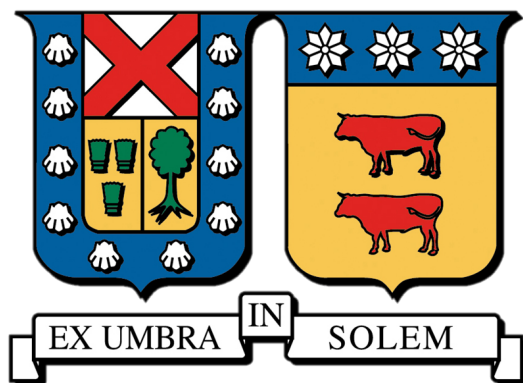


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AMBIENTAL



**BATERÍA DE AMONÍACO VERDE PARA GESTIÓN ENERGÉTICA
DE UNA CENTRAL ERNC**

GABRIEL ALONSO FUENTES OLIVARES

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL QUÍMICO

PROFESOR GUÍA: Dr. Ivan Cornejo

PROFESORA CO-REFERENTE: Dra. Tania Sandoval

Agosto-2023

Resumen

En la actualidad, existe un consenso acerca de la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel global. En el contexto chileno, el sector energético emerge como el principal contribuyente de GEI, responsabilizándose del 75,5% del total de emisiones en el año 2020. Dentro de este sector, el subsector “Industrias de la Energía” sobresale como el mayor emisor de GEI, englobando a todas las industrias que generan electricidad para los sistemas interconectados. Por lo tanto, es crucial intervenir en estas industrias con el fin de lograr un impacto significativo en la descarbonización del país. En este escenario, las energías renovables emergen como una opción promisoriosa; sin embargo, la intermitencia inherente a su generación plantea un desafío que debe ser abordado para gestionar eficientemente este recurso.

El objetivo principal de este trabajo es diseñar y analizar la viabilidad de una planta solar fotovoltaica con un sistema de gestión energética basado en la producción de amoníaco verde. El sistema propuesto se fundamenta en una planta solar, en la que una parte de la energía generada se inyecta en la red eléctrica y la otra se almacena en forma de amoníaco e hidrógeno. Estos combustibles, cuando la generación solar se detiene, son empleados en un sistema de turbina de gas para producir electricidad que se integra a la red. El sistema ha sido concebido para inyectar electricidad en la red en proporción al consumo del Sistema Eléctrico Nacional, con una capacidad máxima de 20,3 MW durante los picos de demanda. La planta solar fotovoltaica tiene una capacidad de generación máxima de 265 MW, y se requiere almacenar 24.430 kg de hidrógeno y 42.753 kg de amoníaco diariamente para su correcto funcionamiento. El sistema propuesto presenta un factor de planta del 7,2%, mientras que la batería diseñada exhibe una eficiencia del 12%.

La inversión necesaria para implementar este sistema alcanza los \$1.061 millones de USD, con un costo operativo anual de \$2,84 millones de USD. De este total, los electrolizadores representan el 63% del costo. Considerando el crecimiento anticipado en la economía del hidrógeno, se ha realizado un análisis de sensibilidad respecto a la inversión en esta tecnología. Este enfoque permite reducir el costo nivelado de la energía de 334 USD/MWh a 152 USD/MWh, lo cual constituye una reducción del 54%. Similarmente, el costo nivelado de almacenamiento pasó de 669 USD/MWh a 289 USD/MWh, representando una disminución del 57%. Estos valores competitivos ubican la propuesta en paridad con otras tecnologías.

A pesar de los costos relativamente elevados, el sistema de almacenamiento basado en amoníaco presenta atributos sumamente atractivos en comparación con otras alternativas de almacenamiento. Su flexibilidad geográfica y la ausencia de pérdidas en su operación son aspectos destacables, así como la alta densidad energética de los combustibles empleados permite un menor volumen de almacenamiento. Además, el sistema planteado tiene la capacidad de permanecer almacenado por periodos de tiempo prolongados sin pérdidas, a diferencia de sistemas mas convencionales.

Abstract

Currently, there is a consensus about the imperative need to reduce greenhouse gas emissions globally. In the Chilean context, the energy sector emerges as the main contributor to these emissions, accounting for 75.5% of the total emissions in the year 2020. Within this sector, the “Energy Industries” subsector stands out as the largest emitter of greenhouse gases, encompassing all industries that generate electricity for interconnected systems. Therefore, intervention in these industries is crucial to achieve a significant impact on the country’s decarbonization efforts. In this scenario, renewable energies emerge as a promising option; however, the inherent intermittency in their generation poses a challenge that must be addressed to efficiently manage this resource.

The main objective of this work is to design and analyze the feasibility of a photovoltaic solar plant with an energy management system based on green ammonia production. The proposed system is built around a solar plant, where a portion of the generated energy is injected into the electrical grid and the rest is stored as ammonia and hydrogen. When solar generation stops, these fuels are employed in a gas turbine system to produce electricity that integrates into the grid. The system has been devised to inject electricity into the grid in proportion to the consumption of the National Electric System, with a maximum capacity of 20.3 MW during peak demand hours. The photovoltaic solar plant has a maximum generation capacity of 265 MW, and it requires the storage of 24,430 kg of hydrogen and 42,753 kg of ammonia daily for proper operation. The proposed system has a plant factor of 7.2%, while the designed battery exhibits an efficiency of 12%.

The investment required to implement this system amounts to USD\$1.061.000.000, with an annual operating cost of USD\$2.840.000. Of this total, electrolyzers constitute 63% of the costs. Considering the anticipated growth in the hydrogen economy, a sensitivity analysis has been conducted regarding investment in this technology. This approach reduces the levelized cost of energy from \$334 USD/MWh to \$152 USD/MWh, a reduction of 54%. Similarly, the levelized cost of storage went from \$669 USD/MWh to \$289 USD/MWh, representing a decrease of 57%.. These competitive values position the proposal on par with other technologies.

Despite the relatively high costs, the ammonia-based storage system has extremely attractive attributes compared to other storage alternatives. Its geographic flexibility and the absence of losses in its operation are noteworthy aspects, as well as the high energy density of the fuels used,

which allows for a smaller storage volume. In addition, the proposed system has the capacity to remain stored for long periods of time without losses, unlike more conventional systems.

Agradecimientos

En primer lugar, quisiera agradecer a mi profesor guía, por su paciencia y orientación constante que fueron fundamentales para guiar mi trabajo de memoria. También, a todos los profesores que han participado en mi trayectoria universitaria.

A mi familia, por su constante apoyo a lo largo de todos estos años. Asimismo, quiero reconocer a todas las personas que me han acompañado, que me han mantenido centrado y acompañado desde una perspectiva no académica.

A mis mascotas que siempre han estado ahí: primero, a Félix, mi gato que ya no está, por ser mi compañero en esas eternas noches de estudio; a Tom, mi erizo, que salía a hacerme compañía en los momentos complejos; y por último, a Lisa, la gata traviesa que me ha acompañado a lo largo de este proceso de tesis.

Finalmente, pero no menos importante, quiero agradecerme a mí mismo por seguir adelante cuando todo parecía cuesta arriba, por continuar trabajando cuando solo quería descansar, y por llegar al final de todo entregando este trabajo de tesis.

Tabla de Contenidos

1	Introducción	1
1.1	Contexto Energético Nacional	1
1.2	Situación Actual y Proyecciones de las ERNC en Chile	3
1.3	Desafíos del Desarrollo de las ERNC	7
1.4	Almacenamiento de Energía en Enlaces Químicos	9
2	Objetivos y Alcances	11
2.1	Objetivo General	11
2.2	Objetivos Específicos	11
2.3	Alcance	11
3	Marco Teórico y Antecedentes Generales	13
3.1	Energía Solar y Paneles Fotovoltaicos	13
3.2	Tipos de Almacenamiento Energético no Convencional	15
3.2.1	Almacenamiento por Gravedad	15
3.2.2	Bombeo Reverso de Agua	17
3.2.3	Aire Comprimido	18
3.2.4	Baterías de Ion Litio	20
3.2.5	Batería de Sodio Sulfuro	22
3.2.6	Comparación de Tecnologías	23
3.3	Características Físico Químicas de los Materiales Involucrados	26
3.3.1	Hidrógeno	26
3.3.2	Nitrógeno	34
3.3.3	Amoníaco	38
3.4	Generación de Electricidad a Partir de Amoníaco	44
3.4.1	Celdas de Combustible	47
3.4.2	Turbina de Gases	48
3.4.3	Ejemplos de Equipos Existentes	51

4	Modelo de Planta	53
4.1	Modelo de Planta	54
4.1.1	Diagrama de Planta	54
4.1.2	PFD	55
4.2	Balance de Masa y Energía	56
4.3	Descripción del Proceso	59
4.3.1	Paneles Solares	60
4.3.2	Dimensionamiento de Electrolizadores	60
4.3.3	Planta de Síntesis de Amoníaco	61
4.3.4	Destilación de Aire	63
4.3.5	Almacenamiento Estacionario de Hidrógeno	64
4.3.6	Almacenamiento Estacionario de Amoníaco	67
4.3.7	Turbina de Gases	70
5	Análisis de Costos	73
5.1	Costos de Capital	73
5.2	Costos de Operación (OPEX)	77
5.3	Análisis de Costos	81
6	Conclusiones y Recomendaciones	86
6.1	Conclusiones	86
6.2	Recomendaciones	87
7	Anexos	94
7.1	Anexo A: Características Paneles solares	94
7.2	Anexo B: Calculo de Densidad Energética Gravimétrica de Planta Propuesta	94

Lista de Tablas

3.1	Tabla comparativa de tecnologías de almacenamiento	24
3.2	Contenido energético de distintos combustibles a 25°C y 1 atm	27
3.3	Propiedades Físicas y Químicas del Hidrógeno	27
3.4	Comparación de características asociadas a seguridad	29
3.5	Características principales electrolizador alcalino	33
3.6	Características principales electrolizador tipo PEM	33
3.7	Características principales electrolizador tipo SOE	34
3.8	Propiedades Físicas y Químicas del Nitrógeno	35
3.9	Propiedades Físicas y Químicas del Amoníaco	39
3.10	Propiedades Físicas y Químicas del Amoníaco	40
4.1	Parámetros del hidrógeno para la ecuación de Soave - Redlich - Kwong	65
4.2	Resumen de las condiciones de operación del ciclo de la turbina de gases	72
5.1	Costos de inversión de equipos involucrados en planta solar y batería de amoníaco .	76
5.2	Porcentaje de inversión por componente	76
5.3	Costos de inversión por componente	77
5.4	Costos operativos para planta solar	78
5.5	Costos de operación por componente	79
5.6	Valores de LCOE para diferentes tecnologías	81
5.7	Valores de LCOS para diferentes tecnologías	82
7.1	Características paneles solares	94

Lista de Figuras

1.1	Balance de GEI (kton CO ₂ eq.) por rubro productivo [2]	2
1.2	Emisiones de GEI por subcategoría del sector de Energía [2]	2
1.3	Matriz Energética histórica del SEN [6]	4
1.4	Proyección de la Matriz Energética Nacional hasta el año 2050 [3]	5
1.5	Caracterización de recurso renovable eólico, solar fotovoltaico y solar CSP [8]	6
1.6	Generación energía solar y demanda energía SEN [6]	7
1.7	Generación eléctrica en un día de las distintas fuentes energéticas [6]	8
1.8	Cadena de Valor del hidrógeno verde [10]	9
3.1	Representación de sistemas de almacenamiento por gravedad [12]	16
3.2	Diagrama del funcionamiento de un sistema de almacenamiento por bombeo reverso de agua [13]	18
3.3	Diagrama del funcionamiento de un sistema de almacenamiento de aire comprimido [15]	19
3.4	Diagrama del funcionamiento de un sistema de almacenamiento de aire comprimido con TES [15]	20
3.5	Diagrama de una batería de ion litio [13]	21
3.6	Diagrama del funcionamiento de una batería de sodio sulfuro [19]	23
3.7	Variación del volumen específico en función de la presión para hidrógeno gaseoso y líquido [17]	28
3.8	Pictogramas y rombo de seguridad del hidrógeno [24]	30
3.9	Rutas de producción de hidrógeno renovable [26]	31
3.10	Proceso de obtención de hidrógeno por medio de reformado de gas metano con vapor [26]	32
3.11	Esquema del funcionamiento de una celda electrolítica [17]	32
3.12	Pictogramas y rombo de seguridad del nitrógeno líquido [33]	36
3.13	Esquema del funcionamiento de una columna de destilación simple	37

3.14	Esquema del funcionamiento de una planta de separación de aire utilizando adsorción [30]	38
3.15	Principales derivados y aplicaciones industriales del amoníaco	39
3.16	Pictogramas y rombo de seguridad del amoníaco [35]	40
3.17	Ruta utilizada en la actualidad para la síntesis de amoníaco [23]	41
3.18	Proceso tradicional de Haber Bosch [23]	42
3.19	Proceso de síntesis de amoníaco a partir de hidrógeno verde [38]	43
3.20	Proceso de reacción de los gases en la zona de síntesis [37]	43
3.21	Camino de las reacciones que pueden darse al combustionar amoníaco [38]	45
3.22	Esquema de un MCI con combustión dual de gasolina y amoníaco [40]	46
3.23	Tecnologías de celdas de combustible de amoníaco [23]	48
3.24	Foto del sistema de turbina de gases utilizado en la prueba [45]	49
3.25	Ciclo de Brayton clásico [47]	50
3.26	Ciclo de Brayton humidificado [47]	51
3.27	Imagen del barco Viking Energy que pretende ser transformado a FC en base a amoníaco [49]	52
4.1	Diseño conceptual de batería de amoníaco	54
4.2	PFD de la batería de amoníaco	55
4.3	Radiación solar por intervalo horario en la comuna de San Pedro de Atacama [50]	56
4.4	Demanda del SEN en conjunto con la generación eléctrica de planta propuesta [6]	57
4.5	Producción planta solar con y sin gestión energética	59
4.6	Proceso de síntesis de amoníaco a partir de hidrógeno verde	61
4.7	Existencias de hidrógeno para alimentar planta síntesis junto con propuesta de operación de planta de síntesis	62
4.8	Diagrama de una planta de separación de aire [32]	63
4.9	Flujos de entrada y salida acumulados de hidrógeno al tanque de almacenamiento	66
4.10	Existencias de hidrógeno en tanque de almacenamiento para síntesis	67
4.11	Producción y consumo de amoníaco por planta de síntesis y turbina de gases respectivamente	69
4.12	Operación del tanque de amoníaco	70
4.13	Esquema del ciclo de la turbina de gases a utilizar	71
5.1	Distribución de costos de CAPEX de los equipos principales	83
5.2	Variación de LCOE y LCOS en función del costo de inversión en electrolizadores	84
5.3	LCOA para amoníaco gris, amoníaco verde en condiciones óptimas y amoníaco verde en caso base. Obtenido de [68]	85

Nomenclatura

Símbolo	Significado, unidades
a	Constante de corrección, -
b	Constante de corrección, -
E_k	Máxima energía cinética observada, J
f	Frecuencia de la luz, 1/s
FP	Factor de Planta, %
h	Constante de Planck, Js
M_{aNH_3}	Masa de amoníaco, kg/día
M_{H_2}	Masa de hidrógeno, kg/día
P	Presión, Pa
P_c	Presión crítica, Pa
PM_{H_2}	Peso Molecular Hidrógeno, kg/mol
R	Constante Universal de los gases, J/(mol K)
T	Temperatura, K
T_c	Temperatura crítica, K
V_m	Volumen molar de los gases, m^3
V_{H_2}	Volumen ocupado por hidrógeno, m^3
η	Eficiencia, %
ϕ	Función trabajo del material, J

Siglas	Significado
AFC	Celdas de Combustible Alcalinas
AtP	Ammonia to Power
CAES	Almacenamiento en Aire Comprimido
CAPEX	Costos de Capital
CLP	Pesos Chilenos
D _t	Costos de Desmantelamiento y gestión residuos al año t
ERNC	Energía Renovables No Convencionales
ETGES	Almacenamiento de Energía por Gravedad con Camiones Eléctricos
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
IEA	Agencia Internacional de Energía
JPY	Yen Japonés
LCOE	Costo Nivelado de Energía
LCOS	Costo Nivelado de Almacenamiento
MCI	Motores de Combustión Interna
MGES	Almacenamiento de Energía por Gravedad en Montañas
MWh _t	Cantidad de energía generada al año t
NFPA	National Fire Protection Association
NOTC	Nominal Operating Cell Temperature
OPEX	Costos de Operación
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PEM	Membrana de Intercambio de Protones
PtA	Power to Ammonia
RMB	Renmibi
SCR	Reducción Catalítica Selectiva
SEA	Sistema de Aysen
SEM	Sistema de Magallanes
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SOE	Electrolito de Estado Sólido
SOFC	Celdas de Combustible Óxido Sólido
STC	Condiciones Estandar de Prueba
TCC _t	Costos totales de energía al año t
TES	Sistema de Almacenamiento Térmico
UGES	Almacenamiento de Energía por Gravedad Subterráneo
USD	Dólar Estadounidense
€	Euro

Capítulo 1

Introducción

1.1 Contexto Energético Nacional

La creciente preocupación por los impactos del cambio climático en la vida humana y en el medio ambiente, han generado un gran interés mundial en la reducción de los gases de efecto invernadero (GEI). Los gases de efecto invernadero son aquellos presentes en la atmósfera con la capacidad de atrapar la energía del sol, lo que resulta en un aumento de la temperatura en la superficie terrestre. Lamentablemente, la actividad humana ha desempeñado un papel significativo en el aumento de las concentraciones de estos gases en la atmósfera, exacerbando el fenómeno del calentamiento global [1].

La Figura 1.1 ofrece una representación gráfica de cómo las emisiones de GEI se han distribuido entre diversos sectores económicos a lo largo del período comprendido entre 1990 y 2020 [2]. Esta visualización proporciona una idea de qué sectores han sido los principales contribuyentes a las emisiones de GEI durante las últimas décadas. También, se observa como las emisiones de GEI en Chile han ido aumentando gradualmente, con una contribución cada vez más significativa por parte del sector de energía, que llegó a representar un 51,3% en el año 2020. Es relevante destacar que, de todas las emisiones totales registradas en 2020, el sector energético fue responsable del 75,5% [2]. Por lo tanto, se hace necesario intervenir en este sector con el propósito de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que el país está liberando y así avanzar hacia la carbono neutralidad, un objetivo establecido para el año 2050 [3].

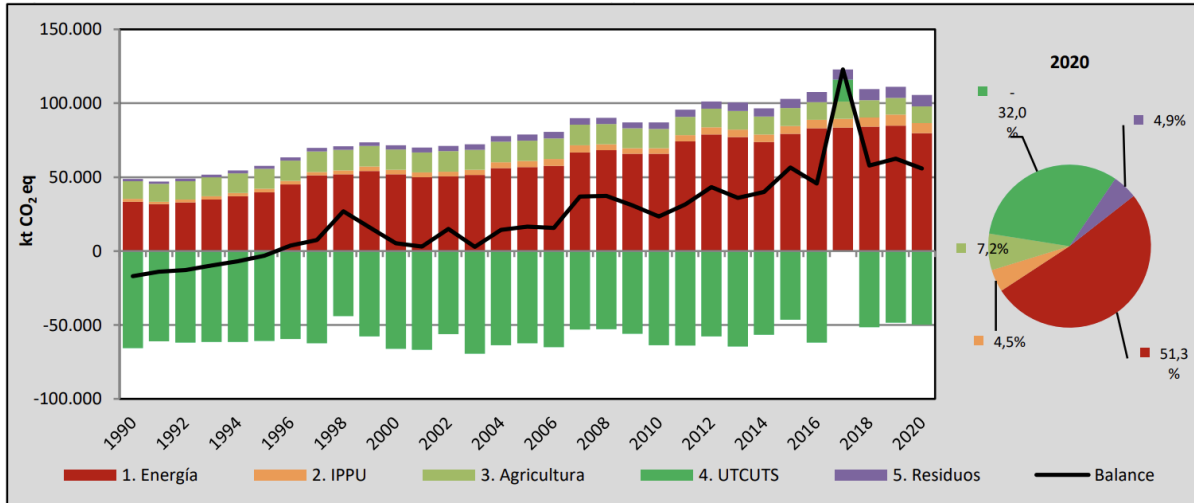


Figura 1.1: Balance de GEI (kton CO₂ eq.) por rubro productivo [2]

Para identificar las áreas en las que se podría generar un impacto significativo, la Figura 1.2 ilustra la distribución de las emisiones de GEI en las diversas subcategorías dentro del sector de Energía. Esta desglosa ofrece una perspectiva más detallada de qué actividades específicas dentro del sector energético contribuyen más a las emisiones totales de gases de efecto invernadero.

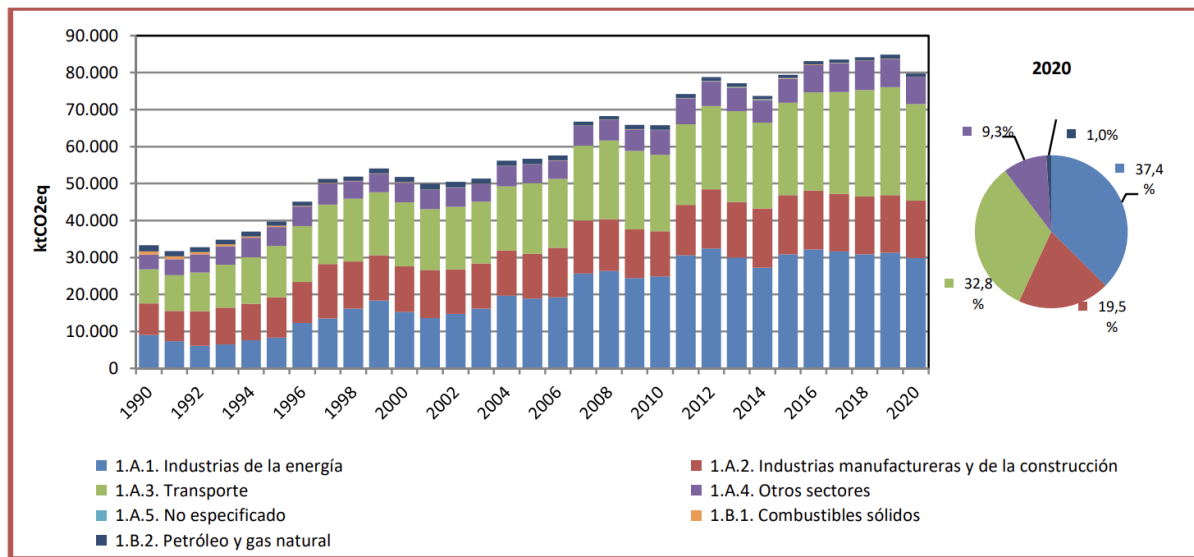


Figura 1.2: Emisiones de GEI por subcategoría del sector de Energía [2]

Del análisis de la Figura 1.2, se desprende que las subcategorías de Industrias de la Energía y Transporte son los principales generadores de gases de efecto invernadero, contribuyendo con un 37,4% y un 32,8% respectivamente. En el caso de Industrias de la Energía, este sector abarca el consumo de carbón mineral, diésel y gas natural para la generación de electricidad. La eliminación progresiva de estas fuentes de energía de nuestra matriz energética resulta esencial para lograr hacer

sustentable la población y las industrias. Además, al proporcionar energía eléctrica proveniente de fuentes libres de emisiones de gases de efecto invernadero, se sientan las bases para transformar tecnologías, de manera que dependan de energía eléctrica, reduciendo así su huella de carbono.

Este panorama resalta la importancia de impulsar la adopción de fuentes de energía renovable y tecnologías limpias en la industria energética. Mediante la implementación de soluciones innovadoras, como la batería de amoníaco verde, se puede contribuir significativamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en Chile. Estos enfoques no solo apuntan a una disminución directa de emisiones, sino que también aportan a la modernización y sustentabilidad del sistema energético del país.

1.2 Situación Actual y Proyecciones de las ERNC en Chile

En Chile, se han establecido tres sistemas de interconexión eléctrica que abarcan diferentes regiones del país. El primero es el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que se extiende desde Arica hasta la Isla de Chiloé. Además, están el Sistema de Aysén (SEA) y el Sistema de Magallanes (SEM), donde estos dos últimos abarcan la región correspondiente a su nombre [4].

En estos sistemas interconectados, la producción de energía eléctrica proviene de diversas tecnologías. Entre ellas, destacan las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), que se caracterizan por su capacidad para generar electricidad sin emitir gases de efecto invernadero. Las tecnologías ERNC incluyen fuentes como la energía eólica, solar, biomasa, biogás, geotermia, mareomotriz y pequeña hidroeléctrica (con potencia menor a 20 MW) [5].

En la Figura 1.3, se presenta la matriz energética histórica del Sistema Eléctrico Nacional desde el año 2000 hasta el 2022. Esta visualización se basa en datos proporcionados por el Coordinador Eléctrico Nacional [6]. La figura refleja la evolución de las fuentes de generación utilizadas en el SEN a lo largo de los años, ofreciendo una perspectiva de los cambios en la producción de energía eléctrica en Chile.

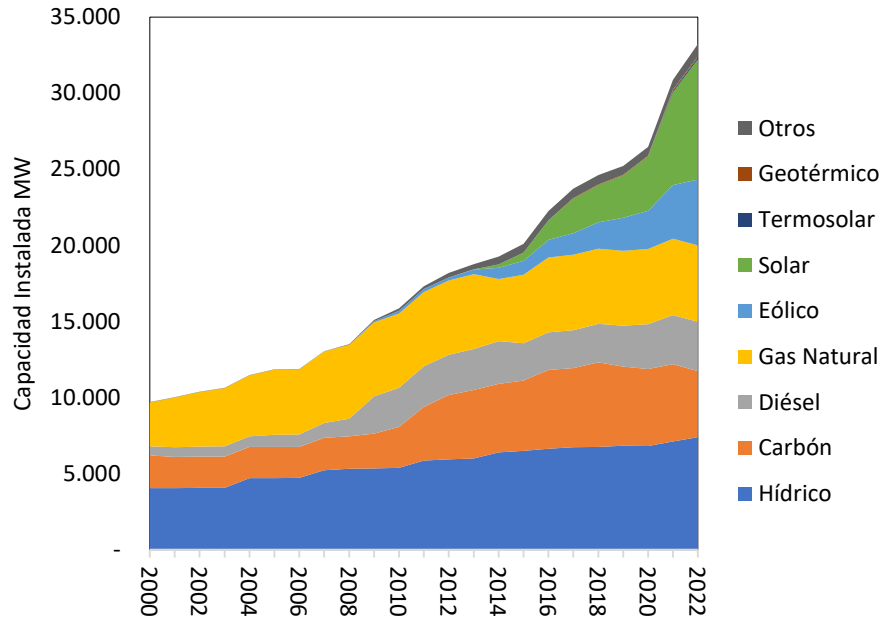


Figura 1.3: Matriz Energética histórica del SEN [6]

En la Figura 1.3, se puede observar cómo en los últimos 22 años, la capacidad instalada total ha experimentado un aumento de más de tres veces su valor inicial. Durante este período, las fuentes de generación fósiles, como el carbón, el diésel y el gas natural, disminuyeron su participación del 58% al 38%. A pesar de esta reducción porcentual, la capacidad instalada de estas fuentes aumentó en más del doble. Paralelamente, las fuentes de generación hídrica también experimentaron un incremento del 83% en su capacidad instalada, pasando de representar el 42% al 22% del total.

Sin embargo, el aspecto más notable en la figura es la introducción y crecimiento de las ERNC en la matriz energética. Estas fuentes, que no tenían participación en el año 2000, alcanzaron un 37% de la capacidad instalada total en 2022. Esta tendencia refleja la estrategia de aumentar la presencia de las ERNC para satisfacer la creciente demanda de energía, pero es importante destacar que la demanda de combustibles fósiles se ha mantenido constante o incluso ha aumentado, lo que implica que la huella de carbono generada por el sector energético no se ha reducido significativamente.

La Figura 1.4 muestra las proyecciones para la generación eléctrica nacional a partir de diferentes fuentes [3]. Estas proyecciones son cruciales para comprender cómo se espera que evolucione la matriz energética en los próximos años y cómo se pueden implementar estrategias más sostenibles para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

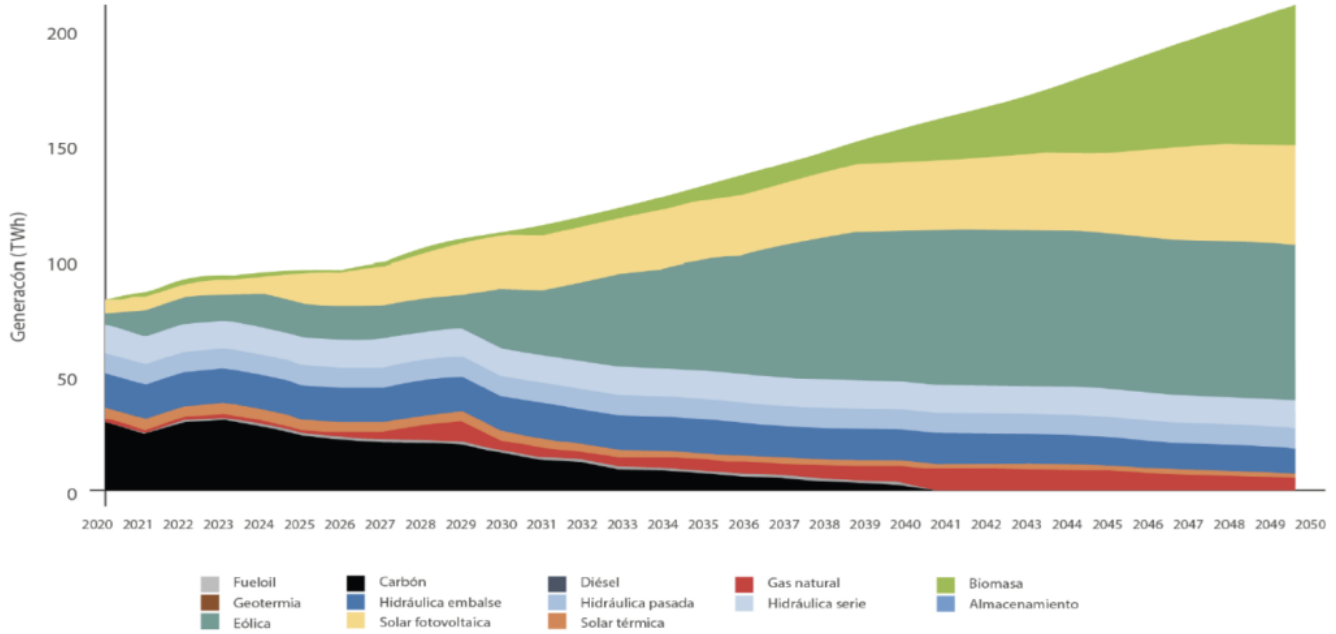


Figura 1.4: Proyección de la Matriz Energética Nacional hasta el año 2050 [3]

La Figura 1.4 proyecta un escenario en el cual se espera que para el año 2040 se haya eliminado por completo el uso de carbón mineral y diésel en la generación eléctrica, dejando al gas natural como la única fuente fósil con una participación residual en el panorama general. Esta transformación significativa en la matriz energética busca reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y avanzar hacia una generación eléctrica más limpia y sostenible. Además, se prevé que las ERNC sean la principal fuente de generación, siendo la energía solar y eólica las más prominentes en el corto plazo, y a partir de 2038, se proyecta un aumento en la participación de la biomasa.

Chile cuenta con un potencial energético renovable significativo, especialmente en las fuentes solar y eólica. Se estima que este potencial supera los 1800 GW de potencia, lo que es equivalente a 70 veces la demanda eléctrica del año 2020 en el país [7]. La abundancia de recursos naturales como la radiación solar y la fuerza del viento posiciona a Chile en un excelente lugar para aprovechar estas fuentes de energía limpia y abundante.

La Figura 1.5 proporciona una caracterización de los recursos renovables eólicos y solares en función de ciertas características específicas [8]. Esta caracterización es fundamental para comprender la viabilidad y el potencial de implementación de sistemas de generación renovable en diferentes ubicaciones geográficas de Chile.

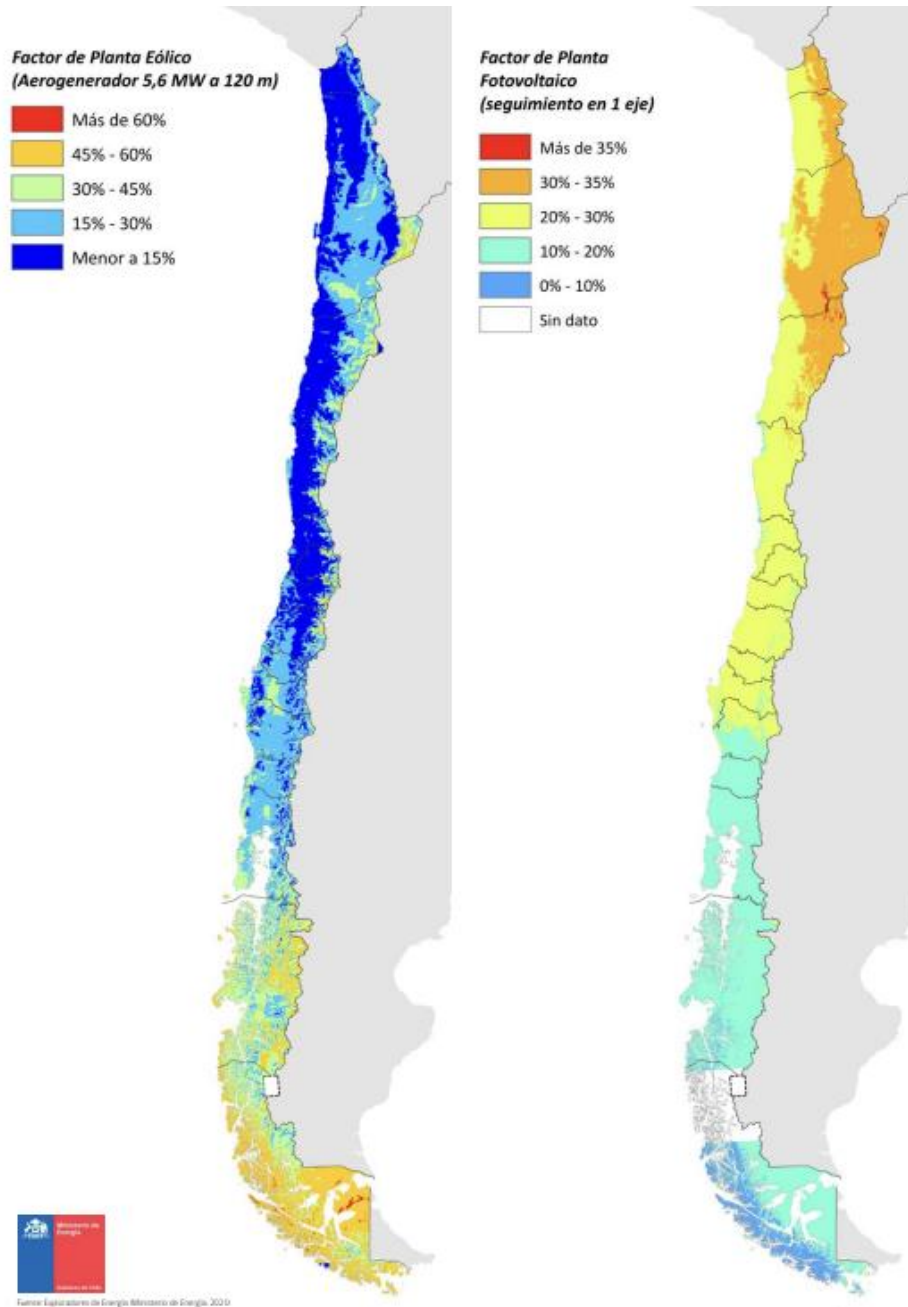


Figura 1.5: Caracterización de recurso renovable eólico, solar fotovoltaico y solar CSP [8]

La Figura 1.5 presenta dos mapas que proporcionan información clave sobre el potencial de las fuentes renovables en Chile, utilizando como parámetro el factor de planta. Este valor corresponde al cociente entre lo efectivamente generado por una planta eléctrica y la generación si ésta funcionara a máxima potencia (nominal) en un periodo de tiempo dado. En el mapa del lado izquierdo, se muestra el factor de planta de parques eólicos en diferentes regiones del país. Se puede observar que en la zona sur, este factor de planta supera en su mayoría el 45%, lo que indica un alto nivel de

aprovechamiento del recurso eólico en esa área. Por otro lado, el gráfico en el lado derecho muestra el factor de planta esperado para el recurso solar en todo el territorio nacional. Se nota que, desde la zona central hasta el norte grande, el factor de planta se encuentra en el rango del 20% al 30%, mientras que en las zonas interiores del norte grande, el factor de planta se sitúa entre 30% y 35%, destacándose como uno de los mejores a nivel mundial [8].

1.3 Desafíos del Desarrollo de las ERNC

Existe un importante desacople entre las curvas de consumo de energía eléctrica y la generación proveniente de fuentes renovables. Esto se convierte en un obstáculo significativo para la consecución de la meta de descarbonización de la matriz energética nacional. En la Figura 1.6 se muestran las curvas correspondientes al consumo eléctrico y a la generación de energía a partir de fuentes solares en el SEN el 3 de Mayo de 2023 [6]. Se observa claramente como el máximo de generación no coincide con el máximo consumo, existiendo un desfase horario entre ellos.

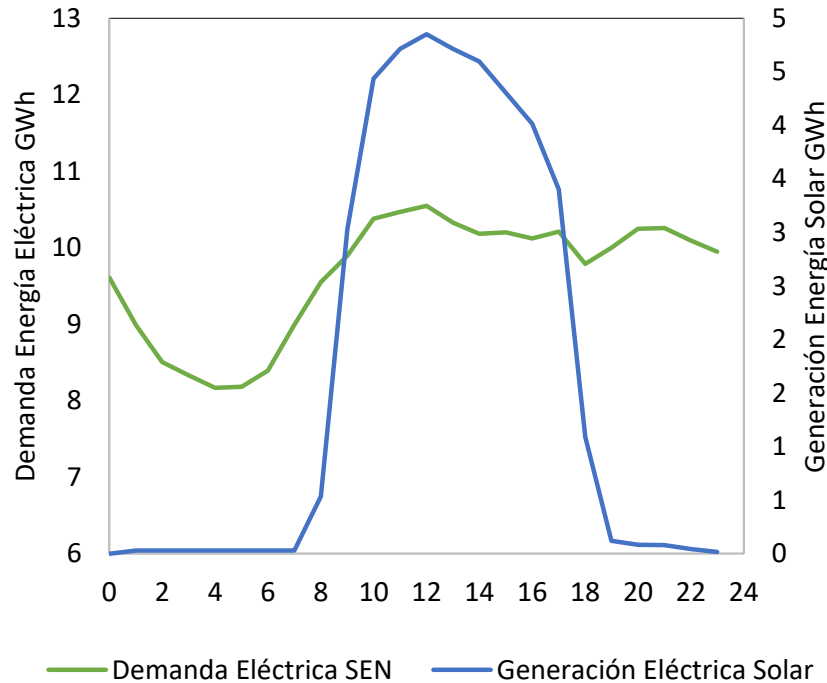


Figura 1.6: Generación energía solar y demanda energía SEN [6]

Como se observa en la Figura 1.6, las curvas de generación solar y demanda eléctrica están desacopladas. Esto significa que técnicamente no sería posible suplir la demanda eléctrica únicamente con energía solar, ya que esta última solo genera energía en las horas del día cuando hay suficiente

radiación solar. Este período de generación solar suele estar comprendido entre las 7 de la mañana y las 7 de la tarde. Por lo tanto, se requieren fuentes de generación adicionales que tengan la capacidad de ajustar su producción para compensar la falta de generación solar durante las horas de poca o nula radiación solar.

La Figura 1.7 muestra la generación eléctrica por diversas fuentes en el SEN durante el 3 de Mayo de 2023. Se puede observar cómo la generación solar tiene un pico durante el día, pero disminuye significativamente hacia la noche. Durante las horas en que la generación solar es baja o nula, otras fuentes de generación deben entrar a producir para sostener la demanda energética del SEN [6].

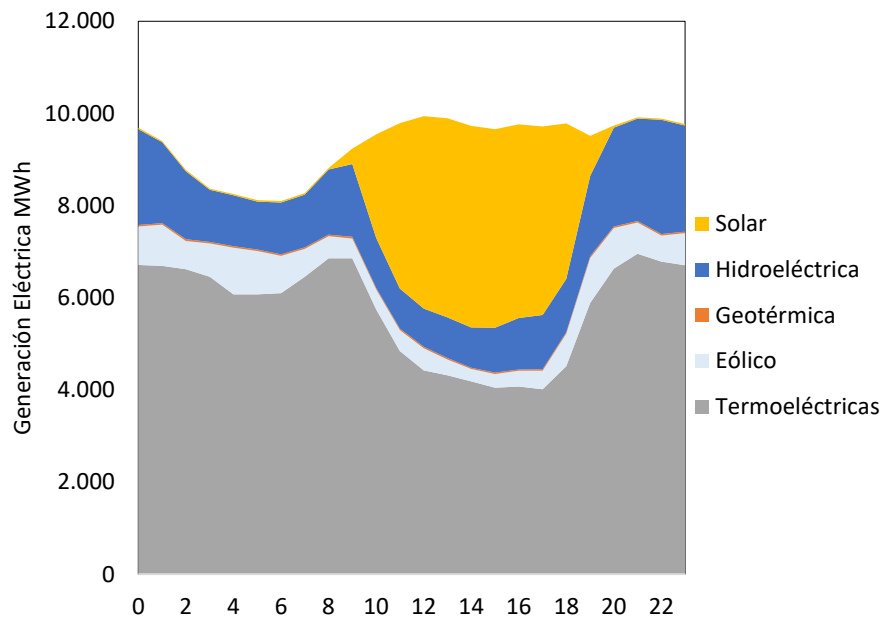


Figura 1.7: Generación eléctrica en un día de las distintas fuentes energéticas [6]

La Figura 1.7 ilustra cómo la generación solar exhibe una intermitencia más marcada en contraste con otras fuentes de generación, como la energía hidroeléctrica, geotérmica y eólica, que presentan una producción relativamente constante. Las termoeléctricas, que suelen operar mediante combustibles fósiles, son las que exhiben la mayor versatilidad en su generación. Esta situación resalta la necesidad de implementar tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica. Estas tecnologías permiten capturar el exceso de energía producida durante los periodos de alta generación, como es el caso de la energía solar durante las horas diurnas, y almacenarla para su posterior uso en momentos de menor generación, como las horas nocturnas o los días nublados.

1.4 Almacenamiento de Energía en Enlaces Químicos

Para el almacenamiento de energía, existen diversos métodos que se basan en diferentes principios. Algunos de estos principios comúnmente utilizados incluyen baterías electroquímicas, almacenamiento mecánico, térmico y en enlaces químicos [9]. Este trabajo se enfoca en el almacenamiento en enlaces químicos.

El almacenamiento en enlaces químicos implica retener energía en los enlaces que unen átomos o moléculas. Existen procesos de almacenamiento energético que ocurren de manera natural y otros que son generados de manera artificial. En la naturaleza, los hidrocarburos son un ejemplo evidente de este fenómeno, ya que pueden acumular una considerable cantidad de energía que se libera al quemarlos o descomponer sus cadenas de carbono [9].

De manera artificial, uno de los métodos que ha generado gran interés a nivel global es el almacenamiento de energía en forma de hidrógeno. Esta molécula puede ser producida separando el agua en sus componentes, utilizando un electrolizador. Este dispositivo utiliza energía eléctrica para descomponer el agua en hidrógeno molecular y oxígeno. El hidrógeno resultante posee características muy atractivas como combustible, ya que puede ser almacenado, transportado y utilizado como materia prima en diversos procesos de síntesis [7]. En otras palabras, de manera simplificada, es factible emplear energía eléctrica (proveniente, por ejemplo, de fuentes renovables) para crear hidrógeno, transportarlo y luego utilizarlo en diferentes aplicaciones en distintas ubicaciones.

La Figura 1.8 muestra la cadena de valor del hidrógeno. Se pueden identificar diversas fuentes de producción a partir de energías renovables, seguido por su generación y finalmente las diversas formas de utilización de esta molécula [10].



Figura 1.8: Cadena de Valor del hidrógeno verde [10]

La Figura 1.8 destaca las oportunidades que el hidrógeno ofrece, abarcando su producción, almacenamiento y consumo. Se puede apreciar que las capacidades inherentes al hidrógeno van más allá de su papel como sistema de almacenamiento, ya que posee atributos altamente atractivos para múltiples sectores industriales. Por ejemplo, en el ámbito del transporte, puede ser utilizado como combustible directo en vehículos equipados con celdas de combustible. Además, puede servir como materia prima para la producción de amoníaco, metanol u otros compuestos químicos, los cuales a su vez pueden ser empleados como combustibles o en otros procesos industriales [7].

Este enfoque implica que al utilizar el hidrógeno como vector energético, se puede lograr la descarbonización tanto de la matriz energética eléctrica como del fomento de la adopción de combustibles limpios en otras áreas, como el sector del transporte. Asimismo, permitirá reducir la huella de carbono en diversas industrias, como la fabricación de fertilizantes a base de amoníaco o la producción de explosivos [7]. En este contexto, esta memoria propone un sistema de almacenamiento de energía PtA - AtP para una central ERNC.

Capítulo 2

Objetivos y Alcances

2.1 Objetivo General

Diseñar y dimensionar una batería de amoníaco verde acoplada a una central ERNC para su gestión energética, especificando los sistemas PtA, almacenamiento, y AtP.

2.2 Objetivos Especificos

- Determinar la tecnología AtP que sea técnica y económicamente conveniente para el proceso
- Determinar la capacidad mínima requerida para la tecnología AtP seleccionada
- Calcular la eficiencia de conversión energética del proceso
- Estimar CAPEX y OPEX asociados a la batería de amoníaco

2.3 Alcance

La planta estudiada se basa en la radiación solar de la comuna de San Pedro de Atacama en la región de Antofagasta, y su capacidad de generación se adapta a la demanda de energía del SEN, con una capacidad máxima de entrega de 20,3 MW.

Desde la perspectiva técnica, se ha obtenido información relevante de diversas fuentes literarias, tales como el consumo de una planta de síntesis de amoníaco y la descripción de una planta de separación de aire. Además, se han extraído eficiencias de distintos equipos a partir de diversas fuentes bibliográficas.

En el ámbito económico, los costos asociados a los distintos equipos se han obtenido de fuentes bibliográficas tradicionales. Además, en el caso del banco de electrolizadores utilizado, se ha

realizado un análisis de sensibilidad en relación al costo de inversión de estos equipos, considerando la posible disminución de precios debido al crecimiento que está experimentando la economía del hidrógeno a nivel mundial. Este análisis permite tener una visión completa de la factibilidad económica del sistema propuesto y su competitividad en comparación con otras tecnologías de almacenamiento.

Capítulo 3

Marco Teórico y Antecedentes Generales

En este capítulo se describen los aspectos teóricos centrales que fundamentan el proceso propuesto en este trabajo.

3.1 Energía Solar y Paneles Fotovoltaicos

La energía solar es la fuente de energía más abundante en nuestro planeta y es la base de los ciclos del agua y el viento. Además, es el origen de todos los combustibles fósiles que se utilizan en la actualidad. Todos los ecosistemas de la Tierra dependen de la energía solar como su fuente primaria [11].

El concepto clave para comprender la energía solar es la irradiancia, que representa la potencia radiativa por unidad de superficie y se mide en W/m^2 . Esta magnitud varía a lo largo del día y según la estación del año debido a la posición cambiante del Sol en el cielo [11].

Por lo general, aprovechamos la energía solar para convertirla en energía eléctrica a través del efecto fotoeléctrico. Este fenómeno implica la emisión de electrones por un material cuando es impactado por radiación electromagnética, como la luz solar. La Ecuación (3.1) describe la formulación matemática del efecto fotoeléctrico [11].

$$hf = \phi + E_k \quad (3.1)$$

Donde: h : constante de Planck.

f : frecuencia de la luz incidente.

ϕ : función trabajo del material.

E_k : máxima energía cinética de los electrones que se observa.

Es importante destacar que si la energía del fotón (hf) no es suficiente para superar la función trabajo del material (ϕ), ningún electrón será emitido, ya que no contarán con la energía necesaria

para escapar de la superficie [11].

Para aprovechar este fenómeno, se emplean las celdas fotovoltaicas, que componen los paneles fotovoltaicos. Un conjunto de estos paneles forma un campo fotovoltaico. En el ámbito comercial, existen módulos fotovoltaicos que se construyen a partir de 36, 60 o 72 celdas fotovoltaicas interconectadas [11].

Las celdas fotovoltaicas están fabricadas con cristales de silicio puro, el principal componente de la arena. Estas celdas tienen dos capas, una positiva y otra negativa. Cuando los fotones inciden en la celda, liberan electrones que se desplazan en el campo eléctrico entre las dos capas. Esto genera una corriente eléctrica que se puede aprovechar en los paneles solares [11].

En la conversión de energía solar en energía eléctrica, existen varios tipos de celdas fotovoltaicas, cada una con diferentes rendimientos. A nivel de laboratorio, se ha alcanzado eficiencias cercanas al 56%; sin embargo, a nivel industrial, las eficiencias típicas se sitúan en torno al 20%. Las dos tecnologías más utilizadas en la industria son las celdas de silicio monocristalino y silicio policristalino. Las celdas de silicio monocristalino presentan un rendimiento más alto (14% - 16%) y pueden alcanzar una potencia de hasta 150 W/m². Por otro lado, las celdas de silicio policristalino tienen rendimientos ligeramente más bajos, en torno al 11% - 12%, generando una potencia de alrededor de 100 W/m² [11].

Como se mencionó anteriormente, los módulos solares generalmente están compuestos por 36, 60 o 72 celdas conectadas en paralelo. Para la fabricación de los paneles solares, es crucial que las celdas sean idénticas y estén bien conectadas entre sí. Las características esenciales que se deben considerar en la fabricación de los paneles solares son las siguientes [11].

- **Optimización de Radiación:** Las celdas deben estar expuestas a la mayor radiación posible, lo que se logra utilizando cubiertas de vidrio con baja reflectividad. Además, se debe evitar cualquier superficie reflectante y texturizada en las celdas para maximizar la absorción de radiación. El uso de un agente encapsulador adecuado también ayuda a minimizar las reflexiones internas.
- **Hermanamiento de Celdas:** Para mejorar las características eléctricas, es importante conectar las celdas en configuraciones paralelas o en serie. Esto permite obtener el voltaje y la corriente deseados, mejorando la eficiencia general del panel.
- **Protección contra Agentes Atmosféricos:** Los paneles deben estar protegidos contra la exposición a agentes atmosféricos para evitar la corrosión en los contactos eléctricos y los materiales de las celdas. Esto garantiza la durabilidad y el rendimiento a largo plazo.
- **Control de Temperatura:** Mantener la temperatura de los paneles lo más baja posible es crucial para evitar pérdidas de voltaje. Una buena ventilación y disipación de calor son

esenciales para mantener una eficiencia óptima.

- **Elementos de Protección Adicionales:** La incorporación de elementos como diodos de bloqueo y diodos de bypass ayuda a prevenir la degradación de celdas individuales o áreas de celdas en caso de sombreado o fallos en las celdas, evitando la disminución general del rendimiento del panel.

Estas consideraciones aseguran que los paneles solares operen de manera eficiente y confiable a lo largo de su vida útil, maximizando la conversión de energía solar en electricidad utilizable [11].

3.2 Tipos de Almacenamiento Energético no Convencional

Para lograr reducir la dependencia de las fuentes de energía fósil y hacer frente a la variabilidad inherente de las fuentes de energía renovable, es esencial implementar sistemas de almacenamiento a gran escala. A continuación, se describen cinco sistemas de almacenamiento energético de gran envergadura con desarrollo reciente:

3.2.1 Almacenamiento por Gravedad

El almacenamiento por gravedad es un tipo de sistema de almacenamiento mecánico en el que la energía disponible se utiliza para elevar un objeto o material a cierta altura. Luego, cuando se requiere utilizar la energía almacenada, esta se recupera mediante la acción gravitatoria, accionando sistemas de conversión de energía mecánica en energía eléctrica. En esencia, este método se basa en el principio de aprovechar la energía potencial gravitatoria al elevar una carga en posición vertical, para luego convertirla nuevamente en energía útil cuando sea necesario [12].

Existen diversas formas de implementar este concepto de almacenamiento por gravedad. La Figura 3.1 ilustra tres opciones distintas de sistemas de almacenamiento por gravedad [12].

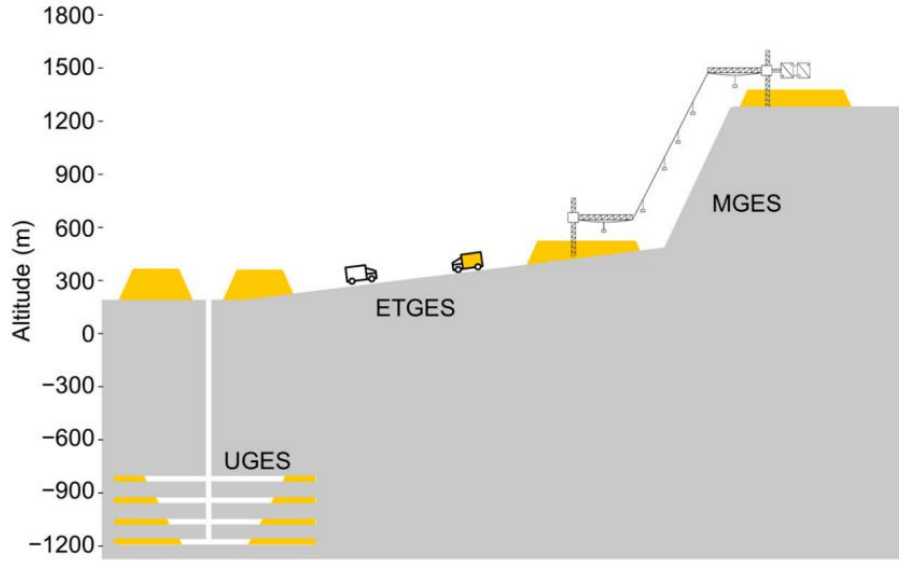


Figura 3.1: Representación de sistemas de almacenamiento por gravedad [12]

La Figura 3.1 ilustra tres enfoques diferentes de utilización del almacenamiento por gravedad. En primer lugar, se presenta el sistema de almacenamiento bajo tierra (UGES por sus siglas en inglés), en el cual los compartimentos subterráneos se utilizan para almacenar un determinado compuesto. Durante el proceso de almacenamiento de energía, este compuesto se extrae de la fuente subterránea hacia la superficie. Luego, durante la fase de recuperación de energía, el compuesto se devuelve a los compartimentos subterráneos [12].

El segundo enfoque es el sistema de almacenamiento por acción gravitatoria basado en camiones eléctricos (ETGES por sus siglas en inglés). En este caso, los camiones eléctricos juegan un papel crucial en el proceso. Durante la fase de almacenamiento de energía, los camiones eléctricos transportan algún material a una cierta altura, elevando así la carga potencial gravitatoria. Cuando se requiere recuperar la energía, los camiones eléctricos permiten el descenso controlado de ese material, convirtiendo la energía potencial gravitatoria en energía eléctrica que puede ser consumida o almacenada [12].

Por último, el tercer enfoque es el almacenamiento por acción gravitatoria en montañas (MGES). En este caso, el material se almacena en la parte superior de una montaña durante la fase de almacenamiento de energía. Cuando se necesita extraer energía del sistema de almacenamiento, el material se desplaza desde la montaña hacia la base, liberando la energía potencial gravitatoria acumulada durante el proceso de elevación [12].

Estos enfoques de almacenamiento por gravedad presentan alternativas creativas y prácticas para el almacenamiento de energía a gran escala, contribuyendo así a abordar los desafíos asociados con la variabilidad de las fuentes de energía renovable [12].

La principal ventaja de estos sistemas es su capacidad para almacenar energía a largo plazo

sin depender de sustancias químicas tóxicas o generar gases que puedan representar riesgos para la salud humana. Además, este sistema presenta una particularidad destacada: a medida que se requiere un mayor volumen de almacenamiento energético, el costo de almacenamiento tiende a disminuir, lo que lo hace económicamente atractivo a gran escala. Su principal limitación se encuentra en el espacio físico que ocupa [12].

3.2.2 Bombeo Reverso de Agua

El bombeo reversible de agua es un sistema de almacenamiento mecánico que implica dos reservorios situados a diferentes alturas. Durante períodos de baja demanda de energía, se aprovechan los excedentes de energía eléctrica para bombear agua desde el reservorio inferior al superior. Luego, cuando la demanda energética aumenta, el agua se libera del reservorio superior al inferior, permitiendo la activación de una turbina generadora de electricidad a medida que el agua fluye hacia abajo [13].

Aunque esta técnica ha experimentado una amplia adopción, llegando a alcanzar una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 160 GW en el año 2016, su dependencia en la necesidad de contar con un reservorio a una determinada altura limita su aplicabilidad en diversas ubicaciones. Esta limitación se convierte en una desventaja en comparación con soluciones basadas en almacenamiento en enlaces químicos [12]. Cabe destacar que, mientras que el bombeo reversible de agua lidera en términos de capacidad instalada, otras alternativas de almacenamiento, incluyendo tecnologías emergentes, solo acumulaban alrededor de 3,4 GW de energía almacenada en el mismo año 2016 [14]. Estas características diversas presentan una oportunidad significativa para el desarrollo de tecnologías de almacenamiento innovadoras que sean adaptables a una amplia gama de situaciones energéticas y geográficas. La continua innovación y la diversificación en las soluciones de almacenamiento se vuelven esenciales para enfrentar los retos actuales y futuros en la gestión eficiente y confiable de la energía.

La Figura 3.2 ilustra el funcionamiento de un sistema de almacenamiento mediante bombeo reversible de agua. Este sistema consta de componentes clave, como el motor eléctrico utilizado para bombear el agua, la turbina de bombeo que es capaz de funcionar en ambas direcciones, los reservorios ubicados en diferentes niveles de altura, y una válvula de control que regula el flujo del sistema [13].

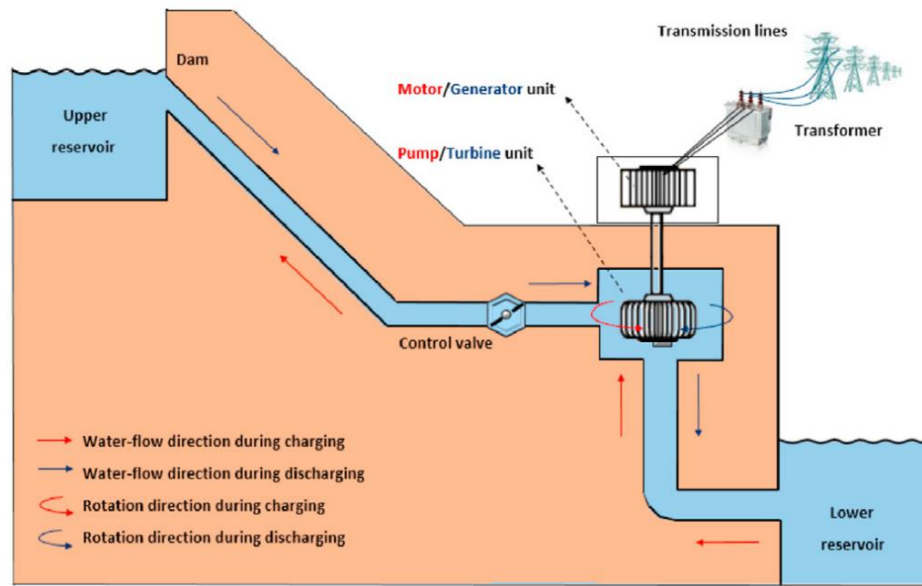


Figura 3.2: Diagrama del funcionamiento de un sistema de almacenamiento por bombeo reverso de agua [13]

El sistema de almacenamiento mediante bombeo reversible de agua se puede clasificar en tres tipos principales. En primer lugar, tenemos el sistema cerrado, donde ninguno de los reservorios está conectado a fuentes de agua externas. En segundo lugar, está el sistema semiabierto, en el cual uno de los reservorios es de origen artificial, mientras que el otro puede ser un lago o río modificado para funcionar dentro del sistema. Por último, el sistema abierto implica que ambos reservorios son fuentes naturales de agua y existe un flujo continuo entre ellos [13].

3.2.3 Aire Comprimido

Este sistema de almacenamiento implica almacenar energía en tanques comprimidos para su posterior liberación a través de turbinas de gas. Durante la fase de carga, la energía eléctrica se utiliza para activar compresores que aumentan la presión de un flujo de aire, permitiendo su almacenamiento en los tanques. Luego, durante la fase de descarga, el aire comprimido se hace pasar por turbinas que generan movimiento rotatorio, el cual se convierte en energía eléctrica utilizable [15]. En general, este sistema tiende a ser empleado para el almacenamiento de considerables volúmenes de energía durante períodos prolongados, siendo ésta una de sus principales cualidades [16].

Sin embargo, es importante tener en cuenta que al comprimir los gases, su temperatura aumenta. Esto plantea la necesidad de controlar la temperatura del aire comprimido para que esté en un rango óptimo al momento de ingresar a las turbinas de gas, lo que contribuye a mejorar la eficiencia del sistema [15].

La Figura 3.3 ilustra un sistema de almacenamiento energético en un proceso de generación eléctrica mediante turbinas. Este diagrama proporciona una visión general del funcionamiento del sistema de almacenamiento [15].

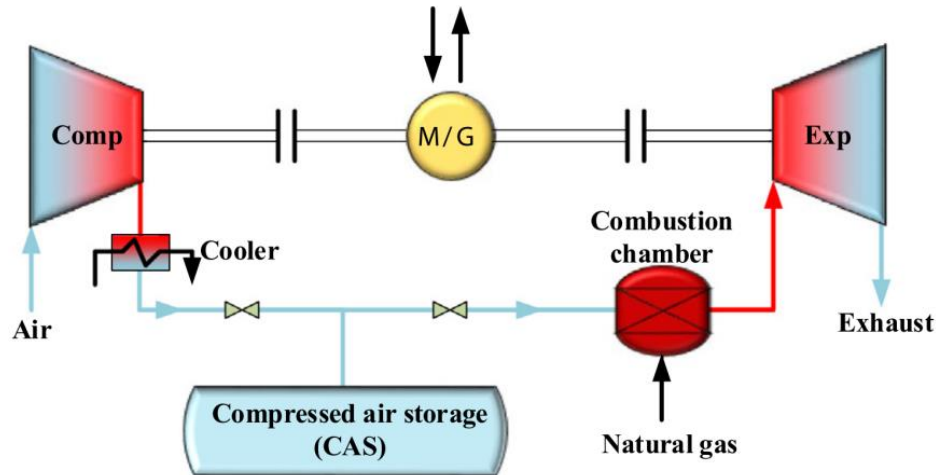


Figura 3.3: Diagrama del funcionamiento de un sistema de almacenamiento de aire comprimido [15]

En la Figura 3.3, se puede observar la presencia de un intercambiador de calor que extrae calor del aire recién comprimido. Posteriormente, en la cámara de combustión antes de la turbina de gas, se incrementa la temperatura mediante el uso de gas natural u otro combustible. Esta configuración ofrece la oportunidad de mejorar la eficiencia del sistema y reducir la dependencia de los combustibles convencionales.

La Figura 3.4 presenta un sistema de almacenamiento de aire comprimido que incorpora un sistema de almacenamiento térmico (TES, por sus siglas en inglés). En este diagrama, se incluyen dos compresores y dos turbinas de gas de alta y baja potencia, además del sistema TES. Esta configuración permite una gestión más eficiente de la energía térmica y mecánica involucrada en el proceso [15].

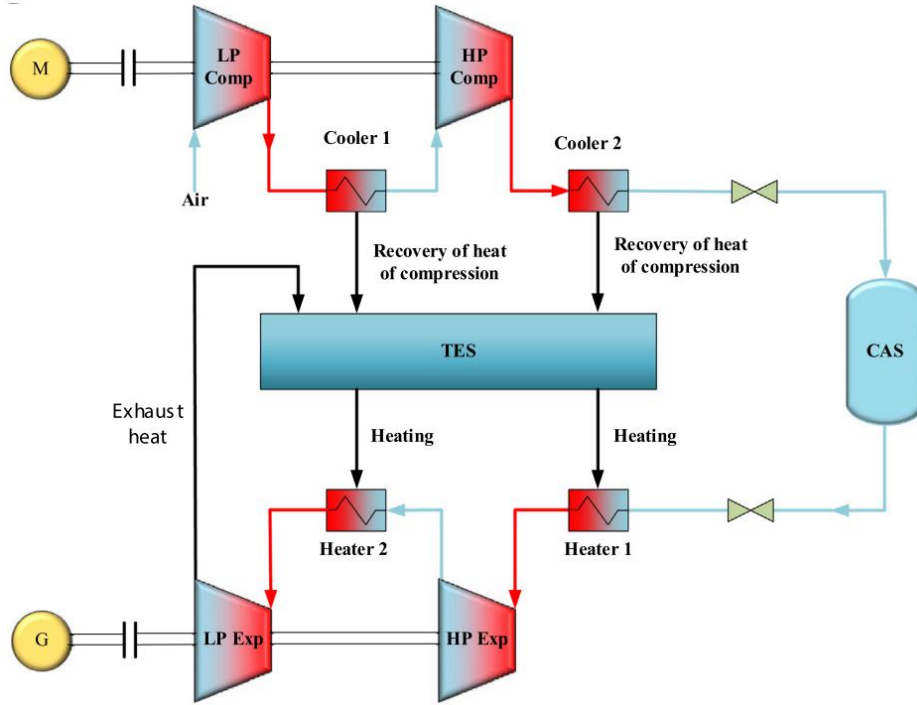


Figura 3.4: Diagrama del funcionamiento de un sistema de almacenamiento de aire comprimido con TES [15]

En comparación, los primeros sistemas de CAES sin la incorporación del sistema TES lograban alcanzar eficiencias de alrededor del 41,73%. En contraste, el diseño presentado en la Figura 3.4 puede lograr eficiencias de hasta el 72%. Adicionalmente, este sistema con almacenamiento térmico evita la necesidad de utilizar combustibles tradicionales, lo que lo hace adecuado para su integración con fuentes de energía renovable como la solar y eólica [15].

3.2.4 Baterías de Ion Litio

Las baterías de iones de litio se destacan por ser notablemente livianas en comparación con otros tipos de baterías, lo que implica que tengan una mayor capacidad y densidad energética. Están compuestas por iones de litio que se insertan en un ánodo de carbono cuando están cargadas y en un cátodo de óxido cuando se descargan. Presenta características muy prometedoras, donde por ejemplo, su eficiencia oscila entre el 90% y el 100%, mientras que su densidad energética varía de 500 W/kg a 2.000 W/kg. Sin embargo, su limitación principal para su amplia adopción radica en su inestabilidad, lo que demanda un control riguroso de tensión y temperatura para asegurar su correcto funcionamiento. La Figura 3.5 ilustra el esquema de una batería de iones de litio [13].

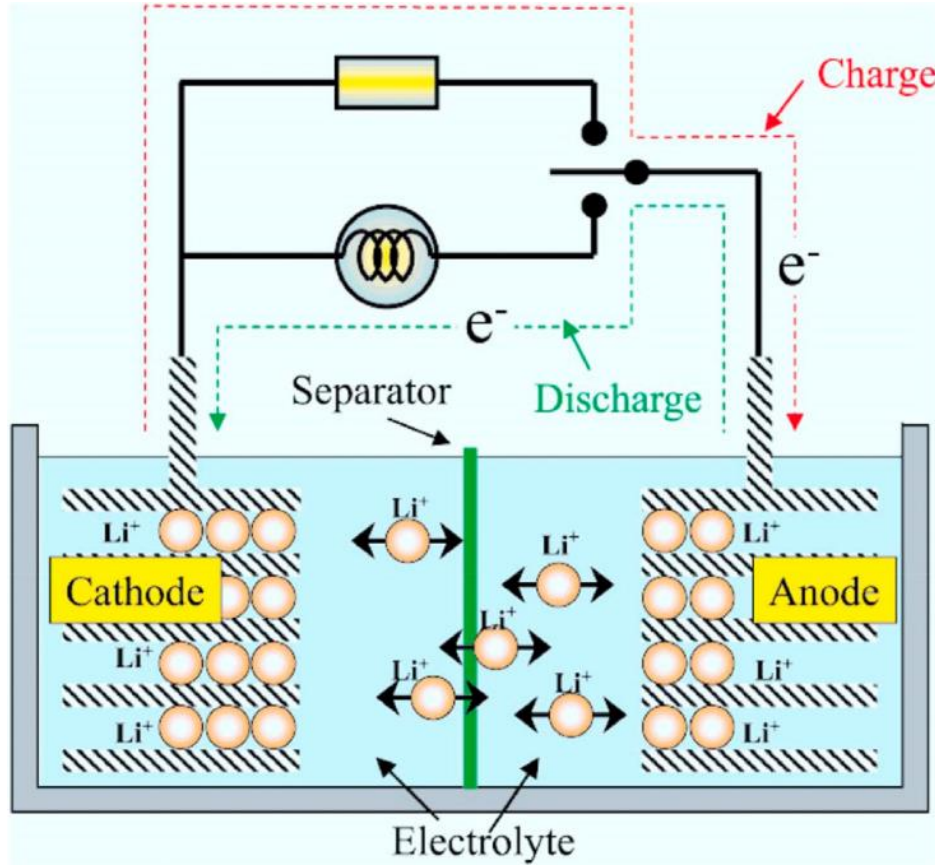


Figura 3.5: Diagrama de una batería de ion litio [13]

La Figura 3.5 ilustra la disposición del ánodo y el cátodo, además del movimiento de los iones de litio a través del electrolito. También se señala la dirección del movimiento de los iones durante los procesos de carga y descarga.

Nicoletti realizó un análisis comparativo de los volúmenes requeridos para el almacenamiento de energía en contraste con las baterías de hidrógeno. De acuerdo con este análisis, se ha determinado que la relación entre el volumen de un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías de ion litio y el almacenamiento en forma de hidrógeno es de 50.5. En otras palabras, por cada megavatio hora (MWh) almacenado, un sistema de baterías de ion litio ocuparía un volumen 50.5 veces mayor en comparación con una batería de hidrógeno [17]. Esta diferencia en volumen es un factor crucial a considerar al diseñar y planificar plantas de energías renovables y sistemas de almacenamiento, ya que puede influir significativamente en la distribución espacial y la logística de los proyectos.

Además, a nivel mundial, se enfrenta una crisis en cuanto a la disponibilidad del litio y su explotación, una situación que se prevé que continuará agravándose en los próximos años. Se estima que las reservas de litio se agotarán para el año 2040, lo que conllevará un aumento en los costos y una disminución en la disponibilidad en el mercado [18]. Esta situación podría convertirse en

un obstáculo futuro para la instalación de sistemas de almacenamiento a gran escala basados en baterías de ion litio.

3.2.5 Batería de Sodio Sulfuro

Este tipo de batería ha experimentado un desarrollo reciente y posee atributos que la hacen atractiva para aplicaciones que demandan alta potencia eléctrica. Esto se debe a su capacidad para proporcionar hasta 50 kW de potencia eléctrica en un período de 7 horas. Estos sistemas presentan una densidad energética de 151 kWh/m³ y pueden lograr eficiencias de hasta el 90%. El cátodo y el ánodo de esta batería están compuestos por sodio y sulfuro, mientras que el electrolito y el separador están hechos de óxido de aluminio. Cabe destacar que esta batería debe operar en un rango de temperatura entre 300 y 350°C, lo que implica un consumo adicional de energía debido a las pérdidas de transferencia de calor al entorno. La Figura 3.6 ilustra el funcionamiento de una batería de este tipo [19].

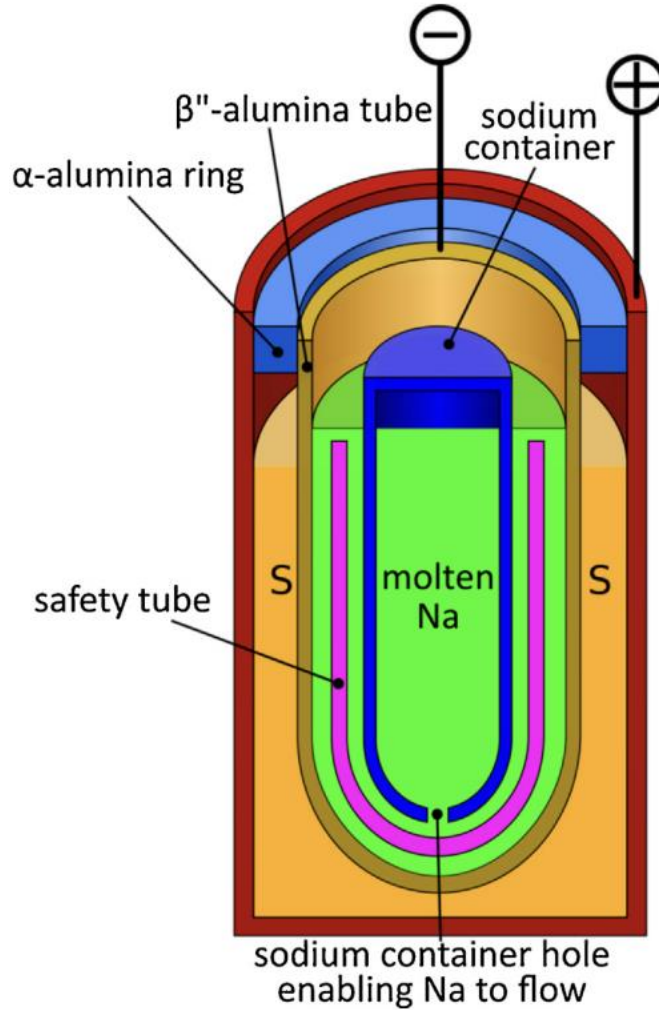


Figura 3.6: Diagrama del funcionamiento de una batería de sodio sulfuro [19]

La Figura 3.6 ilustra el funcionamiento de una batería de sodio sulfuro. Estas baterías generalmente tienen una estructura cilíndrica, con el sodio en la parte interior y el sulfuro en la parte exterior. Durante el proceso de descarga de la batería, el sodio se desplaza desde el cilindro interior hacia el exterior, formando el compuesto Na_2S_4 . Es importante destacar que este compuesto es corrosivo, lo que requiere un manejo cuidadoso durante su operación [13].

3.2.6 Comparación de Tecnologías

A continuación, se presenta la Tabla 3.1, que ofrece una comparativa entre las diferentes tecnologías de almacenamiento examinadas en este estudio. En esta tabla, se someten a análisis diversas variables, que incluyen densidad energética, límites de almacenamiento, vida útil, entre otros. Estas variables son categorizadas como ventajas o desventajas en comparación con la propuesta de planta presentada en esta investigación [17, 12, 16].

Tabla 3.1: Tabla comparativa de tecnologías de almacenamiento

Tecnología	Ventajas	Desventajas
Planta propuesta	- Versatilidad en su instalación en distintos entornos - Alta densidad energética de 13,63 kWh/kg (Ver Anexo B) - Capacidad de almacenamiento sin límite máximo ni mínimo, adecuada para diversos sistemas	- Carencia de regulación nacional para las tecnologías de Hidrógeno Verde - Mayor LCOS en comparación con otras tecnologías - Eficiencia y factor de planta relativamente bajos
Bombeo reverso de agua	- Tecnología consolidada a nivel global - Vida útil prolongada (40-60 años) - Capacidad de almacenamiento extendida a lo largo de varios años	- Baja densidad energética (0,5-1,5 Wh/kg) - Requiere condiciones geográficas específicas para su funcionamiento - Necesita un alto suministro de recursos hídricos
Batería por gravedad subterránea	- Ausencias de sustancias químicas y peligrosas - Capacidad de almacenar energía durante largos periodos de tiempo (hasta 10 años) - Costo de almacenamiento mas bajo en comparación con las otras alternativas	- Limitada capacidad de almacenamiento (hasta 100 MW) - Requisito de terreno complejos; la viabilidad y capacidad de almacenamiento dependen de las características del terreno - Requiere un volumen sustancial para construcción y operación (por ejemplo, 4 millones de toneladas de arena y una profundidad de 1000 metros para almacenar 87 GWh)

Tecnología	Ventajas	Desventajas
Batería de ion litio	- Capacidad de almacenamiento escalable y modular, sin límites de almacenamiento - No requiere condiciones geográficas especiales para su implementación, siendo adaptable en diversas ubicaciones - Tecnología consolidada y madura en la industria	- Requiere un espacio significativamente mayor en comparación con la planta propuesta en este estudio - Presenta un costo elevado debido a los materiales costosos empleados (litio, níquel, entre otros) - La operación es delicada y demanda un control preciso de la tensión y temperatura para un desempeño óptimo
Batería de sodio - sulfuro	- Promisoria a largo plazo debido al bajo costo de sus materiales constituyentes - Larga vida útil de la batería (10-15 años) - Exhibe la mayor densidad energética de todos los sistemas presentados, excluyendo la planta propuesta (150-240 Wh/kg)	- Opera a temperaturas elevadas, generando pérdidas significativas por transferencia de calor (aproximadamente 20% diario) - Sus propiedades explosivas al contacto con agua demandan precauciones especiales en zonas con alta humedad. - Se encuentra en una etapa de desarrollo temprana, requiriendo investigación y avances adicionales para su implementación efectiva

La batería de amoníaco destaca por sus características y condiciones superiores en comparación con otros sistemas de almacenamiento. Sin embargo, el desafío técnico principal al que se enfrenta la planta propuesta es su limitada eficiencia en el almacenamiento de energía. Esta limitación se origina principalmente en la eficiencia cercana al 30% de la turbina de gas. Para superar esta barrera y mejorar la eficiencia, es esencial realizar un análisis exhaustivo de la planta considerando un sistema de generación de energía más eficiente.

Entre las opciones viables para mejorar la eficiencia se encuentran las celdas de combustible, la utilización del amoníaco como fuente energética en una planta termoeléctrica de cero emisiones y la optimización de motores de combustión interna. Mediante la optimización de la eficiencia global de la batería, es posible lograr una mayor eficiencia en la planta en su conjunto. Este enfoque no solo podría mejorar la eficiencia, sino también reducir el CAPEX y OPEX asociados. Esto, a su vez, permitiría que la tecnología compita económicamente con otras alternativas de almacenamiento disponibles en el mercado. La búsqueda de una mayor eficiencia no solo es técnica, sino que también tiene un impacto positivo en la viabilidad económica y la competitividad de la tecnología en el panorama energético actual.

3.3 Características Físico Químicas de los Materiales Involucrados

En esta sección se presentan las características físico químicas del hidrógeno, nitrógeno y amoníaco, así como sus aspectos de seguridad correspondientes y los métodos de producción respectivos.

3.3.1 Hidrógeno

El hidrógeno, siendo el elemento más ligero y abundante en el universo, ocupa un lugar preponderante en el sistema solar y en nuestra comprensión de la materia. Representa un 91% en masa de la composición total en el sistema solar, lo que significa que constituye una parte significativa de la materia que conforma nuestro entorno cósmico [20].

Este elemento presenta una gama diversa de características que lo hacen excepcionalmente atractivo como candidato para ser el vector energético del futuro. Primeramente, puede ser producido a partir de múltiples fuentes, como el agua, fuentes fósiles (hidrocarburos), biomasa, microorganismos, gasificación, reformado, entre otros [21]. Debido a su abundancia natural y a su posibilidad de producción a gran escala, se presenta como un recurso con potencial comercialización exitosa.

La característica más destacada que posiciona al hidrógeno como vector global es su contenido energético. Su alta densidad energética lo hace sobresalir en comparación con otros combustibles.

La Tabla 3.2 presenta los valores del Poder Calorífico Superior (PCS) y el Poder Calorífico Inferior (PCI) del hidrógeno en comparación con diversos combustibles fósiles. La principal diferencia entre estos dos parámetros radica en que el primero considera el calor liberado por la condensación del agua, a diferencia del segundo, lo que resulta en una mayor liberación de energía por unidad de masa [22, 23].

Tabla 3.2: Contenido energético de distintos combustibles a 25°C y 1 atm

Combustible	PCS, MJ/kg	PCI, MJ/kg
Hidrógeno	141,86	119,93
Metano	55,53	50,02
Propano	50,36	45,60
Gasolina	47,50	44,50
Diésel	44,80	42,50
Metanol	19,96	18,05
Amoníaco	22,52	18,6

De la Tabla 3.2, se puede observar que el hidrógeno exhibe el mayor poder calorífico en comparación con todos los otros combustibles presentados. Esta superioridad es notable, ya que supera significativamente a los combustibles tradicionales como la gasolina y el diésel.

La Tabla 3.3 presenta las características físico químicas mas importantes del hidrógeno [24].

Tabla 3.3: Propiedades Físicas y Químicas del Hidrógeno

Parámetro	Valor	Unidad
Color	Gas incoloro	-
Punto de fusión	-259,2	°C
Punto de ebullición	-252,9	°C
Inflamabilidad	4% - 75%	% volumen
Densidad relativa	0,07	aire = 1
Densidad	0,0001	g/cm ³
Temperatura de Autoignición	560	°C
Peso Molecular	2,02	g/mol
Volumen específico	11,9830	m ³ /kg

Las características mencionadas resaltan especialmente el volumen específico del hidrógeno, el cual es notablemente alto en comparación con el aire normal (0,845 m³/kg [25]). Esto significa que, bajo condiciones ambientales de temperatura y presión, el hidrógeno ocupa un volumen 14 veces mayor que el aire. Por ende, para almacenar el compuesto eficientemente, se deben modificar sus propiedades para reducir el espacio que ocupa el gas.

En general, existen dos métodos ampliamente utilizados para el almacenamiento de hidrógeno. El primero implica mantenerlo en fase líquida a temperaturas tan bajas como -253°C y 1 bar de presión. El segundo método consiste en almacenarlo a temperatura ambiente pero a una presión significativamente mayor. Conforme la presión aumenta en el sistema, el volumen específico del compuesto disminuye. La Figura 3.7 ilustra cómo se comporta el hidrógeno en fase líquida y gaseosa en relación a la variación de la presión [17].

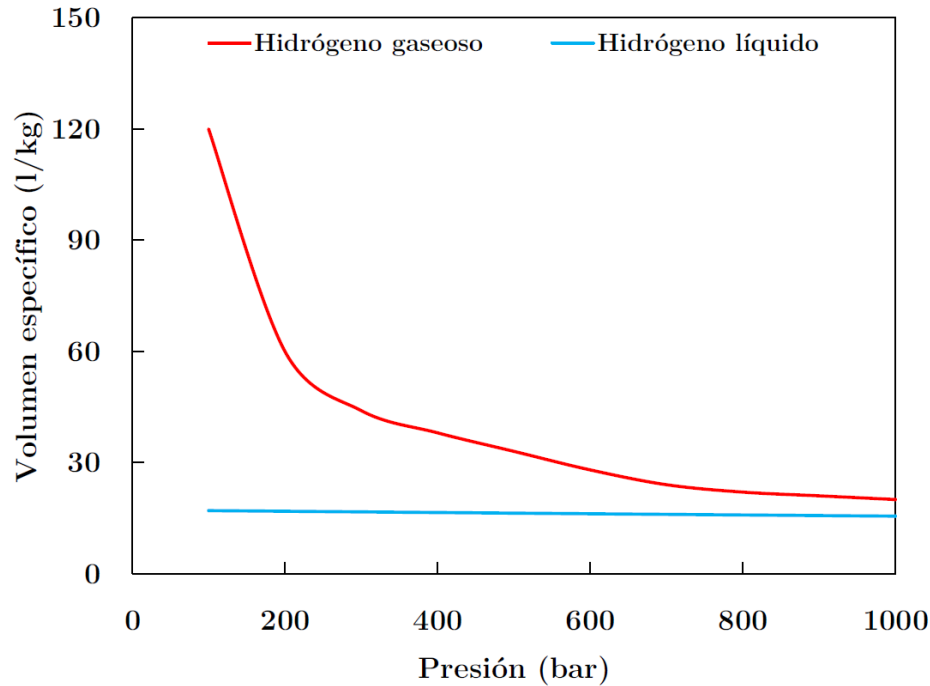


Figura 3.7: Variación del volumen específico en función de la presión para hidrógeno gaseoso y líquido [17]

A temperatura y presión ambiente, el hidrógeno gaseoso ocupa un volumen 848 veces mayor que el hidrógeno en estado líquido [22]. Sin embargo, como se muestra en la Figura 3.7, el hidrógeno gaseoso experimenta una notable disminución en el volumen ocupado a medida que aumenta la presión. A partir de aproximadamente 700 bar, el volumen se mantiene constante y cercano al del hidrógeno en fase líquida.

No obstante, se deben considerar diversas características al elegir un método de almacenamiento. Por ejemplo, el almacenamiento en estado líquido requiere de un sistema de enfriamiento, lo que implica un consumo significativo de energía. Además, los tanques de almacenamiento líquido suelen ser más voluminosos y pesados en comparación con los sistemas de almacenamiento a alta presión. Por otro lado, el almacenamiento a alta presión tiene en cuenta aspectos como la seguridad y la integridad de los tanques para resistir altas presiones. La elección entre estos métodos depende de diversos factores, como la aplicación específica y las condiciones económicas y técnicas disponibles [26]

El hidrógeno presenta características que lo convierten en un gas con diversos riesgos inherentes en su manejo y utilización. A pesar de estos riesgos, el hidrógeno es ampliamente utilizado en industrias químicas, metalúrgicas, alimenticias, entre otras. Solo en Estados Unidos, se producen y utilizan 9 millones de toneladas de hidrógeno al año, lo que demuestra que existe experiencia en el diseño de estructuras seguras y libres de riesgos para su manejo [26].

La alta difusividad del hidrógeno plantea desafíos en su manejo. Debido a su capacidad para difundirse a través de muchos materiales que otros gases consideraríamos herméticos o impermeables, el control de fugas y la contención adecuada son críticos.

Además, se presenta el fenómeno conocido como fragilización por hidrógeno. Este fenómeno ocurre principalmente en materiales metálicos de alta resistencia. Comienza con la absorción superficial de hidrógeno en forma atómica, seguido por su difusión en el material debido a su pequeño tamaño. Esto puede llevar a la formación de grietas bajo tensiones, lo que afecta la integridad del material [27].

Otra característica importante del hidrógeno es que es incoloro, inodoro e insípido. Esto dificulta su detección, ya que a diferencia de otros combustibles gaseosos como el propano y el gas natural, no se le puede agregar ningún compuesto para que pueda ser detectado por el olor [26].

También, es importante mencionar el problema de la combustión del hidrógeno. Aunque es altamente inflamable, su llama es prácticamente invisible a simple vista en un día soleado, y solo puede ser detectada con cámaras infrarrojas [26].

A continuación, se presenta la Tabla 3.4, que compara diversas características relacionadas con la seguridad para diferentes tipos de combustibles [26].

Tabla 3.4: Comparación de características asociadas a seguridad

Combustible	Temperatura de autoignición, °C	Energía mínima de ignición, mJ
Hidrógeno	1085	0,02
Gas Natural	1003	0,29
Propano	914	0,26
Vapor de Gasolina	450	0,24

La Tabla 3.4 muestra que la temperatura de autoignición del hidrógeno es comparable a la del gas natural, un combustible ampliamente conocido y utilizado en diversas industrias. Además, la energía mínima de ignición del hidrógeno es la más baja entre los combustibles mencionados, lo cual representa un riesgo significativo ya que una mínima cantidad de energía puede generar la ignición del hidrógeno, planteando un riesgo potencial para la seguridad y la salud [26].

A continuación, en la Figura 3.8, se presenta el rombo de seguridad de la National Fire Protection Association (NFPA) y los pictogramas de seguridad asociados al compuesto [24].



Figura 3.8: Pictogramas y rombo de seguridad del hidrógeno [24]

La Figura 3.8 ilustra que el hidrógeno no conlleva un riesgo significativo para la salud humana, es químicamente estable y no presenta riesgos específicos en ese sentido. Sin embargo, destaca por tener el nivel más alto de inflamabilidad en la escala de riesgos. Los pictogramas asociados indican que el hidrógeno está presurizado y es altamente inflamable.

La producción de hidrógeno puede originarse a partir de diversas fuentes, y estos métodos pueden clasificarse en cuatro categorías:

- **Termoquímicos:** Utilizan calor y procesos químicos para obtener hidrógeno a partir de combustibles fósiles o biomasa.
- **Electrolíticos:** Emplean electricidad para descomponer el agua en oxígeno e hidrógeno.
- **Biológicos:** Diversos microorganismos, como bacterias y algas, tienen la capacidad de generar hidrógeno mediante procesos biológicos.
- **Otros procesos:** Incluyen la descomposición foto catalítica y biológica del agua.

Entre todas estas opciones, la producción a partir de agua corresponde a la alternativa con menor cantidad de emisiones de GEI en la producción de hidrógeno renovable a gran escala.

La Figura 3.10 ilustra el proceso de producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables [26].

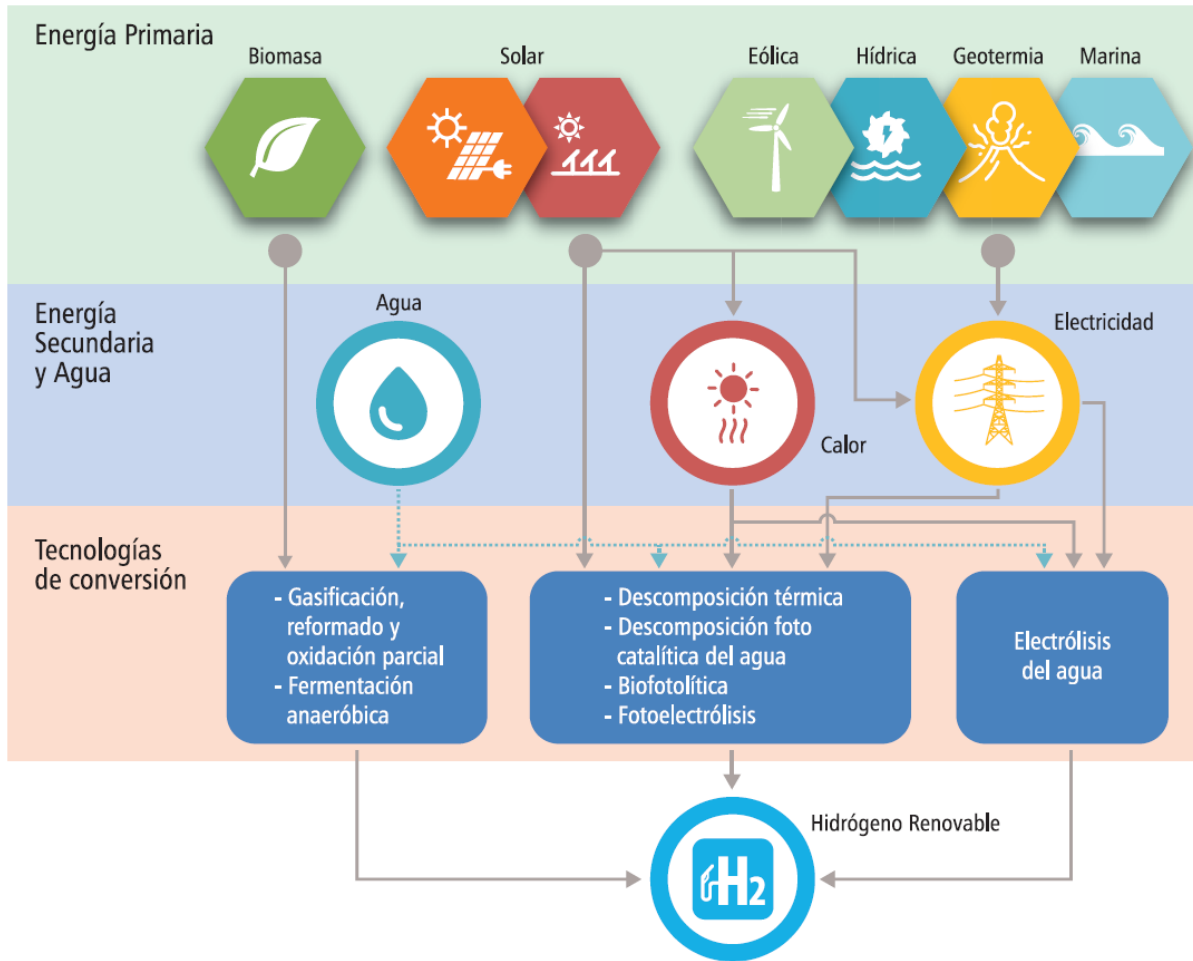


Figura 3.9: Rutas de producción de hidrógeno renovable [26]

La Figura 3.10 ilustra una variedad de fuentes utilizadas en la producción de hidrógeno. Actualmente, el método predominante es la reformación de gas metano con vapor, que representa el 48% de la producción total de hidrógeno [28]. Este proceso de reformación de vapor implica someter el metano (CH_4) a un tratamiento térmico, seguido de una mezcla con vapor a alta temperatura y presión. Las condiciones operativas pueden llegar a alcanzar temperaturas de hasta $1000\text{ }^{\circ}C$ y presiones entre 20 y 30 bar. A través de este proceso, se obtiene hidrógeno de alta pureza (99,999%) y eficiencias térmicas que oscilan entre el 78,6% y el 83,9%. Las etapas de este proceso se presentan en la Figura 3.10 [26].

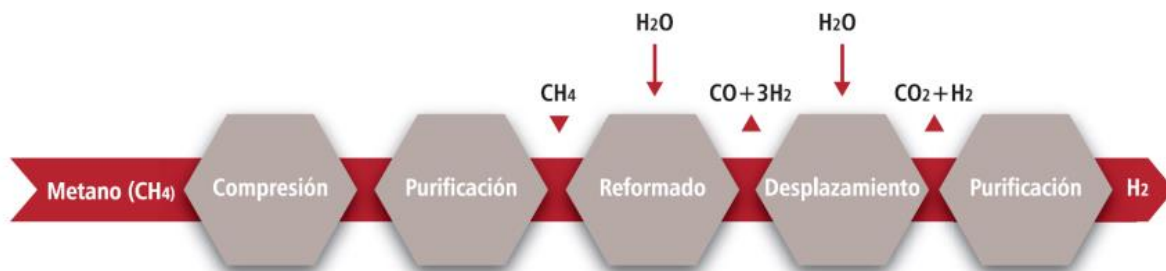


Figura 3.10: Proceso de obtención de hidrógeno por medio de reformado de gas metano con vapor [26]

Como se mencionó previamente, la producción de hidrógeno renovable a gran escala se logra a partir del agua. Entre las tecnologías existentes para esta producción, la más común es la electrólisis del agua. Este proceso funciona mediante la circulación de corriente continua a través de dos electrodos en contacto con el agua. Durante la electrólisis, la corriente fluye entre los electrodos que están separados y sumergidos en un electrolito acuoso. Además, se utiliza un separador para evitar la recombinación del hidrógeno y el oxígeno [26].

La Figura 3.11 presenta un esquema de una celda electrolítica. En la figura se muestran los tres componentes principales: el ánodo y el cátodo, el electrolito y el separador [17].

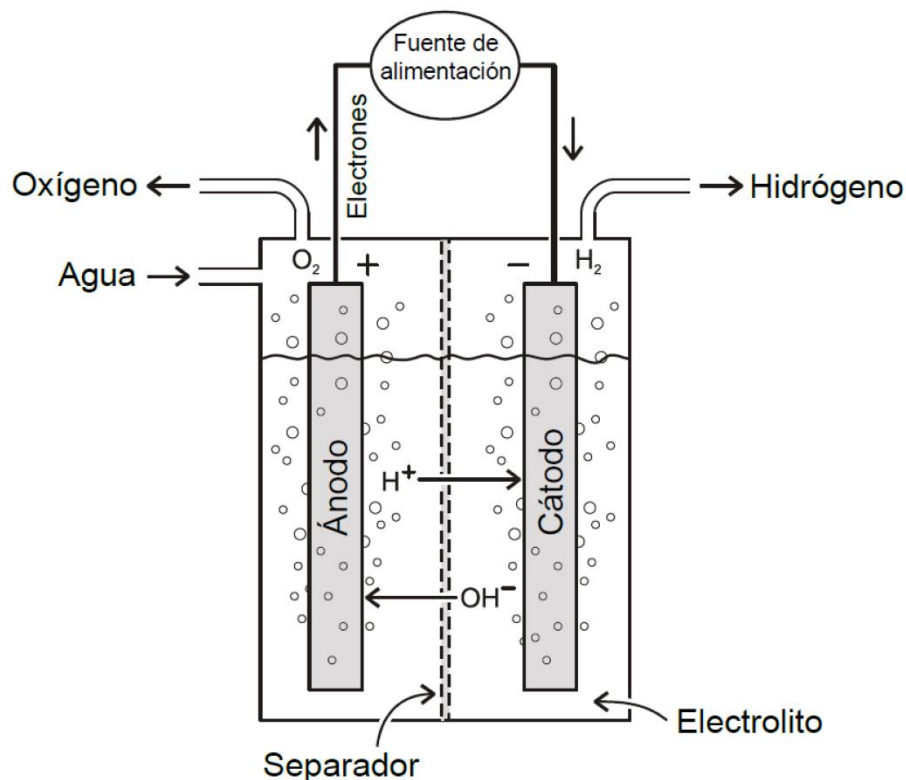


Figura 3.11: Esquema del funcionamiento de una celda electrolítica [17]

Existen principalmente tres tipos de electrolizadores, cuya principal diferencia corresponde al electrolito utilizado. Estos tipos, ordenados de mayor a menor madurez tecnológica, son los siguientes [26]:

- Alcalinos
- Membrana de intercambio de protones (PEM)
- Estado sólido (SOE)

Electrolizadores Alcalinos

La Tabla 3.5 presenta las características principales del electrolizador alcalino [21].

Tabla 3.5: Características principales electrolizador alcalino

Variable	Valor	Unidad
Temperatura	60-85	°C
Presión	<30	bar
Consumo energético	4,3 - 5,0	kWh/Nm ³ _{H₂}
Eficiencia global	60 - 70	%
Vida Útil	>100000	horas

Los electrolizadores alcalinos utilizan una solución acuosa de hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio como líquido electrolítico. Entre todos los tipos de electrolizadores, esta tecnología es la más madura, con eficiencia, vida útil y capacidad de producción a gran escala ya probadas a nivel industrial. Además, es el tipo de electrólisis de menor costo en el mercado, lo cual es un punto crucial considerando los altos costos de estos equipos. No obstante, también presenta algunas desventajas, como que el electrolito es corrosivo, la presión de salida de los gases es baja y se requiere una etapa adicional de purificación del hidrógeno [21, 26].

Electrolizadores PEM

A continuación, la Tabla 3.6 presenta las características principales del electrolizador tipo PEM [21].

Tabla 3.6: Características principales electrolizador tipo PEM

Variable	Valor	Unidad
Temperatura	40 - 80	°C
Presión	<35	bar
Consumo energético	4,2 - 4,7	kWh/Nm ³ _{H₂}
Eficiencia global	70 - 80	%
Vida Útil	10000 - 50000	horas

Este tipo de tecnología utiliza una membrana polimérica de carácter ácido, la cual se encarga del intercambio de protones de hidrógeno. Los electrolizadores PEM están disponibles en el mercado para la producción a menor escala, con capacidades que van desde 150 kW hasta 1 MW. La pureza del hidrógeno producido por estos electrolizadores es la más alta, llegando al 99,99%. Tienen la característica de poder trabajar con altas densidades de corriente y una presión de salida de gases también alta. Sin embargo, presentan algunas desventajas, como el mayor costo de los catalizadores y las membranas utilizadas, así como las exigencias en la calidad del agua de alimentación [21, 26].

Electrolizadores SOE

La Tabla 3.7 presenta las características principales del electrolizador tipo SOE [21].

Tabla 3.7: Características principales electrolizador tipo SOE

Variable	Valor	Unidad
Temperatura	800-1000	°C
Presión	1-5	bar
Consumo energético	3,2 - 3,7	kWh/Nm ³ _{H₂}
Eficiencia global	85 - 95	%
Vida Útil	En investigación	-

Ese tipo de electrolizadores utiliza una membrana sólida cerámica de gran conductividad del electrolito. Aunque esta tecnología todavía está en desarrollo y no está disponible comercialmente, se caracteriza por realizar la electrólisis a altas temperaturas, lo que permite alcanzar la máxima eficiencia. Esta tecnología también tiene el potencial de ser utilizada en aplicaciones combinadas de calor y potencia para aprovechar las temperaturas residuales. Sus principales ventajas incluyen el bajo consumo eléctrico y alta eficiencia, así como su menor exigencia en la calidad del agua de alimentación. No obstante, su principal desventaja es su limitada vida útil debido a los ciclos térmicos a los que está expuesto el equipo [21, 26].

3.3.2 Nitrógeno

El nitrógeno es un elemento químico con número atómico 7. En su forma molecular más común, se presenta como dos átomos de nitrógeno unidos por un enlace triple (N), en estado gaseoso bajo condiciones ambientales normales. Es un gas incoloro, inodoro e insípido, y representa aproximadamente el 78% de la composición de la atmósfera terrestre. Debido a sus características, el nitrógeno tiene aplicaciones de gran relevancia tanto en la industria como en la sociedad en general. Algunas de las aplicaciones más destacadas son las siguientes [29]:

- **Aeroespacial y aeronáutica:** Se emplea como fluido en túneles de viento para investigaciones aerodinámicas. También, actúa como gas auxiliar en procesos de corte láser y en tratamientos térmicos para mejorar la resistencia de materiales.

- **Producto sanitario:** Gracias a sus propiedades criogénicas, el nitrógeno es esencial para la preservación de muestras biológicas y tejidos en la medicina. Su capacidad para mantener temperaturas extremadamente bajas resulta fundamental para la conservación a largo plazo.
- **Petróleo y gas:** En la industria petrolera, el nitrógeno se inyecta en yacimientos para aumentar la producción mediante técnicas como el fracking. Esta aplicación optimiza la extracción de petróleo y gas, mejorando la eficiencia y la rentabilidad.
- **Química:** El nitrógeno encuentra un papel fundamental en la industria química. Se utiliza para purgar y limpiar líneas de proceso, así como para proteger materiales de la exposición al oxígeno, evitando reacciones no deseadas. Además, una de sus aplicaciones químicas más importantes es la producción de amoníaco, que es esencial para la fabricación de fertilizantes y otros compuestos nitrogenados.

La versatilidad del nitrógeno y su amplia gama de aplicaciones se debe en gran parte a su abundancia en la atmósfera y a su fácil obtención. Esto lo convierte en una opción económica y técnica para abordar diversas necesidades industriales y científicas [30].

La Tabla 3.8 presenta las características principales del nitrógeno [29, 31]

Tabla 3.8: Propiedades Físicas y Químicas del Nitrógeno		
Parámetro	Valor	Unidad
Color	Gas incoloro	-
Punto de fusión	-218,8	°C
Punto de ebullición	-195,79	°C
Densidad condiciones ambiente	1,1303	kg/m ³
Peso molecular	28	g/mol

El almacenamiento del nitrógeno se lleva a cabo en estado líquido, dado que en forma gaseosa y bajo condiciones normales de temperatura y presión, el gas ocupa hasta 694 veces más espacio que en su estado líquido. Además, el método más comúnmente empleado para extraer nitrógeno del aire atmosférico involucra el uso de condiciones criogénicas, es decir, temperaturas extremadamente bajas. Por lo tanto, directamente de la planta de separación de aire se obtiene nitrógeno en fase líquida, listo para ser almacenado [32].

Se estima que el nitrógeno está presente en el cuerpo humano en aproximadamente un 3% en masa, lo que lo convierte en el cuarto elemento más abundante en el cuerpo humano después del oxígeno, el carbono y el hidrógeno. Sin embargo, a pesar de su abundancia, presenta algunos riesgos para la salud humana.

En primer lugar, debido a su almacenamiento en estado criogénico, el nitrógeno tiene la capacidad de experimentar un cambio de fase si se produce un aumento repentino de la temperatura, lo que

resultaría en un aumento correspondiente en el volumen.

Existen diversas características que pueden representar un riesgo en el manejo del nitrógeno. En primer lugar, al estar en estado criogénico, es decir, a temperaturas muy por debajo de las ambientales, un contacto leve con el líquido puede resultar en congelamientos severos en las extremidades, por lo que se requiere equipo adecuado para prevenir el contacto directo. Además, en caso de fugas, el nitrógeno puede provocar asfixia por desplazamiento del aire [33].

Por último, se considera que el nitrógeno es un gas inerte, sin efectos directos en la piel por contacto ni problemas en caso de inhalación. También se considera estable en condiciones normales y no inflamable [33].

La Figura 3.12 presenta el rombo de seguridad NFPA y los pictogramas asociados al nitrógeno [33].

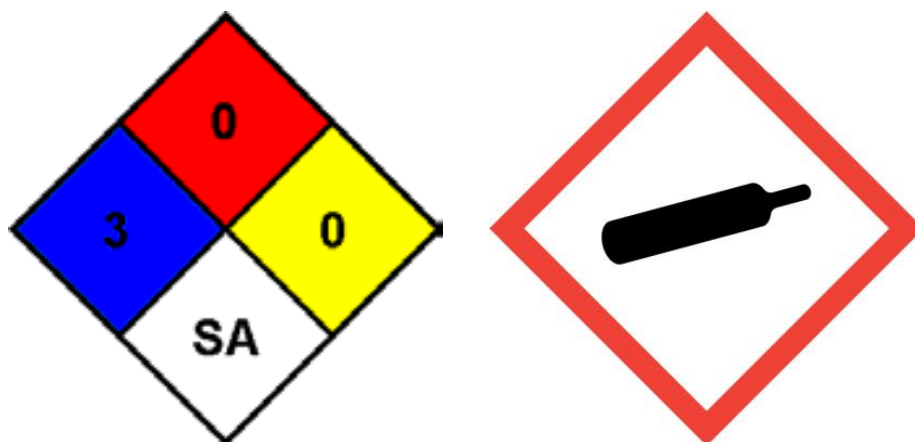


Figura 3.12: Pictogramas y rombo de seguridad del nitrógeno líquido [33]

Como se observa, el nitrógeno líquido presenta un riesgo alto para la salud debido a las características indicadas anteriormente. Sin embargo, no es un compuesto reactivo ni inflamable, y puede generar asfixia por desplazamiento. También, al ser almacenado en estado líquido criogénico, existe la posibilidad de un cambio de fase que aumentaría la presión del tanque [33].

Para obtener nitrógeno del aire, es necesario separar sus componentes para aprovechar sus características como componente puro. Los dos componentes mayoritarios son el oxígeno y el nitrógeno. Los dos métodos más utilizados para esta separación son la destilación criogénica y la adsorción [30]. Ahora se describen ambos métodos de producción.

Destilación

La destilación es un proceso físico que permite separar una mezcla de líquidos en función de sus diferentes volatilidades. En este proceso, la mezcla de líquidos se calienta hasta su punto de ebullición, creando un equilibrio entre las fases líquida y vapor. Debido a las variaciones en volatilidad, la fase vapor está enriquecida con el componente más volátil, mientras que la fase

líquida contendrá el componente menos volátil. De esta manera, se logra la separación de una mezcla de gases licuados [30].

En la actualidad, como la mezcla de aire se considera ideal, se emplea una técnica de doble columna de destilación para la separación principal de oxígeno y nitrógeno. Además, se utiliza una columna adicional para obtener una corriente de argón puro. La Figura 3.13 ilustra el diagrama de una columna de destilación simple, utilizada en los procesos de separación de aire [30].

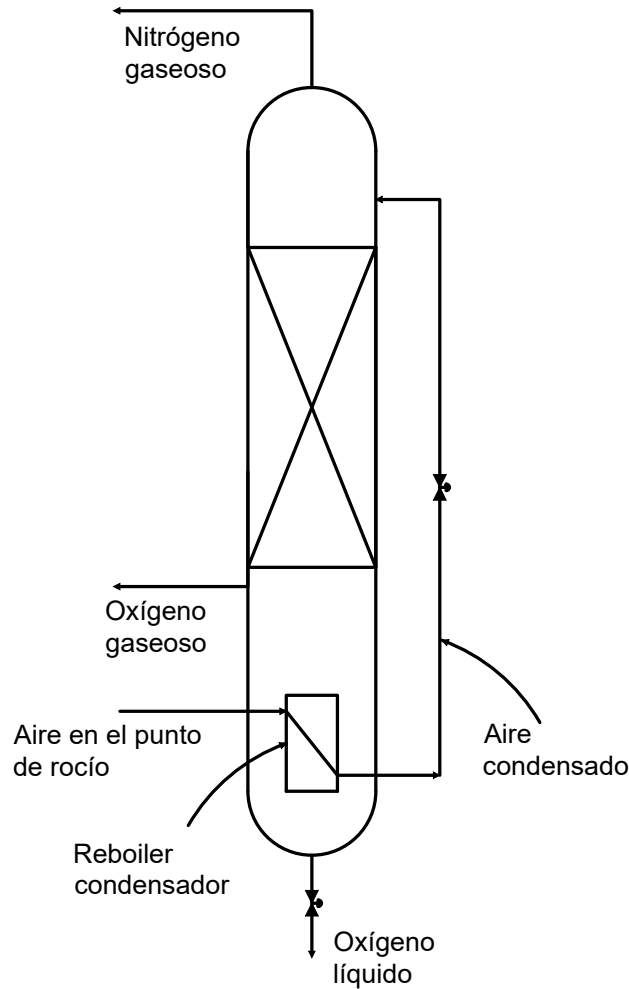


Figura 3.13: Esquema del funcionamiento de una columna de destilación simple

Adsorción

El proceso de adsorción también se trata de un método físico de separación de mezclas, ya sean líquidas o gaseosas. En este proceso, un componente específico se transfiere selectivamente a la superficie de un sólido, lo que resulta en la separación de la mezcla. A diferencia de la destilación, la adsorción es un proceso relativamente novedoso, que puede tener una pureza inferior en las

corrientes de salida, pero compensa esta desventaja con costos energéticos y económicos más bajos [30].

Es importante señalar que el proceso de adsorción se utiliza principalmente en las plantas de separación de aire como un método de purificación de las corrientes, y no como el proceso principal de separación [30].

La Figura 3.14 muestra un esquema del diagrama de un proceso de adsorción utilizado para la separación de aire [30].

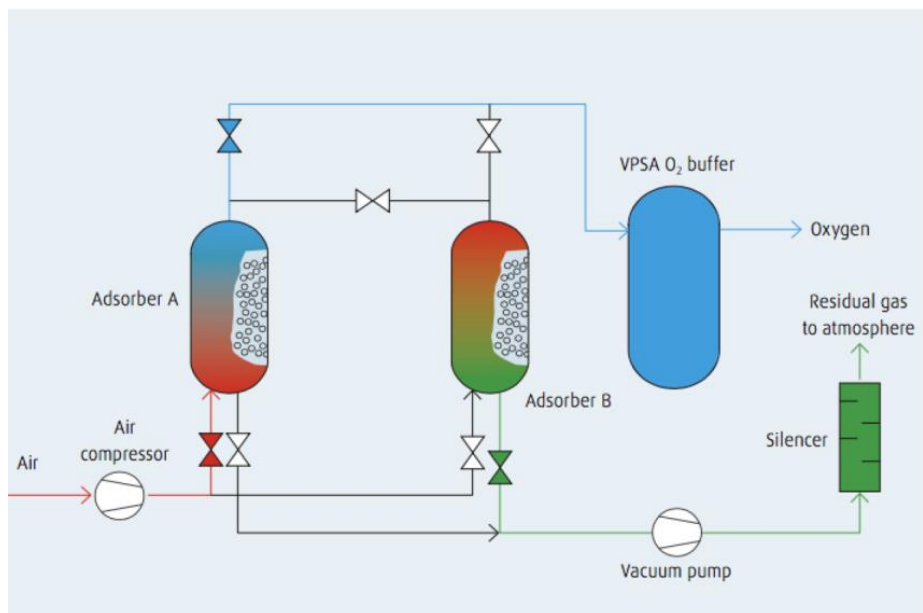


Figura 3.14: Esquema del funcionamiento de una planta de separación de aire utilizando adsorción [30]

3.3.3 Amoníaco

El amoníaco es una sustancia química de formula molecular NH_3 . A condiciones normales de temperatura y presión, se encuentra en fase gaseosa. También, se conoce por sus nombres de amoníaco anhidro. Es un gas incoloro, con un fuerte y penetrante olor, por lo que su detección en caso de que se encuentre presente en la atmósfera es rápida. Hoy en día su producción ronda los 185 millones de toneladas al año, siendo su principal uso como materia prima para la producción de fertilizantes. El impacto del amoníaco en la economía global es grande, llegando a considerarse su proceso de producción de los mas relevantes del siglo XX. A continuación, la Figura 3.15 presenta los sectores de aplicación del amoníaco actualmente [23, 34].

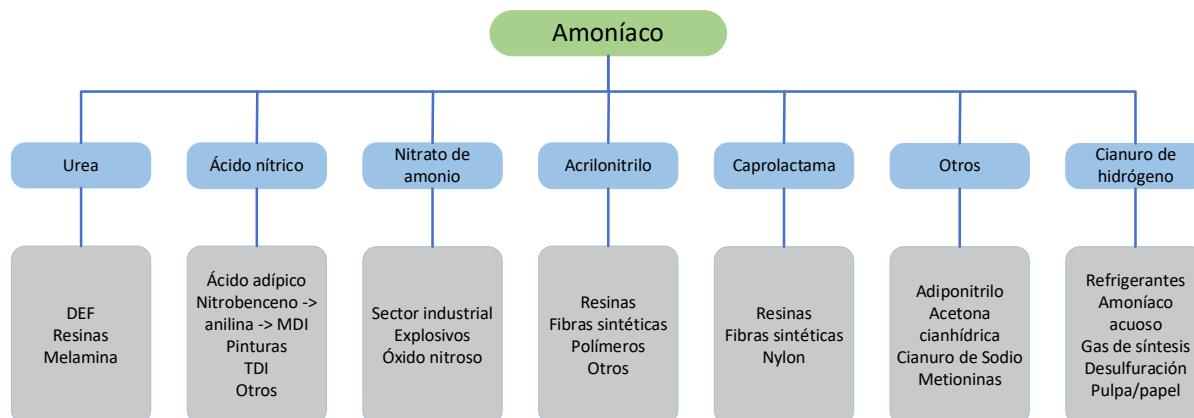


Figura 3.15: Principales derivados y aplicaciones industriales del amoníaco

Los usos principales de todos estos compuestos son en primer lugar el uso en fertilizantes, seguido de explosivos para la minería, refrigerantes, telas y fibras, productores para la industria química y farmacéutica, productos de limpieza, plásticos y pinturas, etc. Es decir, es un compuesto utilizado en diversas industrias y con distintos objetivos, por lo que su producción es sumamente importante para la economía mundial [23].

La Tabla 3.9 presenta algunas de las propiedades físicas y químicas del amoníaco [35].

Tabla 3.9: Propiedades Físicas y Químicas del Amoníaco

Parámetro	Valor	Unidad
Estado Físico	Gas licuado / Gas comprimido	-
Color	Gas incoloro	-
Punto de fusión	-77,7	°C
Punto de ebullición	-33,5	°C
Densidad condiciones ambiente	0,7	kg/m ³
Peso molecular	17,03	g/mol
Temperatura de Autoignición	630	°C
Límites de explosividad	15% - 28%	% v/v
Densidad Energética	12,7	MJ/L
Energía mínima de ignición	8	mJ

Como a temperatura ambiente el compuesto se encuentra en estado gaseoso, existen dos maneras de almacenarlo. La primera, como gas licuado a -34 °C y 1 bar de presión, y la segunda como gas comprimido a 30 bar. La principal diferencia radica en las características del tanque, ya que para la refrigeración se requiere de un sistema enfriamiento, mientras que para el almacenamiento como gas comprimido se requiere un volumen mayor con tanques de mayor resistencia para presiones moderadas [23].

El amoníaco es un compuesto tóxico para la salud humana y el medio ambiente, donde pequeñas

concentraciones pueden tener consecuencias terribles en la salud humana. Según la NFPA es un producto químico de alto riesgo para la salud humana [36]. Adicional a lo anterior, es un gas muy reactivo, corrosivo, con un fuerte y característico olor. A continuación, la Tabla 3.10 presenta las concentraciones de amoníaco en el aire y su respectivo efecto en la salud humana [23].

Tabla 3.10: Propiedades Físicas y Químicas del Amoníaco

Concentración NH_3 en el aire ppm	Efecto
20 - 50	Olor levemente detectable. Su detección depende de la exposición de la persona
50 - 100	No hay deterioro de la salud humana por exposición prolongada
400 - 700	Irritación severa en ojos, oídos, nariz y garganta. Si la exposición es breve, no hay efectos a largo plazo
2.000 - 3.000	Peligro alto, si tiempo de exposición es menor a media hora, posibilidad de fatalidad
5.000 - 10.000	Asfixia, edema grave, estrangulamiento, fatal

Pequeñas concentraciones de amoníaco tienen efectos negativos para la salud humana, y concentraciones mas altas, presentan un riesgo que puede llegar a ser fatal para la salud. En la Unión Europea, los límites de exposición a amoníaco es de 20 ppm durante 8 horas y 50 ppm para una exposición de 15 minutos [23].

La Figura 3.16 presenta el rombo de seguridad y pictogramas asociados al amoníaco anhidro [35].

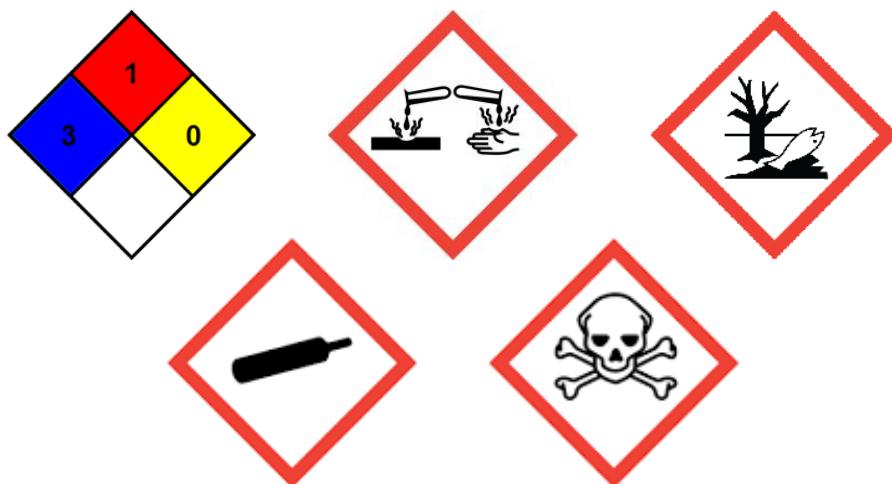


Figura 3.16: Pictogramas y rombo de seguridad del amoníaco [35]

El rombo de seguridad indica que el compuesto presenta un grave riesgo para la salud humana,

al ser tóxico en muy bajas concentraciones y llegando a ser letal en altas. También, presenta un nivel de inflamabilidad 1, ya que es un gas inflamable, pero requiere de alta energía de ignición para comenzar su combustión. También, los pictogramas de seguridad indican que el compuesto puede causar quemaduras a la piel por contacto directo, es sumamente tóxico para organismos acuáticos, se almacena como gas presurizado y puede llegar a ser letal para la salud humana [23, 35].

Para el medioambiente, el amoníaco tiene gran efecto dañino también. Por un lado, ha modificado los ciclos del nitrógeno, ya que del total utilizado para la producción de amoníaco, solo el 17% de la producción de fertilizantes llega a ser consumido por los humanos después de pasar por la cadena alimenticia, y el resto se filtra al suelo, aire y agua. También, la utilización de amoníaco genera la emisión de N_2O , el cual es un potente gas de efecto invernadero. Adicionalmente, el amoníaco es potencialmente tóxico para la fauna marina, ya que el compuesto es altamente soluble en agua, con la reacción indicada en la Ecuación (3.2) [23].



El ion amonio no es tóxico para la vida marina, pero en soluciones básicas, puede llegar a nitrificarse por acción de bacterias formando nitritos, los cuales son tóxicos para algunas especies marinas.

La síntesis de amoníaco en la actualidad se realiza en más del 90% del total producido a nivel mundial mediante el proceso Haber-Bosch. Las fuentes que se utilizan actualmente son principalmente fuentes fósiles. La Figura 3.17 ilustra la ruta de síntesis de amoníaco utilizada en la actualidad [23].



Figura 3.17: Ruta utilizada en la actualidad para la síntesis de amoníaco [23]

En otras palabras, todas las fuentes utilizadas para la producción de amoníaco provienen de fuentes fósiles, siendo el 72% del total proveniente del gas natural. Sin embargo, se observa

claramente cómo los combustibles fósiles se emplean para obtener hidrógeno, que posteriormente se sintetiza con nitrógeno. Esto plantea la posibilidad de disponer de una fuente de materia prima distinta que permita la síntesis del compuesto sin emitir gases de efecto invernadero.

La fase de síntesis del amoníaco se lleva a cabo a altas temperaturas (300 - 500°C) y presiones (150 - 300 bar), mediante la siguiente reacción química presentada en la Ecuación (3.3) [37].



La Figura 3.18 ilustra un diagrama simplificado del proceso de producción de amoníaco a partir de fuentes fósiles. En términos generales, el proceso consta de varias etapas: primero, se genera hidrógeno molecular y monóxido de carbono a partir del gas natural; luego, se elimina el monóxido de carbono, agua y dióxido de carbono en un catalizador. Finalmente, el hidrógeno y el nitrógeno ingresan al lecho catalítico donde reaccionan para formar amoníaco [23].

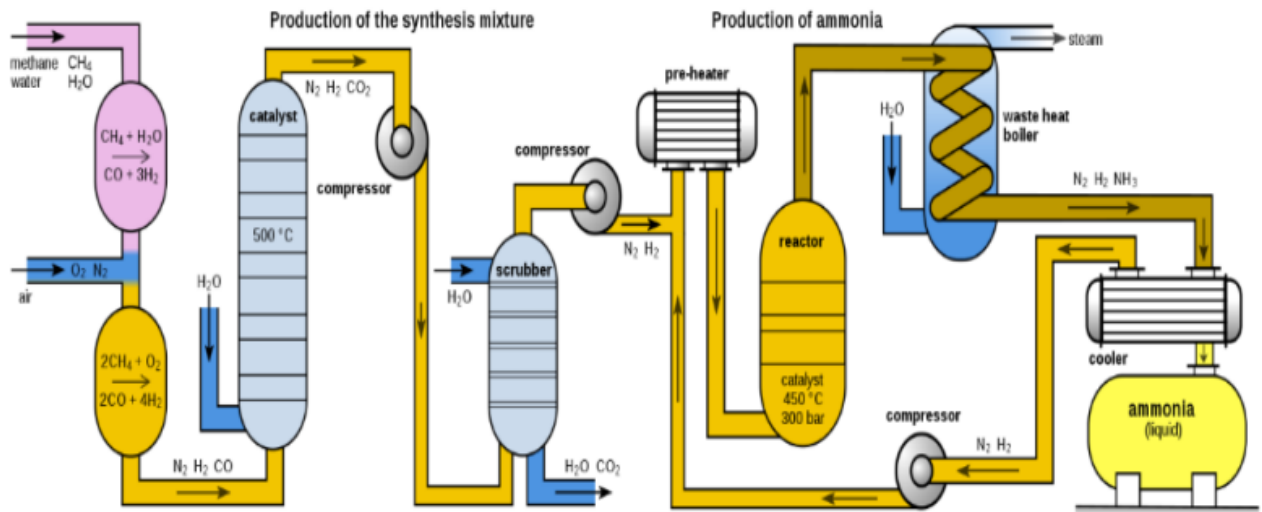


Figura 3.18: Proceso tradicional de Haber Bosch [23]

El proceso de síntesis de amoníaco verde es similar, pero difiere en la fuente de hidrógeno utilizada, ya que no proviene de fuentes fósiles. La Figura 3.19 ilustra el esquema de un proceso de síntesis de amoníaco verde [38].

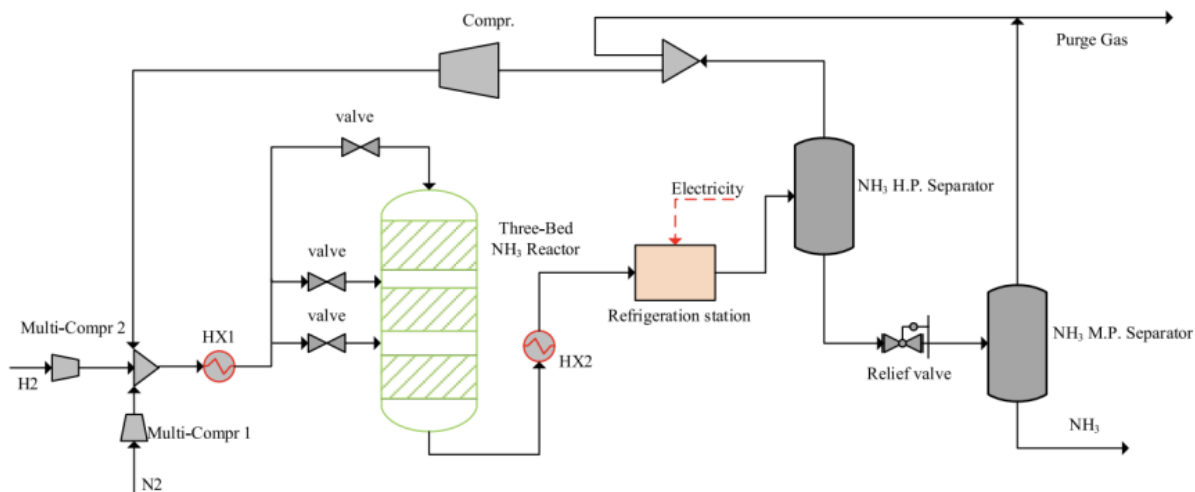


Figura 3.19: Proceso de síntesis de amoníaco a partir de hidrógeno verde [38]

Como se mencionó anteriormente, la síntesis del amoníaco ocurre a altas temperaturas y presiones, lo que requiere un acondicionamiento de las materias primas provenientes del banco de electrolizadores y la planta de separación de aire para lograr las condiciones requeridas.

La zona de reacción se lleva a cabo en varias etapas debido al equilibrio termodinámico presente en la reacción. En la industria, se emplea principalmente un reactor de lecho fijo catalítico para este proceso. La Figura 3.20 ilustra un esquema del proceso de reacción para la síntesis de amoníaco. Aunque este esquema representa condiciones de flujo, presión y temperatura diferentes a las propuestas en este trabajo, el proceso de diseño y la cantidad de reactores necesarios son los mismos [37].

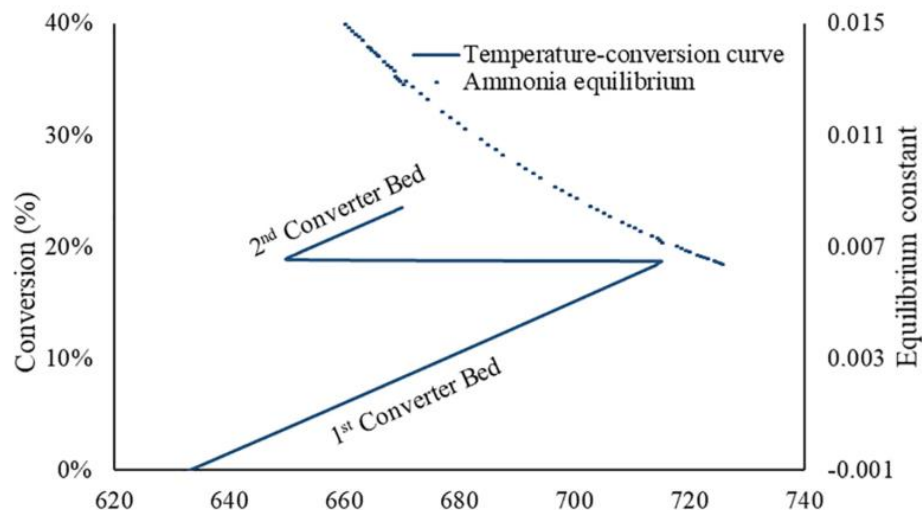


Figura 3.20: Proceso de reacción de los gases en la zona de síntesis [37]

Dentro del ámbito industrial, se han investigado diversos catalizadores, y más aún están en fase de desarrollo, debido a la importancia del proceso Haber Bosch en la economía mundial. Entre los catalizadores más utilizados y probados en la industria de procesos se encuentran los catalizadores de óxidos de hierro. Estos catalizadores a menudo se combinan con promotores como óxidos de aluminio, carbonato de calcio y carbonato de potasio [39].

Una vez que se ha alcanzado el máximo porcentaje de conversión en la etapa de reacción, es necesario separar el amoníaco de los gases no reaccionantes para obtener amoníaco con la pureza requerida. Para lograr esto, se aprovecha la propiedad de licuefacción del amoníaco, reduciendo su temperatura para obtener dos fases: una fase líquida de amoníaco y una fase gaseosa que contiene los gases no condensables. Este proceso comúnmente se lleva a cabo en un condensador, donde se ajusta la temperatura y la presión para facilitar la separación de los gases [39].

3.4 Generación de Electricidad a Partir de Amoníaco

En la actualidad, el amoníaco se presenta como una opción prometedora para su uso como combustible en diversas aplicaciones. Dado que no contiene carbono en su estructura molecular, puede emplearse en turbinas de gas, celdas de combustible y motores de combustión interna sin emitir dióxido de carbono a la atmósfera durante su proceso de combustión. Si se produce utilizando energías renovables, es posible obtener un combustible libre de emisiones de dióxido de carbono. Una característica clave que lo hace atractivo para la investigación es su mayor densidad energética por unidad de volumen en comparación con los combustibles fósiles y el hidrógeno; en otras palabras, un litro de amoníaco almacena más energía que un litro de hidrógeno. Debido a estas ventajas, se ha iniciado la exploración de su uso como combustible en diversas aplicaciones.

No obstante, el empleo del amoníaco como combustible presenta desafíos, principalmente relacionados con su inestabilidad en este contexto. Esto se debe a su baja velocidad de llama, bajo calor de combustión, rango limitado de inflamabilidad y temperatura de autoignición. Estas características desventajosas en comparación con los combustibles convencionales impactan en su uso como combustible. Además, es importante considerar que la combustión del amoníaco conlleva la emisión de NO_x , un gas con alto potencial de efecto invernadero que se forma cuando se alcanzan temperaturas elevadas en el proceso de combustión [23].

La Figura 3.21 muestra diferentes reacciones que tienen lugar durante la combustión del amoníaco, resultando en la formación de compuestos de óxido de nitrógeno (NO_x) [38].

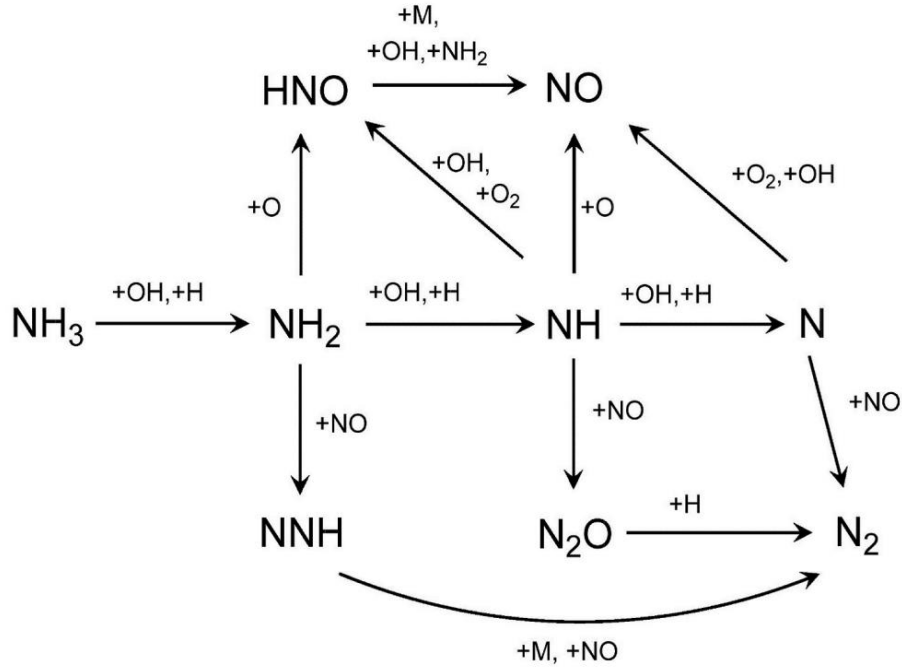


Figura 3.21: Camino de las reacciones que pueden darse al combustar amoníaco [38]

La Figura 3.21 muestra una serie de posibles reacciones en las que los diferentes radicales pueden estar involucrados, muchos de los cuales se consideran gases de efecto invernadero (GEI). Esto enfatiza la necesidad de tomar en cuenta diversas consideraciones al utilizar el amoníaco como combustible.

A continuación, se describen tres posibles opciones para la utilización industrial del amoníaco como combustible.

Amoníaco en Motores de Combustión Interna (MCI)

Los MCI representan un pilar fundamental en el funcionamiento de la sociedad actual. Estos motores tienen la capacidad de convertir la energía química liberada durante la combustión en energía mecánica, a través de la expansión y compresión de un pistón que genera un movimiento rotatorio en un cigüeñal. Existen diferentes tipos de MCI, incluidos los de dos y cuatro tiempos, con distintas velocidades y que utilizan los ciclos de Otto o Diésel, entre otros. El funcionamiento de un MCI involucra múltiples variables [23].

En términos generales, los motores de combustión interna que utilizan amoníaco como combustible se rigen por la reacción de combustión, como se muestra en la Ecuación (3.4).



Se ha llevado a cabo un extenso estudio sobre el uso de amoníaco en este tipo de motores, considerando diferentes presiones de entrada de gas, motores de ciclo Diésel o con encendido por chispa, entre otras variables. Una opción viable para el desarrollo de estos motores es la utilización de mezclas de combustibles, como combinaciones de amoníaco con gas natural o hidrógeno. Esto permitiría aumentar gradualmente la participación del amoníaco como combustible en la industria. La Figura 3.22 presenta un nuevo concepto de motor de combustión interna para vehículos, basado en la combustión dual de amoníaco y gasolina. En este caso, la entrada de combustibles se compone de un 70% de NH_3 y un 30% de gasolina [40].

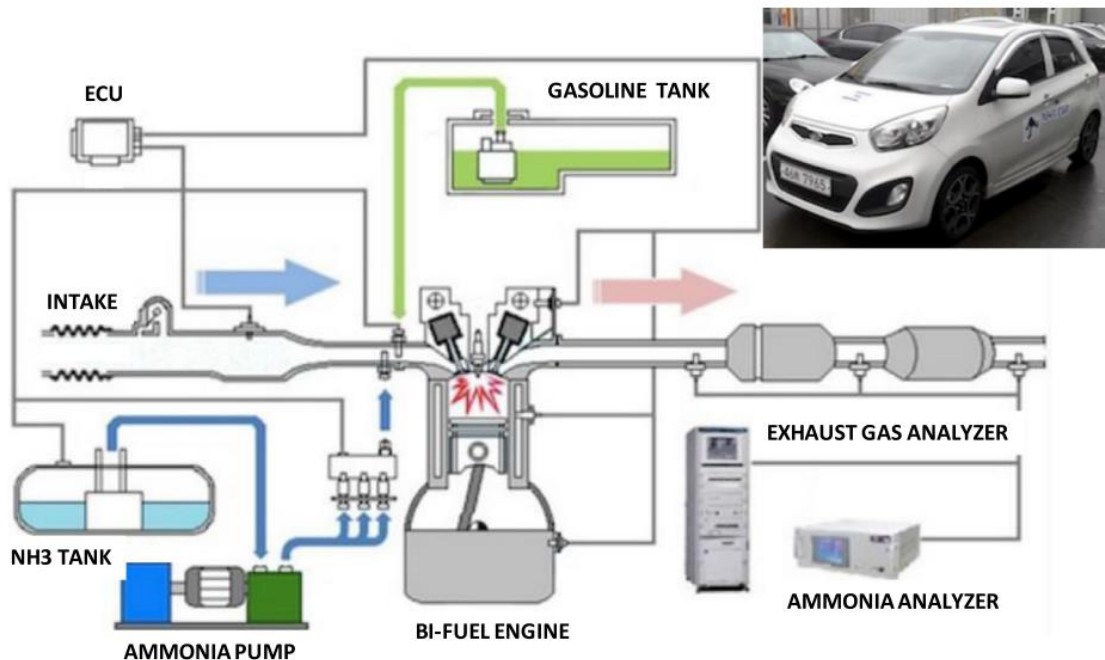


Figura 3.22: Esquema de un MCI con combustión dual de gasolina y amoníaco [40]

El principal uso asociado al amoníaco como combustible líquido en los MCI se centra en el transporte marítimo, contribuyendo a la descarbonización de las rutas comerciales internacionales. La empresa MAN ES está liderando el desarrollo de motores de amoníaco diseñados para ser incorporados en buques comerciales sin necesidad de realizar modificaciones sustanciales en los modelos existentes. Estos motores, de tipo 2 tiempos, se basan en la plataforma del motor ME-LGIM, que originalmente funciona con metanol como combustible. Esta elección previene problemas asociados con la corrosión, toxicidad y baja inflamabilidad. En este enfoque, se plantea la inyección de amoníaco a una presión de 600-700 bar, utilizando el sistema de inyección de gas licuado de petróleo (GLP) y adoptando una estrategia de combustión dual.

Para abordar la cuestión de las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x), la empresa ha incorporado tecnologías de reducción catalítica selectiva (SCR) en los motores. Estos sistemas

tratan los gases de escape, logrando reducir los NO_x y convirtiéndolos en compuestos inofensivos como nitrógeno molecular y agua [41]. Este enfoque integral busca minimizar el impacto ambiental de las emisiones al mismo tiempo que promueve la adopción del amoníaco como un combustible más sostenible en la industria del transporte marítimo.

3.4.1 Celdas de Combustible

El amoníaco también ha sido objeto de estudio como fuente de energía en celdas de combustible. Las celdas de combustible basadas en amoníaco han sido investigadas como una alternativa prometedora para la generación eléctrica en aplicaciones de transporte y uso estacionario. En esencia, el amoníaco se considera una opción atractiva para el almacenamiento de hidrógeno en forma de enlaces químicos. Esto amplía el enfoque de almacenar energía eléctrica en forma de hidrógeno y plantea la posibilidad de almacenar hidrógeno en compuestos químicos como el amoníaco.

Las celdas de combustible que emplean amoníaco tienen la ventaja de generar una mayor densidad energética en comparación con el hidrógeno. Para ilustrar esto, considerando el rendimiento de las celdas de combustible, el amoníaco puede generar alrededor de 15,6 MJ/l, casi un 70% más que el hidrógeno (9,1 MJ/l). Desde una perspectiva práctica, un tanque de amoníaco de 60,6 litros tiene la capacidad de cubrir una distancia de 756 km, casi el doble que un tanque de hidrógeno líquido del mismo tamaño (417 km) y tres veces más que un tanque de hidrógeno presurizado a 200 bar (254 km) [42].

Recientemente, se han logrado avances significativos en la tecnología de celdas de combustible. Estas celdas se categorizan en función de sus condiciones de operación y el material utilizado para el electrolito. Entre las variantes más utilizadas se encuentran las siguientes tres [40]:

- Celdas de combustible alcalinas (AFC)
- Membrana de intercambio de protones (PEM)
- Óxido sólido (SOFC)

El funcionamiento de las celdas de combustible con amoníaco ofrece dos posibilidades. En primer lugar, el amoníaco puede ser sometido a craqueo para producir hidrógeno, que luego se utiliza en una celda de combustible convencional de hidrógeno. Alternativamente, el amoníaco puede ingresar directamente a la celda de combustible. Las celdas de combustible de tipo AFC y PEM operan exclusivamente con hidrógeno, por lo que se requiere el proceso de craqueo previo al suministro de hidrógeno a la celda. La principal diferencia entre estas dos tecnologías radica en que las celdas AFC no necesitan una etapa adicional de purificación del hidrógeno, a diferencia de las celdas PEM. Sin embargo, es importante destacar que ambas tecnologías, aunque prometedoras, se

encuentran en un estado de investigación y desarrollo y aún no han alcanzado la madurez de las celdas PEM [23].

En el caso de las SOFC, se emplea directamente el amoníaco, eliminando la necesidad de realizar el craqueo del compuesto para obtener hidrógeno. Estas celdas tienen un gran potencial para la generación eléctrica debido a su operación a temperaturas elevadas, entre 800 y 1.000 °C. Una ventaja fundamental de las celdas SOFC es que todos sus componentes son sólidos, lo que minimiza las pérdidas de electrolitos y los problemas de corrosión. Además, no se requiere la implementación de sistemas de tratamiento de gases de escape, ya que los productos resultantes de la reacción son únicamente nitrógeno y agua [40].

La Figura 3.23 proporciona una representación visual de los procesos de funcionamiento de las tres tecnologías de celdas de combustible mencionadas anteriormente [23].

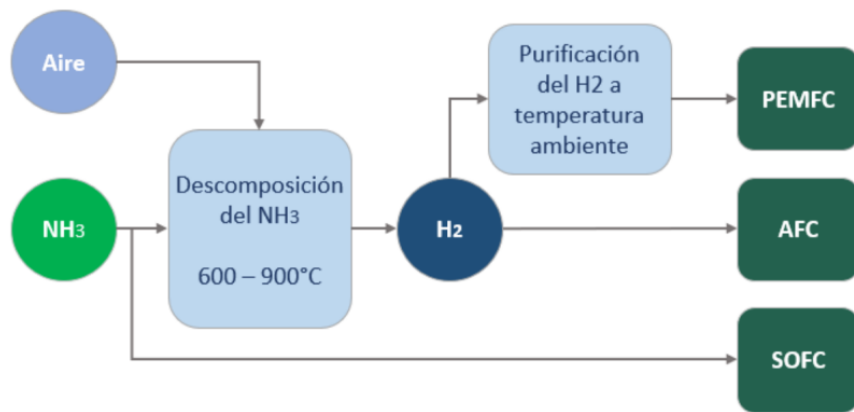


Figura 3.23: Tecnologías de celdas de combustible de amoníaco [23]

3.4.2 Turbina de Gases

Los sistemas de turbinas de gas son ampliamente utilizados en la generación de energía eléctrica a gran escala debido a su capacidad para emplear diversos tipos de combustibles en una única tecnología. En la actualidad, se ha demostrado que la aplicación de flujos turbulentos en sistemas alimentados con amoníaco tiene un efecto significativo en la estabilización de la llama, especialmente en el caso de combustibles con baja reactividad, como el amoníaco [43]. Además, se ha explorado la posibilidad de realizar mezclas de amoníaco con hidrógeno, donde el hidrógeno actúa como un agente dopante del combustible. Esto ha conducido a la obtención de eficiencias y potencias relativamente altas, así como a velocidades de llama comparables a las del metano [44]. Sin embargo, se ha identificado un problema relacionado con la generación de óxidos de nitrógeno (NO_x) durante la combustión de amoníaco en mezclas pobres en oxígeno. Estudios posteriores han establecido que la razón equivalente de la mezcla debe encontrarse en el rango de 1,0 a 1,31 para abordar este

problema [45].

La implementación del flujo de amoníaco como gas de combustión en turbinas de gas todavía está en desarrollo. Hasta el momento, los resultados más prometedores se han obtenido al realizar la combustión de amoníaco en combinación con otros combustibles. La Figura 3.24 presenta el sistema de turbina de gases utilizado por el Instituto de Energías Renovables de Fukushima en la exitosa prueba de una micro turbina de 50 kW alimentada con mezclas de combustible de amoníaco - keroseno, amoníaco - metanol y amoníaco puro [45].

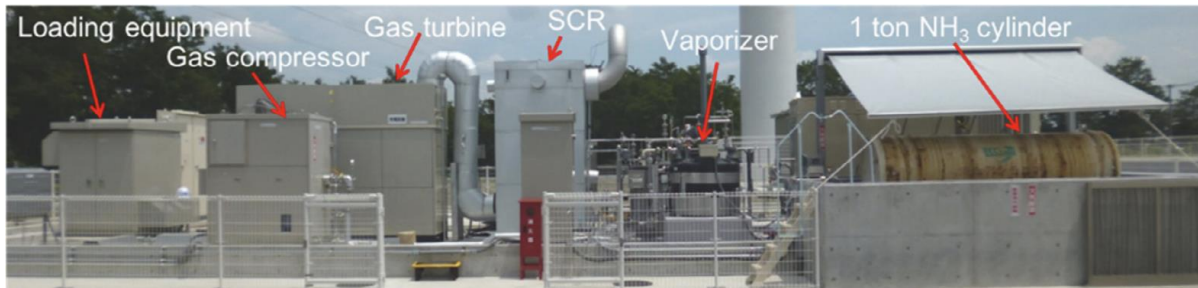


Figura 3.24: Foto del sistema de turbina de gases utilizado en la prueba [45]

Sin embargo, el mayor desafío en estas tecnologías ha sido abordar las altas emisiones de NO_x . Afortunadamente, se ha demostrado que la utilización de mezclas de amoníaco con metanol o hidrógeno a alta presión puede conducir a la conversión de los radicales formados durante la combustión en agua y nitrógeno molecular, lo que contribuye a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero [40].

Usualmente, las turbinas de gases utilizan un ciclo Brayton abierto, el cual consta de tres etapas principales. En primer lugar, se introduce aire en un compresor, donde su presión se aumenta. Luego, el aire comprimido se dirige hacia la cámara de combustión, donde, junto con vapor de agua y una mezcla de combustibles, experimenta un proceso de calentamiento a presión constante. Finalmente, el flujo de gases caliente y de alta presión se hace pasar por la turbina, donde los álabes de la misma se ponen en movimiento, generando una rotación mecánica que, a su vez, se convierte en energía eléctrica utilizable [46]. La Figura 3.25 ilustra un proceso de ciclo Brayton, junto con su correspondiente diagrama de presión frente al volumen, explicando los pasos termodinámicos del proceso [47].

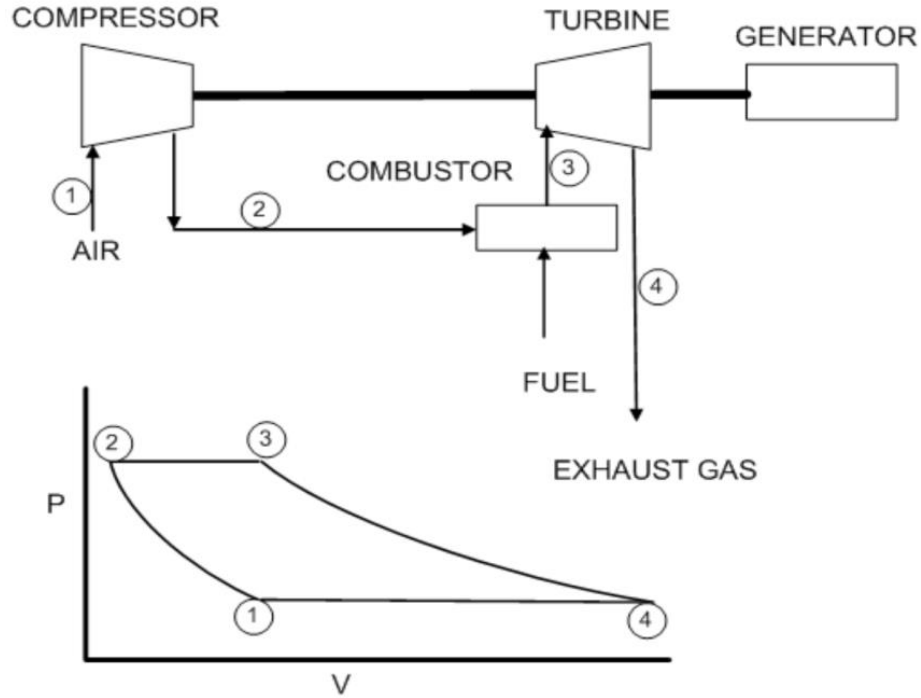


Figura 3.25: Ciclo de Brayton clásico [47]

Es importante destacar que en los sistemas de turbinas de gas, la eficiencia energética se sitúa aproximadamente alrededor del 30%. Esta eficiencia refleja la proporción de la energía del combustible que se convierte efectivamente en energía eléctrica utilizable, mientras que el resto se disipa en forma de calor [46].

Para mejorar la eficiencia de las turbinas de gas, se ha demostrado que la aplicación de ciclos de Brayton humidificados puede aumentar la potencia y eficiencia del ciclo de una turbina de gas. Esto es particularmente relevante en ciclos combinados con tecnologías de cogeneración y calefacción urbana, así como en sistemas de recuperación de agua o vapor para otros procesos [48]. La Figura 3.26 ilustra un diagrama de un ciclo de Brayton humidificado, con etapas intermedias de enfriamiento y calentamiento. En este proceso, se utilizan dos compresores y dos turbinas, una de baja y otra de alta potencia, junto con intercambiadores de calor para aprovechar el calor residual.

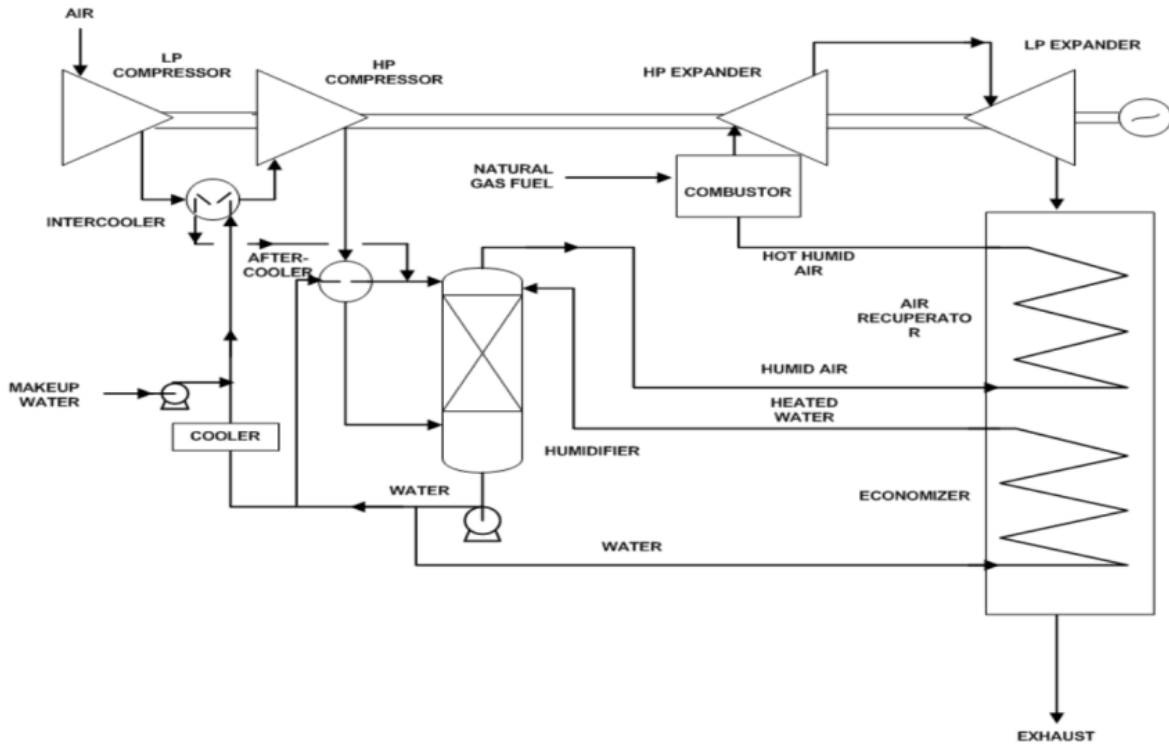


Figura 3.26: Ciclo de Brayton humidificado [47]

3.4.3 Ejemplos de Equipos Existentes

El principal uso de amoníaco como combustible se espera que se desarrolle en el sector marítimo, para reducir las emisiones de GEI de las diversas líneas comerciales. Actualmente, existen muchos proyectos en desarrollo para la implementación de amoníaco como combustible en el transporte marítimo financiado por diversos organismos. La Unión Europea ha financiado diversos proyectos para el desarrollo de barcos que utilicen este combustible; un ejemplo de ello es el proyecto en marcha ShipFC, donde la inversión fue de 10 millones de euros, siendo su objetivo es la instalación de la primera celda de combustible SOFC basada en amoníaco en una embarcación. Este proyecto pretende remplazar el sistema de combustión de GNL por una celda de 2 MW, la cual permitiría al barco navegar por 3.000 horas anuales de manera independiente [23]. La Figura 3.27 muestra la imagen del barco que pretende ser convertido a un barco en base a una celda de combustible de amoníaco [49].



Figura 3.27: Imagen del barco Viking Energy que pretende ser transformado a FC en base a amoníaco [49]

Capítulo 4

Modelo de Planta

Para el diseño de la “batería de amoníaco para gestión energética de una central ERNC”, se presenta un diagrama de flujo de proceso que detalla la configuración de la planta ficticia utilizada en el análisis técnico económico. Los componentes clave de este diagrama incluyen el parque eólico, el banco de electrolizadores, la destilación de aire, la síntesis de amoníaco y, finalmente, la conversión de amoníaco en energía eléctrica mediante una turbina de gases. El diseño del parque eólico se rige por los siguientes supuestos:

- Se simula una planta solar modelo que reproduce el comportamiento de entrega de energía eléctrica en sintonía con la demanda.
- Durante el período de máxima demanda eléctrica en el SEN, se proporciona una potencia de 20,3 MW. Para las demás horas, la generación se ajusta para satisfacer la demanda eléctrica correspondiente.
- El suministro de agua necesario para la producción de hidrógeno se adquiere de proveedores locales debido al bajo consumo de este recurso. Sin embargo, este valor no se incluye en los cálculos posteriores.
- Los cálculos relacionados con el consumo de energía y la producción de amoníaco se han simplificado, considerando solamente las unidades principales de la planta y obviando equipos secundarios como compresores e intercambiadores de calor, entre otros.
- La eficiencia y el consumo de las unidades en la planta propuesta se determinan a partir de fuentes bibliográficas.

4.1 Modelo de Planta

A continuación, se presenta la metodología empleada para llevar a cabo el diseño y dimensionamiento de la planta a simular. Además, en esta sección se detallan los equipos contemplados en el modelo propuesto. La Figura 4.1 presenta el diagrama conceptual propuesto con los flujos de energía eléctrica, nitrógeno líquido, hidrógeno y amoníaco utilizados.

4.1.1 Diagrama de Planta

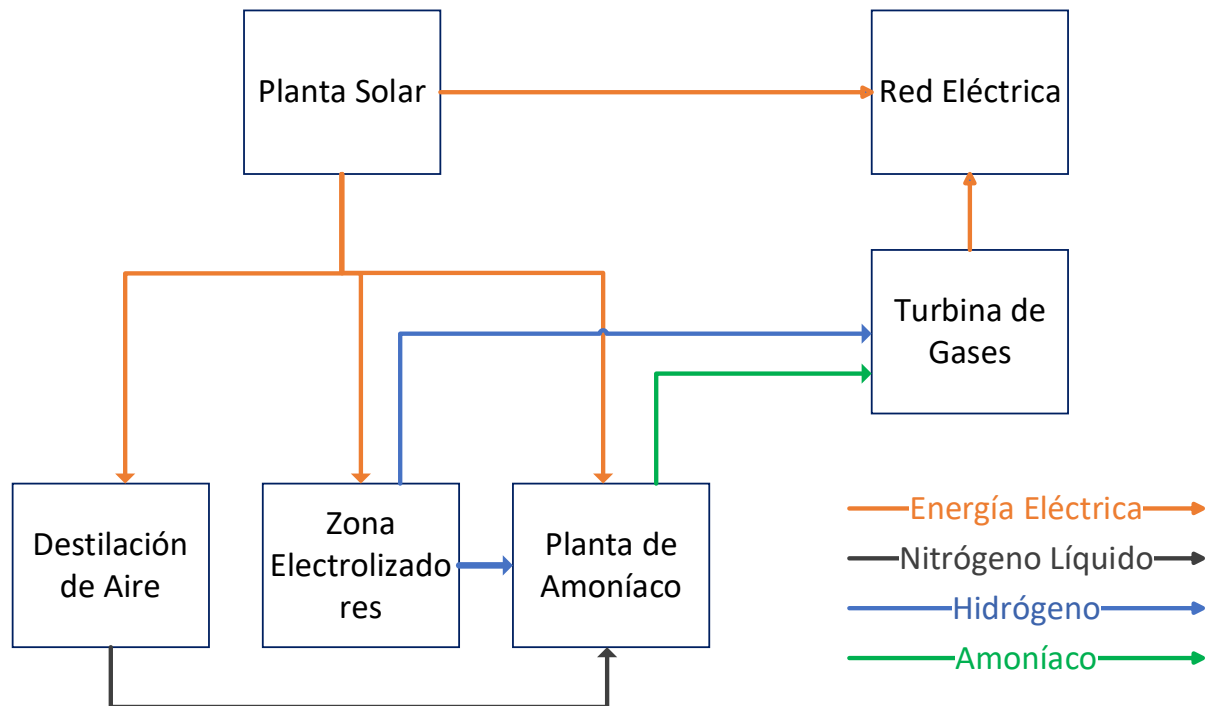


Figura 4.1: Diseño conceptual de batería de amoníaco

La Figura 4.1 representa el esquema conceptual de una batería de amoníaco que opera en base a una producción centralizada de energía eléctrica obtenida mediante paneles solares. El propósito de esta batería de amoníaco es proporcionar energía eléctrica a la red de acuerdo con la demanda del país. Durante las horas de producción solar, la energía se suministra directamente a la red, mientras que en los períodos sin producción, los gases de hidrógeno y amoníaco se utilizan en una turbina de gases para continuar generando energía eléctrica para la red.

Para lograr este sistema, es necesario dimensionar la planta solar de manera sobredimensionada, lo que permite aprovechar los excedentes de energía eléctrica para la producción de hidrógeno y amoníaco.

Es esencial destacar que la producción de amoníaco involucra la alimentación de nitrógeno,

hidrógeno y la síntesis del compuesto. Cada etapa del proceso tiene su propia eficiencia energética, que, en la práctica, nunca alcanza el 100%. Conforme aumenta el número de etapas, la eficiencia global disminuye progresivamente.

4.1.2 PFD

La Figura 4.2 muestra el diagrama de flujo de proceso a simular. En el costado derecho se presentan los flujos correspondientes para cada color de flecha en el diagrama.

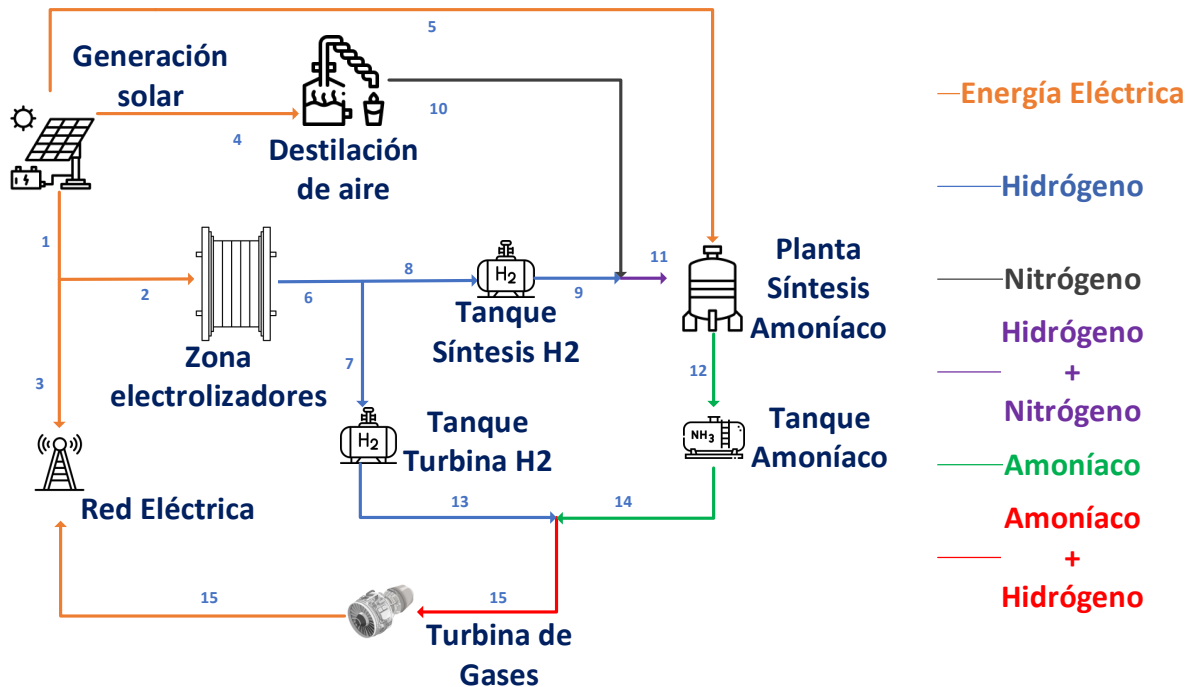


Figura 4.2: PFD de la batería de amoníaco

Para llevar a cabo este trabajo de memoria, se ha definido que la sección de electrolizadores abarca todo el proceso de tratamiento y purificación del agua. La destilación de aire comprende la captación de aire, los procesos térmicos involucrados, así como la purificación y acondicionamiento del nitrógeno obtenido para su posterior utilización. En el contexto de esta memoria, el oxígeno obtenido a partir de la destilación del aire se considera como un subproducto sin comercialización y, debido a su inocuidad ambiental, se libera. En lo que respecta a la planta de amoníaco, esta contempla la zona de acondicionamiento de las materias primas, la zona de reacción del hidrógeno y nitrógeno, la separación del amoníaco y los compuestos no reaccionados, la recirculación de los gases hacia la zona de reacción y, finalmente, el acondicionamiento del producto a las condiciones de temperatura y presión establecidas para su almacenamiento.

4.2 Balance de Masa y Energía

A continuación, se presentan los valores de radiación correspondientes a la región de Antofagasta, específicamente en la comuna de San Pedro de Atacama. Estos valores fueron obtenidos de la estación meteorológica San Pedro de Atacama INIA y corresponden al día 10 de Abril de 2023 [50]. Es importante resaltar que la radiación se proporciona de manera puntual en ciertos horarios específicos, por lo que se ha calculado el promedio entre intervalos para obtener la radiación en cada hora.

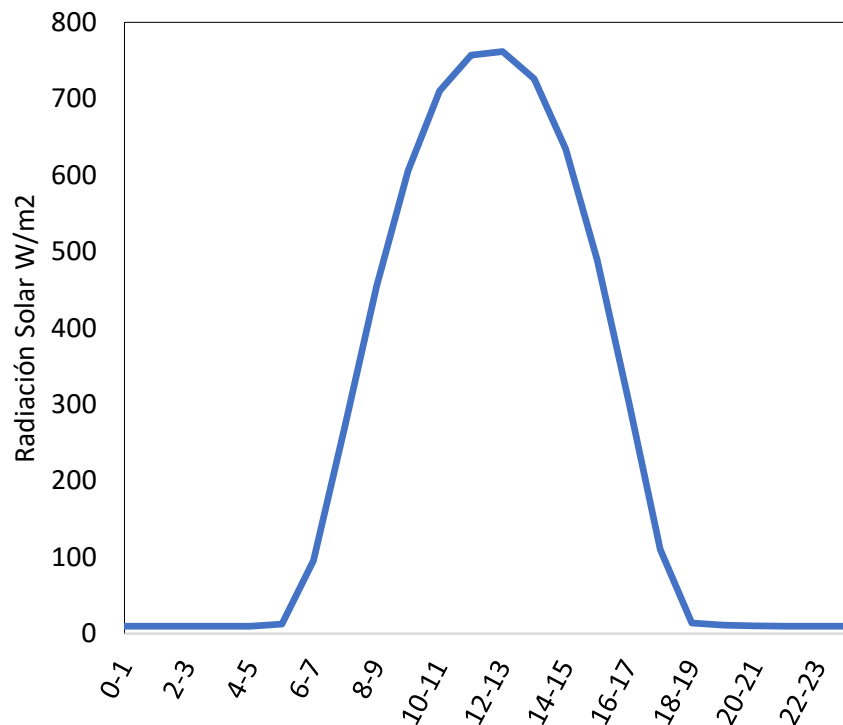


Figura 4.3: Radiación solar por intervalo horario en la comuna de San Pedro de Atacama [50]

La Figura 4.3 muestra cómo la curva de radiación solar presenta un patrón similar al de la generación de energía solar fotovoltaica, como se ilustra en la Figura 1.6. Esto se debe a que la generación solar fotovoltaica está directamente influenciada por la radiación solar. En otras palabras, una mayor radiación solar conlleva una mayor producción de energía por parte de los paneles solares. En consecuencia, se ha establecido una relación lineal entre la radiación solar y la generación eléctrica de una planta solar sin gestión. En el intervalo de mayor radiación, la planta solar simulada puede producir hasta 20,3 MW de energía.

A continuación, se procedió a determinar la potencia energética requerida para cada hora. Utilizando los datos presentados en la Figura 1.6, se estableció una relación lineal entre el consumo eléctrico que debe ser suministrado por la planta propuesta. La Figura 4.4 exhibe el gráfico que

representa la demanda del SEN junto con la potencia que la planta propuesta está diseñada para suministrar [6].

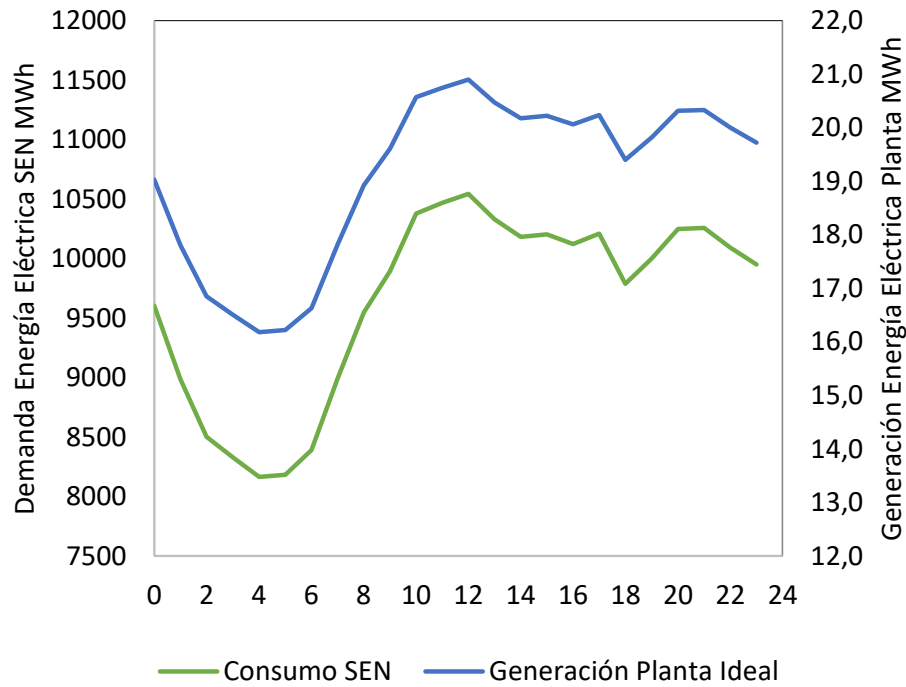


Figura 4.4: Demanda del SEN en conjunto con la generación eléctrica de planta propuesta [6]

La generación eléctrica de la planta simulada muestra un comportamiento similar al de la demanda del SEN, ajustando su producción de energía en función de las necesidades. Si se lograra que una planta solar generara energía siguiendo esta misma curva, teóricamente sería posible suministrar a la red eléctrica con energía renovable, lo que contribuiría a la descarbonización de la matriz energética nacional.

En primer lugar, es necesario calcular la cantidad de energía que debe ser almacenada diariamente. Basándonos en la Figura 4.3 y la Figura 4.4, se ha determinado que la energía que debe ser almacenada diariamente es de 219,4 MWh. Esto se debe a que durante los períodos de generación energética directa, la energía se suministra directamente a la red, por lo que el almacenamiento se requiere únicamente para cubrir los horarios en que la planta solar no se encuentra operando.

Luego, para determinar la cantidad de combustibles que debe ser almacenada diariamente, es necesario conocer las condiciones de operación del sistema de turbina de gases. La proporción de entrada de combustibles es de un 70% de amoníaco y un 30% de hidrógeno. Además, la relación entre generación eléctrica y combustibles es de 3,56 MW por cada 924,8 kg/h de amoníaco y 396,4 kg/h de hidrógeno que ingresan a la turbina [46].

Por lo tanto, considerando la cantidad de energía a almacenar y las características de la turbina, es necesario almacenar 57,004 kg de amoníaco y 24,430 kg de hidrógeno diariamente.

Para continuar con el diseño de la planta, es fundamental calcular la potencia máxima instalada de los paneles solares. Parte de la energía generada por estos paneles se inyecta en la red eléctrica, mientras que los excedentes son almacenados en forma de hidrógeno y amoníaco para su posterior conversión en la turbina de gases. Para realizar este cálculo, es necesario conocer el consumo energético de los procesos de destilación de aire y la planta de amoníaco. Dado que un análisis exhaustivo de cada uno de estos procesos excede el alcance de esta memoria, se han obtenido estos valores de fuentes bibliográficas confiables.

En el caso de la obtención de nitrógeno, se ha considerado un costo energético de $3,6 \times 10^{-2}$ kWh/kgN₂ [30]. Por otro lado, para la síntesis de amoníaco, se ha utilizado un valor estimado de costo energético basado en la síntesis química de hidrógeno y nitrógeno, con un valor de 0,1 kWh/kgNH₃ [39]. Estos datos permiten calcular la energía requerida para cada proceso y, a partir de ahí, determinar la capacidad de generación necesaria de los paneles solares.

Para llevar a cabo los cálculos necesarios, se ha ejecutado un balance de materia por cada hora de producción solar, ajustando el tamaño de la planta solar para lograr un equilibrio entre la producción de combustible y el suministro energético a la red. Mediante este proceso, se determinó que el tamaño de planta requerido para abastecer de manera constante la energía a la red es de 265 MW.

Con el tamaño de planta necesario y la energía efectivamente entregada a la red, es posible calcular el factor de planta (FP). La Ecuación (4.1) muestra la fórmula para determinar este parámetro, que representa la relación entre la energía real entregada a la red y la energía que se suministraría si la planta funcionara a plena potencia durante un período de tiempo determinado. En el caso de este estudio, el período de tiempo considerado es diario.

$$FP = \frac{\text{Energía suministrada a la red/día}}{\text{Energía teórica con producción a máxima potencia/día}} \cdot 100\% \quad (4.1)$$

La energía efectivamente entregada a la red es el área bajo la curva de la planta con gestión energética, como se muestra en la Figura 4.4. Este valor se estima en 458,6 MWh. Por otro lado, la energía teórica que la planta suministraría si operara a máxima potencia durante todo un día equivale a 6360 MWh. Con estos valores, se puede calcular que el factor de planta es del 7,2%.

Por otra parte, para calcular la eficiencia de la batería, es necesario considerar tanto la energía total suministrada a la batería como la energía extraída posteriormente de la batería de amoníaco. A continuación, se muestra la Figura 4.5, que compara la producción eléctrica esperada de la planta con gestión energética y sin gestión energética.

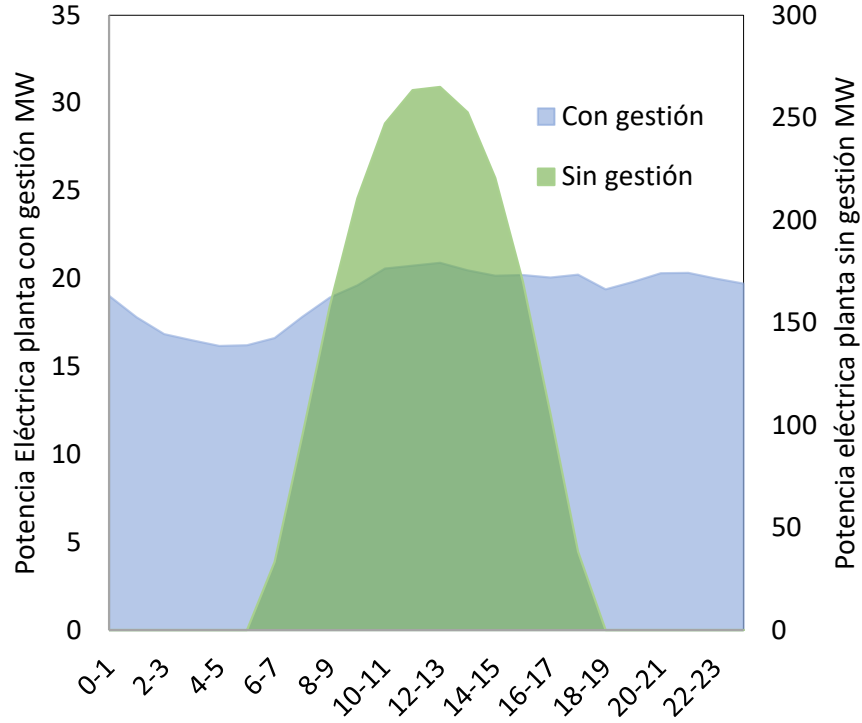


Figura 4.5: Producción planta solar con y sin gestión energética

De la Figura 4.5, se puede deducir que la energía ingresada a la batería de amoníaco corresponde a la energía generada por la planta sin gestión energética, que no se suministra directamente a la red. Posteriormente, la energía entregada por la batería de amoníaco corresponde a la totalidad de la energía suministrada a la red durante los horarios de no producción directa. A continuación, la Ecuación (4.2) presenta la forma de calcular la eficiencia de la batería de amoníaco (η), que corresponde al cociente entre la energía que se extrae de la batería y la energía que se ingresa en ella.

$$\eta = \frac{\text{Energía extraída de batería de amoníaco}}{\text{Energía que ingresa a batería de amoníaco}} \cdot 100\% \quad (4.2)$$

La energía total diaria que ingresa a la batería de amoníaco es igual a 1780 MWh, mientras que la energía que se suministra a la red desde la batería es de 219,4 MWh, resultando en una eficiencia de la batería del 12%.

4.3 Descripción del Proceso

A continuación, se procede a describir el proceso diseñado, con la descripción y dimensionamiento de cada uno de las secciones principales descritas en la Figura 4.2.

4.3.1 Paneles Solares

Para la elección de paneles solares, se ha optado por utilizar paneles de silicio monocristalino. Esta elección se fundamenta en su amplia presencia en la industria solar debido a su madurez tecnológica y su alta utilización en la fabricación de plantas solares [51].

Luego, tomando en cuenta lo mencionado anteriormente, es necesario determinar la capacidad individual de cada panel a utilizar. A partir de los resultados obtenidos en los balances de masa y energía, se ha calculado que la potencia requerida para la planta solar y para suministrar la energía eléctrica definida es de 109,5 MW. En función de esta necesidad, se ha decidido seleccionar paneles solares con la mayor potencia eléctrica disponible, con el propósito de reducir la cantidad total requerida. Por lo tanto, se ha optado por utilizar los Paneles Solares Sunova 550 W24V Mono-cristalino PERC 144 Media Celdas SEC. Para obtener más detalles sobre las características técnicas de estos paneles solares, se puede consultar el Anexo 7.2 [52].

A partir de las especificaciones del panel solar seleccionado, se ha optado por utilizar las características NOTC (Nominal Operating Cell Temperature), ya que estas representan condiciones de prueba más realistas. Bajo estas condiciones, la potencia máxima del panel solar es de 410 W. A continuación, se lleva a cabo el cálculo necesario para determinar la cantidad de paneles solares requeridos en la instalación.

$$2,65 \times 10^8 \text{ W} = \frac{\text{Número Paneles}}{410 \text{ W}}$$

$$\text{Número Paneles} = 646,341$$

4.3.2 Dimensionamiento de Electrolizadores

Se utiliza el Electrolizador Silyzer 300 de la empresa Siemens Energy. Este electrolizador seleccionado utiliza la tecnología PEM y presenta una eficiencia de planta superior al 75% (para fines de cálculo, se considera este valor). Es un modelo modular que puede producir hasta 2.000 kg de H₂ por hora [53].

Para determinar el tamaño del electrolizador a utilizar, se debe considerar la capacidad del proceso y las características de almacenamiento. Dado que este proceso empleará hidrógeno como medio de almacenamiento, la sección de electrolizadores debe tener la capacidad de procesar la potencia eléctrica máxima que proviene de la planta solar. A partir de la Figura 4.5, se puede observar que la potencia máxima que llegará a la zona de electrolizadores es de 243,3 MW, la cual corresponderá a la potencia del equipo.

4.3.3 Planta de Síntesis de Amoníaco

Para la síntesis de amoníaco, se utiliza la síntesis química con hidrógeno verde como materia prima, como se indica en la Figura 4.6.

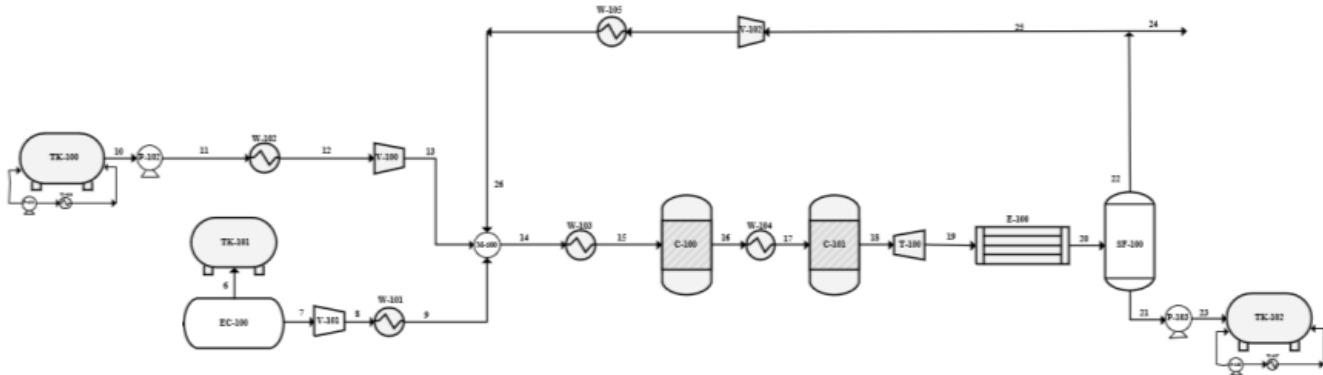


Figura 4.6: Proceso de síntesis de amoníaco a partir de hidrógeno verde

El proceso de síntesis se divide en tres etapas principales. En primer lugar, los gases que ingresan a la zona de reacción deben ser acondicionados para alcanzar las temperaturas y presiones previamente establecidas. Este proceso de acondicionamiento se lleva a cabo mediante una serie de compresores e intercambiadores de calor. Es importante señalar que el hidrógeno proveniente del electrolizador sale con una presión de 35 bar y temperaturas que varían entre los 40 y 80°C.

Luego, sigue la etapa de síntesis de las materias primas. Se ha optado por utilizar un proceso de síntesis en dos reactores en serie, con el objetivo de lograr una conversión del 35%. Este proceso es similar al ilustrado en la Figura 3.20. El catalizador elegido para esta etapa está basado en Magnetita (Fe_3O_4). Este catalizador se activa al alcanzar una temperatura mínima de 430°C y una presión de mínimo 30 bar, por lo que cumple las condiciones de diseño planteadas anteriormente [39]

Finalmente, la etapa de separación y recirculación de las materias primas implica el enfriamiento y la disminución de la temperatura de los gases que salen del reactor para su posterior separación. La presión de salida se reduce a 30 bar, y la temperatura se ajusta a las condiciones ambiente. Esto provoca el cambio de fase del amoníaco, permitiendo su separación de los gases no reaccionantes. Los gases que no han reaccionado son recirculados nuevamente al reactor, mientras que el amoníaco es almacenado para su uso posterior.

Para determinar la capacidad del reactor de síntesis en MW de producción (convertidos a hidrógeno y posteriormente a amoníaco), se ha decidido que el reactor opere en una secuencia desfasada respecto a la acumulación de hidrógeno. En otras palabras, la energía eléctrica generada

pasa primero por la zona de electrolizadores, produciendo hidrógeno que se acumula en tanques hasta su utilización como materia prima. Para optimizar el diseño, se ha establecido que la zona de síntesis de amoníaco funciona durante 12 horas al día, ya que una mayor duración de operación permite reducir las dimensiones de producción del reactor.

Se asume que la planta opera de manera continua y con máxima producción durante 12 horas, procesando un flujo constante de hidrógeno y nitrógeno durante estas horas. Se considera la producción de la planta únicamente por este periodo, sin considerar lo sintetizado en los periodos de puesta en marcha y detención de la planta. Por lo tanto, la operación de la planta de síntesis comenzará una vez que haya suficiente hidrógeno almacenado para mantener el funcionamiento ininterrumpido durante las 12 horas de operación. Para determinar la capacidad de producción de la planta de síntesis, se ha igualado la cantidad total de hidrógeno requerido como materia prima con la operación de flujo constante de hidrógeno que la planta de síntesis proporcionará. La Figura 4.7 muestra ambas curvas: la producción total de hidrógeno requerido como materia prima y la utilización de este hidrógeno por parte de la planta de síntesis propuesta.

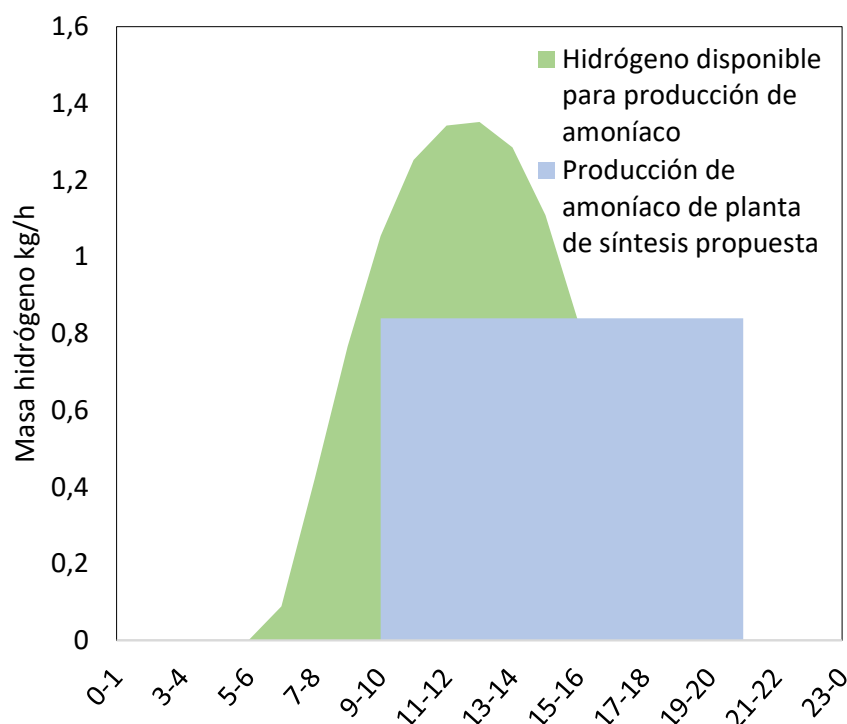


Figura 4.7: Existencias de hidrógeno para alimentar planta síntesis junto con propuesta de operación de planta de síntesis

Mediante el balance de energía propuesto anteriormente, se ha determinado que la capacidad de producción de la planta de síntesis debe ser de 839 kg H₂/h

4.3.4 Destilación de Aire

Para obtener el nitrógeno requerido en la producción de amoníaco, se emplea el proceso de destilación criogénica del aire. El diagrama de flujo de este proceso se ilustra en la Figura 4.8 [32].

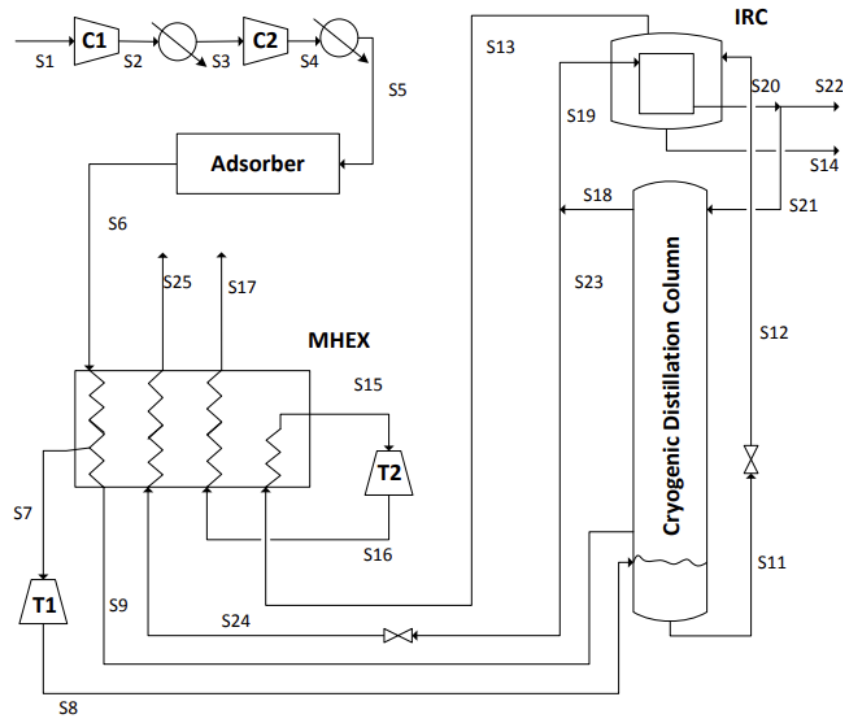


Figura 4.8: Diagrama de una planta de separación de aire [32]

La Figura 4.8 ilustra el esquema operativo de la planta. Inicialmente, el flujo de aire pasa por la etapa de adsorción (Adsorber), donde se eliminan el dióxido de carbono y el agua presentes en el aire. A continuación, el aire depurado se enfría en un intercambiador de calor de múltiples flujos (MHEX). Luego, el aire enfriado atraviesa una turbina (T1) para continuar su proceso de enfriamiento antes de ser introducido en la columna de destilación criogénica (Cryogenic Distillation Column) desde la base de la columna. Finalmente, desde la parte superior de la columna de destilación, el flujo se dirige al condensador, donde una parte se recircula a la columna, otra parte se libera al ambiente a través del MHEX, y una última parte se almacena [32].

El diseño del proceso debe considerar varias premisas. En primer lugar, la planta opera en un régimen similar al de la planta de síntesis, es decir, una producción a máxima potencia durante 12 horas, sin considerar lo producido durante la puesta en marcha y detención de la planta. En consecuencia, la totalidad del flujo de nitrógeno generado se empleará en la síntesis. Además, dado que el flujo de hidrógeno ingresado a la síntesis es de 839 kg de H_2 /h, es necesario relacionarlo

según la estequiometría de la reacción química para la producción de amoníaco. Según la ecuación de reacción, se requiere 1 mol de nitrógeno por cada 3 moles de hidrógeno. A partir de los pesos moleculares de los componentes, se calcula que se necesita un flujo de nitrógeno de 3915 kg de N₂/h.

4.3.5 Almacenamiento Estacionario de Hidrógeno

La elección del método de almacenamiento más adecuado para el hidrógeno se basa en fuentes bibliográficas. A través del análisis de su densidad energética volumétrica y másica, junto con las tecnologías de almacenamiento disponibles, se ha determinado que las condiciones operativas óptimas para el almacenamiento de hidrógeno son a una presión de 300 bar y a temperatura ambiente, utilizando un sistema de gas presurizado [17].

Es necesario calcular con precisión el volumen efectivo que ocupa el gas una vez que esté sometido a dicha presión. Para esto, resulta esencial utilizar una ecuación de estado cúbica en lugar de la ideal, ya que en condiciones de alta presión, la ecuación de gases ideales no refleja con precisión el volumen ocupado por el gas. Para este propósito, se recurre a la ecuación de Soave-Redlich-Kwong, la cual se presenta a continuación [54]:

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a}{\sqrt{T}V_m(V_m + b)} \quad (4.3)$$

Donde:

P: Presión de los gases

R: Constante universal de los gases

T: Temperatura de los gases

V_m: Volumen molar de los gases

b: Constante de corrección

a: Constante de corrección

Las constantes de corrección a y b, se definen a continuación [54]:

$$a = 0,42748 \frac{R^2 T_c^{2,5}}{P_c} \quad (4.4)$$

$$b = 0,08664 \frac{RT_c}{P_c} \quad (4.5)$$

La Tabla 4.1 presenta la recopilación de las variables involucradas, junto con datos termodinámicos del hidrógeno.

Tabla 4.1: Parámetros del hidrógeno para la ecuación de Soave - Redlich - Kwong

Variable/Parámetro	Valor	Unidad
P	3×10^7	Pa
R	8,314	$\frac{\text{J}}{\text{molK}}$
T	298,15	K
T _c	33,13	K
P _c	$1,32 \times 10^6$	Pa

Remplazando los valores de la Tabla 4.1 en las ecuaciones (4.4) y (4.5), se obtienen los valores de las constantes a y b, cuyos valores son los siguientes

$$a = 0,141.421.52$$

$$b = 1,807.91 \times 10^{-5}$$

Con los valores de las constantes ya conocidos, se procede a sustituir los datos de la Tabla 4.1 y las constantes a y b en la Ecuación (4.3). Se ha utilizado la herramienta Solver de Excel para calcular su valor de manera iterativa:

$$3 \times 10^7 = \frac{8,314 \cdot 298,15}{V_m - 1,807 \times 10^{-5}} - \frac{0,14142152}{\sqrt{298,15} \cdot V_m \cdot (V_m + 1,807 \times 10^{-5})} \quad (4.6)$$

$$V_m = 9,88 \times 10^{-5} \frac{\text{m}^3}{\text{mol}}$$

Para determinar las dimensiones de los tanques de almacenamiento, es necesario considerar la cantidad de hidrógeno que se debe almacenar diariamente. En primer lugar, se encuentra el tanque destinado a almacenar el hidrógeno que posteriormente se dirige a la turbina de gases como combustible. Luego, se tiene el tanque de hidrógeno que almacena las moléculas destinadas a la planta de síntesis de amoníaco. Para el primer tanque, se requiere almacenar diariamente 24.430 kg de hidrógeno.

Dado que el hidrógeno es almacenado durante las horas de producción de energía solar para ser consumido en los períodos de no producción, únicamente es necesario almacenar lo producido en un día. Con esta premisa, y utilizando el volumen molar del hidrógeno, podemos calcular el volumen requerido para el tanque de almacenamiento, considerando las condiciones de temperatura y presión mencionadas previamente. La Ecuación (4.7) muestra la forma de determinar dicho volumen necesario del tanque de hidrógeno.

$$\text{Volumen Tanque Turbina}_{\text{H}_2} = M_{\text{H}_2} \cdot PM_{\text{H}_2} \cdot V_m \quad (4.7)$$

$$\text{Volumen Tanque Turbina}_{\text{H}_2} = \frac{24.430 \frac{\text{kg}}{\text{día}} \cdot 1 \text{ día} \cdot 9,88 \times 10^{-5} \frac{\text{m}^3}{\text{mol}}}{0,002 \frac{\text{kg}}{\text{mol}}}$$

$$\text{Volumen Tanque Turbina}_{\text{H}_2} = 1207 \text{ m}^3$$

Adicionalmente, es necesario abordar el almacenamiento del hidrógeno utilizado en la planta de síntesis de amoníaco. Para determinar el volumen de hidrógeno requerido, se utiliza la Figura 4.7. En dicha figura, el hidrógeno que se debe almacenar equivale a la diferencia entre las áreas bajo las curvas de hidrógeno disponible para la producción de amoníaco y la producción de amoníaco propuesta en este trabajo. Para ilustrar esto, la Figura 4.9 muestra las curvas de entrada y salida acumulada de hidrógeno en el tanque.



Figura 4.9: Flujos de entrada y salida acumulados de hidrógeno al tanque de almacenamiento

Las cantidades de hidrógeno almacenadas en el tanque a lo largo del día corresponden a la diferencia entre las cantidades de entrada y salida de hidrógeno. La Figura 4.10 ilustra la curva de operación de dicho tanque.

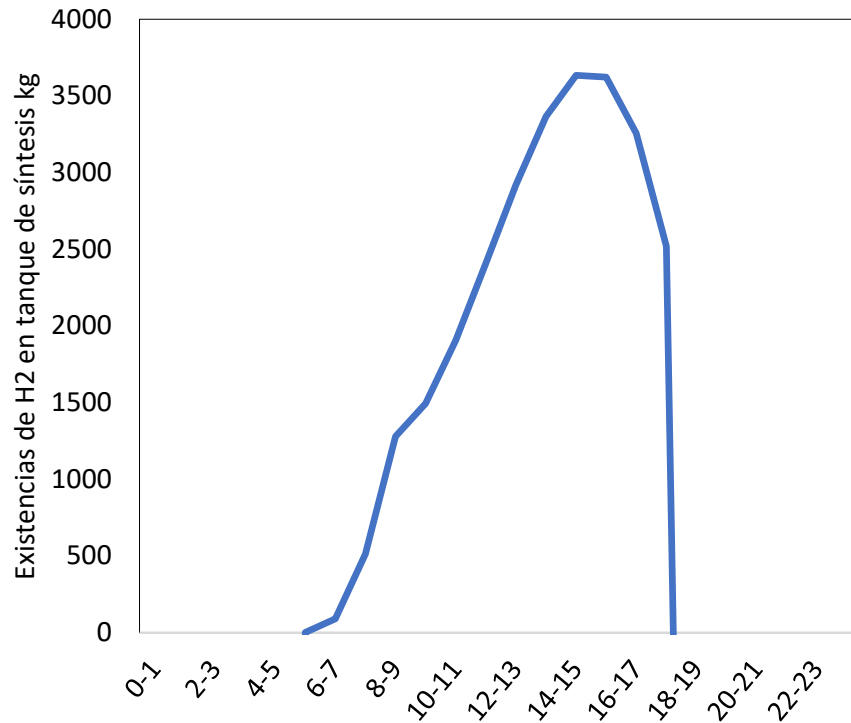


Figura 4.10: Existencias de hidrógeno en tanque de almacenamiento para síntesis

La Figura 4.10 muestra un máximo que corresponde a la máxima cantidad de hidrógeno almacenada en dicho tanque durante un día de operación. Este valor es de 3633 kg de hidrógeno.

Para calcular el volumen del tanque, se considera que este está en las mismas condiciones que el tanque indicado anteriormente, es decir, a temperatura ambiente y 300 bar de presión. Bajo estas condiciones, el volumen molar es el mismo que el calculado anteriormente mediante la Ecuación (4.3). Por lo tanto, utilizando la Ecuación (4.7), se obtiene que el volumen del tanque de hidrógeno para síntesis es de 498 m³.

4.3.6 Almacenamiento Estacionario de Amoníaco

Existen principalmente dos métodos utilizados en la industria para almacenar amoníaco. Ambos modos de almacenamiento consisten en hacerlo en estado líquido, pero debido a las características del amoníaco (gaseoso a condiciones ambiente), se debe enfriar a -33,4 °C a presión atmosférica, o almacenar a temperatura ambiente (25°C) y 30 bar de presión [55]. Para seleccionar cuál forma de almacenamiento es más efectiva y eficiente, se ha tomado en cuenta las características del proceso y las diferencias entre los métodos de almacenamiento.

En primer lugar, la principal diferencia entre las formas de almacenamiento radica en que cuando se realiza a presión atmosférica y a una temperatura baja, el tanque requerido puede ser más liviano

(ya que no necesita soportar presiones tan grandes) y más económico, lo que disminuye los costos de inversión (CAPEX). Sin embargo, este método también requiere un sistema de enfriamiento constante, lo que aumenta los costos operacionales a largo plazo.

Por otra parte, almacenar a 30 bar de presión requiere un tanque más robusto y de mayor tamaño y peso, fabricado con materiales de mayor resistencia para soportar la presión interna generada por la fase gaseosa del amoníaco en el tanque. A pesar de esto, una vez que el amoníaco se encuentra almacenado a 30 bar, no se incurre en otros costos adicionales aparte de los necesarios para comprimir el amoníaco hasta esta presión [55].

Bajo las consideraciones mencionadas, se ha determinado utilizar el segundo método de almacenamiento, que implica almacenar el amoníaco a 30 bar de presión y temperatura ambiente. Esta elección se basa en varias razones. En primer lugar, los gases que se almacenarán provienen de la planta de síntesis de amoníaco, donde el reactor opera a una presión de 200 bar. Además, para la separación de gases en la planta, se debe definir una presión de operación del separador flash como criterio de diseño. Por lo tanto, almacenar el amoníaco a 30 bar resulta coherente y compatible con las presiones involucradas en el proceso.

Adicionalmente, es importante mencionar que los gases almacenados son dirigidos a la cámara de combustión del sistema de generación eléctrica de la turbina. Esta cámara de combustión se encuentra a una presión aproximada de 10 bar, por lo que únicamente debe reducirse la presión del amoníaco hasta el requerido en la cámara de combustión..

Para determinar el volumen necesario del tanque de almacenamiento de amoníaco, se tomará en cuenta que el tanque debe alcanzar como máximo un llenado del 85% en las peores condiciones posibles. Para este cálculo, se considera una temperatura ambiente máxima de 40 °C, que sería la mayor temperatura que el tanque alcanzaría en su interior. A esta temperatura, la presión de saturación del amoníaco es de 15,545 bar y la densidad del líquido es de 579,61 kg/m³.

A continuación, en la Figura 4.11 se presentan las curvas acumuladas de producción y consumo de amoníaco en la planta de síntesis y en la turbina de gases, respectivamente. Esta información es utilizada para calcular el volumen necesario del tanque de almacenamiento de amoníaco.

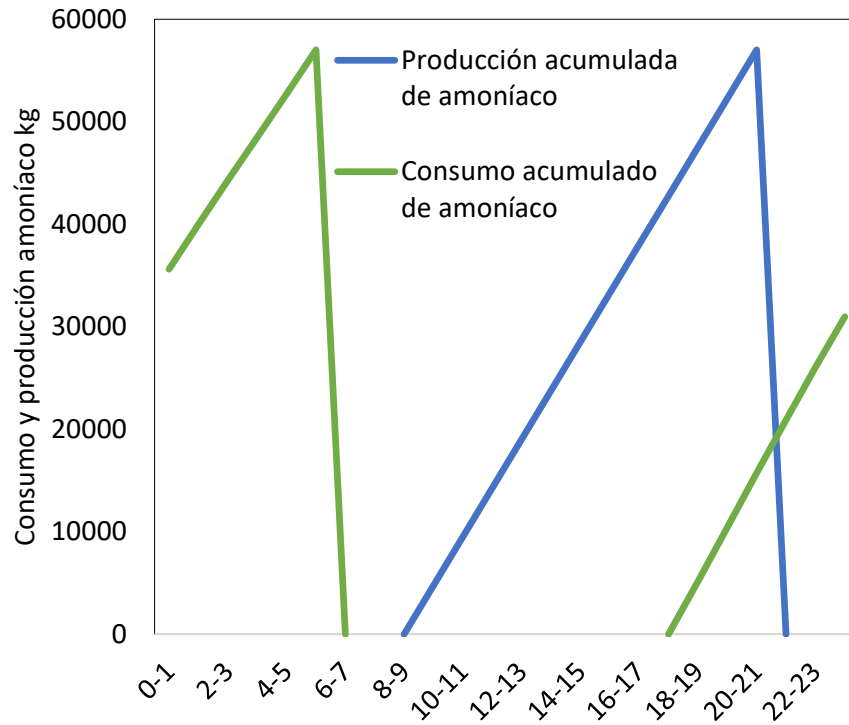


Figura 4.11: Producción y consumo de amoníaco por planta de síntesis y turbina de gases respectivamente

La razón de acumulación del tanque corresponde a la diferencia entre las curvas de producción y consumo de amoníaco, y las existencia de amoníaco corresponden al acumulamiento de la razón de acumulación. La Figura 4.12 muestra la curva de operación del tanque de amoníaco a lo largo del día. Esta información será utilizada para calcular el volumen necesario del tanque de almacenamiento de amoníaco.

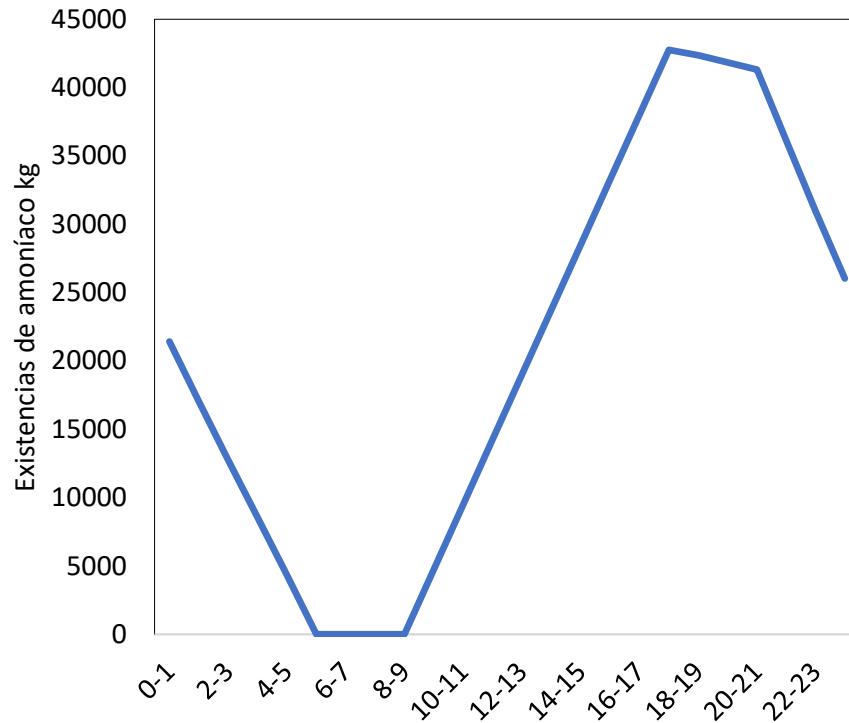


Figura 4.12: Operación del tanque de amoníaco

La máxima capacidad de almacenamiento que debe tener el tanque corresponde al máximo de la curva presentada en la Figura 4.12, cuyo valor es de 42.753 kg de amoníaco.

Por último, bajo las condiciones de presión, temperaturas y porcentaje de llenado indicadas, en conjunto con la masa a almacenar, se obtiene la Ecuación (4.8), presentada a continuación:

$$\text{Volumen Tanque} = \text{Masa}_{\text{NH}_3} \cdot \text{Densidad líquido} \quad (4.8)$$

Remplazando los valores, se obtiene lo siguiente:

$$\text{Volumen Tanque} = \frac{42.753 \frac{\text{kg}}{\text{día}}}{579,61 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}}$$

$$\text{Volumen Tanque} = 98,4 \text{ m}^3$$

4.3.7 Turbina de Gases

Para la selección del sistema de generación eléctrica, se ha decidido utilizar un ciclo de Brayton abierto humidificado. A continuación, la Figura 4.13 muestra el diagrama del ciclo Brayton abierto

que se utiliza.

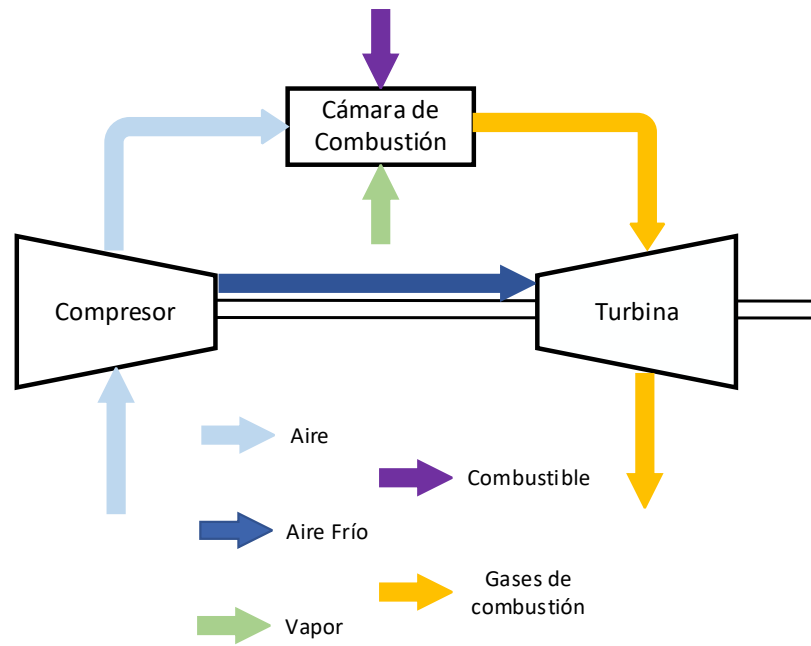


Figura 4.13: Esquema del ciclo de la turbina de gases a utilizar

La Tabla 4.2 indica todos los parámetros relacionados al proceso de la turbina de gas escogida en este trabajo de memoria [46].

Tabla 4.2: Resumen de las condiciones de operación del ciclo de la turbina de gases

Parámetro	Valor	Unidad
Presión ambiental	1	bar
Temperatura ambiente	288	K
Relación de presión en el compresor	10,2	-
Eficiencia politrópica del compresor	0,8	-
Relación de presión en cámara de combustión	0,97	-
Eficiencia de la cámara de combustión	0,9	-
Temperatura de entrada a la turbina de gases	1260	K
Eficiencia politrópica de la turbina de gases	0,85	-
Eficiencia mecánica	0,9	-
Relación flujo vapor y flujo de combustibles cámara combustión	0,4	-
Caudal másico aire entrada compresor	5,92	kg/s
Caudal másico aire entrada cámara combustión	5,65	kg/s
Caudal másico aire refrigeración para turbina de gases	0,21	kg/s
Caudal másico de combustible (Amoníaco e Hidrógeno)	0,37	kg/s
Temperatura Vapor	459	K
Presión de vapor	11	bar
Caudal másico vapor	0,15	kg/s
Caudal másico gases combustión entrada turbina	6,16	kg/s
Caudal másico productos de combustión a la salida de la turbina	6,43	kg/s

En base a las condiciones establecidas para la batería de amoníaco, la turbina debe operar con una potencia de 20.3 MW. Para lograr esto, y teniendo en cuenta las condiciones mencionadas previamente, los flujos de combustible necesarios son de 5281 kg/h de amoníaco y 2263 kg/h de hidrógeno para la máxima generación de la planta.

Capítulo 5

Análisis de Costos

5.1 Costos de Capital

A continuación, se presenta el cálculo de los costos de los diversos equipos involucrados. En primer lugar, el cálculo de la planta solar se ha realizado considerando la cantidad de paneles solares a ser utilizados y su correspondiente valor unitario. Para todos los costos siguientes, se toma en cuenta el precio del dólar en la fecha 06-06-2023, el cual es el siguiente [56].

$$1\text{USD} = 798,62 \text{ CLP}$$

Por otra parte, el precio del dolar en referencia al euro es el siguiente [56]:

$$1\text{USD} = 0,9121 \text{ €}$$

El costo unitario de los paneles solares es de \$162.950 CLP, equivalente a \$204,0 USD [52]. Al multiplicar esta cifra por la cantidad de paneles mencionada en la Sección 4.3.1, se obtiene una inversión total en paneles solares de \$131.879.168 USD [52].

Con respecto al electrolizador, se utiliza el precio indicado por la IEA respecto al valor de los electrolizadores tipo PEM por kW_e, donde el rango indicado varía entre los 1100 USD/kW_e y 1800 USD/kW_e. Para efectos del presente trabajo, se considerara el valor inferior, considerando la esperada disminución en los costos de los electrolizadores en los próximos años, es decir, 1100 USD/kW_e [57]

La Ecuación (5.1) muestra cómo calcular la inversión requerida para el electrolizador, considerando que la potencia calculada, como se menciona en la Sección 4.3.2, es de 243,3 MW.

$$\text{CAPEX Electrolizador} = 1100 \frac{\text{USD}}{\text{kW}_e} \cdot 2,433 \times 10^5 \text{ kW} \quad (5.1)$$

$$\text{CAPEX Electrolizador} = \$267.630.000 \text{ USD}$$

En relación con la planta de síntesis de amoníaco completa, junto con la destilación de aire, se toma como referencia un valor proveniente de la literatura en términos del CAPEX y OPEX de una planta de síntesis de amoníaco, acompañada por la destilación de aire y el acondicionamiento para el almacenamiento del producto [58], en función de la potencia a utilizar en el electrolizador. Según este estudio, dicho valor asciende a 387,6 USD/kW.

La planta funciona con un flujo constante de hidrógeno de 840 kg/h. Por lo tanto, es crucial llevar a cabo la conversión de este flujo a la energía consumida en el electrolizador para la generación de dicha cantidad de hidrógeno. La Ecuación (5.2) emplea la eficiencia del electrolizador designado, tal como se detalla en la Subsección 4.3.2, para calcular la potencia requerida.

$$\text{Potencia Electrolizador} = \text{Consumo electrolizador} \cdot \text{Masa a producir} \quad (5.2)$$

$$\text{Potencia Electrolizador} = 44.097 \text{ kW}$$

Luego, la Ecuación (5.3) presenta el calculo de los costos de capital para los procesos de destilación de aire junto con la síntesis de amoníaco.

$$\text{CAPEX Síntesis Amoníaco} = 387,6 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} \cdot 44.097 \text{ kW} \quad (5.3)$$

$$\text{CAPEX Síntesis Amoníaco} = 17.093.934 \text{ USD}$$

A continuación, se presenta el cálculo de los costos de inversión para los tanques de hidrógeno a utilizar. El costo de los tanques de hidrógeno se ha obtenido a través de la literatura. Para tanques de tipo II, el costo estimado es de 86 USD/kgH₂ [59].

Posteriormente, en lo que respecta al tanque destinado a almacenar el hidrógeno que ingresa a la turbina de amoníaco, se considera un almacenamiento de 24.430 kg de hidrógeno. Con estos valores en mente, es posible calcular el costo total del tanque, que se expone a continuación:

$$\text{CAPEX Tanque Turbina H}_2 = 2.101.008 \text{ USD}$$

Luego, en relación al tanque destinado a almacenar el hidrógeno empleado en la planta de síntesis, es necesario considerar una capacidad de almacenamiento de 3632 kg por día. Con estos parámetros, se puede proceder a calcular el costo de inversión de este tanque, que se detalla a continuación:

$$\text{CAPEX Tanque Síntesis H}_2 = 312.376 \text{ USD}$$

En cuanto al tanque de almacenamiento de amoníaco, se ha optado por utilizar valores de referencia para los costos asociados. En relación con el tanque de amoníaco a alta presión, tal como se describe en la Sección 4.3.6, se ha registrado un costo por tonelada de almacenamiento de $4,5 \times 10^6$ JPY para el año 2010. Además, el mismo documento de referencia proporciona información sobre la disminución de costos estimada para el año 2020, donde se anticipa una reducción del 20% en los costos de los tanques de almacenamiento, situando el valor final en $3,6 \times 10^6$ JPY [60].

Por otro lado, para el propósito de conversión del yen japonés al dólar estadounidense, se ha considerado la tasa de cambio correspondiente al 22 de julio de 2023 [56].

$$1 \text{ JPY} = 0,0071 \text{ USD}$$

En consecuencia, al aplicar la tasa de conversión mencionada, el costo de almacenamiento por tonelada de amoníaco se estima en 25,600 USD. A continuación, considerando una cantidad total de amoníaco a ser almacenada de 42.753 kg, es posible calcular el costo total del tanque de amoníaco de la siguiente manera:

$$\text{CAPEX Tanque Amoníaco} = 1.092.768 \text{ USD}$$

Para determinar el costo de la turbina a ser utilizada, se recurre a un valor de referencia. En este contexto, para una turbina de gases con ciclo humidificado y con inyección de aire, el costo estimado es de 220 USD/kW_e [48]. Como se detalló en la Sección 4.3.7, la batería de amoníaco tendrá una potencia máxima de 20,3 MW. A raíz de esto, es posible calcular el costo de inversión en la turbina de gases de la siguiente manera:

$$\text{CAPEX Turbina de Gases} = 4.466.000 \text{ USD}$$

A modo de resumen, se muestra en la Tabla 5.1 los valores correspondientes al costo de inversión para la instalación de la batería de amoníaco.

Tabla 5.1: Costos de inversión de equipos involucrados en planta solar y batería de amoníaco

Equipo	Capacidad	Unidad	CAPEX, USD
Paneles Solares	265	MW	\$131.879.074
Electrolizador	243,3	MW	\$267.630.000
Planta Síntesis	4750	kgNH ₃ /h	\$17.093.934
Turbina de Gases	20,3	MW	\$4.466.000
Tanque H ₂ Turbina	24.430	kg/día	\$2.101.008
Tanque H ₂ Síntesis	3632	kg/día	\$312.376
Tanque NH ₃	42.753	kg/día	\$1.092.768
CAPEX total		\$424.575.160 USD	

A continuación, se expone la evaluación económica de los diversos componentes relacionados con la implementación de una planta solar, en conjunto con un sistema de gestión energética. La Tabla 5.2 presenta el intervalo porcentual de los costos directos e indirectos de los distintos equipos involucrados, según se describe en *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*[61].

Tabla 5.2: Porcentaje de inversión por componente

Costos Directos		
Componente	Rango %	Porcentaje Asignado %
Equipos	15 - 40	40
Instalación	6-14	6
Instrumentación y control	2-8	3
Piping	3-20	5
Instalación eléctrica	2-10	7
Edificaciones	3-18	3
Mejoras terreno	2-5	2
Instalación servicios	8 - 20	9
Terreno	1-2	1
Costos Indirectos		
Ingeniería	4-21	11
Construcción	4-16	6
Contratistas	2-6	2
Contingencia	5-15	5

La asignación de los diferentes porcentajes se ha determinado en función del tipo de sistema a implementar. Se ha otorgado el porcentaje más alto a los equipos que conforman el sistema de batería de amoníaco, ya que se emplean tecnologías que son considerablemente costosas, como los electrolizadores, que representan el 63% de los costos totales de los equipos. Además, se ha asignado un porcentaje significativo a la instalación eléctrica debido a la necesidad de conectar el sistema a la red eléctrica nacional, así como a la integración eléctrica de la planta de electrolizadores y el sistema de generación de turbina de gases.

Finalmente, dado que el sistema propuesto es relativamente innovador y contempla la integración de diversos equipos, se requiere un servicio de ingeniería para llevar a cabo su implementación. Por consiguiente, se ha asignado un porcentaje considerable a este aspecto.

A continuación la Tabla 5.3 presenta los costos asociados a cada componente en base a los porcentajes asignados en la Tabla 5.2.

Tabla 5.3: Costos de inversión por componente	
Costos Directos	
Componente	Costo Inversión, Millones de USD
Equipos	\$424,6
Instalación	\$63,7
Instrumentación y control	\$31,8
Piping	\$53,1
Instalación eléctrica	\$74,3
Edificaciones	\$31,8
Mejoras terreno	\$21,2
Instalación servicios	\$95,5
Terreno	\$10,6
Costos Indirectos	
Ingeniería	\$116,8
Construcción	\$63,7
Contratistas	\$21,2
Contingencia	\$53,1
CAPEX total	\$1.061,4

5.2 Costos de Operación (OPEX)

Para evaluar los costos de operación relacionados con la planta propuesta, se ha optado por realizar una investigación bibliográfica con el objetivo de obtener los costos de operación asociados a cada componente del sistema propuesto.

En lo que respecta a la planta solar fotovoltaica, se han extraído los costos operativos a partir de un análisis realizado en una instalación de energía solar fotovoltaica ubicada en España, con una capacidad de 61,73 MW. Estos costos de operación han sido calculados para el período desde el año 2022 hasta el año 2041. Para los fines de este trabajo, se toman en consideración los costos operativos correspondientes al año 2023. Es relevante señalar que en la evaluación, el año de implementación presenta costos diferidos en comparación con los años subsiguientes, debido a aspectos como seguros, trámites administrativos y otros factores. La Tabla 5.4 proporciona un desglose detallado de estos costos [59].

Componente	Valor, USD/año
Operación & mantenimiento	141.649
Terrenos	65.671
Administración	39.220
Personal	59.287
Seguros	98.051
Otros Gastos	88.474

Entre los distintos componentes que inciden en los costos operativos de la planta solar, se lleva a cabo una nueva estimación del valor para los gastos de operación y mantenimiento en función de la potencia de las instalaciones, manteniendo los otros factores constantes. Tomando en consideración las diferencias en la capacidad de generación de las plantas solares, el monto revisado para los costos de operación y mantenimiento asciende a \$608.686 USD/año. En vista de esto, los costos de operación de la planta solar es de \$958.786 USD/año, lo cual representa el 0,7% del CAPEX invertido en los paneles solares.

En el contexto de la planta de electrolizadores, se ha determinado a través de la literatura que el costo operativo para esta instalación equivale a 46 RMB/año por cada kW de potencia [62]. La conversión de RMB a dólares estadounidenses se detalla a continuación, considerando la fecha del 26 de julio de 2023.

$$1 \text{ RMB} = 0,14 \text{ USD}$$

De acuerdo con ello, los costos de operación para el electrolizador ascienden a 6,43 USD por año por kW. Dado que la potencia del electrolizador que se utiliza es de 243,3 MW, los costos operativos se calculan de la siguiente manera:

$$\text{OPEX Electrolizadores} = 6,43 \frac{\text{USD/año}}{\text{kW}} \cdot 243.300 \text{ kW}$$

$$\text{OPEX Electrolizadores} = 1.564.419 \frac{\text{USD}}{\text{año}}$$

El OPEX de los electrolizadores corresponde a un 0,6% del costo de capital del equipo.

En relación con la planta de síntesis, los costos operacionales están establecidos en un 1,5% del CAPEX invertido en esa instalación, según *Techno-economic analysis of green methanol plant with optimal design of renewable hydrogen production* [62]. La inversión fue mencionada anteriormente, por lo que el costo operacional se fija en \$256.409 USD por año.

Por último, en lo que respecta a la turbina de gases, los costos operativos del sistema de turbina de gases se estiman en \$3 USD por kW [63]. En consecuencia, los costos operativos se detallan de

la siguiente manera:

$$\text{OPEX Turbina} = 3 \frac{\text{USD}}{\text{año}} \cdot 20.300 \text{ kW}$$

$$\text{OPEX Turbina} = 60.900 \frac{\text{USD}}{\text{año}}$$

Lo anterior representa un 1,4% respecto al CAPEX invertido en el sistema de la turbina de gases. La Tabla 5.5 presenta el resumen de los costos de operación de las etapas del proceso principales, cuyo valor alcanza un 0,27% del CAPEX total invertido.

Tabla 5.5: Costos de operación por componente

Equipo	Valor, USD/año	% CAPEX equipo
Planta Solar	\$958.786	0,8
Electrolizador	\$1.564.419	0,6
Planta Síntesis	\$256.409	1,5
Turbina de gases	\$60.900	1,4
OPEX Total	\$2.840.514 USD/año	

Lo anterior representa un 0,27% del CAPEX total invertido.

A continuación, con el propósito de llevar a cabo una comparación entre esta tecnología propuesta y otros métodos de almacenamiento y generación de energía eléctrica, se procederá a calcular tanto el costo nivelado de la energía (LCOE por sus siglas en inglés) como el costo nivelado de almacenamiento (LCOS por su siglas en inglés). La Ecuación (5.4) expone la fórmula para determinar el costo nivelado de la energía, según se describe en [64].

$$\text{LCOE} = \frac{\sum (\text{CAPEX}_t + \text{OPEX}_t + \text{Combustible}_t + \text{Imp. Carbón}_t + D_t) \cdot (1+r)^{-t}}{\sum \text{MWh}_t \cdot (1+r)^{-t}} \quad (5.4)$$

Donde,

- CAPEX = Costos de Capital para el año t.
- OPEX = Costos de Operación para el año t.
- Combustible = Costos del Combustible a utilizar hasta el año t.
- Imp. Carbón = Impuestos a las emisiones de CO2 hasta el año t.
- D_t = Costos de desmantelamiento y gestión de residuos hasta el año t.
- $(1 + r)^{-t}$ = Factor de descuento al año t, con r como tasas de descuento.

- MWh_t = Cantidad de energía generada en el año t.

En el caso del proyecto presentado, no se incurre en costos de combustibles para la generación eléctrica, dado que se trata de una planta solar. Además, no existen impuestos relacionados con la emisión de dióxido de carbono a la atmósfera, puesto que la operación es libre de emisiones. Por último, para los fines de este trabajo, no se tiene en cuenta los costos asociados al desmantelamiento y la gestión de residuos.

Posteriormente, se considera que la vida útil del proyecto abarca un período de 20 años, y se emplea una tasa de descuento del 0,07. Esta tasa de descuento corresponde a un proyecto de mediano riesgo, debido a la utilización de tecnología madura y probada a nivel industrial, aunque con nuevos conceptos de implementación [17].

En consecuencia, el costo nivelado de la energía se establece en 334,0 USD por MWh.

La Ecuación (5.5) presenta un método de calculo del costo nivelado de almacenamiento [64].

$$LCOS = \frac{\sum (CAPEX_t + OPEX_t + TCC_t) \cdot (1 + r)^{-t}}{\sum MWh_t^d \cdot (1 + r)^{-t}} \quad (5.5)$$

Donde,

- CAPEX = Costos de Capital para el año t.
- OPEX = Costos de Operación para el año t.
- TCC_t = Costos totales de energía cargada al año t.
- $(1 + r)^{-t}$ = Factor de descuento al año t, con r como tasas de descuento.
- MWh_t^d = Cantidad de energía descargada en el año t.

El factor de descuento y la duración de la vida útil se mantienen igual que los valores mencionados previamente, teniendo en cuenta que los equipos son consistentes. Sin embargo, es necesario calcular el costo total de la energía suministrada por la planta solar fotovoltaica a la batería de amoníaco.

Siguiendo ese proceso, el CAPEX invertido en la planta solar, utilizando el mismo enfoque indicado en la Tabla 5.2 y considerando únicamente el costo de la planta solar como inversión, se estima en \$329.697.685 USD. Asimismo, se calculó previamente el OPEX, cuyo valor es de \$958.786 USD por año.

Luego, sustituyendo estos valores en la Ecuación (5.4), se determina que el LCOE de la energía suministrada por la planta solar fotovoltaica es de 23,02 USD por MWh. Dado que la cantidad de energía que ingresa a la batería de amoníaco es de 1780 MWh, utilizando el precio mencionado anteriormente, el costo de la energía que llega a la batería asciende a \$301.515.827 USD. Este valor es utilizado en la Ecuación (5.5).

Luego, tanto el CAPEX como el OPEX utilizados en la Ecuación (5.5) hacen referencia únicamente a los equipos asociados a la batería de amoníaco. De acuerdo con las Tablas 5.1, 5.2 y 5.5, se obtiene que el CAPEX y OPEX de la batería de amoníaco son de \$731.740.215 USD y \$1.881.728 USD por año, respectivamente.

Por último, considerando que la energía que sale de la batería durante el período mencionado previamente es de 1.601.815 MWh, al reemplazar los valores indicados, se obtiene un LCOS resultante de \$669 USD por MWh.

5.3 Análisis de Costos

En primer lugar, se procederá a comparar la planta propuesta en este trabajo con una planta existente de energías renovables con gestión energética, concretamente el proyecto Cerro Dominador. En este caso, la inversión realizada en Cerro Dominador alcanza los \$1.210 millones de dólares estadounidenses, y la potencia instalada en la planta solar fotovoltaica es de 210 MW, según [65].

Al relacionar la potencia de la planta solar propuesta en esta investigación con la potencia de Cerro Dominador, se llega a la conclusión de que la inversión equivalente de Cerro Dominador sería de \$1.527 millones de USD. Como resultado, los datos obtenidos en el presente trabajo se encuentran en línea con el orden de magnitud esperado en comparación con proyectos reales como Cerro Dominador.

A continuación, se proporciona la Tabla 5.6 que contiene diversos valores de LCOE para diferentes tecnologías, según se detalla en [66].

Tabla 5.6: Valores de LCOE para diferentes tecnologías

Tecnología	LCOE, USD/MWh
Planta Propuesta	334,0
Solar Fotovoltaica	27,5
Eólica	31,0
Gas de Punta	135,3
Nuclear	88,0
Carbón	77,5
Ciclo Combinado	60,1

Basándonos en la Tabla 5.6, es evidente que el modelo propuesto se ubica como una de las tecnologías más costosas en comparación con las otras mencionadas. Sin embargo, al contrastarlo con las opciones de menor costo como la Solar Fotovoltaica y la Eólica, el modelo propuesto tiene la ventaja de contar con un sistema de almacenamiento y gestión energética. Esto elimina la dependencia directa de la radiación solar y la velocidad del viento, características inherentes de la energía solar y eólica, respectivamente.

Además, como se mencionó anteriormente, el LCOE de la planta solar sin sistema de gestión energética se sitúa en el mismo rango que las cifras presentadas en la Tabla 5.6. Esto valida que la relación entre los costos y la potencia de la planta solar propuesta está en consonancia con la literatura.

A continuación, se presenta la Tabla 5.7, que recoge los costos nivelados de almacenamiento para diversas tecnologías. Estos costos se han calculado para sistemas similares al propuesto, con un volumen de almacenamiento de 250 MWh (225 MWh en la planta propuesta), una duración de almacenamiento de 8 horas (12 horas en la planta propuesta), un precio de la energía de 20 USD/MWh (23,02 USD/MWh en la planta propuesta) y una tasa de descuento del 8% (7% en la planta propuesta), según [14].

Tabla 5.7: Valores de LCOS para diferentes tecnologías

Tecnología	LCOS, USD/MWh
Planta Propuesta	669
Batería por gravedad	154
Bombeo reverso de agua	193
Aire comprimido	169
Batería de ión litio	276
Batería de sodio - sulfuro	307

A continuación, procederemos a analizar la variable de mayor impacto en el LCOE y LCOS de la planta propuesta, con el objetivo de identificar y proponer posibles opciones para reducir los costos asociados.

Para proporcionar una visualización más clara de la distribución de los costos, se presenta la Figura 5.1, que muestra cómo se distribuye el costo entre los equipos principales de la planta propuesta.

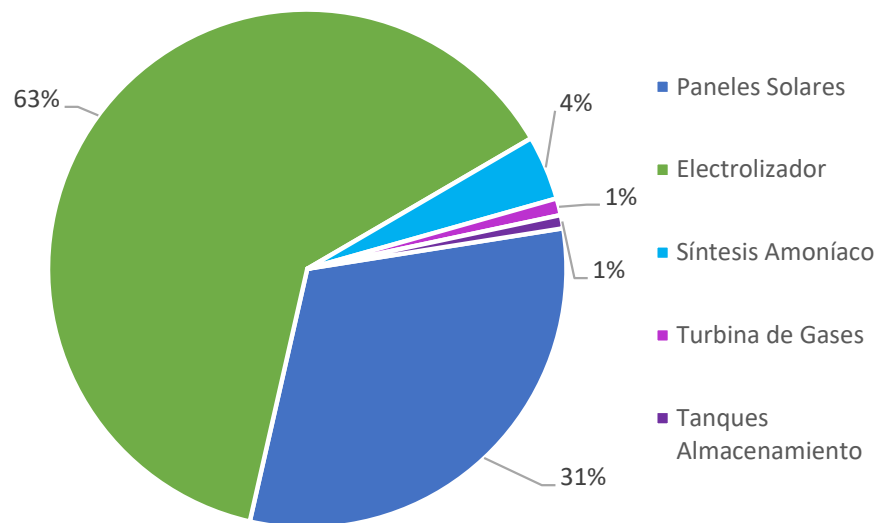


Figura 5.1: Distribución de costos de CAPEX de los equipos principales

Como se puede observar en la distribución de la Figura 5.1, el 63% de los costos totales se atribuyen a los electrolizadores. Sin embargo, debido a la perspectiva de expansión en la producción y la masificación de estos equipos, se anticipa una disminución significativa en los costos de inversión. En la actualidad, el costo de inversión en electrolizadores está directamente relacionado con su volumen de producción. Además, se prevé que para el año 2050, los costos podrían incluso llegar a 100 USD/KW [67].

Para proporcionar un análisis más detallado, la Figura 5.2 exhibe cómo varían tanto el LCOE como el LCOS en función de los costos de los electrolizadores. Se ha realizado esta variación desde el costo base (1100 USD/MW) hasta un valor hipotético de 100 USD/MW.

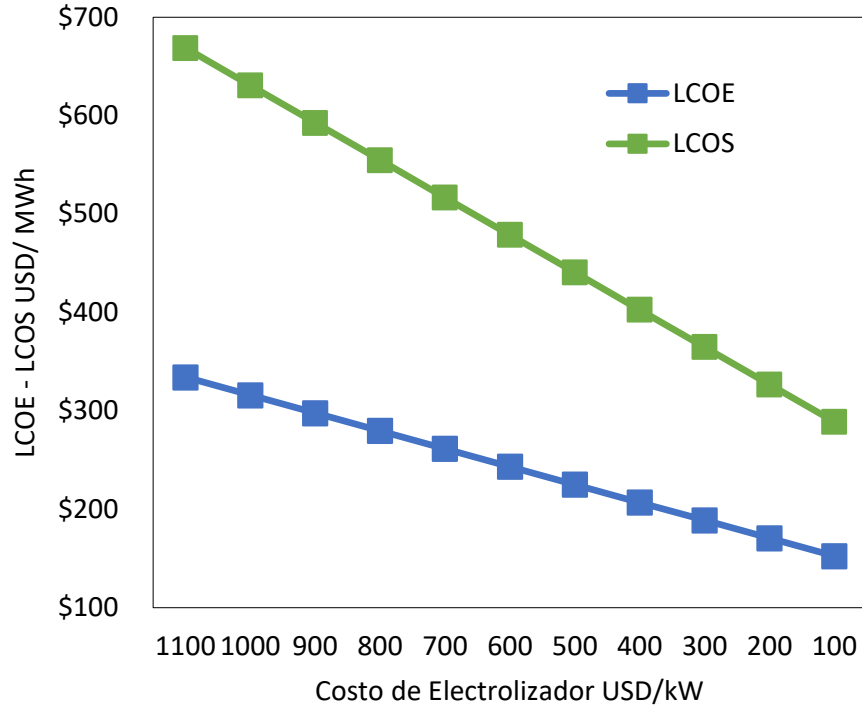


Figura 5.2: Variación de LCOE y LCOS en función del costo de inversión en electrolizadores

Al analizar la Figura 5.2, es evidente la marcada dependencia del LCOE y LCOS con respecto al costo de los electrolizadores. Se puede observar que una disminución del 91% en el costo de los electrolizadores para el año 2050 conlleva a una reducción del 54% en el LCOE, llegando a un LCOE de 152 USD/MWh y un 57% en el LCOS, cuyo valor asciende a 289 USD/MWh. Estos resultados indican que una disminución significativa en el costo de los electrolizadores tendría un impacto positivo considerable en la competitividad económica de la planta propuesta.

A pesar de las previsiones para el año 2050 y los valores comparativos presentes en las Tablas 5.6 y 5.7, se observa que el LCOE de la planta propuesta aún se mantiene por encima de otras tecnologías. No obstante, en lo que respecta al LCOS, este se encuentra dentro del rango de costos de almacenamiento de otras tecnologías, siendo relativamente competitivo en comparación con tecnologías de almacenamiento como las baterías de iones de litio y baterías de sodio-sulfuro.

Otra opción que se presenta con el sistema propuesto, es la opción de vender el amoníaco de manera directa, en vez de reconvertirlo a energía por medio de la turbina de gases. Para ello, se procede a calcular el costo nivelado del amoníaco (LCOA), y ver su competitividad en el mercado actual. Para obtener el valor, se modifican las premisas originales de la planta; en primer lugar, se especifica que todo el hidrógeno producido por medio del banco de electrolizadores será convertido posteriormente en amoníaco. Con ello, se obtiene que el amoníaco sintetizado es 196 ton/día. Para obtener el CAPEX considerando esta suposición, se analiza cada etapa de producción; en el caso

de la planta solar y electrolizares, se realiza en base a una potencia de 243,3 MW, ya que esta es la energía destinada a la producción de hidrógeno. En el caso del tanque de hidrógeno, este, utilizando el mismo procedimiento anterior, tiene que tener una capacidad de almacenamiento de 2630 kg. Finalmente, la planta de síntesis debe tener una capacidad de sintetizar 2878 kg/h de hidrógeno. Con los datos anteriores, se calcula el CAPEX, cuyo valor es de \$1.132 millones de USD. El OPEX, por otra parte, tiene un costo de \$3,3 millones de USD al año. Con los datos anteriores, se obtiene que el LCOA del sistema propuesto es de 840 USD/ton_{NH₃}.

La Figura 5.3 presenta la comparación entre el LCOA del amoníaco gris, amoníaco verde en condiciones óptimas de generación y la situación actual del amoníaco verde [68].

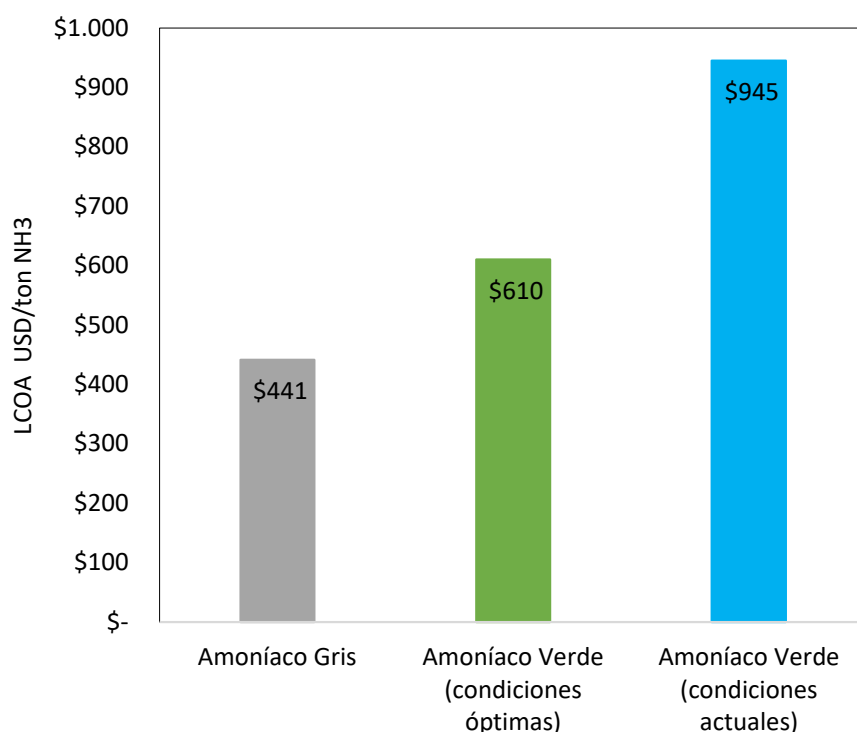


Figura 5.3: LCOA para amoníaco gris, amoníaco verde en condiciones óptimas y amoníaco verde en caso base. Obtenido de [68]

En este trabajo de memoria, el costo nivelado del amoníaco obtenido se encuentra en los rangos actuales de precios del producto, por lo que una opción viable sería considerar entregar energía eléctrica a la red de manera continua durante las horas de producción, y utilizar parte de la energía eléctrica para producir amoníaco destinado a su venta o posterior síntesis. El análisis de la factibilidad técnica económica escapa de los alcances de este trabajo de memoria, quedando como recomendación para futuras investigaciones.

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

6.1 Conclusiones

El sistema de almacenamiento en base a una batería de amoníaco verde para una central ERNC ha sido diseñada en detalle y se ha especificado su equipamiento. La planta tiene una capacidad de generación de 265 MW y está diseñada para inyectar a la red una cantidad equivalente al consumo del SEN, con una potencia máxima de 20,3 MW. Durante los periodos de alta producción solar, la planta inyectará directamente a la red, mientras que en los momentos de menor generación, se acumulará hidrógeno y nitrógeno para su posterior conversión en energía.

Entre las diferentes tecnologías PtA analizadas, se concluye que la opción más viable es la utilización de una turbina de gas. Esta elección se basa en la amplia utilización industrial de las turbinas para la producción de energía eléctrica a gran escala.

La revisión bibliográfica indico que el menor tamaño de turbina testeado con amoníaco es de 50 kW. Por ende, este valor de potencia de la turbina corresponde a la capacidad mínima requerida por el sistema para el funcionamiento del sistema AtP.

Diariamente, a la batería de amoníaco ingresan 1780 MWh y salen 219 MWh, lo que representa una eficiencia del 12%. Esta eficiencia se debe principalmente a la eficiencia de la turbina de gases, la cual ronda el 30%

En cuanto a los costos, el CAPEX del sistema propuesto es de \$1.061 millones de USD, con un OPEX de \$2,84 millones de USD al año. Esto se traduce en un LCOE de \$334 USD/MWh, que en comparación con otras tecnologías de generación puede considerarse relativamente alto. Sin embargo, al considerar la esperada reducción en los costos de electrolizadores, el LCOE se reduce a \$152 USD/MWh, lo que lo hace más competitivo. En cuanto al costo nivelado de almacenamiento, se estima en \$669 USD/MWh, pero con la proyectada reducción de los costos de electrolizadores, se reduce a \$289 USD/MWh, volviéndose una opción más competitiva en comparación con otras tecnologías.

6.2 Recomendaciones

A continuación, se presentan algunas recomendaciones para continuar avanzando en el diseño de sistemas de almacenamiento en base a hidrógeno y amoníaco verde.

- **Evaluar sistemas de almacenamiento combinados:** Considera la posibilidad de implementar sistemas de almacenamiento combinados que integren diferentes tecnologías, como baterías y sistemas de almacenamiento térmico, para optimizar la utilización de los recursos y reducir la potencia requerida en los electrolizadores.
- **Explorar opciones de generación energética:** Realiza un análisis exhaustivo de las diversas tecnologías de generación energética disponibles, incluyendo aquellas con mayores eficiencias. Esto podría permitir aumentar la eficiencia general del sistema y mejorar su viabilidad económica.
- **Refinar el diseño de la planta:** Considera variables adicionales en el diseño de la planta, como la captura y utilización del calor residual en la síntesis de amoníaco, la temperatura óptima del electrolizador y la temperatura de los gases de salida. Estos datos pueden proporcionar una visión más completa de las posibilidades de cogeneración y optimización del sistema de batería.
- **Incluir aspectos ambientales y operativos:** Incorpora en el análisis el consumo de agua asociado a las operaciones y considera los costos relacionados con el personal necesario para la operación y mantenimiento del sistema.
- **Desarrollar sistema comparativo de diferentes tecnologías de almacenamiento:** Desarrollar un algoritmo que incorpore diferentes características de los distintos sistemas de almacenamiento, incluyendo variables técnicas y económicas para la implementación de estos sistemas en diferentes proyectos de energías renovables.

Referencias

- [1] Emisiones de gases de efecto invernadero. <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/emisiones/>. 08 de Agosto de 2023.
- [2] División de Cambio Climático. *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, 1990-2020: Resumen de Puntos Clave*. Ministerio de Medio Ambiente, 2022.
- [3] Nicolás García Bernal. Carbono neutralidad en el sector energético de Chile. *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*, 2021.
- [4] Generación eléctrica en Chile. <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>. 09 de Agosto de 2023.
- [5] ¿qué son las energías renovables? <https://energia.gob.cl/educacion/que-son-las-energias-renovables#:~:text=Son%20aquellas%20que%20proviene%20de,de%20regenerarse%20en%20el%20tiempo>. 09 de Agosto de 2023.
- [6] Coordinador eléctrico nacional. https://www.coordinador.cl/?jav_iWebAncho=1372. 25 de Mayo de 2023.
- [7] Max Correa A., Carlos Barría Q., and Benjamín Maluenda P. *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*. Ministerio de Energía, 2020.
- [8] Christian Santana O. *Energías Renovables en Chile*. Ministerior de Energía, 2014.
- [9] Belén de Dios Muñoz Zurita. Evaluación técnica y económica de distintos tipos de tecnologías de almacenamiento de energía y posibles aplicaciones en el sistema eléctrico nacional. *Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica*, 2020.
- [10] Cadena de valor hidrógeno verde. <https://4echile.cl/recursos/cadena-de-valor-h2/>. 09 de Agosto de 2023.
- [11] Comité Corfo CIFES. *Energía solar fotovoltaica; criterios básico para la evaluación técnica de proyectos*. Ministerio de Energía, 2016.

- [12] Julian David Hunt, Behnam Zakeri, Jakub Jurasz, Wenxuang Tong, Pawel B. Dabek, Roberto Brandão, Epari Ritesh Patro, Bojan Durin, Walter Leal Filho, Yoshihide Wada, Bas van Ruijven, and Keywan Riahi. Underground gravity energy storage: A solution for long-term energy storage. *Multidisciplinary Digital Publishing Institute*, 2023.
- [13] A.G. Olabi, C. Onumaegbu, Tabbi Wilberforce, Mohamad Ramadan, Mohammad Ali Abdelkareem, and Abdul Hai Al-Alami. Critical review of energy storage system. *Energy*, 2020.
- [14] Oliver Schmidt. Levelized cost of storage gravity storage. *Imperial College London Consultants*, 2018.
- [15] Qian Zhou, Dongmei Du, Chang Lu, Qing He, and Wenyi Liu. A review of thermal energy storage in compressed air energy storage system. *Energy*, 2019.
- [16] Julian David Hunt, Behnam Zakeri, Andreas Nascimiento, Jonas Rafael Gazoli, Fabio Tales Bindemann, Yoshihide Wada, Bas van Ruijven, and Keywan Riahi. Compressed air seesaw energy storage: A solution for long-term electricity storage. *Energy Storage*, 2023.
- [17] Gabriel Nicoletti. Bateria de hidrógeno para centrales eléctricas en base a energías renovables no convencionales. *Universidad Técnica Federico Santa María*, 2022.
- [18] Pv magazine, ¿por cuánto tiempo más habrá litio? <https://www.pv-magazine-latam.com/2020/09/16/por-cuanto-tiempo-mas-habra-litio/>. 16 de Septiembre de 2020.
- [19] Mauro Andriollo, Roberto Benato, Sebastian Dambone Sessa, Nicola Di Pietro, Naoki Hirai, Yuichi Nakanishi, and Enrico Senatore. Energy intensive electrochemical storage in italy: 34.8 mw sodium sulphur secondary cells. *Energy Storage*, 2015.
- [20] John D. Wright, Aaron N. Johnson, and Michael R. Moldover. Design and uncertainty analysis for pvtv gas flow standar. *Journal of Research of the National Institute of Standards and Technology*, 2003.
- [21] Carlos Fúnez Guerra and Lorenzo Reyes-Bozo. *El hidrógeno como vector energético*. Universidad Autonoma de Chile, 2019.
- [22] Roque Aguado Molina, José Luis Casteleiro Roca, Esteban Jove Pérez, Francisco Zayas Gato, Héctor Quintián Pardo, and José Luis Calvo Rolle. *Hidrógeno y su almacenamiento: el futuro de la energía eléctrica*. Universidade da Coruña, 2021.

- [23] Jose Fuster Justiniano, Yerko Arteaga Guaquín, and Rocío Farías Hermosilla. *Industria del Amoníaco: estado actual y oportunidades para la descarbonización*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2022.
- [24] *Hoja de Datos de Seguridad Hidrógeno*. INDURA S.A, 2018.
- [25] Yunus A. Cengel and John M. Cimbala. *Mecánica de fluidos: Fundamentos y aplicaciones*. McGraw-Hill, 2006.
- [26] Rodrigo Vásquez and Felipe salinas. *Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2018.
- [27] Alfredo Zafra García. Estudio de la difusividad y del agrietamiento por hidrógeno en aceros estructurales, 2016.
- [28] International Energy Agency. *Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells*. 2015.
- [29] Propiedades del nitrógeno (n). https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/propiedades-nitrogeno-n_18217#:~:text=El%20nitr%C3%B3geno%20en%20su%20forma,gas%20inoloro%2C%20inodoro%20e%20ins%C3%ADpido. 24 de Agosto de 2022.
- [30] Pablo Cerrada Martínez. Diseño y análisis de una planta de separación de aire. *Universidad Politécnica de Madrid*, 7 2017.
- [31] National institute of standards and technology. <https://webbook.nist.gov/chemistry/>. 07 de Agosto de 2023.
- [32] Richard C. Pattison and Michael Baldea. Optimal design of air separation plants with variable electricity pricing. *University of Texas at Austin McKetta Dept. of Chemical Engineering*, 2014.
- [33] *Hoja de Datos de Seguridad Nitrógeno Líquido*. INDURA S.A, 2017.
- [34] Dan Webb, MGR., ENG. TECH. SVCS, and CF Industries. *Large Scale Ammonia Storage and Handling*. Long Grove.
- [35] *Hoja de Datos de Seguridad Amoníaco Anhidro*. INDURA S.A, 2018.
- [36] Arif Karabeyoglu and Brian Evans. Fuel conditioning system for ammonia-fired power plants. Technical report, Space Propulsion Group Inc. and Sunnyvale, 2012.

- [37] Md Burhan Kabir Suhan, Md Naimur Rahman Hemal, M. A.A. Shoukat Choudhury, and Md Ali Akkas Mazumder. Optimal design of ammonia synthesis reactor for a process industry. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 34, 1 2022.
- [38] Muhammad Aziz, Firman Bagja Juangsa, Adrian Rizki Irhamna, Achmad Rofi Irsyad, Hariana Hariana, and Arif Darmawan. Ammonia utilization technology for thermal power generation: A review. *Energy Institute*, 2023.
- [39] Mostafa El-Shafie and Shinji Kambara. Recent advances in ammonia synthesis technologies: Toward future zero carbon emissions. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48, 4 2023.
- [40] A. Valera-Medina, H. Xiao, M. Owen-Jones, W.I.F. David, and P.J. Bowen. Ammonia for power. *Progress in energy and combustion science*, 2018.
- [41] Engineering the future two-stroke green-ammonia engine. Technical report, MAN Energy Solutions, 2019.
- [42] Trevor Brown. The new generation of fuel cells: fast, furious, and flexible. Technical report, Ammonia Energy Association, 2017.
- [43] A. Valera-Medina, N. Syred, and A. Griffiths. Visualisation of isothermal large coherent structures in a swirl burner. *Combustion and Flame*, 156:1723–1734, 9 2009.
- [44] A. Valera-Medina, S. Morris, J. Runyon, D. G. Pugh, R. Marsh, P. Beasley, and T. Hughes. Ammonia, methane and hydrogen for gas turbines. volume 75. Elsevier Ltd, 2015.
- [45] Hideaki Kobayashi, Akihiro Hayakawa, K. D.Kunkuma A. Somarathne, and Ekenechukwu C. Okafor. Science and technology of ammonia combustion. *ScienceDirect*, 37, 2019.
- [46] Milana Guteša Božo and Agustin Valera-Medina. Prediction of novel humified gas turbine cycle parameters for ammonia/hydrogen fuels. *Energies*, 13, 11 2020.
- [47] Ashok Rao. Advanced brayton cycles. Technical report, University of California.
- [48] Maria Jonsson and Jinyue Yan. Humidified gas turbines - a review of proposed and implemented cycles. *Energy*, 30, 6 2005.
- [49] Viking energy. <https://www.wartsila.com/marine/customer-segments/references/offshore/view/viking-energy>. 10 de Septiembre de 2023.
- [50] Acroclima. <http://www.agroclima.cl/>. 10 de Abril del 2023.

- [51] Pegah Shayani Mehr, Ashkan Hafezalkotob, Keyvan Fardi, Hamidreza Seiti, Farzad Movahedi Sobhani, and Arian Hafezalkotob. A comprehensive framework for solar panel technology selection: A bwm- multimoosral approach. *Energy Science and Engineering*, 12 2022.
- [52] Natura energy. <https://www.naturaenergy.cl/product/panel-solar-sunova-550w-24v-monocristalino-perc-144-media-celdas-sec>. 14 de Junio de 2023.
- [53] Siemens-Energy. Datasheet electrolizador. 7 2023. <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:a193b68f-7ab4-4536-abe2-c23e01d0b526/datasheet-silyzer300.pdf>.
- [54] Otto Redlich and J. N. S. Kwong. On the thermodynamics of solutions. v an equation of state. fugacities of gaseous solutions1. *UTC*, 18, 1948.
- [55] Muhammad Aziz, Agung TriWijayanta, and Asep Bayu Dani Nandiyanto. Ammonia as effective hydrogen storage: A review on production, storage and utilization. *Energies*, 13, 6 2020.
- [56] Base de datos estadísticos(bde). https://si3.bcentral.cl/siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_TIPO_CAMBIO/MN_TIPO_CAMBIO4/DOLAR_OBS_ADO. 10 de Septiembre de 2023.
- [57] Electrolysers. <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers>. 10 de Julio de 2023.
- [58] C. Fúnez Guerra, L. Reyes-Bozo, E. Vyhmeister, M. Jaén Caparrós, José Luis Salazar, and C. Clemente-Jul. Technical-economic analysis for a green ammonia production plant in chile and its subsequent transport to japan. *Renewable Energy*, 157, 9 2020.
- [59] P. Muthukumar, Alok Kumar, Mahvash Afzal, Satyasekhar Bhogilla, Pratibha Sharma, Abhishek Parida, Sayantan Jana, E. Anil Kumar, Ranjith Krishna Pai, and I. P. Jain. Review on large-scale hydrogen storage systems for better sustainability. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023.
- [60] Daisuke Miura and Tetsuo Tezuka. A comparative study of ammonia energy systems as a future energy carrier, with particular reference to vehicle use in japan. *Energy*, 68, 4 2014.
- [61] Max S. Peters, Klaus D. Timmerhaus, and Ronald E. West. *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*. McGraw-Hill Higher Education, 2003.

- [62] Yu Gu, Danfeng Wang, Qianqian Chen, and Zhiyong Tang. Techno-economic analysis of green methanol plant with optimal design of renewable hydrogen production: A case study in china. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47, 1 2022.
- [63] Enrique Luna. Diseño de un compresor y sistema de diagnostico de una turbina de gas. *Instituto Politécnico Nacional*, 10 2005.
- [64] Andreas Belderbos, Erik Delarue, Kris Kessels, and William D’haeseleer. The levelized cost of storage critically analyzed and its intricacies clearly explained. *KULeuven Energy Institute*, 2016.
- [65] Tras siete años de obras y usd \$1.210 millones de inversión fue inaugurado cerro dominador. [https://acera.cl/tras-siete-anos-de-obras-y-us1-210-millones-de-inversion-fue-inaugurado-cerro-dominador#:~:text=inaugurado%20Cerro%20Dominador-,Tras%20siete%20a%C3%B1os%20de%20obras%20y%20US\\$241.210,inversi%C3%B3n%20fue%20inaugurado%20Cerro%20Dominador.](https://acera.cl/tras-siete-anos-de-obras-y-us1-210-millones-de-inversion-fue-inaugurado-cerro-dominador#:~:text=inaugurado%20Cerro%20Dominador-,Tras%20siete%20a%C3%B1os%20de%20obras%20y%20US$241.210,inversi%C3%B3n%20fue%20inaugurado%20Cerro%20Dominador.) 07 de Agosto de 2023.
- [66] Ignacio Ortega Aguado. El futuro del almacenamiento energético: análisis de la rentabilidad de una planta de baterías de ion de litio de 50 mw. *Universidad Politécnica de Madrid*, 2021.
- [67] Eero Vartiainen, Christian Breyer, David Moser, Eduardo Román Medina, Chiara Busto, Gaëtan Masson, Elina Bosch, and Arnulf Jäger-Waldau. True cost of solar hydrogen. *Advanced Science News*, 2022.
- [68] Green ammonia fuel faces three big challenges. <https://sustainability.crugroup.com/article/green-ammonia-fuel-faces-three-big-challenges>. 10 de Septiembre de 2023.
- [69] Amoníaco verde, clave para la transición energética. <https://itcl.es/blog/amoniac-verde-clave-para-la-transicion-energetica/>. 26 de Mayo de 2023.
- [70] Nelson Muñoz Guerrero. Del viento al hidrógeno (h₂) y al amoníaco (nh₃) ¿estamos preparados? *Cámara Chilena de la Construcción*, 2022.

Capítulo 7

Anexos

7.1 Anexo A: Características Paneles solares

Tabla 7.1: Características paneles solares

Variable	STC	NOCT
Potencia Máxima W	550	410
Corriente de cortocircuito A	14,04	11,35
Voltaje de circuito abierto V	49,6	46,82
Corriente máxima A	13,48	10,73
Voltaje máximo V	40,83	38,25
Eficiencia %	21,3	21,3

7.2 Anexo B: Calculo de Densidad Energética Gravimétrica de Planta Propuesta

A continuación se presenta el método de cálculo de la densidad energética de la batería propuesta. Dado que esta batería utiliza un combustible compuesto por un 70% de amoníaco y un 30% de hidrógeno, esta proporción se tomará como base para la obtención de la densidad energética.

En primer lugar, en base a bibliografía, se obtiene que la densidad energética gravimétrica del hidrógeno es de 33,3 kWh/kg [69] y del amoníaco es de 5,2 kWh/kg [70]. Luego, se realiza la relación porcentual de dichos valores.

$$\text{Densidad energética} = 0,7 \cdot 5,2 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} + 0,3 \cdot 33,3 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$$

Remplazando los valores, se obtiene que la densidad energética de la planta propuesta es de 13,63 kWh/kg de combustible.