAPEX de batería, que incluye solo los equipos asociados a la planta (excluye aerogeneradores) y CAPEX de metanol, que incluye los equipos para la generación y almacenamiento de metanol (excluye aerogeneradores y turbina de gas).

Tabla 5.4: Costos de capital

Costos Directos (MUSD)				
Componente	Costo total	Costo electricidad	Costo batería	Costo metanol
Equipos	\$239,2	\$121,9	\$117,4	\$114,6
Instalación	\$54,7	\$26,9	\$27,9	\$26,2
Instrumentación y control	\$27,3	\$13,9	\$13,4	\$ 13,1
Piping	\$54,7	\$27,9	\$26,8	\$26,2
Instalación eléctrica	\$34,1	\$17,4	\$16,9	\$16,4
Edificaciones	\$27,3	\$13,9	\$13,4	\$13,1
Instalación de servicios	\$61,5	\$31,3	\$30,2	\$29,5
Terreno	\$27,3	\$13,9	\$13,4	\$13,1
Total costos directos	\$526,4	\$268,2	\$258,2	\$252,0
Costos Indirectos (MUSD)				
Ingeniería	\$54,7	\$27,9	\$26,8	\$26,2
Construcción	\$54,7	\$27,8	\$26,8	\$26,2
Contratistas	\$13,7	\$7,0	\$6,7	\$6,5
Contingencia	\$34,1	\$17,4	\$16,8	\$16,4
Total costos indirectos	\$157,2	\$80,1	\$77,1	\$75,3
CAPEX	\$683,6	\$348,3	\$335,3	\$327,3

Por lo tanto, el CAPEX total de la propuesta de \$683,6 MUSD.

5.2 Costos de operación

Los costos de operación de la batería de metanol se obtienen en base la búsqueda bibliográfica por etapa del proceso. Estos costos se detallan en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5: Costos de operación de equipos principales para estimación de OPEX

Equipo	Costo	Unidad	Referencia
Electrolizador	\$6,44	USD/kW	(Gu et al., 2022)
DAC	\$14,4	USD/tonCO ₂ /	(Ozkan et al., 2022)
Turbina de Metanol	\$0,025	USD/kWh	(LLC., 2017)
Aerogeneradores	\$4,48	USD/kW	(Gu et al., 2022)

Por lo tanto, el OPEX anual para todo el proceso se resumen en la Tabla 5.6. Además, se entrega el OPEX de la generación eléctrica, el cual incluye solo el costo asociado a los aerogeneradores; OPEX de batería, que incluye todos los equipos de la planta excluyendo las turbinas eólicas y por último, OPEX de metanol, es el costo operacional de la generación de metanol verde, es decir, excluye lo asociado a la generación eléctrica y la reinyección de electricidad a la red.

Equipo	Costo miles USD
Electrolizador	\$350
DAC	\$551
Turbina de Metanol	\$1095
Aerogeneradores	\$371
OPEX total	\$2367
OPEX electricidad	\$371
OPEX batería	\$1996
OPEX metanol	\$900,5

Finalmente, el costo de operación para la generación eléctrica, el almacenamiento y la posterior reinyección eléctrica en base a la batería de metanol es de \$2,4 millones de USD.

5.3 Costo nivelado de almacenamiento

El costo nivelado de almacenamiento permite comparar económicamente la batería de metanol con otros tipos de batería. Para esta propuesta, el valor se obtiene a partir de la Ecuación (3.24) simplificada, es decir, suponiendo el valor al final de la vida útil y las reinversiones del sistema igual a cero (Ecuación (5.2)).

$$LCOS = \frac{CAPEX + \sum_{i=1}^n \frac{OPEX + C_{el} \cdot W_{in}}{(1+r)^n}}{\sum_{i=1}^n \frac{W_{out}}{(1+r)^n}} \quad (5.2)$$

De la ecuación, n es el tiempo de vida útil del proyecto, el cual se considera de 20 años y r es la tasa de descuento, cuyo valor es de 0,07 al tratarse de un proyecto con nivel de riesgo medio, con conceptos nuevos e implementación de nueva tecnología ya probada (Nicoletti, 2022). W_{out} es la energía entregada por la turbina, en kWh, la cual opera 12 horas diariamente a capacidad máxima. W_{in} es la energía total, en kWh que ingresa a la batería, es decir, la que alimenta al electrolizador y al equipo de captura de dióxido de carbono.

El costo de electricidad, C_{el} se calcula como el LCOE (Ecuación (5.3)) de la planta de generación eólica, es decir, considerando los costos de capital y operación asociados solo a los aerogeneradores y que W_{out} es la energía total que entrega la planta eólica, la cual funciona 12 horas diarias a capacidad nominal, en kWh. El LCOE representa el costo de producción de energía eólica sin gestión energética.

$$C_{el} = LCOE = \frac{CAPEX_{eolico} + \sum_{i=1}^n \frac{OPEX_{eolico}}{(1+r)^n}}{\sum_{i=1}^n \frac{W_{out}}{(1+r)^n}} \quad (5.3)$$

Por otro lado, se calcula el costo nivelado de la generación de metanol $LCOE_{CH_3OH}$ según la Ecuación (5.4), en la cual, la variable M_{CH_3OH} corresponde a producción anual de metanol en toneladas. El valor obtenido se multiplica por la densidad energética del metanol para obtener el costo nivelado de energía.

$$LCOE_{CH_3OH} = \frac{CAPEX_{CH_3OH} + \sum_{i=1}^n \frac{OPEX_{CH_3OH} + C_{el} \cdot W_{in}}{(1+r)^n}}{\sum_{i=1}^n \frac{M_{CH_3OH}}{(1+r)^n}} \quad (5.4)$$

Finalmente, la Tabla 5.7 resume los resultados para el costo nivelado de generación eléctrica, de almacenamiento en batería de metanol y de producción de metanol.

Tabla 5.7: LCOE, LCOS y $LCOE_{CH_3OH}$

	Valor USD/kWh
LCOE	\$0,092
LCOS	\$1,37
$LCOE_{CH_3OH}$	\$0,423

En base a esos resultados se tiene que el tener un sistema de gestión de energía en base a metanol aumenta el costo del kWh en más de 1,2 USD, es decir, la batería representa el 93% del costo del sistema completo. El costo de la batería se ve influenciado principalmente por los altos costos de el electrolizador y el sistema DAC, el cual es de un 46% del costo total de los equipos (Figura 5.1). Además, la baja eficiencia del sistema, a causa de la turbina, hace que se pierda en forma de calor más de un 80% de la electricidad que entra a la batería, lo que hace que el costo de electricidad, C_{el} , sea alto y la energía saliente sea baja.

A modo de comparación, se presenta en la Figura 5.2 el costo nivelado de almacenamiento para diferentes tecnologías basadas en almacenamiento electro-químico. De ésta se puede observar que la batería en base a metanol es la opción más cara, supera por más de tres veces el costo de las baterías de ion litio y casi el doble que la batería de ácido y plomo.

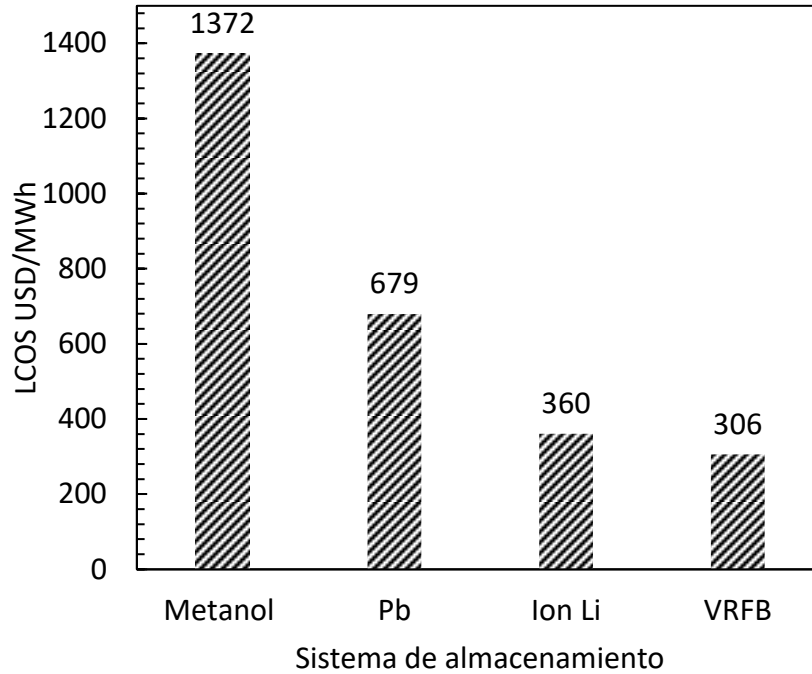


Figura 5.2: Costo nivelado de almacenamiento (LCOS) para la batería de metanol y otros almacenamientos (Mugyema et al., 2023).

Por otro lado, en la Figura 5.3 se muestra el costo por tonelada de metanol según la materia prima utilizada para su producción, en la cual se observa que el metanol producido en base a la planta propuesta tiene un costo de 2383 USD/ton, mayor a aquel que proviene desde el carbón, gas natural o incluso desde residuos forestales (Bos et al., 2020). El costo del metanol verde supera por más de 10 veces a la materia prima más utilizada en la industria actual, el gas natural (Verhelst et al., 2019); por lo que, el metanol verde no es competitivo en el mercado actual.

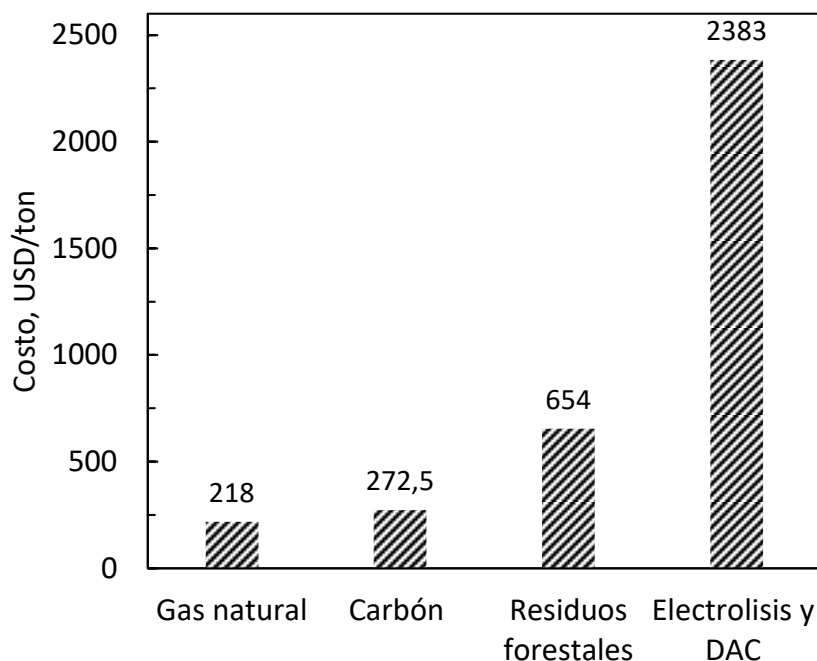


Figura 5.3: Costo de producción de metanol según la fuente de obtención de carbono (Verhelst et al., 2019).

Se estima que en los próximos años, el desarrollo de los electrolizadores y los sistemas DAC provoque una disminución de su costo (Muthukumar et al., 2023; Ozkan et al., 2022), aumentando así, la competitividad económica de la batería de metanol.

Es importante destacar que existen diferencias en los métodos utilizados para calcular los costos nivelados en este trabajo y en las fuentes utilizadas.

5.4 Volumen de almacenamiento

Uno de los problemas que tienen los sistemas de almacenamiento convencionales es la poca capacidad volumétrica para almacenar. El metanol, como se ha mencionado en capítulos anteriores tiene la ventaja de tener una mayor densidad de energía que otras formas de almacenamiento, ya que, un litro de líquido contiene 4,4 kWh en CNPT (McCurdy and Podal, 2023).

La batería de metanol propuesta puede almacenar lo producido en 24 horas a capacidad máxima de planta, es decir, almacena un volumen de 170 m³, lo que equivale a 749 MWh de energía.

La densidad de energía volumétrica de las baterías electroquímicas depende de su capacidad máxima, de los materiales utilizados, de las condiciones de operación y de la capacidad de potencia, entre otros. En la Tabla 5.8 se muestra el rango de densidad energética en la que las baterías comerciales de ion litio, redox de vanadio (VRFB), plomo y ácido (Pb) operan normalmente, junto

con el metanol.

Tabla 5.8: Densidad energética de baterías electroquímicas (Wang et al., 2023; Verhelst et al., 2019).

Batería	Densidad energética kWh/m ³
VRFB	18-45
Ion-Li	95-500
Pb	25-90
MeOH	4409

En base a los datos de la Tabla 5.8 y teniendo en consideración los 749 MWh que se almacenan, se calcula el volumen mínimo requerido para estas tecnologías con la densidad energética máxima que se puede obtener de estas tecnologías. Los resultados se muestran en la Figura 5.4, los cuales se obtienen teniendo en consideración 250 kWh/m³ para ion litio y el promedio del rango de la Tabla 5.8 para baterías de plomo y de vanadio.

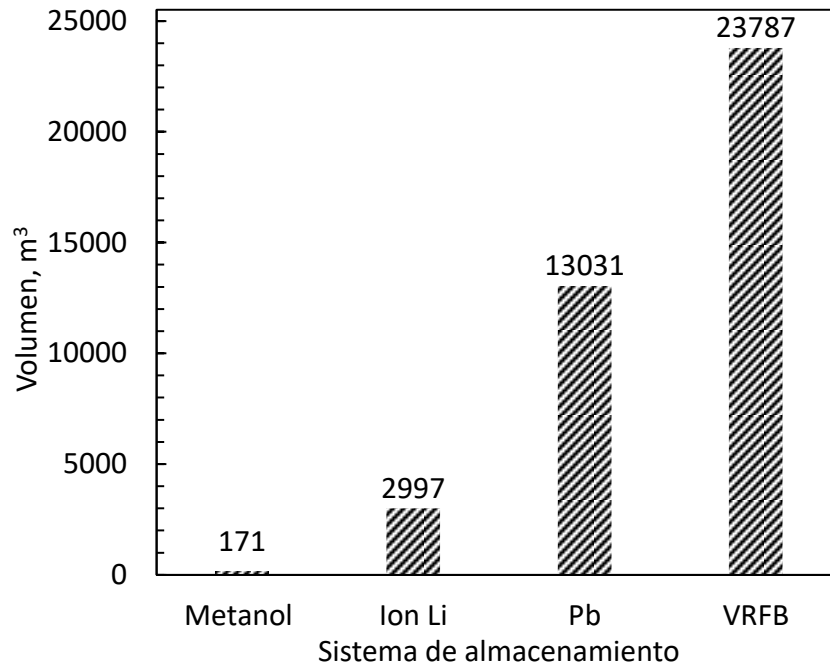


Figura 5.4: Volumen requerido para almacenar 749 MWh para diferentes baterías.

Se observa que, el volumen requerido por el estanque de metanol es el más bajo de todas las baterías, seguida por la de ion litio, la cual ocuparía más de 18 veces el espacio del metanol. Los otros dos tipos de baterías ocupan un volumen considerablemente mayor, más de 70 y 130 veces más que el metanol para las baterías de ácido y plomo y redox de vanadio respectivamente.

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

En base a estudios técnicos de la literatura, se diseña y dimensiona exitosamente el proceso general de una batería de metanol verde acoplada a una central ERNC para su gestión energética.

Se concluye que una turbina de gas es una tecnología apropiada para el sistema MtP, dada su madurez tecnológica, la baja emisión de contaminantes y su actual utilización en generación eléctrica a nivel industrial con metanol como combustible.

Se determina que la capacidad de la turbina de gas es de 10 MW, al tratarse de un proyecto demostrativo. Para esto, se requiere un sistema PtM cuya capacidad alcance los 65 MW para procesar 24 kton de metanol al año.

Se estima la eficiencia energética de la batería metanol, en base a las eficiencias del electrolizador y la turbina de gas en un 18%; mientras que, la evaluación de costos de la planta revela que el CAPEX asciende a 684 MUSD, mientras que el OPEX se estima en 2,4 MUSD.

En función de estos valores, se calculó que el costo nivelado de almacenamiento es de 1,3 USD/kWh. Al comparar el LCOS con otras tecnologías de baterías, se encuentra que el costo de la batería de metanol verde es más de tres veces superior al de las baterías de ion litio. En consecuencia, se concluye que la batería de metanol verde no es económicamente competitiva para su implementación en el mercado. Además, se calcula el costo de la producción de metanol verde, el cual alcanza los 2300 USD/ton, 10 veces el producido por combustibles fósiles, siendo de igual manera, económicamente no competitivo.

Con el fin de mejorar la eficiencia de la batería, se recomienda el estudio en un ciclo combinado de electricidad y calor que permita acoplar sectores energéticos diferentes. Además, de realizar el análisis técnico y de costos en base a la captura de CO₂ en base a tecnologías post combustión en la turbina de gas.

Referencias

- Abraham, K. M. (2020). How comparable are sodium-ion batteries to lithium-ion counterparts? *ACS Energy Letters*, 5:3544–3547.
- Alias, M. S., Kamarudin, S. K., Zainoodin, A. M., and Masdar, M. S. (2020). Active direct methanol fuel cell: An overview. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45:19620–19641.
- Armand, M., Axmann, P., Bresser, D., Copley, M., Edström, K., Ekberg, C., Guyomard, D., Lestriez, B., Novák, P., Petranikova, M., Porcher, W., Trabesinger, S., Wohlfahrt-Mehrens, M., and Zhang, H. (2020). Lithium-ion batteries – current state of the art and anticipated developments. *Journal of Power Sources*, 479.
- Bos, M. J., Kersten, S. R., and Brilman, D. W. (2020). Wind power to methanol: Renewable methanol production using electricity, electrolysis of water and CO₂ air capture. *Applied Energy*, 264.
- Bozzano, G. and Manenti, F. (2016). Efficient methanol synthesis: Perspectives, technologies and optimization strategies. *Progress in Energy and Combustion Science*, 56:71–105.
- Buttler, A. and Spliethoff, H. (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82:2440–2454.
- Camila Vásquez Páez, Diego Valdivia Armijo, H. S. C. and Herrera, M. G. (2021). Identificación y cuantificación de potenciales de energías renovables 2021, chile continental.
- C.B.Honsberg and S.G.Bowden (2019). Photovoltaics education website.
- CNE (2021). Anuario estadístico de energía 2021. page 53.
- Day, W. H. (2016). Methanol fuel in commercial operation on land and sea.
- Energy, S. (2020). Overview of the pem syliizer family. GIZ workshop.

- Energy.gon (2023). Fuel cells.
- Enos, D. G. (2014). Lead-acid batteries and advanced lead-carbon batteries.
- Fasihi, M., Efimova, O., and Breyer, C. (2019). Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants. *Journal of Cleaner Production*, 224:957–980.
- Font, E. V. (2020). Energías renovables y no renovables: Ventajas y desventajas de ambos tipos de energía.
- Fuchs, G., Lunz, B., Leuthold, M., and Sauer, D. U. (2012). Technology overview on electricity storage.
- Furlonge, H. I. and Chandool, V. (2007). Methanol to power demonstration plant. Gazchem 2007 Conference.
- Garcia, J. A., Villen-Guzman, M., Rodriguez-Maroto, J. M., and Paz-Garcia, J. M. (2022). Technical analysis of CO₂ capture pathways and technologies. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 10.
- GE (2001). Feasibility of methanol as gas turbine fuel.
- GE (2023). What is a gas turbine, and how does it work?
- Global, H. (2022). HIF global and its partners celebrate the first liters of synthetic fuels from haru oni, chile.
- Gonzalez, J. A. C. (2013). *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*. Pearson Education.
- Gu, Y., Wang, D., Chen, Q., and Tang, Z. (2022). Techno-economic analysis of green methanol plant with optimal design of renewable hydrogen production: A case study in china. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47:5085–5100.
- Harrison, K. W., Remick, R., Martin, G. D., and Hoskin, A. (2010). Hydrogen production: Fundamentals and case study summaries.
- IEA (2022). Electrolysers. <https://www.iea.org/reports/electrolysers>.
- Institute, M. (2023). Renewable methanol.
- International, C. R. (2023). Projects: George olah renewable methanol plant: First production of fuel from CO₂ at industrial scale.

- Jijón, D. (2022). La intermitencia de las energías renovables, impactos y alternativas.
- Jülch, V. (2016). Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method. *Applied Energy*, 183:1594–1606.
- Kotowicz, J., Brzeczek, M., Walewska, A., and Szykowska, K. (2022). Methanol production in the brayton cycle. *Energies*, 15.
- Koytsoumpa, E. I., Bergins, C., and Kakaras, E. (2018). The CO₂ economy: Review of CO₂ capture and reuse technologies. *Journal of Supercritical Fluids*, 132:3–16.
- Kumar, S. S. and Himabindu, V. (2019). Hydrogen production by PEM water electrolysis – a review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2:442–454.
- LLC., A. A. (2017). Methanol for power generation: A white paper.
- Manthiram, A. (2017). An outlook on lithium ion battery technology. *ACS Central Science*, 3:1063–1069.
- Matzen, M., Alhajji, M., and Demirel, Y. (2015). Chemical storage of wind energy by renewable methanol production: Feasibility analysis using a multi-criteria decision matrix. *Energy*, 93:343–353.
- McCurdy, M. and Podal, P. (2023). How e-methanol can enable the hydrogen economy while adding value to captured carbon.
- MinEnergía (2021). Identificación de potenciales de energías renovables: Caso eólico; hidrógeno verde en la región de magallanes y de la antartica chilena.
- MinEnergía (2022). Emisiones GEI sector energía, año 2018.
- MinEnergía (2023). ¿Qué son las energías renovables?
- Molina, R. A., Roca, J. L. C., Pérez, E. J., Gato, F. Z., Pardo, H. Q., and Rolle, J. L. C. (2021). Hidrógeno y su almacenamiento: El futuro de la energía eléctrica.
- Mugyema, M., Botha, C. D., Kamper, M. J., Wang, R. J., and Sebitosi, A. B. (2023). Levelised cost of storage comparison of energy storage systems for use in primary response application. *Journal of Energy Storage*, 59.
- Muthukumar, P., Kumar, A., Afzal, M., Bhogilla, S., Sharma, P., Parida, A., Jana, S., Kumar, E. A., Pai, R. K., and Jain, I. (2023). Review on large-scale hydrogen storage systems for better sustainability. *International Journal of Hydrogen Energy*.

- Nasser, M., Megahed, T. F., Ookawara, S., and Hassan, H. (2022). A review of water electrolysis-based systems for hydrogen production using hybrid/solar/wind energy systems. *Environmental Science and Pollution Research*, 29:86994–87018.
- Nicoletti, G. (2022). Batería de hidrógeno para centrales eléctricas en base a energías renovables no convencionales.
- Ong, B. C., Kamarudin, S. K., and Basri, S. (2017). Direct liquid fuel cells: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42:10142–10157.
- Othmer, K. (2005). *Encyclopedia of Chemical Technology*, volume 16. Wiley, 5th edition.
- Ozkan, M., Nayak, S. P., Ruiz, A. D., and Jiang, W. (2022). Current status and pillars of direct air capture technologies.
- Palys, M. J. and Daoutidis, P. (2022). Power-to-x: A review and perspective. *Computers and Chemical Engineering*, 165.
- Pawel, I. (2014). The cost of storage - how to calculate the levelized cost of stored energy (LCOE) and applications to renewable energy generation. volume 46, pages 68–77. Elsevier Ltd.
- Petters, M. S. and Timmerhaus, K. D. (1991). *Plant design and economics for chemical engineers*. McGraw-Hill International Editions.
- Retailer, T. (2023). UL 142 double wall skid tank (large).
- Räuchle, K., Plass, L., Wernicke, H. J., and Bertau, M. (2016). Methanol for renewable energy storage and utilization. *Energy Technology*, 4:193–200.
- Schobeiri, M. T. (2018). *Gas Turbine Design, Components and System Design Integration*. Springer International Publishing AG.
- Schorn, F., Breuer, J. L., Samsun, R. C., Schnorbus, T., Heuser, B., Peters, R., and Stolten, D. (2021). Methanol as a renewable energy carrier: An assessment of production and transportation costs for selected global locations. *Advances in Applied Energy*, 3.
- Sollai, S., Porcu, A., Tola, V., Ferrara, F., and Pettinau, A. (2023). Renewable methanol production from green hydrogen and captured CO₂: A techno-economic assessment. *Journal of CO₂ Utilization*, 68.
- Spa, M. C. (2017). Hoja de datos de seguridad: Metanol.

- Spath, P. L. and Dayton, D. (2003). Preliminary screening—technical and economic assessment of synthesis gas to fuels and chemicals with emphasis on the potential for biomass-derived syngas.
- EDELMAG (2019). Generación mensual de energía.
- Vasco S. Silva, Adélio M. Mendes, L. M. M. and Nunes, S. P. (2005). *Membranes for direct methanol fuel cell applications: Analysis based on characterization, experimentation and modeling*. Research Signpost.
- Verhelst, S., Turner, J. W., Sileghem, L., and Vancoillie, J. (2019). Methanol as a fuel for internal combustion engines. *Progress in Energy and Combustion Science*, 70:43–88.
- Wang, H., Pourmousavi, S. A., Soong, W. L., Zhang, X., and Ertugrul, N. (2023). Battery and energy management system for vanadium redox flow battery: A critical review and recommendations. *Journal of Energy Storage*, 58.
- wind-turbine models.com (2017). Siemens swt-3.6-120 onshore.
- Windfinder (2022). Viento anual y estadísticas meteorológicas para aeropuerto internacional presidente carlos ibáñez del campo.
- Yousaf, M., Mahmood, A., Elkamel, A., Rizwan, M., and Zaman, M. (2022). Techno-economic analysis of integrated hydrogen and methanol production process by CO₂ hydrogenation. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 115.
- Yu, Q. and Brilman, D. W. (2017). Design strategy for CO₂ adsorption from ambient air using a supported amine based sorbent in a fixed bed reactor. volume 114, pages 6102–6114. Elsevier Ltd.
- Yu, T., Li, G., Duan, Y., Wu, Y., Zhang, T., Zhao, X., Luo, M., and Liu, Y. (2023). The research and industrialization progress and prospects of sodium ion battery. *Journal of Alloys and Compounds*, 958.
- Zubi, G., Dufo-López, R., Carvalho, M., and Pasaoglu, G. (2018). The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 89:292–308.
- Ünveren, E. E., Özmen Monkul, B., Şerife Sarıoğlu, Karademir, N., and Alper, E. (2017). Solid amine sorbents for CO₂ capture by chemical adsorption: A review. *Petroleum*, 3:37–50.

Capítulo 7

Anexos

7.1 Anexo A: Registro velocidad del viento en Punta Arenas, Chile

En la Tabla 7.1 se detalla las estadísticas mensuales de la velocidad del viento promedio y máxima en el aeropuerto Carlos Ibáñez del Campo, Punta Arenas, Región de Magallanes, Chile. Las estadísticas se basan en observaciones reales de la estación meteorológica, desde enero del 2011 a julio de 2023.

Tabla 7.1: Valores estadísticos de velocidad del viento promedio y máxima mensuales en Punta Arenas, Chile (Windfinder, 2022).

Mes	Promedio m/s	Máxima m/s
Enero	9,25	20,05
Febrero	8,74	20,56
Marzo	8,22	20,56
Abril	7,20	19,53
Mayo	6,17	19,53
Junio	6,17	19,53
Julio	6,17	19,53
Agosto	7,20	19,53
Septiembre	7,71	20,05
Octubre	9,25	20,56
Noviembre	9,77	20,56
Diciembre	9,77	20,56