



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

**ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO MEDIANTE HIDRÓGENO VERDE
PARA RESOLVER EL VERTIMIENTO DE ENERGÍA EN UNA PLANTA DE
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

JAVIER IGNACIO MARTÍNEZ CUEVAS

PROFESOR GUÍA:
RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ÁLVARO VALENCIA MUSALEM
MÓNICA ZAMORA ZAPATA

SANTIAGO DE CHILE
2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO
POR: JAVIER IGNACIO MARTÍNEZ CUEVAS
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO MEDIANTE HIDRÓGENO VERDE PARA RESOLVER EL VERTIMIENTO DE ENERGÍA EN UNA PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

En el presente trabajo de título, se plantea como objetivo presentar una posible solución al problema del vertimiento energético en plantas fotovoltaicas mediante un sistema de almacenamiento energético basado en hidrógeno verde, con el fin de evaluar su factibilidad técnica y económica para resolver el problema actual.

La metodología comienza con la caracterización del vertimiento energético en Chile, determinando su tendencia de crecimiento a futuro. Se identificó el sector con mayor proyección de aumento en vertimiento, siendo la comuna de María Elena, ubicada en la región de Antofagasta. Se estudiaron los recursos energéticos e hídricos de la zona, y se caracterizó el vertimiento de la planta fotovoltaica Sol del Desierto, que presentó un vertimiento de 98.454,03 [GWh] en 2023.

En la fase de ingeniería, se seleccionó la zona en la cual se desarrollará el proyecto, siendo elegido el parque fotovoltaico Sol del Desierto. Con su vertimiento caracterizado, se procedió a seleccionar el tipo de electrolizador y celdas de combustión. Se optó por un electrolizador tipo PEM de la marca Siemens, modelo Silyzer 300, y una celda de combustión PureCell 400 H de Doosan. Se diseñó un sistema de compresión de dos etapas para el oxígeno y el hidrógeno, junto con su respectivo almacenamiento. Además, se diseñaron los intercambiadores de calor, torres de refrigeración y bombas.

Por último, se realizó el estudio económico, estimando el gasto de inversión y el gasto operativo anual, con el fin de elaborar un flujo de caja y así obtener el VAN y la TIR del proyecto. Se obtuvo un VAN de -\$118.094.470 y una TIR de -7,1 % considerando un proyecto puro, así como un LCOE de 984,44 [USD/MWh].

Con esto, se concluyó que el proyecto no es económicamente factible debido a que aún se requiere un mayor desarrollo en este tipo de tecnología.

*A las personas que estuvieron,
están y estarán a mi lado.*

Muchas gracias

Agradecimientos

Gracias a mi familia por ayudarme a ser quien soy. Agradezco a la "suerte" o a Dios, por darme un lugar seguro en el cual pude conocer a buenas personas, logrando estudiar y conocer distintas personas y culturas. Agradezco profundamente el esfuerzo realizado por mis padres; sin su dedicación y amor nada podría haber sido posible.

Agradezco también a mi hermana por ser parte de mi vida, acompañándome y enseñándome tanto en la universidad como fuera de esta. Gracias a mis abuelos Mario, Mane y Tuca. Cada uno un mundo distinto, historias distintas, con mucho que uno puede aprender. Una mención también a mi tía Negra y a mi tío Nacho, como también a mi prima Vale. También mencionar a mi Isi y Bella, que cada una estuvo conmigo en su momento.

Agradezco también a los primeros amigos que conocí en la universidad, Angelo, Feña, Benja, Seba y Enrique. Su apoyo al inicio y en pandemia fue fundamental. Gracias a Cortés por estar en pandemia, cuando no conocía a nadie en el DIMEC.

Al igual que me gustaría agradecer a mis amigos de FRA-KAST, Blume, Kaoz, Francesco y Lucas, que son los amigos que siempre han estado conmigo en las buenas y en las malas, y también al grupo que ha pasado lo mismo que yo en la universidad, Solo SUS: al Nene, Papajon, Jaramillo y al Pipe. Gracias por agregar su humor bizarro y felicidad en mi vida.

Finalmente, agradecer a los profesores que hicieron que este camino sea posible, siendo cada uno parte de mi formación como profesional. En especial, agradecer a los profesores que hicieron que este trabajo de título fuese posible: Ramón Frederick, Álvaro Valencia y Mónica Zapata. Por siempre estar disponibles cuando se les necesita.

Muchas gracias.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Antecedentes generales	1
1.2. Motivación	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1. Objetivo general	2
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Alcances	3
2. Antecedentes	4
2.1. Energía solar fotovoltaica	4
2.2. Plantas fotovoltaicas	5
2.2.1. Paneles fotovoltaicos	6
2.2.2. Bess (Sistema de almacenamiento de energía en baterías)	6
2.2.3. Plantas fotovoltaicas en Chile	8
2.3. Vertimiento de energía en centrales fotovoltaicas	10
2.3.1. Vertimiento de energía en centrales fotovoltaicas en Chile	10
2.4. Propiedades del hidrógeno	11
2.5. Producción de hidrógeno	12
2.6. Electrolisis	13
2.6.1. Electrolizadores alcalinos (AE)	13
2.6.2. Electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM)	14
2.6.3. Electrolizadores de óxido sólido (SOE)	15
2.6.4. Comparación de los electrolizadores	16
2.7. Almacenamiento de hidrógeno	17
2.7.1. Hidrógeno comprimido	17
2.7.2. Hidrógeno líquido	18
2.8. Aplicaciones del hidrógeno	19
2.9. Aplicaciones del Oxígeno	19
2.10. Celdas de combustible	20
2.10.1. Membrana polimérica electrolítica (PEM)	21
2.10.2. Alcalina	21
2.10.3. Ácido fosfórico	21
2.10.4. Carbonato fundido	21
2.10.5. Comparación de celdas de combustible	22
2.11. Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Plan de acción	23
3. Metodología	24

4. Ingeniería Conceptual	26
4.1. Caracterización del vertimiento energético	26
4.1.1. Actualidad del vertimiento energético	26
4.1.2. Vertimiento en plantas solares	28
4.1.3. Indicador de vertimiento	31
4.2. Selección de la planta	33
4.2.1. Posibles lugares	33
4.2.2. Recursos disponibles	35
4.2.2.1. Recurso eléctrico	35
4.2.2.2. Recurso hídrico	38
4.3. Elección de la planta fotovoltaica	40
4.3.1. Vertimiento energético en Sol del Desierto	43
4.4. Capacidades de la planta	45
4.4.1. Planta de hidrógeno	45
4.4.2. Celdas de combustible	46
4.5. Selección de tecnología	46
4.5.1. Electrolizador	46
4.5.2. Celda de combustible	46
4.6. Diagrama de flujo de la planta	47
5. Ingeniería Básica	48
5.1. Selección de equipos	48
5.1.1. Selección de electrificadores	48
5.1.2. Selección de celdas de combustible	49
5.2. Dimensionamiento de la planta	50
5.2.1. Proceso de compresión	50
5.2.2. Compresión del hidrógeno	51
5.2.3. Compresión para el oxígeno	54
5.2.4. Intercambiadores de calor	56
5.2.4.1. Intercambiador de calor para Hidrógeno	56
5.2.4.2. Intercambiador de calor para Oxígeno	58
5.2.4.3. Intercambiador de calor para Agua del proceso	59
5.2.5. Equipos auxiliares	60
5.2.5.1. Bomba agua de proceso	60
5.2.5.2. Bomba agua de servicio	61
5.2.5.3. Almacenamiento para hidrógeno	62
5.2.5.4. Almacenamiento para oxígeno	64
5.2.5.5. Torres de enfriamiento	65
5.2.5.6. Almacenamiento para aguas	70
5.2.5.7. Planta de tratamiento	71
5.3. Diagrama de flujo	73
6. Evaluación económica	75
6.1. Comportamiento del proyecto frente a la intermitencia del vertimiento	75
6.2. Comparación energía despachable	78
6.3. CAPEX	79
6.4. OPEX	82

6.4.1.	Consumo hídrico	82
6.4.2.	Consumo energético	83
6.4.3.	Costos laborales	84
6.4.4.	Costos de operación	84
6.5.	Depreciación	85
6.6.	Ingresos	86
6.7.	LCOE	87
6.8.	Flujo de caja	88
6.9.	Análisis de sensibilidad	89
7.	Discusión	91
8.	Conclusiones	95
	Bibliografía	97
	Anexos	102
A.	Código H_2 Engineering Equation Solving	102
B.	Código O_2 Engineering Equation Solving	104
C.	Flujo de caja proyecto puro	106
D.	Flujo de caja proyecto con préstamo	108

Índice de Tablas

2.1.	Eficiencia de los distintos tipos de paneles solares. [5]	6
2.2.	Las 10 plantas solares más grandes de Chile.	9
2.3.	Propiedades de diferentes combustibles [19].	12
2.4.	Características de los electrolizadores [24].	16
2.5.	Características de los electrolizadores [24].	17
2.6.	Ventajas y desventajas de los distintos electrolizadores [24].	17
2.7.	Características de las celdas de combustible [32].	22
2.8.	Aplicaciones, ventajas y desventajas de las celdas de combustible [32].	22
4.1.	Vertimiento acumulado 2022.	27
4.2.	Vertimiento acumulado 2023.	27
4.3.	Plantas con mayores vertimiento total en el 2022.	29
4.4.	Plantas con mayores vertimiento total en el 2023.	29
4.5.	Plantas con mayores vertimiento con respecto a su disponibilidad mensual en el 2022.	30
4.6.	Plantas con mayores vertimientos con respecto a su disponibilidad mensual en el 2023.	30
4.7.	Plantas con mayores vertimientos entre 2022 y 2023.	31
4.8.	Plantas con una mayor pérdida por producción.	32
4.9.	Potencia generada por plantas fotovoltaicas pertenecientes al grupo "Generadoras" por región. [39]	33
4.10.	Plantas fotovoltaicas con mayores vertimientos entre 2022 y 2023.	34
4.11.	Capacidad total instalada en generación fotovoltaica (2023).	36
4.12.	Proyectos de energía aprobados o en calificación ingresados al SEIA.	37
4.13.	Centrales fotovoltaicas instaladas en María Elena actualmente.	40
4.14.	Capacidad de la planta de hidrógeno verde.	45
4.15.	Capacidad de las celdas de combustible.	46
5.1.	Comparación de electrolizadores PEM en el mercado.	48
5.2.	Comparación de celdas de combustible PAFC en el mercado.	49
5.3.	Estados del hidrógeno en el proceso de compresión.	53
5.4.	Potencia necesaria para el proceso de compresión del H_2 .	53
5.5.	Características del compresor GD5-1000/20-180 de Minnuo.	54
5.6.	Cantidad de compresores necesarios.	54
5.7.	Estados del oxígeno en el proceso de compresión.	55
5.8.	Potencia necesaria para el proceso de compresión del O_2 .	55
5.9.	Características del compresor GD5-800/18-210 de Minnuo.	55
5.10.	Cantidad de compresores necesarios.	55
5.11.	Coefficientes de transferencia de calor típicos del agua para intercambiador de tubo y carcaza [73].	57

5.12.	Parámetros de operación de refrigeración, primer IC (H_2).	58
5.13.	Parámetros de operación de refrigeración, segundo IC (H_2).	58
5.14.	Parámetros de operación de refrigeración, primer IC (O_2).	59
5.15.	Parámetros de operación de refrigeración, segundo IC (O_2).	59
5.16.	Parámetros de operación de refrigeración (H_2O).	60
5.17.	Parámetros de la bomba de agua de proceso.	61
5.18.	Parámetros de la bomba de agua de servicio.	62
5.19.	Máxima producción de hidrógeno.	63
5.20.	Condiciones de almacenamiento (H_2).	63
5.21.	Dimensiones del tanque de hidrógeno verde.	63
5.22.	Máxima producción de oxígeno.	64
5.23.	Condiciones de almacenamiento de oxígeno.	64
5.24.	Condiciones promedio anuales de María Elena [55].	66
5.25.	Condiciones dentro de la torre de enfriamiento.	67
5.26.	Dimensiones de la torre de enfriamiento.	68
5.27.	Dimensionamiento ventilador de la torre de enfriamiento.	69
5.28.	Consumo de agua por proceso.	70
5.29.	Equipos de la planta de tratamiento.	73
6.1.	Características del electrolizador Silyzer 300.	76
6.2.	Producción promedio de hidrógeno por hora.	76
6.3.	Resumen de la producción por los electrolizadores.	76
6.4.	Energía no aprovechada promedio por hora.	77
6.5.	Parámetros de vertimiento del proyecto.	77
6.6.	Características de las celdas de combustible PureCell Model 400 Hydrogen.	77
6.7.	Parámetros de operación y generación anual.	77
6.8.	Datos del electrolizador utilizando energía constante.	78
6.9.	Datos de la celda de combustible con el electrolizador utilizando energía constante.	78
6.10.	Generación mensual en PFV Sol del desierto con el proyecto (2023).	79
6.11.	Desglose del costo de inversión en equipamiento	80
6.12.	CAPEX del proyecto.	81
6.13.	Consumo hídrico del proyecto.	82
6.14.	Costo marginal subestación crucero.	83
6.15.	Consumo eléctrico del proyecto.	84
6.16.	Cantidad de trabajadores y sus sueldos.	84
6.17.	Costo de operación mensual.	85
6.18.	Costo de operación mediante energía constante.	85
6.19.	Depreciación de los activos.	86
6.20.	Ingresos asociados al proyecto.	87
6.21.	Ingresos asociados al proyecto, con energía constante.	87
6.22.	Resultados del flujo de caja proyecto puro y con préstamo.	88
6.23.	Resultados del flujo de caja proyecto puro y con préstamo, energía constante.	89
6.24.	Variación del VAN y TIR, con respecto al valor de la energía generada.	89
6.25.	Variación del VAN y TIR con respecto al valor de inversión.	89
6.26.	Variación del VAN y TIR con respecto al valor de inversión, con energía constante.	90
C.1.	Flujo de caja proyecto puro año 0-5.	106
C.2.	Flujo de caja proyecto puro año 6-11.	106
C.3.	Flujo de caja proyecto puro año 12-16.	107

C.4.	Flujo de caja proyecto puro año 17-20.	107
D.1.	Flujo de caja proyecto con préstamo año 0-4	108
D.2.	Flujo de caja proyecto con préstamo año 5-9	108
D.3.	Flujo de caja proyecto con préstamo año 10-14	109
D.4.	Flujo de caja proyecto con préstamo año 15-20	109

Índice de Ilustraciones

2.1.	Estructura de la celda [3].	4
2.2.	Estructura de las Plantas fotovoltaicas [4].	5
2.3.	Sistema de almacenamiento de energía en baterías [7].	7
2.4.	Conexiones típica del BESS en planta fotovoltaica [8].	7
2.5.	Participación relativa por fuente de generación en Chile [9].	8
2.6.	Mapa de radiación anual en Chile [13].	9
2.7.	Gráfico de generación con vertimiento [16].	10
2.8.	Gráfico vertimiento mensual de 53 plantas solares y 38 plantas eólicas [17]. . .	11
2.9.	Promedios de los vertimientos horarios de las cinco centrales con mayor verti- miento anual [17].	11
2.10.	Comparación de energía específica y densidad energética para diversos combustibles.[21]	12
2.11.	Principio de funcionamiento del electrolizador alcalino. [24]	14
2.12.	Principio de funcionamiento del electrolizador de membrana de intercambio de protones. [24]	15
2.13.	Principio de funcionamiento del electrolizador de óxido sólido. [24]	16
2.14.	Tipos de estanques I,II,III y IV para H2 comprimido. [26]	18
2.15.	Esquema de un tanque de hidrógeno criogénico. [27]	18
2.16.	Aplicaciones del hidrógeno. [30]	19
2.17.	Esquema de una celda de combustible. [33]	20
2.18.	Esquema sistema de control de las celdas de combustible. [34]	21
4.1.	Vertimiento en plantas eólicas y solares en Chile en el 2022.	26
4.2.	Vertimiento en plantas eólicas y solares en Chile en el 2023.	27
4.3.	Energía solar vertida en el 2022.	28
4.4.	Energía solar vertida en el 2023.	28
4.5.	Generación y vertimiento en plantas fotovoltaicas en el 2023.	32
4.6.	Plantas fotovoltaicas pertenecientes al grupo "Generadoras" en Chile. [39] . . .	33
4.7.	Distribución de capacidad instalada por tipo de energía por región.	35
4.8.	Distribución de capacidad instalada por tipo de energía por comuna.	36
4.9.	Proyectos de energía ingresados al SEIA entre el 2020 y 2024.	38
4.10.	Mapa de decretos de zonas de escasez hídrica, mayo de 2024. [40]	39
4.11.	Mapa de centrales fotovoltaicas en María Elena. [47]	41
4.12.	Mapa centrales fotovoltaicas al rededor de Maria Elena [64].	41
4.13.	Mapa de subestaciones y lineas de alta tensión en Maria Elena [65].	42
4.14.	Mapas del predio a ser utilizado por la planta de hidrógeno y celdas de combustible. 43	
4.15.	Vertimiento energetico por mes en María Elena.	44
4.16.	Energía vertida promedio horaria en María Elena.	44
4.17.	Energía vertida promedio horaria en Sol del desierto y unitaria.	44

4.18.	Diagrama de flujo de la planta en su totalidad.	47
5.1.	Silyzer 300, de Siemens (24 modulos) [52].	49
5.2.	PureCell® Model 400 Hydrogen, de Doosan [81].	50
5.3.	Compresor GD5-1000/20-180 de Minnuo.	54
5.4.	Compresor GD5-800/18-210 de Minnuo.	56
5.5.	Bomba D/DG6-25X12 de Dongguan Atach Pump Co.	61
5.6.	Bomba centrífuga de Reggio.	62
5.7.	Tanque de hidrógeno de Baglioni.	64
5.8.	Tanques de oxígeno de SL Strenght.	65
5.9.	Estanque de 80 [l] y 200 [bar], de Sandong Yongan.	65
5.10.	Balance de energía en torres de enfriamiento.	66
5.11.	Diagrama de operación para el enfriamiento del agua. [94]	67
5.12.	Estanque de agua (50,000 [Gal]).	71
5.13.	Estanque de agua desmineralizada (50[m ³]).	71
5.14.	Ionsoft Midi 45 de Veolia.	72
5.15.	Sensa 4400 de Veolia.	72
5.16.	Rapide Strata 4 de Veolia.	72
5.17.	Diagrama de flujo.	74
6.1.	Generación horaria promedio en PFV Sol del desierto con el proyecto (2023). .	79
6.2.	Distribución del CAPEX.	82

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes generales

En los últimos años en Chile, la generación eléctrica mediante el uso de recursos renovables ha experimentado un incremento significativo debido a la alta tasa de dióxido de carbono generado por la quema de combustibles fósiles [1]. Esta alza en la generación eléctrica mediante recursos renovables es beneficiosa para el ambiente, para dar un paso más cerca a la neutralidad de carbono, pero presenta varios problemas que deben ser resueltos con el tiempo para ser la solución óptima. Entre estos problemas encontramos el alto costo de inversión, lo que resulta en un alto costo de generación por [kWh]. Además, se suma su intermitencia debido a depender de las condiciones meteorológicas y el ciclo del día, lo que impide generar energía de forma constante las 24 horas del día. También se encuentra el problema del vertimiento, que se debe a que la planta no puede transmitir la energía a la red cuando la generada supera la necesidad de consumo y la capacidad de las líneas de transmisión, por lo que esta energía debe ser almacenada o simplemente vertida, como su nombre lo indica.

La energía solar tiene un potencial tremendo en Chile, especialmente en el norte del país, debido a la presencia del desierto de Atacama, calificado como la ubicación con mayor radiación solar en el mundo. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, el vertimiento es un problema. De hecho, el vertimiento de las plantas solares y eólicas en octubre de 2022 fue de 270,50 [GWh], equivalente al consumo mensual de más de un millón de familias en Chile. Si este problema no se soluciona, las plantas de energía renovable estarían desperdiciando miles de [GWh] por mes, lo que afectaría la rentabilidad de estos proyectos y la posibilidad de que el país alcance la neutralidad de carbono para 2050.

Para solucionar este problema, existen dos posibilidades, que son transportar la energía o almacenarla, para transportar esta energía la propuesta más simple pero compleja es que el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) licite tramos para líneas de transmisión. Esta propuesta es difícil de llevar a cabo debido a que requiere el activo rol de varias entidades externas. Luego para almacenar la energía, está la propuesta de almacenar mediante baterías de litio, la cual es factible pero cuenta con problemas como la capacidad y la vida útil de estas. Finalmente, hay una propuesta diferente, que es el almacenamiento energético mediante hidrógeno verde.

El hidrógeno es el elemento químico más abundante del planeta y el universo. Lamenta-

blemente, este elemento no se encuentra en composición solitaria en la naturaleza debido a su inestabilidad, por lo que se encuentra en compañía de otros elementos químicos como el oxígeno, formando agua y otros tipos de compuestos. Debido a esto, el hidrógeno no es una fuente de energía, sino un vector energético, ya que es capaz de almacenar energía y liberarla cuando sea requerido. Existen diferentes maneras de obtener hidrógeno, la más utilizada es la transformación molecular mediante el reformado de gas natural de los yacimientos petrolíferos, también la gasificación a partir de biomasa y, por último, la electrólisis del agua. Esta consiste en romper el enlace presente en el agua (H_2O) mediante una corriente eléctrica continua, este es el método más sostenible de producción hoy en día. Estos métodos de producción han llevado a que el hidrógeno presente diferentes métodos de clasificación, como hidrógeno gris, azul y verde, siendo este último exclusivo de fuentes de energías renovables.

1.2. Motivación

La crisis climática ha llevado consigo un marcado aumento en los proyectos de energía renovable, impulsado por diversos factores como políticas gubernamentales y la reducción de los costos de las nuevas tecnologías. Chile se ha propuesto alcanzar la "Carbono Neutralidad 2050", una meta que actualmente parece ser bastante desafiante. Sin embargo, el país cuenta con la ubicación de mayor incidencia solar en el mundo, y el desarrollo del equipamiento relacionado con la generación fotovoltaica ha experimentado un crecimiento constante cada año, lo que ha contribuido a la disminución de sus costos.

A pesar de contar con estas ventajas, muchos de los proyectos de generación eléctrica renovable mediante plantas fotovoltaicas no resultan rentables a largo plazo debido a los problemas que se están presentando en este tipo de tecnología, principalmente el vertimiento energético. Actualmente, debido al fuerte aumento en la cantidad de plantas fotovoltaicas en el sistema eléctrico, parte de la energía generada se pierde al no poder ser inyectada a la red. Abordar este desafío es crucial para garantizar la viabilidad económica y la sostenibilidad a largo plazo de estos proyectos.

A partir de este problema surge la idea de diseñar una planta de almacenamiento energético en una planta fotovoltaica mediante el almacenamiento de hidrógeno verde, con el fin de utilizar el hidrógeno para generar energía eléctrica cuando la generación del parque fotovoltaico sea baja, con el fin de contribuir a la búsqueda de soluciones al problema de vertimiento energético.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Evaluar y estudiar la factibilidad técnica y económica de un almacenamiento energético mediante hidrógeno verde como alternativa para resolver el vertimiento de energía en una planta de generación fotovoltaica.

1.3.2. Objetivos específicos

- Caracterizar el problema del vertimiento de energía en plantas fotovoltaicas de generación eléctrica en Chile.
- Seleccionar una planta real y caracterizar su vertimiento.
- Proponer el diseño conceptual y ingeniería básica de una instalación de recuperación de energía vertida basada en almacenamiento de energía mediante hidrógeno verde.
- Determinar los costos físicos y costos operativos del proyecto. Comparando la potencia total despachable.
- Evaluar la factibilidad técnica y económica del proyecto.

1.4. Alcances

- Se caracterizará el vertimiento de energía utilizando datos de generación de las plantas fotovoltaicas en Chile.
- Se realizará el diseño conceptual de una instalación de recuperación de energía vertida, sin considerar el diseño de la planta fotovoltaica.
- Se hará la ingeniería básica de la instalación.
- Se determinarán los costos físicos y operativos, evaluando la factibilidad del proyecto.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es un método de generación de electricidad que convierte directamente la radiación solar en energía eléctrica renovable. Este proceso se lleva a cabo mediante células solares fotovoltaicas, compuestas por varias capas, cada una con una función específica. Las capas más importantes son las semiconductoras, que están generalmente hechas de silicio. Este semiconductor consta de dos capas: la capa tipo-p (inferior) y la capa tipo-n (superior). El efecto fotovoltaico ocurre cuando la célula está expuesta a la luz solar. En este proceso, la capa tipo-n absorbe los fotones y libera electrones hacia la capa tipo-p, lo que genera un desequilibrio de carga entre la parte frontal y la trasera de la célula [2]. Este desequilibrio crea un potencial eléctrico que se puede recolectar o almacenar.

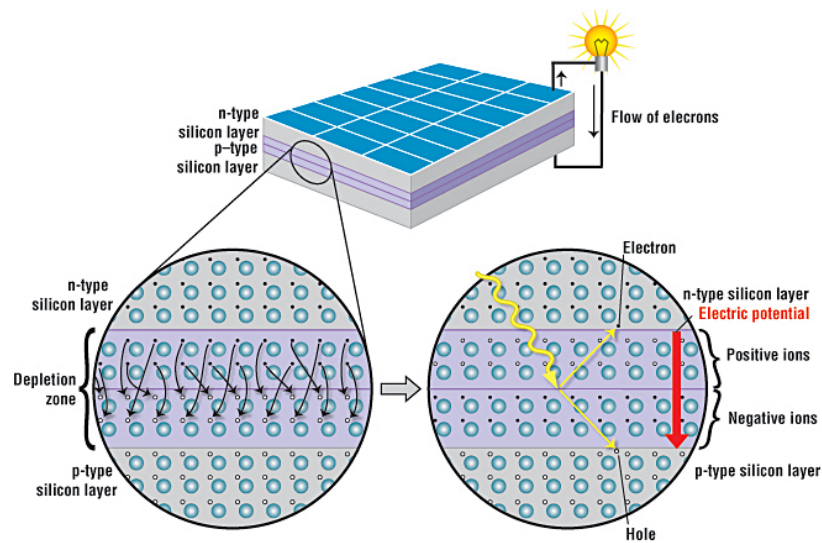


Figura 2.1: Estructura de la celda [3].

Esta tecnología ha experimentado un desarrollo significativo a lo largo del tiempo, evidenciado por la reducción de los costos de los paneles fotovoltaicos, lo que ha permitido que la generación eléctrica sea competitiva con las fuentes de energía convencionales. Además, se han logrado mejoras en la eficiencia de estos paneles. Sin embargo, los paneles fotovoltaicos no son perfectos, ya que presentan desafíos como la degradación de las celdas debido a la exposición prolongada al viento, la lluvia y la luz solar. También requieren limpieza periódica

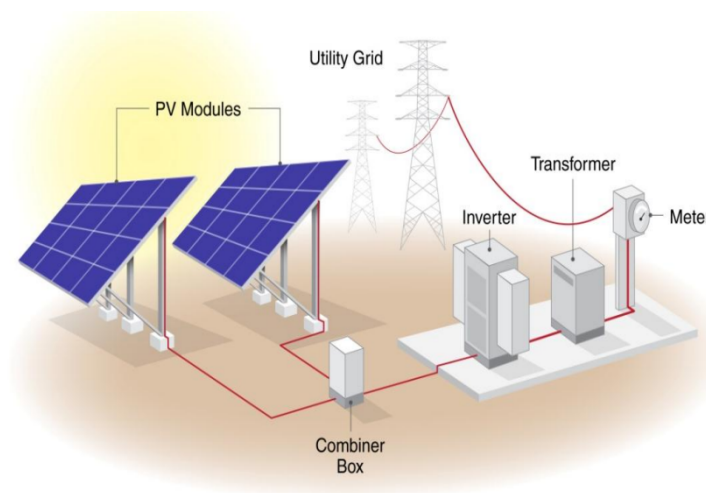
para mantener su eficiencia, ya que la suciedad puede reducir su capacidad para absorber la luz solar de manera efectiva.

La intermitencia es un desafío inherente a la energía solar, ya que la generación de energía por parte de los paneles solares depende de factores como el clima y la hora del día. Esta variabilidad en la producción de energía puede afectar la estabilidad y confiabilidad de la red eléctrica. Sin embargo, se han desarrollado soluciones para mitigar este problema, como la integración de sistemas de almacenamiento de energía, tales como baterías.

2.2. Plantas fotovoltaicas

Estas plantas se caracterizan por utilizar la energía solar, convirtiendo la radiación global en corriente continua mediante la tecnología previamente descrita. En general, las plantas fotovoltaicas son instalaciones estandarizadas, cuyos principales componentes se ilustran en la Figura 2.3:

1. Módulo o Paneles Fotovoltaicos: Conjunto de múltiples celdas unidas en serie (string), cuya función es transformar la radiación solar en energía eléctrica (DC).
2. Arrays y Strings: Un string es un conjunto de múltiples paneles solares conectados en serie, mientras que un array es un conjunto de strings conectados en paralelo. Esto se hace para mantener el voltaje e intensidad deseados.
3. Caja Combinadora: Componente que combina múltiples circuitos en serie en un circuito en paralelo.
4. Inversor: Equipo encargado de transformar la corriente continua (DC) producida por los paneles en corriente alterna (AC).
5. Transformador: Equipo encargado de elevar o reducir el voltaje. En plantas fotovoltaicas, se utiliza para elevar el voltaje (36 kV) y satisfacer las necesidades de la red eléctrica.



Source: NREL

Figura 2.2: Estructura de las Plantas fotovoltaicas [4].

2.2.1. Paneles fotovoltaicos

Tal como se mencionaba anteriormente, los paneles o módulos fotovoltaicos son los dispositivos encargados de captar la energía solar para luego transformarla en energía continua. Estos paneles están compuestos por un semiconductor, que comúnmente es el silicio. El silicio es un elemento esencial en cada una de las células solares debido a su sensibilidad a la luz. Cuando el silicio capta radiación solar, libera electrones en un proceso conocido como efecto fotoeléctrico, lo que permite la generación de electricidad. A continuación, se presentan los algunos tipos de paneles fotovoltaicos y sus características.

- **Monocristalino:** Celdas de color azul oscuro y bordes redondeados, están conformados por cristales de silicio monocristalino de alta pureza. Tienen una vida útil entre 25 y 30 años, además de contar con una alta eficiencia debido a su alta pureza en silicio, lo que conlleva a un precio mayor.
- **Silicio policristalino:** Celdas azules con tonos cambiantes, principalmente de azul claro. Son de menor coste debido a estar compuestas por cristales de silicio orientados de manera no uniforme, necesitando una menor cantidad de silicio. Su mayor deficiencia se encuentra en la baja resistencia al calor, lo que resulta en una menor eficiencia.
- **Capa fina:** Celdas de componentes extremadamente delgados fabricados en vidrio templado, lo que resulta en un producto más liviano, versátil y adaptable a cualquier tipo de superficie. Son módulos de menor eficiencia, que funcionan bien con luz difusa o a altas temperaturas.
- **Bifaciales:** Son celdas capaces de captar la radiación solar en ambos lados del panel. Este tipo de panel tiene varias formas de ser fabricado, algunos son de doble vidrio, y otros usan hojas traseras transparentes. La mayoría utiliza células monocristalinas, aunque también existen diseños policristalinos.

Tabla 2.1: Eficiencia de los distintos tipos de paneles solares. [5]

Tipo	Eficiencia [%]
Monocristalino	14-17.5
Policristalino	12-14
Capa fina	16-12

2.2.2. Bess (Sistema de almacenamiento de energía en baterías)

Los BESS, tal como sus siglas en inglés lo indican (Battery Energy Storage System), son sistemas de almacenamiento de energía en baterías. Estos sistemas se han convertido en una de las soluciones más utilizadas recientemente para abordar el problema del almacenamiento de energía, experimentando un rápido crecimiento en el país en conjunto con las energías renovables.

Estos sistemas utilizan, en la mayoría de los casos, baterías de litio para almacenar electricidad. Actualmente, se pueden utilizar tanto de forma independiente como junto con fuentes

de energía renovable, con el fin de resolver el problema de almacenamiento que estas causan en la red eléctrica.

Las baterías de litio funcionan de manera similar a las baterías comunes, almacenando energía en compuestos químicos como el litio, que generan carga eléctrica y pueden liberarla cuando se necesita. Este proceso se basa en reacciones químicas que permiten que la batería almacene y libere energía. La duración de una batería está relacionada con su capacidad de ciclado cuanto mayor es esta capacidad, más prolongada es su vida útil [6]. Estas baterías resultan ser muy útiles para abordar problemas inherentes a las energías renovables. Pueden suministrar energía en cuestión de segundos durante picos de alta demanda y, al mismo tiempo, almacenar el exceso de energía cuando la demanda disminuye, equilibrando así las fluctuaciones. Esto permite un suministro de energía más estable y confiable.

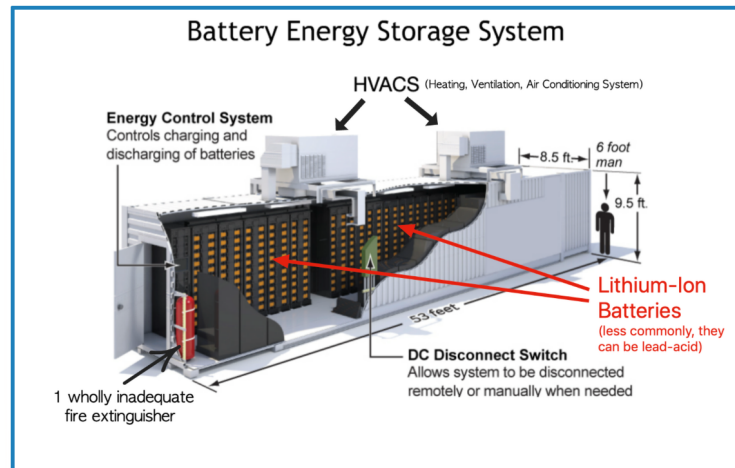


Figura 2.3: Sistema de almacenamiento de energía en baterías [7].

Estas pueden ser posicionadas de diversas formas en plantas fotovoltaicas, pero típicamente tienen 3 formas de posicionarse: primeramente, luego del inversor, antes del inversor y después de la caja combinadora. Como última opción, se puede conectar el BESS directamente en el lado de corriente continua, como se muestra en la figura 2.4.

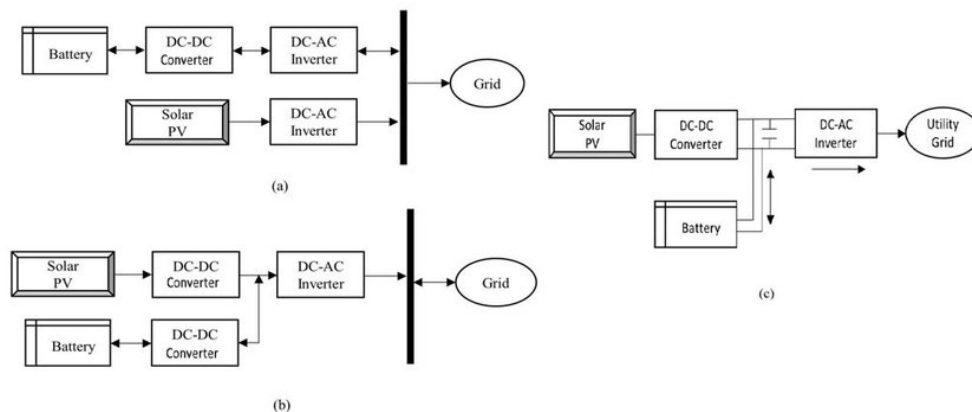


Figura 2.4: Conexiones típicas del BESS en planta fotovoltaica [8].

2.2.3. Plantas fotovoltaicas en Chile

Chile se ha visto inmerso en una revolución solar, gracias a la consolidación de las energías renovables, donde la energía fotovoltaica ha experimentado uno de los mayores aumentos, pasando de representar un 0,5 % en la generación de energía en 2011 a un 28 % en 2022, en conjunto con la energía eólica [9].

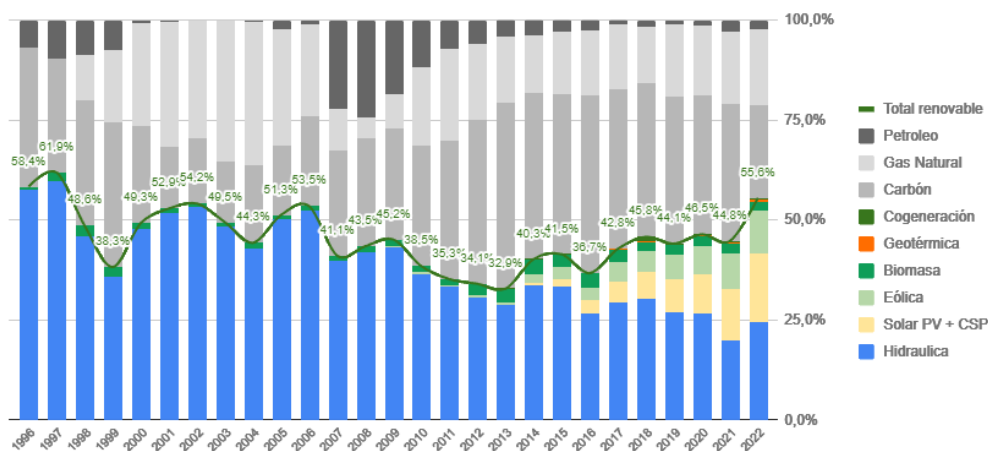




Figura 2.6: Mapa de radiación anual en Chile [13].

Por esta razón, se presentan las diez principales plantas fotovoltaicas en el país hasta el año 2017, así como su región [14]:

Tabla 2.2: Las 10 plantas solares más grandes de Chile.

Nombre	Región	Capacidad instalada (MW)	Puesta en servicio
El Romero	Atacama	196	2017
Bolero	Antofagasta	146,64	2016
Luz del norte	Antofagasta	141	2016
Finis Terrae	Antofagasta	138	2017
Conejo Solar	Antofagasta	104	2016
Quilapilún	RM	103,2	2017
Amanecer CAP	Atacama	101,02	2014
El Pelicano	Coquimbo	100,3	2018
Carrera Pinto	Atacama	73,5	2016
Pampa Solar Norte	Antofagasta	69,3	2016

Cabe recalcar que estas ya no son las plantas fotovoltaicas con mayor capacidad en Chile, debido a la finalización de la construcción de distintos proyectos. Como ejemplo, se tiene Cerro Dominador, una planta de generación de energía solar concentrada con fotovoltaica que cuenta con una capacidad de generación fotovoltaica de 100 MW y fue puesta en marcha en el año 2018. También está el parque fotovoltaico Guanchoi, de Enel Green Power en la región de Atacama, que cuenta con una potencia neta de 398 MW, convirtiéndolo en la planta solar más grande de Chile hasta la fecha.

2.3. Vertimiento de energía en centrales fotovoltaicas

El vertimiento de energía, o "curtailment" en inglés, corresponde a la reducción de la cantidad de potencia generada en comparación con la cantidad que podría haber sido producida debido a la disponibilidad del recurso natural. Este fenómeno ocurre típicamente en plantas solares y eólicas, ya que solo pueden generar electricidad cuando el recurso, ya sea el sol o el viento, está en condiciones óptimas. Esta energía no puede ser aprovechada porque las plantas no pueden adaptarse a la intermitencia, ya sea porque superan la capacidad de transporte de las líneas de transmisión o porque su generación es superior a la necesidad de consumo de la zona. Por lo tanto, el Coordinador Eléctrico Nacional debe solicitar a la planta energética reducir su generación para equilibrar la demanda y la generación [15].

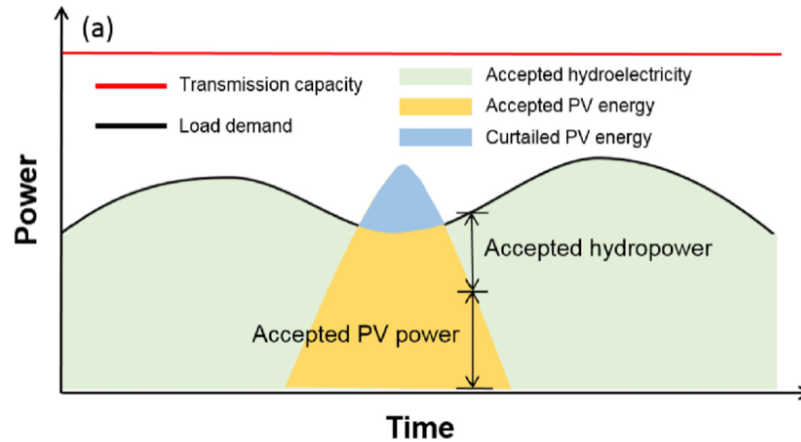


Figura 2.7: Gráfico de generación con vertimiento [16].

2.3.1. Vertimiento de energía en centrales fotovoltaicas en Chile

El vertimiento energético ocurre en muchas plantas fotovoltaicas en Chile. De hecho, se espera que este vertimiento aumente con el tiempo debido al incremento en la generación de energía con recursos renovables no convencionales. En los gráficos 2.17 y 2.9, podemos observar el comportamiento del vertimiento en Chile, siendo los meses de octubre, noviembre y diciembre los que presentan mayor vertimiento.

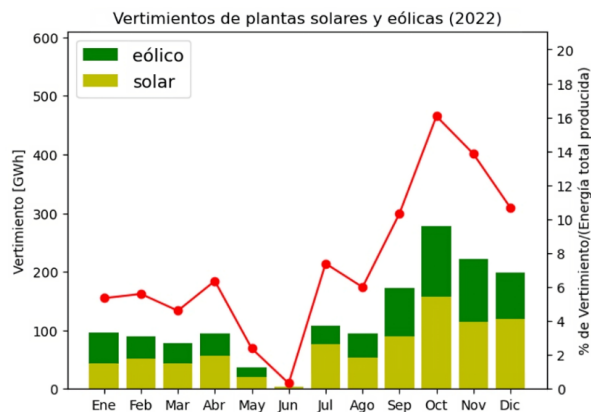


Figura 2.8: Gráfico vertimiento mensual de 53 plantas solares y 38 plantas eólicas [17].

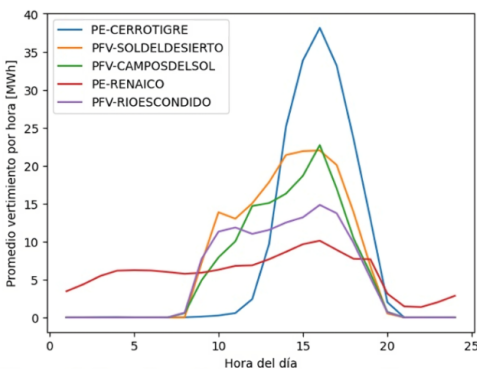


Figura 2.9: Promedios de los vertimientos horarios de las cinco centrales con mayor vertimiento anual [17].

De los gráficos anteriores podemos observar cómo el fenómeno de "curtailment" se encuentra presente en nuestro país. De hecho, en el gráfico de la figura 2.9, se evidencia que las plantas fotovoltaicas vierten la mayor cantidad de energía entre las 10:00 y las 17:00 horas, lo cual corresponde con el horario de operación de estas plantas.

2.4. Propiedades del hidrógeno

El hidrógeno, como el elemento más simple y el primero en la tabla periódica, es también el más abundante en el universo. Sin embargo, las principales formas en que encontramos hidrógeno son en forma de gas diatómico (H_2), que se encuentra principalmente en las estrellas, y en el agua (H_2O). El hidrógeno despierta un interés especial como vector energético debido a que contiene más energía por unidad de masa que cualquier otro combustible fósil. A continuación, se presenta una tabla comparativa entre el hidrógeno y otros combustibles [18].

Tabla 2.3: Propiedades de diferentes combustibles [19].

Combustible	LHV (MJ/kg)	HHV (MJ/kg)	Relación Aire/Combustible Estequiométrica (kg)	Energía Mínima de Ignición (MJ)	Temperatura de Autoignición (°C)
Metano	50.0	55.5	17.2	0.30	540-630
Propano	45.6	50.3	15.6	0.30	450
Octano	47.9	15.1	0.31	0.26	415
Metanol	18.0	22.7	6.5	0.14	460
Hidrógeno	119.9	141.6	34.3	0.017	585
Gasolina	44.5	47.3	14.6	0.29	260-460
Diésel	45.5	44.8	14.5		180-320

Viendo esta tabla, se pueden observar las ventajas y desventajas del uso del hidrógeno. Aunque al quemarse no se liberan contaminantes a la atmósfera ni se emiten gases de efecto invernadero durante la combustión, lo que convierte al hidrógeno en una fuente de energía limpia que solo emite vapor de agua y no deja residuos en el aire [20], también presenta preocupaciones. Una de las principales desventajas es su densidad, el hidrógeno tiene una densidad mucho menor en comparación con el metano, lo que requiere un volumen casi tres veces mayor para obtener la misma cantidad de energía. Además, debido a su tamaño pequeño, existe el riesgo de que se escape de las tuberías, lo que implica que estas deben tener un diámetro mayor y ser más gruesas. Por otro lado, el hidrógeno tiene una baja energía de ignición, lo que lo hace extremadamente inflamable y volátil, y también es difícil de detectar, ya que es inodoro e incoloro.

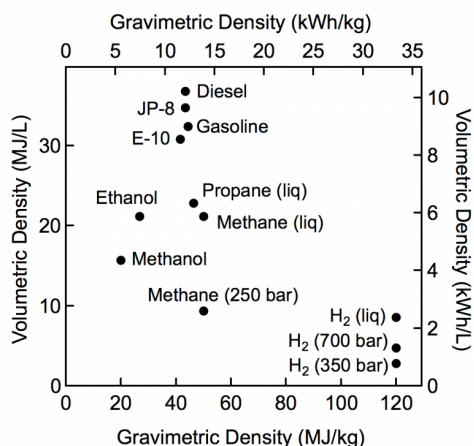


Figura 2.10: Comparación de energía específica y densidad energética para diversos combustibles.[21]

2.5. Producción de hidrógeno

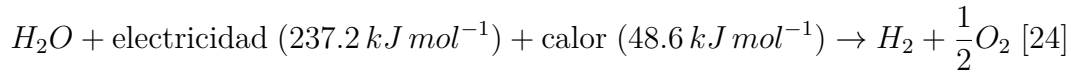
El hidrógeno es el gas más abundante en el universo. Además, es un excelente portador de energía, ya que posee el mayor contenido energético por unidad de masa, siendo aproximadamente tres veces mayor que el de la gasolina. Existen diferentes tecnologías para la generación de hidrógeno gaseoso (H_2), tales como la termoquímica, electroquímica, biológica y fotocatalítica [22]. Se espera que, de todos estos procesos, la producción mediante electrólisis (electroquímica) se convierta en una opción económicamente competitiva en el futuro, especialmente cuando la energía sea suministrada por fuentes renovables y respaldada por

políticas gubernamentales [23].

La producción de hidrógeno mediante electroquímica consiste en la separación del agua en hidrógeno y oxígeno mediante el uso de electricidad. Este método ofrece una solución limpia y sustentable para la producción de hidrógeno, especialmente si se utiliza energía proveniente de fuentes renovables. La electrólisis del agua es el método más común [23], que implica el uso de dos electrodos (cátodo y ánodo) separados por un electrolito y sumergidos en agua. En el ánodo, las moléculas de agua se oxidan, produciendo oxígeno gaseoso. Luego, los iones generados en el ánodo pasan a través del electrolito al cátodo, donde se reducen para formar hidrógeno gaseoso. Entre los distintos tipos de electrólisis se encuentran: electrólisis alcalina (AE), electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM), electrólisis de óxido sólido (SOE), y otras tecnologías más recientes y aún en desarrollo, como la electrólisis de membrana de intercambio de aniones (AEM), electrólisis de membrana bipolar y células de electrólisis microbianas (MECs) [23].

2.6. Electrolisis

Como se mencionó anteriormente, la electrólisis del agua es una de las diversas técnicas existentes para generar hidrógeno, y es la más utilizada para producir hidrógeno verde a partir de electricidad de una fuente renovable. La reacción básica de la electrólisis del agua es la siguiente:



De esta ecuación se puede deducir que la electrólisis del agua requiere una tensión teórica de 1.23 [V] para la celda termodinámica [24]. Además de esta ecuación estequiométrica, se necesitan 9 litros de agua (H_2O) para producir 1 kilogramo de hidrógeno (H_2), y se generarán alrededor de 8 kilogramos de oxígeno (O_2). Calcular el coeficiente de eficiencia del electrolizador puede ser muy útil, y este se determina mediante la siguiente fórmula [25]:

$$\eta_{LHV} = \frac{\dot{V}_{H_2} \times LHV_{H_2}}{P_{el}}$$

Donde η [%] corresponde a la eficiencia, P [KW] corresponde a la potencia eléctrica, \dot{V} (m^3s^{-1}) corresponde al flujo volumétrico y LHV ($J \text{ mol}^{-1}$) corresponde al bajo poder calorífico del hidrógeno.

Esta tecnología ha sido mejorada desde el siglo XVIII, pasando por distintas generaciones de electrolizadores que han enfrentado diversos desafíos para llegar al estado actual. Esto ha dado lugar a distintos tipos de electrolizadores, algunos en desarrollo y otros ya en uso en el mercado.

2.6.1. Electrolizadores alcalinos (AE)

Los electrolizadores alcalinos fueron descubiertos hace varios años, convirtiéndose en uno de los primeros electrolizadores de la historia. Por esta razón, es uno de los más establecidos en la producción industrial de hidrógeno. Opera a una baja temperatura (30–80 [°C]) con

un electrolito de solución alcalina concentrada, y sus electrodos (ánodo y cátodo) están formados por placas de acero inoxidable recubiertas de níquel, lo que mejora la resistencia a la corrosión [24].

El funcionamiento de esta celda se basa en la reacción individual de dos medias celdas, como la reacción de evolución del hidrógeno (HER) en el cátodo y la reacción de evolución del oxígeno (OER) en el ánodo. En el cátodo, dos moles de la solución alcalina se reducen para producir un mol de hidrógeno y dos moles de ion hidróxido (OH^-). El H_2 producido se puede remover de la superficie catódica, y el ion hidróxido restante se transfiere mediante un circuito eléctrico entre el cátodo y el ánodo a través de un separador poroso adjunto al ánodo. En el ánodo, el OH^- se descarga para producir $\frac{1}{2}$ molécula de oxígeno (O_2) y una molécula de agua (H_2O), como se observa en la figura 2.11.

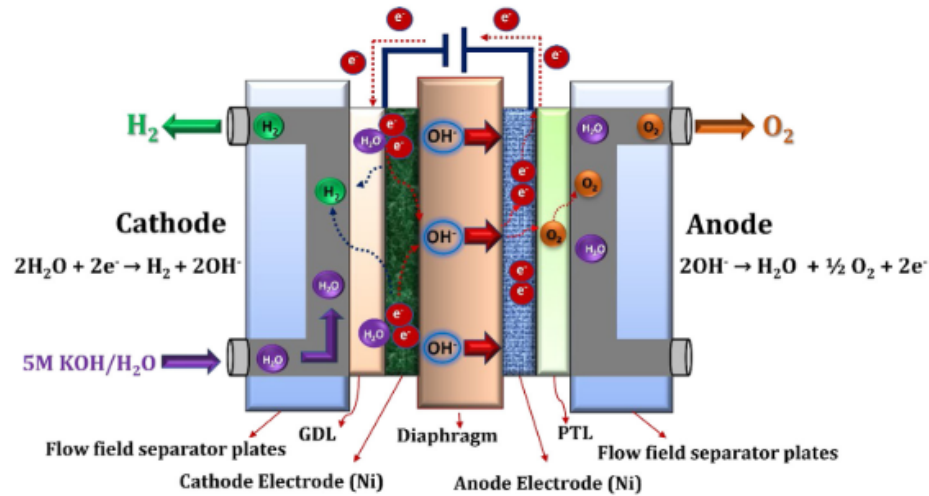


Figura 2.11: Principio de funcionamiento del electrolizador alcalino. [24]

2.6.2. Electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM)

La celda PEM presenta como componente principal una membrana de intercambio de protones sólida, típicamente de Nafion, como electrolito. Debido a su alta conductividad de protones, estas celdas tienen una alta densidad de corriente, entre otras ventajas [24].

Su proceso inicia en el ánodo, donde la molécula de agua se descompone para generar oxígeno (O_2), protones (H^+) y electrones (e^-). El oxígeno es retirado del ánodo y los protones circulan a través de la membrana de intercambio de protones hacia el cátodo, mientras que los electrones pasan por el circuito externo hacia el cátodo. En el cátodo, los protones y electrones se recombinan para producir H_2 en forma gaseosa. Esto se puede observar en la figura 2.12.

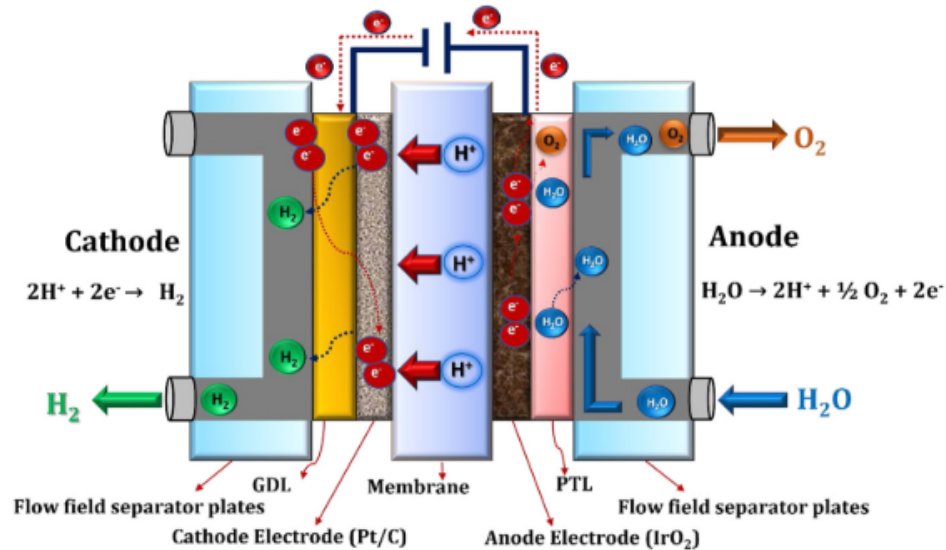


Figura 2.12: Principio de funcionamiento del electrolizador de membrana de intercambio de protones. [24]

2.6.3. Electrolizadores de óxido sólido (SOE)

Los electrolizadores de óxido sólido, al igual que otros tipos de electrolizadores, convierten la energía eléctrica en energía química. Una de sus ventajas radica en que operan con agua en forma de vapor a alta temperatura (500–850 [°C]), lo cual reduce drásticamente el consumo de energía y, por ende, aumenta su eficiencia [24]. Esto también puede llevar a una reducción en el costo del hidrógeno. Además, tienen la capacidad de integrarse térmicamente con facilidad en procesos de síntesis química posterior, como la producción de amoníaco, por ejemplo.

El funcionamiento de esta celda es muy similar al de otros tipos de electrolizadores. En el cátodo, la molécula de agua se reduce para producir hidrógeno (H_2) e iones óxido (O^{2-}) mediante la adición de dos electrones. Luego, el H_2 y O^{2-} atraviesan la membrana de intercambio iónico hacia el ánodo, donde el ion óxido se oxida para generar oxígeno y electrones. El oxígeno se libera posteriormente y los electrones pasan a través de un circuito externo hacia el cátodo. Esto se puede observar en la figura 4.7. Esta celda está compuesta principalmente por tres componentes: dos electrodos porosos (ánodo y cátodo) y un electrolito cerámico capaz de conducir iones de óxido, comúnmente utilizando circonita estabilizada con itria.

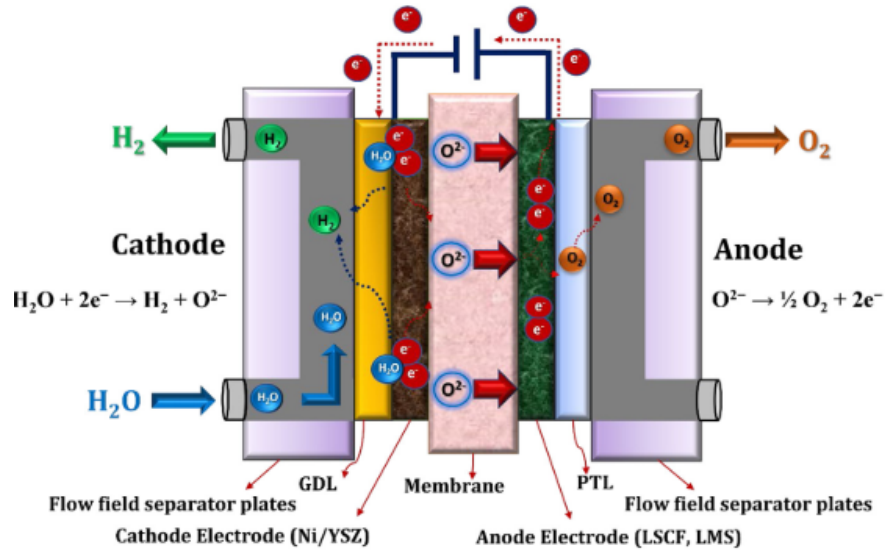


Figura 2.13: Principio de funcionamiento del electrolizador de óxido sólido. [24]

2.6.4. Comparación de los electrolizadores

En esta subsección se mostrarán una tabla resumen de los electrolizadores presentados y una tabla con las ventajas y desventajas de cada electrolizador [24].

Tabla 2.4: Características de los electrolizadores [24].

Característica/Tecnología	Alcalina	AEM
Reacción en ánodo	$2OH^- \rightarrow H_2O + \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$	$2OH^- \rightarrow H_2O + \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$
Reacción en cátodo	$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$	$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$
Electrolito	KOH/NaOH	Soporte polimérico con KOH/NaOH
Separador	Asbestos/Zirfon/Ni	Fumatech.
Catalizador (lado del hidrógeno)	Acero inoxidable perforado niquelado	Nickel
Catalizador (lado del oxígeno)	Acero inoxidable perforado niquelado	Nickel or NiFeCo alloys
Temperatura de operación	70-90 [°C]	40-60 [°C]
Presión de la celda	<30 [bar]	<35 [bar]
Pureza de H_2	99.5-99.9998 %	99.9-99.9999 %
Eficiencia	50 %-78 %	57 %-59 %
Vida útil (pila)	60,000 h	30,000 h
Estado de desarrollo	Madura	R & D ^a
Costos de capital	USD 500-1000/kW	Desconocido

^a R&D: Investigación y desarrollo (Research and development)

Tabla 2.5: Características de los electrolizadores [24].

Característica/Tecnología	PEM	Óxido sólido
Reacción en anodo	$H_2O \rightarrow 2H^+ + \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$	$O^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$
Reacción en cátodo	$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$	$H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + O^{2-}$
Electrolito	Electrolito de polímero sólido (PFSA)	Zirconia estabilizada con itria (YSZ)
Separador	Nafion	Electrolito sólido YSZ
Catalizador (lado del hidrógeno)	Óxido de iridio	Nifysz
Catalizador (lado del oxígeno)	Carbono platino	Perovskitas
Temperatura de operación	50-80 [°C]	700-850 [°C]
Presión de la celda	<70 [bar]	1 [bar]
Pureza de H ₂	99.9-99.9999 %	99.9 %
Eficiencia	50 %-83 %	89 % (laboratorio)
Vida útil (pila)	50,000-80,000 h	20,000 h
Estado de desarrollo	Comercializado	R & D
Costos de capital	USD 700-1400/kW	Desconocido

Tabla 2.6: Ventajas y desventajas de los distintos electrolizadores [24].

Electrolizador	Ventajas	Desventajas
Alcalina	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología bien establecida • Comercializada para aplicaciones industriales • Catalizadores electrocatalíticos sin metales nobles • Costo relativamente bajo • Estabilidad a largo plazo 	<ul style="list-style-type: none"> • Densidades de corriente limitadas • Cruzamiento de los gases • Electrolito líquido concentrado (5M KOH)
AEM	<ul style="list-style-type: none"> • Catalizadores electrocatalíticos sin metales nobles • Electrolito líquido con baja concentración (1M KOH) 	<ul style="list-style-type: none"> • Estabilidad limitada • En desarrollo
PEM	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología comercializada • Opera a densidades de corriente más altas • Alta pureza de los gases • Diseño compacto del sistema • Respuesta rápida 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo de los componentes de la celda • Catalizadores electrocatalíticos nobles • Electrolito ácido
SOE	<ul style="list-style-type: none"> • Alta temperatura de trabajo • Alta eficiencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Estabilidad limitada • En desarrollo

2.7. Almacenamiento de hidrógeno

Existen distintos métodos de almacenamiento del H_2 , pero entre los más comunes y utilizados se encuentran la compresión, la licuefacción, los portadores orgánicos líquidos y el almacenamiento en estado sólido.

2.7.1. Hidrógeno comprimido

Para el almacenamiento del hidrógeno gaseoso comprimido, existen cuatro tipos de clasificaciones:

- Tipo I: Esta opción es la más asequible. Normalmente, son cilindros completamente metálicos con una presión máxima operativa de 30 [bar]. Los materiales típicos son el aluminio y el acero [26].
- Tipo II: Esta opción cuenta con paredes metálicas cilíndricas reforzadas con fibra de resina, lo que lo hace más ligero que el Tipo I, pero también más caro [26].

- Tipo III: Está hecha de aluminio comprimido y composiciones de fibra de carbono, diseñadas para aplicaciones que requieran altas presiones, hasta 450 [bar], pero también pueden resistir hasta 700 [bar] [26].
- Tipo IV: Los revestimientos son mayoritariamente polímeros construidos con alta densidad de polietileno, y pueden almacenar hasta una presión de 700 [bar] [26].

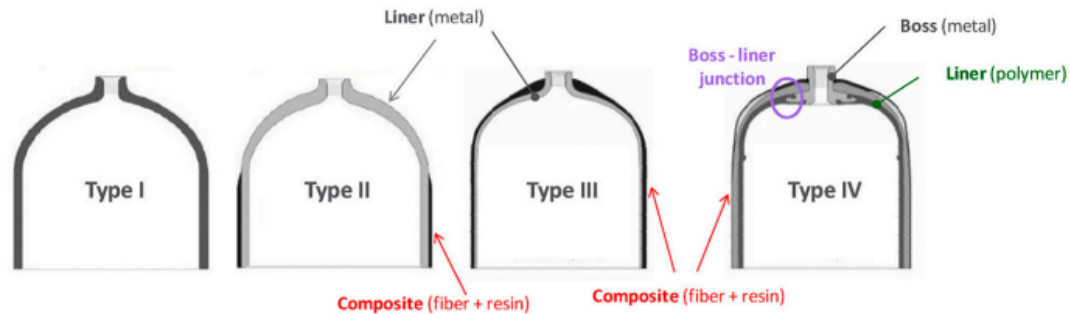


Figura 2.14: Tipos de estanques I,II,III y IV para H₂ comprimido. [26]

2.7.2. Hidrógeno líquido

Para la licuefacción del hidrógeno, es necesario mantenerlo en su forma líquida a una temperatura de -253 [°C]. La liberación de H₂ en forma de hidrógeno líquido es similar a la del hidrógeno comprimido, pero con una menor energía de expansión adiabática necesaria, por lo que no ocurren accidentes cuando el H₂ se filtra por una abertura. La densidad del hidrógeno líquido es de 1.5 a 2.0 veces mayor que la del hidrógeno comprimido, por lo tanto, un tanque pequeño es suficiente. Debido a que el tanque opera a bajas presiones, el costo y el espesor del mismo pueden reducirse. Estos tanques criogénicos pueden fabricarse con materiales no corrosivos como el acero inoxidable o el aluminio, dado que el H₂ líquido no es corrosivo. Aun así, la licuefacción del hidrógeno es cara y energéticamente muy consumidora, se estima que entre el 30 % y el 40 % del poder calorífico neto del H₂ se pierde durante el proceso de licuefacción [26].

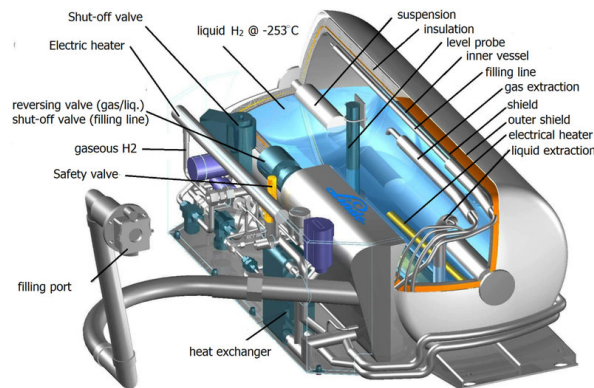


Figura 2.15: Esquema de un tanque de hidrógeno criogénico. [27]

2.8. Aplicaciones del hidrógeno

El hidrógeno posee una amplia variedad de aplicaciones en la industria, abarcando desde la producción de amoníaco hasta su uso como combustible para aviones y barcos. Actualmente, se están produciendo 75 [MT] de hidrógeno puro y 45 [MT] de hidrógeno como parte de una mezcla de gases [28]. En cuanto a la actividad que más utiliza hidrógeno, aproximadamente un 50 % se destina a la producción de amoníaco, seguido por el refinamiento de petróleo con un 20 %, la producción de metanol con un 10 %, y el resto tiene diversos usos [29].

Debido a las políticas de cero emisiones para 2050, el hidrógeno se convierte en un elemento clave para lograr esta transición hacia una economía con cero emisiones. Puede ser utilizado tanto como vector energético como combustible para múltiples aplicaciones. Se espera que la producción de H_2 supere los 500 [MT] para el año 2050 [30].

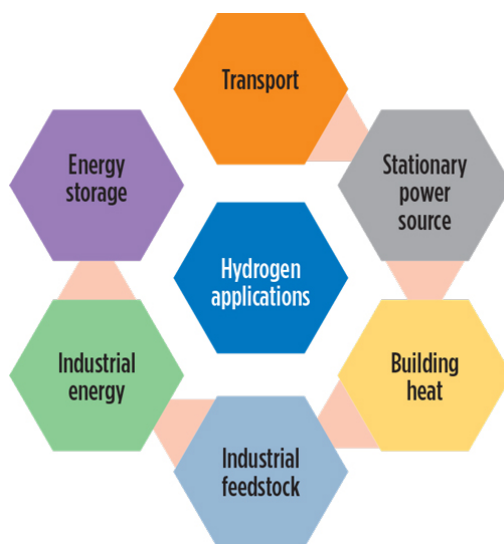


Figura 2.16: Aplicaciones del hidrógeno. [30]

2.9. Aplicaciones del Oxígeno

El oxígeno se encuentra presente en el aire con una composición promedio del 21 %. En condiciones normales, el oxígeno se presenta siempre en forma de gas incoloro e inodoro, y es altamente reactivo, excepto cuando se encuentra en presencia de gases inertes. Esta reactividad lo convierte en un elemento clave en numerosos procesos industriales y aplicaciones cotidianas [31].

Entre sus aplicaciones más comunes se destacan el uso médico, donde se emplea para tratamientos de pacientes con dificultades respiratorias, y en la acuicultura, donde se utiliza para mejorar la oxigenación del agua y favorecer el crecimiento de organismos acuáticos. Además, el oxígeno es fundamental en el tratamiento de aguas, contribuyendo a la oxidación de contaminantes, y en la producción de metales y vidrio, donde su alta reactividad es aprovechada para procesos de combustión intensificada y purificación de materiales. Estas son solo algunas de las áreas en las que el oxígeno juega un rol crucial en la industria [31].

2.10. Celdas de combustible

Las celdas de combustible son dispositivos electroquímicos que convierten la energía química del hidrógeno u otros combustibles en electricidad de manera eficiente. Al utilizar hidrógeno como combustible principal, los productos generados son electricidad, agua y calor [32]. Estas celdas tienen un amplio campo de aplicación, que incluye suministrar energía a automóviles, barcos, computadoras, y en una escala mucho mayor, a hogares y ciudades.

El funcionamiento de las celdas de combustible es bastante similar al proceso de electrólisis. Además las celdas de combustible funcionan como baterías, pero a diferencia de estas, no se agotan ni necesitan recargarse. Producen energía de manera continua mientras se les suministra hidrógeno o combustible.

Una celda de combustible está compuesta por dos electrodos, el ánodo y el cátodo, dispuestos en forma de sándwich alrededor del electrolito. El hidrógeno se introduce en el ánodo, mientras que el aire u oxígeno se introduce en el cátodo. En el ánodo, un catalizador separa las moléculas de hidrógeno en protones y electrones. Los electrones viajan a través de un circuito externo, generando un flujo eléctrico que produce electricidad. Al mismo tiempo, los protones atraviesan el electrolito y se combinan en el cátodo con el oxígeno del aire y los electrones, formando agua y liberando calor como subproducto.

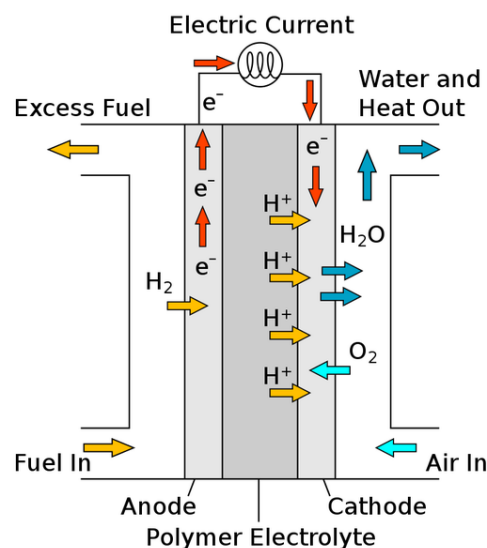


Figura 2.17: Esquema de una celda de combustible. [33]

A partir de este principio, existen distintos tipos de celdas de combustible, que varían principalmente según el tipo de electrolito utilizado, ya sea líquido o sólido. Esta variación influye en ciertas condiciones de la celda, como la temperatura de operación y el área de aplicación.

Para que estas celdas de combustible puedan funcionar, además del suministro de hidrógeno, es necesario que un flujo de aire sea ingresado a la celda para que el oxígeno reaccione con el hidrógeno presente. Por ello, las celdas de combustible cuentan con un sistema de compresión integrado para suministrar la cantidad de aire requerida a las celdas de combustible,

como se muestra en la siguiente imagen:

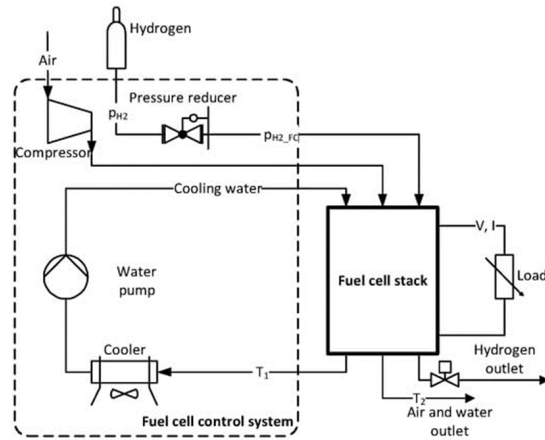


Figura 2.18: Esquema sistema de control de las celdas de combustible. [34]

2.10.1. Membrana polimérica electrolítica (PEM)

Estas celdas, también conocidas como membranas de intercambio de protones, utilizan un polímero sólido como electrolito y electrodos de carbón poroso que contienen un catalizador de platino o aleación de platino. Para su funcionamiento, solo se requiere hidrógeno, oxígeno del aire y agua[32].

2.10.2. Alcalina

Este tipo de celda fue una de las primeras en ser desarrolladas y tiene un amplio uso en los programas espaciales de Estados Unidos para producir energía y agua a bordo de las naves. En esta celda, se utiliza una solución acuosa de hidróxido de potasio como electrolito, y puede emplear una variedad de metales no preciosos como catalizadores. Es muy similar a la celda PEM, excepto que utiliza una membrana alcalina[32].

2.10.3. Ácido fosfórico

La celda de combustible utiliza ácido fosfórico líquido como electrolito, el cual está contenido en una matriz de carburo de silicio unida a un soporte de teflón. Los electrodos de la celda están hechos de carbono poroso y contienen un catalizador de platino[32].

2.10.4. Carbonato fundido

En esta celda, se utiliza un electrolito compuesto de una mezcla de sales de carbonato fundido suspendidas en los poros de una matriz cerámica de óxido de aluminio y litio, la cual es químicamente inerte. Debido a que este tipo de celda opera a altas temperaturas, alrededor de 650°C , es posible emplear metales no preciosos como catalizadores tanto en el ánodo como en el cátodo [32].

2.10.5. Comparación de celdas de combustible

Las celdas de combustible mencionadas anteriormente son las principales tecnologías utilizadas en la actualidad. Sin embargo, el desarrollo de nuevas celdas y la mejora de las existentes continúan avanzando. A continuación, se presenta una tabla resumen de los distintos tipos de celdas de combustible:

Tabla 2.7: Características de las celdas de combustible [32].

Tipo de celda de combustible	Temperatura de funcionamiento	Tamaño típico de la pila	Eficiencia eléctrica (LHV)
Membrana electrolítica de polímero (PEM)	<120°C	<1 kW - 100 kW	60 %
Alcalino (AFC)	100°C	1 - 100 kW	60 %
Ácido fosfórico (PAFC)	150 - 200°C	5 - 400 kW	40 %
Carbonato fundido (MCFC)	600 - 700°C	300 kW - 3 MW	50 %
Óxido sólido (SOFC)	500 - 1000°C	1 kW - 2 MW	60 %

Tabla 2.8: Aplicaciones, ventajas y desventajas de las celdas de combustible [32].

Tipo de celda de combustible	Aplicaciones	Ventajas	Desafíos
Membrana electrolítica de polímero (PEM)	<ul style="list-style-type: none"> •Energía de reserva •Energía portátil •Generación distribuida •Transporte •Vehículos especiales 	<ul style="list-style-type: none"> •Menos problemas de corrosión y gestión del electrolito •Baja temperatura •Rápido arranque y seguimiento de la carga 	<ul style="list-style-type: none"> •Catalizadores caros •Sensible a las impurezas del combustible
Alcalino (AFC)	<ul style="list-style-type: none"> •Militar •Espacio •Energía de reserva •Transporte 	<ul style="list-style-type: none"> •Componentes de menor coste •Baja temperatura •Rápida puesta en marcha 	<ul style="list-style-type: none"> •Sensible al CO₂ del combustible y del aire •Gestión del electrolito •Conductividad del electrolito
Ácido fosfórico (PAFC)	<ul style="list-style-type: none"> •Generación distribuida 	<ul style="list-style-type: none"> •Adecuado para cogeneración •Mayor tolerancia a las impurezas del combustible 	<ul style="list-style-type: none"> •Catalizadores caros •Largo tiempo de puesta en marcha •Sensibilidad al azufre
Carbonato fundido (MCFC)	<ul style="list-style-type: none"> •Compañía eléctrica •Generación distribuida 	<ul style="list-style-type: none"> •Alta eficiencia •Flexibilidad de combustible •Apto para cogeneración •Ciclo híbrido/turbina de gas 	<ul style="list-style-type: none"> •Largo tiempo de puesta en marcha •Baja densidad de potencia
Óxido sólido (SOFC)	<ul style="list-style-type: none"> •Energía auxiliar •Empresa eléctrica •Generación distribuida 	<ul style="list-style-type: none"> •Alta eficiencia •Flexibilidad de combustible •Electrolito sólido •Apto para cogeneración •Ciclo híbrido/turbina de gas 	<ul style="list-style-type: none"> •Largo tiempo de puesta en marcha •Número limitado de paradas

2.11. Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Plan de acción

El 2 de mayo del 2024 fue presentado el Plan de Acción de Hidrógeno Verde, el cual tiene como objetivo definir las acciones entre el 2023 y 2030 que permita el despliegue de una industria sostenible del hidrógeno verde y sus derivados. Con el fin de que el país se vuelva líder mundial en la producción y exportación de hidrógeno verde. Las acciones de este plan van tanto de la parte educativa hasta la parte financiera, donde se busca fomentar la inversión reduciendo así impuestos de primera categoría por ejemplo. representa así una oportunidad para mayores empleo y con ello generar oportunidades económicas.

La estrategia ya fue lanzada el año 2020 por el ministerio de energía, tiene como objetivos principales contar con 5 GW de capacidad de electrolisis en desarrollo al 2025, producir el hidrógeno verde más económico para el 2030 y estar entre los 3 mayores exportadores para el 2040.[35] Esta estrategia se ve dividida en 3 etapas, las cuales son las siguientes:

- Etapa I (2020-2025): Esta se centra en activar la industria y desarrollar la exportación, donde se busca desplegar el hidrógeno prioritariamente en 6 aplicaciones en Chile para construir un mercado, con el fin de generar demanda y conocimiento.
- Etapa II (2025-2030): Se busca llegar al mercado internacional, atrayendo potenciales compradores y estableciendo acuerdos para acelerar el desarrollo de exportación.
- Etapa III (2030+): El objetivo es crecer aún más debido al aumento de las tecnologías y a que otros países buscarán realizar una descarbonización. [36]

Capítulo 3

Metodología

En la presente sección, se describe la metodología utilizada para cumplir con cada uno de los objetivos planteados para la memoria:

1. Se realiza una investigación bibliográfica sobre plantas fotovoltaicas, vertimiento energético y las oportunidades y formas de producir hidrógeno, utilizando tesis y artículos científicos, con el fin de reconocer el vertimiento, sus limitaciones y posibilidades.
2. Luego, se descargan los datos de vertimientos y generaciones reales de las centrales fotovoltaicas. Con esto, se hace posible realizar una caracterización del vertimiento energético de las plantas fotovoltaicas en Chile, obteniendo así cada parque fotovoltaico jerarquizado por su vertimiento.
3. A partir de esta jerarquía, es posible dar paso a la ingeniería conceptual, seleccionando la central fotovoltaica en función de la energía vertida, así como otros recursos presentes en la zona, cantidad de centrales cercanas a la planta, recurso hídrico y planicie del terreno, haciendo un análisis del sector y su viabilidad.
4. Seleccionada la planta fotovoltaica, se selecciona el tipo de tecnología a utilizar y se mencionan las capacidades de la planta, como su disponibilidad y horarios de operación, realizando un diagrama general de la planta.
5. En la ingeniería básica, se seleccionan los equipos a utilizar y sus modelos, comenzando primero por los electrolizadores, luego las celdas de combustible y, finalmente, el resto de los equipos. Para esto, se deben realizar los cálculos, como balances de masa y energía para todos los equipos de la planta. Este proceso se realiza mediante Excel y Engineering Equation Solver (EES).
6. A continuación, finalizando la ingeniería básica, se realiza un diagrama de flujo.
7. Luego de la ingeniería básica, se realiza un estudio sobre el comportamiento de la planta frente al vertimiento y cómo este afecta a su producción de hidrógeno, así como a su generación de energía eléctrica.
8. Se calculan indicadores económicos como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN), así como el Costo Nivelado de Energía (LCOE). Para esto, es necesario primero calcular los costos de inversión y de operación, o CAPEX (Capital Expenditure) y OPEX (Operational Expenditure), respectivamente.

9. Finalmente, se analizan y discuten los resultados obtenidos, destacando las dificultades y ventajas del proyecto en el presente, así como las posibilidades que tiene para ser económicamente y técnicamente viable en el futuro.

Capítulo 4

Ingeniería Conceptual

4.1. Caracterización del vertimiento energético

4.1.1. Actualidad del vertimiento energético

El vertimiento energético o "curtailment" en inglés, hace referencia a la pérdida de producción energética que sufren las fuentes de energía debido principalmente a la baja demanda o sobresaturación de una línea eléctrica. Esto afecta a las fuentes de energía renovable, obligándolas a disminuir la cantidad de potencia generada para satisfacer las necesidades de la red y lo solicitado por el coordinador. Los datos del vertimiento son de carácter público y pueden ser descargados en la página del Coordinador Nacional [61]. En esta se presenta únicamente el vertimiento de los parques eólicos y plantas solares. Estos datos se presentan en forma de reporte anual, mensual y diario, mostrando la energía generada por mes, día y hora, respectivamente. La energía generada está expresada en MWh.

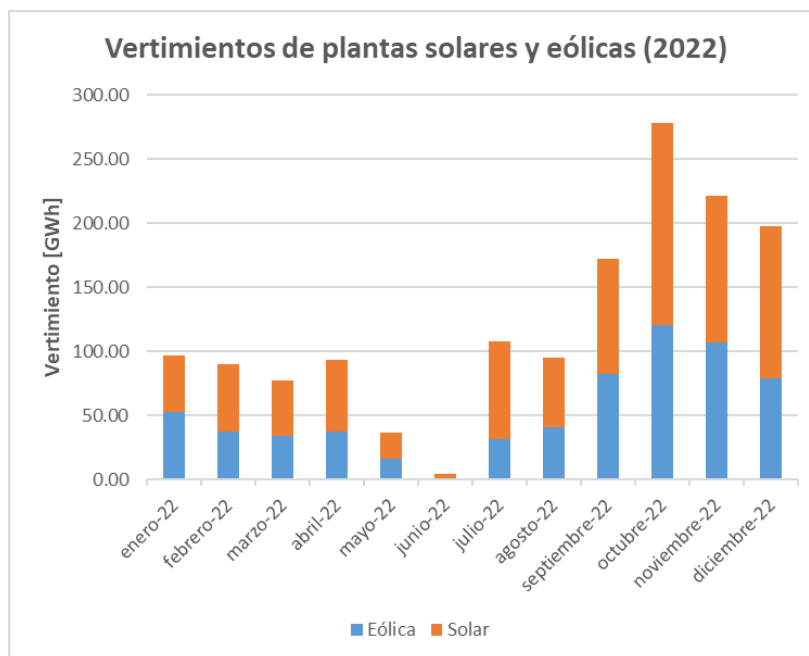


Figura 4.1: Vertimiento en plantas eólicas y solares en Chile en el 2022.

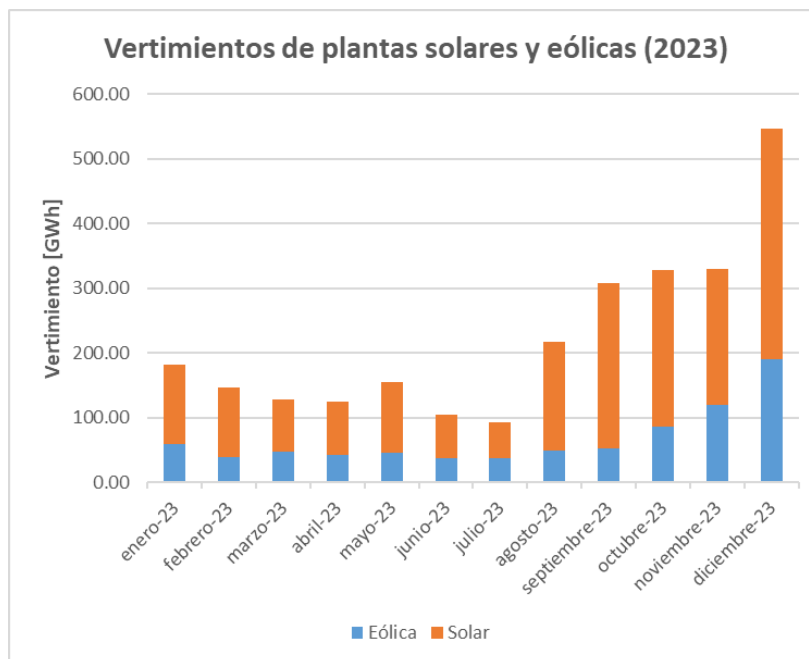


Figura 4.2: Vertimiento en plantas eólicas y solares en Chile en el 2023.

De los gráficos se puede observar cómo el vertimiento energético se ha duplicado en el transcurso de un año (de 2022 a 2023). Esto se debe al fuerte crecimiento de las energías renovables en nuestro país. Es posible observarlo más claramente en las siguientes tablas 4.1 y 4.2:

Tabla 4.1: Vertimiento acumulado 2022.

Vertimiento acumulado 2022		
Eólica	641,12 [GWh]	44 %
Solar	829,90 [GWh]	56 %
Total	1471,02 [GWh]	100 %

Tabla 4.2: Vertimiento acumulado 2023.

Vertimiento acumulado (GWh) 2023		
Eólica	804,26 [GWh]	30 %
Solar	1862,71 [GWh]	70 %
Total	2666,97 [GWh]	100 %

Con estas tablas es posible observar cómo el vertimiento está en aumento, especialmente el vertimiento de las centrales solares, que en el transcurso de un año tuvo un incremento del 224%. Además, dado que la cantidad de proyectos fotovoltaicos es cada vez mayor, se espera que el vertimiento energético también aumente. Por esta razón, se busca explorar la alternativa de aprovechar el vertimiento generado por este tipo de energías. Esto permitiría aprovechar las condiciones óptimas que tiene Chile, especialmente en el norte, con el gran desierto de Atacama, el lugar más árido del planeta y con la mayor radiación solar del mundo.

4.1.2. Vertimiento en plantas solares

Actualmente, en el Coordinador Nacional se tiene registrado el vertimiento desde el año 2022 en adelante. Por lo tanto, para caracterizar el vertimiento, se considerarán únicamente años completos, tomando así los años 2022 y 2023 como representativos. Para lograr una correcta caracterización, se utilizaron los valores desde enero de 2022 hasta diciembre de 2023. Con estos datos, es posible realizar la caracterización del vertimiento para estos años, obteniendo los siguientes gráficos 4.3 y 4.4:

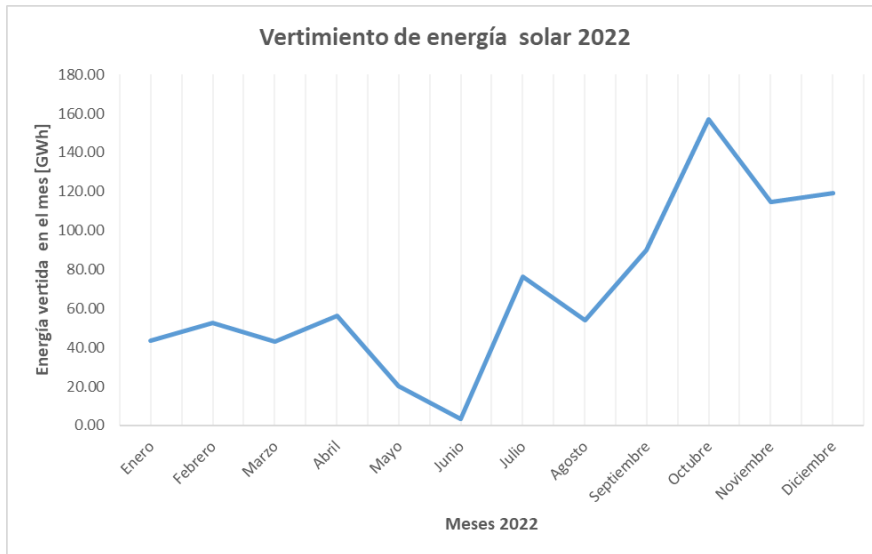


Figura 4.3: Energía solar vertida en el 2022.

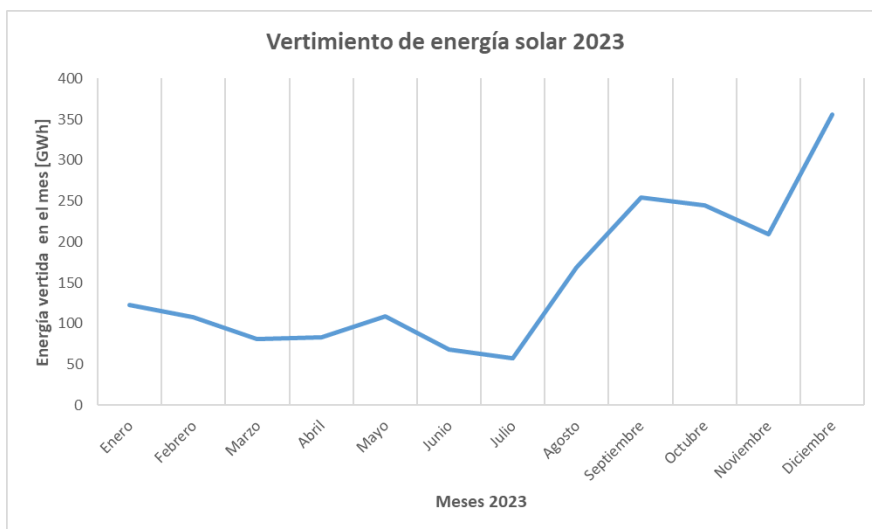


Figura 4.4: Energía solar vertida en el 2023.

Además de obtener los gráficos, es posible jerarquizar las centrales fotovoltaicas, determinando de esta forma las centrales con mayor vertimiento para cada año. De esta manera, se

obtienen las siguientes tablas 4.3 y 4.5:

Tabla 4.3: Plantas con mayores vertimiento total en el 2022.

Ranking	Vertimiento 2022 [GWh]	Planta fotovoltaica	Potencia [MW]
1	63.28	Sol del desierto	244
2	52.83	Campos del sol	375
3	45.25	Rio escondido	161
4	45.25	Malgarida	238
5	38.65	El Romero	196
6	35.66	Finisterrae	138
7	32.42	Javiera	65
8	32.27	Cerro dominador	100
9	30.50	Nuevo Quillagua	103
10	29.52	Sol de Lila	163

Tabla 4.4: Plantas con mayores vertimiento total en el 2023.

Ranking	Vertimiento 2023 [GWh]	Planta fotovoltaica	Potencia [MW]
1	105.21	Domeyko	204
2	98.45	Sol del desierto	244
3	84.18	Campos del sol	375
4	68.44	Santa Isabel	150
5	63.30	Finisterrae	138
6	62.23	Sol de Lila	163
7	61.87	Valle escondido	100
8	55.94	Atacama solar 2	150
9	52.67	Valle del sol	188
10	52.38	Malgarida	238

También se debe tener en cuenta que algunas centrales no estuvieron activas todo el tiempo durante el año, ya que son parques que iniciaron su energización a mediados del año y no a comienzos del mismo, o debido a que se produjo algún tipo de falla que los dejó fuera de la red eléctrica por un largo periodo. Por lo tanto, también se realiza una jerarquización basada en la cantidad de días promedios que la planta estuvo en operación, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 4.5: Plantas con mayores vertimiento con respecto a su disponibilidad mensual en el 2022.

Ranking	Vertimiento mensual 2022 [MWh]	Planta fotovoltaica	Potencia [MW]
1	173.33	Sol del desierto	244
2	143.86	Campos del sol	375
3	124.16	Malgarida	238
4	123.54	Rio escondido	161
5	118.20	Diego Almagro Sur	230
6	105.88	El Romero	196
7	97.82	Finisterrae	138
8	88.70	Cerro dominador	100
9	88.37	Javiera	65
10	83.45	Nuevo Quillagua	103

Tabla 4.6: Plantas con mayores vertimientos con respecto a su disponibilidad mensual en el 2023.

Ranking	Vertimiento mensual 2023 [MWh]	Planta fotovoltaica	Potencia [MW]
1	286.86	Domeyko	204
2	269.85	Sol del desierto	244
3	256.86	Guanchói	398
4	231.82	Campos del sol	375
5	190.90	Valle del sol	188
6	185.92	Santa Isabel	150
7	173.14	Finisterrae	138
8	169.87	Sol de lila	163
9	168.59	Valle escondido	100
10	159.42	Coya	181

De estas tablas se puede observar cómo algunas plantas aparecen en los rankings de diferentes años, lo que indica un gran problema de vertimiento. Por ejemplo, Sol del Desierto, Campos del Sol y Finisterrae muestran una alta incidencia de vertimiento. Finalmente, se puede realizar una tabla sumando el vertimiento registrado en los años 2022 y 2023, y analizar cuáles son las plantas con mayor vertimiento:

Tabla 4.7: Plantas con mayores vertimientos entre 2022 y 2023.

Ranking	Vertimiento 2022-2023 [GWh]	Planta fotovoltaica
1	161.74	Sol del desierto
2	137.01	Campos del sol
3	122.21	Domeyko
4	98.96	Finisterrae
5	97.63	Malgarida
6	96.90	Rio escondido
7	91.75	Soldelila
8	84.28	Cerro dominador
9	78.57	Santa Isabel
10	77.91	Javiera

4.1.3. Indicador de vertimiento

Con los datos anteriores, solo es posible observar que el vertimiento es mayor en algunas plantas que en otras. Sin embargo, este vertimiento puede ser relativamente despreciable para una planta si su potencial de generación es grande. Por esta razón, es importante tener una visión de "eficiencia" o entender el porcentaje de la energía que se está perdiendo en comparación con la energía generada. Para ello, se realiza un indicador de vertimiento, el cual estará dado por 4.1:

$$\eta_{\text{vertimiento}} = \frac{\text{Vertimiento}}{\text{Vertimiento} + \text{Generación Real}} \quad (4.1)$$

Donde el vertimiento, como mencionamos anteriormente, está dado en megawatts hora [MWh], al igual que la generación real. Cabe recalcar que esta generación también se obtiene a través del Coordinador Eléctrico Nacional. En el Coordinador, la generación está disponible solo para el año 2023, dado que el año 2022 ya se encuentra fuera del sistema. Por ende, se puede trabajar con la generación realizada por las plantas fotovoltaicas que tuvieron un vertimiento significativo durante el año, obteniendo lo siguiente:

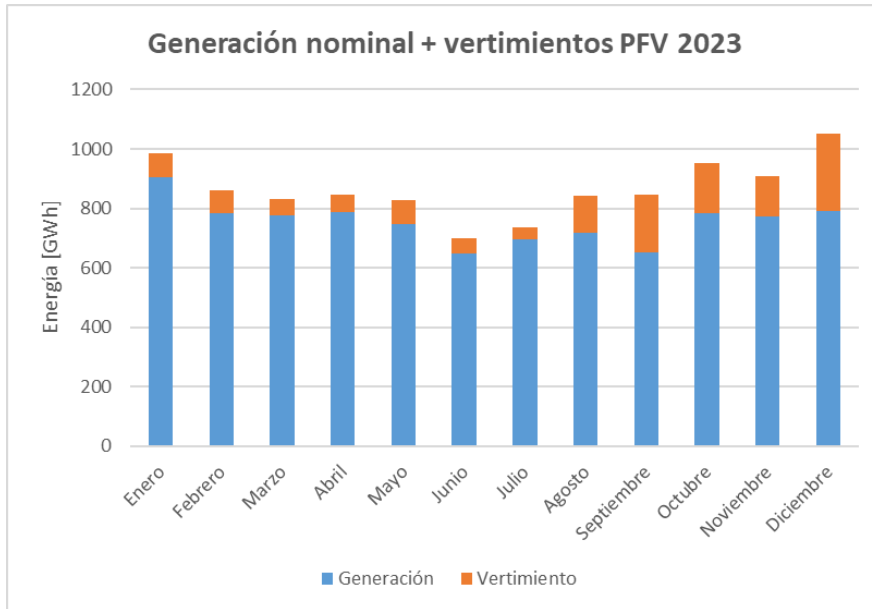


Figura 4.5: Generación y vertimiento en plantas fotovoltaicas en el 2023.

Como se muestra en este gráfico, la generación en los meses de junio y julio tiende a ser mínima. Esto se debe a que la radiación solar en este período es baja. De este gráfico se puede inferir una relación con el vertimiento: debido a la baja generación, las líneas de transmisión no se encuentran saturadas, lo que resulta en un menor vertimiento.

Finalmente, aplicando la fórmula mencionada anteriormente, se puede obtener otra tabla en la cual, al jerarquizar por el mayor porcentaje, se observa cuál es la central con la mayor pérdida de energía en comparación con la energía total generada.

Tabla 4.8: Plantas con una mayor pérdida por producción.

Ranking	% de vertimiento	Planta fotovoltaica
1	46 %	Santa Isabel
2	23 %	Domeyko
3	22 %	Valle Escondido
4	19 %	Cerro Dominador
5	18 %	Huatacondo
6	17 %	Pampa Tigre
7	16 %	Nuevo Quillagua
8	16 %	Valle del Sol
9	15 %	Sol del Desierto
10	15 %	Sol de Lila

Como se puede ver en la tabla, el porcentaje de vertimiento de las plantas fotovoltaicas está alrededor del 15-20 % de la energía producida. Santa Isabel se escapa de este intervalo debido a que estuvo fuera del sistema y comenzó a operar en agosto, lo que resultó en un mayor tiempo de pruebas y por ende un porcentaje de vertimiento mucho mayor al del resto.

4.2. Selección de la planta

4.2.1. Posibles lugares

Para realizar la correcta elección de la ubicación de la planta, es necesario localizar los sectores donde están ubicadas las plantas fotovoltaicas mencionadas anteriormente. Principalmente, estas se encuentran en las regiones de Norte Grande, Atacama y Antofagasta. Esto es lógico, ya que el desierto de Atacama se encuentra en estas regiones, además de que son las zonas con la mayor cantidad de parques fotovoltaicos operativos y en proceso de construcción, como se puede ver a continuación:

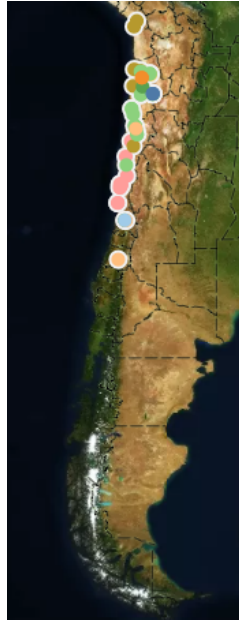


Figura 4.6: Plantas fotovoltaicas pertenecientes al grupo "Generadoras" en Chile. [39]

Tabla 4.9: Potencia generada por plantas fotovoltaicas pertenecientes al grupo "Generadoras" por región. [39]

Región	Construcción [MW]	En operación [MW]	En pruebas [MW]
Antofagasta	846	1,269	
Arica y Parinacota		8	
Atacama	129	226	230
Coquimbo	81	2	
Maule		3	9
Metropolitana		124	
Ñuble		3	

Como se puede ver tanto en el mapa 4.6 como en la tabla 4.9, de los 2930 [MW] de potencia generada por parques fotovoltaicos registrados por Generadoras de Chile, 2115 [MW] están siendo construidos o ya construidos en la región de Antofagasta. Esto corresponde al 72% de la potencia generada por los parques fotovoltaicos. Esta concentración se debe a

que Antofagasta presenta condiciones climáticas ideales para la generación solar y, además, es considerada por algunos como la capital minera de Chile. Esto facilita la existencia de infraestructuras y servicios ya establecidos en la región, proporcionando un entorno favorable para el asentamiento de nuevas industrias, como las energías renovables.

A continuación, se presentan los parques fotovoltaicos que se vieron afectados por el vertimiento y presentaron una gran cantidad de energía desaprovechada en los años analizados (2022 y 2023). Se indica la ubicación de estos parques, señalando su nombre, región y comuna.

Tabla 4.10: Plantas fotovoltaicas con mayores vertimientos entre 2022 y 2023.

Planta fotovoltaica	Región	Comuna
Domeyko	Antofagasta	Antofagasta
Soldeldesierto	Antofagasta	María Elena
Guanchoi	Atacama	Diego de Almagro
Camposdelsol	Atacama	Copiapó
Valledelsol	Antofagasta	María Elena
Santaisabel	Antofagasta	María Elena
Finisterrae	Antofagasta	María Elena
Soldelila	Antofagasta	San Pedro de Atacama
Valleescondido	Atacama	Tierra Amarilla
Coya	Antofagasta	María Elena
Atacamasolar-2	Atacama	Pica
Malgarida	Atacama	Diego de Almagro
Rioescondido	Atacama	Tierra Amarilla
Diegoalmagrosur	Atacama	Diego de Almagro
Elromero	Atacama	Vallenar
Cerrodominador	Antofagasta	María Elena
Javiera	Atacama	Chañaral
Nuevoquillagua	Antofagasta	María Elena

De esta tabla podemos observar cómo tanto las regiones de Atacama como de Antofagasta presentan numerosas centrales fotovoltaicas con problemas de vertimiento energético. En Atacama, se destacan Diego de Almagro y Tierra Amarilla como zonas conflictivas. Mientras tanto, en Antofagasta, principalmente en el pueblo de María Elena, se encuentran 7 parques fotovoltaicos con problemas de vertimiento, lo cual resulta de gran interés debido a la alta concentración de plantas fotovoltaicas en la zona.

Atacama tiene una gran representación en esta lista, ya que muchas de sus centrales están en fase de pruebas o fueron inauguradas recientemente. Esto significa que no toda la energía generada puede ser suministrada al sistema eléctrico. Ejemplos de esto incluyen Diego Almagro Sur I y II, donde se está probando la instalación de su sistema BESS, y Guanchoi, planta que estuvo en fase de prueba durante gran parte del 2023.

4.2.2. Recursos disponibles

4.2.2.1. Recurso eléctrico

El recurso eléctrico es una de las piezas fundamentales para la generación de hidrógeno con electrolizadores, y puede ser generado de dos formas como se había mencionado anteriormente: "offgrid" y "ongrid". En la modalidad "offgrid", la electricidad es generada al 100% por la generadora, en este caso una planta fotovoltaica. En la modalidad "ongrid", la planta recibe energía total o parcialmente de la red eléctrica nacional. De estas opciones, la primera es la más confiable para obtener hidrógeno verde, dado que el único encargado de suministrar energía a la planta de hidrógeno verde es el parque fotovoltaico. Con esta opción se garantiza la utilización de energía 100% renovable. En cambio, en la segunda opción, la energía puede provenir tanto del parque fotovoltaico como de otras generadoras conectadas a la barra eléctrica, lo que implica que la energía puede no ser de origen renovable.

Para evaluar la viabilidad de la segunda opción, es necesario asegurarse de que la energía utilizada provenga del vertimiento de otras centrales fotovoltaicas en ese instante. Para ello, debemos confirmar que el nodo esté siendo alimentado casi en su totalidad por energía renovable. Por lo tanto, se revisará la información de la Comisión Nacional de Energía (CNE) [40] para analizar el porcentaje de energía generado para la red por cada tipo de energía, especialmente en cada región.

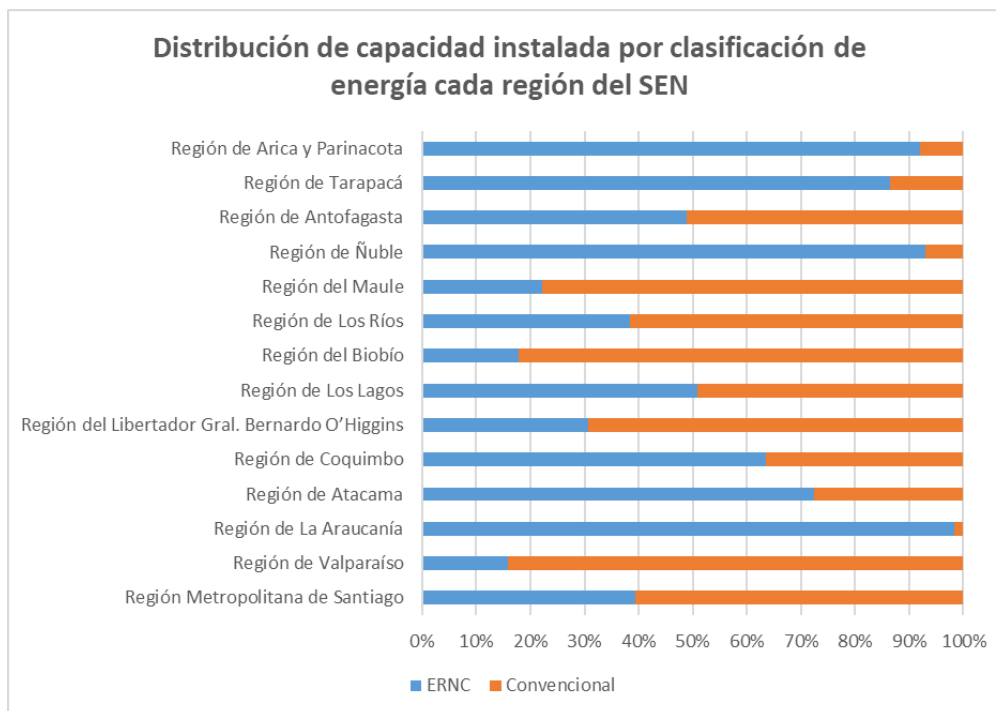


Figura 4.7: Distribución de capacidad instalada por tipo de energía por región.

Como se puede observar, la región de la Araucanía tiene un elevado porcentaje de capacidad instalada en energías renovables, aunque no cuenta con una gran cantidad de parques fotovoltaicos, predominando principalmente la energía térmica y eólica [62]. La Región Metropolitana tiene un 40%, lo que refleja el desarrollo que ha tenido el país en este ámbito,

aunque aún queda trabajo por hacer para lograr una red totalmente de energías renovables. En contraste, las regiones de Atacama y Antofagasta muestran porcentajes más relevantes: Atacama presenta un 72%, un porcentaje alto, mientras que Antofagasta tiene un 49%. Aunque Atacama y Antofagasta tienen mayores porcentajes de capacidad en energías renovables, esto no garantiza que toda la energía suministrada a la red sea completamente renovable. Esto se debe a la presencia de numerosas termoeléctricas en el norte del país, relacionadas con la minería. Para obtener una visión más precisa, es necesario analizar las comunas en las cuales se encuentran las plantas de interés.

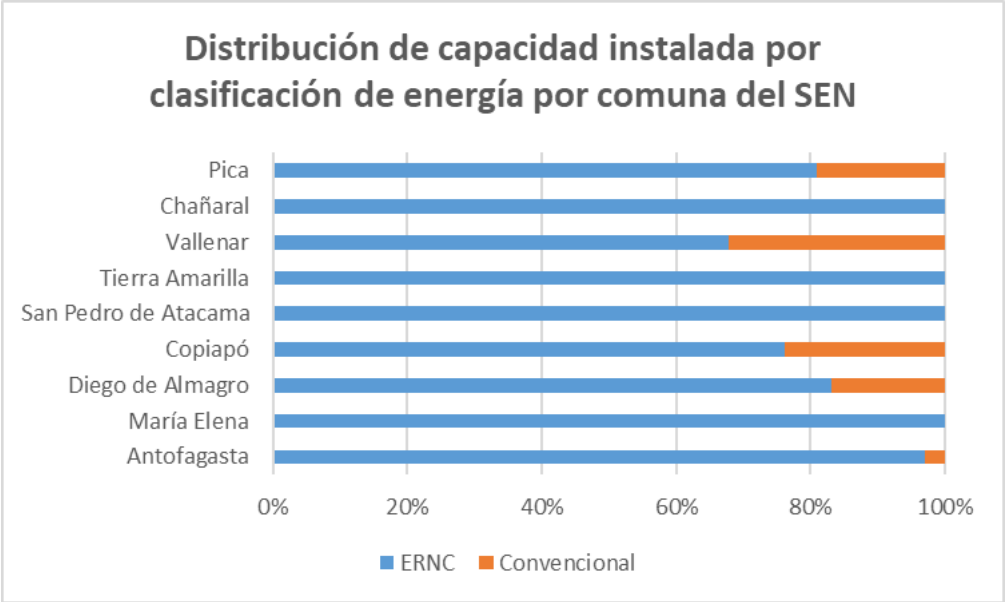


Figura 4.8: Distribución de capacidad instalada por tipo de energía por comuna.

Como se observa en el gráfico 4.8, la opción "ongrid" comienza a ser más viable en algunos sectores, como Chañaral, Tierra Amarilla, San Pedro de Atacama y María Elena, ya que en estos sectores la única forma de generación es mediante energía renovable. Sin embargo, la opción "offgrid" sigue siendo relevante, ya que es la única que garantiza completamente energía de origen renovable. Es importante considerar que el problema del vertimiento será más difícil de resolver en el futuro en sectores con toda su energía generada de manera renovable, debido al factor de intermitencia. Por lo tanto, se propone analizar estos sectores, y a continuación se presenta la capacidad en cada uno de ellos:

Tabla 4.11: Capacidad total instalada en generación fotovoltaica (2023).

Comuna	Potencia Neta (MW)
María Elena	1453
San Pedro de Atacama	149
Tierra Amarilla	339
Chañaral	128

Se puede apreciar que María Elena es un sector con una alta capacidad de generación de energía renovable en comparación con los otros sectores, por lo que la opción "ongrid" puede

considerarse una alternativa bastante viable. Además, se debe tener en cuenta que en este sector se espera un aumento significativo en proyectos solares. Debido a esta alza, también se anticipa un incremento en la implementación de sistemas de almacenamiento BESS en esta zona y en las zonas del norte grande. De hecho, el 13 de mayo de 2023 comenzó el período de postulaciones para la asignación de terrenos fiscales a proyectos de almacenamiento de energía, con el fin de asignar terrenos para almacenar energía en zonas del norte grande, principalmente en Antofagasta [42]. Este proceso forma parte del Plan de Fomento para el Desarrollo de Sistemas de Almacenamiento, emitido el 6 de diciembre de 2023. Se espera que estos proyectos estén en funcionamiento para 2026, con el objetivo de reducir el vertimiento y almacenar la energía que actualmente se está desaprovechando.

El incentivo para generar proyectos de almacenamiento surge debido a que cada vez se aprueban más proyectos de generación renovable, cada vez más grandes y con mayores capacidades de potencia. Es por esta razón que se decide visualizar los futuros proyectos en las comunas de interés, con el fin de prever el desarrollo futuro de estas comunas. Para ello, se revisan los proyectos ingresados al SEIA [41].

Tabla 4.12: Proyectos de energía aprobados o en calificación ingresados al SEIA.

Comuna	Central	Energía	[MW]	Estado
María Elena	ERNC Tarapacá	PFV + PE	226	En Calificación
María Elena	ERNC Loa	PFV + PE	518	En Calificación
María Elena	Parque Fotovoltaico Pauna Solar	PFV	671	Aprobado
María Elena	Planta Solar La Pampina	PFV	200	Aprobado
María Elena	Parque Fotovoltaico Caliche	PFV	12,37	Aprobado
María Elena	Parque Solar Fotovoltaico Pedro de Valdivia	PFV	140	Aprobado
María Elena	Parque Fotovoltaico Estepa Solar	PFV	492	Aprobado
María Elena	Planta Fotovoltaica Tocopilla	PFV	227,46	Aprobado
María Elena	Parque Fotovoltaico Santa Isabel II	PFV	150	Aprobado
María Elena	Planta Fotovoltaica Taruca	PFV	9	Aprobado
María Elena	Parque Fotovoltaico Alfa Solar	PFV	726	Aprobado
María Elena	Planta Fotovoltaica Inti Pacha	PFV	788	Aprobado
María Elena	Proyecto Solar Antofagasta	PFV	500	Aprobado
Tierra Amarilla	Parque Fotovoltaico Syrah Solar	PFV	4	En Calificación
Tierra Amarilla	Parque Fotovoltaico Solar Wing	PFV	212	En Calificación
Tierra Amarilla	Parque Fotovoltaico Jotabeche	PFV	9	Aprobado
Tierra Amarilla	Planta Fotovoltaica Tierra	PFV	8	Aprobado
Tierra Amarilla	Parque Fotovoltaico Alianza	PFV	9	Aprobado
Chañaral	PROYECTO FOTOVOLTAICO CONCORDE	PFV	6	Aprobado
Chañaral	Planta Solar Fotovoltaica Tres Cruces	PFV	150	Aprobado

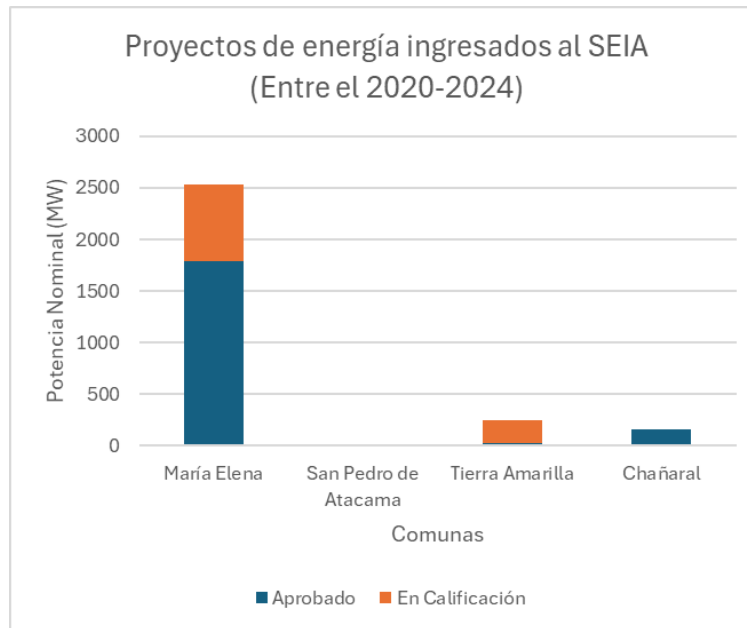


Figura 4.9: Proyectos de energía ingresados al SEIA entre el 2020 y 2024.

Como se aprecia en la tabla 4.12 y en la gráfica 4.9, se presentan los proyectos de ámbito energético ingresados al SEIA entre 2020 y 2024. Todas las comunas muestran un futuro totalmente verde, con energía 100 % renovable. Se destaca la cantidad de proyectos de energía renovable en María Elena, que cuenta con más de 13 proyectos y un total de 2500 MW de potencia generada. También se observa que Tierra Amarilla y Chañaral presentan proyectos, pero a menor escala y en menor cantidad. Por otro lado, San Pedro de Atacama no presenta ningún proyecto a futuro. Por lo tanto, se puede afirmar que María Elena es una comuna muy cotizada en el ámbito de la energía renovable, con un gran potencial para la generación de energía renovable.

4.2.2.2. Recurso hídrico

Para la instalación de una planta de hidrógeno, es esencial contar con un suministro confiable de agua, ya que este recurso es fundamental para la electrólisis junto con la electricidad, dado que el hidrógeno se produce al descomponer el agua en hidrógeno y oxígeno. Por lo tanto, es crucial que la planta tenga acceso a un suministro de agua fiable y que la región donde se ubique el proyecto pueda soportar una mayor demanda hídrica.

En la sección anterior se analizaron las posibles regiones y comunas donde podría ubicarse el proyecto, destacando especialmente las regiones de Antofagasta, Atacama y la Región Metropolitana debido a su gran cantidad de proyectos de energía fotovoltaica. Es conocido que varias regiones de Chile enfrentan escasez hídrica, y se prevé que el país se vuelva aún más seco en el futuro debido a la creciente demanda de agua, especialmente en el norte, que es la región más árida de Chile y que además debe sostener la actividad minera, donde el agua es un recurso esencial para el procesamiento de minerales [44].

Para determinar las áreas oficialmente declaradas con escasez hídrica, donde la instalación de la planta sería problemática debido a la necesidad de reducir el consumo de agua, se consulta a la Dirección General de Aguas (DGA).

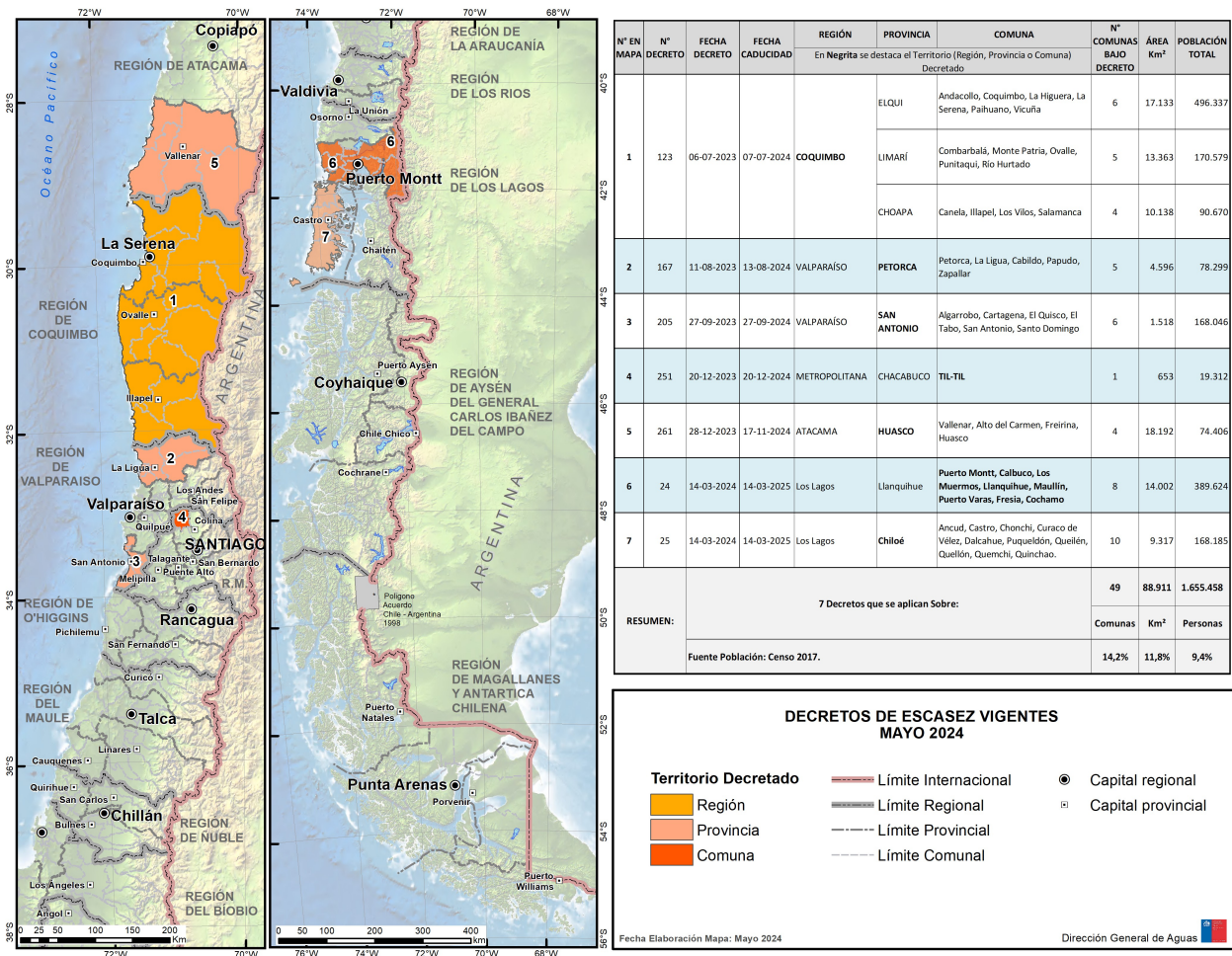


Figura 4.10: Mapa de decretos de zonas de escasez hídrica, mayo de 2024. [40]

Como se puede apreciar en el mapa de la figura 4.10, la Región Metropolitana presenta algunas comunas decretadas con escasez hídrica, mientras que las regiones del norte, como Atacama y Antofagasta, no presentan actualmente un decreto de escasez hídrica, salvo la zona sur de Atacama, principalmente en la zona de Vallenar.

Antofagasta cuenta con agua superficial principalmente en las cuencas del río Loa y el salar de Atacama. Sumando ambas ofertas hídricas, se tiene un total de aproximadamente 8200 [l/s] de caudal. Además, la región posee otras cuencas altiplánicas y otras con un menor caudal, sumando un total de 2200 [l/s] como oferta hídrica adicional. Dado que Antofagasta es una región con gran sequía, ha invertido en varios proyectos de desalinizadoras, contando actualmente con 5 plantas que ofrecen una capacidad de 1500 [l/s]. Mientras tanto, la demanda hídrica es de aproximadamente 8500 [l/s], siendo el principal consumidor la industria minera, con un consumo de 5800 [l/s][45]. Por lo tanto, es viable desarrollar el proyecto en esta región gracias a los proyectos de desalinizadoras que están operativos y en desarrollo. Además, cabe mencionar que el principal grupo que distribuye el agua en esta región es Aguas Antofagasta, que capta principalmente del río Loa.

Atacama, por su parte, cuenta principalmente con la cuenca del Río Copiapó, donde aproximadamente 10000 [l/s] se utilizan para riego en la industria agrícola, 3000 [l/s] para la minería y 1500 [l/s] como agua potable. Una proyección indica que en 10 años, cerca del 63% del agua consumida de las cuencas será utilizada con fines agropecuarios, lo cual complica la viabilidad del proyecto en esta región. Además, considerando que la comuna de Huasco actualmente y Copiapó en el 2021 fueron decretadas con escasez hídrica [46], la operación de la planta en esta región se ve compleja debido a la gran proporción del agua proyectada para la industria agrícola.

4.3. Elección de la planta fotovoltaica

Como se ha mencionado en las secciones anteriores, María Elena corresponde a uno de los sectores con mayor vertimiento energético de energía fotovoltaica desperdiciada, además de contar con una generación completamente renovable en esta comuna. Es por esto que se plantea seleccionar una planta fotovoltaica en esta zona, dado que se espera un aumento de vertimiento en el futuro. Al contar únicamente con plantas de generación de energía renovable, controlar el vertimiento será fundamental en el futuro. Además, esta comuna no tiene escasez hídrica debido al río Loa, y el agua es suministrada a través de Aguas Antofagasta. Se selecciona una planta fotovoltaica para utilizar la opción "off-grid" con el fin de aprovechar energía que realmente sea vertida y, además, sea generada mediante una tecnología renovable. Por lo tanto, se debe seleccionar una planta en esta comuna y se analizan los parques fotovoltaicos presentes en la zona, indicando con una letra su ubicación en el mapa 4.11:

Tabla 4.13: Centrales fotovoltaicas instaladas en María Elena actualmente.

Letra	Parque fotovoltaico	Potencia [MW]	Vertimiento anual (2023) [MWh]
A	Cerro Dominador	99,9	52012,16
B	Valle del Sol	149,55	52672,40
C	Finis Terrae	241,394	63296,20
D	Coya	181,21	44066,65
E	La Cruz Solar	52,0201	22199,98
F	María Elena	67,8	26931,19
G	Nuevo Quillagua	95,052	41566,21
H	Sol del Desierto	225,51	98454,03
I	Elena	66,442	-
J	Santa Isabel	165,79	68437,84

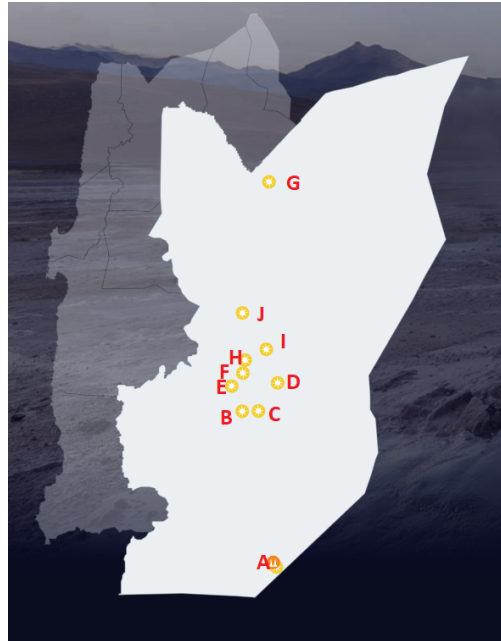


Figura 4.11: Mapa de centrales fotovoltaicas en María Elena. [47]

Como se logra apreciar en la figura 4.11 la mayor cantidad de centrales fotovoltaicas se encuentra concentrada en el centro de la ciudad de Maria Elena, esto principalmente se debe a que esta ciudad antiguamente fue una ciudad dedica totalmente a la mineria del salitre, de hecho esta comuna la mayor parte de terrenos y edificios son pertenecientes a la empresa SQM [63]. Pero debido a esto, es que esta ciudad tiene las "comodidades" para que los trabajadores puedan trabajar sin problema, contando con una escuela, residencias y restaurantes. Tambien este conjunto de centrales se ve repartidas al rededor del río Loa, como se puede ver a continuación:

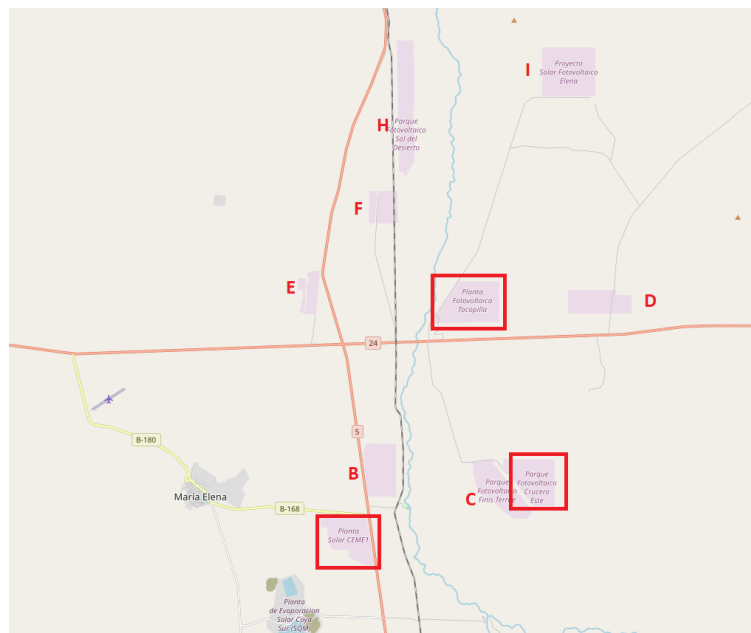


Figura 4.12: Mapa centrales fotovoltaicas al rededor de Maria Elena [64].

Como también se puede apreciar en el mapa 4.12, hay 3 proyectos que actualmente no están operando, pero que prontamente iniciarán su operación: CEME1 (480 MW), Crucero Este (126 MW) y Tocopilla (227.7 MW), que son centrales fotovoltaicas de gran potencia. Estas no se incluirán en el análisis dado que no están actualmente conectadas a la red nacional, por lo que no se dispone de información sobre su vertimiento. Para seleccionar la planta fotovoltaica en la que se realizará el proyecto, se deben localizar las subestaciones más importantes de la comuna:

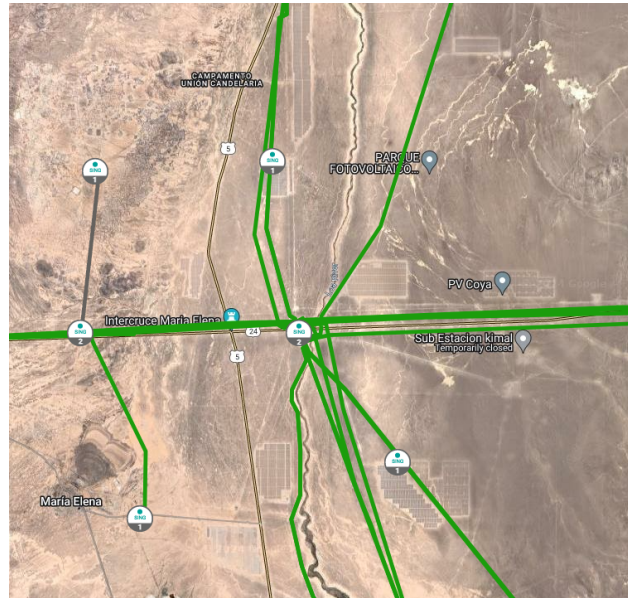
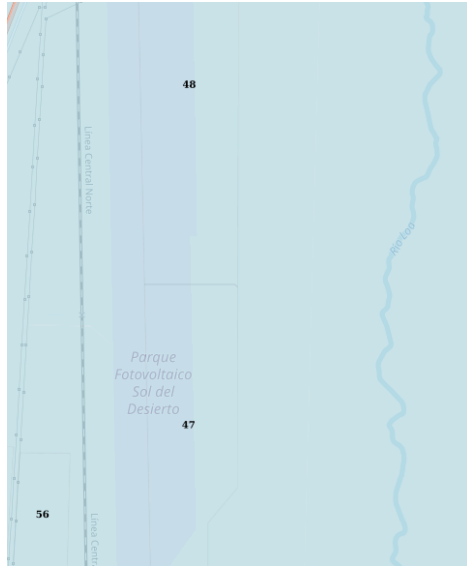


Figura 4.13: Mapa de subestaciones y líneas de alta tensión en María Elena [65].

En el mapa de la figura 4.13, se puede observar cómo las líneas de las centrales fotovoltaicas se conectan principalmente a dos subestaciones de transmisión: la subestación Crucero, que conecta con las subestaciones de las generadoras ubicadas sobre la ruta 24 o el entrecruce María Elena, y la subestación Encuentro, que conecta con las generadoras que se encuentran en el sur. Cabe destacar que ambas subestaciones están conectadas mutuamente.

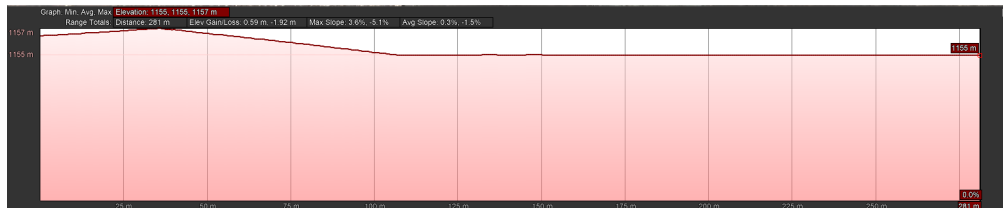
Debido a que no se identifica una superioridad territorial en comparación con otras plantas fotovoltaicas, se selecciona el parque fotovoltaico Sol del Desierto. Esta es la planta fotovoltaica con mayor vertimiento en María Elena en el año 2023, presenta condiciones similares a las otras plantas fotovoltaicas y cuenta con una línea de transmisión hacia la subestación Crucero. Esta subestación es una de las que ofrece energía a menor costo a nivel nacional, debido a su proximidad a varias plantas fotovoltaicas de gran potencia. Además, el terreno adyacente a este parque todavía está sin propietario, es un terreno llano y disponible para construcción [49].



(a) Mapa SII [49]



(b) Predio a utilizar



(c) Mapa de elevación de la zona por Google Earth Pro

Figura 4.14: Mapas del predio a ser utilizado por la planta de hidrógeno y celdas de combustible.

4.3.1. Vertimiento energético en Sol del Desierto

El proyecto se llevará a cabo al costado de la planta fotovoltaica Sol del Desierto y de forma "off-grid", utilizando la energía vertida de esta planta. Para ello, se extraen los datos del Coordinador Nacional con el fin de analizar el vertimiento generado por el parque en el año 2023 y compararlos con el vertimiento de la comuna.

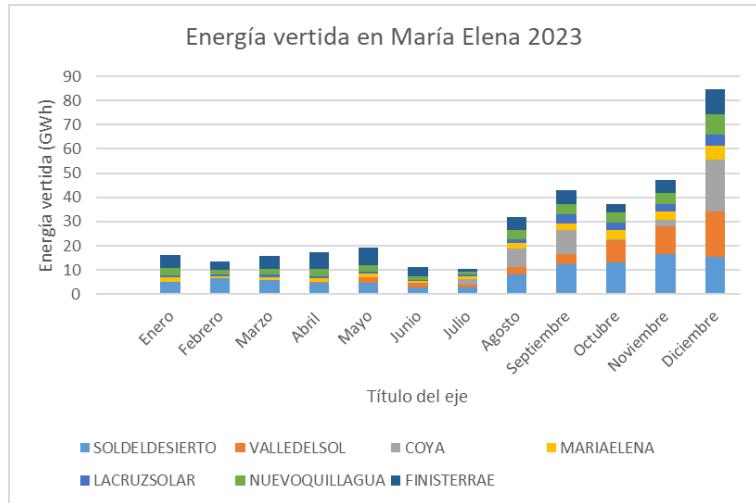


Figura 4.15: Vertimiento energetico por mes en María Elena.

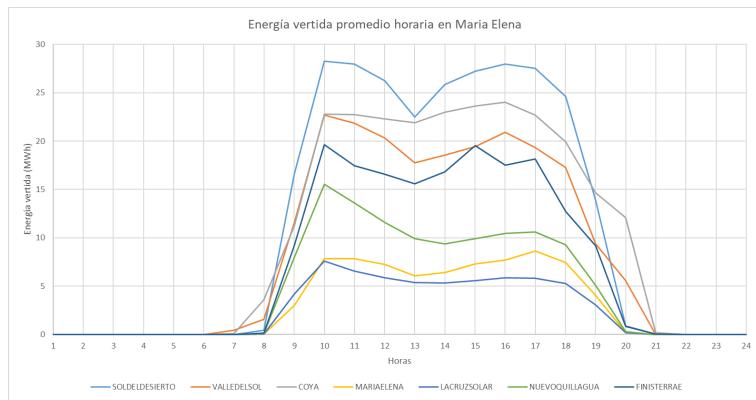


Figura 4.16: Energía vertida promedio horaria en María Elena.

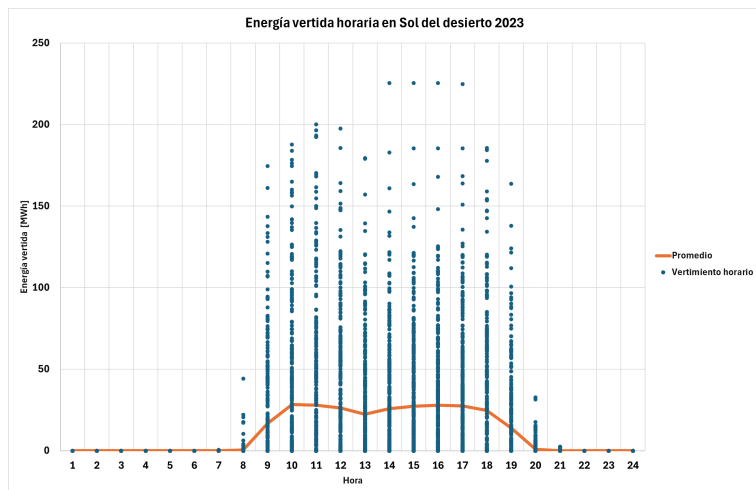


Figura 4.17: Energía vertida promedio horaria en Sol del desierto y unitaria.

Como se puede ver en el gráfico 4.15, el comportamiento del vertimiento energético es muy similar al comportamiento del vertimiento a nivel país. Esto se debe a los periodos

de mantenimiento y pruebas, así como a que junio y julio son meses de baja radiación solar en Chile. En el gráfico 4.16, se observa cómo todas las plantas fotovoltaicas tienen un comportamiento de vertimiento similar, siguiendo el comportamiento esperado de generación de una planta fotovoltaica: comienza con bajo vertimiento a las siete de la mañana y disminuye significativamente a las nueve de la noche, alcanzando su pico entre las nueve de la mañana y las siete de la tarde. También se puede ver que Sol del Desierto es la planta con mayor energía vertida promedio. Finalmente, el gráfico 4.17 muestra la energía unitaria vertida por hora en el parque fotovoltaico. Como se puede apreciar, el promedio de la energía vertida en el periodo "peak" se encuentra alrededor de los 25 [MWh]. Sin embargo, en el gráfico se observa cómo en numerosas instancias se superó la barrera de los 25 [MWh], lo cual se debe a la intermitencia e incertidumbre que conlleva el vertimiento. En algunos días no se presentó vertimiento, mientras que en otros días el vertimiento fue casi toda la generación, llegando a 225 [MWh].

4.4. Capacidades de la planta

Caracterizando el comportamiento del vertimiento en la planta seleccionada, es posible realizar una estimación de la planta de almacenamiento de energía a realizar. Para esto, primero se mencionan las capacidades y el régimen de operación, considerando el horario de funcionamiento, la disponibilidad operativa, y la capacidad de generación y producción para la planta de hidrógeno. Luego, se detalla lo mismo para las celdas de combustible.

4.4.1. Planta de hidrógeno

Para estimar una capacidad inicial de la planta, es importante saber cuanta es la energía que se puede utilizar en este fin. Para esto se tienen las siguientes consideraciones:

1. Se estima una disponibilidad operativa del 95% para la planta de hidrógeno verde, lo que corresponde a aproximadamente 346 días de operación al año [52].
2. La planta operará 11 horas, desde las 09:00 hasta las 20:00, aprovechando el vertimiento de la planta fotovoltaica.
3. La energía consumida se considerará como el promedio del vertimiento en las horas mencionadas.
4. Para la producción de hidrógeno se necesitan 54 [kWh] para producir 1 [kg] de hidrógeno [66].
5. Se requerirán 10 [L] de agua para producir 1 [kg] de hidrógeno [52].

Tomando estas consideraciones, se obtiene lo siguiente:

Tabla 4.14: Capacidad de la planta de hidrógeno verde.

Tipo de conexión	Off-grid
Vertimiento promedio horario [MWh]	24,43
Producción diaria de H_2 [ton]	4,98
Producción anual de H_2 [ton]	1725,60
Consumo de agua anual [m^3]	17256,04

4.4.2. Celdas de combustible

Con una estimación de la cantidad de hidrógeno producido, es posible calcular las capacidades de la planta de generación eléctrica mediante celdas de combustible de hidrógeno. Para esto, se toman las siguientes suposiciones:

1. Se estima una disponibilidad operativa del 94 % para la planta de celdas de combustible de hidrógeno, lo que corresponde a aproximadamente 343 días de operación al año.
2. La planta operará 11 horas, desde las 21:00 hasta las 08:00.
3. La energía generada será uniforme durante las 11 horas de operación.
4. Con 1 [kg] de hidrógeno es posible generar 23,3 [kWh] mediante una celda de combustible [67].

Con estas consideraciones, se obtiene lo siguiente:

Tabla 4.15: Capacidad de las celdas de combustible.

Energía generada horaria [MWh]	10,54
Energía generada anual [GWh]	39,78
Energía recuperada	43 %

4.5. Selección de tecnología

4.5.1. Electrolizador

Para la elección del electrolizador, se tienen varias opciones, pero principalmente se destacan dos tecnologías debido a su desarrollo tecnológico y madurez: los electrolizadores de tipo alcalino y PEM. Estas dos tecnologías han demostrado beneficios reales y han dominado el mercado en tiempos recientes. Entre estas, se selecciona la tecnología PEM como electrolizador debido a sus condiciones de operación más simples. A diferencia de los electrolizadores alcalinos, los PEM no requieren operar a altas temperaturas y el hidrógeno producido sale a una presión moderada. Además, la tecnología PEM se elige principalmente por su facilidad para operar en entornos intermitentes, ya que el proyecto planea utilizar energía del vertimiento, que es intermitente y variable a lo largo del día.

4.5.2. Celda de combustible

Al igual que con los electrolizadores, existen varios tipos de celdas de combustible, pero para la celda de combustible se selecciona la tecnología de tipo ácido fosfórico. Esto se debe a que esta tecnología utiliza hidrógeno en su totalidad y es escalable, lo que significa que se pueden combinar múltiples celdas de combustible para generar la energía requerida. Muchas celdas de combustible no utilizan exclusivamente hidrógeno, como las de carbonato fundido, las cuales emplean una mezcla con gas natural. Aunque se espera que en el futuro la tecnología de celdas de combustible más adecuada sea la tipo PEM, por razones similares a las del electrolizador, actualmente no hay equipos de esta tecnología disponibles a escala industrial en el mercado. Sin embargo, dos empresas están trabajando en este avance: HDF (Hydrogène de France) y Plug Power.

4.6. Diagrama de flujo de la planta

Con el fin de comprender el proceso de la planta a realizar, se elabora un diagrama de flujo para proporcionar una visión general de los componentes principales y su distribución en la planta.

En primer lugar, el parque fotovoltaico genera energía que es transmitida a la red. Si la energía generada excede la demanda de la red, la energía sobrante se dirige a la planta del proyecto. Esta energía es utilizada por el electrolizador para producir oxígeno e hidrógeno. Además de la energía, se gestiona el flujo de agua, la cual es obtenida de Aguas Antofagasta y almacenada en un estanque. El agua pasa por un intercambiador para alcanzar la temperatura necesaria.

El oxígeno y el hidrógeno se comprimen para su almacenamiento. Estos gases se almacenan hasta que la planta de celdas de combustible comience su operación. En ese momento, los gases pasan por una válvula reguladora de presión que ajusta la presión para operar la celda de combustible. Finalmente, la celda de combustible genera energía, que se transmite a la red.

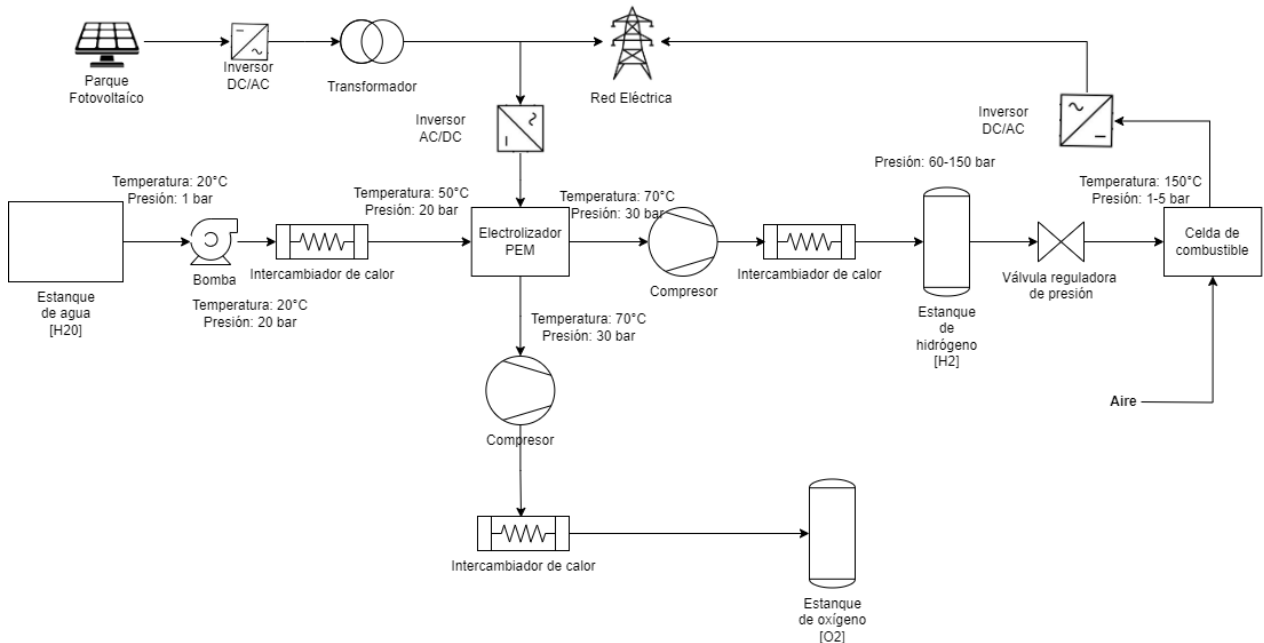


Figura 4.18: Diagrama de flujo de la planta en su totalidad.

Capítulo 5

Ingeniería Básica

5.1. Selección de equipos

En la ingeniería básica se caracterizó el vertimiento energético de la planta, se realizó un diagrama de flujo simple y se mencionaron los tipos de tecnologías principales que se van a utilizar en el diseño de la planta. Entre ellas se incluyen el electrolizador tipo intercambio de protones (PEM) y la celda de combustible ácido fosfórico (PAFC). En esta etapa de la ingeniería básica se busca seleccionar los equipos específicos. Para ello, se comparan los principales equipos en el mercado y se elige uno basado en sus características. El resto de los equipos, como bombas y compresores, se dimensionan para luego ser seleccionados.

5.1.1. Selección de electrificadores

En primer lugar se comenzará con la selección del electrolizador PEM, para esto se registran todos los electrolizadores PEM que estén en el mercado actualmente, como también posean las capacidades de producción necesarias para una planta. Con el fin de realizar una comparación entre estas tecnologías y determinar cual electrolizador es el En la tabla se pueden observar las características de los electrolizadores, como sus régimen de funcionamiento:

Tabla 5.1: Comparación de electrolizadores PEM en el mercado.

Fabricante	Modelo	Presión [bar]	Hidrógeno [kg/h]	Potencia [MW]	Agua [L/kgH ₂]	Cantidad de equipos	Hidrógeno [kg/h]	Agua [ton/h]
Plug Power	EX-4250D	40	177,08	10	10,23	2	354,167	3,623
	EX-2125D	40	88,54	5	14,83	4	354,167	5,252
Cummins	HyLYZER® 200-30	30	16,4	1	9	24	393,600	3,542
	HyLYZER® 250-30	30	20,5	1,25	9	19	389,500	3,506
	HyLYZER® 400-30	30	32,8	2	9	12	393,600	3,542
	HyLYZER® 500-30	30	41	2,5	9	9	369,000	3,321
	HyLYZER® 1000-30	30	82	5	9	4	328,000	2,952
	HyLYZER® 4000-30	30	328	20	9	1	328,000	2,952
Siemens	SILYZER 200	35	20	1,25	17	19	380,000	6,460
	SILYZER 300	35	330	17,5	10	1,5	495,000	4,950
nel	M2000	30	176,96	8,856	10	2	353,917	3,539
	M3000	30	265,46	13,284	10	1	265,458	2,655
	M4000	30	353,96	17,712	10	1	353,958	3,540
	M5000	30	442,42	22,14	10	1	442,417	4,424
H-TEC Systems	MHP	30	191,67	10	9,65	2	383,333	3,700
	ME450	30	18,75	1	13,87	24	450,000	6,240
H2B2	EL2000N	40	178	14	12,195	1	178,000	2,171
	EI1000N	40	89	6,7	12,195	3	267,000	3,256
	EI800N	40	71,2	5,4	12,195	4	284,800	3,473

Principalmente, en la tabla de comparación 5.1, se puede obtener la cantidad de equipos posibles a partir de la energía disponible para utilizar, la cual se calcula a partir del promedio horario obtenido anteriormente 4.14. Se busca diferenciar tres características importantes: la cantidad de equipos, la cantidad de hidrógeno que se puede producir por hora y el consumo de agua por hora, todo esto considerando la máxima energía disponible, utilizando el promedio. De estas tres características, se establecen tres criterios: el menor número de equipos, la mayor producción de hidrógeno y el menor consumo de agua.

Entre los equipos destacados se encuentran el Silyzer 300 de Siemens y el M5000 de Nel, debido a su alta capacidad de generación de hidrógeno en relación a la cantidad de equipos. Se decidió optar por el Silyzer 300 debido a que es el equipo con mayor capacidad de producción de hidrógeno y, comparado con otros equipos, este presenta un menor consumo de agua. Además, gracias a su capacidad de modulación, el Silyzer 300 puede operar con 36 módulos, permitiendo la operación normal con 24 módulos y 12 módulos adicionales. Siemens también cuenta con presencia en Chile, y un equipo similar se encuentra en el sur del país. Específicamente, en Haru Oni se utiliza un Silyzer 200, la versión anterior al Silyzer 300 [93]. Además de esto, el equipo de Siemens cuenta con los equipos eléctricos necesarios para el funcionamiento del electrolizador, como el transformador y rectificador.

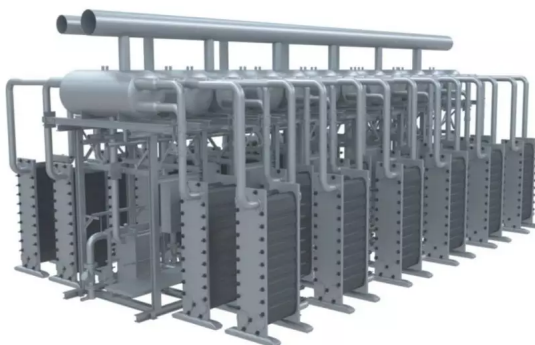


Figura 5.1: Silyzer 300, de Siemens (24 módulos) [52].

5.1.2. Selección de celdas de combustible

Al igual que con los electrolizadores, se elabora una tabla comparativa de las celdas de combustible de ácido fosfórico (PAFC) que se utilizan actualmente en el mercado y que tienen una capacidad de generación de electricidad a nivel industrial. A continuación, se presentan las características de estos equipos:

Tabla 5.2: Comparación de celdas de combustible PAFC en el mercado.

Modelo	Marca	Potencia [kW]	Consumo de hidrógeno [m^3/h]	Cantidad de equipos	Potencia total [MW]
FP-100iH	Fuji Electric	100	74	82	8,20
PureCell® Model 400 Hydrogen	Doosan	440	295	19	8,36

De la tabla 5.2, se puede observar que el mercado de las celdas de combustible aún es muy pequeño y, por ende, reducido en la cantidad de equipos que compiten en el mercado. Esto

se debe a que estas tecnologías de celdas de combustible son operadas completamente por hidrógeno, lo cual requiere una gran cantidad de este gas, algo que pocos proyectos logran alcanzar, resultando en una baja demanda. Entre estos equipos, se destaca el modelo PureCell 400 H de la marca Doosan, que necesita solo 19 equipos en comparación con 82, y además, ofrece una potencia de generación ligeramente mayor. Un punto a favor de este equipo es que presenta su propio módulo de enfriamiento y compresión, con el fin de mantener los parámetros de operación de la celda. Cabe destacar que este mismo modelo se utiliza en la mayor planta de generación mediante celdas de combustible de hidrógeno del mundo, ubicada en Incheon, Corea del Sur [68]. Además, Doosan ha estado involucrado en los últimos años en grandes proyectos de celdas de combustible de hidrógeno en Corea.



Figura 5.2: PureCell® Model 400 Hydrogen, de Doosan [81].

5.2. Dimensionamiento de la planta

En la siguiente sección, se detallan las operaciones necesarias en el electrolizador para obtener el hidrógeno en las condiciones requeridas. El electrolizador seleccionado es el Silyzer 300, que opera bajo las siguientes condiciones: la temperatura del agua entrante debe estar a 70 [°C] (343.15 [K]) [51] y una presión de 30 [bar] [52]. Después de pasar por el electrolizador, tanto el hidrógeno como el oxígeno se almacenan en tanques de acero verticales a una presión de 140 [bar] y 200 [bar], respectivamente. Para alcanzar estas condiciones, tanto el hidrógeno como el oxígeno deben pasar por un sistema de compresión con intercambiadores de calor con el fin de reducir su temperatura.

El hidrógeno y oxígeno luego pasan por una válvula reguladora de presión la cual libera la presión de estos gases hasta una presión operacional para la celda de combustible Purecell 400 Hydrogen, que es de 5 [bar] [81], finalmente entregando energía al sistema.

A continuación, se presenta el diseño de este sistema.

5.2.1. Proceso de compresión

Como se mencionó anteriormente, se pretende comprimir tanto el oxígeno como el hidrógeno para reducir el volumen necesario para su almacenamiento y facilitar la posterior venta del oxígeno. Para llevar a cabo esta compresión, es fundamental conocer los estados termodinámicos de ambos fluidos a la entrada y salida de cada equipo de compresión. Para ello, se deben realizar los balances de masa y energía correspondientes.

5.2.2. Compresión del hidrógeno

El hidrógeno producido en el electrolizador sale a una temperatura de 70[°C] (343.15 [K]) [51] y a una presión de 30 [bar] [52]. Luego, el gas pasa por un sistema de compresión multietapa con intercambiadores de calor entre las etapas y a la salida de la última etapa, con el objetivo de alcanzar una temperatura de 30[°C] (303.15 [K]) y una presión de 140 [bar]. Estas condiciones son necesarias para almacenar el hidrógeno producido, que posteriormente se utilizará en las celdas de combustible.

Para llevar a cabo la compresión del hidrógeno, es crucial determinar el número de etapas necesarias en el sistema de compresión multietapa. Para ello, se utiliza la ecuación 5.1, que permite calcular el número de etapas requeridas para lograr las condiciones de temperatura y presión deseadas.

$$r_p = \left(\frac{P_{\text{salida}}}{P_{\text{entrada}}} \right)^{\frac{1}{n}} \quad [69] \quad (5.1)$$

Donde:

- r_p : Relación de presión.
- P_{salida} : Presión de salida del proceso de compresión [bar].
- P_{entrada} : Presión de entrada del proceso de compresión [bar].
- n : Número de etapas

Para el sistema de compresión del hidrógeno, se asumen valores de presión de entrada y salida de 30 [bar] y 140 [bar], respectivamente. Considerando una relación de presión (r_p) que varía entre 3 y 1, común en muchos compresores recíprocos y centrífugos, se determina que el sistema debe operar con 2 etapas ($n=2$) y una relación de presión de 2,16 ($r_p=2,16$). Esto significa que el sistema de compresión tendrá dos etapas de compresión para alcanzar las condiciones deseadas.

Para determinar los estados termodinámicos, se asumen distintos supuestos: el flujo de H_2 es constante y no presenta pérdidas, corresponde a un fluido real y no como gas ideal. También se asume un comportamiento politrópico del compresor, lo que significa que no se utilizará la aproximación adiabática o isotérmica, dado que el comportamiento politrópico es más acertado a la realidad. De este modo, es posible utilizar las siguientes restricciones:

$$T_{\text{entrada}} = T_{\text{entrada } 1} = T_{\text{entrada } 2} = 343.15[K] \quad (5.2)$$

$$P_{\text{Salida}} = P_{\text{entrada } 2} = P_{\text{salida } 2} = 140[\text{bar}] \quad (5.3)$$

Primero se debe utilizar la temperatura media y presión media para obtener el calor específico a presión y volumen constante (c_p y c_v) para ambas etapas. Debido a que existen presiones y temperaturas que no se conocen en ambas etapas, se debe realizar un proceso de iteración partiendo de una T_{salida} y P_{salida} arbitrarias hasta lograr la convergencia.

$$T_{\text{media}} = \frac{T_{\text{entrada}} + T_{\text{salida}}}{2} \quad (5.4)$$

Donde:

- T_{media} : Temperatura media [K].
- $T_{entrada}$: Temperatura de entrada [K].
- T_{salida} : Temperatura de salida [K].

$$P_{media} = \frac{P_{entrada} + P_{salida}}{2} \quad (5.5)$$

Donde:

- T_{media} : Presión media [K].
- $T_{entrada}$: Presión de entrada [K].
- T_{salida} : Presión de salida [K].

Como se mencionaba anteriormente, utilizando la temperatura media en conjunto con la presión media, es posible obtener el c_p y c_v para cada etapa utilizando EES, para luego calcular la relación de calor específico.

$$k = \frac{c_p}{c_v} \quad (5.6)$$

Donde:

- k : Relación de calor específico.
- c_p : Calor específico a presión constante [kJ/kg K].
- c_v : Calor específico a volumen constante [kJ/kg K].

Además con el supuesto del comportamiento politrópico del proceso de compresión, es posible utilizar:

$$\frac{n}{n-1} = \frac{k}{k-1} \cdot \eta_p \quad (5.7)$$

Donde:

- n : Exponente politrópico.
- η_p : Eficiencia politrópica (90 %).

Finalmente obteniendo la temperatura de salida del compresor:

$$T_{salida} = T_{entrada} \cdot r_p^{\frac{n-1}{n}} [70] \quad (5.8)$$

Para resolver este problema y obtener las propiedades del hidrógeno, se utilizó Engineering Equation Solver (EES). Esto se logra resolviendo un sistema de ecuaciones y luego iterando debido al desconocimiento de la temperatura y presión de salida del primer compresor, así como de la temperatura de salida del segundo compresor. Por esta razón, se realiza una iteración hasta que la temperatura y presión de salida se estabilicen. El código utilizado se

encuentra en el Anexo A. Para llevar a cabo una correcta iteración, se comienza con un valor cercano a $T_{\text{entrada } 1}$. Los resultados de este proceso se presentan a continuación:

Tabla 5.3: Estados del hidrógeno en el proceso de compresión.

Compresor	P[bar]	T[K]	Z	ρ_{H_2} [kg/m ³]	n
1 entrada	30	343,15	1,016	2,086	1,466
1 salida	64,81	438,4	1,029	3,484	1,466
2 entrada	64,81	343,15	1,035	4,425	1,469
2 salida	140	438,8	1,062	7,285	1,469

Debido a que se busca determinar y seleccionar el compresor a utilizar, se debe calcular la potencia necesaria para este proceso de compresión. A continuación, se deben dimensionar los compresores necesarios, utilizando la siguiente ecuación:

$$W_{\text{politrópico}} = \frac{\left(\frac{n}{n-1} \cdot R_{H_2} \cdot T_{\text{entrada}} \cdot \dot{m}_{H_2} \cdot z_{\text{entrada}} \cdot \left(r_p^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) \right)}{\eta_p} \quad [71] \quad (5.9)$$

$$W_{\text{total politrópico}} = \sum_i W_{\text{politrópico}} \quad (5.10)$$

Donde:

- $W_{\text{politrópico}}$: Potencia de un compresor [kW].
- R_{H_2} : Constante de los individual de los gases (hidrógeno) $R_{H_2}=4.125[\text{kJ/kg K}]$ [53].
- \dot{m}_{H_2} : Flujo másico $\dot{m}_{H_2}=0.1375[\text{kg/s}]$.
- z_{entrada} : Factor de compresibilidad en la entrada.
- $W_{\text{total politrópico}}$: Potencia total del proceso de compresión [kW].

Obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 5.4: Potencia necesaria para el proceso de compresión del H_2 .

$W_{\text{neto}}[kW]$	$W_1[kW]$	$W_2[kW]$
387,13	191,74	195,38

Con el fin de seleccionar el equipo, se tienen en consideración dos factores importantes: en primer lugar, el flujo másico a ser comprimido y también las presiones requeridas. Por esto se ha seleccionado un compresor marca Minnuo, modelo GD5-1000/20-180 [72]. Este equipo es un compresor de diafragma tipo D de dos etapas, con una potencia de 160 [kW]. Se selecciona este equipo debido a que es una de las principales marcas de compresores en el mercado chino, gracias a sus capacidades. Este compresor presenta las siguientes características:

Tabla 5.5: Características del compresor GD5-1000/20-180 de Minnuo.

Flujo volumetrico [Nm ³ /h]	Velocidad del cigüeñal [rpm]	Potencia del motor [kW]	Dimensiones [mm]	Peso [ton]
1000	420	160	4000×2850×2100	13

Para determinar la cantidad de compresores a utilizar, se debe considerar la máxima generación de hidrógeno en una hora a condiciones normales de 0 °C y 1 atm, por lo que se tiene la siguiente cantidad de compresores:

Tabla 5.6: Cantidad de compresores necesarios.

Flujo máximo de H ₂ [kg/h]	495
Flujo nominal de H ₂ [Nm ³ /h]	5578,65
Cantidad de compresores	6

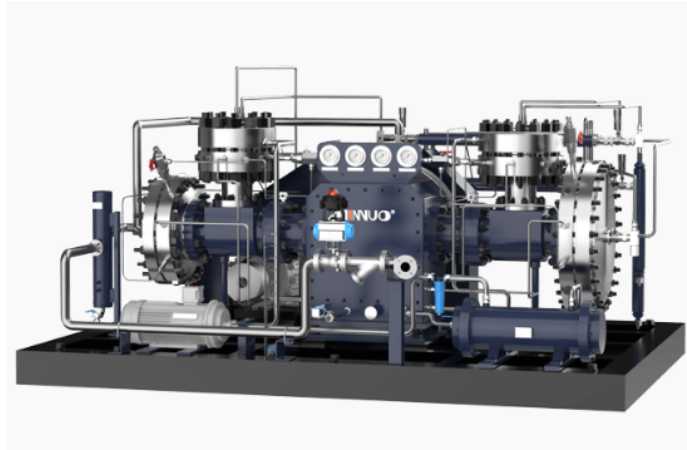


Figura 5.3: Compresor GD5-1000/20-180 de Minnuo.

5.2.3. Compresión para el oxígeno

Al igual que el hidrógeno, el oxígeno debe ser comprimido para su almacenamiento y posterior venta. El oxígeno será comprimido a una presión de 200 [bar]. Dado que el oxígeno es el gas que más se produce, para dimensionar los compresores se deben utilizar las ecuaciones anteriores. Se empieza con la ecuación 5.1, para determinar la cantidad de etapas necesarias. Se obtiene que, para el oxígeno, $n=2$ y $r_p=2,58$, lo que indica que el sistema de compresión del oxígeno presenta 2 etapas.

Para determinar los estados termodinámicos se asumen los mismos supuestos que para el hidrógeno. Se presenta el oxígeno como un fluido real, flujo constante sin pérdidas, y un comportamiento politrópico del compresor. Por lo tanto, se tienen las siguientes condiciones:

$$T_{entrada} = T_{entrada\ 1} = T_{entrada\ 2} = 343.15[K] \quad (5.11)$$

$$P_{Salida} = P_{entrada\ 2} = P_{salida\ 2} = 200[bar] \quad (5.12)$$

Del mismo modo que antes, es necesario realizar una iteración. Al igual que el cálculo anterior, este fue resuelto por EES Anexo B:

Tabla 5.7: Estados del oxígeno en el proceso de compresión.

Compresor	P[bar]	T[K]	Z	ρ_{H_2} [kg/m ³]	n
1 entrada	30	343,15	0,9927	33,89	1,498
1 salida	77,46	470,4	1,014	62,52	1,498
2 entrada	77,46	343,15	0,9854	88,16	1,572
2 salida	200	484,7	1,05	151,3	1,572

Luego se continua con las ecuaciones 5.9 y 5.10 para debe dimensionar los compresores necesarios, considerando la constante individual de los gases para el oxígeno $R_{H_2}=259.84$ [J/kg K] [53]:

Obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 5.8: Potencia necesaria para el proceso de compresión del O_2 .

W_{neto} [kW]	W_1 [kW]	W_2 [kW]
242,3	120,6	121,6

Al igual que el compresor de hidrógeno, se utilizará un compresor de la marca Minnuo, pero de un modelo diferente debido a la mayor presión que se logrará obtener con el oxígeno. El modelo seleccionado es el GD5-800/18-210, con una potencia de 132 [kW]. A continuación, se presentan las características del compresor y las cantidades necesarias.

Tabla 5.9: Características del compresor GD5-800/18-210 de Minnuo.

Flujo volumetrico [Nm ³ /h]	Velocidad del cigüeñal [rpm]	Potencia del motor [kW]	Dimensiones [mm]	Peso [ton]
800	420	132	4000×2850×2100	13

Tabla 5.10: Cantidad de compresores necesarios.

Flujo máximo de O_2 [kg/h]	3960
Flujo nominal de O_2 [Nm³/h]	2808
Cantidad de compresores	4



Figura 5.4: Compresor GD5-800/18-210 de Minnuo.

5.2.4. Intercambiadores de calor

Los intercambiadores de calor son necesarios para el proceso de compresión de múltiples etapas, ya que, como se mencionó anteriormente, al comienzo de la segunda etapa del compresor es necesario que la temperatura se reduzca, al igual que para el almacenamiento de ambos fluidos. Por lo tanto, se dimensionarán los intercambiadores necesarios tanto para el enfriamiento del hidrógeno, oxígeno y agua de servicio.

5.2.4.1. Intercambiador de calor para Hidrógeno

En el caso del intercambiador para enfriar el hidrógeno, se diseñará un intercambiador contracorriente, utilizando agua de servicio como refrigerante. El agua entrará a una temperatura ambiente de 25 [°C] (293,15 [K]) y saldrá a una temperatura de 75 [°C] (353,15 [K]). Esto se hace para que el agua de proceso luego sirva para calentar el agua de servicio en otro intercambiador de calor, por lo que la temperatura del agua de servicio es 5 [°C] más alta que la temperatura a la que debe entrar el agua del proceso al electrolizador. Para dimensionar el área del intercambiador necesario, en primera instancia se debe determinar el calor cedido del fluido caliente al fluido refrigerante. Conociendo la temperatura de entrada y salida del fluido caliente, así como la del refrigerante, es posible utilizar las siguientes ecuaciones:

$$\dot{Q} = \dot{m}_{H_2} \cdot c_{p,H_2} \cdot (T_{entrada,H_2} - T_{salida,H_2}) \quad (5.13)$$

$$\dot{m}_{refrigerante} = \frac{\dot{Q}}{c_{p,refrigerante} \cdot (T_{salida,refrigerante} - T_{entrada,refrigerante})} \quad (5.14)$$

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h_1} + \frac{1}{h_2} \quad (5.15)$$

$$\Delta T_1 = T_{entrada,1} - T_{salida,2} \quad (5.16)$$

$$\Delta T_2 = T_{salida,1} - T_{entrada,2} \quad (5.17)$$

$$\Delta T_{log} = \frac{\Delta T_2 - \Delta T_1}{\ln\left(\frac{\Delta T_2}{\Delta T_1}\right)} \quad (5.18)$$

$$A = \frac{\dot{Q}}{U \cdot \Delta T_{log}} \quad (5.19)$$

Donde:

- \dot{Q} : Calor cedido entre fluidos [kW].
- \dot{m} : Flujo másico del fluido [kg/s].
- c_p : Calor específico a presión constante [kJ/kg K].
- U : Coeficiente global de transferencia de calor [W/m^2 K].
- h : Coeficiente de convección del fluido [kW].
- ΔT_{log} : Diferencia media logarítmica de temperatura [K].
- A : Área del intercambiador de calor [m^2].

El coeficiente de convección del agua puede obtenerse realizando una interpolación a la tabla 5.11, mientras que el hidrógeno es posible estimarlo de acuerdo a la siguiente ecuación:

Tabla 5.11: Coeficientes de transferencia de calor típicos del agua para intercambiador de tubo y carcasa [73].

P	h_{agua}
1-5	5000-10000
5-100	4000-15000

$$h_{gas} = 110,68 \cdot P_{gas}^{0,4011} [74] \quad (5.20)$$

Donde:

- h_{gas} : Coeficiente de convección del gas [W/m^2 K].
- P_{gas} : Presión del gas [bar].

Utilizando las ecuaciones de la 5.13 a 5.19, es posible obtener el dimensionamiento del primer intercambiador de calor necesario para la etapa intermedia del compresor:

Tabla 5.12: Parámetros de operación de refrigeración, primer IC (H_2).

Fluido refrigerante	H_2O
Fluido caliente	H_2
\dot{Q}	190,7 [kW]
$\dot{m}_{\text{refrigerante}}$	0,912 [kg/s]
h_{H_2O}	5000 [W/m ² K]
h_{H_2}	589,78 [W/m ² K]
U	527,554 [W/m ² K]
ΔT_{\log}	60,716 [K]
A	5,95 [m ²]

Luego, el hidrógeno debe pasar por otro intercambiador, ya que se planea almacenarlo a 30 [°C]:

Tabla 5.13: Parámetros de operación de refrigeración, segundo IC (H_2).

Fluido refrigerante	H_2O
Fluido caliente	H_2
\dot{Q}	271,33 [KW]
$\dot{m}_{\text{refrigerante}}$	1,3 [kg/s]
h_{H_2O}	5000 [W/m ² K]
h_{H_2}	803,3 [W/m ² K]
U	692,11 [W/m ² K]
ΔT_{\log}	29,46 [K]
A	13,3 [m ²]

5.2.4.2. Intercambiador de calor para Oxígeno

Para los intercambiadores de calor del oxígeno, se diseña un intercambiador del mismo tipo que el de hidrógeno, es decir, de tipo contracorriente, utilizando agua de servicio como refrigerante, con una temperatura de entrada de 20 [°C] y de salida de 80 [°C]. Se utiliza la ecuación 5.20 como aproximación del coeficiente de convección del oxígeno. Para dimensionar los dos intercambiadores de calor, se emplean las ecuaciones desde 5.13 hasta 5.19, obteniéndose los siguientes parámetros, que se exponen en la siguiente tabla:

Tabla 5.14: Parámetros de operación de refrigeración, primer IC (O_2).

Fluido refrigerante	H_2O
Fluido caliente	O_2
\dot{Q}	136,31 [kW]
$\dot{m}_{\text{refrigerante}}$	0,652 [kg/s]
h_{H_2O}	5000 [W/m ² K]
h_{H_2}	561,1 [W/m ² K]
U	561,12 [W/m ² K]
ΔT_{\log}	77,33 [K]
A	3,14 [m ²]

Al igual que el hidrógeno se busca almacenar el oxígeno a 30 [°C]:

Tabla 5.15: Parámetros de operación de refrigeración, segundo IC (O_2).

Fluido refrigerante	H_2O
Fluido caliente	O_2
\dot{Q}	129 [KW]
$\dot{m}_{\text{refrigerante}}$	0,96 [kg/s]
h_{H_2O}	5000 [W/m ² K]
h_{H_2}	926,86 [W/m ² K]
U	781,91 [W/m ² K]
ΔT_{\log}	39,78 [K]
A	6,49 [m ²]

5.2.4.3. Intercambiador de calor para Agua del proceso

El agua de procesos es el agua que se utiliza en el ciclo de la electrólisis, es decir, es el agua que pasa por la planta de tratamiento y se procesa para posteriormente aumentar su temperatura y adecuar las condiciones de operación del electrolizador PEM. El tipo de intercambiador es de tipo contracorriente. Se tiene una temperatura inicial de 20 [°C] y final de 70 [°C] del agua de procesos. La temperatura de entrada del agua de servicio es de 75 [°C], y su temperatura de salida no está determinada, pero se conoce el caudal másico debido a que se conocen todos los flujos másicos necesarios en los anteriores intercambiadores de calor. Su ecuación está dada por 5.21. Al igual que los anteriores intercambiadores, se utilizan las ecuaciones desde 5.13 hasta 5.19, obteniendo los siguientes parámetros:

$$\dot{m}_{\text{refrigerante}} = \sum_{i=1}^n m_i \quad (5.21)$$

Tabla 5.16: Parámetros de operación de refrigeración (H_2O).

Fluido refrigerante	H_2O
Fluido caliente	H_2O
\dot{Q}	287,238 [KW]
$\dot{m}_{\text{refrigerante}}$	3,83 [kg/s]
$T_{\text{salida refrigerante}}$	57 [K]
$h_{H_2O \text{ servicios}}$	5000 [W/m ² K]
$h_{H_2O \text{ procesos}}$	6894,74 [W/m ² K]
U	2898,23 [W/m ² K]
ΔT_{\log}	29,08 [K]
A	3,41 [m ²]

5.2.5. Equipos auxiliares

5.2.5.1. Bomba agua de proceso

Para que el agua del proceso cumpla las funciones de operación es necesario que esta llega a la presión de operación del electrolizador, la cual es de 30 [bar]. Recordando que el agua de proceso se encuentra almacenada a condiciones ambiente (20 [°C] y 1 [bar]). Por lo que para el diseño se considera una bomba adiabática reversible. Se pueden utilizar las siguientes ecuaciones [75]:

$$h_2 = h_1 - \eta_p(h_1 - h_{2s}) \quad (5.22)$$

$$\dot{W}_p = (h_1 - h_2) \cdot \dot{m} \quad (5.23)$$

Donde:

- h : Entalpía del agua.
- h_s : Entalpía isentrópica del agua.
- η_p : Eficiencia de la bomba (87 %).
- \dot{W}_p : Potencia de la bomba [KW].
- \dot{m} : Flujo másico [kg/s].

Mediante EES se pueden obtener las propiedades del fluido, como el coeficiente de convección, obteniendo lo siguiente:

Tabla 5.17: Parámetros de la bomba de agua de proceso.

$T_{entrada}$	293,15 [K]
$P_{entrada}$	1 [bar]
$h_{entrada}$	83,93 [kJ/kg]
$s_{entrada}$	0,2962 [kJ/kg K]
P_{salida}	30 [bar]
$h_{salidas}$	86,83 [kJ/kg]
η_p	0,80
h_{salida}	87,8 [kJ/kg]
T_{salida}	298,1 [K]
\dot{m}	1,375 [kg/s]
\dot{W}_p	4,98 [kW]

Considerado lo dimensionado, se selecciona una bomba centrífuga del fabricante Dongguan Atach Pump Co., modelo D/DG6-25X12 [76]. La cual tiene un diferencial de presión de 300 mca y una potencia de 18,5 [kW] para un caudal de 1,75 [kg/s].



Figura 5.5: Bomba D/DG6-25X12 de Dongguan Atach Pump Co.

5.2.5.2. Bomba agua de servicio

Al igual que las bombas de proceso se utilizan las mismas formulas 5.22 y 5.23. Solamente que esta vez se quiere pasar de una presión de 1 [bar] a una presión de 5 [bar]. Teniendo una temperatura inicial de 25 [°C]. Por lo que se obtiene lo siguiente:

Tabla 5.18: Parámetros de la bomba de agua de servicio.

$T_{entrada}$	298,15 [K]
$P_{entrada}$	1 [bar]
$h_{entrada}$	104,8 [kJ/kg]
$s_{entrada}$	0,367 [kJ/kg K]
P_{salida}	5 [bar]
$h_{salidas}$	105,2 [kJ/kg]
η_p	0,8
h_{salida}	105,3 [kJ/kg]
T_{salida}	293.2 [K]
\dot{m}	3,83 [kg/s]
\dot{W}_p	1,92 [kW]

Como bomba de proceso, se considera una bomba centrífuga del fabricante Reggio, normalizada según la norma EN733, la cual tiene una potencia de 4.4 [kW] [77].

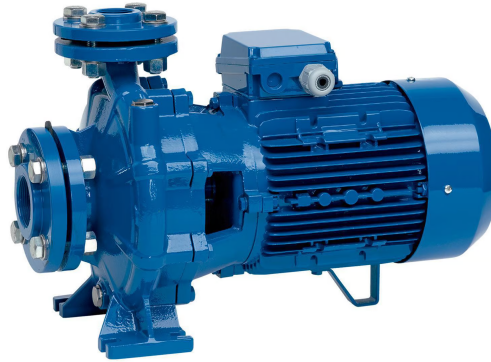


Figura 5.6: Bomba centrífuga de Reggio.

5.2.5.3. Almacenamiento para hidrógeno

El almacenamiento del hidrógeno es una parte fundamental de este proyecto, debido a que, después de ser producido por el electrolizador, es necesario almacenarlo temporalmente para su posterior uso en las celdas de combustible de hidrógeno. Por lo tanto, se debe considerar un almacenamiento con una presión no muy elevada, ya que las celdas de combustible normalmente funcionan entre 1 y 5 bares. El objetivo del tanque es almacenar el hidrógeno durante 12 horas para que luego pueda ser utilizado por las celdas de combustible. Por lo tanto, se considera un almacenamiento para solamente un día y 7 horas de producción máxima de hidrógeno almacenable. Debido a que principalmente se piensa utilizar el mismo día el hidrogeno producido.

Tabla 5.19: Máxima producción de hidrógeno.

\dot{m} [kg/s]	\dot{m} [kg/día]
0.1375	5445

Utilizando la ecuación de los gases ideales, es posible obtener el volumen que ocupará el hidrógeno.

$$P \cdot V = R_{H_2} \cdot T \cdot m \quad (5.24)$$

Donde:

- P: Presión del fluido. [Pa]
- V: Volumen del fluido. [m^3]
- R_{H_2} : Constante individual de los gases (hidrógeno). $R_{H_2} = 4,125$ [kJ/kg·K]
- T: Temperatura del fluido. [K]
- m: Masa del fluido. [kg]

Tabla 5.20: Condiciones de almacenamiento (H_2).

P	14000000	[Pascal]
V	795,85	[m^3]
m	8910	[kg]
T	303,15	[K]
R	4,125	[kJ/kg·K]

Con esto, se selecciona un tanque de almacenamiento del fabricante Baglioni de tipo vertical, con una presión de 140 [bar] y un volumen de 100 [m^3]. Por lo tanto, serían necesarios 8 tanques. A continuación se presentan las medidas del tanque.

Tabla 5.21: Dimensiones del tanque de hidrógeno verde.

Volumen	100 [ml]
Presión	140 [bar]
Altura	25,7 [m]
Diámetro	2,48 [m]
Espesor	4,5 [cm]



Figura 5.7: Tanque de hidrógeno de Baglioni.

5.2.5.4. Almacenamiento para oxígeno

El almacenamiento del oxígeno es diferente al del hidrógeno, dado que se produce una mayor cantidad y, por ende, se utiliza una menor cantidad en promedio para las celdas de combustible. Por lo tanto, se debe diseñar un tanque capaz de almacenar una semana completa de su producción. Se utiliza la ecuación 5.24, obteniendo lo siguiente [78]:

Tabla 5.22: Máxima producción de oxígeno.

\dot{m} [kg/s]	\dot{m} [kg/día]
1.1	43560

Tabla 5.23: Condiciones de almacenamiento de oxígeno.

P [Pa]	20000000
V [m^3]	1201
m [kg]	304920
T [K]	30
R [kJ/kg·K]	259,84

Con estas condiciones, se almacenará el oxígeno producido en una semana en 4 tanques de 300 [m^3] del fabricante SL Strenight, caracterizado por la fabricación de tanques para el almacenamiento de gases [79].



Figura 5.8: Tanques de oxígeno de SL Strenght.

Además de estos tanques de almacenamiento, se considera vender oxígeno en cilindros de menor tamaño. Se utilizarán cilindros de 80 [L] a 200 [bar] del fabricante Shandong Yongan Special Equipment Co. Se planea tener una flota capaz de almacenar 1 día de producción, por lo que serán necesarios 2,200 cilindros de oxígeno [80].



Figura 5.9: Estanque de 80 [l] y 200 [bar], de Sandong Yongan.

5.2.5.5. Torres de enfriamiento

Debido a que el calor recibido por el flujo de servicio es mayor al necesario para enfriar los gases en las fases de compresión, es necesario considerar una torre de enfriamiento para poder enfriar los fluidos a su debida temperatura.

Para lograr ceder el calor excedente del agua de proceso, se diseña una torre de refrigeración de tipo tiro de fluido a contracorriente. Lo que se busca es que el fluido caliente pase por la parte superior de la torre y el aire sea introducido en la parte inferior, saliendo por la parte superior mientras gotas de agua caliente caen. El aire que se libera también arrastra parte del agua, extrayendo así el calor del fluido.

Para diseñar esta torre, se deben tener presentes las condiciones del terreno. Por esto, se toman las condiciones promedio anuales de María Elena para la elaboración de los cálculos, estas condiciones se encuentran en la tabla 5.24. Para el dimensionamiento de la torre, se

utiliza la ecuación 5.25 [82], la cual corresponde al balance de energía de operación en las torres de enfriamiento. Esta se puede entender mejor junto con la figura 5.10. Con esta ecuación es posible obtener el caudal del fluido gaseoso, en este caso el aire. Pero para poder utilizar esta ecuación, primero es necesario obtener la entalpía de salida del aire en la curva de saturación en estado saturado para obtener el aire mínimo de operación. Con ese valor es posible obtener un flujo de aire mínimo. Luego, se obtiene el flujo de gas operacional con la ecuación 5.26, para finalmente calcular la entalpía de salida con esa condición.

Tabla 5.24: Condiciones promedio anuales de María Elena [55].

Temperatura	20 [°C]
Humedad relativa	34 [%]
Temperatura húmeda	11,488 [°C]
Entalpía	32649 [J/kg]

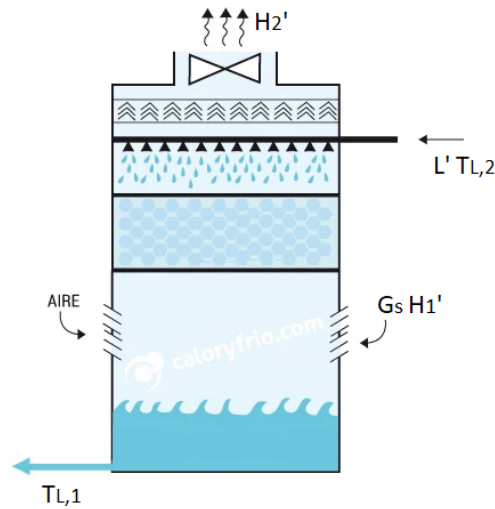


Figura 5.10: Balance de energía en torres de enfriamiento.

$$G_s \cdot (H_{y2} - H_{y1}) = L \cdot cp_L \cdot (T_{L2} - T_{L1}) \quad (5.25)$$

$$G_s' = G_s \cdot 2 \quad (5.26)$$

$$H_{y2}' = \frac{L \cdot cp_L \cdot (T_{L2} - T_{L1})}{G_s'} + H_{y1} \quad (5.27)$$

Donde:

- G_s : Caudal de aire mínimo permisible. [kg/s]
- G_s' : Caudal de aire operacional. [kg/s]
- H_{y2} : Entalpía saturada del aire en parte superior. [J/kg]
- H_{y2}' : Entalpía del aire en parte superior. [J/kg]

- H_{y1} : Entalpía del aire en parte inferior. [J/kg]
- L : Caudal del agua. [kg/s]
- T_{L2} : Temperatura del agua en parte superior. [°C]
- T_{L1} : Temperatura del agua en parte inferior. [°C]

Tabla 5.25: Condiciones dentro de la torre de enfriamiento.

G_s	1,41	[kg/s]
G'_s	2,83	[kg/s]
H_{y2}	395721,9	[J/kg]
H_{y2}'	214185,45	[J/kg]
H_{y1}	32649	[J/kg]
L	3,86	[kg/s]
T_{L2}	57,05	[°C]
T_{L1}	25	[°C]

Para determinar el área y la altura que se necesita utilizar en la torre de enfriamiento, se emplean las ecuaciones del método de Merkel. Para ello, se presenta el diagrama de operación del enfriamiento del agua 5.11. En este diagrama se presentan la curva de saturación y la curva operacional, junto con sus respectivas pendientes.

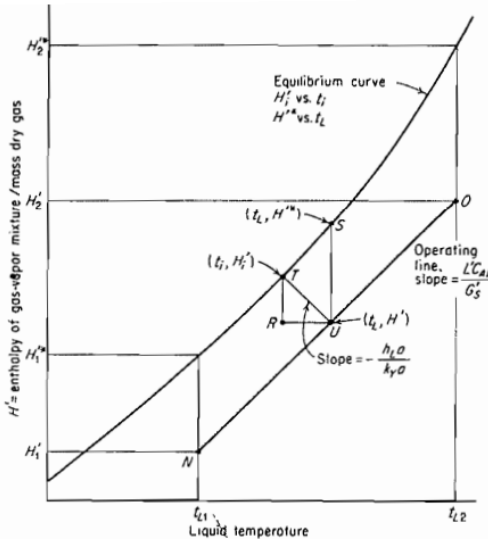


Figura 5.11: Diagrama de operación para el enfriamiento del agua. [94]

La ecuación 5.25, al realizar diferentes reemplazos, puede ser escrita como la ecuación 5.28. Además, se establece que la velocidad mínima del líquido y del aire debe ser de 1 [kg/m²s], y que el coeficiente de transferencia de materia es de 0,8 [kg/(m³s)]. Con estas condiciones, es posible determinar el área utilizando las siguientes ecuaciones [82]:

$$G'_s \cdot dH' = \kappa_y a \cdot (H'^* - H') \cdot dZ \quad (5.28)$$

$$A = \frac{G'_s}{\nu} \quad (5.29)$$

$$H_{tog} = \frac{G'_s *}{\kappa_y a} \quad (5.30)$$

$$N_{tog} = \int_{H'_1}^{H_2} \frac{dH'}{H'^* - H'} \quad (5.31)$$

$$Z = N_{tog} \cdot H_{tog} \quad (5.32)$$

Donde:

- A : Área. [m^2]
- G'_s : Caudal de aire operacional. [kg/s]
- $G'_s *$: Caudal de aire por área. [kg/m^2s]
- ν : Velocidad mínima del aire. [kg/m^2s]
- H'_{tog} : Altura etapa de equilibrio. [m]
- $\kappa_y a$: Coeficiente de transferencia de materia. [$kg/(m^3s)$]
- N_{tog} : Numero de etapas de equilibrio. [-]
- dH' : Diferencia de entalpía en la curva de operación. [-]
- H'^* : Entalpía en la curva saturada. [$^{\circ}C$]
- Z : Altura. [m]

Tabla 5.26: Dimensiones de la torre de enfriamiento.

A	2,82	m^2
G'_s	2,82	[kg/s]
$G'_s *$	1	[kg/m^2s]
ν	1	[kg/m^2s]
H'_{tog}	3,53	[m]
$\kappa_y a$	0,8	[$kg/(m^3s)$]
N_{tog}	1,06	-
Z	3,74	[m]

Aún es necesario calcular la potencia requerida del ventilador de la torre y la cantidad de agua que se pierde debido a la evaporación. Para esto, se utiliza la aproximación del libro Perry's Chemical Engineers [96], dada por la ecuación de evaporación 5.33, y luego la aproximación de la potencia necesaria [85].

$$Loss = 0,00085 \cdot 1,8 \cdot L \cdot (T_{L_2} - T_{L_1}) \quad (5.33)$$

$$\dot{W} = \frac{V_{aire} \cdot P_s}{6356 \cdot \eta} \quad (5.34)$$

$$V_{aire} = V_{aire}^* \cdot \dot{V}_{aire} \quad (5.35)$$

$$P_s = k \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2 \cdot g} \quad (5.36)$$

Donde:

- $Loss$: Perdida por evaporación. [m^3/hr]
- \dot{W} : Potencia del ventilador. [bhp]
- V_{aire} : Volumen de aire promedio. [ft^3/s]
- P_s : Presión de caída. [lbf/in^2]
- η : Eficiencia del ventilador (80 %).
- V_{aire}^* : Volumen específico promedio. [ft^3/lb]
- \dot{V}_{aire} : Flujo del aire. [lb/s]
- k : Coeficiente de pérdida de presión. [-]
- ρ : Densidad del aire. [lb/ft^3]
- v : Velocidad del aire. [ft/s]
- g : Aceleración de la gravedad (32.172 ft/s²). [ft/s²]

Tabla 5.27: Dimensionamiento ventilador de la torre de enfriamiento.

$Loss$	0,68	[m^3/hr]
\dot{W}	1,19	[bhp]
V_{aire}	5349,1	[ft^3/s]
P_s	1,13	[lbf/in^2]
η	0,8	[%]
k	2	[-]
ρ	0,0012	[lb/ft^3]
v	177	[ft/s]
g	32,17	[ft/s ²]
\dot{W}	0,89	[kW]

5.2.5.6. Almacenamiento para aguas

Para el almacenamiento del agua, se debe considerar un almacenamiento para el agua a utilizar tanto para el agua de proceso como el agua de servicio. El agua de procesos debe contar con un riguroso proceso de desmineralización con el fin de eliminar los minerales y así no dañar el electrolizador, mientras que el agua de servicio debe ser purificada con el fin de no dañar las cañerías y bombas a utilizar en el sistema. Por esto se planea la utilización de tres estanques: uno para el agua no procesada o agua directamente de los camiones aljibes, otro para el agua desmineralizada o agua después de ser procesada, y otro estanque para el agua de servicio.

Para dimensionar los estanques de agua no procesada, se considera un almacenamiento de tres días de funcionamiento autónomo como máximo. Aún cabe recalcar que el abastecimiento de agua es un proceso que se debe realizar diariamente. A continuación, se muestra la cantidad de agua utilizada en cada proceso.

Tabla 5.28: Consumo de agua por proceso.

Tipo de agua	Agua utilizada [kg/s]	Agua utilizada [m^3 /día]	Agua a reponer en 3 días [m^3]
Agua de procesos	1,375	54,45	163,35
Agua de servicios	3,83	151,55	0
Agua de makeup	0,68	26,75	80,26

Como se puede ver en la tabla 5.28, el agua total necesaria a reponer en 3 días es de 243,6 [m^3]. Se debe recordar que una parte del agua de servicio se pierde en la torre de enfriamiento, por lo que el agua makeup corresponde también en agua a reponer. Para almacenar esta cantidad, se considera almacenar el 80 % de este valor en un estanque para agua no procesada, es decir, agua directamente extraída de los camiones aljibes. Para el estanque del agua de servicio se piensa almacenar la cantidad de agua que debe utilizarse en un día y un 40 % del agua makeup que se debe reponer en 3 días, lo que corresponde a 183,6 [m^3], mientras que el estanque de agua desmineralizada corresponde al agua de proceso a utilizar en 1 día, por lo que es 54,54 [m^3].

El estanque a utilizar para almacenar el agua no procesada corresponde a un estanque manufacturado por la empresa National Storage Tank. Este estanque tendrá una capacidad aproximada de 190 [m^3] (50,000 [Gal]) [83]. Este mismo estanque también será utilizado para almacenar el agua purificada para el agua de servicio.



Figura 5.12: Estanque de agua (50,000 [Gal]).

Mientras que el estanque seleccionado para almacenar el agua desmineralizada es un estanque fabricado por Dezhou Huili Environmental Technology, el cual almacenará una cantidad de 50 [m³] [84].



Figura 5.13: Estanque de agua desmineralizada (50[m³]).

5.2.5.7. Planta de tratamiento

El agua utilizada por los electrolizadores requiere un tratamiento previo, por ello es necesario emplear agua desmineralizada. Esto implica eliminar todas las sales y químicos no deseados presentes en el agua.

Para lograr la correcta eliminación de estos minerales y partículas no deseadas, el agua primero pasa por un proceso de descalcificación, el cual consiste en eliminar la cal del agua, principalmente el calcio y el magnesio. Luego se realiza el proceso de ósmosis inversa, con el fin de eliminar las partículas más pesadas del agua, mediante el paso a través de membranas. En este proceso, se reduce principalmente la dureza del agua. Finalmente, el agua pasa por el proceso de desgasificación de membrana y electrodesionización. Este proceso, al igual que los anteriores, se utiliza para reducir las impurezas del agua, principalmente las sales [97].

Para el proceso de descalcificación se utiliza un equipo Ionsoft Midi 45, fabricados por la empresa Veolia.



Figura 5.14: Ionsoft Midi 45 de Veolia.

En el proceso de ósmosis inversa se utiliza un equipo también fabricado por Veolia, denominado Sensa 4400.



Figura 5.15: Sensa 4400 de Veolia.

Finalmente, para los procesos de desgasificación de membrana y electrodesionización se emplean dos equipos de Veolia, el Rapide Strata 4.



Figura 5.16: Rapide Strata 4 de Veolia.

En la tabla , se presenta la cantidad de equipos y su flujo máximo, considerando que el flujo máximo necesario para operar los electrolizadores es de $4,95 [m^3/h]$, mientras que, al considerar los electrolizadores junto con el agua que se debe renovar en el sistema de servicios, este es de $7,3 [m^3/h]$.

Tabla 5.29: Equipos de la planta de tratamiento.

Equipo	Cantidad	Flujo máximo [m^3/h]
Ionsoft Midi 45	1	5,4
Sensa 4400	1	5,86
Rapide Strata 4	2	8

5.3. Diagrama de flujo

A continuación se presenta el diagrama de flujo de la planta, con el fin de detallar el flujo de los procesos del proyecto. Para esto se presenta el diagrama en conjunto con sus temperaturas y presiones en cada punto del procesos.

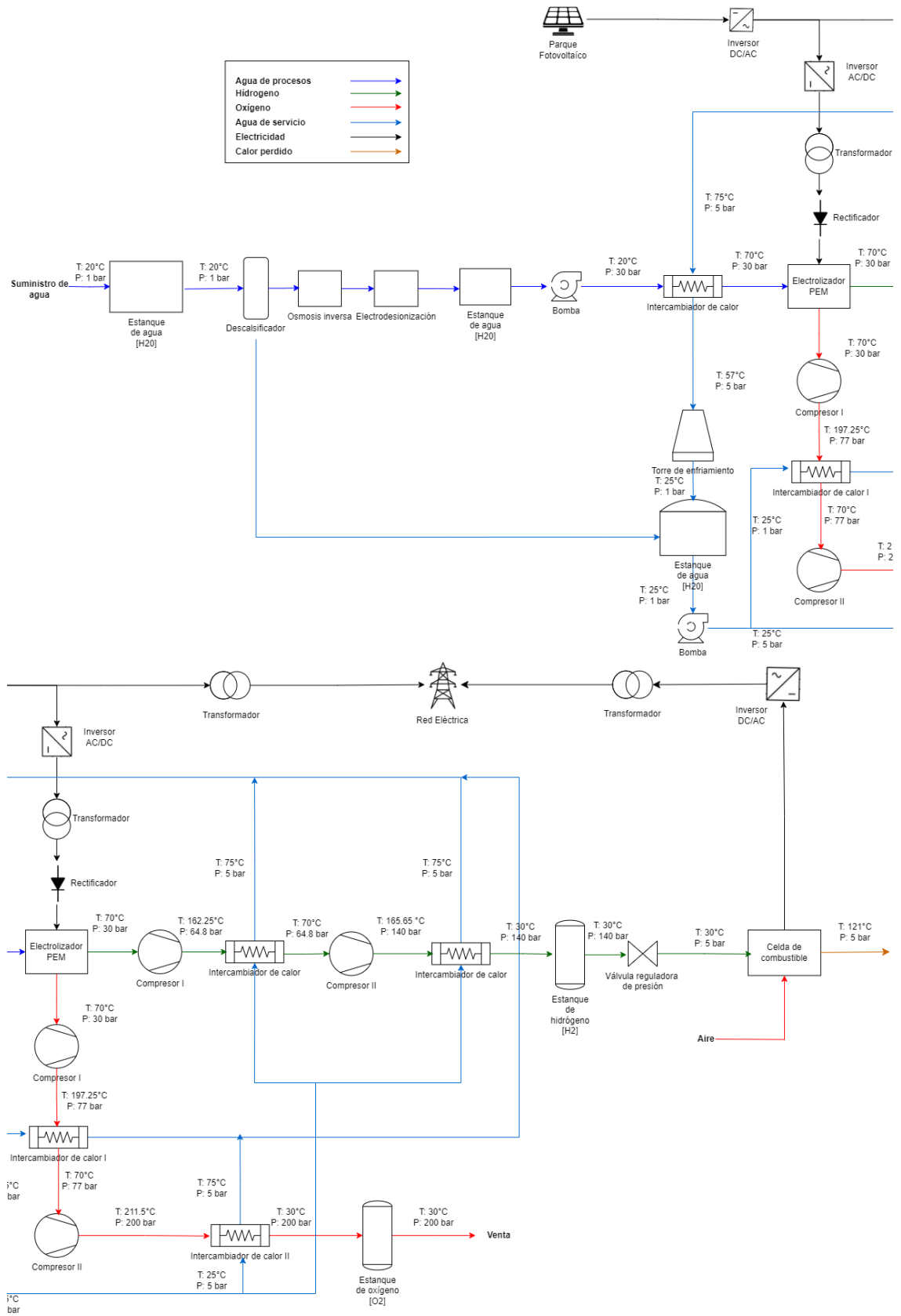


Figura 5.17: Diagrama de flujo.

Capítulo 6

Evaluación económica

En la presente sección se evaluará el proyecto desde el punto de vista económico, con el objetivo de determinar su viabilidad comercial. Se analizarán los costos, ingresos y otros factores financieros clave para establecer si el proyecto es capaz de operar de manera rentable y generar utilidades.

6.1. Comportamiento del proyecto frente a la intermitencia del vertimiento

Los costos que se presentarán en las próximas secciones se tratarán como costos fijos, aunque en la realidad son costos variables debido al comportamiento intrínseco del vertimiento. El consumo hídrico y energético está determinado principalmente por este comportamiento, ya que en este proyecto la cantidad de hidrógeno a producir está directamente relacionada con la cantidad de energía vertida disponible para su uso. Otros factores que afectan el costo son las mantenciones y el tiempo que el parque fotovoltaico esté fuera de operación. Para obtener un supuesto de operación anual del proyecto, se utiliza la información sobre el vertimiento y generación del parque fotovoltaico Sol del desierto, información proporcionada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Primero, se determina la cantidad de hidrógeno que es posible producir en un año para luego calcular la cantidad de energía que se podría entregar al sistema. Para determinar esta cantidad, se utiliza el vertimiento del parque fotovoltaico Sol del Desierto en el año 2023 y se le añade un 15 % de crecimiento en vertimiento, asumiendo que este patrón de crecimiento continuará en los próximos años. Esto se basa en la observación de los años 2022, 2023 y 2024, donde se ha proyectado un crecimiento en el vertimiento. Con esta suposición, es posible calcular la cantidad de hidrógeno a producir, considerando la tecnología seleccionada, que es el electrolizador Silyzer 300 de Siemens, cuyas características se detallan a continuación:

Tabla 6.1: Características del electrolizador Silyzer 300.

Equipo	Silyzer 300
Consumo [MW]	26,25
Modulos	36
Consumo [MW/modulo]	0,73
Hidrógeno Producido [kg/hr]	495
Hidrógeno por módulo [kg/hr]	13,75

Con las características del electrolizador, se obtiene la cantidad de hidrógeno producido utilizando la energía del vertimiento proyectado para este año. Esto permite calcular la cantidad promedio de hidrógeno producido durante las horas de operación, como se detalla en la tabla 6.2. También se pueden identificar los días sin operación debido a bajos niveles de vertimiento o mantenimiento del parque, utilizando los datos proporcionados por el CEN sobre la generación real del parque fotovoltaico. A partir de esta información, se pueden extraer las siguientes tablas:

Tabla 6.2: Producción promedio de hidrógeno por hora.

Hora	Producción promedio [kg]	Hora	Producción promedio [kg]
9:00	144.06	15:00	252.96
10:00	200.49	16:00	257.82
11:00	197.02	17:00	241.59
12:00	205.31	18:00	195.74
13:00	210.09	19:00	147.37
14:00	243.28		

Tabla 6.3: Resumen de la producción por los electrolizadores.

Días sin operación	45
Disponibilidad anual	88 %
Producción promedio diaria de H_2 [kg]	2296.63
Producción anual de H_2 [ton]	838,3
Producción anual de O_2 [ton]	6706,2
Cantidad promedio de módulos usados	15.17
Consumo energético promedio [MWh]	11.07

Tabla 6.4: Energía no aprovechada promedio por hora.

Hora	Vertimiento promedio [MWh]	Hora	Vertimiento promedio [MWh]
9:00	11,37	15:00	17,93
10:00	21,7	16:00	18,48
11:00	21,71	17:00	18,85
12:00	19,29	18:00	17,96
13:00	14,72	19:00	8,016
14:00	16,81		

Tabla 6.5: Parámetros de vertimiento del proyecto.

Días con vertimiento mayor a 100 MWh	149
Vertimiento promedio diario	187.04
Vertimiento anual	68269

Finalmente, con la cantidad diaria de hidrógeno generada en un año, es posible determinar la cantidad de energía que se puede entregar al sistema utilizando las celdas de combustible PureCell 400 H de Doosan. Las características de estas celdas se encuentran en la tabla 6.6. Esto permite calcular la cantidad de energía generada durante los períodos de funcionamiento, teniendo en cuenta que el régimen de operación de las celdas de combustible es de 21:00 a 7:00. Además, se debe regular el suministro de hidrógeno para asegurar que se entregue la misma cantidad en las horas de operación.

Tabla 6.6: Características de las celdas de combustible PureCell Model 400 Hydrogen.

Equipo	PureCell Model 400 Hydrogen
Consumo H_2 por unidad	26 [kg/h]
Generación por unidad	440 [kW]
Cantidad	19

Tabla 6.7: Parámetros de operación y generación anual.

Días sin operación	61
Disponibilidad anual	83 %
Generación promedio diaria [MWh]	3,49
Cantidad promedio de equipos usados	8
Generación total anual [MWh]	14026,32
Eficiencia energética	32 %

Debido a la baja generación, se propone considerar el caso en el que el parque fotovoltaico asume el consumo de los electrolizadores. En este escenario, al igual que en el anterior se estaría desaprovechando la misma cantidad de energía que en el caso anterior, dado que

todos los módulos de los electrolizadores estarían en funcionamiento cuando hay un excedente de vertimiento. Sin embargo, se produciría una cantidad fija de hidrógeno diario, lo que implicaría una producción constante de energía por parte de las celdas de combustible. Por lo tanto, el proyecto dependería de la operabilidad del parque fotovoltaico en su totalidad, que tiene una operación aproximada del 94 %. Esto se refleja en la siguiente tabla:

Tabla 6.8: Datos del electrolizador utilizando energía constante.

Electrolizador	
Funcionamiento	94 %
Días de funcionamiento	343
Horas de funcionamiento	11
Módulos	36
Módulos utilizados promedio	33,84
Consumo energético [MW]	26,25
Consumo horario promedio [MW]	24,675
Hidrógeno producido horario promedio [kg]	465,3
Oxígeno producido horario promedio [kg]	3722,4
Hidrógeno producido diario promedio [kg]	5118,3
Hidrógeno en un año [ton]	1868,2

Tabla 6.9: Datos de la celda de combustible con el electrolizador utilizando energía constante.

Celda de combustible	
Funcionamiento	94 %
Días de funcionamiento	343
Horas de funcionamiento	11
Equipos	19
Equipos utilizados promedio	17,86
Consumo de hidrógeno horario promedio [kg]	464,36
Generación por equipo [kW]	440
Energía generada horaria promedio [MWh]	7,858
Energía generada diaria promedio [MWh]	86,442
Energía generada en un año [MWh]	31551,476
Eficiencia energética	32 %

6.2. Comparación energía despachable

En la presente sección se busca comparar el comportamiento de la planta fotovoltaica en conjunto con la planta de almacenamiento de energía mediante hidrógeno verde. Para ello, se pretende comparar la energía despachada a la red tanto con el proyecto como sin él. Para este análisis, se utilizan los datos de generación del parque fotovoltaico Sol del Desierto, ya

que el año 2023 es el único período completo disponible en el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Se toma este intervalo de datos para realizar una simulación que estime cómo habría sido la generación en 2023 si esta planta hubiese contado con la planta de almacenamiento energético mediante hidrógeno verde.

Tabla 6.10: Generación mensual en PFV Sol del desierto con el proyecto (2023).

Mes	Energía generada en el mes por proyecto [MWh]	Energía generada en el mes por PFV sol del desierto [MWh]	Aporte [%]
Enero	909,92	60839,17	1 %
Febrero	943,8	47553,10	2 %
Marzo	924,44	48780,01	2 %
Abril	692,12	52275,50	1 %
Mayo	609,84	45855,00	1 %
Junio	309,76	40807,94	1 %
Julio	638,88	43937,61	1 %
Agosto	1413,28	41951,72	3 %
Septiembre	1781,12	40471,20	4 %
Octubre	1998,92	44992,98	4 %
Noviembre	1824,68	40108,03	4 %
Diciembre	1524,6	43422,28	3 %

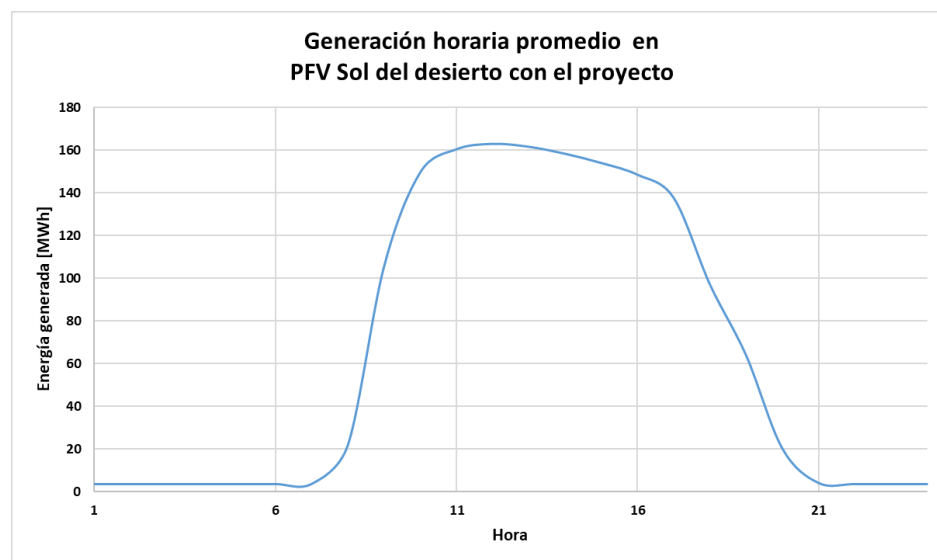


Figura 6.1: Generación horaria promedio en PFV Sol del desierto con el proyecto (2023).

6.3. CAPEX

Para tener una correcta evaluación económica, en cualquier proyecto de ingeniería, es necesario contar con el CAPEX (capital expenditure) o el dinero a invertir como capital. Por

lo tanto, determinar la inversión necesaria para la realización del proyecto es sumamente importante. En el CAPEX de un proyecto de procesos químicos, es muy importante separar los costos principalmente en dos categorías: el costo de los equipos adquiridos y el costo de servicios, como obras civiles, instalaciones eléctricas, cañerías, entre otros [58].

A continuación, se presenta el desglose del costo de inversión en equipamiento, considerando el costo total como la suma de la compra de los equipos necesarios, junto con sus respectivos impuestos y gastos de transporte.

Tabla 6.11: Desglose del costo de inversión en equipamiento

Equipo	Costo (USD)	Costo especulado (USD)		Costo total (USD)
Electrolizador	\$36.750.000	\$1.400	[USD/kW]	\$49.612.500
Estanques de oxígeno	\$198.000	\$90	[USD/unidad]	\$267.300
Estanque desmineralizada	\$11.250	\$225	[USD/m ³]	\$15.188
Estanques de agua	\$137.200	\$68.600	[USD/unidad]	\$185.220
Compresor O ₂	\$749.600	\$187.400	[USD/unidad]	\$1.011.960
Compresor H ₂	\$1.124.400	\$187.400	[USD/unidad]	\$1.517.940
Doosan FC	\$14.000.000	\$736.842	[USD/unidad]	\$18.900.000
Tanque H ₂	\$823.680	\$102.960	[USD/unidad]	\$1.111.968
Tanque O ₂	\$536.800	\$134.200	[USD/unidad]	\$724.680
Descalcificador	\$20.400	\$10.200	[USD/unidad]	\$27.540
Ósmosis inversa	\$52.500	\$52.500	[USD/unidad]	\$70.875
Electrodesionizador	\$150.000	\$75.000	[USD/unidad]	\$202.500
Torre de enfriamiento	\$354.900	\$354.900	[USD/unidad]	\$479.115
Bomba servicio	\$7.500	\$7.500	[USD/unidad]	\$10.125
Bomba proceso	\$900	\$900	[USD/unidad]	\$1.215

Gran parte de los costos de los equipos se obtuvieron utilizando la herramienta de estimación de costos "Matches"[56], la cual provee costos estimados para industrias de la ingeniería química. El resto se obtuvo mediante el valor comercial del equipo o un equipo similar en el mercado. Para estimar el costo de las celdas de combustible, se tomó como referencia el proyecto de Hanwha [58] llevado a cabo por Doosan Fuel Cell. Este proyecto cuenta con 114 unidades del modelo de celda de combustible que se utilizan en este proyecto y tuvo un costo de capital de 210 millones de dólares estadounidenses [USD]. Considerando que este proyecto corresponde en su totalidad a la instalación de las celdas de combustible, se especula que el costo total de las celdas de combustible es el 40 % de dicho proyecto, resultando en un precio unitario aproximado de 740 mil [USD]. El costo total, por su parte, incluye el impuesto al valor agregado (IVA), que corresponde al 19 % del costo del equipo. También se incluye el impuesto aduanero, que es del 6 %, y un valor aproximado del costo de transporte, que se estima en un 10 % del costo del equipo.

Se tiene el costo total de los equipos adquiridos, luego se necesita considerar el costo de los servicios necesarios para la realización del proyecto. Para ello, se utilizan las suposiciones proporcionadas por el libro "Plant Design and Economics for Chemical Engineers"[58], en el cual se presentan los costos estimados promedio según el tipo de planta química y el fluido a trabajar.

En este libro se presentan los rangos aproximados en los cuales se estima el costo de estos servicios, dado el costo total de adquisición de equipos. Por lo tanto, en la tabla 6.12, se estima un porcentaje aproximado del costo de los servicios con respecto al costo de los equipos adquiridos, cuyo valor es de \$54.917.130, sin considerar los impuestos. Además, se añade el costo del terreno, el cual está evaluado en 0,05 Unidades de Fomento (UF) por metro cuadrado, utilizando la herramienta del Servicio de Impuestos Internos (SII) [49]. Por lo tanto, se tienen los siguientes costos:

Tabla 6.12: CAPEX del proyecto.

Servicio	Porcentaje de los equipos	Costo
Instrumentación y control	10 %	\$5.491.713
Cañerías y tuberías	35 %	\$19.220.996
Instalaciones eléctricas	15 %	\$8.237.570 5
Obras civiles	35 %	\$19.220.996
Capital de trabajo	14 %	\$7.688.398
Eventualidades	20 %	\$10.983.426
Terreno	-	\$20.715
Precio equipos	-	\$74.138.126
CAPEX	-	\$145.001.938

En la tabla anterior 6.12, "instrumentación y control" corresponde a los sistemas encargados de abrir y cerrar las válvulas, así como también de medir las condiciones internas de los fluidos. El apartado de "cañerías y tuberías" incluye el costo de válvulas, tuberías y otros elementos necesarios. Las "instalaciones eléctricas" comprenden las conexiones eléctricas que se deben realizar a los electrolizadores y celdas de combustible, además de las mejoras en el patio eléctrico de la planta Sol del Desierto. Las "obras civiles" contemplan mejoras en el terreno y las obras civiles necesarias. Finalmente, se consideran fondos para eventualidades en caso de inconvenientes en cualquiera de las etapas anteriores. Por lo tanto, el CAPEX del proyecto es de aproximadamente 150 millones de dólares estadounidenses [USD], distribuidos de la siguiente manera:

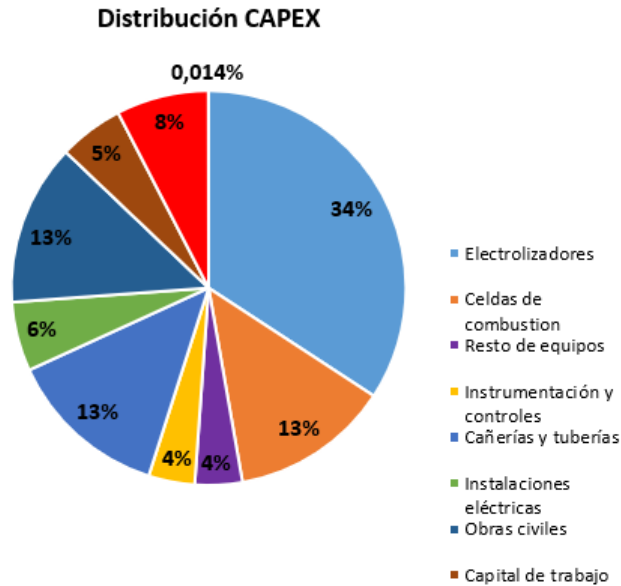


Figura 6.2: Distribución del CAPEX.

6.4. OPEX

Similar al CAPEX, es necesario contar con su contraparte, el OPEX (Operational Expenditures), que representa el costo permanente necesario para mantener la planta en operación continua. En el cálculo de este costo, es fundamental considerar factores como el coste energético, hídrico y los gastos de operación.

6.4.1. Consumo hídrico

Es necesario conocer el consumo hídrico de la planta para calcular el costo mensual del agua que utilizará. En la tabla 6.13 se presenta el consumo por segundo y el consumo mensual de agua que se debe reponer en los estanques.

Tabla 6.13: Consumo hídrico del proyecto.

Tipo de agua	Consumo de agua [kg/s]	Consumo de agua en 30 días [m^3]
Agua procesos	1,375	1633,5
Agua servicios	0	0
Agua Make-up	0,19	222,93

Como se puede observar, el agua de servicio circula por la planta y no es necesario que sea repuesta, la única cantidad a reponer es el agua que se evapora y se pierde por el aire (Agua de Make-up), que totaliza 1856,5 [m^3] de agua a reponer en un mes. Con el proveedor Aguas Antofagasta, el precio es de 2 [USD] por metro cúbico [59], lo que resulta en un gasto total de 3712,9 [USD] mensuales.

6.4.2. Consumo energético

El consumo energético del proyecto proviene totalmente del parque fotovoltaico, por lo que el costo mensual asociado a la energía utilizada por los electrolizadores es de 0 [USD], ya que se está aprovechando el exceso de energía que no puede ser transmitido en ese momento. Sin embargo, este escenario es aplicable únicamente a los electrolizadores. Por lo tanto, es necesario calcular el consumo energético de otros componentes del sistema, como las bombas, compresores, instrumentación, y otros equipos auxiliares, para obtener un cálculo más completo del costo energético del proyecto.

Por lo tanto, se extrae el costo marginal de la barra en la cual se entrega la energía por la planta Sol del Desierto, específicamente la barra BA S/E CRUCERO 220KV BP1, que pertenece a la subestación Crucero [60]. Este valor se utilizará para estimar un precio promedio de la energía consumida por los componentes auxiliares del sistema, como las bombas, compresores, y la instrumentación. A continuación, se presenta el costo marginal promedio de la barra durante el año 2023.

Tabla 6.14: Costo marginal subestación crucero.

Hora	Precio [USD/MWh]	Hora	Precio [USD/MWh]
1:00	126,36	13:00	14,54
2:00	122,34	14:00	6,87
3:00	119	15:00	3,11
4:00	118,26	16:00	2,08
5:00	119,12	17:00	10,82
6:00	121,67	18:00	37,85
7:00	128,48	19:00	67,63
8:00	105,06	20:00	109,71
9:00	34,38	21:00	141,98
10:00	15,13	22:00	141,46
11:00	18,42	23:00	136,23
12:00	18,47	24:00	129,31

El color gris en la tabla representa el horario de funcionamiento de los electrolizadores, durante el cual se produce el mayor consumo eléctrico, ya que las bombas, compresores, y electrolizadores se encuentran operando simultáneamente. En este período, se calcula un promedio de precio de la energía, que resulta ser 20,85 [USD/MWh].

Tabla 6.15: Consumo eléctrico del proyecto.

Equipo	Consumo [kWh]	unidades
Bomba proceso	18,5	1
Bomba servicio	4,4	1
Compresores H_2	160	6
Compresores O_2	132	4
Sensa	19	1
Strata	1,5	2
Ionsoft midi 45	1	2
Consumo total en 30 días [Mwh]	506,5	
Gasto eléctrico total [USD]	\$10.560,9	

6.4.3. Costos laborales

Finalmente, falta considerar los gastos en salarios de los trabajadores. Se contempla la contratación de un jefe de planta, quien será el encargado de supervisar el funcionamiento de las distintas áreas de la planta. Además, habrá tres ingenieros responsables de la elaboración de informes y planos: un ingeniero mecánico, un ingeniero eléctrico y un ingeniero industrial. Se contará con siete técnicos: dos mecánicos, dos eléctricos, dos instrumentistas y un químico, quienes estarán encargados de la operación de la planta. También se incluye una persona encargada de la prevención de riesgos, así como otros cargos necesarios, como guardias de seguridad, personal de limpieza y administración.

Tabla 6.16: Cantidad de trabajadores y sus sueldos.

Cargo	Sueldo mensual [USD]	Cantidad	Sueldo mensual por cargo [USD]
Jefe de planta	5000	1	5.000
Ingenieros	4000	3	12.000
Mecánicos	2500	2	5.000
Eléctricos	2500	2	5.000
Instrumentistas	2500	2	5.000
Químico	2500	1	2.500
Prevención de riesgos	2200	1	2.200
Otros cargos	-	-	15.000

Con la tabla 6.16, se tiene el costo mensual por sueldos en la planta, el cual equivale a 54.911 [USD/mes]. Además, se debe considerar un presupuesto para el área de operaciones y mantenimiento (O&M) mensual del 1 % del costo de adquisición de equipos [58]. Esto tiene el propósito de comprar equipos de repuesto o reemplazar algún equipo en caso de problemas, lo que equivale a 54.917 [USD/mes].

6.4.4. Costos de operación

Con los costos operacionales mensuales anteriormente calculados, se consideran todos los gastos previos: consumo hídrico, energético, sueldos y O&M. De esta manera, se obtiene el costo operacional mensual. Esto se puede observar en la tabla siguiente:

Tabla 6.17: Costo de operación mensual.

Consumo	Costo [USD]
Agua	\$ 3.713
Energía	\$ 10.561
Sueldos	\$ 51.700
O&M	\$ 54.917
Total	\$ 120.891

En el caso de suministrar a los electrolizadores energía de manera constante durante su tiempo de operación, se debe considerar que existe una parte de la energía que se desaprovecha debido al vertimiento. Además, otra parte de la energía estaba destinada a la red eléctrica y tiene un costo asociado. Por lo que se tiene el siguiente costo de operación:

Tabla 6.18: Costo de operación mediante energía constante.

Consumo	Costo [USD]
Agua	\$ 3.713
Energía	\$ 115.959
Sueldos	\$ 51.700
O&M	\$ 54.917
Total	\$ 226.288

6.5. Depreciación

La depreciación es un concepto importante en la contabilidad y las finanzas. Es el mecanismo mediante el cual se reconoce el desgaste o pérdida de valor de los activos por el paso del tiempo, y esto influye en el gasto tributario en el flujo de caja, sirviendo como una forma de reducir el costo de impuestos. La depreciación es anual y se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{Depreciación} \left[\frac{\text{USD}}{\text{año}} \right] = \frac{\text{Valor del activo [USD]}}{\text{Vida útil del activo [años]}} \quad (6.1)$$

La vida útil de los activos se puede encontrar estandarizada por el SII [86]. Para los equipos que no están estandarizados por el SII, se debe utilizar la vida útil estimada por los proveedores o equipos similares en el mercado. Esto se representa en la siguiente tabla:

Tabla 6.19: Depreciación de los activos.

Equipo	Costo [USD]	Vida útil [años]	Depreciación anual [USD/año]
Electrolizador	\$36.750.000	20	\$1.837.500
Estanques de oxígeno	\$198.000	10	\$19.800
Estanque desmineralizada	\$11.250	10	\$1.125
Estanques de agua	\$137.200	10	\$13.720
Compresor O_2	\$749.600	15	\$49.974
Compresor H_2	\$1.124.400	15	\$74.960
Doosan FC	\$14.000.000	10	\$1.400.000
Tanque H_2	\$823.680	10	\$82.368
Tanque O_2	\$536.800	10	\$53.680
Descalcificador	\$20.400	5	\$4.080
Ósmosis inversa	\$52.500	5	\$10.500
Electrodesionizador	\$150.000	7	\$21.429
Torre de enfriamiento	\$354.900	20	\$17.745
Bomba servicio	\$7.500	10	\$750
Bomba proceso	\$900	10	\$90

6.6. Ingresos

Una parte fundamental del proyecto es la rentabilidad. Para lograrla, es necesario identificar las fuentes de ingresos de la planta, las cuales se dividen en dos: el producto principal es la energía, que se pretende generar durante el periodo de menor generación eléctrica por parte de la planta fotovoltaica y el segundo es un subproducto, el oxígeno. Por lo tanto, es necesario determinar los ingresos provenientes de ambos productos.

El oxígeno es un subproducto generado durante la producción de hidrógeno mediante electrólisis. Aunque el hidrógeno es el principal producto de este proceso, este se almacena y posteriormente se suministra a la celda de combustible para generar energía. El mercado del oxígeno en Chile no presenta una gran demanda, de hecho, en 2023 las importaciones y exportaciones de oxígeno alcanzaron valores de 374.000 [USD] y 142.000 [USD], respectivamente [87], lo que no representa un volumen significativo.

Por otro lado, el consumo de hidrógeno en Chile se estima en 620.720 toneladas anuales [88], lo que sugiere que la mayor parte de este consumo es de producción local. La demanda interna de oxígeno en el país es baja y cuenta con proveedores bien establecidos, como Linde e Indura. Como directa competencia, en la región de Antofagasta se encuentra la Planta Oxinor I de Air Liquide, que produce 70,3 millones de [Nm^3] de oxígeno al año, abasteciendo principalmente al complejo metalúrgico Altonorte [95].

En un escenario realista, se prevé vender solo el 30 % del total producido, lo que representaría aproximadamente el 0,16 % del mercado chileno. El precio de venta sería inferior al precio nacional, que es de 1,48 [USD/kg][18], vendiéndose a 1 [USD/kg]. Esto con el fin de ser competitivo y lograr acuerdos con Altonorte, así como con hospitales presentes en la región de Antofagasta. El bajo porcentaje de ventas se debe a la limitada competencia en el mercado. Por otro lado, el valor de venta de la energía estará determinado por los costos

marginales indicados en la tabla 6.14.

Tabla 6.20: Ingresos asociados al proyecto.

Producto	Precio de venta	Cantidad anual a vender	Ganancia anual
Energía	127,7 [USD/MWh]	14.026,32 [MWh]	\$ 1.791.161 [USD]
Oxígeno	1 [USD/kg]	2.011,9 [ton]	\$ 2.011.860 [USD]

Tabla 6.21: Ingresos asociados al proyecto, con energía constante.

Producto	Precio de venta	Cantidad anual a vender	Ganancia anual
Energía	127,7 [USD/MWh]	31.551,48 [MWh]	\$ 4.029.123 [USD]
Oxígeno	1 [USD/kg]	2.011,9 [ton]	\$ 2.011.860 [USD]

6.7. LCOE

El coste energético nivelado, o Levelized Cost of Energy (LCOE) en inglés, es una metodología estándar en las tecnologías de generación de energía para calcular el coste por kilowatt-hora (kWh) por tecnología de generación. Para el cálculo de este valor, es necesario conocer los costos calculados anteriormente, como el CAPEX, OPEX, y la generación del proyecto, utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{CAPEX} + \sum_{t=1}^n \frac{\text{OPEX}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad (6.2)$$

Donde:

- LCOE: Costo Nivelado de la Electricidad en [USD/kWh].
- CAPEX: Inversión inicial [USD].
- OPEX: Costo total anual de operación [USD].
- $M_{t,el}$: Cantidad de electricidad producida anualmente [kWh].
- i : Tasa de interés real [7 %].
- n : Vida del proyecto [años].
- t : Año de la vida útil.

Utilizando esta ecuación, es posible obtener el LCOE del proyecto, el cual es de 0,98 [USD/kWh], o bien 984,44 [USD/MWh]. Mientras que en el caso de energía constante se obtiene un valor de 0,44 [USD/kWh] o 440,4 [USD/MWh].

6.8. Flujo de caja

El flujo de caja es fundamental para el análisis económico del proyecto, ya que permite obtener los ingresos y gastos a lo largo de toda su vida útil. Para desarrollar el flujo de caja, se presentan los siguientes supuestos:

- El horizonte de evaluación es de 20 años, correspondiendo a la vida útil de los electroli-zadores.
- La planta se construye en el año 0 y comienza su operación en el año 1.
- La tasa de descuento es del 7 %.
- Se considera una tasa de impuesto de primera categoría del 27 %.
- Se consideran dos flujos de caja: el primero es un flujo de caja del proyecto puro, sin deuda. Mientras que el segundo corresponde a un proyecto con deuda, solicitando un préstamo del 30 % del CAPEX, con cuota fija a 20 años y una tasa de interés del 3,5 %.

Las ecuaciones para calcular los intereses, cuotas, y amortizaciones están dadas por las siguientes fórmulas:

$$C_t = D_0 \cdot \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (6.3)$$

$$I_t = i \cdot D_{t-1} \quad (6.4)$$

$$A_t = C_t - I_t \quad (6.5)$$

Donde:

- C_t : Cuota del préstamo en el periodo t [USD].
- D_0 : Deuda inicial del proyecto [USD].
- i : Tasa de interés del préstamo.
- n : Cantidad de periodos [año].
- I_t : Interés del préstamo en el periodo t [USD].
- A_t : Tasa de amortización [USD].

Finalmente, se utilizan los indicadores económicos Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR). Con estos indicadores, es posible justificar económicamente un proyecto. Los valores obtenidos para el proyecto son los siguientes:

Tabla 6.22: Resultados del flujo de caja proyecto puro y con préstamo.

Indicador	Flujo de caja puro	Flujo de caja con préstamo 30 %
VNA	-\$118.094.470	-\$109.593.547
TIR	-7,1 %	Indefinido

Tabla 6.23: Resultados del flujo de caja proyecto puro y con préstamo, energía constante.

Indicador	Flujo de caja puro	Flujo de caja con préstamo 30 %
VNA	-\$108.822.373	-\$99.283.563
TIR	-5,61 %	-17,10 %

6.9. Análisis de sensibilidad

Debido a los resultados anteriores no prometedores para el proyecto, que indican que no es rentable según los indicadores, se busca realizar un análisis de sensibilidad para determinar el precio al cual sería conveniente vender la energía. Para ello, se varía el valor promedio de la energía y se obtienen el VAN y la TIR respectivos:

Tabla 6.24: Variación del VAN y TIR, con respecto al valor de la energía generada.

[USD/MWh]	VAN	TIR	VAN deuda (30 %)	TIR (deuda 30 %)
127,7	-\$118.094.470	-7,1 %	-\$109.593.547	Indefinido
200	-\$108.477.083	-5,56 %	-\$98.850.127	-16,61 %
300	-\$97.491.442	-3,78 %	-\$86.222.411	-10,29 %
500	-\$75.796.567	-0,77 %	-\$64.463.952	-3,40 %
1000	-\$21.559.380	5,04 %	-\$10.226.765	5,68 %
1200	\$135.495	7,01 %	\$11.468.110	8,41 %
1400	\$21.830.370	8,86 %	\$33.162.985	10,94 %

De igual manera, se realiza un análisis de sensibilidad variando los costos de inversión, lo que implica una disminución en el costo de las tecnologías, principalmente del electrolizador y las celdas de combustible, reduciendo así el CAPEX del proyecto.

Tabla 6.25: Variación del VAN y TIR con respecto al valor de inversión.

% disminución	CAPEX	VAN	TIR	VAN deuda (30 %)	TIR (deuda 30 %)
0 %	\$145.001.938	-\$118.094.470	-7,1 %	-\$109.593.547	Indefinido
10 %	\$138.150.688	-\$111.243.220	-6,79 %	-\$103.265.583	Indefinido
30 %	\$124.448.188	-\$97.540.720	-6,11 %	-\$90.609.655	Indefinido
50 %	\$110.745.688	-\$83.838.220	-5,32 %	-\$77.953.726	-20,25 %
70 %	\$97.043.188	-\$70.135.720	-4,41 %	-\$65.297.797	-14,47 %

Tabla 6.26: Variación del VAN y TIR con respecto al valor de inversión, con energía constante.

% disminución	CAPEX	VAN	TIR	VAN deuda (30 %)	TIR (deuda 30 %)
0 %	\$145.001.938	-\$108.822.373	-5,61 %	-\$99.283.563	-17,10 %
10 %	\$138.150.688	-\$101.971.124	-5,27 %	-\$92.955.599	-15,26 %
30 %	\$124.448.188	-\$88.268.624	-4,51 %	-\$80.299.670	-12,29 %
50 %	\$110.745.688	-\$74.566.124	-3,64 %	-\$67.643.742	-9,74 %
70 %	\$97.043.188	-\$60.863.624	-2,61 %	-\$55.035.059	-7,4 %

Capítulo 7

Discusión

Del proyecto desarrollado, es importante señalar el problema del vertimiento energético y su completa incertidumbre, intermitencia y posible crecimiento futuro, lo cual termina siendo un problema para las generadoras de energía renovable. Es por esta razón que compañías dueñas de parques fotovoltaicos en María Elena se encuentran actualmente instalando sistemas de baterías para mitigar en parte este problema, como Coya, Sol del Loa y Sol del Desierto, entre otras [90]. Como se ha mencionado anteriormente, María Elena es una localidad con una alta concentración de plantas fotovoltaicas y, por esta misma razón, la comuna con mayor vertimiento. Con la rápida puesta en marcha de nuevas plantas fotovoltaicas en estas zonas y la lenta creación de líneas de alta tensión, se espera que el vertimiento crezca en el futuro si este comportamiento sigue así. De estas suposiciones, surgen diversas propuestas para posibles estudios sobre el vertimiento en plantas fotovoltaicas, como su posible estimación anual y su proyección a futuro.

La selección de la comuna de María Elena se planteó debido a que esta zona cuenta con la mayor cantidad de energía vertida. Esto se debe a que es una zona con un gran crecimiento de plantas fotovoltaicas, lo que resulta en un mayor vertimiento. En particular, se seleccionó Sol del Desierto por ser la planta con mayor vertimiento en la zona. Este proyecto se llevó a cabo de forma "offgrid". Sin embargo, también es posible llevar a cabo el proyecto de forma "ongrid", aprovechando el bajo coste marginal de la electricidad durante las horas de mayor vertimiento. De esta manera, se podría contribuir en parte a solucionar el problema del vertimiento, ya que habría una nueva carga cerca de la zona problemática. Sin embargo, el problema radica en que la energía proviene de la red y no de una generadora específica, por lo que no es posible determinar si el origen es renovable. En cuanto a la zona de María Elena, es importante mencionar que un factor que podría influir en la decisión de esta ubicación es el recurso hídrico, dado que el único proveedor en este sector es Aguas Antofagasta. Además, no se cuenta con una conexión de tuberías que conecte directamente a la planta, por lo que el agua debe suministrarse mediante camiones aljibe, lo que representa una complicación en caso de aumentar la producción de hidrógeno del electrolizador, debido al aumento en el consumo hídrico.

Una limitación de las tecnologías utilizadas corresponde a las celdas de combustible. Actualmente, estas se emplean principalmente para otros propósitos, como en el caso de los automóviles. El problema surge cuando se busca una solución a gran escala, como en este proyecto. Existen varios tipos de celdas de combustible, pero ninguna en particular domina

completamente el mercado, a diferencia de lo que ocurre con los electrolizadores, donde las tecnologías PEM y alcalinas son predominantes. Por esta razón, hay una cantidad limitada de equipos a escala industrial para cada tipo de tecnología. Además, se suma el problema de que son pocas las celdas de combustible que utilizan hidrógeno de alta pureza para su funcionamiento, lo que reduce aún más la disponibilidad de equipos en el mercado.

Como se mencionó anteriormente, la tecnología PEM se perfila como prometedora para el futuro, dado que grandes empresas como HDF (Hydrogène de France) y Plug Power están invirtiendo en ella. Esta tecnología es prometedora porque ofrece un mayor grado de recuperación de energía eléctrica, ya que opera a temperaturas más bajas (30 [°C]) en comparación con otras tecnologías que superan los 100 [°C]. Este problema se observa en la tecnología seleccionada, PAFC (Celdas de Combustible de Ácido Fosfórico), que presenta un bajo porcentaje de recuperación eléctrica, como se muestra en la tabla 5.1, debido a que parte de la energía se libera en forma de calor.

Algunos proyectos han logrado funcionar con estas celdas de combustible, como la planta Desan Hydrogen Fuel Cell Power Plant en Seosan, Corea [68]. Esta planta no solo genera energía eléctrica, sino que también utiliza el calor producido para abastecer la red de calefacción en hogares. Este es un aspecto que podría haberse considerado para la selección de la ubicación, pero dado que María Elena es un pueblo pequeño, no existe un cliente al cual se le pueda vender el calor producido por el proyecto, lo que resulta en una pérdida para el proyecto, afectando el desempeño económico de la planta. El desafío radica en encontrar una localidad con vertimiento energético y una población considerable, lo cual complica la localización de una zona que cumpla con estos requisitos.

Otro factor que influye en la planta de Desan Hydrogen es que cuenta con una ventaja adicional, su hidrógeno proviene directamente de una industria petroquímica cercana. La planta petroquímica Hanwha Total suministra hidrógeno reciclado a través de tuberías subterráneas, lo que representa una ventaja en comparación con proyectos que requieren el uso de electrolizadores, ya que esto reduce significativamente los costos tanto de inversión como de operación. Gracias a esto, la planta de Desan puede operar las 24 horas del día, mientras que las celdas de combustible del proyecto se encuentran limitadas por la cantidad de hidrógeno producido.

La ingeniería básica presenta las ecuaciones utilizadas para la selección de los equipos a utilizar. Un factor que complica la selección de electrolizadores y celdas de combustible es la intermitencia del vertimiento. Debido a esto, los equipos se seleccionan mediante el promedio de energía vertida, aunque sería favorable analizar con mayor exactitud si es conveniente utilizar el promedio, la mediana u otro valor estadístico en su defecto. Tanto los compresores como los intercambiadores fueron dimensionados sin considerar las pérdidas, ya sean de calor, presión o de carga, lo que puede afectar la selección del equipo. Por esta razón, estos cálculos deben considerarse como una aproximación. A pesar de esto, los cálculos proporcionan una estimación de la potencia, mientras que la potencia de los equipos seleccionados es mayor, de acuerdo con la presión y caudal del fluido especificados en sus fichas técnicas.

El comportamiento del proyecto frente al vertimiento es contradictorio. El hidrógeno que se produce en una hora promedio es cercano al 50 % de la capacidad máxima del electroliza-

dor, como se muestra en la tabla 6.2. Esto sugiere que podría haber una sobredimensión del electrolizador, pero esta no es una afirmación correcta. Como se observa en la tabla 6.4, la energía que no pudo ser aprovechada por el electrolizador en promedio por hora es cercana al 80 % de la potencia utilizada por los 36 módulos del electrolizador. Esto podría indicar que se podría aumentar la cantidad de hidrógeno producido, pero como se mencionó anteriormente, se está produciendo menos del 50 % de la capacidad. Esto indica que el vertimiento presenta un comportamiento incierto y volátil, ya que en ciertas horas el vertimiento puede ser máximo y en la siguiente hora, mínimo, como se muestra en el gráfico 4.17. Lo que dificulta la selección de un equipo y cuál es la disposición óptima a utilizar.

Otro problema adicional al vertimiento en este proyecto es el mantenimiento y las bajas en la generación, ya sea de los electrolizadores, celdas de combustible o el parque fotovoltaico. En la proyección de un posible año de operación, se observó una mantención o limpieza de los paneles solares que dejó a la planta fotovoltaica fuera del sistema por 10 días en el año, lo que corresponde a una operación del 97 % anual. Además, debido a la propiedad intrínseca de las energías renovables, que es su intermitencia, la generación puede verse afectada por condiciones climáticas, lo que también reduce el vertimiento. Es por esto que en la tabla 6.3 se observa una disponibilidad del 88 % y no del 95 % o 96 %, que es lo esperado en plantas de hidrógeno verde. Esto se puede solucionar cambiando el tipo de alimentación a los electrolizadores, dejando de alimentarlos exclusivamente desde el parque fotovoltaico y conectándolos a la red eléctrica, es decir, ser tipo "ongrid" y no "offgrid", así como también utilizando baterías. De esta forma, la planta de almacenamiento mediante hidrógeno no dependería directamente de la generación de un solo parque fotovoltaico. Sin embargo, esto conlleva la pérdida de la utilización del vertimiento y la incertidumbre sobre el origen de la generación de energía.

Como se puede observar en la evaluación económica del proyecto, especialmente en la sección 6.7, el LCOE es demasiado elevado, lo que hace inviable esta tecnología en la actualidad. Un precio de 984,44 [USD/MWh] es más de 10 veces el LCOE de tecnologías como plantas fotovoltaicas y centrales termoelectricas [98], por lo que su implementación actual no se ve viable. También es posible comparar este proyecto con sistemas de almacenamiento BESS, que tienen un LCOE aproximado de 100 [USD/MWh], lo cual lo hace menos viable en comparación [89]. Esta situación cambia si el proyecto opera con energía predispuesta a ser utilizada, en cuyo caso el LCOE es solamente 3 veces mayor que el de los sistemas BESS, teniendo un valor de 440 [USD/MWh], lo cual sigue siendo elevado pero no desorbitado en comparación con el funcionamiento puro con vertimiento.

Este comportamiento incierto es perjudicial para las tecnologías utilizadas, mostrando resultados no prometedores en los indicadores económicos, como es el caso del VAN (Valor Actual Neto) y la TIR (Tasa Interna de Retorno) 6.22. Presentando un VAN de -\$118.094.470 y una TIR de -7,1 % para el proyecto puro, mientras que con un préstamo del 30 % se obtiene un VAN de -\$109.593.547 y una TIR indefinida. Por lo que, con estas condiciones, se puede confirmar que no conviene realizar el proyecto actualmente. Por otro lado, se obtuvo un comportamiento un poco más favorable en el caso de no operar con el vertimiento, sino con una cantidad fija de energía, como se muestra en la tabla 6.23. De esta forma, se aprovechan tanto los electrolizadores como las celdas de combustible en su totalidad durante las horas de operación. Sin embargo, incluso con este tipo de operación, los resultados tampoco son favo-

rables, haciendo que el proyecto no sea conveniente. La planta sería capaz de generar en una hora en promedio de 7,86 [MWh], lo cual no es una generación tan elevada en comparación con la capacidad de generación del parque fotovoltaico. Esto se debe a que la eficiencia de retorno energético es del 32 % de la energía que está siendo ingresada al electrolizador, por lo que tanto el electrolizador como la celda de combustible presentan pérdidas considerables.

En el análisis de sensibilidad es posible observar en la tabla 6.24 cómo cambian el VAN y la TIR con respecto al precio al cual se venda la energía. Como se puede observar, para que el proyecto sea factible y conveniente realizarlo, se necesitaría un precio superior a \$1.200 [USD/MWh] en el caso con deuda y superior a \$1.400 [USD/MWh] en el proyecto puro. Esto refuerza la idea de que no es conveniente realizar el proyecto en las condiciones actuales. Se espera que el valor marginal de la energía disminuya en los próximos años, se proyecta que la barra CRUCERO tendrá un valor máximo de \$48,43 [USD/MWh] y un mínimo de \$7,3 [USD/MWh] en el año 2030 [91].

Por otro lado, se analizó otra forma en la cual el proyecto podría llegar a ser factible, que es una disminución en los precios de las tecnologías, lo cual tiene una alta probabilidad de ocurrir si se opta por el camino del hidrógeno verde. Como se puede ver en la tabla 6.25, incluso con una disminución del 70 % en el precio de los electrolizadores y celdas de combustible, el proyecto aún no llega a ser rentable. Lo mismo ocurre en el caso de que la energía sea constante, como se muestra en la tabla 6.26. Por lo tanto, se presentan dos posibles soluciones para que el proyecto sea factible. La primera es que, mientras estas tecnologías se desarrollan, se produzcan mejoras que reduzcan sus precios y aumenten sus eficiencias, principalmente en la celda de combustible, la cual debe presentar una mayor eficiencia en el retorno de energía eléctrica y menores pérdidas en forma de calor. La segunda es añadir un sistema de baterías con el fin de suministrar energía tanto a los electrolizadores como a la red, lo que permitiría aumentar las horas de operación tanto de las celdas de combustible como de los electrolizadores. Además, se deben llegar a acuerdos con los proveedores y obtener subsidios del gobierno para que el proyecto sea rentable. Un ejemplo es HDF, una empresa que está desarrollando proyectos de almacenamiento mediante hidrógeno en zonas remotas de distintos países. Están considerando construir varias plantas fotovoltaicas con este tipo de sistema de almacenamiento, además de un sistema de baterías. Aunque actualmente no tienen proyectos finalizados, se encuentran varios en construcción. Esta empresa es fabricante de celdas de combustible de tipo PEM y también está subvencionada por el gobierno francés, así como por los países donde se quieren realizar los proyectos [92].

Finalmente, se propone abordar el problema desde otra perspectiva: utilizar el hidrógeno como almacenamiento a largo plazo. En el proyecto actual, solo se utiliza el hidrógeno producido el día de la producción. Sin embargo, el hidrógeno es un excelente medio para almacenar energía a largo plazo. Integrando un sistema de baterías, como se mencionó anteriormente, se podría suministrar energía a corto plazo a los electrolizadores. Además, se puede considerar la utilización de la energía de la planta fotovoltaica en lugar de depender únicamente del vertimiento. También se debe considerar otro tipo de celda de combustible con una menor pérdida de energía térmica, así como otra ubicación que permita la escalabilidad en caso de ser necesario. Con estas estrategias, es posible que el proyecto presente una mayor viabilidad.

Capítulo 8

Conclusiones

Primero, se plantea una posible solución al problema del vertimiento energético. Para ello, se caracterizó el vertimiento en fuentes renovables, tanto solares como eólicas, mostrando que el vertimiento solar ha experimentado un fuerte crecimiento en los últimos años, con una tendencia en aumento. Se identifica principalmente la región de Antofagasta como la más afectada por este problema, debido a que es la región con la mayor cantidad de plantas fotovoltaicas. En particular, la comuna de María Elena se reconoce como un sector con un gran potencial para la instalación de nuevas plantas fotovoltaicas, debido a su bajo costo marginal de energía en la subestación Crucero.

Entre las plantas fotovoltaicas de María Elena, se seleccionó la planta fotovoltaica Sol del Desierto, que presenta un vertimiento anual cercano a 100 [GWh]. Con esta información, se inicia la ingeniería conceptual, analizando el vertimiento anual y horario, además de comparar su vertimiento frente a otras plantas fotovoltaicas de la zona. También se evalúa el recurso hídrico de la región, con el fin de seleccionar el tipo de tecnología a utilizar y sus parámetros de funcionamiento. Se proyecta una planta de electrólisis operativa durante 11 horas diarias, seguida de la operación de las celdas de combustible durante otras 11 horas diarias.

En la ingeniería básica se seleccionan los equipos, destacando los electrolizadores Siemens Sylyzer 300 y la celda de combustible Doosan PureCell 400 H. De igual forma, se dimensionan y seleccionan el resto de los equipos, como el proceso de compresión tanto del O_2 como del H_2 . Luego de su salida de los electrolizadores, es necesario pasar por un proceso de compresión y un intercambiador de calor con el fin de ser almacenados para su posterior utilización. También se dimensionó el tamaño de los intercambiadores utilizando agua de servicio como refrigerante de la operación, adicionando las bombas necesarias para que el agua circule en el sistema. Se dimensionó la torre de refrigeración necesaria para devolver el fluido refrigerante a su temperatura inicial, así como la planta de tratamiento de agua, con el fin de tratar el agua de procesos.

En la evaluación económica se analiza una supuesta proyección del vertimiento en un año de operación para ver cómo este vertimiento influiría en el comportamiento de la generación de hidrógeno y energía eléctrica, obteniendo de esta forma una disponibilidad anual del 83 % con una generación anual de 14 [GWh] utilizando únicamente el vertimiento, mientras que en el caso de energía continua se tiene una disponibilidad anual del 94 % y una generación anual de 31,5 [GWh]. Con esta información, se logra comparar la energía que podría ser entrega-

da al sistema en caso de que el proyecto estuviera actualmente en operación, en contraste con la situación sin contar con este proyecto. Como se pudo analizar, el aporte es mínimo, oscilando entre el 1 % y el 4 %, dependiendo del mes. De igual modo, se estiman los costos de inversión (CAPEX) y los de operación (OPEX) del proyecto. Del CAPEX, se observa que las tecnologías de electrolizadores y celdas de combustible corresponden al mayor gasto, representando los electrolizadores un 36 % del CAPEX y las celdas de combustible un 14 %. En el OPEX, se estimaron los costos operativos del proyecto, siendo los costos de O&M los mayores, además de los sueldos de los trabajadores. Mientras que en el caso de la energía continua se presenta el coste de energía como principal. Con estos costos se estimó el LCOE del proyecto, que corresponde a 984 [USD/MWh] y 440 [USD/MWh] para el caso de energía constante. Se analizan y se obtienen los indicadores de factibilidad VAN y TIR, en donde se determina que el proyecto no es factible de llevar a cabo, lo mismo ocurre en el caso de utilizar energía constante.

Además, se analiza el precio al cual la energía debería ser vendida para que el proyecto sea rentable, que se encuentra entre 1.200 a 1.400 [USD/MWh]. Esto no es factible a futuro, dado que se proyecta que el precio marginal disminuirá. Asimismo, se analiza el porcentaje de descuento en las tecnologías necesario para que el proyecto sea viable, concluyendo que incluso con una reducción del 70 % en el precio de las tecnologías, el proyecto no resulta factible.

Finalmente, se logra la factibilidad técnica del proyecto, pero no su viabilidad económica debido a los altos costos de inversión necesarios para la adquisición e instalación de los principales equipos, así como a su baja eficiencia. Además, el proyecto enfrenta desventajas y mayores complejidades al trabajar con energía vertida en lugar de energía completamente destinada a la operación de la planta. Por esta razón, se espera que el proyecto se vuelva rentable cuando el horario de operación de los electrolizadores se amplíe con la ayuda de un sistema de baterías y las tecnologías utilizadas se desarrollen aún más. Es fundamental que la energía utilizada por los electrolizadores sea constante y que el proyecto cuente con algún tipo de subsidio. Con esto, se concluye que el proyecto actualmente no es económicamente viable, pero se espera que lo sea en el futuro.

Bibliografía

- [1] ERNC y otro récord. energia.gob.cl. [Vínculo](#)
- [2] Photovoltaics and electricity - U.S. Energy Information Administration (EIA). [Eia.gov](http://eia.gov). [Vínculo](#)
- [3] How a solar cell works. American Chemical Society. [Vínculo](#)
- [4] Nrel.gov. National Renewable Energy Laboratory. [Vínculo](#)
- [5] Parthiban, R., & Ponnambalam, P. (2022). An enhancement of the solar panel efficiency: A comprehensive review. *Frontiers in Energy Research*, 10. [Vínculo](#)
- [6] Is it better for the battery capacity to be larger?. Lithium Valley - Professional ESS Manufacturer. [Vínculo](#)
- [7] Energy storage systems. [Innoliaenergy.com](http://innoliaenergy.com). [Vínculo](#)
- [8] Datta, U. Battery Energy Storage System for Renewable Energy Integrated Power System Stability Enhancement [Vínculo](#)
- [9] Generación eléctrica en Chile. Generadoras de Chile. [Vínculo](#)
- [10] De energía, V. y. D. de A. T. Energías renovables y no renovables. [Vínculo](#)
- [11] Atacama representa más del 17% de la capacidad instalada solar fotovoltaica de Sudamérica. [Gob.cl](http://gob.cl). [Vínculo](#)
- [12] Vásquez Páez, C., Valdivia, D., Hernán, A., Contreras, S., Herrera, M. G., & Armijo, D. V. Potenciales de Energías Renovables 2021. [Gob.cl](http://gob.cl). [Vínculo](#)
- [13] Explorador solar. [Minenergia.Cl](http://minenergia.cl). [Vínculo](#)
- [14] Los 10 Parques Eólicos más grandes de Chile. gob.cl. [Vínculo](#)
- [15] López Prol, J., & Zilberman, D. (2023). No alarms and no surprises: Dynamics of renewable energy curtailment in California. *Energy Economics*, [Vínculo](#)
- [16] Ming, B., Liu, P., Guo, S., Cheng, L., & Zhang, J. (2019). Hydropower reservoir reoperation to adapt to large-scale photovoltaic power generation. *Energy* (Oxford, England), 179, 268–279. [Vínculo](#)
- [17] Von Papp, J., Moraga, F., & Henríquez, A. Vertimiento de energía de centrales eólicas y solares fotovoltaicas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile durante 2022. [Fraunhofer.cl](http://fraunhofer.cl). [Vínculo](#)
- [18] Araneda O., R. 2022. Estudio Técnico y Económico de una Planta de Producción de Hidrógeno Verde para Exportación a Países Industrializados. Memoria para Optar al Título de Ingeniero Civil Mecánico.
- [19] Hüseyin, K., & Murat, C. (2011). Hydrogen use in internal combustion engine: a review.

Vínculo

- [20] de Castilla y León, J. El combustible hidrógeno. Jcyl.es. [Vínculo](#)
- [21] Hydrogen storage. Energy.gov. [Vínculo](#)
- [22] Zhang, L., Jia, C., Bai, F., Wang, W., An, S., Zhao, K., Li, Z., Li, J., & Sun, H. (2024). A comprehensive review of the promising clean energy carrier: Hydrogen production, transportation, storage, and utilization (HPTSU) technologies. Fuel (London, England). [Vínculo](#)
- [23] Abdin, Z., Zafaranloo, A., Rafiee, A., Mérida, W., Lipiński, W., & Khalilpour, K. R. (2020). Hydrogen as an energy vector. Renewable and Sustainable Energy Reviews, [Vínculo](#)
- [24] Shiva Kumar, S., & Lim, H. (2022). An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. Energy Reports, [Vínculo](#)
- [25] Lamy, C., & Millet, P. (2020). A critical review on the definitions used to calculate the energy efficiency coefficients of water electrolysis cells working under near ambient temperature conditions. Journal of Power Sources, [Vínculo](#)
- [26] Tang, D., Tan, G.-L., Li, G.-W., Liang, J.-G., Ahmad, S. M., Bahadur, A., Humayun, M., Ullah, H., Khan, A., & Bououdina, M. (2023). State-of-the-art hydrogen generation techniques and storage methods: A critical review. Journal of Energy Storage. [Vínculo](#)
- [27] Rao, A. G., Yin, F., & Werij, H. (2020). Energy transition in aviation: The role of cryogenic fuels. Aerospace, 7(12), 181. [Vínculo](#)
- [28] Hydrogen. Irena.org. [Vínculo](#)
- [29] WHA International Inc. (2023, September 21). Top industrial uses of hydrogen, and the need for industrial hydrogen safety. WHA International, Inc. [Vínculo](#)
- [30] Nnabuife, S. G., Oko, E., Kuang, B., Bello, A., Onwualu, A. P., Oyagha, S., & Whidborne, J. (2023). The prospects of hydrogen in achieving net zero emissions by 2050: A critical review. Sustainable Chemistry for Climate Action, [Vínculo](#)
- [31] Oxygen applications. Omega-Air.Si. [Vínculo](#)
- [32] Types of Fuel Cells. Energy.gov. [Vínculo](#)
- [33] Fuel cell. Energyeducation.Ca. [Vínculo](#)
- [34] Wilk, A., & Węcel, D. (2020). Measurements based analysis of the Proton Exchange Membrane Fuel Cell operation in transient state and power of own needs. Energies, 13(2), 498. [Vínculo](#)
- [35] Estrategia de Hidrógeno Verde de Chile. (n.d.). Energypartnership.cl. [Vínculo](#)
- [36] Estrategia de Hidrógeno Verde de Chile. Gob.Cl. [Vínculo](#)
- [37] O'Shaughnessy, E., Cruce, J. R., & Xu, K. (2020). Too much of a good thing? Global trends in the curtailment of solar PV. Solar Energy (Phoenix, Ariz.). [Vínculo](#)
- [38] Fernández-Bolaños, C., & Ramón Velázquez Vila, D. ENERGÉTICA DEL HIDRÓGENO CONTEXTO, ESTADO ACTUAL Y PERSPECTIVAS DE FUTURO. Bi-blus.us.es. [Vínculo](#)
- [39] Energía Solar. Generadoras de Chile. [Vínculo](#)

- [40] Subdepartamento Informatica-Comisión Nacional Energía. Electricidad - Comisión Nacional de Energía. Comisión Nacional de Energía. [Vínculo](#)
- [41] Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental e-seia. [Vínculo](#)
- [42] Comienza la ejecución del plan que asignará terrenos fiscales para proyectos de almacenamiento de energía. Gob.Cl. [Vínculo](#)
- [43] Escasez de agua en el norte y centro de Chile. Cr2.Cl. [Vínculo](#)
- [44] Decretos declaración zona de escasez vigentes. DGA. [Vínculo](#)
- [45] PLAN ESTRATÉGICO PARA LA GESTIÓN DE LOS RECURSOS HÍDRICOS, REGIÓN DE ANTOFAGASTA. Ministerio de Obras Públicas. [Vínculo](#)
- [46] Informe Final Plan Regional de Infraestructura y Gestión del Recurso Hídrico al 2021 Región de Atacama. Ministerio de Obras Públicas. [Vínculo](#)
- [47] Infotécnica Instalaciones en operación. Coordinador Nacional. [Vínculo](#)
- [48] Mapa de energías. cne.cl. [Vínculo](#)
- [49] Cartografía digital sii mapas. sii.cl [Vínculo](#)
- [50] Yodwong, B., Guilbert, D., Phattanasak, M., Kaewmanee, W., Hinaje, M., & Vitale, G. (2020). AC-DC converters for electrolyzer applications: State of the art and future challenges. [Vínculo](#)
- [51] Pfennig, M., Schiffer, B., & Clees, T. (2024). Thermodynamical and electrochemical model of a PEM electrolyzer plant in the megawatt range with a literature analysis of the fitting parameters. International Journal of Hydrogen Energy. [Vínculo](#)
- [52] Siemens Energy NEB . (2020). Overview of the PEM Silyzer Family. [Vínculo](#)
- [53] Universal and Individual Gas Constants. (2004, January 12). [Vínculo](#)
- [54] Vicuña A., F. 2023. Diseño Conceptual y Análisis de Factibilidad de Plantas Modulares para Producción de Hidrógeno en Chile. Memoria para Optar al Título de Ingeniero Civil Mecánico.
- [55] Clima María Elena: Temperatura, Climograma y Tabla climática para María Elena. Climate-data.org. [Vínculo](#)
- [56] Matches Cooling/Refrigeration cost - air conditioners, tower, pond. Matche.com [Vínculo](#)
- [57] Hanwha, Doosan open by-product hydrogen fuel cell power plant. (2020). Fuel Cells Bulletin, 2020(8), 7-7 [Vínculo](#)
- [58] Peters, M. S., Timmerhaus, K. D., & West, R. E. (2003). Plant design and economics for chemical engineers (5a ed.). McGraw-Hill Professional.
- [59] Tarifas Actuales - Aguas Antofagasta. Aguasantofagasta.cl. [Vínculo](#)
- [60] Costos Marginales. Coordinador.cl; Coordinador Eléctrico Nacional. [Vínculo](#)
- [61] Reducciones ERV 2024. Coordinador.cl; Coordinador Eléctrico Nacional. [Vínculo](#)
- [62] Generación y Distribución de Energía Eléctrica, Región de La Araucanía. ine.cl. Instituto nacional de estadísticas. [Vínculo](#)
- [63] Belmar, J. F. (2020, diciembre 2). La irresoluta transición de María Elena, la comuna propiedad de SQM. BioBioChile. [Vínculo](#)

- [64] OpenStreetMap. OpenStreetMap. [Vínculo](#)
- [65] Energía Maps. cne.cl. Comisión nacional de energía. [Vínculo](#)
- [66] Preguntas Frecuentes. Planhidrogenoverde.cl. [Vínculo](#)
- [67] Curso hidrógeno por mujeres. gob.cl. [Vínculo](#)
- [68] News. Doosanfuelcell.com. [Vínculo](#)
- [69] López-Paniagua, I., Rodríguez-Martín, J., Sánchez-Orgaz, S., & Roncal-Casano, J. J. (2020). Step by step derivation of the optimum multistage compression ratio and an application case. *Entropy (Basel, Switzerland)*, 22(6), 678. [Vínculo](#)
- [70] Simpson, D. A. (2017). Gas compression. En *Practical Onshore Gas Field Engineering* (pp. 513–571). Elsevier. [Vínculo](#)
- [71] Moshfeghian, M. How to Estimate Compressor Efficiency? Campbell Tip of the Month. [Vínculo](#)
- [72] Hydrogen compressor – minnuo compressor. Mncompressor.com. [Vínculo](#)
- [73] Kakac, S. (Ed.). (1991). *Boilers, evaporators, and condensers*. John Wiley & Sons.
- [74] Alvarado A., E. Proyecto de Planta de Producción de Hidrógeno Verde para Necesidades Nacionales. Memoria para Optar al Título de Ingeniero Civil Mecánica.
- [75] Moran, M. J., Shapiro, H. N., Boettner, D. D., & Bailey, M. B. (2020). *Fundamentals of engineering thermodynamics* (9a ed.). Wiley.
- [76] Bomba de agua multietapa de hierro fundido. Made-in-china.com. [Vínculo](#)
- [77] Bomba centrífuga normalizada. Sodimac. [Vínculo](#)
- [78] Hydrogen storage catalogue. baglionispa.com. [Vínculo](#)
- [79] Air Storage Tank. (2017, septiembre 13). Industrial Autoclave, Storage Tank, Dished Head, Pressure Vessel. [Vínculo](#)
- [80] ISO Tped Standard High Pressure Vessel Seamless Steel Oxygen Cylinder Gas Cylinder. [Vínculo](#)
- [81] Life, L., & High Efficiency. Purecell system benefits purecell system competitive advantages. Doosan.com. [Vínculo](#)
- [82] Stanford, W., Hill, G. B., Pring, E. J., & Osborn, P. D. (1990). *Cooling towers: Principles and practice* (3a ed.). Butterworth-Heinemann.
- [83] Carbon bolted steel tank, low profile roof. National Storage Tank. [Vínculo](#)
- [84] Depósito de almacenamiento de agua. Made-in-china.com. [Vínculo](#)
- [85] Primo, J. Cooling Towers - Basic Calculations. [Vínculo](#)
- [86] Nueva tabla de vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado. sii.cl [Vínculo](#)
- [87] Observatorio de Complejidad Económica. Observatorio de Complejidad Económica. [Vínculo](#)
- [88] Oxygen Supply Chain – Executive Summary. Epa.gov. [Vínculo](#)
- [89] Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM. cne.cl. Comisión nacional de energía. [Vínculo](#)

- [90] En María Elena inauguran parque de baterías de almacenamiento solar más grande de América Latina. Induambiente.com. [Vínculo](#)
- [91] Costo Marginal Proyecto. Coordinador.cl; Coordinador Eléctrico Nacional. [Vínculo](#)
- [92] Hydrogen storage project. Sumba Island. [Vínculo](#)
- [93] Haru Oni. hifglobal.com. [Vínculo](#)
- [94] Treybal, R. E. (1980). Mass Transfer Operations (3a ed.). McGraw-Hill Professional.
- [95] Estudiantes diseñan optimización energética para planta de oxígeno en Antofagasta « Noticias UCN al día – Universidad Católica del Norte. [Vínculo](#)
- [96] Green, D. W., & Perry, R. H. (2007). Perry's chemical engineers' handbook, eighth edition (8a ed.). McGraw-Hill Professional.
- [97] Energiepark Mainz: Technische Daten. Energiepark-mainz.de [Vínculo](#)
- [98] Jailani, N. A., Ahmad, A., & Norazahar, N. (2021). A techno-economic analysis of parabolic trough collector (PTC) and solar power tower (SPT) as solar energy in Malaysia. Journal of Energy and Safety Technology (JEST). [Vínculo](#)
- [99] Cancino S., R. Producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile. Memoria para Optar al Título de Ingeniero Civil Mecánica.

Anexos

Anexo A. Código H_2 Engineering Equation Solving

Código A.1: Código H_2 Engineering Equation Solving. [99]

```
1 "Condiciones iniciales"
2 caudalGH2=0,1375[kg/s]
3 T_e=343,15[K]
4 P_1e=30[bar]
5 P_e2=140[bar]
6 P_2s=140[bar]
7
8 "1era iteración T_ar arbitrario"
9 T_ar=438,4[K]
10 P_ar=64,81[bar]
11
12 "Temperatura y presión media"
13 T_m=(T_e+T_ar)/2
14 P_m=(P_1e+P_ar)/2
15
16 "CP Y CV"
17 cp=CP(Hydrogen;T=T_m;P=P_m)
18 cv=CV(Hydrogen;T=T_m;P=P_m)
19
20 "Relación de calor específico k"
21 k=cp/cv
22
23 "Exponente politrópico n"
24 n*(k-1)=k*0,9*(n-1)
25
26
27 "Relación de presión r"
28 y=1
29 r=(P_1s/P_1e)^(1/y)
30
31 "Propiedades"
32 T_s1=T_e*r^((n-1)/n)
33 h_1e=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_e;P=100)
34 s_1e=ENTROPY(Hydrogen;T=T_e;P=100)
35 h_1s=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_s1;P=P_1s)
36 s_1s=ENTROPY(Hydrogen;T=T_s1;P=P_1s)
37
```

```

38
39 "Compresor 2"
40 "1era iteración T_ar2 arbitrario"
41 T_ar2=438,8[K]
42 P_ar2=P_2s
43
44 "Temperatura y presión media compresor 2"
45 T_m2=(T_e+T_ar2)/2
46 P_m2=(P_1s+P_2s)/2
47
48 "CP Y CV compresor 2"
49 cp2=CP(Hydrogen;T=T_m2;P=P_m2)
50 cv2=CV(Hydrogen;T=T_m2;P=P_m2)
51
52 "Relación de presión r"
53 r=(P_2s/P_1s)^(1/y)
54
55 "Relación de calor específico k"
56 k2=cp2/cv2
57
58 "Exponente politrópico n"
59 n2*(k2-1)=k2*0,9*(n2-1)
60
61 "Propiedades"
62 T_s2=T_e*r^((n2-1)/n2)
63 h_2e=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_e;P=P_1s)
64 s_2e=ENTROPY(Hydrogen;T=T_e;P=P_1s)
65 h_2s=ENTHALPY(Hydrogen;T=T_s2;P=P_2s)
66 s_2s=ENTROPY(Hydrogen;T=T_s2;P=P_2s)
67
68 "Constante de los gases h2"
69 rgas=4124,2 [J/kg-K]
70
71 "Factor de compresibilidad"
72 z_1=CompressibilityFactor(Hydrogen;T=T_e;P=P_1e)
73 z_2=CompressibilityFactor(Hydrogen;T=T_e;P=P_1s)
74
75
76 "Trabajo compresores"
77 w_1=((caudalGH2*n*z_1*rgas*T_e*(r^((n-1)/n)-1))/((n-1)*0,9))
78 w_2=((caudalGH2*n2*z_2*rgas*T_e*(r^((n2-1)/n2)-1))/((n2-1)*0,9))
79
80 "Trabajo total sistema"
81 W_t=(w_1+w_2)

```

Anexo B. Código O_2 Engineering Equation Solving

Código B.1: Código O_2 Engineering Equation Solving. [99]

```
1 "Condiciones iniciales"
2 caudalGo2=1,1[kg/s]
3 T_e=343,15[K]
4 P_1e=30[bar]
5 P_e2=200[bar]
6 P_2s=200[bar]
7
8 "1era iteración T_ar arbitrario"
9 T_ar=470,4[K]
10 P_ar=77,46[bar]
11
12 "Temperatura y presión media"
13 T_m=(T_e+T_ar)/2
14 P_m=(P_1e+P_ar)/2
15
16 "CP Y CV"
17 cp=CP(oxygen;T=T_m;P=P_m)
18 cv=CV(oxygen;T=T_m;P=P_m)
19
20 "Relación de calor específico k"
21 k=cp/cv
22
23 "Exponente politrópico n"
24 n*(k-1)=k*0,9*(n-1)
25
26
27 "Relación de presión r"
28 y=1
29 r=(P_1s/P_1e)^(1/y)
30
31 "Propiedades"
32 T_s1=T_e*r^((n-1)/n)
33 h_1e=ENTHALPY(oxygen;T=T_e;P=100)
34 s_1e=ENTROPY(oxygen;T=T_e;P=100)
35 h_1s=ENTHALPY(oxygen;T=T_s1;P=P_1s)
36 s_1s=ENTROPY(oxygen;T=T_s1;P=P_1s)
37
38
39 "Compresor 2"
40 "1era iteración T_ar2 arbitrario"
41 T_ar2=484,6[K]
42 P_ar2=P_2s
43
44 "Temperatura y presión media compresor 2"
45 T_m2=(T_e+T_ar2)/2
46 P_m2=(P_1s+P_2s)/2
47
```

```

48 "CP Y CV compresor 2"
49 cp2=CP(oxygen;T=T_m2;P=P_m2)
50 cv2=CV(oxygen;T=T_m2;P=P_m2)
51
52 "Relación de presión r"
53 r=(P_2s/P_1s)^(1/y)
54
55 "Relación de calor específico k"
56 k2=cp2/cv2
57
58 "Exponente politrópico n"
59 n2*(k2-1)=k2*0,9*(n2-1)
60
61 "Propiedades"
62 T_s2=T_e*r^((n2-1)/n2)
63 h_2e=ENTHALPY(oxygen;T=T_e;P=P_1s)
64 s_2e=ENTROPY(oxygen;T=T_e;P=P_1s)
65 h_2s=ENTHALPY(oxygen;T=T_s2;P=P_2s)
66 s_2s=ENTROPY(oxygen;T=T_s2;P=P_2s)
67
68 "Constante de los gases o2"
69 rgas=259,84 [J/kg-K]
70
71 "Factor de compresibilidad"
72 z_1=CompressibilityFactor(oxygen;T=T_e;P=P_1e)
73 z_2=CompressibilityFactor(oxygen;T=T_e;P=P_1s)
74
75
76 "Trabajo compresores"
77 w_1=((caudalGo2*n*z_1*rgas*T_e*(r^((n-1)/n)-1))/((n-1)*0,9))
78 w_2=((caudalGo2*n2*z_2*rgas*T_e*(r^((n2-1)/n2)-1))/((n2-1)*0,9))
79
80 "Trabajo total sistema"
81 W_t=(w_1+w_2)

```

Anexo C. Flujo de caja proyecto puro

Tabla C.1: Flujo de caja proyecto puro año 0-5.

Año	0	1	2	3	4	5
Ingresos (energía y O2)		\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021
Costos operacionales		-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689
Depreciación		-\$3.587.720	-\$3.587.720	-\$3.587.720	-\$3.587.720	-\$3.587.720
Perdidas del ejercicio anterior			-\$1.235.388	-\$2.470.776	-\$3.706.163	-\$4.941.551
UAI		-\$1.235.388	-\$2.470.776	-\$3.706.163	-\$4.941.551	-\$6.176.939
Impuesto (27%(\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
UDI		-\$1.235.388	-\$2.470.776	-\$3.706.163	-\$4.941.551	-\$6.176.939
Depreciación		\$3.587.720	\$3.587.720	\$3.587.720	\$3.587.720	\$3.587.720
Perdidas del ejercicio anterior			\$1.235.388	\$2.470.776	\$3.706.163	\$4.941.551
Flujo operacional		\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332
Inversión fija	-\$141.712.894					
Capital de trabajo	-\$7.688.398					
Recuperación del capital de trabajo						
Flujo de capitales	-\$145.001.938	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Flujo de caja privado	-\$145.001.938	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332
ROI		-98 %	-97 %	-95 %	-94 %	-92 %

Tabla C.2: Flujo de caja proyecto puro año 6-11.

Año	6	7	8	9	10	11
Ingresos (energía y O2)	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021
Costos operacionales	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689
Depreciación	-\$3.573.140	-\$3.573.140	-\$3.551.711	-\$3.551.711	-\$3.551.711	-\$1.980.178
Perdidas del ejercicio anterior	-\$6.176.939	-\$7.397.747	-\$8.618.555	-\$9.817.934	-\$11.017.313	-\$12.216.693
UAI	-\$7.397.747	-\$8.618.555	-\$9.817.934	-\$11.017.313	-\$12.216.693	-\$11.844.539
Impuesto (27%(\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
UDI	-\$7.397.747	-\$8.618.555	-\$9.817.934	-\$11.017.313	-\$12.216.693	-\$11.844.539
Depreciación	\$3.573.140	\$3.573.140	\$3.551.711	\$3.551.711	\$3.551.711	\$1.980.178
Perdidas del ejercicio anterior	\$6.176.939	\$7.397.747	\$8.618.555	\$9.817.934	\$11.017.313	\$12.216.693
Flujo operacional	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332
Inversión fija						
Capital de trabajo						
Recuperación del capital de trabajo						
Flujo de capitales	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Flujo de caja privado	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332
ROI	-90 %	-89 %	-87 %	-85 %	-84 %	-82 %

Tabla C.3: Flujo de caja proyecto puro año 12-16.

Año	12	13	14	15	16
Ingresos (energía y O2)	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021
Costos operacionales	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689
Depreciación	-\$1.980.178	-\$1.980.178	-\$1.980.178	-\$1.980.178	-\$1.855.245
Perdidas del ejercicio anterior	-\$11.844.539	-\$11.472.385	-\$11.100.231	-\$10.728.078	-\$10.355.924
UAI	-\$11.472.385	-\$11.100.231	-\$10.728.078	-\$10.355.924	-\$9.858.837
Impuesto (27 %)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
UDI	-\$11.472.385	-\$11.100.231	-\$10.728.078	-\$10.355.924	-\$9.858.837
Depreciación	\$1.980.178	\$1.980.178	\$1.980.178	\$1.980.178	\$1.855.245
Perdidas del ejercicio anterior	\$11.844.539	\$11.472.385	\$11.100.231	\$10.728.078	\$10.355.924
Flujo operacional	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332
Inversión fija					
Capital de trabajo					
Recuperación del capital de trabajo					
Flujo de capitales	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Flujo de caja privado	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332
ROI	-81 %	-79 %	-77 %	-76 %	-74 %

Tabla C.4: Flujo de caja proyecto puro año 17-20.

Año	17	18	19	20
Ingresos (energía y O2)	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021
Costos operacionales	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689
Depreciación	-\$1.855.245	-\$1.855.245	-\$1.855.245	-\$1.855.245
Perdidas del ejercicio anterior	-\$9.858.837	-\$9.361.750	-\$8.864.663	-\$8.367.575
UAI	-\$9.361.750	-\$8.864.663	-\$8.367.575	-\$7.870.488
Impuesto (27 %)	\$0	\$0	\$0	\$0
UDI	-\$9.361.750	-\$8.864.663	-\$8.367.575	-\$7.870.488
Depreciación	\$1.855.245	\$1.855.245	\$1.855.245	\$1.855.245
Perdidas del ejercicio anterior	\$9.858.837	\$9.361.750	\$8.864.663	\$8.367.575
Flujo operacional	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332
Inversión fija				
Capital de trabajo				
Recuperación del capital de trabajo				\$7.688.398
Flujo de capitales	\$0	\$0	\$0	\$7.688.398
Flujo de caja privado	\$2.352.332	\$2.352.332	\$2.352.332	\$10.040.730
ROI	-72 %	-71 %	-69 %	-62 %

Anexo D. Flujo de caja proyecto con préstamo

Tabla D.1: Flujo de caja proyecto con préstamo año 0-4

Año	0	1	2	3	4
Ingresos (energía y O2)		\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021
Costos operacionales		-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689
Depreciación		-\$3.587.720	-\$3.587.720	-\$3.587.720	-\$3.587.720
interés		-\$1.441.792	-\$1.390.809	-\$1.338.041	-\$1.283.426
Perdidas del ejercicio anterior		\$0	-\$2.677.180	-\$5.303.377	-\$7.876.806
UAI		-\$2.677.180	-\$5.303.377	-\$7.876.806	-\$10.395.620
Impuesto (27 %)		\$0	\$0	\$0	\$0
UDI		-\$2.677.180	-\$5.303.377	-\$7.876.806	-\$10.395.620
Depreciación		\$3.587.720	\$3.587.720	\$3.587.720	\$3.587.720
Perdidas del ejercicio anterior		\$0	\$2.677.180	\$5.303.377	\$7.876.806
Flujo operacional		\$910.540	\$961.523	\$1.014.291	\$1.068.906
Inversión fija	-\$137.313.540				
Capital de trabajo	-\$7.688.398				
Recuperación del capital de trabajo					
Prestamos	\$41.194.062				
Amortizaciones		-\$1.456.666	-\$1.507.650	-\$1.560.417	-\$1.615.032
Flujo de capitales	-\$103.807.876	-\$1.456.666	-\$1.507.650	-\$1.560.417	-\$1.615.032
Flujo de caja privado	-\$103.807.876	-\$546.126	-\$546.126	-\$546.126	-\$546.126
ROI		-101 %	-101 %	-102 %	-102 %

Tabla D.2: Flujo de caja proyecto con préstamo año 5-9

Año	5	6	7	8	9
Ingresos (energía y O2)	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021
Costos operacionales	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689
Depreciación	-\$3.587.720	-\$3.573.140	-\$3.573.140	-\$3.551.711	-\$3.551.711
interés	-\$1.226.900	-\$1.168.396	-\$1.107.844	-\$1.045.172	-\$980.307
Perdidas del ejercicio anterior	-\$10.395.620	-\$12.857.908	-\$15.247.112	-\$17.575.763	-\$19.820.315
UAI	-\$12.857.908	-\$15.247.112	-\$17.575.763	-\$19.820.315	-\$22.000.001
Impuesto (27 %)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
UDI	-\$12.857.908	-\$15.247.112	-\$17.575.763	-\$19.820.315	-\$22.000.001
Depreciación	\$3.587.720	\$3.573.140	\$3.573.140	\$3.551.711	\$3.551.711
Perdidas del ejercicio anterior	\$10.395.620	\$12.857.908	\$15.247.112	\$17.575.763	\$19.820.315
Flujo operacional	\$1.125.432	\$1.183.936	\$1.244.488	\$1.307.160	\$1.372.025
Inversión fija					
Capital de trabajo					
Recuperación del capital de trabajo					
Prestamos					
Amortizaciones	-\$1.671.558	-\$1.730.063	-\$1.790.615	-\$1.853.286	-\$1.918.151
Flujo de capitales	-\$1.671.558	-\$1.730.063	-\$1.790.615	-\$1.853.286	-\$1.918.151
Flujo de caja privado	-\$546.126	-\$546.126	-\$546.126	-\$546.126	-\$546.126
ROI	-103 %	-103 %	-104 %	-104 %	-105 %

Tabla D.3: Flujo de caja proyecto con préstamo año 10-14

Año	10	11	12	13	14
Ingresos (energía y O2)	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021
Costos operacionales	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689
Depreciación	-\$3.551.711	-\$1.980.178	-\$1.980.178	-\$1.980.178	-\$1.980.178
interés	-\$913.172	-\$843.687	-\$771.770	-\$697.336	-\$620.296
Perdidas del ejercicio anterior	-\$22.000.001	-\$24.112.552	-\$24.584.085	-\$24.983.701	-\$25.308.883
UAI	-\$24.112.552	-\$24.584.085	-\$24.983.701	-\$25.308.883	-\$25.557.025
Impuesto (27 %)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
UDI	-\$24.112.552	-\$24.584.085	-\$24.983.701	-\$25.308.883	-\$25.557.025
Depreciación	\$3.551.711	\$1.980.178	\$1.980.178	\$1.980.178	\$1.980.178
Perdidas del ejercicio anterior	\$22.000.001	\$24.112.552	\$24.584.085	\$24.983.701	\$25.308.883
Flujo operacional	\$1.439.160	\$1.508.645	\$1.580.562	\$1.654.996	\$1.732.036
Inversión fija					
Capital de trabajo					
Recuperación del capital de trabajo					
Prestamos					
Amortizaciones	-\$1.985.287	-\$2.054.772	-\$2.126.689	-\$2.201.123	-\$2.278.162
Flujo de capitales	-\$1.985.287	-\$2.054.772	-\$2.126.689	-\$2.201.123	-\$2.278.162
Flujo de caja privado	-\$546.126	-\$546.126	-\$546.126	-\$546.126	-\$546.126
ROI	-105 %	-106 %	-106 %	-107 %	-107 %

Tabla D.4: Flujo de caja proyecto con préstamo año 15-20

Año	15	16	17	18	19	20
Ingresos (energía y O2)	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021	\$3.803.021
Costos operacionales	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689	-\$1.450.689
Depreciación	-\$1.980.178	-\$1.855.245	-\$1.855.245	-\$1.855.245	-\$1.855.245	-\$1.855.245
interés	-\$540.561	-\$458.034	-\$372.619	-\$284.215	-\$192.716	-\$98.016
Perdidas del ejercicio anterior	-\$25.557.025	-\$25.725.432	-\$25.686.380	-\$25.561.912	-\$25.349.040	-\$25.044.669
UAI	-\$25.725.432	-\$25.686.380	-\$25.561.912	-\$25.349.040	-\$25.044.669	-\$24.645.598
Impuesto (27 %)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
UDI	-\$25.725.432	-\$25.686.380	-\$25.561.912	-\$25.349.040	-\$25.044.669	-\$24.645.598
Depreciación	\$1.980.178	\$1.855.245	\$1.855.245	\$1.855.245	\$1.855.245	\$1.855.245
Perdidas del ejercicio anterior	\$25.557.025	\$25.725.432	\$25.686.380	\$25.561.912	\$25.349.040	\$25.044.669
Flujo operacional	\$1.811.771	\$1.894.298	\$1.979.713	\$2.068.117	\$2.159.616	\$2.254.317
Inversión fija						
Capital de trabajo						
Recuperación del capital de trabajo						\$7.688.398
Prestamos						
Amortizaciones	-\$2.357.898	-\$2.440.424	-\$2.525.839	-\$2.614.244	-\$2.705.742	-\$2.800.443
Flujo de capitales	-\$2.357.898	-\$2.440.424	-\$2.525.839	-\$2.614.244	-\$2.705.742	-\$2.800.443
Flujo de caja privado	-\$546.126	-\$546.126	-\$546.126	-\$546.126	-\$546.126	-\$546.126
ROI	-108 %	-108 %	-109 %	-109 %	-110 %	-111 %