UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

Repositorio Digital USM **https://repositorio.usm.cl**

Departamento de Ingeniería Química y Ambiental Ingeniería Civil Química

2023-10

Almacenamiento de energía fotovoltaica para suministro controlado de electricidad a través de celdas de combustible

Molina Henríquez, José Rodrigo

https://hdl.handle.net/11673/56596

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGERÍA QUÍMICA Y AMBIENTAL
VALPARAÍSO CHILE

ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA SUMINISTRO CONTROLADO DE ELECTRICIDAD A TRAVÉS DE CELDAS DE COMBUSTIBLE

JOSÉ RODRIGO MOLINA HENRÍQUEZ
MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL QUÍMICO

PROFESOR GUÍA: DANIEL RAMIREZ

PROFESOR CORREFERENTE: RODRIGO BENABIDEZ

OCTUBRE 2023

Resumen

En la actualidad, Chile produce el 20% de su energía mediante fuentes renovables y se espera un aumento significativo de estos proyectos. Sin embargo, la gestión de un alto porcentaje de energías renovables no convencionales implica una serie de desafíos técnicos y económicos en la matriz energética. Estos desafíos se pueden solucionar al aumentar la flexibilidad del Sistema Eléctrico Nacional, donde los sistemas de almacenamiento son recursos esenciales para equilibrar la generación y demanda de manera segura y económica.

El objetivo de este estudio es determinar la factibilidad técnica y económica de un sistema de almacenamiento de electricidad en base a la tecnología del hidrógeno. Al inicio se definen los antecedentes, el estado del arte de los sistemas de almacenamiento y tecnologías de hidrógeno. Luego se valoriza el mercado del almacenamiento a nivel nacional. A continuación, se plantea un proceso para determinar su viabilidad técnica y económica. Por último, se realiza un estudio comparativo entre distintas tecnologías de almacenamiento.

Los sistemas de almacenamiento pueden participar en múltiples mercados y los beneficios se valorizan a partir de la venta de energía, capacidad, reservas o por costos evitados. El mercado actual se estima en 378 [MMUSD], donde el arbitraje y capacidad representan el 25% del total, los servicios complementarios el 36%, el soporte red 21% y el suministro a clientes finales 19%. El mercado para el año 2040 se estima en 7.461 [MMUSD].

Para demostrar la viabilidad técnica se propone la integración de la central fotovoltaica Luz del Norte (141 MW) con el sistema de almacenamiento de H_2, para satisfacer la demanda de electricidad de la compañía minera Coemin (16,5 MW). Los balances de energía y masa indican que para una demanda de 122 [GWh/año], se necesitan 283 [GWh/año] de la planta fotovoltaica, donde 206 [GWh/año] se utilizan para producir H_2 y 76 [GWh/año] para el consumo directo de la empresa minera más servicios del sistema de almacenamiento. Las celdas de combustible suministran 75 [GWh/año] a la empresa minera.

La viabilidad económica se estima mediante un análisis de escenarios, la cual define escenarios de inversión optimista (97 MMUSD), probable (336 MMUSD) y pesimista (806 MMUSD). El valor actual neto para un escenario optimista financiado 80% con crédito es de 30 [MMUSD], para un escenario probable -192 [MMUSD] y un escenario pesimista -667 [MMUSD]. Por lo tanto, se recomienda invertir solo si se cumplen todas las condiciones de inversión referidas al escenario optimista. Además, se plantea escenarios alternativos que combinan múltiples servicios, los cuales resultan viables cuando se cumplen las condiciones de inversión en el escenario optimista. En los demás escenarios no se recomienda invertir. El sistema de almacenamiento propuesto mejora su rentabilidad si puede proveer de múltiples servicios, reduce los costos de inversión, aumenta su eficiencia y comercializa subproductos. Una mayor certeza jurídica que perfeccione el marco normativo y facilite la inversión es esencial para el desarrollo de proyectos de almacenamiento de electricidad.

El resultado del análisis comparativo entre las diversas tecnologías de almacenamiento para un mismo caso base de arbitraje de energía demuestra que el sistema de almacenamiento de hidrógeno tiene los mayores costos en comparación con las demás tecnologías.

Abstract

Currently, Chile produces 20% of its energy from renewable sources and a significant increase in these projects is expected. However, the management of a high percentage of non-conventional renewable energies implies a series of technical and economic challenges in the energy matrix. These challenges can be solved by increasing the flexibility of the National Electric System, where storage systems are essential resources to balance generation and demand safely and economically.

The objective of this study is to determine the technical and economic feasibility of an electricity storage system based on hydrogen technology. At the beginning, the background, the state of the art of hydrogen storage systems and technologies are defined. Then the storage market at the national level is valued. Next, a process is proposed to determine its technical and economic feasibility. Finally, a comparative study is carried out between different storage technologies.

Storage systems can participate in multiple markets and the benefits are valued from the sale of energy, capacity, reserves or by avoided costs. The current market is estimated at 378 [MMUSD], where arbitration and capacity represent 25% of the total, complementary services 36%, network support 21% and supply to end customers 19%. The market for the year 2040 is estimated at 7,461 [MMUSD].

To demonstrate the technical feasibility, the integration of the Luz del Norte photovoltaic power plant (141 MW) with the H_2 storage system is proposed, to satisfy the electricity demand of the Coemin mining company (16.5 MW). The energy and mass balances indicate that for a demand of 122 [GWh/year], 283 [GWh/year] of the photovoltaic plant are needed, where 206 [GWh/year] are used to produce H_2 and 76 [GWh/year] for direct consumption by the mining company plus storage system services. The fuel cells supply 75 [GWh/year] to the mining company.

The economic viability is estimated through a scenario analysis, which defines optimistic (97 MMUSD), probable (336 MMUSD) and pessimistic (806 MMUSD) investment scenarios. The net present value for an optimistic scenario financed 80% with credit is 30 [MMUSD], for a probable scenario -192 [MMUSD] and a pessimistic scenario -667 [MMUSD]. Therefore, it is recommended to invest only if all investment conditions referring to the optimistic scenario are met. In addition, alternative scenarios are proposed that combine multiple services, which are viable when the investment conditions in the optimistic scenario are met. In other scenarios, investing is not recommended. The proposed storage system improves its profitability if it can provide multiple services, reduces investment costs, increases its efficiency, and commercializes byproducts. Greater legal certainty that improves the regulatory framework and facilitates investment is essential for the development of electricity storage projects.

The result of the comparative analysis between the various storage technologies for the same energy arbitration base case shows that the hydrogen storage system has the highest costs compared to the other technologies.

Contenido

Resumen ii
Abstract iii
Contenido iv
1. Capítulo I Antecedentes 10
1.1.- Introducción 10
1.2.- Formulación del problema 10
1.3.- Solución propuesta 12
1.4.- Hipótesis 13
1.5.- Objetivos 13
1.5.1.- Objetivo general 13
1.5.2.- Objetivo específicos 13
1.6.- Alcances 13
1.7.- Estructura del trabajo 14
2. Capítulo II Estado del Arte 15
2.1.- Matriz energética en Chile 15
2.2.- El rol del almacenamiento de energía en la transición energética 15
2.2.1.- Suministro eléctrico 16
2.2.2.- Servicios complementarios (SSCC) 16
2.2.3.- Servicios a la red de transmisión y distribución 17
2.2.4.- Utilidades de usuarios (clientes finales) 17
2.2.5.- Integración con ERNC 18
2.3.- Tecnologías de almacenamiento de energía 18
2.3.1.- Almacenamiento de energía mecánica 19
2.3.2.- Almacenamiento de energía electroquímica 19
2.3.3.- Almacenamiento de energía eléctrica 21
2.3.4.- Almacenamiento térmico de energía eléctrica 21
2.3.5.- Almacenamiento de energía de H_2 21
2.4.- Resumen de las especificaciones de los sistemas de almacenamiento 22
3. Capítulo III Tecnología del Hidrógeno 24
3.1.- Producción de hidrógeno 24
3.1.1.- Producción mediante hidrocarburos 24
3.1.2.- Hidrógeno a partir de la biomasa 26
3.1.3.- Métodos electroquímicos 27
3.1.4.- Otros procesos 28

3.1.7.- Resumen de las tecnologías de producción de hidrógeno....29
3.2.- Almacenamiento de hidrógeno....30
3.2.1.- Gas comprimido....30
3.2.2.- Hidrógeno líquido....31
3.2.3.- Almacenamiento de hidrógeno en estado sólido....32
3.2.3.1- Hidruros metálicos....32
3.2.3.2.- Compuestos de alta área superficial....34
3.2.4.- Almacenamiento en compuestos orgánicos....35
3.2.5.- Resumen de las tecnologías de almacenamiento....37
3.3.- Generación de electricidad....38
3.3.1.- Celdas de combustible....38
3.3.2.- Motor de combustión interna de hidrógeno....40
3.3.3.- Turbinas de combustión....41
3.3.4.- Resumen de las tecnologías de generación de electricidad....41
4. Capítulo IV Estudio de Mercado....43
4.1.- Definición del producto....43
4.2.- Mercado de la electricidad....44
4.2.1.- Mercado generación....44
4.2.5.- Mercado de transmisión y distribución (T&D)....45
4.2.4.- Mercado de Servicios complementarios (SSCC)....45
4.3.- Precios de la energía....46
4.3.1.- Sistema de tarifación....46
4.3.2.- Costos marginales (CMg)....46
4.3.3.- Precio medio de mercado (PMM)....47
4.3.4.- Precio nudo....47
4.4.- Estado del mercado....47
4.4.1.- Mercado del almacenamiento de energía a nivel mundial....47
4.4.2.- Capacidad de almacenamiento de energía Chile....47
4.2.3.- Reglamentos sistemas de almacenamiento....48
4.5.- Mercado actual y proyecciones del almacenamiento en Chile....49
4.5.1.- Arbitraje de la energía....49
4.5.2.- Capacidad de energía....50
4.5.3.- Suministro de capacidad de reserva....50
4.5.4.- Control de tensión (soporte voltaje)....51
4.5.5.- Soporte transmisión y distribución (T&D)....51

4.5.6.- Descongestionamiento de líneas de transmisión....52
4.5.7.- Postergación de la inversión en T&D....52
4.5.8.- Potencia en subestación....53
4.5.9.- Gestión de costos de energía....53
4.5.10.- Gestión de demanda de carga....53
4.5.11.- Confiabilidad del servicio eléctrico....54
4.5.12.- Potencia de calidad al servicio eléctrico....54
4.5.13.- Arbitraje ERNC....55
4.5.14.- Capacidad ERNC....55
4.5.15.- Mercado total....56
4.6.- Segmentación del mercado....57
4.6.1.- Mercado objetivo....57
5. Capítulo V Estudio Técnico....59
5.1.- Fundamentos de las tecnologías....59
5.1.1.- Selección de alternativas tecnológicas....59
5.1.2.- Disponibilidad de energía y requerimientos de almacenamiento....61
5.1.2.1.- Planta fotovoltaica....61
5.1.2.2.- Cliente libre....62
5.2.- Descripción del proceso de almacenamiento de energía....62
5.2.1.- Estrategia de gestión de energía del sistema de almacenamiento....64
5.2.2.- Balances globales de masa y energía....66
5.3.- Diseño del sistema de almacenamiento....67
5.3.1.- Electrolizador Alcalino....67
5.3.2.- Integración electrolizador-Planta fotovoltaica....73
5.3.3.- Sistema de purificación corrientes gaseosas....75
5.3.3.1.- Columnas de absorción de KOH....76
5.3.3.2.- Reactor catalítico (Deoxo)....79
5.3.3.3.- Columnas de adsorción de H_2O....81
5.3.4.- Sistema de almacenamiento....85
5.3.4.1.- Estanques de almacenamiento a 30 [bar]....85
5.3.4.2- Compresores....87
5.3.4.3.- Intercambiador de calor IC-101 y IC-102....90
5.3.4.4.- Estanques de almacenamiento a 350 [bar]....91
5.3.5.- Diseño celda de combustible PEM....93
5.3.6.- Sistema de conversión de energía....100

5.4.- Balance de energía y masa servicios 100
5.4.1.-Sistema de purificación del agua 100
5.4.1.1.- Sistema de osmosis inversa 104
5.4.1.2.- Intercambio iónico 106
5.4.1.3.- Estanques de almacenamiento de agua 108
5.4.2.- Sistema de refrigeración 109
5.4.2.1.- Torre de refrigeración 109
5.4.2.2.- Estanque de agua de refrigeración 112
5.5.- Especificaciones equipos 113
5.5.1.- Electrolizador alcalino (ELY-100) 113
5.5.2.- Columnas de absorción de KOH 113
5.5.3.- Columnas de adsorción H_2O 114
5.5.4.- Compresores 115
5.5.5.- Estanques de almacenamiento de gas 115
5.5.6.- Celdas de combustible PEM 116
5.5.7.- Torre de refrigeración 117
5.5.8.- Intercambiadores de calor 117
5.5.9.-Bombas 118
5.6.- Layout proceso 119
5.7.- Aspectos ambientales (EIA, DIA) 119
5.8.- Normativa aplicable 121
6. Estudio económico 122
6.1.- Antecedentes del mercado 122
6.2.- Precios de insumos, servicios y su proyección 122
6.2.1- Precios de la energía eléctrica 122
6.2.2- Precios del agua de proceso 123
6.2.3- Precios productos químicos 123
6.3.- Moneda seleccionada en la evaluación 124
6.4.- Antecedentes financieros 124
6.4.1.- Alternativas de financiamiento 124
6.4.2.- Impuestos asociados 125
6.4.3.- Tasa de actualización (tasa de descuento) 125
6.5.- Vida útil del proyecto 126
6.6.- Criterios de depreciación 126
6.7.- Criterios de evaluación del proyecto (análisis del entorno) 126

6.8.- Antecedentes de la evaluación económica 127
6.8.1.- Escenarios de inversión 127
6.8.2.- Contrato compra de energía (“Power Purchase Agreement” PPA) 128
6.8.3.- Listado de inversiones 128
6.8.4.- Detalle de costos 132
6.8.4.1.- Costos variables 132
6.8.4.1.1.- Costos de electricidad 132
6.8.3.1.2.- Costo de agua de calidad 133
6.8.3.1.3.- Costo productos químicos 133
6.8.3.1.4.- Costo de peajes 133
6.8.3.1.5.- Costos variables 134
6.8.3.2.- Costos fijos 134
6.8.3.2.1.- Garantía extendida 134
6.8.3.2.2.- Seguros 134
6.8.3.2.3.- Costos de operación y mantención (O&M) 135
6.8.3.2.4.- Costo del Personal 135
6.8.3.2.5.- Depreciación 135
6.8.3.2.6.- Total costos fijos 136
6.8.3.3.- Costos financieros 136
6.9.- Evaluación económica del sistema de almacenamiento de energía 137
6.9.1.- Criterios de evaluación económica 137
6.9.2.- Flujo de caja del proyecto 138
6.9.3.- Evaluación de indicadores rentabilidad 140
6.9.4.- Análisis de sensibilidad de factores claves 142
6.9.5.- Recomendaciones de inversión 145
6.10.- Escenarios alternativos 146
7. Estudio comparación de resultados 149
7.1.- Introducción 149
7.2.- Definición de escenario 149
7.3.- Metodología 150
7.4.- Tecnologías de almacenamiento 150
7.4.1.- Sistema de almacenamiento de energía en H_2 151
7.4.2.- Sistema de almacenamiento en baterías de iones de litio 151
7.4.3.- Sistema de almacenamiento en energía térmica 153
7.4.4.- Sistema de almacenamiento por bombeo hidráulico 153

7.4.5.- Sistema de almacenamiento con aire comprimido 154
7.4.6.- Central termoeléctrica de gas natural de ciclo combinado 154
7.5.- Costos nivelados de tecnologías 155
7.6.- Costos presentes netos de tecnologías 156
7.7.- Recomendaciones 157
Conclusiones 158
8. Anexos 159
Anexo A.- Metodología para determinar el mercado objetivo 159
Anexo B.- Balances de masa y energía corrientes de proceso 160
Anexo C.- Modelo celda fotovoltaica 163
Anexo D.- Coeficientes de transferencia de masa para absorbedor 165
Anexo E.- Metodología Kern para las dimensiones de los intercambiadores de calor 167
Anexo F.- Diseño de sistema de osmosis inversa 170
Anexo G.- Esquema propuesto planta de osmosis inversa 171
Anexo H.- Metodología dimensiones y condiciones de operación bombas 172
Anexo I.- Calidad del agua en distintas etapas del proceso 173
Anexo J.- Inversiones equipos en distintos escenarios 174
Anexo K.- Costos directos y costos indirectos 174
Anexo L.- Costos variables para cada escenario 175
Anexo M.- Costos fijos para cada escenario 176
Referencias 177

1. Capítulo I Antecedentes

El presente capítulo describe las pautas generales del proyecto. Inicialmente se formula el problema de investigación y se propone su solución, posteriormente se expone la hipótesis, objetivos, alcances y la estructura del trabajo.

1.1.- Introducción

La finalidad de este proyecto es determinar la viabilidad técnica y económica de un sistema de almacenamiento de energía de hidrógeno ("Hydrogen energy storage system" HESS). Esta propuesta nace ante el incremento de las energías renovables no convencionales (ERNC) en la matriz energética, puesto que una alta participación de fuentes variables produce una serie de desafíos en la operación normal del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Entre las soluciones disponibles, los sistemas de almacenamiento son alternativas atractivas debido a que proporcionan múltiples beneficios a toda la cadena de suministro de electricidad. El sistema de almacenamiento de energía de hidrógeno presenta una serie de ventajas competitivas respecto a las demás tecnologías, dado que permite almacenar grandes cantidades de energía, posee rápidos tiempos de respuesta y no depende de una ubicación geográfica específica entre las características más destacadas.

1.2.- Formulación del problema

El país afronta una transición en la generación de electricidad desde combustibles fósiles hacia energías renovables. Son múltiples las causas que impulsan la integración masiva de las energías renovables variables. La dependencia de los combustibles fósiles llevó a Chile en el año 2020 a importar 11,5 [MMton] para producir un 54,6% del total de la generación de electricidad (78.232 GWh/año) mediante centrales térmicas [1, 2]. Las normas políticas, como por ejemplo la Ley 20.698, la cual obliga a las empresas eléctricas a suministrar un porcentaje de sus inyecciones mediante ERNC [3]. Otro motivo es la reducción de los costos de inversión de las tecnologías de generación fotovoltaica y eólica en valores menores a 1.000 y 1.500 [USD/kW] respectivamente [4]. Otro aspecto importante es la condición limitada de los combustibles fósiles, dado que bajo la actual tasa de consumo de 98 millones de barriles de petróleo por día y con unas reservas probadas de 1.700 [billones de barriles] se estima una duración de 48 años [5]. Un análisis similar se puede realizar con el gas natural y carbón, cuya duración se estima en 52 y 133 años. La reducción de la contaminación del aire es uno de los aspectos más relevantes de la transición energética. Si se disminuye la contaminación que producen las centrales térmicas se podría evitar un número importante de hospitalizaciones y muertes por causas derivadas a la exposición de contaminantes [6].

Independiente de los motivos de la transición energética, un alto nivel de energías renovables implica un escenario complejo en la operación técnica y económica del sistema eléctrico. Esto se debe a la naturaleza variable de las energías renovables y la aleatoriedad de la demanda, por esto el Coordinador eléctrico nacional (CEN) debe mantener el equilibrio entre la generación y la demanda en todo momento, al menor costo posible y de manera segura [7]. Los principales inconvenientes se describen a continuación:

Impacto en los costos marginales del sistema: Las centrales ERNC disminuyen los costos marginales del sistema en el momento que inyectan energía debido a sus costos variables nulos. Sin embargo, en el momento en que las centrales renovables dejan de inyectar energía, se debe compensar la electricidad con centrales térmicas para mantener el balance de energía. Esto implica que la operación normal de las centrales convencionales tenga partidas/paradas (ciclado) y variaciones rápidas de la generación (rampas) [8]. Por estas razones aumentan los costos de mantenimiento y el gasto de combustible, es decir, los costos variables y por ello los costos marginales aumentan en horas de baja participación de ERNC [9].

Incremento de la probabilidad de falla del sistema: La inercia es la capacidad de las centrales térmicas o hidráulicas de aumentar o disminuir su generación de forma rápida ante perturbaciones, con tal de equilibrar el balance entre la generación y demanda, además de mantener la frecuencia en niveles seguros [10, 11]. Las ERNC no aportan inercia al sistema y al desplazar la generación convencional por variable se aumenta la probabilidad de falla en equipos o colapso del sistema, a causa de los desbalances de potencia y frecuencia [11].

Aumento de los sistemas de respaldo: Las centrales de ERNC necesitan de centrales de respaldo, a causa de que son esenciales para compensar la entrada y salida de la generación renovable [12]. En particular, para equilibrar el balance entre la generación y demanda se debe incorporar mayor capacidad de respaldo con ciclado y rampas. Las principales fuentes de respaldo son las centrales convencionales y los sistemas de almacenamiento.

Aumento en la capacidad de las redes de transmisión y distribución: Las centrales de ERNC poseen un bajo factor de planta (razón entre la energía que se produce por su máxima capacidad de producción en un año), por tal motivo utilizan de manera intensiva las redes de transmisión y distribución. La expansión de los sistemas de transmisión contribuye a evitar congestiones en el suministro y desacoples de los costos marginales entre las barras [13].

Aumento en los servicios complementarios (SSCC): Los servicios complementarios son reservas encargadas de garantizar una operación segura, de calidad y más económica en todo momento [14]. Por su naturaleza variable, las centrales renovables no prestan SSCC, por esta razón, aportan más desviaciones a los balances en el sistema eléctrico. Por este motivo se requieren un mayor porcentaje de reservas para compensar el aumento de la participación de estas fuentes [15, 16].

Otras externalidades: Existen otras externalidades negativas ante el incremento masivo de las ERNC, tal como el vertimiento de la energía, el aumento de los costos a los usuarios finales, la saturación del mercado energético y el aumento del riesgo financiero de proyectos. Además, el SEN experimenta otras reformas, tal como el cierre de centrales de carbón, el aumento de generación distribuida, la electrificación del transporte y cambios en el suministro de SSCC [17]. Todo esto para lograr un desarrollo energético compatible con las necesidades sociales y ambientales del país.

La transición energética es un escenario complejo para la operación del sistema eléctrico, por ello se necesitan instalaciones flexibles que respondan a una alta variación. Se entiende por flexibilidad la "Capacidad de un sistema eléctrico para responder a la variabilidad e incertidumbre de la generación y demanda, de manera segura y económica, en distintas escalas de tiempo" [18]. Existen diversas fuentes de flexibilidad, las más importantes son las reservas de las centrales convencionales, los servicios complementarios, la interconexión con otros sistemas eléctricos, la gestión de tarifas en tiempo real, mercado de capacidad y los sistemas de almacenamiento de energía [19].

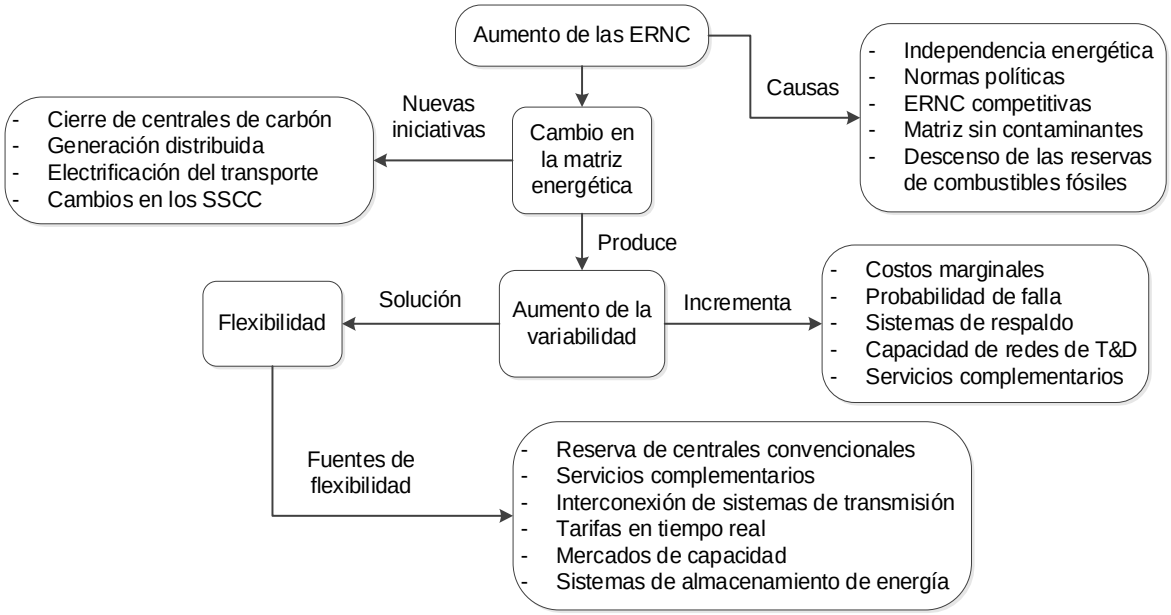


Figura 1.1 Esquema general de las externalidades negativas de las ERNC y su solución

Los mecanismos de flexibilidad son claves para complementar los cambios tecnológicos en la matriz energética, en especial, los sistemas de almacenamiento dado que pueden proveer una amplia variedad de servicios y beneficios económicos a cada una de las partes en la cadena de suministro de la electricidad. Por esta razón, el presente estudio se centra en estimar la viabilidad técnica y económica de un sistema de almacenamiento de energía.

1.3.- Solución propuesta

Se propone como solución un sistema de almacenamiento de energía de hidrogeno para gestionar la generación variable de las fuentes renovables. Este sistema posee una serie de ventajas competitivas sobre las demás tecnologías, puesto que se adapta mejor a aplicaciones de almacenamiento de electricidad a gran escala y largo plazo [20]. Además, posee los altos valores de energía especifica y puede almacenar desde [kW] hasta [MW] dependiendo de los requerimientos [21]. Una de las principales características es la rápida respuesta y la capacidad de mantener por prolongado tiempo el proceso de carga y descarga [22]. Asimismo, el almacenamiento de hidrógeno en estanques a alta presión posee una descarga despreciable y la tecnología no depende de una zona geográfica específica.

No obstante, este sistema de almacenamiento presenta altos costos de inversión y bajas eficiencias. Al considerar los aspectos positivos y negativos del sistema de almacenamiento de energía de hidrógeno, ¿es posible que pueda gestionar la energía renovable de manera técnica y económicamente viable?

1.4.- Hipótesis

La implementación de un sistema de almacenamiento de energía de hidrógeno permite la gestión de la generación de energía fotovoltaica, de manera técnica y económicamente viable.

1.5.- Objetivos

1.5.1.- Objetivo general

El objetivo general del proyecto es realizar un estudio de prefactibilidad que permita la evaluación técnica y económica de un sistema de almacenamiento de energía de hidrógeno, para respaldar la generación de una central solar fotovoltaica y satisfacer la totalidad de los requerimientos de electricidad de un cliente libre del sector minero.

1.5.2.- Objetivo específicos

1. Realizar una revisión bibliográfica y un estudio del arte de las tecnologías de almacenamiento y sus aplicaciones.
2. Identificar las tecnologías actuales de producción y almacenamiento de hidrógeno y su utilización para la generación de electricidad.
3. Desarrollar un estudio del mercado del almacenamiento de energía eléctrica a nivel nacional, que permita identificar los tipos de servicios y cuantificar el mercado global, precios de la energía, capacidad de oferta y demanda.
4. Realizar un estudio técnico, el cual incluye balances de masa y energía del sistema de almacenamiento de energía de hidrógeno, además de dimensionar los equipos del proceso, condiciones de operación y especificaciones técnicas.
5. Elaborar un estudio económico de la propuesta, el cual contenga los flujos de caja, indicadores de rentabilidad y un análisis de sensibilidad de las principales variables.
6. Realizar un análisis económico comparativo con otras tecnologías de almacenamiento, además identificar posibles beneficios del uso de la tecnología del hidrógeno.

1.6.- Alcances

El proyecto tiene un alcance cuantitativo, dado que estima la factibilidad técnica y económica de un sistema de almacenamiento de energía de hidrógeno para respaldar una central fotovoltaica y suministrar electricidad a un cliente libre del sector minero. La instalación de equipo, realizar mediciones y experimentos no se considera en el estudio.

Además, el alcance de este estudio es exploratorio, puesto que en la actualidad no existen estudios que analicen la viabilidad técnica y económica de un sistema de almacenamiento de energía con la tecnología de H_2 a gran escala, ni estudios de mercado del almacenamiento de energía en Chile, ya que esta tecnología aún se encuentra bajo investigación.

Adicionalmente, el alcance es descriptivo, porque se explica el funcionamiento de la tecnología, desde la producción y almacenamiento de hidrógeno y su uso para la producción de electricidad, además de los servicios, que incluyen una planta de purificación de agua y un sistema de refrigeración para el proceso.

Por último, la investigación es de carácter explicativo, debido a que se exponen las necesidades de los sistemas de almacenamiento como complemento a las ERNC y sus múltiples funciones que pueden prestar al sistema eléctrico nacional. Además, se exponen los aspectos económicos que indican la oportunidad de implementar este sistema bajo las condiciones actuales del país.

1.7.- Estructura del trabajo

La memoria se compone de siete capítulos. El capítulo I contiene todos los antecedentes que justifican al proyecto, identificación del problema y solución, hipótesis, metodología, alcances y objetivos. El capítulo II se explica la matriz energética de Chile y el estado del arte de las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica y sus aplicaciones. El capítulo III expone las tecnologías de producción, almacenamiento y generación de electricidad a partir del hidrógeno. El capítulo IV comprende el estudio de mercado, donde se cuantifica el mercado del almacenamiento de electricidad en Chile. Se estima la demanda y el mercado para cada aplicación. En el capítulo V se desarrolla el diagrama de flujo del proceso, balances de energía y masa, dimensiones de equipos y condiciones de operación del proceso. El capítulo VI contiene la evaluación económica, donde se establece las bases, las inversiones, costos de operación, flujo de caja, viabilidad económica en base de los indicadores económicos y análisis de sensibilidad. El capítulo VII incluye una comparación económica de la propuesta con otras tecnologías de almacenamiento de energía en base a los costos nivelados y los costos presentes netos.

2. Capítulo II Estado del Arte

En este capítulo se describe la matriz energética nacional, una revisión de las aplicaciones y tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica y como estas pueden contribuir a la transición de las energías renovables y flexibilidad del sistema eléctrico nacional.

2.1.- Matriz energética en Chile

El sistema eléctrico nacional tiene una capacidad instalada equivalente a 24.674 [MW], de estos, un 49,16% corresponde a las centrales termoeléctricas, un 26,06% a las centrales hidroeléctricas y un 24,78% a las centrales de ERNC [23]. Por otra parte, el parque termo-hidráulico aporta más del 80% del total de la generación de electricidad (78.232 GWh/año) [2]. A pesar del bajo aporte, la generación renovable aumenta sucesivamente, ya que Chile posee un potencial superior a 2.000 [GW] en ERNC diversificada a lo largo del país [24].

La generación de electricidad se relaciona directamente con la demanda, la cual corresponde a 77.567 [GWh/año] en el año 2020 [25]. El principal consumidor es el sector industrial con un 61,0% de la demanda total, lo sigue el sector comercial, público, sanitario y residencial con un 33,4% del total. El sector de autogeneración consume un 4,1% y el transporte un 1,4% del total. Las importaciones de combustibles fósiles logran 30.570 [Mton], de los cuales el 38% se utilizan para la generación de electricidad y el resto para el sector industrial, comercial y transporte [1].

2.2.- El rol del almacenamiento de energía en la transición energética

El almacenamiento de energía eléctrica es un proceso que convierte la electricidad en una forma almacenable, para luego reconvertirla nuevamente cuando sea necesario en distintas escalas de tiempo y capacidad [26]. Las fuentes renovables y otros cambios tecnológicos imponen mayores requerimientos de flexibilidad, confiabilidad, calidad y seguridad al Sistema Eléctrico Nacional, por ello, los sistemas de almacenamiento pueden proporcionar múltiples servicios y beneficios a toda la cadena de suministro de energía eléctrica [27]. La Figura 2.1 detalla las principales aplicaciones de los sistemas de almacenamiento. A continuación, se realiza una breve explicación de cada aplicación.

Suministro eléctrico	Servicios complementarios (SSCC)	Sistemas de transmisión y distribución (T&D)	Usuarios finales	Integración con ERNC
•Arbitraje de energía •Capacidad de suministro •Suministro en horas punta •Nivelación de carga	•Control de frecuencia •Control de tensión •Servicios de control de contingencias •Plan de recuperación de servicios	•Soporte a T&D •Alivio en congestión •Postergación inversiones en T&D •Potencia en subestaciones •Servicios fuera de red	•Calidad del suministro •Confiabilidad del suministro •Gestión de energía •Gestión de demanda •Aplicaciones en transporte	•Arbitraje de energía renovable •Capacidad •Sistemas autonómos •Respaldo y calidad de energía

Figura 2.1 Beneficios de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en la cadena de suministro

2.2.1.- Suministro eléctrico

Arbitraje de energía: La energía se traslada temporalmente, desde momentos en que la electricidad tiene precios bajos, hasta cuando adquiere un valor mayor [28]. En el momento de compra se almacena la energía y en la venta se descarga la energía, de tal forma de aprovechar la variación de precios en el transcurso del día.

Capacidad de suministro: El sistema de almacenamiento se utiliza para postergar la necesidad de compra de una central de generación o compra de capacidad en el mercado Spot [28]. El beneficio se obtiene a partir de la inversión que se evita al instalar una central punta.

Suministro en horas punta: Esta aplicación se focaliza en el recorte de la demanda en las horas punta. La finalidad es disminuir la carga máxima y evitar la necesidad de compra de energía y capacidad reduciendo los cargos [29].

Nivelación de carga: La nivelación de carga es un método para equilibrar las grandes fluctuaciones entre la demanda y la generación de electricidad y así mantener un perfil de carga constante en las centrales base [29]. La Figura 2.2 expone las aplicaciones de suministro en horas punta y nivelación de carga.

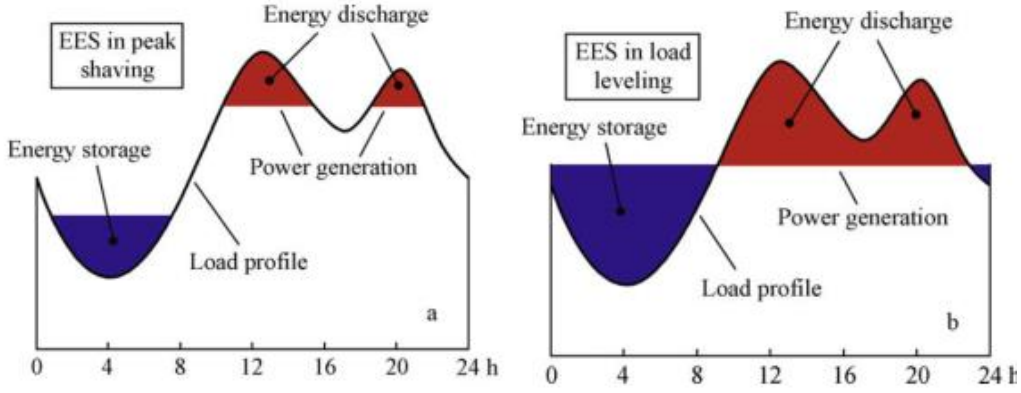


Figura 2.2 Perfil de carga de horas punta (peak Shaving) y nivelación de carga (load leveling) [29]

2.2.2.- Servicios complementarios (SSCC)

Control de frecuencia: Son reservas que permiten ajustar las variaciones en los balances de energía y mantener los niveles de frecuencia entre el rango [49,8-50,2] [Hz] [30]. Estas reservas son responsables de mantener la confiabilidad y seguridad del sistema. Se clasifican en cinco categorías que difieren según el tiempo de respuesta y su duración [31].

Control de tensión: Este servicio permite mantener los niveles de tensión de operación en las barras del sistema, dentro de los niveles admisibles [32]. El control de tensión (CT) se requiere para evitar la reactancia que produce la generación, transmisión y distribución y se realiza por equipos de compensación de potencia reactiva.

Control de contingencias y plan de recuperación del servicio: Estos servicios son aquellos evitan la ocurrencia de apagón parcial o total del sistema ante contingencias y permiten restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible [33].

2.2.3.- Servicios a la red de transmisión y distribución

Soporte a trasmisión y distribución (T&D): Los sistemas de almacenamiento mejoran la operación de la red, compensando perturbaciones y anomalías. Un ejemplo es el incremento de estabilidad de la tensión al amortiguar la resonancia subsíncrona de interconexiones como el SING-SIC. Esto evita daños en la infraestructura de transmisión [34].

Alivio en la congestión de electricidad: En zonas y momentos específicos las líneas se saturan, lo que trae como consecuencia cargos extras [35]. Los sistemas de almacenamiento captan energía en los momentos expeditos y suministra energía cuando las líneas de transmisión están saturadas, así se evita cargos extras.

Postergación en la inversión T&D: El ritmo de crecimiento de la demanda y de los sistemas de generación de energía no es igual al de los sistemas de transmisión. Por tanto, se necesita actualizar las líneas para cumplir con los requerimientos de energía y capacidad. Los sistemas de almacenamiento evitan la instalación de infraestructura adicional [36].

Potencia en subestación: Las subestaciones requieren sistemas de respaldo en momentos en que la red falla, para suministrar energía a los equipos de comunicación, iluminación, mecanismo de control, ventilación, equipos de control de datos, relés e interruptores [37].

Servicios fuera de red: Existen áreas remotas, en la cual la red convencional no es accesible. Sin embargo, en esos lugares es posible generar energía eléctrica a partir de ERNC e integrar un sistema de almacenamiento para satisfacer la demanda de energía [39].

2.2.4.- Utilidades de usuarios (clientes finales)

Calidad de potencia del servicio eléctrico: La calidad de la potencia es afectada por desviaciones en la corriente, voltaje, frecuencia de sus valores estándares e interrupciones del suministro [38]. Los SSCC, el control de armónicos y la eliminación de interrupciones, se pueden compensar mediante sistemas de almacenamiento.

Confiabilidad del servicio eléctrico: En momentos en que el suministro eléctrico es interrumpido, los sistemas de almacenamiento permiten brindar energía y asegurar el suministro [39]. Estos sistemas se activan ante emergencias y son instalados en plantas productivas, centros informáticos y edificios médicos.

Gestión de costo de energía según tiempo de uso: Esta aplicación se enfoca en la reducción de los costos de la energía de los usuarios finales al utilizar la energía almacenada en los momentos de mayor consumo y de mayor precio [40].

Gestión de carga de la demanda: La gestión del consumo ayuda a reducir los costos, al disminuir la potencia y la energía en instantes en que existen cargos extras. La carga se puede trasladar a los momentos donde no existen limitaciones en el consumo o los sistemas de almacenamiento pueden mantener los niveles de carga, al suministrar energía y potencia [40].

Aplicaciones en transporte: Los vehículos eléctricos almacenan la energía y se impulsan con baterías, celdas de combustible y capacitores [41].

2.2.5.- Integración con ERNC

Arbitraje de la energía renovable: Los sistemas de almacenamiento reducen la variabilidad de las fuentes renovables, al almacenar energía en momentos de baja demanda y posterior venta a mayor valor [42]. Además, la integración puede aumentar el factor de planta y la eficiencia de las centrales de renovables al evitar el vertimiento de energía [43].

Capacidad para energías renovables: Los sistemas de almacenamiento pueden estabilizar la potencia de las fuentes renovables y evitar compra de capacidad, lo que habilita su aporte total a la suficiencia del sistema [44].

Sistemas de energía autónomos: Los sistemas independientes funcionan fuera de la red y sin ninguna fuente de energía externa, solo con fuentes renovables [45]. Los sistemas de almacenamiento se utilizan en lugares remotos donde la red de transmisión no puede acceder.

Respaldo y calidad de las ERNC: El almacenamiento de energía asegura la disponibilidad de electricidad a los usuarios finales con un nivel específico de continuidad y calidad [46].

2.3.- Tecnologías de almacenamiento de energía

Las tecnologías de almacenamiento se clasifican según la forma en como almacenan energía y se pueden organizar en sistemas mecánicos, electroquímicos, eléctricos, térmicos y químicos [47]. La Figura 2.3 señala la clasificación de las tecnologías disponibles.

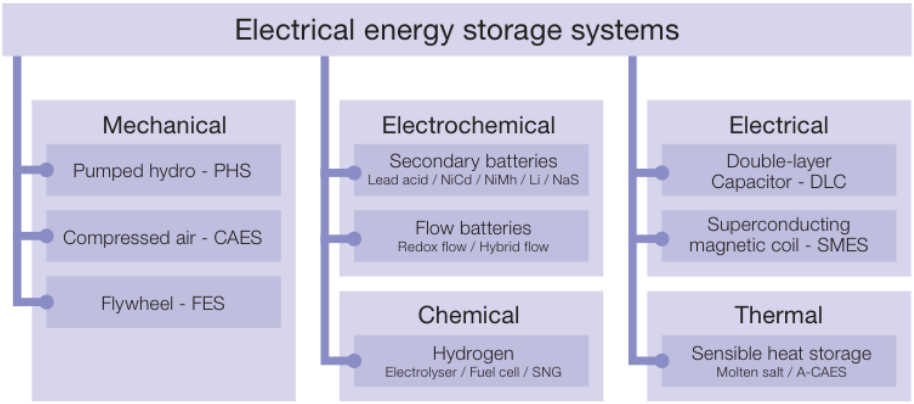


Figura 2.3 Clasificación de las tecnologías de almacenamiento de energía [47]

A nivel mundial la capacidad instalada es 174 [GW], donde el bombeo hidroeléctrico tiene una participación de un 96,6%, seguida por las tecnologías térmicas con un 1,41% y los sistemas electroquímicos con un 1,03%. El resto de las tecnologías aportan un 0,96% [48]. La alta capacidad del bombeo hidroeléctrico es porque sus centrales poseen madurez tecnológica y capacidades superiores a 1.000 [MW]. La tecnología de concentración solar de sales fundidas destaca en el almacenamiento térmico, con plantas mayores a 100 [MW]. Los sistemas de baterías poseen una capacidad total de 1,79 [GW] y proveen múltiples servicios, donde el 77,9% de la participación se compone de baterías de ion-litio. El almacenamiento en base a H_2 tiene una capacidad de 17,32 [MW] y representa el 0,29% a nivel mundial. La Figura 2.4 detalla la capacidad instalada por tecnología a nivel mundial. En esta sección se realiza una breve explicación de las tecnologías de almacenamiento.

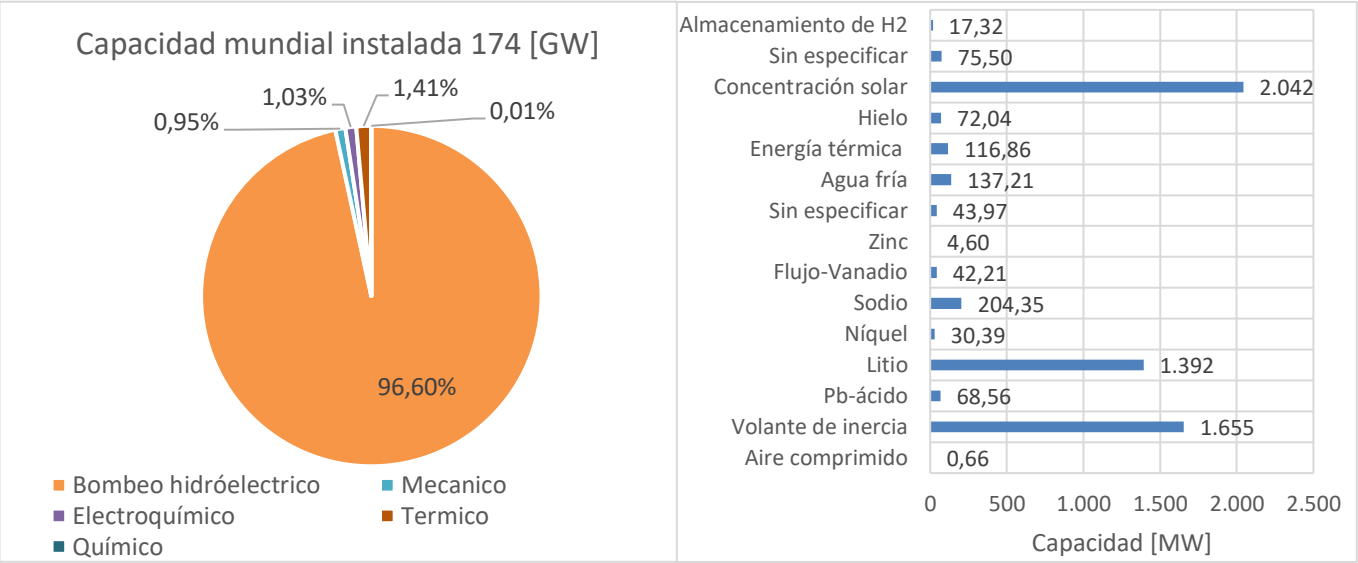


Figura 2.4 Capacidad instalada a nivel mundial de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica [48]

2.3.1.- Almacenamiento de energía mecánica

Estas tecnologías utilizan la energía potencial, el aumento de la presión de los gases y la energía cinética para almacenar energía.

Bombeo hidroeléctrico: Esta tecnología almacena electricidad a través del uso de una central hidroeléctrica, la cual genera electricidad por el paso de agua a través de una turbina y almacena energía mediante el bombeo de agua desde un embalse inferior hacia un embalse superior [49]. Esta tecnología requiere condiciones geográficas específicas que cumplan con determinada diferencia de altura.

Almacenamiento por aire comprimido: Este sistema utiliza energía para comprimir y almacenar aire en cavernas subterráneas para producir energía al liberar el aire a través de turbinas que están conectadas a un generador [50]. Esta tecnología requiere de condiciones geográficas específicas tales como cavernas, acuíferos, depósitos de gas agotados o minas abandonadas.

Volantes de inercia: Estos dispositivos utilizan el momento de inercia de una masa que rota a gran velocidad para almacenar energía. Los volantes de inercia se componen de un eje y un motor/generador que se encuentran al interior de una cámara de vacío [51]. El motor gira a medida que almacena energía y el generador desacelera cuando descarga energía.

2.3.2.- Almacenamiento de energía electroquímica

Las baterías utilizan las reacciones electroquímicas para almacenar energía. Estas se componen de múltiples electrodos separados por un electrolito, ambos situados en un recipiente sellado y conectado a una fuente externa. Además de las baterías, este sistema posee un sistema de conversión de potencia y un sistema de seguridad [52]. Las baterías poseen diversas tecnologías y proveen múltiples servicios. A continuación, se presenta una descripción de las principales tecnologías disponibles.

Baterías de plomo-ácido: El electrodo positivo está compuesto de PbO_2 y el electrodo negativo por plomo finamente dividido, los cuales están sumergidos en el electrolito formado por una solución de ácido sulfúrico. La descarga se inicia cuando los iones SO_4^- migran hacia el electrodo negativo para producir $PbSO_4$. De forma paralela, el electrodo positivo reacciona con el electrolito y forma $PbSO_4$ más agua. En el proceso de carga, el $PbSO_4$ reacciona de manera reversible y vuelven a formar parte de los electrodos [53].

Baterías de sodio-azufre: Estas baterías están compuestas por azufre fundido en el electrodo positivo y por sodio fundido en el electrodo negativo, separadas por una cerámica de "alúmina" que actúa como electrolito y permite el paso selectivo de iones de Na^+ [54].

Baterías de níquel: Estas utilizan hidróxido de níquel en el electrodo positivo, una solución alcalina de KOH como electrolito y cadmio, hierro, hidruros metálicos y zinc como ánodo. Estas baterías tienen diferentes características electroquímicas y requieren de mayor investigación y desarrollo para mejorar la vida útil, densidad de energía, energía especifica, efectos ambientales (Cd) y tasa de autodescarga [55].

Baterías de litio: Las baterías de litio se componen por un ánodo formado por grafito, una membrana de polietileno, un electrolito compuesto de sales de litio y un cátodo fabricado por distintas aleaciones de litio ($LiCoO_2$, $LiMn_2O_4$, $LiFePO_4$, $Li_4Ti_5O_{12}$, $LiNiCoAlO_2$, $LiNiMnCoO_2$) [56, 57]. En el proceso de carga y descarga los iones de Li^+ y electrones se intercambian entre los electrodos y el circuito externo. Las baterías de litio tienen alta energía especifica, vida útil y bajos costos, por ello son aptas para aplicaciones portátiles y transporte.

Baterías de flujo de vanadio: Estas baterías almacenan energía en iones de vanadio disueltos en una solución ácida, la cual se encuentran en estanques externos y circulan a través de la batería con la ayuda de una bomba. Durante la carga, en el electrodo negativo los iones de V^{3+} se convierten en V^{2+} y en paralelamente en el electrodo positivo los iones de V^{4+} son convertidos en iones V^{5+} [58]. En la descarga, la conversión de iones ocurre en orden inverso.

Baterías de flujo zinc-bromo: Al igual que las baterías de vanadio, estas baterías almacenan energía en forma de iones Zn^{2+} y Br^-. El principio de operación consiste en la deposición de Zn en el electrodo negativo y en la reacción de formación de Br en el electrodo positivo [59]. La capacidad de energía está limitada por la cantidad de Zn depositado en el electrodo.

Baterías de flujo de polisulfuro de bromuro: Estas baterías de flujo utilizan sales de NaBr y polisulfuro de sodio (NaS_x^{2-}) como electrolitos. Los iones de sodio atraviesan la membrana para mantener la neutralidad de la celda. Durante la carga en el electrodo positivo el ion bromuro se oxida, simultáneamente en el electrodo negativo el polisulfuro se reduce. El proceso de descarga se reconstituyen los electrolitos [60].

Baterías de flujo hierro-cromo: Esta batería contiene electrolitos formados por ácido clorhídrico y especies Fe^{2+}/Fe^{3+} que reaccionan en el electrodo positivo y Cr^{3+}/Cr^{2+} en el electrodo negativo en el proceso de carga y descarga [60]. Los electrodos están constituidos en base a materiales porosos de carbono que facilitan el transporte de iones.

2.3.3.- Almacenamiento de energía eléctrica

Los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica utilizan campos eléctricos y magnéticos para almacenar electricidad. Estos sistemas se caracterizan por rápidos tiempos de respuesta y altos valores de densidad de potencia [W/kg]. Sin embargo, la principal desventaja es que poseen altos valores de autodescarga.

Capacitores electroquímicos: Estos sistemas están constituidos por dos electrodos (grafito), separados por un electrolito y una membrana porosa que permite el paso de iones. El almacenamiento se produce por acumulación de cargas en las interfaces de las superficies de los electrodos, debido al campo eléctrico entre los electrodos [61].

Superconductores magnéticos: El almacenamiento se produce por campos magnéticos creados a partir de la circulación de corriente continua a través de bobinas de materiales superconductores a temperaturas criogénicas. Esta tecnología posee tres componentes principales, la bobina superconductora formada por aleaciones de niobio, un sistema de conversión de energía (AC/DC) y un sistema de refrigeración en base a helio líquido [62].

2.3.4.- Almacenamiento térmico de energía eléctrica

Las tecnologías térmicas pueden almacenar energía como un cambio en la energía interna de un material, la cual se expresa como calor sensible, calor latente o reacciones termoquímicas [63]. Esta sección se enfoca en las tecnologías de transferencia de calor latente.

Almacenamiento térmico por concentración solar de espejos parabólicos: La tecnología capta la radiación a través de canales parabólicos, para transferir la energía térmica a un fluido, con la finalidad de producir vapor e impulsar una turbina de vapor convencional.

Almacenamiento térmico por concentración solar de sales fundidas: Este sistema utiliza heliostatos y una torre de potencia para captar la radiación y aumentar la temperatura de sales fundidas de nitrato hasta ~873 [K]. Las sales se almacenan en estanques y en los momentos en que sea necesario fluyen hasta el intercambiador de calor para producir vapor a través de un intercambiador de calor y así generar electricidad mediante una turbina [64].

Almacenamiento térmico en aire líquido: Este sistema consiste en captar aire atmosférico y luego comprimir y licuar sus componentes. Estos se almacenan en estanques separados y aislados térmicamente. Cuando se requiere producir electricidad, cualquiera de los componentes se bombea hacia una turbina de expansión para producir electricidad [65].

2.3.5.- Almacenamiento de energía de H_2

El H_2 se produce en electrolizadores a partir del agua y electricidad. El gas se almacena en estanques de gas, hidruros metálicos o en estado líquido, para producir electricidad mediante celdas de combustible cuando sea necesario. Existen diversas tecnologías para cada etapa del proceso, donde la elección de las alternativas depende de la viabilidad técnica-económica y del tipo de servicio a satisfacer. Además, el H_2 es un vector energético que se puede producir de diversas fuentes y puede suministrar energía limpia, flexible a múltiples sectores [66, 67].

2.4.- Resumen de las especificaciones de los sistemas de almacenamiento

Las especificaciones técnicas y económicas determinan que tan adecuada es una tecnología para una aplicación especifica. La Tabla 2-1 presenta un resumen de las principales especificaciones de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica.

Tabla 2-1 Especificaciones técnicas de las tecnologías de almacenamiento [68-74]

Tecnología[1]	Potencia [MW]	Energía especifica [Wh/kg]	Densidad de energía [Wh/L]	Potencia especifica [W/kg]	Efi-ciencia [%]	Vida útil [años]	Tiempo de respuesta	Costo por potencia [USD/kW]	Costo por energía [USD/kWh]
PHS	10-5.000	0,2-2	0,133-1-3	0,01-0,12	50-90	30-60	min	1000-3000	10-130
CAES	3-400	3-60	0,4-20	2,2-24	42-90	20-60	min	400-1800	10-80
FESS	0,1-20	5-100	20-454	400-1500	70-95	15-20	ms	400-600	1800-11000
Pb-H_2SO_4	0,05-40	10-50	25-90	75-1000	60-90	5-15	ms	280-540	170-340
Li-ion	0,015-100	30-300	10-750	150-2000	70-99	5-20	ms	1100-3200	700-2100
NaS	0,05-80	10-345	150-350	90-350	65-92	10-20	ms	800-2500	300-450
NiCd	0,4-45	10-80	15-150	100-300	60-90	10-20	ms	500-1500	600-2400
FVB	0,03-100	10-50	10-90	10-166	60-90	5-20	ms	600-1800	300-1500
ZnBr	0,05-10	30-90	5,2-70	45-100	60-85	5-20	ms	500-2400	300-1100
Capacitores	0,001-1	0,01-30	1-35	500-10000	60-100	5-30	ms	140-380	330-3670
SMES	0,1-100	0,3-75	0,2-14	500-2000	80-99	20-30	ms	300-1700	900-22000
TESS	0,1-300	80-250	80-500	10-30	30-90	5-30	min	300-1400	3-2700
HESS	0,001-58	100-10000	25-3000	5-800	20-66	5-20	s	300-5200	10-30

La duración de la descarga a potencia nominal determina la descarga energía. Las potencias del orden de los [MW] y el tiempo de descarga superior a 10 [h], indica que la tecnología es adecuada para almacenar energía a gran escala, como es el caso de PHS, CAES, FVR, TESS y HESS. Las tecnologías con valores medios son adecuadas para brindar soporte a la red y tales sistemas corresponden a las BESS, CAES, FESS y capacitores. Las tecnologías que poseen capacidades desde de varios [kW] hasta [MW], un tiempo de descarga menor a 1 [h] y tiempos de respuesta del orden de los [ms] hasta [s], son tecnologías apropiadas para los servicios complementarios, servicios de red y algunos servicios a los usuarios finales. Tal es el caso de BESS, FESS, SMS y capacitores.

A mayores valores de densidad de energía [Wh/L] y energía especifica [Wh/kg] menor es el volumen y peso del sistema. Las tecnologías compactas son adecuadas para aplicaciones donde el volumen y peso son restrictivos como el caso del transporte. Las baterías y celdas de combustible son aptas para esta aplicación.

[1] Almacenamiento de bombeo hidráulico (“Pumped hydroelectric storage PHSS”)
Almacenamiento de energía de aire comprimido (“Compressed air Energy storage CAES”)
Sistema de energía de volantes de inercia (“Flywheel Energy storage system FESS”)
Sistema de almacenamiento de energía de baterías (“Battery energy storage system BESS”)
Almacenamiento de energía superconductores magnéticos (“Superconducting Magnetic Energy Storage SMES)
Sistema de almacenamiento de energía térmica (“Thermal energy storage system TESS”)
Sistema de almacenamiento de energía de H_2 (“Hydrogen Energy Storage System HESS”)

La eficiencia en los sistemas de almacenamiento es un parámetro importante, ya que representa las pérdidas de energía y por lo tanto tiene impacto en los costos variables y utilidades de los proyectos. La eficiencia se define como la razón entre la descarga y la carga de energía. Las eficiencias promedio de las tecnologías varían entre 50-90%.

La vida útil es la duración del sistema de almacenamiento en operación, se puede medir en años o en ciclos. Las tecnologías mecánicas tienen una alta vida útil, mientras que las demás tecnologías tienen vida útil moderada desde 10 hasta 20 años. Los sistemas de baterías tienen una vida útil reducida lo que aumenta los costos de reemplazo.

La autodescarga es otra característica importante, debido a que mide disipación diaria de energía y determina la duración del almacenamiento. Las tecnologías PHS, CAES, NaS, FVB, y HESS, poseen una autodescarga despreciable, por ello, estas tecnologías pueden almacenar energía en condiciones estacionales. Las tecnologías BESS pueden almacenar la energía por algunos días, debido a sus niveles intermedios de autodescarga. Las tecnologías SMES, FESS y capacitores tienen niveles de autodescarga entre un 15% a 100%, por esta razón, estas tecnologías pueden almacenar energía por pocas horas.

Los costos de inversión, junto con los costos de O&M son los factores más importantes para determinar la viabilidad económica de los sistemas de almacenamiento. Los costos de inversión son altos para la mayoría de las tecnologías, debido a la falta de madurez, economías a escala e investigación. Las tecnologías PHS y CAES son la excepción, ya que poseen madurez tecnológica y bajos costos de inversión, sin embargo, están limitadas a geografías específicas. Por otro lado, los costos de O&M son mínimos para la mayoría de las tecnologías a excepción de las tecnologías BESS, capacitores, SMES y CAES cuyos valores fluctúan entre 13-80 [USD/kW·año]. La Figura 2.5 relaciona que tecnología es apropiada para una aplicación en función de la potencia requerida y la duración de descarga.

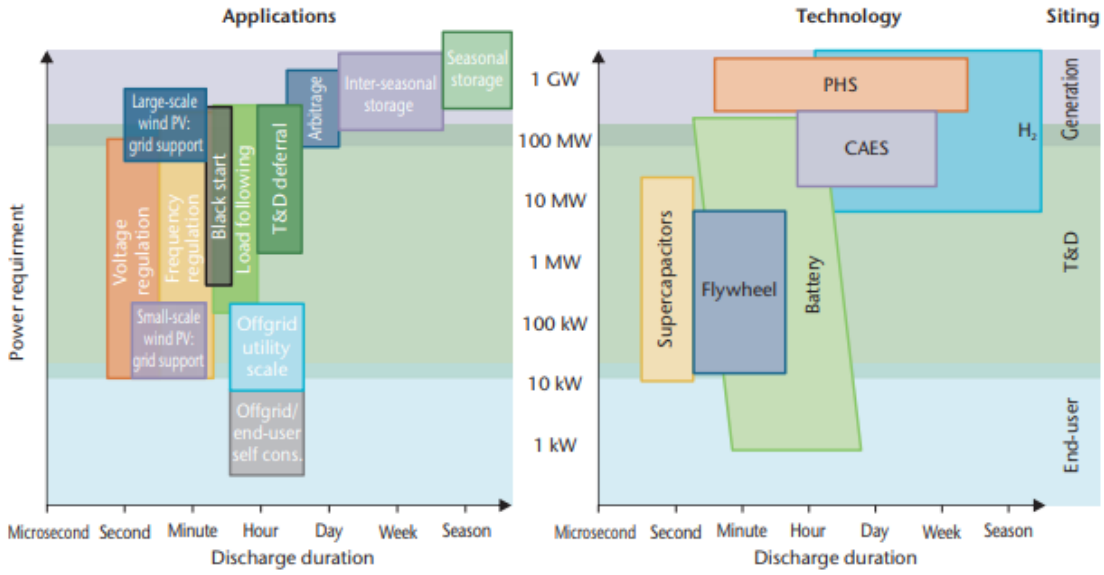


Figura 2.5 Aplicaciones de almacenamiento de electricidad y tecnologías [75]

3. Capítulo III Tecnología del Hidrógeno

Esta sección ofrece una descripción general de las tecnologías de producción y almacenamiento de hidrógeno, además de la generación de electricidad mediante celdas de combustibles y tecnologías de combustión.

3.1.- Producción de hidrógeno

El hidrógeno es un elemento incoloro, inodoro, insípido, se encuentra en estado gaseoso en condiciones ambientales [76]. Este compuesto no está libre en la tierra, por ello se debe producir a través de diversas materias primas y procesos. Además, el hidrógeno tiene la mayor energía especifica de todos los combustibles disponibles, 1 [kg H_2] es aprox. 3 [kg] de gas natural licuado, gasolina o diésel. No obstante, tiene una baja densidad en condiciones normales, por ello es necesario aumentar la capacidad volumétrica a través del aumento de presión, licuefacción o almacenamiento en estado sólido. Es decir, 1 [m^3] de hidrógeno líquido es en promedio 0,33 [m^3] de gas natural licuado, gasolina o diésel. La Tabla 3-1 describe una comparación de los principales combustibles.

Tabla 3-1 Propiedades de los combustibles [77-79]

Combustible / Propiedad	PCS [MJ/kg]	PCI [MJ/kg]	Densidad [kg/m^3]	Energía especifica [kWh/kg]	Densidad energía [kWh/m^3]
H_2 (P= 1 bar)	141,80	120,00	0,089	33,33	2,96
H_2 (P=700 bar)			39,23		1.308
H_2 líquido			70,86		2.361
Gas natural licuado	44,00	39,90	448	11,08	4.966
Metanol	9,25	-	790	5,35	4.305
Gasolina	46,89	43,95	730	12,21	8.912
Diésel	45,64	42,70	850	11,86	10.082
Baterías de Litio	-	-	2.500	<0,2	<500

A nivel mundial se producen $750 \cdot 10^9$ [Nm^3 H_2/año]. El 96% de la producción de H_2 se realiza a través de combustibles fósiles y solo el 4% a partir de la electrolisis del agua. Un 65% de la demanda, se utiliza para la fabricación de amoniaco y diversos productos químicos, un 25% se usa en la refinación de petróleo y un 10% se emplea en la industria en general [80]. El mercado del H_2 en la actualidad es de 134 billones de dólares al año. En la siguiente sección se exponen las tecnologías más importantes en la producción de hidrógeno.

3.1.1.- Producción mediante hidrocarburos

Los procesos de obtención de hidrógeno a partir de los combustibles fósiles son las tecnologías predominantes, por sus bajos costos, altas eficiencias y madurez tecnológica.

Reformación de gas natural: Este proceso utiliza el gas natural para producir gas de síntesis y posteriormente hidrógeno. El proceso inicia con la purificación de las corrientes, luego transcurre una reformación para aumentar la temperatura. Seguidamente, la corriente

principal se combina con vapor de agua ingresando a la etapa de reformación principal, de esta forma se lleva a cabo la reacción endotérmica a temperaturas entre 1200 [K] y presiones de 30 [bar]. Luego, en otro reactor el CO reacciona con $H_2O_{(g)}$ para aumentar la concentración de H_2 a temperaturas entre 473-673 [K], en presencia de catalizadores de níquel por medio de la reacción de intercambio gas-agua ("Water gas shift reaction" WGSR) [81].

$$CH_4 + H_2O + calor \rightarrow CO + 3H_2$$
$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 + calor$$

En las etapas posteriores el hidrógeno se enfría y se purifica hasta lograr concentraciones del 99,99% a través del proceso de adsorción por oscilación de presión ("Pressure swing adsorption" PSA), los que captan las impurezas con zeolitas y carbón activado [81].

Oxidación parcial: Este proceso consiste en la producción de gas de síntesis a partir de la combustión parcial del CH_4 o hidrocarburos sin utilizar catalizadores. Las reacciones son exotérmicas, operan a temperaturas entre 1573-1773 [K] y presiones 3-8 [MPa] [82].

$$CH_4 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CO + 2H_2$$

El gas de salida tiene una composición de H_2 entre 70-80%. La corriente de proceso pasa por un reformador para aumentar la concentración de H_2 a través de la reacción de intercambio gas-agua (WGSR), luego por una etapa de purificación hasta lograr concentraciones del 99%.

Reformación autotérmica: La reformación autotérmica es la reacción del CH_4 o hidrocarburo líquido, con O_2 y vapor de agua, en presencia de catalizadores en una cámara de combustión. La reacción logra temperaturas entre 1173-1423 [K] y presiones entre 1-80 [bar] [83]. Este proceso incluye un reformador, un reactor y una etapa de separación.

Oxidación parcial catalítica: El proceso opera de igual forma que la oxidación parcial, pero la diferencia radica en el uso de catalizadores que disminuyen la temperatura de operación hasta 1073 [K] y permiten una combustión completa del oxígeno. Posterior a la reformación, el proceso tiene un reactor para subir el porcentaje de H_2 y una etapa de purificación [83].

Gasificación del carbón: El H_2 se produce a partir del carbón a través del proceso de gasificación. Estas tecnologías se diferencian por el tipo de reactor, el acondicionamiento del carbón, la etapa de purificación y el manejo de cenizas [84]. Un proceso predominante es la tecnología de la compañía Texaco, la cual utiliza un reactor de lecho arrastrado para la producción de gas de síntesis. El proceso inicia con la formación de lechada (carbón +agua), luego la corriente ingresa al reactor, donde se mezcla con O_2 para producir calor y gas de síntesis a través de la combustión de parte del carbón, en condiciones de temperatura entre 1623-1773 [K] y presiones entre 85-100 [bar]. El gas de síntesis tiene una composición de hidrógeno entre 30-40% y se purifica por el proceso de adsorción por oscilación de presión. La corriente de escoria sale por la parte inferior del reactor y va dirigida hacia un clarificador que separa y recicla sólidos del agua. La reacción más importante es la gasificación [83].

$$C_{(s)} + H_2O \leftrightarrow CO + H_2$$

3.1.2.- Hidrógeno a partir de la biomasa

En la naturaleza existen una amplia variedad de microorganismos que pueden producir H_2 a partir de la biomasa. Esta tecnología tiene un alto potencial, dado que los métodos de producción presentan bajos costos, funcionan a temperaturas moderadas y utilizan catalizadores que se encuentran inherentemente en el material orgánico.

Biofotólisis directa: Este proceso genera H_2 con microalgas verdes en condiciones anaeróbicas. Los sitios fotoactivos de las algas captan los electrones de la luz solar y estos se transfieren hacia la proteína ferredoxina (FD), la cual transporta electrones durante la fotosíntesis. La FD reducida dona electrones para formar H_2 a partir de los portones H^+. La enzima hidrogenasa cataliza la reacción en condiciones anaeróbicas. La siguiente reacción representa el proceso de oxidación y reducción de la proteína [85].

$$2H^+ + 2FD^- \leftrightarrow H_2 \uparrow + 2FD$$

Biofotólisis indirecta: Es la producción de H_2 mediante cianobacterias. El mecanismo utiliza el O_2 para fijar CO_2, por medio de las células vegetativas y evitar la inhibición del H_2. Las cianobacterias además pueden fijar el N_2 atmosférico, por la acción de células especializadas (heterocistos). La siguiente reacción representa la producción de H_2 y fijación de N_2 [85].

$$N_2 + 8e^- + 8H^+ + 16ATP \rightarrow 2NH_3 + H_2 \uparrow + 16ADP + 16Pi$$

Foto-fermentación: El proceso lo realizan las bacterias púrpuras no sulfurosas y se basa en utilizar la luz solar para convertir las moléculas orgánicas en H_2 y CO_2. La síntesis del H_2 ocurre mediante varios procesos simultáneos. La respiración celular y la fotosíntesis proporcionan ATP y un gradiente de protones (H^+) impulsados por la luz solar. Por otra parte, el metabolismo celular facilita electrones de alta energía, a través de la reducción de compuestos orgánicos, en especial ácidos grasos. En última instancia la nitrogenasa cataliza la producción de H_2. La siguiente ecuación corresponde a la reacción global de síntesis de H_2 a partir de moléculas orgánicas [86].

$$C_6H_{12}O_6 + 12H_2O \overset{hv}{\rightarrow} 12H_2 + 6CO_2$$

Fermentación oscura: Este proceso consiste en la producción de H_2 sin la presencia de luz y en condiciones anaeróbicas. El mecanismo de fermentación inicia con la glicolisis, en el cual la glucosa se convierte en piruvato y libera dos moléculas de ATP y de coenzima (NADH). Las hidrogenasas captan los electrones y protones para producir H_2 [87].

$$2H^+ + 2e^- \leftrightarrow H_2$$

Bajo condiciones anaeróbicas el piruvato, se puede convertir en la Acetil coenzima A (Acetil CoA) mediante la enzima piruvato oxidorreductasa ferredoxina (PFOR). Otra posible conversión del piruvato es la reacción que cataliza la enzima piruvato formato liasa (PFL), la cual produce formato y acetil CoA. El formato en presencia de hidrogenasas cataliza la producción de H_2 y CO_2. La Acetil CoA se convierte en varios componentes de valor agregado y forma H_2 como subproducto [87].

3.1.3.- Métodos electroquímicos

El proceso de electrolisis es la división del agua utilizando electricidad para producir H_2 y O_2. La disociación se realiza en un reactor electroquímico, el cual está compuesto por varios electrodos, separados por una membrana e inmersos en un medio con alta conductividad.

Electrolisis de membrana de intercambio de protones (PEM): El proceso consiste en la electrolisis del agua en un medio ácido. Las membranas de ácido perfluorosulfónico se utilizan como electrolito sólido y tornan al medio en ácido al liberar los H^+ de los grupos sulfónicos (SO_3H), además de evitar la combinación de los gases. El núcleo del reactor es el ensamblaje electrodo-membrana, estructura que une a la membrana con una capa de catalizadores en base a platino, iridio y rutenio [88]. En ánodo del electrolizador se disocia al agua en oxígeno, H^+ y electrones, mientras que en el cátodo los protones se reducen a hidrógeno. Posteriormente de la reacción electroquímica, los gases ingresan a separadores para reducir el contenido de humedad y recircular el agua. Luego, la corriente de H_2 ingresa a una etapa de adsorción para aumentar la pureza hasta valores de 99,999%. Finalmente, el hidrógeno se encuentra complemente condicionado para su almacenamiento [89]. Este proceso alcanza eficiencias superiores al 60% y un rango dinámico de operación.

Electrolisis alcalina: El proceso de electrolisis alcalina corresponde a la división del agua en un medio alcalino. El electrolizador está compuesto por electrodos de níquel (aleaciones) y por diafragmas de óxido de níquel (NiO), materiales que poseen altos niveles de resistencia mecánica y química. Una solución de hidróxido de potasio (KOH) se usa como electrolito, puesto que posee altas conductividades [90]. Al suministrar una fuente de electricidad de corriente continua al electrolizador, los iones hidroxilos (OH^-) se oxidan en el ánodo y se produce O_2, agua y electrones. Al mismo tiempo en el cátodo, los protones (H^+) se reducen para producir H_2 [91]. Los gases en la salida de los electrolizadores ingresan a estanques separadores para recircular agua y electrolito. Además, los gases se purifican en un absorbedor para eliminar trazas de electrolito y en una etapa de adsorción para eliminar la humedad. Las plantas industriales producen hasta 30.000 [Nm^3/h], con eficiencias entre 50-68%, voltajes de celda entre 1,4-3,0 [V] y densidades de corriente entre 0,4-0,8 [A/cm^2] [92].

Electrolisis de óxido solido: El proceso consiste en la producción de H_2 a partir de vapor a alta temperatura (873-1273 K), en un electrolizador que utiliza electrolitos cerámicos para la transferencia de iones y electrodos de alta resistencia térmica. El electrolito sólido corresponde a itrio de zirconio estabilizado (YZS), material conductor del ion oxígeno (O^{2-}). El cátodo se compone por estroncio dopado con óxido de lantánido-magnesio ($LaMnO_3$), mientras que el ánodo está constituido por óxido de zirconio dopado con níquel (NiYZS) [93]. El proceso consiste en reducir agua para producir H_2 e O^{2-}, los que son transportados a través del electrolito sólido hasta el ánodo, para oxidarse y producir O_2. La operación alcanza densidades de corriente de 0,7 [A/cm^2], temperaturas de 1.123 [K], voltaje de celda de 1,3 [V], lo que corresponde a una conversión de energía igual a 3,1 [kWh/Nm^3 H_2] [94]. La generación de H_2 es atractiva cuando se encuentran disponibles fuentes de calor externas, tal como fuentes geotérmicas, nucleares y termo-solares, puesto que se requiere vapor a alta temperatura para la operación.

3.1.4.- Otros procesos

Existen múltiples tecnologías para la producción H_2 que aún están en investigación, mientras que otros obtienen H_2 como un subproducto. En esta sección se presentan las más relevantes.

Ciclo termoquímico iodo-azufre: Este ciclo incorpora reacciones a altas temperaturas para la producción de H_2 y reactivos los cuales son regenerados y recirculados en el proceso. En un inicio el ácido sulfúrico (H_2SO_4) se disocia por acción del calor (1.123 K) y la corriente se dirige a un separador flash para separar el óxido de azufre (SO_2), oxígeno (O_2) y vapor de agua por la parte superior mientras que el H_2SO_4 que no reacciona sale por la sección inferior y se dirige a la torre de destilación. La corriente superior del separador en conjunto con el iodo (I_2), ingresan al reactor superior, llevando a cabo la reacción de Bunsen, donde se produce H_2SO_4 y ioduro de hidrógeno (HI) [95]. La corriente de salida del reactor ingresa a un separador flash, el que separa al ácido del ioduro. La corriente que contiene HI se dirige hacia el reactor principal para la producción de H_2, mediante una reacción endotérmica que opera a temperaturas mínimas de 723 [K]. Las siguientes son las reacciones del proceso.

$$H_2SO_4 \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + SO_2 + H_2O \qquad \Delta H = 371\ \left[\frac{kJ}{mol}\right]$$

$$I_2 + SO_2 + H_2O \rightarrow HI + H_2SO_4 \qquad \Delta H = -216\ \left[\frac{kJ}{mol}\right]$$

$$2HI \rightarrow I_2 + H_2 \qquad \Delta H = 12\ \left[\frac{kJ}{mol}\right]$$

La efectividad en la producción de H_2 depende de la separación de la fase liviana H_2SO_4/H_2O y de la fase pesada $HI/I_2/H_2O$ en los separadores. El proceso logra eficiencias entre 40-50%.

Foto-producción de hidrógeno: Este proceso utiliza la luz solar directa para descomponer el agua en H_2 y O_2, a través del uso de semiconductores como electrodos. El mecanismo consiste en incidir fotones en los semiconductores los que se encuentran inmersos en agua. De esta manera el fotón se absorbe, libera electrones y forman huecos [96]. El movimiento de electrones divide el agua y produce H_2 en el cátodo. La liberación de electrones se obtiene cuando los fotones suministran energía entre el rango -4,5-5,13 [eV]. Los electrodos potenciales son SiC, CdSe, InP, CdS, TaON, Ta_3N_5 y $SrTiO_3$ [97].

Industria de cloro y soda: Las plantas de cloro y soda producen una amplia variedad de productos químicos y entre ellos se encuentra el H_2. Las materias primas del proceso son agua, sal y energía eléctrica. El proceso inicia con la disolución del cloruro de sodio (NaCl) en agua, seguidamente la corriente de proceso es tratada mediante filtración, clarificado y ajustes de pH, obteniendo una salmuera con altos niveles de pureza. La etapa fundamental del proceso corresponde a la electrolisis de la solución de NaCl, de la cual se producen los gases Cl_2, H_2 por la sección superior e hidróxido de sodio diluido (NaOH) por la sección inferior. El proceso utiliza reactores de membrana, puesto que son los que obtienen mejores resultados en cuanto a pureza, eficiencias y eliminación de contaminantes [98]. La reacción que se produce al interior de los reactores de membrana es la siguiente:

$$2H_2O + 2NaCl \rightarrow 2NaOH + Cl_2 + H_2$$

3.1.7.- Resumen de las tecnologías de producción de hidrógeno

La producción de H_2 depende de múltiples factores, tal como la materia prima, eficiencias e inversiones. La Tabla 3-2 proporciona un resumen de las tecnologías de producción de H_2.

Tabla 3-2 Resumen de las tecnologías de producción de hidrógeno [99-102]

Tecnología	Materia prima	Eficiencia	Madurez	[USD/kg]
Reformación	Gas natural	70-85%	Comercial	0,9-3,2
Oxidación parcial	Gas natural – Petróleo-Hidrocarburos	60-75%	Comercial	<1,48
Gasificación	Carbón	35-50%	Comercial	1,2-2,2
Biofotólisis	Luz solar + biomasa	0,5%	Largo plazo	1,4-2,1
Foto-fermentación	Luz solar + biomasa	0,1%	Largo plazo	<2,8
Fermentación oscura	Biomasa	60-80%	Largo plazo	<2,6
Electrolisis PEM	Agua + Electricidad	55-70%	Comercial	3,5-6,7
Electrolisis alcalina	Agua + Electricidad	50-70%	Comercial	3,2-5,8
Electrolisis óxido sólido	Calor + Agua + Electricidad	40-60%	Mediano plazo	4,2-7,0
Ciclos termoquímicos	Calor + Agua + Electricidad	40-50%	Largo plazo	<5
Foto-producción	Agua + Luz solar	<12,4%	Largo plazo	<10,36
Industria cloro-soda	Sal + agua + electricidad	40-75%	Comercial	1-2

La producción de H_2 mediante combustibles fósiles representa el 96% de la producción total, debido a la madurez tecnológica, altas eficiencias y bajos costos de producción. Por otra parte, las tecnologías electroquímicas representan el 4% de la producción mundial y sus costos dependen del precio de la energía eléctrica. La integración con fuentes renovables puede reducir el precio de la electricidad y además disminuir la dependencia de los hidrocarburos. Aunque la obtención electrolítica de H_2 está disponible comercialmente, existen esfuerzos para reducir costos de inversión y aumentar eficiencias.

Las tecnologías que involucran el uso de biomasa tienen costos comparables con las tecnologías comerciales, aun así, falta investigación para mejorar tasas de conversión, minimizar la complejidad en los reactores y aumentar las eficiencias.

La electrolisis de óxido sólido y los ciclos termoquímicos son alternativas que, al mejorar la seguridad operativa y la calidad de materiales, pueden disminuir de manera considerable el precio del H_2. Además, los costos se reducen si existen fuentes de calor disponibles para la obtención de vapor.

Existen varios procesos industriales que obtienen H_2 como subproducto. La industria de cloro y soda es un proceso destacable, ya que se produce H_2 en grandes volúmenes y su venta puede ser una forma atractiva de aumentar los retornos del proceso.

3.2.- Almacenamiento de hidrógeno

El almacenamiento es la tecnología clave para habilitar la disponibilidad del H_2 en transporte, sistemas portátiles y sistemas estacionarios. El H_2 posee una baja densidad en condiciones estándar. Por esta razón, las tecnologías de almacenamiento de H_2 se centran en aumentar la densidad a través de diversos métodos [103]. El H_2 se puede almacenar físicamente como gas comprimido en estanques que requieren presiones entre 350 a 700 [bar] o como líquido criogénico a temperaturas menores a 20 [K]. También puede ser almacenado en la superficie de los materiales solidos por el proceso de adsorción o en el interior por el proceso de absorción. La síntesis de líquidos orgánicos es otra manera de almacenar H_2. En esta sección se presentan las tecnologías de almacenamiento más importantes.

3.2.1.- Gas comprimido

Los compresores son máquinas que logran un aumento de presión, a través de la reducción del volumen del gas por acción de un pistón que utiliza energía eléctrica para dicho movimiento. Estos compresores son denominados máquinas de desplazamiento positivo, además existen alternativas como los compresores de hidruros y electroquímicos.

Compresor reciproco: Estos equipos pueden alcanzar presiones que van desde el vacío hasta 2.000 [bar]. El funcionamiento se basa en el movimiento del pistón en un cilindro, para comprimir el gas y alcanzar la presión de salida. Los compresores recíprocos se componen de una o varias etapas, dependiendo de la razón de compresión [104].

Compresor de diafragma: Estos compresores pueden alcanzar presiones hasta los 1.000 [bar] [105]. A diferencia de los compresores convencionales, la reducción de volumen se realiza por un diafragma, cuya fuerza se obtiene al desplazar un sistema hidráulico de aceite. El compresor tiene un sistema de seguridad, tal como detectores de fuga, válvulas antirretornos, sistemas de monitoreo de sellos y diafragmas [105].

Compresor iónico: El principio consiste en la reducción del volumen de un gas por la acción de un pistón, el cual utiliza líquidos iónicos para su desplazamiento. Esta tecnología permite usar el 100% del espacio de compresión y reducir la temperatura, por ello no requiere de etapas intermedias de refrigeración. Este equipo provee presiones de hasta 1000 [bar] [106].

Compresor de hidruros: El funcionamiento consiste en la absorción de H_2 para la formación de hidruros metálicos y la desorción cuando se aplica calor al sistema. En la absorción la presión del sistema aumenta hasta lograr el equilibrio, el cual está determinado por las isotermas de compresión del hidruro [107]. La capacidad típica de compresión es de 200 [bar] y se utiliza agua de enfriamiento para la absorción y vapor de agua para la desorción [108]. El sistema posee un intercambiador de calor, para la gestión de calor.

Compresor electroquímico: La operación consiste en la oxidación del H_2 en el ánodo, para formar H^+ y e^-, los que se transportan hasta el cátodo por una membrana polimérica. Una vez allí, los H^+ se reducen para formar H_2 gaseoso, de manera que este lado de la celda actúa como cámara de compresión [109]. Estos compresores alcanzan presiones de 1.000 [bar], sin embargo esta tecnología requiere más investigación por las bajas eficiencias a altas presiones.

Estanques de almacenamiento de gas: Esta tecnología se ha testeado durante años a nivel industrial, logrando presiones superiores a 1.000 [bar]. Los materiales de fabricación son aceros inoxidables austeníticos y aleaciones de aluminio. El diseño de estanques para aplicaciones en transporte utiliza polietileno y/o poliamida con revestimientos de fibra de vidrio, aramida y carbono [110]. Los estanques se clasifican en tipo I, II, III y IV según la presión de operación y tipo de materiales. La Tabla 3-3 describe las especificaciones.

Tabla 3-3 Características técnicas de los estanques de hidrógeno [110]

Tipo	Presión [bar]	Materiales	Aplicaciones
Tipo I	<500	Acero inoxidable o aluminio	Estacionarias
Tipo II	450-800	Acero inoxidable o aluminio con revestimiento circular	Estacionarias y transporte
Tipo III	300-700	Acero inoxidable o aluminio con revestimiento total	Estacionarias y transporte
Tipo IV	350-1000	Estanque de polímero con revestimiento total	Transporte

3.2.2.- Hidrógeno líquido

La licuefacción es un proceso que modifica el estado del gas a líquido. El líquido posee una mayor densidad, por ello se utiliza para transportar grandes cantidades por largas distancias. El H_2 líquido se utiliza en la industria aeroespacial, petroquímica, de semiconductores y en transporte. Existen una amplia variedad de procesos, los cuales tiene en común etapas de compresión, etapas de enfriamiento y expansiones para lograr temperaturas bajo a 20 [K].

Orto y Para hidrógeno: Existen dos isómeros del hidrogeno diatómico y se diferencian por tener distintos números de spin, el orto-H_2 (paralelos) y el para-H_2 (antiparalelos). Estos dos aspectos moleculares tienen repercusión en las propiedades magnéticas, efectos ópticos y propiedades térmicas [111]. La energía rotacional del orto-H_2 es mayor que la energía del para-H_2. En condiciones estándar existe una proporción de 75% de orto-H_2 y 25% de para-H_2, cuya mezcla se encuentra en equilibrio y se denomina fracción normal-H_2. El equilibrio de los isómeros depende de la temperatura y se desplaza hacia un aumento del para-H_2 a bajas temperaturas. La conversión de orto-H_2 a para-H_2 es un proceso exotérmico y lento. A temperaturas de 20 [K] se logran concentraciones de 99,9% de para-H_2 [111].

Ciclos termodinámicos: Existen varios procesos de licuefacción de H_2. El ciclo Claude es el proceso más importante y se caracteriza por un circuito de enfriamiento con recirculación. El proceso inicia con una compresión isotérmica hasta lograr vapor saturado. Seguidamente ocurre una etapa de enfriamiento isobárico con N_2 líquido como fluido de refrigeración. Luego, la corriente de proceso pasa por una serie de etapas de refrigeración con expansiones isentrópicas mediante turbinas hasta ingresar a un separador flash, el cual opera a 20 [K]. Una parte del vapor saturado se recircula y otro se dirige a la válvula de expansión, para la conversión de vapor a líquido. La alimentación de H_2 gaseoso pasa por equipos de adsorción para eliminar impurezas y por intercambiadores de calor que tienen catalizadores para acelerar la reacción de orto-H_2 a para-H_2. El consumo específico varía entre 7,8-12,3 [kWh/kg H_2] [111]. Existen otros ciclos, como el proceso Linde-Hampson que posee elevado consumo energético al no poseer recirculación o como el ciclo Brayton que utiliza un ciclo de enfriamiento en base a helio cuyos consumos varían entre 12,3-13,4 [kWh/kg] [111].

3.2.3.- Almacenamiento de hidrógeno en estado sólido

El almacenamiento en estado sólido se diferencia en 2 fenómenos, la absorción que añade H_2 en la estructura interna del sólido y la adsorción que añade el gas en la superficie del metal. La liberación de H_2 en ambos procesos se denomina desorción. El proceso de formación de hidruros consiste en aislar el metal e H_2 en un recipiente y elevar la presión a temperatura constante o modificar la temperatura a presión constante. La formación del hidruro corresponde a una reacción exotérmica, mientras que desorción es endotérmica [112, 113].

$$M_{(s)} + \frac{x}{2} H_{2(g)} \leftrightarrow MH_{x(s)} + Calor$$

Existe múltiples investigaciones que se encuentran en distintos niveles de madurez. Estos sistemas evalúan las condiciones de carga y descarga (presión, capacidad, temperatura, reversibilidad, transferencia de calor y cinéticas de reacción), ciclos de carga y costos [114]. La Figura 3.1 expone un mapa general de los hidruros y sus condiciones de almacenamiento.

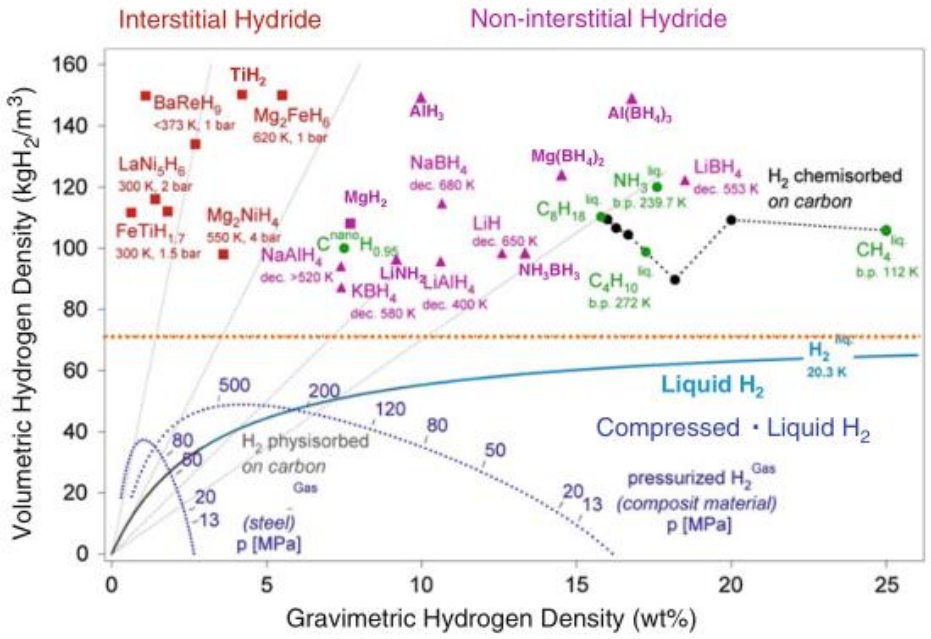


Figura 3.1 Densidad para los distintos tipos de hidruros [114]

3.2.3.1- Hidruros metálicos

Un hidruro metálico es la unión entre un átomo de un metal con un átomo de hidrógeno. En esta sección se presentan las tecnologías más prometedoras.

Hidruros iónicos: Estos hidruros son uniones del H_2 con metales del grupo I y II. Estos compuestos tienen enlaces de carácter iónico. El metal posee carga positiva y el hidrógeno carga negativa. Los hidruros iónicos se forman por la combinación directa de sus elementos en proporción estequiométrica y en condiciones de equilibrio, las que se encuentran entre 473-1273 [K] a presión atmosférica. Son especies reductoras energéticas y para liberar el contenido de H_2 necesitan reaccionar con agua. Esta reacción no es reversible [115].

Hidruros covalentes: Estos compuestos forman enlaces fuertes con elementos de los grupos 13-17 y están en estado líquido, sólido y gas [116]. La síntesis de los hidruros covalentes requiere el uso de catalizadores y condiciones de presión y temperatura elevadas. Un hidruro covalente relevante es el NH_3, el cual se sintetiza por el proceso Haber-Bosh en un reactor con catalizadores de hierro, con condiciones de operación sobre 750 [K] y 300 [bar] [116].

Hidruros metálicos: Los hidruros metálicos o intersticiales son compuestos producto de la absorción del H_2 con metales de transición (grupos 3-8), tierras raras y actinios [117]. Los metales que almacenan H_2 al interior de su red cristalina, tienen estructuras AB_2, A_2B, AB, AB_3, A_2B_7, AB_5 y otras, donde A es un lantánido, actinio o tierras raras y B puede ser metales Ni, Co, Al, Mn, Fe, Cu, Ti [118]. Todos estos hidruros tienen propiedades termodinámicas diferentes y capacidades gravimétricas que promedian el 2% p/p. Aun así, tienen un alto interés comercial por las aplicaciones que pueden satisfacer (baterías, bombas de calor, etc.). La Tabla 3-4 presenta a los hidruros metálicos con mayor potencial de almacenar H_2 [119].

Tabla 3-4 Resumen de los hidruros metálicos [119]

Tipo	Metal	Hidruro	Masa % H_2	Peq, T*
Elemento	Pd	PdH0,6	0,56	0,02 [bar], 298 [K]
AB_5	$LaNi_5$	$LaNi_5H_6$	1,5	2 [bar], 298 [K]
AB_2	ZrV_5	$ZrV_5H_{5,5}$	3,0	10^{-8} [bar], 323 [K]
AB	FeTi	$FeTiH_2$	1,9	5 [bar], 303 [K]
A_2B	Mg_2Ni	Mg_2NiH_4	3,6	1 [bar], 555 [K]
BCC	TiV_2	TiV_2H_4	2,6	10 [bar], 313 [K]

Hidruros complejos: Estos hidruros tienen formar un enlace covalente o iónico que une al H_2 con un ion complejo. Tienen una formula general $A_xM_yH_z$ donde "A" son elementos de los grupos I y II y "M" son elementos boro, aluminio y/o nitrógeno. Los alanatos son compuestos de aluminio que forman enlaces iónicos con los metales alcalinos. Uno de los alanatos con mayor potencial es el $NaAlH_4$, el cual tiene una capacidad de 5,5% y un bajo costo. No obstante, tiene bajas cinéticas en ambos procesos de desorción, ya que requieren temperaturas de hasta 540 [K] [120]. Los borohidruros tienen como estructura general $M(BH_4)_n$ donde $[BH_4]^{-n}$ representa al ion borohidruro, el cual une a los átomos mediante enlaces covalentes y "M" a los metales alcalinos. Los borohidruros tienen altas capacidades, pero poseen bajas cinéticas por lo que requieren de altas temperaturas para la absorción y desorción. El bromuro de litio posee una capacidad de 18,5% de H_2, sin embargo, requiere temperaturas entre 673-873 [K] para la desorción [121]. Los complejos de aminas son compuestos que contienen una amina y un metal, y requieren ser sintetizados [122]. El nitruro de litio (Li_3N) forma un complejo de amina, un hidruro iónico e hidrógeno gaseoso. Esta reacción tiene un segundo paso, al incorporar el hidrógeno restante al interior de la estructura mediante catalizadores. La capacidad en condiciones experimentales es del 6% y los procesos de absorción y desorción se logra a temperaturas entre 513-543 [K] [123]. Las siguientes reacciones describen el proceso de absorción y desorción.

$$Li_3N_{(s)} + 2H_{2(g)} \leftrightarrow Li_2NH_{(s)} + LiH_{(s)} + H_{2(g)} \leftrightarrow LiNH_{2(s)} + 2LiH_{(s)}$$

Aleaciones en base a magnesio: El magnesio es un metal abundante, liviano, de bajo costo y posee una alta capacidad de almacenar H_2. Sin embargo, posee una pobre cinética. El magnesio puede absorber hasta un 7,6% de H_2 a temperaturas inferiores a 523 [K] y la desorción se produce a temperaturas sobre 623 [K] [124, 125]. Los catalizadores logran reducir la temperatura en valores menores de 523 [K] en la absorción y desorción [126].

3.2.3.2.- Compuestos de alta área superficial

Estos compuestos incorporan el H_2 en la superficie del material sólido con la ayuda de las interacciones débiles, llamadas fuerzas de Van Der Waals. La adsorción de H_2 depende de múltiples factores, tal como temperatura, presión, área superficial y porosidad. Las capacidades logran hasta 7 %p/p a temperaturas entre 77-80 [K] [127]. Este mecanismo permite liberar la totalidad del H_2, posee rápidas cinéticas y una gestión térmica simplificada.

Materiales de carbón: Los materiales derivados del carbón poseen atractivas propiedades para almacenar hidrógeno. Un material deseable es el carbón activado, el cual tiene área superficial mayor a 3.000 [m^2/g] y volumen de poro 1,2 [cm^3/g]. A temperatura ambiente (298 K) se puede almacenar hasta 1,2% a 200 [bar] y 2,7% a 500 [bar]. A una temperatura de 77 [K] y 40 [bar] es posible incrementar la capacidad hasta 5,6% de hidrógeno [128]. Otro material relevante son los nanotubos. Estos pueden almacenar H_2 reversiblemente y su mecanismo asume que el H_2 se incorpora en el interior y exterior de los tubos, canales y sitios intersticiales. Los nanotubos de carbono tienen mejores propiedades termodinámicas en comparación con el carbón activado y su capacidad máxima de almacenamiento varía entre 5-10% p/p a 77 [K] a temperaturas entre 80-300 [K] y presiones inferiores a 120 [bar] [129].

Polímeros orgánicos: Estos compuestos pueden almacenar H_2 de manera reversible por adsorción, tienen alta porosidad, son ligeros, poseen varias rutas de síntesis y sus diámetros de poros son del orden de los nanómetros. Las capacidades de almacenamiento van desde 1,9% hasta 5,4% p/p a temperaturas de 77 [K] y presiones entre 1-8 [bar]. En condiciones ambientales se puede almacenar hasta 0,2%p/p a presiones superiores a los 90 [bar] [130]. El área superficial se relaciona directamente con la capacidad de almacenamiento.

Zeolitas: Estos compuestos poseen en una red intercristalina de poros y canales con área superficial mayor a 1.000 [m^2/g]. La fórmula general de una zeolita es la siguiente [131].

$$(M^{n+})_{x/n}[(AlO_2)_x(SiO_2)_y]^{x-} \cdot wH_2O$$

Donde M: Catión, n+: electrones cedidos, x: iones para mantener el balance de carga. La razón de entre los átomos de Si/Al determina las propiedades químicas y físicas. Los cationes pueden ser metales alcalinos tales como K, Na, Ca, Li o metales como Mg, Sr, y Ba. El mecanismo de almacenamiento indica que a bajas temperaturas y altas presiones el H_2 es forzado a introducirse al interior de las cavidades. Las investigaciones demuestran que las capacidades varían entre 0,53-2,75% a presiones de 15 [bar] y temperaturas de 77 [K] [132].

3.2.4.- Almacenamiento en compuestos orgánicos

El almacenamiento de H_2 en compuestos orgánicos requiere de procesos catalíticos a altas temperaturas y presiones. Existe amplia variedad de alternativas, unas más atractivas que otras por su costo económico y consolidada infraestructura. Sin embargo, no todas las alternativas son viables puesto que algunos compuestos tienen un alto grado de toxicidad, inflamabilidad, baja selectividad y temperaturas superiores a los 673 [K] en la reversibilidad del H_2 [133]. En esta sección se exponen los compuestos orgánicos más importantes.

Metano: La producción de metano a partir de H_2, se realiza en reactores catalíticos y biológicos. Ambos procesos requieren CO_2 el cual puede provenir de diversas fuentes [134]. La producción catalítica de metano se logra mediante la reacción de Sabatier, cuyo principio consiste en la hidrogenación del CO_2. El proceso opera a temperaturas entre 523-673 [K] y presiones entre 1-80 [Bar]. Los reactores utilizan catalizadores de Ni/Ru [135].

$$4H_2 + CO_2 \leftrightarrow CH_4 + 2H_2O \qquad \Delta H = -165{,}1\ [kJ/mol]$$

Esta reacción es altamente exotérmica, por tanto, para obtener conversiones altas es necesario un sistema de refrigeración que permitan disipar el calor. Existen varios tipos de reactores adaptados para la metanación catalítica. Los más destacados son los reactores de lecho fijo, lecho fluidizado, monolítico, de micro canales, de membrana y de adsorción [136].

La producción biológica de CH_4 a partir de H_2 tiene 2 rutas, la metanación en un digestor, la cual transforma el H_2 en ácido acético y luego en CH_4 mediante bacterias acetoclásticas, o la metanación en un reactor biológico, la que sintetiza directamente el CH_4 [134].

$$4H_2 + 2CO_2 \rightarrow CO_3COOH + H_2O \rightarrow CH_4 + CO_2 \qquad \text{Bacterias acetoclásticas}$$
$$4H_2 + 2CO_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O \qquad \text{Bacterias metanogénicas hidrogenotróficas}$$

La producción de CH_4 en un digestor resulta en concentraciones entre 50-75%, pero tiene bajas tasas de conversión por la limitada producción de CO_2 [137]. Mientras que el reactor biológico la concentración varía entre 13-60% a flujos altos. En ambas rutas existen varios diseños de reactores, los cuales destacan, el reactor continuo (CSTR), reactor por lecho por goteo y reactor de membrana de fibras huecas. En todos los diseños el suministro de H_2 a los microorganismos es la etapa crítica, puesto que el crecimiento biológico se da en una fase acuosa y la solubilidad del H_2 es baja a temperaturas de operación entre 288-371 [K] [137].

Amoniaco: Este compuesto tiene propiedades superiores, debido a que puede almacenar hasta 17,65%p/p de H_2 y su densidad de energía es 3,53 [kWh/L]. La licuefacción es simple por su baja presión de vapor (8,8 bar) y por su bajo punto de ebullición (255 K) [138]. Además, existe una infraestructura, que facilita el transporte, almacenamiento y distribución. El proceso de producción requiere que las materias primas ingresan como gases a un reactor con catalizadores en base a hierro que opera a temperaturas sobre 773 [K] y presiones de 300 [bar] [138]. La reacción se denomina Haber-Bosh en honor a sus creadores.

$$N_2 + 3H_2 \rightarrow 2NH_3 \qquad \Delta H = -46{,}35\ [kJ/mol]$$

Luego de la reacción, el NH_3 se comprime a presiones entre 9-10 [bar] y condensa a temperatura ambiente, lo que facilita el almacenamiento en estanques líquidos. El alto contenido energético simplifica su uso como combustible en motores de combustión interna o celdas de combustible. La descomposición del NH_3 se denomina craqueo catalítico y consiste en utilizar reactores catalizados con rutenio a temperaturas sobre 873 [K] [139].

Metanol: Este compuesto es precursor de varios productos químicos y se utiliza como vector energético. El metanol se encuentra en estado líquido a 293 [K], posee un contenido de H_2 de 12,1%p/p y una densidad de energía de 4.305 [kWh/m^3] superior en 45% al H_2 líquido. La mayoría del metanol se produce a partir del gas de síntesis, el cual se obtiene por reformación del gas natural o gasificación del carbón. Sin embargo, es posible obtener metanol de manera directa por hidrogenación del CO_2 mediante la siguiente reacción [140].

$$CO_2 + 3H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O \quad \Delta H = -16{,}5\ [kJ/mol]$$

El proceso inicia con el suministro de CO_2 y de H_2. Ambos gases se mezclan en una etapa de compresión y logran presiones de hasta 80 [bar]. Luego, la corriente de proceso ingresa a un reactor catalítico que opera a temperaturas entre 493-553 [K] y presiones entre 10-80 [bar], en presencia de catalizadores de $Cu/ZnO/Al_2O_3$ y/o $Cu/ZnO_2/SiO_2$ [141]. La conversión es cercana al 30% y la concentración de metanol en la corriente de salida es superior a 50% de modo que es necesario aumentar la pureza en valores >99% en una torre de destilación. La reformación con vapor, descomposición directa y la oxidación parcial son alternativas para la producción de H_2, además se puede utilizar metanol como combustible directo [142].

Hidrocarburos líquidos: La gasolina, kerosene y diésel se pueden producir vía síntesis de Fischer-Tropsch. El proceso consiste en la hidrogenación del monóxido de carbono [143]. El H_2 se obtiene de la electrolisis del agua y el CO se elabora a partir del CO_2 mediante la reacción de intercambio agua-gas. Luego, el gas de síntesis se convierte en hidrocarburos por medio de catalizadores. Los productos resultantes de la síntesis de Fischer-Tropsch dependen de las concentraciones del gas de síntesis, catalizadores, tipo de reactor y condiciones de operación [144]. Las reacciones involucradas en el proceso son las siguientes.

Electrolisis del agua	$H_2O \leftrightarrow H_2 + 1/2 \cdot O_2$
Intercambio agua gas	$H_2 + CO_2 \leftrightarrow H_2O + CO$
Parafinas	$nCO + (2n+1)H_2 \rightarrow C_nH_{2n+2} + nH_2O$
Olefinas	$nCO + 2nH_2 \rightarrow C_nH_{2n} + nH_2O$
Compuestos aromáticos	$(6+n)CO + (2n+9)H_2 \rightarrow C_{6+n}H_{6+2n} + (6+n)H_2O$
Alcoholes	$nCO + 2nH_2 \rightarrow C_nH_{2n+2}O + (n-1)H_2O$

La composición final es selectiva hacia una distribución de productos. Los reactores comerciales utilizan temperaturas entre 473-523 [K] y catalizadores de Fe/Co, favorecen la producción de hidrocarburos de cadena larga. A temperaturas entre 573-623 [K] y catalizadores de Fe se favorece la producción de hidrocarburos de fracciones más ligeras [145]. La destilación permite la separación y aumento de la pureza de los componentes.

3.2.5.- Resumen de las tecnologías de almacenamiento

La sección anterior provee información acerca de las tecnologías de almacenamiento de H_2 disponibles en la actualidad, junto con sus características de operación y capacidad. Cada tecnología tiene requerimientos termodinámicos diferentes y la elección depende de las necesidades, costos, seguridad, vida útil, nivel de madurez entre los aspectos más relevantes. La Tabla 3-5 representa un resumen de las tecnologías de almacenamiento de H_2.

Tabla 3-5 Resumen de tecnologías de almacenamiento de H_2 [110-145]

Tecnología	%p/p H_2	Absorción	Desorción	Observación
H_2 gas	100%	350 [bar], 293 [K]	-	Se requiere compresión. El 15% del PCI del H_2 lo consume la compresión.
H_2 gas	100%	700 [bar], 293 [K]	-	
H_2 líquido	100%	1 [bar], 20 [K]	-	Evaporación 0,1%/día. La licuefacción consume el 30% del PCI del H_2
Hidruros iónicos (LIH, NaH, KH)	2,49-12,59%	1 [bar], 523-1173 [K]	>1.500 [K]	Requieren altas temperaturas para desorción. Reaccionan violetamente con agua y O_2
Hidruros intersticiales	<2%	1-10 [bar], 293-373 [K]	>373 [K]	Baja capacidad de almacenamiento
Alanatos (Na_3AlH_3)	3,6%	473 [K], 1 [bar]	523 [K], 60 [bar]	Se requieren altas temperaturas para absorción y desorción. Algunos hidruros requieren más de dos etapas
Borohidruros ($LiBH_4$)	18,5%	673 - 873 [K]	<773 [K], SiO_2/TiFe	
Aminas	6%	423 [K]	513-543 [K] $TiCl_3$	
MgH_2	7,6%	>523 [K]	<896 [K] Nb_2O_5/Co	
Materiales de carbón	5-7%	>77 [K], 1 [bar]	323-373 [K]	Requieren bajas temperaturas para adsorción.
Polímeros orgánicos	1,5-5,4%	>77 [K], 1 [bar]	323-373 [K]	
Zeolita	1,8%	>77 [K], 1-15 [bar]	323-373 [K]	
Metano (CH_4)	~25%	523-623 [K], 1-80 [bar], Fe	473-1073 [K], 1-30 [bar]	Se requiere procesos de síntesis catalizados para absorción y reformación, craqueo u oxidación para desorción de H_2
Líquidos orgánicos	4,4-7,3%	298-723 [K], 1-5 [bar], Pt/C	303-573 [K], 1-100 [bar]	
Amoniaco (NH_3)	17,63%	>1023 [K], >300 [bar], Fe	873 [K] Ru, 1730 [K] Ni	
Metanol (CH_3OH)	12,5%	20-80 [bar], 493-543 [K], Cu/ZnO/Al_2O_3	503-573 [K], <6 [bar], Cu/Pd	
Hidrocarburos líquidos	15,5-17,5%	473- 623 [K], 20-60 [bar], Fe/Co	473-1073 [K], 1-30 [bar]	

3.3.- Generación de electricidad

Las celdas de combustibles, turbinas y motores de combustión interna son las tecnologías que permiten la generación de electricidad mediante H_2. Las celdas de combustible destacan ya que logran eficiencias entre 40-60% en ciclos simples y hasta 85% en ciclos combinados.

3.3.1.- Celdas de combustible

Las celdas de combustibles son equipos electroquímicos que convierten la energía química de los combustibles en electricidad y calor. Se clasifican según el combustible, electrolito y temperatura de operación. A continuación, se exponen las principales tecnologías.

Celda de combustible membrana de intercambio de protones (PEMFC): Las celdas PEM se construyen con membranas poliméricas, para el transporte de H^+ y con catalizadores en base a platino para las reacciones a bajas temperaturas. El núcleo de la celda es el ensamblaje electrodo-membrana (MEA), el cual se compone de la membrana polimérica, dos capas de catalizadores (para cada semirreacción) y dos capas de difusión de gases. Los electrodos se fabrican de grafito y se acoplan alternadamente con un ensamblaje. Esta configuración se denomina bipolar y utiliza los electrodos como ánodo y cátodo por cada lado. El H_2 ingresa al ánodo y se disocia en H^+ y electrones, mientras que simultáneamente en el cátodo el O_2 se reduce a agua [146]. El nombre comercial de la membrana es Nafion, y funciona como electrolito sólido y al mismo tiempo mantiene la separación de los gases [147]. Las celdas requieren humidificadores para las corrientes de gas, un sistema de refrigeración para el control de temperatura y un sistema de conversión de electricidad para convertir la electricidad en alterna y elevar la tensión [148]. Las celdas PEM alcanzan eficiencias entre 40-60%, con consumos específicos ente 14-20 [kWh/kg H_2] [149]. Además, tienen tiempo de respuesta del orden de los segundos y rápido encendido y apagado. La principal desventaja es el alto costo de inversión, por el uso de catalizadores en base a metales preciosos.

Celda de combustible de intercambio de aniones (AEM): Estas celdas tienen ventajas al no requerir metales nobles como catalizadores. La estructura fundamental de la celda es el ensamblaje electrodo-membrana. Los catalizadores están fabricados por una mezcla de catalizadores con ionómeros, los cuales utilizan desde metales preciosos, hasta aleaciones de metales de transición [150]. La membrana promueve el intercambio de aniones OH^- y se compone por polímeros unidos a grupos funcionales catiónicos, que incorporan amonio cuaternario en sus cadenas poliméricas. Las celdas aniónicas logran densidades de corriente de hasta 2 [A/cm^2] a temperaturas inferiores a los 373 [K]. Estas celdas poseen estabilidad hasta 1000 [h] posterior a ese periodo la membrana se degrada [151]. Por esta razón, esta tecnología aún se encuentra en investigación hasta lograr una mayor durabilidad.

Celda de combustible de metanol directo (DMFC): Las celdas de metanol tienen una estructura similar a las celdas PEM, ya que utilizan membranas poliméricas de intercambio de protones como electrolito y catalizadores en base a metales preciosos. En particular, la membrana contiene SiO_2, TiO_2 y/o grafeno para mejorar la selectividad [152]. Los catalizadores Pt/C, Pd, PdCo, PtRu/C, $PtTiO_2$ se utilizan para lograr densidades de potencia superiores a 30 [mW/cm^2] [153]. El metanol se suministra diluido en agua en concentraciones

de hasta 6 [M], el cual se oxida para forma CO_2, H^+ y electrones. Paralelamente, el oxígeno capta los protones y electrones en el cátodo para generar agua y una diferencia de potencia entre los electrodos. Las celdas de metanol tienen eficiencias entre 40-50%, consumo especifico de ~0,5 [L/kWh], potencias hasta 25 [kW] y operan a temperaturas de hasta 433 [K]. El sistema requiere de un estanque de mezcla para diluir el metanol, un condensador en la salida para separar el CO_2 del vapor de agua y un sistema de conversión de potencia [154].

Celda de combustible de carbonato fundido (MCFC): Estas celdas se caracterizan por temperaturas de operación superior a 873 [K] y se emplean para la generación estacionaria de electricidad y calor. Las cinéticas son suficientemente rápidas para evitar el uso de metales preciosos en los electrodos. Por otra parte, las altas temperaturas aumentan la degradación de los materiales y reducen la vida útil de la celda. El electrolito es una mezcla de Li_2CO_3, Na_2CO_3 y K_2CO_3 los que se funden y suspenden en una malla de cerámica de $LiAlO_2$. Los electrodos se componen de aleaciones de NiCr, NiAl o NiAlCr [155].

El H_2 ingresa al ánodo y se oxida con los CO_3^{2-} para producir vapor de agua y CO_2 [156]. La corriente de salida del ánodo ingresa a un quemador, el cual se mezcla con aire y se introducen al cátodo. En la semirreacción de reducción el O_2 y el CO_2 se reducen a CO_3^{2-}, y regulan la temperatura de la celda hasta 923 [K]. La corriente de salida del cátodo contiene vapor de agua, el cual se utiliza para aumentar la temperatura de la corriente de entrada H_2 [157]. Las celdas comerciales operan a temperaturas entre 873-973 [K], presiones entre 1-10 [bar] y eficiencias de hasta 50%. Si se aprovecha el calor residual se logran eficiencias hasta 85% por cogeneración. El inconveniente de esta tecnología es la rápida degradación de los electrodos, lo que reduce la vida útil a valores menores de 40.000 [h].

Celda de combustible de óxido solido (SOFC): Estas celdas convierten la energía química de los combustibles en electricidad, mediante reacciones electroquímicas, que ocurren a temperaturas entre 973-1.273 [K]. La ventaja de celdas SOFC es que no necesitan metales preciosos y el CO no es nocivo. No obstante, las altas temperaturas representan problemas de seguridad, envenenamiento de electrodos e inestabilidad térmica en los componentes [158]. Las celdas SOFC se componen de ánodo, cátodo, electrolito, sellos e interconexiones. El oxígeno se reduce en el cátodo y se convierte en iones de óxido (O^{2-}), los que migran a través del electrolito hasta el ánodo para reaccionar con el H_2 y producir vapor de agua y electrones. Ambas corrientes de salida ingresan a una cámara de combustión, para quemar el remanente. El gas de salida del quemador se usa para calentar las corrientes de entrada mediante intercambiadores de calor. Se requiere de sistemas de conversión de potencia para la conversión de electricidad AC/DC [159].

El zirconio estabilizado con Itrio (YSZ) es el material más usado en electrolitos. El cátodo está compuesto por materiales de perovskitas ($LaMnO_3$ y $LaCoO_3$), los que demuestran una estabilidad aceptable a temperaturas intermedias [160]. El ánodo más utilizado es una estructura metálica y cerámica porosa de circonio estabilizado con Itrio y Níquel (Ni/YSZ) [161]. Las interconexiones y sellos son fabricadas con cerámicas de $LaCrO_3$ y aleaciones de CrO_4 [162]. Las celdas SOFC pueden alcanzar eficiencias entre 44-65% [163].

Celda de combustible de ácido fosfórico (PAFC): Estas celdas utilizan ácido fosfórico como electrólito disuelto en una matriz de carburo de silicio y operan en condiciones de temperatura entre 423-463 [K] y presiones entre 1-5 [bar] [164]. La celda de PAFC está compuesta de dos electrodos porosos de difusión de gas constituidos de grafito y catalizadores de platino (Pt/C). El principio de funcionamiento consiste en oxidar el H_2 en H^+, los cuales migran a través del electrolito hacia el cátodo para reaccionar con el O_2 y producir vapor de agua. Debido a la temperatura de operación el agua sale como vapor.

Las celdas de ácido fosfórico tienen capacidades superiores a 200 [kW], las cuales cumplen con vidas útil superiores a 76.000 [h]. Estas celdas pueden usar varios tipos de combustibles, usualmente tienen un reformador para operar con gas natural, donde el CH_4 se convierte en H_2 y alimenta al ánodo, cuyo gas de salida se recircula al reformador [165]. El aire proporciona el O_2 al cátodo para producir vapor de agua. Las celdas requieren de un sistema de gestión de la temperatura, el que consiste en un circuito de agua que fluye por canales internos de la celda. El circuito de refrigeración cuenta con un separador de vapor, un sistema de tratamiento de agua, condensador e intercambiador de calor. La celda requiere un sistema de conversión de la electricidad [165].

Celdas de combustible microbianas: Las celdas microbianas usan componentes biológicos como catalizadores para las reacciones electroquímicas. Las ventajas de estas celdas son las bajas temperaturas de operación 288-318 [K], pH neutro y la utilización de diferentes tipos de desechos [166]. El principal componente son los microorganismos alojados en el ánodo, los que forman una capa (biopelículas electroquímicamente activas). El mecanismo de transferencia de electrones consiste en una transferencia indirecta vía mediadores o directa vía proteínas. Los microorganismos más aptos son los que intercambian electrones con sustratos sólidos y se obtienen de sedimentos, suelos, lodos activados, efluentes industriales y domésticos. Estos microorganismos son capaces de oxidar una amplia variedad de sustratos que van desde moléculas simples como la glucosa, acetato y carbohidratos hasta compuestos complejos como la celulosa, almidón, desechos urbanos e industriales [167].

El ánodo y cátodo generalmente están constituido de grafito. El cátodo requiere de una capa de catalizadores de platino. El sustrato, el medio y la configuración de la celda (una o varias cámaras, tubular, apiladas) definen el tipo de membrana a utilizar, las cuales van desde membranas poliméricas, de microfiltración, fibras de vidrio, de nailon o cerámicas [168]. Esta tecnología aún se encuentra en etapa de investigación y se ha implementado en proyectos piloto como sensores, boyas meteorológicas y suministro de energía a cargas bajas.

3.3.2.- Motor de combustión interna de hidrógeno

Las propiedades fisicoquímicas hacen del H_2 un combustible con características únicas para lograr una combustión eficiente y sin emisiones, pero al mismo tiempo representan un desafío para los motores de combustión interna. Las propiedades que más destacan son el amplio rango de inflamabilidad (4-75%), la baja energía de ignición (0,02 mJ), la alta velocidad de llama (2 m/s) y el alto poder calorífico (141-120 MJ/kg), propiedades que habilitan a los

motores de hidrógeno a funcionar con mezclas pobres y asegurar la pronta ignición. Además, el H_2 tiene una baja distancia de apagado de llama, lo que favorece la combustión total del H_2 en diferentes tipos de mezclas, la alta difusividad en aire facilita la formación de mezclas homogéneas [169]. El uso de H_2 en motores de combustión interna produce altas eficiencias térmicas, no obstante, las mismas propiedades produce efectos no deseados como ignición superficial, retroceso de la llama, autoignición y altas emisiones de NO_x a altas cargas [170]. Por tales razones se han implementado múltiples soluciones tal como, la inyección de H_2 gaseoso en la admisión, la inyección directa de H_2 en la cámara de combustión y la inyección de H_2 criogénico, para mitigar los efectos no deseados de la combustión y la baja densidad.

3.3.3.- Turbinas de combustión

Las turbinas a gas actuales tienen la capacidad de funcionar con un porcentaje de H_2 en mezclas con gas natural, pero aún no se tiene certeza que cantidad pueden tolerar sin sufrir daños, tales como problemas de seguridad, corrosión térmica, incremento de las emisiones NO_x y reducción de la vida útil [171]. Se ha demostrado que algunas tecnologías toleran hasta un 60% de H_2. A pesar de la tolerancia, las turbinas actuales requieren modificaciones en los sistemas de combustión, suministro de combustible, seguridad, caldera de recuperación de calor (HRSG) y sistema reducción de emisiones, para aumentar el porcentaje de H_2 [172].

Las modificaciones estructurales a las tecnologías convencionales, se debe a la temperatura de llama del H_2 (1873 K), velocidad de llama y tiempo de retardo de autoignición [173]. Las altas temperaturas producen corrosión y reducen la vida útil de los componentes, la alta velocidad aumenta el riesgo de retroceso de la llama hasta los estanques y el tiempo de retardo aumenta la probabilidad de que el H_2 se encienda en los conductos de mezclas.

3.3.4.- Resumen de las tecnologías de generación de electricidad

Todas las celdas de combustible tienen una estructura similar. La parte fundamental es el ensamblaje electrodo-membrana, el que se une con electrodos bipolares para formar una configuración mayor. El ensamblaje electrodo-membrana se compone de dos capaces difusoras, dos capaz de catalizadores y una membrana [174].

La Tabla 3-6 describe un resumen de las tecnologías de generación de electricidad con H_2. Las celdas de combustible se pueden clasificar en función del tipo de combustible (hidrógeno, metano, metanol, etc.), electrolito (ácido, alcalino, sal, etc.) y la temperatura de operación. Las aplicaciones estacionarias son las más comunes y se puede utilizar las celdas PEMFC, AEM, MCFC, SOFC, PAFC y turbinas, mientras que para las aplicaciones en transporte se utilizan las celdas PEMFC, DMFC y motores de combustión interna. Para las aplicaciones portátiles las celdas PEMFC, DMFC y celdas microbianas son adecuadas. Muchas de estas tecnologías requieren mayor investigación para reducir costos de sus componentes y mejorar los aspectos técnicos en el funcionamiento.

Tabla 3-6 Resumen de tecnologías de producción de electricidad en base a hidrógeno [147-177]

Celda de combustible	PEMFC	AFC	DMFC	MCFC	SOFC	PAFC	Celdas microbianas	Motores CI	Turbinas
Combustible	H_2	H_2	CH_3OH	CH_4/H_2/ CO/	$CH_4/H_2/CO$/ hidrocarburos	H_2	Materia orgánica	H_2/ Hidro-carburos	CH_4/H_2/ hidrocarburos
Oxidante	O_2, aire	O_2, aire	O_2, aire	CO_2, O_2, aire	O_2, aire	O_2, aire	O_2, aire	Aire	Aire
Electrolito	Nafion	Polímeros BTMA,	Nafion	$LiCO_3$/ $LiAlO_2$	YSZ	H_3PO_4	Nafion	Aleaciones de Cu, Al, Be y aceros austeníticos (inyectores, cámara combustión, pistones, válvulas)	Aleaciones de Cr, Ni, Co, Fe, Mo, Ti, Al (coraza cámara de combustión, inyectores, compresor, eje, estator y rotor
Iones	H^+	OH^-	H^+	CO_3^{2-}	O^{2-}	H^+	H^+		
Catalizador	Pt	Pt/Ni/	Pt/Ru	Ni	Ni/YSZ	Pt	Microorganismos/ enzimas		
Ánodo	Grafito, Acero 316L, Ti, Ni	Ni, acero 316L	Grafito, Acero 316L, Ti, Ni	NiCr/ NiAl/ NiAlCr	Ni/YSZ	Grafito	Carbón de fieltro, grafito, espuma de carbón		
Cátodo	Grafito, Acero 316, Ti, Ni	Ni, Acero 316L	Grafito, Acero 316, Ti, Ni	NiO	LSM/LSC/LSCF	Grafito	Carbón de fieltro, grafito, espuma de carbón		
Potencia [kW]	1-250	1-100	1-250	500-10.000	1-2.000	200-10.000	0,1-1	25-75	10.000-100.000
Temperatura [K]	323-373	363-373	333-473	873-873	873-1273	423-473	288-318	756-839	853
Presión [bar]	1-3	1-4	1-3	1-10	1	3-10	1	10 (e succión)	<170
Contaminantes	CO <100 ppm	CO_2	CO <100 ppm	S <100 ppm	H_2S, HCl, As, NH_3	CO <100 ppm, S, NH_3	Metales en los electrodos	-	-
Eficiencia	40-60%	60-70%	40-50%	45-55%	40-60%	40-45%	15-65%	40-55%	42-44%
Vida útil [h]	20.000-60.000	5.000-8.000	20.000-60.000	20.000-40.000	>90.000	30.000-80.000	<1.000	700-10.000	100.000-150.000
Costo [USD/kW]	<1500	>1800	>3000	2000-3000	>3000	<2100	-	-	>3000

4. Capítulo IV Estudio de Mercado

El fin de este capítulo es estimar el mercado de almacenamiento de electricidad en Chile. Inicialmente se define el producto y la organización general del mercado eléctrico, luego se estima el mercado del almacenamiento por aplicación. Finalmente, se presenta una segmentación del mercado y algunas proyecciones para el sistema propuesto.

4.1.- Definición del producto

La electricidad es un vector de energía que permite el transporte de la energía desde los puntos de generación hasta los centros de consumo para satisfacer las necesidades de trabajo, calor y electricidad. A causa de que la producción y el consumo de electricidad ocurre en el mismo tiempo, existe una necesidad de almacenar la electricidad. El almacenamiento de electricidad es un proceso que convierte la energía en una forma almacenable, para luego reconvertir la electricidad cuando sea necesario. El almacenamiento brinda beneficios técnicos y económicos, al ofrecer servicios y soluciones en toda la cadena productiva.

El H_2, al igual que la electricidad, es un vector de energía que se produce a partir de varias fuentes y posee diversas aplicaciones. El sistema de almacenamiento de energía de H_2 se divide en tres etapas, la producción, el almacenamiento de H_2 y generación de electricidad. A causa de que existen varias tecnologías disponibles, la elección de los equipos depende de los requerimientos técnicos y desempeño económico. La Tabla 4-1 proporciona valores reportados en plantas de almacenamiento de energía de H_2.

Tabla 4-1 Parámetros técnicos y económicos del sistema de almacenamiento de energía de H_2 [178-180]

Parámetro	Unidad	Valor reportado
Capacidad	[MW]	0,0001-50
Duración carga y descarga / almacenamiento	[-]	segundos-días / horas-meses
Tiempo de respuesta	[-]	Segundos
Eficiencia ida y vuelta	[%]	20-66%
Auto descarga	[%]	~0% (H_2 gas alta presión)
Vida útil	[años]	5- 20
Costos inversión	[USD/kW]	3.000-30.000
	[USD/kWh]	200-2.000
Costos O&M	[USD/MWh]	0,0019-0,01153

Por sus características técnicas, el sistema de almacenamiento de H_2 se adapta mejor al almacenamiento a gran escala. Por lo tanto, las aplicaciones más adecuadas son el arbitraje de energía y el suministro de capacidad [181]. La amplia capacidad de almacenamiento ofrece la posibilidad de postergación de infraestructura en la red, mientras que el rápido tiempo de respuesta y la larga duración de la carga y descarga brinda la flexibilidad necesaria para participación en servicios de reserva [182]. Además, la aplicación más importante es la integración con las energías renovables, puesto que puede reducir el vertimiento de energía, aumentar el factor de planta, suministrar capacidad y servicios de respaldo.

4.2.- Mercado de la electricidad

En Chile, las empresas privadas tienen acceso al sector de generación, transmisión y la distribución (T&D), los cuales poseen un sistema regulatorio diferenciado [183]. El sector generación se basa en un sistema de libre competencia, mientras que los segmentos de T&D son regulados por el Estado. Los Servicios complementarios (SSCC) poseen un carácter mixto, de libre mercado y provisión vía requerimiento.

4.2.1.- Mercado generación

El mercado de generación se organiza en el mercado Spot y el mercado contratos. Los productos y servicios de este mercado es la energía, capacidad y servicios complementarios. El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) gestiona todas las transferencias de energía.

Mercado Spot: En este mercado los generadores venden o compran energía a costo marginal, el cual se define como el "Costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción" [184]. El costo marginal se estima para cada hora y barra del sistema. Los generadores declaran sus costos variables, con el CEN quien es el encargado de administrar el sistema y de cumplir con una operación segura a los menores costos marginales en cada nodo y en cada instante, con acceso a todos los participantes al sistema de transmisión [185]. Las empresas de generación pueden comercializar energía y potencia con otros generadores, para que estos últimos puedan cubrir sus cuotas.

Mercado de contratos: Los generadores y los clientes libres pueden fijar las condiciones de energía, capacidad y precios a través de contratos de compra de energía (PPA "Power Purchase Agreement") que se acuerdan libremente entre las partes. Los contratos son confidenciales, pero requieren ser informados para programar la operación, fijando el precio, energía, capacidad en un horizonte de tiempo. Los generadores pueden acordar contratos de suministro con empresas de distribución a través de licitaciones públicas o con grandes consumidores (clientes libres) a través de contratos o licitaciones privadas.

Mercado de suficiencia: La potencia de suficiencia es la capacidad de una central para abastecer la demanda punta de manera confiable [186]. Esta se define en función a la disponibilidad de generación, indisponibilidad forzada (mantenciones e interrupciones) y la oferta de potencia al sistema. Además, esta depende del tipo de tecnología de la central de generación. A partir de la potencia de suficiencia se determina el aporte de cada generador al sistema eléctrico y con ello, las remuneraciones según el precio nudo de potencia.

La Figura 4.1 representa las operaciones económicas en el mercado eléctrico nacional, donde las empresas generadoras comercializan energía y potencia en el mercado Spot a costo marginal y precio de nudo de potencia. Las empresas generadoras también comercializan su energía con las empresas distribuidoras a precio fijado en licitaciones y con clientes libres a precios pactados [187]. El tamaño de este mercado se estima en 6.000 [MMUSD/año].[2]

[2] El valor se obtiene al distribuir la demanda total (77.567 GWh/año) en 57% a clientes libres y 43% a clientes regulados, con precios de venta de energía igual al precio medio de mercado 100 [USD/MWh] y a los costos marginales promedio 50 [USD/MWh] respectivamente.



Figura 4.1 Esquema de funcionamiento del mercado Spot [187]

4.2.5.- Mercado de transmisión y distribución (T&D)

Los segmentos de T&D son sectores regulados por el Estado, cuyos precios están fijados y el servicio es obligatorio dado su carácter de monopolio natural. El sistema de transmisión es el encargado de transportar la energía desde la generación hasta los puntos de consumo y se constituye por líneas de transmisión y subestaciones de tensión superior a 23 [kV]. La remuneración es equivalente al valor anual de la transmisión por tramo (VATT), la que está compuesto por la anualidad del valor de la inversión (AVI) más los costos de operación y mantención (COMA) [188]. El mercado para este sector se estima en 1.300 [MMUSD/año] [189] [3]. Por otra parte, el sistema de distribución permite llevar la energía a los clientes finales y está compuesto por líneas, subestaciones y equipos de bajo voltaje. Los clientes regulados son aquellos cuya capacidad instalada no supera los 5.000 [kW] y su tarifa se compone por el precio nudo, más el valor agregado de distribución y el cargo por uso del sistema troncal [190]. El mercado de distribución es aproximadamente 5.000 [MMUSD/año] [191-194].

4.2.4.- Mercado de Servicios complementarios (SSCC)

Los SSCC son prestaciones que permiten la operación segura del sistema eléctrico y garantizan la operación más económica y la calidad del servicio según las normas vigentes [195]. Los SSCC se dividen en cuatro categorías: Los servicios de control de frecuencia encargados de mantener la frecuencia en niveles seguros. El control de tensión mantiene los niveles de tensión adecuados en las barras del sistema. Los servicios de control de contingencias evitan la ocurrencia de un apagón parcial o total y los servicios de recuperación del servicio son encargados de restablecer el suministro eléctrico en el menor tiempo posible. La remuneración de los SSCC depende del tipo de servicio y se realiza a través de licitaciones, subastas o instrucción directa. El mercado se estima en 135 [MMUSD/año].[4]

[3] La empresa Transelec representa el 32% del mercado.
[4] El valor se estima en la sección 4.5.3 y 4.5.4

4.3.- Precios de la energía

4.3.1.- Sistema de tarifación

El sistema eléctrico chileno considera dos tipos de clientes, los clientes libres y los regulados. Los clientes libres negocian directamente con sus proveedores a través de contratos de compraventa de energía, donde definen energía, precio, capacidad y todos los requerimientos necesarios acordados entre las partes. Por otro lado, los clientes regulados son clientes cuya capacidad no supera los 5.000 [kW] y están sujetos a regulación de precios por la autoridad. Las tarifas de los clientes regulados dependen de los requerimientos de potencia, tensión, energía y son fijadas por las empresas distribuidoras y reguladas por la CNE [196]. Las tarifas se dividen en 4 sistemas: BT1, BT2/AT2, BT3/AT3 y BT4/AT4, todos tienen cargos por energía y potencia diferenciados por consumo en las horas punta y por cargos extras.

4.3.2.- Costos marginales (CMg)

Los CMg es el precio de venta de la energía en el mercado Spot, entre empresas generadoras, distribuidoras y clientes libres. Estos representan el precio [USD] de suministrar 1 [MWh] adicional al sistema eléctrico. El valor es igual a los costos variables de la central más cara que se encuentra operando en una hora determinada y que pueda satisfacer un incremento de demanda, considerando las restricciones que tiene el sistema eléctrico [197]. Esto implica que las centrales que posean menores costos variables (ERNC, centrales de pasada y carbón), son despachadas inicialmente, siguiendo un orden de mérito hasta llegar a las centrales que poseen mayores costos variables (Centrales diésel). La Figura 4.2 representa el punto de equilibrio entre la demanda y la oferta de electricidad. La línea roja representa la demanda y se desplaza por hora, la cual se ajusta con la línea azul que representa la generación.

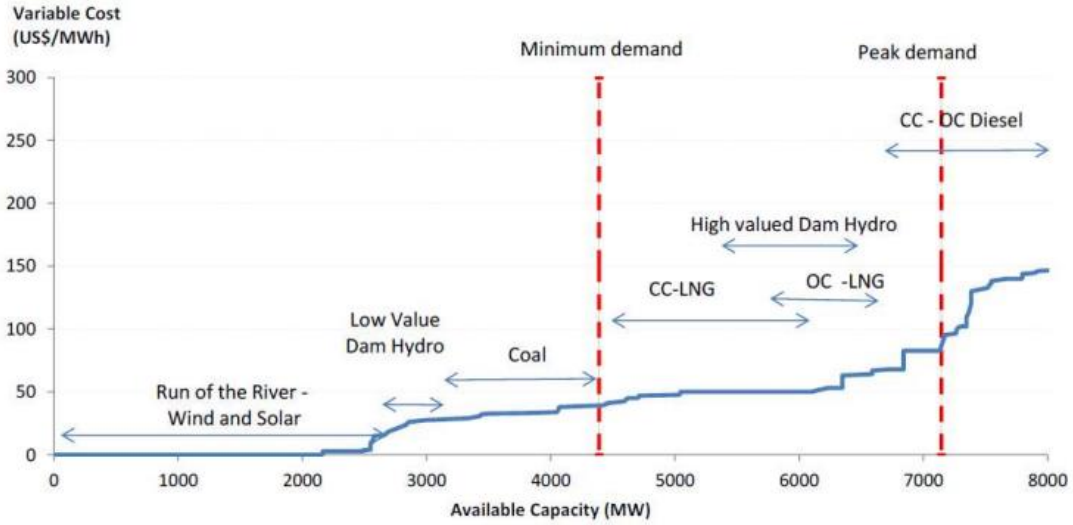


Figura 4.2 Orden de prioridad de despacho de la electricidad en el sistema eléctrico nacional [197]

Los costos marginales dependen de la demanda de electricidad, la variabilidad hidrológica anual y la disponibilidad de combustibles. Los costos marginales promedio para las principales barras del país en el año 2020 se estabiliza alrededor de 50 [USD/MWh] [198].

4.3.3.- Precio medio de mercado (PMM)

El PMM es el precio promedio de venta de energía en los contratos entre empresas generadoras y clientes libre, informado a la Comisión Nacional de Energía. Se calcula en una ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del PMM [199]. En los últimos años, el valor varia entorno a valores 100 [USD/MWh] [198].

4.3.4.- Precio nudo

El precio nudo corresponde al precio de la energía que las empresas de distribución pasan a los clientes regulados, este valor es regulado por el Ministerio de energía y por la CNE. El precio nudo se compone de dos magnitudes: el precio básico de energía (promedio de los costos marginales de energía) y por el precio básico de la potencia punta (Costo marginal de incrementar la capacidad del sistema eléctrico, durante las horas punta). El precio nudo puede ser evaluado en dos horizontes de tiempo corto y largo plazo. El precio nudo de corto plazo (PNECP) son fijados mensualmente, mientras que el precio nudo de largo plazo (PNELP), son los precios que paga una empresa de distribución a la empresa proveedora de energía según contratos fijados por licitaciones. A modo de ejemplo, el precio nudo de las barras Crucero y Alto Jahuel se estabiliza entre valores 40-60 [USD/MWh], mientras que la potencia punta se mantienen en 8 [USD/kW/mes] [198].

4.4.- Estado del mercado

4.4.1.- Mercado del almacenamiento de energía a nivel mundial

Los sistemas de almacenamiento a nivel mundial tienen una capacidad instalada de 174 [GW] y transfieren una cantidad de energía entre 0,8-4,67 [TWh/año], donde la tecnología de bombeo hidroeléctrico aporta el 96% del total [200, 201]. Un sistema de almacenamiento tiene la posibilidad de aportar múltiples servicios, por ello el 98% de la capacidad está destinada al arbitraje de energía, un 76% al suministro de capacidad, un 62% al suministro de reservas y un 38% al resto de las aplicaciones [202]. Las estimaciones actuales valoran el mercado en 200 billones de dólares al año [203]. Los requerimientos de flexibilidad, junto con el aumento de las fuentes renovables en los sistemas eléctricos incrementa la necesidad de almacenamiento, por tal motivo se estima que las transferencias de energía con tecnologías de almacenamiento en el año 2030 serán entre 6,62-15,72 [TWh], con un mercado de 400 billones de dólares [200, 203]. El H_2 es complementario al almacenamiento y se proyecta una demanda de 200 [MMton] y un mercado de 400 [MMUSD] [204].

4.4.2.- Capacidad de almacenamiento de energía Chile

Chile posee una capacidad en operación de 203 [MW]. Las tecnologías que destacan son los sistemas de baterías de ion-Litio y el almacenamiento térmico por concentración de sales fundidas, los que representan más del 75% de la capacidad total. Una capacidad de 2.500 [MW] se agrupa en diversos proyectos que poseen resolución de calificación ambiental (RCA) aprobada por el servicio de evaluación ambiental (SEA) [205]. La Tabla 4-2 describe el estado de los proyectos de almacenamiento en Chile.

Tabla 4-2 Sistemas de almacenamiento en Chile [205]

Proyecto	Tecnología	Potencia [MW]	Duración [h]	Estado
AES Gener, Los andes	Baterías ion-Litio	12	0,25	En operación
AES Gener, Angamos.	Baterías ion-Litio	20	0,25	En operación
Planta Pedro de Valdivia	Fluido sintético	380	10	Con RCA aprobada
Planta Copiapó Solar Reserve	Sales fundidas	260	13	Con RCA aprobada
Ibereolica María Elena	Sales fundidas	400	8,2	Con RCA aprobada
AES Gener, Cochrane	Baterías ion-Litio	20	0,25	En operación
Los Maitenes, AES Gener.	Bombeo hidroeléctrico	30,8	11,4	En operación
Minera El Tesoro	Espejos parabólicos	10,5	6,5	En operación
Planta Cerro Dominador	Sales fundidas	110	12,5	En operación
Atacama Hotel & Spa	Sistema hibrido	0,18	0,88	En operación
Microred Cerro Pabellon, Enel y EPS	Almacenamiento H_2	0,05	12	En operación
Espejo de Tarapacá	Bombeo hidroeléctrico	300	8	Financiamiento
Tamarugal solar	Sales fundidas	450	13	RCA aprobado
Likana Solar	Sales fundidas	450	13	RCA aprobado
Camarones (Arica)	Sales fundidas	105	11	RCA aprobado
Ceme 1 (María Helena)	Sales fundidas	70	14	RCA aprobado
Andes solar (Aes Gener)	Baterías ion-Litio	120	5	RCA aprobado
Eólica Cabrero	Baterías ion-Litio	20	4	RCA aprobado

4.2.3.- Reglamentos sistemas de almacenamiento

El marco regulatorio se ha modificado gradualmente para permitir la entrada de los sistemas de almacenamiento y asimismo garantizar la flexibilidad y seguridad del sistema eléctrico. La Ley 20.936 define los sistemas de almacenamiento como: "Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento" [188]. Además, el artículo 72 define que estas tecnologías tienen la obligación de sujetarse a la coordinación del coordinador independiente.

El Decreto 128 define las instrucciones para la operación de las centrales de bombeo con capacidad de 200 [MW]. Además, se especifica que la operación se realiza en base a una coordinación entre el propietario y el operador. El Decreto 125 indica que los sistemas de almacenamiento pueden destinarse a la prestación de SSCC, incorporarse como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión o para el arbitraje de precios de energía. En el Decreto 37 establece que los sistemas de almacenamiento están habilitados para integrarse como infraestructura al sistema de transmisión y pueden ser considerados obras de expansión. El Decreto 113 establece que los sistemas de almacenamiento están habilitados para la prestación de SSCC y el Decreto 42 reconoce el aporte de potencia a la suficiencia.

4.5.- Mercado actual y proyecciones del almacenamiento en Chile

El mercado del almacenamiento de energía se valoriza por los ingresos de la compra/venta de energía, el suministro de capacidad y suministro de SSCC. También se obtienen beneficios por costos evitados al no tener alternativas, reemplazo de una solución convencional o una alternativa de menor costo [207]. Para las estimaciones del mercado, se asume que el sistema de almacenamiento tiene una vida útil de 20 años, el valor de la inflación se ajusta en 2,5% y la tasa de descuento en 10%. Además, se considera las características del SEN [206].

Tabla 4-3 Características del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y proyecciones [206]

Parámetros SEN	Unidades	2020	2040
Demanda punta	[MW]	10.192	19.286
Capacidad instalada	[MW]	24.818	46.963
Consumo de energía	[TWh/año]	71,65	108,98

El mercado se estima en base al Factor de valor presente (“Present Worth Factor” PWF) y la Tasa fija de carga (“Fixed Charge Rate” FCR). El PWF se utiliza para estimar el valor presente de un flujo de ingresos o gastos en un horizonte de tiempo, mientras que la FCR es el costo que se evita al utilizar un sistema de almacenamiento en reemplazo de otros equipos en generación y transmisión de energía [207, 208]. Ambas expresiones se estiman en función de la tasa descuento (d), inflación (e) y vida útil (i). El valor del PWF que se utiliza en este estudio es de 10,71 y el valor de la FCR es 0,118 al considerar las suposiciones iniciales.

$$PWF = \sum_{i=1}^{20} \frac{(1+e)^{i-0,5}}{(1+d)^{i-0,5}} \qquad FCR = \frac{d}{(d+1)^{i}-1}$$

4.5.1.- Arbitraje de la energía

Para determinar el mercado del arbitraje, se realiza una estimación simplificada al utilizar los costos marginales de barra Crucero en representación de los costos marginales de todo el sistema eléctrico [209]. La Figura 4.3 expone los costos marginales de la barra Crucero.

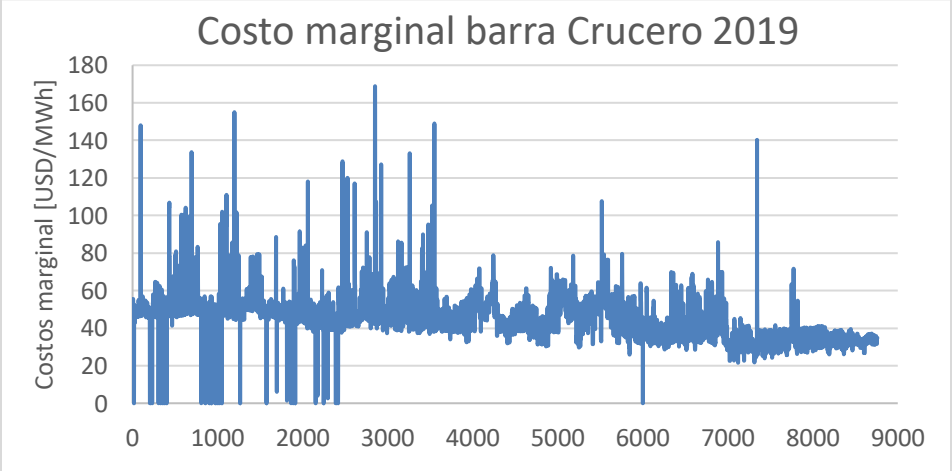


Figura 4.3 Costos marginales de la barra Crucero durante el año 2019 [209]

En el 2019 los costos marginales resultan entre valores de 40-60 [USD/MWh], durante 5.000 [h/año]. El beneficio del mercado se cuantifica con las diferencias promedio entre los costos marginales altos menos los de bajo valor, multiplicado por las horas anuales de descarga. Para estimar el beneficio, se asume una carga y descarga de 6 [h/día], 20% en pérdidas por eficiencia y una capacidad potencial igual al 2% de la potencia punta.

$$\Delta CMg = promedio(CMg)altos - promedio(CMg)bajos - perdidas\ por\ eficiencia$$

$$Beneficio = \Delta CMg \cdot \left[\frac{h}{año}\right] = 8{,}56 \left[\frac{USD}{MWh}\right] \cdot 2.190 \left[\frac{h}{año}\right] = 18{,}75 \left[\frac{USD}{kW \cdot año}\right]$$

El mercado resulta al multiplicar el beneficio por la capacidad potencial, la que es igual a 218 [MW] (20% potencia punta y 10% aprovechado por el almacenamiento, total 2%).

$$Mercado = 18{,}75 \left[\frac{USD}{kW \cdot año}\right] \cdot 218[MW] = 4{,}09[MMUSD]$$

El beneficio en el año 2040 se estima al multiplicar el beneficio actual por el PWF, cuyo valor resulta en 200 [USD/kW·año]. La capacidad disponible para ese año es de 386 [MW] (2% de la demanda punta), por lo tanto, el mercado resulta en 77,45 [MMUSD].

4.5.2.- Capacidad de energía

El beneficio se estima con el precio de la potencia y con la demanda punta (promedio de los 52 mayores valores) [210]. El precio se asume igual a 8 [USD/kWmes], valor promedio de las principales barras [198]. El mercado se estima considerando que el sistema de almacenamiento aporta el 2% de la demanda punta.

$$Mercado = 8 \left[\frac{USD}{kW \cdot mes}\right] \cdot 12 \left[\frac{mes}{año}\right] \cdot 218[MW] = 20{,}93[MMUSD]$$

El mercado resulta en 20 [MMUSD] y para el año 2040 resulta en 396 [MMUSD]. Este último valor se obtiene con el beneficio futuro y la participación del 2% de la demanda punta.

4.5.3.- Suministro de capacidad de reserva

La capacidad de reserva corresponde a los servicios complementarios, los que son encargados de mantener la confiabilidad y seguridad del sistema. Estos servicios son contratados por subastas, licitaciones o prestaciones directas, donde el Coordinador asigna el requerimiento [211]. La Tabla 4-4 resume los requerimientos de reserva para los servicios de control primario de frecuencia (CPF), control secundario de frecuencia (CSF), control terciario de frecuencia (CTF) y esquemas automáticos de desconexión de carga (EDAC) [212]. El beneficio de cada servicio corresponde al precio del SSCC por la disponibilidad, cuyo valor se asume 3000 [h/año] para cada requerimiento. Por ejemplo, el beneficio para el CPF resulta:

$$Beneficio\ CPF\ (+) = 40 \left[\frac{USD}{MWh}\right] \cdot 3000 \left[\frac{h}{año}\right] = 120 \left[\frac{USD}{kW \cdot año}\right]$$

El mercado se obtiene multiplicando el beneficio por la reserva del servicio.

$$Mercado\ CPF\ (+) = 120 \left[\frac{USD}{kW \cdot año}\right] \cdot 327[MW] = 39{,}24\ [MMUSD]$$

Tabla 4-4 Requerimientos de reservas y cuantificación del mercado actual y proyectado [212]

Requerimiento de SSCC	Precio [USD/MW]	Reserva 2020 [MW]	Beneficio [USD/kW˙año]	Mercado 2020 [MMUSD]	Reserva 2040 [MW]	Beneficio [USD/kW˙año]	Mercado 2040 [MMUSD]
CPF (+)	40	327	120	39,24	638,83	1285,13	820,98
CPF (-)	37	327	111	36,30	638,83	1188,75	759,41
CSF (+)	35,5	120	107	12,78	234,43	1140,55	267,38
CSF (-)	35,5	120	107	12,78	234,43	1140,55	267,38
CTF (+)	12,5	316	38	11,85	617,34	401,60	247,93
CTF (-)	12	270	36	9,72	527,47	385,54	203,36
EDAC	1	2647	3	8,09	5.172,37	32,73	169,27

Al realizar el mismo procedimiento para cada servicio se obtiene un mercado para los servicios de reserva igual a 130 [MMUSD]. El beneficio de cada servicio proyectado a los próximos 20 años se obtiene por multiplicar el beneficio actual por el PWF, mientras que las reservas se estiman en base a un crecimiento anual del 3,2%. De esta manera, el mercado para el año 2040 resulta igual a 2.735 [MMUSD].

4.5.4.- Control de tensión (soporte voltaje)

El control de tensión es un servicio, que se activa por prestación directa, para mantener los niveles de tensión permitidos en las líneas de transmisión. Los sistemas de almacenamiento pueden aportar potencia capacitiva para equilibrar desbalances. El sistema de transmisión requiere 946 [MVA] y 694 [MVA] de potencia capacitiva e inductiva [213]. El beneficio se estima según la capacidad que tiene los equipos para evitar interrupciones durante su vida útil y se asume un valor de 0,12 [USD/kW], donde el almacenamiento evita el 5% [214].

$$Beneficio = \frac{0{,}12\ [USD/kW]}{5\%} = 2{,}48\left[\frac{USD}{kW \cdot año}\right]$$

El mercado se estima multiplicando el beneficio por las cargas capacitivas (946 MVAr) e inductivas (694 MVAr), lo que resulta 4,06 [MMUSD]. En la proyección de las reservas se asume un crecimiento del 3,2% resultando una reserva capacitiva de 1.790 [MVAr], una reserva inductiva de 1.313 [MVAr] y un mercado de 7,68 [MMUSD] al año 2040.

4.5.5.- Soporte transmisión y distribución (T&D)

Los sistemas de T&D mejoran la confiabilidad al utilizar los sistemas de almacenamiento de energía, debido a que aumentan la capacidad del sistema y resuelven las desviaciones por variación de tensión, resonancia sub-síncrona y por baja frecuencia. El beneficio se obtiene al evitar el costo de un banco de capacitores, porque es una solución estándar para esta aplicación. El beneficio anual corresponde a 43 [USD/kW˙año] y se obtiene a partir de la suma de cada una de las aplicaciones involucradas [214]. La capacidad del mercado actual para esta aplicación es de 1,5% la potencia punta, lo que resulta una capacidad de 152 [MW], por tanto, un mercado de 6,55 [MMUSD]. La capacidad proyectada al año 2040 resulta 289 [MW] y un mercado 55,25 [MMUSD].

4.5.6.- Descongestionamiento de líneas de transmisión

La inyección de energía en zonas que requieren una alta demanda puede generar que se alcancen los límites físicos entre las líneas de transmisión. Esto produce congestión, cuya consecuencia es el desacople de los costos marginales y aumento de los ingresos tarifarios [215]. El desacople tiene consecuencias para los generadores, ya que no pueden despachar la energía y para los usuarios finales debido a que ellos cubren los costos del desacople. El desacople es igual a los ingresos tarifarios cuyo monto para el año 2018 y 2019 alcanzo 4,54 y 4,38 [MMUSD]. El costo por congestión se obtiene por el cociente entre el ingreso tarifario y la generación anual de energía, lo que resulta en un promedio de 0,059 [USD/MWh]. El beneficio se estima al multiplicar el costo por congestión por el total horas al año.

$$Beneficio = 0{,}059\left[\frac{USD}{MWh}\right]\cdot 8760\left[\frac{h}{\text{año}}\right] = 0{,}513\left[\frac{USD}{kW\cdot \text{año}}\right]$$

La capacidad que se ve afectada por la congestión de las líneas de transmisión corresponde al 20% de la potencia punta, de la cual el 4% está disponible para ser provisto por el sistema de almacenamiento, lo que resulta en una capacidad de 407 [MW], en consecuencia, el mercado actual corresponde a 0,21 [MMUSD]. El mercado proyectado se estima con un beneficio igual a 5,50 [USD/kW·año] ajustado por el valor presente neto. La capacidad disponible es de 771 [MW] y el mercado en el 2040 es de 4,24 [MMUSD].

4.5.7.- Postergación de la inversión en T&D

Los sistemas de T&D obtienen sus ingresos al cobrar peajes por uso de sus instalaciones. El mercado se estima en base al estudio de planificación el cual proyecta los requerimientos estructurales para los próximos 20 años [216]. El estudio indica que se requiere una inversión de 130 [MMUSD] para el proceso de expansión. Como ejemplo se estima la postergación de la inversión en la subestación Hualte, la que posee 3 transformadores T1 (10 MVA), T2 y T3 (2 MVA). Se espera que la subestación supere su carga nominal y se propone como solución la instalación de un transformador de 15 [MVA]. El costo de este proyecto es de 1,5 [MMUSD]. La anualidad con una vida útil de 40 años y una tasa de descuento de 10% resulta:

$$Anualidad = 1{,}5[MMUSD]\cdot\left(\frac{10\%}{(10\%+1)^{40}-1}\right) = 0{,}15\left[\frac{MMUSD}{\text{año}}\right]$$

El estudio de planificación indica que el equipo satisfará los requerimientos por los próximos 20 años, por tanto, el requerimiento de capacidad anual es de 3% de la capacidad base.

$$Capacidad\ de\ crecimiento\ anual = 3\%\cdot 14\ [MVA] = 420\ [kVA]$$

$$Beneficio = \frac{0{,}15}{420}\left[\frac{MMUSD}{\text{año}\cdot kVA}\right] = 365\left[\frac{USD}{\text{año}\cdot kVA}\right]$$

Este mismo procedimiento se realizó para todos los proyectos expansión y luego se estimó el beneficio promedio igual a 235 [USD/kVA·año] y al asumir que la capacidad requerida es 3% de la potencia punta, el mercado actual es de 72 [MMUSD]. El beneficio en el año 2040 se estima en 2.512 [USD/kVA·año], por tanto, el mercado resulta 1.453 [MMUSD].

4.5.8.- Potencia en subestación

Las subestaciones requieren energía de respaldo para los equipos que son esenciales para la operación segura de las subestaciones. La valorización del mercado corresponde al costo evitado de la solución estándar, la cual es un sistema de baterías de plomo-ácido y cuya inversión se estima con una duración de 8 [h] mediante la siguiente expresión [217].

$$Inversión = 450\left[\frac{USD}{kW}\right] + 8[h]\cdot 300\left[\frac{USD}{kWh}\right] = 2.850\left[\frac{USD}{kW}\right]$$

La anualidad de la inversión del sistema de baterías con la tasa de carga fija, que considera una vida útil igual a 5 años y una tasa de descuento del 10% es de:

$$Beneficio = 2.850\left[\frac{USD}{kW}\right]\cdot\left(\frac{10\%}{(10\%+1)^5-1}\right) = 178{,}82\left[\frac{USD}{kW\cdot año}\right]$$

En la actualidad existen 1.068 subestaciones y se asume que se requieren 2,5 [kW] por cada una, por ende, la capacidad actual es 2,67 [MW]. De este modo, el mercado resulta en 0,48 [MMUSD]. En 2040 se asume un aumento de 1468 subestaciones y que la inversión baja un 20%, por ello, el beneficio resulta 143,06 [USD/kW·año] y un mercado de 0,53 [MMUSD].

4.5.9.- Gestión de costos de energía

La gestión de costos consiste en evitar cargos extras. Se utiliza la tarifa BT1, puesto que representa el 43,3% del total de los clientes regulados. Los cargos de la tarifa BT1 se componen de costos por administración, transporte, energía, potencia y cargo adicional. El cargo adicional se adiciona en los meses de invierno y equivale a toda la energía que supere el valor promedio de los últimos 6 meses más el 20%. Para cuantificar este mercado se utiliza la tarifa de un cliente de Ñuñoa, como representativa del mercado de Chile [218]. El beneficio consiste en evitar los cargos por "límite de invierno" al suministrar energía con un sistema de almacenamiento. El cargo base de la tarifa normal resulta 142 [$/kWh], mientras que la tarifa normal más los adicionales resulta 182 [$/kWh]. La disponibilidad del cargo base y adicional es de 4.320 [h/año]. El beneficio resulta de la diferencia entre ambos cargos.

$$Beneficio = (182{,}81 - 142{,}21)\left[\frac{\$}{kWh}\right]\cdot 4.320\left[\frac{h}{año}\right] = 175.387\left[\frac{\$}{kW\cdot año}\right]$$

La demanda punta de los clientes regulados se estima en 4.362 [MW] de la cual el sistema de almacenamiento puede disponer del 5%, lo que resulta en una capacidad de 218 [MW] y un mercado de 50,26 [MMUSD]. El beneficio para el año 2040 es de 2.468 [USD/kW·año], la capacidad disponible es de 413 [MW] y un mercado de 1.018,47 [MMUSD].

4.5.10.- Gestión de demanda de carga

Para estimar el beneficio, se generalizan los cálculos con la tarifa BT/AT4 al tener un 42,7% del total. Estos clientes son industrias y clientes comerciales que contratan potencia en horas punta y horas fuera de punta, además del pago correspondiente a energía y del cargo adicional

[218]. El beneficio se estima como el costo evitado al pagar cargos adicionales por uso de energía y potencia en horas punta. Se asume que las horas punta son 6 [h/día] (1440 h/año) y que la eficiencia del sistema de almacenamiento es del 80%. El costo por administración, transporte y energía en horas fuera de punta es 101 [$/kWh] y el cargo por potencia 4.899 [$/kW·mes], de esta manera la energía almacenada tiene un costo de 241.516 [$/kW·año].

$$Costo\ energía + potencia = 101{,}51\left[\frac{\$}{kWh}\right]\cdot 1.440\ \left[\frac{h}{año}\right]\cdot\frac{1}{80\ [\%]} + 4.899\left[\frac{\$}{kW\cdot mes}\right]\cdot 12\ \left[\frac{mes}{año}\right]$$

Los costos en las horas punta se obtiene con el mismo procedimiento, modificando el cargo de potencia, cuyo valor es 11.460 [$/kW·mes]. El beneficio total se obtiene por la diferencia entre los costos en las horas punta menos los costos de las horas fuera de punta, el cual resulta 42.186 [$/kW˙año] (55,43 USD/kW˙año). La participación de esta aplicación en el régimen tarifario se estima igual a un 5% de la capacidad de los clientes regulados (218 MW), por tanto, un mercado actual de 12,09 [MMUSD]. Al multiplicar el beneficio actual por el factor PWF se obtiene el beneficio para el año 2040, cuyo resultado es 593,66 [USD/kW˙año]. La capacidad futura es equivalente a 412 [MW], por ello, el mercado resulta 244,98 [MMUSD].

4.5.11.- Confiabilidad del servicio eléctrico

La confiabilidad consiste en garantizar la disponibilidad del suministro y evitar cortes de energía, por fallas en la generación o transporte de la energía. Según la normativa vigente, la interrupción en el suministro corresponde a un costo de falla a corto plazo (CFCP) y equivale al costo unitario en que incurre un usuario por falla sin previo aviso del servicio. Este costo es igual al costo de pérdida del nivel de producción y se determina por la resolución exenta n°333 de la CNE. El valor vigente es de 14,02 [USD/kWh] [219]. El beneficio se estima con una duración de las interrupciones igual a 2,5 [h/año].

$$Beneficio = 14{,}02\left[\frac{USD}{kWh}\right]\cdot 2{,}5\ \left[\frac{h}{año}\right] = 35{,}05\left[\frac{USD}{kW\cdot año}\right]$$

La capacidad para la confiabilidad en el servicio se asume igual al 1% de la capacidad en las horas punta, por tanto, el mercado actual corresponde a 3,57 [MMUSD]. El beneficio para el año 2040 se estima con el valor PWF, cuyo valor resulta 375,39 [USD/kW˙año] y la capacidad se valora de igual manera. De este modo, el mercado resulta 72,40 [MMUSD].

4.5.12.- Potencia de calidad al servicio eléctrico

La calidad del servicio está definida en la Norma Técnica de Calidad del Servicio (NTCS), y se fundamenta en mantener los parámetros dentro de los rangos de calidad. En términos generales, la frecuencia debe estar en 50 [Hz] durante el 96% de las mediciones, los valores de la tensión nominal deben estar en el rango de 95% todos los días del año, las interrupciones de suministro no deben superar 3 minutos y no más 22 interrupciones, las interrupciones programadas se deben informar con 72 horas de anticipación, los armónicos y severidad de parpadeos deben permanecer dentro de rangos seguros, el factor de potencia no debe ser inferior a 0,93 y se debe realizar la medición y evaluación de calidad del suministro [220].

Las variaciones fuera de los rangos establecidos con anterioridad generan perdidas de energía, desconexiones y/o daños a equipos que utilizan electricidad. De manera de evitar esos efectos negativos se utiliza un sistema de almacenamiento de electricidad. Se estima que el beneficio por evento es de 5 [USD/kW] y asumiendo que ocurren 10 eventos durante el año, el beneficio de la calidad del servicio es igual a 50 [USD/kW·año] [221]. La capacidad de este mercado se asume igual al 1% de la capacidad punta del sistema (101 MW), en consecuencia, el mercado actual resulta equivalente a 5,10 [MMUSD]. El mercado en 2040 se estima en 103,28 [MMUSD].

4.5.13.- Arbitraje ERNC

El arbitraje de energías renovables consiste en almacenar las ERNC en instantes de bajo costo, para luego vender dicha energía en momento de mayor valor. El beneficio se estima a partir de los costos evitados por operar una central térmica diésel, debido a que este tipo de tecnología es la de mayor costo variable y se despacha al final para cubrir la demanda punta. El costo variable de una central térmica depende del precio del diésel y según los valores de ENAP, el costo promedio es de 375,12 [USD/m^3] [222]. Además, la CNE expresa que el consumo especifico de una central térmica es 0,27 [m^3/MWh] [223]. El costo variable resulta:

$$Costo\ varible = 375{,}12\ \left[\frac{USD}{m^3}\right] \cdot 0{,}27\left[\frac{m^3}{MWh}\right] + 6{,}75\left[\frac{USD}{MWh}\right] = 108\left[\frac{USD}{MWh}\right]$$

Se asume una operación de 6 [h/día] (2190 h/año), luego el beneficio disponible es:

$$Beneficio = 108\left[\frac{USD}{MWh}\right] \cdot 2190\left[\frac{h}{año}\right] = 221{,}81\left[\frac{USD}{kW \cdot año}\right]$$

La capacidad disponible para los sistemas de almacenamiento es de 218 [MW] (~2% de la capacidad punta), por lo tanto, el mercado resulta en 48,35 [MMUSD]. El mercado en el 2040 resulta un valor de 916,26 [MMUSD] y se obtiene con el beneficio futuro (2.375 USD/kW·año) por la capacidad proyectada (386 MW).

4.5.14.- Capacidad ERNC

Esta aplicación consiste en proporcionar capacidad de una fuente renovable, mediante un sistema de almacenamiento de energía. El beneficio resulta al evitar el costo de añadir otra unidad de generación para satisfacer la capacidad en las horas punta. La menor inversión de añadir una unidad extra corresponde a las centrales térmicas diésel, cuya inversión es igual a 687 [USD/kW] [223]. El beneficio se obtiene de la anualidad más los costos de operación.

$$Beneficio = 0{,}12 \cdot 687\left[\frac{USD}{kW}\right] + 1{,}5\% \cdot 687\left[\frac{USD}{kW}\right] = 91\ \left[\frac{USD}{kW \cdot año}\right]$$

Se asume que el requerimiento de capacidad para esta aplicación es equivalente al 2% de la demanda punta del sistema. De este modo, el mercado actual resulta 19,84 [MMUSD]. El beneficio futuro se estima con el factor PWF y la capacidad futura es equivalente al 2% de la demanda punta del año 2040. Por tanto, el valor del mercado resulta en 375,93 [MMUSD].

4.5.15.- Mercado total

El mercado global del almacenamiento de electricidad a nivel nacional, según las estimaciones previas es 378 [MMUSD]. Las aplicaciones de reservas aportan un 36%, el arbitraje de energía y capacidad un 25%, las aplicaciones de soporte a red un 21% y las aplicaciones para clientes finales un 19%. Las aplicaciones que poseen mayor beneficio son la postergación de los sistemas de T&D, gestión de costos de la energía y el arbitraje ERNC. La Figura 4.4 cuantifica el beneficio y mercado para cada aplicación en el año 2020.

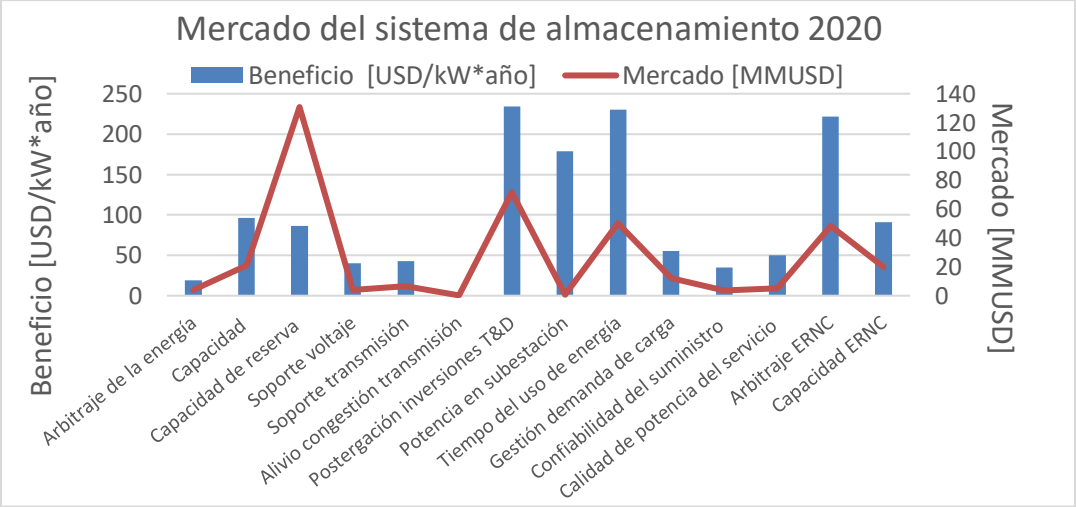


Figura 4.4 Mercado global de almacenamiento de energía eléctrica en Chile para el año 2020

El mercado global para el año 2040 es 7.461 [MMUSD], al asumir proyecciones de crecimiento de 3,2%/año de la demanda y generación de energía. Las aplicaciones de reservas aportan un 37% del total, mientas que las aplicaciones de arbitraje y capacidad un 24%, el soporte de red un 20% y las aplicaciones para clientes finales un 19%. El alto porcentaje de reservas se atribuye a la masiva introducción de ERNC. Las aplicaciones de mayor beneficio son la postergación de inversión en T&D, gestión de costos de energía y arbitraje ERNC.

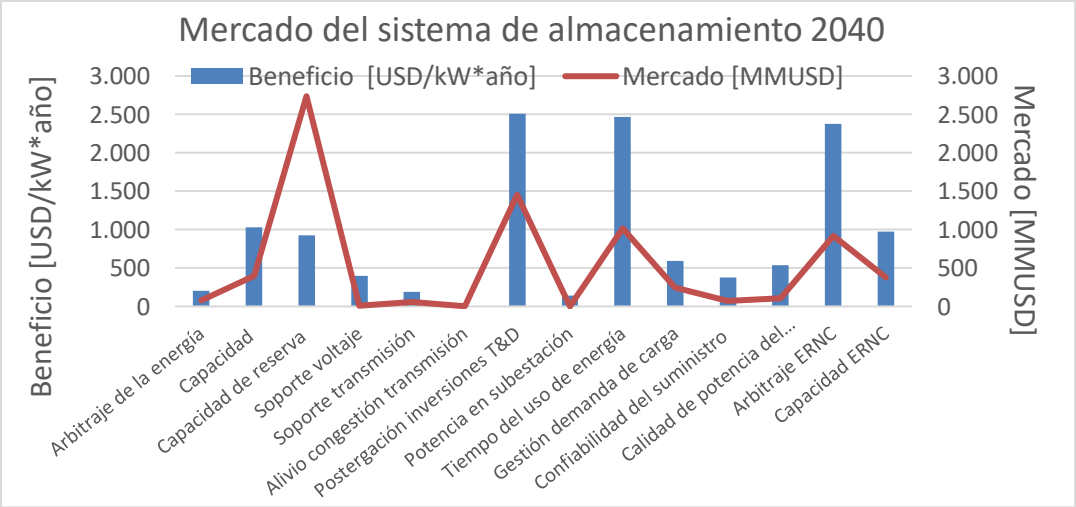


Figura 4.5 Mercado global de almacenamiento de energía eléctrica en Chile para el año 2040

4.6.- Segmentación del mercado

El mercado potencial del sistema de almacenamiento de H_2 corresponde a las aplicaciones que requieren gran cantidad de energía, un amplio tiempo de descarga y rápidos tiempos de respuesta. La segmentación por aplicación indica que las aplicaciones idóneas para el sistema propuesto son el arbitraje de energía, suministro de capacidad, servicios de reserva, postergación de inversiones en sistemas de T&D, gestión de costos de energía y aplicaciones en transporte. El presente estudio se enfoca en almacenar grandes cantidades de energía renovable. Por tanto, la aplicación principal para el sistema de almacenamiento propuesto es el "arbitraje de energías renovables", específicamente la energía fotovoltaica. Se opta por esta tecnología por ser la de mayor crecimiento en los últimos años.

Otra división del mercado corresponde a la denominación del tipo de cliente. Se eligen los clientes libres, dada la libertad de negociar mediante contratos de venta de energía. La última segmentación consiste en separar a los clientes libres por sector económico. Se opta por el sector minero debido a que demuestra un potencial atractivo por su alto consumo de energía, además de mantener un consumo constante a lo largo del año y de buscar fuentes limpias para sus procesos. La Figura 4.6 resume la segmentación del mercado.

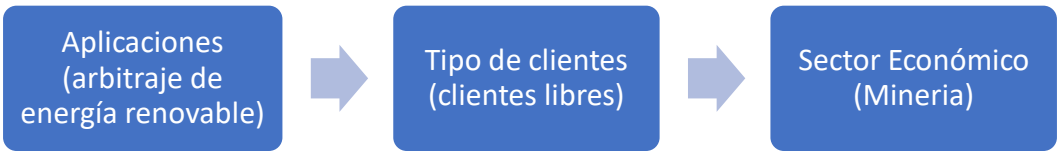


Figura 4.6 Segmentación del mercado

4.6.1.- Mercado objetivo

La segmentación previa define a los clientes mineros como el mercado objetivo. La industria minera es un mercado atractivo para el sistema propuesto, ya que poseen un alto consumo de energía y perfiles constantes durante todo el año. Otro aspecto importante es la calidad de clientes libres, lo que facilita la negociación de contratos de energía. Además, las empresas mineras buscan disminuir sus emisiones al utilizar renovables. De esta manera, aumenta el valor de sus procesos y ambas partes se benefician en un posible acuerdo. Según las estimaciones anteriores el mercado actual del arbitraje de energía es de 52 [MMUSD] y de 993 [MMUSD] para el año 2040. La Tabla 4-5 detalla el mercado del arbitraje.

Tabla 4-5 Arbitraje de energía convencional y arbitraje ERNC

Aplicación	Potencial actual y futuro	Beneficio [USD/kW˙año]	Potencial [MW]	Mercado [MMUSD]
Arbitraje convencional	1 año	18,75	281	4,09
	20 años	200,78	385	77,45
Arbitraje ERNC	1 año	221,81	281	48,35
	20 años	2.375,44	385	916,26

El mercado potencial de la minería para el arbitraje de energía se estima según las siguientes suposiciones. Estas representan las transacciones, transferencias de energía y características del sistema de almacenamiento que se utiliza para valorizar el mercado.

- Precio venta de energía 100 [USD/MWh] y precio compra 30 [USD/MWh]
- Eficiencia del sistema de almacenamiento 48%
- Costos de O&M equivalentes al 10% de la compra de energía ~ 3 [USD/MWh]
- Perdidas por eficiencia ~ 14,33 [USD/MWh]
- Ingreso final 52,67 [USD/MWh]

Por cada [MWh] inyectado a una empresa minera desde el sistema de almacenamiento, se obtiene un beneficio 52,67 [USD]. Se establece un suministro de energía en las horas punta, el que se obtiene multiplicando las horas totales disponibles 2.226 [h/año] (~6 h/día), por la potencia contratada [MW] y el factor de planta [%] de la empresa minera. Se asume que el sistema de almacenamiento puede aprovechar el 4% del total de la energía disponible. La Figura 4.7 cuantifica el mercado disponible para la segmentación propuesta.

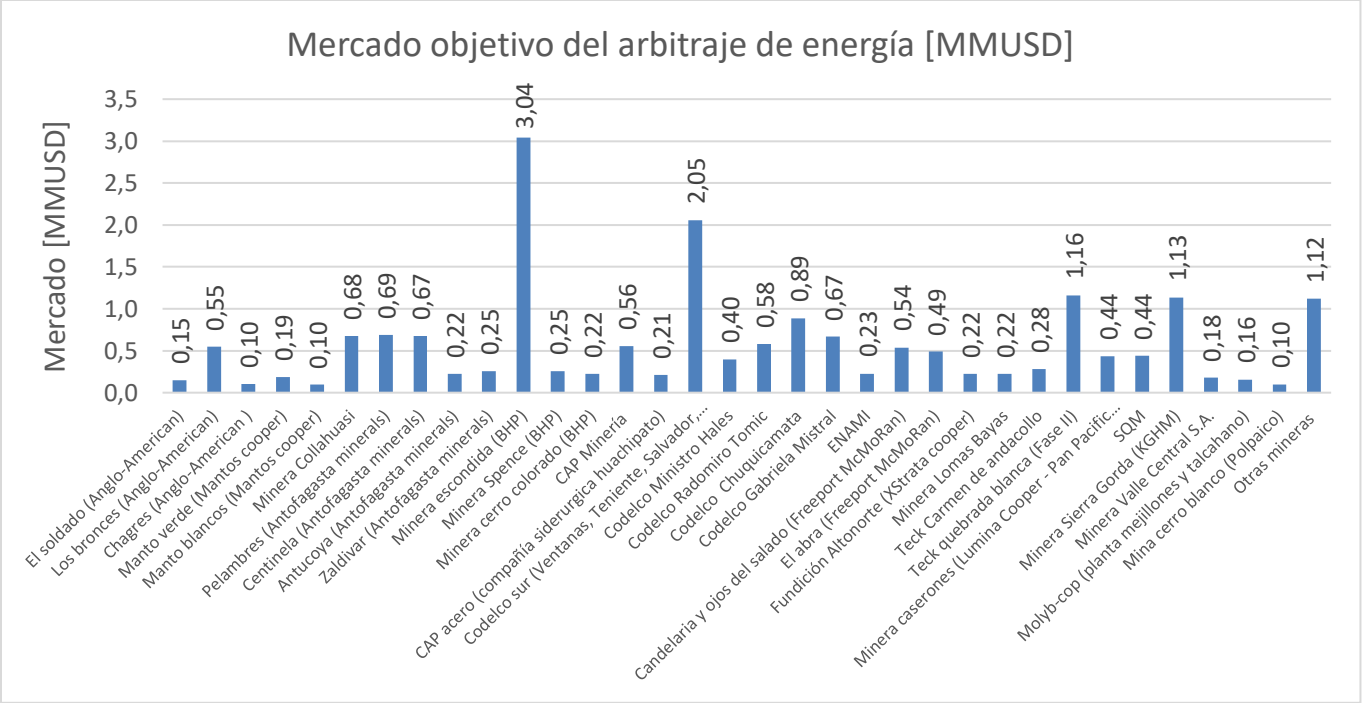


Figura 4.7 Mercado objetivo arbitraje de energía

El tamaño de este mercado es igual a 19,16 [MMUSD] (364 GWh/año), equivalente a un 1% del total del consumo de electricidad del sector minero. Las empresas que demandan mayor arbitraje son Escondida, AMSA, Codelco y Teck. La minería mediana también está presente en menor cantidad de energía, pero cuenta con mayor número de participantes. Además, se debe considerar que varias compañías mineras ya han iniciado la transición hacia las energías renovables, por lo que se deberá analizar si esos clientes requieren un complemento para tener su consumo 100% con energías renovables.

5. Capítulo V Estudio Técnico

Este capítulo contiene los cálculos de las dimensiones y condiciones de operación de los equipos del proceso de almacenamiento de energía, también se proporciona especificaciones técnicas de los proveedores, aspectos ambientales y normativa del proyecto.

5.1.- Fundamentos de las tecnologías

5.1.1.- Selección de alternativas tecnológicas

El sistema de almacenamiento se divide en tres etapas producción, almacenamiento de H_2 y generación de electricidad. La producción de H_2 se realiza con electrolizadores a partir de agua y electricidad. El H_2 se almacena en estanques de alta presión, en estado líquido o en estado sólido. La electricidad se puede generar a través de celdas de combustibles, motores de combustión o turbinas. A causa de que existen varias tecnologías, es posible plantear diferentes escenarios con distintas características técnicas y económicas. La Tabla 5-1 describe los escenarios posibles en función de las eficiencias de sus componentes.

Tabla 5-1 Eficiencia de los escenarios propuestos para el sistema de almacenamiento de energía de H_2 [224-235]

Componentes / Escenarios [%]	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
Electrolizador PEM [224]	66,2	-	-	-	-	-	-	-	-
Electrolizador alcalino [224]	-	67,7	67,7	67,7	67,7	67,7	67,7	67,7	67,7
Almacenamiento 30 [bar] [225]	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Compresión 350 [bar] [226]	-	-	-	85,0	-	-	-	-	-
Almacenamiento 350 [bar] [225]	-	-	-	100	-	-	-	-	-
Compresor de aire [227]	-	-	82,0	-	-	-	-	-	82,0
Circuito de licuefacción [228]	-	-	-	-	50,0	-	-	-	-
Estanques líquidos H_2 [229]	-	-	-	-	99,7	-	-	-	-
Hidruros metálicos [230]	-	-	-	-	-	25,0	-	-	-
Reactor de CH_4 [231]	-	-	-	-	-	-	-	-	78,0
Estanques CH_4 30 [bar] [231]	-	-	-	-	-	-	-	-	100
Celda de combustible PEM [232]	55,0	55,0	50,0	55,0	55,0	55,0	-	-	-
Celda de combustible SOEC [233]	-	-	-	-	-	-	-	-	60,0
Turbina Ciclo combinado [234]	-	-	-	-	-	-	51,0	-	-
Motor de combustión interna [235]	-	-	-	-	-	-	-	40,0	-
Conversión y transmisión	84,9	84,9	84,9	84,9	84,9	84,9	84,9	84,9	84,9
Eficiencia global	30,92	31,64	23,58	26,89	15,77	7,91	29,34	23,01	22,07

Un criterio que provee una métrica de comparación para cada escenario, son los costos nivelados de la energía. Estos incluyen capacidades, eficiencias, inversión, costos O&M, factor de planta y vida útil. Los costos nivelados se estiman mediante la metodología propuesta por Lazard, que consiste en presentar los flujos de caja y luego resolver para un precio de energía que iguale la tasa interna de retorno (TIR) con la tasa de descuento del proyecto [236]. Para estimar los costos nivelados se consideran las siguientes suposiciones.

- Aplicación arbitraje de energía y suministro de 78.427 [MWh/año]
- Inversión en equipos escenario optimista, probable y pesimista
- Capacidad de descarga 19,42 [MW] y duración 12 [h/día]
- Inflación 1,25-2,5-3,75% y precio compra de energía 20-30-40 [USD/MWh]
- Costo O&M 0,5-1,25-2,5% y garantía 0,5-1-1,5% del valor de inversión en equipos
- Costos de inversión y eficiencias determinados para cada escenario
- Financiamiento proyecto 80% con crédito y 20% capital
- Tasa de crédito 4,26% y tasa de descuento 8,09%

La Figura 5.1 representa los costos nivelados en cada escenario. Los valores mínimos, medios y máximos corresponden a los escenarios de inversión optimista, probable y pesimista.

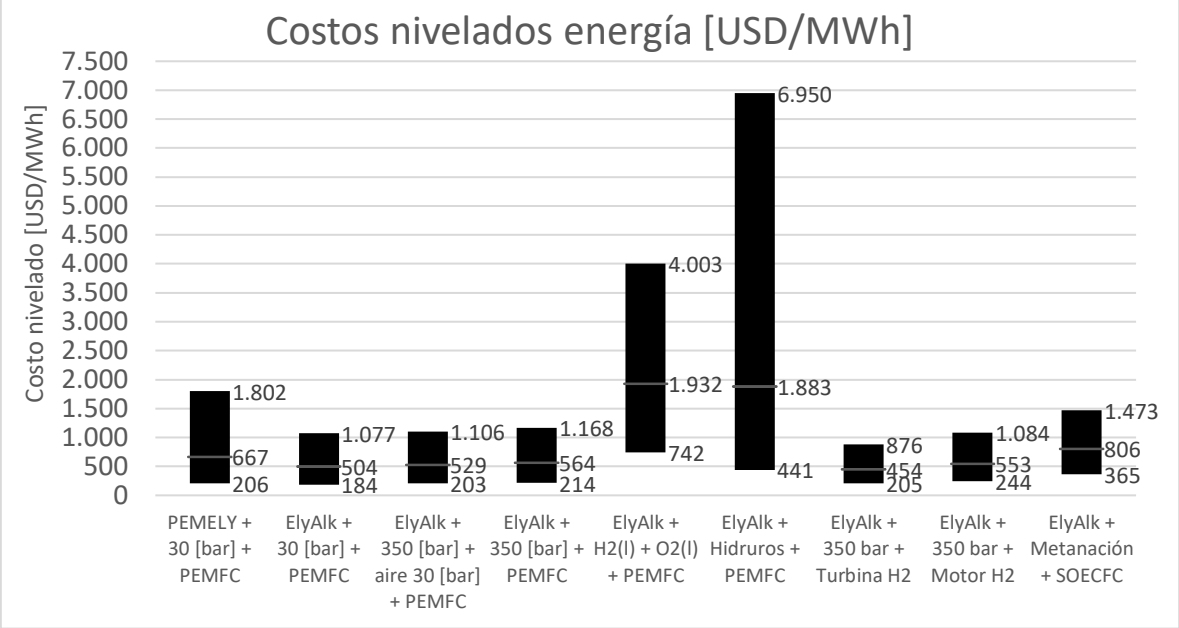


Figura 5.1 Costos nivelados de los escenarios propuestos

Al estimar los costos nivelados, se evidencia que los escenarios 2, 3, 4 y 6 poseen los menores costos para todos los casos de inversión. El escenario 2 es la configuración más eficiente y consiste en electrolizadores alcalinos, estanques de 30 [bar] y celdas de combustible PEM. Este escenario tiene costos nivelados entre 184-1.077 [USD/MWh]. El escenario 3 utiliza electrolizadores alcalinos, estanques de 30 [bar], celdas de combustible PEM y compresores de aire para suministro de O_2. El costo nivelado varía entre 203-1.106 [USD/MWh]. El escenario 4 propone la configuración de electrolizadores alcalinos, estanques de 350 [bar] y celdas de combustible PEM. Esta alternativa permite el suministro de H_2 al sector de transporte e industrial como combustible y materia prima. El costo nivelado para este escenario varía entre 214-1.168 [USD/MWh]. El escenario 6 emplea turbinas de combustión en lugar de celdas de combustible y sus costos resultan 205-876 [USD/MWh]. Se elige el escenario 4, debido a que posee los menores costos nivelados, mayores eficiencias y permite la integración a otros sectores. Los demás escenarios se descartan por altos costos nivelados.

5.1.2.- Disponibilidad de energía y requerimientos de almacenamiento

La propuesta consiste en integrar el sistema de almacenamiento a una planta fotovoltaica, para satisfacer la totalidad de los requerimientos energéticos de un cliente libre.

5.1.2.1.- Planta fotovoltaica

La elección de la central corresponde a la planta Luz del norte (First Solar), la cual posee una capacidad de 142 [MW] y produce 420 [GWh/año]. La planta se compone de 1,7 millones de módulos de 82 [W], los que se agrupan en 99 arreglos. Los paneles convierten la energía solar en corriente continua, con la ayuda de un sistema de seguimiento de este a oeste. Cada arreglo envía energía a su estación convertidora de potencia (ECP), la que se compone de 2 inversores de 898 [kVA] y un transformador de 1,65 [MVA]. Los inversores convierten la energía continua en alterna y el transformador eleva la tensión hasta 23 [kV]. Luego la energía se entrega desde las ECP a la subestación parque solar para elevar la tensión a 220 [kV], por medio de transformadores de 150 [MVA] y así inyectar energía al SEN a través de la subestación Carrera Pinto [237]. La Figura 5.2 describe los componentes de la central.

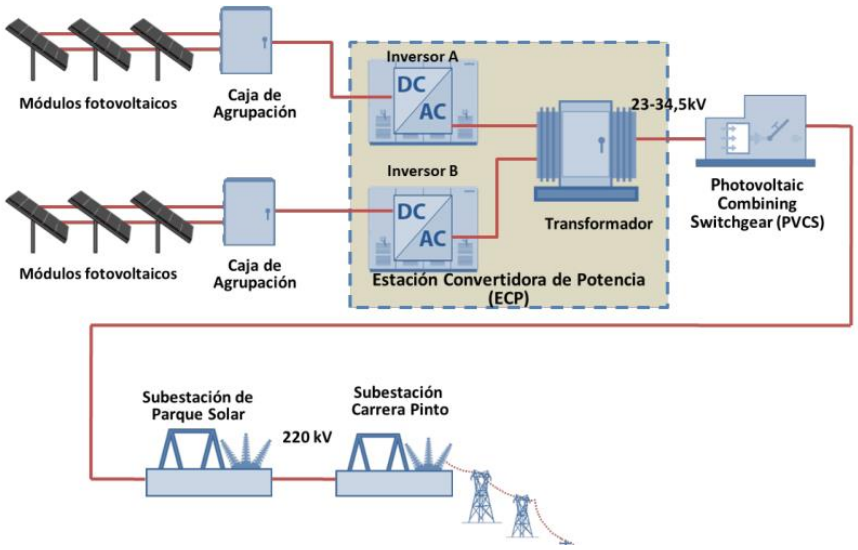


Figura 5.2 Esquema de los componentes de la planta fotovoltaica Luz del Norte [237]

La planta Luz del Norte distribuye 222 [GWh/año] en el mercado Spot y 198 [GWh/año] a empresas de distribución a través de contratos de compraventa de energía [238]. La planta Luz del Norte posee un alto riesgo por la volatilidad de los precios y el vertimiento de energía. Para esta empresa formalizar un contrato de compraventa con un propietario de un sistema de almacenamiento, podría asegurar la total inyección de su energía y estabilizar sus ingresos a futuro. Por otro lado, para el propietario del almacenamiento existe la oportunidad de adquirir energía renovable a bajo costo. Ambas partes se benefician en un posible acuerdo.

5.1.2.2.- Cliente libre

La compañía explotadora y exploradora minera Chileno-Rumana SA (Coemin) se elige como cliente libre para el suministro de energía renovable. La empresa se dedica a la extracción y producción de concentrados de Cu, Ag y Au, en la comuna de Tierra Amarilla. El mineral se extrae de la mina Carola y se procesa en la planta Cerrillos, luego los concentrados se envían a la Fundición Hernán Videla para comercializar cátodos de alta pureza. La mina Carola es un yacimiento subterráneo que posee reservas por 147 [MMton], con una ley de 1,16% y una capacidad de producción de 240.000 [ton/mes] [239]. El mineral se extrae mediante las operaciones de perforación, tronadura, carguío, transporte y fortificación [240]. La planta Cerrillos produce concentrados 30.710 [TMF/año] con una pureza del 25%. La Figura 5.3 describe un diagrama general del proceso.

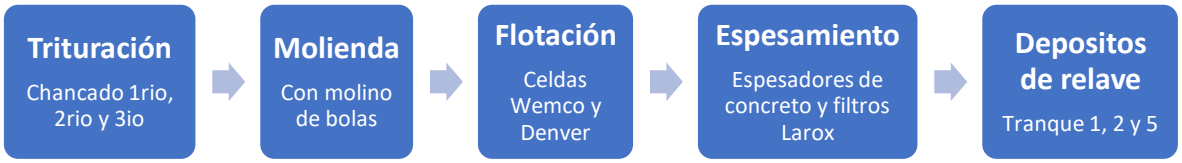


Figura 5.3 Diagrama de la planta Cerrillos [240]

El proveedor de electricidad es la empresa Engie, el cual mediante un contrato de suministro abastece 122.640 [MWh/año] con una capacidad de 16,5 [MW] [241]. La elección de la empresa Coemin se fundamenta en el cambio sustentable de su producción, puesto que el contrato actual suministra energía a través de termoeléctricas de carbón. La propuesta permite a la empresa Coemin asegurar un suministro de energía renovable en todo momento, por una duración de 20 años, con los mismos requerimientos energéticos actuales.

5.2.- Descripción del proceso de almacenamiento de energía

El sistema propuesto se compone de 3 etapas, producción, almacenamiento y consumo de H_2. La producción de H_2 requiere agua desmineralizada y electricidad. El agua se obtiene a través de una planta de purificación instalada en el sitio y la electricidad se suministra por la planta fotovoltaica, mediante una conexión directa entre los arreglos fotovoltaicos y los electrolizadores. El caudal de salida de H_2 de los electrolizadores tiene una presión de 30 [bar], una temperatura de 353 [K] y trazas de KOH, vapor de agua y O_2. Esta corriente se purifica con un sistema de absorción para eliminar las trazas de KOH, un reactor catalítico para disminuir el contenido de O_2 y un sistema de adsorción para eliminar el contenido de humedad. La corriente de H_2 tiene una pureza de 99,999% posterior a la etapa de purificación y el valor de las trazas es menor a 0,1 [ppm]. El mismo sistema de purificación se implementa para la corriente de O_2. Ambas corrientes de H_2 y O_2 se almacenan en estanques separados a una presión de 30 [bar], con el objetivo de amortiguar la operación continua de los compresores, los cuales aumentan la presión de los gases hasta 350 [bar]. La compresión de las corrientes de gases produce un aumento de temperatura, por ello se utiliza un sistema de refrigeración interna e intercambiadores de calor para reducir la temperatura hasta 298 [K]. Luego, los gases se almacenan en estanques a una presión de 350 [bar].

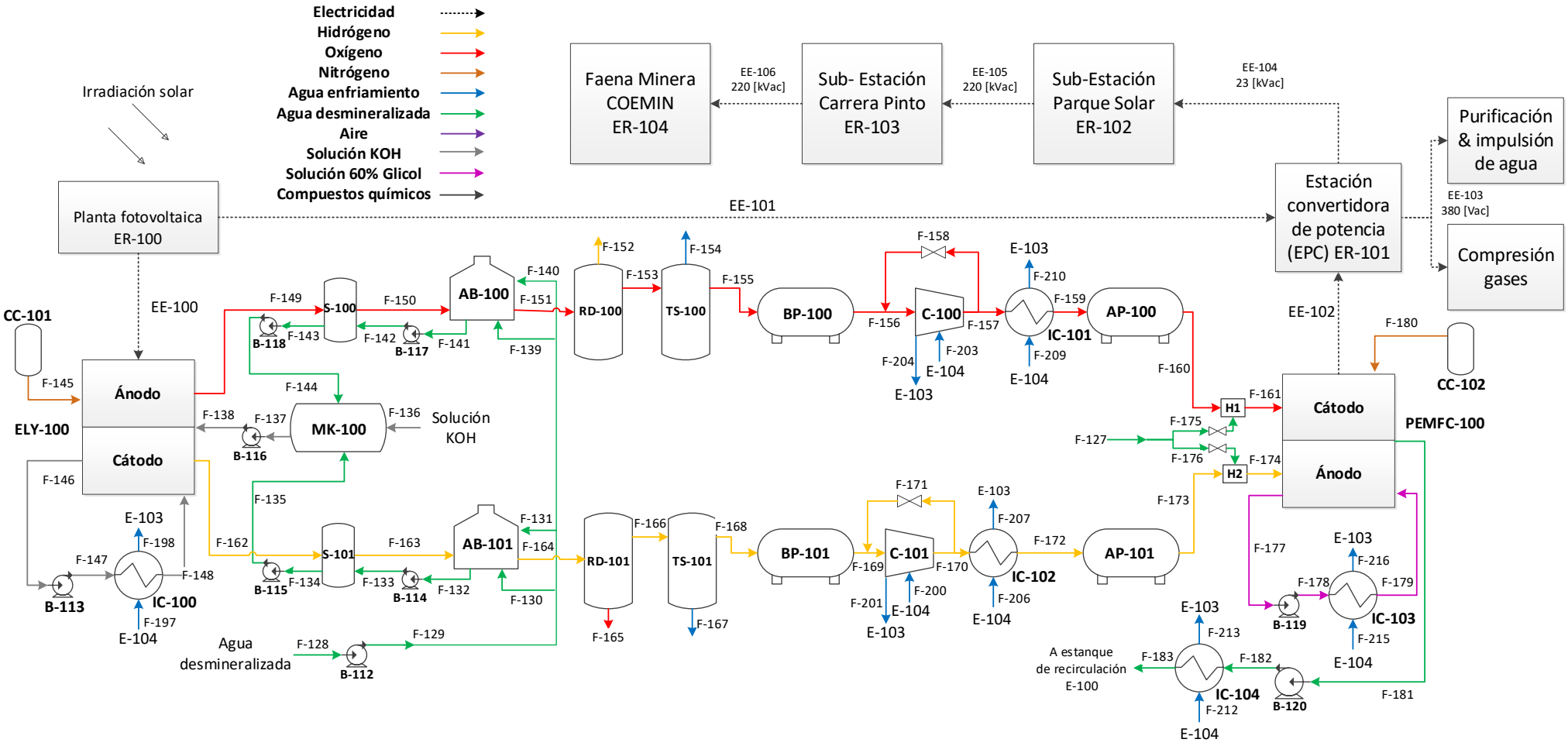


Figura 5.4 Diagrama de flujo de sistema de almacenamiento de energía de H_2

En los momentos en que la planta fotovoltaica no produce electricidad, las celdas de combustible utilizan los gases de los estanques de 350 [bar] para producir la energía. Las celdas se encuentran agrupadas en arreglos, que poseen una potencia de 720 [kW], una tensión de 720 [V] y una corriente de 1.000 [A]. Cada arreglo de celdas de combustible se conecta a un inversor de 800 [kVA] para convertir la energía de continua a alterna. Un transformador de media tensión de 1,65 [MVA], modifica la tensión hasta 23 [kV]. Un porcentaje de la energía alimenta las bombas, compresores y sensores. Luego la energía eléctrica se transporta a la subestación parque solar para elevar la tensión hasta 220 [kV] e inyectar energía al sistema eléctrico a través de la subestación Carrera Pinto. La Figura 5.4 detalla el diagrama del proceso del sistema de almacenamiento de energía de H_2.

5.2.1.- Estrategia de gestión de energía del sistema de almacenamiento

La estrategia de operación del sistema de almacenamiento de energía de H_2 se basa en complementar la generación de electricidad de la planta fotovoltaica, con las celdas de combustible, para satisfacer en todo momento la demanda de energía de la compañía minera. La planta fotovoltaica suministra energía a la demanda y el excedente produce H_2, el cual se almacena y posteriormente se utiliza para la generación de electricidad. Las capacidades de los equipos se dimensionan según los requerimientos de la demanda de energía. Un esquema simplificado del sistema de almacenamiento se presenta en la Figura 5.5.

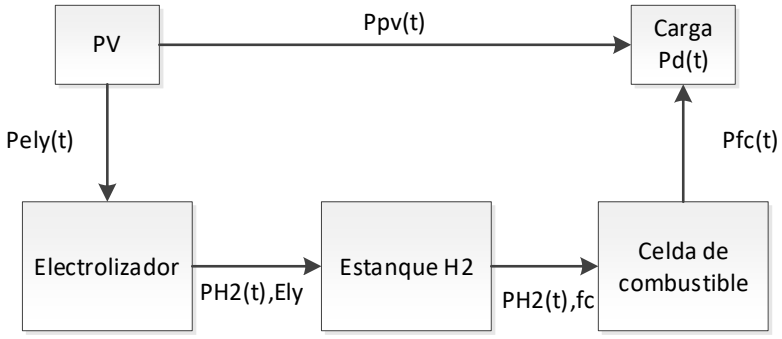


Figura 5.5 Esquema general del proceso

La distribución de energía considera tres situaciones.

a) La generación satisface la demanda [Ppv(t) + Pfc(t) = Pd(t)]. La planta fotovoltaica produce suficiente energía para satisfacer la demanda, mientras que los déficits son complementados por las celdas de combustible, la que consume H_2 de los estanques. Esta distribución se produce en momentos de rampas de potencia de la planta solar.

b) La generación supera la demanda [Ppv(t) > Pd(t)]. La demanda es satisfecha por la energía fotovoltaica, mientras que el exceso de energía se utiliza por los electrolizadores para producir y almacenar H_2 en estanques de alta presión para su posterior uso. Esta situación ocurre cuando la potencia de la planta fotovoltaica logra sus máximos valores.

c) La demanda supera a la generación [Ppv(t) < Pd(t)]. La energía requerida por la demanda se suministra por las celdas de combustible, las que consumen H_2 de los estanques. Ocurre cuando la planta fotovoltaica no produce electricidad.

Los resultados de los balances para el segundo día de enero se ilustran en la Figura 5.6. Se observa que la potencia de los arreglos fotovoltaicos (Ppv) alcanza valores máximos de 65 [MW] y suministra energía a la demanda (Pd) entre el horario 08:00-21:00. Además, proveen energía a los electrolizadores (Pely), los que poseen un perfil de seguimiento de los arreglos solares (<50 MW). Cuando la planta solar sale de operación, las celdas de combustible (Pfc) inyectan 20 [MW] para satisfacer la demanda y las perdidas por transmisión. El H_2 almacena valores inferiores a 12.000 [kg] durante el día para su utilización en las horas nocturnas.

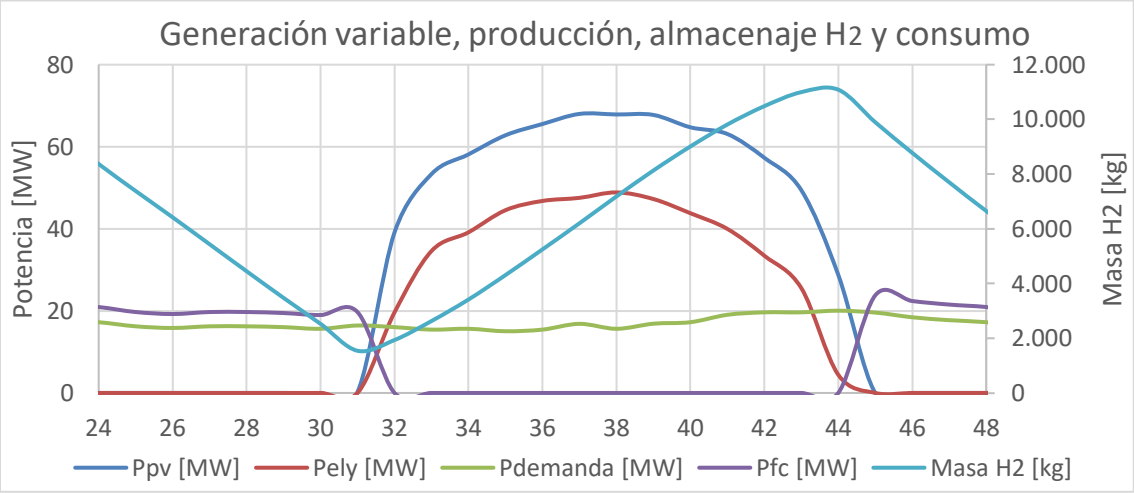


Figura 5.6 Perfil de potencia del sistema de almacenamiento 2do día de enero

La Figura 5.7 representa los resultados de los balances para las 8760 [h/año]. Se estima que la producción fotovoltaica es 283 [GWh/año], con una tasa de uso de 50% (horas en uso por horas al año), mientras que los electrolizadores poseen un consumo igual a 206 [GWh/año] y una tasa igual a 46%. Por otra parte, las celdas de combustible producen 75 [GWh/año], con una tasa de 46%. El sistema de almacenamiento requiere más arreglos conectados en los meses de invierno, ya que la disponibilidad de radiación disminuye.

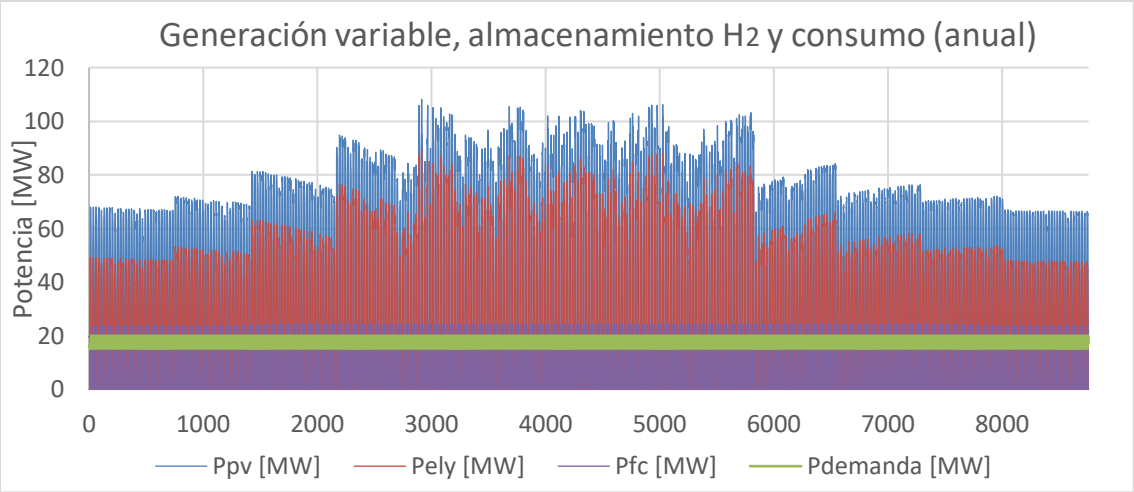


Figura 5.7 Resultados balance de energía anual

La Figura 5.8 indica la producción y consumo de H_2. El promedio de producción anual resulta en 1.057 [kg/h], mientras que el consumo promedio es de 896 [kg/h]. Durante el año se producen 4.194.175 [kg H_2] y se consume 4.149.039 [kg H_2], con pérdidas asociadas al 1% a la sobreproducción. Los estanques durante el 12% del tiempo se encuentran en sus capacidades mínimas y durante el 1,80% en sus capacidades máximas.

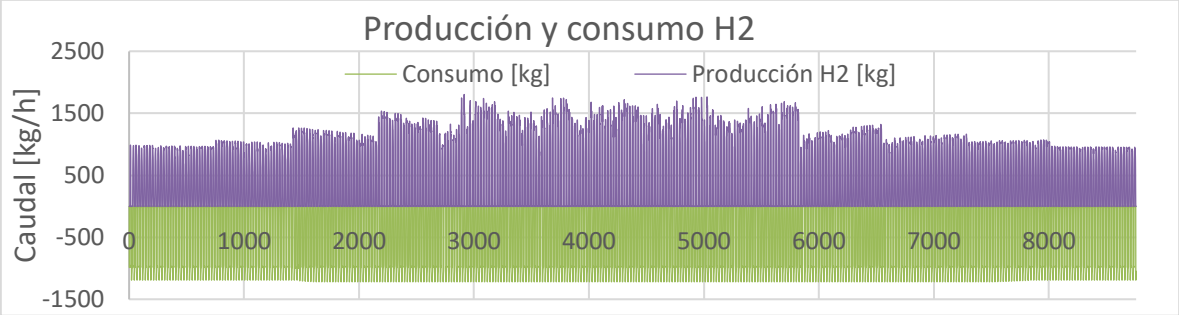


Figura 5.8 Producción y consumo de H2 en estanques

5.2.2.- Balances globales de masa y energía

Los balances globales del sistema de generación y almacenamiento de energía renovable se precisan en la Tabla 5-2. La central fotovoltaica produce suficiente energía (283 GWh/año) para suministrar energía a la empresa minera (76 GWh/año) y producir H_2 (206 GWh/año) durante las horas de radiación solar. Por otra parte, en los momentos en que la planta solar no está operativa, la demanda se satisface con energía de las celdas de combustible (75 GWh/año). La eficiencia global del suministro renovable más almacenamiento resulta igual a 43,28%. Este valor se obtiene como el cociente entre la demanda (122 GWh/año), por la energía de la planta fotovoltaica (283 GWh/año). La eficiencia del sistema de almacenamiento es de 26,89% y equivale a la multiplicación de la eficiencia de cada componente. Las eficiencias del electrolizador (67%) y celda de combustible (55%) se obtienen de acuerdo con el poder calorífico inferior del H_2. La eficiencia del compresor se estima en 85,0%. La eficiencia de los sistemas de conversión y transporte de electricidad es 84,9% y se asocian a la estación convertidora de potencia (95%), subestación parque solar (95%), subestaciones Carrera Pinto (98%), Cardones (98%) y Tierra amarilla (98%).

Tabla 5-2 Resultado global del balance de masa y energía de la planta de almacenamiento de electricidad en base a H_2

Entradas/consumo	[MWh/año]	Salidas	[MWh/año]
Planta PV	283.353	Celdas de combustible	75.591
Electrolizadores	206.450	Consumo directo	76.903
Total	**283.353**	**Total**	**152.494**
Energía planta fotovoltaica		283.353	[MWh/año]
Demanda de energía		122.640	[MWh/año]
Eficiencia global		43,28%	[%]
Eficiencia sistema de almacenamiento		26,89%	[%]

5.3.- Diseño del sistema de almacenamiento

5.3.1.- Electrolizador Alcalino

La producción de H_2 se realiza mediante la electrolisis alcalina. El proceso consiste en la separación del agua por el paso de una corriente eléctrica a través de los electrodos de un reactor. El agua proviene de la planta de purificación e ingresa a los electrolizadores a través de un proceso de recirculación que purifica las corrientes de gas. El agua ingresa por la sección superior de los absorbedores (AB-101) en contracorriente con el caudal de H_2, para eliminar las trazas de KOH. Luego, la corriente de agua ingresa a los estanques de separación (S-101) para recircular el electrolito hacia el estanque de mezcla MK-100, el cual repone y suministra una solución de 30% de KOH a los reactores. La energía eléctrica es suministrada directamente por los módulos fotovoltaicos, mediante una conexión directa. La temperatura de los electrolizadores se fija en 353 [K], a través de los intercambiadores de calor (IC-100), de tal forma de obtener la máxima conductividad del electrolito y evitar el deterioro de los componentes internos y la evaporación del agua. Las impurezas de la corriente de O_2 se remueven de igual forma. Los electrolizadores cuentan con un suministro de $N_2(g)$ para la inertización en caso de emergencias. La Figura 5.16 representa el diagrama de flujo de la producción de H_2.

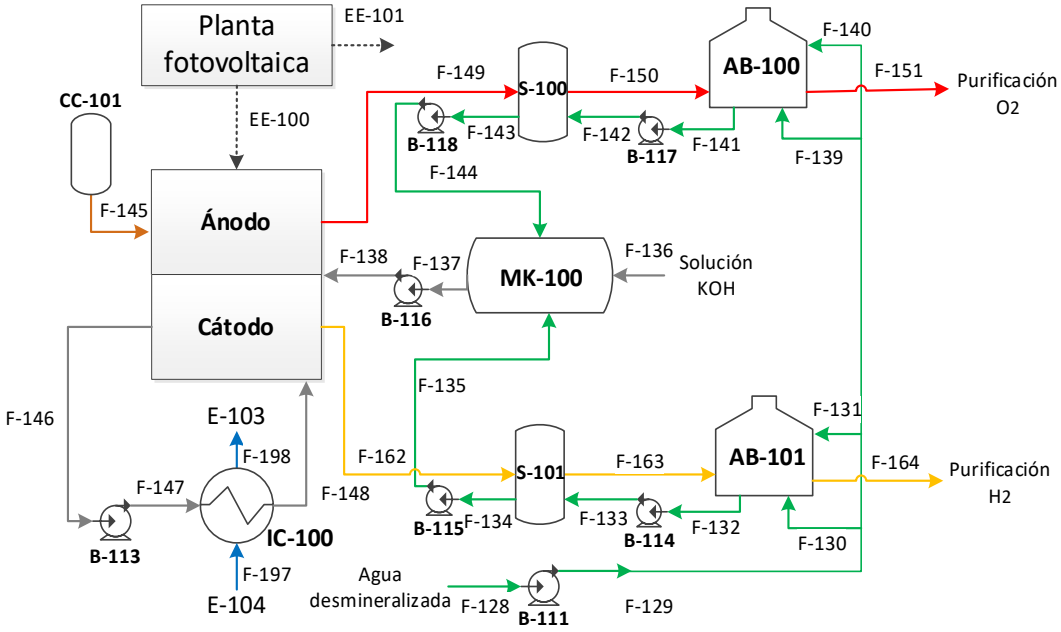


Figura 5.9 Diagrama de flujo de electrolizador alcalino

El electrolizador está compuesto por una secuencia de electrodos, separados por un diafragma, con sus respectivos catalizadores y por una solución de KOH. Esta configuración se denomina bipolar, donde cada electrodo es un cátodo por un lado y un ánodo por el otro [242]. Los electrodos de los extremos están conectados a terminales eléctricos, que producen una corriente continua igual en todo el electrolizador. Además, el voltaje total de la celda es igual a la suma del voltaje de las celdas individuales [243].

Las dimensiones y condiciones de operación del electrolizador se determinan en función de un modelo termodinámico, electroquímico y térmico. El modelo termodinámico define la energía necesaria para la reacción, la cual se deduce a partir del primer principio de la termodinámica. El resultado indica que el cambio de la energía libre de Gibbs es igual al trabajo eléctrico y su vez a la carga eléctrica por el potencial estándar.

$$\Delta G = W_{elec} = -z \cdot F \cdot E^{\circ}_{rev} = 237{,}2 \left[\frac{kJ}{mol}\right]$$

Donde z: Electrones transferidos, F: Constante Faraday y E°_{rev}: Potencial estándar reversible [V]. El potencial para la electrolisis alcalina es -1,23 [V]. La variación positiva de la energía libre indica que la reacción no es espontánea y se debe añadir 237 [kJ/mol] para la reacción. El potencial estándar se obtiene por la suma de los potenciales de las semirreacciones [244].

Oxidación:	$2OH^- \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^-$	$\varepsilon_a = 0{,}401\ [V]$
Reducción:	$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$	$\varepsilon_c = -0{,}827\ [V]$
Reacción global:	$H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2$	$E^{\circ}_{rev} = -1{,}23\ [V]$

El potencial reversible (voltaje reversible) en condiciones no estándar se estima con la ecuación de Nernst, cuyo valor depende de las actividades de los componentes de la reacción. Se asumen condiciones ideales, por ello las actividades de los gases se simplifica a sus presiones parciales y la actividad del agua se reduce a la unidad [245].

$$E_{rev} = E^{\circ}_{rev} - \frac{RT}{zF} \cdot ln \frac{(a_{H_2})(a_{O_2})^{\frac{1}{2}}}{(a_{H_2O})} = E^{\circ}_{rev} - \frac{RT}{zF} \cdot ln(P_{H_2})(P_{O_2})^{\frac{1}{2}}$$

Donde R: Constante universal [J/mol·K], T: Temperatura [K], a Actividades y P: Presiones parciales [bar]. El potencial estándar posee una dependencia de la temperatura [246].

$$E^{\circ}_{rev} = 1{,}23 - 8{,}45 \cdot 10^{-4} \cdot (T - 298)$$

El modelo electroquímico añade los requerimientos adicionales de energía y los expresa en función de los sobrepotenciales de activación y óhmicos [243].

$$V_{cell} = E_{rev} + \eta_{act} + \eta_{ohm}$$

Donde V_{cell}: Voltaje de la celda [V], E_{rev}: Potencial reversible [V], η_{act}: sobrepontencial de activacion [V] y η_{ohm}: sobrepotencial óhmico [V]. El sobrepotencial de activación representa la cinética de los electrodos. La ecuación de Tafel mediante los parámetros cinéticos permite relacionar el sobrepotencial con la densidad de corriente [247]. Se propone utilizar catalizadores de Ni-S en el cátodo con parámetros cinéticos igual a $\alpha = 0{,}74$ [-] y $j_o = 0{,}129$ [A/m^2], mientras que para el ánodo un catalizador NiFe-LDH, el cual logra valores de $\alpha = 0{,}81$ [-] y $j_o = 3{,}08$ [A/m^2] [248, 249]. Esta combinación exhibe una notable actividad, estabilidad y durabilidad, en atmósferas alcalinas. La ecuación de Tafel resulta:

$$\eta_{act} = \frac{RT}{z\alpha F} \cdot ln\left(\frac{j}{j_o}\right)$$

El sobrepotencial óhmico representa las pérdidas de energía y se expresa como la suma de todas las resistencias [Ω], según la siguiente expresión [243].

$$R_{ohm} = R_1 + R_{electrodo} + R_{iones} + R_{diafragma} + R_{burbujas}$$

La resistencia de los conectores (R_1) es despreciable en contraste con la resistencia de los electrodos y esta última se estima con la conductividad del níquel Raney ($1{,}4 \cdot 10^7$ S/m), el espesor y área de cada electrodo [250]. La resistencia de los electrodos resulta $2{,}2 \cdot 10^{-10}$ [Ω]. La resistencia asociada al transporte de iones (R_{iones}), depende del tipo de electrolito y de las concentraciones. Una solución de hidróxido de potasio se utiliza como electrolito, puesto que alcanza altos valores de conductividad en las condiciones de operación de la celda. Para determinar la conductividad se emplea una correlación en base a datos experimentales [251].

$$k_{KOH} = A \cdot M + B \cdot M^2 + C \cdot (M \cdot T) + D\left(\frac{M}{T}\right) + E \cdot M^3 + F(M^2 \cdot T^2)$$

Donde k_{KOH}: conductividad de KOH [S/cm], M: Molaridad [M] y T: temperatura [K]. Las constantes empíricas resultan A=-2,041; B= -0,0028; C=0,005332; D= 207,2; E=0,001043; $F=3 \cdot 10^{-7}$ [251]. La Figura 5.10 expone la conductividad en función de la temperatura y concentraciones. Se obtiene un máximo valor de 1,38 [S/cm] a una T=353 [K] y 30%KOH.

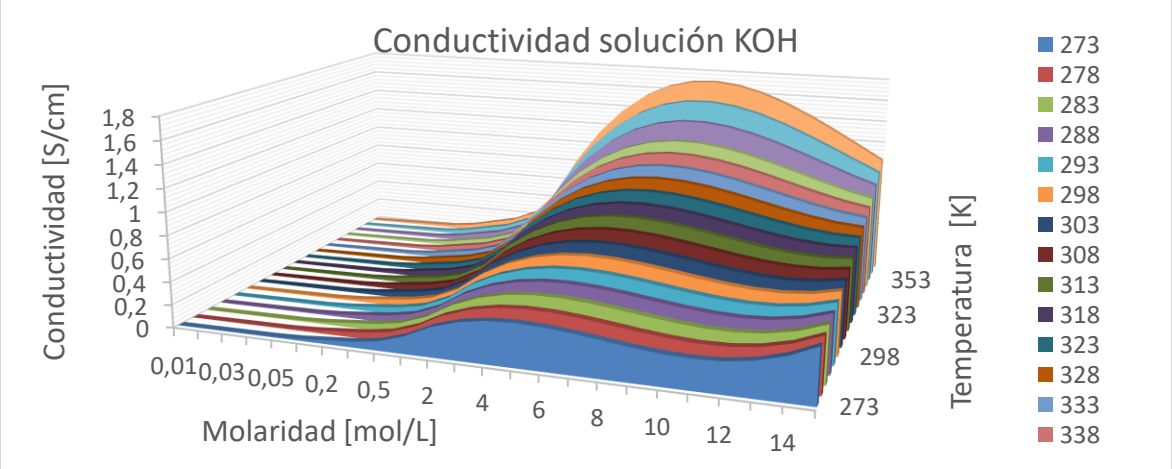


Figura 5.10 Conductividad de KOH en función de la temperatura y concentración [251]

La resistencia de los iones se estima con el espacio entre los electrodos (e_{iones}), el área que cubre el electrolito (A) y la conductividad (k_{KOH}), según la siguiente expresión:

$$R_{iones} = \frac{e_{iones}}{k_{KOH} \cdot A}$$

La resistencia del diafragma se estima con la expresión anterior y con las especificaciones técnicas del separador. Como material se elige el Zirfon, el cual se compone de ZrO_2 y una red polisulfona, además posee una excelente estabilidad química y mecánica [252]. La conductividad del diafragma es 0,23 [S/cm] a una temperatura de 353 [K] y una concentración de 30% KOH, por ello se estima una resistencia igual a $2{,}04 \cdot 10^{-5}$ [Ω].

Las burbujas producen un bloqueo en la superficie del electrodo, reduciendo la transferencia de electrones. La resistencia asociada a las burbujas se estima de la siguiente manera [243].

$$R_{burbujas} = \frac{e_b}{k_b \cdot A} = \frac{e_b}{k_{KOH} \cdot (1-\varepsilon)^{1,5} \cdot A}$$

Donde e_b: Espesor de la cobertura de burbujas [m] y k_b: Conductividad por efecto de las burbujas [S/m]. El valor de k_b se estima con la conductividad del electrolito (k_{KOH}) y con la cobertura de burbujas de la superficie del electrodo (θ), la cual a su vez se expresa en función de la densidad de corriente límite (j_{Lim}) [253].

$$\varepsilon = \frac{2}{3}\theta = \left(\frac{j}{j_{Lim}}\right)^{0,3}$$

Al unificar todas las resistencias, el sobrepotencial óhmico resulta en un comportamiento lineal. Las pérdidas asociadas a los electrodos son mínimas, mientras que las pérdidas por las membranas y electrolito son similares, el efecto de las burbujas es la mayor contribución. Con las expresiones anteriores y al emplear como grado de libertad conocidos el área del electrodo, el número de celdas y un rango de valores de corriente de 0 [A] a 2400 [A] con intervalos de 40 [A] se determina el voltaje de la celda (V_{cell}) y las variables eléctricas fundamentales del electrolizador (potencia, corriente, voltaje). Además, como condiciones de operación se utilizan los valores empleados en procesos industriales (T=353 [K], P=30 [bar], 30%KOH, j=0,2-0,4 [A/cm^2]) [243, 254-256].

$$P = (j \cdot V_{cell}) \cdot A_{total} = (j \cdot V_{cell}) \cdot n_c \cdot A = I \cdot V$$

Donde P: Potencia del electrolizador [MW], j: Densidad de corriente [A/m^2], A_{total}: área total [m^2], A: área electrodo [m^2], I: Corriente [A] y V: Voltaje del electrolizador [V]. El caudal molar de H_2 se determina por la ley de Faraday de la electrolisis [257].

$$n_{H_2} = n_F \cdot \frac{n_c \cdot I}{z \cdot F}$$

Donde n_{H_2}: Moles de H_2 [mol/s], n_F: Eficiencia de Faraday [%], n_c: Número electrodos en serie, n_c: Número electrodos en serie, z: electrones transferidos y F: Constante Faraday. El consumo molar de agua y la producción de O_2 se obtienen por relación estequiometria.

El resultado que agrupa todas las ecuaciones anteriores es la curva de polarización, la cual detalla el voltaje de la celda en función de la densidad de corriente. El potencial reversible y el sobrepotencial óhmico contribuyen con un comportamiento lineal, mientras que el sobrepotencial de activación realiza un aporte logarítmico. La Figura 5.11 describe la curva de polarización para el electrolizador propuesto. Las especificaciones, dimensiones y las condiciones de operación del electrolizador se describen en la Tabla 5-3.

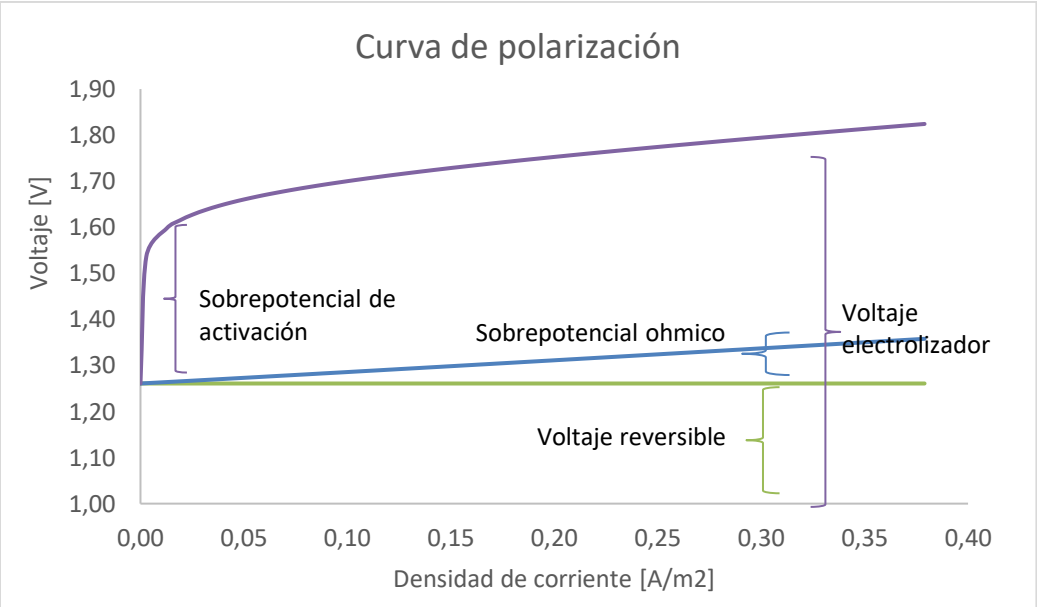


Figura 5.11 Curva de polarización del electrolizador alcalino

Tabla 5-3 Dimensiones y condiciones de operación electrolizador alcalino

Especificación	Valor	Unidades	Especificación	Valor	Unidades
Conexión de celdas	Bipolares		Corriente máx.	2.411	[A]
Catalizador Cátodo - Ánodo	NiS - $NiFeS_2$		Voltaje máx.	726	[V]
Diafragma	Zirfon		Potencia máx.	1,75	[MW]
Concentración electrolito	30% KOH		Presión de operación	30,0	[bar]
Número de celdas en serie	398	[-]	Temperatura operación	353	[K]
Área por electrodo	0,636	[m^2]	Flujo de hidrógeno	35,8	[kg/h]
Área total	195	[m^2]	Eficiencia	65,9%	[%]
Densidad de corriente máx.	0,379	[A/cm^2]	Consumo especifico	4,40	[kWh/Nm^3]

La temperatura de operación del electrolizador es un factor importante, debido a que determina la cinética de la reacción y la seguridad del reactor. El electrolito abandona el electrolizador a 353 [K] e ingresa al intercambiador de calor IC-100, regresando al electrolizador a 298 [K]. El fluido de refrigeración es agua a 293 [K] que proviene del estanque E-104. El modelo térmico resulta del balance de energía al electrolizador y determina la temperatura del electrolizador y el caudal de fluido de refrigeración [258].

$$c_t \cdot \frac{dT}{dt} = Q_{Generación} - Q_{perdidas} - Q_{refrigeración}$$

Donde c_t: Capacidad térmica del electrolizador [J/K] y T: temperatura de operación del electrolizador [K]. El calor de generación está dado por la siguiente expresión [258].

$$Q_{Generación} = n_c \cdot I \cdot (V_{cell} - V_{Tn})$$

Donde n_c: número de celdas [-], I: Corriente [A], V_{cell}: Voltaje de la celda [V] y V_{Tn}: Voltaje termo-neutro (voltaje para que el reactor opere de manera exotérmica) [243]. Las pérdidas por convección se estiman mediante la temperatura ambiente, el coeficiente de convección del aire (h~25 [W/m^2·K]) y el área de convección del electrolizador [m^2] [258, 259].

$$Q_{pérdidas} = h \cdot A \cdot (T - T_{Ambiente})$$

El calor de refrigeración se estima según el F_{H_2O}: Caudal másico de agua [kg/h], c_{p,H_2O}: Calor especifico [kJ/kg·K] y las temperaturas de entrada y salida del intercambiador de calor [258].

$$Q_{refrigeración} = F_{H_2O} \cdot c_{p,H_2O} \cdot \left(T_{in,H_2O} - T_{out,H_2O}\right) = U \cdot A_{Hx} \cdot LMTD$$

Al resolver la ecuación diferencial para una temperatura de 353 [K], se obtiene el calor de refrigeración, los caudales de recirculación del electrolito y caudal de agua de refrigeración del intercambiador IC-100. La Figura 5.12 describe el resultado del balance de energía.

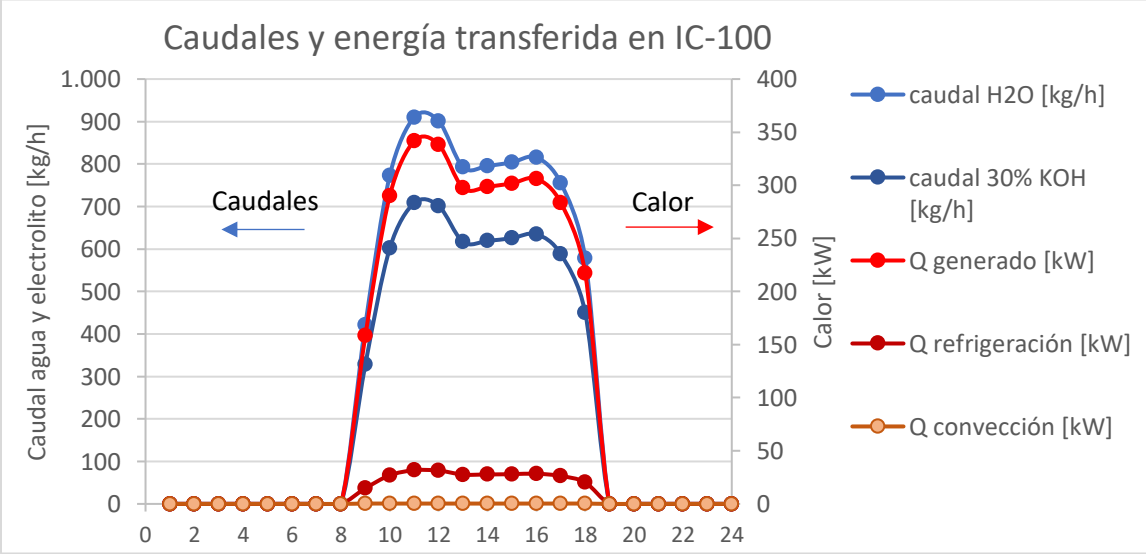


Figura 5.12 Resultados balance de energía electrolizador alcalino

Se observa que los caudales y la transferencia de calor tienen un comportamiento similar a la generación de energía eléctrica de los módulos fotovoltaicos. Se logran máximos valores durante el mediodía y luego disminuye el consumo de agua refrigerante. Además, con el flujo de calor es posible determinar las dimensiones del intercambiador de calor requerido, mediante el coeficiente global de transferencia de calor (U), el área de intercambio de calor (A) y la diferencia de temperatura logarítmica ($LMTD$). El dimensionado del intercambiador se basa en la metodología de diseño Kern. Esta propone dimensiones y luego realiza una evaluación térmica e hidráulica, verificando que si cumple con los valores recomendados [260]. Las dimensiones del intercambiador propuesto resultan en una configuración de 36 tubos, 6 pasos, en arreglo triangular, con un diámetro externo de 0,75 [in] e interno de 0,48 [in], separados por 1,0 [in]. Cada tubo tiene un largo de 3 [m] y el diámetro interno de la coraza es de 10 [in]. La Tabla 5-4 proporciona las dimensiones del intercambiador.

Tabla 5-4 Resultado dimensiones intercambiador de calor IC-100

Parámetro	Unidades	Coraza (agua)	Tubos (KOH)
Área de flujo	[m^2]	0,0011	0,0007
G	[$kg/m^2 \cdot h$]	235,08	278,51
h_0 , h_i	[$W/m^2 \cdot K$]	2.253,72	848,24
ΔP	[bar]	0,24	0,012
Velocidad	[m/s]	0,24	0,21
R_d	[$m^2 \cdot K/W$]	0,0002	0,0003
R_d	[$m^2 \cdot K/W$]	0,0009 (calculado) > 0,0005 (permitido)	
U_D	[$W/m^2 \cdot K$]	394,14 (1% error)	
Área transferencia	[m^2]	6,41	
Carga térmica	[kW]	31,71	

5.3.2.- Integración electrolizador-Planta fotovoltaica

La integración que produce mayores eficiencias (>95%) entre los arreglos fotovoltaicos y el electrolizador es mediante una conexión directa [261]. Esta estrategia permite variar el número de electrodos en serie del electrolizador y alinear lo más cerca posible la curva de polarización con la línea de máxima potencia del arreglo fotovoltaico. De esta manera el electrolizador se adapta a los niveles variables de corriente y voltaje. El electrolizador propuesto tiene las características para operar en conexión directa con uno o más arreglos fotovoltaicos. Cada arreglo está constituido por 17.280 módulos, 15 conectados en serie y 1.152 en paralelo. El electrolizador posee 398 electrodos en serie. Se propone la siguiente operación variando el número de celdas según la radiación en los módulos.

- Electrolizador con 398 celdas en serie para radiaciones entre 1.300-900 [W/m^2]
- Electrolizador con 388 celdas en serie para radiaciones entre 900-500 [W/m^2]
- Electrolizador con 378 celdas en serie para radiaciones entre 500-300 [W/m^2]
- Electrolizador con 269 celdas en serie para radiaciones entre 300-100 [W/m^2]
- Electrolizador con 245 celdas en serie para radiaciones menores a 100 [W/m^2]

La estrategia anterior se puede plasmar en los siguientes gráficos, los que incluyen la corriente y potencia del arreglo fotovoltaico para distintos niveles de radiación y las curvas de polarización del electrolizador variando el número de celdas. La Figura 5.13 representa dicha integración, donde se refleja que la potencia del electrolizador se ajusta a la máxima potencia producida por el arreglo fotovoltaico. Las líneas azules representan la potencia del arreglo fotovoltaico para los distintos niveles de radiación, la línea roja representa los puntos de máxima potencia del arreglo y las líneas negras representan las curvas de polarización del electrolizador utilizando distinto número de celdas en serie.

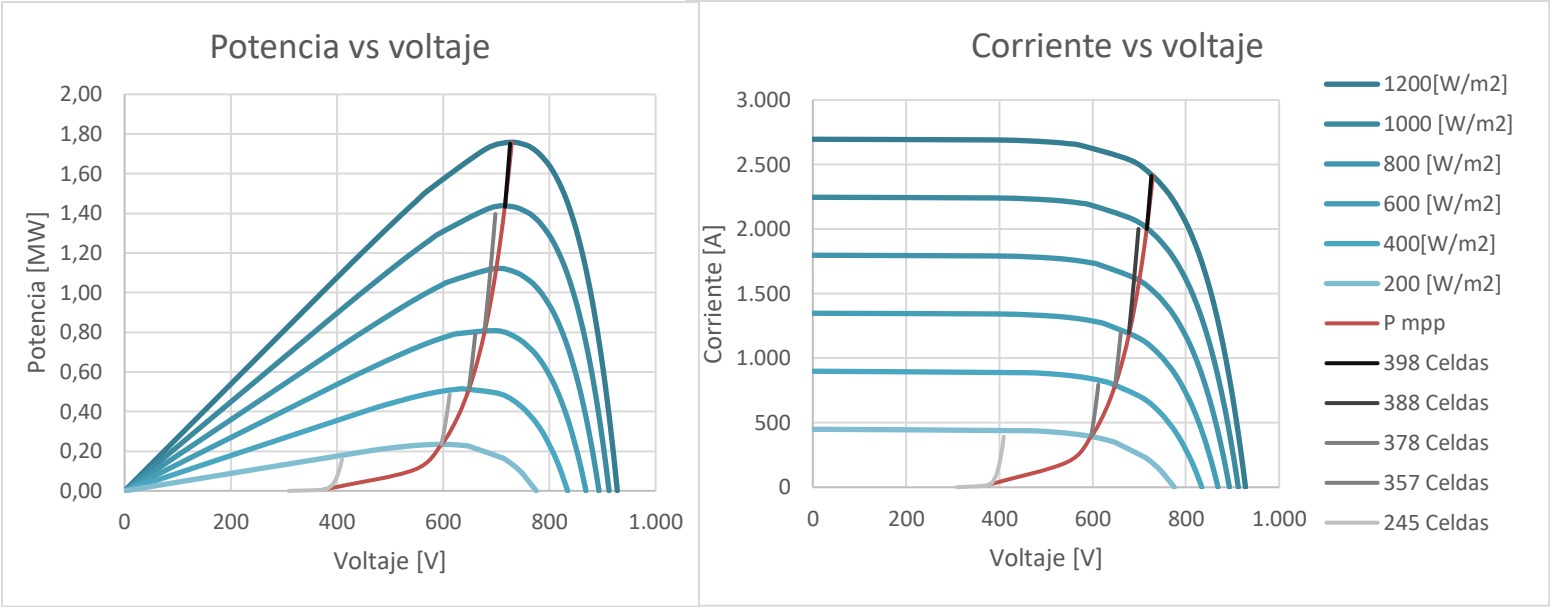


Figura 5.13 Curvas características arreglo fotovoltaico y electrolizador

Por otra parte, el electrolizador requiere de valores específicos de voltaje y corriente, los que no pueden superar a los valores que provee el arreglo fotovoltaico mediante el seguimiento de máxima potencia. La figura anterior demuestra que los valores de la curva de polarización son menores a los valores de la curva de máxima potencia, esto evita déficits de energía en el electrolizador. Para cuantificar la energía transferida desde la planta fotovoltaica hacia los electrolizadores, se realiza un histograma de la radiación solar en la zona de la planta [262].

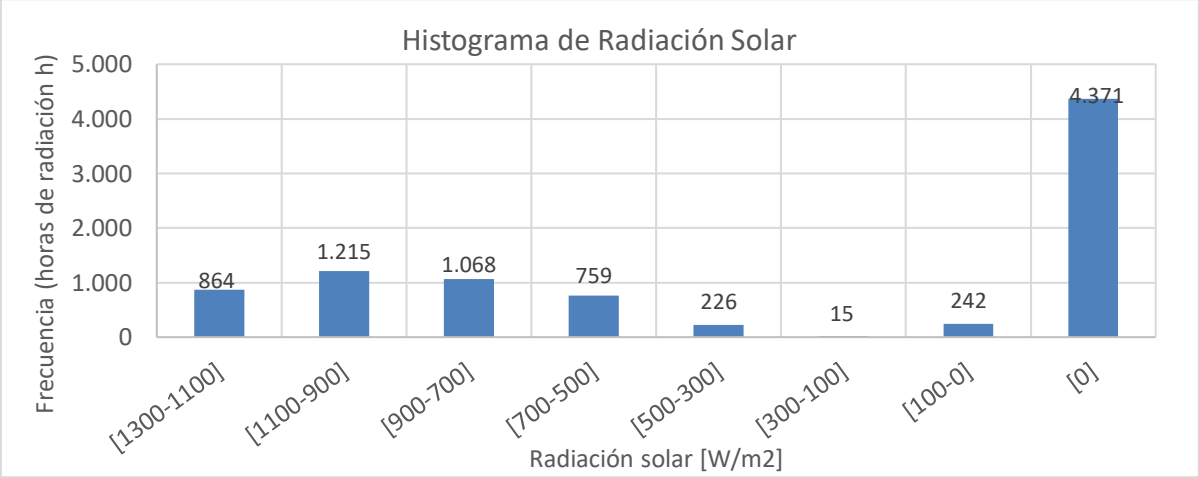


Figura 5.14 Histograma de frecuencias de radiación solar para planta fotovoltaica Luz del Norte [262]

La estimación de las pérdidas anuales de energía debido a la conexión directa, son comparadas con el punto de máxima potencia del arreglo fotovoltaico en el transcurso de todo 1 año. Las pérdidas se obtienen mediante la siguiente expresión [263].

$$Pérdidas = \sum (P_{PV,MPPT} - P_{Ely}) \cdot f_j$$

Donde $P_{PV,MPPT}$: Punto de máxima potencia del arreglo fotovoltaico [MW], P_{Ely}: Potencia del electrolizador [MW] y f_j: Número de horas en el año en que la radiación solar logra los diferentes rangos. La masa de H_2 [kg/año] que produce el acople directo resulta [263].

$$m_{H_2} = \sum \frac{n_F \cdot n_c \cdot I_{Ely} \cdot t_j \cdot PM_{H_2}}{z \cdot F}$$

Donde cada termino corresponde a n_F: Eficiencia de Faraday, n_c: Número celdas en serie, I_{Ely}: Corriente del electrolizador obtenida en el rango de radiación, $t_j = f_j \cdot 3600$ [s/año], PM_{H_2}: Peso molecular H_2 [g/mol], z: Electrones transferidos, F: Constante Faraday [C/mol]. La eficiencia global de energía para el acople directo se estima por la cantidad de energía contenida en el hidrógeno por la energía que produce el arreglo fotovoltaico [263].

$$\eta_{PV-Ely} = \frac{m_{H_2} \cdot HHV}{E_{PV}} = \left[\frac{kg}{año}\right] \cdot \left[\frac{MJ}{kg}\right] \cdot 10^6 \left[\frac{J}{MJ}\right] \cdot \left[\frac{W \cdot s}{J}\right] \cdot \frac{1}{3600}\left[\frac{h}{s}\right] \cdot \frac{1}{10^9}\left[\frac{GW}{W}\right] \cdot \left[\frac{año}{GWh}\right]$$

Donde HHV: Es el poder calorífico superior del hidrógeno [MJ/kg] y E_{PV}: Energía del arreglo fotovoltaico [GWh/año]. Con las ecuaciones planteadas anteriormente se concluye que el acople variando el número de celdas produce una pérdida anual de 0,58% de la energía que suministra la planta fotovoltaica. Además, la eficiencia en la producción de H_2 alcanza un valor promedio de 67,72%. La Tabla 5-5 entrega los resultados de la integración.

Tabla 5-5 Energía transferida desde el arreglo PV al electrolizador, perdidas y eficiencia global del sistema

Número de celdas	Frecuencia [h]	Radiación [W/m^2]	Energía Pv [MWh/año]	Pérdidas [MWh/año]	Pérdidas [%]	Producción H_2 [kg/año]	Eficiencia $n_{pv\text{-}Ely}$ [%]
398	864	[1300-1100]	1.483	6,57	0,4%	30.902	69,4%
	1.215	[1100-900]	1.738	4,23	0,2%	36.048	69,1%
388	1.068	[900-700]	1.222	19,9	1,6%	24.936	68,0%
	759	[700-500]	652	0,68	0,1%	13.139	67,2%
378	226	[500-300]	129	0,22	0,2%	2.525	65,1%
369	15	[300-100]	4,29	0,00	0,0%	81	63,0%
245	242	[100-0]	3,46	0,03	0,78%	60	57,7%
	4.371	[0]	0,00	0,00	0,0%	0	0,0%
398	**8760**	**Total**	**5.133**	**31,59**	**0,58%**	**107.691**	**67,72%**

5.3.3.- Sistema de purificación corrientes gaseosas

Luego del proceso de producción, el flujo de H_2 pasa por una etapa de purificación, la que consiste en la remoción de trazas de KOH, O_2 y vapor de agua. Es necesario reducir estas impurezas para evitar mezclas explosivas y deterioro en compresores y estanques por acción de la corrosión. Además, la alta pureza de los gases es necesaria, para aumentar la vida útil de las celdas de combustibles, al evitar el envenenamiento de los catalizadores. Ambos gases finalizan la etapa de purificación con una concentración del 99,999% al reducir el contenido de contaminantes hasta valores menores a 0,1 [ppm].

5.3.3.1.- Columnas de absorción de KOH

La primera etapa de purificación consiste en la absorción de trazas de KOH en los flujos de gas. Las trazas se producen por arrastre en concentraciones de 100 [ppm] y se estima una reducción menor a 0,1 [ppm]. También, el absorbedor enfría las corrientes de gas, al reducir la temperatura hasta 298 [K] y suministrar agua a los electrolizadores mediante recirculación.

Las dimensiones de la columna de absorción se determinan en base a las condiciones de operación de los electrolizadores. Se propone 3 columnas de absorción para un flujo total de 1.564 [kg H_2/h], con una presión de 30 [bar], temperatura de 353 [K] y una composición de KOH 0,271 %p/p (100 ppm). Las condiciones de operación del absorbedor se estiman mediante el método gráfico, el cual combina el balance de masa y el equilibrio del soluto en el líquido y gas. La constante de Henry representa el equilibrio y el valor para la absorción de KOH es 29 [mol/L·atm] [264]. Al utilizar el valor recíproco y convertir unidades resulta:

$$H_{KOH} = \frac{1000\left[\frac{kg}{m^3}\right] \cdot 1000\left[\frac{g}{kg}\right] \cdot 1{,}013\left[\frac{bar}{atm}\right]}{18\left[\frac{g}{mol\ H_2O}\right] \cdot 29\left[\frac{mol\ H_2}{L \cdot atm}\right] \cdot 1000\left[\frac{L}{m^3}\right]} = 1{,}94\ \left[\frac{bar \cdot mol\ H_2O}{mol\ H_2}\right]$$

Por tanto, el equilibrio del KOH en el líquido y gas se representa mediante la expresión.

$$K_{KOH} = \frac{y_{KOH}}{x_{KOH}} = \frac{H_{KOH}}{P} = \frac{1{,}94\ \left[\frac{bar \cdot mol\ H_2O}{mol\ H_2}\right]}{30\ [bar]} = 0{,}0647\ \left[\frac{mol\ H_2O}{mol\ H_2}\right]$$

La Figura 5.15 representa la columna de absorción, del cual se desprende el balance de masa.

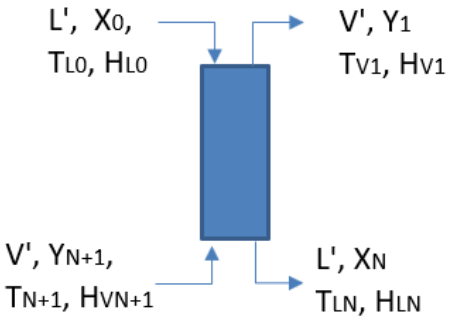


Figura 5.15 Esquema de la columna de absorción

$$L' \cdot X_0 + V' \cdot Y_{N+1} = L' \cdot X_N + V' \cdot Y_1$$

Donde L' y V' son los flujos molares libre de KOH [mol/h], X_0 y X_N son las fracciones molares de KOH en el líquido, Y_{N+1} y Y_1 son las fracciones molares de KOH en el gas. Al despejar el flujo de líquido de la ecuación anterior se obtiene el caudal mínimo de absorción ($L'_{Mín}$). La concentración de KOH en el líquido de salida se obtiene al trazar una recta que intercepta las concentraciones del tope y fondo con la curva de equilibrio ($X_N = 4{,}185\%$).

$$L'_{Mín} = V'\left(\frac{Y_{N+1} - Y_1}{X_N - X_0}\right)$$

El caudal de operación se establece con un factor de 6 veces el caudal mínimo. Con este valor es posible determinar la concentración de KOH en la caudal de líquido en la salida de la columna ($X_N = 0{,}697\%$), trazando una nueva curva de operación. La Figura 5.16 representa el método gráfico, el cual determina las condiciones de operación.

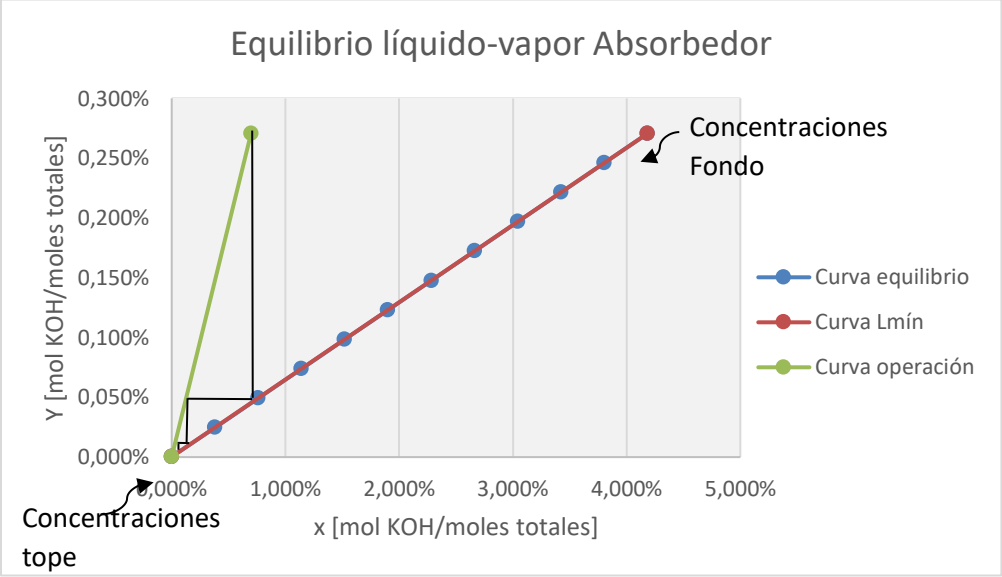


Figura 5.16 Curva de equilibrio, operación mínima y operación en columna de absorción

Además, el método grafico determina el número de etapas en equilibrio, trazando líneas entre las curvas de operación y equilibrio. Por este método se obtienen 3 etapas en equilibrio. La columna de absorción enfría la corriente de gas y mediante un balance de energía se estiman las temperaturas de salida del líquido y gas. Se asume una operación adiabática y sin reacción.

$$L' \cdot H_{L0} + V' \cdot H_{VN+1} = L' \cdot H_{LN} + V' \cdot H_{V1}$$

Donde H_{L0}, H_{LN}: entalpías del líquido en la entrada y salida [kJ/kmol], H_{VN+1}, H_{V1}: entalpías del gas en la entrada y salida [kJ/kmol]. Las entalpías se definen en función del calor específico y de la diferencia de temperatura del caudal con el valor de referencia. Se asume la temperatura del gas de salida igual a 298 [K]. Al despejar la temperatura del líquido de salida (T_{LN}) se obtiene un valor de 348 [K]. La Tabla 5-6 resume los resultados.

Tabla 5-6 Resultados balance de energía

Caudal	Caudal [kmol/h]	Entalpía [kJ/kmol]	Temperatura [K]	Energía [kJ]
L_0	100,33	1.505,30	293	754.865 (entrada)
V_{N+1}	259,31	2.328,67	353	
L_N	100,33	5.649,20	348	754.865 (salida)
V_1	259,31	724,91	298	

Los empaques seleccionados para la columna de absorción son los anillos Rashing, debido a que estos materiales elaborados a partir de cerámicas son inertes y no sufren deterioros por

el contacto con el KOH. Las especificaciones indican un tamaño nominal de 25 [mm], un área por unidad de volumen igual a 190 [m^2/m^3] y una fracción de vacío (ε) de 0,68 [-] [265]. Para determinar las dimensiones físicas de la columna, se realiza un balance de masa del soluto a una sección diferencial de la altura de la torre [266].

$$Vdy = K_y a \cdot (y - y^*) \cdot A_T \cdot dl$$

Donde V: Caudal de gas, $K_y a$: Coeficiente volumétrico global de transferencia de masa, A_T: Área transversal, dl: Altura diferencial de la columna, $(y - y^*)$: Diferencia entre la concentración en operación y equilibrio. Al resolver se obtiene la siguiente expresión [266].

$$\frac{K_y a \cdot A_T}{V} \cdot \int_0^{l_T} dl = \frac{K_y a \cdot A_T}{V} \cdot l_T = \int_{y_{out}}^{y_{in}} \frac{dy}{(y - y^*)}$$

$$l_T = \frac{V}{K_y a \cdot A_T} \cdot \int_{y_{out}}^{y_{in}} \frac{dy}{(y - y^*)} = H_{OG} \cdot N_{OG}$$

La altura se expresa como el producto entre la altura total de una unidad de transferencia (H_{OG}) y por el número total de unidades de transferencia (N_{OG}). El N_{OG} resulta en 8,07 y se resuelve mediante una aproximación que utiliza el factor de absorción ($A = L/(V \cdot K_{KOH})$), las concentraciones y la constante de equilibrio (K_{KOH}) [266].

$$N_{OG} = \int_{y_{out}}^{y_{in}} \frac{dy}{(y - y^*)} = \frac{ln\left[\left(\frac{A-1}{A}\right) \cdot \left(\frac{(y_{in} - K_{KOH} \cdot x_{in})}{(y_{out} - K_{KOH} \cdot x_{in})}\right) + \left(\frac{1}{A}\right)\right]}{\left(\frac{A-1}{A}\right)}$$

Para calcular la altura total de una unidad de transferencia (H_{OG}), se estima el área transversal de la columna, a partir de una velocidad de 1,6 [m/s] y el coeficiente volumétrico global de transferencia de masa ($K_y a$). El coeficiente se define en función de las fuerzas impulsoras entre las dos fases y se expresa a partir de los coeficientes en la fase gaseosa ($k_G a_A$) y liquida ($k_L a_A$), según la siguiente expresión [266].

$$\frac{1}{K_y a} = \frac{1}{k_G a_A} + \frac{K_{KOH}}{k_L a_A}$$

Los coeficientes en ambas fases se obtienen por correlaciones que dependen del tipo de empaque, propiedades de los fluidos y condiciones de operación, estos resultan [267].

$$k_G a_A = 4{,}45 \left[\frac{kmol}{m^3 \cdot s}\right] \qquad k_L a_A = 18{,}06 \left[\frac{kmol}{m^3 \cdot s}\right]$$

De este modo, el coeficiente global es igual a $K_y a$ = 4,38 [$kmol/m^3 \cdot s$], por tanto, la altura de una unidad de transferencia (H_{OG}) resulta 0,38 [m]. En consecuencia, la altura del empaque de la columna es 3,05 [m]. Se añade un factor de seguridad (5%) para los distribuidores.

$$l_T = N_{OG} \cdot H_{OG} = 8{,}07 \cdot 0{,}38 = 3{,}05\ [m] \rightarrow l_T = 3{,}05 \cdot 1{,}05 = 3{,}20 [m]$$

Las dimensiones de la columna de absorción para la corriente de O_2 se estiman con la misma metodología. La Tabla 5-7 resume las dimensiones de ambas columnas de absorción.

Tabla 5-7 Dimensiones y condiciones de operación de los absorbedores AB-100 corriente O_2 y AB-101 corriente H_2

Equipo	AB-101	AB-100	Unidades	Equipo	AB-101	AB-100	Unidades
Caudal	521,64	4140,03	[kg/h]	Velocidad	1,644	1,282	[m/s]
[KOH] entrada	100	100	[ppm]	Área transversal	0,043	0,0227	[m^2]
[KOH] salida	0,1	0,1	[ppm]	Diámetro	0,235	0,170	[m]
Presión	30	30	[bar]	N_{OG}	8,072	8,072	[-]
Temperatura	353,00	353,00	[K]	Coeficiente global	4,381	3,998	[kmol/m^3·s]
Caudal H_2O	1,81	0,903	[m^3 H_2O/h]	H_{OG}	0,378	0,396	[m]
Razón Líquido/Gas	7,023	8,626	[L/m^3]	Altura empaque	3,048	3,200	[m]
Factor de absorción	5,99	5,99	[-]	Altura torre	3,201	3,360	[m]
Número etapas	3,75	3,75	[-]	Caída de presión	0,050	0,626	[m H_2O]
Eficiencia	99,90%	99,90%	[%]	Energía in=out	754.865	401.556	[kJ]

5.3.3.2.- Reactor catalítico (Deoxo)

Para reducir el contenido de O_2 en la corriente de H_2, se utiliza un reactor de lecho fijo que elimina el O_2 por una reacción catalítica con el H_2 para formar vapor de agua. Esta reacción es catalizada por esferas de paladio incorporadas en alúmina (0,3%). La empresa Basf provee el catalizador R5280, el cual posee un área superficial de 300 [m^2/g], una densidad de 750 [kg/m^3] y un diámetro nominal entre 4-8 [mm] [268].

Para determinar las dimensiones y condiciones de operación del reactor se asume un modelo de reactor de flujo tubular. Al realizar un balance de masa para el oxígeno (soluto A) en un elemento diferencial en estado estacionario resulta la siguiente ecuación.

Entrada = Salida + Desaparición por reacción + Acumulación

$$F_A = F_A + dF_A - r_A dV + 0$$

Donde F_A: Flujo molar de entrada de O_2, $F_A + dF_A$: Flujo molar de salida O_2, dV: Volumen infinitesimal y r_A: Moles de O_2 en la reacción. Además, la conversión es $x_A = 1 - F_A/F_{A0}$, donde F_{AO}: Flujo molar inicial de O_2 y la velocidad de reacción está dada por [269].

$$r_A{}' = 0{,}655 \cdot P_{O_2}^{0,804} \cdot exp^{\left(-\frac{5230}{RT}\right)}$$

Donde P_{O_2}: Presión parcial O_2 [atm], R: Constante universal [cal/K·mol], T: Temperatura [K] y $r_A{}'$: Velocidad de reacción [mol/ g catalizador·s]. La masa de catalizador resulta (W):

$$W = \rho \cdot V = F_{AO} \cdot \int_{0\%}^{99\%} \frac{dx_A}{0{,}655 \cdot P_{O_2}^{0,804} \cdot exp^{\left(-\frac{5230}{RT}\right)}}$$

La presión parcial del O_2 se expresa en función de la fracción molar resultante de la estequiometria y esta a su vez en función de la conversión. Al resolver la integral mediante un cambio de variables y evaluar la conversión entre 99% hasta 0% se logra una masa igual a 37,87 [kg] catalizador. Las dimensiones del reactor catalítico para la corriente de O_2 se estiman con la misma metodología. La Tabla 5-8 resume las dimensiones de ambos reactores.

Tabla 5-8 Condiciones de operación y dimensiones de reactores RD-101 (H_2) y RD-100 (O_2)

Equipo	RD-101 (H_2)	RD-100 (O_2)	Unidades
Flujo diseño	1.564,93	12.420,09	[kg/h]
Presión	30	30	[bar]
Temperatura	298	298	[K]
Pureza entrada	1000	1.000	[ppm]
Pureza salida	0,1	0,1	[ppm]
Masa de catalizador	37,870	19,172	[kg]
Largo	0,833	0,664	[m]
Diámetro	0,278	0,221	[m]
Área	0,0606	0,0385	[m^2]
Volumen	0,0505	0,0256	[m^3]

La Figura 5.17 estima la conversión en función del largo del reactor, además se observa la disminución en las concentraciones de oxígeno a medida del avance del flujo de hidrógeno. El reactor tiene un largo de 0,833 [m] y logra concentraciones menores a 0,1 [ppm O_2] en la salida. El largo del reactor para la corriente de O_2 resulta igual a 0,664 [m] y se requiere una masa de 19,172 [kg], para procesar un caudal de oxígeno de 12.420 [kg O_2/h].

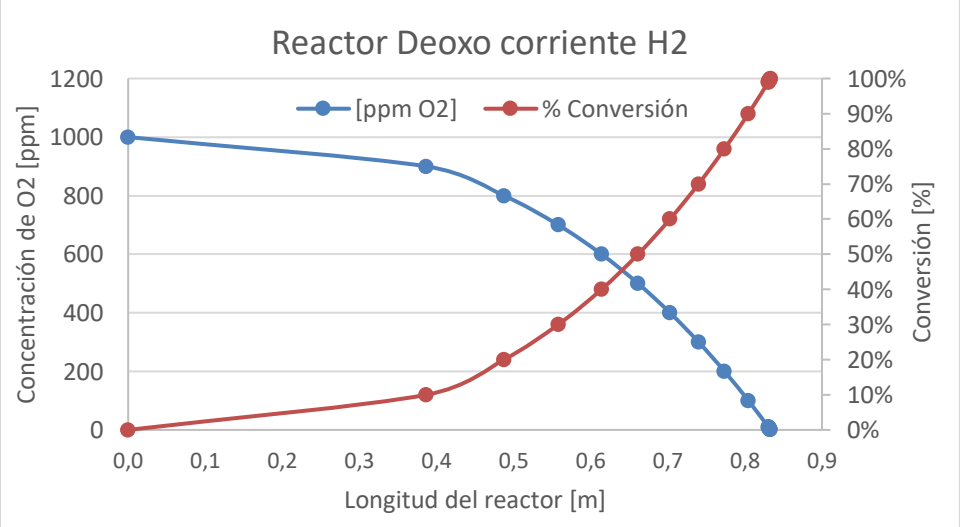


Figura 5.17 Conversión del oxígeno a lo largo del reactor

5.3.3.3.- Columnas de adsorción de H_2O

Para eliminar el vapor de agua de las corrientes de gas, se propone un proceso de adsorción, el cual permite reducir el contenido en concentraciones menores a 0,1 [ppm H_2O]. El proceso seleccionado es la adsorción por oscilación de presión ("Pressure swing adsorption", PSA), la cual consiste en la adsorción del agua mediante un lecho fijo y su posterior regeneración.

El esquema en la Figura 5.18 describe el proceso PSA en varias secuencias para una misma columna. La etapa (1) corresponde adsorción de impurezas. Una vez agotado el lecho transcurre la etapa (2) que consiste en la despresurización de la columna a flujo paralelo, al disminuir gradualmente el caudal de operación. La etapa (3) es una despresurización continua a contracorriente. En la etapa (4) se produce la regeneración del lecho por la desorción de las impurezas mediante la aplicación de un gas de purga. La última etapa (5) consiste en presurizar nuevamente el lecho. Este proceso está diseñado para operar con múltiples columnas en paralelo para así disponer de un flujo continuo de gas [270].

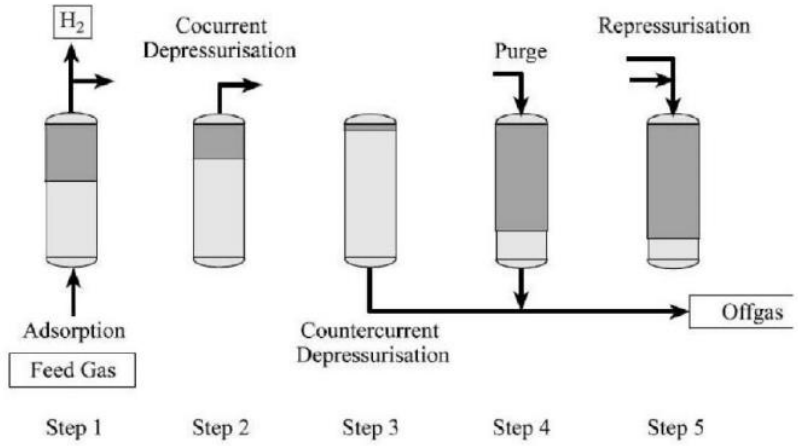


Figura 5.18 Esquema simplificado del proceso de adsorción por oscilación de presión (PSA) [270]

Para modelar la columna de adsorción se asume un sistema no ideal y que el equilibrio esta dado por una ecuación lineal, además la resistencia a la transferencia de masa interna y externa son finitas, la caída de presión es despreciable, la columna de adsorción se comporta como un flujo pistón y el lecho se encuentra libre de soluto. Al realizar un balance de masa diferencial para el soluto en una sección transversal y considerando una isoterma de adsorción lineal, además del equilibrio, se obtiene el siguiente conjunto de ecuaciones [271].

$$u \cdot \frac{\partial c}{\partial z} + \frac{\partial c}{\partial t} + \frac{(1-\varepsilon_b)}{\varepsilon_b} \cdot \frac{\partial \bar{q}}{\partial t} = 0$$

$$\frac{\partial \bar{q}}{\partial t} = k \cdot (q^* - \bar{q})$$

$$q^* = K \cdot c$$

Donde $\bar{q}$: Carga del adsorbato [kg H_2O/m^3 sólido], ε_b: Fracción de vació del lecho, z: Distancia a través del lecho [m], t: Tiempo [s], c: Concentración del adsorbato (soluto) [kg H_2O/m^3 gas], u: velocidad intersticial del lecho [m/s], k: Coeficiente global de transferencia de masa [1/s], K: Constante de adsorción en equilibrio [-] y q^*: Carga de adsorbato en equilibrio [kg H_2O/m^3 sólido]. Dada determinadas condiciones iniciales y de borde, es posible dar solución al conjunto de ecuaciones con la función error. La siguiente aproximación corresponde a la solución analítica al balance de masa planteado anteriormente, al considerar la isoterma de adsorción lineal y la condición de equilibrio [271].

$$\frac{c_f}{c_F} \approx \frac{1}{2}\left[1 + \operatorname{erf}\left(\sqrt{\tau} - \sqrt{\varepsilon} + \frac{1}{8\sqrt{\tau}} + \frac{1}{8\sqrt{\varepsilon}}\right)\right]$$

Donde las expresiones τ y ε son las coordenadas adimensionales del tiempo y distancia, c_f la concentración del soluto en el fluido y c_F la concentración inicial de soluto en [ppm] o [kg H_2O/m^3 gas]. Las coordenadas adimensionales están en función de las variables mencionadas anteriormente y dadas por las siguientes expresiones [271].

$$\tau = k \cdot \left(t - \frac{z}{u}\right) \qquad\qquad \varepsilon = \frac{kKz}{u} \cdot \frac{(1-\varepsilon_b)}{\varepsilon_b}$$

El coeficiente global de transferencia de masa (k) se estima con la siguiente ecuación, donde el primer término indica la resistencia a la externa y el segundo la resistencia interna [271].

$$\frac{1}{kK} = \frac{R_P}{k_c} + \frac{{R_P}^2}{15 \cdot D_e}$$

Donde R_P: radio de la partícula adsorbente [m], k_c: Coeficiente de transferencia de masa externo [m/s] y D_e: Difusividad especifica en la partícula [m^2/s]. Esta última se evalúa con la fórmula de difusividad en mezclas de gas propuesta por Fuller que utiliza constantes empíricas de datos experimentales. Para la difusividad del agua en la corriente de H_2 se obtienen una difusividad de $5{,}3 \cdot 10^{-5}$ [m^2/s].

El coeficiente de masa externo (k_c) se estima por correlaciones que se deducen a partir de la transferencia de masa convectiva entre la superficie de una partícula esférica y el fluido [271].

$$Sh = k_c \cdot \frac{D_P}{D_i} = 2 + 0{,}6 \cdot Re^{\frac{1}{2}} \cdot Sc^{\frac{1}{3}} = 2 + 0{,}6 \cdot \left(\frac{D_P \cdot G}{\mu}\right)^{\frac{1}{2}} \cdot \left(\frac{\mu}{\rho \cdot D_i}\right)^{\frac{1}{3}}$$

Donde Sh, Re, Sc son los números adimensionales de Sherwood, Reynolds y Schmidt. Estos se valoran con el D_P: Largo característico [m], G: Flujo másico por unidad de área [kg/m^2·s], μ: Viscosidad [kg/m·s], ρ: Densidad del fluido [kg/m^3], D_i: Difusividad del componente i en la mezcla gaseosa [m^2/s] y k_c: Coeficiente de transferencia de masa [1/s]. El material elegido como adsorbente es la zeolita de tamiz molecular 4A (tamiz 10x16). El proveedor es la empresa Basf y la zeolita posee un diámetro de 1,6 [mm], una densidad de 760 [kg/m^3], una capacidad de adsorción de agua de 21,5%, un área específica de 800 [m^2/g] y una fracción

de vacío de 0,5 [-] [272]. Las isotermas de adsorción de vapor de agua en un lecho fijo con zeolitas se han determinado empíricamente, cuya constante de adsorción en equilibrio corresponde a 3.243 [m^3 gas/ m^3 sólido] [273]. Además, el largo del lecho se estima mediante las condiciones de operación y propiedades de la zeolita [271].

$$L = \frac{c_F \cdot G \cdot t}{q_F \cdot \rho_b}$$

Donde t: Tiempo de operación [h], q_F: Carga en equilibrio de las zeolitas [kg H_2O/m^3 sólido] y ρ_b: densidad de zeolitas [kg/m^3]. Con el caudal de operación, las propiedades del fluido, las especificaciones de la zeolita, dimensiones de la columna, las isotermas de adsorción, se determina el coeficiente de transferencia de masa k_c y las coordenadas adimensionales de tiempo (τ) y distancia (ε), para obtener la solución al balance de masa mediante la función error. La Figura 5.19 corresponde a las curvas de ruptura de la columna, que expresa la razón de concentraciones de vapor de agua en el caudal de gas en función de la altura de la columna y del tiempo de adimensional.

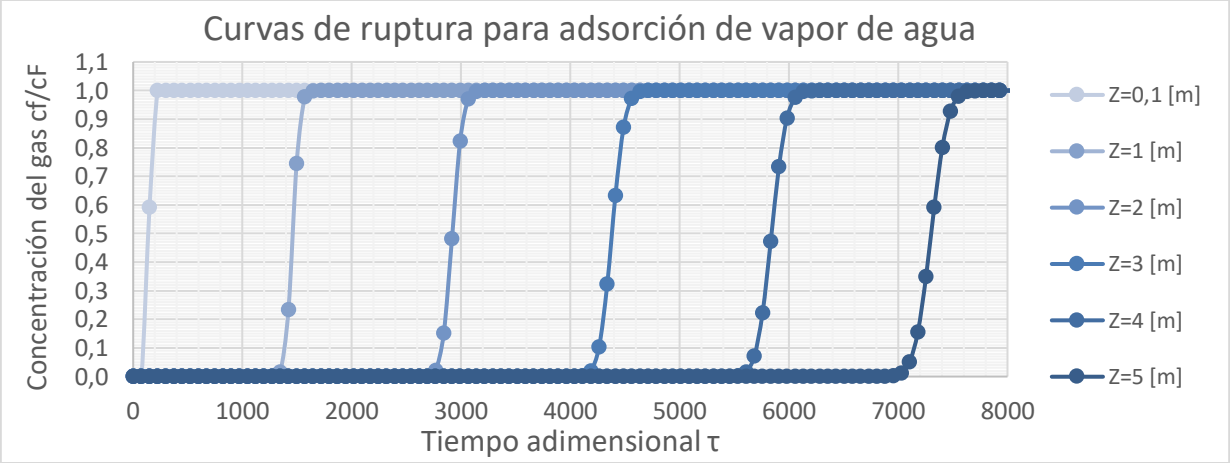


Figura 5.19 Curvas de ruptura de la columna de adsorción de vapor de agua.

La curva de ruptura determina que para una columna de largo 5 [m], se espera que las concentraciones del gas de salida sean menores a 0,1 [ppm H_2O], en tiempos adimensionales menores de $\tau = 6.805$ [−], es decir menores a 18,2 [h]. De esto resulta una razón de las concentraciones igual a $c_f/c_F = 0{,}0015\%$; por tanto, la concentración del gas de salida en tiempos menores a 18,2 [h] y con una concentración de entrada de $c_F = 2.035$ [ppm] resulta:

$$c_f = 2.035\ [ppm\ H_2O] \cdot 0{,}0015\% = 0{,}0305\ [ppm\ H_2O]$$

Esto indica que las dimensiones de la columna cumplen los niveles de purificación. La Figura 5.20 representa el perfil de carga del adsorbente en función del largo del lecho en el transcurso de 18,2 [h]. Se observa en las zonas iniciales ocurre la transferencia de masa, saturando las zeolitas. A partir de 4,5 [m] de distancia del punto inicial, la saturación del lecho disminuye, al igual que la concentración de agua en el gas.

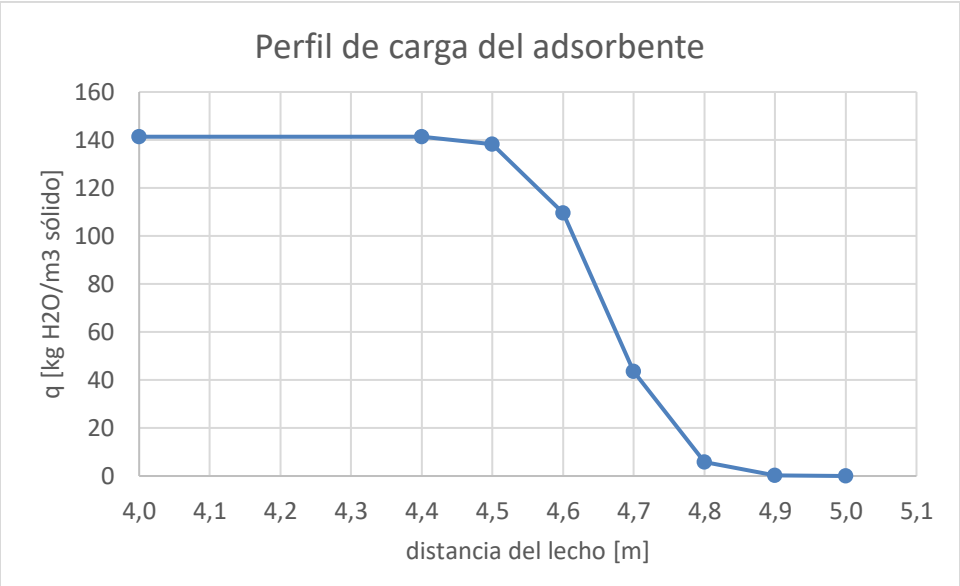


Figura 5.20 Perfil de carga de la columna de adsorción

La Tabla 5-9 resume las condiciones de operación y dimensiones de la torre de adsorción TS-101, para una unas condiciones de operación de 298 [K] y 30 [bar]. Las dimensiones de la torre adsorción de H_2O para el flujo de O_2 sigue la misma metodología anterior.

Tabla 5-9 Condiciones de operación y dimensiones de columna de absorción TS-101 para la corriente de H_2

Columna	TS-101 (H_2)	TS-100 (O_2)	Unidades
Número columnas	2	6	[-]
Caudal H_2	782,47	2.070,01	[kg/h]
c_f inicial H_2O	2.035	17.350	[ppm]
c_f final H_2O	<0,1	<0,1	[ppm]
G	0,277	0,643	[kg/m^2·s]
k_c	0,124	0,056	[m/s]
k	0,104	0,432	[1/s]
K	3.243	367,1	[m^3 gas/m^{3}sólido]
t	18,2	13,51	[h]
Altura	5,00	4,90	[m]
Diámetro	1,00	1,07	[m]
Volumen	1,963	2,191	[m^3]

La desorción del lecho se realiza en los instantes no operativos, la cual ocurre en los momentos en que los electrolizadores dejan de producir gases. La desorción se lleva a cabo al circular H_2 comprimido a contracorriente, permitiendo extraer el agua de los poros de la zeolita y reducir el nivel de saturación del lecho a niveles aceptables para el posterior reinicio del ciclo. La definición matemática de la desorción queda fuera del alcance de este estudio, se asume que las dimensiones de la columna y el exceso de H_2 cumplen con las exigencias.

5.3.4.- Sistema de almacenamiento

El sistema de almacenamiento consiste en una etapa inicial de almacenamiento a presión de 30 [bar], seguido por una etapa de compresión que eleva la presión de los gases hasta 350 [bar] y una última etapa que almacena los gases a la presión de salida del compresor.

5.3.4.1.- Estanques de almacenamiento a 30 [bar]

Estos estanques tienen el objetivo de almacenar la generación diaria de H_2 y O_2 a una presión de 30 [bar] y crear un efecto amortiguador al proveer flujo continuo de gas a los compresores. El siguiente balance de masa determina la capacidad de los estanques en un instante (t).

$$m_{Acumulación}(t) = m_{entrada}(t) - m_{salida}(t)$$

Donde $m_{Acumulación}$: acumulación de H_2 [kg], $m_{entrada}$: Caudal de producción de H_2 [kg/h] y m_{salida}: Caudal de salida de H_2 [kg/h] todos en un instante (t). La Figura 5.21 representa el resultado de los balances de masa durante el transcurso de un día.

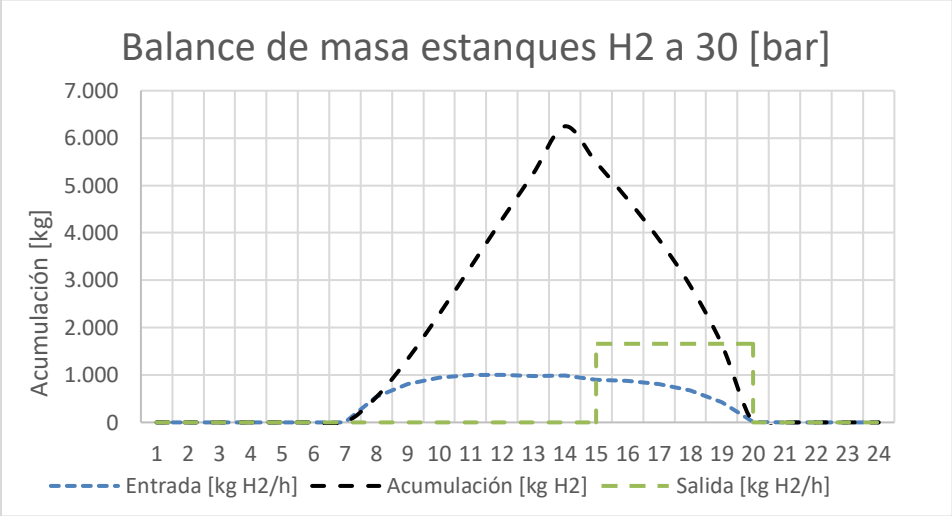


Figura 5.21 Resultado de balance de masa estanques de hidrógeno a presión de 30 [bar]

Se observa que los estanques alcanzan un máximo de 6.248 [kg H_2] acumulados a las 14:00, cantidad que disminuye a medida que el gas sale hacia el compresor. Este valor se asume como la cantidad máxima de H_2 a almacenar a 30 [bar] durante la vida del proyecto. La tecnología más adecuada para almacenar H_2 [bar], son los estanques sin uniones, denominados tipo I. Los principales materiales de fabricación de estos estanques son los aceros de bajo contenido de carbono, aleaciones de Cr y Mo, aceros austeníticos y aleaciones de Al y Cu [274]. Estas aleaciones son necesarias para evitar la fragilización por H_2, la cual consiste en el deterioro de las propiedades mecánicas por difusión de H_2 al interior del metal y cuya consecuencia podría causar rotura del estanque.

El estanque se dimensiona en base al código ASME para calderas y recipientes a presión [275]. El material elegido es el acero SA-240 316L, puesto que es uno de los materiales que ofrece mayor resistencia a la fragilización por H_2 debido al alto contenido de Ni y Mo. Esta

aleación promueve el flujo cruzado en la interfaz gas-metal, lo que evita la incorporación del H_2 en la superficie e interior del metal [276]. Además, ofrece altos valores de resistencia a la fluencia, tensión de rotura y resistencia a la tracción, lo que posibilita almacenar el H_2 a altas presiones [277]. La Tabla 5-10 describe las propiedades mecánicas del acero 316L.

Tabla 5-10 Composición y propiedades mecánicas del acero AISI 316L [276, 277]

Elemento	C	Mn	Ni	Cr	Mo	S	Si	P
Composición [%]	<0,035	2	10-15	16-18	2-3	0,03	1	0,045
Tratamiento térmico	Recocido 1390 [K] / 60 [min] + Templado con agua							
Límite elástico (S_y)	182 [Mpa]			Tensión de rotura (S_u)		450 [Mpa]		
Elongación 2 [in]	35 [%]			Densidad		7990 [kg/m^3]		
Estándar	SA-240 316L-AISI 316L							

Según el código ASME, se recomienda las siguientes relaciones para las dimensiones del estanque que se encuentra bajo una presión interna. El espesor de la coraza (t_c) y el espesor del cabezal semiesférico (t_s) del estanque, se definen por las siguientes ecuaciones [275].

$$t_c = \frac{P \cdot r_e}{S \cdot E + 0{,}4 \cdot P} + C_c \qquad t_s = \frac{P \cdot r_e}{2 \cdot S \cdot E + 0{,}8 \cdot P} + C_c$$

Donde P: presión de trabajo [bar], r_e: radio externo de coraza [m], S: Tensión máxima admisible [bar] E: Eficiencia de las uniones (100%) y C_c: tolerancia a la corrosión [mm]. El volumen y la masa se definen por las dimensiones físicas, según las siguientes relaciones:

$$V_{estanque} = V_{coraza} + 2 \cdot V_{semiesfera} = \pi \cdot L \cdot \frac{D_i^2}{4} + 2 \cdot \left(\frac{2\pi \cdot r_i^3}{3}\right)$$

$$m = m_{coraza} + 2 \cdot m_{semiesfera} = \rho \cdot \left(\pi \cdot L \cdot t_c \cdot D_i + 2 \cdot \left(2 \cdot \pi \cdot r_i^2 \cdot t_s\right)\right)$$

Donde V: Volumen de gas [m^3], m: masa del estanque [kg], L: largo de la coraza [m], D_i: diámetro interno coraza, r_i: radio interno semiesfera [m] y ρ: densidad del acero [kg/m^3]. Se asume que las superficies del estanque están libres de imperfecciones y que cumplen con las pruebas de tracción, inspección, de impacto, hidráulica, de dureza y ultrasónica.

Se propone definir las dimensiones del estanque en función de las especificaciones de un proveedor y luego verificar sus valores. La empresa Lapesa ofrece un estanque con un volumen de 10 [m^3] y presión de diseño de 40 [bar] [278]. Con las ecuaciones se validan las dimensiones. La Tabla 5-11 proporciona las dimensiones y el número de estanques para esta etapa. Se precisan 261 estanques para almacenar una masa máxima de 6.248 [kg H_2]. Las dimensiones de los estanques de O_2 se establecen según la misma metodología. El material seleccionado es el acero SA-240 304L cuya alta resistencia a la corrosión, ignición y fuego lo hacen adecuado para almacenar O_2 a alta presión [279]. Para esta etapa se escoge un estanque con capacidad de 10 [m^3], por lo que se precisan 126 estanques, para almacenar una cantidad de 49.588 [kg O_2].

Tabla 5-11 Dimensiones y condiciones de operación estanques de baja presión

Equipo	BP-101	BP-100	Unidades	Equipo	BP-101	BP-100	Unidades
Caudal	H_2	O_2	[-]	Caudal	H_2	O_2	[-]
Presión de diseño	40,00	40,00	[bar]	Capacidad Semiesfera	0,94	0,94	[m^3]
Capacidad	10,00	10,00	[m^3 H_2O]	Masa estanque	3.455	3.455	[kg]
Diámetro exterior	1,50	1,50	[m]	Densidad gas	2,39	39,46	[kg/m^3]
Largo	6,00	6,00	[m]	Presión operación	30,00	30,00	[bar]
Espesor coraza	15,58	15,58	[mm]	Temperatura operación	298,00	298,00	[K]
Espesor semiesfera	10,79	10,79	[mm]	Masa de gas	23,98	394,59	[kg]
Tolerancia a la corrosión	6,00	6,00	[mm]	Masa de gas total	6.248	49.588	[kg]
Capacidad Coraza	8,12	8,12	[m^3]	Estanques	261	126	[-]

5.3.4.2- Compresores

La función de los compresores es aumentar la presión de los gases de 30 [bar] hasta 350 [bar]. Las dimensiones del compresor dependen de las presiones de succión y descarga, el caudal de operación, propiedades del gas, sistema de refrigeración y temperaturas de entrada y salida del gas [280]. De todos los equipos disponibles, el compresor reciproco de etapas múltiples es el único que se adapta a un caudal de 879 [m^3/h] y una presión de descarga de 350 [bar].

El compresor reciproco comprime al gas por la reducción del volumen que provoca el desplazamiento del pistón al interior de un cilindro. El proceso se compone de 4 etapas compresión, descarga, expansión y succión. La Figura 5.22 ejemplifica un ciclo real de compresión [281]. En la posición (1) el volumen del gas disminuye, mientras la presión aumenta, hasta la presión de descarga. En la posición (2) la válvula de descarga se abre y el gas a la temperatura y presión de descarga, salen de la cámara de compresión. En la posición (3) las válvulas de descarga se cierran y el pistón se mueve en dirección opuesta, lo que genera una expansión del gas. En la posición (4) las válvulas de succión se abren y el gas ingresa hasta llenar completamente la cámara hasta llegar a la posición (1). Las áreas de las posiciones (2-2A-3) y (4-4A-1) representan las pérdidas de las válvulas de descarga y succión respectivamente. En este dimensionado se asumen despreciables.

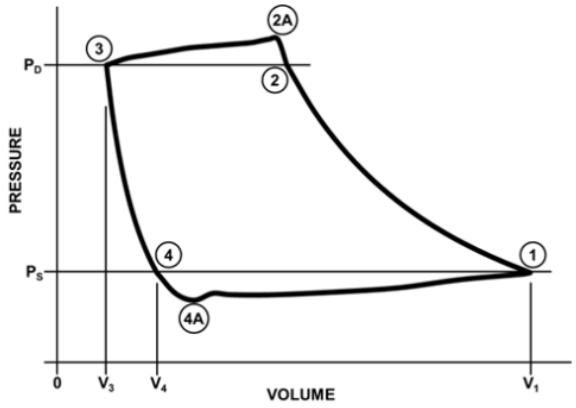


Figura 5.22 Ciclo real de compresión [281]

El criterio más importante en el diseño es la representación termodinámica de la compresión y se define como un fenómeno politrópico, es decir como un proceso reversible que involucra intercambio de calor con el exterior, cuyos cambios del gas cumplen la siguiente relación.

$$P \cdot V^n = Constante$$

Una aproximación del coeficiente se obtiene mediante la siguiente expresión [282].

$$\left(\frac{n-1}{n}\right) = \left(\frac{k-1}{k}\right) \cdot \frac{1}{\eta_P}$$

Donde n: Coeficiente politrópico, η_P: Eficiencia politrópica y k: Coeficiente isentrópico (proceso adiabático). Este último se estima con la razón de los calores específicos [kJ/kg ˙K].

$$k = c_P / c_v$$

El coeficiente isentrópico depende de las condiciones de presión y temperatura del gas y estas a su vez dependen del número de etapas y de las presiones intermedias del compresor. Se asume 2 etapas y una presión intermedia optima, según la siguiente expresión [282, 283]

$$p_x = \sqrt{p_{descarga} \cdot p_{succión}}$$

El gas ingresa a la primera etapa a 30 [bar], hasta aumentar a una presión intermedia de 102 [bar], luego pasa a la segunda etapa, donde el gas se comprime de 102 a 350 [bar]. La Tabla 5-12 describe las presiones para cada etapa, expresadas en términos absolutos.

Tabla 5-12 Etapas, presiones y Razones de compresión del compresor reciproco de H_2

Presión [bar]	Etapa I	Razón	Etapa II	Razón
P succión	30,0	3,42	102,5	3,42
P descarga	102,5		350,0	

Al asumir una eficiencia del compresor igual a $\eta_P = 85\%$, la potencia se obtiene como la suma del trabajo en cada etapa multiplicado por el caudal molar de gas [282, 284, 285].

$$P = (W_I + W_{II}) \cdot \frac{\dot{n}_{gas}}{\eta_P}$$

$$W_I = \left(Z_p \cdot RT \cdot \left(\frac{n}{n-1}\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{p_I}{p_x}\right)^{\frac{n-1}{n}}\right)\right) \quad \text{y} \quad W_{II} = \left(Z_p \cdot RT \cdot \left(\frac{n}{n-1}\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{p_x}{p_{II}}\right)^{\frac{n-1}{n}}\right)\right)$$

Donde W_I:, W_{II} Trabajo etapa I y II [J/mol], $\dot{n}_{gas}$: Caudal molar [mol/s], Z_p: Coeficiente de compresibilidad promedio entre succión y descarga, R: Constante universal de los gases, p_I, p_x, p_{II}: Presión de succión, intermedia y de descarga y n: Coeficiente politrópico [-]. Para determinar las dimensiones del cilindro, se estima geométricamente el desplazamiento del cilindro, el cual es igual al área transversal del cilindro por el largo [282].

$$PD = S_t \cdot N \cdot \pi \cdot \frac{\phi^2}{4}$$

Donde PD: Desplazamiento del cilindro [m^3/h], S_t: Carrera del cilindro (Stroke) [m], N: Revoluciones por minuto del pistón [rpm] y ϕ: Diámetro del cilindro [m]. Debido a que el pistón no viaja hasta el final del cilindro, existe un volumen libre al interior del cilindro que permite la descarga y succión del gas. Las consideraciones anteriores se pueden asociar en un término que representa el desplazamiento real del pistón, la eficiencia volumétrica [286].

$$\%EV = 97\% - \left(\frac{Z_S}{Z_D} \cdot r^{\frac{1}{n}} - 1\right) \cdot C - L$$

Donde $\%EV$: Eficiencia volumétrica [%], Z_S, Z_D, Factor de compresión del gas en la succión y descarga, r: Razón de compresión, n: Coeficiente politrópico, C: Volumen libre (8%) y L: Constante de desplazamiento (3%). La eficiencia volumétrica determina el desplazamiento del cilindro por medio del caudal de entrada al compresor [m^3/h] (Q) [286].

$$Q = PD \cdot \%EV$$

Por otra parte, la temperatura de descarga del gas (T_D) se obtiene en función de la temperatura de succión (T_S), la razón de compresión (r) y el coeficiente politrópico (n) [282].

$$T_D = T_S \cdot r^{\frac{n-1}{n}}$$

En la etapa intermedia se produce un aumento de la temperatura del gas a causa de la compresión, la cual se enfría con agua a 293 [K] que fluye a través de una camisa que envuelve al cilindro. El siguiente balance de energía representa la transferencia de calor que se produce en la camisa del compresor.

$$Q_{H_2O} \cdot C_{p,H_2O}(T_{entrada} - T_{salida}) = Q_{H_2} \cdot C_{p,H_2}(T_{pistón} - T_{salida})$$

Al despejar la ecuación anterior se obtiene el caudal de agua para la refrigeración del pistón. Se asume que el agua ingresa a 293 [K] y sale a 323 [K]. El H_2 adquiere una temperatura intermedia de 453 [K] y se refrigera hasta 298 [K]. La Tabla 5-13 resume los resultados de las dimensiones del compresor reciproco para caudal de H_2. Las dimensiones del compresor de O_2 se estiman con la misma metodología. La Tabla 5-13 también incluye sus resultados.

Tabla 5-13 Dimensiones y condiciones de operación compresor de hidrógeno (C-101) y oxígeno (C-100)

Especificaciones	Etapa I	Etapa II	Etapa I	Etapa II	Unidades
Equipo	C-101 (H_2)		C-100 (O_2)		[-]
Potencia total	2.813		1.361		[kW]
Capacidad	897	274	433	123	[m^3/h]
Diámetro	348	348	280	280	[mm]
Stroke	359	108	233	63	[mm]
RPM	520	520	600	600	[rev/min]
Carga a enfriar	1.338		768		[kW]
Agua de refrigeración	38.400		22.043		[kg/h]

5.3.4.3.- Intercambiador de calor IC-101 y IC-102

El caudal de salida de H_2 del compresor posee una temperatura igual a 456 [K] y para su almacenamiento requiere disminuir su temperatura hasta valores seguros. El control de temperatura se realiza mediante un intercambiador de calor de tubo y coraza, el cual utiliza el agua por la sección tubular y gas por la coraza. La Figura 5.23 representa al IC-102.

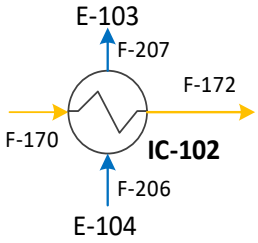


Figura 5.23 Intercambiador de calor IC-102 corriente de proceso de H_2 a 350 [bar]

Mediante un balance de energía, se obtiene la siguiente expresión simplificada.

$$F_{H_2} \cdot Cp_{H_2} \cdot (T_{170} - T_{172}) = F_{H_2O} \cdot Cp_{H_2O} \cdot (T_{207} - T_{206})$$

Donde $F_{170} = F_{172} = F_{H_2}$: Flujo de H_2 [kg/h], Cp_{H_2}: Calor especifico H_2 [kJ/kg·K], ΔT: Diferencia de temperatura entre las corrientes de entrada y salida, $F_{206} = F_{207} = F_{H_2O}$: Flujo de H_2O [kg/h]. Las dimensiones y condiciones de operación del intercambiador se estiman según la metodología Kern [260]. La Tabla 5-14 proporciona las dimensiones para el intercambiador IC-102 y el intercambiador IC-101. El intercambiador IC-102 tienen una configuración de 136 tubos, de 4 [m] de largo, en 8 pasos, con un diámetro interior de la coraza igual a 737 [mm]. Cada tubo tiene un diámetro exterior e interior de 1,5 y 1,17 [in] y un paso entre tubos igual 1,875 [in]. El intercambiador IC-101 posee 69 tubos, de 6 [m] de largo, con 8 pasos y un diámetro de la coraza igual a 489 [mm]. Cada tubo posee un diámetro exterior e interior de 1,50 y 1,17 [in].

Tabla 5-14 Condiciones de operación intercambiador de calor IC-102 y IC-101

Parámetro	Unidades	Coraza	Tubos	Coraza	Tubos
Intercambiador	[-]	IC-102 (H_2)		IC-101 (O_2)	
Área de flujo	[m^2]	0,0109	0,0118	0,0075	0,0031
G	[kg/m^2·h]	55,10	950,77	352,40	1.566,76
h_0 , h_i	[W/m^2·K]	1.990,39	2.939,80	2.815,81	4.318,28
ΔP	[bar]	0,18	0,17	0,13	0,52
Velocidad	[m/s]	2,36	0,95	0,36	1,57
R_d	[m^2·K/W]	0,0001	0,0003	0,0003	0,0003
$R_{d(calculado)} > R_{d(pemitido)}$	[m^2·K/W]	0,0008 > 0,0004		0,0010 > 0,0006	
U_D	[W/m^2·K]	622,82 (<1% error)		624,52 (2% error)	
Área transferencia	[m^2]	64,24		77,49	
Carga térmica	[kW]	1.406		1.339	

5.3.4.4.- Estanques de almacenamiento a 350 [bar]

El flujo de H_2 que sale del compresor ingresa y se acumula en los estanques de alta presión a 350 [bar], posteriormente el H_2 fluye hacia las celdas de combustible para producir electricidad en los momentos que se requiera. La masa que se almacena en los estanques de alta presión resulta del balance de masa, donde (t) corresponde a cada hora del año.

$$m_{Acumulación}(t) = m_{entrada}(t) - m_{salida}(t)$$

Donde $m_{Acumulación}$: Acumulación de H_2 [kg], $m_{entrada}$: Caudal del compresor [kg/h] y m_{salida}: Caudal de salida de estanques [kg/h]. Del balance anterior resulta que para el mes de Julio se obtiene la máxima acumulación igual a 13.046 [kg]. El caudal máximo de entrada es igual a 2.153 [kg H_2/h] y el caudal de salida es igual al consumo de las celdas de combustible, con un valor promedio de 896 [kg H_2/h]. Las celdas generan en promedio 16,44 [MWh] en los instantes en que la planta solar no produce electricidad. La Figura 5.24 describe la acumulación y los flujos en los estanques de alta presión de H_2.

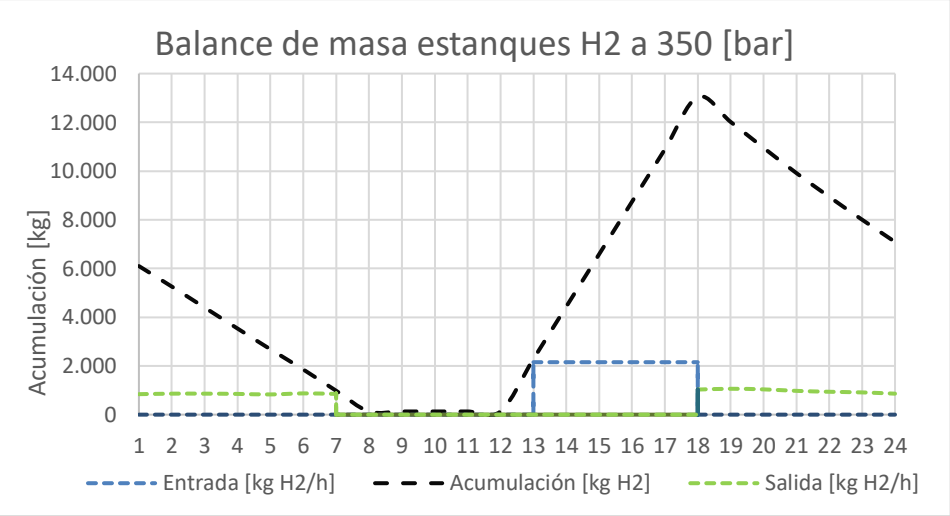


Figura 5.24 Resultado balance de masa estanques de H_2 a 350 [Bar]

Se propone el uso de estanques sin uniones tipo I para almacenar los gases a 350 [bar]. El material para almacenar H_2 es el acero SA-372, Grado J, Clase 70. La composición de este acero ofrece atractivas propiedades mecánicas en cuanto a resistencia y tenacidad a la fractura en atmosferas de H_2 a alta presión. Esta aleación es ligeramente susceptible a la fragilización por H_2, no obstante pruebas hidráulicas y de emisión de acústica han demostrado que en condiciones normales de operación no se compromete la integridad estructural del tubo [287]. Es por esta razón que las principales empresas de gases industriales utilizan esta aleación para distribuir H_2. La Tabla 5-15 especifica la composición química, el tratamiento térmico en la fabricación y las propiedades mecánicas del acero seleccionado.

Tabla 5-15 Composición, tratamiento térmico y propiedades mecánicas [287, 288]

Elemento	C	Mn	P	S	Si	Cr	Mo
Composición	0,25-0,35	0,40-0,90	< 0,40	< 0,50	0,20-0,35	0,80-1,15	0,15-0,25
Tratamiento térmico	Austenización 1116 [K] /120 [min] + templado en aceite + revenido 908 [K] /120 [min] + Enfriamiento con aire						
Límite elástico (S_y)	485 [Mpa]		Tensión de rotura (S_u)		825-1.000 [Mpa]		
Elongación 2 [in]	20 [%]		Tenacidad a la fractura		125 [Mpa·$\sqrt{m}$]		
Estándares	SA 372 clase J grado 70						

Las dimensiones del estanque se determinan con el código ASME [275]. Los valores de la tensión máxima admisible (S) están estandarizados por la asociación y dependen de la temperatura de operación. Una aproximación para estimar la tensión admisible es adoptar un factor de seguridad de 3 veces la tensión de rotura ($S_u = 3S$) [289]. Además, se asume una tolerancia a la corrosión de 8 [mm] (protección superior a 20 años).

Para determinar las dimensiones se utilizan las especificaciones de un proveedor y luego se validan con el código ASME. La empresa FIBA provee el estanque con capacidad de 0,966 [m^3] que puede almacenar gases hasta 379 [bar] [290]. La Tabla 5-16 entrega las especificaciones del estanque y los requerimientos de los gases. Se requieren 579 estanques para almacenar un máximo de 13.046 [kg H_2]. Los estanques se agrupan en arreglos de 12 unidades, lo que resulta un total de 49 arreglos. Las especificaciones de los estanques de O_2 se determinan de igual manera. Se elige un acero SA-372, Grado M, Clase 100 y el resultado indica que se necesitan 242 estanques para almacenar 103.538 [kg O_2] en 21 arreglos.

Tabla 5-16 Dimensiones y condiciones de operación estanques de H_2 y O_2 a 350 [bar]

Equipo	**AP-101**	**AP-100**	**Unidades**	**Equipo**	**AP-101**	**AP-100**	**Equipo**
Caudal	H_2	O_2	[-]	Caudal	H_2	O_2	[-]
Presión de diseño	379	379	[bar]	Capacidad semiesfera	0,0253	0,0253	[m^3]
Capacidad	0,966	0,966	[m^3]	Masa estanque	3.065	3.065	[kg]
Diámetro externo coraza	0,508	0,508	[m]	Densidad gas	23,362	443,48	[kg/m^3]
Largo externo	7,01	7,01	[m]	Presión de operación	350	350	[bar]
Espesor coraza	41,18	41,18	[mm]	Temperatura operación	298	298	[K]
Espesor semiesfera	24,59	24,59	[m]	Masa gas por estanque	22,568	428,40	[kg]
Tolerancia a la corrosión	8,00	8,00	[mm]	Masa gas total	13.046	103.538	[kg]
Capacidad coraza	0,925	0,925	[m^3]	Número de estanques	579	242	[-]

El diseño de pruebas de hidrostáticas, pruebas de seguridad, análisis sísmico, cargas por viento y vibraciones están fuera del alcance de este estudio. Sin embargo, una investigación detallada podría especificar cada uno de los puntos anteriores. El presente estudio asume que las dimensiones de los estanques cumplen los análisis nombrados anteriormente.

5.3.5.- Diseño celda de combustible PEM

Las celdas de combustible PEMFC convierten la energía química del H_2 en electricidad, a través de reacciones electroquímicas. Los subproductos de la reacción son agua y calor. El H_2 ingresa al ánodo, reacciona y se divide en electrones y protones. El flujo de electrones produce la corriente eléctrica y simultáneamente los protones se transportan a través de la membrana hacia el cátodo para reaccionar con el O_2 y producir agua. El potencial estándar reversible de la reacción global es 1,23 [V] y se obtiene por la suma de las semirreacciones [244]. El potencial de equilibrio positivo confirma la espontaneidad de la reacción.

Oxidación:	$2H_2 \rightarrow 4H^+(aq) + 4e^-$	$\varepsilon_a = 0\ [V]$
Reducción:	$4H^+ + 4e^- + O_2 \rightarrow 2H_2O$	$\varepsilon_c = 1{,}23\ [V]$
Reacción global:	$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$	$E^{\circ}_{rev} = 1{,}23\ [V]$

La Figura 5.25 detalla el diagrama de flujo de las celdas del proceso. El caudal promedio de H_2 es de 896 [k/h], mientras que el caudal de O_2 es de 7.111 [kg/h]. Ambos gases provienen de los estanques de alta presión, los cuales disminuyen su presión hasta 3 [bar] a través de reguladores de presión. En una etapa intermedia, los caudales de gas pasan a través de humidificadores burbuja (H1 y H2), para aumentar la humedad [g H_2O/g gas]. De este modo la conductividad eléctrica en las membranas mejora al facilitar el transporte de protones.

Las celdas de combustible logran potencias de hasta 30 [kW] y producen corriente continua, con valores de 500-1 [A] y voltajes de 60-120 [V]. La electricidad de las celdas se dirige a la estación convertidora de potencia (EPC), donde se produce corriente alterna con inversores a una frecuencia de 50 [Hz] y se eleva la tensión hasta 23 [kV] mediante transformadores.

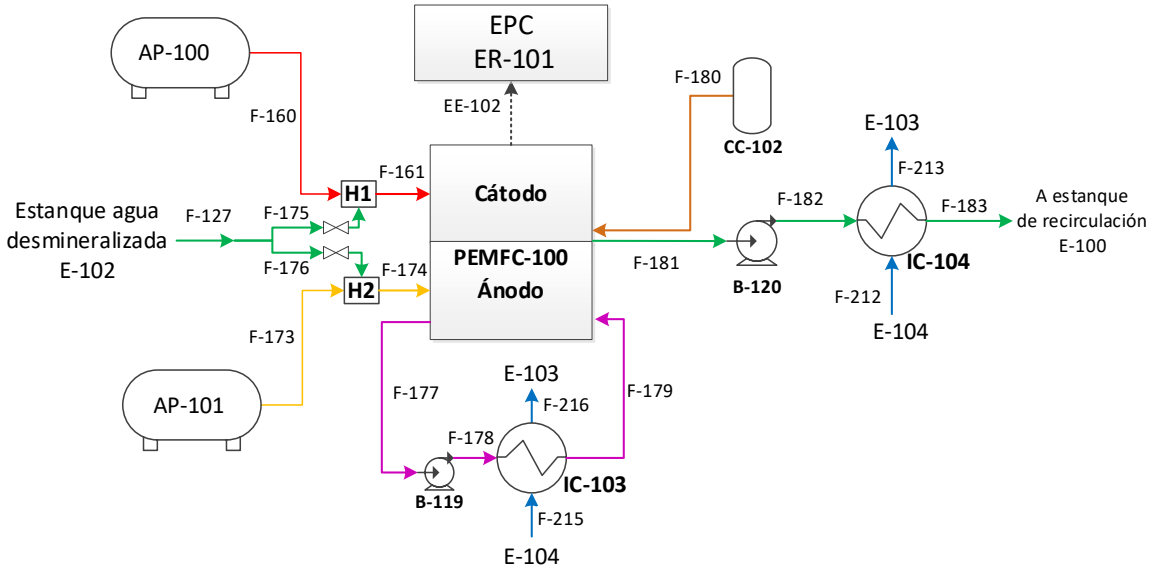


Figura 5.25 Proceso de generación de electricidad mediante PEMFC

El control de temperatura de la celda se efectúa mediante una mezcla de 60% de glicol y 40% de agua, el cual fluye a través de los canales especiales de enfriamiento de las celdas. El fluido refrigerante se enfría en el intercambiador de calor IC-103 hasta los 298 [K] para reingresar a las celdas. El agua que produce la celda se encuentra en estado líquido a una temperatura de 353 [K] y es enfriada por el intercambiador de calor IC-104 hasta 298 [K]. Luego, el agua se recircula al estanque E-100 para su tratamiento y posteriormente alimentar al proceso. El sistema posee estanques de $N_{2(g)}$ para la inertización en caso de emergencia.

El voltaje de una celda individual se puede representar en función del voltaje reversible y de las irreversibilidades según la siguiente expresión [291].

$$V_{cell} = E_{rev} - \eta_{act} - \eta_{ohm} - \eta_{con}$$

Donde V_{cell}: Voltaje de la celda, E_{rev}: Potencial reversible, η_{act}, η_{ohm} y η_{con}: Sobrepotencial de activación, óhmico y de concentración. El potencial reversible en condiciones no estándar se estima con la ecuación de Nernst y en condiciones ideales la expresión se reduce a: [245]

$$E_{rev} = E_{rev}^{\circ} + \frac{RT}{zF} \cdot ln\left(P_{H_2}\right)\left(P_{O_2}\right)^{\frac{1}{2}}$$

Donde E_{rev}°: Potencial estándar reversible, P_{H_2}, P_{O_2}: Presión parcial de H_2 y O_2, z: electrones transferidos y F: constante de Faraday. El efecto de la temperatura (T) sobre el cambio de la energía libre de Gibbs y por lo tanto sobre el potencial estándar resulta [292].

$$E_{rev}^{\circ} = 1{,}23 - 8{,}45 \cdot 10^{-4} \cdot (T - 298)$$

El sobrepotencial de activación se define por la ecuación de Tafel, que es una expresión simplificada de la ecuación de Butler-Volmer y expresa las perdidas por activación [293].

$$\eta_{act} = \frac{RT}{\alpha zF} \ln\left(\frac{j}{j_0}\right)$$

Donde α: coeficiente de transferencia de carga y j_0: Densidad de corriente de intercambio [A/m^2]. Ambos coeficientes son característicos de los catalizadores. La reacción de reducción de oxígeno sobre el cátodo es una reacción lenta, donde se logran valores igual a j_0=10^{-4} [A/cm^2], en catalizadores de platino soportado sobre carbono [293]. Las celdas comerciales utilizan estos catalizadores puesto que tienen las mejores actividades catalíticas y alta durabilidad en medio ácido. El ánodo también utiliza este tipo de catalizador para la reacción de oxidación del hidrógeno, cuyos valores corresponden a j_0= 1 [A/cm^2] [293]. El coeficiente α para el cátodo se expresa en función de la temperatura [K] [294].

$$\alpha = 0{,}001678 \cdot T$$

El sobrepotencial óhmico ocurre por la resistencia al flujo de iones (H^+) en la membrana y la resistencia al flujo de electrones a través de los componentes eléctricos de la celda de combustible. Esta resistencia se puede expresar mediante la Ley de Ohm [295].

$$\eta_{ohm} = I \cdot R_T = I \cdot (R_{membrana} + R_{electrodos})$$

Donde I: Corriente [A], R_T: Resistencia total [Ω], $R_{membrana}$: Resistencia membrana [Ω] y $R_{electrodos}$: Resistencia electrodos [Ω]. El mayor contribuyente a la resistencia es la membrana, cuya resistencia depende de las características físicas, químicas y de los valores operacionales de la celda. La resistencia se cuantifica mediante la siguiente expresión.

$$R_{membrana} = \frac{t_m}{A \cdot \sigma_m}$$

Donde A: Área de la membrana [m^2], t_m: Espesor de la membrana [m], σ_m: conductividad de la membrana [S/cm]. El Nafion es el material más común utilizado como membrana y se compone de un polímero de ácido perfluorosulfónico (PFSA) estabilizado en forma de ácido (H^+) [296]. Las características fisicoquímicas garantizan la resistencia y durabilidad, además de lograr la separación de los gases y permitir el paso selectivo de protones (H^+) al funcionar como electrolito sólido. Se propone utilizar la membrana Nafion N-117 fabricada por la empresa Dupon [296]. La conductividad de la membrana se obtiene a través de la siguiente correlación la cual está en función de la temperatura (T) y densidad de corriente (j) [297].

$$\sigma_m = \frac{\left[(\lambda - 0{,}634 - 3 \cdot j) \cdot \exp\left(4{,}18 \cdot \left(\frac{T - 303}{T}\right)\right)\right]}{181{,}6 \cdot \left[1 + 0{,}03 \cdot j + 0{,}062 \cdot \left(\frac{T}{303}\right)^2 \cdot (j)^{2{,}5}\right]}$$

El contenido de agua en la membrana λ: [g H_2O/g SO_3] corresponde al radio entre la masa de agua por la masa de los grupos sulfónicos en la membrana. Este valor representa el grado de humedad de la membrana y es regulado por la humedad absoluta de los gases. Un valor de 14 equivale a que la membrana está totalmente hidratada [298]. Por otro lado, los electrodos se fabrican a partir del grafito, de esta manera la resistencia del electrodo se logra con la conductividad del grafito (51.000 S/m) y un espesor de 2 [mm] [299].

$$R_{electrodo} = \frac{t_e}{\sigma_e \cdot A}$$

El sobrepotencial por concentración representa las pérdidas por transporte de masa resultado de la diferencia de concentración entre la superficie del catalizador y el flujo convectivo de gas [300]. Al realizar las sustituciones matemáticas adecuadas se puede expresar el sobrepotencial por concentración en función de la densidad de corriente máxima.

$$\eta_{con} = -\frac{RT}{zF} \ln\left(1 - \frac{j}{j_{máx}}\right)$$

Donde j: Densidad de corriente [A/cm^2] y $j_{máx}$: Densidad de corriente máxima [A/cm^2]. Los valores por utilizar en las densidades de corriente máximas para el cátodo y ánodo se obtienen a partir de valores experimentales [301].

$$j_{máx,\ cátodo} = 2{,}5 \left[\frac{A}{cm^2}\right] \qquad j_{máx,\ ánodo} = 15 \left[\frac{A}{cm^2}\right]$$

El flujo molar requerido de H_2 y O_2 se estima por la Ley de Faraday. Se asume una conversión del 100% de la reacción. La producción de agua se estima según la estequiometria [302].

$$\dot{n}_{H_2} = 2\dot{n}_{O_2} = \frac{n_c \cdot I}{z \cdot F} = \dot{n}_{H_2O}$$

Donde $\dot{n}_{H_2}$ y $\dot{n}_{O_2}$: Caudales de H_2 y O_2 [mol/s], n_c: número de celdas, I: corriente de la celda [A], z: electrones transferidos y F: Constante de Faraday [A·s/mol].

La membrana requiere altos niveles de hidratación para aumentar su conductividad y reducir las pérdidas de voltaje. Los gases adquieren agua, a través de humidificadores de burbuja. Estos dispositivos son recipientes que contienen agua desmineralizada con una entrada de gas en el fondo, lo que permite la generación de burbujas y aumento del tiempo de contacto entre el gas y líquido (interfaz gas-líquido) y la cantidad de agua en el gas. La siguiente expresión representa la humedad del gas y se obtiene a través de la ecuación del gas ideal y al asumir que el gas adquiere una humedad relativa del 100%.

$$\frac{m_{H_2O}}{m_{H_2}}\left[\frac{kg_{H_2O}}{kg_{H_2}}\right] = \frac{P_{sat,H_2O} \cdot PM_{H_2O}}{R \cdot T \cdot \rho_{H_2}}[bar]\left[\frac{g}{mol}\right]\left[\frac{mol \cdot K}{J}\right]\left[\frac{1}{K}\right]10^5\left[\frac{J}{bar \cdot m^3}\right]\frac{1}{10^3}\left[\frac{kg}{g}\right]\left[\frac{m^3}{kg}\right]$$

Donde m_{H_2O}/m_{H_2}: Humedad absoluta del gas [kg H_2O/kg gas], P_{sat,H_2O}: Presión de vapor [bar], PM_{H_2O}: Peso molecular del agua [g/mol], R: constante universal [J/mol·K] y T: temperatura [K]. La presión de saturación de vapor del agua se obtiene mediante la ecuación de Antoine [303]. El caudal de agua se obtiene al multiplicar la humedad por el caudal de H_2.

$$Q_{H_2O}\left[\frac{kg\ H_2O}{h}\right] = 0{,}0095\left[\frac{kg\ H_2O}{kg\ H_2}\right] \cdot Q_{H_2}\left[\frac{kg\ H_2}{h}\right]$$

El voltaje de la celda se obtiene al utilizar como grado de libertad conocidos el área del electrodo, el número de celdas, un rango de valores de corriente de 0 [A] a 800 [A] con intervalos de 20 [A] y las condiciones de operación empleados en procesos industriales (T=353 [K], P=3 [bar], HR=100%, j=0,75-2,8 [A/cm^2], P=0,3-1,3 [W/cm^2]) [304-307]. Con estos resultados se obtienen los parámetros operacionales del modelo propuesto.

$$P = I \cdot V = (j \cdot V_{cell}) \cdot A_{total} = (j \cdot V_{cell}) \cdot n_c \cdot A$$

Donde P: Potencia [kW], I: Corriente [A] y V: Voltaje de la celda de combustible [V] j: Densidad de corriente [A/m^2], A_{total}: Área total [m^2], A: Área electrodo [m^2] y n_c: Número celdas [-]. Con las expresiones y suposiciones anteriores es posible trazar una curva entre el voltaje de la celda y la densidad de corriente, el cual se denomina curva de polarización y se representa en la Figura 5.26. Este grafico describe las pérdidas de energía de la celda de combustible. El sobrepotencial de activación es el mayor contribuyente a las pérdidas totales, debido a la lenta reacción de reducción del O_2 en el cátodo. El sobrepotencial óhmico tiene un comportamiento lineal en función con la densidad de corriente y el sobrepotencial por concentración genera pérdidas considerables a altas densidades de corriente.

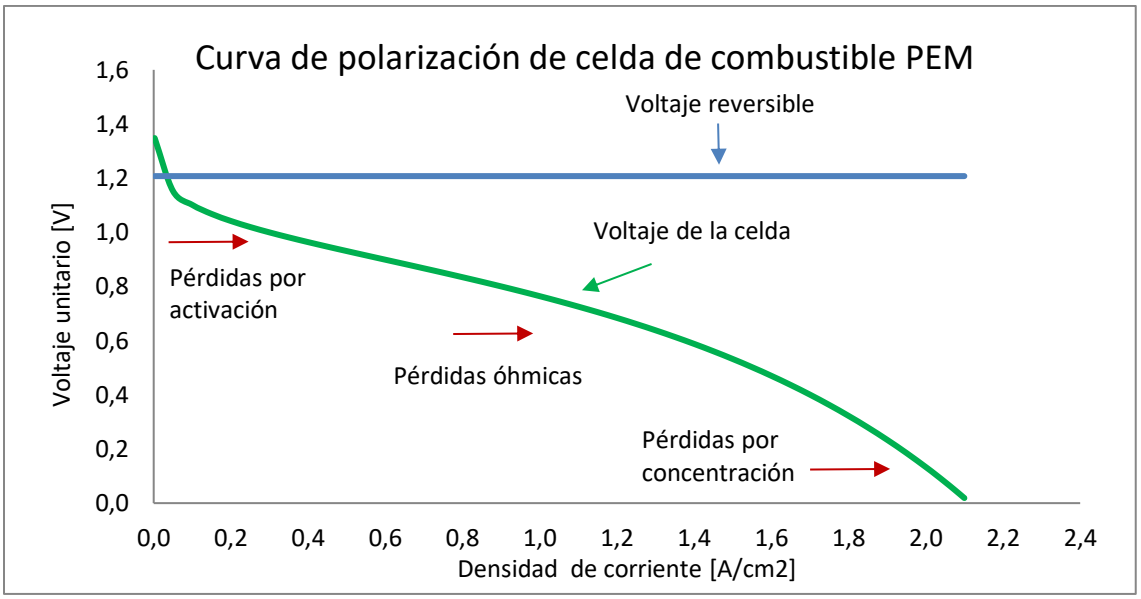


Figura 5.26 Curva de polarización de celda de combustible PEM

Adicionalmente, la Figura 5.27 describe las condiciones de operación de la celda propuesta. Según esta curva, se logra un punto de máxima potencia en 30 [kW] lo que indica que el punto de operación de la celda debe estar próximo a ese punto o en potencias menores debido a que la eficiencia de la celda es mayor a valores menores de corriente.

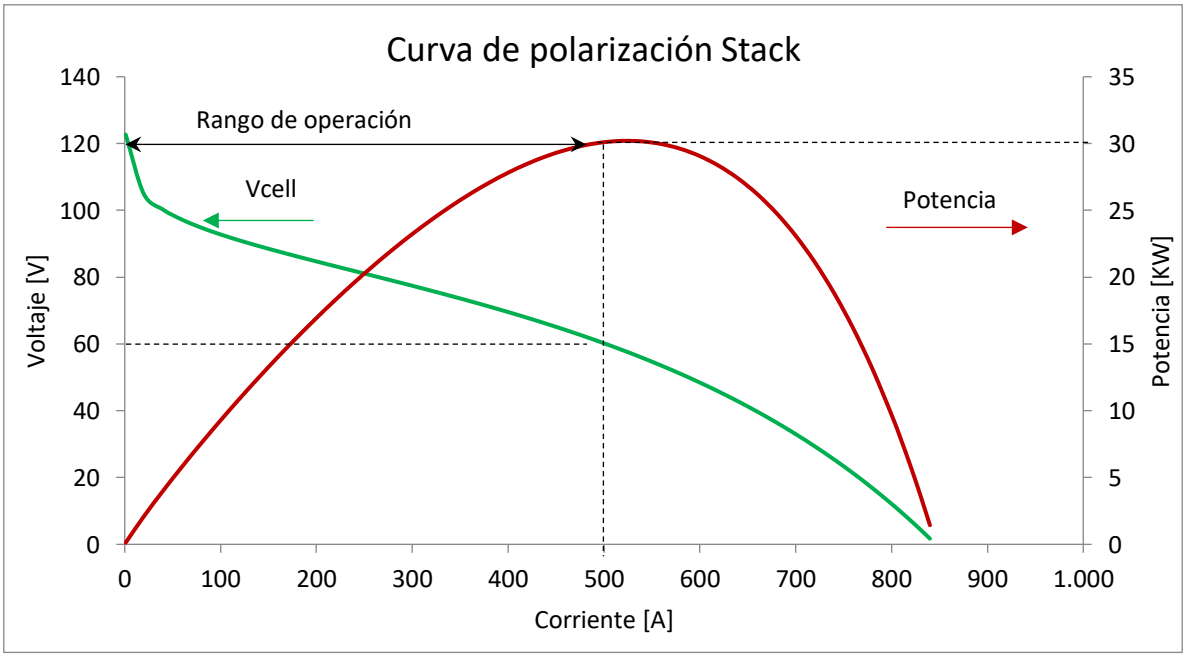


Figura 5.27 Curva operacional de la celda de combustible propuesta

La Tabla 5-17 resume las dimensiones y condiciones de operación de la celda propuesta.

Tabla 5-17 Dimensiones de la celda de combustible PEM y parámetro operacionales

Variable	Valor	Unidades	Variable	Valor	Unidades
Potencia máxima	30,20	[kW]	Temperatura	353,00	[K]
Rango de corriente	1-500	[A]	Presión operación	3,00	[Bar]
Rango de voltaje	60-122	[V]	Largo	90	[cm]
Consumo energético	18,48	[kWh/kg H_2]	Ancho	20	[cm]
Consumo H_2	1,63	[kg/h]	Alto	20	[cm]
Consumo O_2	12,90	[kg/h]	Área electrodo	400	[cm^2]
Producción H_2O	14,54	[kg/h]	Número celdas	91	[-]
Eficiencia (PCI)	55%	[%]	Área, total	3,64	[m^2]

La temperatura es una condición importante de una celda de combustible, debido a que el funcionamiento a altas temperaturas mejora la conductividad, la cinética y la transferencia de masa. Sin embargo, si la celda adquiere temperaturas superiores a 373 [K] la membrana aumenta su resistencia óhmica y podría afectar el proceso de degradación [308]. Por este motivo, el control de temperatura se realiza con un circuito de refrigeración que consiste en un fluido compuesto por 60% de glicol y 40% agua. La mezcla ingresa a la celda a través de canales especiales a una temperatura de 298 [K], enfriando la celda y luego se dirige a un intercambiador de calor para disminuir su temperatura y reingresar nuevamente a la celda. El fluido que refrigera el intercambiador IC-103 es agua a 293 [K]. Se propone el siguiente balance de energía en la celda de combustible para determinar la temperatura y caudal de refrigeración [302].

$$m_{St} \cdot c_{p,St} \cdot \frac{dT_{St}}{dt} = Q_{Total} - Q_{Electrico} - Q_{Refrigeración} - Q_{Convección}$$

Donde m_{St}: Masa del Stack o celda de combustible, $c_{p,St}$: Calor específico del Stack, T_{St}: Temperatura de Stack y los términos de la derecha de la ecuación, son la energía liberada por la reacción, la potencia eléctrica liberada en forma de calor, el flujo de calor al circuito de refrigeración y la convección de energía al ambiente. El calor generado por la reacción depende del consumo de gas y se determina en función del poder calorífico inferior del H_2 que es equivalente a 120 [MJ/kg] (33,33 kWh/kg) [302].

$$Q_{Total} = PCI \cdot \dot{m}_{H_2} = PCI \cdot \frac{n_c \cdot I}{z \cdot F} \cdot PM_{H_2}$$

La potencia eléctrica depende del voltaje y corriente de operación de la celda.

$$Q_{Electrico} = V \cdot I$$

Por otra parte, el calor de convección se estima en función de la temperatura ambiente y del coeficiente de convección del aire (25 W/m^2·K) y del área de convección [309, 310].

$$Q_{Convección} = h_{Conv} \cdot A_C \cdot (T - T_{Ambiente})$$
$$A_C = 0{,}1\ [m^2/KA] \cdot I\ [A]$$

El flujo de calor depende de las propiedades del fluido y condiciones de operación.

$$Q_{refrigeración} = c_{p,mix} \cdot F_{mix} \cdot (T_{In} - T_{Out}) = UA_{HX} \cdot LMTD$$

Donde $c_{p,mix}$: Calor especifico [kJ/kg·K], F_{mix}: Caudal del fluido refrigerante [kg/h], T_{In} y T_{Out}: Temperaturas de entrada y salida del fluido refrigerante, UA_{HX}: Producto entre el coeficiente global y el área de transferencia [W/K] y $LMTD$: Diferencia promedio logarítmica de la temperatura [K]. Al resolver el balance de energía de la celda de combustible para una temperatura de 353 [K], se obtiene el caudal de refrigerante máximo igual a 96,64 [kg/h]. Las dimensiones del intercambiador IC-103 se estiman con las propiedades de los fluidos del circuito de refrigeración y la metodología Kern [260]. Las celdas forman arreglos de 24 unidades, de manera que 1 intercambiador de calor puede suministrar los requerimientos de refrigeración. La configuración propuesta para el intercambiador IC-103 corresponde 24 tubos, de 1 [m] de largo, con 6 pasos por los tubos. El diámetro interior de la coraza es de 8 [in] y los tubos en el interior se configuran de forma triangular, donde el diámetro interior y exterior de cada tubo es de 0,48 y 0,75 [in] respectivamente.

La celda produce agua en estado líquido a una temperatura de 353 [K] y este flujo se refrigera por el intercambiador de calor IC-104 hasta 298 [K] y luego se recircula al estanque E-100. El agua posee baja concentración de sólidos disueltos totales (<2 mg/L), por ello ingresa a la columna de intercambio iónico para su tratamiento y luego alimentar el proceso [311]. Las dimensiones del intercambiador IC-104 se determinan con la metodología Kern y resulta en una configuración de 210 tubos, de 6 [m] de largo, con 8 pasos por los tubos. El diámetro interior y exterior de los tubos es de 0,75 [in] y 0,48 [in] con un paso de 1 [in] en configuración triangular. El diámetro de la coraza resulta en 19,25 [in]. La Tabla 5-18 resume las dimensiones y condiciones de operación de ambos intercambiadores.

Tabla 5-18 Dimensiones y condiciones de operación de intercambiador IC-103 e IC-104

Parámetro	Unidades	Coraza	Tubos	Coraza	Tubos
Área de flujo	[m^2]	0,0010	0,0005	0,0075	0,0031
G	[kg/m^2·h]	480,48	733,68	352,42	1.566,76
h_0 , h_i	[W/m^2·K]	1.333,83	2.351,07	2.815,81	4.318,28
ΔP	[bar]	0,224	0,075	0,567	0,718
Velocidad	[m/s]	0,45	0,73	0,36	1,57
R_d	[m^2·K/W]	0,0003	0,0002	0,0003	0,0003
$R_{d(calculado)} > R_{d(pemitido)}$	[m^2·K/W]	0,0010 > 0,0005		0,0010 > 0,0006	
U_D	[W/m^2·K]	491,65 (<1% error)		624,52 (2% error)	
Área transferencia	[m^2]	1,35		77,49	
Carga térmica	[kW]	2,35		607,71	

5.3.6.- Sistema de conversión de energía

La estación convertidora de potencia (ECP) es la encargada de acondicionar la electricidad a las características de la red. Tal como se explicó en la sección inicial, la energía que producen los arreglos fotovoltaicos es convertida en corriente alterna por la ECP mediante inversores que entregan una tensión de 360 [V] y una frecuencia de 50 [Hz]. Luego los transformadores de media tensión elevan la tensión hasta 23 [kV] e inyectan la energía a la barra de 23 [kV]. La ECP se conecta a la subestación parque solar, la cual es la encargada de elevar la tensión hasta 220 [kV] y despachar la energía al sistema interconectado, a través de la subestación Carrera Pinto. Las celdas de combustible se conectan a la ECP al igual que los arreglos fotovoltaicos. Una celda de combustible posee una potencia de 30 [kW], con una capacidad de 500 [A] y 60 [V] en los puntos de máxima potencia. El arreglo propuesto para la conexión consiste en 2 celdas en paralelo y 12 en serie, esto genera la posibilidad de producir una potencia de 720 [kW]. Las celdas de combustible se agrupan en arreglos de 24 unidades. La Tabla 5-19 describe el esquema de la conexión entre los arreglos fotovoltaicos, arreglos de celdas de combustible y estación convertidora de potencia (ECP).

Tabla 5-19 Condiciones de conexión a estación convertidora de potencia (ECP)

Variable	Arreglo PV	Arreglo FC	Inversor	Transformador
Equipos en serie	15	12	2	1
Voltaje [V]	724,5	720	645-850	23 [kV]
Equipos en paralelo	576	2	-	-
Corriente [A]	984,96	1000	1400	0,072
Potencia [MW]	0,713	0,720	0,898	1,645
Total, equipos	17.280	24	1	2
Frecuencia	Corriente Continua		50	50

5.4.- Balance de energía y masa servicios

5.4.1.-Sistema de purificación del agua

La materia prima más importante del proceso es agua de alta calidad (0,05 µS/cm) y dada la ubicación geográfica de la planta, no existen obras hidráulicas de abastecimiento que puedan satisfacer las necesidades [312]. Por ello, se plantea un suministro de agua a través de una fuente subterránea, debido a la disponibilidad del recurso y a la alternativa de menor costo.

La disponibilidad de agua se confirma por estudios hidrológicos en la Cuenca de la Quebrada del Paipote, el cual corresponde a un acuífero semiconfinado cuya recarga se realiza por precipitaciones liquidas y sólidas de áreas aledañas [313]. Para autorizar la extracción de aguas es necesario solicitar y adquirir un “derecho de aprovechamiento de aguas (DAA)” en la dirección general de aguas (DGA). Al realizar una inspección en la ubicación, se corrobora que la zona de extracción de agua se encuentra fuera de áreas de restricción y zonas de prohibición, lo que posibilita obtener los permisos. La Figura 5.28 expone las zonas de restricción, derechos y el punto de extracción de agua [314].

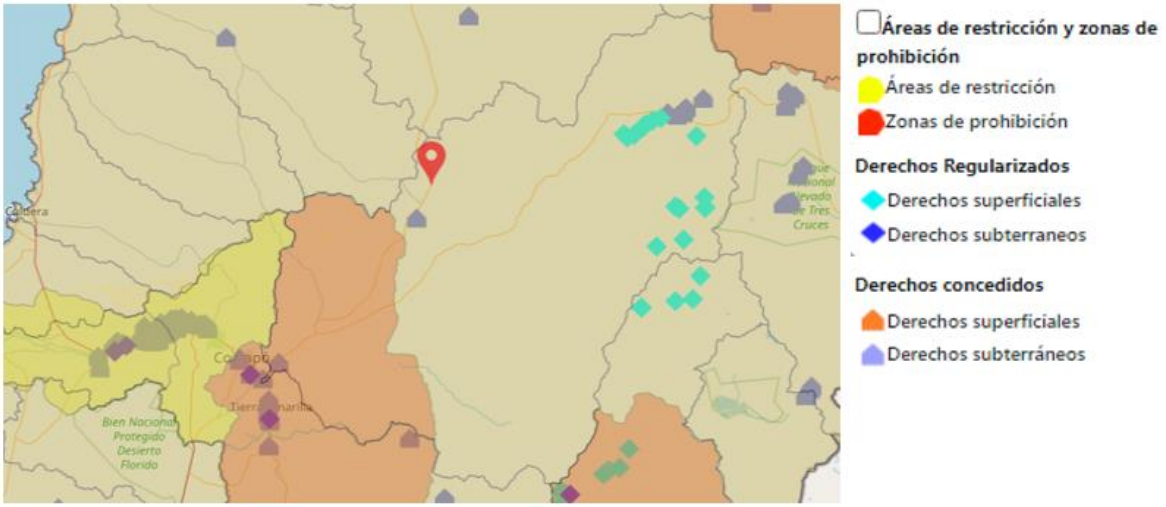


Figura 5.28 Zona propuesta de extracción de agua subterránea [314]

Se asume viable obtener el DAA y los requisitos que solicita la DGA son los siguientes [315].

- Uso de agua para producción de hidrógeno y reposición de torre de enfriamiento.
- Caudal máximo de 6,45 [L/s] y volumen de extracción igual a 70.828 [m^3/año]
- Coordenada Este (m) 410.808 y Coordenada Norte (m) 7.011.661 Huso 19
- El agua se extrae por bombeo mecánico y para uso consuntivo

Los estudios hidrogeológicos caracterizan con detalle la composición química del agua en el sector de extracción propuesto [313, 316]. Los análisis indican que el agua subterránea es del tipo cálcico sulfatada, por la disolución de anhidrita ($CaSO_4$), yeso ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$) y pirita (FeS_2), que se encuentran en el subsuelo. La Tabla 5-20 describe las características del agua.

Tabla 5-20 Caracterización del agua en el sitio de extracción, Quebrada el Paipote [313]

Parámetro	Unidades	Valor	Parámetro	Unidades	Valor
Turbiedad	[NTU]	<5	SDI	[-]	<5
Color	[pt Co]	1	PH	[mg/L]	7,65
Temperatura	[K]	293-298	Índice de Langelier	[LSI]	1,10
Alcalinidad	[ppm CO_3Ca]	376,33	CE	[µS/cm]	2.289,00
Dureza	[ppm CO_3Ca]	752,44	TSD	[mg/L]	1.464,96
Cationes	**[mg/L]**	**[meq/L]**	**Aniones**	**[mg/L]**	**[meq/L]**
Ca^{2+}	300,000	14,9708	SO_4^{2-}	470,000	9,7852
Mg^{2+}	0,790	0,0650	Cl^{1-}	63,000	1,7770
Na^{1+}	92,000	4,0017	HCO_3^{1-}	457,739	7,5019
K^{1+}	3,000	0,0767	CO_3^{2-}	0,546	0,0182
Fe^{2+}	0,780	0,0279	F^{1-}	0,420	0,0221
B	0,75	0,021	NO_3^{1-}	3,000	0,0484
DBO_5	<1		SiO_2	20,000	0,3329
DQO	1-15		CO_2	52,765	1,1989

Las aguas de la Quebrada el Paipote son categorizadas como aguas duras por los altos niveles de calcio, además de ser aguas levemente alcalinas. Según el índice de Langelier las aguas son severamente incrustantes, esto indica que, al purificar el agua mediante un tratamiento por membranas, se producirá la cristalización de $CaSO_4$ o $CaCO_3$ al interior de estas, lo que reduce su eficiencia y aumenta los costos operativos. El agua del sector se clasifica como salobre por el contenido de solidos suspendidos (1.464 mg/L). Con la caracterización del agua, se propone el siguiente proceso de captación y purificación. El agua del acuífero pasa a través del filtro construido en el pozo, compuesto por grava y un tubo ranurado de acero inoxidable, lo que evita el transporte de material particulado (arenas y limos) hacia los filtros posteriores. El agua se transporta hacia la superficie mediante una bomba sumergible (B-100), que se encuentra a 5 [m] bajo el nivel estático del acuífero (37,5 m). El agua una vez en la superficie se mezcla con HCl a una concentración de 0,11 [ppm] y con NaClO a una concentración de 2 [ppm] en un mezclador estático (M-100), con la finalidad de eliminar los microorganismos presentes. A continuación, el agua pasa a través de un filtro de carbón activado (F-100), para eliminar el cloro libre residual y materia orgánica. Seguidamente se dosifica una concentración de NaOH de 0,08 [ppm] y antiincrustante a una concentración de 3 [ppm] en un mezclador helicoidal (M-101) para evitar las incrustaciones en filtros y membranas. Luego el caudal de agua pasa por un filtro cartucho (F-101) de 1 [µm] para reducir los sólidos suspendidos, el cual reduce los valores de turbidez en <0,1 [NTU] e índice de ensuciamiento en <2 [-]. Posteriormente el caudal de agua ingresa a los bastidores de osmosis inversa (OI-100), los cuales reducen el 99% de los sólidos disueltos presentes en el agua. El rechazo ingresa a un sistema de recuperación de energía (R-100) y luego al estanque de evaporación (E-101) para su disposición final. El permeado se mezcla con el caudal recirculado de las celdas de combustible en el estanque de recirculación (E-100) y este alimenta a las columnas de intercambio iónico (IO-100), al eliminar el 99% de los iones restantes, obteniendo agua con conductividades <0,05 [µS/cm]. Finalmente, el agua se almacena en el estanque de desmineralización (E-102) para proporcionar agua a los electrolizadores, reponer la purga de la torre de enfriamiento y humidificar los gases en las celdas de combustible. El proceso de purificación de agua que se presenta en la Figura 5.29.

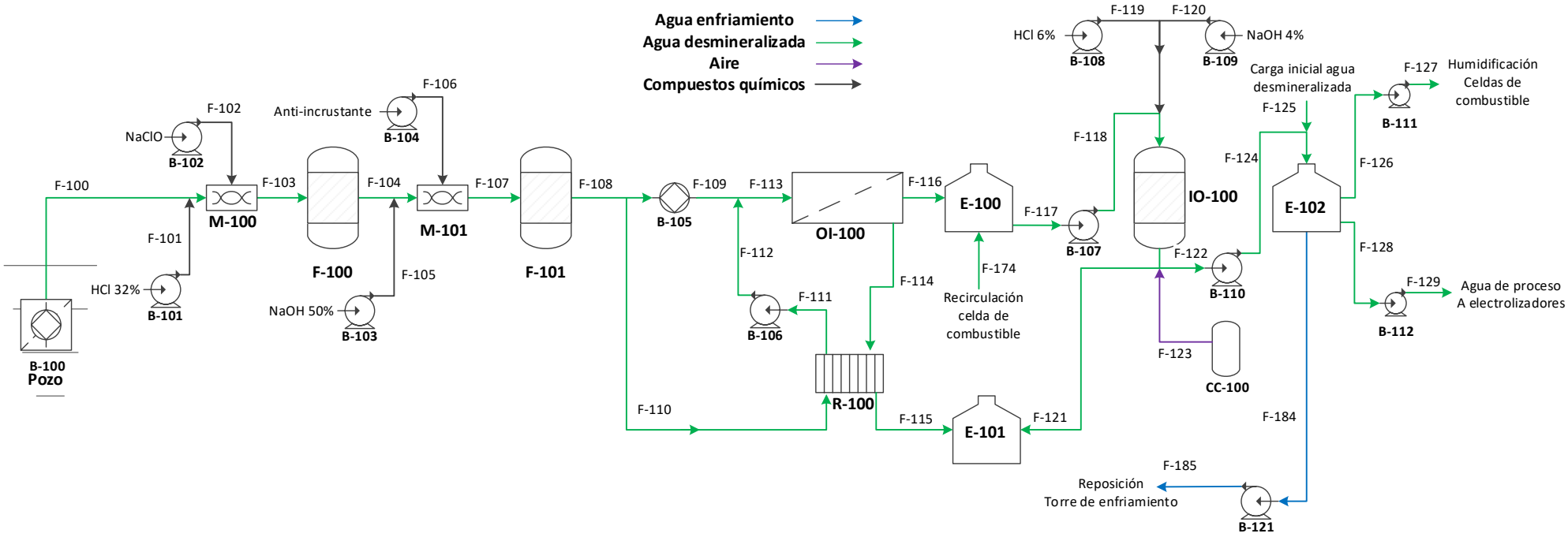


Figura 5.29 Diagrama de flujo planta de purificación de agua

5.4.1.1.- Sistema de osmosis inversa

La etapa más importante de reducción de los sólidos disueltos en el caudal de agua es la etapa de osmosis inversa. Esta consiste en la purificación del agua a través de membranas semipermeables, la cual mediante la impulsión de agua a alta presión permite obtener dos caudales, el permeado que contiene el agua purificada y el rechazo que contiene las sales disueltas. Las membranas se pueden configurar en diferentes arreglos, dependiendo de los parámetros de calidad del agua, especificaciones de membrana y economía del proceso [317]. El permeado se almacena en un estanque mientras que el rechazo pasa por un sistema de recuperación de energía y luego ingresa a un estanque de evaporación para su disposición final. La elección de la membrana es el punto inicial del diseño. Se opta por una membrana del tipo espiral debido a que tiene un alto rechazo, gran área superficial y facilidad en la limpieza del sistema. Las siguientes especificaciones corresponden a la membrana BW 30-400 que provee la empresa "Dow Chemical" [318].

- Material: Capa fina de Poliamida (Configuración espiral y Área 37 m^2)
- Rechazo sales máximo 99%
- Presión máxima de operación: 41 [bar] y Caudal máximo en alimentación: 19 [$m^{3/}$h]
- Máximo índice SDI en alimentación: 5

Con las características de la membrana, se propone un arreglo de tres etapas, donde el rechazo de la etapa inicial corresponde a la alimentación de la etapa siguiente. La primera etapa está conformada por 8 membranas, la segunda por 5 membranas y la tercera por 3. La configuración de tres pasos permite una recuperación global del 83%. Los balances de masa permiten estimar las condiciones de operación de la configuración propuesta. El caudal requerido a purificar se establece para las situaciones de máximo requerimiento, equivalentes al mes de julio. El caudal de alimentación corresponde a 23,21 [m^3/h], durante 9 [h/día], resultando en un volumen total de 173,36 [m^3/día]. Las siguientes expresiones corresponde al balance global de masa y el balance por componentes para cada etapa.

$$Q_f = Q_P + Q_R$$

$$Q_f \cdot C_{fi} = Q_P \cdot C_{Pi} + Q_R \cdot C_{Ri}$$

Donde Q_f, Q_P, Q_R son los caudales de alimentación, permeado y rechazo [kg/h] y C_{fi}, C_{Pi}, C_{Ri} las concentraciones de los iones disueltos en [mg/L] en las corrientes de la alimentación, permeado y rechazo. El rechazo contiene el 99% de las sales de la alimentación, con esa expresión es posible obtener las concentraciones de los iones en el permeado. Por otra parte, al resolver los balances de masa por componentes, se obtienen las concentraciones para cada ion en la corriente de rechazo de la siguiente etapa.

$$R = 99\% = \frac{C_{fi} - C_{Pi}}{C_{fi}} \qquad C_{Ri} = \frac{Q_f \cdot C_{fi} - Q_P \cdot C_{Pi}}{Q_R}$$

Los balances de masa expresan que para una concentración de alimentación equivalente a 1.410 [mg/L], se obtiene una concentración en el permeado igual 22,63 [mg/L] y en el rechazo 8.183,81 [mg/L]. Por otra parte, la demanda de energía se estima con el modelo de transporte solución-difusión, ya que es ampliamente aceptado y provee resultados cercanos a los reales [319, 320]. El modelo utiliza la diferencia de presión como fuerza de impulsora.

$$Q_P = A \cdot S_m \cdot (\Delta P - \Delta\pi) = A \cdot S_m \cdot \left(P_{fi} - \frac{\Delta P_{fbi}}{2} - P_{Pi} - \pi_{mi} + \pi_{Pi}\right)$$

$$Q_C = B \cdot S_m \cdot (\Delta C)$$

Donde los términos A: Coeficiente de permeabilidad del agua [$m^3/(m^2 \cdot s \cdot Pa)$], S_m: Área de la membrana [m^2], $(\Delta P - \Delta\pi)$: Presión neta impulsora [bar], P_{fi}: Presión de alimentación [bar], ΔP_{fbi}: Caída de presión [bar], P_{Pi}: Presión del permeado [bar], π_{mi}: Presión osmótica en la superficie de la membrana, π_{Pi}: Presión osmótica en el permeado [bar], B: Coeficiente de permeabilidad de soluto [m/s], ΔC: Gradiente de concentración de soluto [mg/L]. El modelo se resuelve en el Anexo H por medio de la aplicación de coeficientes de transferencia de masa y relaciones empíricas que relacionan los caudales y presiones de la alimentación, permeado y rechazo en las distintas etapas. Una consideración importante es el número de membranas por etapas y estas se obtienen con el flujo por unidad de área recomendado de 0,036 [$m^3/h \cdot m^2$], el área de un elemento individual (S_m) y el flujo de permeado (Q_P) [321].

$$N° \, membranas = \frac{Q_P}{J \cdot S_m}$$

Las especificaciones de la membrana, la configuración de las etapas, los balances de masa y el modelo de transporte permiten obtener las condiciones de operación y especificaciones del sistema de osmosis propuesto. Se obtiene una recuperación por etapa del 45% y una recuperación global del 83%. La Tabla 5-21 resume los parámetros de diseño.

Tabla 5-21 Especificaciones y parámetros de operación sistema de osmosis inversa

Flujo	Alimentación	Permeado	Rechazo	Unidades
Caudal	23,21	19,26	3,95	[m^3/h]
Concentración TSD	1.410,00	22,63	8.183,81	[mg/L]
Presión	20,68	5,90	13,51	[bar]
Número membranas	8	5	3	[-]

La bomba de alta presión (B-100) requiere condiciones especiales de operación para lograr el caudal de permeado. Para estimar esos valores se realiza un balance de energía mecánica, el cual considera las pérdidas de carga en todo el sistema de osmosis inversa [322]. Se elige una bomba de centrifuga de etapas múltiples, de potencia 26,16 [kW] y eficiencia de 61 [%], que permite procesar un caudal de 20,98 [m^3/h], con una carga de 279 [m H_2O], con un consumo energético de 235 [kWh/día] [323]. Adicionalmente se instala en el caudal de rechazo un dispositivo de recuperación de energía, que permite recuperar 25 [kWh/día] [324].

5.4.1.2.- Intercambio iónico

El objetivo de este sistema es reducir al mínimo la cantidad de iones presentes en el agua, para evitar deterioro en los electrolizadores. El intercambio iónico consiste en un intercambio reversible de iones entre las resinas sólidas y la corriente de agua. Se estima que el agua logra una pureza < 0,05 [µS/cm] mediante este sistema de purificación. Al conocer la composición iónica de agua de alimentación al sistema de intercambio iónico, se procede a la selección de resinas y a la configuración del sistema de acuerdo con los siguientes criterios [325].

- Resina catiónica acida fuerte (SAC) por dureza temporal < 40%
- Resina aniónica básica fuerte (SBA) por composición (CO_2 + SO_2) < 30%
- No se justifica un desgasificador de CO_2 por [CO_2]=0,57 < 50-100 [mg $CaCO_3$/L]
- Configuración en lecho mixto (ambas resinas en el mismo recipiente)

La compañía DOW es proveedor de una amplia gama de resinas, las cuales son sintetizadas en base a poliestireno en presencia de distintos grupos funcionales que otorgan las propiedades requeridas. La Tabla 5-22 representa las especificaciones de las resinas.

Tabla 5-22 Especificaciones resinas de intercambio iónico [326, 327]

Especificación	Unidades	Resina SAC	Resina SBA
Producto	[-]	Dowex Marathon [326]	Dowex Marathon A [327]
Matriz / Grupo funcional	[-]	Poliestireno - Ácido sulfónico	Poliestireno - Amina cuaternaria
Capacidad H^+/OH^-	[eq/L]	1,8	1
	[kgr/ft^3 $CaCO_3$]	39,3	21,9
Tamaño partícula / Densidad	[µm]	600 ± 50 / 1,2	610 ± 50 / 1,06
Caudal de servicio / Regeneración	[m/h]	5-60 / 5-20	
Regenerante	[%]	4-8% HCl	2-5% NaOH

Las reacciones de las resinas (R) con los cationes (C^+) y aniones (A^-) se generalizan de acuerdo con las siguientes expresiones.

Reacción en resina catiónica acida fuerte $R - H^+ + C^+ \leftrightarrow R - C^+ + H^+$

Reacción en resina aniónica básica fuerte $R - OH^- + A^- \leftrightarrow R - A^- + OH^-$

Los iones H^+ y OH^- se recombinan para forman agua y mantienen el pH constante posterior al intercambio, mientras que la estructura sólida de las resinas permanece sin alteraciones. Las dimensiones de la columna de intercambio se estiman con el rendimiento de las resinas que es equivalente a procesar un caudal de 33,31 [m^3/h] durante 9 [h] y 30 [días] y con la carga iónica total del agua (total de cationes + aniones) a procesar [325].

$$Rendimiento = 31{,}31\left[\frac{m^3}{h}\right] \cdot 9\left[\frac{h}{día}\right] \cdot 30[días] = 8.455\ [m^3]$$

$$Carga\ iónica\ total = 14{,}60\left[\frac{mg}{L}\right] = 20{,}22\left[\frac{mg\ CaCO_3}{L}\right] = 0{,}404\left[\frac{meq}{L}\right]$$

Se asume que 1 columna de intercambio iónico mixto para desmineralizar el caudal de alimentación. Además, las resinas tienen una capacidad operativa igual al 80% de su capacidad y que la regeneración de las resinas se realiza cada 1 mes. El volumen de las resinas, se determinan de acuerdo con la siguiente expresión [325].

$$V_{Resina} = \frac{Carga\ ionica\ \left[\frac{eq}{L}\right] \cdot Rendimiento[m^3]}{Capacidad\ operativa\ resina\ \left[\frac{eq}{L}\right]}$$

Con el volumen y las especificaciones de las resinas, se determina las dimensiones de la columna de intercambio, la Tabla 5-23 describe estos valores.

Tabla 5-23 Parámetros de diseño columna de intercambio iónico

Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades
Volumen resinas	3,201	[m^3]	Área	1,566	[m^2]
Profundidad lecho (H)	2,044	[m]	Diámetro (φ)	1,412	[m]
Espacio libre	0,511	[m]	Horas-día	9	[h/día]
Altura carcasa	2,555	[m]	Caudal	33,313	[m^3/h]
Volumen carcasa	4,000	[m^3]	Tasa de operación	20,00	[$m^3/m^2 \cdot h$]

La regeneración del lecho mixto se realiza con HCl al 6% p/p para las resinas catiónicas y NaOH al 4% p/p para las resinas aniónicas. La siguiente secuencia de etapas corresponde a la planificación de la regeneración del sistema de intercambio iónico [328].

1) Retrolavado: Esta etapa consiste en la separación de las resinas por efecto de la densidad. Se realiza con agua limpia, considerando una tasa de 34,9 [$m^3/m^2 \cdot h$] y un periodo de 15 minutos, donde se obtiene un volumen de agua de 13,66 [m^3/h].
2) Regeneración: La regeneración consiste en la restauración de las capacidades originales de las resinas, utilizando soluciones que desalojan los iones captados durante el agotamiento. Las resinas catiónicas se regeneran con HCl al 6%, preparado a partir de una solución del 32% p/p, mientras que para regenerar las resinas aniónicas se utiliza NaOH al 4% a partir de una dilución del 50% p/p. El volumen de regeneración se distribuye sobre las resinas en un tiempo de contacto igual a 60 [min]. De esta manera, se logra un caudal de 1,3 [m^3 HCl/h] y 2,08 [m^3 NaOH/h]
3) Desplazamiento: En esta etapa se eliminan residuos y remanentes de las soluciones añadidas que se encuentre en las resinas. Se utiliza agua desmineralizada con los mismos caudales de la etapa de regeneración.
4) Drenaje y mezcla de aire: Se realiza la eliminación de agua añadida anteriormente y se añade una recarga parcial de agua, seguidamente se introduce aire comprimido con el objetivo de homogenizar las resinas a lo largo de la columna. Se utiliza un caudal de aire igual a tasa de 286 [m^3/h] durante 20 [min] a una presión de 6,89 [bar] [328].

5) Llenado: La columna se llena completamente para realizar un enjuague final y alcanzar la calidad deseada del agua a procesar. El volumen de agua a añadir se obtiene a partir de la diferencia entre el volumen de la columna y el volumen de las resinas.
6) Enjuague final: Se realiza un lavado final para lograr la calidad deseada del agua. Se utiliza una tasa equivalente a 11,01 [$m^3/m^2 \cdot h$] y un caudal de 17,24 [m^3/h].

La Tabla 5-24 resume los tiempos, caudales, volúmenes y etapas en la regeneración de ambas resinas. Se estima que la regeneración se efectúa cada 1 mes. El tiempo total en la regeneración corresponde aproximadamente 4,30 [h] y requiere un total de 30 [m^3] de agua desmineralizada para toda la secuencia de regeneración.

Tabla 5-24 Planificación de la regeneración de la columna de intercambio de iones de lecho mixto

Etapa de regeneración		Caudal [m^3/h]	Duración [min]	Total [m^3]
Retrolavado		54,64	15,00	13,66
Regeneración HCl 6%		1,30	60,00	1,30
Regeneración NaOH 4%		2,08	60,00	2,08
Desplazamiento SAC		1,30	10,53	0,23
Desplazamiento SBA		2,08	11,83	0,41
Mezcla de aire	Drenado	Gravedad	15,00	[-]
	Relleno parcial	54,64	2,00	1,82
	Mezcla con aire	286,32	20,00	95,44
	Drenado	Gravedad	5,00	[-]
Llenado	Lento	0,24	10,00	0,04
	Rápido	4,32	10,00	0,72
	Lento	0,48	5,00	0,04
Enjuague final		17,24	33,41	9,60
Total			257,78	29,91

5.4.1.3.- Estanques de almacenamiento de agua

Los estanques de almacenamiento permiten almacenar agua en las distintas etapas del proceso. El estanque de recirculación (E-100), tiene el objetivo de recircular el agua que produce las celdas de combustible. Esta agua se mezcla con el caudal de permeado del sistema de osmosis inversa y alimenta a las columnas de intercambio iónico. El agua recirculada posee una cantidad de solidos disueltos (TDS) igual a 1,76 [mg/L], mientras que el permeado aporta una cantidad de 22,63 [mg/L], por tanto, la mezcla de estas dos corrientes resulta en un agua cuya concentración de TDS es igual a 14,60 [mg/L] [311].

El estanque de evaporación (E-101) tiene por finalidad evaporar el rechazo del sistema de osmosis inversa. El estanque recibe el rechazo del sistema de osmosis inversa y producto de la radiación solar, el agua se evapora, concentrando las sales en el fondo del estanque. Los estanques tienen un revestimiento impermeable que evita que el agua filtre hacia el acuífero

y contamine la zona de captación de agua. La evaporación se estima a partir de modelos matemáticos e información climatológica [329, 330]. Con las condiciones climáticas de la zona, se obtiene una tasa de vaporización promedio igual a 2,23 [mm/día]. El balance de masa sobre el estanque estima que en un área de 12.800 [m^2], se logra un volumen de acumulación que permite almacenar el rechazo durante toda la vida útil del proyecto.

El estanque de agua desmineraliza (E-102) suministra agua a los electrolizadores para la producción de H_2, provee de agua a los humidificadores y repone las pérdidas de la torre de refrigeración. El estanque E-102 tiene la capacidad de contener el volumen de agua desmineralizada para la operación del sistema de almacenamiento de energía durante 1 día y el caudal de alimentación proviene de las columnas de intercambio iónico. La capacidad de los estanques se determina en base a la acumulación máxima obtenida por los balances de masa en el transcurso de todo el año y las dimensiones se estiman según las especificaciones del fabricante [331, 332]. La Tabla 5-25 resume las dimensiones de los estanques.

Tabla 5-25 Dimensiones de estanques en sistema de purificación de agua [331, 332]

Estanque	E-100	E-102	Unidades	Estanque	E-101	Unidades
Volumen Máximo H_2O	101,325	29,125	[m^3]	Volumen	23.000	[m^3]
Factor de seguridad	3,84%	4,79%	[%]	N° Estanques	4	[%]
Volumen estanque	105,216	30,520	[m^3]	Área total	12.800	[m^2]
Diámetro	5,628	3,754	[m]	Largo	80	[m]
Área	24,873	11,067	[m^2]	Área estanque	3.200	[m^2]
Altura	4,233	2,760	[m]	ancho	40	[m]
Material	Acero inoxidable		[-]	Polietileno HDPE		[-]

5.4.2.- Sistema de refrigeración

El sistema de refrigeración es necesario para proveer agua de refrigeración y controlar la temperatura de las corrientes de proceso. Se utiliza agua a 323 [K] como fluido refrigerante en un circuito cerrado y el calor adquirido es disipado por una torre de refrigeración de tiro inducido. Esta torre utiliza aire atmosférico a contracorriente para enfriar el caudal de agua. En el estanque E-104 se almacena el agua para alimentar a los intercambiadores de calor del proceso. Los requerimientos de agua de refrigeración son variables en el transcurso del día, por ello el estanque posee un aislante térmico que mantiene la temperatura a 323 [K].

5.4.2.1.- Torre de refrigeración

Las condiciones de operación y dimensiones de la torre de refrigeración se estiman mediante balances de energía, correlaciones y el modelo propuesto por Merkel, cuyo análisis se basa en la diferencia de entalpia como fuerza impulsora [333].

$$\frac{k \cdot a \cdot V}{L'} = c_{p,H_2O} \int_{T_1}^{T_2} \frac{dT}{h' - h}$$

Donde k: Coeficiente de transferencia de materia [kg/m^2·s], a: Área de contacto [m^2/m^3], V: Volumen activo de enfriamiento por área transversal [m^3/m^2], L': Flujo de agua por unidad de área [kg/m^2·h], c_{p,H_2O}: Calor especifico del agua [kJ/kg·K], h': Entalpia del aire saturado [kJ/kg], h: Entalpia del aire de entrada, T_1 y T_2 temperatura de entrada y salida del agua [K].

La componente integral de la ecuación de Merkel se resuelve gráficamente. La solución inicia determinando la curva de equilibrio en un gráfico de entalpia del aire en condiciones de saturación. Las condiciones de equilibrio obtienen mediante la ecuación de Antoine.

$$Log_{10}(P_{sat}) = A - \frac{B}{T + C}$$

Donde P_{sat}: Presión de saturación del vapor de agua [bar], T: Temperatura del aire [K] y las constantes de Antoine A: 6,20963[-], B: 2354,73 [-], C: 7,559 [-] [334]. La humedad del aire en condiciones de saturación se estima con la ecuación de Raoult y la entalpia de la mezcla aire-vapor de agua, es la suma del calor sensible de la mezcla aire-vapor de agua más el calor latente. La entalpia [kJ/kg AS] del aire húmedo resulta la siguiente expresión [335].

$$H^* = \left(C_{p,aire} + C_{pV,H_2O} \cdot Y\right)(T - T_0) + \lambda_0 \cdot Y$$

Donde $C_{p,aire}$: Calor específicos del aire [kJ/kg$_{AS}$·K], C_{p,H_2O}: Calor específico del vapor de agua [kJ/kg$_{H2O}$·K], λ_0: Calor latente [kJ/kg$_{H2O}$] y Y_s: Humedad del aire saturado [kg AS/ kg H_2O]. La Figura 5.30 describe las corrientes de proceso en el circuito de refrigeración.

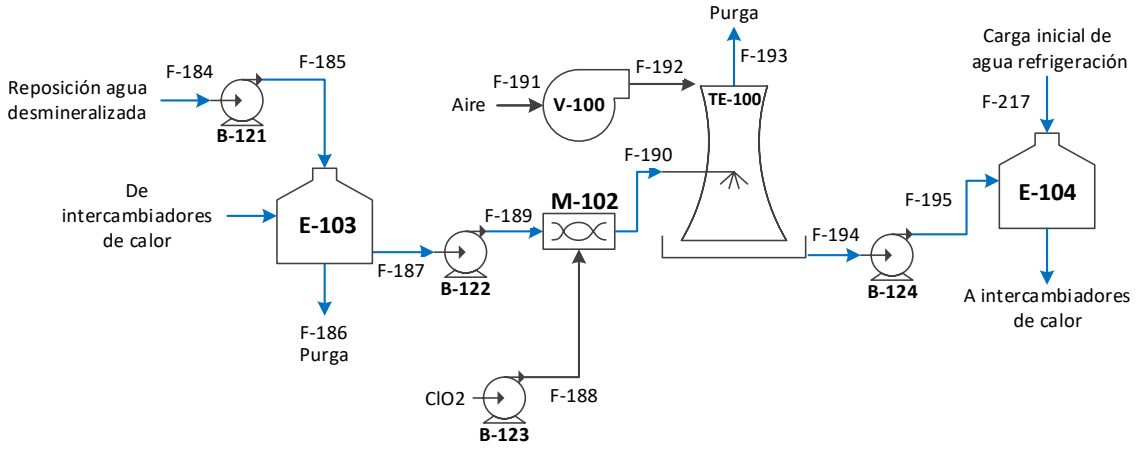


Figura 5.30 Diagrama de flujo sistema de refrigeración

El balance de energía en la torre de enfriamiento resulta la siguiente expresión.

$$F_{F-190} \cdot H_{F-190} + F_{F-192} \cdot H_{F-192} = F_{F-194} \cdot H_{F-194} + F_{F-193} \cdot H_{F-193}$$

Donde F_{F-190}, F_{F-194}: Flujos de agua [kg H_2O/h], H_{F-190}, H_{F-194}: entalpías del agua [kJ/ kg H_2O], F_{F-192}, F_{F-193}: Flujos de aire [kg$_{AS}$/h] y H_{F-192}, H_{F-193}: Entalpías del aire [kJ/kg$_{AS}$]. Se asume que ambos caudales son iguales en la entrada y salida ($F_{F-192} = F_{F-193} = G$; $F_{F-190} = F_{F-194} = L$) y que las entalpías del agua están en función del calor sensible y temperatura. De este modo la curva de operación resulta:

$$\frac{L \cdot C_{pH_2O}}{G} = \frac{H_{F-193} - H_{F-192}}{T_{F-190} - T_{F-194}}$$

La línea de operación mínima se traza con un punto inicial la temperatura del agua en la salida de la torre (293 K) y la entalpía del aire atmosférico de entrada. A continuación, se traza una línea recta tangente a la curva de equilibrio y con la pendiente se determina el caudal de aire mínimo. El caudal de aire de operación se obtiene multiplicando por 1,5 veces el caudal de aire mínimo, con este valor se calcula la nueva pendiente y se obtiene la línea de operación. La Figura 5.31 representa el diagrama entalpía vs temperatura y las curvas de equilibrio, línea de operación mínima y la línea de operación.

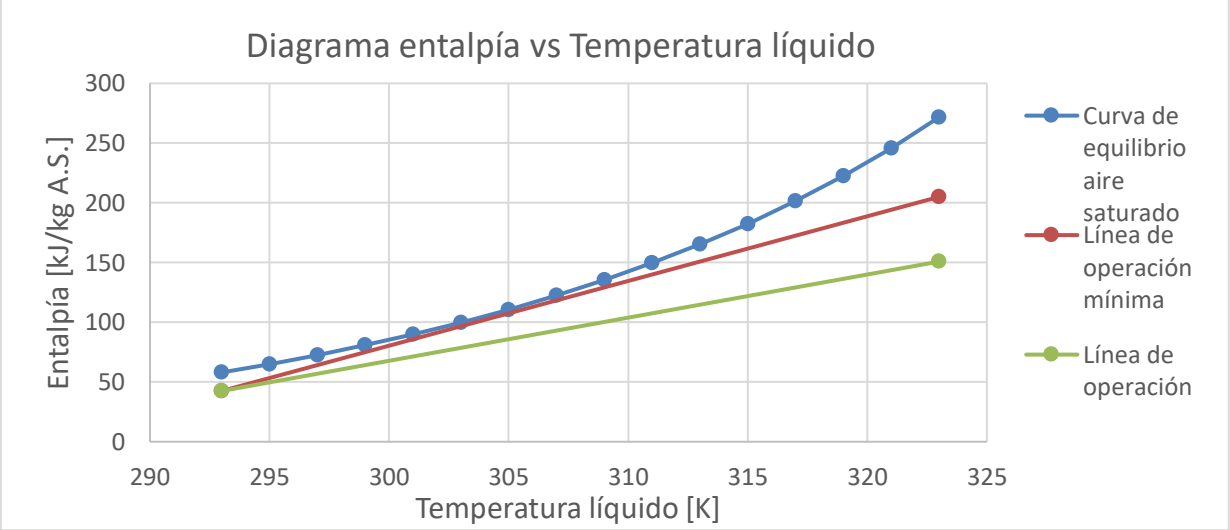


Figura 5.31 Curva de equilibrio y línea de operación de la torre de enfriamiento

La integral de la ecuación de Merkel se resuelve mediante unidades discretizadas (área trapecio) entre la curva de equilibrio y la curva de operación. La sumatoria de cada término por el calor especifico del agua corresponde al número de unidades de transferencia NTU.

$$NTU = c_{p,H_2O} \int_{T_2}^{T_1} \frac{dt}{h' - h} = c_{p,H_2O} \sum_{n=T_2}^{T_1} \frac{\Delta T}{h' - h}$$

La sumatoria de todas las unidades discretizadas es igual a 1,05 [-], entonces el valor del NTU igual a 4,388 [-]. La característica de la torre ($k \cdot a \cdot V/L'$) es equivalente a la altura de unidades de transferencia (HTU), la cual contiene al coeficiente global de transferencia de materia y depende del tipo de relleno, dimensiones, flujos de agua y aire. El coeficiente de transferencia de materia se determina mediante la correlación del relleno fílmico corrugado proporcionado por la empresa "Marley SPX Cooling Technologies" [336].

$$\frac{k \cdot a \cdot V}{L'} = 1{,}035 \cdot \left(\frac{L}{G}\right)^{-0781} \cdot Z^{0{,}584}$$

Despejando el volumen activo [m^3/m^2] de la ecuación de Merkel, se obtiene la altura del relleno requerido para enfriar un caudal de 273 [m^3 H_2O/h] de 323 [K] hasta 293 [K].

$$V = Z = \left(c_{p,H_2O} \int_{T_2}^{T_1} \frac{dt}{h' - h} \right) \cdot \left(\frac{L'}{k \cdot a} \right) = NTU \cdot HTU$$

La Tabla 5-26 detalla las dimensiones y condiciones de operación de la torre.

Tabla 5-26 Dimensiones y condiciones de operación de torre de enfriamiento

Parámetro	Valor	Unidades	Parámetro	Valor	Unidades
L	272.876,57	[kg H_2O/h]	L'	6.974,20	[kg/m^2·h]
G, operación	315.970,92	[kg AS/h]	G'	8.075,61	[kg/m^2·h]
k·a·V/L	4,388	[-]	k	66,359	[kg/m^2·h]
L/G	0,864	[-]	NTU	4,388	[-]
Área transversal	39,127	[m^2]	HTU	0,678	[m]
Área superficial	155,144	[m^2/m^3]	Altura torre	2,972	[m]

La torre de enfriamiento requiere de una reposición de agua, por pérdidas asociadas a la evaporación, arrastre y purga de agua [333].

$$W = W_e + W_d + W_b = 0{,}00085 \cdot W_c \cdot (T_1 - T_2) + 0{,}2\% \cdot W_c + W_e/(S + 1)$$

Donde W: caudal de reposición, W_e: caudal de evaporación, W_d: Caudal de arrastre, W_b: Caudal de purga, W_c: Caudal circulante, T_1 y T_2: Temperatura de entrada y salida [°C], S: Número de ciclos. Todos los caudales se expresan en [m^3/h]. Se requiere de un caudal de reposición de 15,01 [m^3/h] para una operación continua de 272,88 [m^3/h].

5.4.2.2.- Estanque de agua de refrigeración

El estanque E-103 permite almacenar el agua proveniente de los intercambiadores de calor (323 K) y suministrar un flujo continuo de agua a la torre de refrigeración. Por otra parte, el estanque E-104 recibe y almacena el agua de refrigeración (293 K) de la torre de refrigeración y suministra fluido al proceso. Las dimensiones se estiman según un balance de masa que determina el volumen máximo, además de las especificaciones del fabricante [332].

Tabla 5-27 Dimensiones de estanque etapa de refrigeración

Estanque	E-103	E-104	Unidades
Volumen Máximo H_2O	1.706	1.571	[kg H_2O]
Factor de seguridad	1,86%	2,28%	[m^3 H_2O]
Volumen estanque	1.738	1.606,79	[%]
Diámetro	19,70	16,89	[m]
Área	304,79	223,94	[m^2]
Altura	6,01	7,49	[m]

5.5.- Especificaciones equipos

A continuación, se representan las especificaciones de los principales equipos del sistema de almacenamiento de energía de H_2.

5.5.1.- Electrolizador alcalino (ELY-100)

El electrolizador alcalino es suministrado por la empresa "TianJin Mainland Ltd". El equipo corresponde al Modelo FDQ400 el cual se ajusta a las especificaciones del proceso [337].

Tabla 5-28 Especificaciones electrolizador alcalino [337]

Especificación	Unidades	Modelo FDQ400
Tasa de producción neta	[Nm^3/h]	150-400
Rango dinámico	[%]	40-100%
Consumo específico	[kWh/Nm^3]	<4,4
Pureza H_2	[%v/v]	99,9%
Presión salida	[bar]	30
Temperatura operación	[K]	363
Electrolito	[%p/p]	30%

El electrolizador logra una potencia máxima de 1,75 [MW] y una producción de 35,77 [kg H_2/h] a una presión de 30 [bar]. Según los requerimientos del proceso se necesitan 45 equipos con estas características. La Figura 5.32 representa el modelo seleccionado.



Figura 5.32 Electrolizador modelo FDQ400 [337]

5.5.2.- Columnas de absorción de KOH

El equipo seleccionado para la absorción de trazas de KOH en las corrientes de gases corresponden al modelo V/F 18 de la compañía "Tri-Mer" [338]. La columna está fabricada de polipropileno y utiliza anillos rashing de cerámica como relleno [265]. La Tabla 5-29 detalla las especificaciones de la columna.

Tabla 5-29 Especificaciones columnas de absorción [338]

Especificación	Unidades	AB-101 (H_2)	AB-100 (O_2)
Modelo	[-]	V/F 18	V/F 18
Caudal máximo	[m^3/h]	257,14	104,68
Diámetro	[m]	0,305	0,170
Altura	[m]	3,20	3,20
Recirculación H_2O	[m^3/h]	1,81	0,90
Número columnas	[-]	3	3

5.5.3.- Columnas de adsorción H_2O

La empresa "Xebec" provee tecnología que cumple con los requerimientos del proceso [339]. El sistema utiliza zeolitas para el proceso de adsorción y una válvula rotatoria para distribuir el gas a las diferentes columnas [272]. La Tabla 5-30 detalla las especificaciones de los modelos seleccionado para los caudales de H_2 y O_2.

Tabla 5-30 Especificaciones de torres de adsorción [339]

Especificación	Valor		Unidades
Caudal de adsorción	H_2	O_2	[-]
Modelo	H-3100	H-3100	[-]
Diámetro	1,00	1,00	[m]
Modelo válvula /Número torres	G0 / 2	G0 / 6	[-]
Máxima presión operación	31	31	[bar]
Capacidad de flujo	8.700	1.600	[Nm^3/h]
Altura	5,00	5,00	[m]



Figura 5.33 Sistema de adsorción por oscilación de presión modelo H-3100 y zeolitas tamiz molecular 4A [339,272]

5.5.4.- Compresores

El compresor reciproco es proporcionado por la empresa "Burckhardt Compression AG" [340]. El equipo seleccionado para comprimir la corriente de H_2 es el modelo BX, con 2 etapas, 520 [RPM] y con una potencia máxima de 5.400 [kW], mientras que el equipo seleccionado para la corriente de O_2 es el modelo BF de 2 etapas, 600 [RPM] y 2.200 [kW]. La presión de succión de ambos compresores es 30 [bar] y la de descarga es 350 [bar]. La Figura 5.34 describe los componentes del compresor seleccionado.

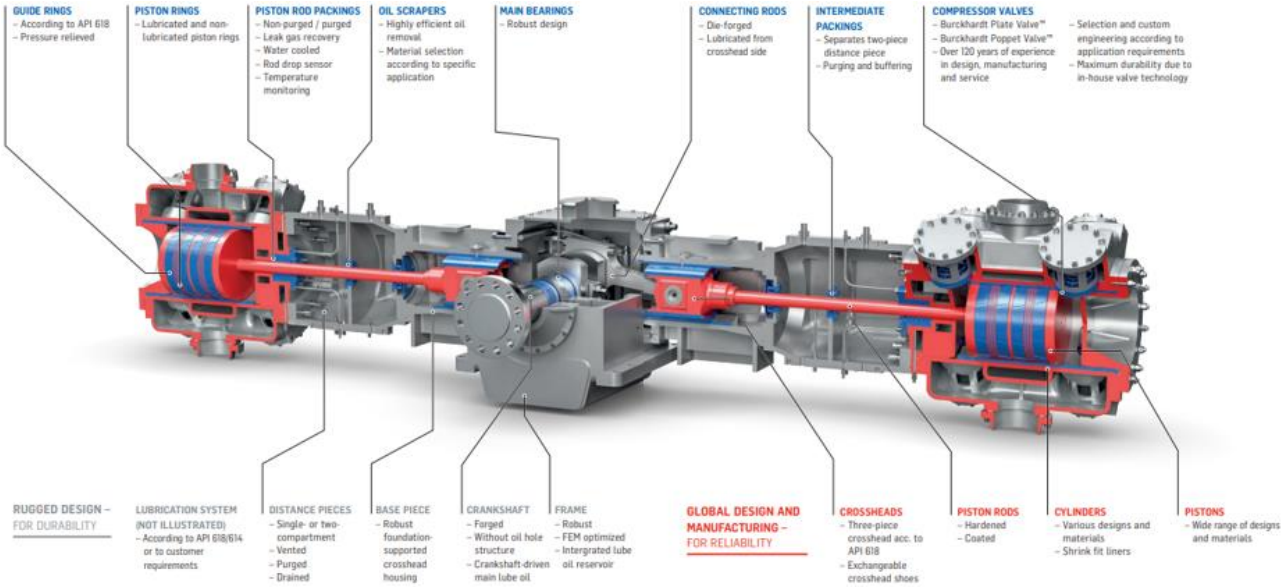


Figura 5.34 Compresor reciproco de cabezal cruzado, Burckhardt Compression [340]

5.5.5.- Estanques de almacenamiento de gas

El almacenamiento de gas se divide en dos etapas. La primera almacena los gases a una presión de 30 [bar] y su función consiste en suministrar un caudal continuo a los compresores. Los estanques seleccionados en esta etapa corresponden a los comercializados por la compañía Lapesa [278]. La segunda etapa almacena los gases a 350 [bar] y la empresa FIBA provee estos equipos [290]. Los estanques seleccionados están dimensionados en base al código ASME y el detalle de las especificaciones se muestra en la Tabla 5-31.

Tabla 5-31 Especificaciones estanques de almacenamiento de gas [278, 290]

Equipo	BP-101	BP-100	AP-101	AP-100	Unidades
Caudal	H_2	O_2	H_2	O_2	[-]
Especificación	SAE240	SAE240	SAE372	SAE372	[-]
Grado – clase	316L	304L	J100	M100	[-]
Presión de diseño	40	40	379	379	[bar]
Capacidad	10,00	10,00	0,966	0,966	[m^3]
Número estanques	261	126	579	242	[-]



Figura 5.35 Estanques de gas de alta presión FIBA [290]

5.5.6.- Celdas de combustible PEM

La empresa "Hydrogenics" fabrica celdas de combustible según los requerimientos del proceso. El modelo HD30 es un módulo diseñado para aplicaciones estacionarias y de transporte [341]. La Figura 5.36 describe el modelo seleccionado.

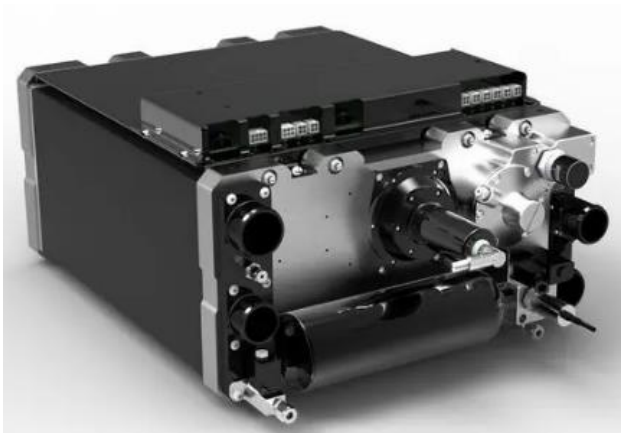


Figura 5.36 Celda de combustible modelo HD30 [341]

Las celdas se agrupan en arreglos de 24 unidades y el proceso requiere 28 arreglos con una potencia total de 19,46 [MW]. La Tabla 5-32 resume las especificaciones de la celda HD30.

Tabla 5-32 Especificaciones técnicas celda de combustible HD 30 [341]

Especificación	Valor	Unidades			
Modelo	HD30	[-]	Tiempo respuesta	<5	[s]
Potencia máxima	33	[kW]	Combustible H_2	99,98%	[%]
Corriente de operación	0-500	[A]	Dimensiones LxWxH	668x403x255	[mm]
Voltaje de operación	60-120	[V]	Masa	73,5	[kg]
Eficiencia	55%	[%]	Volumen	70	[L]

5.5.7.- Torre de refrigeración

La compañía "Marley SPX Cooling Technologies" proporciona la torre de tiro inducido, la cual cumple con los requerimientos del circuito de refrigeración [342]. La Tabla 5-33 entrega las especificaciones de la torre seleccionada.

Tabla 5-33 Especificaciones torre enfriamiento Marley [342]

Parámetro	Valor	Unidades
Modelo	CP2000	
Relleno	Polipropileno-PVC	
Estructura	Acero reforzado con fibra vidrio	
Capacidad nominal	7.014-15.343	[kW]
Motor ventilador	30,02	[kW]
Dimensiones AxLxA	5,9x4,0x4,8	[m]

La capacidad requerida por la torre es de 11.179 [kW] para enfriar un caudal de 272,88 [m^3/h]. La Figura 5.37 describe los principales componentes de la torre de enfriamiento.

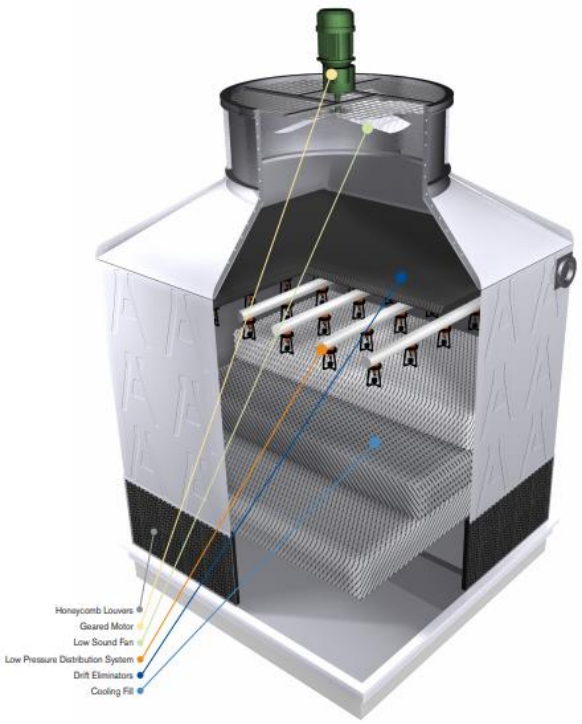


Figura 5.37 Torre enfriamiento tiro inducido modelo CP2000 [342]

5.5.8.- Intercambiadores de calor

La compañía "Sacome" fabrica intercambiadores de calor que cumplen con los requerimientos del proceso. La Tabla 5-34 detalla las especificaciones para cada intercambiador. Los intercambiadores están fabricados de acero inoxidable, por ello pueden tolerar fluidos corrosivos y gases a altas temperaturas [343, 344].

Tabla 5-34 Especificaciones técnicas intercambiadores de calor [343, 344]

Intercambiador	Unidades	IC-100	IC-102	IC-101	IC-103	IC-104
Fluido coraza	[-]	30%KOH	H_2	O_2	60%$C_2H_6O_2$	H_2O
Modelo	[-]	I-TFMU-I	I-TFMU-D	I-TFMU-D	I-TFMU-I	I-TFMU-D
Caudal de proceso	[kg/h]	708	2.152	17.084	1.785	9.478
Agua refrigerante	[kg/h]	910	40.360	38.431	1.243	17.429
Número tubos / pasos	[-]	36 / 6	136 / 8	69 / 8	24 / 6	210 / 8
Ø tubo / Ø coraza	[in]	0,75 / 10	1,5 / 29	1,5 / 19,25	0,75 / 8	0,75 /19,25
Largo tubos / Número IC	[m] / [-]	3 / 45	4 / 1	6 / 1	1 / 28	6 / 1



Figura 5.38 Intercambiador modelo I-TFMU-D [344]

5.5.9.-Bombas

Las compañías Sterling, Grundfos, Sulzer, KSB y DAB comercializan bombas sumergibles, de alta presión y centrifugas con amplias capacidades operativas, las cuales cumplen con las especificaciones del proceso [345-349]. La Tabla 5-35 resume las principales bombas del proceso, sus puntos de operación y el modelo seleccionado.

Tabla 5-35 Punto de operación y especificaciones de bombas en etapa purificación de agua [345-349]

Nombre		Bomba sumergible	Bomba alta presión	Bomba suministro IO	Bomba Agua de proceso	Bomba refrigeración	Bomba refrigeración
Bomba		B-100	B-105	B-107	B-112	B-125	B-126
Fabricante		Sterling	Grundfos	Sulzer	KSB	KSB	KSB
Modelo		W30-14	CRN45-11	ZA/ZE50-160	CPKN 50-200	CPKN 25-200	CPKN 80-250
Potencia	[kW]	10,40	26,16	1,43	1,07	0,27	1,93
Carga	[m H_2O]	121,89	279,85	10,56	13,63	10,97	11,10
Caudal	[m^3/h]	23,21	20,98	33,31	17,32	0,91	38,40
Eficiencia	[%]	74%	61%	63%	60%	10%	60%
Corriente	[A]	17,57	44,15	3,59	1,81	0,46	3,26
RPM	[1/min]	2900	2960	1450	1450	1450	1450
NPSHr	[m H_2O]	3	2	0,6	0,5	0,5	1,5
Impulsor	[mm]	152,4	248	200	200	200	200

5.6.- Layout proceso

La Figura 5.39 representa el Layout del proceso. Cada sector cuenta con almacenes para preservar los equipos de las condiciones ambientales externas, tal como la humedad, luz ultravioleta y temperatura. Se asume que los equipos se conectan a la instrumentación correspondiente según las normas y aspectos de seguridad.

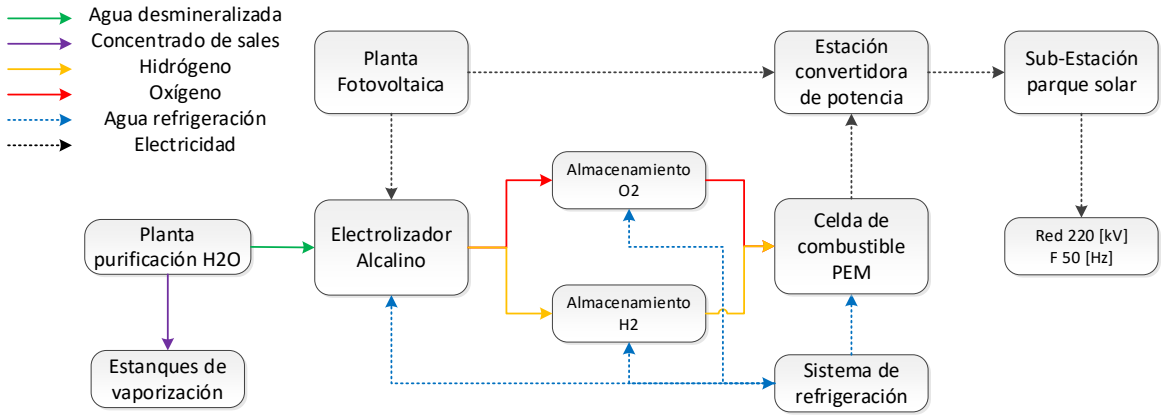


Figura 5.39 Layout del proceso

5.7.- Aspectos ambientales (EIA, DIA)

De acuerdo con artículo 10, de la ley 19.300 se considera que el proyecto podría necesitar de un estudio de impacto ambiental, debido a las siguientes actividades [350].

a) Acueductos, embalses o tranques y sifones que deban someterse a la autorización establecida en el artículo 294 del Código de Aguas, presas, drenaje, desecación, dragado, defensa o alteración, significativos, de cuerpos o cursos naturales de aguas
c) Centrales generadoras de energía mayor a 3 MW;
ñ) Producción, almacenamiento, transporte, disposición o reutilización habituales de sustancias tóxicas, explosivas, radioactivas, inflamables, corrosivas o reactivas;

Se considera que las emisiones y riesgos a la salud de la población, recursos renovables, áreas protegidas, alteración del terreno, son mínimas y cumplen la normativa vigente. La siguiente justificación pretende exponer los criterios más importantes de la Ley 19.300.

Descripción del proyecto: El proyecto consiste en un sistema de almacenamiento de energía eléctrica que permite gestionar la energía que genera el parque solar Luz del Norte, al utilizar la tecnología de H_2 como sistema de almacenamiento. Dicha integración permite al sistema de almacenamiento emplear la infraestructura de la planta fotovoltaica y así facilitar la inyección de energía al Sistema Eléctrico Nacional.

Ubicación: El sistema de almacenamiento se ubica próximo a la planta fotovoltaica, en el sector del Llano de Varas, comuna de Copiapó. Este proyecto no afecta al entorno, dada las escasas emisiones, gran distancia de los asentamientos humanos y nulo valor arqueológico.

Construcción, operación y cierre: Los aspectos más relevantes de la etapa de construcción del proyecto son la preparación del terreno e instalación de equipos. Durante esta etapa las emisiones líquidas y residuos sólidos son trasladados a sitios adecuados para su disposición final, mientras que las emisiones gaseosas se ajustan a la normativa vigente. La etapa de operación contempla la puesta en marcha de los equipos, operación y mantenimiento. No existen emisiones contaminantes en esta etapa. En la etapa de cierre se espera que todos los equipos puedan ser reciclados, reutilizados o puestos en disposición final.

Antecedentes de justificación de EIA

Según el artículo 11 de la Ley 19.300 se evalúan los criterios y antecedentes que evalúan que el proyecto no requiere de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Tabla 5-36 Antecedentes a evaluar si el proyecto requiere un EIA según Ley 19.300

Letra	Comentario
a) Riesgo para la salud de la población, debido a la cantidad y calidad de efluentes, emisiones o residuos.	Los residuos líquidos y sólidos serán trasladados para reciclaje o disposición final. Las emisiones de gases cumplen con la normativa vigente y no afectan a la población.
b) Efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluidos el suelo, agua y aire.	El proyecto no genera efectos significativos en agua, aire y suelo. La cantidad de agua que se pretende extraer de fuentes subterráneas no afecta el cauce normal de estas.
c) Reasentamiento de comunidades humanas, o alteración significativa de los sistemas de vida.	El proyecto no produce alteración de las comunidades, al no existir asentamientos humanos en la zona.
d) Localización próxima a poblaciones, recursos y áreas protegidas, sitios de conservación.	Ninguna de las obras del proyecto afecta a las zonas protegidas.
e) Alteración significativa, en términos de magnitud o duración, del valor paisajístico o turístico de una zona.	La ubicación del proyecto no es considerada una zona turística por lo cual no afecta el valor paisajístico.
f) Alteración de monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico, histórico y en general.	El proyecto no altera monumentos históricos, ni sitios con valor antropológico.

Plan de prevención y contingencias: Las siguientes contingencias son las principales emergencias que pueden transcurrir en la operación del proyecto. A continuación, se presenta un plan de prevención ante situaciones de riesgo.

- Derrames de productos químicos: Se dispone de material absorbente en zonas especiales, además de protocolos en caso de derrames y disposición final de químicos.
- Fuga rechazo estanque evaporación: El estanque posee sensores que miden el volumen de agua. En caso de rotura de la membrana del estanque se dispone de repuestos para sellar y prevenir la fuga de rechazo hacia las napas subterráneas.
- Fuga de H_2 y O_2: Se prepara la inertización el área de fuga con N_2 gaseoso, el cual se encuentra en cilindros de gas comprimido con conexión a todas las zonas de riesgo.
- Incendios y fallas eléctricas: El sistema de inertización de N_2 contribuye a extinguir incendios, al igual que el sistema de extintores de CO_2.

5.8.- Normativa aplicable

La siguiente legislación corresponde al marco regulatorio del proyecto. Las normas definen las bases legales, regulaciones, pautas de mercado, además de coordinar y garantizar la seguridad y la calidad del servicio.

Ley general de servicios eléctricos (DFL-4): Esta Ley detalla los fundamentos del mercado eléctrico nacional, responsable de crear organismos capaces de fiscalizar a empresas privadas que operan en libre mercado y en el segmento regulado. En esta ley se definen concesiones, permisos y servidumbres detallando las tarifas y remuneraciones.

Ley 19.940 (corta I): Esta ley incentiva la expansión del sistema de transmisión, fijando una regulación a este mercado. Se define mecanismos de conexión de las energías renovables no convencionales, beneficios y mecanismos de cobro para grandes empresas.

Ley 20.018 (Ley corta II): Esta Ley realiza modificaciones al DFL-4, específicamente a la regulación de precios a clientes regulados y creando licitaciones de energía a largo plazo.

Ley 20.257 (Ley ERNC) – Ley 20.968 (20/25): Esta ley introduce cuotas obligatorias a empresas de generación de inyecciones con ERNC al sistema eléctrico.

Norma técnica de seguridad y calidad del servicio (NTSyCS): Esta norma establece los procedimientos, metodologías y exigencias para cumplir con los requisitos de seguridad y calidad del servicio asociados con la coordinación y operación de los sistemas eléctricos

Decreto supremo 128: Define las instrucciones de operación y retiros de energía de las centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica con capacidad igual o superior a 200 [MW].

Decreto supremo 125: Define la reglamentación de la operación de los sistemas de almacenamiento. Se establece que todas las instalaciones están sujetos a la coordinación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Decreto supremo 37: Establece que los sistemas de almacenamiento pueden considerarse expansión de los sistemas de transmisión y distribución de electricidad. Los sistemas de almacenamiento pueden complementar con otros servicios.

Decreto supremo 113: Este decreto determina que los sistemas de almacenamiento están habilitados para la prestación de servicios complementarios.

Decreto supremo 42: Este decreto reconoce el aporte de potencia de los sistemas de almacenamiento a la suficiencia del sistema y establece mecanismos de remuneración.

Los organismos encargados de definir, regular, fiscalizar, las normas, leyes, tarifas, licitaciones y concesiones son el Ministerio de energía, Ministerio de medio ambiente, Comisión nacional de energía (CNE), Superintendencia de electricidad y combustibles (SEC), Comisión Chilena de energía nuclear, Servicio de evaluación ambiental y el Coordinador eléctrico nacional (CEN).

6. Estudio económico

6.1.- Antecedentes del mercado

Los resultados del estudio de mercado indican que el mercado global para el almacenamiento de electricidad asciende a un valor de 378 [MMUSD] y con la segmentación por aplicación, tipo de cliente y sector económico, resulta la siguiente propuesta para el mercado objetivo.

"La integración de un sistema de almacenamiento de energía de hidrógeno con una central fotovoltaica, permite ofrecer servicios de arbitraje de energía a una empresa minera y satisfacer la totalidad de su demanda de electricidad con fuentes renovables"

Tal como se especificó anteriormente el cliente libre elegido es la empresa Coemin, la cual se dedica a la extracción y producción de concentrado de cobre. La compañía actualmente tiene un contrato de suministro de energía con la empresa Engie y la propuesta consiste en reemplazar el contrato existente. El nuevo contrato se enfoca en suministrar electricidad por medio de una central fotovoltaica con capacidad de almacenamiento. La Tabla 6-1 describe las principales características del nuevo contrato de suministro de energía.

Tabla 6-1 Contrato suministro propuesto

Duración contrato	2020-2040
Suministrador / Cliente	Nueva sociedad / Coemin S.A.
Región	Atacama - Tierra amarilla
Suministro / Retiro	Carrera Pinto 220 kV / Tierra Amarilla 110 kV
Energía / Potencia	122.640 [MWh/año] / 16,5 [MW]
Fuente de energía	Fotovoltaica / Almacenamiento H_2

La participación en el mercado global es de 1,71%. Este valor resulta al dividir los ingresos por venta de energía a la empresa Coemin (6,5 MMUSD) por el mercado global (Anexo A).

$$\%\ participación\ del\ mercado = \frac{Ventas}{Mercado\ global} = \frac{122\left[\frac{GWh}{año}\right] \cdot 52{,}67\left[\frac{USD}{MWh}\right]}{378\ [MMUSD]} = 1{,}71\%$$

6.2.- Precios de insumos, servicios y su proyección

Los insumos principales para el sistema de almacenamiento de electricidad de H_2, es la electricidad y agua de alta calidad. Los insumos secundarios son productos químicos que facilitan la operación y mantención de los diversos equipos involucrados en el proceso.

6.2.1- Precios de la energía eléctrica

La energía eléctrica es el principal insumo, la cual se utiliza para la producción de H_2, la operación de compresores y bombas de impulsión. El Coordinador Eléctrico estima los precios futuros de la electricidad en función del tipo de tecnología [351]. La proyección indica que el precio para la tecnología fotovoltaica se encuentra en valores inferiores a 50 [USD/MWh]. Se asume que el proyecto adquiere energía a precios entre 20-40 [USD/MWh].

6.2.2- Precios del agua de proceso

El agua es uno de los principales insumos en el proceso, se utiliza para la producción de H_2 en los electrolizadores y como fluido de refrigeración en los intercambiadores de calor, compresores, celdas de combustible y electrolizadores. La calidad del agua requerida por el proceso corresponde a un estándar de calidad de agua ultrapura (tipo I), según las especificaciones ASTM [312]. A causa de que no existen obras hidráulicas de abastecimiento se propone un proceso de extracción y purificación de aguas subterráneas. El agua se obtiene mediante un derecho de aprovechamiento de agua, por ello, el costo es equivalente al consumo de electricidad del proceso de extracción y purificación de agua. El consumo específico del sistema de osmosis inversa por el costo de la electricidad proporciona una aproximación del costo del agua.

$$Precio\ agua = CE\left[\frac{kWh}{m^3}\right] \cdot P_{electricidad}\left[\frac{USD}{MWh}\right] = 1{,}59\left[\frac{kWh}{m^3}\right] \cdot 30\left[\frac{USD}{MWh}\right] = 0{,}0504\left[\frac{USD}{m^3}\right]$$

6.2.3- Precios productos químicos

La Tabla 6-2 describe los requerimientos de los productos químicos empleados en el proceso, la etapa donde actúa, la función específica y su precio. El principal compuesto es el hidróxido de potasio (KOH) y se necesitan 19,3 [ton] para lograr una concentración de 30%p/p en todos los electrolizadores. Los demás productos NaClO, HCl, NaOH, ClO_2, N_2 se requieren en las distintas etapas del proceso y en distintas proporciones. El costo final de los productos químicos depende tanto del precio [USD/kg], como de la cantidad requerida [kg/año].

Tabla 6-2 Requerimientos, aplicación, razón técnica y precio de productos químicos

Químico	Etapa del proceso	Aplicación	Razón técnica	Precio unitario	
KOH	Producción de H_2	Electrolito en los electrolizadores alcalinos	30% [kg KOH / kg H_2O]	850	[USD/ton]
NaClO	Pretratamiento del agua	Eliminación microorganismos del agua subterránea.	2 [mg/L] agua subterránea	260	[USD/ton]
HCl	Pretratamiento del agua, regeneración de resinas aniónica	Acidificación del agua. Regeneración de la capacidad de las resinas aniónicas	0,11 [mg/L] dosificación agua subterránea	300	[USD/ton]
Anti-incrustante	Osmosis inversa	Evita la incrustación de sales en las membranas de osmosis	3 [mg/L] dosificación agua subterránea	1,6	[USD/kg]
NaOH	Pretratamiento del agua, regeneración de resinas catiónicas	Regeneración de la capacidad de las resinas catiónicas.	0,08 [mg/L] dosificación agua subterránea	350	[USD/ton]
ClO_2	Torre de refrigeración	Previene la proliferación de microorganismos (Legionella) y Biofilms.	1 [mg/L] dosificación	1,0	[USD/kg]
N_2 (gas)	Electrolizadores y celdas de combustible	Se utiliza para inertización de equipos en caso de emergencias	0,1 [kg N_2/ kW]	5,6	[USD/kg]

6.3.- Moneda seleccionada en la evaluación

El proyecto se plantea en Chile. No obstante, la moneda que utiliza el proyecto corresponde al dólar de Estados unidos, a causa de que todas las estimaciones económicas, precio de los equipos, inversiones y crédito se realizan en dicha unidad monetaria. La tasa de cambio de dólar a peso chileno es igual a 800 [$/USD] y corresponde al valor promedio para el año 2020, informado por el Servicio de Impuestos Internos (SII).

6.4.- Antecedentes financieros

6.4.1.- Alternativas de financiamiento

Se plantea financiar el proyecto mediante la modalidad “Project Financing”. Este mecanismo consiste en aportes de capital por parte de socios y prestamistas, los cuales tienen interés en el proyecto, debido a que los retornos o flujos de caja son suficientes por sí mismos para el pago de su deuda y retorno de las inversiones por parte de los socios. Esta modalidad permite repartir el riesgo entre las partes involucradas, además los activos del proyecto se utilizan como garantía para los prestamistas del proyecto y representan un respaldo financiero para estos [352]. Esta estructura de financiamiento crea una nueva sociedad que es independiente jurídica y económicamente. La Figura 6.1 representa las principales partes involucradas.

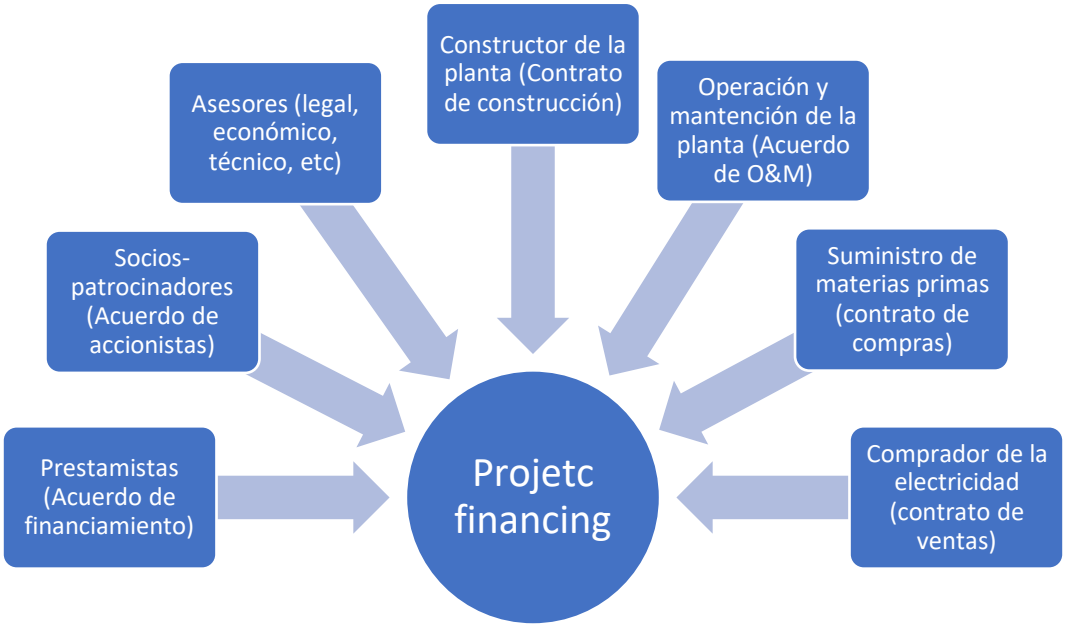


Figura 6.1 Estructura general del proyecto financiado mediante la metodología "Project Financing"

El proyecto considera tres casos de financiamiento. El primero considera un proyecto puro, en que los socios asumen el 100% de la inversión. El segundo caso se asume un proyecto financiado 50% por los socios y prestamistas. El tercer caso corresponde a un proyecto financiado 80% por los prestamistas y un 20% por los socios. Además, se consideran tres escenarios de inversión en capital fijo, un escenario optimista, un escenario probable y un escenario pesimista. En las siguientes secciones se detalla los montos de inversión.

6.4.2.- Impuestos asociados

El sistema tributario chileno está constituido por impuestos directos, los que se cobran a las utilidades de las empresas (primera categoría) o a los trabajadores dependientes descontando porcentaje de su sueldo (segunda categoría) y los impuestos indirectos que se aplican a los bienes, servicios y transacciones. El impuesto aplicado al proyecto corresponde al impuesto a la renta de primera categoría según el artículo 20 de la Ley sobre impuesto a la renta [353]. En esta categoría se encuentra el proyecto al poseer rentas de capital provenientes del sector industrial y/o minero. El impuesto es equivalente al 27% de las utilidades del proyecto.

6.4.3.- Tasa de actualización (tasa de descuento)

La tasa de descuento es un importante factor financiero y se utiliza para conocer el valor actual de pagos futuros. Este porcentaje representa el costo del capital, es decir, la tasa mínima aceptable del rendimiento de las inversiones y/o el costo mínimo para cubrir el valor de la deuda. Existen diversas metodologías para determinar la tasa de descuento, de las cuales el modelo más aceptado es el "Costo promedio ponderado del capital" (WACC "Weighted average cost of capital"). Este modelo considera el promedio del costo del capital aportado por inversionistas y el costo del financiamiento vía deuda [354].

$$WACC = k_e \cdot \left(\frac{E}{E+D}\right) + k_d \cdot (1-t) \cdot \left(\frac{D}{E+D}\right)$$

Donde k_e: Costo de capital de los inversionistas, E: Aporte inversionistas, k_d: Costo deuda, D: Aporte crédito y t: Tasa de impuesto a las utilidades. El valor de k_e se estima por el "Modelo de valoración de activos de capital" (CAPM "Capital Asset Pricing Model") [354].

$$k_e = r_f + (r_m - r_f) \cdot \beta$$

Donde r_f: Tasa libre de riesgo, r_m: Rentabilidad esperada del mercado, β: Riesgo de activos y $(r_m - r_f)$: Premio por riesgo del mercado. La tasa libre de riesgo corresponde a las curvas de rendimientos de los bonos emitidos por el banco central de Chile. Para el proyecto se utiliza un valor de 3,22% estimado en base al promedio de los bonos del banco central con plazo de vencimiento de 10 años (BCP-10) [355]. El premio por riesgo del mercado $(r_m - r_f)$ se estima por diversos modelos que dependen de datos históricos, información nacional, internacional, etc. El proyecto utiliza un premio de mercado igual a 7,19% valor obtenido con el modelo de EHV, al utilizar datos chilenos de retorno de mercado [356].

El valor estimado para el riesgo de los activos (β) es de 0,88 y es determinado en base a un análisis estadístico realizado a la industria de las energías renovables por Damodaran [357]. El valor anterior corresponde a un valor estimado con capital propio (sin apalancamiento), por lo que es necesario agregar la componente de deuda, según la siguiente ecuación.

$$\beta_{Apalancada} = \beta_{Sin\ apalancamiento} \cdot \left(1 - \frac{D \cdot (1-t)}{E}\right)$$

Por otra parte, el costo de la deuda (k_d) se puede calcular como la tasa de interés disponible en las líneas de crédito en el mercado en el cual está inmerso el proyecto. Para este proyecto se emplea una tasa de interés igual a 4,26 [%] correspondiente al promedio de las tasas de colocación definidas por el banco central de Chile (2015-2020) [358]. Finalmente, para los tres escenarios de financiamiento se obtienen las siguientes tasas de actualización.

Tabla 6-3 Tasas de actualización del proyecto puro y financiado

Financiamiento (Crédito)	0%	50%	80%
Tasa de actualización	9,55%	8,64%	8,10%

6.5.- Vida útil del proyecto

Se estima que el proyecto tiene una vida útil de 20 años, asociada a la vida útil de los equipos que componen el proceso, además de considerar en el mismo periodo de tiempo, la amortización del crédito y pago de intereses, es decir se utiliza un horizonte temporal de 20 años para estimar la rentabilidad del proyecto. La vida útil de las compañías implicadas en el proyecto es mayor a la vida útil del proyecto.

6.6.- Criterios de depreciación

La depreciación es la disminución del valor de los activos debido al deterioro físico, avances tecnológicos, cambios económicos o cualquiera razón que reduzca la vida útil de los activos. La metodología para determinar la depreciación corresponde al método lineal, la que consiste en la disminución lineal del valor de los activos con el transcurso del tiempo [359].

$$d = \frac{V - V_s}{n}$$

Donde d: Depreciación anual [USD/año], V: Valor inicial del activo [USD], V_s: Valor residual del activo [USD] y n: vida útil del activo [año]. El valor residual se asume igual a 1% del valor de la inversión. La Tabla 6-4 resume la depreciación para cada escenario.

Tabla 6-4 Valores de depreciación por escenario

Escenario de inversión	Optimista	Probable	Pesimista
Depreciación [USD/año]	3.150.720	8.145.579	15.980.852

6.7.- Criterios de evaluación del proyecto (análisis del entorno)

El análisis de entorno es una herramienta descriptiva, que pretende detallar los aspectos externos del proyecto. A continuación, se presentan los aspectos externos del país.

Análisis político: Chile es un país libre republicano y democrático. El estado está dividido en tres poderes, ejecutivo, legislativo y judicial, los que se autorregulan constantemente. La constitución de 1980 regula el funcionamiento del estado, la relación entre la ciudadanía y los poderes del Estado y es el ordenamiento jurídico jerárquico sobre las demás leyes.

Análisis económico: El sistema económico de Chile es de libre mercado y es catalogado como un país emergente. El principal sector son los servicios que aportan más del 60% de los ingresos al PIB, la minería es el segundo sector, el cual aporta cerca del 10% al PIB. Las principales industrias son la minería, agricultura, acuicultura y forestal, además son las exportaciones más importantes y aportan cerca del 30% del PIB. En los últimos años Chile ha tenido un crecimiento lento del PIB, contrayéndose en los últimos años, lo cual lo ha llevado a un estancamiento a nivel económico. A pesar de que el déficit fiscal ha aumentado, están en marcha planes de reactivación económica en base a inversiones públicas y privadas.

Análisis social: La población en Chile es cercana a los 19 millones de personas, concentrándose en la región metropolitana (~40%), de Valparaíso (~10%) y Biobío (~10%). Tiene una población inmigrante cercana al 1,5 millón de personas y su principal origen es Venezuela, Haití, Perú, Colombia y Bolivia. El ingreso mensual promedio es 630.000 [$] chilenos. El porcentaje de pobreza y la tasa de desempleo se mantienen bajo las dos cifras.

Análisis tecnológico: Según información del WIPO en el año 2018 se produjeron 3.100 patentes, donde el 87% fueron desarrolladas por empresas/personas no residentes. Esto demuestra una escaza producción de propiedad intelectual, no obstante, los esfuerzos del país se centran en la producción de bienes y servicios, lo cual ha llevado a liderar las exportaciones en más de 30 categorías de productos.

Análisis legal: La principal Ley es la constitución de 1980, el cual se apoya en los diferentes códigos jurídicos (civil, penal, salud, del trabajo, internacional, minero, comercio), con la finalidad de que las empresas, personas e instituciones cumplan con las normas establecidas dentro del país. Además, el análisis legal contempla un aspecto tributario, el cual considera los montos de los impuestos, como el impuesto a la renta, específicos, a las ventas y servicios.

Análisis de medio ambiente: Chile tiene normas que protegen el ambiente las cuales están estipuladas en la Ley 19.300 que describe las normas generales del medio ambiente. La institución encargada de velar por el cumplimiento de la norma ambiental es el Servicio de Evaluación Ambiental (SEIA) que es el encargado de aprobar la viabilidad de los proyectos.

6.8.- Antecedentes de la evaluación económica

6.8.1.- Escenarios de inversión

El proyecto se evalúa en los escenarios de inversión optimista, probable y pesimista. En cada escenario se modifica el valor de inversión, inflación, precio de compra de la energía, garantía y costos por O&M. Además, para cada escenario se mantienen constantes los ingresos por venta de energía y potencia firme. El escenario optimista representa las mejores condiciones de inversión del proyecto, donde la inversión en equipos representa los valores mínimos y se espera los mayores flujos de caja. El escenario probable representa el escenario de mayor probabilidad y se utilizan valores promedio para estimar las inversiones. El escenario pesimista utiliza los máximos valores de inversión y se esperan bajos retornos de inversión. La Figura 6.2 representa el detalle de los escenarios de inversión y sus modificaciones.

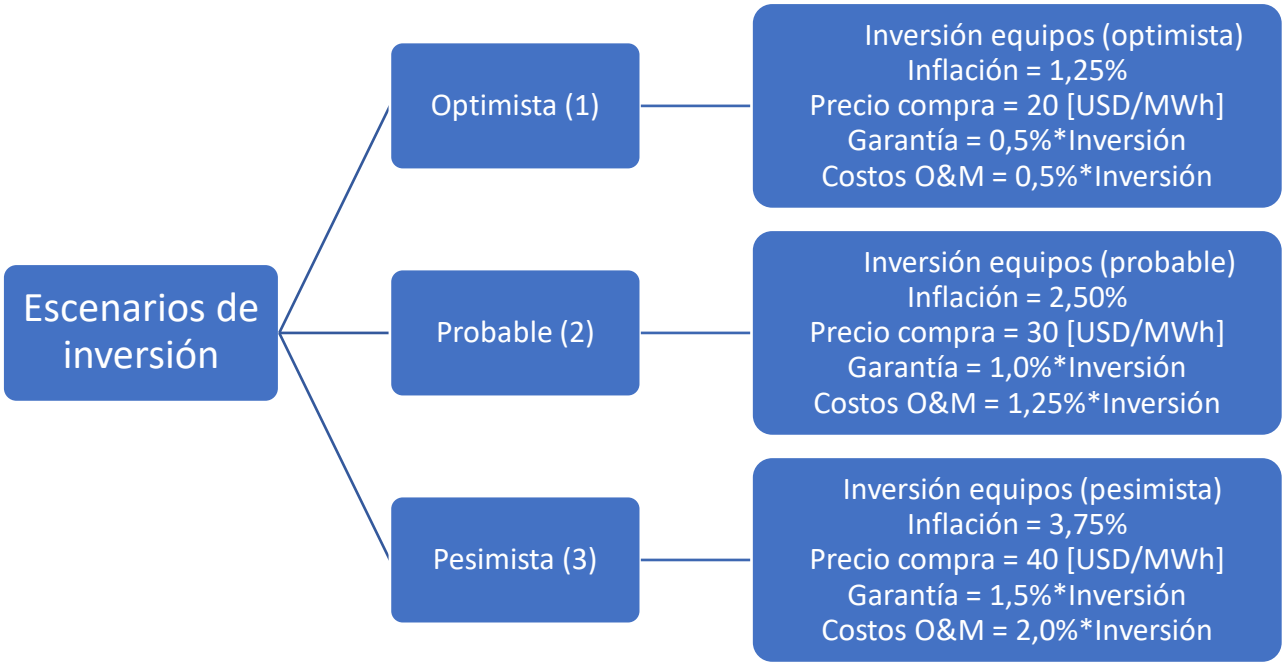


Figura 6.2 Escenarios de inversión en el proyecto

6.8.2.- Contrato compra de energía ("Power Purchase Agreement" PPA)

El contrato de compra de energía es un acuerdo entre un productor de energía y un cliente libre, donde se definen las condiciones económicas y de operación en el suministro de electricidad. Los principales componentes son el precio, el suministro de energía, los cargos por potencia, cargos por transmisión y distribución (T&D) y duración del contrato [360].

El proyecto contempla dos contratos PPA. Uno para la compra de energía a la empresa First solar y otro para la venta de energía a la empresa Coemin. La nueva sociedad compra 283 [GWh/año] de energía proveniente de la planta Luz del norte a precios que fluctúan entre 20-40 [USD/MWh], sin cargos de potencia y transmisión. En el segundo contrato la nueva sociedad vende 122 [GWh/año] a la planta Cerrillos y mina Carola, a un precio de 150 [USD/MWh], un precio de potencia en 8 [USD/kW·mes] y con cargos por T&D equivalente al 0,5% de los ingresos por venta de energía. En ambos contratos la duración es de 20 [años].

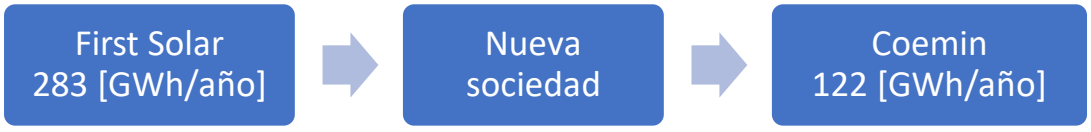


Figura 6.3 Contratos PPA entre las sociedades involucradas

6.8.3.- Listado de inversiones

La inversión en capital fijo contempla inversión en equipos, costos directos, costos indirectos y capital de trabajo. La inversión en equipos se determina a partir de los costos de inversión unitarios reportados en literatura por los requerimientos de capacidad de cada equipo, los cuales son el resultado del estudio técnico.

La mayor inversión en equipos corresponde a los electrolizadores alcalinos, puesto que se requieren altos caudales de H_2 para lograr almacenar gran cantidad de energía. La inversión de los electrolizadores incluye bombas, intercambiadores de calor y sistema de purificación de gases. El costo unitario de los electrolizadores alcalinos para un escenario probable es de 979 [USD/kW] [361-368]. El proceso requiere una capacidad total de 77,03 [MW], por tanto, la inversión para los electrolizadores corresponde a 75,40 [MMUSD].

$$Inversión_{Electrolizadores} = 77{,}03\ [MW] \cdot 979 \left[\frac{USD}{kW}\right] = 75.403.319\ [USD]$$

La capacidad de los compresores se determina en función del trabajo, caudal de operación y eficiencia. La capacidad del compresor de H_2 es de 2.812 [kW] y el costo unitario de 1.202 [USD/kW] [361, 367, 369, 370]. De esta forma, la inversión en el compresor de H_2 resulta 3,38 [MMUSD]. El compresor de O_2 tiene un costo unitario de 1.105 [USD/kW] [370, 371] y la capacidad es de 1.361 [kW], por lo que resulta una inversión de 1,50 [MMUSD]. El costo de inversión de ambos compresores incluye los intercambiadores de calor.

El costo de los estanques se estima en función de la masa de acero, mediante la siguiente aproximación que incluye boquillas, válvulas, monturas, etc. [372].

$$costo\ [USD] = W_v \cdot 73 \cdot (W_v)^{-0{,}34} \cdot FI$$

Donde W_v: Masa de acero del estanque [kg] y FI: Factor por inflación (1,41). Según el estudio técnico, para almacenar los gases a una presión de 30 [bar], se utiliza un estanque de una capacidad de 10 [m^3], con una masa de 3.500 [kg] y un monto de inversión de 22.471 [USD].

$$costo\ [USD] = 3.500\ \cdot 73 \cdot (3.500)^{-0{,}34} \cdot 1{,}41 = 22.471\ [USD]$$

De esta manera se puede estimar el costo unitario, al considerar la masa de H_2 a almacenar.

$$costo\ \left[\frac{USD}{kg\ H_2}\right] = \frac{22.471\ [USD]}{10\ [m^3] \cdot 3{,}60 \left[\frac{kg}{m^3}\right]} = 624\ \left[\frac{USD}{kg\ H_2}\right]$$

Al promediar el valor anterior con los datos referenciales, se obtiene un costo unitario de 575 [USD/kg] [361, 369, 372, 373]. La masa de H_2 requerida en la etapa de 30 [bar] es de 6.248 [kg], por tanto, la inversión en estanques es de 3,59 [MMUSD]. El costo unitario y la inversión de los demás estanques se estima con la misma metodología anterior. La Tabla 6-5 proporciona los resultados de los costos unitarios y la inversión en estanques.

Tabla 6-5 Costo inversión de estanques de gas

Gas	Presión [bar]	Masa acero [kg]	Masa de gas [kg]	Costo unitario [USD/kg]	Masa total [kg]	Inversión [USD]
H_2	30	3.500	36,00	575	6.248	3.595.535
O_2	30	3.500	596,79	38	49.588	1.867.179
H_2	350	3.071	24,11	805	13.046	10.497.941
O_2	350	3.071	454,09	45	103.538	4.700.016

La capacidad requerida para las celdas de combustible PEM es de 19,46 [MW] y el costo unitario promedio reportado en literatura y procesos industriales es de 2.168 [USD/kW] [361-363, 366-368, 374]. De esta manera, la inversión en celdas de combustible asciende a 42,18 [MMUSD]. Esta inversión incluye los intercambiadores de calor, humidificadores y estanques de nitrógeno para inertización de equipos.

$$Inversión_{PEMFC} = 19{,}46[MW] \cdot 2.168 \left[\frac{USD}{kW}\right] = 42.183.910$$

La inversión de la torre de refrigeración se estima multiplicando la capacidad 32,45 [MMBTU/h] por el costo unitario 7.543 [USD/MMBTU/h] [375, 376]. Este valor incluye a las bombas y estanques de almacenamiento de agua.

$$Inversión_{Refrigeración} = 7.543 \left[\frac{USD}{MMBTU/h}\right] \cdot 32{,}45 \left[\frac{MMBTU}{h}\right] = 244.786\ [USD]$$

La inversión en el sistema de osmosis incluye la captación, filtros, estanques y bombas. La inversión se estima al multiplica el costo unitario por el caudal máximo a procesar [377].

$$Inversión_{osmosis} = 9.293 \left[\frac{USD}{m^3/h}\right] \cdot 23{,}21 \left[\frac{m^3}{h}\right] = 215.668\ [USD]$$

El sistema de intercambio iónico incluye las bombas y estanques de esta etapa, por lo que su inversión resulta del costo unitario multiplicado por el caudal a procesar [378, 379].

$$Inversión_{IO} = 8.219 \left[\frac{USD}{m^3/h}\right] \cdot 31{,}31 \left[\frac{m^3}{h}\right] = 257.375\ [USD]$$

La Tabla 6-6 detalla los costos unitarios, requerimientos del sistema de almacenamiento de energía de H_2 e inversión en equipos, considerando un escenario probable.

Tabla 6-6 Inversiones en equipos de sistema de almacenamiento de energía de H_2 escenario probable

Costos equipos	Probable	Unidades	Requerimiento		Inversión [USD]
Electrolizador alcalino	979	[USD/kW]	77,03	[MW]	75.403.319
Compresor H_2	1.202	[USD/kW]	2.813	[kW]	3.382.274
Compresor O_2	1.105	[USD/kW]	1.361	[kW]	1.503.286
Estanque H_2 (g) 30 bar	575	[USD/kg]	6.248	[kg]	3.595.535
Estanque O_2 (g) 30 bar	38	[USD/kg]	49.588	[kg]	1.867.179
Estanque H_2 (g) 350 bar	805	[USD/kg]	13.046	[kg]	10.497.941
Estanque O_2 (g) 350bar	45	[USD/kg]	103.538	[kg]	4.700.016
Celda de combustible PEM	2.168	[USD/kW]	19,46	[MW]	42.183.910
Torre enfriamiento	7.543	[USD/MMBtu/h]	32,45	[MMBtu/h]	244.786
Osmosis inversa	9.293	[USD/(m^3/h)]	23,21	[m^3/h]	215.668
Intercambio iónico	8.219	[USD/(m^3/h)]	31,31	[m^3/h]	257.375
Inversión total en equipos					**143.851.289**

La Figura 6.4 describe el porcentaje de inversión de cada equipo en un escenario probable. Los electrolizadores representan el 52,42% del total de la inversión, las celdas de combustible un 29,32% y el resto de los equipos un 18,26%. Se aplica el mismo procedimiento para estimar la inversión en equipos para el escenario optimista, el cual resulta 60,74 [MMUSD] y escenario pesimista cuyo resultado es de 260,38 [MMUSD]. El Anexo J detalla las inversiones en equipos en los distintos escenarios.

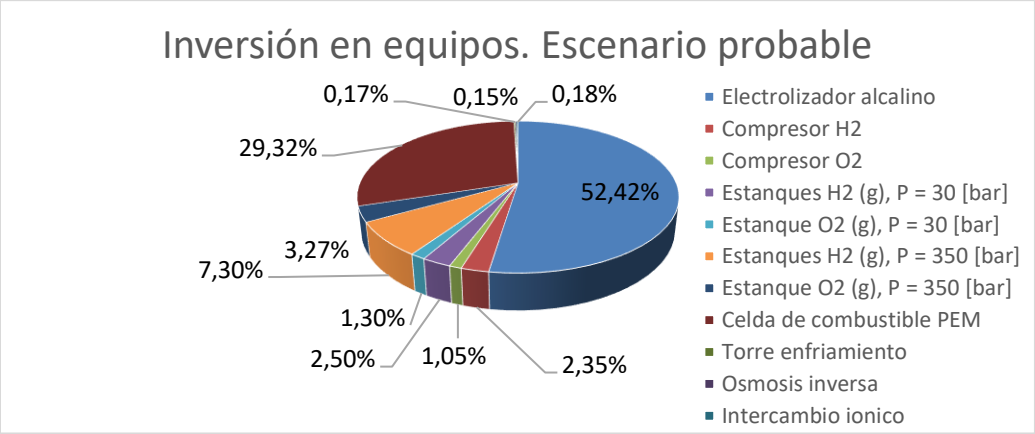


Figura 6.4 Inversión en equipos. Escenario probable.

Los costos directos e indirectos se estiman como un porcentaje del costo de inversión en equipos [380]. Los costos directos del proyecto se asocian a la adquisición, instrumentación y control, costos del terreno y servicios. Los costos indirectos se asocian a la construcción, ingeniería y supervisión, costos legales, utilidades del contratista e imprevistos. La Figura 6.5 describe la distribución de costos directos y costos indirectos considerando un escenario probable del proyecto. Los costos directos en este escenario alcanzan un monto de 136,66 [MMUSD] y los costos indirectos 55,38 [MMUSD].

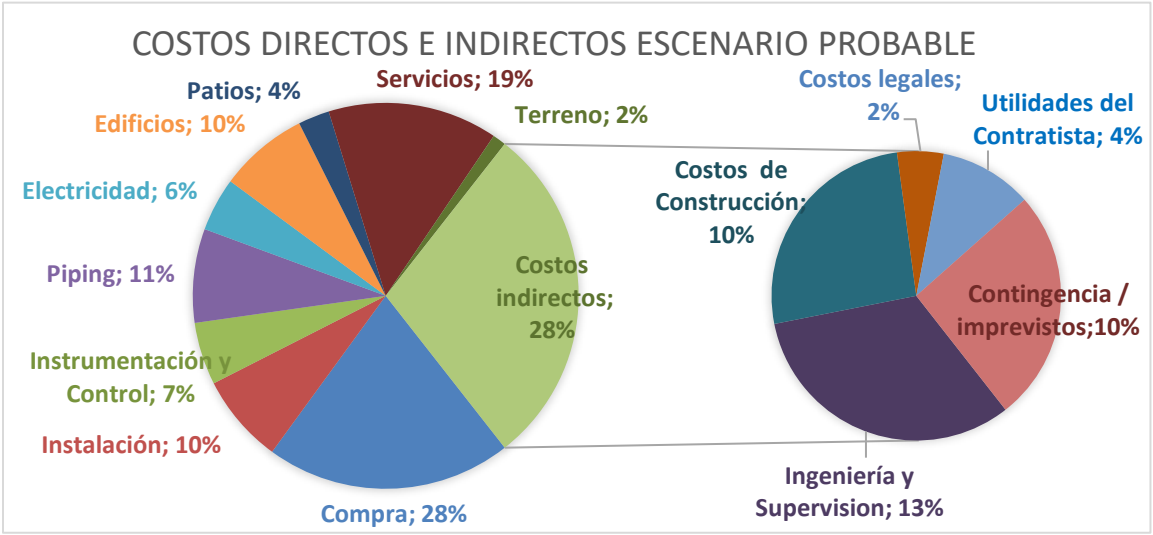


Figura 6.5 Costos directos e indirectos escenario probable

Siguiendo la misma metodología, los costos directos para el escenario optimista, probable y pesimista son 25,51 [MMUSD], 136,66 [MMUSD], 385,36 [MMUSD] respectivamente, mientras que los costos indirectos del escenario optimista, probable y pesimista resultan 9,72 [MMUSD], 55,38 [MMUSD], 158,83 [MMUSD] respectivamente.

El capital de trabajo corresponde a los recursos necesarios para la puesta en marcha y operación normal de un ciclo productivo del proyecto (desembolso en insumos y cuentas). Este valor se determina con el método contable.

$$Capital\ de\ trabajo = Activos\ circulantes - pasivos\ circulantes$$

El monto del pasivo circulante se divide en stock de materias primas, de las cuales se considera un requerimiento de 6 meses y en cuentas por pagar equivalentes a 1 mes. El activo circulante corresponde al monto obtenido por ingresos durante los primeros 4 meses de operación del proyecto. El capital de trabajo para un escenario probable resulta en 1,12 [MMUSD]. La Tabla 6-7 describe el detalle del cálculo para obtener el capital de trabajo.

Tabla 6-7 Inversión en capital de trabajo escenario probable flujo financiado 100% con inversión privada

Capital de trabajo	Anual	Valor
Stock (6 meses, de materias primas)	8.574.156	4.287.078
Cuentas por Pagar (1 mes)	10.263.552	855.296
Subtotal	18.837.707	5.142.374
Cuentas por Cobrar (4 meses)	18.790.416	6.263.472
Capital de trabajo	**-47.291**	**1.121.098**

6.8.4.- Detalle de costos

Los costos del proceso corresponden a los costos variables y costos fijos. Los costos variables se atribuyen a la electricidad, productos químicos, cargos por transmisión de la electricidad y los intereses a largo plazo por crédito para financiar el proyecto. Los costos fijos son los costos asociados a la operación y mantención del proceso, remuneraciones del personal, depreciaciones, seguros y garantías. A continuación, se procede al detalle de cada costo.

6.8.4.1.- Costos variables

6.8.4.1.1.- Costos de electricidad

La electricidad es el principal insumo del proceso. La compra de electricidad se formaliza con un contrato de compra de energía con la planta Luz del norte y se requieren 283.353 [MWh/año]. Se estima que el precio varía según los escenarios de inversión. La Tabla 6-8 provee los precios y costos de electricidad para cada escenario.

Tabla 6-8 Precio de compra de la energía eléctrica

Escenario		Optimista	Probable	Pesimista
Precio electricidad	[USD/MWh]	20	30	40
Costo electricidad	[USD/año]	5.667.054	8.500.581	11.334.107

6.8.3.1.2.- Costo de agua de calidad

A causa de que el proyecto plantea obtener un "derecho de aprovechamiento de aguas" (DAA), el costo del agua es igual al costo operacional de la planta de extracción y purificación de agua. El consumo unitario de la planta de purificación de agua es de 1,59 [kWh/m^3] y el consumo anual de agua es 70.828 [m^3/año]. Los costos de agua por metro cubico y costos anuales para cada escenario planteado corresponden a:

Tabla 6-9 Costo unitario de la extracción y purificación del agua.

Escenario	Optimista	Probable	Pesimista
Costo agua [USD/m^3]	0,032	0,048	0,064
Costo anual [USD/año]	2.250	3.375	4.501

El costo de extracción y purificación del agua está en función del consumo de electricidad. Estos valores se expresan implícitamente en los costos anuales de energía.

6.8.3.1.3.- Costo productos químicos

Los productos químicos utilizados en el proceso corresponden a KOH, NaClO, HCl, Antiincrustante, NaOH, ClO_2 y N_2 (gas), donde la principal materia prima es el hidróxido de potasio (KOH). El costo anual de los productos químicos es igual a 73.575 [USD/año]. Posterior al primer año, se asumen requerimientos del 1% de KOH asociadas a las pérdidas en la operación, por ello los costos en productos químicos resultan 8.623 [USD/año]. La Tabla 6-10 resume los costos anuales para cada producto químico.

Tabla 6-10 Costo anuales productos químicos

Producto químico	Requerimiento [kg/año]	Precio unitario		Costo [USD/año]
KOH	19.382	850	[USD/ton]	16.475
HCl	3.053	260	[USD/ton]	794
NaClO	141	300	[USD/ton]	42
Antiincrustante	212	1,60	[USD/kg]	339
NaOH	3.505	350	[USD/ton]	1.227
ClO_2	653	1,00	[USD/kg]	653
N_2 (g)	9.649	5,60	[USD/kg]	54.045

6.8.3.1.4.- Costo de peajes

La transmisión de la electricidad tiene un costo asociado al pago de peajes por uso de las instalaciones de transmisión y distribución. Los costos de transmisión son equivalentes a la anualidad de la inversión en transmisión, más los costos de operación y menos las pérdidas de energía en el sistema (ingreso tarifario). En este proyecto se asume el costo del peaje desde la inyección en la subestación Carrera Pinto 220 [kV] hasta la subestación de Tierra Amarilla 23 [kV] es igual al 0,5% de los ingresos obtenidos por venta de energía.

6.8.3.1.5.- Costos variables

Los costos variables para un escenario probable con un flujo puro (100% de financiamiento privado) resultan igual a 8,67 [MMUSD/año] para el primer año donde los costos de energía representan el 98,09% del total, los costos por productos químicos el 0,85% y los costos por peaje el 1,06%. El total de costos variables para este escenario durante el transcurso del proyecto ascienden a un total de 220 [MMUSD].

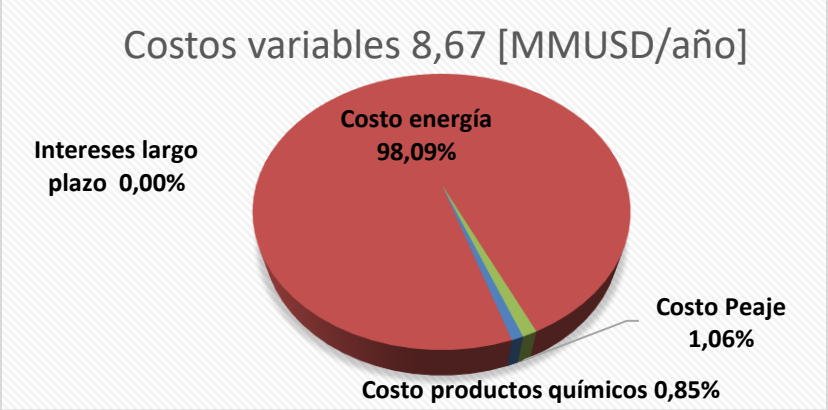


Figura 6.6 Costos de variables escenario probable con 100% financiamiento privado

Los intereses asociados al crédito para financiar el proyecto también se incluyen en este ítem. El Anexo K detalla los costos variables planteados para los demás escenarios.

6.8.3.2.- Costos fijos

6.8.3.2.1.- Garantía extendida

La garantía extendida es una garantía de rendimiento del producto, la que consiste en un pago anual a una empresa especializada que tiene por finalidad garantizar el funcionamiento del activo sin defectos y asegurar la capacidad y disponibilidad del sistema de almacenamiento durante su vida útil [381]. La garantía extendida se enfoca en prevenir y en reparar la degradación de los equipos. La garantía se estima igual al 0,5%, 1%, 1,5% de la inversión en equipos para los escenarios optimista, probable y pesimista respectivamente [382].

6.8.3.2.2.- Seguros

Los seguros se utilizan para reducir la incertidumbre económica del futuro y consisten en un acuerdo firmado por las partes involucradas, en la cual la parte asegurada se compromete a un pago anual (prima), para recibir una indemnización en caso de algún tipo de siniestro, daño o interrupción en el transcurso de la planificación, construcción y operación del sistema de almacenamiento [383]. Se asume que el seguro del proyecto contiene todas las coberturas descritas anteriormente y que el costo para todos los escenarios corresponde a un 25% de los costos de operación y mantención [384].

6.8.3.2.3.- Costos de operación y mantención (O&M)

Los costos de operación y mantención (O&M) corresponden a los costos de repuestos, reparaciones menores, mantenciones preventivas, correctivas y todo el material requerido para efectuar las mantenciones programadas. Estos costos se estiman en función de un porcentaje de la inversión en equipos, cuyos valores están indicados en la Tabla 6-11.

Tabla 6-11 Costos de operación y mantención en función del porcentaje de la inversión en equipos para cada escenario

Escenario	Optimista	Probable	Pesimista
Costos O&M	0,5%	1,25%	2,0%

6.8.3.2.4.- Costo del Personal

El costo del personal corresponde a los costos en remuneraciones del personal encargado de operar y mantener el correcto funcionamiento la planta de almacenamiento. La planta funciona sin interrupciones en el transcurso del año, con tres turnos de 8 [h/día]. Se espera un alto grado de automatización de la planta. Las remuneraciones totales ascienden a 745.500 [USD/año]. La Tabla 6-12 detalla la dotación requerida para la operación del proyecto.

Tabla 6-12 Sueldo personal planta de almacenamiento

Sueldo personal	[cantidad]	[USD/mes]	[USD/año]
Gerente general	1	3.750	45.000
Jefe administración	1	1.875	22.500
Personal casino y aseo	10	750	90.000
Personal seguridad	9	1.000	108.000
Jefe planta	1	2.500	30.000
Operador planta	15	1.250	225.000
Prevencionista de riesgo	1	1.875	22.500
Ingeniero Mecánico	3	1.875	67.500
Ingeniero Eléctrico	3	1.875	67.500
Ingeniero Químico	3	1.875	67.500
Total	**47**	**18.625**	**745.500**

6.8.3.2.5.- Depreciación

La depreciación se cuantifica mediante el método lineal, se asume un valor residual igual al 1% de la inversión de los equipos y del 5% de la inversión en edificios. La Tabla 6-13 proporciona los resultados del cálculo de las depreciaciones para los escenarios planteados.

Tabla 6-13 Determinación de la depreciación para cada escenario

Depreciación	Optimista	Probable	Pesimista
Equipos	3.006.470	7.120.639	12.888.834
Edificios	144.250	1.024.940	3.092.018
Total	**3.150.720**	**8.145.579**	**15.980.852**

6.8.3.2.6.- Total costos fijos

Los costos fijos para el escenario probable con flujo puro equivalen a 13,43 [MMUSD/año], donde los costos asociados a la depreciación son el mayor aporte con el 65,30%, seguido por los costos de O&M 14,41%, garantía extendida 10,71%, costos de personal 5,98% y seguros 3,60%. La Figura 6.7 describe los costos fijos para el primer año en el escenario probable.

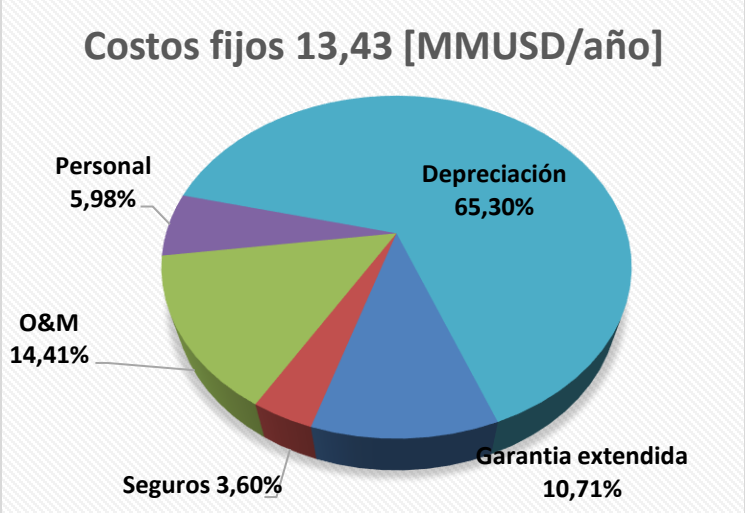


Figura 6.7 Costos fijos escenario probable flujo puro (aporte 100% inversionistas)

6.8.3.3.- Costos financieros

Los costos financieros corresponden al pago de cuotas anuales iguales, para cubrir el monto de los intereses y amortización del crédito adquirido para financiar el proyecto. El monto de la cuota corresponde a la suma del interés y la amortización [385].

$$Cuota(n) = credito \cdot \left[\frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n + 1}\right] = pago\ interés(n) + pago\ amortización(n)$$

Donde i: Interés anual, cuyo valor es de 4,26% y n: es la vida útil del proyecto (20 años). Con la tasa de interés, es posible obtener el monto anual de interés y la diferencia con el valor cuota, resulta en el valor de la amortización del crédito. La Tabla 6-14 organiza los pagos anuales, para el crédito que financia el 50% del proyecto en un escenario probable, donde el monto total del crédito es igual a 168.506.928 [USD], el pago total de interés resulta 85.216.443 [USD] y el valor cuota para este escenario es de 12.686.169 [USD/año].

Tabla 6-14 Amortización del proyecto escenario probable 50% financiamiento con crédito

Periodo	Inversión	Amortización	Interés	Cuota
0	168.506.928	-	-	-
1	162.999.154	5.507.773	7.178.395	12.686.169
2	157.256.750	5.742.405	6.943.764	12.686.169
3	151.269.719	5.987.031	6.699.138	12.686.169

4	145.027.640	6.242.078	6.444.090	12.686.169
5	138.519.649	6.507.991	6.178.177	12.686.169
6	131.734.418	6.785.231	5.900.937	12.686.169
7	124.660.135	7.074.282	5.611.886	12.686.169
8	117.284.489	7.375.647	5.310.522	12.686.169
9	109.594.639	7.689.849	4.996.319	12.686.169
10	101.577.202	8.017.437	4.668.732	12.686.169
11	93.218.223	8.358.980	4.327.189	12.686.169
12	84.503.151	8.715.072	3.971.096	12.686.169
13	75.416.816	9.086.334	3.599.834	12.686.169
14	65.943.404	9.473.412	3.212.756	12.686.169
15	56.066.425	9.876.979	2.809.189	12.686.169
16	45.768.686	10.297.739	2.388.430	12.686.169
17	35.032.263	10.736.423	1.949.746	12.686.169
18	23.838.469	11.193.794	1.492.374	12.686.169
19	12.167.819	11.670.650	1.015.519	12.686.169
20	0	12.167.819	518.349	12.686.169

6.9.- Evaluación económica del sistema de almacenamiento de energía

6.9.1.- Criterios de evaluación económica

La evaluación económica estima la viabilidad del proyecto mediante los flujos de caja e indicadores de rentabilidad. Los indicadores empleados en el proyecto corresponden al valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (PRI). Los indicadores son evaluados mediante los siguientes criterios [386]. El VAN es la suma de los flujos de caja del proyecto (F_i) actualizados al valor presente.

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=0}^{n} \frac{F_i}{(1+t)^i}$$

Donde I_0: Inversión inicial, i: Periodo y t: tasa de descuento o actualización. Si el VAN es mayor a cero el proyecto es rentable y aporta riqueza a los inversionistas. Si el VAN es igual a cero el proyecto recupera la renta exigida por los inversionistas. Finalmente, si el VAN es negativo el proyecto no es rentable y produce pérdidas. La TIR es la tasa de actualización en la cual los beneficios son igual a los costos del proyecto.

$$-I_0 + \sum_{i=0}^{n} \frac{F_i}{(1+TIR)^i} = 0$$

Si la TIR es mayor a la tasa de actualización el proyecto es rentable. Si es igual a la tasa de descuento, el proyecto es indiferente y si es menor, el proyecto no es rentable. Por otra parte, el periodo de recuperación de la inversión (PRI) corresponde al año en que la inversión se recupera. El criterio de evaluación depende del nivel de aceptabilidad de los inversionistas.

6.9.2.- Flujo de caja del proyecto

Antes de calcular los flujos del proyecto e indicadores de rentabilidad, es necesario definir y reiterar los siguientes antecedentes.

- **Escenarios de inversión**: Se evalúan 3 escenarios de inversión, optimista, probable y pesimista, donde se modifican los costos en capital fijo, inflación, precio de compra de energía, costos de O&M y garantía.
- **Escenarios de financiamiento**: A cada escenario de inversión, se evalúa un financiamiento con aportes 100% de los socios, otro financiado con 50% por los prestamistas y otro financiado en 80% por los prestamistas.
- **Inflación:** Se asume una tasa de inflación igual a 1,25%, 2,5% y 3,75% para los escenarios optimista, probable y pesimista respectivamente.
- **Vida útil**: Se considera una vida útil igual a 20 años.
- **Tasa de actualización**: Se determina mediante el costo promedio ponderado del capital y para un análisis del proyecto puro es de 9,55%, un caso financiado el 50% con crédito, la tasa es igual a 8,64% y para un financiamiento del 80% la tasa es 8,10%.
- **Tasa de interés**: La tasa es igual a 4,26% y correspondiente al promedio entre los años 2015-2020 de las tasas de colocación definidas por el banco central de Chile.
- **Tasas impositivas**: Según la Ley de impuesto a la renta, se define un 27% de impuesto a las rentas de capital del sector industrial o minero.
- **Ingreso operacional**: El ingreso corresponde a la venta de energía y se estima como el producto del precio de energía por la energía comercializada anualmente. La venta de energía se formaliza mediante un contrato de compra de energía (PPA), cuyo precio pactado es de 150 [USD/MWh] y la energía suministrada es de 122.640 [MWh/año].

$$Ingreso\ operacional = Energía\ \left[\frac{MWh}{año}\right] \cdot Precio\ \left[\frac{USD}{MWh}\right]$$

- **Ingreso no operacional**: Este ingreso se refiere al ingreso por aporte a la suficiencia del sistema y se valoriza por el precio nudo de potencia y la potencia de suficiencia. El precio nudo de potencia se mantiene en 8 [USD/kW·mes] y el aporte a la suficiencia se asume igual al factor de planta de la central solar (23,9%).

$$Ingreso\ no\ operacional = Potencia[MW] \cdot Aporte\ \ suficiencia[\%] \cdot Precio\ PNP\ \left[\frac{USD}{kW \cdot mes}\right]$$

- **Utilidades**: Corresponde a la diferencia entre el total de ingresos y el total de costos del proyecto, menos el 27% asociado al impuesto a la renta.
- **Depreciación**: Es la pérdida de valor de los activos y se estima mediante el método lineal.
- **Capital de trabajo**: Son los recursos necesarios para la puesta en marcha del proyecto y equivalen a la diferencia entre los activos y pasivos circulantes.
- **Flujo de caja**: Liquidez del total de entradas menos salidas en el transcurso de un año.
- **Flujo actualizado**: Flujos de efectivo llevados al valor presente.
- **Flujo acumulado**: Diferencia entre flujos actualizados del periodo anterior y el actual.

A continuación, se presenta el flujo de caja puro para un escenario probable, donde se considera un aporte del 50% de la inversión por socios privados y 50% por los prestamistas. En promedio se generan ingresos por 24,00 [MMUSD/año] y costos totales por 30,70 [MMUSD/año]. Debido al alto valor de la inversión y que los costos superan a los ingresos, se obtienen flujos negativos al final del proyecto. La Tabla 6-15 detalla los resultados del flujo de caja del escenario probable financiado 50% con crédito. La cuantificación de los flujos de caja de los demás escenarios sigue la misma metodología.

Tabla 6-15 Flujo de caja escenario optimista, flujo puro (100% inversión privada)

Ítem [USD/año]	0	1	2	3	4	…	20
Potencia	0	394.416	404.276	414.383	424.743	…	630.533
Energía	0	18.396.000	18.855.900	19.327.298	19.810.480	…	29.408.769
Ingreso operacional	0	18.396.000	18.855.900	19.327.298	19.810.480	…	29.408.769
Ingreso no operacional	0	394.416	404.276	414.383	424.743	…	630.533
Ingreso total	0	18.790.416	19.260.176	19.741.681	20.235.223	…	30.039.302
Costos productos químicos	0	73.575	8.623	8.839	9.060	…	13.449
Costo energía	0	8.500.581	8.713.095	8.930.922	9.154.195	…	13.589.455
Costo Peaje	0	91.980	94.280	96.636	99.052	…	147.044
Intereses largo plazo	0	7.178.395	6.943.764	6.699.138	6.444.090	…	518.349
Total, costos variables	**0**	**15.844.531**	**15.759.762**	**15.735.535**	**15.706.397**	**…**	**14.268.297**
Garantía extendida	0	0	0	0	1.438.513	…	1.438.513
Seguros	0	449.535	460.774	472.293	484.100	…	718.650
O&M	0	1.798.141	1.843.095	1.889.172	1.936.401	…	2.874.599
Personal	0	745.500	764.138	783.241	802.822	…	1.191.794
Depreciación	0	8.145.579	8.349.219	8.557.949	8.771.898	…	13.021.932
Total, costos fijos	**0**	**11.138.756**	**11.417.225**	**11.702.655**	**13.433.734**	**…**	**19.245.487**
Total, costos	**0**	**26.983.286**	**27.176.986**	**27.438.190**	**29.140.132**	**…**	**33.513.783**
Margen operacional	0	2.551.469	3.096.138	3.591.762	4.104.082	…	15.140.472
Utilidades	0	-8.192.870	-7.916.810	-7.696.509	-8.904.909	…	-3.474.481
Impuestos	0	0	0	0	0	…	0
Utilidades después de impuestos	**0**	**-8.192.870**	**-7.916.810**	**-7.696.509**	**-8.904.909**	**…**	**-3.474.481**
Depreciación	0	8.145.579	8.349.219	8.557.949	8.771.898	…	13.021.932
Amortización largo plazo	0	5.507.773	5.742.405	5.987.031	6.242.078	…	12.167.819
Capital de trabajo	1.121.098	0	0	0	0	…	0
Valor residual	0	0	0	0	0	…	2.517.398
Inversiones	**335.892.760**	**0**	**0**	**0**	**0**	**…**	**0**
Flujo sin financiamiento	-337.013.858	-5.555.064	-5.309.996	-5.125.591	-6.375.090	…	-102.971
Crédito largo plazo	168.506.929	0	0	0	0	…	5
Flujo caja	**-168.506.929**	**-5.555.064**	**-5.309.996**	**-5.125.591**	**-6.375.090**	**…**	**-102.966**
Flujo actualizado	**-168.506.929**	**-5.113.375**	**-4.499.158**	**-3.997.602**	**-4.576.784**	**…**	**-19.637**
Flujo acumulado	**-168.506.929**	**-173.620.304**	**-178.119.462**	**-182.117.063**	**-186.693.847**	**…**	**-216.175.949**

6.9.3.- Evaluación de indicadores rentabilidad

Con los flujos de caja cuantificados es posible determinar la viabilidad del proyecto, evaluando los indicadores de rentabilidad. Para el escenario optimista y con financiamiento del proyecto con 50% y 80% con crédito, se obtienen valores del VAN positivos y tasas TIR mayores a la tasa de descuento por lo cual el proyecto resulta viable bajo estas condiciones de inversión. La Tabla 6-16 resume los resultados de los indicadores económicos calculados.

Tabla 6-16 Indicadores económicos escenario optimista

Ítem	Unidades	Escenario 1.1.-	Escenario 1.2.-	Escenario 1.3.-
Inversión	[MMUSD]	97,43	48,63	19,43
Crédito	[MMUSD]	0,00	48,63	77,72
VAN	[MMUSD]	-7,70	16,82	29,97
TIR	[%]	8,4%	12,9%	24,4%
Tasa descuento	[%]	9,55%	8,64%	8,09%
Periodo retorno	[año]	-	12	6
Costo nivelado	[USD/MWh]	159,38	131,01	117,69

Los flujos actualizados para el escenario optimista se observan en la Figura 6.8. En el escenario puro, las utilidades no logran compensar la inversión en capital fijo, por ello el VAN resulta negativo. El escenario financiado 50% y 80% tiene menores costos de inversión, pero también menores utilidades, debido al aumento de los costos por intereses y amortización del crédito, esto permite recuperar la inversión en 12 y 6 años respectivamente. En este escenario de inversión el proyecto es rentable cunado el proyecto se financia con crédito. De acuerdo con el criterio del VAN el escenario que genera mayores beneficios es el escenario 1.3 y luego el escenario 1.2. El escenario 1.1. no es rentable.

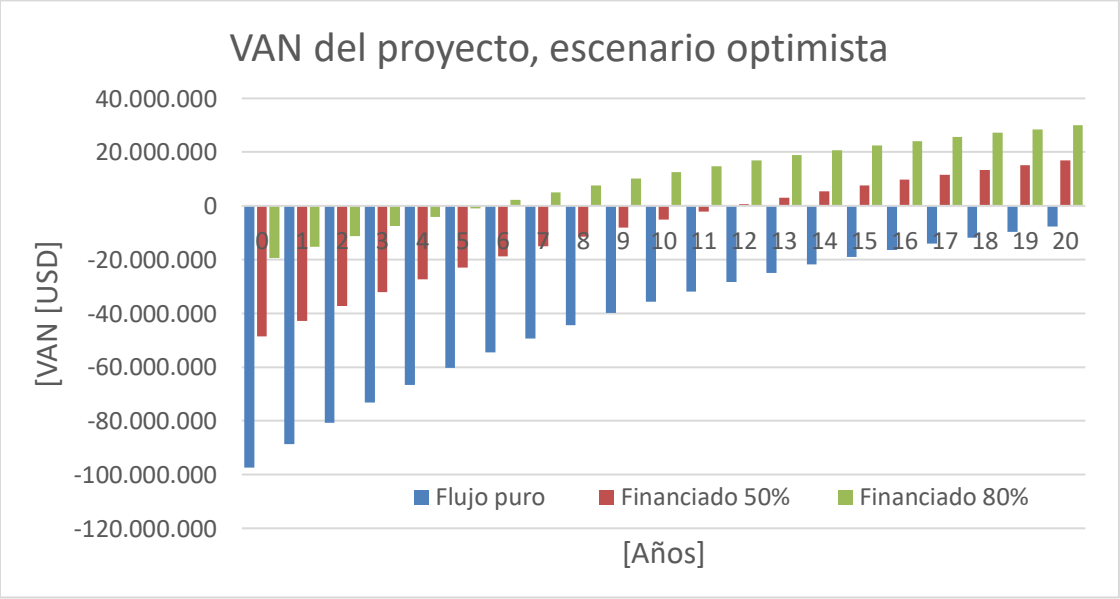


Figura 6.8 Flujos actualizados del proyecto en base a un escenario optimista

Los indicadores económicos para un escenario probable con un flujo financiado 100% con capital propio y con financiamiento de 50% y 80% con crédito, resultan no rentables, debido a que no cumplen los criterios de aceptabilidad del VAN, TIR y periodo de recuperación de la inversión, por consiguiente, el proyecto debe rechazarse para todos estos casos. La Tabla 6-17 muestra el detalle de los indicadores para el escenario probable.

Tabla 6-17 Indicadores de rentabilidad escenario probable

Ítem	Unidades	Escenario 2.1	Escenario 2.2	Escenario 2.3
Inversión	[MMUSD]	336,93	168,51	67,34
Crédito	[MMUSD]	0,00	168,51	269,35
VAN	[MMUSD]	-272,00	-216,18	-192,35
TIR	[%]	-6,07%	-	-
Tasa descuento	[%]	9,55%	8,64%	8,09%
Periodo retorno	[año]	-	-	-
Costo nivelado	[USD/MWh]	449,79	354,84	312,51

La Figura 6.9 representa los flujos actualizados del escenario probable con los diferentes montos de financiamiento. En los tres escenarios anteriores los costos son superiores a los ingresos, por ello no es posible producir utilidades ni recuperar la inversión. En el escenario probable con financiamiento con capitales propios se producen flujos de caja positivos, pero tampoco son suficientes para cubrir la inversión. Los escenarios financiados con crédito tienen flujos negativos los que aumentan las pérdidas durante el transcurso del proyecto.

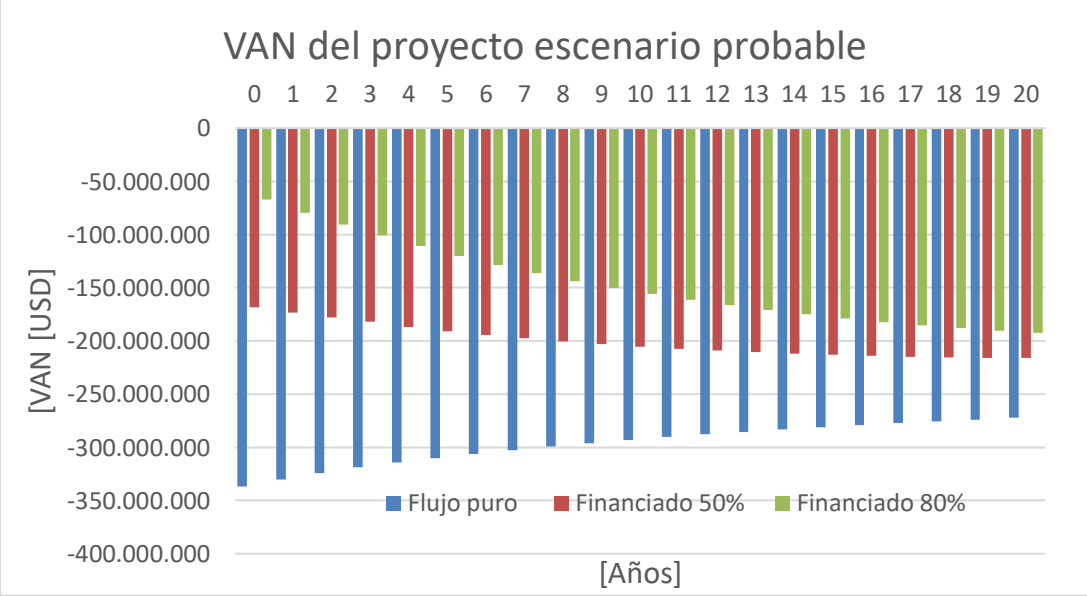


Figura 6.9 Flujos actualizados del proyecto en base a un escenario probable

En el escenario pesimista, los montos de la inversión son altos y los costos totales son mayores a los ingresos del proyecto, por lo que bajo ningún caso de inversión los indicadores de rentabilidad resultan aceptables. La Tabla 6-18 resume los resultados para este escenario.

Tabla 6-18 Indicadores de rentabilidad escenario pesimista

Ítem	Unidades	Escenario 3.1	Escenario 3.2	Escenario 3.3
Inversión	[MMUSD]	806,09	403,11	161,08
Crédito	[MMUSD]	0,00	403,11	644,30
VAN	[MMUSD]	-835,50	-718,98	-667,07
TIR	[%]	-	-	-
Tasa descuento	[%]	9,55%	8,64%	8,09%
Periodo de retorno	[año]	-	-	-
Costo nivelado	[USD/MWh]	954,17	747,79	649,04

Los flujos actualizados acumulados para todos los escenarios de inversión pesimista tienen resultados negativos, ya sea por el alto monto de inversión o por que los costos son mayores a los ingresos. No es recomendable realizar una inversión bajo este contexto.

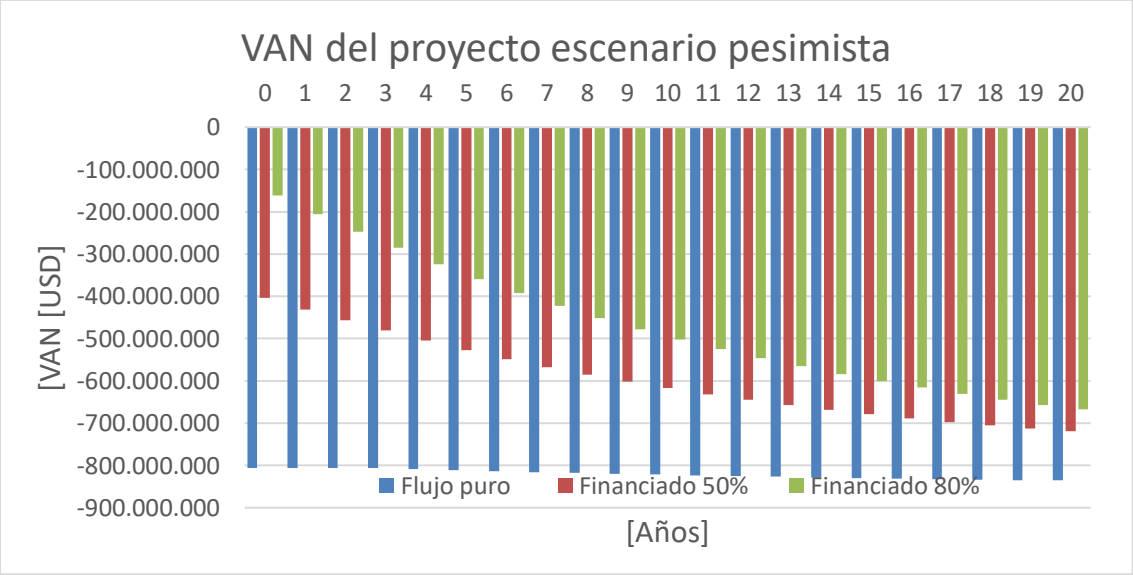


Figura 6.10 Flujos actualizados del proyecto en base a un escenario pesimista

6.9.4.- Análisis de sensibilidad de factores claves

El análisis de sensibilidad se utiliza para estimar en que rangos el proyecto es viable, modificando los factores claves del proyecto. Para medir la viabilidad se utiliza el valor actual neto (VAN) como parámetro. Los factores claves corresponden al monto de la inversión, precio de venta de la energía eléctrica, la tasa de actualización y la eficiencia del sistema de almacenamiento de energía. Se asume las suposiciones adoptadas anteriormente para cada escenario y se propone disminución e incremento porcentuales de cada factor clave parar obtener nuevos valores del VAN, con los que se obtiene una tendencia de los datos.

La inversión se modifica entre un 50% y 150% del monto total para cada escenario. Con estas variaciones se obtiene la Figura 6.11, que representa el valor actual neto en función de la variación de inversión para cada escenario. Para todos los escenarios una disminución de la inversión aumenta el monto del VAN, sin embargo, solo para el escenario optimista resulta en proyectos viables (VAN > 0). Aumentar la inversión en todos los escenarios, solo reduce los beneficios y disminuye la viabilidad del proyecto. En el escenario optimista aumentar la inversión en más de 43,3% (137,5 MMSD) produce un VAN negativo y por ende la no viabilidad del proyecto. Para el escenario probable es necesario reducir la inversión en valores menores al 72,9% para percibir beneficios, mientras que, para el escenario pesimista, ninguna reducción de la inversión produce un proyecto viable.

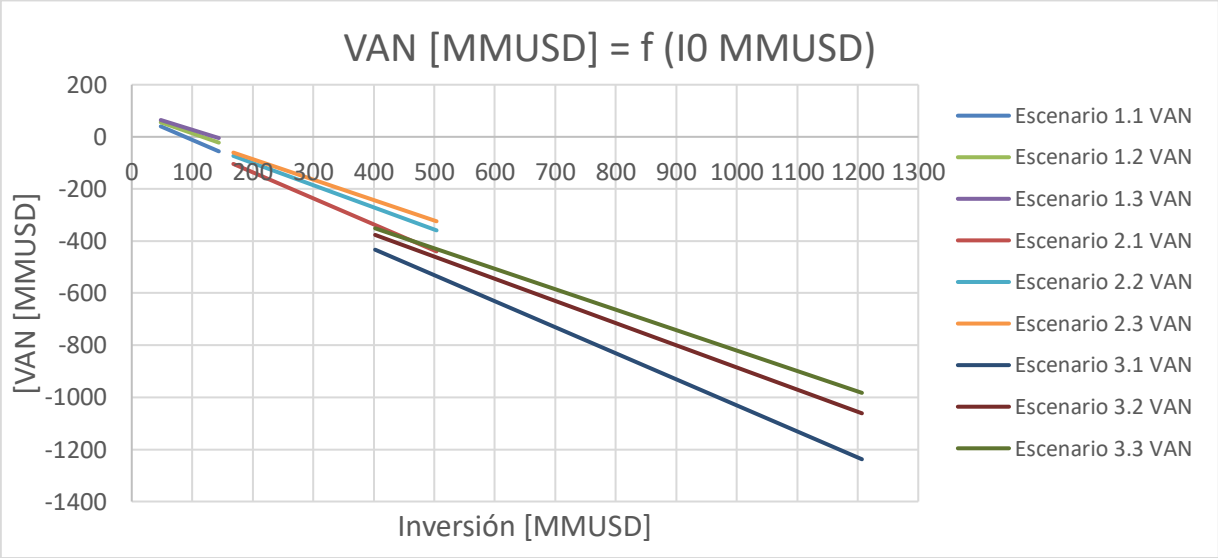


Figura 6.11 Análisis de sensibilidad variación de la inversión

El precio de venta de energía es importante ya sea para determinar la viabilidad del proyecto en base a los escenarios planteados como para medir la competitividad del proyecto con el mercado. El proyecto es viable en el escenario optimista (financiado con crédito 80%) cuando los precios de la energía son superiores a 117 [USD/MWh], mientras que para el escenario probable (financiado 80% con crédito) se requieren precios superiores a 312 [USD/MWh] y para el escenario pesimista (financiado 80% con crédito) se necesitan valores mayores a 649 [USD/MWh]. El mercado fija el precio de venta de energía en valores promedios de 100 [USD/MWh] a través del precio medio de mercado, por lo cual el proyecto está en desventaja en cuanto a competitividad de precios de venta de energía con las centrales de generación. Las tecnologías renovables actuales no pueden entregar un suministro constante de energía, por lo que este elemento diferenciador podría compensar el precio de venta de energía. Además, este sistema no emite contaminación en su operación, por tal motivo se puede justificar el precio de venta de energía.

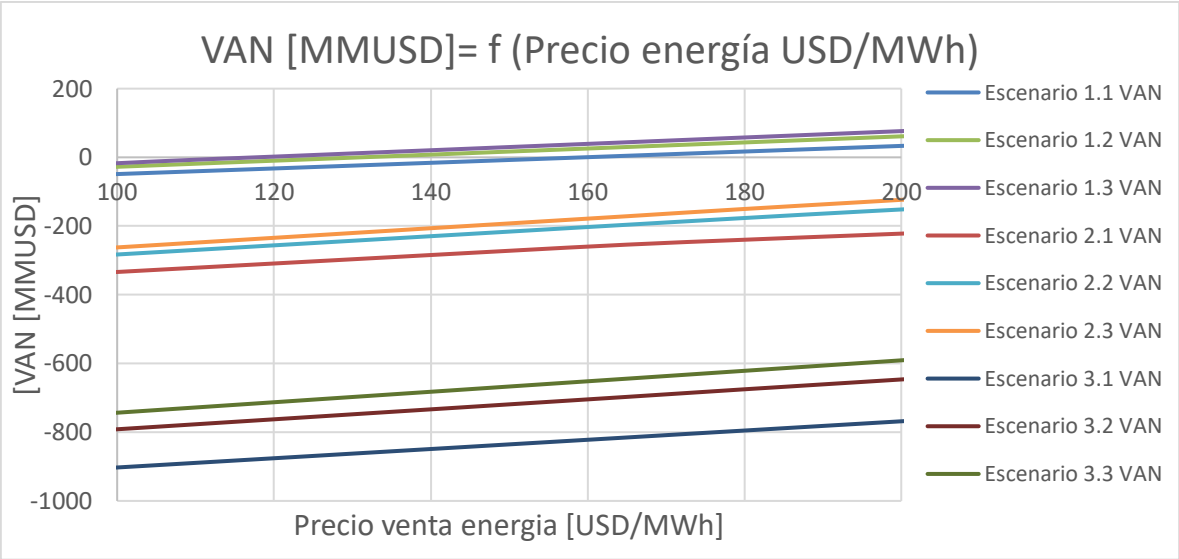


Figura 6.12 Análisis de sensibilidad variación del precio de venta de energía

El análisis de sensibilidad de la tasa de descuento para cada escenario se describe en Figura 6.13. En este análisis se observa que al disminuir la tasa de descuento en el escenario optimista se produce un aumento del VAN del proyecto, para los demás escenarios la reducción de la tasa disminuye la viabilidad del proyecto.

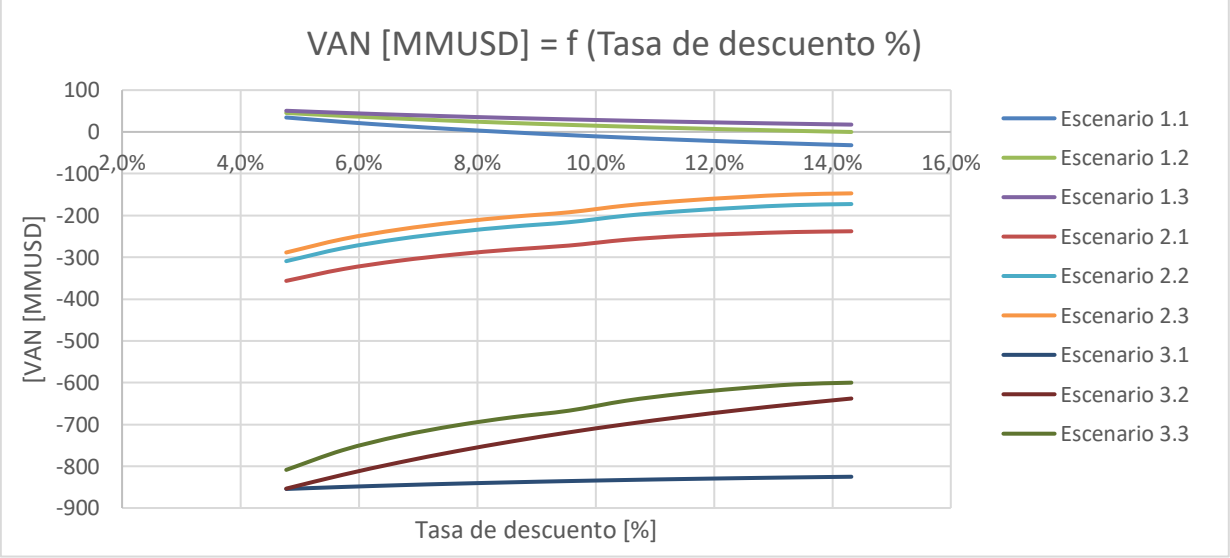


Figura 6.13 Análisis de sensibilidad variación en la tasa de descuento

El estudio técnico determino mediante los balances de energía que la eficiencia del suministro directo y del sistema de almacenamiento es de 42%, por lo que se evalúan variaciones desde 20% hasta el 80% para cada escenario. La tendencia es similar para todos los escenarios a mayor eficiencia, mayor retorno (VAN). Para eficiencias del 80% en todos los escenarios, el VAN duplica su valor. Para los escenarios probable y pesimista el aumento de la eficiencia no es suficiente para alcanzar la rentabilidad del proyecto.

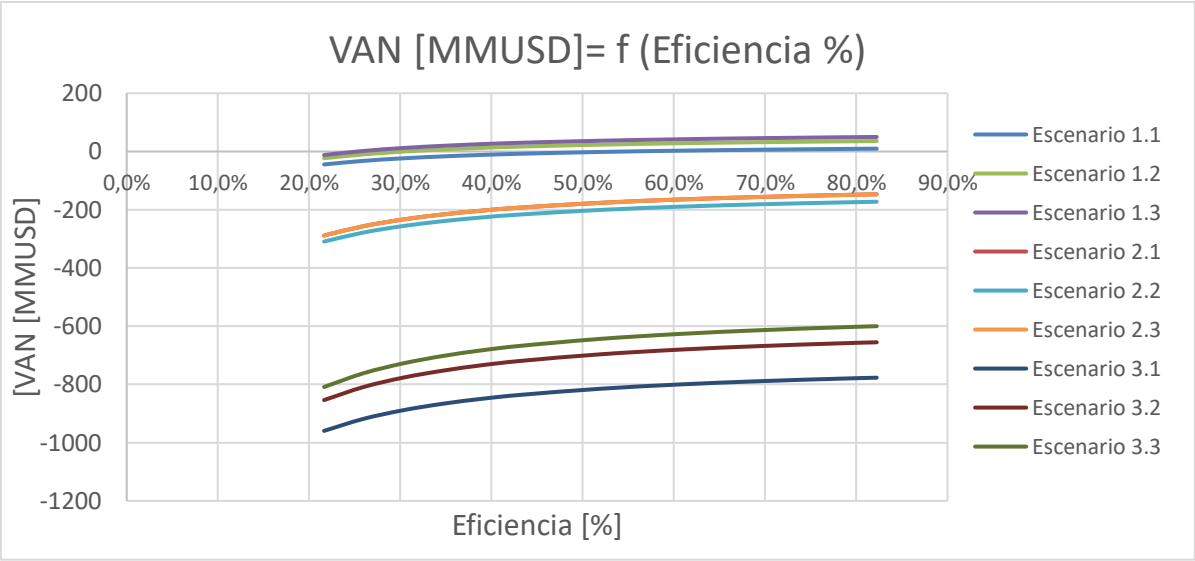


Figura 6.14 Análisis de sensibilidad variación de la eficiencia del sistema de almacenamiento

6.9.5.- Recomendaciones de inversión

Dado el gran potencial del almacenamiento de electricidad en la matriz energética de Chile, se realiza las siguientes recomendaciones de inversión.

El valor actual del mercado del arbitraje es equivalente a 52 [MMUSD], mientras que para los próximos 20 años se espera que este mercado aumente hasta 993 [MMUSD]. Se evidencia una oportunidad de integración de los sistemas de almacenamiento a fuentes de renovables para suministrar electricidad a empresas del rubro minero.

Con los resultados de los flujos de caja, criterios de rentabilidad y análisis de sensibilidad para los escenarios planteados, se recomienda invertir en este proyecto solo si la inversión corresponde al escenario optimista. En estas condiciones se espera obtener ganancias entorno al 15 y 30 [MMUSD]. Para el escenario probable y pesimista no es recomendable invertir, ya que el resultado de los indicadores económicos demuestra que el proyecto no es viable.

Para gestionar el riesgo y aumentar la rentabilidad del proyecto, según los indicadores económicos, es necesario disminuir el valor de la inversión en capital fijo, ya sea por mejoras tecnológicas, mediante incentivos o subvenciones que contribuyan a reducir el monto. Además, aumentar el precio de venta de energía y la eficiencia produce mayor rentabilidad.

Un aspecto de gran importancia para la viabilidad del proyecto es una mayor certeza jurídica, que promueva el perfeccionamiento del marco normativo, mediante la libre competencia. Además, facilitar la inversión en nuevos negocios para incentivar la inversión y el emprendimiento en el sector del almacenamiento de electricidad.

Finalmente, se requiere de un análisis de riesgo para confirmar los resultados de los estudios de mercado, estudio técnico y estudio económico, además de la actualización de la información en todos los escenarios planteados.

6.10.- Escenarios alternativos

Estos escenarios buscan determinar la viabilidad económica del proyecto al combinar diferentes aplicaciones, especialmente al utilizar el arbitraje de energía como fuente principal de ingreso. La Tabla 6-19 resume las principales características de los escenarios propuestos, especificando sus aplicaciones, transferencia de energía, potencia y método de remuneración. La metodología para analizar cada escenario consiste en proyectar los flujos de caja en distintos escenarios de inversión (optimista, probable y pesimista) y financiamiento (crédito 0%, 50%, 80%) y determinar la viabilidad del proyecto con los criterios de rentabilidad.

Tabla 6-19 Principales aplicaciones de la tabla resumen

Escenario	Aplicación	Energía [MWh/año]	Potencia [MW]	Precio servicio (energía, potencia, reservas, anualidad, H_2)
1-2-3	Arbitraje y capacidad para Coemin	122.640	16,5	150 [USD/MWh], 8 [USD/kW˙mes]
4	Arbitraje y capacidad para pequeña minería	13.140	1,5	150 [USD/MWh], 8 [USD/kW˙mes]
5	Arbitraje y capacidad para gran minería	1.143.180	145	150 [USD/MWh], 8 [USD/kW˙mes]
6	Arbitraje y capacidad en horas punta	28.676	16,5	150 [USD/MWh], 8 [USD/kW˙mes]
7	Arbitraje, capacidad en horas punta y control de frecuencia (CSF, CTF)	34.699	16,5	20 [USD/MWh] disponibilidad y 40 activación CSF/CTF (+), CSF/CTF (-)
8	Arbitraje, capacidad y reservas (costo de falla corto y largo plazo CFCP, CFLP)	36.728	16,5	150 [USD/MWh], CFCP 6.470 [USD/MWh], CFLP 429 [USD/MWh].
9	Arbitraje y postergación de T&D	30.133	16,5	Anualidad 229.516 [USD/año]
10	Arbitraje, capacidad y suministro H_2 camiones CAEX $3{,}5 \cdot 10^6$ [kg H_2/año]	122.640	16,5	150 [USD/MWh], 8 [USD/kW˙mes] y venta de 3 [USD/kg H_2]

La inversión del sistema de almacenamiento de energía para los escenarios alternativos se estima en función del costo de inversión de la planta actual y de un factor de escala [387].

$$I_t = I_0 \cdot \left(\frac{T_t}{T_0}\right)^{\alpha}$$

Donde I_t: Inversión de distinto tamaño de la planta, I_0: Inversión actual, T_t: Capacidad distinta a la planta [MWh/año], T_0: Capacidad actual [MWh/año] y α: Factor de escala (0,85). Los escenarios 1-3 son los escenarios evaluados previamente, donde se satisface el 100% de la demanda de electricidad de la empresa Coemin. El escenario 4 consiste en satisfacer la totalidad de la demanda de energía de la compañía HMC Gold, la cual se clasifica como pequeña minería [388]. El escenario 5 se define para satisfacer el 100% de los requerimientos de electricidad de la empresa Codelco, división Radomiro Tomic, la cual forma parte de la gran minería [388]. El escenario 6 propone utilizar el sistema de almacenamiento para la venta de energía y capacidad en el mercado Spot en las horas punta (18:00-23:00).

El escenario 7 plantea la venta de energía y capacidad en las horas punta más servicios de control de frecuencia. Estas reservas son servicios complementarios que consisten en corregir las desviaciones de frecuencia que se producen en la red y su remuneración depende del

tiempo de activación, duración, disponibilidad, activación, costo de oportunidad y costos de operación [389]. Se asume que el sistema de almacenamiento provee control de frecuencia para servicios de subida CSF/CTF (+), durante el horario 00:00-10:00 (3.650 h/año) y se activa durante 356 [h/año]. El servicio se remunera 20 [USD/MW] por cada hora de disponibilidad y 40 [USD/MWh] por la activación. Además, en este escenario el sistema de almacenamiento provee control de frecuencia para servicios de bajada CSF/CTF (-) durante el horario 10:00-17:00 (2.550 h/año) con una activación de 255 [h/año]. En ambos casos se remunera a 40 [USD/MWh] la activación, más los costos de oportunidad y operación [390].

El escenario 8 propone utilizar el sistema de almacenamiento para la venta de energía y capacidad en las horas punta más un servicio de confiabilidad. Este último servicio consiste en reservas que evitan interrupciones de energía y capacidad. Los déficits se compensan utilizando el sistema de almacenamiento, esto permite a una empresa mantener una operación de manera ininterrumpida. El déficit por capacidad se denomina costo de falla a corto plazo (CFCP) y déficit de energía se denomina costo de falla a largo plazo (CFLP). El valor actual para el CFCP es de 6.470 [USD/kWh] y para el CFLP es 429 [USD/MWh]. Ambos valores son cuantificados por la CNE [391]. Se asume una operación de 50 [h/año] para el sistema de respaldo a corto plazo y de 438 [h/año] para el largo plazo.

El escenario 9 se utiliza el sistema de almacenamiento para proporcionar energía y capacidad en las horas punta más servicios de postergación de la inversión en líneas de transmisión y distribución (T&D). Se propone la postergación de la inversión de un transformador de 10 [MVA], cuya inversión asciende a 1,95 [MMUSD] y utiliza el sistema de almacenamiento en reemplazo de dicho equipo [392]. El ingreso se obtiene por el cálculo de la anualidad de la inversión del transformador, cuyo valor resulta 229.516 [USD/año] [393].

Finalmente, el escenario 10 consiste en suministrar la totalidad de las necesidades de electricidad y proveer H_2 a los camiones de extracción de mineral (CAEX) de la compañía minera Coemin. El sistema de almacenamiento produce H_2 para almacenar energía y además suministra combustible en reemplazo al diésel que utilizan los camiones CAEX. La mina Carola utiliza una flota de 11 camiones subterráneos modelo MT65 de la empresa Epiroc para la extracción de mineral [394]. Cada camión tiene una potencia de 567 [kW], una capacidad de carga máxima de 65 [ton], un consumo de diésel de 2.812 [L diésel/día] equivalente a 850 [kg H_2/día]. Por lo tanto, para la flota de camiones se necesitan 3.414.758 [kg H_2/año]. Se asume un precio de venta de H_2 igual a 3 [USD/kg].

La Tabla 6-20 resume los principales valores económicos para un escenario de inversión optimista financiado 80% por los prestamistas y 20% por aportes de los socios. La tasa de descuento estimada con el promedio del costo del capital aportado resulta en 8,09%. Los escenarios 1, 5, 7, 8 y 10 producen VAN positivos y TIR mayores a la tasa de descuento, por ello es recomendable invertir en esos escenarios bajo estas condiciones. Esto demuestra que aumentar el número de servicios aumenta la rentabilidad del proyecto. En los demás escenarios los indicadores señalan que no es recomendable invertir.

Tabla 6-20 Indicadores de rentabilidad de escenarios de inversión optimista financiados 80% con crédito

Escenario	Unidades	1	4	5	6	7	8	9	10
Inversión	[MMUSD]	19,43	2,97	130,90	5,64	6,60	6,14	7,53	32,26
Crédito	[MMUSD]	77,72	11,88	523,60	22,55	26,40	24,56	30,10	129,03
VAN	[MMUSD]	29,97	-0,19	458,53	-1,10	12,93	55,30	-19,03	35,38
TIR	[%]	24,43%	7,3%	43,2%	5,5%	28,5%	100,1%	-	20,1%
PRI	[año]	6	-	3	-	5	2	-	7
Costo nivelado	[USD/MWh]	117,69	151,91	96,98	155,26	89,83	18,93	224,70	111,87

La figura 2 proporciona los resultados para los escenarios alternativos con sus rangos de financiamiento de 100% aportes propios, 50% y 80% por crédito. Se aprecia que los escenarios 1, 5, 7, 8 y 10 producen beneficios mayores al monto invertido.

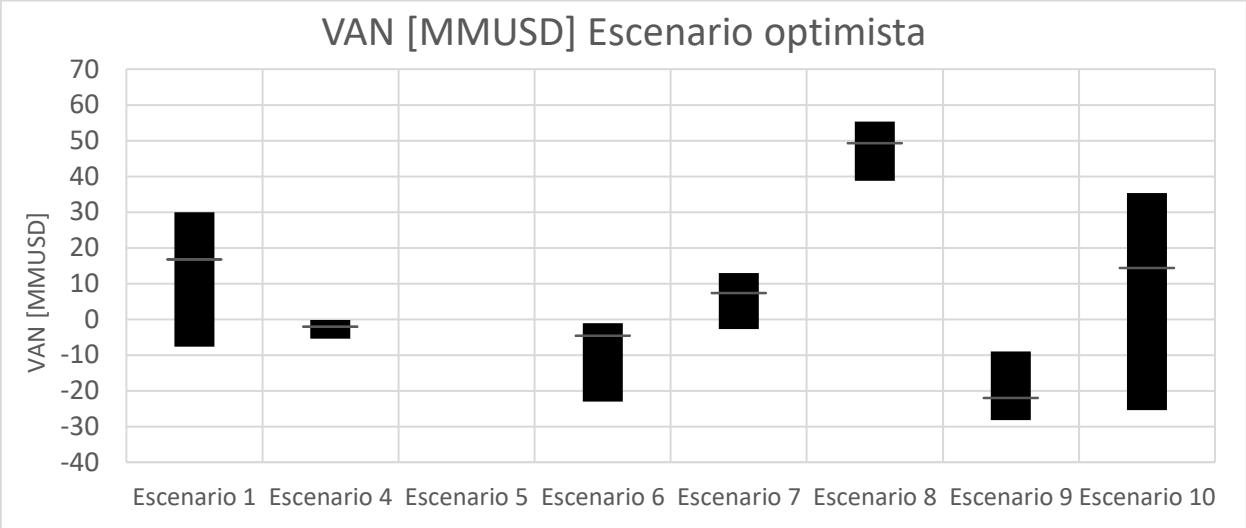


Figura 6.15 VAN escenarios de inversión alternativos

La Tabla 6-21 resume los resultados económicos para un escenario de inversión probable financiado 80% por los prestamistas. En todos los escenarios alternativos los indicadores de rentabilidad expresan que no es recomendable invertir en estas condiciones. Esto se debe al alto monto de inversión, lo que aumenta el interés y la amortización, lo cual dificulta generar valores positivos en los flujos acumulados. El escenario de inversión pesimista produce resultados simulares al escenario probable, donde los indicadores recomiendan no invertir.

Tabla 6-21 Indicadores de rentabilidad de escenarios probables de inversión alternativos financiados con crédito en 80%

Escenario	Unidades	2	4	5	6	7	8	9	10
Inversión	[MMUSD]	67,34	10,10	447,17	18,81	22,20	20,29	25,36	112,11
Crédito	[MMUSD]	269,35	40,40	1788,68	75,22	88,81	81,17	101,45	448,45
VAN	[MMUSD]	-192,35	-34,14	-966,95	-69,89	-44,92	-0,53	-120,90	-339,59
TIR / PRI	[%] /[año]	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo nivelado	[USD/MWh]	312,51	414,97	240,91	399,52	321,98	151,13	559,84	436,67

7. Estudio comparación de resultados

7.1.- Introducción

El presente capítulo tiene por objetivo realizar una comparación económica entre diversas tecnologías de almacenamiento de electricidad. Se plantea un escenario base de arbitraje de energía fotovoltaica, el cual utiliza un sistema de almacenamiento como respaldo para suministrar energía durante las horas en que la energía renovable no está disponible. La metodología se basa en medir los costos nivelados de la energía y los costos presentes netos de varias tecnologías. Se analizan las tecnologías que pueden gestionar gran cantidad de energía, además se compara los resultados con una central de ciclo combinado, debido a que actualmente esta tecnología actúa como respaldo de las centrales renovables.

7.2.- Definición de escenario

En el escenario de arbitraje de energía, el sistema de almacenamiento carga energía de una planta fotovoltaica y luego realiza una descarga igual a 233 [MWh/día], con una capacidad de 16,5 [MW]. El sistema de almacenamiento se instala en la ubicación de la planta fotovoltaica. El financiamiento del proyecto consiste en 20% de aportes propios y un 80% por crédito. La Tabla 7-1 resume la información del escenario base.

Tabla 7-1 Escenario base para arbitraje de energía fotovoltaica

Escenario base sistema de almacenamiento	
Capacidad y energía de descarga del sistema de almacenamiento	16,5 [MW] durante 12 [h/día] 198 [MWh/día] (66.618 MWh/año)
Pérdidas por transporte y conversión de la electricidad (consumo final)	~85% (requerimiento de potencia 19,42 [MW], energía 233 [MWh/día] y 78.427 MWh/año)
Vida útil sistema de almacenamiento	20 años
Financiamiento	20% aportes propios y 80% crédito
Tasa de descuento	8,09%

La evaluación económica de cada tecnología considera tres escenarios (optimista, probable y pesimista), en la cual se modifica el monto de la inversión, la inflación, costos de energía, la garantía y los costos de O&M. De este modo, se evalúan rangos que permiten visualizar distintas circunstancias de inversión. Las variables se describen en la Tabla 7-2.

Tabla 7-2 Variables a modificar para evaluar cada tecnología

Escenario	Unidades	Optimista	Probable	Pesimista
Inversión	[MMUSD]	Baja	Media	Alta
Inflación	[%]	1,25%	2,50%	3,75%
Costo energía	[USD/MWh]	20	30	40
O&M	[%]	0,50%	1,25%	2,50%
Garantía extendida	[%]	0,50%	1,00%	1,50%

7.3.- Metodología

La metodología para determinar la viabilidad económica entre las diferentes tecnologías de almacenamiento corresponde a los costos nivelados de energía y los costos presentes netos. El costo nivelado de energía ("Levelized cost of energy" LCOE) es una herramienta que incorpora los costos de inversión, para proporcionar una medida de comparación entre diferentes características (eficiencia, costos, inversión, vida útil) de una tecnología. El costo nivelado es el precio de venta de la energía en [USD/MWh], que al resolver los flujos de caja del proyecto se iguala la TIR con la tasa de descuento o de manera equivalente cuando el precio de la energía retorna un VAN igual a cero [395]. Por otra parte, los costos presentes netos ("Net present cost" NPC), representan el costo del ciclo de vida del proyecto. Es decir, corresponde a todos los costos desembolsados durante el proyecto, actualizados al valor presente [396]. El costo presente neto contempla los costos en equipos, costos directos, indirectos, costos fijos y costos variables.

7.4.- Tecnologías de almacenamiento

Las tecnologías seleccionadas para el escenario propuesto son las tecnologías que poseen valores de potencia en el orden de los [MW], prolongada duración de descarga, mínimos valores de autodescarga, altas eficiencias, tiempos de respuesta del orden de los minutos, altos valores de densidad de energía y energía especifica. Al tener en cuenta las especificaciones anteriores, las tecnologías adecuadas se indican en la Tabla 7-3.

Tabla 7-3 Especificaciones generales de las tecnologías de almacenamiento para escenario base [68-74]

Tecnología[5]	Unidades	HESS	BESS Li-ion	TESS	PHES	CAES	CC
Potencia	[MW]	0,001-58	0,015-100	0,1-300	10-5000	3-400	50-1600
Energía especifica	[Wh/kg]	100-10000	30-300	80-250	0,2-2	3-60	~8000
Densidad de energía	[Wh/L]	25-3000	10-750	80-500	0,133-3	0,4-20	4.966
Potencia especifica	[W/kg]	5-800	150-2000	10-30	0,01-0,12	2,2-24	-
Eficiencia	[%]	20-66	70-90	30-90	50-90	42-90	40-60
Vida útil	[años]	5-20	5-20	5-30	30-60	20-60	20
Tiempo de respuesta	[s]	s	ms	min	min	min	min
Autodescarga	[%/día]	~0	0,1-5	0,05-1	~0	~0	-
Duración descarga	[h]	s-día	min-h	s-h	h-día	h-día	-

Los costos de inversión de cada sistema de almacenamiento se estiman por la suma de los costos en equipos, costos directos, costos indirectos y capital de trabajo. Los costos directos e indirectos se determinan como un porcentaje de los costos de inversión en equipos [380]. La inversión en equipos se estima por el producto entre los costos unitarios y la capacidad.

[5] Sistema de almacenamiento de energía de H_2 ("Hydrogen Energy Storage System HESS")
Sistema de almacenamiento de energía en baterías iones de litio ("Battery energy storage system BESS")
Sistema de almacenamiento de energía térmica ("Thermal energy storage system TESS")
Sistema de almacenamiento de bombeo hidráulico ("Pumped hydroelectric storage PHSS")
Sistema de almacenamiento de energía de aire comprimido ("Compressed air Energy storage CAES")
Central de gas natural de ciclo combinado ("Natural Gas Combined Cycle" CC)

7.4.1.- Sistema de almacenamiento de energía en H_2

El sistema de almacenamiento de H_2 se compone de electrolizadores alcalinos, estanques de gas a 30 [bar], compresores reciproco, estanques de gas a 350 [bar], celdas de combustible PEM y equipos de servicios, tal como se observa en Figura 5.4. Las celdas de combustible están conectadas a una estación convertidora de potencia, la cual transforma la electricidad a corriente alterna y eleva la tensión hasta los niveles requeridos por la red. La capacidad de cada equipo resulta del estudio técnico y los costos unitarios se utiliza la información del estudio económico cuyos resultados se obtienen en la Tabla 6-6. De esta manera, la inversión en equipos se obtiene por la suma de la inversión en cada equipo.

$$IE = I_{FC} + I_{H_2(30bar)} + I_{H_2(350bar)} + I_{comp,H_2} + I_{O_2(30bar)} + I_{O_2(350bar)} + I_{comp,O_2} + I_{Ely} + I_{OI} + I_{CII} + I_{TR}$$

Donde I_{FC}: Inversión en celdas de combustible; $I_{H_2(30bar)}$: Inversión en estanques de H_2 a 30 [bar], $I_{H_2(350bar)}$: Inversión en estanques de H_2 a 350 [bar], I_{comp,H_2}: Inversión en compresor de H_2, $I_{O_2(30bar)}$: Inversión en estanques de O_2 a 30 [bar], $I_{O_2(350bar)}$: Inversión en estanques de O_2 a 30 [bar], I_{comp,O_2}: Inversión en compresor de O_2, I_{Ely}: Inversión en electrolizadores, I_{OI}: Inversión en sistema de osmosis inversa, I_{CII}: Inversión en columna de intercambio iónico y I_{TR}: Inversión en torre de refrigeración. Los costos de inversión resultan en 143,8 [MMUSD].

7.4.2.- Sistema de almacenamiento en baterías de iones de litio

La tecnología utilizada para las baterías de litio corresponde a la tecnología NCM. Esta tecnología es empleada para aplicaciones estacionarias por su alta densidad de energía, alto número de ciclos, estabilidad, y bajos costos [397]. La batería utiliza cátodos de óxido de litio-níquel-manganeso-cobalto (NCM), ánodos de grafito y una sal de litio como electrolito.

El sistema de almacenamiento de baterías se compone de un bloque de almacenamiento, componentes del balance del sistema (“Balance of system” BOS) y un sistema de conversión de potencia (“Power convertion system” PSC). El bloque de almacenamiento contiene a los módulos de batería. Los componentes del balance del sistema incluyen a los contenedores, cableado, interruptores, un sistema de gestión térmica y un sistema de supresión de incendios. El sistema de conversión de potencia contiene a los inversores bidireccionales, transformador, sistemas de protección, interfaz de comunicación y software de control [398].

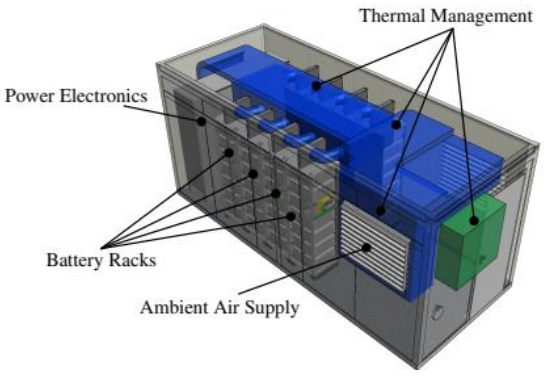


Figura 7.1 Componentes de un sistema de almacenamiento de energía en baterías [399]

El costo unitario resulta de la suma de los costos de energía, asociados a módulos de baterías y componentes del balance del sistema (BOS), más los costos de potencia relacionados al sistema de conversión de potencia (PCS) [400-402].

$$CU_{BESS}\left[\frac{USD}{kWh}\right] = costo\ energía\left[\frac{USD}{kWh}\right] + costo\ potencia\left[\frac{USD}{kW}\right] \cdot \frac{1}{autonomía[h]}$$

$$costo\ energía\left[\frac{USD}{kWh}\right] = costos\ baterías\left[\frac{USD}{kWh}\right] + costos\ BOS\left[\frac{USD}{kWh}\right]$$

$$costo\ potencia\left[\frac{USD}{kW}\right] = costos\ PCS\ \left[\frac{USD}{kW}\right]$$

Los costos de ingeniería, adquisiciones, construcción ("Engineering, procurement, construction" EPC) y todos los demás costos directos e indirectos se estiman como porcentaje del costo de inversión en equipos del sistema de almacenamiento [380]. La Tabla 7-4 representa el costo unitario del sistema de almacenamiento de energía de baterías.

Tabla 7-4 Costos de inversión unitarios del sistema de almacenamiento de baterías de ion-litio

Escenario	Optimista	Probable	Pesimista	Unidades
Módulos de almacenamiento (SM)	163	181	199	[USD/kWh]
Balance de sistema (BOS)	60	77	90	[USD/kWh]
Sistema de conversión de potencia (PCS)	73	81	89	[USD/kW]
Costo unitario por unidad de energía	229	265	296	[USD/kWh]
Costo unitario por unidad de potencia	2.749	3.177	3.557	[USD/kW]

La cantidad de energía a almacenar por el sistema de baterías resulta equivalente la energía requerida por la demanda (E_D), considerando la eficiencia (90%) y profundidad de la descarga (80%, "Depth of discharge" DoD). La potencia es igual a la potencia de la demanda (en ambos casos se consideran las pérdidas por conversión y transmisión).

$$E_{BESS,descarga}[MWh] = E_D[MWh]$$

$$E_{BESS,carga}[MWh] = \frac{E_{BESS,descarga}[MWh]}{\eta_{BESS}[\%] \cdot DoD[\%]}$$

$$P_{BESS}\ [MW] = \frac{P_D}{DoD}[MW]$$

Finalmente, en un escenario optimista los costos de inversión en equipos resultan 74,16 [MMUSD], en un escenario probable 85,71 [MMUSD] y en un escenario pesimista 95,96 [MMUSD]. La inversión se estima con la siguiente expresión.

$$I_{BESS}[USD] = E_{BESS,carga}[MWh] \cdot CU_{BESS}\left[\frac{USD}{kWh}\right]$$

7.4.3.- Sistema de almacenamiento en energía térmica

La tecnología térmica para almacenar energía elegida es el sistema de concentración solar de potencia con sales fundidas. Esta tecnología utiliza un campo de espejos distribuidos de forma circular para concentrar la luz solar en una torre, la cual contiene un receptor solar que absorbe la energía térmica. El receptor está formado por paneles tubulares que contiene sales fundidas cuya temperatura fluctúa entre 573-823 [K] [403]. Las sales fundidas se almacenan en estanques de acero para generar vapor mediante un intercambio de calor. El vapor es dirigido hacia la turbina para producir electricidad a través de un generador.

Los costos unitarios de la tecnología se estiman según el proyecto en operación Cerro Dominador y los estudios de impacto ambiental de los proyectos Likana Solar y Tamarugal Solar [404-406]. Los costos de inversión varían entre 5.333-11.818 [USD/kW]. La capacidad del sistema de concentración solar de potencia se igual a la potencia requerida por la demanda al igual que la energía de descarga. La energía de carga se obtiene con la eficiencia.

$$P_{TES}\,[MW] = P_D[MW]$$

$$E_{TES,descarga}[MWh] = E_D[MWh]$$

$$E_{TES,carga}[MWh] = \frac{E_{TES,descarga}[MWh]}{\eta_{TES}\,[\%]}$$

La inversión en equipos para el sistema de almacenamiento térmico en un escenario optimista, probable y pesimista resultan 103,44 [MMUSD], 149,91 [MMUSD] y 229,57 [MMUSD] respectivamente. La inversión en equipos se obtiene con la siguiente expresión.

$$I_{TES}[USD] = P_{TES}[MW] \cdot CU_{TES}\left[\frac{USD}{kW}\right] \cdot 1000\left[\frac{kW}{MW}\right]$$

7.4.4.- Sistema de almacenamiento por bombeo hidráulico

Este sistema almacena la energía en forma de energía potencial, ya que bombea agua desde un depósito inferior hacia uno superior para almacenar la energía. La generación se produce al liberar el paso del agua por turbinas hidráulicas. Para el bombeo o la generación de energía se utilizan turbinas reversibles, que actúan como bombas o turbinas [407]. El factor crítico de esta tecnología es que requiere la presencia de geografías adecuadas cuya métrica consiste en la razón entre el largo del conducto de agua y la diferencia de altura de los reservorios (L/H). Los rangos aceptables varían entre 10-12 para sitios de elevada altura y 4-5 para zonas de altura reducida [408]. Chile tiene condiciones favorables para el desarrollo de esta tecnología. Los costos unitarios se obtienen de los proyectos en operación a nivel mundial cuyos valores varían entre 1.000-3.000 [USD/kW] [69-74]. La capacidad del sistema de almacenamiento por bombeo hidráulico se obtiene igualando al valor de la demanda.

$$P_{PHS}\,[MW] = P_D[MW]$$

$$E_{PHS,descarga}[MWh] = E_D[MWh]$$

$$E_{PHS,carga}[MWh] = \frac{E_{PHS,descarga}[MWh]}{\eta_{PHS}\,[\%]}$$

La inversión en equipos resulta del producto entre la capacidad y costo unitarios, cuyo valor para un escenario optimista, probable y pesimista, resultan 19,42 [MMUSD], 38,85 [MMUSD] y 58,27 [MMUSD] respectivamente.

$$I_{PHS}\,[USD] = P_{PHS}[MW] \cdot CU_{PHS}\left[\frac{USD}{kW}\right] \cdot 1000\left[\frac{kW}{MW}\right]$$

7.4.5.- Sistema de almacenamiento con aire comprimido

Los sistemas de almacenamiento de energía con aire comprimido operan comprimiendo aire al interior de cavernas de sal, acuíferos confinados o minas abandonadas, donde el proceso consume electricidad en la compresión y genera electricidad en la etapa de descompresión por medio de turbinas al descomprimir aire [409]. Esta tecnología ofrece los costos unitarios de inversión más bajos en comparación con otras tecnologías 400-1.800 [USD/kW], sin embargo, requiere zonas geológicas exclusivas [69-72]. La capacidad y la energía de descarga se igualan a los valores requeridos por la demanda.

$$P_{CAES}\,[MW] = P_D[MW]$$

$$E_{CAES,descarga}[MWh] = E_D[MWh]$$

$$E_{CAES,carga}[MWh] = \frac{E_{CAES,descarga}[MWh]}{\eta_{CAES}[\%]}$$

La inversión en equipos resulta del costo unitario por la capacidad del sistema de almacenamiento en aire comprimido. Se obtiene inversiones para un escenario optimista, probable y pesimista igual a 7,76 [MMUSD], 21,37 [MMUSD] y 34,96 [MMUSD].

$$I_{CAES}[USD] = P_{CAES}[MW] \cdot CU_{CAES}\left[\frac{USD}{kW}\right] \cdot 1000\left[\frac{kW}{MW}\right]$$

7.4.6.- Central termoeléctrica de gas natural de ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado utilizan gases a alta temperatura y presión producidos por la combustión del gas natural con aire para mover una turbina de gas integrada a un generador eléctrico y así producir electricidad. Los gases de salida de la turbina de gas son captados por una caldera recuperadora de calor (“Heat recovery steam generator” HRSG), la cual produce y suministra vapor a alta presión a una turbina de vapor, que se conecta con un segundo generador para la producción de electricidad [410]. El vapor sale de la turbina con baja presión e ingresa a un condensador para ser reingresado a la caldera y cerrar el circuito. Los gases resultantes de la combustión del gas natural salen al ambiente por una chimenea, posteriormente al paso por la caldera recuperadora de calor.

La capacidad de la central de ciclo combinado se iguala a la capacidad de la demanda y el consumo de gas natural se estima con el consumo especifico, resultante de la eficiencia de la planta (60%) y del poder calorífico inferior del gas natural (13,89 kWh/kg) [411].

$$P_{CC}\,[MW] = P_D[MW]$$

$$m_{CH_4}\left[\frac{kg}{h}\right] = \frac{P_{CC}[MW]\cdot 1000\left[\frac{kW}{MW}\right]}{CE_{CH_4}\left[\frac{kWh}{kg}\right]}$$

$$CE_{CH_4}\left[\frac{kWh}{kg}\right] = PCI_{CH_4}\left[\frac{kWh}{kg}\right]\cdot \eta_{CC}[\%]$$

El costo unitario varía entre 700-1300 [USD/kW] [412]. Por ello, la inversión en equipos para un escenario optimista, probable y pesimista resulta en 13,59 [MMUSD], 19,42 [MMUSD] y 25,25 [MMUSD] respectivamente. Además, el costo variable asociado al consumo de gas natural se obtiene al multiplicar el precio por la demanda anual. Se asume que el precio del gas varía entre 3-6 [USD/MMBTU].

$$I_{CC}[USD] = CU_{CC}\left[\frac{USD}{kW}\right]\cdot P_{CC}[MW]\cdot 1000\left[\frac{kW}{MW}\right]$$

$$CV_{CH_4}\left[\frac{USD}{año}\right] = m_{CH_4}\left[\frac{MMBTU}{año}\right]\cdot P_{CH_4}\left[\frac{USD}{MMBTU}\right]$$

7.5.- Costos nivelados de tecnologías

Los costos nivelados de las tecnologías propuestas para el escenario base de arbitraje de energía resultan en la Figura 7.2. En un escenario optimista la tecnología de almacenamiento térmico tiene los mayores costos nivelados (224 USD/MWh) seguida por la tecnología de almacenamiento de H_2 (214 USD/MWh) y por el sistema de baterías (190 USD/MWh).

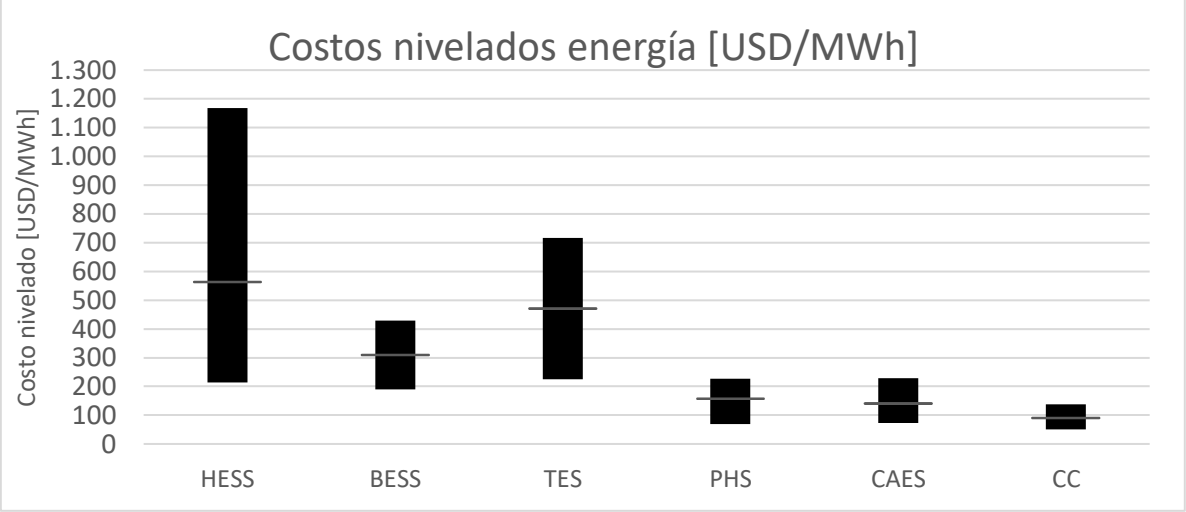


Figura 7.2 Costos nivelados de las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica

En el escenario probable y pesimista el sistema de almacenamiento de H_2 tiene los mayores costos nivelados (564-1168 USD/MWh), seguido por la tecnología de almacenamiento térmico (471-717 USD/MWh) y el sistema de almacenamiento en baterías (310-430 USD/MWh). Los altos costos nivelados en la tecnología de H_2 se deben a los altos montos de inversión y bajas eficiencias. En la tecnología térmica y de baterías la alta inversión es la causa de los costos nivelados. Por otra parte, los costos nivelados de los sistemas de almacenamiento en bombeo hidráulico resultan entre en valores entre 69-227 [USD/MWh] y para el sistema de aire comprimido valores 72-228 [USD/MWh]. Estos valores se explican por poseer un menor monto de inversión en comparación con las otras tecnologías. Los costos nivelados de la tecnología térmica de ciclo combinado varían entre 51-137 [USD/MWh]. Este valor se obtiene con un precio del gas entre 3-6 [USD/MMBTU].

7.6.- Costos presentes netos de tecnologías

Los costos presentes netos (CPN) de las tecnologías propuestas para un escenario optimista se presentan en la Figura 7.3. La tecnología de almacenamiento térmico tiene el mayor CPN (280 MMUSD), seguido por la tecnología de hidrógeno (225 MMUSD) y baterías de litio (223 MMUSD). Las tecnologías de bombeo hidráulico y aire comprimido poseen los menores CPN 75 y 65 [MMUSD] respectivamente. En todas las tecnologías los costos variables son el mayor aporte a los CPN debido al costo de energía y los intereses a largo plazo. La central de ciclo combinado tiene los menores CPN de todas las tecnologías presentadas, equivalente a 60 [MMUSD].

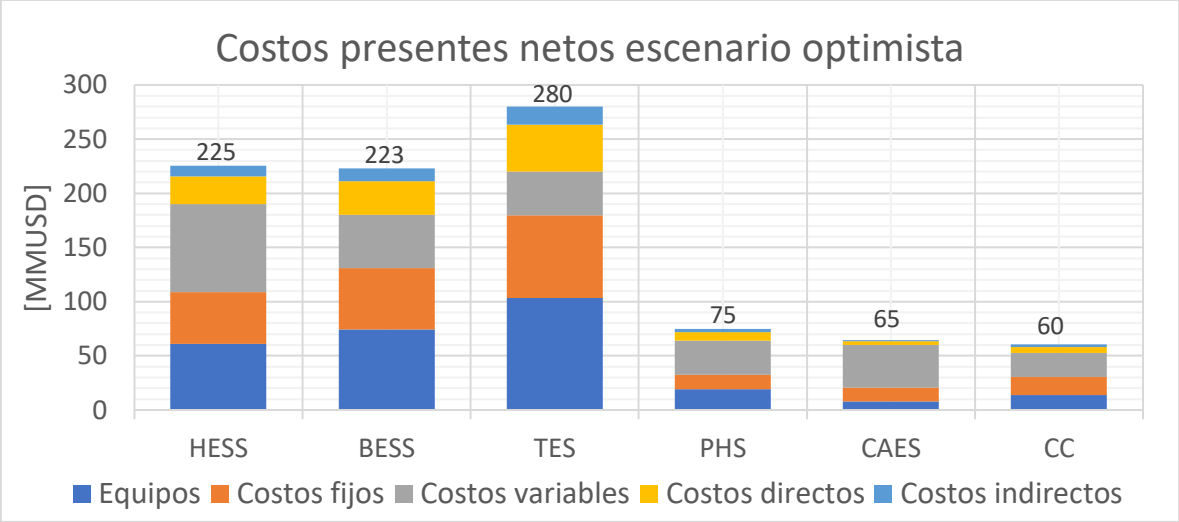


Figura 7.3 Costos presentes netos (CPN) escenario optimista

En el escenario probable y pesimista el sistema de almacenamiento de H_2 posee los mayores CPN 656 [MMUSD] y 1.483 [MMUSD] respectivamente. Seguida por la tecnología de almacenamiento térmico con CPN que varían entre 574-980 [MMUSD]. El sistema de almacenamiento de baterías posee CPN intermedios entre 372-548 [MMUSD]. La tecnología de bombeo hidroeléctrico y de aire comprimido representan los menores CPN de las

tecnologías de almacenamiento con valores entre 185-293 [MMUSD] y 147-265 [MMUSD] respectivamente. La central de ciclo combinado posee un CPN entre 110-180 [MMUSD]. En todas las tecnologías los costos variables, costos fijos e inversión en equipos se presentan como una proporción del mismo orden de magnitud respecto del total.

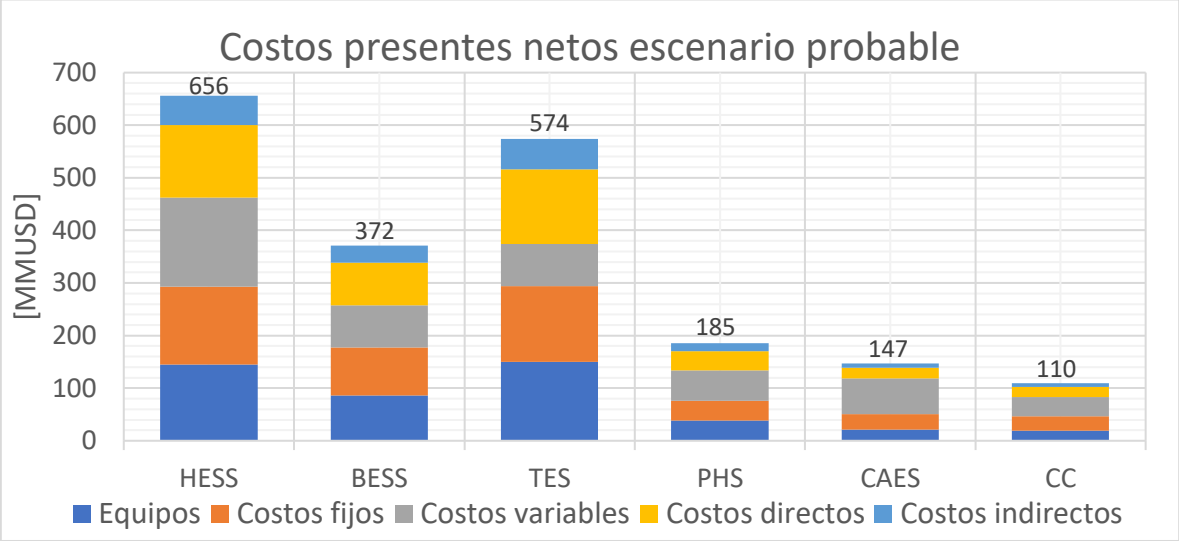


Figura 7.4 Costos presentes netos (CPN) escenario probable

7.7.- Recomendaciones

Las tecnologías más adecuadas para almacenar grandes cantidades de energía según los resultados de los costos nivelados de energía y los costos presentes netos son el bombeo hidroeléctrico y el sistema de aire comprimido. No obstante, se debe considerar que estas tecnologías requieren geografías específicas. La tecnología de almacenamiento térmico posee altos costos de inversión, además requiere de grandes extensiones de terreno para los espejos y condiciones favorables de radiación solar, lo cual limita sus aplicaciones.

El sistema de almacenamiento de H_2 y el sistema de baterías proporciona una mayor flexibilidad en cuanto capacidades y libertad geográfica, pero tiene mayores costos, asociados a los altos montos de inversión. En especial la tecnología de H_2 cuyos resultados indican que posee los mayores costos en comparación con las demás tecnologías. La causa de estos resultados se asocia a las altas inversiones y bajas eficiencias. El sistema de baterías posee costos intermedios y altas eficiencias. En ambas tecnologías se espera una reducción de los costos de inversión y mejoras en aspectos técnicos.

El análisis de los costos nivelados y costos presentes netos de una central térmica de ciclo combinado demuestra que los sistemas de almacenamiento aun no pueden competir con las centrales de generación. Por ello se requieren incentivos en investigación, desarrollo y avances tecnológicos para reducir las brechas.

Conclusiones

En un futuro cercano los sistemas de almacenamiento de electricidad serán fundamentales en la gestión de energía, garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico. Los sistemas de almacenamiento pueden solucionar una amplia variedad de problemas de manera eficiente y brindando beneficios a toda la cadena de suministro. A nivel nacional existe un mercado de 378 [MMUSD] y se espera en el año 2040 el mercado aumente a 7.461 [MMUSD] con participación predominante en reservas y arbitraje de energía.

A partir de los resultados del estudio técnico, se demuestra la factibilidad de almacenar electricidad con hidrógeno como vector energético. Se recomienda utilizar un sistema de almacenamiento compuesto por electrolizadores alcalinos, estanques de gas de 30 [bar], compresores recíprocos, estanques de gas a 350 [bar] y celdas de combustible de intercambio de protones. Esta configuración proporciona los menores costos y mayores eficiencias entre las alternativas tecnológicas disponibles. Se recomienda un acople directo entre los electrolizadores y los arreglos fotovoltaicos, debido a que provee altas eficiencias y bajos costos de conexión. Se sugiere utilizar estanques de acero reforzados con molibdeno y cromo para almacenar H_2 y así no exponer la integridad del cilindro. En la etapa de compresión, se recomienda el uso de compresores recíprocos, puesto que estos equipos logran altas presiones y caudales. Se propone utilizar celdas de combustible de membrana de intercambio de protones para la generación de electricidad por su rápida respuesta, alta eficiencia y madurez tecnológica. Se propone utilizar equipos de 30 [kW] agrupados en arreglos de 24 unidades. Esta configuración permite que cada arreglo se conecte a cada ECP de la planta fotovoltaica.

El presente estudio demostró a través de un análisis económico que es viable invertir en un sistema de almacenamiento para el arbitraje de la energía al considerar un escenario de inversión optimista, mientras que no se recomienda la inversión en escenarios probable y pesimista. El VAN para el escenario optimista con un financiamiento del 80% con crédito resulta 30 [MMUSD], mientras que para los escenarios probable y pesimista resultan valores -192 [MMUSD] y -667 [MMUSD] respectivamente. La reducción de los costos de inversión, el aumento del precio de venta de la energía y el incremento de la eficiencia mejoran la viabilidad económica del proyecto. También se desprende que aumentar el número de aplicaciones incrementa los ingresos y por tanto los indicadores de rentabilidad.

Al comparar las tecnologías de almacenamiento de electricidad y utilizar como métrica los costos nivelados y costos presentes netos, se puede deducir que el sistema de aire comprimido y el sistema bombeo hidráulico tienen los menores costos, seguido por el sistema de baterías de litio, la central de concentración solar y el sistema de almacenamiento de hidrógeno. Esta secuencia se atribuye a los costos de inversión y eficiencias. Además, la inversión en equipos y la compra de energía son los mayores costos en el transcurso del proyecto en todos los escenarios. Todos los sistemas de almacenamiento tienen sus propias ventajas y desventajas, además de poseer valores diferentes en sus parámetros técnicos y económicos. Un equilibrio entre estos aspectos determinara la mejor opción para cada aplicación en particular.

8. Anexos

Anexo A.- Metodología para determinar el mercado objetivo

La energía que consume cada empresa minera es relativamente constante durante las 24 horas del día y se detienen solo por mantenciones o fallas imprevistas, por lo que, para efectos de cálculo, el perfil de carga de cada empresa se asume lineal.

La información de los contratos de suministro se obtiene a través del Coordinador Eléctrico Nacional, el cual provee especificaciones de energía, potencia contratada y vigencia del suministro [413]. La siguiente metodología se realiza para valorizar la energía en las horas punta de cada empresa minera. A modo de ejemplo, se utiliza la información disponible del contrato de suministro de Codelco División ministro Hales con AES Gener.

Tabla 8-1 Características del contrato de compraventa de energía Codelco-AES Gener

Empresa suministradora	AES Gener	
Fuente suministro	Termoeléctrica a carbón Norgener	
Cliente	Codelco división ministro Hales	
Energía contratada	780,52	[GWh/año]
Potencia contratada	99	[MW]
Vigencia contrato	Inicio 2011	Fin 2028

Se asume que las horas de mayor valor son 2.226 [h/año] y que la energía disponible que aprovecha el sistema de almacenamiento es 4% del total. Por consiguiente, el consumo total de energía en las horas de mayor demanda resulta:

$$Energía = 99[MW] \cdot 4\,[\%] \cdot 2.226\left[\frac{h}{\text{año}}\right] = 7.516\left[\frac{MWh}{\text{año}}\right]$$

El beneficio asociado a la compra y venta de energía corresponde a la diferencia entre el precio de venta (100 USD/MWh) menos el precio de compra de energía (30 USD/MWh), menos las pérdidas por eficiencia (48%) y costos de O&M (10%).

$$Beneficio = Precio\ venta - Precio\ compra - pérdidas - costos\ O\&M$$

$$Beneficio = 100\left[\frac{USD}{MWh}\right] - 30\left[\frac{USD}{MWh}\right] - 14{,}33\left[\frac{USD}{MWh}\right] - 3\left[\frac{USD}{MWh}\right] = 52{,}67\left[\frac{USD}{MWh}\right]$$

Por cada [MWh] de energía inyectada se obtiene un beneficio de 52,67 [USD] y con el consumo anual de energía, se obtiene el valor del mercado por empresa.

$$Potencial\ de\ mercado = Beneficio \cdot energía$$

$$Potencial\ \ de\ mercado = 52{,}67\left[\frac{USD}{MWh}\right] \cdot 7.516\left[\frac{MWh}{\text{año}}\right] = 0{,}39\ [MMUSD]$$

Este mismo procedimiento se realiza para las demás empresas mineras y se obtiene un consumo de energía igual a 364 [GWh/año], con una valorización del mercado equivalente a 19,16 [MMUSD].

Anexo B.- Balances de masa y energía corrientes de proceso

La Tabla 8-2 contiene los resultados de los balances de masa y energía para cada corriente de proceso, en donde se indican los valores máximos de caudal, temperatura, presión y su composición. La Tabla 8-3 detalla los valores de las conexiones eléctricas del proceso.

Tabla 8-2 Variables de proceso planta de almacenamiento de electricidad de H_2

Corriente	**[-]**	**F-128**	**F-129**	**F-130**	**F-131**	**F-132**	**F-133**	**F-134**
Fluido	**[-]**	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O
Temperatura	**[K]**	298	298	298	298	298	298	298
Presión	**[Bar]**	2	2	2	2	2	2	2
Flujo	**[kg/h]**	17.320	17.320	4.617	5.390	10.008	10.008	10.008
KOH	**[%]**	-	-	-	-	4,18%	4,18%	4,18%
H_2O	**[%]**	100%	100%	100%	100%	95,82%	95,82%	95,82%
Corriente	**[-]**	**F-135**	**F-136**	**F-137**	**F-138**	**F-139**	**F-140**	**F-141**
Fluido	**[-]**	H_2O	KOH(ac)	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O
Temperatura	**[K]**	298	298	298	298	298	298	298
Presión	**[Bar]**	2	2	2	2	2	2	2
Flujo	**[kg/h]**	10.008	346	17.320	17.320	4.617	2.695	7.312
KOH	**[%]**	4,18%	50%	4,18%	4,18%	-	-	0,27%
H_2O	**[%]**	95,82%	50%	95,82%	95,82%	100%	100%	99,73%
Corriente	**[-]**	**F-142**	**F-143**	**F-144**	**F-145**	**F-146**	**F-147**	**F-148**
Fluido	**[-]**	H_2O	H_2O	H_2O	N_2	KOH(ac)	KOH(ac)	KOH(ac)
Temperatura	**[K]**	298	298	298	298	353	353	298
Presión	**[Bar]**	2	2	2	17,2	2	2	2
Flujo	**[kg/h]**	7.312	7.312	7.312	1.565	708	708	708
N_2	**[%]**	-	-	-	99,990%	-	-	-
KOH	**[%]**	0,27%	0,27%	0,27%	-	30,0%	30,0%	30,0%
H_2O	**[%]**	99,73%	99,73%	99,73%	-	70,0%	70,0%	70,0%
Corriente	**[-]**	**F-149**	**F-150**	**F-151**	**F-152**	**F-153**	**F-154**	**F-155**
Fluido	**[-]**	O_2	O_2	O_2	H_2O	O_2	H_2O	O_2
Temperatura	**[K]**	353	353	298	298	298	298	298
Presión	**[Bar]**	30	30	30	1	30	2	30
Flujo	**[kg/h]**	12.420	12.420	12.420	115	12.420	0,0022	12.420
H_2	**[%]**	0,006%	0,006%	0,099%	-	0,0000%	-	0,0000%
O_2	**[%]**	99,048%	99,048%	98,974%	-	99,0166%	-	99,99998%
KOH	**[%]**	0,017%	0,017%	0,000%	-	0,9834%	-	0,00001%
H_2O	**[%]**	0,928%	0,928%	0,927%	100%	0,0000%	100%	0,00002%
Corriente	**[-]**	**F-156**	**F-157**	**F-158**	**F-159**	**F-160**	**F-161**	**F-162**
Fluido	**[-]**	O_2	O_2	O_2	O_2	O_2	O_2	H_2
Temperatura	**[K]**	298	511	511	298	298	298	353
Presión	**[Bar]**	30	350	350	350	3	3	30
Flujo	**[kg/h]**	17.085	17.085	3.417	17.085	8.425	8.425	1.565
H_2	**[%]**	0,00000%	0,00000%	0,00000%	0,00000%	0,00000%	0,00000%	97,2738%
O_2	**[%]**	99,999%	99,999%	99,999%	99,999%	99,999%	99,939%	1,5440%
KOH	**[%]**	-	-	-	-	-	-	-
H_2O	**[%]**	0,00001%	0,00001%	0,00001%	0,00001%	0,00001%	0,00001%	0,2707%

Corriente	[-]	F-163	F-164	F-165	F-166	F-167	F-168	F-169
Fluido	[-]	H_2	H_2	H_2O	H_2	H_2	H_2	H_2
Temperatura	[K]	353	298	298	298	298	298	298
Presión	[Bar]	30	30	2	30	2	30	30
Flujo	[kg/h]	1565	1.565	14	1.565	28	1.565	2.153
H_2	[%]	97,2738%	97,5376%	-	98,2112%	-	99,9995%	99,9995%
O_2	[%]	1,5440%	1,5482%	-	0,0002%	-	0,0002%	0,0002%
KOH	[%]	0,2707%	0,0003%	-	0,0003%	-	0,0003%	0,0003%
H_2O	[%]	0,9114%	0,9139%	100%	1,7883%	100%	0,0001%	0,0001%
Corriente	[-]	F-170	F-171	F-172	F-173	F-174	F-175	F-176
Fluido	[-]	H_2	H_2	H_2	H_2	H_2	H_2O	H_2O
Temperatura	[K]	454	454	298	298	298	298	298
Presión	[Bar]	350	350	350	3	3	2	2
Flujo	[kg/h]	2.153	431	2.153	1.062	1.062	5,17	10,40
H_2	[%]	99,9995%	99,9995%	99,9995%	99,9995%	99,020%	-	-
O_2	[%]	0,0002%	0,0002%	0,0002%	0,0002%	0,0002%	-	-
KOH	[%]	0,0003%	0,0003%	0,0003%	0,0003%	0,0003%	-	-
H_2O	[%]	0,0001%	0,0001%	0,0001%	0,0001%	0,980%	100%	100%
Corriente	[-]	F-177	F-178	F-179	F-180	F-181	F-182	F-183
Fluido	[-]	$C_3H_8O_2$	$C_3H_8O_2$	$C_3H_8O_2$	N_2	H_2O	H_2O	H_2O
Temperatura	[K]	353	353	298	298	323	323	298
Presión	[Bar]	2	2	2	17,2	2	2	2
Flujo	[kg/h]	64.945	64.945	64.945	1.062	9.478	9.478	9.478
$C_3H_8O_2$	[%]	60%	60%	60%	-	-	-	-
H_2O	[%]	40%	40%	40%	-	100%	100%	100%
Corriente	[-]	F-197	F-198	F-200	F-201	F-203	F-204	F-206
Fluido	[-]	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O
Temperatura	[K]	293	323	293	323	293	323	298
Presión	[Bar]	2	2	2	2	2	2	2
Flujo	[kg/h]	910	910	38.227	38.227	21.943	21.943	40.179
H_2O	[%]	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Corriente	[-]	F-207	F-209	F-210	F-212	F-213	F-215	F-216
Fluido	[-]	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O
Temperatura	[K]	323	293	323	293	323	293	323
Presión	[Bar]	2	2	2	2	2	2	2
Flujo	[kg/h]	40.179	21.943	21.943	17.029	17.029	45.237	45.237
H_2O	[%]	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 8-3 Valores de conexiones eléctricas Planta de almacenamiento de electricidad en base a H_2

Línea	[-]	EE-100	EE-101	EE-102	EE-103	EE-104	EE-105	EE-106
Potencia	[MW]	78,77	29,05	19,46	0,07	142,19	142,19	142,19
Tensión	[V]	726,04	732,13	720	380	23.000	220.000	220.000
Corriente	[A]	2.411,00	2.512,17	1000	113	3966	415	415
Frecuencia	[Hz]	Corriente continua			50	50	50	50
Conexión	[-]	Arreglo PV-electrolizador	Arreglo PV-ECP	Planta FC-ECP	ECP-Servicios	Inyección planta PV y celdas de combustible a SEN		

Tabla 8-4 Variables de proceso planta de purificación de agua

Corriente	[-]	F-100	F-101	F-102	F-103	F-104	F-105	F-106	F-107
Fluido	[-]	H_2O	HCl (32%)	NaClO	H_2O	H_2O	NaOH (50%)	AI	H_2O
Temperatura	[K]	298	298	298	298	298	298	298	298
Presión	[Bar]	2	2	2	2	2	2	2	2
Flujo	[kg/h]	23.208	$3{,}0\cdot10^{-3}$	$4{,}0\cdot10^{-4}$	23.208	23.208	$6{,}0\cdot10^{-3}$	$7{,}0\cdot10^{-2}$	23.208
TSD	[%]	1464,96	-	-	1464,96	1435,70	-	-	1435,70
Corriente	**[-]**	**F-108**	**F-109**	**F-110**	**F-111**	**F-112**	**F-113**	**F-114**	**F-115**
Fluido	[-]	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O
Temperatura	[K]	298	298	298	298	298	298	298	298
Presión	[Bar]	2	20,68	2	20,68	20,68	20,68	13,51	2
Flujo	[kg/h]	23.208	20.981	2.227	2.227	2.227	23.208	3.945	3.945
TSD	[%]	1410,00	1410,00	1410,00	1410,00	1410,00	1410,00	8183,81	8183,81
Corriente	**[-]**	**F-116**	**F-117**	**F-118**	**F-119**	**F-120**	**F-121**	**F-122**	**F-123**
Fluido	[-]	H_2O	H_2O	H_2O	HCl (6%)	NaOH (4%)	H_2O	H_2O	Aire
Temperatura	[K]	298	298	298	298	298	298	298	298
Presión	[Bar]	5,90	2	2	2	2	2	2	2
Flujo	[kg/h]	19.263	31.313	31.313	1.353	2.178	54.642	31.313	369
TSD	[%]	22,63	22,63	22,63	-	-	0,03	0,03	-
Corriente	**[-]**	**F-124**	**F-125**	**F-126**	**F-127**	**F-128**	**F-129**	**F-174**	**F-184**
Fluido	[-]	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O
Temperatura	[K]	298	298	298	298	298	298	298	298
Presión	[Bar]	2	2	2	2	2	0	2	2
Flujo	[kg/h]	31.313	281.820	151	151	17.320	17.320	9.478	15.037
TSD	[%]	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	1,76	0,03

Tabla 8-5 Variables de proceso sistema de refrigeración

Corriente	[-]	De intercambiadores	F-184	F-185	F-186	F-187	F-188	F-189
Fluido	[-]	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O	ClO_2	H_2O
Temperatura	[K]	323	298	298	298	323	298	323
Presión	[Bar]	2	2	2	2	2	2	2
Flujo	[kg/h]	185.469	15.037	15.037	6.263	292.210	2,92	292.210
TSD	[%]	1,76	0,03	0,03	0,03	1464,96	-	1464,96
Corriente	**[-]**	**F-190**	**F-191**	**F-192**	**F-193**	**F-194**	**F-217**	**A intercambiadores**
Fluido	[-]	H_2O	Aire	Aire	H_2O	H_2O	H_2O	H_2O
Temperatura	[K]	323	288	288	323	293	293	293
Presión	[Bar]	2	2	2	2	2	2	2
Flujo	[kg/h]	292.210	315.971	315.971	67.673	272.343	1.570.967	185.469
TSD	[%]	1464,9623	-	-	1464,96	1464,96	1464,96	1464,96

Anexo C.- Modelo celda fotovoltaica

El modelo matemático de una celda fotovoltaica se puede estimar a través de su circuito equivalente, el cual se presenta en la Figura 8.1. Este modelo de un diodo expresa un modelo simplificado y se utiliza para calcular la relación entre la corriente y voltaje de salida [414].

$$I = I_L - I_D = I_L - I_0 \cdot \left(\exp\left(\frac{V + I \cdot R_s}{\alpha}\right) - 1\right)$$

Donde I_L: corriente fotoeléctrica [A], I_0: Corriente de saturación [A], R_s: resistencia en serie [Ω], α: factor de voltaje térmico [V], I: corriente de salida [A] y V: Voltaje de salida [V]. El valor de I_L se estima en función de la radiación y la temperatura de la celda [414].

$$I_L = \frac{G}{G_{ref}} \cdot \left(I_{L,ref} + \mu_{I,SC} \cdot \left(T - T_{ref}\right)\right)$$

Donde G: radiación [W/m^2], G_{ref}: Radiación de referencia 1.000 [W/m^2], $I_{L,ref}$: Corriente fotoeléctrica de referencia [A], $\mu_{I,SC}$: Coeficiente de temperatura de corto circuito [A/K], T: temperatura de la celda fotovoltaica [K], T_{ref}: Temperatura de referencia 298 [K] [414].

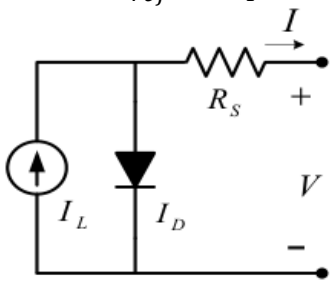


Figura 8.1 Circuito equivalente simplificado de una celda fotovoltaica [414]

La corriente de saturación se expresa en función de las condiciones de referencia [414].

$$I_0 = I_{0,ref} \cdot \left(\frac{T_{ref}}{T}\right)^3 \exp\left(\frac{e_{gap} \cdot N_s}{q \cdot \alpha_{ref}} \cdot \left(1 - \frac{T_{ref}}{T}\right)\right)$$

Donde $I_{0,ref}$: Corriente de saturación en condiciones de referencia [A], e_{gap}: banda de energía [eV], N_s: número de celdas en serie, q: Carga del electrón 1,602·10^{-19} [C]. El valor de $I_{0,ref}$ se puede estimar en función del voltaje de la celda en circuito abierto ($V_{oc,ref}$) [414].

$$I_{0,ref} = I_{L,ref} \cdot \exp\left(-\frac{V_{oc}}{\alpha_{ref}}\right)$$

El factor de voltaje térmico se calcula con la corriente (I_{mpp}) y voltaje (V_{mpp}) en el punto de máxima potencia, además de la corriente de corto circuito (I_{sc}) y el voltaje en circuito abierto (V_{oc}), todas en condiciones de referencia [414].

$$\alpha_{ref} = \frac{2V_{mpp} - V_{oc}}{\frac{I_{sc}}{I_{sc} - I_{mpp}} + \ln\left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_{sc}}\right)}$$

El factor en condiciones diferentes a las de referencia se estima según: $\alpha = \alpha_{ref} \cdot (T/T_{ref})$. Finalmente, el valor de la resistencia se puede estimar mediante la siguiente ecuación [414].

$$R_s = \frac{\alpha_{ref} \cdot \ln\left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_{sc}}\right) + V_{oc} - V_{mpp}}{I_{mpp}}$$

Con los cuatro parámetros (I_L, I_0, α_{ref}, R_s) y las especificaciones técnicas de la celda fotovoltaica FS-382 es posible determinar la curva corriente-voltaje y potencia-voltaje para distintas radiaciones [415]. Se asume una temperatura de operación de 313 [K].

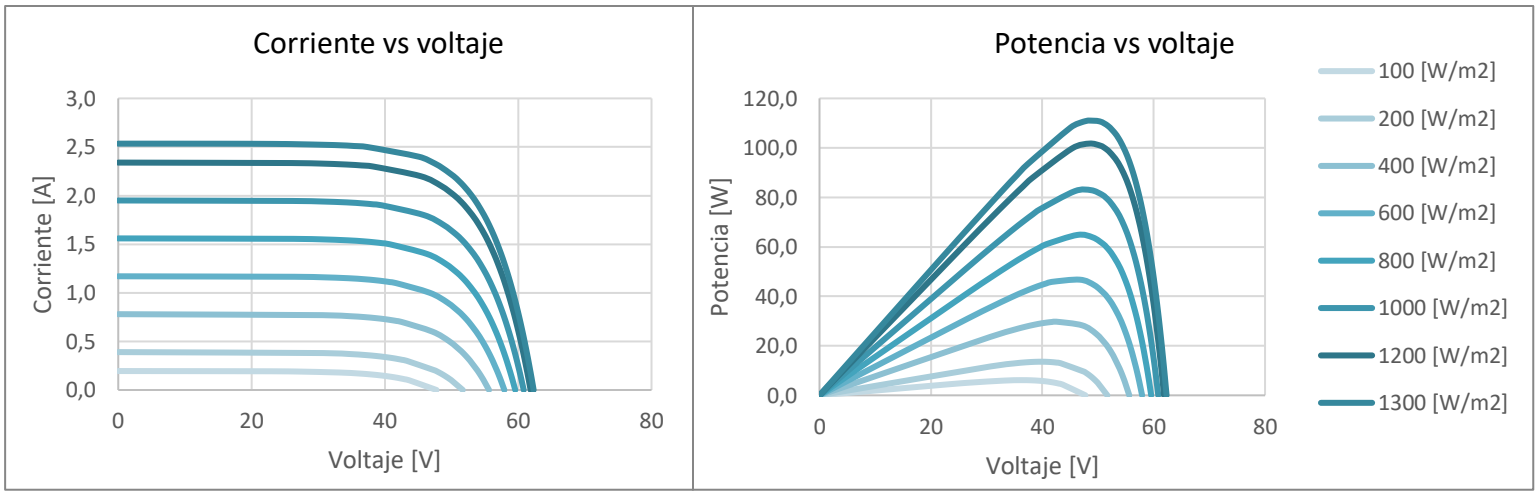


Figura 8.2 Curvas características celda fotovoltaica modelo FS-382

Las curvas características para un arreglo de celdas fotovoltaicas dependen del número de celdas conectadas en serie y en paralelo. La planta Luz del Norte posee 99 arreglos de 17.280 celdas fotovoltaicas, donde en cada arreglo, 15 módulos están conectados en serie y 1.152 en paralelo. De esta manera, se obtienen las siguientes curvas características para cada arreglo.

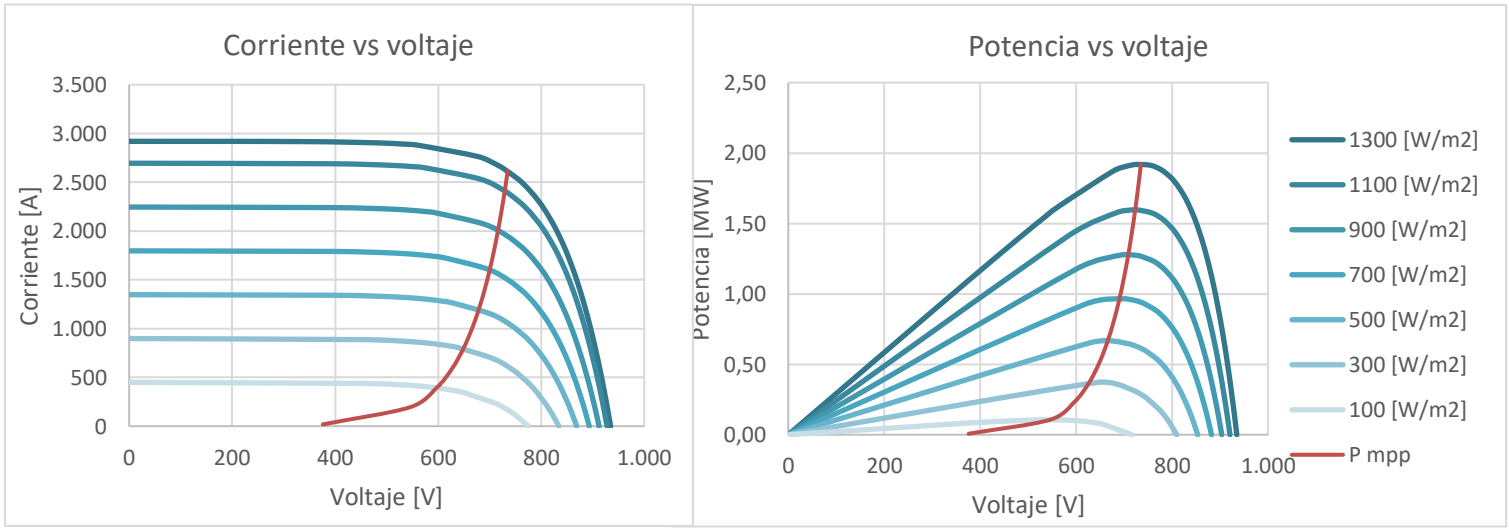


Figura 8.3 curvas características arreglo planta Luz del Norte

Anexo D.- Coeficientes de transferencia de masa para absorbedor

El coeficiente global de transferencia de masa está en función de los coeficientes en la fase gaseosa y líquida. Para los anillos Rashing el coeficiente en la fase gaseosa resulta [416].

$$\frac{k_G \cdot Sc_G^{2/3}}{G} = 1{,}195\left[\frac{d_s \cdot G'}{\mu_G(1-\varepsilon_{L0})}\right]^{-0{,}36}$$

Donde k_G: Coeficiente de la fase gaseosa [kmol/s·m^2], G: Caudal molar de gas [kmol/m^2·s], G': Caudal másico de gas [kg/m^2·s], d_s: Diámetro de una esfera con igual superficie que una partícula de empaque [m]. Por otra parte, el coeficiente de la fase líquida está dado por [416]:

$$\frac{k_L \cdot d_s}{D_L} = 25{,}1\left[\frac{d_s \cdot L'}{\mu_L}\right]^{0{,}45} Sc_L^{0{,}5}$$

Donde k_L: Coeficiente de la fase líquida [kmol/s·m^2· (kmol/m^3)] D_L: Difusividad del líquido [m^2/s], L': Caudal másico[kg/m^2·s] y μ_L: viscosidad del líquido [kg/m·s]. El número de Schmidt ($Sc = \mu/(\rho \cdot D)$) se estima para cada fase, los resultados se indican en la Tabla 8-6.

Tabla 8-6 Propiedades de cada fluido

Líquido (H_2O)		Gas (KOH)		Unidades
ρ_L	1000	ρ_G	2,03	[kg/m^3]
μ_L	0,001	μ_G	1,02·10^{-5}	[Pa·s]
D_L	7,5·10^{-10}	D_G	6,55·10^{-7}	[m^2/s]
σ	0,0728	σ	-	[N/m]
Sc_L	133,54	Sc_G	7,54	[-]

El espacio vacío en la operación (ε_{L0}), depende de la retención total del líquido (Φ_{Lt}) y de la fracción de vacío del material (ε), de acuerdo con la siguiente expresión [416].

$$\varepsilon_{L0} = \varepsilon - \Phi_{Lt}$$

La retención total está en función de la retención estática Φ_{Ls} y la retención móvil Φ_{L0}.

$$\Phi_{Lt} = \Phi_{Ls} + \Phi_{L0}$$

Las retenciones se obtienen de ecuaciones tabuladas que dependen del tipo de empaque. Para el caso de anillos "Rashing" de cerámica con tamaño nominal de 25 [mm], se tiene un valor de $d_s = 0{,}035[m]$. La retención móvil se obtiene mediante los siguientes coeficientes [416].

$$\Phi_{L0} = \Phi_{L0W} \cdot H$$

$$\Phi_{L0W} = \Phi_{LtW} - \Phi_{LsW}$$

$$\beta = 1{,}508 \cdot {d_s}^{0{,}376} = 0{,}4302$$

$$\Phi_{LsW} = \frac{2{,}47 \cdot 10^{-4}}{{d_s}^{1{,}21}} = 0{,}0139\left[\frac{m^3}{m^3}\right]$$

$$\Phi_{LtW} = \frac{(2{,}09 \cdot 10^{-6}) \cdot (737{,}5 \cdot L')^{\beta}}{{d_s}^2} = 0{,}0809 \left[\frac{m^3}{m^3}\right] \rightarrow \Phi_{L0W} = 0{,}0670 \left[\frac{m^3}{m^3}\right]$$

Para $\mu_L < 0{,}012\ [Pa \cdot s]$ se obtiene el factor de corrección H por la siguiente expresión [416].

$$H = \frac{975{,}7 \cdot {L'}^{0{,}57} \cdot \mu_L^{0{,}13}}{\rho_L^{0{,}84} \cdot \left(2{,}024 \cdot {L'}^{0{,}430} - 1\right)} \left(\frac{\sigma}{0{,}073}\right)^{0{,}1737 - 0{,}262 \cdot Log(L')} = 1{,}009$$

$$\Phi_{L0} = \Phi_{L0W} \cdot H = 0{,}0676 \left[\frac{m^3}{m^3}\right]$$

La retención estática se obtiene por la siguiente correlación [416].

$$\Phi_{Ls} = \frac{0{,}0486 \cdot \mu_L^{0{,}13} \cdot \sigma^{0{,}99}}{{d_s}^{1{,}21} \cdot \rho_L^{0{,}37}} = 0{,}0139 \left[\frac{m^3}{m^3}\right]$$

La retención total resulta $\Phi_{Lt} = 0{,}0815 [m^3/m^3]$. Según los anillos "Rashing" el área interfacial (a_{AW}) entre la transferencia de líquido y gas resulta [416].

$$m = 68{,}2 \quad \rightarrow \quad n = 0{,}0389 \cdot L' - 0{,}0793 = 0{,}369 \quad \rightarrow \quad P = -0{,}47$$

$$a_{AW} = m \cdot \left(\frac{808 \cdot G'}{\rho_G^{0{,}5}}\right)^n \cdot {L'}^P = 351{,}726 \left[\frac{m^2}{m^3}\right]$$

Por tanto, el área de contacto (a_A) está dado por [416]:

$$a_A = a_{AW} \cdot \frac{\Phi_{L0}}{\Phi_{L0W}} = 355{,}196 \left[\frac{m^2}{m^3}\right]$$

Según la retención total, el espacio vacío resulta [416].

$$\varepsilon_{L0} = \varepsilon - \Phi_{Lt} = 0{,}608\ [-]$$

Finalmente se obtienen los coeficientes de transferencia de materia para la fase gaseosa y fase líquida, a través de los números adimensionales y el espacio vacío ε_{L0}.

$$k_G = 0{,}0125 \left[\frac{kmol}{m^2 \cdot s}\right] \qquad k_L = 0{,}000915 \left[\frac{kmol}{m^2 \cdot s} \cdot \frac{m^3}{kmol}\right]$$

La densidad molar del agua es 55,56 [kmol/m^3], por tanto, el coeficiente en la fase líquida y el área de contacto, se obtienen los coeficientes volumétricos y el coeficiente global.

$$k_G a_A = 0{,}0125 \left[\frac{kmol}{m^2 \cdot s}\right] \cdot 355{,}196 \left[\frac{m^2}{m^3}\right] = 4{,}450 \left[\frac{kmol}{m^3 \cdot s}\right]$$

$$k_L a_A = 0{,}000915 \left[\frac{kmol}{m^2 \cdot s} \cdot \frac{m^3}{kmol}\right] \cdot 55{,}556 \left[\frac{kmol}{m^3}\right] \cdot 355{,}196 \left[\frac{m^2}{m^3}\right] = 18{,}065 \left[\frac{kmol}{m^3 \cdot s}\right]$$

$$\frac{1}{K_y a} = \frac{1}{k_G a_A} + \frac{K_{KOH}}{k_L a_A} \quad \rightarrow \quad K_y a = 4{,}381 \left[\frac{kmol}{m^3 \cdot s}\right]$$

Anexo E.- Metodología Kern para las dimensiones de los intercambiadores de calor

La metodología Kern permite estimar las dimensiones de los intercambiadores de calor para unas condiciones de operación conocidas. Inicialmente se definen las propiedades fisicoquímicas de las corrientes involucradas, luego mediante el balance de energía se determina el flujo de calor. Posteriormente se supone un coeficiente global de transferencia de calor y se estima el área de transferencia, luego se propone una configuración de los tubos cuya área sea próxima al valor anterior. A continuación, mediante correlaciones se estiman los coeficientes de transferencia de calor interior y exterior, para determinar el coeficiente global y obtener una comparación con el valor inicial. Se espera un error menor al 30% para que la carga térmica sea aceptable, en caso contrario se propone una nueva configuración del intercambiador. Además, para garantizar que las dimensiones del equipo cumplen con la transferencia de calor requerida, se valida que las velocidades y caídas de presión se encuentren entre rangos recomendados [417]. A modo de ejemplo se procede a estimar las dimensiones del intercambiador IC-102 (Figura 5.23). El balance de energía resulta:

$$F_{170} \cdot c_{p,H_2} \cdot (T_{170} - T_{ref}) + F_{206} \cdot c_{p,H_2O} \cdot (T_{206} - T_{ref}) = F_{172} \cdot c_{p,H_2} \cdot (T_{172} - T_{ref}) + F_{207} \cdot c_{p,H_2O} \cdot (T_{207} - T_{ref})$$

$$F_{H_2} \cdot c_{p,H_2} \cdot (T_{170} - T_{172}) = F_{H_2O} \cdot Cp_{H_2O} \cdot (T_{207} - T_{206})$$

El área del intercambiador se estima al asumir un coeficiente global de transferencia de calor con la forma integrada de la ecuación de Fourier.

$$\dot{Q} = F_{H_2} \cdot c_{p,H_2} \cdot (T_{170} - T_{172}) = A \cdot U \cdot F_t \cdot LMTD$$

Donde $\dot{Q}$: Flujo de calor [kJ/h], F_{H_2}: Caudal masico de H_2 [kg/h], c_{p,H_2}: Calor especifico [kJ/kg·K], ΔT: Diferencia de temperatura entre entrada y salida [K], A: Área de transferencia de calor [m^2], U: El coeficiente global de transferencia de calor [$W/m^2 \cdot K$], F_t: Factor de corrección y LMTD: Diferencia logarítmica promedio de la temperatura [K]. El valor de LMTD se determina con una configuración de flujo a contracorriente [417].

$$LMTD = \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{\ln\left(\frac{T_1 - t_2}{T_2 - t_1}\right)}$$

Donde T_1 y T_2 son las temperaturas del fluido caliente (H_2), t_1 y t_2 son las temperaturas del fluido frío (H_2O) ambas en [K]. La Tabla 8-7 describe la diferencia entre las corrientes.

Tabla 8-7 Diferencia de temperaturas intercambiador de calor IC-102

Fluido Caliente H_2	Diferencia	Fluido Frío, H_2O	Diferencia
456,39	Alta temperatura	323,20	133,19
298,20	Baja temperatura	293,20	5,00
158,19	Diferencias	30,00	128,19

Al valor LMTD se aplica un factor de corrección (Ft) para rectificar posibles desviaciones. Este se obtiene de cartas que expresan distintas configuraciones [418].

Con la carga térmica, la diferencia de temperatura logarítmica y el factor de corrección definidos, se puede asumir un valor recomendado del coeficiente global para obtener el área de transferencia. Obtenida el área de transferencia se procede a definir la configuración del intercambiador. Se escoge un intercambiador de 1 paso por la coraza y 8 pasos por los tubos. Los tubos poseen un largo de 4 [m] y se configuran en arreglos triangular con un paso entre tubos de 1,875 [in], un diámetro externo igual a 1,50 [in] y un diámetro interno igual a 1,17 [in]. Se procede a determinar el número admisible de tubos (N_t) según la siguiente expresión.

$$N_t = \frac{A}{n \cdot L \cdot \pi \cdot d_e}$$

Donde n: Número de pasos, L: Largo del tubo [m], d_e: Diámetro externo tubo [m]. Con la configuración y el número de tubos definidos se procede a estimar los flujos masicos por unidad de área para ambos lados, según las siguientes expresiones [417].

$$A_{flujo\ coraza} = \frac{DI \cdot C \cdot B}{P_t} \qquad G_{H_2} = \frac{F_{H_2}}{A_{flujo\ coraza}}$$

$$A_{flujo\ tubos} = \frac{\pi \cdot d_i^2 \cdot N_t}{n} \qquad G_{H_2O} = \frac{F_{H_2O}}{A_{flujo\ tubo}}$$

Donde DI: diámetro interior coraza [m], C: Espacio libre entre tubos [m], B: espaciado entre deflectores [m], P_t: paso entre tubos [m], F_{H_2}: Caudal másico de H_2 [kg/h], G_{H_2}: Caudal masico por unidad de área de H_2 [kg/h·m^2] y d_i: diámetro interior tubo [m].

A continuación, se estiman los coeficientes de transferencia de calor interior y exterior en base a correlaciones, ambas en régimen turbulento y en función de los números adimensionales de Nusselt, Reynolds y Prandtl [417]. El coeficiente de transferencia de calor interior (h_i) está determinado por la siguiente expresión.

$$Nu = \frac{h_i \cdot d_i}{k_{H_2O}} = 0{,}027 \cdot Re^{0{,}8} \cdot Pr^{\frac{1}{3}} \cdot \left(\frac{\mu_{H_2O}}{\mu_{wH_2O}}\right) = 0{,}027 \left(\frac{G_{H_2O} \cdot d_i}{\mu_{H_2O}}\right)^{0{,}8} \left(\frac{c_{pH_2O} \cdot \mu_{H_2O}}{k_{H_2O}}\right)^{1/3} \left(\frac{\mu_{H_2O}}{\mu_{wH_2O}}\right)$$

Todas las propiedades anteriores se refieren al agua de refrigeración. G: Caudal másico [kg/m^2·h], μ: Viscosidad [kg/m·s], c_p: Calor especifico [kJ/kg·K] y k: Conductividad térmica [W/m·K]. El factor de corrección de viscosidad (μ_{H_2O}/μ_{wH_2O}) se asume igual a 1 [-]. El coeficiente exterior (h_0) se estima de igual manera con la siguiente correlación [417].

$$Nu = \frac{h_0 \cdot D_e}{k_{H_2}} = 0{,}36 \cdot Re^{0{,}55} \cdot Pr^{\frac{1}{3}} \cdot \left(\frac{\mu_{H_2}}{\mu_{w,H_2}}\right) = 0{,}36 \left(\frac{G_{H_2} \cdot D_e}{\mu_{H_2}}\right)^{0{,}8} \left(\frac{c_{pH_2} \cdot \mu_{H_2}}{k_{H_2}}\right)^{\frac{1}{3}} \left(\frac{\mu_{H_2}}{\mu_{w,H_2}}\right)$$

Las propiedades anteriores se refieren al caudal de H_2. El diámetro equivalente (D_e) [m] se expresa en función del tipo de arreglo seleccionado. Para un arreglo triangular se tiene [417].

$$D_e = \frac{1{,}1}{d_e} \cdot (P_t^2 - 0{,}917 d_e^2)$$

El coeficiente global que incluye todas las resistencias en el intercambiador de calor corresponde al coeficiente de diseño [419].

$$\frac{1}{U_D} = \frac{1}{h_0} + \frac{1}{h_{0d}} + \frac{d_e \cdot \ln\left(\frac{d_e}{d_i}\right)}{2 \cdot k_w} + \frac{d_e}{d_i h_{id}} + \frac{d_e}{d_i h_i}$$

Donde h_{0d}: coeficiente de ensuciamiento exterior [W/m$^{2\cdot}$K], k_w: conductividad térmica de la pared del tubo [W/m$^{2\cdot}$K], h_{0i}: coeficiente de ensuciamiento interior [W/m$^{2\cdot}$K] y U_D: coeficiente global de transferencia de calor [W/m$^{2\cdot}$K]. El valor del coeficiente global obtenido en esta última instancia se compara con el asumido inicialmente y si el error entre ambos es menor al 30% se considera un diseño aceptable para la carga térmica. Además, es necesario evaluar si el factor de obstrucción permite que el equipo funcione por un periodo prolongado, evitando limpiezas frecuentes al interior del intercambiador. Para asegurar el correcto funcionamiento se debe calcular el factor de obstrucción, el cual debe ser igual o mayor a los valores recomendados [417].

$$R_{d,calculado} = \frac{U_C - U_D}{U_C \cdot U_D} \qquad \rightarrow \qquad U_C = \frac{h_{io} \cdot h_0}{h_{io} + h_0}$$

Donde U_C: Es el coeficiente global limpio [W/m$^{2\cdot}$K], el cual representa al proceso sin resistencia de incrustaciones u obstrucciones al interior y exterior de los tubos [419]. El factor de obstrucción depositado corresponde a la suma de los valores recomendados para cada fluido. El coeficiente depositado para el intercambiador IC-102 resulta.

$$R_{d,requerido} = R_{agua\ refrigeración} + R_{gas\ industrial} = 0{,}0004\ \left[\frac{m^2 \cdot K}{W}\right]$$

Finalmente es necesario comprobar la caída de presión por los tubos, la cual se define mediante la siguiente expresión, con un factor de fricción en régimen turbulento [417].

$$\Delta P_{tubos} = \frac{4f \cdot n \cdot L \cdot {G_{H_2O}}^2}{d_i \cdot 2 \cdot \rho_{H_2O}} + \frac{4n \cdot {G_{H_2O}}^2}{2 \cdot \rho_{H_2O}} \qquad \rightarrow \qquad f = 0{,}0014 + \frac{0{,}125}{Re^{0{,}32}}$$

La caída de presión por la coraza se estima en función del número de cruces (N+1) y el factor de fricción para un regimen turbulento depende del número de Reynolds [417].

$$\Delta P_{coraza} = \frac{f\ (N+1) \cdot DI \cdot {G_{H_2}}^2}{D_e \cdot 2 \cdot \rho_{H_2}} \qquad \rightarrow \qquad f = 1{,}728 \cdot Re^{-0{,}188}$$

Para garantizar que las dimensiones del equipo cumplan con la transferencia de calor requerida, es necesario que las velocidades y las caídas de presión se encuentren en rangos recomendados. Se sugiere los siguientes valores para ambos lados [419].

$$1{,}5\ \left[\frac{m}{s}\right] < v_{H_2O} < 2{,}5\ \left[\frac{m}{s}\right] \qquad \Delta P_{tubos} < 0{,}7\ [bar] = 10\ [psi]$$

$$5\left[\frac{m}{s}\right] < v_{H_2} < 10\ \left[\frac{m}{s}\right] \qquad \Delta P_{coraza} < 0{,}14\ [bar] = 2\ [psi]$$

Anexo F.- Diseño de sistema de osmosis inversa

La presión neta impulsora del modelo de transporte solución-difusión de las membranas de osmosis inversa se estiman con la siguiente metodología [420].

$$Q_P = A \cdot S_m \cdot (\Delta P - \Delta\pi) = A \cdot S_m \cdot \left(P_{fi} - \frac{\Delta P_{fbi}}{2} - P_{Pi} - \pi_{mi} + \pi_{Pi}\right)$$

Donde A: Coeficiente de permeabilidad [$m^3/(m^2 \cdot s \cdot Pa)$], S_m: Área de la membrana [m^2], $(\Delta P - \Delta\pi)$: Presión neta impulsora, P_{fi}: Presión de alimentación [bar], ΔP_{fbi}: Caída de presión [bar], P_{Pi}: Presión en permeado [bar], π_{mi}: Presión osmótica en la superficie de la membrana y π_{Pi}: Presión osmótica en permeado [bar]. La caída de presión se obtiene mediante [420].

$$\Delta P_{fbi} = \lambda \frac{L \cdot \rho \cdot v_{fb}^2}{2 \cdot d_h}$$

Donde λ: Coeficiente de fricción [-], L: Largo de la membrana [m], ρ: Densidad promedio alimentación- rechazo [kg/m^3], d_h: Diámetro hidráulico en el canal de entrada, v_{fb}: Velocidad promedio alimentación- rechazo [m/s]. El coeficiente de fricción se obtiene mediante la siguiente correlación, en función del número de Reynolds y el factor $K_\lambda = 1{,}9$ [420].

$$\lambda = K_\lambda \cdot 1{,}5 \cdot Re^{-0{,}4}$$

La presión osmótica en la superficie de la membrana se define con la siguiente ecuación.

$$\pi_{mi} = \pi_{fi} \cdot \frac{C_{fb}}{C_f} \cdot PF$$

Donde C_{fb}: Promedio de la concentración de los iones en la alimentación y rechazo [mg/L], C_f: Concentración de los iones en la alimentación [mg/L], PF: Factor de polarización de concentración y π_{fi}: Presión osmótica en la alimentación [bar]. El factor de polarización (PF) es un factor de corrección que representa el exceso de la concentración de sales en la superficie de la membrana. El valor de PF se determina mediante el flujo por unidad de área [$m^3/(m^2 \cdot h)$] y el coeficiente de transferencia de masa (k [m/s]), cuya expresión resulta [420].

$$PF = e^{J/k}$$

La siguiente correlación expresa el coeficiente de transferencia de masa en función del número de Sherwood (Sh), Reynolds (Re) y Schmidt (Sc) [420].

$$Sh = \frac{k \cdot d_h}{D} = 0{,}26 \cdot Re^{0{,}57} \cdot Sc^{0{,}37} = 0{,}26 \cdot \left(\frac{\rho \cdot v_{fb} \cdot d_h}{\mu}\right)^{0{,}57} \cdot \left(\frac{\mu}{D \cdot \rho}\right)^{0{,}37}$$

En la cual, los términos corresponden a D: Coeficiente de difusión [m^2/s], ρ: Densidad del agua y μ: Viscosidad del agua [$kg/m \cdot s$]. La presión osmótica de una solución se determina mediante la siguiente expresión [421].

$$\pi = R \cdot (T + 273{,}2) \cdot \Phi \cdot \sum mi$$

Donde R: Constante universal de los gases 0,08312 [L˙bar/K˙mol], Φ: Coeficiente osmótico y $\sum mi$: Sumatoria de todas las molalidades [mol/kg solvente] de todos los iones presentes en la solución. La molalidad de cada componente se determina según [421].

$$m_i = \frac{C_i}{1000 \cdot PM_i \left(1 - \frac{TSD}{10^6}\right)}$$

Donde C_i: Concentración del ion "i" en la solución [mg/L], PM_i: Peso molecular del ion [g/mol], TSD: Total de solidos disueltos en la solución [mg/L]. El coeficiente osmótico (Φ) se estima con las fuerzas iónicas (I, I') y con los coeficientes empíricos (A, B, C, D, S) [421].

$$\Phi = 1 - \frac{S}{3{,}375 \cdot I}\left(A - 2 \cdot \ln(A) - \frac{1}{A}\right) + B \cdot I' + C \cdot I'^2$$

$$I = \frac{1}{2}\sum(mi \cdot zi^2) \quad \rightarrow \quad I' = \frac{1}{2}\sum mi \quad \rightarrow \quad A = 1 + 1{,}5 \cdot I^{1/2}$$

$$S = 1{,}17202 \cdot \left(\frac{\sum(mi \cdot zi^2)}{\sum mi}\right)\left[\frac{23375{,}556}{D \cdot (T + 273{,}2)}\right]^{3/2} \cdot \rho^{1/2}$$

$$B = 6{,}72817 - \frac{348{,}662}{(T + 273{,}2)} - 0{,}071307 \cdot \ln(T + 273{,}2) \rightarrow C = \frac{40{,}5016}{(T + 273{,}2)} - 0{,}721404 + 0{,}103915 \cdot \ln(T + 273{,}2)$$

$$D = 233{,}76 + \frac{5321}{(T + 273{,}2)} - 0{,}9297 \cdot (T + 273{,}2) + 0{,}001417(T + 273{,}2)^2 - 8{,}292 \cdot 10^{-7} \cdot (T + 273{,}2)^3$$

Anexo G.- Esquema propuesto planta de osmosis inversa

El Figura 8.4 representa la configuración del sistema de osmosis inversa. El sistema se compone de un paso y tres etapas, donde el rechazo de cada etapa alimenta a la siguiente (total 16 membranas). Se estima una recuperación del 83% y un rechazo del 99%.

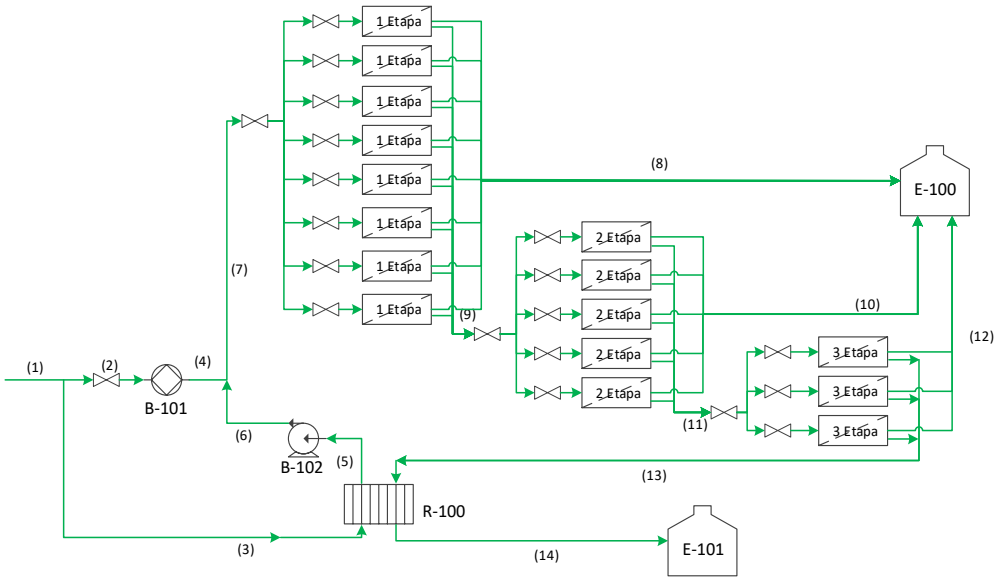


Figura 8.4 Configuración propuesta para el sistema de osmosis inversa

Anexo H.- Metodología dimensiones y condiciones de operación bombas

La siguiente metodología corresponde a la secuencia de pasos para dimensionar y determinar las condiciones de operación de las bombas en el proceso.

- Estimar el trabajo de la bomba mediante un balance de energía mecánica
- Determinar las pérdidas por fricción tuberías, mediante la ecuación de Colebrook-White
- Calcular la potencia y el consumo energético de la bomba
- Estimar el NPSH disponible y compararlo con NPSH requerido por la bomba

El balance de energía mecánica de la bomba se estima según la siguiente expresión [422].

$$\frac{1}{2}(v_2^2 - v_1^2) + g(z_2 - z_1) + \frac{P_2 - P_1}{\rho} + \sum F + W_s = 0$$

Donde v: Velocidad del fluido [m/s], z: Altura [m], P: Presión del fluido [Pa], g: Aceleración de la gravedad [m/s^2], ρ: densidad del fluido [kg/m^3], $\sum F$: Pérdidas por fricción y W_s: Energía que la bomba suministra al fluido [J/kg]. Los subíndices se refieren a los puntos de referencia 1) Aguas arriba y 2) Aguas abajo [422]. Las pérdidas por fricción resultan:

$$\sum F = \left(4f\frac{\Delta L}{D} + K_l\right)\frac{v^2}{2}$$

Donde ΔL: Largo de la tubería, D: Diámetro de la tubería, K_l: Pérdidas por fricción en accesorios, v: Velocidad del fluido y f: Factor de fricción. Se emplea la ecuación de Colebrook-White para determinar el factor de fricción a través de iteraciones sucesivas [423].

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -0{,}86 \cdot ln\left[\frac{\varepsilon}{3{,}7 \cdot D} + \frac{2{,}51}{Re \cdot \sqrt{f}}\right]$$

Se utiliza una rugosidad absoluta del acero comercial (ε) igual a 0,0457 [mm], el cual se utiliza para todas las tuberías. Finalmente, la potencia de la bomba se obtiene mediante [422].

$$W_p = \frac{W_s \cdot Q}{\eta}\left[\frac{J}{kg}\right]\left[\frac{kg}{s}\right]\left[\frac{W \cdot s}{J}\right]\frac{1}{1000}\left[\frac{kW}{W}\right]$$

Donde W_p: Potencia [kW], Q: caudal a impulsar [kg/s], η: Eficiencia [%] y W_s: Trabajo [J/kg]. El consumo energético se obtiene al multiplicar la potencia por el tiempo en operación. Para el correcto funcionamiento, es necesario que una cantidad de agua ingrese libremente a la primera etapa del impulsor. Esta condición se cumple cuando la altura neta positiva de succión disponible es mayor a la requerida ($NPSH_A > NPSH_R$) evitando la cavitación. La $NPSH_R$ se entrega por curvas del fabricante, mientras que la $NPSH_A$ se obtiene según [422].

$$NPSH_A = H_a + H_s - H_f - H_{vp}$$

Donde H_a: presión atmosférica, H_s: Carga de succión, H_f: Perdidas fricción y H_{vp}: Presión de vapor, todas en unidades [m H_2O].

Anexo I.- Calidad del agua en distintas etapas del proceso

Tabla 8-8 Concentraciones iónicas de las corrientes de proceso en el sistema de osmosis inversa

Composición iónica [mg/L]	Cuenca el Paipote	Pretratamiento	Osmosis inversa	Recirculación	Mezcla	Agua de proceso	Circuito de refrigeración
Ca^{+2}	300,0000	288,1200	4,6243	0,0850	2,8774	0,0069	280,1517
Mg^{+2}	0,7900	0,7587	0,0122	0,0010	0,0079	0,0000	0,7377
Na^{+1}	92,0000	88,4356	1,4194	0,0039	0,8747	0,0021	85,9132
K^{+1}	3,0000	2,8812	0,0462	0,0010	0,0288	0,0001	2,8015
Ba^{+2}	0,0120	1,4815	0,0238	0,0053	0,0167	0,0000	0,0112
Fe^{+2}	0,7800	0,7491	0,0120	0,0130	0,0124	0,0000	0,7284
Mn^{+2}	0,0130	0,0125	0,0002	0,0000	0,0001	0,0000	0,0121
Zn^{+2}	0,0100	0,0096	0,0002	0,0084	0,0033	0,0000	0,0093
Cu^{+2}	0,0100	0,0096	0,0002	0,0160	0,0063	0,0000	0,0093
Al^{+3}	0,0390	0,0375	0,0006	0,2190	0,0846	0,0002	0,0364
Be^{+2}	0,0020	0,0019	0,0000	0,0010	0,0004	0,0000	0,0019
Co^{+2}	0,0020	0,0019	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0019
Li^{+1}	0,0400	0,0384	0,0006	0,0023	0,0013	0,0000	0,0374
Mo^{+4}	0,0240	0,0230	0,0004	0,0000	0,0002	0,0000	0,0224
Ni^{+2}	0,0050	0,0048	0,0001	0,0890	0,0343	0,0001	0,0047
SO_4^{-2}	470,0000	451,3880	7,2448	0,4810	4,6418	0,0111	438,9044
Cl^{-1}	63,0000	60,5386	0,9716	0,5710	0,8175	0,0020	58,8319
HCO_3^{-1}	457,7390	439,6125	7,0558	0,1000	4,3789	0,0104	427,4546
CO_3^{-2}	0,5460	0,5244	0,0084	0,0010	0,0056	0,0000	0,5099
F^{-1}	0,4200	0,4034	0,0065	0,0510	0,0236	0,0001	0,3922
NO_3^{-1}	3,0000	2,8812	0,0462	0,0500	0,0477	0,0001	2,8015
NO_2^{-1}	0,0000	0,0000	0,0000	0,0550	0,0212	0,0001	0,0000
PO_4^{-3}	0,0000	1,4700	0,0236	0,0000	0,0145	0,0000	0,0000
SiO_2	20,0000	19,2080	0,3083	0,0000	0,1896	0,0005	18,6768
CO_2	52,7650	50,6755	0,8133	0,0030	0,5015	0,0012	49,2740
As^{+3}	0,0050	0,0048	0,0001	0,0010	0,0004	0,0000	0,0047
B^{+3}	0,7500	0,7203	0,0116	0,0000	0,0071	0,0000	0,7004
Cd^{+2}	0,0020	0,0019	0,0000	0,0010	0,0004	0,0000	0,0019
Hg^{+2}	0,0003	0,0003	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0003
Pb^{+2}	0,0020	0,0019	0,0000	0,0010	0,0004	0,0000	0,0019
Se^{+2}	0,0050	0,0048	0,0001	0,0010	0,0004	0,0000	0,0047
Cr^{+3}	0,0010	0,0010	0,0000	0,0010	0,0004	0,0000	0,0009
TSD	**1464,9623**	**1410,0020**	**22,6305**	**1,7619**	**14,5994**	**0,0348**	**1368,0392**

Anexo J.- Inversiones equipos en distintos escenarios

Tabla 8-9 Costos unitarios e inversiones en distintos escenarios

Equipos	Valor unitario			Unidades	Inversión [USD]		
	Optimista	Probable	Pesimista		Optimista	Probable	Pesimista
Electrolizador alcalino	411	979	1.854	[USD/kW]	31.690.367	75.403.319	142.814.633
Compresor H_2	773	1.202	1.730	[USD/kW]	2.174.560	3.382.274	4.867.374
Compresor O_2	884	1.105	1.325	[USD/kW]	1.202.629	1.503.286	1.803.943
Estanque H_2 (30 bar)	498	575	678	[USD/kg]	3.112.826	3.595.535	4.239.332
Estanque O_2 (30 bar)	30	38	45	[USD/kg]	1.493.743	1.867.179	2.240.615
Estanque H_2 (350 bar)	500	805	1.000	[USD/kg]	6.522.922	10.497.941	13.045.844
Estanque O_2 (350 bar)	36	45	54	[USD/kg]	3.760.013	4.700.016	5.640.020
Celda de combustible PEM	525	2.168	4.360	[USD/kW]	10.220.080	42.183.910	84.852.701
Torre enfriamiento	6.677	7.543	8.410	[USD/MMBtu/h]	216.660	244.786	272.912
Osmosis inversa	6.970	9.293	11.616	[USD/(m^3/h)]	161.751	215.668	269.586
Intercambio iónico	5.787	8.219	10.651	[USD/(m^3/h)]	181.220	257.375	333.529
Inversión en equipos					**60.736.770**	**143.851.289**	**260.380.487**
Costos directos					**25.509.443**	**136.658.725**	**385.363.121**
Costos indirectos					**9.717.883**	**55.382.746**	**158.832.097**
Inversión en capital fijo					**95.964.097**	**335.892.760**	**804.575.705**

Anexo K.- Costos directos y costos indirectos

Tabla 8-10 Costos directos e indirectos como porcentaje de los costos de inversión en equipos [380]

Costos directos	Optimista	Probable	Pesimista
Compra	15%	28%	40%
Instalación	6%	10%	14%
Instrumentación y Control	2%	7%	12%
Tuberías	4%	11%	17%
Electricidad	2%	6%	10%
Edificios	2%	10%	18%
Patios	2%	4%	5%
Servicios	8%	19%	30%
Terreno	1%	2%	2%
Costos indirectos	**Optimista**	**Probable**	**Pesimista**
Ingeniería y Supervisión	4%	13%	21%
Costos de Construcción	4%	10%	16%
Costos legales	1%	2%	3%
Utilidades del Contratista	2%	4%	6%
Contingencia / imprevistos	5%	10%	15%

Anexo L.- Costos variables para cada escenario

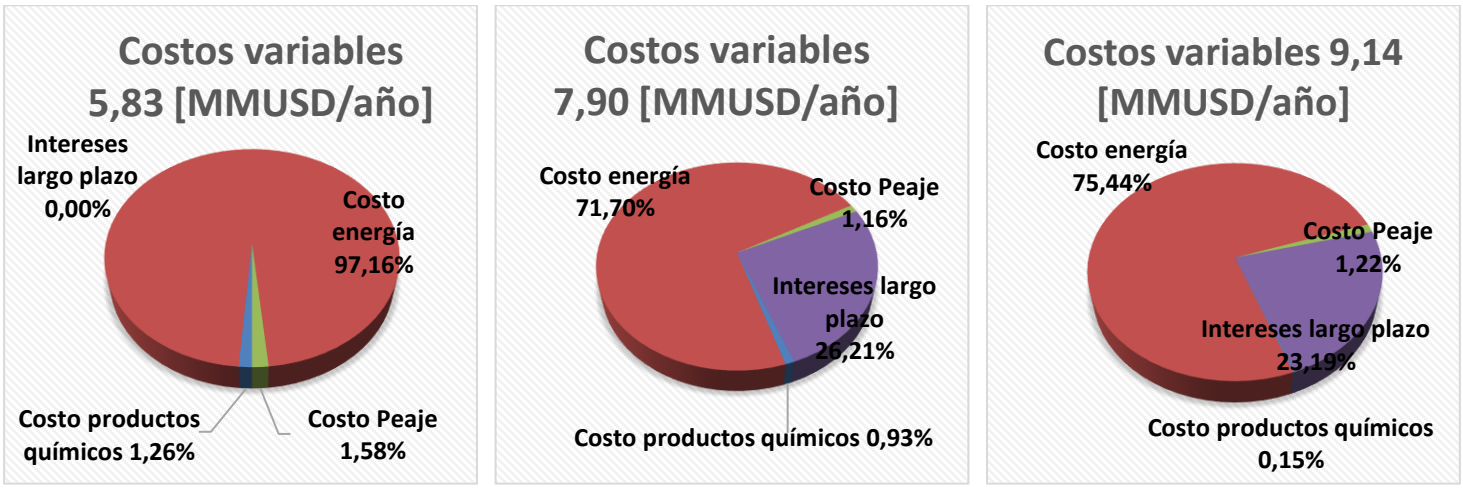


Figura 8.5 Costos variables escenario optimista proyecto puro, financiado 50% y financiado 80%

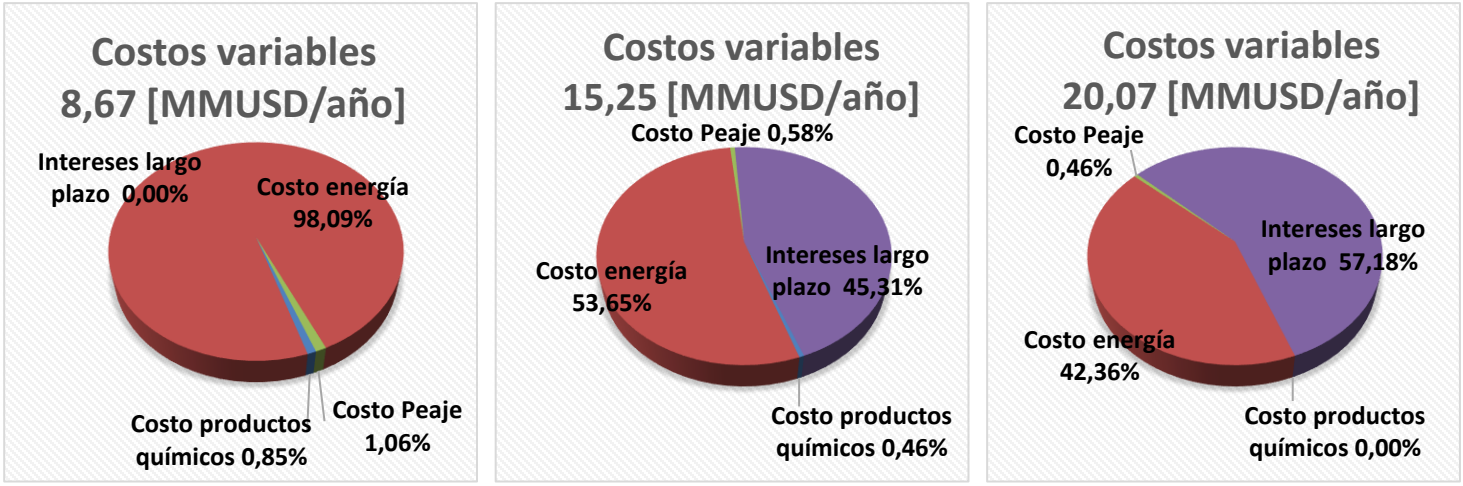


Figura 8.6 Costos variables escenario probable proyecto puro, financiado 50% y financiado 80%

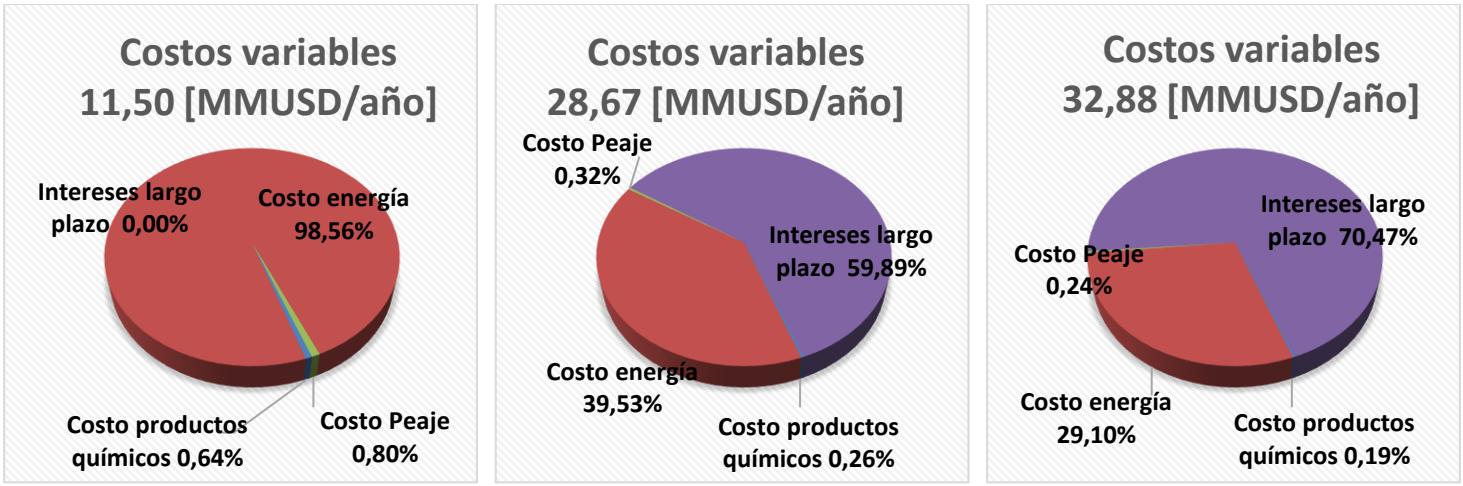


Figura 8.7 Costos variables escenario pesimista proyecto puro, financiado 50% y financiado 80%

Anexo M.- Costos fijos para cada escenario

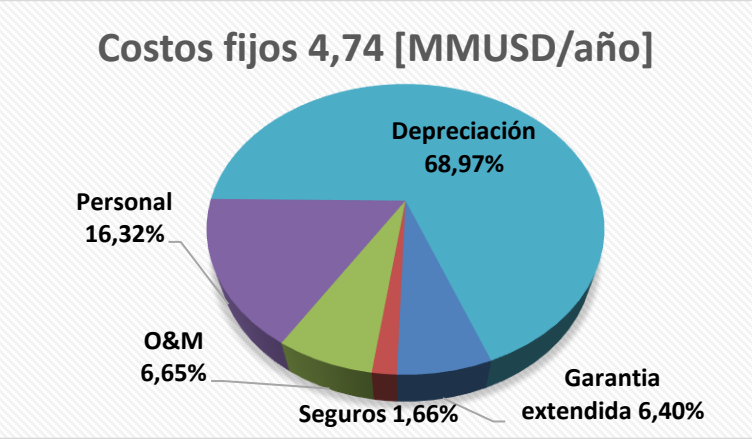


Figura 8.8 Costos fijos escenario optimista proyecto puro, financiado 50% y financiado 80%

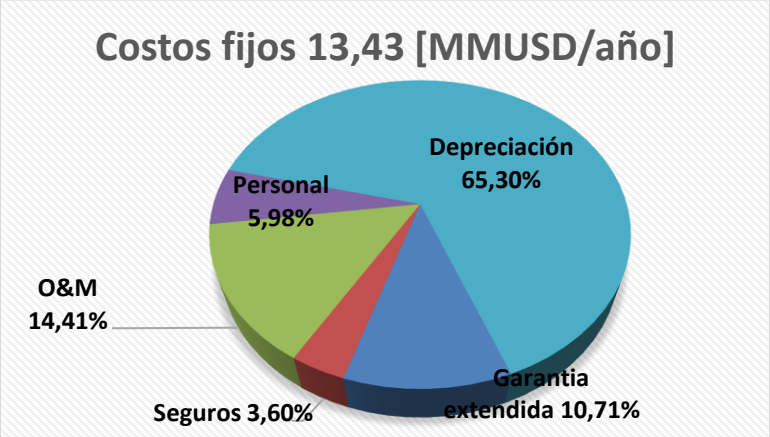


Figura 8.9 Costos fijos escenario probable proyecto puro, financiado 50% y financiado 80%

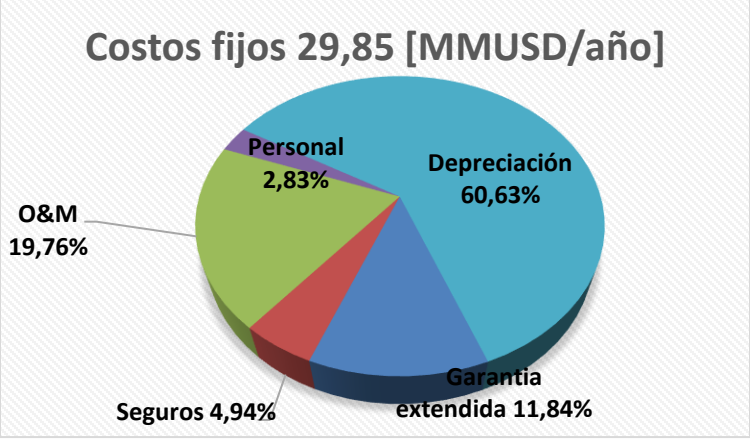


Figura 8.10 Costos fijos escenario pesimista proyecto puro, financiado 50% y financiado 80%

Referencias

[1] **CNE, Comisión Nacional de Energía**. 2018. *Energía abierta. Balance de energía*. [En línea] <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/importaciones-y-exportaciones/> [Consulta 2020]

[2] **CNE, Comisión Nacional de Energía**. 2020. *Anuario estadístico de energía 2020*. Santiago, Chile. Página 45-193

[3] **Chile. Ministerio de Energía.** Octubre 2013. *Ley 20.698, Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales*. Página 76-116.

[4] **Lazard. 2020**. *Lazard´s levelized cost of energy analysis - version 14.0*. United States and global. Page 11-20

[5] **IEA, International Energy Agency**. 2019. *World Energy Outlook 2019*. Page 132-810

[6] **Center for Climate and Resilience Research**. 2020. *El aire que respiramos: pasado, presente y futuro.* Santiago, Chile. Página 48-102

[7] **Andrés Pica y Enzo Sauma**. 2015. *Los desafíos de la utilización de energías renovables no convencionales intermitentes*. Centro de políticas públicas, Facultad de ingeniería Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago, Chile. Página 5-15.

[8] **CDEC-SING**. Diciembre 2016. *Estudio ERNC. Flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el año 2021*. Chile. Página 36-74.

[9] **Juan Carlos Olmedo y James Clerc**. 2013. *Costos de integración de ERNC intermitentes y estacionales: Convergiendo costos privados con costos sociales.* Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago, Chile. Página 13-30.

[10] **CEP, Centro de Estudios Públicos**. 2017. *Energías renovables en Chile Hacia una inserción eficiente en la matriz eléctrica*. Santiago, Chile. Centro de estudios públicos CEP. Página 146-231.

[11] **Raimundo Larrea**. 2015. *Análisis de la respuesta en frecuencia en sistemas de potencia con altos niveles de generación variable sin inercia*. Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico. Santiago de Chile. Universidad de Chile. página 2-47.

[12] **Systep**. 2017. *Desafíos de la alta penetración de renovables variables en Chile*. Complex energy systems worshop. Santiago, Chile. Pontificia Universidad Católica de Chile Departamento de Ingeniería Eléctrica. Página 21-54

[13] **Centro de Energía**. 2019. *Concepto de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional*. Santiago, Chile. Facultad de Ciencias Físicas Universidad de Chile. Página 55-79

[14] **CEN, Coordinador Eléctrico Nacional**. Septiembre 2020. *Informe de Servicios Complementarios año 2020*. Santiago, Chile. Página 9-123.

[15] **Farhad Billimoria**. 2019. *Energy storage in the National Electricity Market*. Santiago, Chile. AEMO, Australian Energy Market Operator. Storage Systems in the Electrical Sector. [Presentation]. Page 4-13.

[16] **CNE, Comisión Nacional de Energía**. Mayo 2017. *Reglamento de SSCC. Mesa de trabajo N°4*. Santiago, Chile. Página 11-22.

[17] **Comisión Asesora, Ministerio de energía.** 2019. *Estrategia de flexibilidad para el sistema eléctrico nacional*. Chile. Ministerio de Energía. Página 11-58.

[18] **Comisión Asesora, Ministerio de energía**. 2019. *Estrategia de flexibilidad para el sistema eléctrico nacional*. Chile. Ministerio de Energía. Página 28-58.

[19] **Systep**. 2019. *Los Clientes Libres y los cambios esperados de la Ley de Flexibilidad*. Seminario Acenor. Chile. Página 6-22.

[20] **IEA, International Energy Agency**. 2015. *Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells, Energy perspectives.* Paris, France. Page 20-81.

[21] **Xing Luo et al**. 2015. *Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation*. Journal of Applied Energy. Volume 137. Page 525-536.

[22] **K. Nikiforow et al**. 2018. *Power ramp rate capabilities of a 5 kW proton Exchange membrane fuel cell system with discrete ejector control.* Journal of power sources. Volume 381. Page 34-37.

[23] **CNE, Comisión Nacional de Energía**. 2020. *Capacidad instalada en generación*. Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Chile

[24] **GIZ. Energías renovables en Chile**. 2014. *El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé*. Santiago, Chile. Página 130-145.

[25] **CNE, Comisión Nacional de Energía**. 2018. *Energía abierta. Balance de energía*. [En línea] <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/> [Consulta 2020].

[26] **Xing Luo et al**. 2015. *Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation*. Journal of Applied Energy. Volume 137. Page 511-536.

[27] **Endesa, Real Academia de Ingeniería**. 2017. *Observatorio "Energía e Innovación". El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*. España. Página 88-166

[28] **Mathew Aneke et al.** 2016. *Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review*. Journal Applied Energy. Volume 179. Page 365-377.

[29] **Haisheng Chenab et al**. 2009. *Progress in electrical energy storage system: A critical review.* Progress in Natural Science. Volume 19 (3). Page 292-312.

[30] **CNE, Comisión Nacional de Energía**. 2020. *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*. Santiago, Chile. Página 71-145.

[31] **CEN, Coordinador Eléctrico Nacional**. 2020. *Informe de Servicios Complementarios año 2020*. Santiago, Chile. Página 12-123.

[32] **CEN, Coordinador Eléctrico Nacional**. 2020. *Informe de Servicios Complementarios año 2020*. Santiago, Chile. Página 17-123.

[33] **CNE, Comisión Nacional de Energía**. 2020. *Informe de definición de Servicios Complementarios*. Santiago, Chile. Página 27-29.

[34] **Javier Sagredo**. 2016. *Resonancia subsincrónica producto de la interconexión SING-SIC*. Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico. Santiago, Chile. Universidad de Chile, Departamento de ingeniería eléctrica. Página 7-75.

[35] **CNE, Comisión Nacional de Energía**. 2005. *La regulación del segmento de transmisión en Chile*. Santiago, Chile. Página 22-158.

[36] **Sandia National Laboratories**. 2009. *Electric utility trasmission and distribution upgrade deferral benefits from modular electricity storage*. Albuquerque, New Mexico, California. United States. Sandia report. Page 9-80.

[37] **C. Bayliss and B. Hardy**. 2007. *Transmission and Distribution Electrical Engineering*. Third edition. Elsevier. Burlington USA. Page 115-1039.

[38] **Om Prakash Mahela and Abdul Gafoor Shaik**. 2016. *Power quality improvement in distribution network using DSTATCOM with battery energy storage system*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. Volume 83. Page 229-240.

[39] **Haisheng Chen et al**. 2009. *Progress in electrical energy storage system: A critical review*. Progress in Natural Science. Volume 19 (3). Page 293-312.

[40] **Energy Storage Association**. 2013. *End-User Bill Management*. [Online]. <http://energystorage.org/energy-storage/technology-applications/end-user-bill-management> [Consult 2020]

[41] **M.A. Hannana et al**. 2017. *Review of energy storage systems for electric vehicle applications: Issues and challenges*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 69. Page 772-789.

[42] **S. Vejdan and S. Grijalva**. 2018. *The expected revenue of energy storage from energy arbitrage service based on the statistics of realistic market data*. IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC), College Station. Texas, USA. Page 1-6.

[43] **P. Denholm.** 2012. *Energy storage to reduce renewable energy curtailment*. IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA. Page 3-4**.**

[44] **S. A. Abdelrazek and S. Kamalasadan.** 2016. *Integrated PV Capacity Firming and Energy Time Shift Battery Energy Storage Management Using Energy-Oriented Optimization*. IEEE Transactions on Industry Applications. Volume 52. Page 2611-2617.

[45] **Arman Uluoglu**. 2010. *Solar hydrogen stand-alone power system design and simulation*. Thesis for the degree of Master of Science in mechanical engineering. Ankara, Turkey. Middle East Technical University. Page 2-105.

[46] **Mohammed Yekini Suberu et al**. 2014. *Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 35. Page 510-514.

[47] **IEC, International Electrotechnical Commission**. 2011. *Electrical Energy Storage*. White Paper. Switzerland. Page 17-78.

[48] **DOE Global energy storage database**. *Energy Storage Projects*. [Online] <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database-home/> [Consult 2020].

[49] **Jonathan Monsalve**. 2016. *Evaluación del beneficio de una unidad de almacenamiento por bombeo en Colbún bajo requerimientos de riego*. Memoria para optar al título de ingeniero Civil Eléctrico. Santiago Chile. Universidad de Chile. Página 5-113

[50] **IRENA, International Renewable Energy Agency**. 2017. *Electricity storage and renewables*. Cost and markets 2030. United Arab Emirates. Page 55-132.

[51] **Jean Arseneaux**. 2010. *Beacon Power 20 MW frequency regulation plant*. National energy technology laboratory. United States. Page 5-38.

[52] **Francisco Díaz et al.** 2012. *A review of energy storage technologies for wind power applications*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 16 (4). Page 2157-2171.

[53] **Geoffrey J. May et al**. February 2018. *Lead batteries for utility energy storage: A review*. Journal of energy storage. Volume 15. Pages 147-157.

[54] **EASE, European association of storage energy**. 2016. *Sodium Sulphur battery*. Electrochemical energy storage. Brussels, Belgica. Page 1-2.

[55] **Ziad Melhem**. 2013. *Electricity transmission, distribution and storage systems.* Philadelphia, United States. Woodhead Publishing. Page 382-479.

[56] **M. A. Hannana et al**. 2017. *Review of energy storage systems for electric vehicle applications: Issues and challenges*. Renewable Energy Reviews. Volume 69. Page 778-789.

[57] **Peter Kurzweil**. 2015. *Chapter 16. Lithium battery energy storage: State of the art including lithium air and lithium sulfur systems*. Patrick T. Moseley. Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing. Elservier. Germany. Page 273-307.

[58] **Piergiorgio Alotto et al**. 2014. *Redox flow batteries for storage of renewable energy. A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 29. Page 330-335.

[59] **Nasrullah Khan et al**. 2019. *Review of energy storage and transportation of energy*. Energy storage Wiley. Volume 1 (3). Page 20-49.

[60] **Grigorii L. Soloveichik**. 2015. *Flow Batteries. Current Status and Trends*. Chemical reviews. Volume 115 (20). Page 11533-11558.

[61] **Francisco Díaz et al**. 2012. *A review of energy storage technologies for wind power applications*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 16 (4). Page 2161– 2171.

[62] **Andreas W. Zimmermann**. 2017. *Review of the State of the Art Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) in Renewable/Distributed Energy Systems*. CPE 610 Mini Project Final Report. University of Southampton. England. Page 3-13.

[63] **Atul Sharmaa et al.** 2009. *Review on thermal energy storage with pase change materials and applications*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 13 (2). Page 320-345.

[64] **Sandia National Laboratories**. 2020. *Chapter 12. Thermal energy storage technologies*. Albuquerque, United states. Page 6-21.

[65] **EASE, European association for storage energy.** 2016. *Liquid air energy storage, mechanical energy stora*ge. Brussels, Belgium. Page 1-2.

[66] **Shaun Onorato et al.** 2018. *Fuel Cell and Hydrogen Systems Research*. Georgia, Tech University Webinar. National Renewable Laboratory. Page 8-53.

[67] **Alexander Buttler et al**. 2018. *Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 82. Pages 12-15.

[68] **Francisco Díaz et al.** 2012. *A review of energy storage technologies for wind power applications*. Journal of Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 16 (4). Page 2156-2171.

[69] **Xing Luo et al**. 2015. *Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation*. Journal of Applied Energy. Volume 137. Page 525-536.

[70] **Mathew Aneke et al**. 2016. *Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review.* Journal Applied Energy. Volume 179. Page 368-377.

[71] **Eduard Bullich Massagué et al**. 2020. *A review of energy storage technologies for large scale photovoltaic power plants.* Journal Applied Energy. Volume 274. Page 5-18.

[72] **S. Koohi-Fayegh et al**. 2020. *A review of energy storage types, applications and recent developments*. Journal of Energy Storage. Volume 27. Page 17-23.

[73] **Pavlos Nikolaidis et al**. 2018. *Cost metrics of electrical energy storage technologies in potential power system operations*. Journal Sustainable Energy Technologies and Assessments. Volume 25. Page 51-59.

[74] **Maria C. Argyrou et al**. 2018. *Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications.* Journal Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 94. Page 816-821.

[75] **IEA, International Energy Agency**. 2015. *Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells, Energy perspectives*. Paris, France. Page 20-81.

[76] **Indura, Grupo Air products.** 2015. *Hoja de datos de seguridad hidrógeno, Nch 2245 Of. 2015.* Propiedades físicas y químicas. Cerrillos, Santiago. Página 7-10.

[77] **NIST, National Institute of Standards and Technology**. *H_2 Chemical properties*. [Online] <https://webbook.nist.gov/cgi/cbook.cgi?Name=H2&Units=SI> [Consult 2020]

[78] **Francisca Martín y Vanessa Sala.** 2004. *Estudio comparativo entre los combustibles tradicionales y las nuevas tecnologías energéticas para la propulsión de vehículos destinados al transporte.* Memoria ingeniería Industrial. Barcelona. Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Barcelona. Página 68-126.

[79] **Empresa Nacional de Petróleo.** 2013. *Petróleo diésel grado A1*. [En línea] 2019. <https://www.enap.cl/pag/121/1006/petroleo_diesel_grado_a1> [Consulta 2020].

[80] **IRENA, International Renewable Energy Agency**. 2018. *Hydrogen from renewable power technology outlook for the energy transition*. Abu Dhabi. Page 13-52.

[81] **Linde gas AGA.** 2005. *Declaración de impacto ambiental, proyecto "Fabricación, envasado y suministro de hidrogeno y anhídrido carbónico."* Servicio de evaluación de impacto ambiental (SEIA). Comuna de Concón, Chile. Página 24-136.

[82] **Christos Kalamaras et al.** 2013. *Hydrogen Production Technologies: Current State and future developments.* Conference Papers in Science. Volume 2013. Page 2-11.

[83] **Ke Liu et al.** 2009. *Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies.* United States, American Institute of Chemical Engineers. Wiley. Pages 131-178-533.

[84] **Felipe Días.** 2007. *Gasificación de carbón en chile, para obtención de hidrógeno y electricidad en planta de ciclo combinado.* Tesis para magister en ciencias de la ingeniería, mención química. Universidad de Chile. Santiago, Chile. Página 11-162.

[85] **Dillirani Nagarajan.** 2017. *Recent insights into biohydrogen production by microalgae from biophotolysis to dark fermentation.* Volume 227. Bioresorce technology. Page 7-10-48

[86] **Patrick C.Hallenbeck et al.** 2016. *Recent advances in hydrogen production by photosynthetic bacteria.* International Journal of hydrogen energy. Volume 41. Page 2-9.

[87] **Rafal Lukajtis.** 2018. *Hydrogen production from biomass using dark fermentation.* Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 91. Page 668-694.

[88] **Keith Scott.** 2017. *Sustainable and Green Electrochemical Science and Technology*. NewCastle UK. JohnWiley & Sons Ltd. Page 171-383.

[89] **NEL ASA.** 2020. *NEL hydrogen electrolysers.* Oslo, Norway. Page 7-11

[90] **Kai Zeng et al.** 2010. *Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production.* Progress in Energy and Combustion Science. Volume 36. Page 310-326.

[91] **Øystein Ulleberg**. 2003. *Modeling of advanced alkaline electrolyzers a system simulation approach*. International Journal of Hydrogen Energy. Volume 28. Page 24-33.

[92] **IRENA**. 2020. *Green hydrogen cost reduction*. United Arab Emirates. Page 65-106.

[93] **Badwal K. Foger.** 1995. *Solid Oxide Electrolyte Fuel Cell Review*. Ceramics International. Volume 22 (3). Page 261-265.

[94] **Mingyong Wang et al.** 2014. *The intensification technologies to water electrolysis for hydrogen production. A review.* Renewable Energy Reviews. Volume 29. Page 573-588.

[95] **Lloyd Brown et al.** 2003. *Alternative flowsheets for the sulfur-iodine thermochemical hydrogen cycle.* General atomics Project. University of Kentucky. United States. Page 2-15.

[96] **Paul Hersch and Kenneth Zweibel.** 1982. *Basic Photovoltaic Principles and Methods.* Solar research institute. US department of Energy. Page 14-69

[97] **S. E. Lindquist and C. Fell.** 2009. *Photoelectrolysis*. Jürgen Garche. Encyclopedia of Electrochemical Power Sources. Pages 373-383.

[98] **John Revillard Ulloa.** 2005. *Proyecto de un sistema de distribución de cal para planta de tratamiento de aguas en oxy-chile.* Memoria ingeniero Mecánico. Valdivia, Chile. Universidad Austral de Chile. Página 12-120.

[99] **Muhammet Kayfeci et al.** 2019. *Chapter 3 - Hydrogen production*. Francesco calise et al. Solar Hydrogen Production. Elservier. Pages 81-83.

[100] **Mostafa El-Shafie et al.** 2019. *Hydrogen Production Technologies Overview.* Journal of Power and Energy Engineering. Volume 7 (1). Page 132-154.

[101] **J.D. Holladay et al.** 2009. *An overview of hydrogen production technologies.* Catalysis Today. Volume 139 (4). Page 258-260.

[102] **Pavlos Nikolaidis et al.** 2017. *A comparative overview of hydrogen production processes.* Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 67. Pages 609-611.

[103] **Office of Energy Effiency & Renewable Energy.** *Hydrogen Storage*. [Online]. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage> [Consult 2020]

[104] **Gas processor Suppliers association.** 2004. *Section 13 Compressors and Expanders.* Engineering data book. Twelfth Edition. Oklahoma, United States. Page 13-2.

[105] **PDC Machines.** 2015. *Diaphragm compressors.* PDC-P-900-5000-15000 three-stage compressor. Warminster, USA. Page 12-17.

[106] **Linde Group.** 2014. *From prototype to serial production manufacturing hydrogen-fuelling stations.* In A3PS Conference 2014. Viena, Austria. Page 7-24.

[107] **Julián A. Puszkiel.** 2012. *Preparación, estudio y optimización de hidruros complejos para almacenamiento de hidrógeno.* Tesis carreara de doctorado en ciencias de la ingeniería. Mendoza, Argentina. Universidad Nacional de Cuyo. Página 124-349.

[108] **M. V. Lototskyy.** 2014. *Metal hydride hydrogen compressors: A review.* International Journal of hydrogen energy. Volume 39 (11). Page 5835-5851.

[109] **José Pineda.** 2015. *Estudio del desempeño de membranas de intercambio protónico modificadas en sistemas de compresion electroquímica de hidrógeno.* Tesis Maestría en electroquímica. Mexico. Queretaro, Mexico. Centro de investigación y desarrollo tecnológico en electroquímica. Página 17-86.

[110] **H. Barthelemy et al.** 2017. *Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives.* International Journal of Hydrogen Energy. Volume 42 (11). Pages 2-9.

[111] **Klaus Ohlig and Lutz Decker.** 2010. *Hydrogen, 4. Liquefaction. Linde Cryogenics.* Pfungen, Switzerland. Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry. Wiley. Page 3-5-6.

[112] **Julian Puszkiel.** 2012. *Preparación, estudio y opmización de hidruros complejos para el almacenamiento de hidrógeno.* Tesis carrera de doctorado en ciencias de la ingeniería. Mendoza, Argentina. Universidad Nacional de Cuyo. Página 12-349.

[113] **H_2 Technology consulting.** 2012. *Recommended Best Practices for the Characterization of Storage Properties of Hydrogen Storage Materials.* Department of Energy. Hydrogen Program. United States. Page 135-579.

[114] **Øystein Ulleberg et al**. 2005. *Hydrogen Storage - Gaps and Priorities*. Institute for Energy Technology. Norway. Page 1-13.

[115] **William Muller et al.** 1968. *Metal hydride.* New York and London. Academic Press Inc. Page 201-791.

[116] **Yoshitsugu Kojima et al.** *Chapter 5. Hydrogen Storage Materials.* New and Future Developments in Catalysis. Batteries, Hydrogen Storage and Fuel Cells. 2013. Page 105-535.

[117] **Kazunari Sasaki et al.** 2016. *Hydrogen Energy Engineering A Japanese Perspective.* Japan. Springer. Page 194-578.

[118] **D. Chandra.** 1994. Intermetallics for hydrogen storage. Gavin Walker. *Solid state hydrogen storage, Materials and Chemistry.* University of nevada. Elservier. Page 316-569.

[119] **Duward Shiver.** 2014. *Inorganic Chemistry.* Six edition. Great Britain, Oxford University. Freeman and Company. Page 696-901.

[120] **Kazunari Sasaki et al.** 2016. *Hydrogen Energy Engineering. A Japanese Perspective.* Japan. Springer. Page 209-578.

[121] **N.A. Rusmana and M.Daharib.** 2016. *A review on the current progress of metal hydrides material for solid-state hydrogen storage applications.* International Journal of Hydrogen Energy. Volume 41 (28). Pages 12118-12126.

[122] **Kazunari Sasaki et al.** 2016. *Hydrogen energy engineering. A Japanese perspective.* Japan : Springer. Page 212-578.

[123] **Yun Hang Hu and Eli Ruckenstein.** 2003. *H_2 Storage in Li_3N. Temperature Programmed Hydrogenation and Dehydrogenation.* Industrial & Engineering Chemistry Research. Materials and interfaces. Volume 42 (21). Page 5135-5139.

[124] **Huaiyu Shao et al.** 2008. *Preparation of Mg-based hydrogen storage materials from metal nanoparticles.* Journal of Alloys and Compounds. Volume 465 (2). Page 527-533

[125] **Sanjay Kumarab et al.** 2018. *Morphological effects of Nb_2O_5 on Mg–MgH_2 system for thermal energy storage application.* International Journal of Hydrogen Energy. Volume 43 (2). Page 811-816

[126] **HaoYu et al.** 2014. *Hydrogen storage and release: Kinetic and thermodynamic studies of MgH_2 activated by transition metal nanoparticles.* International Journal of Hydrogen Energy. Volume 39 (22). Page 2-9

[127] **G. Walker.** 2008. *Solid state hydrogen storage.* Cambridge England. Woodhead Publishing. Page 9-583.

[128] **M. Jordá Beneyto et al.** 2007. *Hydrogen storage on chemically activated carbons and carbon nanomaterials at high pressures.* Carbon. Volume 45. Página 293-303.

[129] **Sami Ullah Rather.** 2020. *Preparation, characterization and hydrogen storage studies of carbon nanotubes and their composites: A review*. International Journal of Hydrogen Energy. Volume 39. Page 12-20.

[130] **Ryo Kato & Hiroyuki Nishide.** 2018. *Polymers for carrying and storing hydrogen.* Polymer Journal. Volume 50. Page 78–82.

[131] **P.A. Anderson.** 2008. *Storage of hydrogen in zeolites:* **G. Walker**. *Solid State hydrogen storage.* Cambridge England. Woodhead Publishing Limited. Pag 223-583.

[132] **Jinxiang Dong et al.** 2007. *Hydrogen storage in several microporous zeolites.* International Journal of Hydrogen Energy. Volume 32 (18). Page 4999-5004.

[133] **Matthias Niermann et al.** 2019. *Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) – Assessment based on chemical and economic properties.* International Journal of Hydrogen Energy. Volume 44 (13). Pages 6643-6654.

[134] **Manuel Gotz et al.** 2016. *Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review.* Renewable Energy. Volume 85. Page 4-7-20.

[135] **Sebastian Schiebahn et al.** 2015. *Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany.* International Journal of Hydrogen Energy. Volume 40 (12). Page 4-10.

[136] **Karim Ghaib et al.** 2018. *Power-to-Methane: A state-of-the-art review.* Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 81. Page 441-446.

[137] **Sergio Gonzáles Arranz.** 2020. *Power to gas y metanación subterranea.* Graduado en ingeniería de la energía. Universidad Politécnica de Madrid, España. Escuela Técnica superior de ingenieros en minas y energía. Página 58-125.

[138] **S.Giddey et al.** 2013. *Review of electrochemical ammonia production technologies and materials.* International Journal of Hydrogen Energy. Volume 38. Page 14577-14594.

[139] **G. Thomas and G. Parks.** 2006. *Potential Roles of Ammonia in a Hydrogen Economy.* FreedomCAR & Fuel Partnership Hydrogen Delivery Technical Team. US DOE. Page 9-23.

[140] **Alain Goeppert et al.** 2014. *Recycling of carbon dioxide to methanol and derived products – closing the loop.* The royal society of Chemistry. Issue 23. Page 19-54.

[141] **Gregory Dolan.** 2019. *Methanol: Renewable Hydrogen Carrier Fuel.* United States. Methanol Institute. Page 13-45.

[142] **Behrens M. and Armbrüster M.** 2012. *Methanol Steam Reforming.* L. Guczi and A. Erdohelyi. Catalysis for Alternative Energy Generation. USA. Springer. Page 176-235.

[143] **Philipp Kaiser et al.** 2013. *Production of Liquid Hydrocarbons with CO_2 as Carbon Source based on Reverse Water-Gas Shift and Fischer-Tropsch Synthesis.* Ingenieur Technik. Volume 85 (4). Page 491-499.

[144] **Xiuli Wang and Michael Economides.** 2009. *Advanced Natural Gas Engineering.* Houston, Texas. Gulf Publishing Company. Page 265-349

[145] **Sergio Rojas et al.** 2011. *Producción de combustibles líquidos sintéticos.* Real sociedad de Química española. Volume 107 (1). Página 71-75.

[146] **Colleen Spiegel.** 2007. *Designing and Building Fuel Cells.* New York, United States. McGraw-Hill. Page 12-422.

[147] **Dupont.** 2009. *DuPont Fuel Cell. Nafion, PFSA Membranes N115, N117, N1110.* United States. Page 1-3.

[148] **Choeng Hoon Choi et al.** 2016. *Development and demonstration of PEM fuel-cell-battery hybrid system for propulsion of tourist boat.* International Journal of Hydrogen Energy. Volume 41 (5). Pages 4-9.

[149] **M. Amjadi et al.** 2010. *Review of the proton exchange membranes for fuel cell applications.* International Journal of Hydrogen Energy. Volume 35 (17). Page 9351-9384.

[150] **Z.F.Pan et al.** 2018. *Advances and challenges in alkaline anion exchange membrane fuel cells.* Progress in Energy and Combustion Science. Volume 66. Pages 142-175.

[151] **Dario R. Dekel.** 2018. *Review of cell performance in anion exchange membrane fuel cells.* Journal of Power Sources. Volume 375. Pages 7-12.

[152] **Jing Li et al.** 2018. *Effect of nano-size of functionalized silica on overall performance of swelling-filling modified Nafion membrane for direct methanol fuel cell application.* Applied Energy. Volume 213. Pages 409-414.

[153] **Wei Yuan et al.** 2017. *Dynamic relationship between the CO_2 gas bubble behavior and the pressure drop characteristics in the anode flow field of an active liquid-feed direct methanol fuel cell.* Applied Energy. Volume 188. Pages 434-443.

[154] **Federico Zenitha and Ulrike Krewerab.** 2010. *Modelling, dynamics and control of a portable DMFC system.* Journal of Process Control. Volume 20 (5). Page 632-642.

[155] **Jacob Brouwer.** 2006. *Analysis of a molten carbonate fuel cell Numerical modeling and experimental validation.* Journal of Power Sources. Volume 158. Pages 214-224.

[156] **Ivan Rexed.** 2014. *Applications for Molten Carbonate Fuel Cells.* Doctoral Thesis. Stockholm, Sweden. Department of Chemical Engineering and Technology Applied Electrochemistry. KTH Royal Institute of Technology. Page 5-57.

[157] **D. Steward et al.** 2013. *Fuel Cell Power Model Version 2. Startup Guide, System Designs, and Case Studies.* United States. NREL National laboratory of the U.S. Department of Energy. Technical Report. Page 25-101.

[158] **Neelima Mahato et al.** 2015. *Progress in material selection for solid oxide fuel cell technology: A review.* Progress in Materials Science. Volume 72. Page 144–337.

[159] **D. Steward et al.** 2013. *Fuel Cell Power Model Version 2. Startup Guide, System Designs, and Case Studies.* United States. NREL National laboratory of the U.S. Department of Energy. Technical Report. Page 41-101.

[160] **Wei-Xin Kao et al.** 2010. *Fabrication and evaluation of the electrochemical performance of the anode-supported solid oxide fuel cell with the composite cathode of La0.8Sr0.2MnO3−δ–Gadolinia-doped ceria oxide/La0.8Sr0.2MnO3−δ.* Journal of Power Sources. Volume 195 (19). Pages 6468-6472.

[161] **Mogens Mogensena and Steen Skaarupb.** 1996. *Kinetic and geometric aspects of solid oxide fuel cell electrodes.* Solid State Ionics. Volumes 86–88. Pages 1152-1160

[162] **W.Z. Zhu and S.C. Deevi.** 2003. *Development of interconnect materials for solid oxide fuel cells.* Materials Science and Engineering. Volume 348 (1-2). Pages 230-243.

[163] **Robert J. Kee et al.** *Chapter 7 Analysis, Optimization, and Control of Solid-Oxide Fuel Cell Systems.* Guy B. Marin. *Advances in Chemical Engineering*. San Diego, United States. Elsevier. Page 419-381.

[164] **Suddhasatwa Basu.** 2007. *Recent Trends in Fuel Cell Science and Technology*. New Delhi, India. Sprinter. Page 188-375.

[165] **T. E. Lipman et al.** 2018. *Fuel Cells and Hydrogen Production. Phosphoric Acid Fuel Cells for Stationary Applications.* USA. Doosan Fuel Cell America. Page 517-1179.

[166] **Carlo Santoro et al.** 2017. *Microbial fuel cells: From fundamentals to applications. A review.* Journal of Power Sources. Volume 356. Pages 226-244.

[167] **Antonio Rinaldi et al.** 2008. *Engineering materials and biology to boost performance of microbial fuel cells: a critical review.* Energy & Environmental Science. Volume 1 (4). Page 420-429.

[168] **Jun Xing Leong et al.** 2013. *Ion exchange membranes as separators in microbial fuel cells for bioenergy conversion: A comprehensive review.* Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 28. Pages 581-587.

[169] **Sebastian Verhelst et al.** 2011. *Chapter 16 Update on the Progress of Hydrogen-Fueled Internal Combustion Engines.* Luis Gandía et al. *Renewable Hydrogen Technologies. Production, Purification, Storage, Applications and Safety*. United States. Page 382-393.

[170] **Kimitaka Yamane.** 2018. *Hydrogen Fueled ICE, Successfully Overcoming Challenges through High Pressure Direct Injection Technologies.* SAE Technical Paper 2018-01-1145. Yamane Hydrogen Energy Research Lab. Page 4-14.

[171] **ETN Global.** 2020. Hydrogen Gas turbines. *The path towards a zero-carbon gas turbine.* Brussels, Belgium. Page 8-26.

[172] **Dr. Jeffrey Goldmeer et al.** 2019. *Hydrogen as a fuel for gas turbines A pathway to lower CO_2.* United States. General Electric Company. Page 4-8 .

[173] **Siemens.** 2020. *White papper Hydrogen power with Siemens gas turbines.* Houston, Texas, United States. Page 10-22.

[174] **Mohamed Gabbasa et al.** 2014. *A review of unitized regenerative fuel cell stack: Material, design and research achievements.* International journal of hydrogen energy. Volume 38. Page 17766-17778.

[175] **Colleen Spiegel.** 2007. *Designing and Building Fuel Cells.* New York, United States. McGraw-Hill. Page 37-422.

[176] **Suddhasatwa Basu.** 2007. *Recent Trends in Fuel Cell Science and Technology*. New York USA. Springer and Anamaya Publishers. Page 2-375.

[177] **A. Alaswad et al.** 2016. *Fuel Cell Technologies, Applications, and State of the Art.* Reference Module in Materials Science and Materials Engineering. Page 5-18.

[178] **Xing Luo et al.** 2015. *Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation.* Journal of Applied Energy. Volume 137. Page 527–536.

[179] **Sean B.Walker et al**. 2016. *Benchmarking and selection of Power-to-Gas utilizing electrolytic hydrogen as an energy storage alternative*. International Journal of Hydrogen Energy. Volume 41 (19). Pages 7-15.

[180] **Gerda Gahleitner**. 2013. *Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications*. International Journal of Hydrogen Energy. Volume 38 (5). Pages 2046-2061

[181] **The International Energy Agency (IEA).** 2015. *Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells, Energy perspectives.* Paris, France. Page 20-81.

[182] **J. Eichman et al (NREL).** 2014.*Novel Electrolyzer Applications: Providing More than Just Hydrogen.* Denver, United States. Page 11-26.

[183] **Ministerio de energía - Giz Chile.** 2018. *Las energías renovables no convencionales en el mercado Eléctrico Chileno.* Santiago, Chile. Página 61-190.

[184] **Chile, Ministerio de económia.** Promulgación mayo 2016. Decreto fuerza Ley 4. *Ley general de servicios electricos, en materia de energía electrica.* Artículo 225. Última modificación 2019.

[185] **Systep, Hugh Rudnick.** 2018. *Los precios de nudo en el mercado eléctrico chileno.* Seminario Taller garantías y coberturas, señales de localización y mercados descentralizados. Colombia. Universidad de los Andes. Página 19-41.

[186] **Alejandro Paz.** 2018. *Dimensionamiento óptimo y análisis técnico económico de un Sistema de Almacenamiento de Energía.* Informe Proyecto de Título de Ingeniero Civil Eléctrico. Valparaíso, Chile. Pontificia Universidad Católica de Valparaíso. Página 30-107.

[187] **Ministerio de energía - Giz Chile.** 2018. *Las energías renovables no convencionales en el mercado Eléctrico Chileno.* Santiago, Chile. Página 62-190.

[188] **Chile, Ministerio de Energía.** Promulgación mayo 2016. Ley 20.936. *Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional.* Artículo 99 y artículo 72. Última modificación febrero 2017.

[189] **Transelec**. 2020. *Memoria Anual 2020*. Santiago, Chile. Página 87-178.

[190] **CNE, Comición Nacional de Energía.** *Tarifación electrica*. [En línea]. <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/> [Consulta 2020].

[191] **Enel**. 2020. *Memoria anual, Enel Distribución*. Santiago, Chile. Página 4-305.

[192] **Chilquinta**. 2020. *Memoria anual 2020*. Valparaíso, Chile. Página 99-338

[193] **CGE**. 2020. *Memoria anual 2020.* Santiago, Chile. Página 12-302.

[194] **Grupo Saesa**. 2020. *Reporte anual*. Santiago, Chile. Página 28-242.

[195] **CNE, Comisión Nacional de Energía.** 2020. *Informe de Definición de Servicios Complementarios.* Santiago, Chile. Página 7-29.

[196] **CGE, Compañía General de Electricidad**. *Tarifas y procesos tarifarios*. [En línea]. <http://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/> [Consulta 2020].

[197] **Systep**, **Hugh Rudnick.** 2018. *Los precios de nudo en el mercado eléctrico chileno.* Seminario Taller garantías y coberturas, señales de localización y mercados descentralizados. Colombia. Universidad de los Andes. Página 15-41.

[198] **Systep.** 2020. *Precios SEN, reporte mensual del sector eléctrico*. Costos marginales. Precio medio de mercado. Precio nudo corto plazo.

[199] **CNE, Comisión Nacional de Energía.** *Precio Medio de Mercado (PMM).* [En línea] <https://www.cne.cl/precio-medio-de-mercado-2/> [Consulta 2020].

[200] **IRENA, International Renewable Energy Agency.** 2017. *Electricity storage and renewables: Cost and Markets to 2030.* United Arab Emirates. Page 14-132.

[201] **U.S. Deparment of energy (DOE)**. 2020. *Energy Storage Grand Challenge: Energy Storage Market Report*. United States. Page 26-56

[202] **DOE Global energy storage database.** *Energy Storage Projects*. [Online] <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database-home/> [Consult 2020].

[203] **Fortune Business Insights**. *Energy and power: Advanced energy storage energy market.* [Online] <https://www.fortunebusinessinsights.com/industry-reports/advanced-energy-storage-system-market-100817> [Consult 2020].

[204] **GIZ y Ministerio de Energía.** 2018. *Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile.* Santiago, Chile. Página 15-135.

[205] **Ministerio de medio ambiente.** *Sistema de evaluación ambiental*. [En línea]. <https://www.sea.gob.cl/> [consulta 2020].

[206] **CEN, Coordinador Electrico Nacional.** *Sistema eléctrico Nacional*. [En línea]. <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/> [Consulta 2020].

[207] **Sandia National Laboratory.** 2010. *Energy Storage for the Electricity Grid. Benefits and Market Potential Assessment guide.* Department of energy. United States. Page 5-7-160

[208] **Sandia National Laboratory.** 2011. *Economic Methodology for the evaluation of emerging renewable technologies.* Department of energy. United States. Page 3-11.

[209] **CEN, Coordinador Eléctrico Nacional.** *Costo marginal real*. [En línea]. <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/costo-marginal-real/> [consulta 2020].

[210] **Chile, Ministerio de Energía.** Promulgación febrero 2006. Decreto Supremo 62. A*prueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la ley general de servicios electricos.* Artículo 13. Última modificación diciembre 2022.

[211] **Deninson Fuentes del Campo.** 2019. *Nuevo régimen de SSCC. Origen y desafíos.* Santiago, Chile. CNE, Comisión Nacional de Energía. Página 25-28.

[212] **CEN, Coordinador Eléctrico Nacional**. 2020. *Informe de Servicios Complementarios año 2020*. Santiago, Chile. Página 26-123.

[213] **CEN, Coordinador Eléctrico Nacional.** 2020. *Informe de Servicios Complementarios año 2020.* Santiago, Chile. Página 27-123.

[214] **Sandia National Laboratory.** 2010. *Energy Storage for the Electricity Grid. Benefits and Market Potential Assessment guide.* Department of energy. United States. Page 82-160

[215] **Rodrigo Madrid Alarcón.** 2019. *Redefinición de tarifas de transmisión y de manejo económico de congestiones en el Sistema Nacional.* Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de Ingeniería. Concepción, Chile. Universidad de Concepción. Página 50-143.

[216] **CEN, Coordinador Eléctrico Nacional.** 2020. *Propuesta de expansión de la transmisión – 2020.* Subgerencia de planificación. Santiago, Chile. Página 4-272.

[217] **Xing Luo et al.** January 2015. *Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation.* Applied Energy. Volumen 137. Pages 511-536.

[218] **Enel.** 2020. *Tarifas de suministro eléctrico destinadas a usuarios residenciales. Tarifa BT1*. Ñuñoa, Chile. Página 2-15.

[219] **CNE, Comisión Nacional de Energía.** 2020. *Resolución exenta n°333. Informa y comunica nuevos valores del Costo de Falla de Corta y Larga Duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos.* Santiago, Chile. Página 3-6.

[220] **CNE, Comisión Nacional de Energía**. 2017. *Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución.* Santiago, Chile. Página 23-25-38-90

[221] **Sandia National Laboratory.** 2010. *Energy Storage for the Electricity Grid. Benefits and Market Potential Assessment guide.* Department of energy. United States. Page 94-232.

[222] **ENAP, Empresa Nacional del Petróleo.** 2020. *Inversionistas y mercado. Precios de paridad*. Página 1-5.

[223] **CNE, Comisión Nacional de Energía.** 2019. *Informe de costos de tecnologías de generación*. Santiago, Chile. Página 37-39-61.

[224] **IRENA**. 2020. *Green hydrogen cost reduction*. United Arab Emirates. Page 65-106.

[225] **IEA, International energy agency**. 2015. *Technology roadmap hydrogen and fuel cells*. Paris, France. Page 32-75

[226] **Royce N. Brown**. *Compressors: Selection and Sizing.* Houston, Texas: Third edition. Elservier, June 2005. Page 66-620.

[227] **Gardner Denver**. 2020. *Compressor efficiency: Isentropic Efficiency & Specific Power.* USA. Page 6-8.

[228] **Songwut Krasae-in et al**. 2010. *Development of large-scale hydrogen liquefaction processes from 1898 to 2009*. International journal of hydrogen energy. Volume 35. Page 4532-4533.

[229] **M. Reuß et al.** 2017. *Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model.* Applied Energy. Volume 200. Pages 295-302

[230] **M.V. Lototskyy et al.** 2014. *Metal hydride hydrogen compressors: A review*. International Journal of Hydrogen Energy. Volume 39 (11). Pages 5831-5851

[231] **Manuel Gotz et al.** 2016. *Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review*. Renewable Energy. Volume 85. Page 12-20

[232] **In-Su Han et al**. 2016. *Development of a polymer electrolyte membrane fuel cell stack for an underwater vehicle.* Journal of Power Sources. Volume 304. Pages 245-254

[233] **Robert J. Kee et al.** *Chapter 7 Analysis, Optimization, and Control of Solid-Oxide Fuel Cell Systems.* Guy B. Marin. *Advances in Chemical Engineering.* San Diego, United States. Elsevier. Page 419-381.

[234] **General Electric Company**. 2021. *6B Heavy duty gas turbine*. Pages 1-1.

[235] **Kimitaka Yamane.** 2018. *Hydrogen Fueled ICE, Successfully Overcoming Challenges through High Pressure Direct Injection Technologies: 40 Years of Japanese Hydrogen ICE Research and Development*. SAE Technical Paper 2018-01-1145. Yamane Hydrogen Energy Research Lab. Page 10-14.

[236] **Lazard.** 2020. *Lazard's levelized cost of storage analysis - version 6.0*. United States and global. Page 22-40

[237] **First Solar, Consultoría e ingeniería ambiental AMBAR.** 2013. *Declaración impacto ambiental, Luz del Norte*. Las Condes, Santiago, Chile. Página 18-150.

[238] **SEC, Superintendencia de Electricidad y Combustibles**. 2015. *Acta de adjudicación de oferta económica primera etapa. Licitación de suministro de energía 2015/2*. Santiago, Chile. Página 2-3.

[239] **Sociedad Contractual Minera Carola, Parés y Álvarez Ingenieros Asociados**. 2017. DIA. *Descripción del proyecto. Aumento ritmo de extracción Mina Carola*. Socavón Carola Punta del Cobre sin N° Tierra Amarilla. Página 3-171.

[240] **Coemin, Compañía exploradora y explotadora de minas Chileno Rumana.** 2008. *Estudio impacto ambiental. Aumento Capacidad de Tratamiento y Reducción de Emisiones en la Planta Cerrillos de COEMIN S.A*. Tierra amarilla, Región de Atacama. Página 6-26.

[241] **CEN, Coordinador Eléctrico Nacional**. *Catastro de contratos 2020*. *SCM Carola. Coemin.* [En línea]. <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/contratos-de-suministro/2020-contratos-de-suministro/>. [Consulta 2020].

[242] **Kjartansdóttir, C. K., & Møller, P**. 2014. *Development of Hydrogen Electrodes for Alkaline Water Electrolysis*. PhD degree in Mechanical Engineering. Technical University of Denmark. Page 25-91

[243] **Kai Zeng et al**. 2010. *Recent progress in alkaline water electrolysis for H_2 production*. Progress in Energy and Combustion Science. Volume 36. Page 317-311-312-316-318-326.

[244] **Allen J. Bard et al.** 2002. *Electrochemical Methods Fundamentals and Applications*. Second Edition. Wiley. United States. Page 809-833

[245] **P. Rieger**. 1994. *Electrochemistry*. Second edition. United States. Chapman & Hall. Page 9-483.

[246] **Pierre Olivier et al**. 2017. *Low-temperature electrolysis system modelling: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 78. Page 285-300.

[247] **Thomas Fuller and Jhon Harb**. 2018. *Electrochemical engineering*. United States. John Wiley & Sons, Inc. Page 50-417

[248] **E. R. Gonzalez et al.** 1994. *Hydrogen evolution reaction on Ni-S electrodes in alkaline solutions*. International Journal of Hydrogen Energy. Volume 19 (1). Pages 19-21.

[249] **Na Yang et al**. 2016. *Iron-doped nickel disulfide nanoarray: A highly efficient and stable electrocatalyst for water splitting*. Nano Research. Volume 9. Page 5-9.

[250] **Xi Zhu**. 2018. *A novel compact cathode using sponge-like RANEY® nickel as the sulfur immobilizer for lithium–sulfur batteries*. Journal of The Royal Society of Chemistry. Volume 7. Page 1-8.

[251] **R. J. Gilliam et al.** 2007. *A review of specific conductivities of potassium hydroxide solutions for various concentrations and temperatures*. International Journal of Hydrogen Energy. Volume 32 (3). Page 361-364.

[252] **Ph.Vermeiren et al**. 1998. *Evaluation of the Zirfon separator for use in alkaline water electrolysis and Ni-H_2 batteries*. International Journal of Hydrogen Energy. Volume 23 (5). Page 322-324

[253] **H. Vogt and R.J. Balzer**. 2005. *The bubble coverage of gas-evolving electrodes in stagnant electrolytes*. Electrochemical Acta. Volume 50 (10). Pages 2075-2079.

[254] **IRENA**. 2020. *Green hydrogen cost reduction*. United Arab Emirates. Page 65-106.

[255] **Burin Yodwong et al.** 2020. *AC-DC Converters for Electrolyzer Applications: State of the Art and Future Challenges*. Electronics. Volume 9 (6). Page 11-30.

[256] **Mark Ruth et al**. 2017. *Manufacturing Competitiveness Analysis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems*. Fuel Cell Seminar and Energy Expo. United States. NREL and CEMAC. Page 41-59

[257] **Øystein Ulleberg**. 1998. *Stand-alone power systems for the future: optimal design, operation & control of solar-hydrogen energy systems*. Ph. D. dissertation Department of Thermal Energy and Hydropower Norwegian University of Science and Technology Trondheim. Page 99-211

[258] **Øystein Ulleberg.** 2003. *Modeling of advanced alkaline electrolyzer a system simulation approach*. International Journal of Hydrogen Energy. Volume 28. Page 26-33.

[259] **Avraham Shitzer**. 2006. *Wind-chill-equivalent temperatures: Regarding the impact due to the variability of the environmental convective heat transfer coefficient*. International Journal of Biometeorology. Volume 50. Page 228-232

[260] **D. Kern**. 1999. *Procesos de transferencia de calor*. Trigésima primera reimpresión. Cleveland, Estados Unidos. Mcgraw Hill. Página 275-133-171-981.

[261] **Manuel Rosa Iglesias**. 2003. *Estudio teórico y experimental sobre la producción de hidrógeno electrolítico a partir de energía solar fotovoltaica diseño, operación y evaluación de una planta piloto de producción de hidrógeno electrolítico de 1,2 [Nm^3 de H_2/h]*. Tesis para optar al grado de Doctor Ingeniero Industrial. Sevilla, España. Universidad de Sevilla. Instituto nacional de técnica aeroespacial. Página 88-193

[262] **FCFM, Facultad de ciencias físicas y matemáticas, Universidad de Chile y Ministerio de energía.** *Explorador recurso Solar y datos meteorológicos*. [En línea]. < https://solar.minenergia.cl/exploracion> [Consulta 2020]

[263] **R. Clarke et al**. 2009. *Direct coupling of an electrolyser to a solar PV system for generating H_2.* International Journal of Hydrogen Energy. Volume 34 (6). Page 2537-2542.

[264] **Rolf Sander**. 1999. *Compilation of Henry's Law Constants for Inorganic and Organic Species of Potential Importance in Environmental Chemistry*. Table 7 Data Inorganic. Germany. Max-Planck Institute of Chemistry. Page 6-107.

[265] **Robert E. Treybal**. 1981. *Mass –transfer operations*. Third Edition. McGraw-Hill. Page 196-799.

[266] **J. D. Seader**. 2016. *Separation process principles*. Fourth edition. United States. Willey. Page 166-167-554

[267] **Robert E. Treybal.** 1981. *Mass –transfer operations*. Third Edition. McGraw-Hill. Page 203-799.

[268] **Basf.** 2015. *Product Data Sheet R5280.* New Jersey, United States. Page 1-2

[269] **J. Smith**. 1991. *Ingeniería de la cinética química*. Sexta edición. California, Mcgraw Hill. Página 356-775

[270] **Mahdi Asgari et al**. 2014. *Designing a commercial scale pressure swing adsorber for hydrogen purification*. Journal of Petroleum & Coal. Volume 56 (5). Page 554-561

[271] **J. D. Seader**. 2016. *Separation process principles*. Fourth edition. United States. Willey. Page 483-484-474-487-554

[272] **Basf.** 2016. *Product Data Sheet 4A Molecular Sieve*. Page 1-2

[273] **J. D. Seader**. 2016. *Separation process principles*. Fourth edition. United States. Willey. Page 488-554.

[274] **Jinyang Zheng et al.** 2012. *Development of high-pressure gaseous hydrogen storage technologies*. International of journal of hydrogen energy. Volume 37 (1). Page 1051-1057

[275] **ASME**. 2013. *ASME Boiler and Pressure Vessel Code*. VIII Rules for Construction of Presure Vessel Division 1. New York, United states. Mandatory Appendix 1 supplementary design formulas. Page 351.

[276] **Sandia National Laboratories**. 2005. *Technical Reference on H_2 Compatibility of Materials Austenitic Stainless Steels 316*. United states. Department of energy. Page 145-292

[277] **NASA**. 1997. *Safety standard for hydrogen and hydrogen systems*. USA. Page A-86.

[278] **LAPESA**. 2019. *Depósitos para almacenamiento de H2 a presión*. Zaragoza, España. LAPESA grupo empresarial. Página 2-2.

[279] **NASA**. 1996. *Safety standard for oxygen and oxygen systems*. USA. Page 3-9 (43-288)

[280] **Gas processors Suppliers Association.** 2004. *Engineering data Book*. *Section 13 Compressors and Expanders*. Twelfth Edition. United States. Page 13-3.

[281] **Greg Phillippi**. 2016. *Basic thermodynamics of reciprocating compression*. Houston Texas, USA: 45 Turbomachinery & 32 Pump Symposia. Ariel Corporation. Page 2-21.

[282] **Royce N. Brown**. *Compressors: Selection and Sizing*. Houston, Texas: Third edition. Elservier, June 2005. Page 36-64-66-60-63-620.

[283] **Alejandra Urtubia, Isabel Panire**. 2015. *Compresores. Mecánica de fluidos IWQ-221*. Valparaíso, Chile. Universidad Técnica Federico Santa María. Página 33-37

[284] **Øystein Ulleberg.** 1998. *Stand-alone power systems for the future: optimal design, operation & control of solar-hydrogen energy systems*. Ph. D. dissertation Department of Thermal Energy and Hydropower. Norwegian University of Science and Technology, Trondheim. Page 105-203.

[285] **Burckhardt compression**. 2018. *Process gas compressors. Comprehensive API 618 compressor portfolio*. Winterthur, Switzerland. Page 10-20

[286] **Heinz P. Bloch**. 1998. *Process plant Machinery*. Second edition. Massachusetts, United States. Butterworth and Heinemann. Page 579-734

[287] **P. R. Blackburn and M.D. Rana.** 1986. *Acoustic Emission Testing and Structural Evaluation of Seamless, Steel Tubes in Compressed Gas Service*. Journal of Pressure Vessel Technology. Page 235-240

[288] **Sandia national laboratories.** 2012. *Technical reference for hydrogen compatibility of materials. Low-alloy Ferritic steels.* United states. Department of energy. Page 55-292.

[289] **Yutaek Seo**. 2018. *Offshore Equipment. Mechanical design of pressure vessels*. Seoul, South Korea. Seoul National University. Page 6-29.

[290] **FIBA**. 2018. *Seamless Pressure Vessels*. Millbury, Massachusetts, USA. Page 4-6.

[291] **Colleen Spiegel**. 2008. *PEM Fuel Cell Modeling and Simulation Using MATLAB*. United States. Elsevier. Page 44-440

[292] **Torsten Beming**. 1997. *Three-Dimensional Computational Analysis of Transport Phenomena in a PEM Fuel Cell.* Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in the Department of Mechanical Engineering. University of Victoria, Canada. Page 13-179

[293] **Supramaniam Srinivasan**. 2006. *Fuel cells. From Fundamentals to Applications*. United States. Springer. Page 67-214-691.

[294] **Jianlu Zhang et al**. 2013. *PEM Fuel Cell Testing and Diagnosis*. Netherlands. Elsevier. Page 131-375.

[295] **A. Kirubakaran et al.** 2009. *A review on fuel cell technologies and power electronic interface*. Journal of Renewable and Sustainable Energy. Volume 13. Page 2434-2440

[296] **DuPont**. 2009. *DuPont Fuel Cell. Nafion PFSA membranes N115, N117, N1100*. United States, Wilmington. Page 2-4.

[297] **Mohammad M. Barzegari et al**. 2010. *Dynamic modeling and validation studies of dead-end cascade H_2/O_2 PEM fuel cell stack with integrated humidifier and separator*. Journal of Applied Energy. Volume 177. Page 305-308

[298] **Frano Barbir.** 2013. *PEM Fuel Cells. Theory and practice*. Elsevier. Page 77-518

[299] **Integris, POCO materials.** 2020. Industrial Graphite. Texas, USA. Page 2-3.

[300] **Enrique Escobeno Hernández**. 2006. *Modelado dinámico de celdas de combustible*. Tesis para grado de maestro en ciencias en ingeniería Mecatrónica. Cuernavaca, México. Centro nacional de investigación y desarrollo tecnológico. Página 43-166.

[301] **Omar Z. Sharaf et al**. 2014. *An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications*. Journal of Renewable and Sustainable Energy. Volume 32. Page 850-853

[302] **Øystein Ulleberg**. 1998. *Stand-alone power systems for the future: optimal design, operation & control of solar-hydrogen energy systems*. Ph. D. dissertation Department of Thermal Energy and Hydropower Norwegian University of Science and Technology Trondheim. Page 111-113-210

[303] **U.S. Department of Commerce**. *Nist Chemical Data book*. [Online]. <https://webbook.nist.gov/cgi/cbook.cgi?ID=C7732185&Mask=4&Type=ANTOINE&Plot=on> [Consult 2020].

[304] **Supramaniam Srinivasan**. 2006. *Fuel cells. From Fundamentals to Applications*. United States. Springer. Page 466-543-691.

[305] **Frano Barbir.** 2013. *PEM Fuel Cells. Theory and practice*. Elsevier. Page 119-518

[306] **Alessandro Franco**. 2015. *Optimum design of bipolar plates for separate air flow cooling system of PEM fuel cells stacks*. Heat mass transfer. Page 8-16

[307] **Thomas Fuller**. 2018. *Electrochemical engineering*. United States. John Wiley & Sons, Inc. Page 227-417

[308] **Amanda Collier et al**. 2006. *Degradation of polymer electrolyte membranes*. International journal of Hydrogen Energy. Volume 31 (13). Page 1842-1854.

[309] **Avraham Shitzer**. 2006. *Wind-chill-equivalent temperatures: Regarding the impact due to the variability of the environmental convective heat transfer coefficient*. International Journal of Biometeorology. Volume 50. Page 228-232

[310] **L. LeRoy**. 1980. *The Thermodynamics of Aqueous Water Electrolysis*. Journal of The Electrochemical Society. Volume 127 (9). Page 1959-1960

[311] **Juan Tabaquirá et al**. 2011. *Water quality and yield from polymer electrolyte membrane fuel cells*. International Journal of Hydrogen Energy. Volume 36 (20). Pages 13027-13031

[312] **ASTM, American Society for Testing and Materials.** *ASTM D1193-99 Standard Specification for Reagent Water*. [Online]. < https://www.astm.org/d1193-99e01.html> [Consult 2020].

[313] **María Eliana Lorca Ugalde**. 2011. *Hidrogeología e hidrogeoquímica de la cuenca de la Quebrada el Paipote, región de Atacama*. Tesis para optar al grado de magister en ciencias mención geología. Santiago, Chile. Universidad de Chile. Página 42-83-116.

[314] **DGA, Dirección General de Aguas**. *Mapa Observatorio Georreferenciado*. [En línea]. <https://snia.mop.gob.cl/observatorio/> [Consulta 2020].

[315] **Chile. Ministerio de Justicia**. Promulgación 1981. *Código de aguas, Derecho de aprovechamiento de aguas*. Artículo 140. Última modificación 2010.

[316] **María Soto Cabrera**. 2010. *Hidrogeología e Hidrogeoquímica de aguas subterráneas en el distrito Inca de Oro, región de Atacama*. Tesis para optar al título de Geóloga y magister en ciencias mención Geología. Santiago, Chile. Universidad de Chile. Página 65-198.

[317] **Befesa Agua**. 2011. *Análisis de Configuraciones del Proceso Osmosis Inversa en Desalación*. España. Página 53-54

[318] **Dow Chemical**. 2015. *Dow Filmtec membranes BW30-400.* Product Specifications. Michigan, United States. Page 1-2.

[319] **Yan Yue Lu et al**. 2007. *Optimum design of reverse osmosis system under different feed concentration and product specification*. Journal of Membrane Science. Volume 287 (2). Page 220-229.

[320] **Alejandro Ruiz-García et al**. 2019. *Feed Spacer Geometries and Permeability Coefficients. Effect on the Performance in BWRO Spriral-Wound Membrane Modules*. Journal of Water. Volume 11 (1). Page 3-13.

[321] **Lauren F. Greenlee et al.** 2009**.** *Reverse osmosis desalination: Water sources, technology, and today´s challenges*. Water research. Volume 43 (9). Pages 2331-2348.

[322] **C.J. Geankoplis**. 1998. *Procesos de transporte y operaciones unitarias*. 3era edición. México. Compañía editorial continental S.A. Página 74-992.

[323] **Grundfos**. 2020. *CR, CRI, CRN High Pressure Vertical multistage centrifugal pumps 50 Hz*. Chicago, United States. Page 59-96.

[324] **Energy Recovery.** 2020**.** *PX U Series for UHPRO*. United States. Page 2-2.

[325] **Dow Water solution**. 2018. *Dow ion exchange resins. Water conditioning manual*. Michigan, United States. The Dow Chemical company. Page 64-93.

[326] **Dow and Lenntech**. 2018. *Data sheet Dowex Marathon C strong acid cationic resin*. Michigan, United States. Page 1-2.

[327] **Dow and Lenntech**. 2018. *Data sheet. Dowex Marathon A strong basic anionic resin*. Michigan, United States. Page 1-2.

[328] **Samuel B. Applebaum**. 1968. *Demineralization by ion exchange, in water treatment and chemical processing of other liquids.* United States. Academy Press. Page 246-389

[329] **FAO. ONU para la agricultura y la alimentación**. 2006. *Evapotranspiración del cultivo. Guías para la determinación de los requerimientos de agua de los cultivos*. Roma, Italia. Página 65-322.

[330] **Agromet, red meteorológica de INIA.** *Consulta estación La Copa, Atacama*. [En línea]. <https://agrometeorologia.cl/> [Consulta 2020]

[331] **Shandong Hassan New Materials Company.** *Geosynthetic. HDPE Geomembrane*. [Online] <http://www.hsgeosynthetics.com/products/detail/6> [Consult 2020]

[332] **Tarsco bolted tank**. 2018. *Liquid & dry bolted tank capacity charts*. United States. Warren group. Page 2-4.

[333] **R. Perry.** 1999. *Section 12 Psychrometry, Evaporative Cooling, and Solids Drying*. Chemical Engineer's Handbook. 7th edition. United States. McGraw Hill. Page 12-14

[334] **U.S. Department of Commerce**. *Nist Chemical Data book*. [Online]. <https://webbook.nist.gov/cgi/cbook.cgi?ID=C7732185&Mask=4&Type=ANTOINE&Plot=on> [Consult 2020].

[335] **C.J. Geankoplis**. 1998. *Procesos de transporte y operaciones unitarias*. 3era edición. México. Compañía editorial continental S.A. Página 588-992.

[336] **SPX Cooling Technologies, Inc. Marley**. 2018. *Relleno fílmico MC75*. Overland Park, USA. Page 2-8

[337] **TianJin Mainland Ltd.** *Hydrogen Equipment FDQ400*. [Online]. <http://www.cnthe.com/en/product_detail-35-43-29.html> [Consult 2020].

[338] **Tri-Mer Corporation**. 2013. *Packed Bed Tower Scrubbers. Technology leader in air pollution control*. Owosso Michigan. United States. Page 4-8.

[339] **Xebec.** 2017. *Pressure Swing Adsorption (PSA) Systems for Ultra-Pure Hydrogen & Other Industry Gas Purification*. Blainville, Canada. Page 13-24.

[340] **Burckhardt compression**. 2018. *Process gas compressors. Comprehensive API 618 compressor portfolio.* Winterthur, Switzerland. Page 10-20.

[341] **Hydrogenics.** 2013**.** *Heavy Duty Fuel Cell Power Module*. Canada. Page 1-2.

[342] **Marley SPX Cooling Technologies**. 2018. *CP cooling tower, model CP2410*. United States. Page 6-8

[343] **Sacome.** 2019. *Intercambiador industrial I-TFMU-I.* Murcia, España. Página 2-2.

[344] **Sacome**. 2019. *Intercambiador industrial I-TFMU-D*. Murcia, España. Página 2-2

[345] **Sterling Pumps Pty Ltd**. 2016. *Vertical Turbine and Submersible Bore Pump Performance Curves.* Technical data. Radial flow 6 [in]. Victoria, Australia. Page 34-111.

[346] **Grundfos**. 2020. *CR, CRI, CRN High Pressure Vertical multistage centrifugal pumps 50 Hz*. Chicago, United States. Page 59-96.

[347] **Sulzer performance curve**. 2007. *Sulzer ZE-ZF 50-160.* Switzerland. Page 13-114.

[348] **KSB**. 2008. *Performance Curves Booklet*. Pegnitz, Germany. Page 30-162.

[349] **DAB water technology**. 2015. *Centrifugal electronic pumps*. Italy. Page 226-280

[350] **Chile, Ministerio secretaría general de la presidencia**. Promulgación marzo 1994. *Ley sobre bases generales de medio ambiente*. Ley 19.300. Última modificación 2010.

[351] **CEN, Coordinador Eléctrico Nacional**. 2020. *Proyección de la demanda 2019-2039*. Chile. Gerencia de la planificación de la trasmisión. Página 11-59.

[352] **Héctor San Martín**. 2004. *Estructuración de proyectos de inversión bajo "Project Financing".* Horizontes empresariales. Vol. 3. Universidad de Concepción. Página 59-72.

[353] **Chile, Ministerio de Hacienda.** *Promulgación diciembre 1974. Ley sobre el impuesto a la renta*. Decreto ley 824. Artículo 20. Última actualización 2010

[354] **R. Brealey, S. Mayers y F. Allen**. 2010. *Principios de Finanzas corporativas*. Novena Edición. Estados Unidos. Mc Graw-Hill. Página 242-1066

[355] **Banco central de Chile**. *Base de datos estadísticos*. [En línea]. <https://si3.bcentral.cl/Siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_ESTADIST_MACRO/MN_EST_MACRO_IV/PEM_TPMyTASAS/PEM_TPMyTASAS?cbFechaInicio=2010&cbFechaTermino=2020&cbFrecuencia=MONTHLY&cbCalculo=NONE&cbFechaBase=>. [Consulta 2022].

[356] **Carlos P. Maquieira**. 2018. *El premio por riesgo de mercado: Estimación para Chile.* Santiago, Chile. Universidad del Pacifico. Página 44-46.

[357] **Aswath Damodaran**. *Betas by Sector*. [Online]. <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html> [Consult 2022]

[358] **Banco central de Chile**. *Base de datos estadísticos*. [En línea]. <https://si3.bcentral.cl/Siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_TASA_INTERES/MN_TASA_INTERES_09/TSF_33/T5243> [consulta 2022]

[359] **Nassir Sapag Chain**. 2011. *Proyectos de inversión Formulación y evaluación*. Segunda edición. Santiago, Chile. Pearson. Página 201-544.

[360] **Macarena Martínez.** 2018. *Naturaleza jurídica del contrato de suministro de energía eléctrica celebrado entre empresas generadoras y clientes libres.* Tesis para optar al grado académico de Magíster en Derecho. Universidad de Concepción, Chile. Página 69-129

[361] **FCH, Tractebel Engie**. 2017. *Study on early business cases for H_2 in energy storage and more broadly power to H2 applications*. European union. Page 36-51-52-55-222

[362] **NREL, National Renewable Energy Laboratory**. 2009. Lifecycle cost analysis of hydrogen versus other technologies for electrical energy storage. United States. Page 14-50.

[363] **IEA, International energy agency.** 2015. *Technology roadmap hydrogen and fuel cells.* Paris, France. Page 28-32-75.

[364] **STORE&GO project**. 2018. *Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization*. Report on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU. Netherlands. Page 14-51

[365] **IRENA**. 2020. *Green hydrogen cost reduction.* United Arab Emirates. Page 72-106.

[366] **IEA, International energy agency**. 2019. *The Future of Hydrogen Report prepared by the IEA for the G20, Japan Seizing today's opportunities*. Page 46-156-203

[367] **CSIRO.** 2018. *National Hydrogen Roadmap. Pathways to an economically sustainable hydrogen industry in Australia*. Australia. Page 78-84-89-92

[368] **European Energy Research Alliance (EERA) & Hydrogen Europe Research (HER**). 2020. *Key performance indicators (KPIS) for FCH research and innovation 2020-2030*. Page 6-7-11-30

[369] **NREL, National Renewable Energy Laboratory**. 2014. *Hydrogen station compression, storage and dispensing technical status and costs*. United states. Page 40-60

[370] **Peters, Timmerhaus, and West**. 2003. *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*. Fifth Edition. Colorado, United States. McGraw-Hill. Page 532-998.

[371] **Matches**, *equipment cost*. [Online] <https://www.matche.com/equipcost/Compressor.html>. [Consult 2020]

[372] **Peters, Timmerhaus, and West**. 2003. *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*. Fifth Edition. Colorado, United States. McGraw-Hill. Page 553-998.

[373] **M. Reuß et al**. 2017. *Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model*. Applied Energy. Volume 200. Pages 295-302

[374] **Pacific Northwest National Laboratory**. 2020. *Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2020*. Washington, United States. Page 69-98

[375] **Clemente Calderón**. 2018. *Diseño optimizado de sistemas geotérmicos para remoción de calor en edificaciones de ciudades con climas húmedos y tropicales*. Proyecto para la obtención del título de ingeniero Mecánico. Guayaquil, Ecuador. Página 112-118.

[376] **Francisco Urrutia Arancibia**. 2014. *Evaluación de la eficiencia de la torre de enfriamiento de la planta de coque, compañía siderúrgica Huachipato*. Tesis para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico. Universidad del Bío Bío, Chile. Página 106-128."

[377] **Lauren F. Greenlee et al**. 2009. *Reverse osmosis desalination: Water sources, technology, and today´s challenges*. Water research. Volume 43 (9). Pages 2339-2348

[378] **Samuel B. Applebaum.** 1968. *Demineralization by ion exchange, in water treatment and chemical processing of other liquids*. United States. Academy Press. Page 351-389.

[379] **Dow liquid separation**. 1994. *The Economics of Reverse Osmosis and Ion Exchange*. United States. Page 2-14

[380] **Peters, Timmerhaus, and West**. 2003. *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*. Fifth Edition. Colorado, United States. McGraw-Hill. Page 240-998.

[381] **Paul Robson and Davide Bonomi**. Energy storage world forum. 2020. *Growing the Battery Storage Market 2020*. Munich, Germany. Page 3-20.

[382] **Lazard**. 2020. *Lazard's levelized cost of storage analysis*. Version 6.0. Page 14-28.

[383] **IMIA Working Group Paper 74 (12).** 2012. *Insurance Coverage for Contracted Power Generation Agreements*. Rio de Janeiro, Brasil. Page 14-42.

[384] **NREL, National renewable energy laboratory**. 2010. *Insuring Solar Photovoltaics: Challenges and Possible Solutions*. Colorado, United States. Page 22-53

[385] **Gabriel Baca Urbina**. 2010. *Evaluación de proyectos*. Sexta edición. México. Mc Graw Hill. Página 154-318.

[386] **Nassir Sapag Chain et al**. 2014. *Preparación y evaluación de proyectos*. Sexta edición. Chile. McGran Hill. Página 253-355

[387] **Nassir Sapag Chain**. 2011. *Proyectos de inversión Formulación y evaluación*. Segunda edición. Santiago, Chile. Pearson. Página 450-544

[388] **CEN, Coordinador Eléctrico Nacional**. *Catastro de contratos 2020*. [En línea]. <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/contratos-de-suministro/2020-contratos-de-suministro/>. [Consulta 2020].

[389] **CNE, Comisión Nacional de Energía**. 2017. *Reglamento de SSCC. Mesa N°3*. Santiago, Chile. Página 7-22

[390] **CEN, Coordinador Eléctrico Nacional**. 2020. *Remuneración nuevo régimen SSCC. Servicios subastados*. Chile. Página 12-18

[391] **CNE, Comisión Nacional de Energía**. 2022. *Resolución exenta n°680. Informa y comunica nuevos valores del Costo de Falla de Corta y Larga Duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos*. Santiago, Chile. Página 3-9.

[392] **CNE, Comisión Nacional de energía**. 2017. *Norma técnica de homologación de las materias contenidas en los procedimientos do y dp de servicios complementarios a los que se refiere el DS 130.* Artículo 133. Santiago, Chile. Página 69-116.

[393] **CEN, Coordinador Eléctrico Nacional.** 2020. *Propuesta de expansión de la transmisión – 2020. Subgerencia de planificación*. Santiago, Chile. Página 200-272.

[394] **Epiroc**. 2018. *Minetruck MT65. Technical Specifications*. Sweden. Page 5-8

[395] **Lazard**. 2020. *Lazard's levelized cost of storage analysis - version 6.0*. United States and global. Page 14-40.

[396] **Anurag Chauhan et al**. 2014. *A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, storage options, sizing methodologies and control.* Journal Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 38. Page 106-120.

[397] **Arup Chakraborty et al**. *Layered Cathode Materials for Lithium-Ion Batteries: Review of Computational Studies on* $LiNi_{1-x-y}Co_xMn_yO_2$ *and* $LiNi_{1-x-y}Co_xAl_yO_2$. Chemistry of Materials 2020 32 (3), 915-952.

[398] **Pacific Northwest National Laboratory**. 2020. *Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2020.* Washington, United States. Page 4-98

[399] **Schimpe et al**. 2017. *Energy efficiency evaluation of a stationary lithium-ion battery container storage system via electro-thermal modeling and detailed component analysis.* Department of energy of United States (DOE). Page 4-23.

[400] **Pacific Northwest National Laboratory**. 2020. *Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2020*. Washington, United States. Page 89-98

[401] **NREL**. 2021. *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update. United states*. Page 3-15

[402] **Inodú**. 2019. *Estudio de determinación de costos por tecnología de generación*. Santiago, Chile. Página 67-98

[403] **Sandia National Laboratories**. 2020. *Chapter 12. Thermal energy storage technologies*. Albuquerque, United states. Page 7-21

[404] **Sustentable SA**. 2013. *Declaración impacto ambiental, planta solar Cerro Dominador*. Santiago, Chile. Página 10-85

[405] **WorleyParsons.** 2016. *Declaración de Impacto Ambiental "Planta de Concentración Solar de Potencia Likana Solar*". Santiago, Chile. Página 8-323

[406] **WorleyParsons**. 2016. *Declaración de Impacto Ambiental "Planta de Concentración Solar de Potencia Tamarugal Solar*". Santiago, Chile. Página 9-307

[407] **Mariana Simão and Helena M. Ramos**. 2020. *Hybrid Pumped Hydro Storage Energy Solutions towards Wind and PV Integration: Improvement on Flexibility, Reliability and Energy Costs*. Journal of Water. Volume 12. Page 3-23.

[408] **Anas Aref Al-Garalleh**. 2017. *Design of a pumped hydroelectric energy storage (PHES) system for Jordan*. Master's Degree of renewable energy. University of Jordan. Amán, Jordania. Page 111-168

[409] **Jeffrey Johnson**. 2015. *Draft Whitepaper on Compressed Air Energy Storage Technologies.* Canton, United States. Page 3-27.

[410] **Engie Lab.** 2017. *GIZ Thermal Power Plant Flexibility Improvements in Chile*. Santiago, Chile. Page 59-133.

[411] **General Electric Company**. 2021. *7F Heavy duty gas turbine*. Pages 1-1.

[412] **CNE, Comisión Nacional de Energía**. 2022. *Informe de costos de tecnologías de generación*. Santiago, Chile. Página 34-62

[413] **CEN, Coordinador Eléctrico Nacional**. *Catastro de contratos 2020*. [En línea]. <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/contratos-de-suministro/2020-contratos-de-suministro/>. [Consulta 2020].

[414] **Krismadinata et al**. 2013. *Photovoltaic module modeling using simulink/Matlab*. Procedia Environmental Sciences. Volume 17. Page 539 – 546

[415] **First Solar**. 2011. *FS Series 3™ PV Module*. Product DataSheet. Page 2-2.

[416] **Robert E. Treybal**. 1981. *Mass –transfer operations*. Third Edition. McGraw-Hill. Page 203-207-799.

[417] **D. Kern**. 1999. *Procesos de transferencia de calor*. Trigésima primera reimpresión. Cleveland, Estados Unidos. Mcgraw Hill. Página 275-133-171-981.

[418] **R. Perry.** 1999. *Section 11 heat and transfer equipment*. Chemical engineers' handbook. 7th edition. United States. McGraw-Hill. Page 11-6.

[419] **R. K. Sinnott.** 2005. *Chemical Engineering Design*. Linacre House, Oxford, United Kingdom. Elservier. Page 635-637-660-661-1017.

[420] **Alejandro Ruiz-García et al**. 2019. *Feed Spacer Geometries and Permeability Coefficients. Effect on the Performance in BWRO Spriral-Wound Membrane Modules.* Journal of Water. Volume 11 (1). Page 3-13.

[421] **Fernando Ruiz.** 2014. *Desalación de agua de mar en planta termo-solar de cilindro parabólico de 50 [MW].* Memoria para optar al título de Ingeniero Químico. Sevilla, España. Universidad de Sevilla. Page 167-223.

[422] **C.J. Geankoplis**. 1998. *Procesos de transporte y operaciones unitarias*. 3era edición. México. Compañía editorial continental S.A. Página 74-992.

[423] **E. Shashi Menon**. 2011. *Chapter 8 - Pipeline Hydraulic Analysis. Pipeline Planning and Construction Field Manual*. United States. Page 137-175