



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

**DESARROLLO DE HERRAMIENTA PARA LA EVALUACIÓN DE SISTEMAS
DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA, PARA PROYECTOS DE
PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

JOSÉ IGNACIO GUERRERO FUENTEALBA

PROFESORA GUÍA:
Mónica Zamora Zapata

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
Ian Wolde Ponce
Nicolás Villa Contardo

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
Mitsubishi Chile Limitada

SANTIAGO DE CHILE
2023

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO
POR: JOSÉ IGNACIO GUERRERO FUENTEALBA
FECHA: 2023
PROF. GUÍA: MÓNICA ZAMORA ZAPATA

DESARROLLO DE HERRAMIENTA PARA LA EVALUACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA, PARA PROYECTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

El hidrógeno verde presenta un gran potencial en el contexto de la descarbonización del sector energético, siendo un vector energético que permite almacenar energía limpia y transportarla a grandes distancias. Es por esto por lo que en los últimos años ha tomado gran relevancia, proyectándose un aumento considerable tanto en su producción como en su demanda.

Este trabajo ha sido planteado por la empresa Mitsubishi Chile Limitada, quienes han identificado que en los proyectos de hidrógeno verde la variabilidad de las energías renovables genera que el almacenamiento energético sea fundamental para poder estabilizar la producción de hidrógeno. El trabajo tiene como objetivo el diseñar e implementar una herramienta de evaluación de sistemas de almacenamiento de energía para proyectos de producción de hidrógeno verde. La herramienta propuesta evalúa la capacidad instalada de los equipos principales con el fin de minimizar el CAPEX, OPEX y los reemplazos de equipos en un horizonte de 20 años. Esto se logra considerando un perfil de generación de energía con resolución horaria a lo largo de un año, las características principales de los equipos, la demanda de hidrógeno y la satisfacción máxima teórica de la demanda. El proceso se lleva a cabo mediante la simulación de la producción de hidrógeno durante el primer año del proyecto.

Mediante la herramienta se realizan trece casos de estudio donde se evalúan distintos perfiles de generación solar fotovoltaica generados en base a diversas ubicaciones a lo largo de la zona norte y la zona central del país. Considerando los gastos de CAPEX, OPEX y los reemplazos en el caso de los proyectos del norte se obtiene un promedio de 1.06 dólares por kilogramo de hidrógeno. En el caso de los proyectos de la zona central el promedio es de 1.53 dólares.

Por último, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad con respecto al valor del electroлизador, el valor del tanque y el factor de planta de la generadora. Al variar el precio del electroлизador, se evidencia una dependencia lineal con el costo del hidrógeno, y en el escenario más extremo, duplicar el valor del equipo genera un aumento de 0.70 dólares en el costo por kilogramo de hidrógeno. En cuanto al tanque, se observa una relación lineal similar, aunque con una pendiente menor. En el escenario más extremo, al duplicar el valor en comparación con el original, la diferencia es de solo 0.12 dólares por kilogramo de hidrógeno. Finalmente, al variar el factor de planta de la generadora de energía, no se registran cambios significativos en el precio del hidrógeno.

*Dedicado a mi abuela y madrina,
Bernadita González*

Agradecimientos

Finalmente, ha llegado el último capítulo de esta gran etapa, un capítulo que en muchas ocasiones soñé con alcanzar, pero que también muchas más dudé si lograría concretar. Mi paso por la universidad ha sido arduo y ha estado lleno de desafíos tanto dentro como fuera de la sala de clases, sin embargo, también de aprendizajes y crecimiento personal.

En primer lugar, debo agradecer a mi familia, a mis padres Isabel y José Luis, y a mi hermana Andrea quienes me han acompañado y apoyado durante todo este proceso.

En segundo lugar, a mis amigos, partiendo por Alfo, recuerdo el día en que recibimos nuestros puntajes PSU y comenzamos a debatirnos qué opción tomar, ambos queríamos estudiar ingeniería y teníamos la posibilidad de entrar a la Universidad de Chile, pero las historias de terror sobre la dificultad de la FCFM hacían que dudáramos si tomar tan gran desafío. Las historias eran ciertas y ninguno pasó sin tropiezos (quizás más de los debidos) pero me alegra que hoy ambos hayamos superado este desafío juntos.

Luego debo agradecer a todos mis amigos que siempre han estado para acompañarme, no habría logrado llegar hasta acá sin ustedes: Tuti, Doggis, Cote, Soza, Vale, Meza, Cleme, Sol, Victor, Duncan, Pedro, Correa, Massardo, Nico y Piriz.

También a las amistades que se formaron en este camino, sin duda lo mejor que me entregó la FCFM: Mari, Fran, Javier, Rai, Miche, Coxi y Fer. Además de con quienes me encontré fuera de la Universidad, el equipo de “Blocks” y especialmente “La Casita” de quienes he aprendido mucho: Joaco, Sofi, Gaspar, Nacha, Carlos y Angelito.

Debo agradecer también a los profesores que me llevaron a encontrar un lugar en la ingeniería mecánica en el rubro de la energía. Por sobre todo a la profesora Mónica y los profesores Ian y Nicolás, quienes me han acompañado durante esta última etapa desde un inicio cuando aún era un proyecto sin muchas definiciones, sin su guía y paciencia no podría haber logrado aterrizar y llevar a cabo este gran proyecto.

Por último, agradezco a Eleazar y a todos los miembros de la oficina de Mitsubishi Chile por confiar en mí para llevar a cabo este trabajo y brindarme un espacio para aprender y crecer durante este último año.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Introducción	1
1.2. Motivación	2
1.3. Descripción del problema	2
1.4. Objetivos	2
1.4.1. Objetivo general	2
1.4.2. Objetivos específicos	2
1.5. Alcances	3
2. Antecedentes	4
2.1. Cambio climático y rubro energético	4
2.2. Hidrógeno verde	5
2.3. Potencial en Chile y el mundo	5
2.4. Cadena de valor del hidrógeno verde	7
2.4.1. Electrólisis	8
2.5. Almacenamiento y transporte	10
2.5.1. Opciones de larga distancia	10
2.5.2. Almacenamiento de hidrógeno gaseoso	11
2.6. Sistemas de baterías	12
2.7. Caracterización de los equipos principales	13
3. Metodología	16
3.1. Esquema modelo de producción	16
3.2. Nomenclatura	17
3.3. Modelación de Producción de Hidrógeno	17
3.3.1. Energía disponible	17
3.3.2. Producción de hidrógeno	18
3.3.3. Almacenamiento de hidrógeno	18
3.3.4. Salida de hidrógeno	19
3.3.5. Sistema de baterías	19
3.4. Modelo optimización	20
3.4.1. Función Objetivo	20
3.4.2. Restricciones	21
3.5. Uso de Solver	22
3.6. Casos de estudio	22
4. Interfaz y uso de la herramienta	25
4.1. Página principal	25

4.2. Perfil de generación	26
4.3. Selección de datos de los equipos	27
4.4. Lista de chequeo	28
4.5. Resultados	29
5. Resultados casos de estudio	32
6. Análisis de sensibilidad	38
6.1. Precio del electrolizador	38
6.2. Precio del sistema de tanques	39
6.3. Factor de planta	40
7. Análisis y discusión	41
7.1. Casos de estudio	41
7.2. Incertidumbre y análisis de sensibilidad de costos	43
8. Conclusiones y trabajo futuro	45
8.1. Conclusiones	45
8.2. Trabajo futuro	46
Bibliografía	47
Anexos	49
A. Perfiles de generación de casos de estudio	49
B. Resultados análisis de sensibilidad	52
B.1. Precio del electrolizador	52
B.2. Precio del sistema de tanques	53
B.3. Factor de planta	54

Índice de Tablas

2.1.	Tipos de tanques utilizados para almacenar hidrógeno[15][16]	11
3.1.	Casos de estudio [31]	22
3.2.	Casos de estudio zona centro	23
3.3.	Resumen perfiles de generación evaluados [32]	24
5.1.	Resultados capacidades instaladas de los equipos	32
5.2.	Resultados CAPEX	32
5.3.	Resultados producción e inversión total	33
B.1.	Resultados capacidades instaladas: Sensibilidad precio del electrolizador	52
B.2.	Resultados CAPEX: Sensibilidad precio del electrolizador	52
B.3.	Resultados producción e inversión total: Sensibilidad precio del electrolizador .	52
B.4.	Resultados capacidades instaladas: Sensibilidad precio del tanque	53
B.5.	Resultados CAPEX: Sensibilidad precio del tanque	53
B.6.	Resultados producción e inversión total: Sensibilidad precio del tanque	53
B.7.	Resultados capacidades instaladas: Sensibilidad factor de planta	54
B.8.	Resultados CAPEX: Sensibilidad factor de planta	54
B.9.	Resultados producción e inversión total: : Sensibilidad factor de planta	54

Índice de Ilustraciones

2.1.	CO_2eq por sector año 2020 y escenario de cero emisiones netas año 2050 [4] . .	4
2.2.	Clasificación del hidrógeno según colores [7]	5
2.3.	Capacidad de producción de hidrógeno [6]	6
2.4.	Proyecciones de demanda de hidrógeno [8]	6
2.5.	Costos de producción de hidrógeno verde al 2030 [7]	7
2.6.	Cadena de valor del hidrógeno verde [10]	7
2.7.	Esquema de la electrolización alcalina [7]	8
2.8.	Esquema de la electrolización PEM [7]	9
2.9.	Esquema de la electrolización SOEC [7]	9
2.10.	Opciones de almacenamiento y transporte según el volumen y la distancia [14]	10
2.11.	Esquema de transporte por medio de hidrógeno líquido [13]	10
2.12.	Esquema de transporte por medio de amoniaco [13]	11
2.13.	Esquema de transporte por medio de portadores orgánicos [13]	11
2.14.	Tipos de compresores empleados en hidrógeno según rango de operación [17] .	12
2.15.	Esquema general de funcionamiento de baterías [18]	12
2.16.	Esquema de funcionamiento de baterías ión litio[18]	13
3.1.	Esquema modelo de producción	16
3.2.	Ubicaciones casos de estudio	23
4.1.	Página principal	25
4.2.	Perfil de generación	26
4.3.	Selección de datos de los equipos	27
4.4.	Lista de chequeo	28
4.5.	Ejemplos de mensaje	28
4.6.	Página de resultados	29
4.7.	Ejemplo gráfico de resultados: Hidrógeno	29
4.8.	Ejemplo gráfico de resultados: Energía	30
4.9.	Detalle resultados	30
4.10.	Resultados guardados	31
5.1.	Capacidad instalada de electrolizadores	33
5.2.	Capacidad instalada de tanques	34
5.3.	Capacidad instalada de baterías	34
5.4.	Costo de inversión total	35
5.5.	Producción de hidrógeno en un año	35
5.6.	Precio por kilogramo producido	36
5.7.	Proporción de CAPEX según tecnología en la zona norte	36
5.8.	Proporción de CAPEX según tecnología en la zona central	37
6.1.	Capacidad instalada electrolizador vs precio electrolizador	38
6.2.	Capacidad instalada tanque vs precio electrolizador	38

6.3.	Capacidad instalada batería vs precio electrolizador	38
6.4.	Inversión total por kg vs precio electrolizador	38
6.5.	Capacidad instalada electrolizador vs precio tanque	39
6.6.	Capacidad instalada tanque vs precio tanque	39
6.7.	Capacidad instalada batería vs precio tanque	39
6.8.	Inversión total por kg vs precio tanque	39
6.9.	Capacidad instalada electrolizador vs factor de planta	40
6.10.	Capacidad instalada tanque vs factor de planta	40
6.11.	Capacidad instalada batería vs factor de planta	40
6.12.	Inversión total por kg vs factor de planta	40
A.1.	Perfil Parque Solar Finis Terrae	49
A.2.	Perfil Zona Centro 1	49
A.3.	Perfil FV Bolero	49
A.4.	Perfil Paque FV Domeyko	49
A.5.	Perfil Santiago Solar	50
A.6.	Perfil Tamaya	50
A.7.	Perfil San Pedro	50
A.8.	Perfil Zona Centro 2	50
A.9.	Perfil Cerro Dominador	50
A.10.	Perfil Carrera Pinto	50
A.11.	Perfil Carrera Pinto	51
A.12.	Perfil Zona Centro 3	51
A.13.	Perfil Pampa Solar del Norte	51
A.14.	Perfil Zona Centro 4	51

Capítulo 1

Introducción

1.1. Introducción

En la actualidad, se están llevando a cabo considerables esfuerzos para combatir el avance del cambio climático. El “Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático” (IPCC) sostiene que, para limitar el calentamiento global a $1,5^{\circ}\text{C}$, es necesario reducir en un 45 % las emisiones de carbono para el año 2030 en comparación con los niveles registrados en 2010 [1].

Para llegar a la meta planteada por el IPCC se necesitan transiciones rápidas y de gran alcance dentro del rubro energético [1], por lo cual se invierten esfuerzos en cambiar las fuentes de energías tradicionales por fuentes no contaminantes. En este contexto, el hidrógeno verde surge como una prometedora solución en la transición energética [2]. En el caso de Chile, el país presenta una ventaja comparativa significativa en la producción de hidrógeno verde, proyectándose incluso que ciertas regiones alcanzarán los costos de producción más bajos a nivel mundial para el año 2030. Esta ventaja se explica por la abundancia de recursos solares y eólicos [2], amplia disponibilidad de terrenos cerca de la costa y acceso a agua desalada, además de tener acceso a grandes mercados internacionales [3].

Sin embargo, tanto la energía solar como la eólica son altamente variables, lo que representa un desafío para lograr una producción constante de hidrógeno. Para asegurar el suministro estable de hidrógeno utilizando fuentes de energía renovables, es posible utilizar almacenamiento de energía. En dicho contexto, este trabajo de título tiene como propósito diseñar una herramienta de evaluación a nivel conceptual para sistemas de almacenamiento de energía, en proyectos de producción de hidrógeno verde.

1.2. Motivación

Este trabajo fue propuesto por la empresa Mitsubishi Chile Limitada. Para la empresa se hace necesario el desarrollo de una herramienta que permita evaluar de manera general, la mejor configuración de almacenamiento de energía para los futuros proyectos relacionados con el hidrógeno verde tanto en Chile como en el resto del mundo.

1.3. Descripción del problema

Este trabajo nace desde la necesidad de la empresa de tener un primer acercamiento al evaluar el almacenamiento de energía en proyectos de hidrógeno verde. En base a estudios previos, la empresa ha identificado que la variabilidad de las fuentes renovables puede estabilizarse por medio del almacenamiento energético. Ya sea utilizando sistemas de baterías que prolonguen las horas en las que puede operar el electrolizador o tanques de almacenamiento que aprovechen la sobreproducción de hidrógeno en horarios donde haya más disponibilidad de energía. Sin embargo, la cantidad de baterías o estanques que debe tener cada proyecto no es un cálculo trivial.

Es por esto por lo que la empresa plantea este trabajo, el cual consiste en desarrollar una herramienta de evaluación a nivel conceptual. En base a un perfil de generación, una demanda de hidrógeno y las características de los equipos principales como datos de entrada, la herramienta debe calcular la necesidad en cuanto capacidad instalada de baterías, tanques de almacenamiento y electrolizadores, teniendo en cuenta indicadores económicos y satisfacción de la demanda.

Como condición adicional establecida por la empresa, la herramienta debe ser desarrollada utilizando Microsoft Excel como plataforma y todo su contenido debe estar en inglés.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Desarrollar una herramienta de evaluación técnico económica de sistemas de almacenamiento de energía, para proyectos de producción de hidrógeno verde en base a electrólisis.

1.4.2. Objetivos específicos

- Caracterizar los equipos principales involucrados en el almacenamiento energético en proyectos de hidrógeno verde.
- Simular la producción de hidrógeno de un año con resolución horaria, por medio de un modelo dinámico en donde se puedan cambiar: capacidades instaladas y características de los equipos principales, perfil de generación de energía y demanda de hidrógeno.
- Implementar un modelo de optimización para el cálculo de capacidad instalada de los equipos principales.

1.5. Alcances

- Para el desarrollo de la herramienta se considera trabajar con perfiles de producción de energía de un año con resolución horaria, los cuales serán utilizados en su totalidad para la producción de hidrógeno.
- La demanda de hidrógeno por hora será fija.
- Se consideran proyectos sin conexión a la red eléctrica.
- Se considera la disponibilidad de agua constante para la producción de hidrógeno.
- La evaluación de la producción se realizará con respecto al primer año del proyecto, sin considerar desgastes en los equipos utilizados.
- La evaluación económica se hará con un horizonte de 20 años considerando gastos de CAPEX y OPEX de los equipos principales.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. Cambio climático y rubro energético

El 5to informe del “Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático” (IPCC) asegura que la actividad humana tiene una clara influencia en la crisis climática que se atraviesa hoy en día. Para minimizar los efectos de esta, considerando el avance que ya ha tenido, se establece el objetivo de que el aumento en la temperatura global en comparación a tiempos preindustriales no supere los 1,5°C. Para lograr esta meta es necesario llegar a cero emisiones netas de CO_2eq para el año 2050 [1].

La Figura 2.1 corresponde al gráfico de emisiones según los datos entregados por la Agencia Internacional de Energía (IEA), en este se describen las emisiones de CO_2eq por sector en gigatoneladas para el año 2020 y para el año 2050 en el escenario de cero emisiones netas.



Figura 2.1: CO_2eq por sector año 2020 y escenario de cero emisiones netas año 2050 [4]

Según los datos de la IEA las emisiones del sector de energía deben pasar de 13,5 [CO_2eq GT] a -0,4 [CO_2eq GT], para poder lograr llegar a cero emisiones netas [4]. Por lo tanto para llegar a la meta planteada por el IPCC se necesitan transiciones rápidas y de gran alcance dentro del rubro energético [1].

2.2. Hidrógeno verde

El hidrógeno se considera un combustible limpio ya que no genera emisiones de CO_2 durante su uso. Este se puede utilizar de distintas maneras para obtener energía útil. Puede ser quemado en un motor a combustión en forma individual o como mezcla con otros combustibles, se puede utilizar también en celdas combustibles para generar electricidad o como reactante para crear otros combustibles sintéticos [5].

El uso de hidrógeno puede acelerar la transición energética, ya que permite almacenar energía limpia la cual se puede transportar a largas distancias por medio de tuberías y barcos [6]. Esto sumado a sus múltiples formas de uso, hará que el hidrógeno renovable sea un recurso importante en el futuro mercado energético mundial.

El hidrógeno se clasifica en distintos colores según su método de producción, estos varían según las emisiones de CO_2 del proceso y el tratamiento que se les da. El hidrógeno verde hace referencia al hidrógeno que es obtenido por medio de la electrólisis de agua utilizando fuentes de energías renovables. Este proceso productivo para la obtención de hidrógeno no genera emisiones de CO_2 . La Figura 2.2 muestra las principales clasificaciones del hidrógeno según su método de producción acompañadas de sus correspondientes descripciones.



Figura 2.2: Clasificación del hidrógeno según colores [7]

2.3. Potencial en Chile y el mundo

El hidrógeno ha causado gran expectativa a nivel global, para el año 2022 se han anunciado un total de 240 mil millones de dólares en inversiones directas en hidrógeno hacia el año 2030 [6]. El gráfico de la Figura 2.3 muestra la capacidad de producción en millones de toneladas por año según los proyectos anunciados hasta el año 2030.

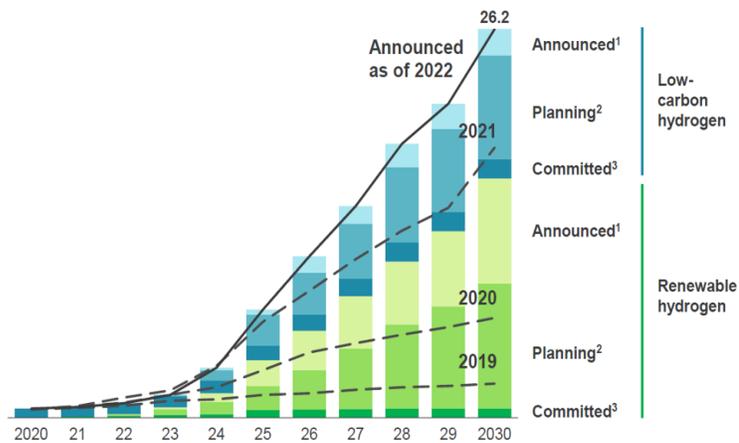


Figura 2.3: Capacidad de producción de hidrógeno [6]

Siguiendo la tendencia de aumento en la capacidad de producción, las proyecciones de demanda también muestran crecimiento en los próximos años. La Figura 2.4 ilustra las proyecciones de demanda de hidrógeno hasta el año 2050.

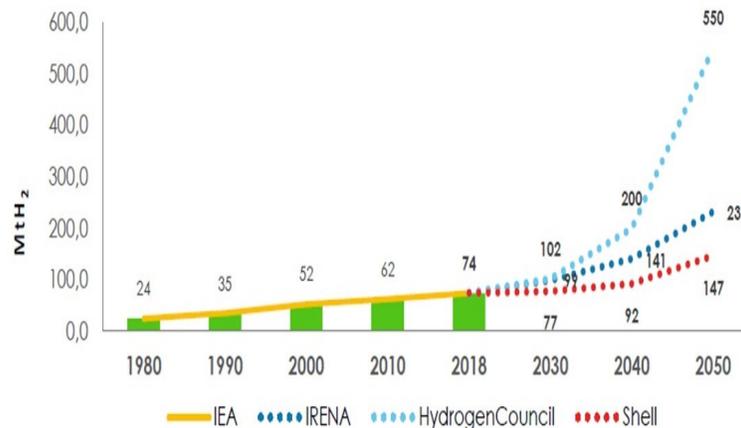


Figura 2.4: Proyecciones de demanda de hidrógeno [8]

Chile presenta un gran potencial para la producción de hidrógeno verde debido a su alto potencial energético renovable. Se estima que Chile posee un potencial de más de 1.800 [GW] de generación considerando las siguientes tecnologías: solar fotovoltaica, eólica, hidráulica de pasada y concentración solar de potencia. Esta cifra corresponde a 70 veces la demanda energética actual del país. La gran cantidad de recursos energéticos en Chile permite tener costos nivelados de electricidad renovables bajos, los cuales además tienden a bajar debido al desarrollo de las tecnologías involucradas [2].

Los bajos costos en electricidad permiten tener un bajo costo nivelado de hidrógeno verde. Incluso proyectándose que para el año 2030 el hidrógeno verde producido en el desierto de Atacama y en la Región de Magallanes tenga el costo de producción más bajo del mundo [2]. El gráfico de la Figura 2.5 ilustra los costos de producción de hidrógeno para el año 2030 a partir de sistemas solares y eólicos.

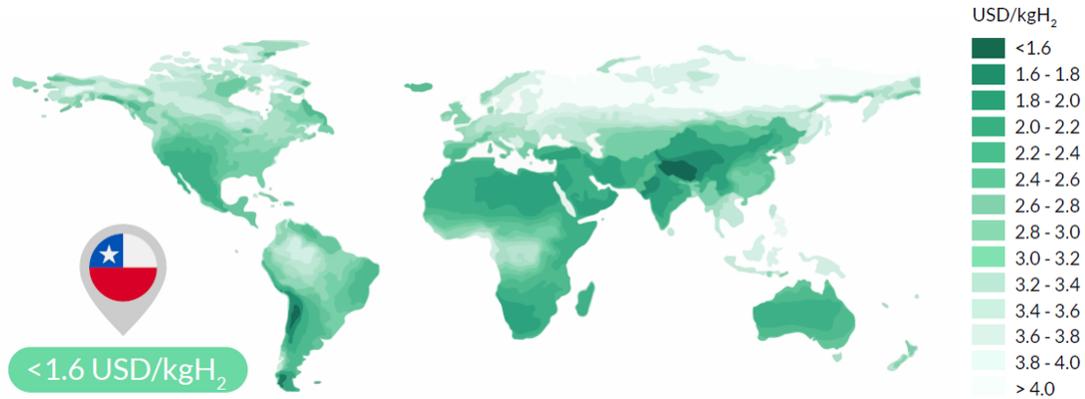


Figura 2.5: Costos de producción de hidrógeno verde al 2030 [7]

2.4. Cadena de valor del hidrógeno verde

La cadena de valor del hidrógeno verde describe el proceso desde su producción hasta su uso final en distintas aplicaciones. Esta comienza con la definición de la fuente renovable la cual se utiliza para producir el hidrógeno mediante electrólisis. Este paso puede ser complementado mediante el uso de baterías para minimizar la variabilidad del suministro eléctrico o por medio de la conexión a la red eléctrica. Se incluye también el almacenamiento y transporte del hidrógeno [9]. Finalmente, el hidrógeno obtenido puede ser utilizado directamente o bien destinado a la producción de derivados. En la Figura 2.6 se ilustra esta cadena de valor de manera resumida.

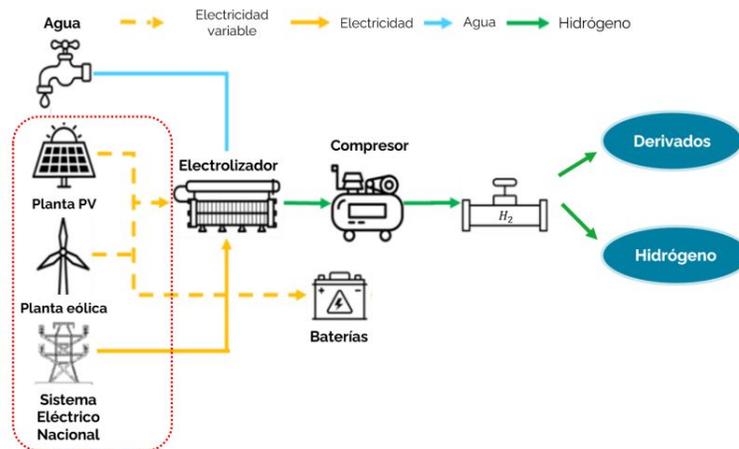


Figura 2.6: Cadena de valor del hidrógeno verde [10]

2.4.1. Electrólisis

En el proceso de electrólisis se utiliza electricidad para descomponer el agua en sus componentes elementales, oxígeno e hidrógeno. Mediante este proceso se obtiene hidrógeno de alta pureza. Se puede aplicar en escalas pequeñas y grandes. Para llevar a cabo este proceso se utilizan electrolizadores, los cuales se componen por una serie de celdas electrolizadoras. Estas celdas están compuestas por un electrodo positivo y uno negativo los cuales se sumergen en el agua [11].

Existen diferentes tipos de electrolizadores, entre los más utilizados hoy en día se encuentran los alcalinos (AE), los de membrana de intercambio de protones (PEM) y los de celdas electrolizadoras de óxido sólido (SOEC) [9].

Los electrolizadores alcalinos son la tecnología más madura y asequible del mercado. Estos utilizan una solución alcalina de hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH) como electrolito [12]. En la Figura 2.7 se muestra el esquema de la electrólisis alcalina cuyas reacciones químicas se describen en la ecuación 2.1 [7].

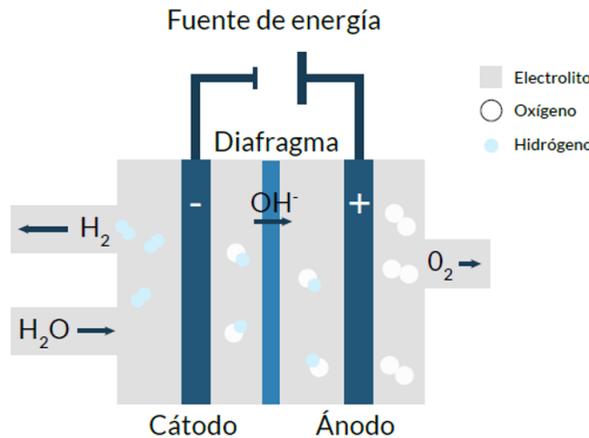
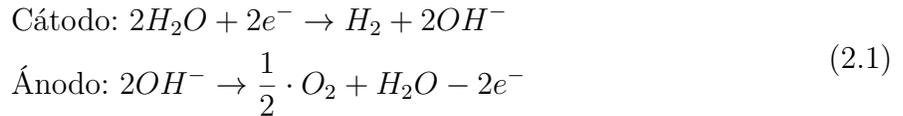


Figura 2.7: Esquema de la electrólisis alcalina [7]

Los electrolizadores del tipo PEM utilizan un electrolito basado en una membrana de polímero orgánico, la cual desempeña simultáneamente el papel de electrolito y de material separador o diafragma [12]. Las reacciones químicas en electrolizadores PEM se muestran en la ecuación 2.2 [7]. La Figura 2.8 muestra el esquema del electrolizador PEM.

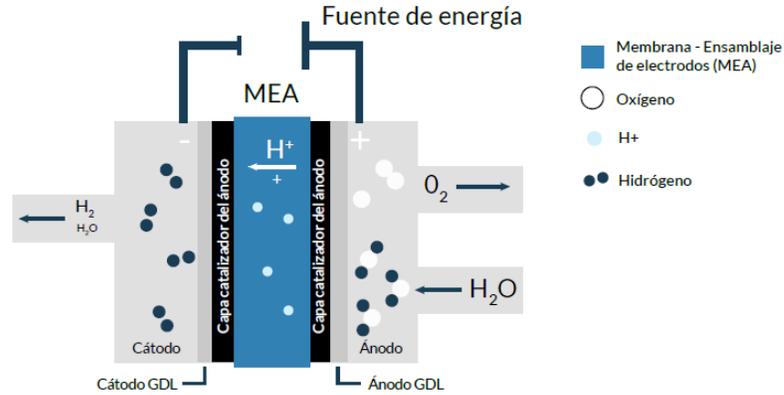
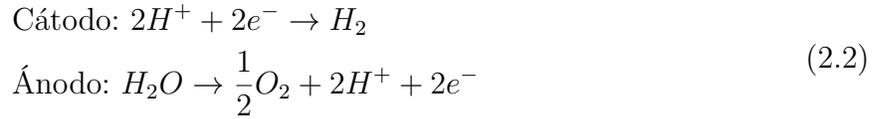


Figura 2.8: Esquema de la electrolización PEM [7]

Por último, los electrolizadores SOEC son una tecnología que se encuentra en estado de investigación, pero muestra gran potencial, ya que se usa vapor de agua a altas temperaturas para producir hidrógeno, lo que reduce la cantidad de electricidad necesaria para el proceso y resulta en mayores eficiencias [12]. En la Figura 2.9 se muestra el esquema de la electrolización SOEC cuyas reacciones químicas se describen en la ecuación 2.3 [7].

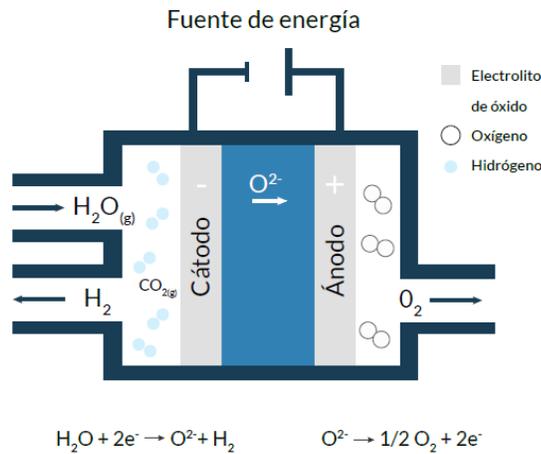
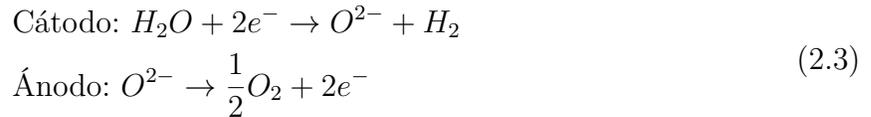


Figura 2.9: Esquema de la electrolización SOEC [7]

2.5. Almacenamiento y transporte

En la actualidad existen cuatro medios que presentan el mayor potencial para el almacenamiento y transporte del hidrógeno, estos medios son: hidrógeno comprimido en estado gaseoso, hidrógeno en estado líquido, amoníaco y portadores orgánicos [13]. La selección entre estos medios dependen del volumen de hidrógeno y la distancia que se debe recorrer entre otros factores. La Figura 2.10 muestra las opciones más convenientes de almacenamiento y transporte según el volumen y la distancia.

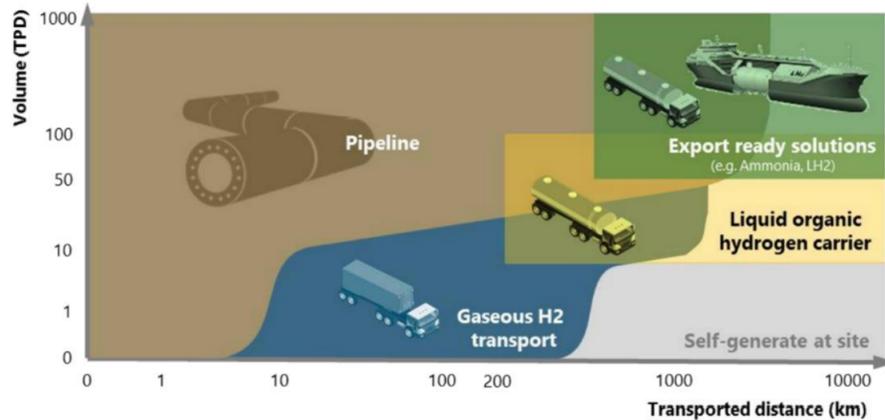


Figura 2.10: Opciones de almacenamiento y transporte según el volumen y la distancia [14]

2.5.1. Opciones de larga distancia

El estado líquido del hidrógeno se consigue a -252.87°C a través de múltiples ciclos de refrigeración. En este estado, aumenta su densidad energética sin necesidad de aumentar su presión, y por lo tanto es utilizado para la exportación de hidrógeno en largas distancias. Los tanques de hidrógeno líquido deben minimizar la transferencia de calor, para evitar su cambio de estado [15].

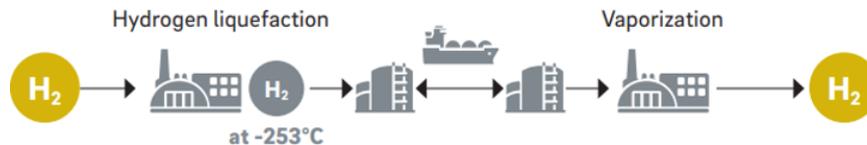


Figura 2.11: Esquema de transporte por medio de hidrógeno líquido [13]

El amoníaco se produce al reaccionar hidrógeno y nitrógeno, utilizando el proceso Haber-Bosch. El amoníaco líquido puede ser transportado en tanques refrigerados. Una vez que llega a su destino, el amoníaco se descompone en sus componentes, nitrógeno e hidrógeno, a través de un proceso de craqueo endotérmico. La mezcla de gas resultante se purifica y se elimina el nitrógeno liberándolo a la atmósfera [13].

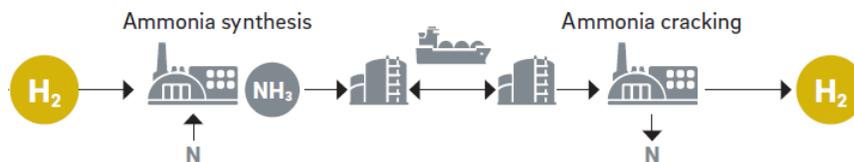


Figura 2.12: Esquema de transporte por medio de amoníaco [13]

Los portadores orgánicos son compuestos químicos de fácil transporte que pueden ser hidrogenados y deshidrogenados de manera reversible. El proceso de hidrogenación se refiere a enlazar químicamente hidrógeno al compuesto líquido. En el destino, el hidrógeno se libera a través de un proceso de deshidrogenación endotérmica. El portador orgánico deshidrogenado puede ser transportado de vuelta a la fuente de hidrógeno para ser reutilizado. Existen varios tipos de sustancias orgánicas transportadoras disponibles, entre las cuales el tolueno, el dibenziltolueno y el benciltolueno son los más comunes [13].



Figura 2.13: Esquema de transporte por medio de portadores orgánicos [13]

2.5.2. Almacenamiento de hidrógeno gaseoso

El hidrógeno a alta presión se almacena en tanques de paredes gruesas fabricados con materiales de alta resistencia. Esta es actualmente una de las tecnologías de almacenamiento más simples, comunes y eficientes en uso [16]. Debido a las altas presiones a las que se someten los estanques de almacenamiento se debe seguir la guía “ASME Boiler and Pressure Vessel Code” [15]. La Tabla 2.1 especifica las características de los 4 tipos de tanques utilizados para almacenar hidrógeno comprimido.

Tabla 2.1: Tipos de tanques utilizados para almacenar hidrógeno[15][16]

Tipo	Descripción	Presión máxima (bar)	Representación
I	Completamente de acero o aluminio	200	
II	Aluminio recubierto parcialmente con capa de fibra de vidrio	300	
III	Aluminio recubierto completamente con fibra de vidrio o carbono	700	
IV	Fibra de carbono con revestimiento polimérico	700	

Los tanques tipo I y II se utilizan más para almacenamiento a gran escala de forma estacionaria, los tipo III y IV en cambio se suelen utilizar en aplicaciones móviles ya que son más ligeros, pero más costosos [17].

La compresión de un gas se lleva a cabo por medio del intercambio de energía entre el compresor y el gas. El trabajo ejercido por el compresor es transferido al gas que pasa por él convirtiéndose en energía de flujo, aumentando su presión y energía cinética impulsándola a fluir [17]. La compresión de hidrógeno gaseoso se puede realizar a través de diferentes tecnologías de compresores, dependiendo de la presión a la que se quiere llegar y el caudal de trabajo. La Figura 2.14 muestra las opciones tecnológicas para la compresión de hidrógeno.

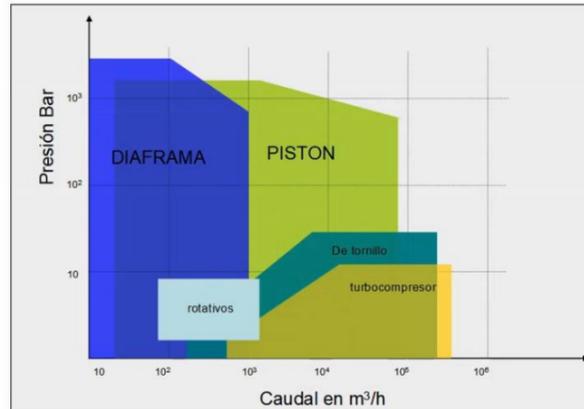


Figura 2.14: Tipos de compresores empleados en hidrógeno según rango de operación [17]

2.6. Sistemas de baterías

Los sistemas de baterías o BESS, por sus siglas en inglés, son dispositivos de almacenamiento de energía multicelda que operan a través de procesos electroquímicos de oxidación y reducción. Cada celda individual consta de dos electrodos conocidos como ánodo y cátodo, junto con un electrolito contenido entre estos electrodos dentro del recipiente contenedor. Estas celdas son responsables de generar un flujo constante de electrones mediante las reacciones químicas inherentes al sistema [18].

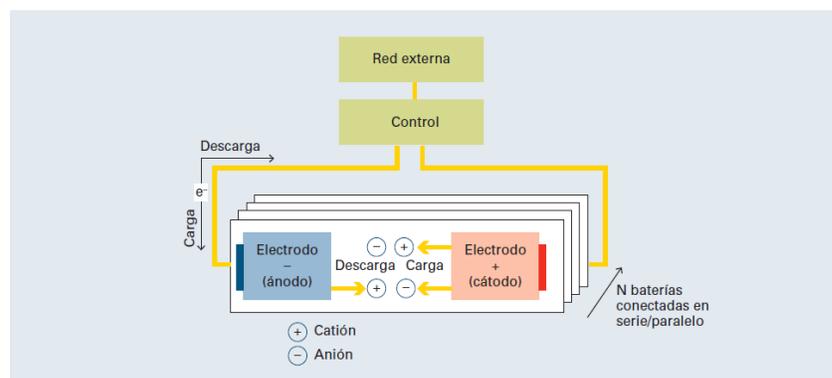


Figura 2.15: Esquema general de funcionamiento de baterías [18]

Las baterías de ión-litio intercambian iones de litio (Li^+) entre el ánodo y el cátodo y tienen la ventaja de tener una alta energía específica, alta densidad de energía y potencia en comparación con otras tecnologías de baterías. También presentan una excelente eficiencia en ciclos de carga y descarga, una vida útil relativamente larga y una baja tasa de autodescarga. A medida que los costos de los sistemas de almacenamiento de energía con baterías de ión de litio disminuyen, están empezando a convertirse cada vez más en una opción económica para aplicaciones estacionarias [19].

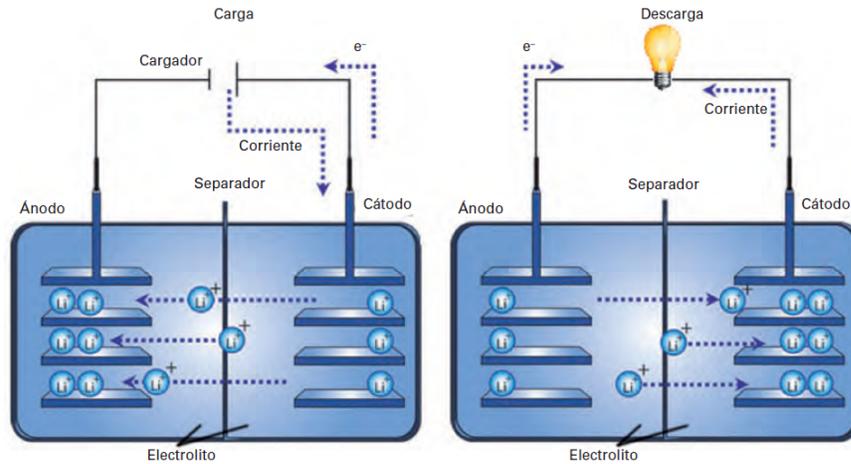


Figura 2.16: Esquema de funcionamiento de baterías ión litio[18]

2.7. Caracterización de los equipos principales

A continuación, se describe la caracterización de los equipos considerados para la producción de hidrógeno dentro de la herramienta de evaluación. Estos valores serán los que se utilizan para evaluar la herramienta y analizar casos dentro del trabajo de título; sin embargo, la herramienta entrega la opción de que el usuario entregue sus propios valores para cada uno de estos parámetros.

Los precios calculados en dólares han sido ajustados según el año de publicación al 2023 por medio de la calculadora de inflación de “Coinnews Media Group” [20]. Los precios publicados originalmente en euros han sido ajustados a dólares mediante en cambio promedio del año de publicación según “Exchange Rates UK” [21].

Electrolizador

En base a la información recopilada se decidió trabajar con electrolizadores PEM como tecnología de base, siguiendo la metodología presentada en el “International Journal of Hydrogen Energy” [22]. El precio por kW instalado en los electrolizadores se considera 425 [\$/kW], este precio corresponde a estimaciones para proyectos de 50 MW [22][23]. Al utilizar electrolizadores PEM el uso de energía por cada kilogramo de hidrógeno producido corresponde a 55 kWh/kg [24]. El OPEX se sitúa entre 2% y 5% anual de la inversión inicial por lo que se decide trabajar con un 3.5% [25].

Almacenamiento de hidrógeno

El almacenamiento del hidrógeno se considera en estado gaseoso y comprimido, almacenado en tanques. Para obtener el valor del costo de almacenamiento, se calcula el valor por kilogramo de hidrógeno almacenado, por medio de la ecuación utilizada en la herramienta de evaluación de proyectos de hidrógeno verde de la GIZ descrita en el manual de usuario de la misma [26]. Esta ecuación (2.4) entrega un valor por kilogramo de hidrógeno almacenado en base a la presión de almacenamiento. El usuario debe definir la presión a la cual se trabajará en la herramienta. El OPEX se considera como 2 % del CAPEX por año [27].

$$Costo_{tanque} = 0.0016 \cdot P_{almacenamiento}^2 + 0.2763 \cdot P_{almacenamiento} + 491.57 \quad (2.4)$$

Donde:

- $Costo_{tanque}$ corresponde al costo unitario de inversión de almacenamiento gaseoso [USD/kg].
- $P_{almacenamiento}$: corresponde a la presión de almacenamiento.

Sistema compresores

La compresión del hidrógeno se considera solamente para los estanques como un costo asociado a estos, para estimar su costo se sigue el procedimiento presentado por Adam Christensen [23].

En primer lugar se calcula la potencia en el eje por medio de la siguiente ecuación 2.5:

$$Potencia_{eje} = Q \left(\frac{1}{24 \cdot 3600} \right) \cdot \frac{Z \cdot T \cdot R}{M_{H_2} \cdot \eta} \cdot \frac{N \cdot \gamma}{\gamma - 1} \left(\left(\frac{P_{out}}{P_{in}} \right)^{\frac{\gamma-1}{N \cdot \gamma}} - 1 \right) \quad (2.5)$$

Donde:

- Q es el flujo de hidrógeno [kg/día]
- P_{in} es la presión de entrada. [bar]
- P_{out} es la presión de salida [bar]
- Z es el factor de compresibilidad del hidrógeno estimado en 1.03198
- N es el número de etapas del compresor donde se asumen 2
- T es la temperatura de entrada al compresor estimada en 310.95°K
- γ es la razón de los calores específicos estimada en 1.4
- M_{H_2} corresponde a la masa molecular del hidrógeno 2.15 [g/mol]
- η es la eficiencia del compresor donde se asume un 75 %
- R es la constante de gases ideales $8.314 \frac{J}{molK}$

Reemplazando los valores se obtiene la ecuación 2.6 la cual depende de la presión de entrada, presión de salida y el flujo diario:

$$Potencia_{eje} = Q \left(\frac{1}{24 \cdot 3600} \right) \cdot \frac{1.03198 \cdot 310.95 \cdot 8.314}{2.15 \cdot .75} \cdot \frac{2 \cdot 14}{1.4 - 1} \left(\left(\frac{P_{out}}{P_{in}} \right)^{\frac{1.4-1}{2 \cdot 1.4}} - 1 \right) \quad (2.6)$$

Simplificando la ecuación 2.6 se consigue la relación presentada en la ecuación 2.7:

$$Potencia_{eje} = Q \left(-0.134047 + 0.134047 \left(\frac{P_{out}}{P_{in}} \right)^{0.142857} \right) \quad (2.7)$$

La presión de entrada se considera 20 bar [28] y la presión de salida corresponde a la presión de almacenamiento seleccionada por el usuario. Q es calculado como el flujo promedio de hidrógeno al día.

Luego se calcula la carga eléctrica considerando la eficiencia del motor de un 95 % y una sobreestimación del sistema del 10 %.

$$Potencia_{Compresor} = \frac{Potencia_{eje} \cdot 1.1}{0.95} \quad (2.8)$$

Por último el costo del compresor se calcula por medio de la ecuación 2.9:

$$Costo_{compresor} = 2990 * \frac{Potencia_{Compresor}}{Q} \quad (2.9)$$

Al multiplicar por Q obtendremos el CAPEX del sistema de compresión. El OPEX se considera como 8 % del CAPEX por año [27].

Sistema de baterías

Para el sistema de baterías se considera como base la tecnología de ión litio. Los sistemas de baterías de litio se caracterizan siguiendo los datos presentados por Christian Bauer [27]. Se considera un valor de 91 % para la eficiencia roundtrip, CAPEX de 200\$/kWh , OPEX de 5 % de CAPEX por año y ciclos de 5 horas, donde cada hora se carga o descarga un quinto de la energía total que puede almacenar el sistema.

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se presenta la formulación matemática del problema de modelación y optimización que da base a la herramienta de evaluación. Se describe el modelo de simulación de producción de hidrógeno y el modelo de optimización que utiliza la simulación anterior para definir restricciones y resultados.

3.1. Esquema modelo de producción

A continuación, en la Figura 3.1 se presenta el esquema que sigue el modelo de producción de hidrógeno durante una hora. Este esquema representa tanto el flujo de energía como el de hidrógeno en el modelo, así como también el orden de los cálculos realizados en el transcurso de una hora simulada.

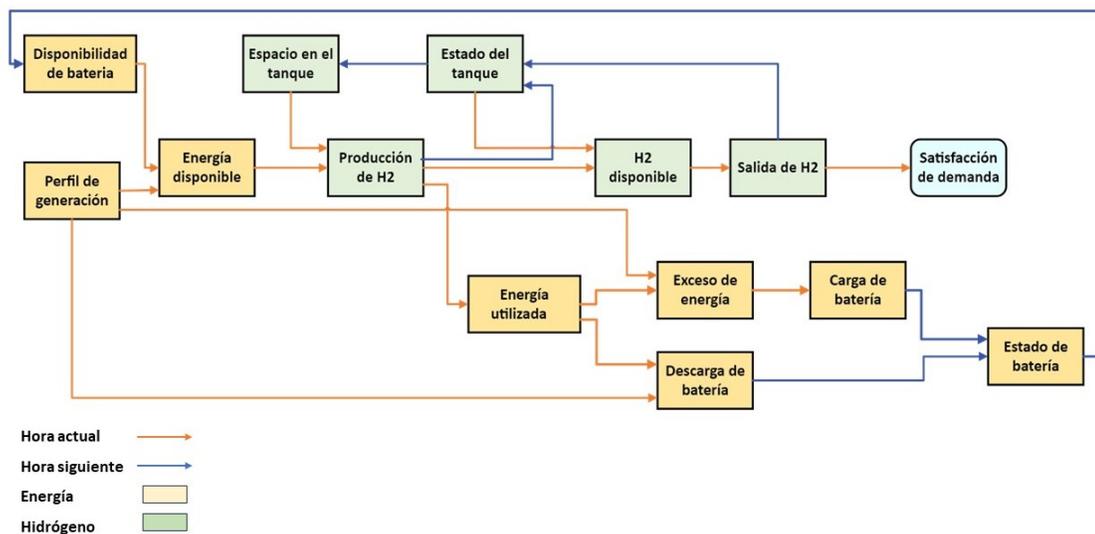


Figura 3.1: Esquema modelo de producción

3.2. Nomenclatura

Parámetro	Descripción	Unidad
B^{Cap}	Capacidad máxima de almacenamiento de energía de la batería.	kWh
B_i^{Car}	Energía cargada a la batería en el momento i.	kWh
B_i^{Des}	Energía descarga desde la batería en el momento i.	kWh
B_i^{Dis}	Energía máxima que puede ser liberada desde la batería en el momento i.	kWh
B_i^{Est}	Energía almacenada en la batería en el momento i.	kWh
BH	Horas en las que la batería puede alcanzar su capacidad máxima de carga o descarga.	h
BR	Eficiencia roundtrip de la batería.	-
CE	Consumo energético del electrolizador.	kWh/kg
D^{Ide}	Demanda ideal de H2 por hora.	kg/h
D^{Min}	Demanda mínima de H2 por hora.	kg/h
E_i^{Dis}	Energía disponible en el momento i para la producción de H2.	kWh
E_i^{Exc}	Diferencia entre la energía disponible y la energía utilizada en el momento i.	kWh
E_i^{Uti}	Energía utilizada en el momento i para la producción de H2.	kWh
EL_i^{Cap}	Capacidad máxima de producción del electrolizador en una hora.	kg/h
G_i	Generación de energía eléctrica en el momento i.	kWh
$H2_i^{Dis}$	H2 disponible para satisfacer la demanda en el momento i.	kg
$H2_i^{Sal}$	H2 que sale del sistema para satisfacer la demanda en el momento i.	kg
P_i	Producción de H2 en el momento i.	kg
$PH2$	Salida de H2 promedio al día	kg/día
T^{Cap}	Capacidad máxima de almacenamiento de H2 del tanque.	kg
T_i^{Dis}	Disponibilidad en el tanque para almacenar H2 en el momento i.	kg
T_i^{Est}	Cantidad de H2 almacenado en el tanque en el momento i.	kg
T_i^{Ent}	Entrada de H2 hacia el tanque en el momento i.	kg
T_i^{Sal}	Salida de H2 desde el tanque en el momento i.	kg

3.3. Modelación de Producción de Hidrógeno

En la siguiente sección, se describe el modelo de simulación de producción de hidrógeno. Este permite determinar la capacidad de producción horaria de hidrógeno a partir de un perfil de generación eléctrica de un año con resolución horaria y los parámetros de los equipos principales.

3.3.1. Energía disponible

La energía (E_i^{Dis}) disponible para la producción de hidrógeno en cada hora, se define como la suma de la producción de energía según el perfil de generación durante esa hora y la máxima descarga que se puede entregar desde el sistema de baterías. Esta se calcula mediante la ecuación 3.1.

$$E_i^{Dis}[kWh] = G_i[kWh] + B_i^{Dis}[kWh] \quad (3.1)$$

Donde G_i corresponde a la generación de energía en el momento i, según el perfil entregado por el usuario. B_i^{Dis} corresponde a la energía que puede entregar la batería en el momento i y se obtiene a partir de la ecuación 3.2.

$$\begin{aligned}
B_0^{Dis}[kWh] &= 0 \\
B_i^{Dis}[kWh] &= \min \left(B_{i-1}^{Est}[kWh], \frac{B^{Cap}[kWh]}{BH[h]} \cdot 1[h] \right)
\end{aligned} \tag{3.2}$$

3.3.2. Producción de hidrógeno

La producción de hidrógeno (P_i) se calcula considerando la energía disponible (E_i^{Dis}), la capacidad máxima de producción de los electrolizadores (EL^{Cap}) y la capacidad de almacenamiento disponible (T_i^{Dis}), siguiendo la ecuación 3.3.

$$P_i[kg] = \min \left(D^{Ide}[kg/h] \cdot 1[h] + T_i^{Dis}[kg]; EL^{Cap}[kg/h] \cdot 1[h]; \frac{E_i^{Dis}[kWh]}{CE[kWh/kg]} \right) \tag{3.3}$$

3.3.3. Almacenamiento de hidrógeno

La disponibilidad de hidrógeno ($H2_i^{Dis}$) se calcula mediante la ecuación 3.4 y se define como la suma del hidrógeno almacenado más la producción en el momento i (P_i).

$$H2_i^{Dis}[kg] = T_{i-1}^{Est}[kg] + P_i[kg] \tag{3.4}$$

El hidrógeno almacenado o estado del tanque (T_{i-1}^{Est}) se calcula siguiendo la ecuación 3.5 como la diferencia entre el hidrógeno disponible ($H2_i^{Dis}$) y la salida de hidrógeno ($H2_i^{Sal}$).

$$\begin{aligned}
T_0^{Est}[kg] &= 0 \\
T_i^{Est}[kg] &= T_{i-1}^{Est}[kg] + P_i[kg] - H2_i^{Sal}[kg]
\end{aligned} \tag{3.5}$$

Luego la entrada de hidrógeno al tanque (T_i^{Ent}) se calcula mediante la ecuación 3.6.

$$T_i^{Ent}[kg] = \max(P_i[kg] - H2_i^{Sal}[kg]; 0) \tag{3.6}$$

Paralelamente, la ecuación 3.7 representa la salida de hidrógeno desde en tanque (T_i^{Sal}).

$$T_i^{Sal}[kg] = \max(H2_i^{Sal}[kg] - P_i[kg]; 0) \tag{3.7}$$

Finalmente la disponibilidad del tanque es la diferencia entre la capacidad máxima de almacenamiento del tanque (T^{Cap}) y la capacidad que está en uso, tal como se describe en la ecuación 3.8.

$$\begin{aligned}
T_0^{Dis}[kg] &= T^{Cap}[kg] \\
T_i^{Dis}[kg] &= T^{Cap}[kg] - T_{i-1}^{Est}[kg]
\end{aligned} \tag{3.8}$$

3.3.4. Salida de hidrógeno

La demanda ideal (D^{Ide}) se satisface de acuerdo a la disponibilidad de hidrógeno. Se reserva una cantidad para poder satisfacer por 24 horas la demanda mínima (D^{min}) definida por el usuario. La salida de hidrógeno ($H2_i^{Sal}$) se define siguiendo la ecuación 3.9.

$$\text{si: } H2_i^{Dis}[kg] > D^{Min}[kg/h] \cdot 24[h] + D^{Ide}[kg/h] \cdot 1[h]$$

$$H2_i^{Sal}[kg] = D^{Ide}[kg/h] \cdot 1[h]$$

$$\text{En caso contrario, si: } H2_i^{Dis}[kg] > D^{Min}[kg/h] \cdot 1[h]$$

(3.9)

$$H2_i^{Sal}[kg] = D^{Min}[kg/h] \cdot 1[h]$$

En caso contrario:

$$H2_i^{Sal}[kg] = 0$$

Por lo tanto, si se tiene suficiente hidrógeno en una hora para satisfacer la demanda ideal más 24 horas de la demanda mínima, la salida de hidrógeno será igual a la demanda ideal, en caso contrario y si se puede satisfacer al menos una hora de la demanda mínima entonces la salida de hidrógeno será igual a esta demanda. Por último, si el hidrógeno no es suficiente para cubrir la demanda mínima la salida será igual a cero.

3.3.5. Sistema de baterías

La energía utilizada (E_i^{Uti}) es representada en la ecuación 3.10.

$$E_i^{Uti}[kWh] = P_i[kg] \cdot CE[kWh/kg] \quad (3.10)$$

Donde CE corresponde al consumo energético del electrolizador. Luego según la diferencia entre la energía utilizada y la energía generada se calcula el exceso de energía (E_i^{Exc}), por medio de la ecuación 3.11.

$$E_i^{Exc}[kWh] = \max(G_i[kWh] - E_i^{Uti}[kWh], 0) \quad (3.11)$$

Luego se calcula la carga la batería (B_i^{Car}), considerando el exceso de energía, la capacidad de almacenamiento de energía de la batería (B^{Cap}), su potencia dada por la razón entre su capacidad y las horas de carga/descarga (BH) y la eficiencia rountrip (BR). Para esto se utiliza la ecuación 3.12.

$$B_i^{Car}[kWh] = \min \left(E_i^{Exc}[kWh], \frac{B^{Cap}[kWh]}{BH[h]} \cdot 1[h], B^{Cap}[kWh] - B_{i-1}^{Est}[kWh] \right) \cdot BR \quad (3.12)$$

La descarga de la batería (B_i^{Des}) se calcula mediante la ecuación 3.13. Correspondiendo a la diferencia entre la energía utilizada y la energía generada.

$$B_i^{Des}[kWh] = E_i^{Uti}[kWh] - G_i[kWh] \quad (3.13)$$

Finalmente, el estado de la batería (B_i^{Est}) en el momento i corresponde al estado anterior de la batería sumado a la carga de esta y restando la descarga. Representado por la ecuación 3.14.

$$\begin{aligned} B_0^{Est}[kWh] &= 0 \\ B_i^{Est}[kWh] &= B_{i-1}^{Est}[kWh] + B_i^{Car}[kWh] - B_i^{Des}[kWh] \end{aligned} \quad (3.14)$$

3.4. Modelo optimización

Se describe el modelo de optimización el cual mediante el Solver de Excel varía las capacidades instaladas de los equipos principales de la simulación anterior: electrolizadores, baterías y tanques de hidrógeno.

3.4.1. Función Objetivo

La función objetivo del modelo (3.19) corresponde a la minimización de la inversión total la cual considera el CAPEX de los equipos principales siendo: electrolizadores, baterías, tanques de hidrógeno y compresores. El OPEX de estos equipos con un horizonte de 20 años y el remplazo de los equipos que tienen una vida útil menor a los 20 años considerados.

En el caso del CAPEX de cada equipo se calculan siguiendo las ecuaciones 3.15 a 1.18.

Electrolizador

$$CAPEX_{Electrolizador}[\$] = Costo_{Electrolizador}[\$/kW] \cdot CE[kWh/kg] \cdot EL^{Cap}[kg/h] \quad (3.15)$$

Tanque de hidrógeno

$$CAPEX_{Tanque}[\$] = Costo_{tanque}[\$/kg] \cdot T^{Cap}[kg] \quad (3.16)$$

Sistema compresores

$$CAPEX_{Compresor}[\$] = Costo_{Compresor}[\$ \cdot día/kg] \cdot PH2[kg/día] \quad (3.17)$$

Sistema BESS

$$CAPEX_{BESS}[\$] = Costo_{BESS}[\$/kWh] \cdot B^{Cap}[kWh] \quad (3.18)$$

En el caso del OPEX de cada año se considera un porcentaje del CAPEX para cada equipo el cual se trabaja en valor presente para sumarlo al CAPEX inicial. Finalmente se considera también una inversión a la mitad de la vida útil del proyecto para el reemplazo del stack en el caso del electrolizador y el sistema de baterías en su totalidad, considerando un 60 % del CAPEX inicial en el caso del electrolizador y de 100 % en el caso de las baterías[29][25].

Función objetivo

$$\text{Minimizar : } CAPEX_{Total} + \sum_{t=1}^{20} \frac{OPEX_{Total}}{(1+i)^t} + \frac{Remplazo_{Total}}{(1+i)^{10}} \quad (3.19)$$

Donde:

- $CAPEX_{Total} = CAPEX_{Electrolizador} + CAPEX_{Tanque} + CAPEX_{Compresion} + CAPEX_{BESS}$
- $OPEX_{Total} = CAPEX_{Electrolizador}[\$] \cdot OPEX_{Electrolizador}[\%] + CAPEX_{Tanque}[\$] \cdot OPEX_{Tanque}[\%] + CAPEX_{Compresion}[\$] \cdot OPEX_{Compresion}[\%] + CAPEX_{BESS}[\$] \cdot OPEX_{BESS}[\%]$
- $Remplazo_{Total} = CAPEX_{Electrolizador} \cdot 0.6 + CAPEX_{BESS}$

3.4.2. Restricciones

Capacidad instalada

La capacidad instalada de cada equipo va desde cero hasta una sobrestimación de esta. La sobrestimación para cada equipo se decidió en conjunto con la empresa tras probar el modelo de simulación con distintas capacidades.

- $0 \leq EL^{Cap}[kg/h] \leq \frac{Max(G_i[kWh])}{CE[kWh/kg]}$
- $0 \leq T^{Cap}[kg] \leq D^{Ide}[kg/h] \cdot 24[h] \cdot 5$
- $0 \leq B^{Cap}[kWh] \leq Max(G_i[kWh])$

Máxima satisfacción de demanda ideal

Se define el porcentaje de satisfacción de demanda como las horas en la cual se puede satisfacer la demanda ideal sobre las horas totales del año a partir de la segunda semana. Con el valor máximo de cada una de las capacidades se simula un año de producción en cual se calcula la satisfacción de demanda máxima.

Luego se le resta un margen a este porcentaje y se establece como el porcentaje de satisfacción objetivo de la optimización. Para establecer este margen se realizaron pruebas realizando distintas optimizaciones con el programa. Se decidió en conjunto con la empresa trabajar con -1.5 %, este margen entregaba resultados cercanos a los esperados al trabajar con satisfacciones de demanda máxima por sobre el 90 %. Para satisfacciones de demanda bajo el 90 % los resultados entregados se encontraban considerablemente por sobre lo esperado para el tamaño de los proyectos según los datos de entrada. Esto se corregía al aumentar el margen de resta a la satisfacción obtenida. Por lo tanto, la última restricción del modelo se define de la siguiente manera:

- $Satisfacción_{Máxima} - 1.5 \leq Satisfacción_{Objetivo}$

3.5. Uso de Solver

Solver es un programa complementario de Microsoft Excel que permite resolver problemas de optimización. El complemento cuenta con tres posibles métodos de resolución: Simplex LP, GRG Nonlinear y Evolutionary.

El método Simplex LP se utiliza para problemas lineales, mientras que los métodos GRG Nonlinear y Evolutionary se utilizan para abordar problemas no lineales, como lo es en este caso. El método GRG es el más rápido de los dos, sin embargo, tiene la desventaja de que la solución depende en gran medida de las condiciones iniciales y es posible que no sea la solución óptima a nivel global. Por otro lado, el algoritmo Evolutionary tiene una mayor probabilidad de encontrar una solución globalmente óptima, pero este enfoque tiende a ser más lento en términos de procesamiento [30].

Una buena solución intermedia entre la rapidez del algoritmo GRG Nonlinear y la robustez del algoritmo Evolutionary es el método GRG con la opción Multi-start. Este algoritmo crea una población de valores iniciales distribuidos de manera aleatoria, y cada uno de ellos se evalúa utilizando el algoritmo GRG Nonlinear tradicional. Al iniciar múltiples veces desde diferentes condiciones iniciales, aumenta significativamente la probabilidad de encontrar la solución óptima a nivel global [30].

Por lo tanto el Solver se emplea planteando las restricciones y la función objetivo que se han detallado en las secciones previas y el método de resolución elegido es GRG Non-linear, con la opción Multi-start.

Se emplea un tamaño de población de 200 correspondiente a la cantidad de puntos de partida y un valor de convergencia de 10^{-6} correspondiente a la cantidad de cambio relativo permitido en las últimas cinco iteraciones antes de que Solver se detenga.

3.6. Casos de estudio

Se plantean un conjunto de 9 casos de estudio iniciales que involucran la evaluación de 9 perfiles de generación solar fotovoltaica. Las ubicaciones y capacidades corresponden a plantas fotovoltaicas que están en funcionamiento en la actualidad [31]. La demanda de hidrógeno es calculada de manera proporcional a la capacidad instalada en cada planta solar, siguiendo los datos proporcionados por la empresa, con una demanda mínima del 10 %.

Tabla 3.1: Casos de estudio [31]

Proyecto	Compañía	Capacidad instalada [MW]	Demanda [kg/hora]	Latitud	Longitud
Parque Solar Finis Terrae	ENEL	160	700	-22.3	-69.5
FV Bolero	EDF	147	642	-23.5	-69.4
Parque FV Domeyko	ENEL	135	591	-24.1	-69.6
Santiago Solar	AME	115	503	-33.1	-70.9
Tamaya	Engie	114	499	-22.2	-70.1
San Pedro	GPG	106	464	-22.6	-68.8
Cerro Dominador	Cerro Dominador	100	438	-22.8	-69.5
Carrera Pinto	ENEL	94	411	-27.0	-69.9
Pampa Solar Norte	ENEL	79	346	-25.5	-70.2

Al obtener los resultados se decide sumar 4 casos más en la zona central del país con el fin de identificar tendencias en esta zona del país en comparación a la zona norte donde se sitúan 8 de los 9 casos planteados originalmente.

Tabla 3.2: Casos de estudio zona centro

Proyecto	Capacidad instalada [MW]	Demanda [kg/hora]	Latitud	Longitud
Zona Centro 1	150	656	-32.9	-71.1
Zona Centro 2	103	451	-33.8	-71.3
Zona Centro 3	91	398	-32.33	-70.8
Zona Centro 4	75	328	-35.02	-71.1

La Figura 3.2 muestra las ubicaciones de las plantas evaluadas.

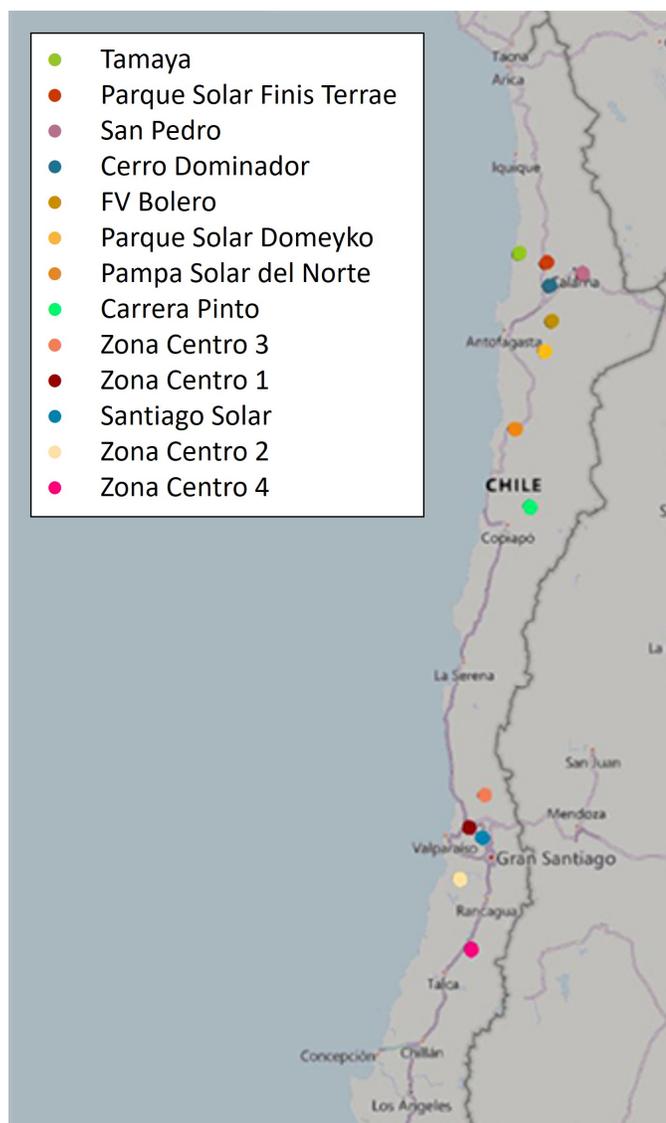


Figura 3.2: Ubicaciones casos de estudio

Los perfiles se obtienen por medio del explorador solar [32]. En el explorador, se emplean paneles bifaciales y se utilizan los valores predeterminados para las características de instalación y pérdidas. En la Tabla 3.3 se resumen las características de los perfiles de generación evaluados.

Tabla 3.3: Resumen perfiles de generación evaluados [32]

Proyecto	Capacidad instalada de planta de generación [MW]	Energía bruta generada [MWh]	Factor de planta
Parque Solar Finis Terrae	160	338,837	0.24
Zona Centro 1	150	294,851	0.22
FV Bolero	147	320,866	0.25
Parque FV Domeyko	135	295,972	0.25
Santiago Solar	115	229,943	0.23
Tamaya	114	250,847	0.25
San Pedro	106	241,620	0.26
Zona Centro 2	103	196,145	0.22
Cerro Dominador	100	214,642	0.25
Carrera Pinto	94	208,114	0.25
Zona Centro 3	91	185,268	0.23
Pampa Solar Norte	79	174,555	0.25
Zona Centro 4	77	148,643	0.22

Luego de realizar los 13 casos de estudio, se realiza un análisis de sensibilidad variando los factores más relevantes según los resultados de los casos. Para el análisis se toma como base el caso de “Parque solar FV Domeyko”. Se varían los precios del electrolizador, el tanque y el factor de planta del perfil de generación. El factor de planta se varía multiplicando por un mismo factor la generación de cada hora del año.

Capítulo 4

Interfaz y uso de la herramienta

El modelo expuesto en los capítulos anteriores se implementó a través de la creación de un documento en Excel denominado “Hydrogen Assessment Tool” . En el presente capítulo, se detalla el uso de esta herramienta de evaluación, la cual se encuentra en inglés debido a las necesidades específicas de la empresa.

4.1. Página principal

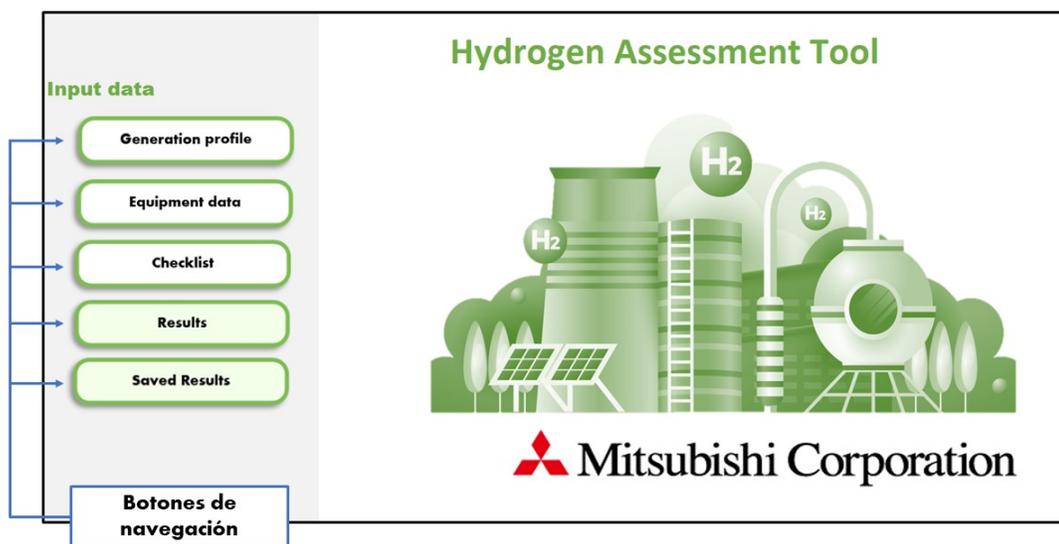


Figura 4.1: Página principal

Al acceder al documento, se visualizará la página principal que incluye la portada y los botones de navegación. Los botones de navegación permiten al usuario desplazarse entre las secciones de la herramienta, y se encuentran presentes en todas las páginas. Son fácilmente identificables debido a su borde de color verde y al texto o figuras en color negro que los acompañan.

4.2. Perfil de generación

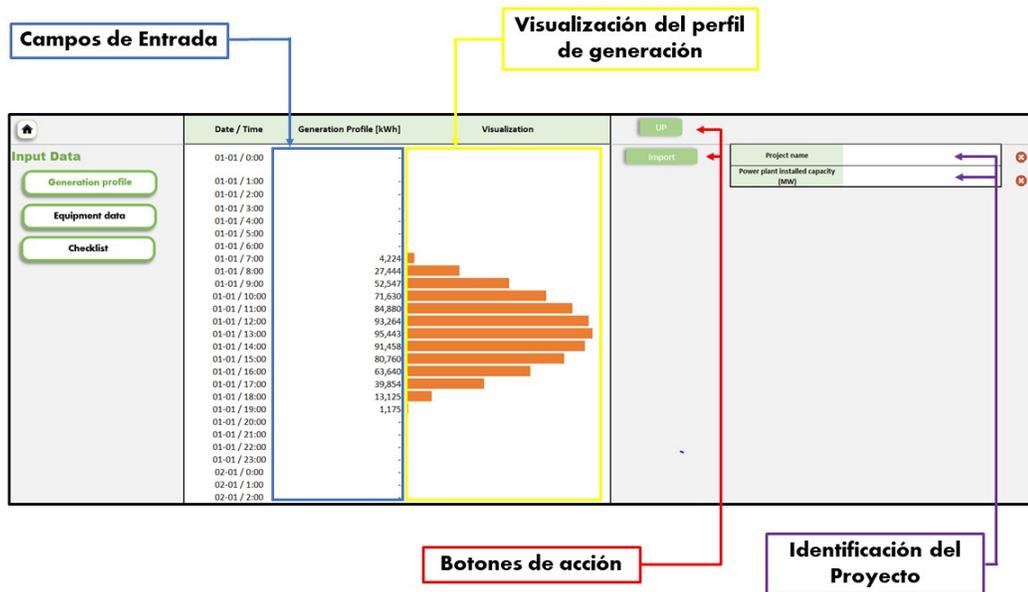


Figura 4.2: Perfil de generación

En la página de perfil de generación, se requiere ingresar en cada uno de los campos designados el valor correspondiente a la generación en kWh para cada una de las horas del año. Esta acción puede realizarse de manera manual, al copiar y pegar los datos desde otro documento, o bien cargando un archivo de Excel que contenga esta información en la primera columna, comenzando desde la primera celda de la primera página del documento. Luego de que los datos sean subidos se podrán ver reflejados en los campos de visualización del perfil.

Para cargar un archivo se debe utilizar el botón de acción “Import”. Los botones de acción se pueden distinguir ya que son de color verde, sin bordes y texto blanco. En esta página, es posible identificar el proyecto que se está evaluando al asignarle un nombre y establecer la capacidad instalada de la planta generadora. Estos datos serán utilizados al guardar los resultados.

4.3. Selección de datos de los equipos

Lista de selección de tecnología

Electrolyzer

Selection: Electrolyzer Selection
PEM

Options:

Category	Value	Unit
Energy use	35	kWh/kg
CAPEX	434	USD/kW
OPEX	35	% CAPEX/Year

USER

Category	Value	Unit
Energy use	1	kWh/kg
CAPEX		USD/kW
OPEX		% CAPEX/Year

Tank

Selection: Tank Selection
Estimate by pressure

Options:

Estimate by pressure

Category	Value	Unit
Pressure		bar

Tank

Category	Value	Unit
CAPEX		USD/kg
OPEX	2	% CAPEX/Year

Compressor

Category	Value	Unit
CAPEX		USD/kg per day
OPEX	8	% CAPEX/Year

USER

Category	Value	Unit
Pressure		bar

Tank

Category	Value	Unit
CAPEX		USD/kg
OPEX		% CAPEX/Year

Compressor

Category	Value	Unit
CAPEX		USD/kg per day
OPEX		% CAPEX/Year

BESS

Selection: Beas Selection
Lithium ion

Options:

Lithium ion

Category	Value	Unit
Hours	5	h
Roundtrip Efficiency	91	%
CAPEX	200	USD/kWh
OPEX	5	% CAPEX/Year

USER

Category	Value	Unit
Hours		h
Roundtrip Efficiency		%
BESS Capex		USD/kWh
OPEX		% CAPEX/Year

Production

Category	Value	Unit
H2 demand		kg/h
Minimum demand		%

Celdas bloqueadas

Campos de Entrada

Figura 4.3: Selección de datos de los equipos

En la página de selección de equipos se definen las características principales de los equipos con los cuales se desea trabajar además de la demanda ideal y el porcentaje de esta que corresponda a la demanda mínima.

Para cada uno de los equipos, se tiene la opción de emplear los valores predeterminados, los cuales han sido explicados en el capítulo anterior, o entregar datos personalizados. Para cambiar entre estas dos alternativas, se utilizan listas de selección de tecnología.

Los campos de entrada se muestran en color gris, estas son celdas que el usuario debe completar. Según la opción que esté seleccionada en la lista de selección de tecnología se bloquearán algunas celdas, esto se podrá ver con el color verde oscuro sobre ellas. Si un campo de entrada se encuentra vacío habrá una “x” de color rojo a su lado.

4.4. Lista de chequeo

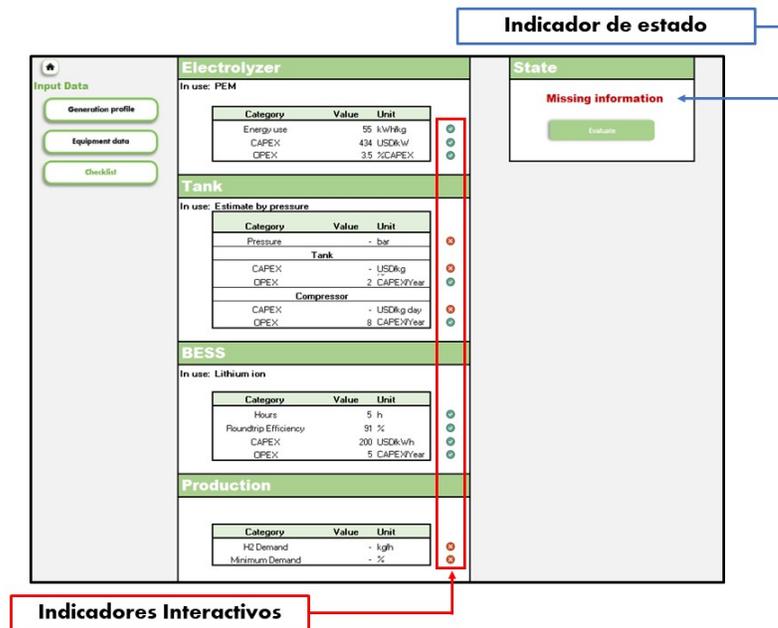


Figura 4.4: Lista de chequeo

En la página de chequeo se muestran todos los parámetros seleccionados anteriormente. En caso de que falte alguno el indicador de estado dirá “Missing information” en caso contrario dirá “Ready”.

Los indicadores interactivos mostrarán el estado de cada uno de los parámetros específicamente y al seleccionarlos llevarán al usuario a la sección correspondiente de ese parámetro en la página de datos de los equipos.

Al apretar el botón de acción “Evaluate” en caso de que falte información se mostrará en mensaje de la Figura 4.5 a. Si la información está completa se mostrará el mensaje de la Figura 4.5 b.

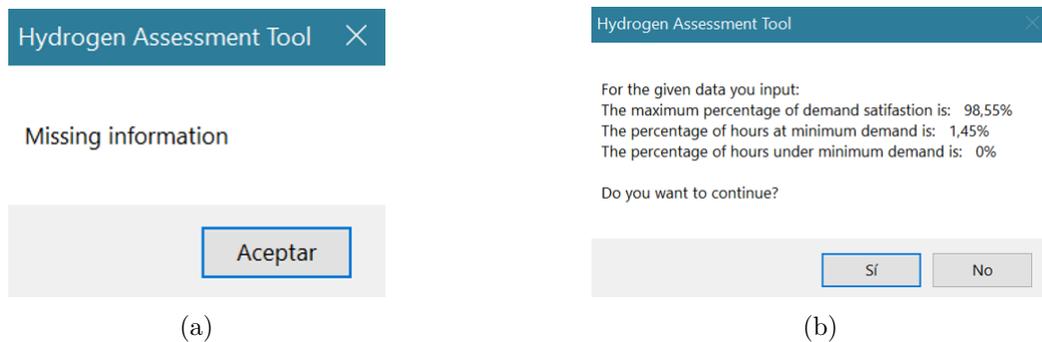


Figura 4.5: Ejemplos de mensaje

4.5. Resultados



Figura 4.6: Página de resultados

En la página de resultados se muestran las capacidades instaladas calculadas para los equipos principales, las toneladas de hidrógeno producidas en un año y los indicadores económicos los cuales incluyen CAPEX y OPEX de cada uno de los equipos, los costos de reemplazo del electrolizador y el sistema de baterías y por último el costo total de la inversión en términos de valor presente neto, lo cual corresponde al valor de la función objetivo. En esta página se pueden guardar los resultados con el botón de acción e ir a la sección de detalles.

En esta sección además se muestran dos gráficos. Estos muestran el promedio de cada hora del año en cuanto al comportamiento del hidrógeno y de la energía eléctrica. El primero muestra las horas de producción de hidrógeno, la salida de hidrógeno almacenado y la salida de hidrógeno total. La Figura 4.7 muestra un ejemplo de este gráfico.

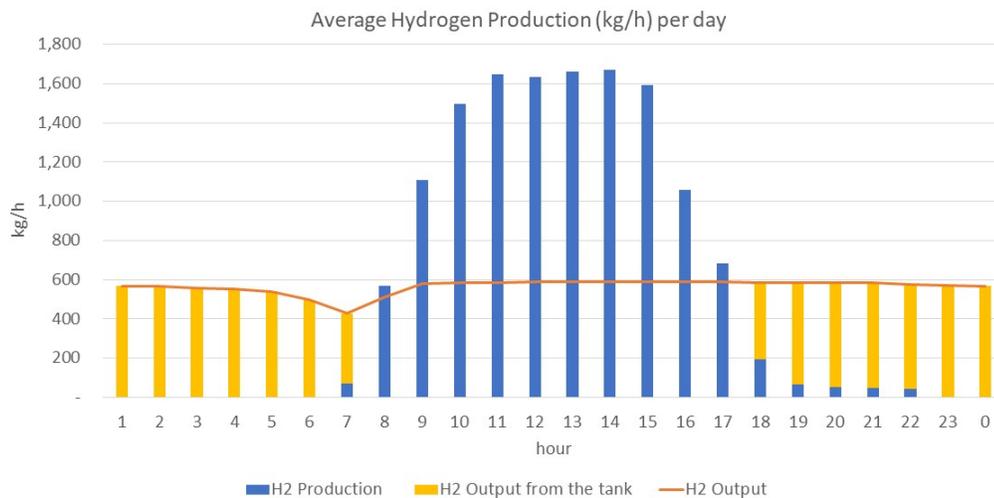


Figura 4.7: Ejemplo gráfico de resultados: Hidrógeno

En el segundo gráfico se muestra el perfil de generación, el uso de energía directa desde el perfil hacia el electrolizador, carga y descarga del sistema de baterías y uso total de energía para la producción de hidrógeno. La Figura 4.8 muestra un ejemplo de este segundo gráfico.

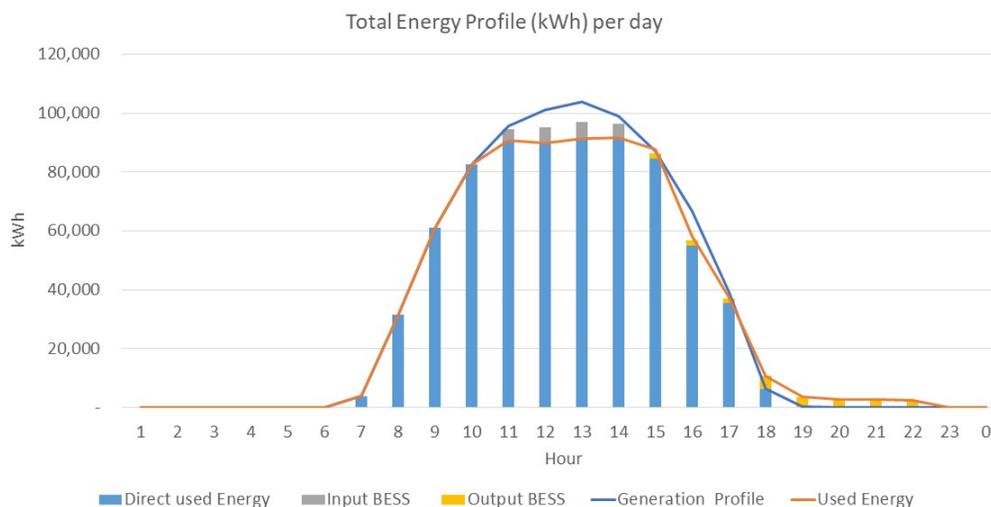


Figura 4.8: Ejemplo gráfico de resultados: Energía

La sección de detalle muestra para cada hora: El perfil de energía, la cantidad de hidrógeno producido, la cantidad de hidrógeno presente en el estanque, la carga y descarga del sistema de baterías y la salida de hidrógeno para satisfacer la demanda.

Date / Time	Generation Profile (MWh)	Hydrogen Production (kg)	Tank State (kg)	BESS Output / Input (MWh)	Hydrogen Output (kg)
04-10 / 4:00	-	-	55,220	-	500
04-10 / 5:00	-	-	54,720	-	500
04-10 / 6:00	-	-	54,220	-	500
04-10 / 7:00	7.91	144	53,720	-	500
04-10 / 8:00	37.49	682	53,364	-	500
04-10 / 9:00	63.14	1,148	53,545	-	500
04-10 / 10:00	81.95	1,490	54,193	-	500
04-10 / 11:00	95.52	1,737	55,183	-	500
04-10 / 12:00	102.57	1,865	56,420	-	500
04-10 / 13:00	102.75	1,868	57,785	-	500
04-10 / 14:00	95.89	1,347	59,153	21	500
04-10 / 15:00	81.50	500	60,000	21	500
04-10 / 16:00	61.20	500	60,000	21	500
04-10 / 17:00	34.48	500	60,000	7	500
04-10 / 18:00	6.63	499	60,000	-21	500
04-10 / 19:00	-	379	59,999	-21	500
04-10 / 20:00	-	379	59,878	-21	500
04-10 / 21:00	-	127	59,757	-7	500
04-10 / 22:00	-	-	59,384	-	500
04-10 / 23:00	-	-	58,884	-	500
05-10 / 0:00	-	-	58,384	-	500
05-10 / 1:00	-	-	57,884	-	500
05-10 / 2:00	-	-	57,384	-	500

Figura 4.9: Detalle resultados

En la sección de resultados guardados se pueden almacenar hasta 10 evaluaciones donde se guarda la capacidad instalada y el CAPEX de cada uno de los equipos, además de la identificación del proyecto. Al apretar el botón de acción de cualquier fila se borrarán los datos que hay en ella liberando el espacio.

The screenshot shows a web interface titled "Save Results" with a table containing 10 rows. The table has the following columns: "Name of the project", "Power plant installed capacity (MW)", "Electrolyser" (subdivided into "Installed Capacity MW" and "Capex USD"), "Tank" (subdivided into "Installed Capacity kg" and "Capex USD"), "Compressor" (subdivided into "Installed Capacity kg/day" and "Capex USD"), and "BESS" (subdivided into "Installed Capacity MW" and "Capex USD"). A "Delete" button is located at the end of each row.

Name of the project	Power plant installed capacity (MW)	Electrolyser		Tank		Compressor		BESS		Delete
		Installed Capacity MW	Capex USD	Installed Capacity kg	Capex USD	Installed Capacity kg/day	Capex USD	Installed Capacity MW	Capex USD	
										Delete
										Delete
										Delete
										Delete
										Delete
										Delete
										Delete
										Delete
										Delete
										Delete

Figura 4.10: Resultados guardados

Capítulo 5

Resultados casos de estudio

A continuación, se presentan los resultados de los casos de estudio. En la Tabla 5.1 se presentan los resultados en cuanto a la necesidad de capacidad instalada para cada uno de los equipos principales. Los resultados se encuentran en forma descendente según la capacidad instalada de las plantas generadoras, la cual es proporcional a la demanda de hidrógeno fijada para cada uno de los casos de estudio.

Tabla 5.1: Resultados capacidades instaladas de los equipos

Proyecto	Capacidad instalada de electrolizadores [MW]	Capacidad instalada de tanques [ton]	Capacidad instalada de baterías [MW]
Parque Solar Finis Terrae	112.00	21.00	7.00
Zona Centro 1	128.73	62.86	3.60
FV Bolero	104.98	19.68	6.82
Parque FV Domeyko	96.16	18.08	6.34
Santiago Solar	93.30	47.53	2.70
Tamaya	81.55	15.29	5.40
San Pedro	73.18	14.05	5.33
Zona Centro 2	86.24	42.90	2.45
Cerro Dominador	71.76	13.46	4.57
Carrera Pinto	69.75	12.53	4.79
Zona Centro 3	74.29	37.86	2.11
Pampa Solar Norte	56.90	10.60	3.72
Zona Centro 4	61.32	32.06	1.73

Luego en la Tabla 5.2 se muestran los resultados en cuanto a CAPEX para electrolizadores, tanque, baterías compresores y total para cada uno de los perfiles evaluados.

Tabla 5.2: Resultados CAPEX

Proyecto	CAPEX de electrolizadores [kUSD]	CAPEX de tanques [kUSD]	CAPEX de baterías [kUSD]	CAPEX de compresores [kUSD]	CAPEX total [kUSD]
Parque Solar Finis Terrae	48,545	11,462	7,348	1,947	69,302
Zona Centro 1	55,871	33,644	3,595	1,626	94,736
FV Bolero	45,563	10,533	6,815	1,804	64,714
Parque FV Domeyko	41,732	9,677	6,342	1,649	59,399
Santiago Solar	40,490	25,436	2,698	1,265	69,888
Tamaya	35,394	8,183	5,401	1,401	50,379
San Pedro	31,762	7,518	5,332	1,315	45,927
Zona Centro 2	37,427	22,960	2,454	1,093	63,934
Cerro Dominador	31,143	7,204	4,569	1,224	44,141
Carrera Pinto	30,273	6,708	4,788	1,148	42,917
Zona Centro 3	32,243	20,260	2,108	1,002	55,613
Pampa Solar Norte	24,696	5,673	3,715	963	35,047
Zona Centro 4	26,613	17,159	1,727	827	46,327

Finalmente, en la Tabla 5.3 se muestran los resultados en cuanto a la producción anual de hidrógeno, la producción total considerando los 20 años de operación, la inversión total del proyecto considerando CAPEX, OPEX y reemplazos de electrolizadores, tanque, baterías y compresores y el costo por kilogramo de hidrógeno producido en la totalidad del proyecto.

Tabla 5.3: Resultados producción e inversión total

Parámetro	Producción de H2 en 1 año [ton]	Producción de H2 en 20 años [ton]	Inversión total USD > kUSD	Inversión por kilogramo [USD/kg]
Parque Solar Finis Terrae	5,936	118,720	123,867	1.04
Zona Centro 1	4,959	99,185	157,530	1.59
FV Bolero	5,500	109,998	115,751	1.05
Parque FV Domeyko	5,028	100,556	106,254	1.06
Santiago Solar	3,856	77,124	115,891	1.50
Tamaya	4,272	85,442	90,137	1.05
San Pedro	4,011	80,211	82,233	1.03
Zona Centro 2	3,332	66,649	106,172	1.59
Cerro Dominador	3,734	74,674	78,923	1.06
Carrera Pinto	3,502	70,034	76,962	1.10
Zona Centro 3	3,055	61,106	92,199	1.51
Pampa Solar Norte	2,936	58,721	62,706	1.07
Zona Centro 4	2,523	50,456	76,635	1.52

En base a los resultados anteriores se grafican cada una de las capacidades instaladas de electrolizadores, tanques y baterías con respecto a la capacidad instalada de las plantas generadoras, ya que la demanda de hidrógeno es proporcional a esta, las tendencias se mantendrían al utilizar este parámetro. Las tendencias se analizan de manera separada para la zona norte y centro. Se espera que las capacidades instaladas de los equipos tengan directa relación en cuanto a la capacidad instalada de las plantas generadoras. En la Figura 5.1 se muestra la capacidad instalada de electrolizadores.

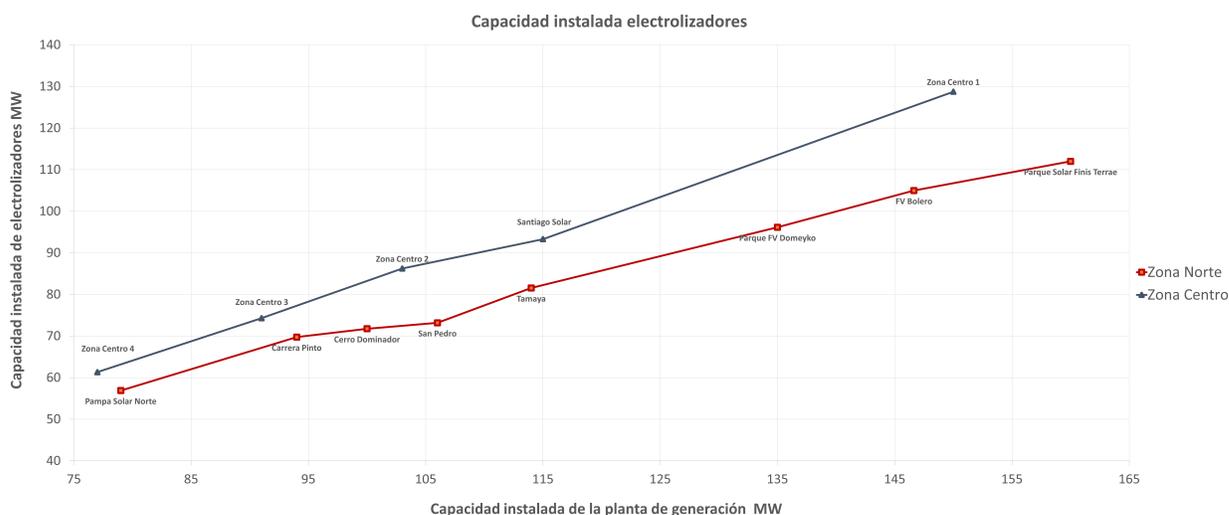


Figura 5.1: Capacidad instalada de electrolizadores

Se puede notar que la capacidad instalada de los electrolizadores tiende a aumentar a medida que aumenta la capacidad de las plantas generadoras tal como se esperaba, se puede notar también que los proyectos en el centro tienen una mayor necesidad en cuanto a capacidad instalada de electrolizadores en comparación a proyectos del mismo tamaño en el norte. En la Figura 5.2 se muestra la capacidad instalada de los tanques de hidrógeno.

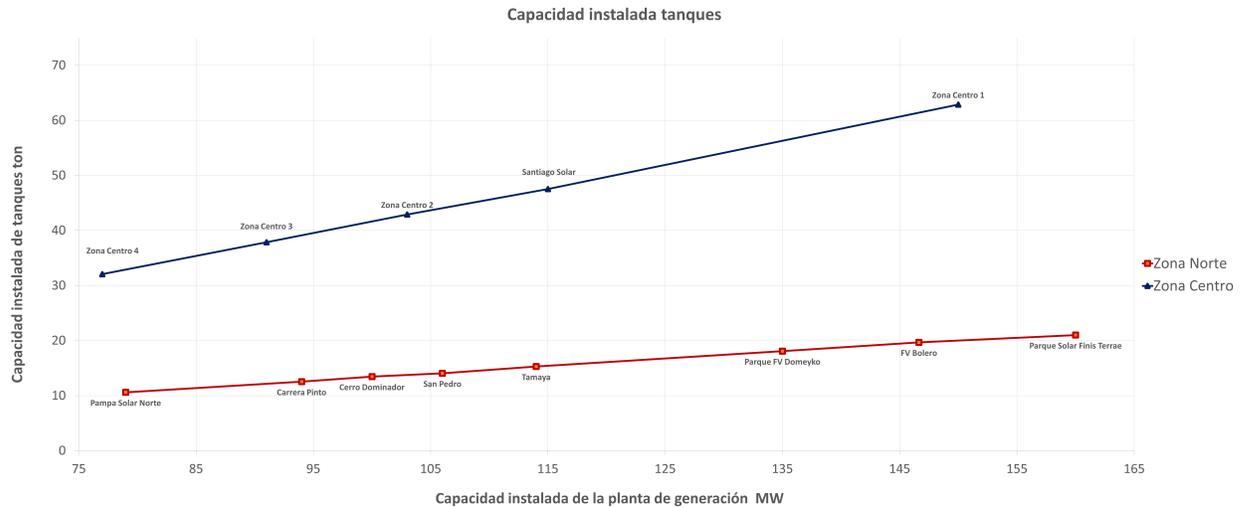


Figura 5.2: Capacidad instalada de tanques

Para los tanques de hidrógeno podemos ver que el comportamiento esperado se cumple al igual que en el caso de los electrolizadores, sin embargo en el caso del centro ya no solo hay un desplazamiento de la curva con respecto a los proyectos del norte sino que también es mayor la pendiente, por lo cual hay una mayor necesidad de tanques y al aumentar el tamaño del proyecto esta diferencia aumenta. En la Figura 5.3 se muestra la capacidad instalada de los equipos de baterías.

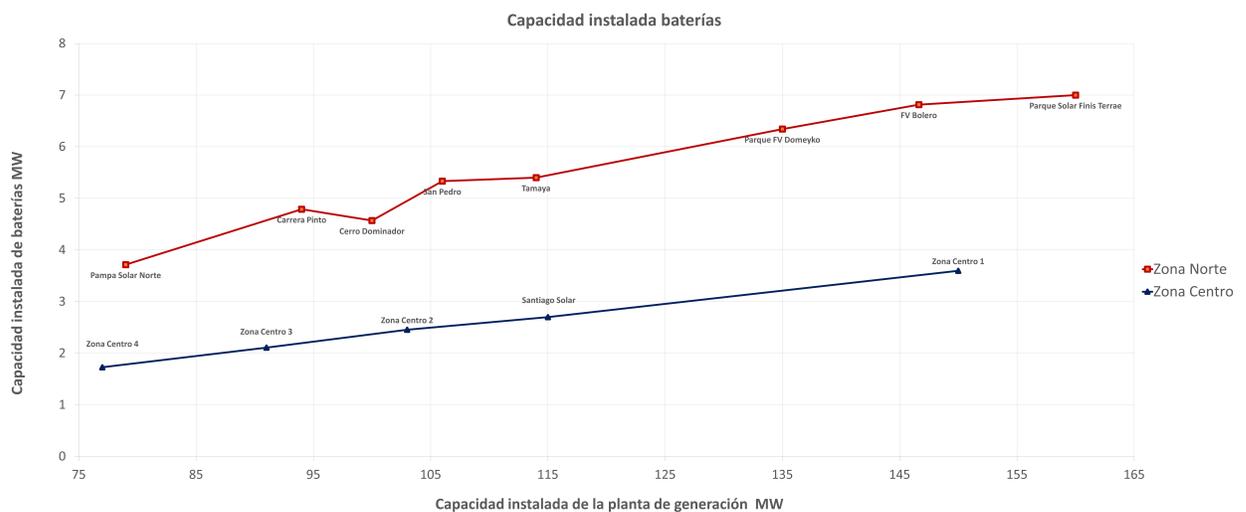


Figura 5.3: Capacidad instalada de baterías

En este caso al igual que en los anteriores existe una clara relación entre el tamaño del proyecto y capacidad instalada necesaria de baterías. Pero en este caso las capacidades instaladas de baterías son mayores en el norte en comparación al centro con una pendiente similar en las tendencias de ambos casos.

En la Figura 5.4 se muestra el costo total de inversión de los proyectos con respecto también a la capacidad instalada de las generadoras. Se espera que al igual que en el caso de las capacidades instaladas de los equipos, el costo de inversión aumente a medida que aumenta el tamaño de los proyectos.

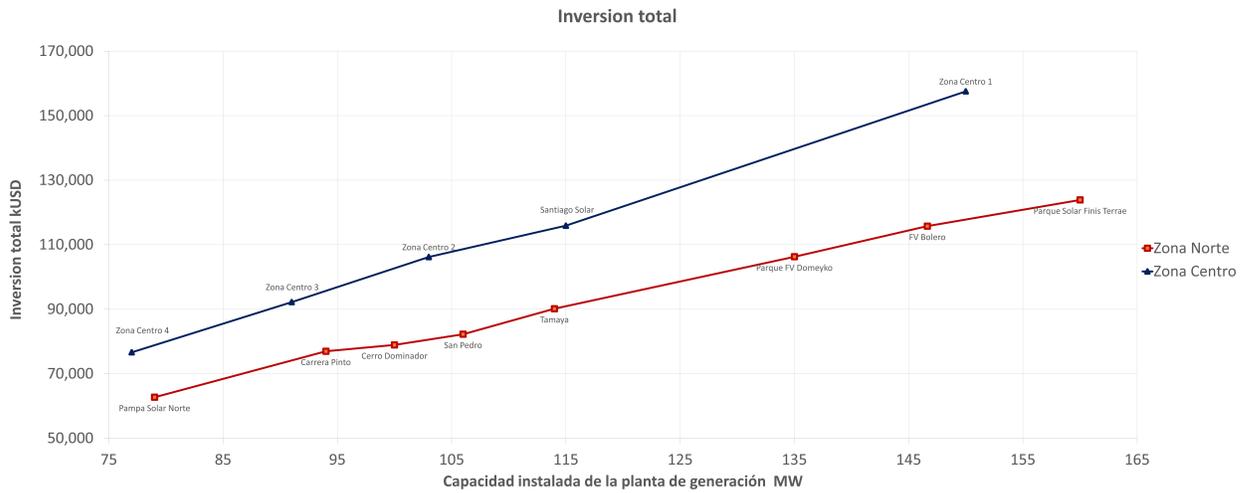


Figura 5.4: Costo de inversión total

Se cumple la relación esperada en cuanto al tamaño del proyecto y costo total en equipos de almacenamiento energético. Al comparar el caso del norte y del centro se puede apreciar que los costos del centro son mayores con una pendiente levemente mayor en cuanto a la tendencia. En la Figura 5.5 se muestra la producción total de hidrógeno en un año, al igual que en los casos anteriores se espera que este parámetro aumente junto con el tamaño de los proyectos.



Figura 5.5: Producción de hidrógeno en un año

La relación esperada en cuanto al tamaño del proyecto se cumple. Al comparar el caso del norte y del centro se puede apreciar que la producción en los casos del norte es mayor y la pendiente similar en ambos casos. En el gráfico 5.6 se muestra el precio por kilogramo producido para cada uno de los casos de estudio.

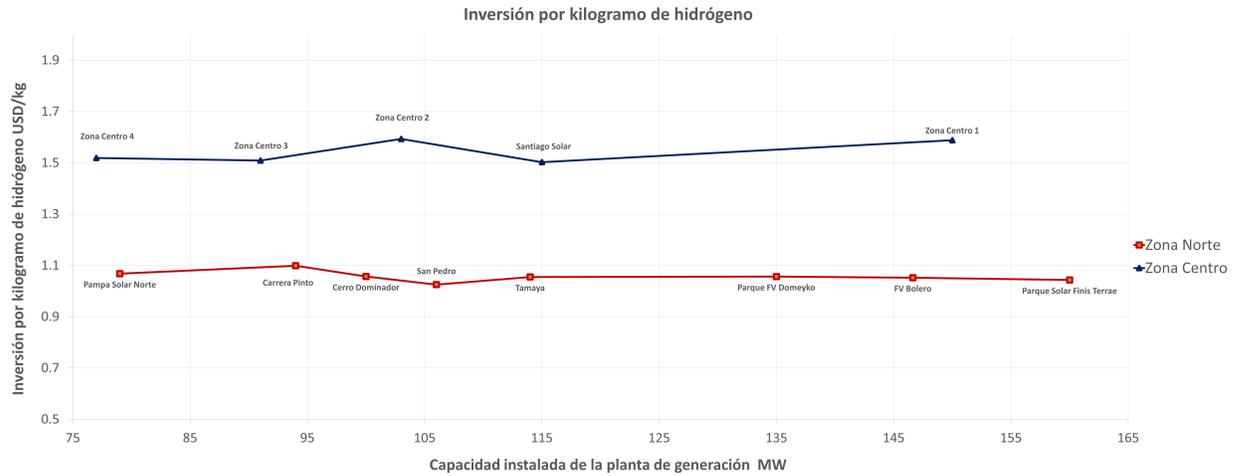


Figura 5.6: Precio por kilogramo producido

El precio por kilogramo de hidrógeno no varía de manera significativa al aumentar el tamaño de los proyectos. En el caso de los proyectos del norte se tiene un promedio de 1.06 dólares por kilogramo de hidrógeno. En el caso de los proyectos de la zona central el promedio es de 1.53 dólares, habiendo así una diferencia de 0.49 dólares entre ambas zonas.

A partir de los costos en cuanto a CAPEX de cada uno de los equipos y el costo en cuanto a CAPEX total se grafican las proporciones de estos para cada uno de los perfiles evaluados, separando la zona norte y la zona centro. En la Figura 5.7 se muestran los resultados para la zona norte y en la Figura 5.8 se muestran los resultados para los proyectos evaluados en la zona central.

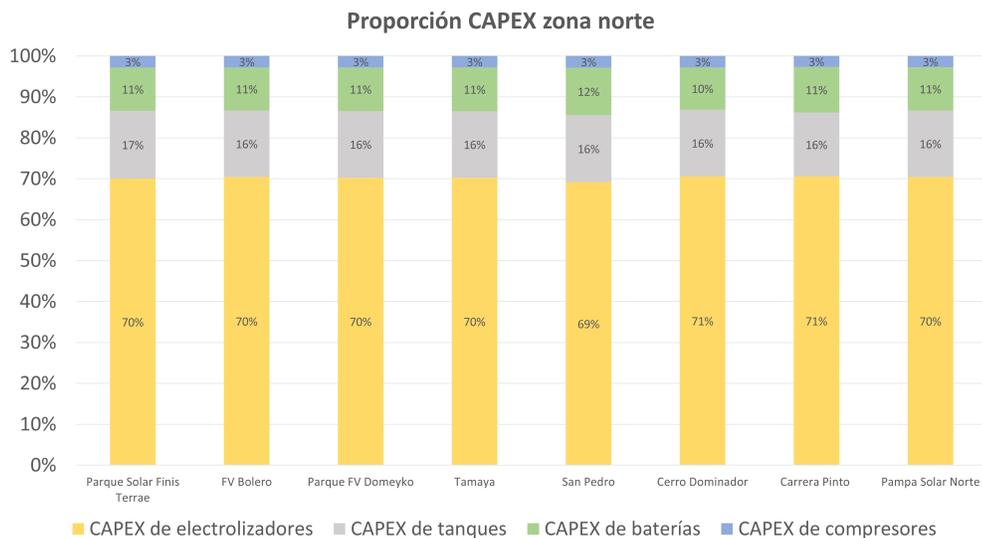


Figura 5.7: Proporción de CAPEX según tecnología en la zona norte

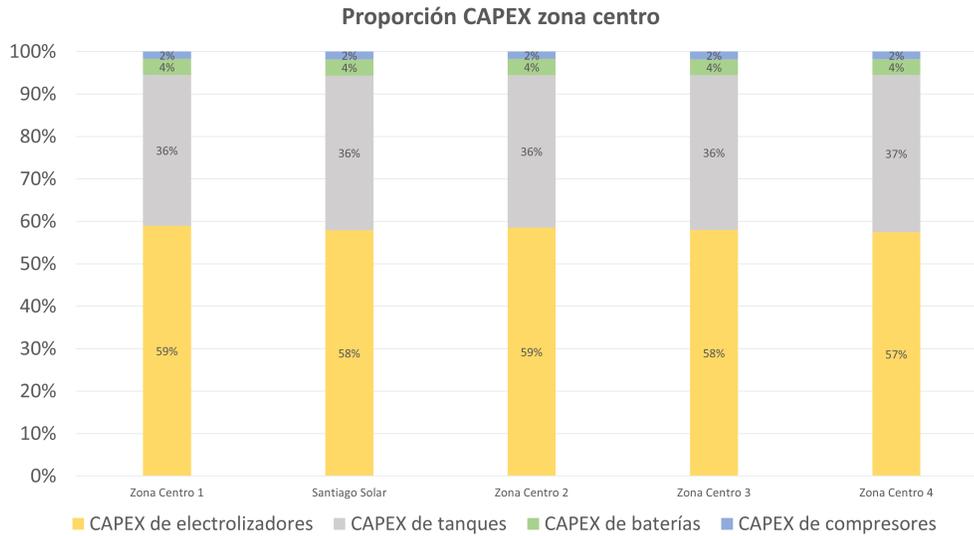


Figura 5.8: Proporción de CAPEX según tecnología en la zona central

En esta Figura 5.7 se puede apreciar que hay una clara proporcionalidad entre la inversión de cada equipo que se mantiene para los distintos perfiles del norte. Donde alrededor del 70 % corresponde al electrolizador, 16 % a los tanques de almacenamiento, 11 % los sistema de baterías y finalmente 3 % al sistema de compresión.

En la Figura 5.8 se puede ver que hay un aumento significativo en cuanto a la porción de la inversión que representan los tanques de almacenamiento en comparación al caso anterior, acompañado de la disminución de las porciones de los demás equipos. En este caso 58 % corresponde al electrolizador, 36 % a los tanques de almacenamiento, 4 % los sistema de baterías y finalmente 2 % al sistema de compresión.

Capítulo 6

Análisis de sensibilidad

Se realiza un análisis de sensibilidad, variando los factores de mayor relevancia según los resultados anteriores. Para llevar a cabo este análisis, se toma como punto de referencia el caso de "Parque Solar FV Domeyko". Se realizan variaciones en los precios del electrolizador, el tanque y el factor de planta. Los resultados se detallan en el Anexo B.

6.1. Precio del electrolizador

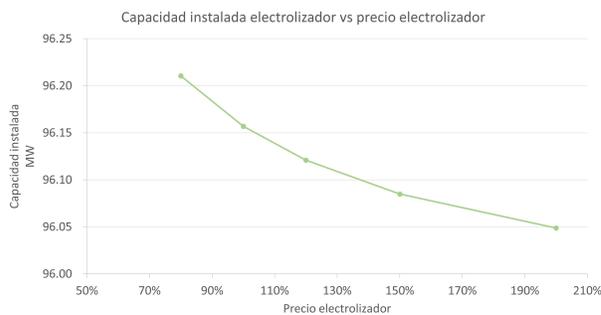


Figura 6.1: Capacidad instalada electrolizador vs precio electrolizador

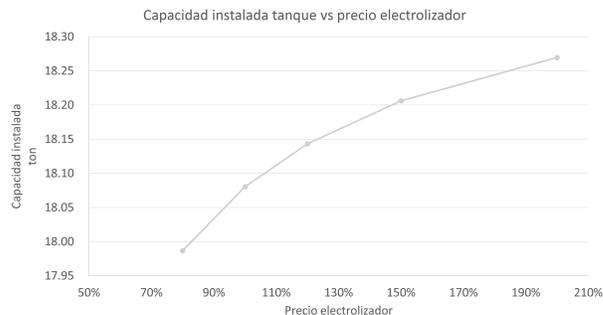


Figura 6.2: Capacidad instalada tanque vs precio electrolizador

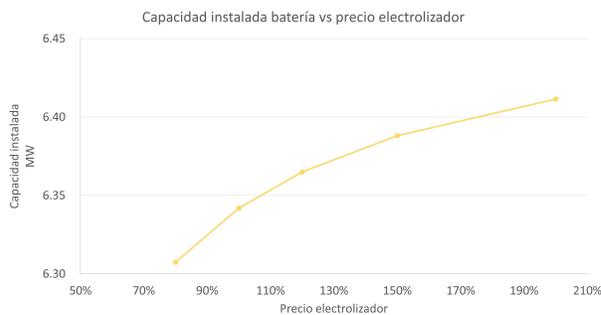


Figura 6.3: Capacidad instalada batería vs precio electrolizador

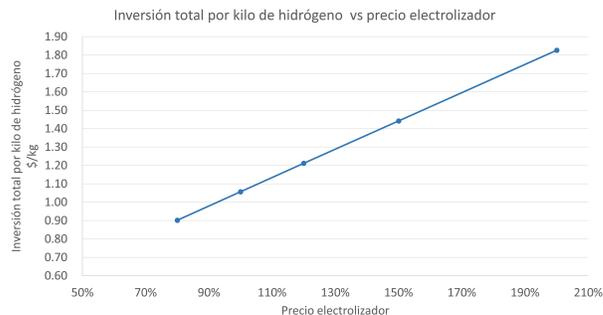


Figura 6.4: Inversión total por kg vs precio electrolizador

En las Figuras 6.1 a 6.3 se muestra el efecto del precio del electrolizador sobre la capacidad instalada de los equipos. Podemos ver una disminución en cuanto a la capacidad instalada del electrolizador y un aumento en el caso del tanque y la batería, sin embargo estos cambios no son significativos.

La Figura 6.4 muestra la dependencia del costo total del proyecto por kilogramo de hidrógeno con respecto al costo del electrolizador, en este caso podemos ver una dependencia lineal relevante aumentando 0.70 dólares en el caso más extremo al duplicar el valor de electrolizador.

6.2. Precio del sistema de tanques

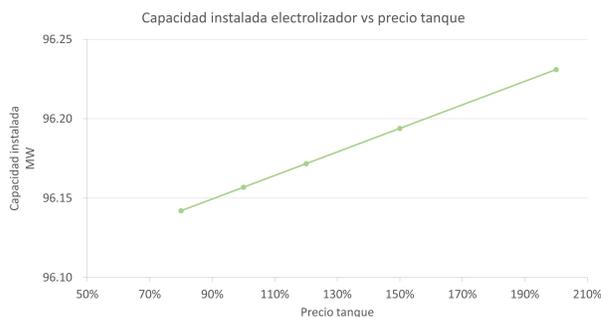


Figura 6.5: Capacidad instalada electrolizador vs precio tanque

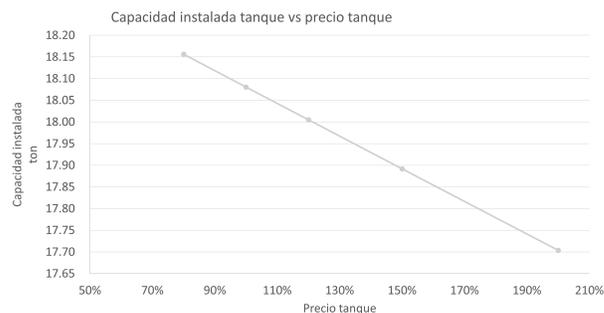


Figura 6.6: Capacidad instalada tanque vs precio tanque

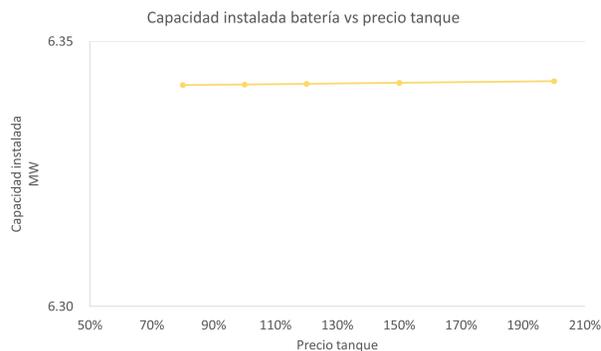


Figura 6.7: Capacidad instalada batería vs precio tanque

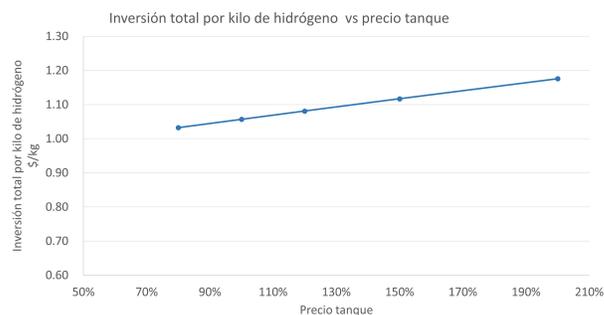


Figura 6.8: Inversión total por kg vs precio tanque

En las Figuras 6.5 a 6.7 podemos ver que el efecto del precio del tanque sobre la capacidad instalada de los equipos se ve reflejado solo en el electrolizador y el tanque. En este caso podemos ver un aumento en la capacidad del electrolizador y una disminución en la capacidad del tanque, ambos comportamientos son lineales y marginales. La batería en cambio se mantiene en el mismo valor.

La Figura 6.8 muestra que la dependencia del costo por kilogramo de hidrógeno con respecto al costo del tanque al igual que el caso anterior es directamente proporcional sin embargo en este caso podemos ver que la tendencia tiene una pendiente menor. En este caso en el escenario más extremo al duplicar el valor con respecto al valor original la diferencia es solo de 0.12 dólares.

6.3. Factor de planta

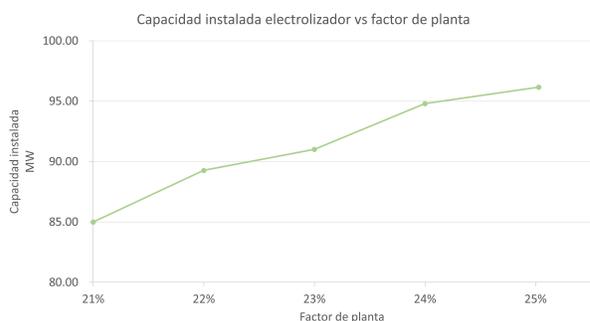


Figura 6.9: Capacidad instalada electrolizador vs factor de planta

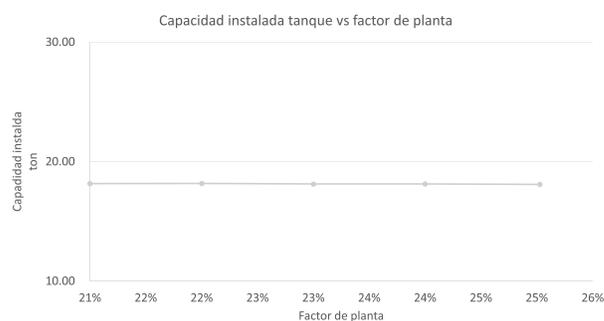


Figura 6.10: Capacidad instalada tanque vs factor de planta

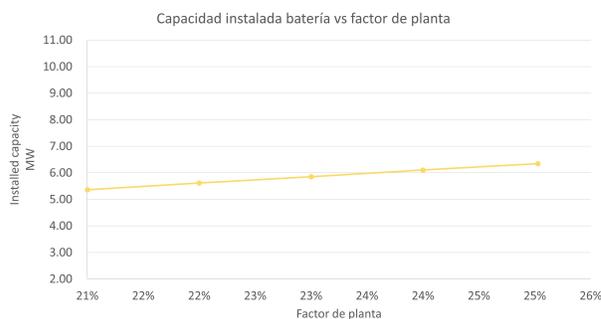


Figura 6.11: Capacidad instalada batería vs factor de planta

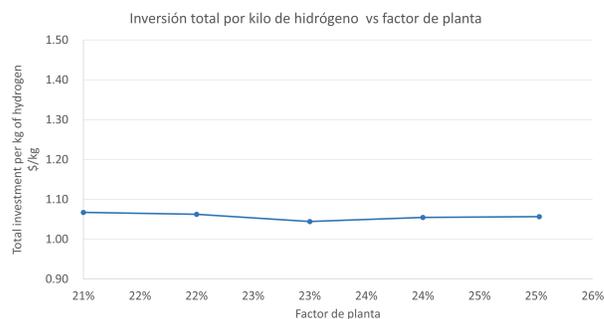


Figura 6.12: Inversión total por kg vs factor de planta

En la Figura 6.9 se puede notar que al aumentar el factor de planta aumenta la capacidad instalada de electrolizadores, En la Figura 6.11 se puede ver que las baterías tienen un leve aumento. En cambio, la capacidad de tanque se mantiene constante, tal como se muestra en la Figura 6.10. La Figura 6.12 muestra que al variar el factor de planta no se ve afectado el valor por kilogramo de hidrógeno.

Capítulo 7

Análisis y discusión

7.1. Casos de estudio

Los resultados de los casos de estudio son coherentes con lo esperado en cuanto la capacidad instalada de los equipos y el tamaño de los proyectos. Esto debido a que la demanda en los casos de estudio se estableció en proporción directa a la capacidad instalada de los perfiles de generación evaluados. Por lo tanto, cuando hay una mayor disponibilidad de energía y demanda de hidrógeno, es lógico esperar un aumento en la necesidad de capacidad instalada de los equipos.

Adicionalmente, las Figuras 5.1 a 5.3 muestran una marcada diferencia entre los proyectos ubicados en el centro y los del norte. En los proyectos del centro, se observa una mayor demanda de electrolizadores y tanques de almacenamiento, mientras que la necesidad de baterías es menor en comparación al norte.

Dado que la diferencia entre estos casos de estudio radica en los perfiles de generación, existen tres factores para analizar, el primero es el tamaño del proyecto reflejado en la capacidad instalada de la planta, este factor ya fue discutido previamente. El segundo factor es la cantidad de energía disponible, la cual se refleja en el factor de planta, mientras que el tercer factor es la distribución de la energía generada a lo largo del año.

La Tabla 3.3 presenta los factores de planta correspondientes a los diversos perfiles. Los perfiles del norte muestran valores que oscilan entre el 24 % y el 26 %, con un promedio de 25.0 %, mientras que los perfiles del centro varían entre el 22 % y el 23 %, con un promedio de 22.5 %.

Los efectos aislados de la disponibilidad de energía se reflejan en los resultados del análisis de sensibilidad al variar el factor de planta. El mayor impacto se observa en la capacidad instalada de los electrolizadores. Sin embargo, en los casos de estudio el comportamiento es contrario y la relación es inversa. Los casos con mayor factor de planta (Zona norte) presentan menor necesidad de electrolizadores, además la capacidad instalada de tanques y baterías en el estudio de sensibilidad no presenta variaciones mayores, lo que sugiere que este factor no explica las diferencias entre las evaluaciones de las distintas zonas.

El tercer factor, relacionado con la distribución de energía, se puede observar detalladamente en el Anexo A, donde se presentan gráficos que representan la generación de energía a lo largo de un día promedio para cada estación del año.

Los perfiles de la zona norte (que incluyen Parque Solar Finis Terrae, FV Bolero, Parque FV Domeyko, Tamaya, San Pedro, Cerro Dominador, Carrera Pinto y Pampa Solar Norte) no muestran variaciones significativas en la energía generada a lo largo del año. En cambio, los perfiles de la zona centro (Zona Centro 1, Santiago Solar, Zona Centro 2, Zona Centro 3, Zona Centro 4) presentan grandes diferencias en la generación promedio por estación, con curvas de generación significativamente mayores durante el verano y primavera en comparación al invierno y otoño.

La diferencia entre las estaciones explica el aumento en la demanda de electrolizadores y tanques de almacenamiento. Esta necesidad radica en la importancia de disponer de una mayor cantidad de electrolizadores para aprovechar al máximo la generación de hidrógeno durante los meses de verano y primavera. Simultáneamente, se requieren tanques de almacenamiento para conservar el hidrógeno producido y así contar con reservas durante los meses de otoño e invierno.

La reducción en la capacidad instalada de baterías en los proyectos de la zona centro se puede explicar por el hecho de que la capacidad de producción y almacenamiento supera la disponibilidad de energía durante las estaciones de invierno y otoño. Esto significa que, durante una parte considerable del año, no habrá excesos de energía que justifiquen el almacenamiento en baterías.

En cuanto a la producción de hidrógeno, se observa una relación directa entre el tamaño del proyecto y la cantidad de hidrógeno producido en un año, al igual que en el caso de las capacidades instaladas de los equipos. Este comportamiento se explica de la misma manera que se explicó en el primer caso. La diferencia entre la zona norte y la zona centro, por otro lado, está relacionada con la disponibilidad de energía. Se puede observar que, de manera similar al análisis de sensibilidad del factor de planta, en este caso, a medida que aumenta la cantidad de energía disponible, se produce una mayor cantidad de hidrógeno.

El costo total de la inversión, que abarca CAPEX, OPEX y el reemplazo de equipos, se encuentra estrechamente relacionado con las capacidades instaladas de los equipos y, en consecuencia, con el tamaño del proyecto. Además, se observa que los proyectos ubicados en la zona central requieren una inversión mayor, lo que concuerda con el comportamiento de las capacidades instaladas.

De manera similar, la distribución del CAPEX también se ajusta a las capacidades instaladas de los equipos, habiendo una predominancia de los electrolizadores y tanques de almacenamiento en cuanto a los costos. Además, se observan tendencias distintivas entre las regiones del norte y el centro, siendo una de las diferencias más destacadas la mayor relevancia de los tanques en la zona central del país.

El precio por kilogramo de hidrógeno se mantiene constante a medida que aumenta la capacidad instalada de la planta generadora, ya que el aumento en la inversión va acompañado con un incremento en la producción de hidrógeno, como se ilustra en las Figuras 5.4 y 5.5. Este comportamiento también se observa al incrementar el factor de planta, dado que el aumento en la cantidad de electrolizadores se acompaña de un incremento en la producción de hidrógeno debido a la mayor disponibilidad de energía, como se refleja en los resultados presentados en el Anexo B.

7.2. Incertidumbre y análisis de sensibilidad de costos

Una de las mayores dificultades al desarrollar la herramienta de evaluación fue la incertidumbre en relación con las tecnologías involucradas, particularmente en lo que respecta a los precios de los equipos y su evolución en los próximos años, a medida que se desarrollan las tecnologías y los proyectos aumentan en tamaño. Esta incertidumbre se debe a que la industria del hidrógeno verde es nueva y ha tenido un avance exponencial en los últimos años.

Por esta razón, los precios considerados para los equipos se tomaron de la literatura como referencia, con el propósito de llevar a cabo pruebas en el modelo y ejecutar los casos de estudio, además de facilitar el uso de la herramienta para quienes no tuviesen mayor experiencia en el rubro del hidrógeno verde. Sumado a lo anterior para la empresa, no era necesario llevar a cabo un estudio de mercado exhaustivo en esta instancia, ya que, al utilizar la herramienta en proyectos futuros, contarían con fuentes directas de proveedores para obtener información precisa sobre las características y los precios de los equipos.

No obstante, debido a la incertidumbre en torno a los precios de los equipos se vuelve necesario estudiar los efectos que tiene la variación de los costos de los equipos sobre las tendencias previamente analizadas. Lo cual se realiza por medio del análisis de sensibilidad de precios del electrolizador y tanque que son los equipos más relevantes en cuanto a los costos de inversión.

En el caso del electrolizador, se observa una disminución no lineal en su capacidad instalada a medida que aumenta su precio. Este efecto se compensa de manera inversa con un aumento en la capacidad instalada de los tanques y las baterías. No obstante, estos cambios son marginales, ya que la capacidad instalada del electrolizador varía en un rango de solo 0.25 MW, mientras que el tanque lo hace en un rango de 0.30 toneladas y la batería en un rango de 0.15 MW. En cambio, el precio por kilogramo de hidrógeno muestra un aumento lineal, pasando de 0.90 dólares en el caso mínimo a 1.83 dólares en el caso máximo, siendo este un cambio significativo.

El caso del tanque es similar al anterior, existe una disminución en este caso lineal en cuanto a la capacidad instalada del tanque, el electrolizador tiene un aumento lineal y en este caso la capacidad de la batería se mantiene constante. El tanque varía en un rango de 0.45 toneladas, mientras que el electrolizador se mueve en un rango de sólo 0.09 MW. El costo por kilogramo de hidrógeno al igual que en el caso anterior varía de manera lineal pero en este caso el rango de variación es menor, habiendo una diferencia de 0.14 dólares entre el caso mínimo y máximo.

Los resultados del análisis de sensibilidad indican que, como era de esperar, la variación en los precios de los equipos impacta en el costo de inversión total y, en consecuencia, en el costo por kilogramo de hidrógeno. Por lo tanto, al utilizar datos de proveedores que difieran de los valores de base utilizados, se espera obtener resultados distintos a los presentados en los casos de estudio con respecto a estos parámetros.

No obstante, estos resultados también validan las tendencias en cuanto a las capacidades instaladas en un amplio rango de precios. Siendo uno de los focos principales de la herramienta el poder identificar este tipo de tendencias para distintos proyectos.

Capítulo 8

Conclusiones y trabajo futuro

8.1. Conclusiones

Mediante el trabajo expuesto se logró cumplir las necesidades planteadas por la empresa al desarrollar una herramienta centrada en la evaluación conceptual de sistemas de almacenamiento energético para proyectos de hidrógeno verde.

La herramienta considera el perfil de generación de energía, las características principales de los equipos y la demanda de hidrógeno del proyecto. Con el objetivo de optimizar la capacidad instalada de los equipos, minimizando el CAPEX, OPEX y los reemplazos de equipos en un horizonte de 20 años. Esto se hace teniendo en consideración la producción de hidrógeno del primer año del proyecto y la satisfacción máxima teórica de la demanda.

A través de los casos de estudio realizados, en los cuales fueron considerados proyectos de generación solar tanto en el norte como en la zona centro del país, se lograron identificar tendencias al variar los perfiles de generación, así como también los efectos específicos al modificar la capacidad instalada, el factor de planta y la distribución de la energía generada. En el caso de los proyectos del norte se obtiene un promedio de 1.06 dólares por kilogramo de hidrógeno. En el caso de los proyectos de la zona central el promedio es de 1.53 dólares.

Las tendencias identificadas con respecto al tamaño de los proyectos evaluados, son coherentes con los resultados esperados. Además, las diferencias en los resultados entre los proyectos evaluados en la zona norte y la zona centro del país pudieron ser explicadas a través del análisis presentado en el capítulo anterior.

El análisis de sensibilidad refuerza los resultados planteados al considerar la incertidumbre asociada a los costos de los equipos empleados en proyectos de hidrógeno verde. Teniendo en cuenta que el enfoque principal de la herramienta es identificar tendencias en cuanto a la necesidad de capacidad instalada de los equipos y no la búsqueda de resultados con gran precisión económica. Al variar el precio del electrolizador, se observa una dependencia lineal con respecto al costo del hidrógeno, y en el escenario más extremo, duplicar el valor del equipo resulta en un aumento de 0.70 dólares en el costo por kilogramo de hidrógeno. En cuanto al tanque, se presenta una relación lineal similar, pero con una pendiente menor. En el escenario más extremo, al duplicar el valor en comparación con el original, la diferencia es de solo 0.12 dólares por kilogramo de hidrógeno.

8.2. Trabajo futuro

En el futuro, es posible plantear un nuevo estudio para analizar las diferencias al utilizar distintas fuentes de energía renovable. En este caso, los casos de estudio se centraron en perfiles solares, debido a la necesidad de limitar las variables analizadas. Se seleccionó esta tecnología en conjunto a la empresa debido a su relevancia y a la disponibilidad para generar los perfiles mediante herramientas de libre acceso.

Por otra parte, esta herramienta fue planteada con la finalidad de tener un primer acercamiento a la hora de evaluar proyectos de producción de hidrógeno verde. Es por esto por lo que se optó por hacer la evaluación en base al primer año de producción. Sin embargo, en trabajos posteriores es posible ampliar el horizonte de evaluación y considerar un rango de tiempo más extenso incluyendo nuevas variables como por ejemplo el deterioro de los equipos implementados según su uso. En este caso esto no se ha realizado ya que los recursos computacionales serían considerablemente mayores y se encuentra fuera de los alcances de este trabajo.

Bibliografía

- [1] IPCC, “Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty”, 2018.
- [2] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, “Estrategia nacional hidrógeno verde”, 2020.
- [3] Manuel Agosin, Eduardo Bitran, “Desafíos y oportunidades de la estrategia nacional de hidrógeno verde”, 2022.
- [4] International Energy Agency (IEA), “Global energy-related CO2 emissions by sector in 2020 and 2050.”, 2022, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-energy-related-co2-emissions-by-sector-in-2020-and-2050> (visitado el 2023-03-02).
- [5] Rodrigo Vásquez, Felipe Salinas, GIZ , “Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile”, 2018.
- [6] Hydrogen Council, “Hydrogen insights: An updated perspective on hydrogen market development and actions required to unlock hydrogen at scale”, 2022.
- [7] AH2vBioBio, “Manual del hidrógeno verde”, 2021.
- [8] GIZ, “Posibles modelos de negocio para proyectos de hidrógeno verde”, 2021.
- [9] Programa Energías Renovables y Eficiencia Energética Chile (4E), “Cadena de Valor Hidrógeno Verde”, 2022, <https://4echile.cl/recursos/cadena-de-valor-h2> (visitado el 2023-01-02).
- [10] Nicolás Villa Contardo, “Economía de las energías renovables y el hidrógeno verde (fcfm): Clase 2”, 2022.
- [11] Oo Abdul Rosyid, “System analytic safety evaluation of the hydrogen cycle.”, 2006.
- [12] Roció Aida Araneda, “Estudio técnico y económico de una planta de producción de hidrógeno verde para exportación a países industrializados.”, 2021.
- [13] Roland Berger, “Hydrogen transportation, the key to unlocking the clean hydrogen economy”, 2021.
- [14] Fraunhofer Chile Research Foundation, “Plataforma de hidrógeno solar en el norte de Chile”, 2023.
- [15] Asociación Chilena de Hidrógeno, “Cadena de valor almacenamiento”, 2022, <https://h2chile.cl/cadena-de-valor/> (visitado el 2023-02-03).
- [16] Tzimas, Evangelos and Filiou, C and Peteves, Stathis Dimitris and Veyret, Jean-Bernard and others, “Hydrogen storage: state-of-the-art and future perspective”, EU Commission, JRC Petten, EUR 20995EN, 2003.

- [17] José Fuster Justiniano, Rodrigo Vásquez Torres, Pablo Tello Guerra, “Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad GNA”, 2021.
- [18] Juan Ramón Morante, “El almacenamiento de la electricidad”, 2014.
- [19] IRENA, “Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030”, 2030.
- [20] Coinnews Media Group, “Us inflation calculator”, 2008, <https://www.usinflationcalculator.com/> (visitado el 2023-06-02).
- [21] Exchange Rates UK, “Euro to US Dollar Spot Exchange Rates”, 2006, <https://www.exchangerates.org.uk/> (visitado el 2023-06-02).
- [22] Hofrichter, Andreas and Rank, Daniel and Heberl, Michael and Sterner, Michael, “Determination of the optimal power ratio between electrolysis and renewable energy to investigate the effects on the hydrogen production costs”, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 5, pp. 1651–1663, 2023.
- [23] Adam Christensen, “Assessment of hydrogen production costs from electrolysis: United states and europe”, 2020.
- [24] Clean hydrogen joint undertaking, “Strategic research and innovation agenda 2021 – 2027”, 2022, https://www.clean-hydrogen.europa.eu/about-us/key-documents/strategic-research-and-innovation-agenda_en.
- [25] Brynolf, Selma and Taljegard, Maria and Grahn, Maria and Hansson, Julia, “Electrofuels for the transport sector: A review of production costs”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 1887–1905, 2018.
- [26] GIZ, E2BIZ, “Manual del usuario: Herramienta para evaluar proyectos de producción de hidrógeno verde”, 2022, <https://4echile.cl/proyectos/herramienta-para-evaluar-proyectos-de-produccion-de-hidrogeno-verde/>.
- [27] Christian Bauer, “Tstromspeicherung und wasserstoff – technologien, kosten und auswirkungen auf das klima”, 2022.
- [28] Khan, M.A., Young, C., and MacKinnon, C. and Layzell, D, “The techno-economics of hydrogen compression”, 2021.
- [29] Susan Schoenung, “Economic analysis of large scale hydrogen storage for renewable utility applications”, 2011.
- [30] Charlie Young, “Excel solver”, 2023, <https://engineerexcel.com/excel-solver-solving-method-choose/> (visitado el 2023-10-1).
- [31] Generadoras de Chile, “Energía solar”, 2021, <https://generadoras.cl/> (visitado el 2023-05-03).
- [32] Gobierno de Chile, Ministerio de Enenergía, “Explorador Solar”, 2017, <https://solar.minennergia.cl/> (visitado el 2023-05-03).

Anexos

Anexo A. Perfiles de generación de casos de estudio

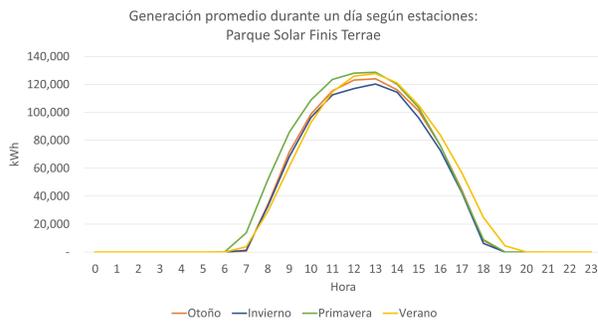


Figura A.1: Perfil Parque Solar Finis Terrae

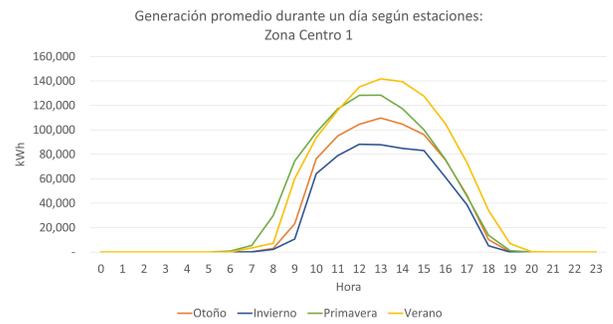


Figura A.2: Perfil Zona Centro 1

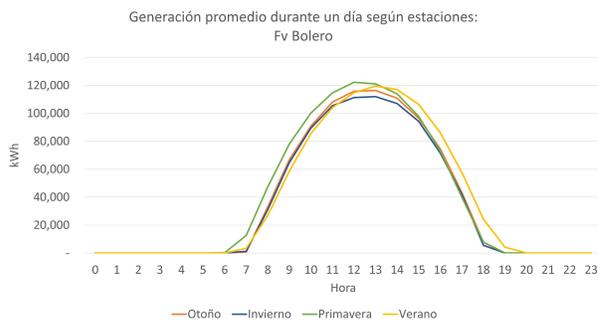


Figura A.3: Perfil FV Bolero

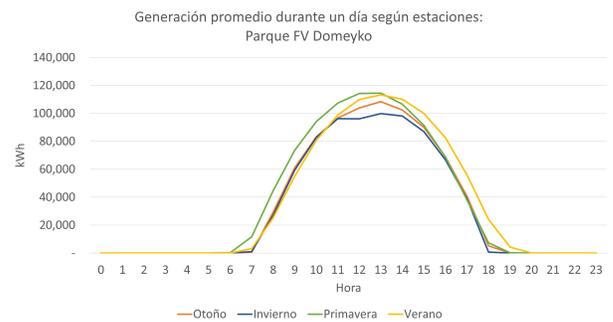


Figura A.4: Perfil Parque FV Domeyko

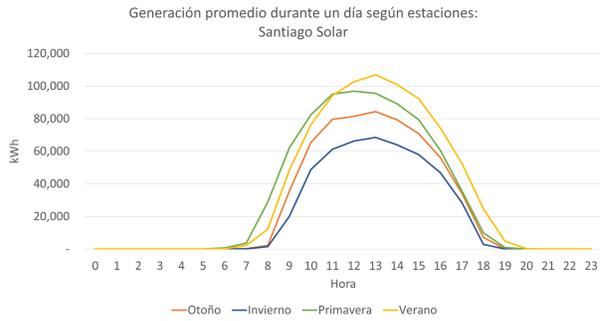


Figura A.5: Perfil Santiago Solar

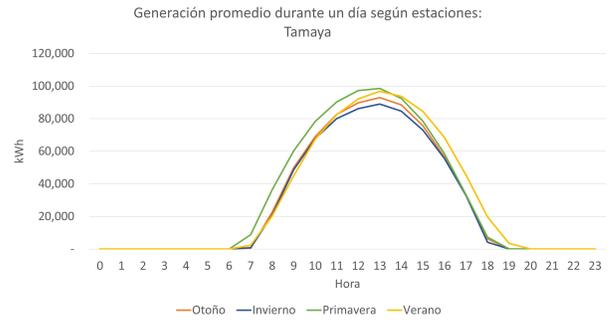


Figura A.6: Perfil Tamaya

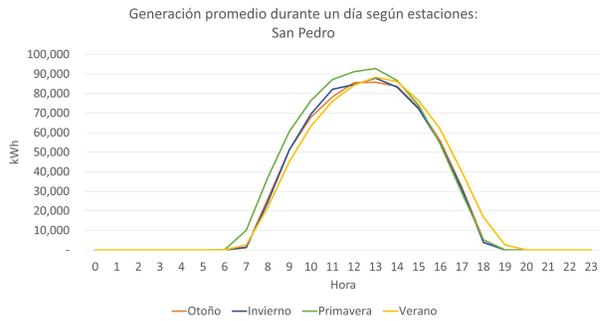


Figura A.7: Perfil San Pedro

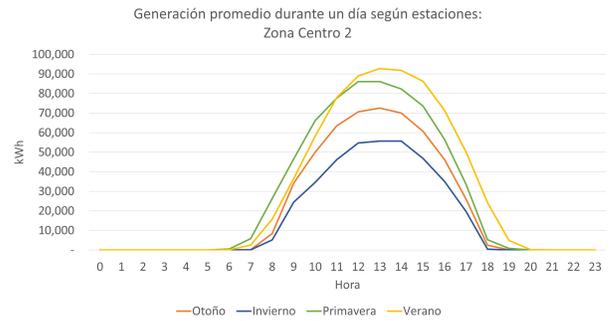


Figura A.8: Perfil Zona Centro 2

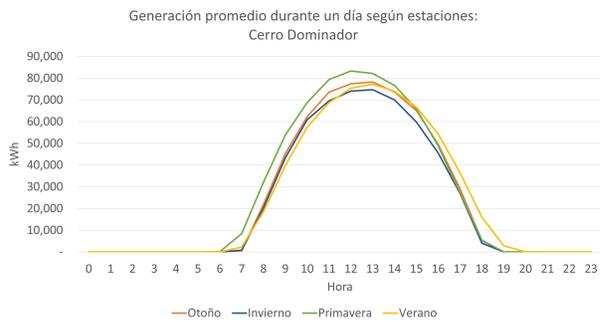


Figura A.9: Perfil Cerro Dominador

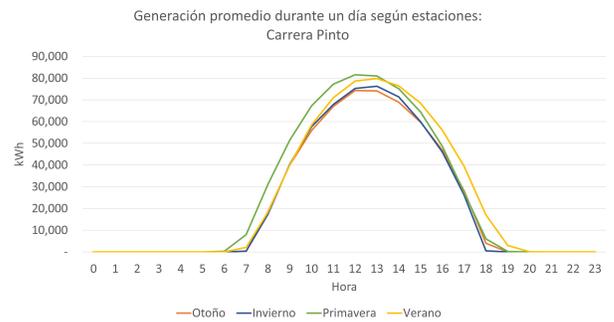


Figura A.10: Perfil Carrera Pinto

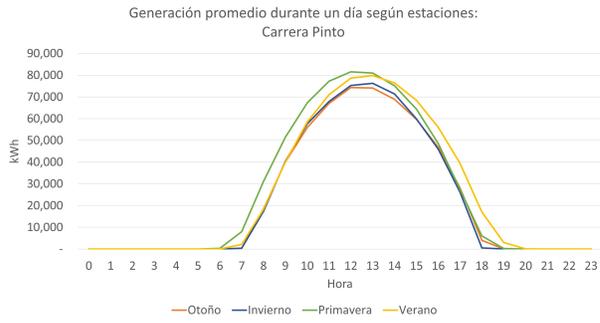


Figura A.11: Perfil Carrera Pinto

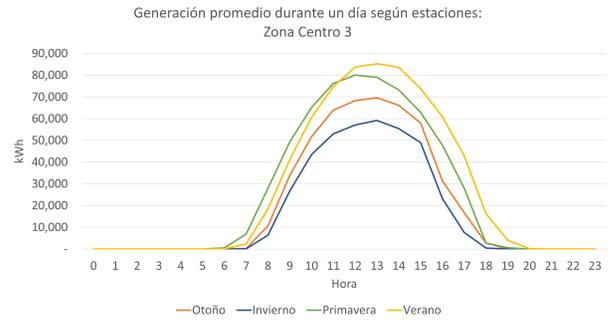


Figura A.12: Perfil Zona Centro 3

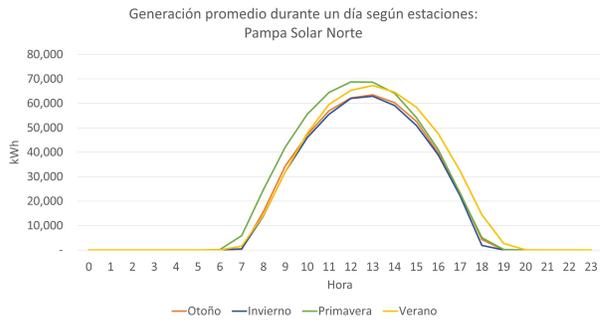


Figura A.13: Perfil Pampa Solar del Norte

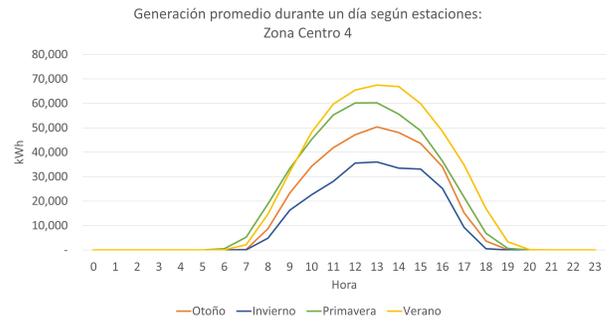


Figura A.14: Perfil Zona Centro 4

Anexo B. Resultados análisis de sensibilidad

B.1. Precio del electrolizador

Tabla B.1: Resultados capacidades instaladas: Sensibilidad precio del electrolizador

Precio del electrolizador	Capacidad instalada de electrolizadores [MW]	Capacidad instalada de tanques [ton]	Capacidad instalada de baterías [MW]
80 %	96.21	17.99	6.31
100 %	96.16	18.08	6.34
120 %	96.12	18.14	6.37
150 %	96.08	18.21	6.39
200 %	96.05	18.27	6.41

Tabla B.2: Resultados CAPEX: Sensibilidad precio del electrolizador

Precio del electrolizador	CAPEX de electrolizadores [kUSD]	CAPEX de tanques [kUSD]	CAPEX de baterías [kUSD]	CAPEX de compresores [kUSD]	CAPEX total [kUSD]
80 %	33,404	9,627	6,307	1,649	50,987
100 %	41,732	9,677	6,342	1,649	59,399
120 %	50,079	9,710	6,365	1,649	67,803
150 %	62,551	9,744	6,388	1,649	80,332
200 %	83,370	9,778	6,411	1,649	101,208

Tabla B.3: Resultados producción e inversión total: Sensibilidad precio del electrolizador

Precio del electrolizador	Producción de H2 en 1 año [ton]	Producción de H2 en 20 años [ton]	Inversión total [kUSD]	Inversión por kilogramo [USD/kg]
80 %	5,028	100,554	90,697	0.90
100 %	5,028	100,556	106,254	1.06
120 %	5,028	100,557	121,803	1.21
150 %	5,028	100,559	144,991	1.44
200 %	5,028	100,560	183,637	1.83

B.2. Precio del sistema de tanques

Tabla B.4: Resultados capacidades instaladas: Sensibilidad precio del tanque

Precio del tanque	Capacidad instalada de electrolizadores [MW]	Capacidad instalada de tanques [ton]	Capacidad instalada de baterías [MW]
80 %	96.14	18.16	6.34
100 %	96.16	18.08	6.34
120 %	96.17	18.00	6.34
150 %	96.19	17.89	6.34
200 %	96.23	17.70	6.34

Tabla B.5: Resultados CAPEX: Sensibilidad precio del tanque

Precio del tanque	CAPEX de electrolizadores [kUSD]	CAPEX de tanques [kUSD]	CAPEX de baterías [kUSD]	CAPEX de compresores [kUSD]	CAPEX total [kUSD]
80 %	41,726	7,771	6,342	1,653	57,491
100 %	41,732	9,677	6,342	1,649	59,399
120 %	41,739	11,559	6,342	1,653	61,293
150 %	41,748	14,358	6,342	1,653	64,101
200 %	41,764	18,943	6,343	1,653	68,703

Tabla B.6: Resultados producción e inversión total: Sensibilidad precio del tanque

Precio del tanque	Producción de H2 en 1 año [ton]	Producción de H2 en 20 años [ton]	Inversión total [kUSD]	Inversión por kilogramo [USD/kg]
80 %	5,028	100,558	103,804	1.03
100 %	5,028	100,556	106,254	1.06
120 %	5,028	100,555	108,693	1.08
150 %	5,028	100,552	112,306	1.12
200 %	5,027	100,548	118,224	1.18

B.3. Factor de planta

Tabla B.7: Resultados capacidades instaladas: Sensibilidad factor de planta

Factor de planta	Capacidad instalada de electrolizadores [MW]	Capacidad instalada de tanques [ton]	Capacidad instalada de baterías [MW]
21 %	84.99	18.15	5.36
22 %	89.27	18.17	5.62
23 %	91.01	18.12	5.85
24 %	94.80	18.13	6.10
25 %	96.16	18.08	6.34

Tabla B.8: Resultados CAPEX: Sensibilidad factor de planta

Factor de planta	CAPEX de electrolizadores [kUSD]	CAPEX de tanques [kUSD]	CAPEX de baterías [kUSD]	CAPEX de compresores [kUSD]	CAPEX total [kUSD]
21 %	36,887	9,713	5,358	1,458	53,415
22 %	38,743	9,725	5,615	1,528	55,611
23 %	39,500	9,697	5,851	1,586	56,634
24 %	41,144	9,703	6,103	1,627	58,577
25 %	41,732	9,677	6,342	1,649	59,399

Tabla B.9: Resultados producción e inversión total: : Sensibilidad factor de planta

Factor de planta	Producción de H2 en 1 año [ton]	Producción de H2 en 20 años [ton]	Inversión total [kUSD]	Inversión por kilogramo [USD/kg]
21 %	4,445	88,908	94,900	1.07
22 %	4,660	93,207	99,031	1.06
23 %	4,836	96,717	101,004	1.04
24 %	4,963	99,253	104,663	1.05
25 %	5,028	100,556	106,254	1.06