



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

**PREFACTIBILIDAD DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO
ENERGÉTICO A BASE DE UN MOTOR DE COMBUSTIÓN LIMPIA DE
HIDRÓGENO VERDE Y OXÍGENO PURO**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

RODRIGO JOSÉ VEGA RIVADENEIRA

PROFESORA GUÍA:
MÓNICA ZAMORA ZAPATA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
GONZALO LAGOS ARRIAGADA
MARCOS ORCHARD CONCHA

SANTIAGO DE CHILE

2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO
POR: RODRIGO JOSÉ VEGA RIVADENEIRA
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: MÓNICA ZAMORA ZAPATA

PREFACTIBILIDAD DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO A BASE DE UN MOTOR DE COMBUSTIÓN LIMPIA DE HIDRÓGENO VERDE Y OXÍGENO PURO

Las fuentes de energía renovable no convencionales (ERNC) representan una solución viable para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Sin embargo, su capacidad de generación e inyección de energía a la red es variable, lo que en ciertas horas provoca saturación de la red de transmisión y por lo tanto, pérdidas energéticas sobre el 40 % de la producción renovable a nivel nacional. Los sistemas de almacenamiento energético solucionan este problema al almacenar la energía cuando se produce y entregarla cuando sea requerida. El objetivo de este trabajo es evaluar la prefactibilidad técnica y económica de un sistema de almacenamiento energético basado en un motor de combustión limpia alimentado por hidrógeno verde.

La evaluación del sistema se realiza comparándolo con tres sistemas similares en el mercado, con capacidades de 1 MW, 100 MW y 1 GW. Se proyectan los costos de capital y operación (CAPEX y OPEX) a 20 años. Primero, se dimensiona la planta y se seleccionan los equipos necesarios. Luego, se elaboran los diagramas de flujo, P&ID y diseños 3D de la planta. Posteriormente, se dimensionan y comparan las plantas alternativas, calculando el costo nivelado de energía (LCOE por sus siglas en inglés) y evaluando el impacto ambiental mediante un sistema de puntuación para cada nivel de potencia. Finalmente, se determina el sistema más rentable, eligiendo objetivamente el de menor LCOE y asignando una calificación del 1 al 4 para el impacto ambiental, donde un número mayor indica menor impacto.

Los sistemas con los que se comparó fueron: Sistema de almacenamiento térmico (TES en inglés), Sistema de almacenamiento con celdas de combustible (CC como abreviación) y por último el Sistema de almacenamiento de agua por bombeo (se abrevia como PSH).

Los resultados indican que la planta diseñada por MAP Energy es la más rentable y de menor impacto ambiental, con un LCOE de 0,109 USD/kWh y una calificación entre 3,7 a 3,4. En comparación, la planta PSH tiene un LCOE de 0,155 a 0,110 USD/kWh y una calificación de 1,50 a 1,20 que varía con la potencia de la planta; el sistema CC presenta un LCOE de 0,132 USD/kWh y una calificación de 3,15 a 2,85; y el sistema TES tiene un LCOE de 0,159 a 0,132 USD/kWh y una calificación de 1,65 a 2,55. Por lo que la planta de MAP Energy es rentable y competitiva en todas las potencias calculadas.

Agradecimientos

Primero quiero agradecer a mis padres, que siempre me han apoyado de forma incondicional, son los principales impulsores de mi pasión por la ciencia y las matemáticas, proponiéndome desafíos para mejorar mis habilidades, además de inculcarme los valores que tanto me han ayudado en la vida y me han llevado a ser quien soy ahora. También quiero agradecer a mi abuela, que siempre está pendiente de mí y me brinda su cariño y apoyo. A mi primo Javier, que fue quien me motivó a apuntar a esta grandiosa Universidad.

Además, quiero agradecer a mis amigos de la Universidad con los que he compartido muy buenos recuerdos. Fueron un pilar fundamental en mi desarrollo como ingeniero y como persona, haciendo de mi paso por la Universidad una experiencia única que conservaré con cariño por toda la vida. Gracias Pablo, Felipe M, Jaime, Martín, Konrad, Pepe, Musso, José H, Nico, Yoyo, Felipe S, Jose H, Ignacia y Felipe B. El apoyo, las risas y la amistad han sido imprescindibles, especialmente durante los momentos más desafiantes de la carrera. A todos con los que tuve el honor de compartí en el equipo de "*Uracing Team*" y en la Rama de tenis, quienes me guiaron y enseñaron cosas más allá de la Universidad, permitiéndome despejarme, aunque sea por un breve momento, de las responsabilidades.

Por último, y no menos importante, quiero agradecer a mis profesores Mónica Zamora, Gonzalo Lagos y Marcos Orchard, que siempre mostraron la disposición de ayudarme en la realización de este trabajo. Sus consejos y conocimientos han sido esenciales para el desarrollo de este proyecto. También a MAP Energy, un gran equipo con los que he aprendido mucho, permitiéndome aplicar y expandir mis conocimientos.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Antecedentes generales	1
1.2. Motivación	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo general	3
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Alcances	3
2. Estado del arte	4
2.1. MAP Energy	4
2.1.1. Motor generador MM22	4
2.2. Sistemas de almacenamiento energético	5
2.2.1. Almacenamiento de energía térmica	6
2.2.2. Celdas de combustible	7
2.2.3. Energía mecánica de aire comprimido	8
2.2.4. Energía mecánica de peso sólido	9
2.2.5. Energía hidroeléctrica por bombeo	10
2.3. Fundamentos del hidrógeno	11
2.4. Electrólisis del agua	13
2.4.1. Electrólisis Alcalina	14
2.4.2. Electrólisis PEM	15
2.4.3. Electrólisis SOEC	16
2.5. Almacenamiento de Hidrógeno	16
2.5.1. Almacenamiento por aire comprimido	16
2.5.2. Almacenamiento de hidrógeno líquido	17
2.5.3. Almacenamiento de hidrógeno compuesto.	18
2.5.4. Almacenamiento de hidrógeno sólido	18
2.6. Energía solar	18
2.6.1. Paneles fotovoltaicos	18
2.6.2. Energía solar en Calama	19
2.6.3. Mercado eléctrico en Chile	21
3. Metodología	23
4. Descripción de la planta MAP Energy	25
4.1. Especificaciones técnicas	26
4.2. Funcionamiento dependiente	26
4.3. Funcionamiento independiente	27

5. Selección y dimensionamiento de equipos planta MAP Energy	29
5.1. Paneles fotovoltaicos	31
5.1.1. Tecnología	31
5.1.2. Dimensionamiento	32
5.1.2.1. Cantidad unidades	32
5.1.2.2. Superficie utilizada	33
5.2. Electrolizador	36
5.2.1. Tecnología	36
5.2.2. Dimensionamiento	37
5.3. Estanques	39
5.3.1. Estanque de oxígeno	39
5.3.1.1. Tecnología	39
5.3.1.2. Dimensionamiento	40
5.3.2. Estanque de hidrógeno	40
5.3.2.1. Tecnología	41
5.3.2.2. Dimensionamiento	41
5.4. Motor generador	41
5.4.1. Tecnología	41
5.4.2. Dimensionamiento	42
5.5. Estanque de agua	43
5.5.1. Dimensionamiento	43
5.5.2. Tecnología	44
5.6. Compresores	45
5.6.1. Compresor de oxígeno	45
5.6.1.1. Tecnología	45
5.6.1.2. Dimensionamiento	46
5.6.2. Compresor de hidrógeno	47
5.6.2.1. Tecnología	47
5.6.2.2. Dimensionamiento	47
5.7. Equipos secundarios	48
5.7.1. Ventiladores del motor	49
5.7.2. Bombas hidráulicas	49
5.7.3. Cañerías	51
5.7.4. Válvulas y bridas	54
5.7.5. Sensores	55
5.7.6. Mano de obra	55
5.8. Planta a lo largo del año	56
5.9. Costos de inversión, reemplazos y operación	57
5.10. Puesta en marcha	58
5.11. Escalamiento de potencia	60
6. Modelo planta MAP Energy	62
6.1. Diagrama de flujo	63
6.2. Diagrama P&ID	64
6.3. Modelo 3D	65
6.3.1. Planta general	65
6.3.2. Módulo de generación de hidrógeno	66

6.3.3.	Módulo de almacenamiento de gases	67
6.3.4.	Módulo de generación eléctrica	68
7.	Comparación de los sistemas de almacenamiento energéticos	70
7.1.	Selección y dimensionamiento de equipos planta TES	71
7.1.1.	Conceptos generales	71
7.1.2.	Equipos, eficiencia y energía	71
7.1.3.	Helióstatos	72
7.1.3.1.	Selección de equipo	72
7.1.3.2.	Dimensionamiento	73
7.1.4.	Torre y receptáculo	76
7.1.4.1.	Selección de equipo	77
7.1.4.2.	Dimensionamiento	77
7.1.5.	Sistema de almacenamiento térmico (SAT)	77
7.1.6.	Caldera	78
7.1.7.	Bomba de sales fundidas	78
7.1.8.	Turbina a vapor y generador	79
7.1.9.	Sistema de enfriamiento	79
7.1.10.	Costos de inversión, reemplazos y operación	79
7.2.	Selección de equipos planta de celda de combustibles	81
7.2.1.	Conceptos generales	81
7.2.2.	Paneles fotovoltaicos	82
7.2.3.	Inversor	82
7.2.4.	Electrolizador	82
7.2.5.	Compresor de hidrógeno	83
7.2.6.	Estanque de hidrógeno	83
7.2.7.	Celda de combustible	83
7.2.8.	Costos de inversión, reemplazos y operación	83
7.3.	Selección de equipos planta PSH	85
7.3.1.	Conceptos generales	85
7.3.2.	Equipos, eficiencia y energía	85
7.3.3.	Paneles fotovoltaicos	86
7.3.4.	Agua, cantidad y altura	87
7.3.5.	Dimensionamiento	88
7.3.5.1.	Turbina hidráulica	88
7.3.6.	Costos de inversión, reemplazos y operación	89
8.	Evaluación de eficiencia económica y ambiental	91
8.1.	Eficiencia entre plantas	91
8.2.	Evaluación económica	91
8.2.1.	LCOE	91
8.2.2.	CAPEX	92
8.2.3.	OPEX	92
8.2.4.	Resultados	92
8.2.5.	Escalamientos de potencia	94
8.3.	Evaluación ambiental	97
8.3.1.	Áreas requeridas	98

8.3.2. Residuos contaminantes y no contaminantes	99
8.3.3. Materia prima	100
8.4. Resultados	100
9. Conclusiones	103
Bibliografía	105
Anexos	110

Índice de Tablas

2.1.	Propiedades del hidrógeno	12
2.2.	Diferencias entre los colores del hidrógeno [14].	12
2.3.	Ventajas y desventajas de los electrolizadores alcalinos	15
2.4.	Ventajas y desventajas electrolizador PEM	15
2.5.	Ventajas y desventajas almacenamiento de hidrógeno a presión [20].	17
2.6.	Ventajas y desventajas de almacenamiento de hidrógeno líquido [20].	17
2.7.	Ventajas y desventajas almacenamiento por compuestos químicos [21].	18
5.1.	Eficiencia, energía y potencia equipos de la planta MAP Energy funcionamiento dependiente.	29
5.2.	Eficiencia, energía y potencia equipos primarios de la planta MAP Energy funcionamiento independiente.	30
5.3.	Eficiencia de consumo, potencia y energía de alimentación para equipos secundarios.	30
5.4.	Opciones de paneles fotovoltaicos en el mercado.	31
5.5.	Selección de los paneles fotovoltaicos	31
5.6.	Propiedades inversor [29].	32
5.7.	Hectáreas usadas por cada escala de potencia.	35
5.8.	Comparación de potencia y área de plantas fotovoltaicas.	36
5.9.	Opciones de electrolizadores alcalinos Nel Hydrogen	36
5.10.	Cantidad de hidrógeno producido según electrolizador.	38
5.11.	Propiedades electrolizadores [32].	38
5.12.	Propiedades estanques de oxígeno Lapesa [36].	40
5.13.	Estanques de hidrógeno [36].	41
5.14.	Propiedades del motor MM22	42
5.15.	Propiedades generador WEG [37].	43
5.16.	Propiedades necesarias del estanque de agua.	44
5.17.	Propiedades técnicas estanque Bioplastic [39].	45
5.18.	Propiedades compresor de oxígeno AirOne TSC-75PV [40].	47
5.19.	Propiedades del compresor diafragma de <i>Sollant Compressor</i>	47
5.20.	Comparación de caudal en función de la presión	48
5.21.	Propiedades ventilador [41].	49
5.22.	Caudales máximos para las bombas.	50
5.23.	Propiedades bomba hidráulica [45].	51
5.24.	Precio cañería de 6 metros para distintos perfiles [47].	51
5.25.	Cantidades y costos tuberías.	54
5.26.	Cantidad y costo de las válvulas y bridas.	54
5.27.	Cantidad y tipo de sensores de la planta MAP Energy.	55
5.28.	Costos de inversión de la planta de celdas combustible	57

5.29.	Horas de operación y vida útil de los equipos.	58
5.30.	Costos de operación de los equipos de celda combustible.	58
5.31.	Costo y espacio ocupado por escalamiento de potencia.	61
7.1.	Total de equipos primarios.	72
7.2.	Propiedades de los helióstatos [57]	73
7.3.	Eficiencia de helióstatos [58].	74
7.4.	Distancia y cantidad de helióstatos, primera fila.	76
7.5.	Propiedades torre	77
7.6.	Propiedades nitrato de potasio [60] [61].	77
7.7.	Propiedades del sistema de almacenamiento térmico	78
7.8.	Propiedades técnicas de la caldera.	78
7.9.	Propiedades bomba de sal.	78
7.10.	Costo turbina de vapor	79
7.11.	Propiedades sistema de enfriamiento de agua.	79
7.12.	Costos de inversión de la planta TES.	79
7.13.	Costos de operación anual de los equipos de la planta TES.	80
7.14.	Equipos principales de la planta CC.	82
7.15.	Equipos secundarios, eficiencia energética.	82
7.16.	Propiedades planta fotovoltaica planta CC	82
7.17.	Propiedades celda de combustible PEM [29].	83
7.18.	Costos de inversión de la planta de celdas combustible	84
7.19.	Costos de operación anual de los equipos de celda combustible.	84
7.20.	Horas de operación y vida útil de los equipos.	84
7.21.	Equipos periodo dependiente.	86
7.22.	Equipos periodo independiente.	86
7.23.	Propiedades paneles fotovoltaicos planta PSH.	86
7.24.	Dimensiones de los estanques	87
7.25.	Costo porcentual de las secciones de una planta de bombeo [70].	88
7.26.	Costos de inversión de la planta de bombeo de agua.	89
7.27.	Costos de operación anual de los equipos de bombeo de agua.	90
8.1.	Eficiencia de sistema y total de cada planta.	91
8.2.	Datos para calcular el LCOE.	93
8.3.	Resultados del cálculo de LCOE de cada planta.	93
8.4.	LCOE planta MAP Energy con respecto al precio del motor MM22	94
8.5.	Superficie de planta escalamiento de potencia.	95
8.6.	Superficie de planta escalamiento de potencia.	96
8.7.	valor de parámetros ambientales	97
8.8.	Terreno utilizado por planta.	98
8.9.	Calificación de área utilizada.	99
8.10.	Calificación residuos contaminantes.	99
8.11.	Pérdidas anual de agua por sistema de almacenamiento.	99
8.12.	Calificación residuos no contaminantes.	100
8.13.	Calificación consumo materia prima.	100
8.14.	Resultados evaluación ambiental.	101
8.15.	Comparación porcentual del LCOE con planta MAP Energy.	101
0.1.	Valor por hora de la radiación por metro cuadrado en Calama el mes de junio	110

Índice de Ilustraciones

1.1.	Porcentaje de contaminación por sector año 2017 [1].	2
2.1.	Diseño 3D prototipo Motor MM22 [3].	4
2.2.	Comparación Ciclos: Atkinson y Diesel [3].	5
2.3.	Planta termo solar de Cerro dominador [5].	7
2.4.	Planta generadora en Corea del Sur [6].	8
2.5.	CAES adiabático [8]	9
2.6.	Proyecto piloto de Energozapas [9].	10
2.7.	Central hidroeléctrica de bombeo "La muela" en España [12].	11
2.8.	Porcentajes de producción de hidrógeno a nivel mundial [15].	13
2.9.	Representación de la electrólisis alcalina [17].	14
2.10.	Representación electrólisis PEM [18]	15
2.11.	Representación electrolisis SOEC [19].	16
2.12.	Promedio de radiación por mes en Calama [23].	20
2.13.	Ángulo de altura y acimut [25]	20
3.1.	Diagrama de la metodología que se usó en el trabajo	24
4.1.	Bosquejo del funcionamiento del sistema [3]	25
4.2.	Distribución de energía desde paneles.	27
4.3.	Distribución de energías desde motores MM22	28
5.1.	Balance planta MAP Energy promedio diario del mes de junio.	30
5.2.	Promedio mensual de radiación directa por metro cuadrado en junio [23].	32
5.3.	Distancia vertical entre los paneles fotovoltaicos.	34
5.4.	Configuración de paneles	35
5.5.	Producción diaria de electrolizadores.	39
5.6.	Estanques a medida de Lapesa [36].	39
5.7.	Estanques de hidrógeno Lapesa [36].	41
5.8.	Configuración de motores y generadores	43
5.9.	Estanque de 10 m^3 de Bioplastic [39].	45
5.10.	Ventilador para enfriar los motores de hidrógeno [41].	49
5.11.	Casos de promedio anual y de máxima radiación promedio.	56
5.12.	Día 1 de la puesta en marcha, solo generan potencia los paneles fotovoltaicos.	59
5.13.	Día 2, se activa el electrolizador, luego los estanques y al final del día los motores.	60
5.14.	Tercer día, se acaba el combustible a las 06:00 y luego parte un funcionamiento normal de los equipos.	60
6.1.	Diagrama de Flujo de 1 módulo.	63
6.2.	Diagrama P&ID de 1 módulo.	64
6.3.	Planta general. Todas las dimensiones en metros.	65
6.4.	Electrolizador vista isométrica.	66
6.5.	Separador de gases del electrolizador.	66

6.6.	Estanques de almacenamiento	67
6.7.	Módulo de generación de energía.	68
6.8.	Rack de motor-generador.	69
6.9.	Configuración de motores en serie.	69
7.1.	Diagrama conceptual de la planta TES	71
7.2.	Ejemplo de helióstato [56]	72
7.3.	Orden de los espejos alrededor de la torre [59].	75
7.4.	Representación del área usada por la planta solar [59].	76
7.5.	Diagrama conceptual de la planta de celdas de combustible.	81
7.6.	Diagrama conceptual de una planta de bombeo de agua.	85
8.1.	LCOE de los sistemas de almacenamiento	93
8.2.	Diferencia de los LCOE con la planta de MAP Energy (multiplicado por 100).	94
8.3.	LCOE de las plantas escaladas.	95
8.4.	Superficie utilizada por MW de potencia, en escala logarítmica.	96
8.5.	Variación del LCOE respecto al costo del motor.	97
8.6.	Superficie utilizada por tecnología.	98
8.7.	Cambio de LCOE con respecto a la tasa de descuento.	102
8.8.	Variación del LCOE respecto a los años de proyección.	102

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes generales

La reducción de emisiones de gases de efecto invernadero es actualmente una necesidad a nivel mundial para mitigar las alteraciones generadas por el cambio climático en el planeta. Cada vez más países y empresas se han involucrado en el desarrollo científico de tecnologías para reducir estas emisiones, motivados tanto por beneficios económicos como por regulaciones derivadas de acuerdos internacionales.

A nivel mundial, el sector que más gases contaminantes emite a la atmósfera es el sector de generación de energía eléctrica y calor, según el "*Center of Climate and Energy Solutions*" (C2ES) [1], con un porcentaje del 31 % de las emisiones, tal como se muestra en la Figura 1.1. Para contrarrestar estos efectos, las fuentes de *energía renovable no convencionales* (ERNC) han surgido como una solución principal. Entre ellas se destacan la energía solar fotovoltaica y la energía eólica. Sin embargo, estos recursos presentan limitaciones, ya que la producción eléctrica varía considerablemente a lo largo de los días y las estaciones del año. Por lo tanto, la conexión directa de estos equipos a la red eléctrica puede ocasionar problemas de estabilidad y saturación en horas de más producción en la misma, como también escasez en momentos de alta demanda y poca producción. Adecuar las ERNC a la demanda eléctrica es un gran desafío tecnológico.

Es en este contexto donde los sistemas de almacenamiento energético emergen como una solución crucial. Estos sistemas tienen como función principal transformar y almacenar la energía producida por los equipos de ERNC para luego transformarla nuevamente en energía eléctrica e inyectarla de forma controlada a la red eléctrica.

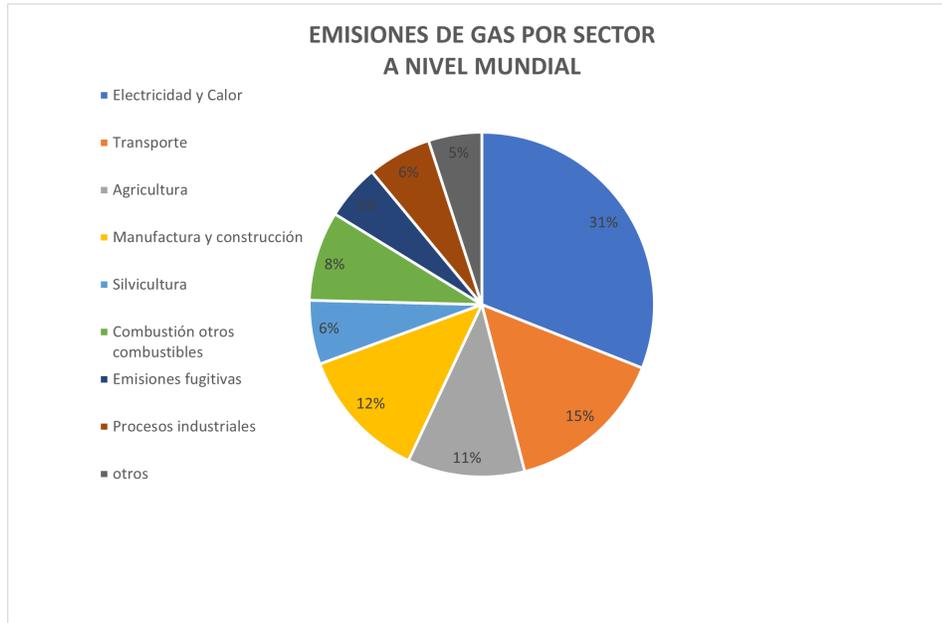


Figura 1.1: Porcentaje de contaminación por sector año 2017 [1].

1.2. Motivación

La transición hacia un modelo energético más sostenible y limpio es fundamental, dado el impacto negativo que la contaminación y el cambio climático están generando en nuestro planeta. En este contexto, la búsqueda de soluciones innovadoras y eficientes se vuelve imperativa. El desarrollo de sistemas de almacenamiento energético representa una oportunidad única para avanzar hacia un futuro más sostenible con el medio ambiente como complemento de las ERNC debido a sus limitaciones. Para poder dimensionar el impacto que estas limitaciones tienen tanto en la economía nacional como en las inversiones a futuro de nuevos proyectos, datos recopilados hasta mayo del año 2024 se han vertido 1,911 TWh de energía eléctrica de las 4,061 TWh producidas por fuentes renovables, esto significa un vertimiento del 47% de la energía producida por ERNC, según un estudio hecho por "ACERA" (Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento) [2]. Que sean "vertidas" significa una sobre oferta para la planta, donde la producción de energía es mayor a la demanda energética, por lo que esa energía no es utilizada, o en otros casos el costo marginal baja, en ambos casos significa pérdidas para la planta.

La implementación de los sistemas de almacenamiento no solo permitirá reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también contribuirá a la creación de un sector energético más eficiente y diversificado. Además, fomentará la investigación y el desarrollo de tecnologías limpias, impulsando la economía y generando nuevas oportunidades de empleo y crecimiento. Por ello, es fundamental promover emprendimientos a nivel nacional que posicionen al país como líder en un mercado nuevo y emergente.

En este contexto, el presente trabajo de título explorará la pre factibilidad de un sistema de almacenamiento energético para un motor de combustión limpia a base de hidrógeno verde, desarrollado por la empresa *MAP Energy*. Este motor es impulsado por hidrógeno y oxígeno puro, y aspira a ser un avance significativo en la búsqueda de soluciones energéticas

sostenibles. Su sistema de almacenamiento de energía basado en hidrógeno y oxígeno, provenientes de un electrolizador y energía renovable, permite una producción eléctrica limpia y estable. El estudio analizará en detalle la viabilidad técnica, económica y ambiental de este sistema, con la expectativa de que los resultados obtenidos impulsen el avance tecnológico en el campo de la energía limpia y sostenible.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Diseñar y evaluar la factibilidad técnica-económica de un sistema de almacenamiento energético para un motor rotatorio a combustión limpia de H₂ en funcionamiento 24/7 para 3 niveles de potencia de la planta: 1MW, 100MW y 1GW.

1.3.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos necesarios para lograr el objetivo general son:

- **Elaborar** un modelo del sistema de almacenamiento de energía para planta de ERNC capaz de almacenar H₂ y O₂ para ser usado en el motor de MAP Energy, por medio de un diseño 3D, un diagrama de flujo y un diagrama P&ID
- **Estudiar** otros 3 sistemas de almacenamiento de energía presentes en el mercado, con sus dispositivos y funcionamientos de cada uno.
- **Estimar** los costos de inversión y costos operacionales de los 4 sistemas estudiados.
- **Comparar** los 3 sistemas de almacenamiento estudiados con el sistema planteado para el motor de combustión limpia.

1.4. Alcances

El lugar geográfico donde se compararán los equipos es en el norte de Chile, específicamente, en la comuna de Calama (II región). También se modelará en 3D la planta de MAP Energy, para tener una idea conceptual del sistema de almacenamiento y un diagrama P&ID básico del sistema de almacenamiento con los componentes necesarios. Se hará una comparación económica a 20 años, con otros 3 sistemas de almacenamiento de ERNC presentes en el mercado, estos sistemas de almacenamiento serán de larga duración. El estudio se desarrollará hasta la ingeniería conceptual.

Capítulo 2

Estado del arte

2.1. MAP Energy

La empresa *MAP Energy* es una empresa dedicada al desarrollo de soluciones tecnológicas innovadoras en el campo de la energía. Fundada en 2014, la empresa se ha enfocado en el uso eficiente y aprovechamiento de la energía, con el objetivo de contribuir a la generación de energía limpia y sostenible.

El desarrollo más importante de la empresa es la creación de un motor rotativo de combustión limpia a base de hidrógeno y oxígeno puro. Su alta eficiencia y bajo costo de fabricación entregan un potencial a la empresa de posicionarse como líderes en la transición de energías limpias. A continuación se abordará en mayor detalle este novedoso motor.

2.1.1. Motor generador MM22



Figura 2.1: Diseño 3D prototipo Motor MM22 [3].

El motor MM22 (ver Figura 2.1), diseñado y fabricado por la empresa *MAP Energy*, se encuentra en etapa de desarrollo. Con cálculos teóricos y de laboratorio hechos por la empresa, se determinó que tiene una eficiencia del 53 % [3], lo que significa un 30 % más eficiente que

los motores "Diesel" y 50 % más eficiente que los motores "Otto".

Este motor es de tipo rotativo, esto quiere decir que es un tipo de motor a combustión interna que utiliza un diseño de rotores en lugar de los pistones tradicionales. El motor rotativo tiene varias ventajas sobre los motores de pistón convencionales, como su tamaño compacto, peso ligero y alta potencia en relación con su tamaño. Además, tiende a ser más suave en funcionamiento debido a la falta de partes móviles alternativas.

Otra ventaja que presenta este motor es que utiliza un ciclo similar al "Atkinson", no es igual ya que la compresión la realiza solamente con el oxígeno, en cambio el ciclo "Atkinson" comprime la mezcla. este ciclo es más eficiente que el ciclo "Diesel" y "Otto", ya que aprovecha de mejor manera la combustión y la expansión, acotando la compresión para hacerla más efectiva (ver Figura 2.2).

Además, el motor MM22 cuenta con 3 cámaras, los procesos de compresión, combustión y expansión se logran por separado, lo que permite maximizar el rendimiento de cada una de las etapas. De esta manera se logra una mayor compresión del oxígeno, luego una combustión con el hidrógeno más completa, debido a que permite generar una mezcla más homogénea entre el combustible (hidrógeno) y comburente (oxígeno). Finalmente para aprovechar de mejor manera la energía de la combustión, la cámara de expansión tiene una relación de expansión mayor a la de compresión. Esto lo diferencia del resto de los motores, donde se generan las tres etapas en la misma cámara, por lo que la relación de compresión y expansión es la misma, además de generar una combustión menos efectiva, ya que no se genera un espacio para generar una mezcla homogénea.

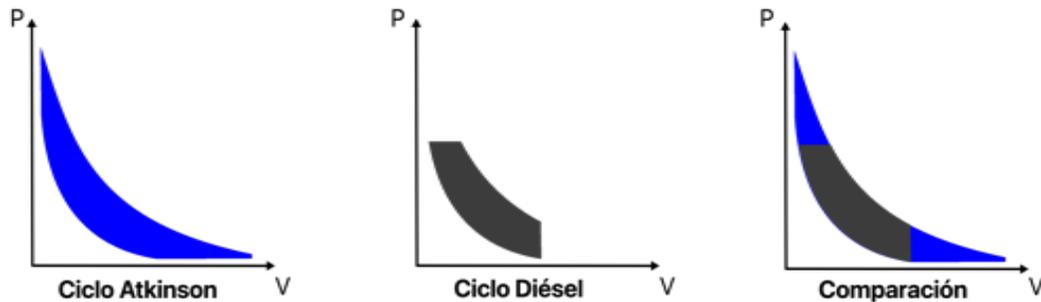


Figura 2.2: Comparación Ciclos: Atkinson y Diesel [3].

Este motor convierte la energía química del hidrógeno en energía mecánica que se transmite por medio del eje, donde se montará junto a generadores eléctricos para transformarla en energía eléctrica. La empresa dueña de este motor tiene la intención de utilizarlos para un sistema de almacenamiento energético, lo cual se explicará a continuación.

2.2. Sistemas de almacenamiento energético

Los sistemas de almacenamiento energético juegan un papel crucial en el contexto actual de transición hacia fuentes de energía más sostenibles y renovables. Las ERNC, como la solar y la eólica, han ganado terreno como alternativas más limpias a las fuentes de energía tradicionales. Sin embargo, estas fuentes renovables presentan desafíos significativos debido a su intermitencia y variabilidad en la producción de energía. La energía solar solo está disponible durante el día y depende de las condiciones climáticas, mientras que la energía

eólica depende de la velocidad y la consistencia del viento. Estas limitaciones dificultan la integración de las ERNC en las redes eléctricas de manera eficiente, es por esto que estos sistemas de almacenamiento son necesarios.

Los sistemas de almacenamiento energético permiten almacenar el exceso de energía producida por fuentes renovables durante períodos de alta producción para su uso posterior durante períodos de baja producción o alta demanda. Estos sistemas desempeñan un papel clave en la estabilización de la red eléctrica, ayudando a mitigar los desafíos asociados con la intermitencia de las fuentes renovables y contribuyendo a una mayor integración de energías limpias en la red. Existen dos tipos principales de sistemas de almacenamiento energético:

- Sistema de almacenamiento de baja duración (*SDES* por sus siglas en inglés).
- Sistema de almacenamiento de larga duración (*LDES* por sus siglas en inglés).

Un LDES es un sistema capaz de descargar la energía almacenada de manera constante y controlada por largas horas. Aún no existe una definición universal de la cantidad de horas que debe soportar el sistema, sin embargo, la mayoría de las instituciones internacionales coinciden en que debe ser igual o mayor a 10 horas [4]. Un sistema que es capaz de liberar de manera constante la energía almacenada por menos de 10 horas es llamado SDES. Ambos sistemas son útiles para la transición a energías limpias, pero en este informe se abordarán en profundidad los LDES, gracias a su flexibilidad y menor dependencia a las condiciones del entorno.

Existen distintos sistemas de almacenamiento energético en el mundo, estos transforman la energía producida en otro tipo de energía y usan distintas tecnologías para generar energía eléctrica. A continuación se abordarán de manera general los sistemas más utilizados.

2.2.1. Almacenamiento de energía térmica

También conocido como *TES* (por sus siglas en inglés), son tecnologías que permiten almacenar energía en forma de calor durante períodos de tiempo y luego utilizarla cuando sea necesario. Estos sistemas son especialmente útiles en aplicaciones donde hay una demanda fluctuante de energía térmica, como en sistemas de calefacción, refrigeración y producción de energía eléctrica.

Existen diferentes tipos de sistemas de almacenamiento de energía térmica, pero todos comparten el mismo principio básico: capturan y almacenan calor cuando hay una sobreproducción de energía térmica y liberan ese calor cuando se necesita. Los sistemas de almacenamiento de energía térmica pueden utilizar una variedad de materiales y tecnologías para almacenar calor, incluidos materiales de cambio de fase, almacenamiento de agua caliente, almacenamiento de arena caliente, almacenamiento de sales fundidas y almacenamiento de aire caliente comprimido.

Uno de los ejemplos más representativos de esta tecnología es el proyecto Cerro Dominador, ubicado en la región de Antofagasta, Chile. Cerro Dominador es una planta termosolar que utiliza tecnología de concentración solar para generar electricidad a través de un ciclo Rankine. Esta planta consta de una serie de espejos que concentran la luz solar en un receptor ubicado en una torre (ver Figura 2.3), donde se calienta un fluido que luego se utiliza

para generar vapor y, finalmente, electricidad a través de una turbina. Con una capacidad instalada de 210 megavatios, donde 110 MW son de energía solar concentrada y 100MW de energía fotovoltaica, Cerro Dominador es la primera planta de este tipo en América Latina y una de las más grandes del mundo.



Figura 2.3: Planta termo solar de Cerro dominador [5].

2.2.2. Celdas de combustible

Los sistemas de almacenamiento basados en celdas de combustible son tecnologías que convierten energía química en electricidad. Generalmente almacenan la energía en hidrógeno por medio de un proceso llamado electrólisis (será explicado en más detalle más adelante), donde se hace uso de energía eléctrica renovable y agua para producir el llamado hidrógeno verde. Las celdas de combustible usan una tecnología similar a la electrólisis pero de manera inversa, es decir, con hidrógeno y oxígeno se produce agua y energía eléctrica.

Uno de los países líderes en esta tecnología es Corea del Sur, ellos han desarrollado varios proyectos de celda de combustible y tienen actualmente el proyecto de mayor producción eléctrica, con una capacidad de casi 79 megavatios hecho por la empresa "*Doosan Fuel Cell*" [6]. En la Figura 2.4 se puede apreciar parte de la planta de la empresa Doosan, que muestra las celdas de combustible ordenadas, las cuales se encargan de recibir el hidrógeno y producir energía eléctrica.



Figura 2.4: Planta generadora en Corea del Sur [6].

2.2.3. Energía mecánica de aire comprimido

Los sistemas de almacenamiento de energía mecánica de aire comprimido (CAES, por sus siglas en inglés) son tecnologías que permiten almacenar energía en forma de aire comprimido para su uso posterior en la generación de electricidad. Estos sistemas son especialmente útiles en aplicaciones donde se requiere una respuesta rápida y flexible para satisfacer la demanda eléctrica variable.

Existen dos tipos principales de sistemas CAES: adiabáticos e isobáricos. En los sistemas adiabáticos, el aire se comprime y se almacena en un depósito a alta presión. Cuando se necesita electricidad, el aire se expande y se calienta adiabáticamente (es decir, no pierde ni gana calor con el ambiente) antes de pasar por una turbina para generar electricidad. En los sistemas isobáricos, el aire se comprime y se almacena a temperatura ambiente y presión constante. Cuando se necesita electricidad, el aire se calienta a través de un intercambiador de calor antes de expandirse en la turbina.

Algunos ejemplos de plantas de almacenamiento de energía mecánica de aire comprimido en el mundo incluyen la planta de almacenamiento de energía de aire comprimido de Huntorf en Alemania [7] y la planta de almacenamiento de energía de aire comprimido de McIntosh en Alabama, Estados Unidos [7]. Estas plantas utilizan cavernas subterráneas y minas de piedra caliza, respectivamente, para almacenar el aire comprimido a alta presión. En la Figura 2.5 hay una representación gráfica de los componentes y la estructura de un sistema adiabático.

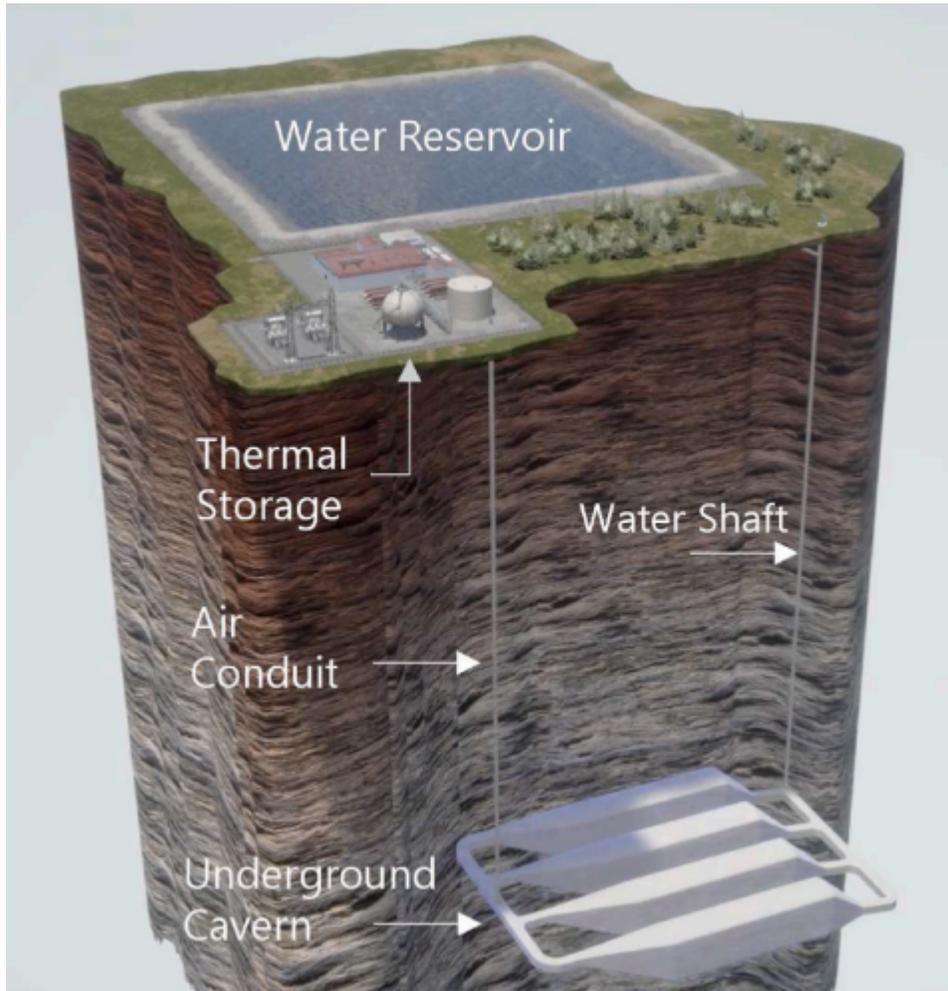


Figura 2.5: CAES adiabático [8]

2.2.4. Energía mecánica de peso sólido

Los sistemas de almacenamiento de energía mecánica de pesos sólidos son tecnologías que almacenan energía en forma de energía potencial mediante la elevación de pesos sólidos. Estos sistemas son útiles para almacenar energía a corto plazo, ya que los ciclos de carga y descarga están limitados a la altura de almacenamiento y a la aceleración de caída. También proporciona una respuesta rápida a las fluctuaciones en la demanda de energía.

En un sistema de peso sólido típico, la energía se almacena al elevar pesos sólidos, como bloques de hormigón o barras de acero, utilizando energía eléctrica. Cuando se necesita energía, los pesos se liberan y caen, accionando un generador que convierte la energía cinética en electricidad. Este proceso puede ser controlado para proporcionar energía instantánea en momentos de alta demanda o para absorber el exceso de energía de la red cuando la demanda es baja. También existen sistemas que para almacenar la energía, bombean agua dentro de una torre, lo que genera que se levante un pistón y para liberarla sueltan el agua y el pistón baja, logrando el mismo proceso.

Los sistemas de almacenamiento de peso sólido tienen la ventaja de tener una alta eficiencia en la conversión de energía, lo que significa que pueden almacenar y liberar energía con

pérdidas mínimas. También son capaces de proporcionar una respuesta rápida y precisa a los cambios en la demanda de energía, lo que los hace adecuados para su uso en aplicaciones donde se requiere una estabilidad y fiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

No existen ejemplos comerciales de esta tecnología aún, pero hay empresas desarrolladoras que están en etapa de desarrollo, como el caso de *"Energozapas"* [9], *"Gravity Power"* [10] y *"Graviticity"* [11]. En la Figura 2.6 se ve una representación gráfica de un proyecto piloto hecho por la empresa Energozapas.



Figura 2.6: Proyecto piloto de Energozapas [9].

2.2.5. Energía hidroeléctrica por bombeo

La energía hidroeléctrica por bombeo (PSH por sus siglas en inglés) esta compuesta por dos estanques de agua a diferentes alturas, la manera de almacenar energía es bombeando el agua desde el lugar más bajo al más alto, cambiando la energía mecánica entregada al agua por la bomba, a energía potencial por el cambio de altura. La forma de liberar la energía es dejando caer el agua hacia el primer estanque, haciendo pasar el agua por una turbina que genera la energía eléctrica como una hidroeléctrica convencional.

Existen dos tipos de configuración de planta, ciclo abierto y ciclo cerrado. El ciclo abierto se caracteriza por contar con una fuente de agua natural, como el mar, lago o río, donde se extrae el agua que es impulsada al estanque de reserva y luego se libera en el mismo lugar. El ciclo de agua cerrado no está conectado a una fuente de agua natural, por lo que se le entrega la cantidad de agua necesaria para almacenar la energía y esta recircula desde arriba hacia abajo de manera cíclica.

En la Figura 2.7 hay una planta existente en España llamada "La muela", en el embalse

de Cortes [12]. Funciona con un ciclo mixto ya que extrae agua desde un embalse, pero este se alimenta del río Júcar. Se puede apreciar que el estanque de color claro es el de almacenamiento, que esta a mayor altura, el de abajo es el embalse de Cortes. Este tipo de tecnología permite almacenar grandes cantidades de energía y reaccionar a la demanda de manera rápida, además es un sistema simple en temas de funcionamiento y usa tecnología convencional, por lo que el precio de los equipos y mantenimiento son bajos en comparación a otras tecnologías. Un contra punto importante de esta tecnología es el impacto ambiental que genera en términos de flora y fauna del lugar, debido a su amplia área de uso y los cambios geográficos del lugar.



Figura 2.7: Central hidroeléctrica de bombeo "La muela" en España [12].

2.3. Fundamentos del hidrógeno

El hidrógeno es el elemento químico más simple y abundante en el universo. Es un gas incoloro, inodoro e insípido en su forma molecular (H_2) y es altamente reactivo. Se encuentra principalmente en compuestos químicos como el agua (H_2O) y los hidrocarburos.

El hidrógeno es una fuente de energía versátil y limpia que puede ser utilizada en una variedad de aplicaciones. Una de las cualidades que más llama la atención del hidrógeno es su alto poder calorífico (cantidad de energía por unidad de masa) alcanzando los 143 MJ/Kg a 0°C , para tener una idea con respecto a otros combustibles, la gasolina tiene un poder calorífico de 46.4 MJ/Kg y el Diesel tiene 45.4 MJ/Kg , es decir, el hidrógeno tiene aproximadamente 3 veces más energía por masa que la gasolina u otros combustibles convencionales [13]. Por otro lado, uno de los desafíos que presenta el hidrógeno como fuente de energía es la densidad energética volumétrica, que significa la cantidad de energía que tiene por unidad de volumen, donde a condición ambiente tiene 0.0107 MJ/l , en cambio la gasolina posee 34.2 MJ/l , estando muy por debajo de los combustibles convencionales [13]. Es por esto que el almacenamiento de este gas es un tema tan presente en la comunidad

científica. Otras propiedades del hidrógeno que serán usadas más adelante están expuestas en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Propiedades del hidrógeno

Propiedad	Valor
Poder calorífico [13]	143 <i>MJ/Kg</i>
Densidad energética volumétrica [13]	0.0107 <i>MJ/l</i>
Masa atómica	1.008 u
Densidad a 0°C y 1 atm	0.08988 <i>g/L</i>

El hidrógeno se puede utilizar como combustible en celdas de combustible para generar electricidad de manera eficiente y sin emisiones. También se puede utilizar como materia prima en la industria química para la producción de amoníaco, metanol y otros productos químicos. Además, el hidrógeno puede ser almacenado y transportado en forma líquida o comprimida, lo que lo hace adecuado para su uso en aplicaciones de almacenamiento de energía y transporte.

A pesar de sus ventajas, el uso generalizado del hidrógeno como fuente de energía se enfrenta a algunos desafíos, como la producción costosa y la necesidad de una infraestructura especializada para su almacenamiento y distribución. Sin embargo, se están realizando avances en la investigación y desarrollo de tecnologías relacionadas con el hidrógeno para superar estos desafíos y aprovechar su potencial como una fuente de energía limpia y sostenible para el futuro.

Se suele diferenciar el hidrógeno por "colores", pero tal como se mencionó antes, el hidrógeno es un gas incoloro. La razón de estos colores es para diferenciar la obtención del hidrógeno, existen 7 formas de obtención típicos: negro, gris, rosado, azul, turquesa, amarillo y verde. En la Tabla 2.2 se muestra en mayor detalle cada uno y sus diferencias.

Tabla 2.2: Diferencias entre los colores del hidrógeno [14].

Color	Fuente de Energía	Método
Negro	Carbón	Reformado con vapor
Gris	Gas natural	Reformado con vapor
Rosado	Nuclear	Electrólisis
Azul	Gas natural	Reformado con vapor con captura del carbono
Turquesa	Gas natura	Pirólisis
Amarillo	Radiación solar	Electrólisis
Verde	Energías renovables	Electrólisis

Dentro de todas estas opciones, los de color negro y gris son los únicos que emiten gases contaminantes directos a la atmósfera ya que lo hacen por medio del reformado con vapor. El reformado con vapor es un proceso para producir hidrógeno a partir de materiales como el gas natural o carbón, se mezcla vapor de agua con la materia prima a alta temperatura para

obtener hidrógeno y otros gases. Es un método común, pero produce dióxido de carbono, lo que lo hace menos ecológico que otras formas de obtener hidrógeno. El hidrógeno azul también usa este proceso, pero a diferencia de los otros, captura los gases contaminantes emitidos para que no tengan contacto con la atmósfera.

La pirólisis como forma de obtención de hidrógeno es un proceso en el cual se descompone biomasa u otro material orgánico, en ausencia de oxígeno y a altas temperaturas, típicamente entre 300-800°C. Este proceso produce una mezcla de gases, líquidos y sólidos carbonosos, siendo el gas principal el hidrógeno. La pirólisis puede ser una forma efectiva de producir hidrógeno a partir de fuentes renovables como la biomasa, ya que el proceso puede ser relativamente limpio y no produce emisiones de gases de efecto invernadero si se captura y almacena el carbono liberado durante la pirólisis. Es importante destacar las fuentes de obtención del hidrógeno actualmente, según la *IRENA* (International Renewable Energy Agency) que está expuesto en la Figura 2.8, donde solo el 4% de la producción de hidrógeno es por medio de electrólisis, más aún, dentro de este 4% se estima que solo el 1% es usando energía renovable [15].

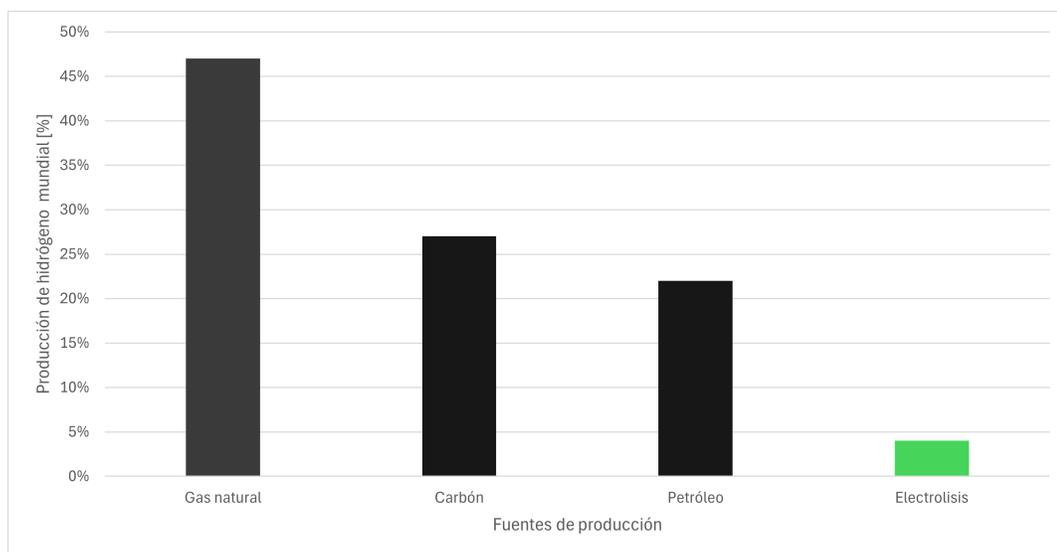
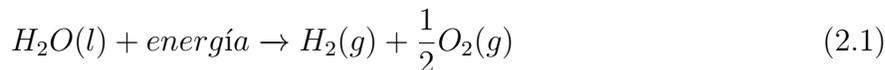


Figura 2.8: Porcentajes de producción de hidrógeno a nivel mundial [15].

2.4. Electrólisis del agua

La electrólisis es un proceso donde la energía eléctrica se transforma en energía química, existe electrólisis de distintos compuestos, pero la más relevante para este contexto es la del agua:



Es un proceso en el cual se separan las moléculas del agua (H_2O) en hidrógeno (H_2) y oxígeno ($\frac{1}{2}O_2$) haciendo circular corriente eléctrica desde un ánodo a un cátodo que se encuentran separados por un electrodo. Existen 3 tecnologías de electrólisis que son las más usadas y desarrolladas:

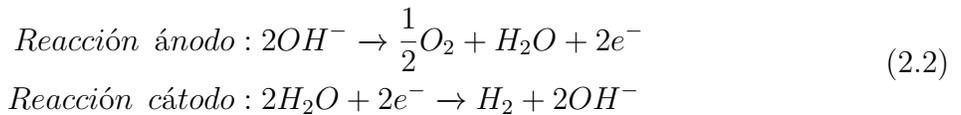
- Electrólisis alcalina

- Electrólisis por membrana de intercambio de protones (PEM por sus siglas en inglés).
- Electrólisis de óxido sólido (SOEC por sus siglas en inglés).

Cada una de estas tecnologías tiene ventajas y desventajas.

2.4.1. Electrólisis Alcalina

En la Figura 2.9 se ve una representación gráfica de lo que ocurre en la electrólisis de un electrolizador alcalino. Se transportan iones de hidroxilo (OH^-) a través del electrolito, desde el cátodo al ánodo, esto separa las moléculas del agua en el lado del cátodo, dejando hidrógeno libre. En el lado del ánodo, las moléculas de hidroxilo se separan en oxígeno, agua y liberan los electrones libres (ver ecuación 2.2).



El electrolito que se usa en este tipo de electrolizadores es líquido, por lo general es una solución de KOH o NaOH con una concentración entre 20-40 wt. % (porcentaje por peso). Su temperatura de operación es entre 343 y 363 K (70-90°C) y la presión es de 3 MPa (30 bar) [16]. Cabe destacar que estas son propiedades que se suelen usar en esta tecnología, sin embargo las propiedades exactas dependen de cada proveedor.

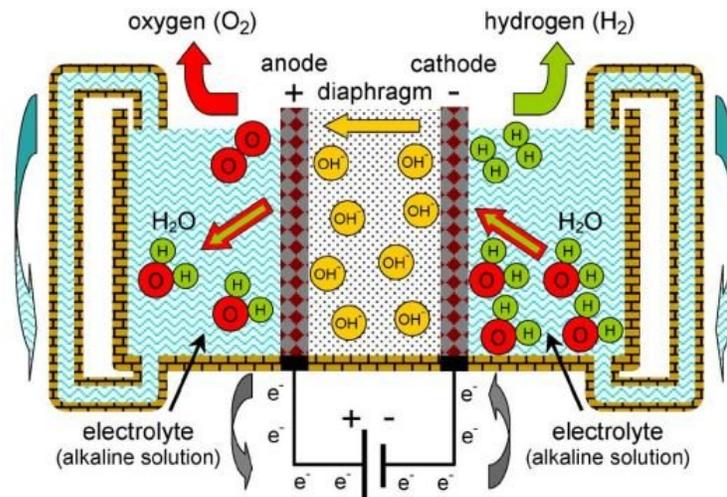


Figura 2.9: Representación de la electrólisis alcalina [17].

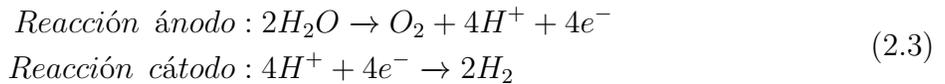
Las ventajas y desventajas de este tipo de electrolizador son las expuestas en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3: Ventajas y desventajas de los electrolizadores alcalinos

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> · Tecnología madura y establecida. · Costos de compra y mantenimiento bajos. · Larga duración en comparación a otras tecnologías. 	<ul style="list-style-type: none"> · Baja densidad de corriente, utiliza más volumen que otras tecnologías. · Alto consumo de energía. · Menos eficiencia que otras opciones.

2.4.2. Electrólisis PEM

La electrolisis PEM es una tecnología más reciente que la alcalina, por lo que es una tecnología menos desarrollada y con más proyección de desarrollo. En esta electrolisis el agua reacciona con el ánodo formando oxígeno (el cual se libera) e iones de hidrógeno positivamente cargados, los cuales circulan a través de la membrana al cátodo, donde se neutralizan con el flujo de electrones y el hidrógeno es liberado.



Los electrodos son hechos generalmente de metales nobles, tales como platino o iridio

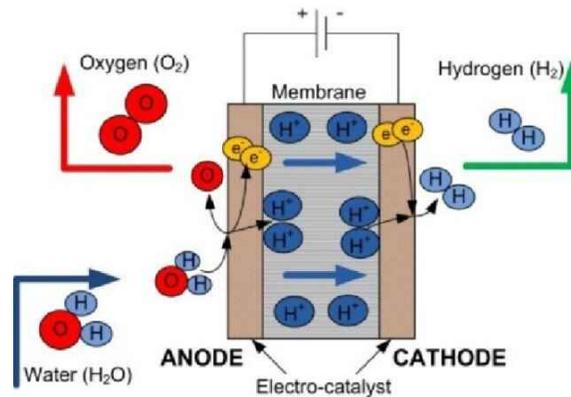


Figura 2.10: Representación electrolisis PEM [18]

Tabla 2.4: Ventajas y desventajas electrolizador PEM

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> · Alta pureza de hidrógeno sin necesidad de purificación posterior. · Alta eficiencia. · Alta flexibilidad de uso, rangos variables de operación y rápida respuesta. · Diseño compacto. 	<ul style="list-style-type: none"> · Costo de componentes, mantenimiento y equipo elevado. · Corta vida útil en comparación con otras tecnologías.

2.4.3. Electrólisis SOEC

La electrólisis SOEC se encuentra actualmente en etapa de desarrollo, por lo tanto, no se encuentra disponible para la compra de este tipo de electrolizadores, o los que están a la venta no se han probado lo suficiente como para asegurar un uso eficiente y seguro. Sin embargo, tiene potencial para tomar posición en el mercado debido a lo avanzado que está en laboratorios. Este electrolizador también es conocido como electrolizador de alta temperatura, esto se debe a que el rango de temperatura al cual trabaja es mucho mayor a los otros electrolizadores, alcanzando su máximo de eficiencia a los 400°C para ciertos materiales y luego su eficiencia decrece lentamente, sin embargo, es posible de usar por sobre los 1000°C y a presión sobre los 100 MPa. Esto se debe a que el electrolito está hecho de un material cerámico que soporta altas temperaturas, en su rango de mayor eficiencia su porcentaje es cercano a 100, en relación a consumo y producción de hidrógeno [16].

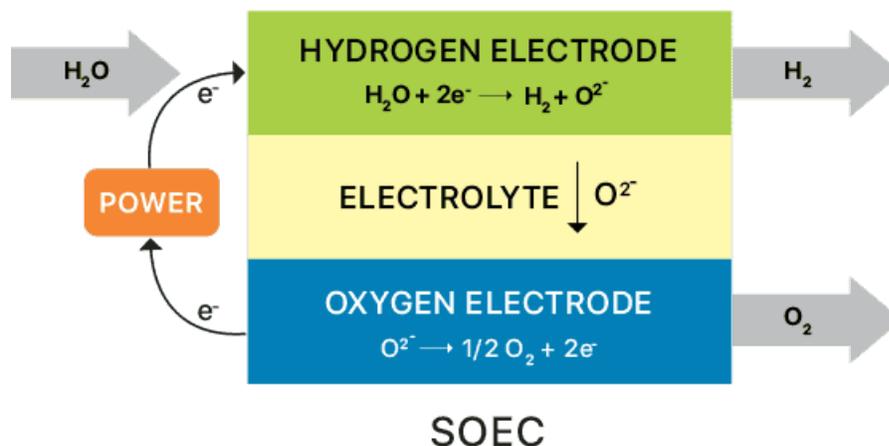


Figura 2.11: Representación electrolisis SOEC [19].

En la Figura 2.11 se puede ver una representación de las reacciones químicas que ocurren tanto en el cátodo como el ánodo, además del transporte de iones que ocurre en la membrana.

2.5. Almacenamiento de Hidrógeno

Se abordó la importancia de implementar el hidrógeno como combustible y cómo obtenerlo, pero una vez que se produce es necesario almacenarlo. Encontrar la forma óptima de almacenamiento es algo que aún no ha sido resuelto, el hidrógeno es uno de los elementos más difíciles de almacenar debido a su baja densidad, alta reacción con otros materiales y su alta permeabilidad en metales, lo último debido a que el átomo de hidrógeno al ser pequeño logra filtrarse entre los átomos del metal.

Existen cuatro formas principales de almacenar el hidrógeno: aire a presión, líquido, en compuestos químicos y sólido.

2.5.1. Almacenamiento por aire comprimido

Actualmente el más usado y más desarrollado en temas de eficiencia y tecnología. Consiste en subir la presión del hidrógeno para aumentar su densidad y luego almacenarlo en

estanques en forma cilíndrica (generalmente), su densidad de energía volumétrica puede llegar a aumenta de 0.0107 MJ/Kg a 5.6 MJ/Kg a 700 bar [13]. Existen 4 tipos distintos de estanque, que se diferencian por los materiales y la estructura que lo componen [20]:

- Tipo I: Posee una estructura simple y gruesa de acero o aluminio. Es el más económico y el de mayor peso. Resiste presiones de 175 a 200 bar.
- Tipo II: Estructura de acero o aluminio reforzado con una estructura de material compuesto en forma de aro, como la fibra de carbono o de vidrio. Baja su peso pero aumenta el precio. La presión máxima es de 263 a 300 bar.
- Tipo III: revestimiento interno de acero recubierto completamente por material compuesto. Baja drásticamente el peso (entre 25 % a 75 % más liviano) pero el precio también aumenta. Soportan sin problemas presiones de 450 bar.
- Tipo IV: revestimiento interno de plástico y recubierto completamente de material compuesto. Es el más costoso y el más liviano, además de soportar la mayor cantidad de presión, de alrededor de 1000 bar.

Esta tecnología tiene tanto ventajas como desventajas las cuales se exponen en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5: Ventajas y desventajas almacenamiento de hidrógeno a presión [20].

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> · Opción más económica. · Eficiente, pocas pérdidas. · Proceso fácil, solo subir la presión. 	<ul style="list-style-type: none"> · Utiliza más espacio que las otras opciones. · Más pesado debido a los estanques.

2.5.2. Almacenamiento de hidrógeno líquido

El almacenamiento de hidrógeno líquido consiste en bajar la temperatura del hidrógeno hasta un estado criogénico para generar la condensación del gas (-253°C). Este tipo de almacenamiento mejora notablemente la densidad energética volumétrica de 0.0107 MJ/Kg a 10.1 MJ/Kg [13], casi el doble de la densidad energética del gas a presión. El ciclo termodinámico de licuación de hidrógeno más simple es el de *Linde-Hampson*, sin embargo el más eficiente es el ciclo de *Claude*. Como inversión inicial es más rentable el primero mencionado, pero en temas de eficiencia a largo plazo es más rentable el de *Claude*, en caso de usar este tipo de almacenamiento se deberá hacer un análisis para definir el óptimo de la planta.

Las ventajas y desventajas de esta tecnología están en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6: Ventajas y desventajas de almacenamiento de hidrógeno líquido [20].

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> · Volumen reducido. · No se necesitan altas presiones. · Transporte más eficiente. 	<ul style="list-style-type: none"> · Proceso más complejo. · Mayor costo inicial. · Altas pérdidas de eficiencia energética por evaporación del hidrógeno.

2.5.3. Almacenamiento de hidrógeno compuesto.

El hidrógeno al ser un elemento reactivo es fácil generar compuestos con otras partículas, el beneficio de esto es que la densidad del gas aumenta y los procesos de almacenamiento por licuefacción o compresión son más eficientes en energía y equipos. Uno de los compuestos más utilizados es el amoníaco (NH_3), debido a que el nitrógeno es el gas más abundante de la atmósfera.

Los compuestos de hidrógeno no presentan el problema de permeabilidad que tiene el hidrógeno, ya que al estar enlazado a otros átomos, no es posible filtrarse entre los enlaces metálicos. Esto facilita el almacenamiento del material, haciéndolo un proceso más seguro.

Tabla 2.7: Ventajas y desventajas almacenamiento por compuestos químicos [21].

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none">· Volumen reducido.· Alta eficiencia.· Proceso más estable y seguro que trabajar con hidrógeno puro.	<ul style="list-style-type: none">· Pérdidas de eficiencia energética.· Proceso complejo y de lenta reacción.· Costos elevados.

2.5.4. Almacenamiento de hidrógeno sólido

Esta tecnología se encuentra actualmente en etapa de laboratorio, aún no existen de este tipo de almacenamiento en el mercado para uso industrial. Básicamente consiste en usar materiales sólidos, generalmente metales como el magnesio (Mg), sodio (Na), boro (B) o berilio (Be), como "esponja" para el hidrógeno, absorbiendo el hidrógeno y formando hidruro metálico [22].

Si bien aún se encuentra en etapa de desarrollo, tiene bastantes beneficios que lo posicionan por sobre los otros sistemas. Principalmente es por la facilidad de almacenamiento y la escasa energía que se usa en el proceso, y que no se necesita enfriar o aumentar la presión del gas para almacenarlo.

2.6. Energía solar

2.6.1. Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos son dispositivos que convierten la luz solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico. Están compuestos por células solares, que son dispositivos semiconductoras que absorben la luz solar y generan corriente eléctrica. Es una de las opciones más comunes de generar energía renovable.

El sector geográfico donde se montan los paneles solares es determinante a la producción que puede llegar a generar la planta. El potencial de generación de una superficie se determina con los kilovatios hora por metro cuadrado (kWh/m^2) de radiación que inciden en la

superficie. Además de esto se deben posicionar los paneles fotovoltaicos de tal manera de maximizar la generación en relación al ángulo del sol con la superficie. Existe un sitio web creado por el Ministerio de Energía, donde se puede determinar toda esa información dentro de Chile llamado "*Explorador Solar*" [23].

2.6.2. Energía solar en Calama

Gracias a la información obtenida por el Ministerio de Energía y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, es posible determinar la radiación y la orientación óptima de los paneles fotovoltaicos para la planta solar que alimentará al sistema de almacenamiento energético. El lugar de interés es Calama, esta ciudad pertenece a la región de Antofagasta y es parte del Desierto de Atacama, uno de los beneficios de este lugar es la fuerte radiación que recibe, alcanzando la mayor radiación solar del planeta [24].

La radiación solar se ve afectada por entidades exterminar presentes en el entorno, es por esto que se separa principalmente en tres tipos de radiación solar:

- Radiación directa: Intercepta al panel solar directamente desde el sol.
- Radiación difusa: Generada al interceptar con cuerpos atmosféricos (cómo nubes o polvo).
- Radiación reflejada: Se genera cuando cuerpos en la superficie reflejan radiación de forma principalmente horizontal.

Otro factor que condiciona la radiación solar por metro cuadrado es la estación del año. En Calama la radiación de todo tipo disminuye en los meses de mayo, junio y julio, alcanzando su mínimo en junio. Entre septiembre y noviembre se encuentran los máximos, el cual se alcanza en octubre (ver Figura 2.12).

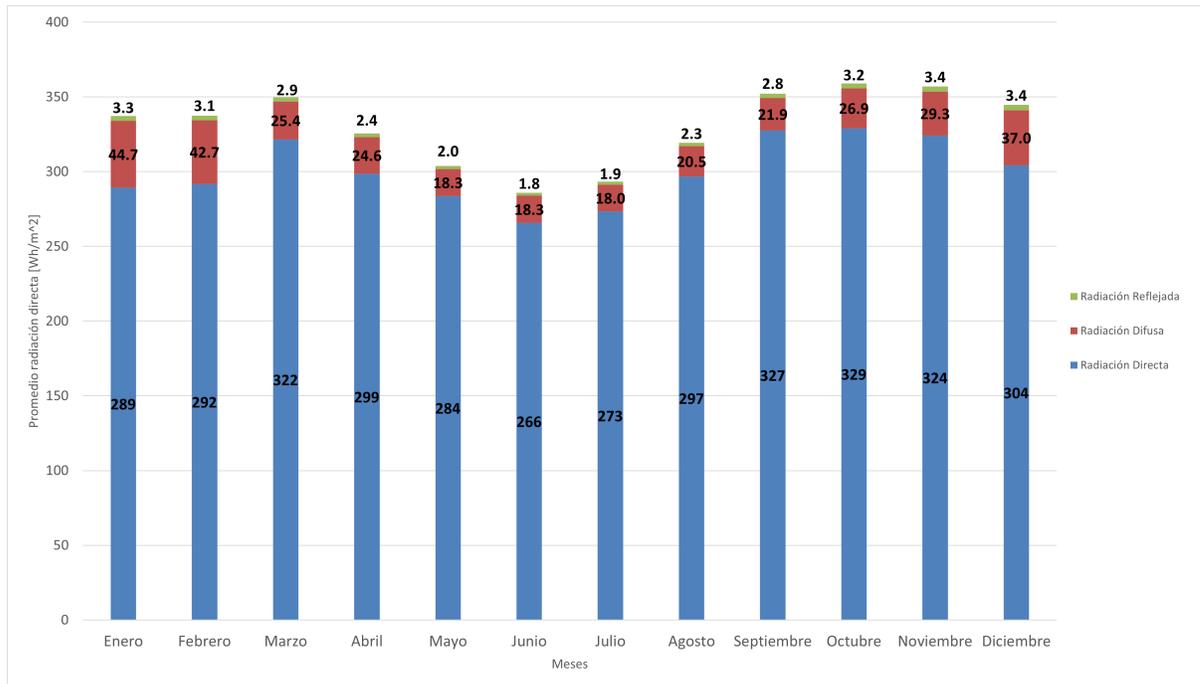


Figura 2.12: Promedio de radiación por mes en Calama [23].

El otro factor que afecta en la generación de energía renovable a partir del sol es el ángulo en que se configuran los módulos. Existen dos ángulos que se deben tener en consideración al momento de montarlos: ángulo de altura y ángulo acimut. El primero es el ángulo de inclinación que se genera entre el panel solar y el suelo, el segundo es el ángulo de orientación del módulo hacia el sur en relación al norte, es decir, si este tiene una proyección directa al norte, su ángulo es 0° , si este apunta al sur, su ángulo es de 180° . En la Figura 2.13 se puede apreciar una representación de ambos ángulos, donde α es el ángulo acimut y β es el ángulo de altura.

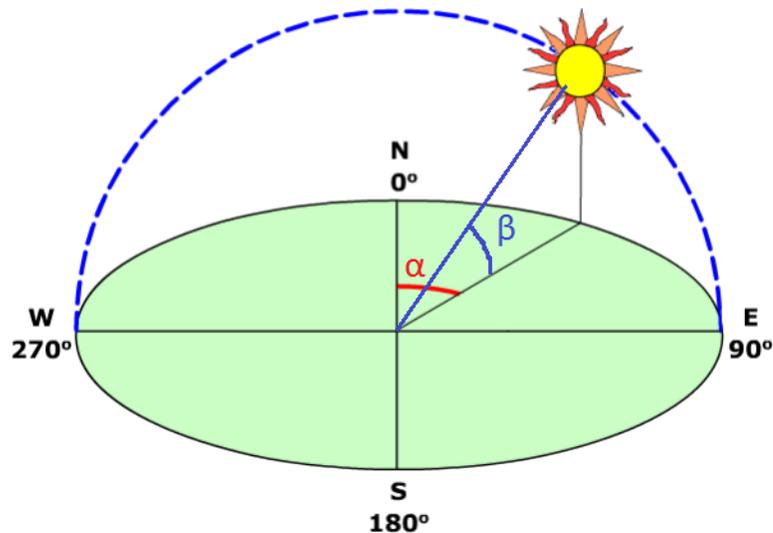


Figura 2.13: Ángulo de altura y acimut [25]

2.6.3. Mercado eléctrico en Chile

El mercado eléctrico chileno esta compuesto por tres sectores [26]:

- **Generación:** Sector encargado de producir la energía eléctrica a través de distintas tecnologías.
- **Transmisión:** Es el encargado de transmitir la energía eléctrica en niveles grandes de voltaje a todos los sectores de la red.
- **Distribución:** Se encarga de transmitir en voltajes más reducidos desde un punto del sistema eléctrico hasta el consumidor.

Estos sectores son desarrollados por empresas privadas, donde las de transmisión y distribución, debido al monopolio que significa el cableado para transmitir la corriente, se desenvuelven en un sector regulador. Por otro lado el sector generador funciona como mercado de libre competencia.

El mercado eléctrico Chileno tiene tres sistemas independientes que cumplen sus funciones en diferentes regiones del país [26]: Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que cubre desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Región de los Lagos, es la cobertura más amplia. Luego está el Sistema de Aysén (SEA) que cubre la región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo. Finalmente está el Sistema de Magallanes (SEM) que se encarga de entregarle cobertura eléctrica a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena. Debido a que los sistemas de almacenamiento serán dimensionados y calculados en Calama, el sistema eléctrico que se usará será el SEN.

El mercado en el cual están envuelto las generadoras eléctricas está regulado por un "Coordinador Eléctrico Nacional" (CEN) que coordina la capacidad de generación y transmisión para adecuar la oferta y demanda eléctrica. Existen tres mercados en los que las generadoras pueden vender su energía:

- Entre las generadoras y distribuidoras, este es el mercado para pequeños consumidores. Las generadoras le venden la energía y potencia a las distribuidoras y son estas las que las venden a los consumidores finales, con un precio regulado a través de regulaciones.
- Los grandes consumidores negocian libremente los precios con las generadoras. Estas pueden ser grandes empresas, empresas reguladoras o clientes regulados.
- En el CEN, donde las generadoras buscan cumplir los contratos de generación de energía y potencia con las grandes empresas o distribuidoras. Existe una compra y venta de energía y potencia entre empresas generadoras para complementar los contratos de generación. El precio de transferencia de energía es el costo marginal de generación del sistema, el precio para el usuario final es el costo de generación más la transmisión y la distribución [27].

Debido a los cambios en los tipos de generación de energía eléctrica, profesionales del área proponen varias modificaciones en el mercado eléctrico chileno [28]. Estas incluyen la creación de mercados específicos para servicios de flexibilidad que permitan la participación activa de sistemas de almacenamiento y gestión de la demanda, con una valoración adecuada de la

capacidad de almacenamiento y la respuesta a la demanda para equilibrar la intermitencia de las energías renovables. También se sugiere establecer incentivos financieros, subsidios y tarifas preferenciales para tecnologías de almacenamiento, incluyendo subsidios directos y créditos fiscales para reducir las barreras económicas. Además, se plantea la necesidad de actualizar las regulaciones y normativas para facilitar una integración más eficiente de los sistemas de almacenamiento en la red eléctrica, simplificando los procesos de conexión y estableciendo estándares claros.

Se recomienda fomentar modelos de negocios innovadores que integren almacenamiento distribuido, como esquemas de almacenamiento comunitario o acuerdos de energía compartida, para aumentar la eficiencia y reducir costos. Asimismo, se destaca la importancia de incrementar la inversión en investigación y desarrollo de nuevas tecnologías de almacenamiento y la mejora de las existentes.

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se describe la metodología utilizada para lograr los objetivos propuestos en la introducción. En la Figura 3.1 hay un diagrama donde es más fácil apreciarlo.

Consiste en cuatro etapas principales:

Etapas 1: Consiste en investigar y hacer una contextualización de lo que son los sistemas de almacenamiento de energía, para luego determinar los equipos que se necesitarán en la planta de MAP Energy. Con esto se desarrolla un diagrama *P&ID*, el cual será diseñado en el programa *AutoCAD Plant 3D* de la empresa *AutoDesk* para luego hacer un diagrama 3D de la planta en el programa *Inventor* de la misma empresa. Con esto ya diseñado, se dimensiona la planta para las potencias requeridas. Los cálculos y gráficos necesarios se desarrollarán en la aplicación *Excel* de la empresa *Microsoft*.

Etapas 2: Esta etapa consiste en realizar un levantamiento de información sobre almacenamientos energéticos ya existentes en el mercado, estos se buscarán por páginas web como *sciencedirect.com* o en la base de datos del Servicio de Evaluación Ambiental (*SEA*) donde se encuentra la aprobación de todos los proyectos de almacenamiento de energía presentes en Chile. Luego de esto se seleccionan 3 tecnologías que sean potenciales competidores con el sistema ya diseñado. Finalmente se seleccionan los componentes necesarios de cada una de las 3 tecnologías.

Etapas 3: Esta etapa consiste en dimensionar las 3 plantas seleccionadas para las potencias previamente establecidas (1MW, 100MW y 1GW) con los componentes seleccionados, esto se hará en la aplicación *Excel*. Luego de esto se determina una eficiencia energética global de cada planta en el mismo programa.

Etapas 4: Esta etapa es donde se realizan los balances económicos de cada planta. Primero se estiman los costos de inversión y operación de cada planta para cada potencia. Luego de esto se desarrolla un flujo de caja a 20 años. Finalmente se calcula en CAPEX, OPEX y LCOE de cada una de las tecnologías y se concluye cual planta es la más rentable económicamente. Todos estos cálculos se hacen en *Excel*.

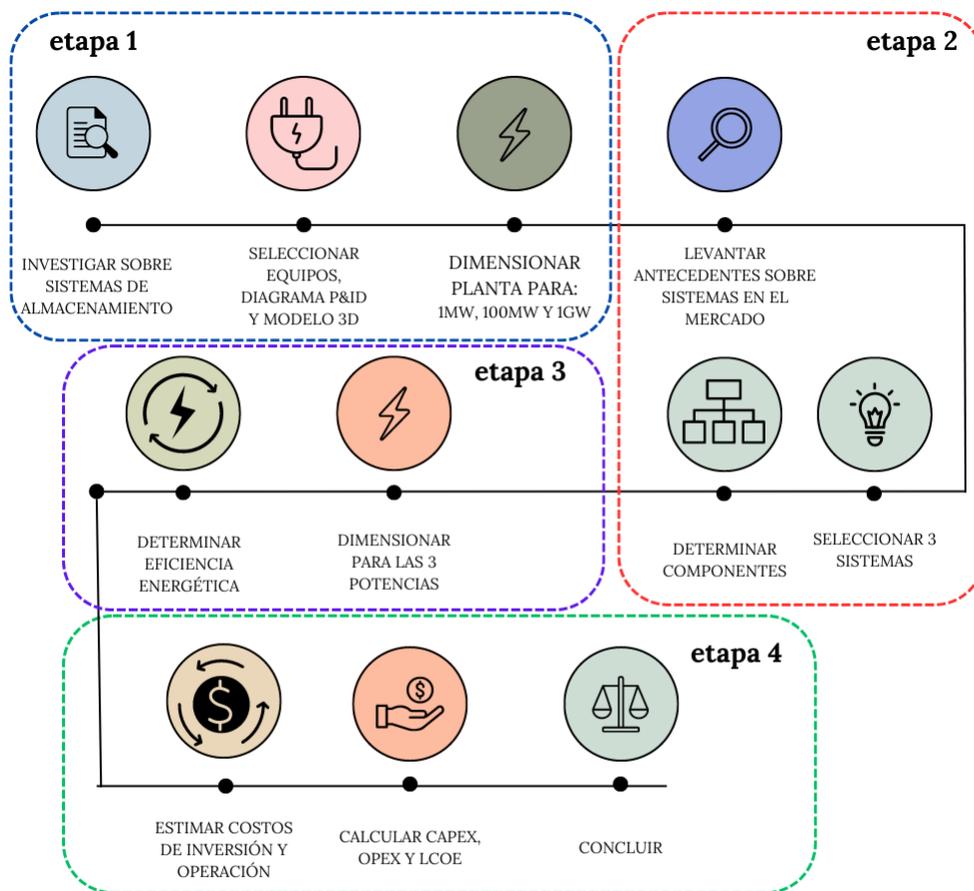


Figura 3.1: Diagrama de la metodología que se usó en el trabajo

El desarrollo de cada diagrama, cálculo y evaluación económica es hasta una ingeniería conceptual.

Capítulo 4

Descripción de la planta MAP Energy

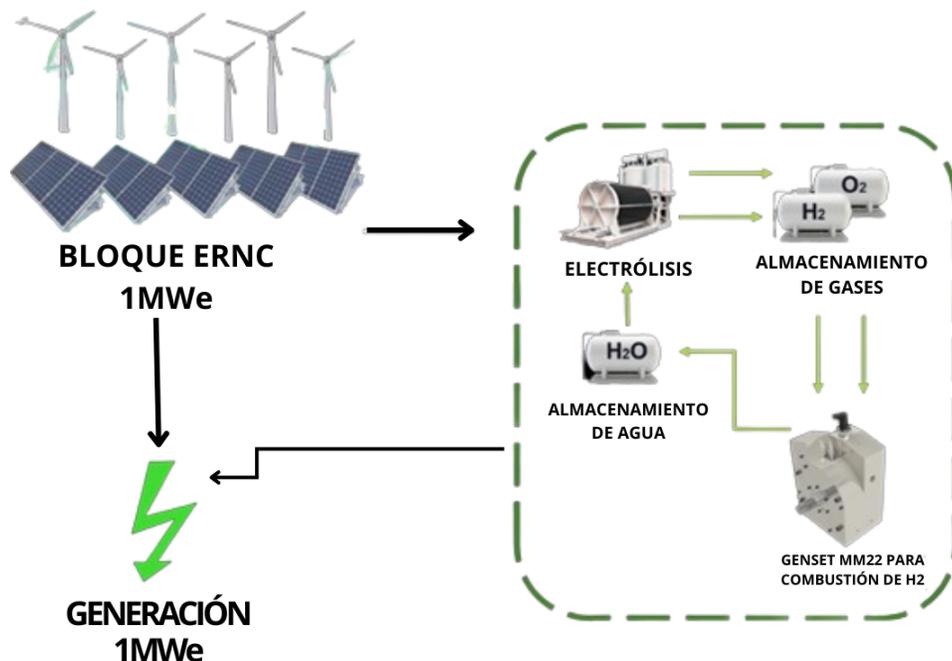


Figura 4.1: Bosquejo del funcionamiento del sistema [3]

Para hacer funcionar la planta de manera que logre producir energía las 24 horas del día todos los días del año se necesitan una serie de equipos que trabajen en conjunto, en la Figura 4.1 hay una representación de cómo funciona el sistema. Primero están los paneles solares (u otra fuente de energía renovable), estos producen la potencia eléctrica de la demanda en el día y entrega la electricidad necesaria para hacer funcionar los equipos que almacenan la energía.

Luego está el electrolizador, este recibe la energía de los paneles solares y agua (H_2O) de un estanque para separar las moléculas del agua haciendo uso de la energía, en hidrógeno y oxígeno. Luego de esto se necesitan compresores para hacer fluir los gases producidos al lugar donde van a ser almacenados, por lo tanto, se necesitan estanques separados de hidrógeno y oxígeno. Después es necesario una serie de los motores MM22 junto a generadores eléctricos, además, son necesarios ventiladores para prevenir el sobrecalentamiento de los componentes. Además de esto son necesario cañerías, que transporten los gases del electrolizador a los estanques, de los estanques a los motores y luego el vapor de agua al estanque de agua.

4.1. Especificaciones técnicas

Es importante señalar que la superficie de los equipos de la planta son un porcentaje irrelevante en comparación con el área utilizada solamente por los paneles fotovoltaicos además de que la planta es estática, lo que se refiere a que no se busca exportar nada de lo que produce. Estas consideraciones serán útiles al momento de priorizar los equipos y las presiones de almacenamiento.

El funcionamiento óptimo del motor MM22 se maximiza con una entrada del oxígeno a presión ambiente y una entrada del hidrógeno a 100 bar. Por lo tanto, las condiciones de almacenamiento de estos dos gases será distinta, para el oxígeno se necesita una presión cercana a la ambiente, no puede ser a la misma presión ambiente ya que es necesario crear un cambio de presiones para transportar el gas, en caso contrario se mantendrá estático en las tuberías, es por esto que se almacenará a 10 bar, lo cual genera un cambio de presión para transportar el gas, se minimiza el consumo energético y al utilizarlo a una baja presión se minimizan las fugas, ya que la presión que ejerce el gas a las paredes de las tuberías es menor.

El funcionamiento de la planta tiene dos comportamientos distintos, cuando recibe energía de la fuente renovable o cuando no recibe esa energía, podrían existir casos en que ambos funcionamientos estén activos, para satisfacer la demanda. Estos dos funcionamientos se denominarán funcionamiento dependiente e independiente, el primero es el que depende de la radiación solar. El segundo es independiente ya que funciona con los gases almacenados en el proceso anterior.

4.2. Funcionamiento dependiente

En este caso la planta depende de la radiación solar. Se activa cuando la radiación es suficiente para lograr un correcto funcionamiento de todos los equipos que trabajan en este rango de horas. Este funcionamiento termina cuando la radiación solar no es capaz de alimentar a todos los equipos. Existen casos donde se puede ver complementado por el funcionamiento independiente, haciendo que los dos trabajen en simultaneo.

La radiación solar impacta en los paneles solares produciendo energía eléctrica, una parte de esta pasa por un inversor para luego ser inyectada a la red (1MW, 100MW o 1GW dependiendo del tamaño de planta), la otra parte de esta energía eléctrica se encarga de alimentar los equipos que funcionan para almacenar la energía sobrante. El electrolizador es uno de estos, para transformar la energía de eléctrica a química, los compresores de oxígeno e

hidrógeno que transportan los gases a sus almacenamientos respectivos y finalmente la bomba hidráulica que transporta el agua desde el estanque hasta el electrolizador, en la Figura 4.2 hay un diagrama donde resume la distribución de energías desde la fuente.

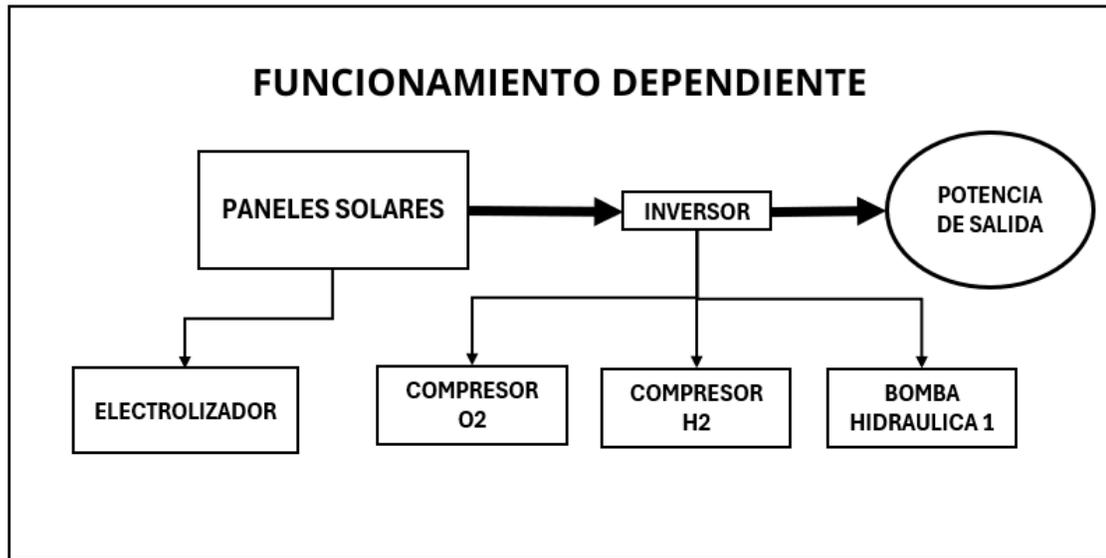


Figura 4.2: Distribución de energía desde paneles.

4.3. Funcionamiento independiente

Cuando la radiación no es suficiente para alimentar la planta y cumplir la demanda, la planta cambia su funcionamiento. Ahora la fuente de energía no es la radiación solar sino los motores generadores MM22, estos deben entregar la potencia y energía para cumplir la demanda, pero también deben alimentar equipos en paralelo, estos son: el compresor de hidrógeno que eleva la presión antes de entrar al motor, los ventiladores que enfrían los motores y una bomba hidráulica que transporte el vapor resultante del motor hacia el estanque. En la Figura 4.3 hay un diagrama de las distribuciones de energía.

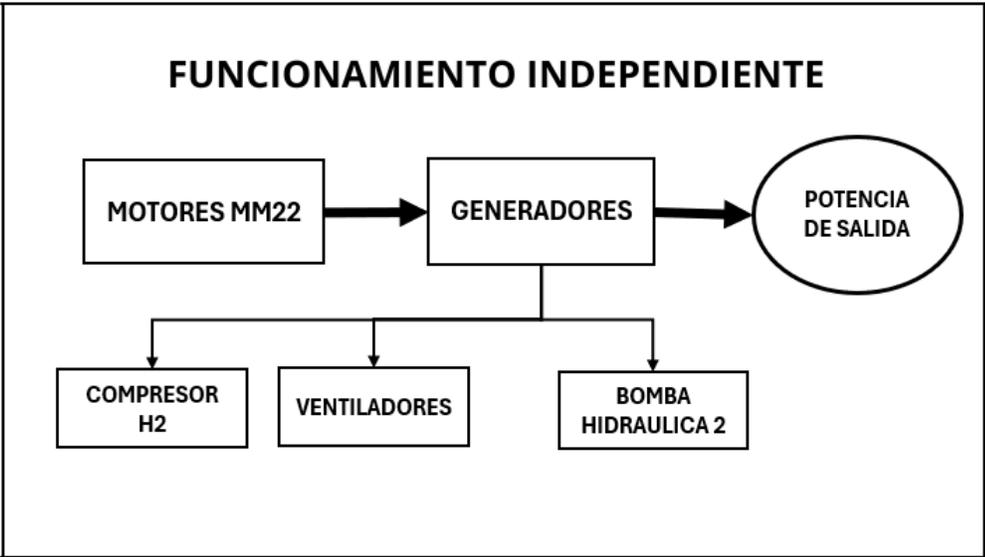


Figura 4.3: Distribución de energías desde motores MM22

Capítulo 5

Selección y dimensionamiento de equipos planta MAP Energy

En esta sección se abordará la selección y dimensionamiento de cada uno de los equipos necesarios para la planta diseñada de MAP Energy. Esto significa que se determinará la tecnología adecuada para el contexto de la planta junto al costo de unidad y de operación. También se calculará la cantidad de equipos necesarios de acuerdo a la eficiencia y capacidad de estos, teniendo en cuenta la condición más desfavorable, que es el mes de junio en Calama, y alcances para una planta modular de 1MW de potencia que debe operar 24/7.

Respecto a los equipos necesarios para la producción, almacenamiento y producción de la planta, las eficiencias en relación a las pérdidas de energía, potencia y energía que circula por los equipos están señaladas en la Tabla 5.1 y la Tabla 5.2, separadas según su tipo de funcionamiento. En la Tabla 5.3 se muestran los equipos de apoyo necesarios para mantener un correcto funcionamiento, la eficiencia que se señala en esta tabla es de la energía que entregan al fluido en relación a la que consumen. Se consideran desde el inicio de la energía hasta el momento de inyectarla a la red, es por esto que, aunque el electrolizador funciona de día su propósito es poder transformar la energía para que luego sea usada por el motor en el horario independiente, de la misma manera que los paneles fotovoltaicos. Las eficiencias son en consideración a la energía que maneja la planta, por lo tanto, equipos como los compresores, que tienen una eficiencia respecto a la energía entregada al fluido y la energía consumida, la eficiencia es respecto a la fugas que pueda tener, ya sea de hidrógeno, oxígeno o agua.

Tabla 5.1: Eficiencia, energía y potencia equipos de la planta MAP Energy funcionamiento dependiente.

Equipo	Eficiencia	Energía	Potencia
Panel Fotovoltaico	16 %	11,86 MWh	1,186 MW
Inversor	90 %	11,1 MW	1,11 MW
Total	14,4 %	10 MWh	1 MW

Tabla 5.2: Eficiencia, energía y potencia equipos primarios de la planta MAP Energy funcionamiento independiente.

Equipo	Eficiencia	Energía	Potencia
Paneles fotovoltaicos	16 %	40,53 MWh	3,00 MW
Electrolizador	75 %	40,45 MWh	2,89 MW
Motor MM22	50 %	30 MWh	2,15 WM
Generador	95 %	15 MWh	1,07 MW
Total	5,7 %	14 MWh	1 MW

Tabla 5.3: Eficiencia de consumo, potencia y energía de alimentación para equipos secundarios.

Equipo	Eficiencia	Energía	Potencia
Compresor $H_{2,40bar}$	92 %	0,2 MWh	19 kW
Compresor $H_{2,100bar}$	95 %	0,3 MWh	19 kW
Compresor O_2	85 %	0,6 MWh	55 kW
Bomba hidráulica 1	85 %	0,010 MWh	1 kW
Bomba hidráulica 2	85 %	0,014 MWh	1 kW

Dentro de los equipos secundarios están las cañerías que transportan los gases y el agua, también los compresores de gases, las bombas hidráulicas, las válvulas y sensores necesarios para lograr un correcto funcionamiento y control de la planta.

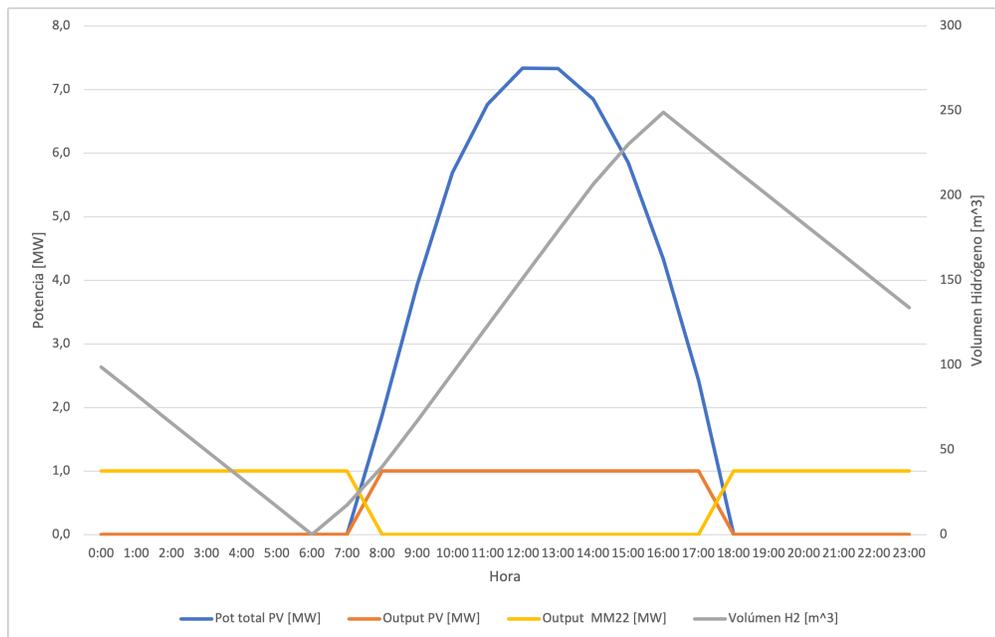


Figura 5.1: Balance planta MAP Energy promedio diario del mes de junio.

En este capítulo se abordarán los cálculos y los equipos necesarios para lograr un correcto

funcionamiento de la planta, se debe generar un balance como el presente en la Figura 5.1, el cual es un gráfico hecho con el dimensionamiento calculado en "Excel". Este gráfico muestra el output constante de 1 MWe de la planta, pero dependiendo de la hora es gracias a los motores MM22 (línea amarilla) o gracias a los paneles fotovoltaicos (línea naranja), también la potencia de los paneles solares (línea azul) y finalmente el balance volumétrico del hidrógeno (línea gris), que disminuye cuando no hay radiación solar, pero aumenta cuando si la hay, consumiendo un poco por debajo de lo que se produce por día.

5.1. Paneles fotovoltaicos

5.1.1. Tecnología

Dentro de las tecnologías de paneles fotovoltaicos todos tienen el mismo principio, la diferencia entre estos equipos radica en la cantidad de potencia y energía que puede entregar cada unidad en relación al precio. Lo ideal es minimizar el espacio ocupado y el precio total. Dentro de las empresas más utilizadas en el mercado a escala industrial se tienen las presentes en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4: Opciones de paneles fotovoltaicos en el mercado.

Empresa	Área	Producción	Eficiencia	\$/W
Akcome	3,11m ²	680-700 W	22,5 %	0,17
REC	1,97m ²	385-410 W	22,2 %	0,64
SunPower	2,13m ²	450-475 W	22,3 %	1,05
Canadian Solar	3,11m ²	675-705W	23 %	0,23

La opción más económica y que necesita menos paneles fotovoltaicos es la de la empresa Akcome, por lo tanto usaremos los datos de este panel para el dimensionamiento y costos de inversión y operación. Es importante tener en consideración que, si bien la eficiencia es de 22,5 %, esta es en condiciones "perfectas", es decir, temperatura cercana a los 20°C y con radiación directa, pero a medida que la temperatura se aleja de este valor, la eficiencia disminuye. Por lo general la eficiencia en los paneles no suelen ser superior a 16 % en condiciones normales, así que se considerará ese valor para el cálculo.

Tabla 5.5: Selección de los paneles fotovoltaicos

Empresa	Akcome
Potencia máxima	700 W
Costo unidad	116 USD
Costo de mantenimiento	7 % CAPEX

Por otro lado, es importante considerar un inversor, ya que la corriente eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos es continua, pero al inyectarla a la red esta debe ser alterna. Un inversor convierte la corriente continua a alterna, sin embargo no es necesario este equipo para el electrolizador, ya que este equipo funciona a corriente continua, por lo que se puede alimentar de manera directa. Las propiedades del inversor están en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6: Propiedades inversor [29].

Eficiencia	90 %
Precio	200 USD/kW
Costo remplazo	200 USD/kW
Vida útil	15 años

5.1.2. Dimensionamiento

La generación de energía por parte de los paneles solares debe ser igual a la generación de energía por parte de los motores, cuando los paneles no sean capaces de producir energía suficiente. Además, debe alimentar a los equipos de la planta que funcionan de día y debe asegurar un flujo constante de potencia, de acuerdo a la cantidad a la que esta diseñada la planta. Se buscará un factor de planta del 100 %, por lo que se deben considerar casos extremos para tener seguridad de que el sistema funciona todos los días del año las 24 horas del día, en este caso es el mes de junio, donde la generación promedio de este mes es la que se muestra en la Figura 5.2. Esta radiación se obtuvo de la página web del "Explorador solar".

Con la Figura 5.2 se determina que hay 10 horas de radiación solar y 14 horas sin radiación, por lo que en esas horas donde está disponible el sol se debe producir la energía para las 14 horas de oscuridad.

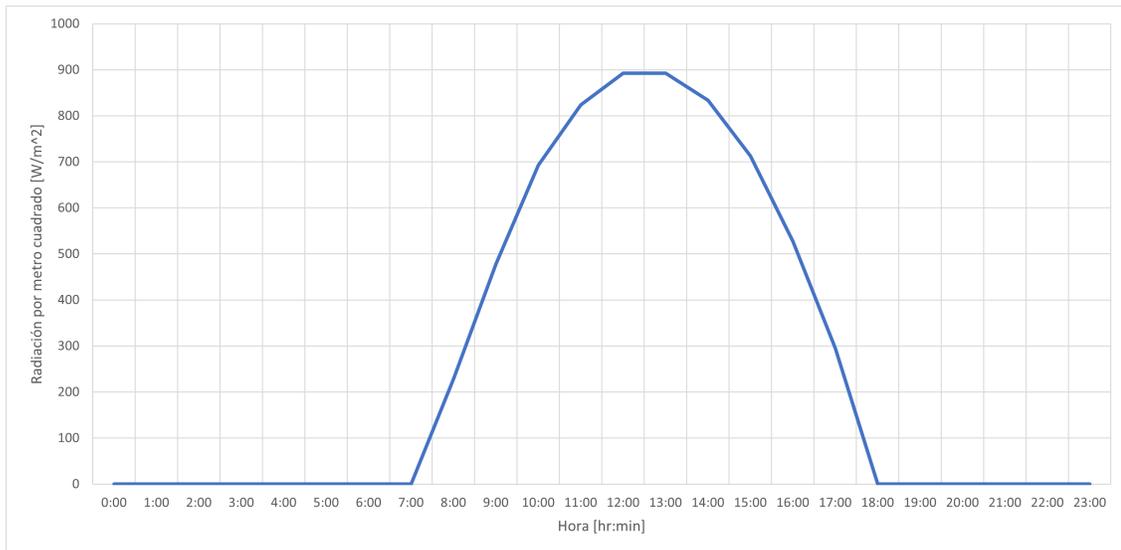


Figura 5.2: Promedio mensual de radiación directa por metro cuadrado en junio [23].

5.1.2.1. Cantidad unidades

Para determinar la cantidad de paneles solares, estos deben generar la energía suficiente para satisfacer la red, como también generar el hidrógeno necesario para las 14 horas donde no habrá radiación y alimentar algunos equipos. Los equipos utilizan por defecto corriente alterna, por lo que afecta la eficiencia del inversor, excepto para el electrolizador, que por lo general debe contar con un rectificador debido a que funciona con corriente continua, pero

no es necesario para este caso. Por lo tanto, la energía que deben producir los paneles es:

$$E_{PV} = \frac{1MW + E_{CO_2} + E_{CH_2} + E_{BH}}{\eta_{inv}} + E_{EL} \quad (5.1)$$

Donde:

- E_{PV} : Energía diaria de los paneles.
- η_{inv} : Eficiencia del inversor.
- E_{CO_2} : Energía que consume el compresor de oxígeno.
- E_{CH_2} : Energía que consume el compresor de hidrógeno de 40 bar.
- E_{BH} : Energía que consume la bomba hidráulica que le entrega el agua al electrolizador.
- E_{EL} : Energía que se le entrega al electrolizador para producir hidrógeno.

El valor de "1MW" se debe a que es la potencia que debe entregar la planta y está dividido por la eficiencia del inversor para prevenir la energía que se pierde en este equipo, de esta manera se asegura que la potencia de salida sea la necesaria. Todos los valores son conocidos excepto el de la energía de los paneles, el valor, por lo tanto, es:

$$E_{PV} = \frac{1MW + 0,6MWh + 0,2MWh + 0,01MWh}{0,90} + 40,45MWh \quad (5.2)$$

$$\Rightarrow E_{PV} = 52,4MWh$$

Esta energía se debe generar con la radiación disponible de la Figura 5.2, con esto se puede determinar la cantidad de paneles fotovoltaicos necesarios:

$$E_{PV} = \sum_i^n r_i * A_{PV} * \eta_{PV} * N \quad (5.3)$$

$$52,4MWh * \frac{1.000.000Wh}{MWh} = 6.376,3 \frac{W}{m^2} * 3,11m^2 * 16\% * N$$

$$N = 17.961$$

Donde:

- r_i : Radiación en la hora "i".
- A_{PV} : Área de un panel solar (Tabla 5.4).
- η_{PV} : Eficiencia de los paneles fotovoltaicos.
- N : Cantidad de paneles, valor a determinar.

5.1.2.2. Superficie utilizada

La superficie de paneles necesarios para generar la energía demandada no es la misma a la superficie que se utiliza al montar los paneles, ya que estos deben estar separados para asegurar que la radiación impacte en toda la superficie de cada uno. La configuración con

la cual se montan los paneles fotovoltaicos en orden vertical debe ser como se muestra en la Figura 5.3.

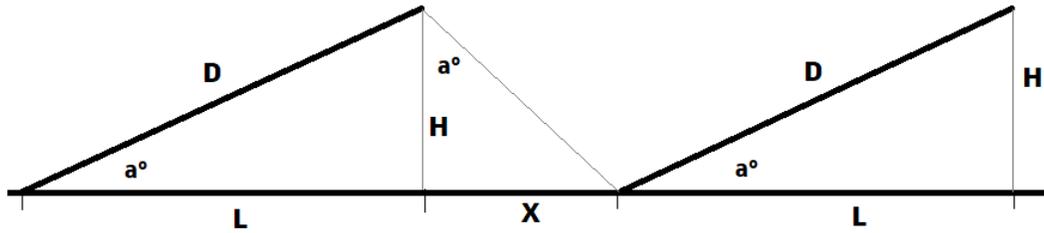


Figura 5.3: Distancia vertical entre los paneles fotovoltaicos.

Donde:

- a° : Ángulo de inclinación óptimo.
- D : Largo vertical del panel.
- L : Proyección del panel en la horizontal.
- H : Proyección del panel en la vertical.
- X : Distancia vertical entre los paneles.

Para obtener la superficie usada por los paneles es necesario conocer X . Gracias a que se tienen los otros valores se puede obtener de forma directa:

$$\begin{aligned}
 X &= \tan a^\circ * H \\
 X &= \tan a^\circ * (\sin a^\circ * D) \\
 X &= \tan 23^\circ * (\sin 23^\circ * 1,3) \\
 X &= 0,2m
 \end{aligned}
 \tag{5.4}$$

Por otro lado, la separación horizontal no está ligada a esta problemática, ya que el ángulo azimut es de 1° , el ángulo de incidencia y de sombra no se proyecta perjudicando a los demás paneles. Para facilitar la mantención de los componentes y poder desplazarse en caso de ser necesario entre los paneles, se considerará una distancia entre paneles horizontal de 1 metro.

Ahora con esto se puede calcular la superficie de los paneles (ver Figura 5.4 cómo referencia), es importante considerar que esta diferencia X o las diferencias horizontales son se consideran en los bordes respectivos, ya que no hay más paneles fotovoltaicos a continuación. El cálculo de esta superficie será lo más parecida a un cuadrado, para limitar las posibilidades. De esta manera el área es:

$$A_T = ((F + Y) * (N_h - 1) + F)_h + ((\cos a^\circ * D + X) * (N_v - 1) + \cos a^\circ * D)_v \tag{5.5}$$

Donde:

- A_T : Superficie total de los paneles.
- F : Largo horizontal del panel.
- Y : Diferencia entre paneles horizontal (1 metro).
- $()_{h,v}$: Componente horizontal (h) o vertical (v).
- $N_{h,v}$: Cantidad de paneles en la horizontal (h), cantidad de paneles vertical (v).

Todos los valores son conocidos, ya que dependen netamente de las dimensiones de los paneles fotovoltaicos y los ángulos de disposición.

$$A_T = ((2,38 + 1) * (89 - 1) + 2,38)_h * ((\cos 23^\circ * 1,3 + 0,2) * (202 - 1) + \cos 23^\circ * 1,3)_v$$

$$A_T = 84.800m^2 \approx 8,5ha \tag{5.6}$$

Por lo tanto, para una planta de 1MW la superficie utilizada en paneles solares es sobre 8 hectáreas, si se quiere escalar para las potencias siguientes se tienen las dimensiones de la Tabla 5.7.

Tabla 5.7: Hectáreas usadas por cada escala de potencia.

1 MW	100 MW	1.000 MW
8 ha	861 ha	8.604 ha

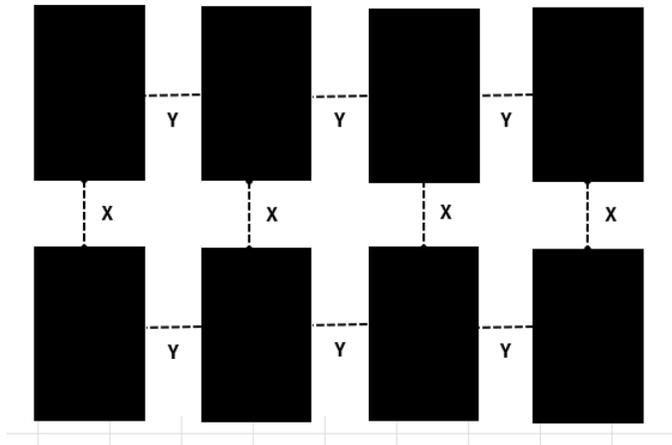


Figura 5.4: Configuración de paneles

Los valores obtenidos son acorde a la realidad, comparando con otros proyectos de plantas fotovoltaicas, por ejemplo, el proyecto de la minera *"Gold Fields Salares Norte SpA."* Que fue aprobado en noviembre del año 2023, es una planta fotovoltaica con una potencia instalada de 7,3 MW y utiliza 10,36 hectáreas [30]. También está el proyecto *"Planta Fotovoltaica North West"*, aprobado en septiembre del año 2020 y que se encuentra en actual desarrollo, esta planta genera 9 MW de potencia y la superficie que usa en paneles solares es de 14,57 ha aproximadamente, menciona un área total de 25 hectáreas, pero estas son considerando otras instalaciones, algunas de ellas no permanentes [31]. En la Tabla 5.8 hay una comparación

de las plantas de proyectos reales aprobados por el "Servicio de Evaluación Ambiental" y la planta fotovoltaica calculada, comparando la potencia que generan por hectárea utilizada.

Tabla 5.8: Comparación de potencia y área de plantas fotovoltaicas.

Planta	Potencia/área
Planta Gold Fields	0.70 MW/ha
Planta Fotovoltaica North West	0.62 MW/ha
Planta MAP Energy	0.61 MW/ha

5.2. Electrolizador

5.2.1. Tecnología

Como se analizó anteriormente, existen tres tecnologías distintas de electrolizadores, alcalino, PEM y SOEC. La tecnología SOEC es descartada de las opciones ya que es una tecnología que se encuentra en etapa de laboratorio, y los que están en el mercado no cuentan con pruebas de un correcto funcionamiento.

Las ventajas de la tecnología PEM son que es son aparatos compactos, con una alta pureza de hidrógeno, alta eficiencia y flexibilidad de uso. Por otro lado los electrolizadores alcalinos usan más espacio, pero tienen un costo menor de compra y de operación, como también tienen una mayor durabilidad. Para el caso de esta planta, la superficie utilizada por estos equipos es mínima en relación a la de los paneles, por lo que no es un factor de interés, por otro lado, una inversión económica y eficiente en el funcionamiento es lo primordial, es por esto que la tecnología que se adapta de mejor manera a estos requerimientos es la tecnología alcalina, ya que es más económico, la tecnología más usada y conocida, además de asegurar una larga duración, que minimiza los costos a largo plazo.

Con la tecnología ya seleccionada, se debe elegir una empresa productora de electrolizadores de confianza, este equipo es el que transforma la energía eléctrica en el combustible que será usado más adelante, por lo que asegurar un correcto funcionamiento es crucial. La empresa "NEL Hydrogen" es una empresa noruega que se especializa en la producción de electrolizadores alcalinos, si bien tiene también electrolizadores PEM, en el mercado destaca por producir electrolizadores alcalino de gran escala para diversas aplicaciones, posicionándose como la mejor empresa productora de estos equipos [32]. Las propiedades de las opciones que tienen a la venta son los expuestos en la Tabla 5.9.

Tabla 5.9: Opciones de electrolizadores alcalinos Nel Hydrogen

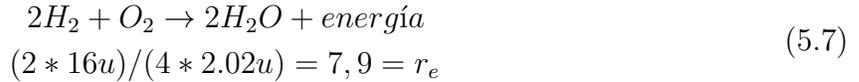
Tipo	A150	A300	A485	A1000
Tasa de producción	50-150 Nm^3/h	150-300 Nm^3/h	300-485 Nm^3/h	600-970 Nm^3/h
Capacidad de producción	15-100 %	15-100 %	15-100 %	15-100 %
Consumo de potencia superficie	3,8-4,4 kWh/Nm^3 $\sim 150m^2$	3,8-4,4 kWh/Nm^3 $\sim 200m^2$	3,8-4,4 kWh/Nm^3 $\sim 225m^2$	3,8-4,4 kWh/Nm^3 $\sim 225m^2$
Consumo de agua	$\sim 1l/Nm^3$	$\sim 1l/Nm^3$	$\sim 1l/Nm^3$	$\sim 1l/Nm^3$
T° de operación	2-40°C	2-40°C	2-40°C	2-40°C

En el catálogo existen electrolizadores de mayor tamaño, pero estos son electrolizadores A1000 montados en paralelo.

5.2.2. Dimensionamiento

Se debe determinar cuál de todos los electrolizadores se adapta mejor a la planta, o si es que se necesita más de un electrolizador. Lo determinante es la capacidad de producción de hidrógeno, que sea capaz de producir el hidrógeno necesario en las 10 horas de radiación. Por lo tanto primero se determina la cantidad de hidrógeno necesario a almacenar, usando los datos de la Tabla 2.1, la relación estequiométrica de combustión del hidrógeno con oxígeno y la ley de los gases ideales:

Relación estequiométrica (r_e):



La energía que se debe almacenar (E_{H_2}) es la suma de la energía de 14 MWh que debe entregar a la red (1 MW por las 14 horas considerando la eficiencia de los equipos, desde el almacenamiento hasta el generador) más la energía del compresor de hidrógeno, los ventiladores y la bomba hidráulica:

$$\begin{aligned} E_{H_2} &= \frac{\frac{14MWh}{\eta_{gen}} + E_{vent} + E_{comp} + E_{bh}}{\eta_{MM22} * \eta_{est}} \\ E_{H_2} &= \frac{\frac{14MWh}{0,95} + 0,07MWh + 0,27 + 0,014MWh}{0,50 * 0,99} \\ E_{H_2} &= 30,337MWh \end{aligned} \quad (5.8)$$

Ahora, la energía que se genera por la combustión del hidrógeno con el oxígeno es de 285,8 kJ por mol, lo que equivale a 79,45 Wh (E_{re}), por lo tanto la cantidad de moles de hidrógeno que se necesita almacenar es:

$$\begin{aligned} n_{H_2} &= \frac{E_{H_2}}{E_{re}} \\ n_{H_2} &= \frac{30,337 * 1.000MWh \frac{kWh}{MWh}}{79,45kWh} \\ n_{H_2} &= 381.827 \end{aligned} \quad (5.9)$$

Con el peso atómico se determina la masa de hidrógeno y usando la ley de gases ideales se determina el volumen, en relación a la temperatura y presión de almacenamiento, que para el caso del electrolizador produce metros cúbicos nominales de hidrógeno, esto quiere decir a condiciones normales (presión aproximada de 1bar y temperatura de 293,15 K):

$$\begin{aligned} m_{H_2} &= n_{H_2} * 1,008u \\ m_{H_2} &= 769,76kg \end{aligned} \quad (5.10)$$

Haciendo uso de la ley de los gases ideales:

$$\begin{aligned}
 P_{H_2} * V_{H_2} &= T_{H_2} * n_{H_2} * R \\
 1bar * V_{H_2} m^3 &= 293,15K * 381.827 mol * 0,082 \frac{atm * L}{mol * K} \\
 V_{H_2} m^3 &= 293,15 * 381.827 * 0,082 \frac{atm * L}{1} * 0,001 \frac{m^3}{L} * 1,013 \frac{bar}{atm} \\
 V_{H_2} m^3 &= 9.306,6 m^3
 \end{aligned}
 \tag{5.11}$$

Con el volumen de hidrógeno que se debe almacenar, se conoce el caudal de producción que necesita cumplir el electrolizador, ya que debe funcionar por 10 horas:

$$\begin{aligned}
 Q_{H_2} &= \frac{V_{H_2}}{hrs.} \\
 Q_{H_2} &= \frac{9.305,9 Nm^3}{10h} \\
 Q_{H_2} &= 930,6 \frac{Nm^3}{h}
 \end{aligned}
 \tag{5.12}$$

Este es el caudal si es que se mantiene constante las 10 horas, pero como la energía varía en el tiempo, la producción de hidrógeno también varía, por lo que se debe hacer un análisis total de un día promedio del peor escenario (ver Figura 5.5). Como se ve en la Tabla 5.10, el electrolizador A1000 que cuenta con un caudal superior a los 914,1 que se necesitan, no es capaz de producir todo el hidrógeno necesario, es por eso que se necesita un sobre dimensionamiento agregando un A150. Esto se hizo considerando los caudales mínimos y máximos de cada electrolizador con la potencia que reciben desde los paneles solares.

Tabla 5.10: Cantidad de hidrógeno producido según electrolizador.

Electrolizador	Producción H_2
A485	4.649 m^3
A1000	8.862 m^3
A1000 + A150	9953 m^3

Tabla 5.11: Propiedades electrolizadores [32].

Precio [33]	343,35 USD/kW
Costo mantenimiento [34]	4,4 % CAPEX
Vida útil [35]	90.000 h

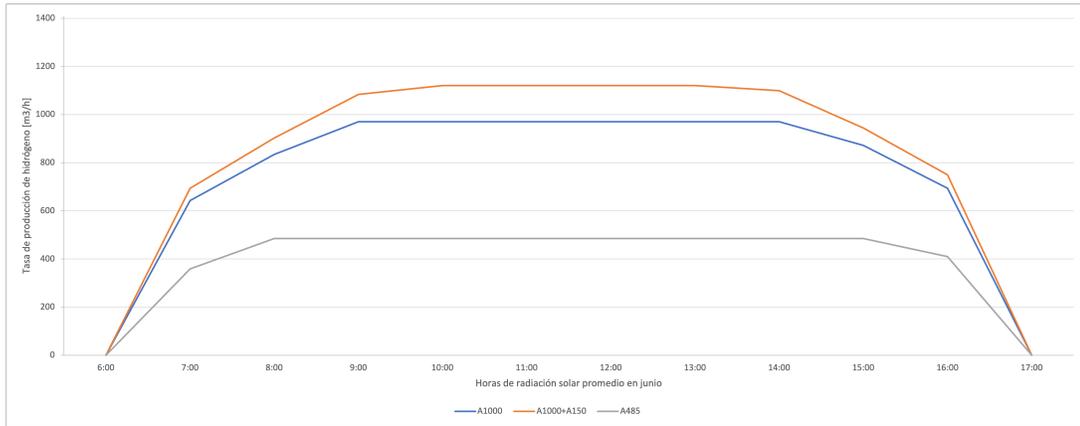


Figura 5.5: Producción diaria de electrolizadores.

5.3. Estanques

5.3.1. Estanque de oxígeno

5.3.1.1. Tecnología



Figura 5.6: Estanques a medida de Lapesa [36].

El oxígeno es un gas altamente reactivo, capaz de adherirse a las paredes de algunos metales, por lo tanto, es necesario almacenarlo en materiales inoxidables, ya que tal como dice su nombre, se evita la generación de óxido, que se traduce en desgaste de los equipos, impurezas y pérdidas de oxígeno.

La empresa *"Lapesa"* se especializa en la producción de estanques industriales para distintos gases, es una empresa española de alto prestigio en el mundo de las energías renovables. Se realizaron cotizaciones con esta empresa y estos tienen la capacidad de producir estanques a medida para el volumen necesario (ver Figura 5.6). Las propiedades de estos estanques están en la Tabla 5.12.

Tabla 5.12: Propiedades estanques de oxígeno Lapesa [36].

Precio	1,61 USD/ m^3
Eficiencia	99 %
Material	AISI316L
Presión	10 bar

Se asume una eficiencia del 99 % debido a que según datos de la empresa los estanques son completamente aislados, pero en la realidad siempre existirán fugas, por muy pequeñas que sean.

5.3.1.2. Dimensionamiento

Se debe dimensionar el volumen de oxígeno que se debe almacenar. Para eso usaremos datos calculados de la Sección 5.2.2 para determinar la cantidad de moles del oxígeno, luego se usará la ley de los gases ideales, considerando la presión y temperatura de almacenamiento (10 bar y 20°C) para despejar el volumen:

$$\begin{aligned} n_{O_2} &= n_{H_2} * \frac{1}{2} \\ n_{O_2} &= 190.914 \end{aligned} \tag{5.13}$$

Se multiplico por 0,5 debido al balance de moles en la reacción, se necesitan dos de hidrógeno y uno de oxígeno, así que debe ser la mitad de moles de oxígeno. Ahora con la ley de gases ideales:

$$\begin{aligned} P_{O_2} * V_{O_2} &= n_{O_2} * T * R \\ 10bar * V_{O_2} &= 190.913mol * 293,15K * 0,082 \frac{atm * L}{mol * K} \\ V_{O_2} &= 190.914 * 293,15 * \frac{0,082 atm * L}{10 bar} \\ V_{O_2} &= 458.924,8 \frac{atm}{bar * L} * 1,01 \frac{bar}{atm} \\ V_{O_2} &= 465m^3 \end{aligned} \tag{5.14}$$

El último paso contemplaba el cambio de unidades de litros a metros cúbicos. El volumen de oxígeno es de 465 metro cúbicos, para el almacenamiento se le dará un margen en caso de sobreproducción o necesidad de almacenar un extra, por lo que el volumen será de $500m^3$.

5.3.2. Estanque de hidrógeno

5.3.2.1. Tecnología



Figura 5.7: Estanques de hidrógeno Lapesa [36].

Nuevamente se cotizaron con la empresa Lapesa, estos tienen estaquos diseñados específicamente para hidrógeno, a diferencia de los de oxígeno, estos estanques son estándares, es decir, tienen un volumen fijo y no los fabrican a medida. Los datos están en la Tabla 5.13.

Tabla 5.13: Estanques de hidrógeno [36].

Precio	1,76 USD/ m^3
Volúmenes	10,25,50,100,145,200 m^3
Eficiencia	99%
Presión máxima	40 bar

5.3.2.2. Dimensionamiento

Se debe calcular el volumen del hidrógeno que se necesita almacenar para evaluar la cantidad y los tipos de estanques que se necesitan. Para esto basta con cambiar los datos de presión en la ecuación 5.11:

$$40\text{bar} * V_{H_2}m^3 = 293,15K * 381.827\text{mol} * 0,082 \frac{\text{atm} * L}{\text{mol} * K} \quad (5.15)$$
$$V_{H_2}m^3 = 232m^3$$

Por lo tanto, se necesita 1 estanque de 200 m^3 y otro de 50 m^3 , con un pequeño margen para almacenar sobre producción.

5.4. Motor generador

5.4.1. Tecnología

La tecnología es la del motor MM22 diseñado por la empresa MAP Energy. Los datos técnicos están en la Tabla 5.14.

Tabla 5.14: Propiedades del motor MM22

Precio	M
Precio mantención	0.023 USD/kWh
Eficiencia	50 %
Potencia	50 kW
Tiempo de vida	>20 años

En realidad la eficiencia del motor se estima del orden del 53%, pero se considera la eficiencia como motor-generator, considerando la eficiencia del generador seleccionado (ver Tabla 5.15). Para el precio, el valor M hace referencia a una particularidad del motor, debido a que es diseñado por la empresa, se trabajará el valor de este componente como un vector, con un rango de precios potenciales, de esta manera, al comparar con las otras tecnologías, se analizará el mayor precio al que se puede vender manteniendo una ventaja de valor por kW en comparación a las otras plantas. El rango de M es:

$$M = [10, 100, 200, 300, 400, 500] \text{ USD/kWh} \quad (5.16)$$

Estos motores trabajan en conjunto con generadores eléctricos, que transforman la energía de mecánica a eléctrica. La tecnología de generador que mejor se ajusta a lo que demanda la planta son los de tipo imán permanente. Estos generadores se conectan en su eje central con los motores MM22 y, mediante el giro, una serie de imanes generan cambios en los campos magnéticos de bobinas de cobre, lo que transforma esa energía rotacional en energía eléctrica. Debido a que la planta genera 1 MW de salida, se deben buscar generadores que sean capaces de abastecer esa demanda; pueden ser más de un generador que, sumados, den la potencia necesaria. La selección de estos debe hacerse luego del dimensionamiento de los motores.

5.4.2. Dimensionamiento

Se debe determinar la cantidad de motores y generadores que necesita la planta. Primero la cantidad de motores (N_{mm22}):

$$\begin{aligned} E_{gen} &= P_{mm22} * t * N_{mm22} \\ 15.02 MWh &= 50 kW * 14 * N_{mm22} \\ N_{mm22} &\approx 22 \end{aligned} \quad (5.17)$$

Se necesitan 22 motores, en el caso de los generadores, dependen del orden de los equipos MM22 en la planta. Estos pueden ordenarse en serie o paralelo, lo ideal es minimizar la cantidad de generadores, para minimizar costos y complejidad a la planta, pero también es bueno otorgar flexibilidad de producción, en caso de que deba entregar menor potencia, por lo tanto, no es recomendable agrupar todos los motores en serie ni todos en paralelo. Un balance adecuado es contar con 4 generadores capaces de producir mínimo 270 kW, de esta manera el orden será como se muestra en la Figura 5.8, donde los motores están marcados con un "MM22" y los generadores como "GEN", las líneas negras son la conexión entre motores y las naranjas la conexión de estos a los generadores, por último, las líneas amarillas son la conexión de los generadores al exterior y a los equipos.

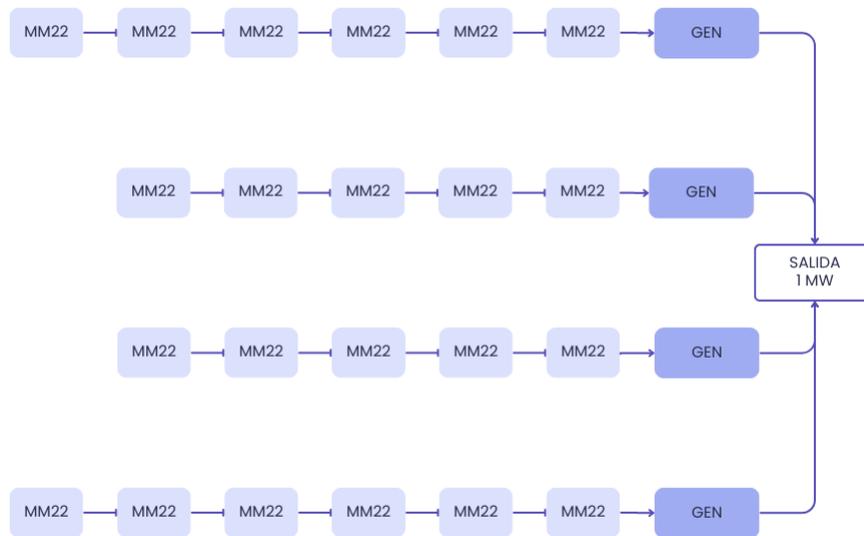


Figura 5.8: Configuración de motores y generadores

El generador eléctrico que se utilizará es el de la empresa "Weg", empresa brasileña experta en la ingeniería eléctrica que cuenta con una amplia serie de generadores y motores eléctricos. Las propiedades del generador están en la Tabla 5.15.

Tabla 5.15: Propiedades generador WEG [37].

Precio	45.870 USD
Costo mantención	5 % CAPEX
Potencia	300 kW
Eficiencia	95 %
Vida útil	100.000 h
Factor de servicio	1,15

El "factor de servicio" es de 1,15, esto significa que el motor esta preparado para producir 15 % más que la potencia nominal (300 kW).

5.5. Estanque de agua

5.5.1. Dimensionamiento

Para este caso es importante hacer un dimensionamiento previo a la selección del equipo ya que se necesita saber primero el volumen que debe tener el estanque. Con la Tabla 5.9 y debido a que la selección fue el electrolizador A1000 y A150, se tiene que el consumo de agua es 1 litro por cada metro cúbico nominal de hidrógeno producido (1 l/Nm^3). De la ecuación

5.11 se obtiene que el volumen de hidrógeno nominal producido es de $9.299,36 \text{ m}^3$, por lo tanto:

$$\begin{aligned} 1 \frac{l}{Nm^3} &= \frac{x \text{ l}}{9.299,36 \text{ m}^3} \\ \implies x &\approx 9,3 \text{ m}^3 \end{aligned} \tag{5.18}$$

En la Tabla 5.16 se encuentran los requerimientos del estanque, muestra la temperatura y presión de almacenamiento, con los caudales de agua de entrada y de salida, además del volumen recién calculado. La planta contempla que el inicio de su funcionamiento cuente con el agua necesaria en el estanque.

Tabla 5.16: Propiedades necesarias del estanque de agua.

Volumen	$9,3 \text{ m}^3$
Temperatura	$0\text{-}50^\circ\text{C}$
Presión	1 atm
Caudal de entrada	0.185 l/s
Caudal de salida	3.348 l/s

5.5.2. Tecnología

El estanque de agua no debe tener mayor complejidad en el diseño, el material puede ser de aluminio, acero inoxidable o algún polímero, siempre y cuando se mantenga fuera de los rayos ultra violeta (UV), es por esto que se montará el estanque bajo tierra. El agua destilada no reacciona con otros elementos si se mantiene cercano a la temperatura ambiente y fuera del contacto directo de los rayos UV [38]. Usualmente se recomienda el uso de contenedores de HDPE para transportar el agua destilada ya que es un plástico rígido, pero como este estanque se mantendrá estático, solo importa que sea capaz de almacenar el agua necesaria.



Figura 5.9: Estanque de 10 m^3 de Bioplastic [39].

La empresa chilena "*Bioplastic*" cuenta con el estanque que se muestra en la Figura 5.9, que cumple con los requisitos de almacenamiento. Las especificaciones técnicas están en la Tabla 5.17.

Tabla 5.17: Propiedades técnicas estanque Bioplastic [39].

Precio	953 USD
Volumen	10 m^3
Material	Polietileno LLDPE
Temperatura máxima	50°C
Densidad líquidos	$\leq 1,0\text{ kg/l}$
Altura	2,1 m
Diámetro	2,5 m

Es importante mantener el estanque lejos de impurezas, sellar las entradas y salidas para que una vez que entre o salga agua, estas se cierren de manera automática y al instante. Esto es para mantener un grado adecuado de pureza al momento de entrar al electrolizador, lo que hace una electrólisis más eficiente y permite prolongar la vida útil de las placas del electrolizador.

5.6. Compresores

5.6.1. Compresor de oxígeno

5.6.1.1. Tecnología

Para el oxígeno no es necesario un compresor especial, más allá que sea de materiales inoxidables, pero la mayoría de los compresores de aire cuentan con esto, por lo tanto, solo

se busca un compresor que sea eléctrico (para no contaminar) y de velocidad variable, esto último significa que el compresor si bien tiene una presión de operación con un caudal máximo, es capaz de adaptarse a la demanda de aire que tenga la fuente en términos más bajos, de esta manera cuando la producción de oxígeno es menor, el compresor puede adaptarse a este flujo para otorgarle la presión necesaria, así el compresor es más eficiente a fuentes variables.

Las dos tecnologías más usadas en la línea de compresores de aire son los de pistón y los de tornillo, existen también los de diafragma, pero estos son de una tecnología más compleja y mayor costo, innecesario para aire. La ventaja del primero es su eficiencia para aumentar a altas presiones el aire, sin embargo, presenta más fugas que el de tornillo. Este último se especializa en cambios de presión más bajas pero con una eficiencia mayor, disminuyendo las pérdidas de filtración de aire a casi nulas. Como el aumento de presión es de 1 bar a 10 bar solamente, se priorizará la tecnología de tornillo.

5.6.1.2. Dimensionamiento

El dimensionamiento contempla el cálculo del caudal del compresor, para encontrar un compresor que sea capaz de manejar el volumen deseado. Por lo tanto, se tiene la cantidad de oxígeno que se produce en el día (ecuación 5.15), pero se debe cambiar a nominal, también se tienen las horas de operación (10 horas):

$$1\text{bar} * V_{O_2} m^3 = 293,15K * 190.914\text{mol} * 0,082 \frac{\text{atm} * L}{\text{mol} * K} \quad (5.19)$$

$$V_{H_2} m^3 = 4.652,9 \quad m^3$$

Con el volumen nominal de oxígeno se puede calcular el caudal nominal:

$$Q_{O_2} = \frac{V_{O_2}}{t}$$

$$Q_{O_2} = \frac{4.589,25 \quad m^3}{10 \quad h} \quad (5.20)$$

$$\rightarrow Q_{O_2} = 465,29 \frac{m^3}{h} = 7,75 \frac{m^3}{min}$$

Un compresor que cumple con estas condiciones es el compresor de la marca "AirOne" de Servicomp Spa representantes exclusivos en Chile de la empresa Schulz S.A. Empresa reconocida a nivel mundial por la calidad de sus compresores. El modelo es el TSC-75PV y sus propiedades están en la Tabla 5.18.

Tabla 5.18: Propiedades compresor de oxígeno AirOne TSC-75PV [40].

Precio	22.805 USD
Costo mantenimiento	5 % CAPEX
Presión	[0-10] bar
Caudal	[2,7-9,6] m^3/min
Consumo	55kW
Tecnología	Tornillo
Frecuencia	Variable

5.6.2. Compresor de hidrógeno

5.6.2.1. Tecnología

Como se mencionó anteriormente, el hidrógeno es un gas más complejo de trabajar, debido a sus propiedades. Para este caso la tecnología diafragma es una buena opción ya que es más eficiente al momento de sellar la compresión, evitando pérdidas del gas. Sin embargo, debido a la falta de información abierta de compresores de hidrógeno y la escasa participación de proveedores de esta tecnología en el país, hace imposible tener un valor exacto del costo de estos equipos, pero se puede obtener un aproximado de estudios de mercado de otros países con rangos de presión similar a los requeridos.

En este caso se necesita elevar la presión en 100 bar, por medio de dos etapas, una de 1 a 40, donde es almacenado en los estanques, y luego de 40 a 100 al momento de ser entregado al motor-generator. La empresa *MAP Energy* consiguió una cotización en "*Sollant Compressor*", empresa de China especializada en compresores de hidrógeno, la información está en la Tabla 5.19.

Tabla 5.19: Propiedades del compresor diafragma de *Sollant Compressor*

Presión entrada	30 bar
Presión salida	100 bar
ΔP	70 bar
Caudal entrada	30 m^3/h
Precio	14.300 USD
Costo mantenimiento	5 %

Con estas propiedades se estimará un costo de los compresores.

5.6.2.2. Dimensionamiento

Primero se debe determinar el caudal de las dos etapas, en relación a eso se determinará la cantidad de compresores que se deben instalar. Con la Ecuación 5.12 se determina que el caudal de entrada para el primer compresor es de 929,94 m^3/h , luego este es almacenado a 40 bar, lo que cambia el volumen del hidrógeno, que tendrá un caudal de:

$$\begin{aligned}
Q_{H_2,40bar} &= \frac{V_{40bar}}{h_{max}} \\
Q_{H_2,40bar} &= \frac{232m^3}{10h} \\
Q_{H_2,40bar} &= 23,2 \frac{m^3}{h}
\end{aligned}
\tag{5.21}$$

Si el compresor tiene un caudal de $30m^3/h$ con una presión de entrada de 30 bar, esto quiere decir que para las presiones de 1 bar y 40 bar sería:

$$\begin{aligned}
P_1 * V_1 &= P_2 * V_2 \\
30bar * 30m^3/h &= 40bar * V_2m^3/h \\
V_2 &= \frac{30 * 30}{40} \\
Q_{40bar} &= 22,5 \frac{m^3}{h}
\end{aligned}
\tag{5.22}$$

De la misma manera se hace con la presión de 1 bar:

$$\begin{aligned}
Q_{1bar} &= \frac{30 * 30}{1bar} \\
Q_{1bar} &= 900 \frac{m^3}{h}
\end{aligned}
\tag{5.23}$$

Por lo tanto, comparando los caudales necesarios con los del equipo de *Sollant*, como se muestra en la Tabla 5.20, se necesitan 4 compresores en total, dos en la etapa de 1 bar a 40 bar y otros dos en la segunda etapa.

Tabla 5.20: Comparación de caudal en función de la presión

Presión	Caudal requerido	Caudal del equipo
1 bar	$929 m^3/h$	$900 m^3/h$
40 bar	$23 m^3/h$	$22,5 m^3/h$

5.7. Equipos secundarios

Estos son los equipos que cumplen funciones indirectas dentro de la planta, es decir, son fundamentales para el funcionamiento pero se encargan de que los equipos principales funcionen correctamente. Como son el caso de los ventiladores para el motor, bombas hidráulicas, válvulas, bridas, cañerías y sensores de medición.

5.7.1. Ventiladores del motor



Figura 5.10: Ventilador para enfriar los motores de hidrógeno [41].

Es necesario un ventilador por cada línea de motores generadores en serie, esto para disipar las concentraciones de calor alrededor de los equipos y mantener una mejor eficiencia, gracias al bajo consumo y precio de estos equipos no es necesario una selección específica, más bien uno del tamaño acorde a lo demandado. El equipo que se utilizará es el indicado en la Figura 5.10, sus propiedades están en la Tabla 5.21. Los costos de operación de este equipo son la adquisición de uno nuevo, considerando que la vida útil de estos ventiladores es de 10 años, por lo tanto, son el 5 % del CAPEX que se paga a lo largo de 20 años.

Tabla 5.21: Propiedades ventilador [41].

Precio	234,37 USD
Costo operación	5 % CAPEX
Diámetro interno	600 mm
Consumo	800 W
Velocidad	1.300 RPM
Peso	23,2 kg

5.7.2. Bombas hidráulicas

Se necesitan dos bombas hidráulicas, una que le entregue el agua necesaria al electrolizador y la otra que mueva el agua, al ser enfriada después de la combustión, de vuelta al estanque.

Primero se debe encontrar la potencia de la bomba, para esto usaremos los caudales de la Tabla 5.22. La ecuación de potencia es:

$$HP = \frac{Q * H_b}{75 * \eta_b} \quad (5.24)$$

Donde:

- HP : Caballos de fuerza de la bomba.
- Q : Caudal del agua en litros por segundo.
- H_b : Carga total de bombeo.
- η_b : Eficiencia de la bomba, típicamente 60 % [42].

Se tiene el caudal y la eficiencia, solo falta la carga total de bombeo, esta se determina por la ecuación:

$$H_b = H_{st} + H_d \quad (5.25)$$

El componente H_{st} es la carga estática, que se refiere a el desnivel entre el punto de inicio y el final. El parámetro H_d es la carga dinámica, que son las pérdidas que se generan en la tubería, estas dependen del largo, diámetro y otros valores de la tubería.

Tabla 5.22: Caudales máximos para las bombas.

Caudal entrada	0,21 L/s
Caudal salida	0,25 L/s

La carga estática, para las dos bombas, nunca será mayor a 5 metros. Se estima que el estanque estará a no más de dos metros de profundidad y la altura de este es de 2,1 metros, por lo tanto, considerar un desnivel de 5 metros es más que suficiente. Para la carga dinámica usaremos la ecuación de Hazen-Williams [43]:

$$H_d = \frac{10,67 * L * Q_m^{1,852}}{C^{1,852} * d^{4,8704}} \quad (5.26)$$

Donde:

- L : Largo de la tubería.
- Q_m : Caudal en metros cúbicos por segundo.
- C : Coeficiente de roce de la tubería.
- d : Diámetro de la tubería.

El largo de la tubería se determina usando el diseño 3D de la planta, donde se determina que tiene un largo aproximado de 300 metros. El coeficiente de roce de la tubería se determina por tabla [44], en este caso tiene un valor alrededor de 140. El diámetro de la tubería no se sabe con exactitud ya que es una ingeniería conceptual, pero más adelante se determina que puede ser cercano a 5cm. Por lo tanto la carga total de bombeo es:

$$H_b = 5m + \frac{10,67 * 300 * (0,00025)^{1,852}}{140^{1,852} * 0,05^{4,8704}} \quad (5.27)$$

$$H_b \approx 6m$$

Con esto se determina que la potencia de las bombas hidráulicas es de 25 W, una bomba de esta potencia se suele usar en hogares o jardines.

Una bomba que cumple con los requerimientos es la bomba *"Mark II 25 Watt Wort Pump"*, esta bomba es originalmente para el mosto de las plantas de cerveza, esto significa que no contamina el líquido y además es capaz de procesar caudales a alta temperatura. Las propiedades de esta bomba están en la Tabla 5.23.

Tabla 5.23: Propiedades bomba hidráulica [45].

Precio	59,99 USD
Costo operación	5 % CAPEX
Potencia	25 W
Caudal máximo	0,32 L/s
Altura máxima	3,4 metros

La altura máxima no es problema para la planta, ya que la profundidad del estanque es ajustable, con esto se debe configurar la posición del estanque a no más de 1,3 metros de profundidad, lo cual es suficiente para que el estanque evite altas temperaturas y radiación ultra violeta.

5.7.3. Cañerías

Se tienen 4 tipos de cañerías, ya que deben transportar:

- Agua líquida.
- Vapor de agua sobrecalentado.
- Hidrógeno.
- Oxígeno.

Para las cañerías, un distribuidor confiable y con precios adecuados a la competencia son los aceros "Otero Industrial". Para las cañerías de vapor de agua y agua líquida, un material ideal es el acero inoxidable AISI 316L, de esta manera se evita corrosión del material e impurezas dentro del agua que podrían llegar a parar en el electrolizador, disminuyendo su rendimiento o vida útil, existen materiales más económicos, como el caso del acero 304L, pero estos son menos tolerantes a la oxidación y/o corrosión, por lo que se priorizará una calidad óptima en relación con la vida útil de estos materiales. Del mismo modo se usará este material para el oxígeno e hidrógeno, debido a que no tienen una pureza alta, contiene pequeñas partículas de agua que se pueden depositar en la cañería generando oxidación y/o corrosión al material. Además, este acero es recomendado por la Asociación Industrial de Asia para el hidrógeno [46].

Los precios de estas cañerías dependen del diámetro, en la Tabla 5.24 se puede ver el precio por barra de 6 metros del material con distinto diámetro y grosor.

Tabla 5.24: Precio cañería de 6 metros para distintos perfiles [47].

Diámetro y grosor	1/2" SCH-10	1" SCH-40	2" SCH-10	2" SCH-40
Precio AISI 316L	54,29 USD	138,66 USD	226,86 USD	277,97 USD

De acuerdo con la disposición de los equipos en el diseño 3D (Sección 6.3) se puede aproximar el largo de cada una de las cañerías, donde el agua líquida debe moverse desde el estanque de agua hasta el electrolizador, la distancia entre estos dos equipos es de 5 metros, con una cañería de 6 metros es suficiente. Para el diámetro de la cañería, el caudal del agua es de 0,26 litros por segundo, se elegirá un diámetro tal que, evite velocidades altas del agua pero que esté dentro de un rango aceptable, como el caso de una velocidad de 1m/s, donde el diámetro debe ser:

$$\begin{aligned}
 Q_{H_2O} &= 0,00026 \frac{m^3}{s} \\
 0,00026 \frac{m^3}{s} &= v * \frac{D^2}{4} * \pi \\
 D^2 &= \frac{4 * 0,00026}{\pi * 1 \frac{m}{s}} \\
 D^2 &= 0,05m \approx 2''
 \end{aligned}
 \tag{5.28}$$

Donde:

- Q_{H_2O} : Caudal de agua.
- D : Diámetro de la cañería.
- v : Velocidad del agua.

Por otro lado, el vapor de agua recorre una mayor distancia, este inicia su recorrido en el módulo de motores y se debe devolver a la fuente de agua, además de hacer un recorrido extra para reducir la temperatura del vapor de agua (cercano a 1.000°C hasta 50°C). El cálculo de esta distancia es un caso de transferencia de calor por conducción y convección natural, suponiendo una temperatura promedio de 20°C del entorno y sin viento exterior, se usa la ecuación:

$$\begin{aligned}
 \Delta T &= 1.000^\circ C - 50^\circ C = 950^\circ C \\
 \text{Ley de enfriamiento de Newton:} \\
 \dot{Q} &= h * A_c * \Delta T \\
 \dot{Q} &= h * (L_c * D * \pi) * \Delta T
 \end{aligned}
 \tag{5.29}$$

Donde:

- A_c : Superficie exterior de la cañería.
- L_c : Largo de la cañería (incógnita).
- \dot{Q} : Cambio de energía en la tubería.
- h : Coeficiente de convección, en este caso, al ser convección natural del aire, se considera $h=15 \frac{W}{m^2 * K}$ [48].

Solo falta conocer el valor de \dot{Q} para saber el largo de la cañería, para esto se usará la ecuación del calor específico del agua, para determinar la energía que se necesita, para esto se separa en 3 ecuaciones distintas, una que calcula la energía de 1.000°C a 100°C (\dot{Q}_1), luego otra de la energía de cambio de fase (\dot{Q}_2) y finalmente una de 100°C a 50°C (\dot{Q}_3). El caudal en

este proceso es del funcionamiento independiente, primero se debe calcular el flujo másico, usando el caudal de la Tabla 5.16:

$$\begin{aligned} m_{\dot{H}_2O} &= 2,391 \frac{m^3}{s} * 0,997 \frac{kg}{m^3} \\ m_{\dot{H}_2O} &= 2,384 \frac{kg}{s} \end{aligned} \quad (5.30)$$

$$\begin{aligned} \dot{Q}_1 &= m_{\dot{H}_2O} * C_p * \Delta T_1 \\ \dot{Q}_1 &= 250,21 \frac{g}{s} * 2,08 \frac{J}{g * K} * (1.000 - 100)K \\ \dot{Q}_1 &= 468,4 \text{ kJ} \end{aligned} \quad (5.31)$$

Donde:

- m_{H_2O} : Flujo másico del agua.
- C_p : Calor específico del vapor de agua.
- ΔT_1 : Cambio de temperatura etapa 1.

Ahora se calcula la energía del cambio de fase:

$$\begin{aligned} \dot{Q}_2 &= m_{\dot{H}_2O} * L \\ \dot{Q}_2 &= 250,21 \frac{g}{s} * 2.260 \frac{J}{g} \\ \dot{Q}_2 &= 565,475 \text{ kJ} \end{aligned} \quad (5.32)$$

Solo falta el calor de la última etapa:

$$\begin{aligned} \dot{Q}_3 &= 250,21 \frac{g}{s} * 4,18 \frac{J}{g * K} * (100 - 50)K \\ \dot{Q}_3 &= 52,294 \text{ kJ} \end{aligned} \quad (5.33)$$

Ahora se hace la igualdad y se despeja L_c :

$$\begin{aligned} \dot{Q}_1 + \dot{Q}_2 + \dot{Q}_3 &= h * A * \Delta T \\ 1.033,92 \text{ kJ} &= 15 \frac{J}{s * m^2 * K} * L_c * 0,05 * \pi * 1223,15 \\ L_c &= 358,75 \text{ m} \end{aligned} \quad (5.34)$$

Por lo tanto, la distancia de cañerías de agua es de aproximadamente 359 metros para enfriar el vapor, más un aproximado de 15 metros desde la distancia de los motores a la fuente de agua, más los 6 metros de la cañería de la fuente al electrolizador, un total de 380 metros de largo, o 63 barras de 6 metros.

Para el caso de los gases, las distancias son similares entre el hidrógeno y el oxígeno, ya que ambos inician su ciclo en el electrolizador, luego se almacenan en el módulo de almacena-

miento y terminan en la inyección del motor-generator, la única diferencia es el diámetro de la tubería, en el caso del oxígeno es mayor, debido al diseño del motor. Ambas se considerarán de 2" hasta el almacenamiento, donde la de hidrógeno será de 1/2" y la de oxígeno de 1".

Para determinar el largo de las cañerías se usó el modelo 3D diseñado, el largo total de cada uno de los gases es de 15 metros hasta el almacenamiento (3 barras de 6 metros) y luego 20 metros desde el almacenamiento hasta los motores (4 barras de 6 metros), los datos y costos están en la Tabla 5.25.

Tabla 5.25: Cantidades y costos tuberías.

Tipo tubería	Distancia	Tuberías	Precio
Agua-Vapor	379 m	63 un.	17.512 USD
Hidrógeno (2")	15 m	3 un.	834 USD
Hidrógeno (1/2")	20 m	4 un.	217 USD
Oxígeno (2")	15 m	3 un.	834 USD
Oxígeno (1")	20 m	4 un.	555 USD
Total			19.952 USD

5.7.4. Válvulas y bridas

Para las válvulas se usarán de bola con funcionamiento automático. Este tipo de válvula es útil para la función de abrir o cerrar un caudal, la cantidad de gas de fluido está limitado por el funcionamiento de los equipos anteriores. La función principal de estas válvulas es poder cerrar el caudal de un gas o fluido para detener sus operaciones en caso de que sea funcionamiento dependiente o independiente, o hacer mantención a un equipo en particular, por lo tanto, con válvulas de bola será suficiente para controlar la planta, además de que son resistentes a altas presiones y tienen una alta capacidad de sellado, por lo que la fuga de hidrógeno u oxígeno es mínima. Se seleccionaron válvulas automáticas para optimizar y agilizar el cambio de los dos funcionamientos de la planta, además, de esta manera se puede automatizar el funcionamiento completo.

Para determinar la cantidad de válvulas necesarias se hizo uso del diagrama P&ID (ver Figura 6.2), la cantidad y costo de este equipo están en la Tabla 5.26. En el caso de las bridas se realizó el mismo procedimiento, se seleccionaron bridas planas de acero inoxidable para evitar pérdidas de gases y facilitar el montaje y desmontaje de equipos y tuberías. Las cantidades y costo están en la tabla 5.26.

Tabla 5.26: Cantidad y costo de las válvulas y bridas.

Tipo	Cantidad	Costo total
Válvulas	65 un.	6.500 USD [49]
Bridas	90 un.	5.040 USD [50]
Total	155 un.	11.540 USD

5.7.5. Sensores

Con respecto a los sensores, para determinar la cantidades y tipos se debe analizar el diagrama P&ID elaborado. Principalmente existen dos formas de separar los sensores, primero es por lo que son capaces de medir, es decir, un barómetro mide la presión, ó un termómetro la temperatura. La segunda forma es la manera de entregar ese dato, esto puede ser en terreno, en una tabla en un centro de control u otro lugar donde se desee. Esto último es importante cuando se tienen espacios estrechos y no es posible de observar, o cuando se necesita tener el control constante de un equipo.

Haciendo uso del diagrama P&ID (Figura 6.2) se determinaron las cantidades expuestas en la Tabla 5.27.

Tabla 5.27: Cantidad y tipo de sensores de la planta MAP Energy.

Sensores en terreno		
Tipo	Cantidad	Costo total
Temperatura	6 un.	5,5 USD [51]
Presión	4 un.	72 USD [52]
Flujo	7 un.	38 USD [53]
Nivel	4 un.	50 USD [54]
Total	21 un.	165,5 USD
Sensores en tablero		
Tipo	Cantidad	Costo
Temperatura	12 un.	132 USD [51]
Presión	7 un.	130 USD [52]
Flujo	6 un.	200 USD [53]
RPM	5 un.	300 USD [55]
Total	30 un.	762 USD
Total	51 un.	927,5 USD

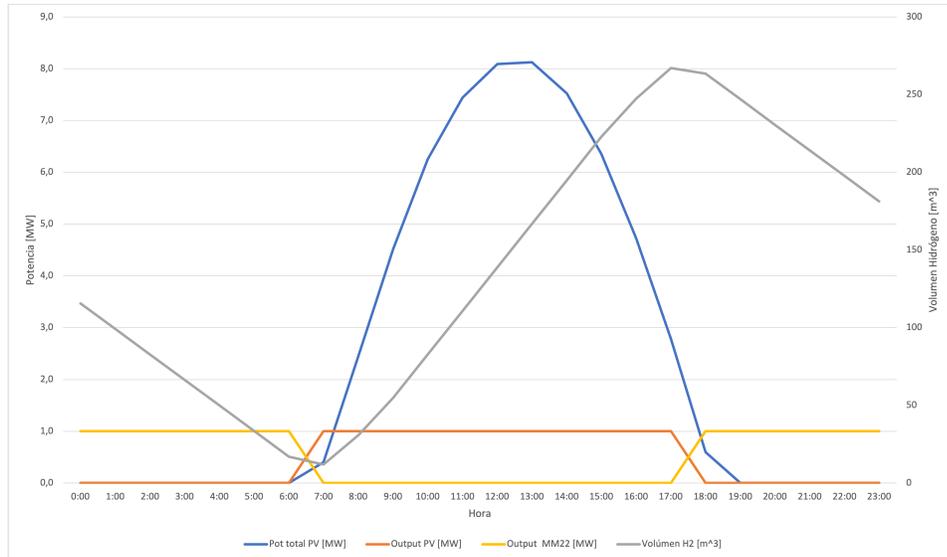
Los costos cambian debido a la exigencia a la que está sometida el sensor, como en el caso de los sensores de temperatura que están en terreno, los cuales miden bajas variaciones de temperatura (entre 0°C a 100°C), pero los en tablero están midiendo la temperatura de los motores, por sobre los 200°C. Se asumirá un total de 950 USD para dar un margen a la variación de los valores de estos dispositivos, ya que son varias unidades.

5.7.6. Mano de obra

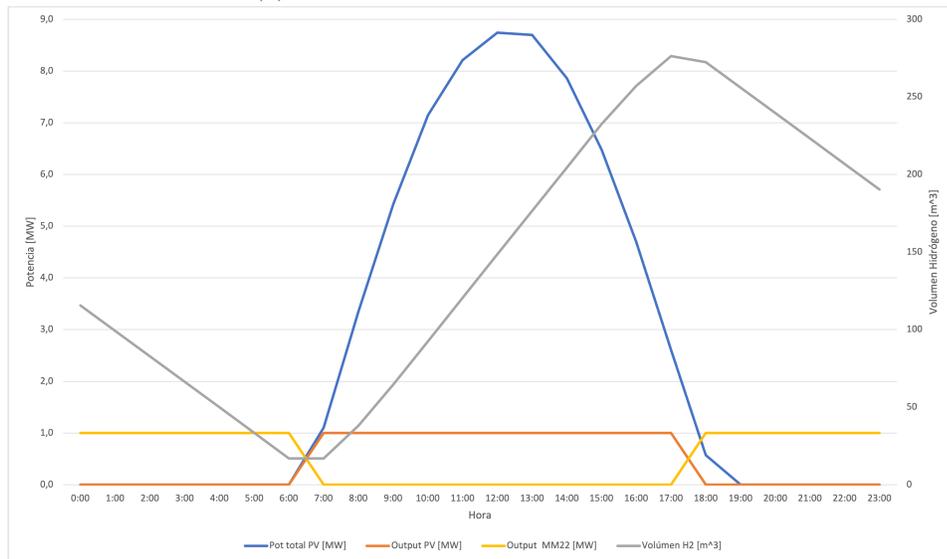
Se consideró un costo de mano de obra para montar la planta, se consideraron 12 personas para ser instalada en 1 mes de trabajo, con un sueldo de 442,2 dolares por persona aproximado. La instalación no requiere trabajos complejos, pero se debe tener precaución en la instalación de lo equipos que trabajen con hidrógeno.

5.8. Planta a lo largo del año

Como la radiación cambia respecto a los meses y estación del año, se hicieron tres simulaciones, una del mes con mayor radiación (octubre), otra del mes con menor radiación (junio, ver figura 5.1) y la última del promedio anual, para analizar como se comporta el sistema en casos extremos y promedios.



(a) Caso con radiación promedio anual.



(b) Caso con máxima radiación.

Figura 5.11: Casos de promedio anual y de máxima radiación promedio.

Lo importante de analizar estos casos es evitar pérdidas de energía en los momentos donde se dispone de una mayor cantidad de radiación. El vertimiento que puede existir en este caso es el de producir más hidrógeno del que se podría almacenar, pero como se ve en las Figuras 5.11, en ninguno de los dos casos se alcanza más de 300 m^3 , por lo tanto está dimensionado para funcionar de manera correcta todas las estaciones del año.

Algo importante a mencionar es que si bien se produce más hidrógeno del que se necesita para producir la energía solicitada, la planta puede inyectar más potencia para deshacerse de las sobras de hidrógeno y oxígeno. Por lo que no existe saturación en el almacenamiento.

5.9. Costos de inversión, reemplazos y operación

Ya se analizaron todos los equipos y gastos que se deben considerar para hacer un balance económico de la planta, estos se separan en dos tipos principalmente, los costos de inversión, que son la compra de activos o equipos, ya sean al inicio de la planta o como reemplazo después de su vida útil, dependiendo de la vida útil. El segundo es el costo de operación, este considera los gastos de operar un equipo y/o los gastos de mantenimiento respecto al tiempo. Los costos de la inversión inicial están en la Tabla 5.28. Como se mencionó en la Sección 5.4, el costo del motor queda como un vector variable (M), para analizar la flexibilidad de su costo.

Tabla 5.28: Costos de inversión de la planta de celdas combustible

Equipo	Cantidad	Precio	Unidad	Costo
Paneles fotovoltaicos	17.961	116	USD/un.	2.083.476 USD
Inversores	2 un.	200	USD/kW	477.778 USD
Estanque agua	1 un.	953	USD/un.	953 USD
Electrolizador	4,9 MW	315	USD/kW	1.552.320 USD
Estanque H2	300m ³	1,74	USD/un.	527 USD
Estanque O2	500m ³	1.61	USD/m ³	805 USD
Compresor O2	1 un.	22.805	USD/un.	22.805 USD
Compresor H2	4 un.	14.300	USD/un.	57.200 USD
MM22	1.251 kW	M	USD/kW	1.251 * M USD
Ventiladores	4 un.	234,37	USD/un.	937 USD
Generadores	4 un.	45.870	USD/un.	183.480 USD
Piping	449 m	–	–	11.540 USD
Sensores	51 un.	–	–	950 USD
Mano de obra	12 pers.	442,4	USD/pers.	5.309 USD
Terreno	86.720m ²	0,5	USD/m ²	43.360 USD
			TOTAL	(4.487.580+1.251 * M) USD

Los equipos que tienen una vida útil menor a los 20 años de proyección deben ser reemplazados, la Tabla 5.29 indica la cantidad de cambios que los potenciales equipos deben hacer y el costo asociado. Para las horas de operación se consideró 12 horas por día, tanto a los equipos de funcionamiento dependiente como independiente, ya que si bien en los casos más extremos hay 14 horas para el independiente, en promedio anual el funcionamiento es de 12 horas.

Tabla 5.29: Horas de operación y vida útil de los equipos.

Equipo	Vida útil	Horas de operación	Reemplazos	Costo USD
Paneles fotovoltaicos	30 años	20 años	0	0
Inversores	15 años	20 años	1	222.222
Electrolizador	90.000 h	87.600 h	0	0
Compresor H2	20 años	20 años	0	0
Estanque H2	≥ 30 años	20 años	0	0
MM22	≥ 20 años	20 años	0	0
			TOTAL	222.222 USD

Por último los costos de operación anual de los equipos de la planta están en la Tabla 5.30, existen equipos que no tienen costos de mantenimiento ni de operación, siempre y cuando no ocurra un evento imprevisto.

Tabla 5.30: Costos de operación de los equipos de celda combustible.

Equipo	Precio	Unidad	Cantidad	Costo
Paneles fotovoltaicos	7 %	CAPEX	1.868.992 USD	130.829 USD
Electrolizador	315	USD/kW	4.928 kW	69.854 USD
Compresor H2	5 %	CAPEX	57.200 USD	2.860 USD
Compresor O2	5 %	CAPEX	22.805	1.140 USD
MM22	0.023	USD/kWh	4.698.126 kWh	108.057 USD
Ventilador	5 %	CAPEX	937	47 USD
Generadores	5 %	CAPEX	183.480	9.174 USD
			TOTAL	321.962 USD

5.10. Puesta en marcha

La puesta en marcha es algo que se debe tener en consideración previo a la elaboración de proyecto, es donde se considera el arranque de los equipos y las paradas de planta, esto es algo que ocurrirá al momento de inaugurar la planta y luego de cada detención para el mantenimiento o cambio de equipos. Este procedimiento empieza una vez se finaliza la etapa de construcción.

Al momento de instalar los equipos, se tendrán los tres módulo de la planta conectados, pero aún no se conectarán con la fuente de poder (paneles fotovoltaicos). Como primera tarea se debe verificar que no existan fugas, daños o fallas de instalación en los equipos, una vez verificado que la planta esté en orden, se dará un día de prueba para los paneles solares, donde se verificará la potencia y energía que producen, esto aún sin conectar a la planta, solo directamente a la red. En paralelo se verifica que el estanque de agua sea llenado con agua pura destilada. Pasado un tiempo entre 14 a 18 horas, si es que el funcionamiento está en el rango esperado (comparando con lo calculado para ese periodo de tiempo), se continua conectando los paneles solares (antes de que amanezca) al electrolizador, primero se cierra el paso al módulo de almacenamiento de gases y se deja que los tanques de separación de gases

se llenen, este paso puede tardar cerca de 2 horas, se contará con una batería de 500 Ah y 12 V, que se cargará con la energía de los paneles el día anterior y de esta manera el arranque del electrolizador será alimentado de una fuente confiable y constante (alimentará la primera hora de corriente eléctrica). Pasado el tiempo se verifica que el separador de hidrógeno y oxígeno cuenten con una pureza del 95 % o mayor, de ser así, se procede a prender los compresores, para generar un cambio de presión, y abrir el paso del módulo de producción de gases a su almacenamiento.

Como primer paso, se mantiene abierta una salida en los estanques de almacenamiento y se utilizan los compresores para extraer el aire corriente de las cañerías, en este proceso se deben hacer pruebas del gas hasta que se verifique que el gas almacenado sea netamente hidrógeno y oxígeno. Luego de esto se cierran las salidas y se espera hasta llegar a la presión esperada de los estanques. Una vez se logra esto, se procede al módulo de generación de energía.

Se abre el paso al gas para llegar al último módulo, acá se abren las válvulas hasta la entrada de cada motor, esta se mantiene cerrada. Se verifica que la presión sea la deseada (cercano a 1 bar para el oxígeno y 100 bar para el hidrógeno), con esto logrado se realizan pruebas de cada serie de motores con el generador desconectado, para verificar el torque y las RPM. Luego de esto se hacen pruebas a los motores-generadores, se dejan funcionar toda la noche, de esta manera se descarga el gas almacenado. Al tercer día la planta se encuentra lista para un funcionamiento normal.

En caso de fallas o paradas de planta, se realiza el mismo procedimiento desde el módulo detenido en adelante. Para apreciar mejor el procedimiento, las Figuras 5.12, 5.13 y 5.14 muestran el transcurso de los tres días, cómo se van activando cada uno de los equipos hasta llegar a un funcionamiento constante.

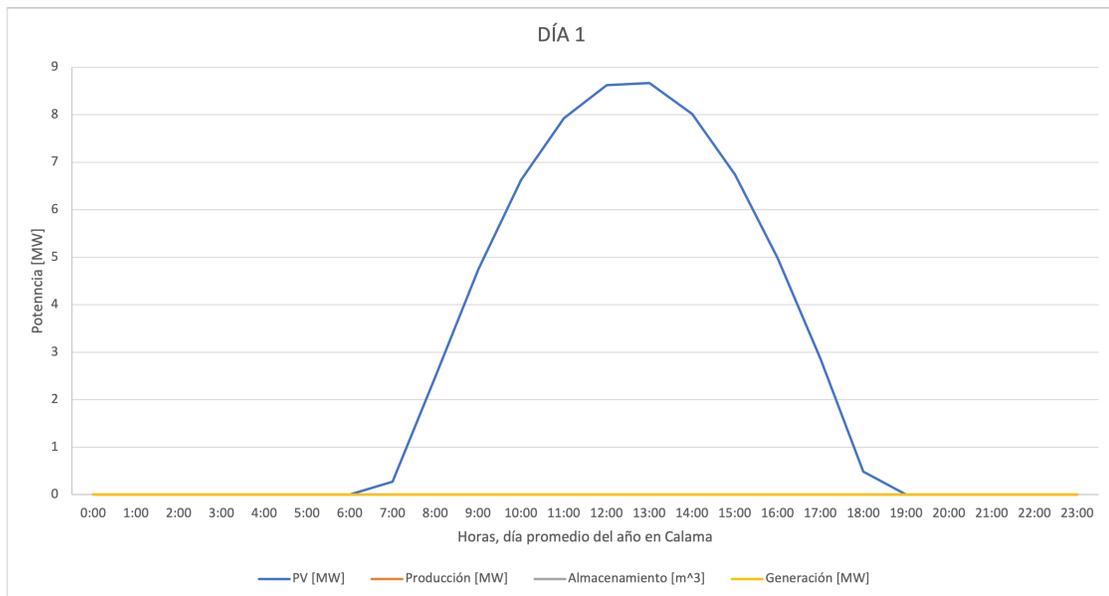


Figura 5.12: Día 1 de la puesta en marcha, solo generan potencia los paneles fotovoltaicos.

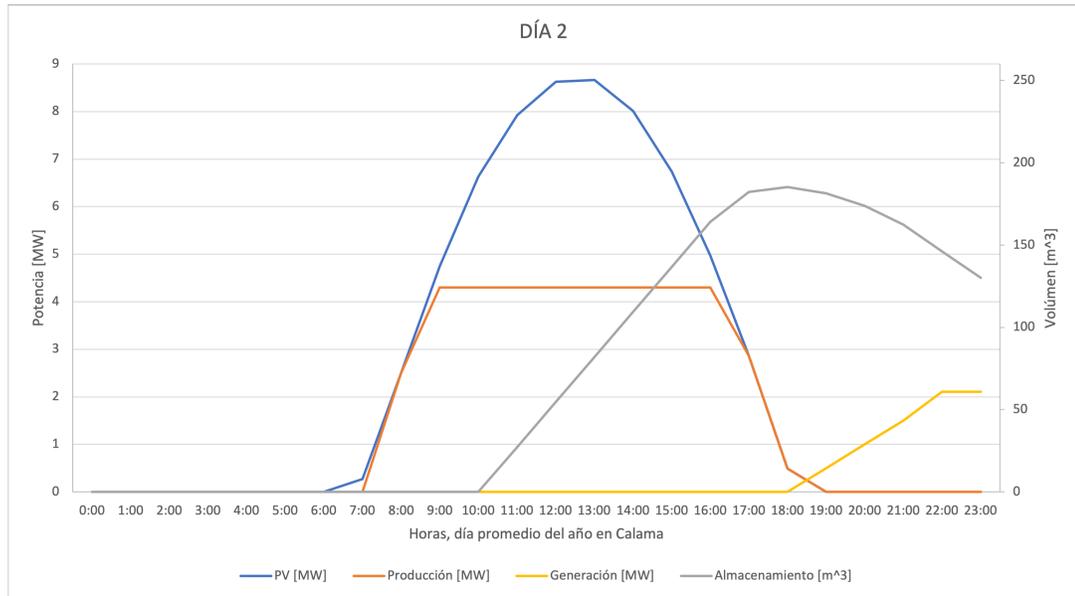


Figura 5.13: Día 2, se activa el electrolizador, luego los estanques y al final del día los motores.

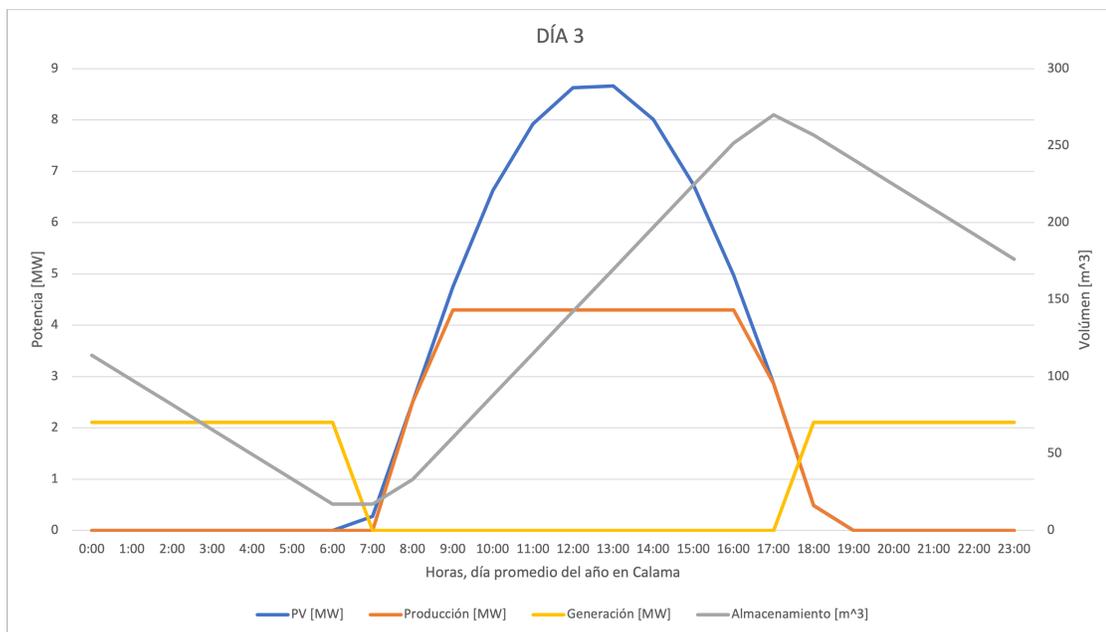


Figura 5.14: Tercer día, se acaba el combustible a las 06:00 y luego parte un funcionamiento normal de los equipos.

5.11. Escalamiento de potencia

La planta fue diseñada de manera modular, por lo tanto, para escalarla a las potencias de 100 MW y 1 GW basta con agregar 100 módulos para el primer caso y 1.000 módulos para el segundo. Los costos de inversión, espacio ocupado de la planta y el espacio ocupado por los paneles fotovoltaicos están en la tabla 5.31. Para este cálculo se consideró un costo

de motor de 200 USD/kW, un valor superior al de fabricación que genera ingresos rentables para la empresa.

Tabla 5.31: Costo y espacio ocupado por escalamiento de potencia.

Planta 1 MW		
Costo	Espacio Planta	Espacio Paneles
4.737.861 USD	1.920 m^2	84.800 m^2
Planta 100 MW		
Costo	Espacio Planta	Espacio Paneles
473.785.998 USD	192.000 m^2	8.611.706 m^2
Planta 1.000 MW		
Costo	Espacio Planta	Espacio Paneles
4.737.859.981 USD	1.920.000 m^2	86.035.469 m^2

Capítulo 6

Modelo planta MAP Energy

La empresa MAP Energy otorgó la idea de un sistema de almacenamiento en base a hidrógeno verde usando el motor MM22, ha sido por medio de este trabajo que se crearon los diagramas de flujo y P&ID, cómo también el diseño 3D de los equipos y de la planta en total.

El modelo de la planta contempla diagramas y diseños para lograr una correcta elaboración de la misma. Se parte con un diagrama de flujo, para lograr dimensionar los equipos, sus capacidades y condiciones. Luego un diagrama P&ID que otorga claridad en temas de cañerías y sensores. Finalmente se diseña un modelo 3D, el cual aterriza los datos planteados en los dos diagramas a una imagen más real (aunque digital) de la planta. A continuación se explicará cada uno de estos pasos.

6.1. Diagrama de flujo

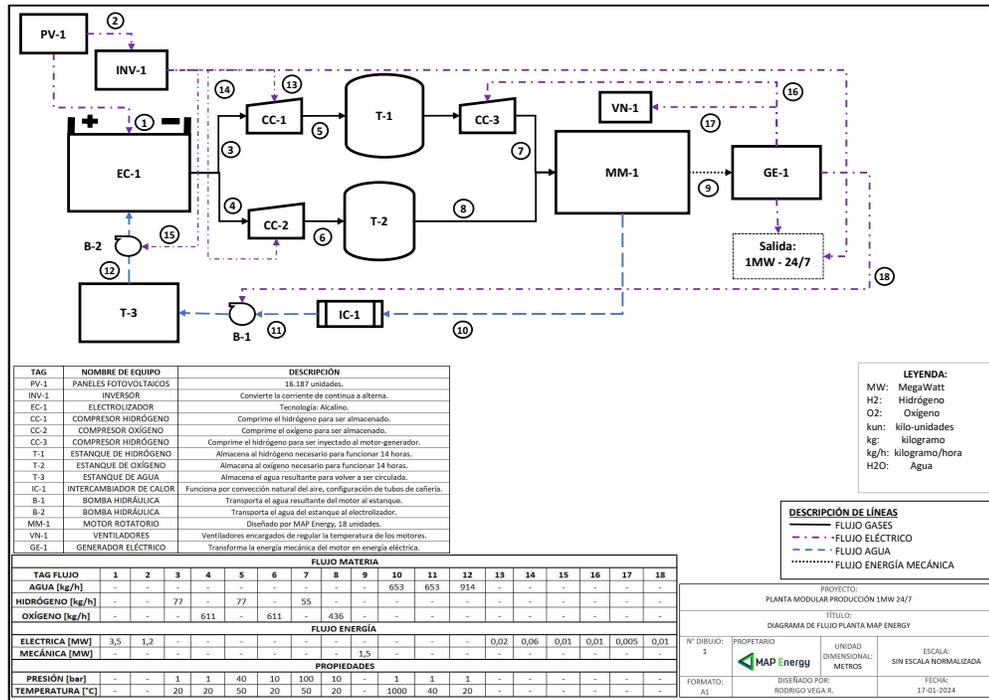


Figura 6.1: Diagrama de Flujo de 1 módulo.

El diagrama de flujo se enfoca en dar información de los flujo de material que circulan en la planta. Señala la entrada y salida en cada equipo, también otorgando información relevante del mismo, ya sea presión, temperatura o si se debe tomar una precaución en su manejo. El diagrama de flujo de la planta está en la Figura 6.1.

Lo que se debe tener en consideración son el código de cada equipo y la dirección de los flujos, que se representan con flechas de distintos colores y tipo, para diferenciar cada material. Cada flujo tiene un número, para obtener información se debe buscar el número en la tabla inferior, ahí se muestra el caudal del material que circula, junto a sus propiedades termodinámicas.

6.2. Diagrama P&ID

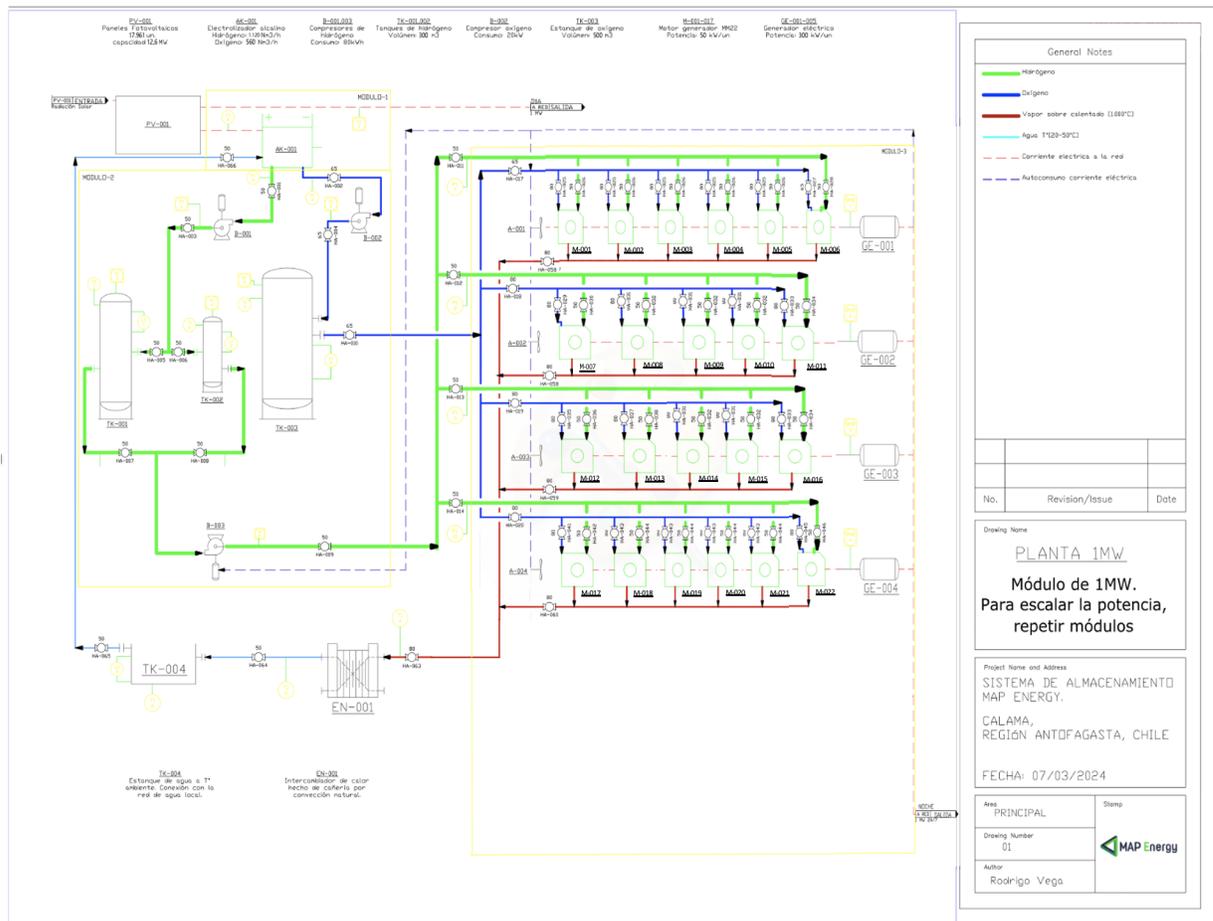


Figura 6.2: Diagrama P&ID de 1 módulo.

El diagrama P&ID obtiene este nombre por sus siglas en inglés *"Piping and Instrumentation Diagram"* (diagrama de tuberías e instrumentación, en español). Esto entrega claridad respecto a lo que busca entregar este tipo de diagramas, su objetivo es señalar las propiedades de cañería que se usarán, esto es el diámetro y su material principalmente. También describe la posición y cantidad de válvulas y bridas, cómo de sensores para controlar o saber las condiciones de la planta.

El diagrama P&ID de la planta de MAP Energy se encuentra en la Figura 6.2, el código que se usó en cada equipo no es el mismo que se utilizó en el diagrama de flujo, además que este muestra una mayor cantidad de equipos. A diferencia del diagrama anterior, este presenta más equipos de la planta, pero menos información de lo que ocurre dentro de cada dispositivo. Es por esto que la elaboración de ambos diagramas es importante y no se debe priorizar uno en vez de otro, sino que se complementan para asegurar una correcta elaboración de una planta industrial.

6.3. Modelo 3D

Tal como se mencionó anteriormente, el modelo 3D de la planta se hizo en el programa *Inventor* de *AutoDesk*, gracias a su flexibilidad para trabajar con distintos cuerpos en un mismo ensamble, que facilita la modificación de equipos y una correcta disposición de cada uno.

El modelo 3D abarca desde el electrolizador hacia adelante, no se diseñó la planta de paneles fotovoltaicos, ya que no entrega información relevante de la planta.

6.3.1. Planta general

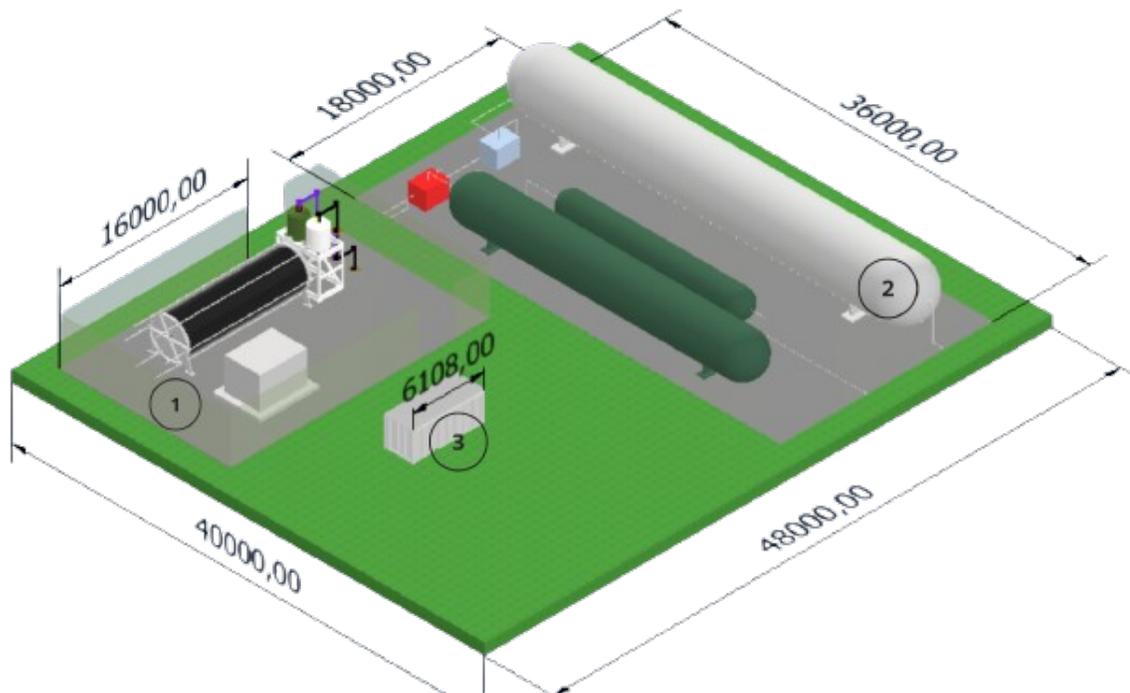


Figura 6.3: Planta general. Todas las dimensiones en metros.

En la Figura 6.3 tiene una vista general de la planta, donde se exponen las dimensiones en milímetros más relevante del sistema, para dimensionar la superficie utilizada. También, se ven los tres módulos de generación para una planta de 1MW de potencia, para hacerlo escalable se deben duplicar cada uno de los módulos. La enumeración designada es:

- 1: Módulo de generación de hidrógeno.
- 2: Módulo de almacenamiento de hidrógeno y oxígeno.
- 3: Módulo de conversión H₂-Electricidad.

La descripción de cada modulo se hace más adelante. Es importante mencionar que no se diseñó la planta fotovoltaica tridimensional porque el montaje es estándar, por lo que no es relevante para la empresa. Lo importante el sistema de almacenamiento.

6.3.2. Módulo de generación de hidrógeno

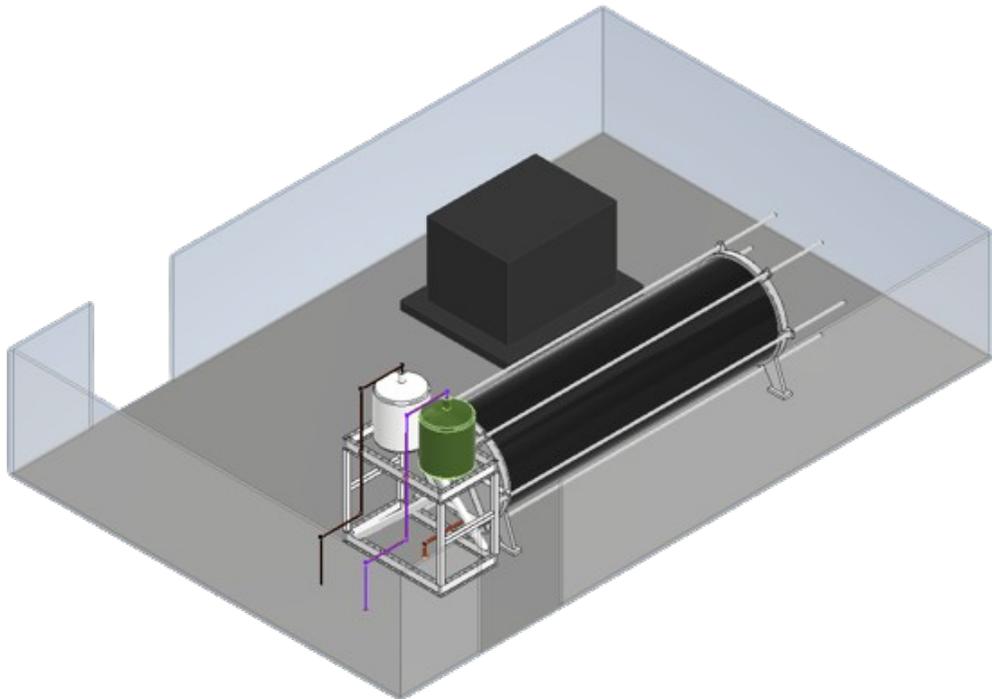


Figura 6.4: Electrolizador vista isométrica.

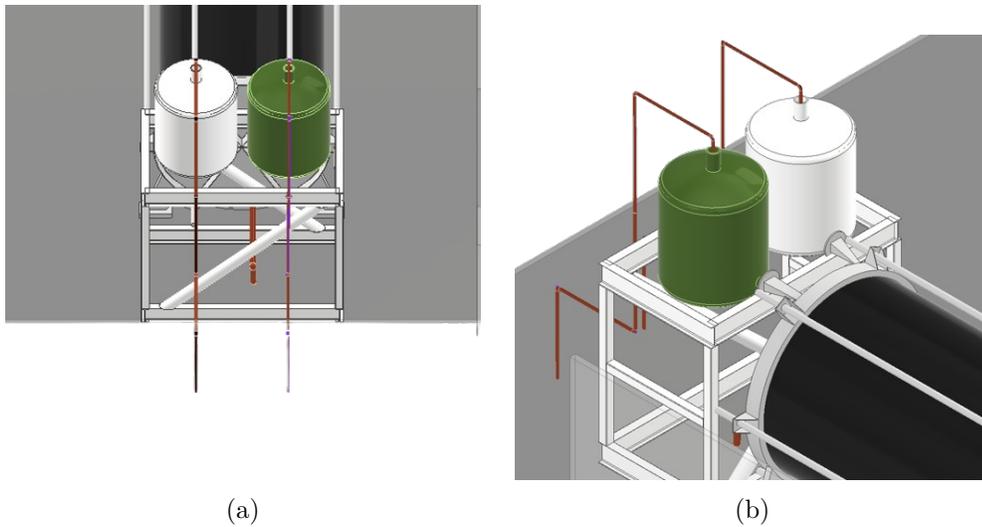


Figura 6.5: Separador de gases del electrolizador.

En este módulo se encuentra el electrolizador, con un regulador de potencia y la batería para hacer andar la planta, ambos equipos se posicionan en el cubo de color oscuro (ver Figura 6.4). El electrolizador cuenta con las membranas oscuras en forma de cilindros y un separador de gases, como se muestra en las Figuras 6.5, donde el estanque blanco es donde se almacena el oxígeno y en el verde se almacena el hidrógeno, tiene una entrada de agua por

la parte posterior la cual es entregada del estanque que se encuentra bajo tierra. Estos gases son enviados al módulo de almacenamiento.

6.3.3. Módulo de almacenamiento de gases

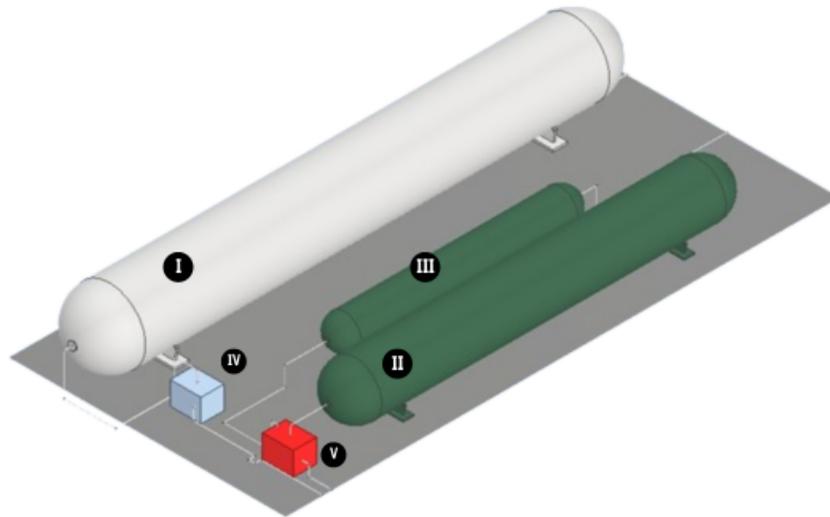


Figura 6.6: Estanques de almacenamiento

La enumeración de cada equipo se refiere a lo siguiente:

- I: Estanque de oxígeno ($500m^3$).
- II: Estanque de hidrógeno grande ($200m^3$)
- III: Estanque de hidrógeno pequeño ($100m^3$)
- IV: Compresor de oxígeno (1-10bar).
- V: Compresor de hidrógeno (1-40bar).

Las medidas de los estanques de almacenamiento son los entregados por la empresa *Lapesa*. Debido a que no se puede acceder a los diseños 3D de los compresores de los proveedores, se simplificaron sus diseños en cubos con las mismas dimensiones, este módulo se encarga de almacenar los gases y luego enviarlos al módulo de generación eléctrica.

6.3.4. Módulo de generación eléctrica

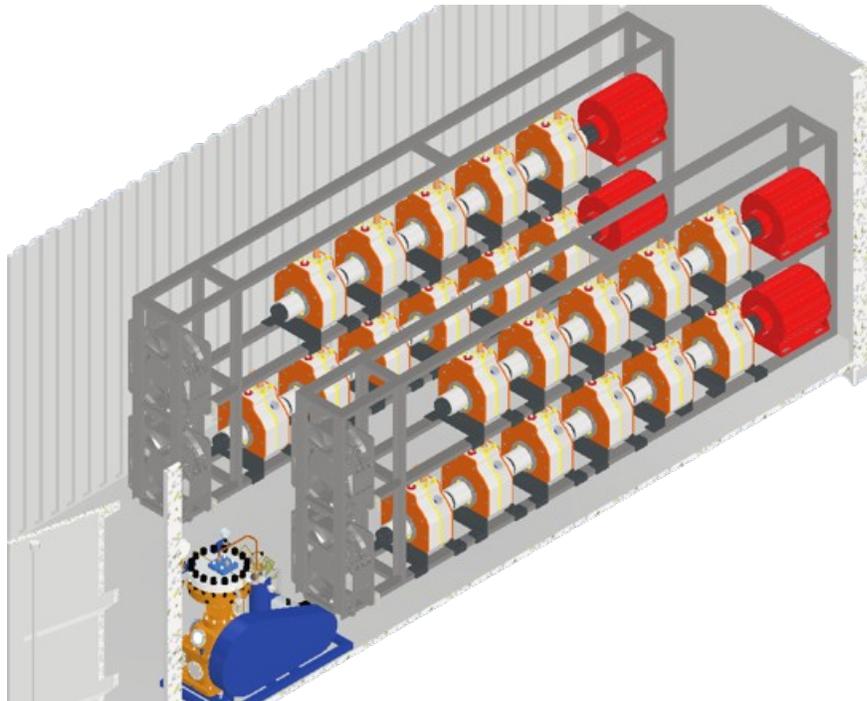
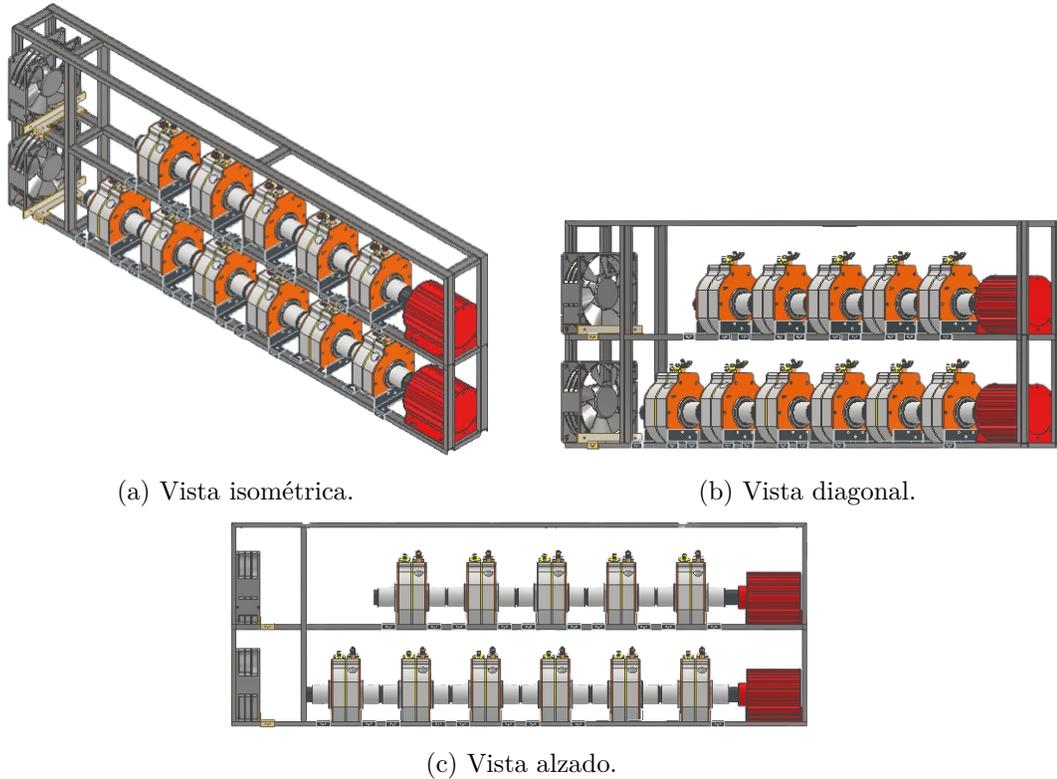


Figura 6.7: Módulo de generación de energía.

Se monta en un contenedor de 6 metros de largo, 2,44 metros de ancho y 2,59 metros de altura, para dimensionar el pequeño espacio que necesita el módulo para generar 1 MW de potencia. En la entrada está un compresor de membrana que recibe el hidrógeno y lo inyecta a 100 bar en los motores. Este diseño 3D no es de la empresa original del distribuidor de compresores pero es un diseño abierto similar. En gris están los ventiladores, que mantienen la temperatura de los motores en un rango apto para su funcionamiento. En naranja están los motores MM22, que se encuentran conectados en serie por un eje que se conecta al generador rotativo que es de color rojo. El rack que sostiene la estructura es de color gris.



(a) Vista isométrica.

(b) Vista diagonal.

(c) Vista alzado.

Figura 6.8: Rack de motor-generator.

En la Figura 6.8 se muestra el rack donde se montan los motores generadores. La serie de menos motores se monta en la parte superior del estante para minimizar las vibraciones en la estructura. Para asegurar que el sistema permanezca estático el rack fue diseñado con perfiles grandes y de acero, además, se monta cada motor con soportes inferiores, que se ven en la Figura 6.8 de color gris oscuro y para los ventiladores gris claro. El generador eléctrico será montado con pernos en su base al mismo estante.

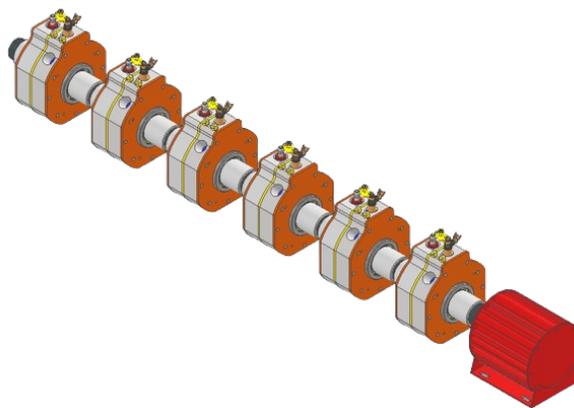


Figura 6.9: Configuración de motores en serie.

En la Figura 6.9 se muestra el motor-generator de la empresa, este puede variar de motores para generar mayor o menor potencia. El concepto en serie hace elusión a un motor de pistones donde la generación de energía en este caso es directamente rotativa.

Capítulo 7

Comparación de los sistemas de almacenamiento energéticos

Las tecnologías que se compararán con el sistema de almacenamiento propuesto por la empresa MAP Energy deben ser sistemas del mismo tipo, es decir, sistemas de larga duración (LDES), capaces de almacenar energía y descargarla por 10 horas o más. Con esta condición se descarta la opción de sistema de almacenamiento a base de baterías de litio como opción de comparación, estas baterías están diseñadas para almacenar y liberar la energía en un rango óptimo de 4 horas, prolongar el tiempo de almacenamiento genera mayor cantidad de pérdidas de energía y un deterioro considerable en las baterías, lo que a largo plazo se traduce en mayor cantidad de remplazo de equipos y un costo más elevado [8]. Por lo tanto, se descartan todas las tecnologías que sean SDES, de esta manera se comparan tecnologías que compiten en el mismo rubro y bajo las mismas circunstancias.

Las tres tecnologías que se compararán son:

1. **Sistema de almacenamiento de energía térmica:** Esta tecnología está presente en Chile, permite almacenar la energía por días, el ejemplo más relevante es la planta de cerro dominador, la más grande de sudamérica y la tercera más grande del mundo. Por lo tanto, es importante realizar una comparación para próximas inversiones en el país.
2. **Sistema de almacenamiento con celda de combustible:** Usan un sistema bastante similar al de la planta de MAP Energy, a diferencia del motor estos sistemas usan celdas de combustible, son una competencia directa.
3. **Sistema de almacenamiento de agua por bombeo:** Son los sistemas de almacenamiento de larga duración más longevos en el mundo de las energías renovables, son usadas en mineras del norte del país y usan tecnología con varios años de desarrollo y conocida en el mundo mecánico. Comparar esta tecnología podría generar un antes y un después en los sistemas de almacenamiento.

El sistema de energía de aire comprimido se descartó debido a que cuenta con un sistema similar al de bombeo de agua pero es menos conocido a nivel internacional, también, el de energía mecánica de peso sólido se descartó ya que es un SDES, lo cual no es relevante para este estudio.

7.1. Selección y dimensionamiento de equipos planta TES

7.1.1. Conceptos generales

Si bien se describieron las plantas TES anteriormente, en este capítulo se abordará más en detalle, para seleccionar los equipos necesarios, en la Figura 7.1 hay un diagrama conceptual genérico del funcionamiento de estas plantas, está separado en dos sectores. Existen distintos tipos de TES, pero se comparará con un planta termo solar de sales fundidas ya que es el sistema de almacenamiento de larga duración más predominante en todo el país.

El primero sector (1) es el de obtención de energía térmica y su almacenamiento, donde se recibe energía en forma de radiación y se concentra para almacenarla en energía térmica. El otro sector (2) es el de transformación de energía térmica a eléctrica, para lograr este proceso se utiliza un ciclo Rankine, que consiste en una caldera que intercambia calor entre las sales fundidas del sistema de almacenamiento térmico (SAT) y un almacenamiento de agua para generar vapor sobrecalentado, este gas pasa a través de una turbina transformando energía térmica en energía mecánica y luego en eléctrica, debido a que la turbina está conectada a un generador, la energía eléctrica debe ser suficiente para alimentar los equipos de planta y la demanda eléctrica. El vapor sale de la turbina con menor temperatura ya que le entregó gran parte de la energía a la turbina, luego pasa por un condensador, para transformar todo lo que queda de gas en líquido y ser reinsertado a la caldera por medio de una bomba para cerrar el ciclo y no generar pérdidas de agua.

El sector uno también es un ciclo cerrado, ya que las sales fundidas luego de pasar por la caldera salen con menor temperatura y son reinsertadas en la torre de recepción solar.

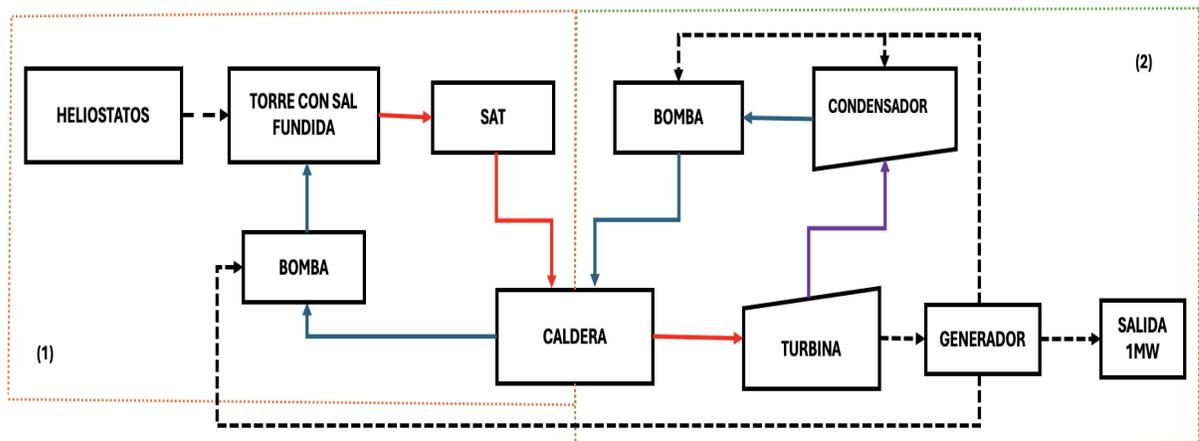


Figura 7.1: Diagrama conceptual de la planta TES

7.1.2. Equipos, eficiencia y energía

Los equipos que se necesitan en una planta TES son los que se muestran en la Figura 7.1, la eficiencia y energía que deben almacenar (o generar dependiendo de la función) estos equipos para un correcto funcionamiento a lo largo del año están en la Tabla 7.1, las cuales están consideradas para el caso más extremo de almacenamiento, el mes de junio con 14 horas

sin radiación solar.

Tabla 7.1: Total de equipos primarios.

Equipo	Eficiencia	Energía	Potencia promedio
Helióstatos	64 %	99,1 MWh	9,91 MW
Torre y receptor	99 %	96,9 MWh	9,69 MW
SAT	85 %	55,9 MWh	4,66 MW
Caldera	80 %	81,5 MWh	3,4 MW
Turbina	40 %	65,2 MWh	2,71 MW
Generador	92 %	26,1 MWh	1,09 MW
TOTAL	16 %	24 MWh	1 MW

A continuación se abordará la selección y dimensionamiento de los equipos de la planta, con el mismo orden de la enumeración de las secciones, es decir, primero los heliostatos, luego la torre, SAT, caldera, bomba, para terminar con la turbina, generador, condensador y la segunda bomba.

7.1.3. Helióstatos

7.1.3.1. Selección de equipo

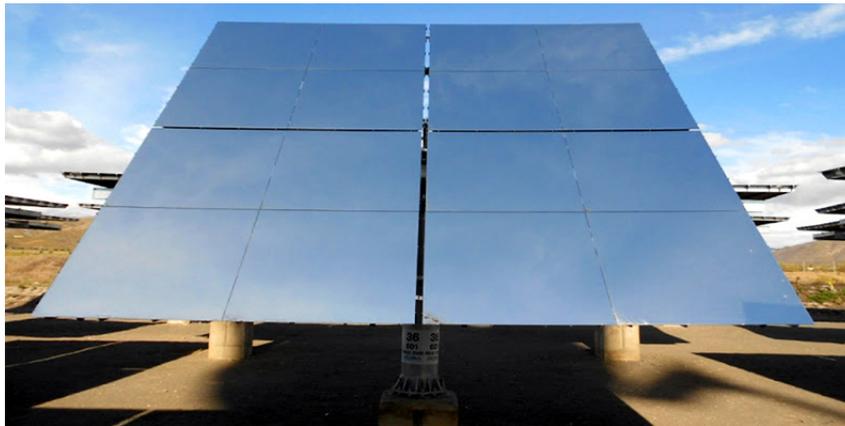


Figura 7.2: Ejemplo de heliostato [56]

Estos son los espejos que reflejan la radiación solar al receptor de la torre, existen de distinto tipo, pero para efectos de la planta y para asegurar un correcto funcionamiento basado en otras plantas ya diseñadas, se trabajará con espejos rectangulares planos, como el que se muestra en la Figura 7.2. Las dimensiones de estos espejos es variable, sin embargo debido a la gran utilización a nivel mundial de estas plantas, se encuentran datos estandarizados de estos dispositivos, en la Tabla 7.2 se encuentra el precio por metro cuadrado que tienen estos equipos, sumando los costos de instalación y soportes, lo que será útil para comparar las tecnologías.

Tabla 7.2: Propiedades de los heliostatos [57]

Precio	137 \$/m ²
Vida útil	≥ 20 años

7.1.3.2. Dimensionamiento

Para el dimensionamiento, los datos importantes son:

- Dimensiones por unidad.
- Cantidad.
- Área utilizada.

Las dimensiones óptimas para los heliostatos es de 64 m², para efectos de precio por metro cuadrado [57], para simplificar las dimensiones se considerarán cuadrados de 8 metros de altura y de ancho.

Para saber la cantidad de heliostatos se hará de la misma manera que los paneles fotovoltaicos, pero con una eficiencia y área distinta. La eficiencia de los heliostatos en relación al equipo están por sobre el 90 %, ya que consiste netamente en reflejar la radiación solar, sin embargo la eficiencia disminuye en relación a su capacidad anual de reflejar directamente a la torre, es por esto que la eficiencia de estos equipos se denomina como "eficiencia óptica" y es el producto de 4 eficiencias:

$$\eta_{opt} = \eta_{cos} \cdot \eta_{bl} \cdot \eta_{at} \cdot \eta_{int} \quad (7.1)$$

Donde:

- η_{opt} : Eficiencia óptica, es la eficiencia total del equipo.
- η_{cos} : La eficiencia coseno, es la menor eficiencia de los espejos, hace referencia al ángulo entre los rayos incidentes del sol y el ángulo del vector normal de la superficie de los paneles.
- η_{bl} : Eficiencia de bloqueo, debido a la configuración de los espejos, que es de forma radial a la torre y no rectangular como los fotovoltaicos, además del movimiento que deben generar los mismos, existe un bloqueo entre las superficies de los heliostatos a lo largo del día.
- η_{at} : Eficiencia de atenuación, a diferencia de los paneles fotovoltaicos, que dependen de los fotones y no la temperatura, para estos espejos es óptima la radiación directa desde el sol.
- η_{int} : Eficiencia de interceptación, hace referencia a la eficiencia del espejo como tal, la energía que es capaz de reflejar.

Estos valores estandarizados en Chile están en la Tabla 7.3 [58].

Tabla 7.3: Eficiencia de helióstatos [58].

Eficiencia	Valor
η_{cos}	73,5 %
η_{bl}	99,8 %
η_{at}	91,6 %
η_{int}	95,8 %
η_{opt}	64,3 %

Con la eficiencia y la energía por metro cuadrado del lugar se obtiene la cantidad de helióstatos, primero se determina la cantidad de energía que produce un helióstato, como la suma de la energía por metro cuadrado con un ángulo promedio de 23° de inclinación, multiplicado por el área y la eficiencia:

$$E_{hel} = \sum_i^n E_{m^2,i} * A_{hel} * \eta_{opt}$$

$$E_{hel} = (5,87 \frac{kWh}{m^2}) * 64m^2 * 64,34\% \quad (7.2)$$

$$E_{hel} = 241,9kWh$$

Con la energía por panel, se hace una relación entre la energía de un espejo y la energía que se necesita:

$$N_{hel} = \frac{E_{TES}}{E_{hel}}$$

$$N_{hel} = \frac{99,1MWh}{241,9kWh} * 1000 \frac{kWh}{MWh} \quad (7.3)$$

$$N_{hel} = 410$$

Por lo tanto se necesitan 410 unidades de espejo, cada uno de 64m², lo que significa que el área usada por paneles es de 26.240m².

Para determinar la superficie que usa la planta, sin considerar el ciclo rankine (el cual suele ir en el centro de la planta junto a la torre), se hará un análisis de la configuración de los espejos y la eficiencia de estos. El orden que deben tener los espejos alrededor de la torre está en la Figura 7.3. Se va a calcular el espacio que usa cada helióstato, para así ver la distancia entre cada fila de espejo, posteriormente se determina la cantidad de helióstatos que se ajustarán a la primera fila, para después determinar la distancia mínima que debe haber entre la fila y los espejos. Finalmente se calcula la cantidad de fila de espejos y se calcula el área del terreno, como un circunferencia.

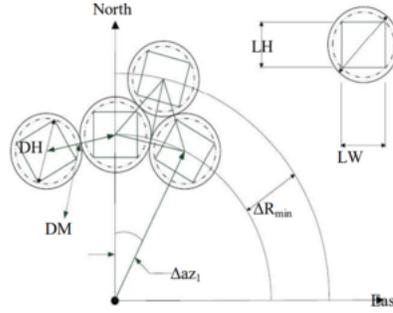


Figura 7.3: Orden de los espejos alrededor de la torre [59].

Siguiendo la nomenclatura de la Figura 7.3, L_H y L_W son conocidos, también se usará una altura de torre de 195 metros, la altura de la torre depende de la geografía y de la potencia de la planta, además, va de la mano con la eficiencia de los heliostatos, por lo tanto se usa la misma altura con la que se determinó esta eficiencia. Para tener una referencia, la altura de la torre de cerro dominador tiene una altura de 250 metros, pero esta cuenta con un parque de heliostatos más grande que planta dimensionada.

El diámetro que usa cada espejo (DM) está determinado por la ecuación:

$$\begin{aligned} DM &= \sqrt{L_W^2 + L_H^2} \\ DM &= 11m \end{aligned} \quad (7.4)$$

Por trigonometría, se puede determinar el valor de ΔR_{min} que es la distancia mínima entre fila de espejos:

$$\begin{aligned} \Delta R_{min} &= DM * \cos 30^\circ \\ \Delta R_{min} &= 9,8m \end{aligned} \quad (7.5)$$

La cantidad de heliostatos de la primera fila afectará en el ángulo en que se deben posicionar, al saber que el ángulo más eficiente en la zona es de 23° , se usará la cantidad que genera este ángulo:

$$\begin{aligned} D_{fila1} &= \frac{N_{hel1} * DM}{2 * \pi} \\ \alpha_{ef} &= \arctan \frac{H_T - H_H}{D_{fila1}} \end{aligned} \quad (7.6)$$

Donde:

- D_{fila1} : Distancia entre la torre y la primera fila de espejos.
- N_{hel1} : Cantidad de heliostatos en la primera fila.
- H_T : Altura de la torre (195 m).
- H_H : Altura de los heliostatos (3 m).
- α_{ef} : Ángulo eficiente en la zona (23°)

Son dos ecuaciones y dos variables, por lo tanto, el resultado de la cantidad de helióstatos y la distancia de la torre a la fila de espejos están en la Tabla 7.4.

Tabla 7.4: Distancia y cantidad de helióstatos, primera fila.

D_{fila1}	81 m
N_{hel1}	45 un.

Se simplificará el cálculo de filas de helióstatos considerando que cada fila tiene la misma cantidad de espejos, es decir, son filas de 45 unidades, ya que ΔR_{min} es pequeño. Por lo tanto, la cantidad de filas es:

$$\frac{N_{hel}}{N_{hel1}} = 9,11 \rightarrow 10 \text{ filas} \quad (7.7)$$

Ahora, para determinar el área que utiliza la planta (A_{TES_1}), se calculará el área como se muestra en la Figura 7.4:

$$\begin{aligned} A_{TES_1} &= \pi * (D_{fila1} + \Delta R_{min} * N^{\circ} \text{filas})^2 \\ A_{TES_1} &= \pi * (81 + 9,8 * 10)^2 \\ A_{TES_1} &= 100.669m^2 \end{aligned} \quad (7.8)$$

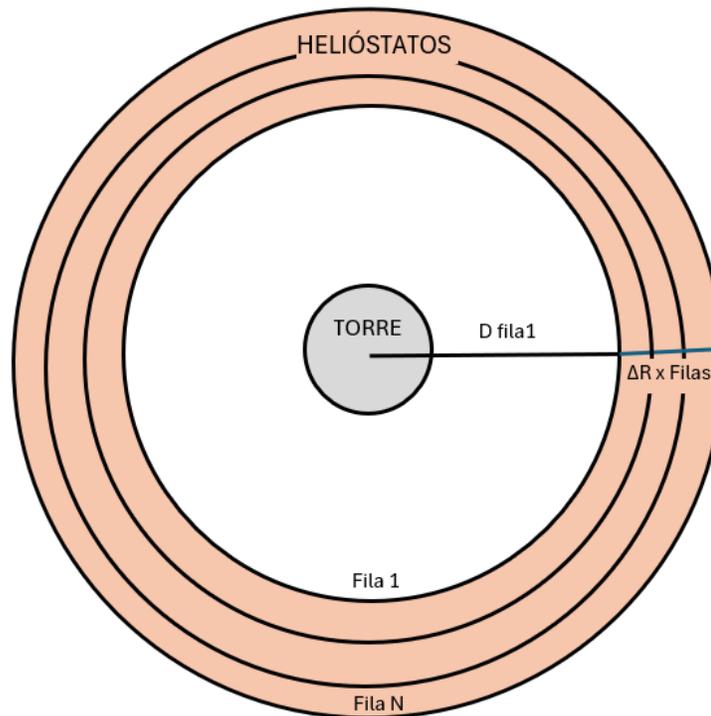


Figura 7.4: Representación del área usada por la planta solar [59].

7.1.4. Torre y receptáculo

7.1.4.1. Selección de equipo

La torre será de hormigón, de esta manera es capaz de resistir 20 años, sin la necesidad de costos de mantención, el precio del hormigón está en la Tabla 7.5. La altura fue mencionada anteriormente y el diámetro es de 5 metros, los datos geométricos también se encuentra en la Tabla 7.5.

Tabla 7.5: Propiedades torre

Altura	195 m
Diámetro	5 m
Volumen	15.315 m^3
Precio Hormigón	93 USD/ m^3

Falta considerar la sal que se calentará en el receptáculo de la torre, las más usadas son nitrato de potasio (KNO_3) y nitrato de sodio ($NaNO_3$), algunas plantas usan una mezcla entre las dos, como la de cerro dominador. Para esta planta se calculará con la sal $KNO_3 - 0,46NaNO_3$ (64% de nitrato de potasio y 46% de nitrato de sodio, muy utilizada y estudiada), ambas sales tienen un precio parecido, así que el costo se considera el que más porcentaje utiliza. Las propiedades de esta sal están en la Tabla 7.6.

Tabla 7.6: Propiedades nitrato de potasio [60] [61].

Precio	650 USD/ton
Densidad de energía	560 kJ/kg

7.1.4.2. Dimensionamiento

Para el dimensionamiento se calculará la cantidad de sal es necesaria para generar la energía de la planta.

Haciendo uso de la Tabla 7.1, se debe almacenar 55,9 MWh, ahora con los datos de la Tabla 7.6:

$$\begin{aligned} 560 \frac{kJ}{kg} &\approx 0,16 \frac{kWh}{kg} \\ 0,16 \frac{kWh}{kg} &= \frac{55,9 MWh}{X kg} * 1.000 \frac{kWh}{MWh} \\ X &= 274 \text{ ton} \end{aligned} \tag{7.9}$$

Se necesitan 274 toneladas de sal para poder almacenar la energía necesaria.

7.1.5. Sistema de almacenamiento térmico (SAT)

Estos sistemas están estandarizados con respecto al costo por la cantidad de masa o energía que almacenan, en la Tabla 7.7 están las propiedades que se utilizaron en este trabajo.

Tabla 7.7: Propiedades del sistema de almacenamiento térmico

Precio [62]	1 USD/ kg_{sal}
Eficiencia [63]	85 %
Caudal entrada	7,6 kg/s
Caudal salida	6,3 kg/s

Se conoce la masa de la sal que se debe almacenar, la temperatura que obtiene en el receptáculo de la torre es de 600°C aproximadamente. Por lo tanto, se tiene todo lo necesario del sistema de almacenamiento.

7.1.6. Caldera

Este equipo es el que genera el intercambio de calor entre el agua del ciclo rankine con las sales fundidas del SAT. El diseño no es de relevancia para la planta, lo importante es la eficiencia y costos de este tipo de equipos. La eficiencia típica de las calderas ronda entre 70-90 %, por lo tanto se usará un valor intermedio.

Para los costos del equipo, se escaló el intercambiador de calor de una planta real, donde la planta tiene una capacidad de 50 MW en vez de 1 MW y funciona por 7,5 horas y no 24, teniendo un costo de 5.100.000 dolares, por lo tanto el costo para el equipo de esta planta es:

$$\begin{aligned}
 x \text{ USD} &= 5.100.000 * \frac{1}{50} * \frac{12}{7,5} \\
 x &= 326.400 \text{ USD}
 \end{aligned}
 \tag{7.10}$$

Así, los datos técnicos de la caldera están en la Tabla 7.8

Tabla 7.8: Propiedades técnicas de la caldera.

Precio	326.400 USD
Eficiencia	80 %

7.1.7. Bomba de sales fundidas

La bomba para las sales fundidas es indispensable para hacer circular este compuesto desde el receptáculo de la torre al SAT, para luego ser transportada a la caldera y finalmente de vuelta ala torre. Para el dimensionamiento se hizo el mismo procedimiento que la Sección 7.1.6, por lo tanto los temas técnicos son los de la Tabla 7.9. Debido a la falta de información por la escasa demanda de este tipo de productos no se puede indagar más en el tema que referencias de plantas existentes.

Tabla 7.9: Propiedades bomba de sal.

Precio	102.400 USD
--------	-------------

7.1.8. Turbina a vapor y generador

Este es uno de los componentes más caros, los materiales que deben soportar altas temperaturas y la manufactura de los alabes, junto a todas las etapas para aprovechar de mejor manera la energía térmica, hacen que el costo de la turbina sea el expuesto en la Tabla 7.10.

Tabla 7.10: Costo turbina de vapor

Precio	860 USD/kW
--------	------------

7.1.9. Sistema de enfriamiento

Luego de que el agua sale de la turbina como vapor sobrecalentado, pasa por un sistema compuesto por bombas hidráulicas y condensadores para volver a ser almacenada, este es un sistema de transferencia de calor para el fluido (HTF por sus siglas en inglés). Estos sistemas están estandarizados para este tipo de plantas, al ser un sistema que condensa grandes caudales de vapor sobrecalentado hasta agua a temperatura cercana a la ambiente, es uno de los componentes de mayor costo del sistema de almacenamiento. Para estimar los costos de este equipo se hizo el mismo procedimiento que la Sección 7.1.6, donde el costo de este sistema en la planta a comparar tenía un costo de 19.500.000 USD. Las propiedades de este sistema para la planta están en la tabla 7.11.

Tabla 7.11: Propiedades sistema de enfriamiento de agua.

Precio	1.248.000 USD
--------	---------------

7.1.10. Costos de inversión, reemplazos y operación

Los costos de inversión de los equipos de la planta están en la Tabla 7.12.

Tabla 7.12: Costos de inversión de la planta TES.

Equipo	Cantidad	Precio	Unidad	Costo
Helióstatos	26.240 m^2	137	USD/ m^2	3.594.880 USD
Torre	15.315 m^3	93	USD/ m^3	1.424.320 USD
Sales	274 ton	650	USD/ton	178.115 USD
SAT	55.946 kW	21.45	USD/kW	1.200.048 USD
Caldera	0.064	5.100.000	%	326.400 USD
Bomba sal	0.064	1.600.000	%	102.400 USD
Turbina	1.087	860	USD/kW	934.783 USD
HTF	0.064	19.500.000	%	1.248.000 USD
Terreno	100.669 m^2	0,5	USD/ m^2	50.334 USD
			TOTAL	9.059.279 USD

La vida útil de los equipos de la planta son de aproximadamente 25 años, por lo que no deberían de necesitar reemplazos. Los costos de operación de la planta se aproximan como el

2 % de la inversión total de la planta [64], de esta manera se tiene el OPEX de la Tabla 7.13, donde no se consideró el costo del terreno, ya que no forma parte del costo de los equipos.

Tabla 7.13: Costos de operación anual de los equipos de la planta TES.

Equipo	Precio	Unidad	Cantidad	Costo
Planta	2 %	CAPEX	9.008.945 USD	180.179 USD
			TOTAL	180.229 USD

7.2. Selección de equipos planta de celda de combustibles

7.2.1. Conceptos generales

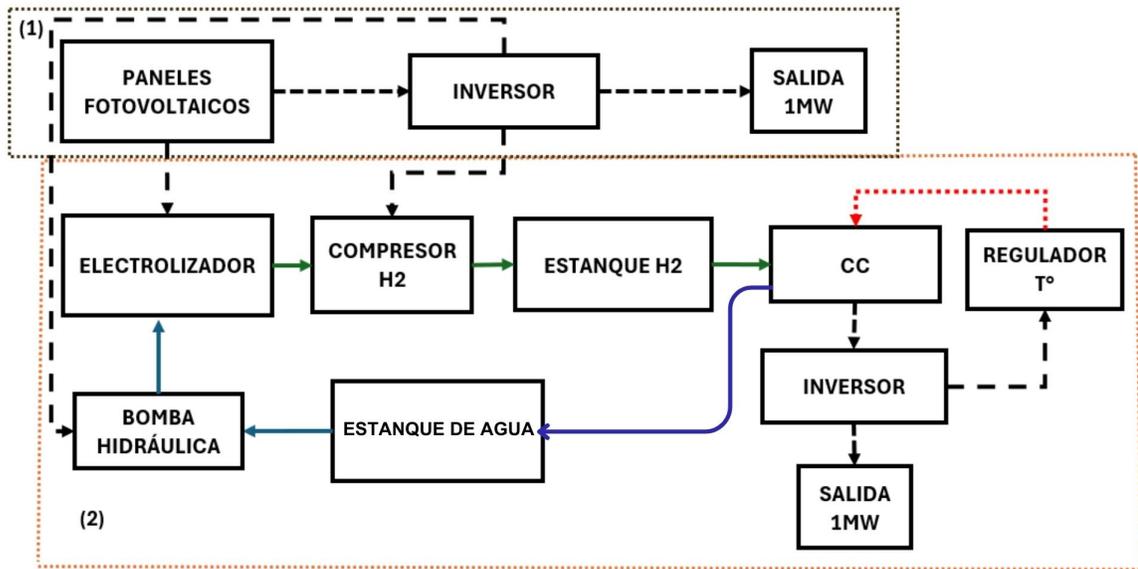


Figura 7.5: Diagrama conceptual de la planta de celdas de combustible.

Para esta planta, los equipos son similares a los de la planta de MAP Energy, las diferencias son las siguientes:

1. En vez de tener motores MM22, cuenta con celdas de combustible (CC), que generan energía eléctrica por reacción química.
2. No cuenta con separación y estanque de oxígeno. Al ser una reacción química y no una combustión, las impurezas naturales del aire no afectan en la operación.
3. Se debe mantener una temperatura de 80°C para que el equipo funcione correctamente, por lo que necesita un regulador de temperatura [65].

Para el caso de esta planta se usarán CC de tecnología PEM, debido a que estas son las celdas de combustibles que más se usan para sistemas de almacenamiento. Para tener una noción del funcionamiento de la planta, la Figura 7.5 es un diagrama conceptual. El cuadro (1) es el funcionamiento dependiente, en cambio el cuadro (2) es el funcionamiento independiente, a medida que los paneles fotovoltaicos generan la potencia a la red, también deben alimentar la bomba hidráulica para el electrolizador, el electrolizador y el compresor de hidrógeno. Por otro lado las celdas combustibles deben generar la potencia de la planta y alimentar el regulador de temperatura de las celdas.

Las celdas de combustibles hacen el funcionamiento inverso al electrolizador, por medio de hidrógeno y oxígeno (que extraen del aire), estos generan energía eléctrica y agua. Los

equipos principales con sus eficiencias de pérdidas, energía por día y potencia promedio están en la Tabla 7.14, los equipos secundarios con sus eficiencias de consumo, energía y potencia están en la tabla 7.15. El funcionamiento dependiente es el mismo que la Tabla 5.1.

Tabla 7.14: Equipos principales de la planta CC.

Equipo	Eficiencia	Energía	Potencia promedio
Paneles fotovoltaicos	16 %	46,6 MWh	4,6 MW
Electrolizador	75 %	35,3 MWh	3,5 MW
Estaque H_2	99 %	26,5 MWh	2,6 MW
Celda Combustible	60 %	26,2 MWh	1,9 MW
Inversor	90 %	15,6 MWh	1,1 MW
TOTAL	6,4 %	14 MWh	1 MW

Tabla 7.15: Equipos secundarios, eficiencia energética.

Equipo	Eficiencia	Energía	Potencia
Compresor	92 %	0,2 MWh	19 kW
Bomba hidráulica	85 %	0,01 MWh	1 kW
Regulador de calor	95 %	0,3 MWh	19 kW

7.2.2. Paneles fotovoltaicos

Para la planta de celda de combustibles, la cantidad de paneles fotovoltaicos será de:

Tabla 7.16: Propiedades planta fotovoltaica planta CC

Propiedades	Cantidad	Unidad
Paneles	15.970	un.
Área	76.098	m^2
Potencia máxima	11,2	MW
Energía máxima	111,8	MWh/dia

7.2.3. Inversor

La corriente de salida de una celda combustible debido a sus propiedades electroquímicas es continua, por lo tanto, para inyectarla a la red es necesario un inversor, que transforme la corriente de continua a alterna. Los paneles fotovoltaicos también necesitan de estos equipos, por lo tanto, se consideran dos equipos para satisfacer ambas tareas. Las propiedades se encuentran en la Tabla 5.6.

7.2.4. Electrolizador

Se usará un electrolizador A1000, ya que la cantidad de hidrógeno que necesita esta planta es de $8.110 Nm^3$ y este electrolizador bajo las peores condiciones es capaz de producir $8.862 Nm^3$. Los datos de este equipo están en la Tabla 5.11.

7.2.5. Compresor de hidrógeno

Se realizaron las mismas consideraciones para el compresor seleccionado en la planta MAP Energy (ver Tabla 5.19), ya que cumple con las consideraciones de la planta.

7.2.6. Estanque de hidrógeno

En este caso se necesita uno de 200 m^3 y otro de 50 m^3 , ya que el volumen que se debe almacenar a 40 bar es de 203 m^3 , donde se considera un margen de sobreproducción.

7.2.7. Celda de combustible

Tal como se mencionó anteriormente, la tecnología que prevalece actualmente en las celdas de combustible es la PEM (el mismo principio que los electrolizadores PEM 2.10), por lo tanto, se usarán datos de este tipo. Las propiedades están en la Tabla 7.17.

Tabla 7.17: Propiedades celda de combustible PEM [29].

Precio	450 USD/kW
$C_{O\&M}$	0,15 USD/h
Costo replazo	400 USD/kW
Vida útil	15.000 h

La presión de entrada del hidrógeno para estos equipos debe ser entre 2 a 4 bar [66], por lo tanto se debe controlar la salida desde el estanque a las CC para bajar la presión de 40 a 2 bar con una válvula de expansión.

Las celdas de combustible tiene un funcionamiento óptimo a 80°C , pero mantener esta temperatura de manera natural es prácticamente imposible, es por esto que se necesita un regulador de temperatura, que sea capaz de calentar las celdas combustibles o enfriarlas en caso de ser necesario. Los costos de la Tabla 7.17 tienen en consideración un regulador de temperatura, como se muestra en el diagrama conceptual de la Figura 7.5.

7.2.8. Costos de inversión, reemplazos y operación

Se tienen todos los equipos seleccionados con los costos de inversión, operación y mantenimiento, por lo tanto, para poder apreciar los datos de forma más ordenada está la Tabla 7.18, que señala los costos de inversión de los equipos de la planta. También esta la Tabla 7.19 que muestra los costos de operación de la planta por un año.

Tabla 7.18: Costos de inversión de la planta de celdas combustible

Equipo	Cantidad	Precio	Unidad	Costo
Paneles fotovoltaicos	15.970 un.	116	USD/un.	1.852.520 USD
Inversores	2 un.	200	USD/kW	444.444 USD
Electrolizador	4,3 MW	315	USD/kW	1.344.420 USD
Compresor H2	2 un.	14.300	USD/un.	28.600 USD
Estanque H2	250m ³	1.8	USD/m ³	438 USD
Celdas combustible	2,2 MW	450	USD/kW	982.197 USD
Terreno	79.329m ²	0,5	USD/m ²	39.665 USD
			TOTAL	4.691.529 USD

Tabla 7.19: Costos de operación anual de los equipos de celda combustible.

Equipo	Precio	Unidad	Cantidad	Costo
Paneles fotovoltaicos	7%	CAPEX	1.852.520 USD	129.676 USD
Electrolizador	4,5%	CAPEX	1.344.420 USD	60.499 USD
Compresor H2	5%	CAPEX	28.600 USD	1.430 USD
Celda combustible	0,15	USD/h	87.600 h	13.140 USD
			TOTAL	204.745 USD

Los gastos de la Tabla 7.18 son en base a la inversión inicial, sin embargo, la proyección de los gastos es a 20 años y hay equipos que tienen una vida útil menor a esto. En la Tabla 7.20 están ordenados los equipos con sus vidas útil, las horas de operación en 20 años y la cantidad de remplazos que se deben hacer. Las horas de operación está calculado con un promedio de horas de trabajo por día de 12 horas, independiente del funcionamiento del equipo, ya que el promedio de horas por día anual de todos los equipos es aproximadamente 12 horas. Estos son costos de inversión que se consideran al momento de evaluar económicamente la planta.

Tabla 7.20: Horas de operación y vida útil de los equipos.

Equipo	Vida útil	Hrs. operación	Reemplazos	Costo USD
P. Fotovoltaicos	30 años	20 años	0	0
Inversores	15 años	20 años	1	444.444
Electrolizador	90.000 h	87.600 h	0	0
Compresor H2	20 años	20 años	0	0
Estanque H2	≥ 30 años	20 años	0	0
Celdas combustible	40.000 h	87.600 h	2	1.964.395
			TOTAL	2.408.839 USD

7.3. Selección de equipos planta PSH

7.3.1. Conceptos generales

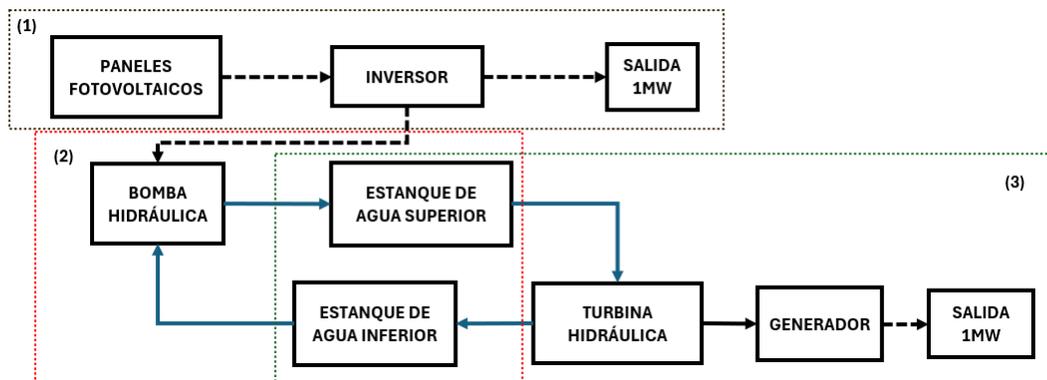


Figura 7.6: Diagrama conceptual de una planta de bombeo de agua.

Las plantas de bombeo de agua pueden ser de tipo abierto o cerrado, debido a la escasa cantidad de agua que hay en Calama se optará por hacer una planta cerrada, de esta manera se abastece con la cantidad de agua necesaria y esta se va reutilizando. El funcionamiento consta de tres partes (ver Figura 7.6), primero está la planta fotovoltaica, que se dimensiona de la misma manera que las otras plantas, este entrega energía al inversor que luego entrega a la red la potencia demandada. Como segunda etapa, la cual se hace en paralelo a la primera, se bombea agua desde un estanque inferior hasta uno superior, con un cambio de altura relevante, transformando la energía eléctrica proveniente de los paneles fotovoltaicos a energía potencial. El tercer y último paso es de funcionamiento independiente, ya que consta de hacer bajar el agua desde el estanque superior por medio de la gravedad y que esta pase por una turbina hidráulica, como resultado, se transforma la energía potencial en energía mecánica, que luego es transformada en energía eléctrica gracias a un generador, alimentando la demanda.

Por lo tanto, las etapas (1) y (2) son dependientes de la radiación solar, pero la (3) no. Esto es importante para determinar la cantidad de paneles solares que se deben usar.

Gracias a la aplicación "Google Maps" [67] se pueden obtener los desniveles de la superficie en Calama y debido a la escala de esta planta y la disponibilidad en el lugar, se tomará una diferencia de 100 metros de altura entre el estanque superior e inferior.

7.3.2. Equipos, eficiencia y energía

En el caso de esta tecnología la cantidad de equipos son considerablemente menos que las anteriores, los equipos están expuestos en la Tabla 7.21 y la Tabla 7.22. Estas tablas se separan en relación a la obtención e inyección de la energía en la red, es por eso que el funcionamiento independiente no son solo los equipos de la sección 3 de la Figura 7.6, sino que abarca desde el inicio de esa energía.

Tabla 7.21: Equipos periodo dependiente.

Equipo	Eficiencia	Energía	Potencia
Paneles fotovoltaicos	16 %	69,98 MWh	6,9 MW
Inversor	90 %	11,1 MWh	1,11 MW
Total	14,4 %	10 MWh	1 MW

Tabla 7.22: Equipos periodo independiente.

Equipos	Eficiencia	Energía	Potencia
Paneles fotovoltaicos	16 %	137,7 MWh	13,77 MW
Inversor	90 %	22,0 MWh	2,20 MW
Bomba hidráulica	77 %	20,8 MWh	2,08 MW
Estanque superior	100 %	16,4 MWh	1,37 MW
Turbina hidroeléctrica	88 %	16,4 MWh	1,37 MW
Generador	95 %	14,7 MWh	1,23 MW
Total	9.3 %	14 MWh	1 MW

La eficiencia del estanque superior es 99 % porque tienen pérdidas por evaporación. Por otro lado, no se considera el estanque inferior porque este no almacena energía directamente, este estanque tiene la función de recibir la energía desde arriba para después ser nuevamente almacenada en el estanque superior.

El dimensionamiento de esta planta es algo distinto a las tecnologías anteriores, ya que la energía que se le entrega a la turbina depende del caudal del agua, por lo tanto, no basta con calcular una energía potencial del agua, la cantidad de este líquido está determinado por el caudal necesario para mantener un potencial constante durante las horas de almacenamiento.

7.3.3. Paneles fotovoltaicos

Para los paneles fotovoltaicos se repite el mismo proceso que para las otras tecnologías, lo único que cambia es la cantidad de estos, ya que al tener una eficiencia distinta, se necesita generar una cantidad de megavatios distinta. La cantidad, el área utilizada, potencia y energía están en la Tabla 7.23.

Tabla 7.23: Propiedades paneles fotovoltaicos planta PSH.

Propiedades	Cantidad	Unidad
Paneles	11.654	Un.
Área	55.247	m^2
Potencia máxima	8,16	MW
Energía máxima	97,9	MWh/día

7.3.4. Agua, cantidad y altura

Para determinar la cantidad de agua se hará uso de la ecuación de la potencia que entrega una turbina hidroeléctrica:

$$P = \frac{\eta\gamma Q H_d}{75} * 0,75 \quad (7.11)$$

Donde:

- P : Potencia que genera la turbina en el generador (kW).
- η : Eficiencia de la turbina.
- γ : Peso específico del agua.
- Q : Caudal volumétrico del agua (m^3/s).
- H_d : Altura del estanque superior (100 m).

El factor de 0,75 se agrega para transformar la potencia de "caballos de vapor" a kilovatios. Con esta ecuación se puede determinar el caudal que se necesita, ya que se tienen los otros valores. La potencia y la eficiencia están en la Tabla 7.22, por otro lado la altura ya fue determinada, por lo tanto solo se debe despejar el caudal:

$$Q = \frac{P * 75}{0,75 * \gamma * \eta * H_d} \quad (7.12)$$

$$Q = 1,61 \frac{m^3}{s}$$

Como la planta debe abastecer hasta un máximo de 14 horas con el potencial deseado, se puede hacer una integración simple del tiempo para determinar el volumen del agua del estanque superior:

$$V_a = Q \left[\frac{m^3}{s} \right] * t[s] \quad (7.13)$$

$$V_a = 1,61 \left[\frac{m^3}{s} \right] * 50.400[s]$$

$$V_a = 81.377 m^3$$

Por efectos prácticos se considerarán los estanques como superficies cuadradas, la profundidad determinará las longitudes del largo y ancho. La profundidad de los estanques será de 7 metros para evitar complejidades en la construcción [68], pero al mismo tiempo evitar usar una mayor cantidad de superficie y pérdidas por evaporación. De esta manera, las dimensiones de los estanques están expuestas en la Tabla 7.24.

Tabla 7.24: Dimensiones de los estanques

Largo	Ancho	Profundidad	Volumen
122,5 m	122,5 m	7 m	105.044 m^3

7.3.5. Dimensionamiento

Las plantas de bombeo de agua existen hace más de 100 años, la primera fue puesta en marcha el año 1909 en Schaffhausen, Suiza. Es por esto que tanto la lista de equipos como los costos ya están estandarizados en una amplia gama de artículos. Los costos porcentuales entre un equipo y otro están en la Tabla 7.25, donde la distribución depende de la potencia de la planta. Las plantas de alta potencia se consideran por sobre los 10 MW, entre este valor y los 100 kW está el rango de las plantas de baja potencia, bajo los 100 kW se considera de micro potencia. Sin embargo esa distribución de costo es para una planta hidroeléctrica, las cuales tienen el mismo principio de funcionamiento pero una instalación distinta. Por lo tanto, el costo de instalación es distinto, en vez de porcentaje será considerado como dolar por kilovatio hora, que refiere a la cantidad de energía que puede almacenar tanto el estanque superior como el inferior, que en este caso son prácticamente iguales.

Tabla 7.25: Costo porcentual de las secciones de una planta de bombeo [70].

Equipo	Baja potencia (<10 MW)	Alta potencia (>10 MW)
Turbina	22 %	22 %
Compuertas	14 %	30 %
Generador	21 %	16 %
Instrumentación	15 %	12 %
Transmisión de potencia	6 %	3 %
Válvulas	4 %	3 %
Instalaciones [69]	140 USD/kWh	140 USD/kWh

Solo falta determinar el costo de cualquier componente y se puede determinar el resto, se usará el de mayor porcentaje para las plantas de baja potencia, que es la turbina.

7.3.5.1. Turbina hidráulica

La turbina que se debe seleccionar depende del caudal y de la altura de la planta, por medio de gráficos se puede determinar la óptima para cada caso. Para este caso en particular, con un caudal de $1,19 \text{ m}^3/\text{s}$ y una altura de 100 m se debe usar una turbina tipo francis [71].

Para determinar el costo se usará la ecuación [72]:

$$COST = aP^{(b-1)}H^c \quad (\$/kW) \quad (7.14)$$

Esta ecuación determina el costo de una turbina en relación a su potencia (P) y altura (H), las constantes a, b y c dependen de cada tipo de turbina. Para el caso de las de tipo francis las constantes son:

- $a = 25.698$
- $b = 0,560135$
- $c = -0,127243$

De esta manera la ecuación para la turbina francis queda:

$$\begin{aligned}
 COST &= 25.698P^{(-0,44)}H^{-0,13} \\
 COST &= 25.698 * (1.364,5 \text{ kW})^{-0,44} * (100 \text{ m})^{-0,13} \\
 COST &= 597,65 \frac{USD}{kW}
 \end{aligned} \tag{7.15}$$

Con el precio de la turbina se pueden determinar el resto de los componentes.

7.3.6. Costos de inversión, reemplazos y operación

Por lo tanto usando los valores de la Tabla 7.25 se pueden determinar los costos de inversión, expuestos en la Tabla 7.26.

Tabla 7.26: Costos de inversión de la planta de bombeo de agua.

Equipo	Cantidad	Precio	Unidad	Costo
Paneles fotovoltaicos	11.654 un.	116	USD/un.	1.351.864 USD
Inversores	2 un.	200	USD/kW	444.444 USD
Turbina	1392,4 kW	597.6	USD/kW	824.784 USD
Compuertas	14 %	3.749.019	USD/ %	467.061 USD
Generador	21 %	3.749.019	USD/ %	700.591 USD
Sistema de control	15 %	3.749.019	USD/ %	500.422 USD
Cableado	6 %	3.749.019	USD/ %	44.037 USD
Válvulas	4 %	3.749.019	USD/ %	29.358 USD
Instalaciones	16.761	140	USD/kWh	2.346.536 USD
Agua	89.037 m ³	0,88	USD/m ³	78.352 USD
Terreno	74.923 m ²	0,5	USD/ %	37.461 USD
			TOTAL	7.801.621 USD

La vida útil de los equipos de la planta están por sobre los 20 años de proyección, por lo tanto, el único equipo que necesita reemplazo es el inversor a los 15 años de operación.

Por último, los costos de operación de la planta están estandarizados por la capacidad de potencia máxima de producción, esto depende principalmente de la energía almacenada en los estanques siendo consumida en un rango de 12 horas. el costo de operación es de 100 USD/kW/año aproximadamente [73].

Los costos de operación total serán la suma de los costos de operación de la planta fotovoltaica, los de la planta de bombeo y el costo del agua que se debe reincorporar todos los años, los resultados están en la Tabla 7.27. Los costos de operación aumentan bastante por el último costo mencionado.

Tabla 7.27: Costos de operación anual de los equipos de bombeo de agua.

Equipo	Precio	Unidad	Cantidad	Costo
Paneles fotovoltaicos	7 %	CAPEX	1.351.864 USD	94.630 USD
Agua	0.88	USD/ m^3	93.098 m^3	81.926 USD
Planta	100	USD/kW/año	1.365 kW	139.675 USD
			TOTAL	316.232 USD

Capítulo 8

Evaluación de eficiencia económica y ambiental

8.1. Eficiencia entre plantas

Para determinar la eficiencia de las plantas se divide la energía entregada a la red, ya sea por los paneles fotovoltaicos como por la tecnología independiente de la planta, por la energía producida por los paneles, de esta manera se determina la cantidad de energía perdida en equipos secundarios y que se pierden por eficiencia en los equipos. Los resultados están en la Tabla 8.1.

Tabla 8.1: Eficiencia de sistema y total de cada planta.

	MAP	TES	CC	PSH
Tecnología	31,4 %	16 %	37,7 %	58 %
Con Paneles	5,6 %	16 %	6,0 %	9,3 %

En la Tabla 8.1 se muestran dos tipos de eficiencia, la eficiencia de la tecnología y la eficiencia con paneles fotovoltaicos, donde se ve una caída notable con la presencia de paneles fotovoltaicos, debido a la baja eficiencia de estos equipos (16 % aproximadamente).

8.2. Evaluación económica

La evaluación económica para sistemas de almacenamiento de energía se enfoca en los gastos de cada una de las tecnologías, tanto en la inversión inicial como en los gastos de mantenimiento, operación o reemplazo de cada uno de los equipos. Para hacer una comparación equitativa entre todas las tecnologías, se usará el *costo nivelado de electricidad* (LCOE por sus siglas en inglés).

8.2.1. LCOE

El costo nivelado de electricidad permite comparar distintas fuentes de energía con una unidad de costo/energía, la más usada es USD/kWh. La evaluación determina una opción más conveniente que otra cuando su valor de LCOE es menor, ya que el costo de ese kilovatio hora de energía es menor. La fórmula para determinar el valor de LCOE respecto a cada

tecnología es:

$$\begin{aligned}
 LCOE &= \frac{\text{Suma de los costos totales en el tiempo de vida}}{\text{Suma de la energía generada en el tiempo de vida}} \\
 LCOE &= \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}
 \end{aligned} \tag{8.1}$$

Donde:

- t : Vector de tiempo de vida, en este caso es de 0 a 20 años.
- I_t : Inversión en el año t .
- M_t : Costo de mantenimiento y operación en el año t .
- F_t : Costo de combustible ($F_t = 0$).
- E_t : Energía generada el año t .
- r : Tasa de descuento.

Pero esta ecuación se puede escribir de manera más simple, ya que los costos totales de la planta para un tiempo de vida determinado es la suma del *CAPEX* y *OPEX* de la planta y la energía generada es una constante para todas las tecnologías y también se mantiene constante en el tiempo. Por lo tanto el valor de LCOE se puede escribir como:

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX_n}{E_n} \tag{8.2}$$

El CAPEX y OPEX se explicarán a continuación.

8.2.2. CAPEX

El CAPEX se refiere al gasto de capital (*capital expenditures*), abarca todos los gastos de bienes físicos por parte de la empresa. El valor para cada una de las plantas es el de la inversión inicial.

8.2.3. OPEX

Este acrónimo hace referencia a los gastos de operación y mantenimiento de la empresa (*operating expenses*). Estos gastos son de acuerdo a los alcances que se le quiera dar a la planta, en el caso de este estudio es a 20 años, pero como se entrega un valor presente a los gastos de los años siguientes se debe incorporar la tasa de descuento, que es un "interés" utilizado para calcular el valor actual de futuros flujos, en este caso los flujos serán los gastos de mantenimiento y operación respectivos. De esta manera la ecuación del OPEX es:

$$OPEX_T = \sum_{t=0}^n \frac{OPEX_t}{(1+r)^{1+t}} \tag{8.3}$$

8.2.4. Resultados

Usando las ecuaciones anteriores se puede determinar el LCOE de cada planta, ya que se tienen los valores de CAPEX y OPEX. Por otra parte, la tasa de descuento utilizada es

del 10 %, ya que en el mercado eléctrico hay un rango entre 6 a 14 %, donde se optó por el promedio [74], sin embargo, se analizó cómo varía el valor de LCOE con respecto a la tasa de descuento (ver Figura REF.). Por lo tanto, usando los datos de la Tabla 8.2 y los datos de las Tablas 5.28 y 5.30 para la planta de MAP Energy, las Tablas 7.12 y 7.13 para la planta TES, las Tablas 7.18 y 7.19 para la planta de celda de combustible, finalmente las Tablas 7.26 y 7.27 para la planta PSH, donde cada una es el CAPEX y el OPEX respectivamente.

Tabla 8.2: Datos para calcular el LCOE.

Tasa de Descuento	12 %
Años	20
Energía anual	8.760 MWh

Finalmente se calcularon los datos y están expuestos en la Tabla 8.3. También esta la Figura 8.1 que muestra los valores de los LCOE de cada uno de los sistemas de almacenamiento calculados.

Tabla 8.3: Resultados del cálculo de LCOE de cada planta.

Planta	CAPEX	OPEX (1 año)	LCOE
MAP	4.487.580 USD	321.962 USD	0.106 USD/kWh
TES	9.059.279 USD	180.179 USD	0,159 USD/kWh
CC	7.100.368 USD	204.745 USD	0,132 USD/kWh
PSH	7.801.621 USD	316.232 USD	0,155 USD/kWh

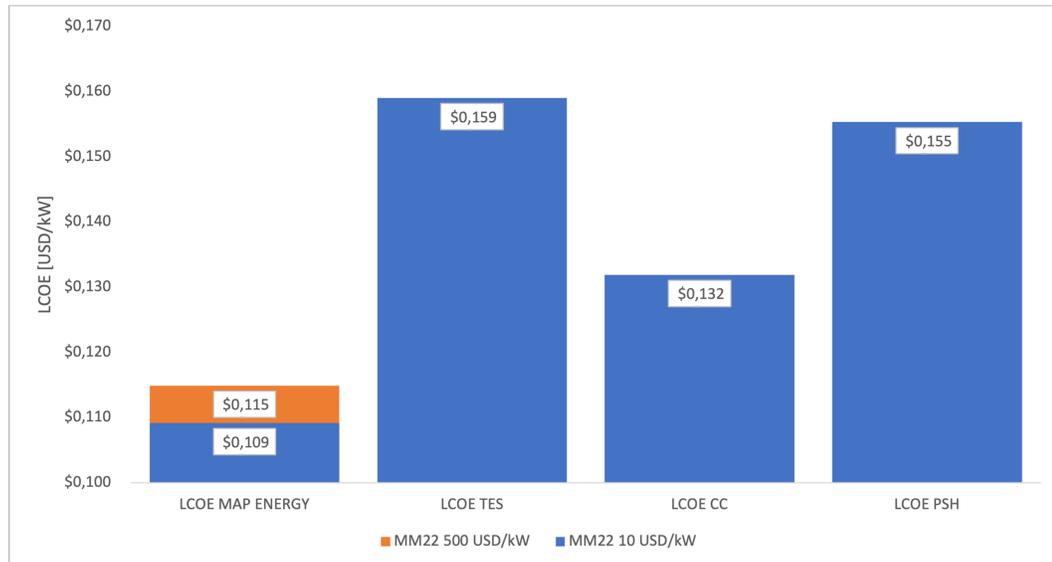


Figura 8.1: LCOE de los sistemas de almacenamiento

Sin embargo esto es considerando el valor mínimo y máximo del motor MM22 de la planta de MAP Energy. Pero también se hizo un análisis de cómo varía la diferencia del LCOE de la planta MAP Energy con respecto al valor del motor en relación a USD/kW, la Figura 8.2 muestra los resultados, se determina como valor crítico del motor MM22 para cada tecnología

en la intersección del eje x de la recta correspondiente, donde la diferencia de los LCOE entre la planta de comparación y la de MAP Energy son cero. Con esto se determina que el motor MM22 puede tener un valor mayor a 1.000 USD/kW para igualar económicamente a la planta CC, más aún, para la planta TES y PSH el motor puede alcanzar valores por sobre los 2.000 USD/kW para igualar el costo de producción de las plantas antes mencionadas (ver Tabla 8.4). Esto es para la planta de 1 MW, luego se abordará para las otras potencias.

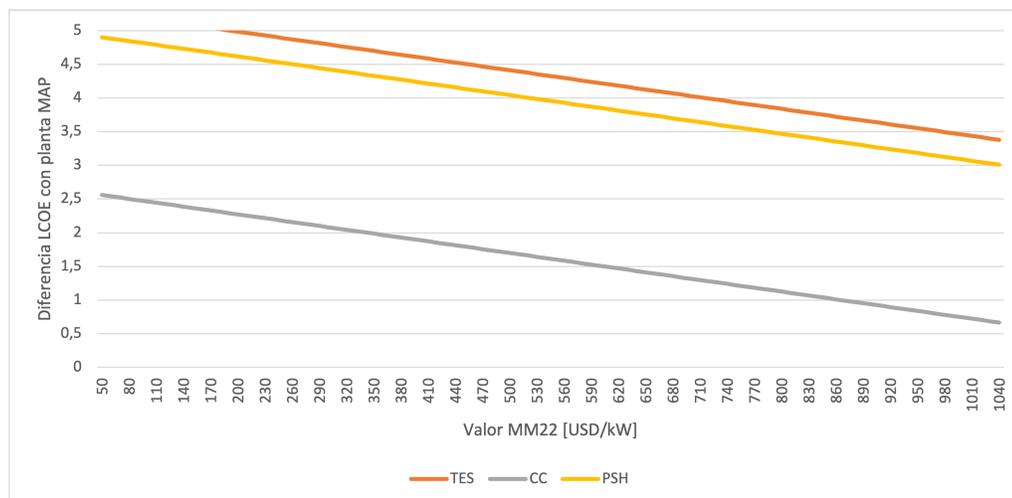


Figura 8.2: Diferencia de los LCOE con la planta de MAP Energy (multiplicado por 100).

Tabla 8.4: LCOE planta MAP Energy con respecto al precio del motor MM22

MM22 [USD/kW]	10	100	200	300	400	500
LCOE [USD/kWh]	0,106	0,107	0,109	0,111	0,113	0,115

8.2.5. Escalamientos de potencia

Para los escalamientos de potencia, la planta de celda de combustibles funciona al igual que la de MAP Energy, con módulos, por lo que su escalamiento es lineal. En el caso de la planta TES, los costos de la torre y otras estructuras fijas tienen otro comportamiento al momento de escalarlos, igual que la de bombeo de agua.

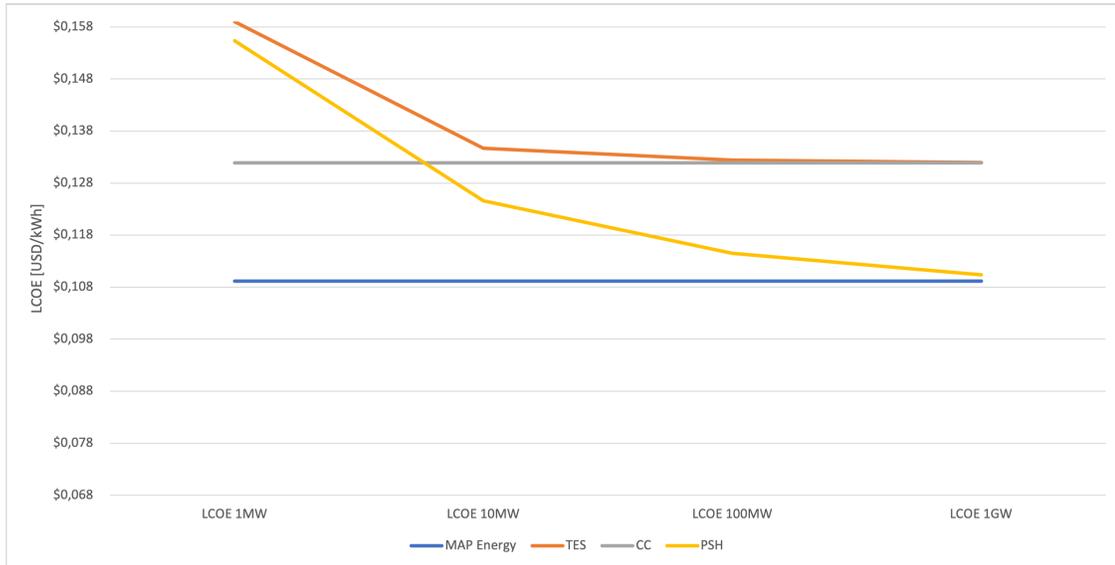


Figura 8.3: LCOE de las plantas escaladas.

En la Figura 8.3 se aprecia el comportamiento del costo nivelado de energía por planta al momento de escalar sus potencias, el LCOE de las celdas de combustible y de MAP Energy se mantienen constantes al ser de tipo modular, en cambio, la TES y PSH bajan su costo al momento de aumentar la potencia. En la Tabla 8.5 están expuestos los resultados. Se aprecia que el costo de la planta MAP Energy se encuentra por debajo del resto, esto significa que el costo para generar 1 kW de energía es menor al resto de las plantas. Es de utilidad considerar el margen que se tiene en comparación a la planta más competitiva en caso de que existan costos agregados que pueden afectar su costo nivelado, como son el caso de una posible planta de tratamiento de agua, en caso de que el agua no se encuentre en los grados de pureza deseados.

Para una planta de 1 MW el margen en el costo de inversión es de 1.450.000 USD, el margen para la planta de 100 MW es de 35.000.000 USD. Por último para 1 GW el margen es de 80.000.000 USD. En los tres casos es suficiente para una planta de ósmosis inversa para la purificación del agua, la cual para la cantidad de agua que usa la planta de 1MW no supera los 10.000 dólares [75], por lo tanto, al ser escalada a 100 MW no será un costo mayor a 1.000.000 USD y para una planta de 1 GW no pasa los 10.000.000 USD.

Tabla 8.5: Superficie de planta escalamiento de potencia.

Planta	LCOE 1MW	LCOE 100MW	LCOE 1GW
MAP Energy	0,109 USD/kWh	0,109 USD/kWh	0,109 USD/kWh
TES	0,159 USD/kWh	0,132 USD/kWh	0,132 USD/kWh
CC	0,132 USD/kWh	0,132 USD/kWh	0,132 USD/kWh
PSH	0,155 USD/kWh	0,115 USD/kWh	0,110 USD/kWh

Otro factor que cambia al aumentar la potencia de la planta es la superficie que abarca, este cambio por potencia está expuesto en la Tabla 8.6. En la Figura 8.4 se representan estos valores en un gráfico para facilitar la interpretación del comportamiento de la superficie de

las plantas al momento de aumentar la potencia. Se aprecia que la superficie aumenta de manera lineal para las tecnologías de MAP Energy, CC y PSH, las dos primeras es debido a su tipo modular, la última se debe a que la energía depende del volumen de agua almacenado, que es lineal respecto a la potencia por hora entregado. Por otro lado, la tecnología TES es la que más superficie ocupa para 1MW de potencia, pero luego es la de menor metro cuadrado ocupado, esto es porque su superficie depende de la cantidad y configuración de los espejos, a mayor distancia de la torre se puede disponer de más cantidad de heliostatos por fila, además que la torre permanece constante.

Tabla 8.6: Superficie de planta escalamiento de potencia.

Planta	Superficie 1MW	Superficie 100MW	Superficie 1GW
MAP Energy	86.720 m^2	8.671.955 m^2	86.719.547 m^2
TES	100.669 m^2	5.271.792 m^2	21.087.168 m^2
CC	77.818 m^2	7.781.855 m^2	77.818.547 m^2
PSH	95.279 m^2	9.527.613 m^2	95.276.095 m^2

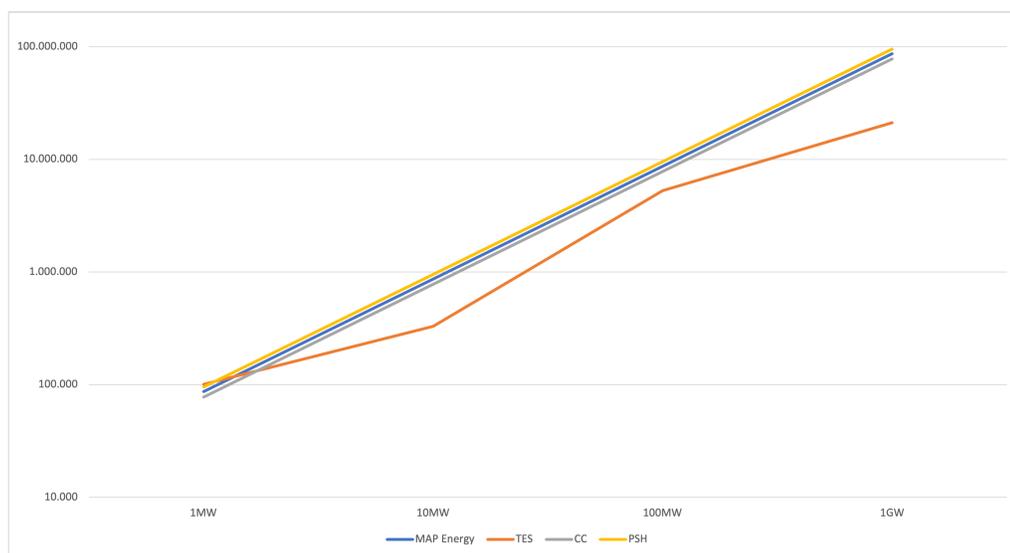
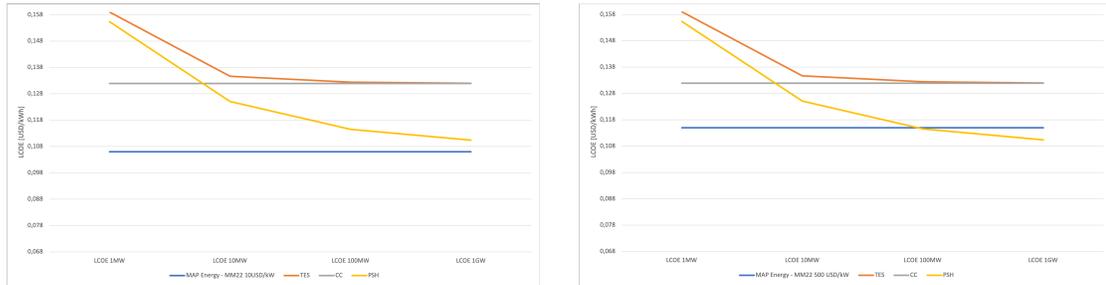


Figura 8.4: Superficie utilizada por MW de potencia, en escala logarítmica.

Con el escalamiento de potencia se calculó nuevamente la flexibilidad del precio que puede optar el motor para ser competitivo. Como se ve en la Figura 8.5, en los dos casos las tecnologías TES y CC no afectan para seleccionar un costo competitivo, ya que el costo nivelado se encuentra muy por debajo. Pero la planta PSH, para los 100 MW restringe el costo del motor a 480 USD/kW y para 1 GW, el costo máximo del motor es de 260 USD/kW. Por lo tanto, es útil considerar esto al momento de negociar con consumidores, para negociar el costo de los motores a un mayor precio para plantas más pequeñas, pero un costo menor para plantas de mayor potencia, pero nunca bajando de los 260 USD por kilovatio de potencia.



(a) Costo nivelado de la planta MAP Energy con el menor costo. (b) Costo nivelado de la planta MAP Energy con el mayor costo.

Figura 8.5: Variación del LCOE respecto al costo del motor.

8.3. Evaluación ambiental

La evaluación ambiental se abordará en términos generales, donde se analizarán variables de: área ocupada por la planta, residuos contaminantes, residuos no contaminantes y materia prima requerida. De esta manera se puede ver el impacto que puede tener cada sistema para la flora y fauna del lugar.

La manera de evaluar las distintas tecnologías será por medio de una calificación, donde 1 es la peor y 4 la mejor. En la Tabla 8.7 se muestra el porcentaje de importancia de cada parámetro al momento de evaluar, donde se le asignará a cada tecnología un orden del 1 al 4, para poder determinar el que genera mayor y menor impacto al terreno, flora y fauna.

Tabla 8.7: valor de parámetros ambientales

Área	30 %
R. No contaminante	20 %
R. Contaminante	35 %
Materia prima	15 %

Los porcentajes fueron designados analizando el impacto que pueden tener para la vida silvestre y arqueológica del lugar. Si bien el desierto de Atacama es el más árido del mundo, cuenta con una flora y fauna que se debe tener en cuenta, como también los centros de observación astronómicos, que se concentra casi el 40 % en este desierto. Por lo tanto los residuos contaminantes son el parámetro de mayor impacto, ya que pueden generar impurezas en el cielo o causas de muerte en el suelo. Como segundo parámetro está el área utilizada, el desierto de Atacama cuenta con una superficie de casi 105.000 km^2 por lo que los sistemas de almacenamiento son casi insignificantes (menor al 0,0001 % de la superficie para la planta de mayor área de 1 MW), pero el impacto es importante para los seres vivos que habiten en el lugar y para la arqueología, el desierto de Atacama es un centro arqueológico importante a nivel nacional.

Luego están los residuos no contaminantes, estos al no generar un impacto directo no son de tanta importancia, pero si pueden cambiar la flora y fauna del lugar, generando una desestabilización de los seres vivos del lugar, como por ejemplo, al tener agua estancada favorece

la reproducción de mosquitos y otros seres vivos pantanosos, que transmiten enfermedades y pueden alimentarse de animales o plantas nativas.

Por último, la materia prima también genera un impacto, ya que los sistemas pueden demandar recursos de sectores cercanos para funcionar, que podrían ser destinados para otros fines.

8.3.1. Áreas requeridas

Las superficies necesarias para cada planta son la suma de la tecnología en particular y la cantidad de paneles fotovoltaicos. Respecto al área de los paneles, esta ya se mencionó anteriormente para cada uno de los sistemas de almacenamiento. Por otro lado, la superficie de las tecnologías es relativo, depende del entorno, del orden y el tipo de equipos que usen, es por esto que se consideró un aproximado para cada tecnología.

Para el sistema de MAP Energy se usó de referencia el modelo CAD para la superficie, para la planta de celda de combustible se usó la misma superficie pero descontando la superficie de los estanques que no se utilizan en este sistema. Para la tecnología TES se utilizó el área de los helióstatos y la torre, los sistemas de generación se asume que van en el espacio entre la torre y la primera fila de espejos. Por último, la planta PSH se usaron de referencia plantas de bombeo de agua medidas por "Google Maps", donde se usó la planta "La Muela II" en Valencia, España y la planta "Flatiron Powerplant" en Colorado, Estados Unidos.

Tabla 8.8: Terreno utilizado por planta.

Planta	Superficie PV	Superficie equipos	Total
MAP	84.800 m ²	1.920 m ²	86.720 m ²
TES	0 m ²	100.669 m ²	100.669 m ²
CC	76.098 m ²	1.720 m ²	77.818 m ²
PSH	53.859 m ²	30.097 m ²	92.125 m ²

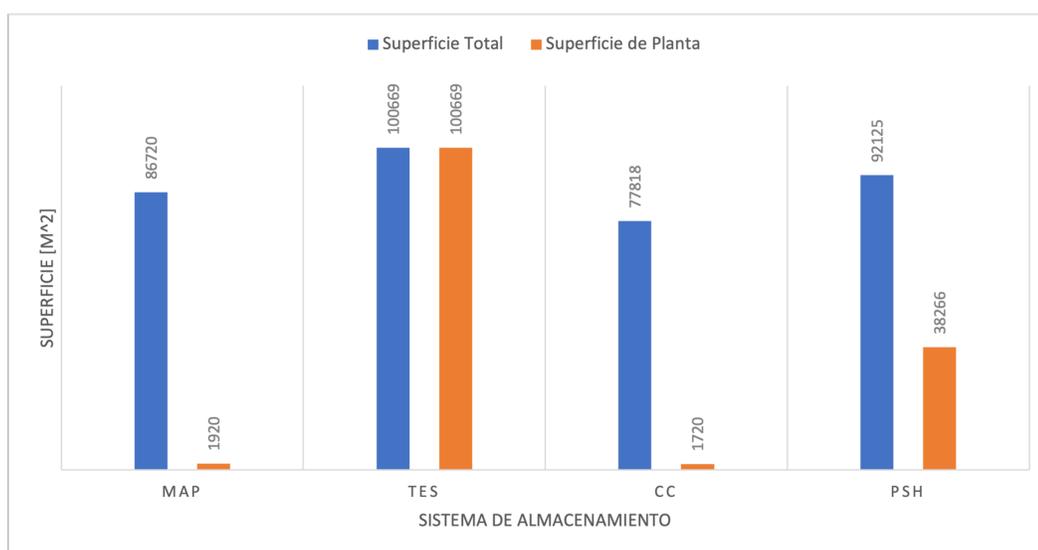


Figura 8.6: Superficie utilizada por tecnología.

Con la Figura 8.6 se puede determinar que la calificación en este parámetro es el de la Tabla 8.9.

Tabla 8.9: Calificación de área utilizada.

MAP	TES	CC	PSH
3	1	4	2

Es interesante que, si la corriente eléctrica proviene de una fuente renovable externa y no se considera la planta fotovoltaica, los ordenes serían 3-1-4-2 en vez de 2-3-4-1, dejando a la planta de MAP Energy como segunda planta de menor área.

8.3.2. Residuos contaminantes y no contaminantes

Los sistemas de almacenamiento estudiados no generan residuos contaminantes de manera directa, ya que todos obtienen la energía eléctrica de manera renovable y la almacenan en forma sostenible. Los residuos contaminantes se generan al momento de montar la planta y una vez la planta deje de funcionar. En relación a esto, las plantas de mayor impacto de residuos contaminantes son aquellas que necesitan más construcciones para el montaje de la planta. El sistema TES es el de mayor impacto, al necesitar una torre de hormigón con un volumen de aproximadamente $15.300 m^3$. Como segundo de mayor impacto es la planta PSH, que debe construir fuentes de almacenamiento de agua para el depósito superior e inferior, suponiendo un grosor de medio metro para ambas fuentes, el volumen utilizado es de aproximadamente $12.900 m^3$. Por último entre el sistema de celda de combustibles y de MAP Energy, el de mayor impacto de residuos contaminantes es el de CC, ya que el material utilizado para las celdas de combustible debe ser reemplazado cada cierto tiempo, en cambio, el motor MM22 no genera residuos, solo mantenimientos preventivos en sus componentes. Los resultados de los residuos contaminantes están en la Tabla 8.10.

Tabla 8.10: Calificación residuos contaminantes.

MAP	TES	CC	PSH
4	1	3	2

Por otro lado, están los residuos no contaminantes, los de menor impacto son MAP Energy, TES y CC ya que al ser ciclos cerrados estos no tiene residuos directos en funcionamiento. La planta PSH genera pérdidas por evaporación al tener el agua almacenada. Las pérdidas de agua aproximadas de cada planta son las indicadas en la Tabla 8.11. Este cálculo se hizo en base a un funcionamiento de 12 horas al día por un año.

Tabla 8.11: Pérdidas anual de agua por sistema de almacenamiento.

MAP	$\leq 1 m^3/año$
TES [76]	$\leq 1 m^3/año$
CC	$\leq 1 m^3/año$
PSH	$87.623 m^3/año$

De esta manera, los resultados de los residuos no contaminantes están expuestos en la Tabla 8.13. Se priorizó la planta MAP Energy ya que usa menos volumen de agua que la

turbina en la planta TES, además al ser un proceso de combustión, la pureza del agua es mayor que en las celdas de combustible, que están expuestas a incorporar impurezas en la reacción química de las membranas, por lo que podría requerir un cambio de agua más temprano que la de la empresa MAP Energy. Las celdas de combustible se priorizó antes que la turbina de la planta TES porque necesita menor volumen de agua y está sometido a menor presión y cambios de temperatura, por lo que tiene menor pérdidas.

Tabla 8.12: Calificación residuos no contaminantes.

MAP	TES	CC	PSH
4	2	3	1

8.3.3. Materia prima

La única materia prima que demandan las plantas es agua, si bien está asociado a los residuos no contaminantes, esta parte aborda la cantidad de materia prima necesaria para que la planta funcione. La planta de MAP Energy necesita una cantidad de inicio y luego esta misma es recirculada, teniendo pérdidas mínimas, al igual que la planta TES. El resto de las plantas necesitan inyectar agua periódicamente.

Tabla 8.13: Calificación consumo materia prima.

MAP	TES	CC	PSH
4	3	2	1

8.4. Resultados

Observando la Tabla 8.1 se puede apreciar que la más eficiente es la PSH, esto se puede deber a que es un proceso más simple que el resto de los sistemas y que tiene más años de investigación y desarrollo, por lo que las tecnologías que se usan se han optimizado en el tiempo. Pero la eficiencia en los equipos no es un factor decisivo al momento de comparar sistemas de almacenamiento, un parámetro más relevante es la evaluación económica y ambiental, que si bien están relacionados, no son proporcionales. La eficiencia de un sistema afectará en la cantidad de paneles fotovoltaicos o capacidad de almacenamiento que se deba considerar.

En la evaluación económica, el sistema con el menor LCOE es la planta de MAP Energy con un rango entre 0,106 USD/kWh a 0,115 USD/kWh, dependiendo del valor que se le quiera dar al motor MM22, para efectos prácticos se fijará el precio del motor a 200 USD/kW para próximos resultados. En segundo lugar, este cambia al pasa de 1 MW a 10 MW, primero son las celdas de combustible con un LCOE de 0,132 USD/kWh, pero luego el bombeo de agua baja sus costos a 0,125 USD/kWh, acercándose cada vez más a la planta MAP, alcanzando un 0,110 USD/kWh a los 1.000 MW. En cuarto lugar está la planta TES, que iguala las celdas de combustible a los 100 MW.

Los resultados de la evaluación ambiental es el promedio de las notas, considerando el porcentaje de importancia de la Tabla 8.7. Por lo tanto, el resultado de la evaluación ambiental

está en la Tabla 8.14, donde se observa que los resultados cambian al momento de escalar las potencias. La planta que genera un menor impacto ambiental es la de MAP Energy, independiente del escalamiento, luego la de CC, que se acerca a la planta TES por el área que ocupa cada una. En tercer lugar se encuentra la TES que mejora su impacto ambiental a medida que aumenta la potencia de la planta, por último está al PSH, esta es la de mayor impacto por varias razones, pero las de mayor impacto son la cantidad de agua que necesita para el lugar geográfico, el desierto más árido del mundo. Esto provoca altos volúmenes de evaporación y alteración en la flora y fauna del lugar.

Tabla 8.14: Resultados evaluación ambiental.

	MAP	TES	CC	PSH
Área	3	2	4	1
R.C	4	1	3	2
R.N.C	4	3	2	1
M.P	4	3	2	1
TOTAL 1MW	3,70	1,65	3,15	1,50
TOTAL 100MW-1GW	3,40	2,55	2,85	1,20

Por lo tanto, la planta MAP Energy es económica y ambientalmente más rentable que su competencia. La Tabla 8.15 muestra cuanto más se debe pagar por kWh en relación al sistema diseñado, o en otras palabras, los sistemas TES y CC son un 13 % más costosos que el sistema de motores de hidrógeno y el sistema PSH es un 4 %. Además de que contaminan e impactan de manera más considerable a la flora y fauna del lugar.

Tabla 8.15: Comparación porcentual del LCOE con planta MAP Energy.

Potencia	TES	CC	PSH
1 MW	37 %	19 %	35 %
100 MW	19 %	19 %	5 %
1 GW	19 %	19 %	1 %

Hay algunos factores que se consideran constantes en el tiempo, como son la tasa de descuento y los años de proyección, esto es debido a tanto el mercado en el cual se desenvuelven las tecnologías como los alcances del trabajo, sin embargo, es interesante notar como cambian estos valores al variar los parámetros, en la Figura 8.7 se ve la variación de los costos en relación a la tasa de descuento, gracias a los bajos costos de operación y mantención de la planta de MAP Energy, esta se ve favorecida en relación a la competencia al aumento de la tasa de descuento del mercado.

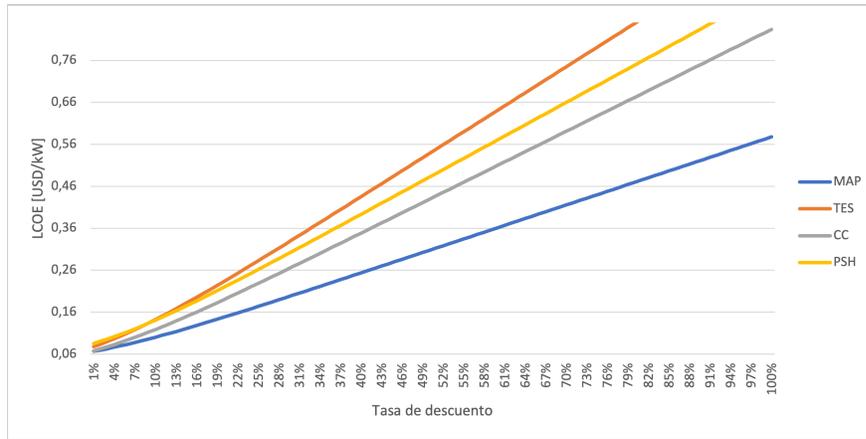


Figura 8.7: Cambio de LCOE con respecto a la tasa de descuento.

Por otro lado, al cambiar los años de proyección, el valor determinante es el de costo de inversión, el comportamiento es independiente a la potencia de la planta, tiene un notorio decaimiento exponencial, que se nivela cercano a los 20 años. Esto último se puede deber a que no se consideraron replazos de equipos con una mayor vida útil de 20 años, es posible que al considerar esos gastos el comportamiento puede cambiar.

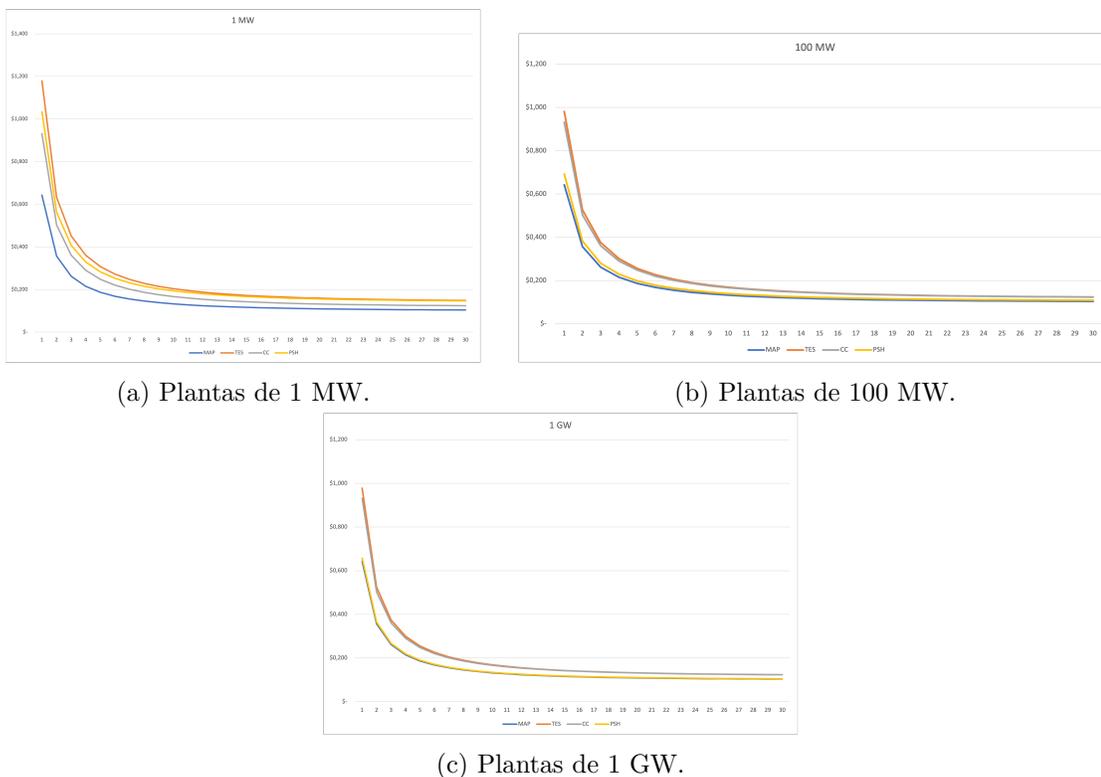


Figura 8.8: Variación del LCOE respecto a los años de proyección.

Es importante destacar que las posiciones en la evaluación económica no varían con un cambio de parámetros de año o tasa de descuento, esto significa que a pesar de que la planta se proyecte a menos o más años, aún hay beneficios económicos para planta de MAP Energy.

Capítulo 9

Conclusiones

Debido al contexto del calentamiento global, desarrollar soluciones efectivas para mitigar la emisión de gases de efecto invernadero es de suma importancia. El sector energético es responsable de aproximadamente un tercio de las emisiones globales de estos gases, por lo que encontrar soluciones en este ámbito genera un impacto significativo. Aunque las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) han avanzado considerablemente, no son suficientes por sí solas. La saturación de la red eléctrica provoca la pérdida de cerca de la mitad de la energía producida, lo que hace que los sistemas de almacenamiento de energía surjan como una solución innovadora y necesaria.

El objetivo de este trabajo fue diseñar y evaluar la factibilidad técnica y económica de un sistema de almacenamiento energético para un motor rotativo que funciona con combustión limpia. Siguiendo la metodología expuesta, se investigaron los sistemas de almacenamiento de energía presentes en el mercado, clasificándolos en dos grandes grupos: sistemas de almacenamiento de larga duración (LDES) y de corta duración (SDES). Los LDES están diseñados para almacenar y liberar energía durante 10 horas o más, mientras que los SDES lo hacen por 10 horas o menos. Posteriormente, se seleccionaron los equipos de la planta de MAP Energy, incluyendo paneles solares, electrolizador, estanques de hidrógeno y oxígeno, motores-generadores y un inversor para inyectar energía eléctrica directamente desde los paneles cuando es posible. Como equipos secundarios se seleccionaron los compresores de oxígeno e hidrógeno, ventiladores, las cañerías, válvulas, bridas y bombas hidráulicas. Se realizó un diseño 3D en el programa *Inventor* de *AutoDesk*, además de un diagrama P&ID (ver Figura 6.2) en *AutoCAD* y un diagrama de flujo (ver Figura 6.1) en *Excel*. Dado que la planta es modular, escalarla a 100 MW y 1 GW de potencia es un proceso directo.

Como siguiente paso, se recopiló información de proyectos existentes de sistemas de almacenamiento de energía para seleccionar tres y determinar sus componentes. De esta manera, se dimensionaron las plantas seleccionadas y se calculó la eficiencia de los equipos. A continuación, se estimaron los costos de inversión y operación de cada una de las plantas y se calculó el costo nivelado de energía (LCOE) para cada potencia.

Los resultados obtenidos de LCOE variaban, en algunos casos, inversamente proporcional respecto a la potencia que entrega la planta, es decir, a menor potencia, su costo aumentaba, pero al aumentar la potencia su costo nivelado de energía disminuía. Estos valores, desde la menor a la mayor potencia fueron:

- **MAP Energy:** 0,109 USD/kWh.
- **TES:** 0,159 USD/kWh \rightarrow 0,132 USD/kWh.
- **CC:** 0,132 USD/kWh.
- **PSH:** 0,155 USD/kWh \rightarrow 0,110 USD/kWh.

La evaluación ambiental se realizó con una valoración del 1 al 4, siendo el 1 la planta más contaminante y el 4 la menos contaminante, considerando cuatro parámetros con pesos asignados según su relevancia ambiental. La mayor puntuación la obtuvo la planta de MAP Energy, seguida por la de celdas de combustible, luego la de sales fundidas y finalmente la de bombeo de agua. El orden indica la planta de menor impacto ambiental a la de mayor, respectivamente.

Es importante considerar la baja factibilidad de una planta de bombeo de agua en el desierto más árido del mundo. Aunque los cálculos de los costos de inversión y operación debido a la evaporación en sus estanques indican esta dificultad, así como su evaluación ambiental, existen otros parámetros que pueden afectar la viabilidad de montar una planta de este tipo. Por eso, este tipo de tecnologías se suelen encontrar en lugares con alta vegetación y abundante agua. Por otro lado, la planta de sales fundidas encaja bien en Calama, pero si se quiere aplicar más al sur del país, la radiación por día disminuye considerablemente, lo que probablemente resultará en una factibilidad técnica y económica negativa. Las tecnologías de MAP Energy y de las celdas de combustible ofrecen una flexibilidad independiente del entorno, haciendo posible su ejecución tanto en el norte, centro o sur del país, y en la mayoría de los países del mundo, independientemente de la temperatura o el desnivel del terreno.

Sería interesante realizar dos estudios adicionales. El primero sería la misma comparación realizada en este informe pero con celdas de baterías de litio, que aunque se consideran de corta duración, no se encontraron estudios de factibilidad económica de estos equipos puestos a prueba en larga duración. El segundo estudio sería un análisis más detallado comparando la planta de MAP Energy con la de celdas de combustible en el caso de que se consiga hidrógeno de un distribuidor externo de hidrógeno verde y oxígeno puro. De esta manera, el terreno ocupado por cada planta sería considerablemente menor al no necesitar la planta fotovoltaica ni el electrolizador. Además, si el hidrógeno se entrega presurizado, se podrían evitar los compresores.

Finalmente, la planta de MAP Energy resultó ser una planta técnica y económicamente competitiva frente a su competencia, con un menor costo de energía que el resto y un impacto ambiental menor. Además, se espera que los costos de los equipos de hidrógeno disminuyan en los próximos años gracias a los avances tecnológicos que se están logrando. El desarrollo de tecnologías de hidrógeno está en constante evolución, con innovaciones que incluyen electrolizadores avanzados, sistemas de almacenamiento en fase sólida y mejoras en la eficiencia de generación y conversión de energía. Estas tecnologías no solo están abaratando los costos, sino que también están aumentando la viabilidad y sostenibilidad de los sistemas de almacenamiento de energía basados en hidrógeno. Con estos avances, el futuro de las energías limpias se vislumbra cada vez más prometedor, alineándose con la meta de reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero y combatir el cambio climático.

Bibliografía

- [1] of Climate, C. y Solutions, E., “Global emissions”, 1998, <https://www.c2es.org/content/international-emissions/> (visitado el 2024-01-20).
- [2] Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento, “Boletín de estadísticas acerca, mayo 2024”, 2024, <https://acera.nyc3.digitaloceanspaces.com/wp-content/uploads/2024/06/2024-05-Boletin-Estadisticas-ACERA.pdf>.
- [3] Energy, M., “Motor mm22”, 2017, <https://mapenergy.net/es> (visitado el 2024-04-01).
- [4] Twitchell, J., DeSomber, K., y Bhatnagar, D., “Defining long duration energy storage”, *Journal of Energy Storage*, vol. 60, p. 105787, 2023, doi:<https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105787>.
- [5] ACCIONA, “Inaugurada la planta termosolar cerro dominador en chile”, 2021, https://www.acciona.com/es/actualidad/noticias/inaugurada-planta-termosolar-cerro-dominador-chile/?_adin=02021864894 (visitado el 2024-01-10).
- [6] CELL, D. F., “World’s largest hydrogen fuel cell power plant jointly built by doosan fuel cell put into service”, 2021, https://www.doosanfuelcell.com/en/media-center/medi-0101_view/?id=57 (visitado el 2024-03-25).
- [7] Arsie, I., Marano, V., Moran, M., Rizzo, G., y Savino, G., “Optimal management of a wind/caes power plant by means of neural network wind speed forecast”, 2007.
- [8] Shan, R., Reagan, J., Castellanos, S., Kurtz, S., y Kittner, N., “Evaluating emerging long-duration energy storage technologies”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 159, p. 112240, 2022, doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112240>.
- [9] Firsova, K., “Lifting weights to store energy”, 2021, <https://investforesight.com/lifting-weights-to-store-energy/>.
- [10] Power, G., 2024, <https://www.gravitypower.net/>.
- [11] Gravitricity, 2024, <https://gravitricity.com/>.
- [12] Iberdrola, “Embalse de cortes”, 2024, <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-hidroelectrica/central-hidroelectrica-cortes-la-muela> (visitado el 2024-01-04).
- [13] Mazloomi, K. y Gomes, C., “Hydrogen as an energy carrier: Prospects and challenges”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 5, pp. 3024–3033, 2012, doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.028>.
- [14] Acciona, “What are the colours of hydrogen and what do they mean?”, 2022, https://www.acciona.com.au/updates/stories/what-are-the-colours-of-hydrogen-and-what-do-they-mean/?_adin=02021864894.

- [15] IRENA, “Hydrogen”, 2022,
- [16] Rashid, M., Mesfer, A., Mohammed, Naseem, Hamid, y Danish, “Hydrogen production by water electrolysis: A review of alkaline water electrolysis, pem water electrolysis and high temperature water electrolysis”, *International Journal of Engineering and Advanced Technology*, vol. ISSN, pp. 2249–8958, 2015.
- [17] De Silva, Y. y Middleton, P., *Design of an Alkaline Electrolysis Stack*. PhD thesis, University of Tabuk, 2017.
- [18] de Beer, F., Van der Merwe, J., y Bessarabov, D., “Pem water electrolysis: Preliminary investigations using neutron radiography”, *Physics Procedia*, vol. 88, pp. 19–26, 2017, doi:[10.1016/j.phpro.2017.06.002](https://doi.org/10.1016/j.phpro.2017.06.002).
- [19] h2e Power, <https://www.h2epower.net/solid-oxide-electrolyser-cell/> (visitado el 2024-05-02).
- [20] AlZohbi, G., Almoaikel, A., y AlShuhail, L., “An overview on the technologies used to store hydrogen”, *Energy Reports*, vol. 9, pp. 28–34, 2023, doi:<https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.08.072>. Proceedings of 2022 7th International Conference on Renewable Energy and Conservation.
- [21] Asif, M., Sidra Bibi, S., Ahmed, S., Irshad, M., Shakir Hussain, M., Zeb, H., Kashif Khan, M., y Kim, J., “Recent advances in green hydrogen production, storage and commercial-scale use via catalytic ammonia cracking”, *Chemical Engineering Journal*, vol. 473, p. 145381, 2023, doi:<https://doi.org/10.1016/j.cej.2023.145381>.
- [22] harrak Abdechafik, E., Ait Ousaleh, H., Mehmood, S., Filali Baba, Y., Bürger, I., Linder, M., y Faik, A., “An analytical review of recent advancements on solid-state hydrogen storage”, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 52, pp. 1182–1193, 2024, doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.10.218>.
- [23] de Energía, M., “Explorador Solar radiación solar de todo el territorio chileno”, 2017, <https://solar.minenergia.cl/exploracion> (visitado el 2024-04-01).
- [24] España, N. G., “El desierto de atacama es el punto del planeta que recibe mayor radiación solar”, 2023,
- [25] Esferea, H., “Coordenadas y carta solar”, 2017, <https://www.helioesfera.com/coordenadas-y-carta-solar/> (visitado el 2024-04-01).
- [26] de Chile, G., “Generación eléctrica en chile”, 2023, <https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile> (visitado el 2024-02-04).
- [27] Sauma, E., “¿cómo está regulado el mercado eléctrico chileno?”, 2018,
- [28] Matamala, C., Moreno, R., y Sauma, E., “The value of network investment coordination to reduce environmental externalities when integrating renewables: Case on the chilean transmission network”, *Energy Policy*, vol. 126, pp. 251–263, 2019, doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.065>.
- [29] Pal, P. y Mukherjee, V., “Off-grid solar photovoltaic/hydrogen fuel cell system for renewable energy generation: An investigation based on techno-economic feasibility assessment for the application of end-user load demand in north-east india”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149, p. 111421, 2021, doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111421>.

- [30] de Evaluación Ambiental, S., 2023, https://seia.sea.gob.cl/archivos/2023/11/09/RCA_PF_Salares_Norte_firmSEAFirmDP.pdf (visitado el 2024-05-05).
- [31] de Evaluación Ambiental, S., 2020, https://seia.sea.gob.cl/archivos/2020/09/02/RCA_PF_North_West___firmada_.pdf (visitado el 2024-05-05).
- [32] fortune business insights, “Top 10 alkaline water electrolysis companies in the world”, 2024, <https://www.linkedin.com/pulse/top-10-alkaline-water-electrolysis-iahdf/> (visitado el 2024-04-11).
- [33] Krishnan, S., Koning, V., Theodorus de Groot, M., de Groot, A., Mendoza, P. G., Junginger, M., y Kramer, G. J., “Present and future cost of alkaline and pem electrolyser stacks”, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 83, pp. 32313–32330, 2023, doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.031>.
- [34] Khan, M. H. A., Daiyan, R., Han, Z. J., Hablutzel, M., Haque, N., Amal, R., y Macgill, I., “Designing optimal integrated electricity supply configurations for renewable hydrogen generation in australia”, *iScience*, vol. 24, p. 102539, 2021, doi:[10.1016/j.isci.2021.102539](https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.102539).
- [35] Luo, Y., Shi, Y., y Cai, N., “Chapter 3 - bridging a bi-directional connection between electricity and fuels in hybrid multienergy systems”, en *Hybrid Systems and Multi-energy Networks for the Future Energy Internet* (Luo, Y., Shi, Y., y Cai, N., eds.), pp. 41–84, Academic Press, 2021, doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819184-2.00003-1>.
- [36] Lapesa, 2024, <https://www.lapesa.es/es> (visitado el 2024-04-19).
- [37] Bonnew, 2024, <https://motors.bonnew.com/3gbp352210-beg-m3bp-abb-motor-355sma-4-250kw.html#additional> (visitado el 2024-04-21).
- [38] Distilled Water Supplies, “How should distilled water be stored? uk supplier of pure distilled water”, 2024,
- [39] Bioplastic, 2024, https://www.bioplastic.cl/producto/estanque-vertical-estandar-10000-lts-evs10000?gad_source=1&gclid=Cj0KCQjw8pKxBhD_ARIsAPrG45loYRZDJgJpGOJYgbBU4sOMgD5qadlmWPaw1DvhLTHtjs2gix2otykaAn2eEALw_wcB# (visitado el 2024-04-21).
- [40] Servicomp, 2022, <https://www.schulz.cl/> (visitado el 2024-04-21).
- [41] Montagetechnik, P. L., 2024, <https://www.pro-lift-montagetechnik.com/Axial-fan-600-mm-diameter-design-S-220-V-suction-01049> (visitado el 2024-04-22).
- [42] Profluh, “Eficiencia de una bomba centrífuga”, 2024,
- [43] Pitt, R., “Comparison of methods”, 2022,
- [44] Mehta, D., Waikhom, S., Yadav, V., y Lakhani, K., “Simulation of hydraulic parameters in water distribution network using epanet: A case study of surat city”, 2015.
- [45] Williams Brewing, “Mark ii 25 watt wort pump”, 2024, <https://www.williamsbrewing.com/Gifts-More/Gift-Locator/Beer-Gifts-Under-10000/Mark-II-25-Watt-Wort-Pump>. Accessed: 2024-05-20.
- [46] AIGA, “Standard for hydrogen piping systems at user locations”, *Energy*, 2012,
- [47] Otero, 2024, <https://oteroindustrial.cl/> (visitado el 2024-04-22).
- [48] SolidWorks, 2015, https://help.solidworks.com/2015/spanish/SolidWorks/Cworks/c_C

- onvection_Heat_Coefficient.htm?format=P&value= (visitado el 2024-04-22).
- [49] Amazon, “Pneumatic stainless three-piece dn50 double-acting”, 2024, <https://www.amazon.com/Pneumatic-Stainless-Three-Piece-DN50-Double-acting/dp/B08GJS7SLW?th=1>. Accessed: 2024-06-12.
- [50] Grainger, “Pipe flange, floor flange, 4wpu8”, 2024, https://www.grainger.com/product/Pipe-Flange-Floor-Flange-4WPU8?opr=PDPRRDSP&analytics=dsrrItems_4HVL6. Accessed: 2024-06-12.
- [51] Mouser Electronics, “Industrial temperature sensors”, 2024, https://www.mouser.cl/c/electromechanical/industrial-automation/industrial-sensors/industrial-temperature-sensors/?_gl=1*1f8c4hy*_ga*NzYzMzgZnIxLjE3MTgyMjQ1MTA.*_ga_15W4STQT4T*MTcxODIyNDUxMC4xLjAuMTcxODIyNDUzMi4zOC4wLjA. Accessed: 2024-06-12.
- [52] Mouser Electronics, “Industrial pressure sensors”, 2024, <https://www.mouser.cl/c/sensors/pressure-sensors/industrial-pressure-sensors/>. Accessed: 2024-06-12.
- [53] Mouser Electronics, “Flow sensors”, 2024, <https://www.mouser.cl/c/sensors/flow-sensors/>. Accessed: 2024-06-12.
- [54] Mouser Electronics, “Liquid level sensors”, 2024, <https://www.mouser.cl/c/sensors/liquid-level-sensors/>. Accessed: 2024-06-12.
- [55] Mouser Electronics, “Motion position sensors”, 2024, <https://www.mouser.cl/c/sensors/motion-position-sensors/>. Accessed: 2024-06-12.
- [56] esenergía, “Ver un campo de heliostatos en españa y proyectos de desarrollo”, 2023, <https://esenergia.es/heliostatos/> (visitado el 2024-04-17).
- [57] Bhargav, K., Gross, F., y Schramek, P., “Life cycle cost optimized heliostat size for power towers”, *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 40–49, 2014, doi:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.005>. Proceedings of the SolarPACES 2013 International Conference.
- [58] Ashikuzzaman, A. K. M., Shahriar, M. I., y Hassan, M. S., “Optical efficiency analysis of concentrated solar power tower in australia and chile: Introduction and optimization of fractal layout”, *Energy*, 2022, doi:<https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4237317>.
- [59] Wah, H. y Kyaing, N., “Design calculations of heliostat field layout for solar thermal power generation”, *Energy*, 2017, https://www.worldresearchlibrary.org/up_proc/pdf/859-150038096049-54.pdf.
- [60] Nithyanandam, K., Stekli, J., y Pitchumani, R., “10 - high-temperature latent heat storage for concentrating solar thermal (cst) systems”, en *Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology* (Blanco, M. J. y Santigosa, L. R., eds.), Woodhead Publishing Series in Energy, pp. 213–246, Woodhead Publishing, 2017, doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100516-3.00010-1>.
- [61] Intratec, “Monitor potassium nitrate prices worldwide”, 2019, <https://www.intratec.us/chemical-markets/potassium-nitrate-price> (visitado el 2024-04-18).
- [62] Ho, C. K. y Ambrosini, A., “Thermal energy storage technologies”, en *Thermal Energy Storage Technologies*, vol. 12, Solar PACES, 2020, <https://www.solarpaces.org/wp-content/uploads/Thermal-Energy-Storage-Technologies.pdf>.
- [63] Dincer, I. y Rosen, M. A., “Chapter 6 - heat storage systems”, en *Exergy Analysis of*

- Heating, Refrigerating and Air Conditioning (Dincer, I. y Rosen, M. A., eds.), pp. 221–278, Boston: Elsevier, 2015, doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-417203-6.00006-5>.
- [64] Martin, S., “Market design for electricity markets”, *Energy Policy*, vol. 52, pp. 201–210, 2013, <https://core.ac.uk/download/pdf/188225418.pdf>.
- [65] of Energy, U. D., 2024, <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/types-fuel-cells> (visitado el 2024-04-23).
- [66] Radica, G., Tolj, I., Lototsky, M. V., y Pasupathi, S., “Air mass flow and pressure optimization of a pem fuel cell hybrid system for a forklift application”, *Energies*, vol. 17, no. 1, 2024, doi:[10.3390/en17010120](https://doi.org/10.3390/en17010120).
- [67] Google, “Google maps”, 2024, <https://www.google.com/maps/> (visitado el 2024-05-07).
- [68] IPESA, “¿qué es una retroexcavadora? guía básica”, 2020,
- [69] Stocks, M., “Transitioning to a low carbon electricity market: Market and regulatory challenges”, *Proceedings of the Asia Pacific Solar Research Conference*, 2018, https://apvi.org.au/solar-research-conference/wp-content/uploads/2018/11/066_DI_Stocks_M_2018.pdf.
- [70] Butchers, J., Williamson, S., Booker, J., Maitland, T., Karki, P. B., Pradhan, B. R., Pradhan, S. R., y Gautam, B., “Cost estimation of micro-hydropower equipment in nepal”, *Development Engineering*, vol. 7, p. 100097, 2022, doi:<https://doi.org/10.1016/j.deveng.2022.100097>.
- [71] Raabe, J., “Hydro power. the design, use, and function of hydromechanical, hydraulic and electrical equipment”, 1985.
- [72] Ogayar, B. y Vidal, P., “Cost determination of the electro-mechanical equipment of a small hydro-power plant”, *Renewable Energy*, vol. 34, no. 1, pp. 6–13, 2009, doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.04.039>.
- [73] IRENA, “Renewable energy technologies: Cost analysis series”, vol. 1, 2012, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-HYDROPOWER.pdf.
- [74] Bernal, N. G., “Límites a las rentabilidades percibidas por empresas de servicios básicos”, 2019, https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/28088/1/BCN___Limites_a_la_rentabilidad_en_servicios_basicos_edPM.pdf.
- [75] Avalco, “Planta de osmosis inversa 1 tonelada/hora”, 2024, <https://www.avalco.cl/tratamiento-de-aguas/1238-planta-de-osmosis-inversa-1-toneladahora.html>.
- [76] Baxter, C., Knott, T., Lipman, T., Brown, M., Setlack, J., Lippert, K., Mitchell, J., y Reed, A., “Hydrogen production facilities plant performance and cost comparisons”, Rep. Tec. NREL/TP-560-33905, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2003.

Anexos

Radiación en junio en Calama

Tabla 0.1: Valor por hora de la radiación por metro cuadrado en Calama el mes de junio

Hora	Radiación [W/m^2]
0:00	0
1:00	0
2:00	0
3:00	0
4:00	0
5:00	0
6:00	0
7:00	0
8:00	228,5
9:00	478,1
10:00	692,8
11:00	823,6
12:00	892,8
13:00	892,3
14:00	833,7
15:00	712,2
16:00	527,2
17:00	295,2
18:00	0
19:00	0
20:00	0
21:00	0
22:00	0
23:00	0