



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

**PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA CON IMPLEMENTACIÓN DE
PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE HIDRÓGENO**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

EDUARDO ESTEBAN RETAMAL SAAVEDRA

PROFESOR GUÍA:
EDUARDO PEREIRA BONVALLET

PROFESOR CO-GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
SPEC

SANTIAGO, CHILE
2021

I.- PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA CON IMPLEMENTACIÓN DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE HIDRÓGENO

En las siguientes páginas, se mostrarán los resultados de la evaluación de la inserción de hidrógeno en el sistema eléctrico chileno utilizando tecnologías de almacenamiento subterráneo en cavernas de sal. Esto se hará analizando dos cadenas de valor para este combustible: La primera donde se exporta el hidrógeno para su utilización en industrias ajenas a la energética y la segunda donde se almacena para ser consumido posteriormente generando energía en el proceso para ser inyectada en la barra de conexión.

El proceso químico del hidrógeno conlleva el consumo de agua en un electrolizador, que tomando como insumo la energía eléctrica y mediante una reacción alcalina se es posible separar molecularmente el agua en hidrógeno y oxígeno. El primero, es posible almacenarlo en cavernas de sal, donde por la nula interacción que se tiene entre los compuestos, el gas se mantiene inerte dentro de ella (por períodos incluso de meses), para luego ser retirado y consumido en una celda de combustible, donde el hidrógeno reacciona con el oxígeno para dar paso al agua y liberar energía en el proceso que está lista para ser inyectada al sistema. El proceso completo tiene una eficiencia estimada del 50 %.

En este trabajo de título se aplicará un modelo que implica el manejo de la masa dentro de la caverna, que se expondrá en las siguientes páginas, este se aplicará en un caso reducido del sistema eléctrico chileno de 2 barras y en otro multinodal de 39 barras, donde se analizará el manejo del hidrógeno dentro de la red a distintos costos de inversión, con la idea de analizar distintos escenarios de la industrialización de estas nacientes tecnologías.

Se tiene como resultado que existe la posibilidad de operar el par electrolizador y celda de combustible, en una cadena de valor de operación compartida entre almacenamiento de energía y exportación de hidrógeno, donde esta última, ayuda a subvencionar los elevados costos de inversión de los equipos (fomentando incluso un 20 % más de capacidad de los equipos). También, se llega a la conclusión que el sitio más oportuno para instalar equipos de producción y consumo de hidrógeno es en el norte del país, esto por su gran capacidad de inversión en tecnologías renovables que pueden consumirse de forma local para la conversión de hidrógeno. También, se concluye que mediante las dos cadenas de valor del hidrógeno, se puede permitir una mayor penetración de energías renovables en el sistema, ayudando así, a reducir las emisiones de CO_2 que produce la generación de energía eléctrica en Chile.

*Dedicado a todas las personas que estuvieron
siempre presentes en todo el proceso apoyando
Y a mis dos hermanas menores que siempre
me dieron la fuerza para seguir.*

Agradecimientos

Se agradece en primer lugar a Eduardo Pereira, miembro fundador de SPEC, por confiar en mis capacidades y aportar en este trabajo de memoria como profesor co-guía, por toda su paciencia y entrega a que los resultados y conclusiones que se expondrán en este documento salgan a flote.

También agradecer a todas esas personas que estuvieron en el camino universitario, principalmente amigos, que tuvo episodios bastante complejos y sin su valiosa compañía y consejo, no hubiera logrado llegar hasta este punto.

A mi pareja que siempre me acompañó y alentó a continuar trabajando por sacar adelante este proyecto. Dando energías y aliento cuando más se necesitaba.

También a los docentes de la facultad que siempre con paciencia dejaron huella en cada uno de los ramos cursados en la carrera y dieron un sin fin de nuevos conocimientos y experiencias que atesoraré por siempre.

Y por último, y más importante a mi familia, que siempre dio un apoyo incondicional y celebró cada victoria dada en la carrera como si fuera suya, brindando siempre energía, motivación y buena vibra, no importa que tan difícil sea el camino.

A todos ustedes les estaré por siempre agradecidos y siempre estaré para apoyarlos en todo lo que hagan.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación y Antecedentes	1
1.2. Descripción del problema	3
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivos específicos	5
2. Marco Teórico y Estado del Arte	6
2.1. Sobre el hidrógeno como combustible	6
2.2. Formas de obtención de hidrógeno	7
2.3. Almacenamiento de hidrógeno	10
2.3.1. Cavernas de Sal - Underground Storage	11
2.3.2. Metanización - Power to Gas	13
3. Metodología y Aportes del trabajo de memoria	15
3.1. Formalización del problema	15
3.2. Resultados Esperables	16
4. Planteamiento del problema a trabajar	18
4.1. Modelo y trabajo a realizar	18
4.1.1. Modelamiento de la dinámica de la caverna de sal	19
4.2. Modelo Simplificado	22
4.3. Restricciones de Exportaciones de Hidrógeno	23
4.4. Modelo de expansión de electrolizadores y celdas de combustibles	24
4.5. Función objetivo	25
5. Modelo Utilizado proporcionado por SPEC	27
5.1. Importación de resultados	28
5.2. Modelo de expansión	31
5.3. Exportación de Resultados	32
6. Caso Reducido	34
6.1. Nodos y líneas de transmisión disponibles	34
6.2. Tecnologías disponibles de generación	35
6.3. Almacenamiento de energía	36
6.4. Bloques Horarios	37
6.5. Demanda	37
6.6. Electrolizadores y celdas de combustibles Aplicados	38

7. Resultados Caso Reducido	40
7.1. Análisis de anualidad del CAPEX y condiciones de generación	40
7.1.0.1. Esquema de pagos del electrolizador	41
7.1.0.2. Esquema de pagos celda de combustible	43
7.1.1. Inconvenientes a considerar	44
7.2. Funcionamiento de la exportación de hidrógeno	44
7.3. Análisis del almacenamiento de Hidrógeno	49
7.4. Funcionamiento compartido de Almacenamiento y Exportación	54
7.5. Análisis de primeros resultados	56
7.5.1. Análisis de las exportaciones de hidrógeno	57
7.5.2. Análisis del Almacenamiento y Consumo de Hidrógeno	57
7.5.3. Operación compartida de almacenamiento y exportación	58
7.5.4. Conclusiones generales del caso reducido	60
8. Construcción del caso multinodal (Año 2030)	62
8.1. Parámetros aplicados en el caso de estudio	62
8.2. Adición del modelo de despacho	67
8.2.1. Detalles a considerar del Modelo de Despacho	69
8.3. Simulaciones del caso Multinodal	70
8.3.1. Proyecciones de Costos de Inversión	71
8.4. Resultados de Exportación	73
8.5. Resultados de Almacenamiento	77
8.6. Resultados de Operación Compartida	80
9. Análisis de los Resultados (Caso Multinodal)	82
9.1. Análisis de Casos de Exportación	82
9.2. Análisis de Casos de Almacenamiento	83
9.3. Análisis de Casos de Operación Compartida	84
9.4. Análisis General	84
10. Conclusiones y propuestas de trabajos futuros	86
10.1. Propuestas para la continuación de investigaciones:	87
Bibliografía	89
Anexo A. Programación del modelo de almacenamiento de Hidrógeno	91
A.1. Importación de datos del sistema UHS	91
A.2. Programación de restricciones	94
A.2.1. Restricciones de conversión de masa	95
A.2.2. Restricciones de almacenamiento de hidrógeno	96
A.2.3. Condiciones iniciales y finales	97
A.2.4. Restricción de rampa de la caverna	97
A.2.5. Restricciones de Expansión de Electrolizadores y Fuel Cells	99
A.3. Función Objetivo	101
A.4. Exportación de resultados	103

Índice de Tablas

2.1.	Diferentes densidades energéticas de distintos combustibles. [17]	7
6.1.	Promedio de las generación de las cargas conectadas al sistema.	38
7.1.	Parámetros importantes del sistema para las simulaciones a realizar.	45
7.2.	Parámetros de inversión para el caso de análisis de exportación.	46
7.3.	Inversión del electrolizador y la masa exportada para diferentes precios de Hidrógeno.	47
7.4.	Inversiones Renovables para distintos precios de exportación de Hidrógeno.	49
7.5.	Resultados para las simulaciones de evaluación de Hidrógeno.	52
7.6.	Inversiones eólicas y solares para distintos escenarios de CAPEX	53
7.7.	Inversiones de los equipos del sistema, para distintos precios de hidrógeno (Operación Compartida).	55
7.8.	Inversiones Renovables para distintos precios de hidrógeno	55
7.9.	Inversiones de equipos del sistema de UHS para distintos escenarios de CAPEX.	56
8.1.	Resumen de la capacidad instalada por tecnología térmica para el caso multinodal.	64
8.2.	Resumen de la capacidad instalada por tecnología hídrica para el caso multinodal.	65
8.3.	Escenarios de Inversión para el 2030 de CAPEX	73
8.4.	Inversiones de electrolizador para distintos escenarios de exportación de hidrógeno	74
8.5.	Inversiones renovables para distintos escenarios de exportación de hidrógeno.	75
8.6.	Inversiones de Electrolizador total en los distintos precios de venta de hidrógeno.	75
8.7.	Inversiones de Electrolizadores en las distintas localidades de Norte a Sur.	76
8.8.	Emisiones de CO_2 para distintos precios de exportación de hidrógeno.	77
8.9.	Inversiones de los equipos de hidrógeno para los tres escenarios.	78
8.10.	Inversiones renovables para los tres escenarios evaluados.	78
8.11.	Emisiones y generación térmica anuales para los distintos casos de Almacenamiento.	79
8.12.	Inversiones de electrolizadores y celdas de combustible para distintos escenarios de operación compartida.	80
8.13.	Inversiones renovables para los distintos casos de operación compartida.	80

Índice de Figuras

1.1.	Porcentajes de consumo de hidrógeno a nivel global.	2
2.1.	Distintas tecnologías de electrolizadores con sus distintas características. . . .	8
2.2.	Proceso de electrólisis en una batería alcalina.	10
2.3.	Modelos gráficos cilíndricos de cavernas de sal.	12
2.4.	Reacciones que se dan en el proceso de metanización.	13
2.5.	Diagrama que muestra el proceso de Power to Gas.	14
4.1.	Cadena de valor del almacenamiento de hidrógeno en cavernas de sal.	18
5.1.	Esquema de entradas y salidas de la importación de datos.	28
5.2.	Esquema de entradas y salidas de la importación de datos.	29
5.3.	Esquema de entradas y salidas de la importación de datos.	33
6.1.	Esquemático del caso reducido.	35
6.2.	Comportamiento de la demanda en la barra SIC	37
6.3.	Comportamiento de la demanda en la barra SING	38
7.1.	Esquema de cálculos de variables de interés para el electrolizador y el Fuel Cell.	41
7.2.	Esquema de cálculos de variables de interés para el electrolizador y el Fuel Cell.	42
7.3.	Costos Marginales de la Barra SIC para las primeras simulaciones.	45
7.4.	Esquema de cálculos para la exportación.	47
7.5.	Comparación del despacho del electrolizador con los costos marginales del sistema.	48
7.6.	Inversiones renovables para distintos precios de exportación de Hidrógeno. . . .	49
7.7.	Esquema de cálculos del almacenamiento de hidrógeno (175 y 150 [USD/kW]).	50
7.8.	Esquema de cálculos del almacenamiento de hidrógeno (175 y 175 [USD/kW]).	51
7.9.	Esquema de cálculos del almacenamiento de hidrógeno (200 y 175 [USD/kW]).	51
7.10.	Esquema de cálculos del almacenamiento de hidrógeno (200 y 175 [USD/kW]).	52
7.11.	Esquema de cálculos del almacenamiento de hidrógeno (200 y 175 [USD/kW]).	52
7.12.	Esquema de cálculos del almacenamiento de hidrógeno (200 y 175 [USD/kW]).	53
7.13.	Inversiones Renovables para distintos escenarios de CAPEX.	54
7.14.	Inversiones Renovables para distintos precios de exportación.	56
7.15.	Esquema de Operación Multiservicio (Exportación y Almacenamiento).	59
8.1.	Tipología de la red multinodal estudiada a largo plazo.	63
8.2.	Característica de la demanda de la demanda por bloque durante el período de evaluación.	64
8.3.	Dos de las siete cuencas modeladas en Julia en base a AMEBA.	65
8.4.	Proyección del CAPEX de tecnologías solares y eólicas para el año 2025. . . .	66
8.5.	Perfil de generación solar de una etapa del modelo de Julia.	66
8.6.	Perfil de generación eólica de una etapa del modelo de Julia.	67
8.7.	Esquemático del diagrama de flujo del modelo de Despacho realizado.	68
8.8.	Proyección de Costos de Inversión al 2030 para equipos de Hidrógeno	71
8.9.	Proyección de CAPEX hasta el año 2040 para el electrolizador.	72

8.10.	Proyección de CAPEX hasta el año 2040 para la celda de combustible.	73
8.11.	Costos Marginales del caso multinodal de las distintas barras presentadas. . . .	74
8.12.	Inversiones a lo largo del país de electrolizadores.	76
8.13.	Generación Térmica durante el año de evaluación para distintos escenarios de exportación de hidrógeno.	77
8.14.	Emisiones de CO_2 para el caso de almacenamiento y consumo de hidrógeno. .	79
8.15.	Generación Térmica para los distintos casos de Almacenamiento de Hidrógeno.	79
8.16.	Inversiones Renovables para varios escenarios de operación compartida.	81

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación y Antecedentes

El cambio climático y el calentamiento global son problemas que al día de hoy son prioridad para la comunidad internacional, esto debido a que no es nada prometedor el futuro que se pronostica si se sigue con los esquemas industriales que hoy son aplicados: Sequías cada vez más severas, islas con países enteros que desaparecerán bajo el océano en los próximos 20 años (por el derretimiento de glaciares en los polos), fenómenos climáticos (huracanes, inundaciones, etc.) cada vez más violentos que llegan a récords de destrucción. De forma que, para tratar de que estos cambios sean lo menos perjudiciales posibles para la población, cambios importantes deben ser realizados en la industria. [1]

Es así, como la reducción de emisión de dióxido de carbono es uno de los principales focos a combatir en materia medio ambiental, donde un 78 % de las emisiones de este gas de invernadero es generado en la industria energética [2], de forma que una de las principales formas de combatir el cambio medio ambiental es mediante la reducción de la huella de carbono en este sector, lo que se reduce finalmente en la forma de suplir la energía que es proveniente de plantas termoeléctricas (un gran porcentaje de la energía total) que generan en base a combustibles fósiles.

La solución más prometedora al problema antes mencionado, es la inserción de tecnologías de energía renovable no convencional (principalmente energía solar y eólica), tecnología que tiene gran potencial alrededor del mundo y lo más importante, tiene 0 emisión de CO_2 a la hora de operar, sin embargo, presentan el fuerte inconveniente de una altísima variabilidad de generación (la solar sólo actúa de día y el viento tiene una altísima estocasticidad), de forma que su penetración en un sistema de potencia se ve limitado. De hecho, el año 2018 entre un 20 y un 30% de la energía solar de China se perdió por inutilización del recurso por sobre generación en el sistema. [3].

Por lo mismo, si lo que se quiere es conseguir una mayor inserción de renovables en cualquier sistema, es necesario mitigar de forma importante dicha variabilidad. Una forma de conseguirlo es mediante almacenamiento de energía, así cuando se den desprendimientos de carga (curtailment) de generación renovable, se guardaran en dichos sistemas y cuando existan falencias en la generación se descargarán dichos recursos al sistema [4], así asegurando más estabilidad en la fuente de generación no convencional.

Una de las tecnologías más prometedoras de almacenamiento de energía, consiste en el almacenamiento por hidrógeno [5], que pese a seguir en constante revisión e investigación ya se presentan resultados muy positivos, con una gran eficiencia en términos energéticos además de ser bastante sustentable con el medio ambiente. Debido a que el principal subproducto de esta industria es el agua. [6] y [7]

Esta, se basa en la electrólisis de la molécula de agua (H_2O), generando como productos Hidrógeno gaseoso (H_2) y Oxígeno (O_2), de esta forma se consume energía reservándola en la molécula de H_2 , dicho compuesto se trata de un combustible bastante volátil que mediante varias formas de consumirlo, vuelve a reaccionar generando agua como subproducto y una alta cantidad de energía para ser inyectada al sistema. [3]

Hay diversas formas de obtener este recurso, y básicamente esto se determina por la forma en que se da la reacción de electrólisis antes mencionado, lo que se deriva en varios "tipos de hidrógeno" donde se encuentra el hidrógeno azul, que proviene de la industria del gas natural, el hidrógeno negro que se da por la combustión de carbón y finalmente el más prometedor y eco-friendly: el hidrógeno verde, que se basa en los antes mencionados excedentes de energía generados por energías renovables no convencionales, que son captados por electrolizadores de gran escala para así generar el principal foco de este trabajo de memoria que es el Hidrógeno Verde. [8]

Existen bastantes formas de aprovechar este recurso e incorporarlo en la industria actual, donde en la imagen 2.2 se pueden ver la utilización de Hidrógeno en los distintos sectores, donde destaca la producción de amoníaco, que posteriormente es usado como fertilizante [9].

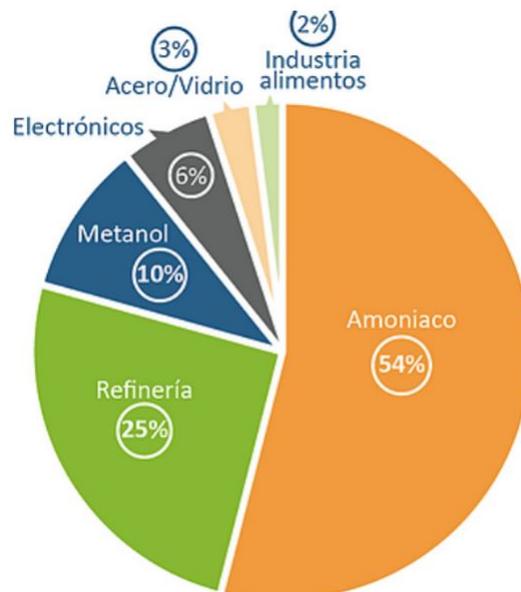


Figura 1.1: Porcentajes de consumo de hidrógeno a nivel global.

Sin embargo, en base a la imagen anterior, se puede apreciar como la industria energética es prácticamente inexistente en el mercado de hidrógeno, sin embargo, con las nuevas tec-

nologías e investigaciones desarrolladas en múltiples biografías, no cabe duda que este rubro del hidrógeno crecerá de una forma bastante fuerte en los próximos años.

Y esto viene dado que el hidrógeno no solo se ha planteado como medio de almacenamiento de energía en un sistema de potencia, sino que existen muchas otras industrias donde se puede aprovechar de muy buena forma: en primer lugar se tiene su uso como combustible, donde se han desarrollado motores que usan el H_2 como fuente primaria, demostrando gran eficiencia y lo mejor aún, al operar no emiten gases de invernadero, sino que, sólo generan agua como principal sub-producto. [9]

También, puede participar en la industria del gas natural, sirve como insumo para la generación de SNG (synthetic natural gas), donde mediante un proceso conocido como metanización, se hace reaccionar dióxido de carbono (principal contaminante), con hidrógeno para formar gas natural y agua [10] y así de esta forma aminorar de buena forma la emisión de gases contaminantes a la atmósfera, agregando sustentabilidad al rubro energético.

Es así, como se comprueba que el hidrógeno verde será uno de los principales productos transables del mercado energético en un futuro no muy lejano, de hecho ya existen estudios para tener electrolizadores en los sistemas eléctricos de Europa en el 2030, para así conseguir penetraciones de energías renovables superiores al 70 % [11] pudiendo ya descarbonizar el sector industrial en una vía para cumplir con los acuerdos de París.

1.2. Descripción del problema

Chile, hoy en día es indiscutiblemente un país privilegiado en lo que industria energética se refiere, al contar en el norte con el Desierto de Atacama, que tiene la característica de ser el más árido del mundo y por lo tanto con los niveles de radiación más altos posibles, de forma que es innegable el enorme potencial de tanto energía termosolar, como fotovoltaica, de hecho se menciona que con la capacidad obtenible en el norte, se es incluso capaz de alimentar toda la demanda máxima de latinoamérica. [12]

Sin embargo, como es sabido, la energía proveniente del sol sólo genera de día, de forma que es naturalmente imposible contar con un sistema conformado principalmente de energía solar debido a esta intermitencia, además de bajar de forma drástica su rendimiento en caso de nubosidad parcial. De forma que, si bien se cuenta con buen recurso eólico a lo largo del país nadie duda de la alta variabilidad que presenta esta generación.

De forma que, si se quiere aprovechar el vasto recurso renovable a lo largo del país (sobre todo el solar) es de vital importancia contar con un robusto sistema de almacenamiento, y debido al alto costo de inversión que presentan las baterías convencionales de litio [13], la tecnología del hidrógeno se presenta como una gran solución para poder aprovechar de mejor forma los recursos ya antes mencionados.

Además, como ya se dijo, se abren una gran cantidad de posibles nuevas industrias en el país con esta tecnología, si es que se opta por el Hidrógeno, pudiendo, por ejemplo, poder comenzar la producción de amoniaco verde para exportación, o derechamente la exportación de energía mediante hidrógeno de forma directa. De hecho, en la estrategia de nacional del

hidrógeno se menciona que estas 2 vías son las principales formas de industrializar este producto. [9]

Ahora, como es de esperar, el problema a resolver no es trivial, ya que las tecnologías de obtención del hidrógeno son muy variadas, donde cada una de ellas tiene ciertas ventajas y desventajas, distintos costos de inversión y operación, además de distintas eficiencias asociadas, además de que, como ya se mencionó, los posibles usos en la industria son muy variados, sin embargo, en este documento se focalizará en dos cadenas de valor: La exportación de hidrógeno como una forma de ingreso monetario para el sistema y el almacenamiento de hidrógeno para luego consumirlo en mediante celdas de combustible para devolverlo como energía al sistema.

Así, se enfrenta el problema de encontrar la solución más óptima (técnica y económicamente hablando), para permitir la mayor adopción de energías renovables en el sistema eléctrico nacional, para así aminorar la emisión de gases contaminantes y cumplir, de esta forma, el acuerdo de París, pensando ya en el futuro en una industria energética que sea carbono neutral.

Además, si se considera que dado que Chile es un país con temperaturas bajas y una alta penetración de energía solar, se da el fenómeno bastante conocido de que en verano, se tendrá una alta generación que dará como resultado desprendimiento de carga, considerando también la baja demanda energética. Además, si se tiene en consideración el alza de requerimientos en invierno de calor, que resultará en perfiles de consumo más altos. [14]

Es necesario recalcar también, el potencial que tiene Chile a la hora de almacenar hidrógeno de una forma efectiva y eficiente, a través de cavernas de sal. Hasta la fecha en países como Estados Unidos, se reconoce el profundo potencial que tienen estas cavernas para almacenar gases volátiles y nuestro país cuenta con gran potencial por la cantidad de cavernas que se tiene en el Norte.

De forma que por lo mismo, se tiene una necesidad de mayores energías limpias en invierno que pueden ser abastecidas capturando la energía que se tiene de excedente provenientes de tecnologías renovables, a este proceso se le conoce como almacenamiento estacional y no cualquier tecnología de almacenamiento puede solucionar este problema, debido a que si se tratara de implementar esto mediante una alta cantidad de baterías de litio, no sería fructífero debido a los altos costos de esta tecnología y su auto descarga que se da.

1.3. Objetivos

El principal foco de este trabajo de título, será estudiar el nivel de inserción de la tecnología de almacenamiento de hidrógeno bajo tierra, determinar su viabilidad en Chile y notar como este incide en el nivel de penetración renovable en el sistema. Así mismo, en qué condiciones las exportaciones de hidrógeno se complementan con el almacenamiento en cavernas de sal para luego ser consumido en celdas de combustible.

Esta inserción deberá dejar constancia de una clara reducción de gases contaminantes a la atmósfera permitiendo una mayor penetración de energías renovables en el sistema eléctrico

chileno, reconociendo la oportunidad del desarrollo de la tecnología de cavernas de sal en el norte del país.

1.3.1. Objetivos específicos

A continuación se listan una serie de objetivos específicos que tendrán como finalidad enlazar el objetivo principal antes mencionado de este trabajo de memoria a desarrollar, con respecto a las actividades que se propondrán en este mismo documento para enfocar el trabajo.

1. Comprender el posible potencial que tiene la adaptación y habilitación de cavernas de sal en el país para reconocer la posibilidad de industrializar la cadena de valor del Hidrógeno.
2. Realizar una predicción de aquí al 2040 sobre el posible nivel de penetración de energías renovables en el sistema eléctrico chileno, y varios posibles escenarios de inversión en la generación.
3. Contar con un modelo de optimización que sea capaz de analizar a cabalidad el sistema eléctrico de potencia para manejar el hidrógeno como combustible almacenable.
4. Adaptar el modelo reducido que simula el sistema eléctrico chileno, de forma que se pueda acoplar al problema de optimización antes mencionado.
5. Verificar hasta qué medida se puede invertir en electrolizadores y celdas de combustible y en qué condiciones es conveniente exportar o almacenar hidrógeno.
6. Revisar cuáles son las ubicaciones idóneas para realizar la instalación de los equipos que generan y consumen el hidrógeno, dejando ver los sitios de interés.

El trabajo realizado, se estructura de la siguiente forma: En primer lugar se presentará el marco teórico y el estado del arte, mostrando a cabalidad las tecnologías asociadas al hidrógeno y las posibilidades de explotarlo. En segundo lugar, se presentará la metodología de trabajo a utilizar en este trabajo de título, especificando las actividades a realizar, junto con los resultados esperados. Luego se presentará el modelo de optimización a utilizar que regirá el manejo de hidrógeno dentro del sistema eléctrico, para luego mostrar cuál fue la forma y la estructura de la programación de dicho modelo, para luego presentar los primeros resultados de las simulaciones con el caso reducido del sistema eléctrico chileno. Finalmente se mostrarán los análisis realizados con el caso a escala real del Sistema Eléctrico Nacional, presentando las principales conclusiones al respecto, cerrando con unas sugerencias de investigación posterior para este trabajo de título.

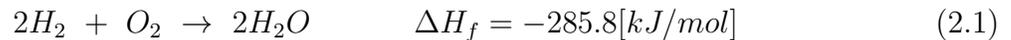
Capítulo 2

Marco Teórico y Estado del Arte

Durante esta sección se profundizará en la tecnología del hidrógeno, tratando de ser lo más exhaustivo posible. Así, en primer lugar, se entregará información del hidrógeno, tales como sus reacciones, densidad energética y ciertas comparaciones con otros combustibles, para luego dar cuenta de las distintas formas de obtener hidrógeno aportando distintos parámetros y posibles tecnologías y finalmente, se hablará sobre las distintas formas del como el hidrógeno puede ser usado en los sistemas eléctricos de potencia.

2.1. Sobre el hidrógeno como combustible

El hidrógeno gaseoso (H_2) es uno de los gases menos frecuentes en la atmósfera, la razón de esto es su alta capacidad de reaccionar con el oxígeno gaseoso para dar agua, siguiendo la siguiente reacción. [15]



Esta entalpía negativa, da cuenta de la alta cantidad de energía que se libera con esta reacción, dejando en claro la alta volatilidad que el hidrógeno posee como combustible, de hecho, por esta misma razón se menciona en bibliografías la importancia de adaptar los nuevos motores de cogeneración híbrida (gas natural y hidrógeno), si es que en ellos se quiere operar con una cantidad de H_2 mayor, debido a su alta explosividad. [16]

Ahora, con respecto a la densidad energética de este combustible, vale decir, la cantidad de energía disponible por cantidad de masa, el hidrógeno gaseoso posee una cantidad bastante alta con respecto a sus competidores, teniendo un valor de 140 [kJ/mol], valor mucho más alto que sus competidores directos, donde el promedio de densidad energética de combustibles fósiles es de 50 [kJ/mol] [3].

Tabla 2.1: Diferentes densidades energéticas de distintos combustibles. [17]

Combustible	Energía por volumen [Wh/l]	Energía por masa [Wh/kg]
Gasóleo	10700	12700
Gasolina	9700	12200
Carbón	9400	6600
Gas natural	3100	12100
Hidrógeno (g)	750	39300
Batería Li-Co	330	150
Batería Li-Mn	280	120

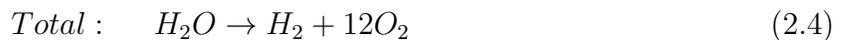
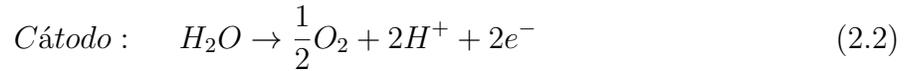
Sin embargo, donde se puede tener una cierta desventaja es en la compactibilidad de este compuesto, donde en comparación con la gasolina, por ejemplo, se queda bastante atrás. Cabe destacar, además, la gran diferencia que se da entre la densidad energética del hidrógeno con las baterías de litio, para el caso en que se requiera usar como combustible para vehículos eléctricos, el hidrógeno tendría una autonomía mucho más alta que dicha competencia, es por esto su interés de ser usado para vehículos diseñados para largos tramos con alta tracción.

Pese a lo anterior dicho (problemas de compactibilidad), se debe tener en cuenta que la principal ventaja del hidrógeno es su nula emisión de gases contaminantes a la atmósfera, donde tal densidad energética es raro encontrar en los demás combustibles. Presentándose como una solución sustentable y sostenible para el esquema del almacenamiento de energía.

2.2. Formas de obtención de hidrógeno

Debido a la alta cantidad de tipos de hidrógeno que se pueden encontrar a lo largo de la industria, en este trabajo sólo se incluirán los que se refieran al hidrógeno verde, que como ya se mencionó antes, consiste en el que se obtiene teniendo como fuente primaria energética las tecnologías renovables no convencionales. [8]

Principalmente el hidrógeno verde se obtiene de los desprendimiento de cargas obtenidos por la alta variabilidad de tecnologías renovables, donde la forma más utilizada tanto en la investigación como en la industria es mediante la hidrólisis, donde básicamente se rompe la molécula de agua separándola en Hidrógeno y oxígeno, dando lugar esto en una reacción alcalina consumiendo energía, siguiendo las siguientes reacciones en ánodo y cátodo: [3]



De forma que, la gran diferencia entre cada una de las tecnologías que se mostrarán a continuación será la forma en que el cátodo y el ánodo intercambian masa para que se de la reacción.

	Alkaline (OH ⁻) electrolysis		Proton Exchange (H ⁺) electrolysis		Oxygen ion(O ²⁻) electrolysis	
	Liquid	Polymer Electrolyte Membrane		Solid Oxide Electrolysis (SOE)		
	Conventional	Solid alkaline	H ⁺ - PEM	H ⁺ - SOE	O ²⁻ - SOE	Co-electrolysis
Operation principles						
Charge carrier	OH ⁻	OH ⁻	H ⁺	H ⁺	O ²⁻	O ²⁻
Temperature	20-80°C	20-200°C	20-200°C	500-1000°C	500-1000°C	750-900°C
Electrolyte	liquid	solid (polymeric)	solid (polymeric)	solid (ceramic)	solid (ceramic)	solid (ceramic)
Anodic Reaction (OER)	4OH ⁻ → 2H ₂ O + O ₂ + 4e ⁻	4OH ⁻ → 2H ₂ O + O ₂ + 4e ⁻	2H ₂ O → 4H ⁺ + O ₂ + 4e ⁻	2H ₂ O → 4H ⁺ + 4e ⁻ + O ₂	O ²⁻ → 1/2O ₂ + 2e ⁻	O ²⁻ → 1/2O ₂ + 2e ⁻
Anodes	Ni > Co > Fe (oxides) Perovskites: Ba _{0.5} Sr _{0.5} Co _{0.8} Fe _{0.2} O _{3-δ} , LaCoO ₃	Ni-based	IrO ₂ , RuO ₂ , Ir _x Ru _{1-x} O ₂ Supports: TiO ₂ , ITO, TiC	Perovskites with protonic-electronic conductivity	La ₂ Sr _{1-x} MnO ₃ + Y-Stabilized ZrO ₂ (LSM-YSZ)	La ₂ Sr _{1-x} MnO ₃ + Y-Stabilized ZrO ₂ (LSM-YSZ)
Cathodic Reaction (HER)	2H ₂ O + 4e ⁻ → 4OH ⁻ + 2H ₂	2H ₂ O + 4e ⁻ → 4OH ⁻ + 2H ₂	4H ⁺ + 4e ⁻ → 2H ₂	4H ⁺ + 4e ⁻ → 2H ₂	H ₂ O + 2e ⁻ → H ₂ + O ²⁻	H ₂ O + 2e ⁻ → H ₂ + O ²⁻ CO ₂ + 2e ⁻ → CO + O ²⁻
Cathodes	Ni alloys	Ni, Ni-Fe, NiFe ₂ O ₄	Pt/C MoS ₂	Ni-cermets	Ni-YSZ Subst. LaCrO ₃	Ni-YSZ perovskites
Efficiency	59-70%		65-82%	up to 100%	up to 100%	-
Applicability	commercial	laboratory scale	near-term commercialization	laboratory scale	demonstration	laboratory scale
Advantages	low capital cost, relatively stable, mature technology	combination of alkaline and H ⁺ -PEM electrolysis	compact design, fast response/start-up, high-purity H ₂	enhanced kinetics, thermodynamics: lower energy demands, low capital cost		+ direct production of syngas
Disadvantages	corrosive electrolyte, gas permeation, slow dynamics	low OH ⁻ conductivity in polymeric membranes	high cost polymeric membranes; acidic: noble metals	mechanically unstable electrodes (cracking), safety issues: improper sealing		
Challenges	Improve durability/reliability; and Oxygen Evolution	Improve electrolyte	Reduce noble-metal utilization	microstructural changes in the electrodes: delamination, blocking of TPBs, passivation		C deposition, microstructural change electrodes

Figura 2.1: Distintas tecnologías de electrolizadores con sus distintas características.

Como se puede apreciar en la imagen recién expuesta, entre los electrolizadores más desarrollados, los encontramos divididos en dos grandes grupos: Los de baja y alta temperatura.

En primer lugar dentro de los de baja temperatura, encontramos la que se basa en agua alcalina. Esta consiste en la más antigua y por lo tanto, por su industrialización, la más barata encontrada en el mercado El método por el cual intercambia masa, se da en un medio acuático consistente en una solución de $NaOH$ de entre 20 y 30 % [3]. Esta genera hidrógeno de alta pureza (alrededor de 99%), y tiene una eficiencia energética de alrededor de 60 %, ahora la principal desventaja que tiene, es la baja flexibilidad que cuenta, al tener una larga partida del proceso de su mecanismo. Es por esta misma razón que maneja de mala forma el curtailment proveniente de las energías renovables, que exigen a los almacenamientos una tecnología de almacenamiento que tenga una respuesta rápida frente a los cambios de generación.

Luego, se cuenta con la tecnología Proton Exchange Membrane (PEM), tecnología que cuenta con un medio catalizador de intercambio de masa sólido (a cambio del medio acuoso antes mostrado), además, como lo indica su nombre, en vez de que sea el ion hidroxilo el que migre de cátodo a ánodo para dar lugar a la reacción general de hidrólisis, la migración la realiza el ion protón (de ahí su nombre). Esta tecnología se visualiza como una de las más prometedoras en la industria para la realización del proceso Power to Hydrogen to Power, debido a que en primer lugar presenta una dinámica rápida para así responder frente a las intermitencias del curtailment y operar de buena forma para la generación de H_2 . [15]

Sin embargo, esta tecnología tiene su falencia en su coste de implementación, esto debido a que utiliza metales preciosos para la membrana de intercambio de masa (flujo de iones protón) lo que eleva su costo de inversión, ahora, esto se compensa por su alta eficiencia que va por el orden del 80 %. Cabe destacar, que en la actualidad se están desarrollando polímeros sintéticos para suplir la función de la membrana a un costo mucho menor, entre ellos el más prometedor es el Nafion. [18]

Luego, con respecto a las tecnologías de alta temperatura, en primer lugar se tiene la SOEC (Solid Oxide Electrolysis Cells). Esta no trabaja con agua líquida como insumo, sino que como vapor, a una temperatura entre 700 y 900 °C, esta utiliza compuestos cerámicos, tales como el ZrO_2 que sirven como portadores de iones O^{-2} . Además, por el hecho de utilizar un bajo voltaje, y ahorrar gastos energéticos por la ausencia de necesidad de un sistema de enfriamiento como en las tecnologías anteriores, se pueden abordar eficiencias muy cercanas al 100 %. [10], [19]

Sin embargo, se presentan varias desventajas, en lo que se refiere a la durabilidad de esta tecnología, al operar en temperaturas más altas, no se maneja muy bien el problema de la degradación de materiales, además de que los costos de desarrollo de la tecnología siguen siendo demasiado altos con respecto a la tecnología PEM. Pese a esto, la bibliografía menciona a esta tecnología como un buen complemento para el desarrollo de la metanización (que será explicada más adelante en este documento), esto debido a que las celdas SOEC, pueden funcionar en sentido inverso (tanto para la generación de Hidrógeno como para el consumo de este mismo), con una gran eficiencia de conversión a altas temperaturas. [3]

PEM Electrolysis

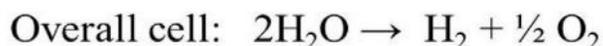
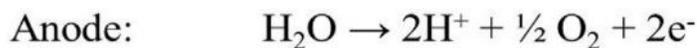
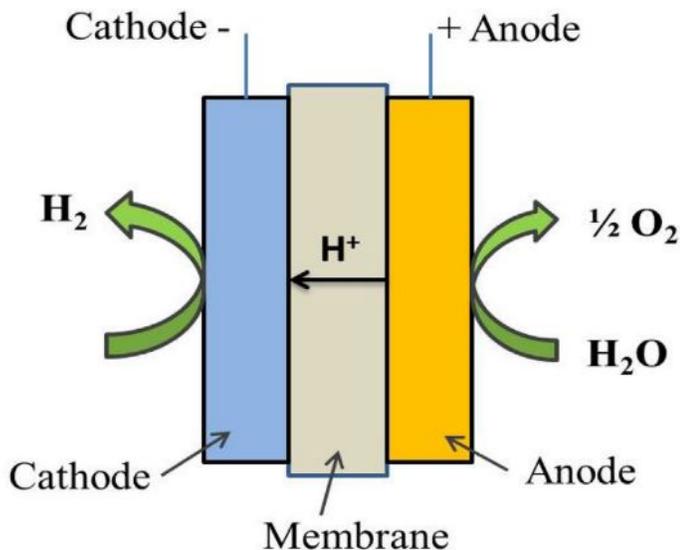


Figura 2.2: Proceso de electrólisis en una batería alcalina.

2.3. Almacenamiento de hidrógeno

El almacenamiento de hidrógeno es parte vital de la cadena de negocio de este producto, debido a que de este paso dependerá la viabilidad de cualquier intento de implementar un sistema de almacenamiento que involucre al combustible a gran escala. Esto implica que la tecnología a usar debe ser eficiente, mantener la pureza del producto y ser competitiva económicamente hablando.

No es noticia para nadie el hecho de que en países con bajas temperaturas promedio en sus territorios (como los es el caso de Chile, por ejemplo), se tenga un consumo energético más alto en épocas de invierno (no solamente considerando electricidad, sino además calor y transporte), esto debido a las bajas temperaturas que fuerzan a la población a tener calefacción hogareña, esto se refleja en perfiles de consumo de electricidad más altos en estas épocas. Además si se tiene en cuenta la reducción de generación solar en dichas estaciones del año, se podría dar que no se de el abasto energético con tecnologías limpias en invierno.

Sin embargo, en verano, ocurre todo lo contrario, suben las generaciones renovables y los consumos domiciliarios bajan, lo que por lo tanto deriva en un excedente, ahora, si este es capturado mediante alguna tecnología de almacenamiento y dicha energía se mantiene guardada por varios meses, podría ser inyectada en épocas invernales, para así abastecer la demanda

con tecnologías verdes y de esta forma reducir las emisiones de CO_2 anuales. Es aquí donde nace el concepto de seasonal storage, y donde el hidrógeno puede participar de forma más importante.

Con respecto a las tecnologías en concreto, se mencionarán 3 formas de almacenar hidrógeno: En primer lugar mediante cavernas de sal, mediante la metanización en el proceso de power to gas y también mediante la inyección directa del hidrógeno en los gaseoductos de gas natural.

2.3.1. Cavernas de Sal - Underground Storage

La primera tecnología mencionada es la inyección de hidrógeno gaseoso en cavernas de sal altamente presurizado, la idea es que después del proceso de electrolización donde se obtiene hidrógeno gaseoso de alta pureza, este es guardado en las cavernas ya mencionadas mediante un compresor. [20]

No solamente cavernas de sal pueden ser usadas, sino que también antiguos acuíferos y también reservorios de gas natural vacíos [21], sin embargo, en la literatura, se menciona la ventaja de la primera sobre las otras, en primer lugar esto se da ya que el costo de inversión se reduce considerablemente al ser la mayoría de estas naturales sin recurrir en mayores gastos, además, este tipo permite una alta tasa de inyección y de retiro de gas, de forma que tiene una buena dinámica para manejar tecnologías renovables. Contando además con un buen ratio de retiro donde se menciona que incluso se puede retirar y rellenar de gas el reservorio en incluso más de diez oportunidades. [21]

Además, otras grandes ventajas de las cavernas de sal es la mantención del hidrógeno sin mayores diferencias por largos periodos de tiempo, esto debido a que las rocas salinas tiene una nula reactividad con el hidrógeno, funcionando como un tanque de alta presión para el gas. Agregando también la particularidad de que estas rocas salinas tienen muy buenas propiedades mecánicas, protegiendo el contenido de movimientos telúricos de posibles fracturas.

Una muy buena aproximación para el modelamiento de cavernas de sal es mediante uno con forma cilíndrica, tal como se muestra en la imagen 2.3, donde se considera un sistema no ideal donde se tienen pérdidas energéticas a la hora de inyectar y retirar hidrógeno, además de la eficiencia no perfecta asociada al proceso de compresión del gas para inyectarlo en la caverna. Los parámetros geométricos de la caverna tendrán una incidencia directa en el volumen máximo que se pueda almacenar así como la presión que se consiga. [20]

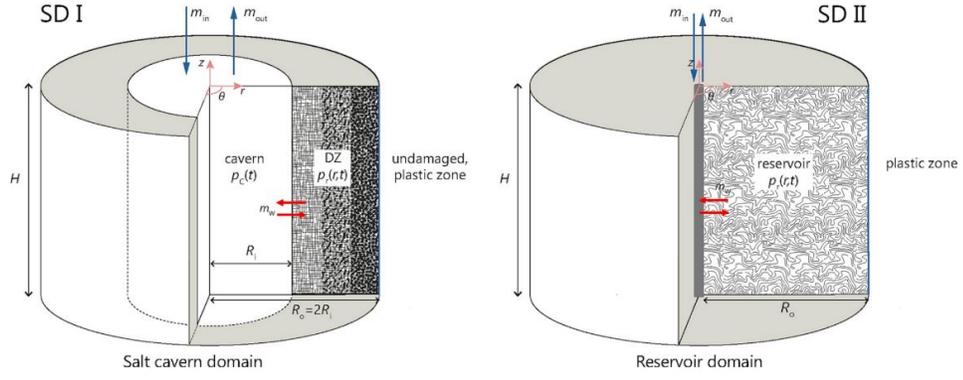


Figura 2.3: Modelos gráficos cilíndricos de cavernas de sal.

Cabe mencionar también las ineficiencias relativas causadas por flujos de fuga en las paredes laterales de la caverna, estas se darán debido a la porosidad de las rocas salinas del reservorio que son una vía de escape de hidrógeno para los casos de inyección (que implica un aumento en la presión de hidrógeno en la caverna), sin embargo dichas fugas se recuperan en el momento en que se retira hidrógeno, debido a la caída de presión que genera flujos hacia el interior, recuperando lo relativamente perdido.

Con respecto a las ineficiencias generadas en el proceso antes mencionadas, en la literatura estas son consideradas, donde la eficiencia energética del retiro e inyección (se considera igual en ambos sentidos) de hidrógeno hacia el reservorio es de 0.95. Es necesario considerar que para la operación óptima de la caverna los valores mínimos y máximos de presión son 0.3 y 0.8, dichos valores están normalizados con respecto a la presión geostática de la tierra dado la profundidad que se tiene bajo tierra. [20]

Es necesario mencionar, la característica no lineal que presenta este sistema de almacenamiento, esto por la dinámica de las ecuaciones diferenciales que ven la dinámica de la presión de hidrógeno en el reservorio, sin embargo en la bibliografía [20] se consigue una linealización del sistema para predecir así su dinámica con respecto a la presión del gas almacenado.

$$\frac{d\Pi}{d\tau} = \frac{\Psi_{in} - \Psi_{out}}{\Gamma} + 2\phi^*w_3(x_1 - x_3) \quad (2.5)$$

Donde en esta expresión entregada se muestra la dinámica de Π que consiste en la presión normalizada dentro del reservorio y como esta relacionada con los retiros e inyecciones de masa, tomando en cuenta además la porosidad de la caverna.

Luego, para finalizar el proceso, el hidrógeno retirado del sistema de almacenamiento es posteriormente consumido en una celda de combustible PEM, donde se genera energía eléctrica lista para ser devuelta al sistema de potencia para así suplir la demanda energética, en los casos invernales como ya se había mencionado antes. Además de que este tipo de celdas generan como sub producto calor y agua potable.

2.3.2. Metanización - Power to Gas

Esta tecnología pasa a integrar la cadena de valor del hidrógeno, naciente de tecnologías renovables en el mercado del gas natural, la idea principal es tomar el hidrógeno generado, y con este llevarlo al proceso de metanización, que consiste en llevar el hidrógeno recién generado a un reactor para así generar metano y agua, consumiendo CO_2 (como será explicado con mayor detención a continuación) y posteriormente ingresar este gas a la red para ser consumida para generación de energía eléctrica o de calor.

El proceso resumido anteriormente se basa en las reacciones descubiertas por Paul Sabatier en 1902 (el proceso se llama así en su honor), dichas ecuaciones son descritas en la siguiente imagen donde, además, se muestran sus respectivas entalpías de reacción:

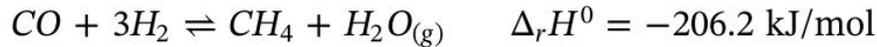
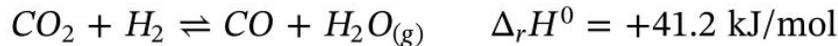


Figura 2.4: Reacciones que se dan en el proceso de metanización.

Así, la principal reacción que se da en el reactor de metanización es la primera en la imagen anterior (la que resulta agua y metano). Sin embargo, por razones de ineficiencias en el reactor, también se puede dar la segunda reacción, generando monóxido de carbono, sin embargo con técnicas de captura de este gas, se puede volver a hacer reaccionar, mediante la ecuación 3, para así obtener metano de alta pureza, que esta listo para ser ingresado a la red de gas. A este gas formado de esta forma se le conoce como SNG (synthetic natural gas). [10]

Cabe destacar, que este natural gas debe cumplir con ciertos estándares de calidad antes de ser ingresado a los gaseoductos, donde se requiere un 97,5 % de volumen de metano con respecto a un 2 % de H_2 y un 0.5 % de CO_2 , llamado gas seco. [14]

Observando las ecuaciones estequiométricas, se tiene, además, que son exotérmicas, vale decir, liberan energía, esto implica que el proceso supere los 100 % de eficiencia energética, generando además como subproducto vapor, que puede ser usado para otros procesos industriales aledaños al de los reactores, por esto mismo que el power to gas tiende a ser una tecnología tan prometedora en un sentido de eficiencia energética.

Cabe destacar además que la literatura menciona que no es lo más eficiente utilizar tecnologías de electrolizadores de baja temperatura con estos modelos de valor del hidrógeno, como lo es el caso del PEM, por ejemplo, la literatura menciona que el gran potencial se podría desarrollar trabajando con tecnología SOEC [19], esto debido a que el calor generado en los procesos exotérmicos del proceso de Sabatier podría ser eventualmente utilizado para la alta temperatura necesitada en el electrolizador, además, que dado su estructura puede

ser usado en el sentido inverso, para así consumir el hidrógeno o en su defecto incluso gas natural dando resultados bastante prometedores.

Existe una forma más de integrar el hidrógeno a la red de gas, que es mediante la inyección directa de este a la red de gas natural, para así fomentar la cogeneración. De hecho ya se planea la industrialización de esta tecnología. Bibliografías aseguran que no habrían mayores inconvenientes en este sentido si es que el porcentaje de volumen de gas de hidrógeno con respecto al total (HHV) no supera el valor de 17% [22]

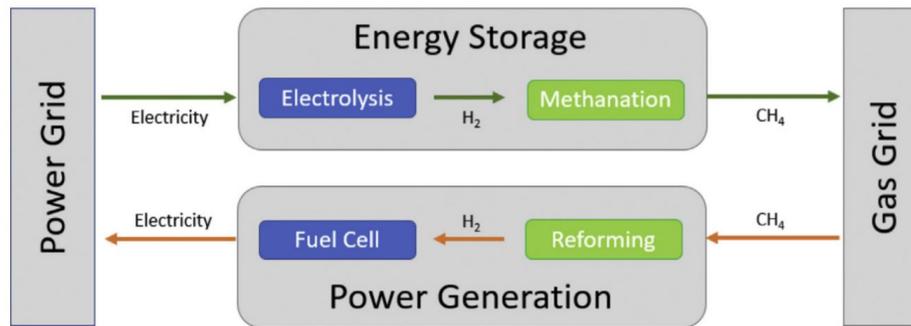


Figura 2.5: Diagrama que muestra el proceso de Power to Gas.

Capítulo 3

Metodología y Aportes del trabajo de memoria

En este capítulo, se estipulará y formalizará el problema a resolver en este trabajo de título, para así poder resolver dar solución a todos los objetivos propuestos en secciones anteriores. Además, se mencionarán cuáles serán los resultados que se tienen propuestos en el trabajo que se desarrolló.

3.1. Formalización del problema

El principal foco de este trabajo de tesis, es analizar la viabilidad de la tecnología de almacenamiento de energía en reservorios de hidrógeno, generado por el exceso de energías renovables en determinados bloques horarios, la mayoría de este excedente se dará en verano, dado el comportamiento estacional que tiene la generación renovable desde un punto de vista global.

Para ver esta viabilidad, es necesario realizar una serie de simulaciones a distintos niveles de penetración de electrolizadores y celdas de combustible dentro de un sistema eléctrico de potencia modelado que tenga características similares al que se tiene en Chile.

De forma, que se tendrá como caso base un modelo de sistema eléctrico de potencia que simula al chileno, teniendo en cuenta sus características geográficas, donde el mayor potencial renovable se encuentra en el norte. Además, dadas las fuentes naturales de sal que se tienen en esta área geográfica del país, se analizará y modelará, cuál es el potencial de almacenamiento de hidrógeno que se tiene mediante cavernas de sal, teniendo los posibles niveles de generación de hidrógeno dado el curtailment de las tecnologías renovables.

Para realizar todo este trabajo ya mencionado, en concreto, utilizando el modelo de simulación del sistema eléctrico chileno, se modelarán las tecnologías de electrolizadores, utilizando los valores de eficiencias y costos de inversión y operación que se tengan, además de utilizar estos mismos parámetros ya mostrados para modelar la dinámica de los reservorios de hidrógeno de las cavernas de sal.

Con toda esta información obtenida, se esperan encontrar restricciones que permitan modelar el problema mediante la resolución de un problema de optimización lineal, que, buscará

la solución de mínimo costo para operación e inversión en capacidad de generación y transmisión, para así obtener como resultado el tamaño de las distintas tecnologías a desarrollar en el sistema y la cantidad de energía que aportan para suplir la demanda.

Además ya con resultados preliminares obtenidos y un nivel de manejo eficiente de tecnologías energéticas, se realizará un análisis de sensibilidad de diversas variables con respecto al sistema de almacenamiento/exportación de hidrógeno, como por ejemplo, los costos de inversión de las tecnologías, los distintos precios de exportación del combustible, etc. Para así tener información de como los niveles de inversión y de operación de electrolizadores y celdas de combustible se ven afectados.

Este trabajo a realizar será de gran aporte para el desarrollo del estado del arte de esta tecnología a utilizar, debido a que la mayoría de las bibliografías revisadas y estudiadas para interiorizarse en el mundo del hidrógeno realizan estudios uninodales de almacenamiento en sistemas multienergéticos (Multi-Energy systems), no abordando los casos en que se tengan más de una barra de generación, impidiendo tener una idea de la ubicación geográfica que tiene más potencial a la hora de .

Cabe destacar, también la importancia de este trabajo para el desarrollo de soluciones amigables con el medio ambiente, para el problema de almacenamiento de energía para Chile, país privilegiado con un potencial enorme de generación renovable, que tristemente hoy se ve limitado por problemas técnicos en la red, de forma que mediante este trabajo de título, se espera obtener una solución que lleve a una operación de un sistema energético con menos emisiones de gases contaminantes utilizando los recursos que se tienen disponibles en el país.

También es posible que este trabajo de memoria lleve a la consideración y el incentivo a invertir en este tipo de almacenamientos, tal vez no directamente al desarrollo en específico de la tecnología principalmente usada en los trabajos que se realizará, pero a una fuerte industrialización del Hidrógeno en Chile, que, como ya se mencionó con bastante ahinco el país tiene un enorme potencial para ello, liderando hacia tecnologías que cambiarán y transformarán la sociedad.

3.2. Resultados Esperables

El trabajo de título tendrá como objetivo responder a la hipótesis que corresponde a la duda de que si es posible encontrar un punto de operación donde se de un proceso de exportación y almacenamiento (y consumo en una celda de combustible) de hidrógeno, utilizando estas dos cadenas de valor de forma simultánea.

Así, la idea es principal es corroborar que, mediante los ingresos monetarios de la exportación de hidrógeno sea un mecanismo de auto-subsistencia para la mitigación de las inversiones iniciales de los equipos que participan en la producción y consumo de hidrógeno. También se tratará de encontrar cuáles son las condiciones para que este comportamiento de uso compartido se de en el sistema de producción de hidrógeno.

Además, debido a la posibilidad que se tiene de almacenar energía proveniente de tecnologías limpias y almacenarla mediante hidrógeno, se espera que se permitan niveles más

altos de penetración de energías renovables y por lo tanto, desplazar generación térmica, bajando costos y emisiones totales en el sistema, Ahora, si bien se tienen actualmente los costos elevados de operación e inversión de electrolizadores y el sistema de almacenamiento, se espera que estos bajen, llevando al sistema a un punto de operación mucho más eficiente económicamente hablando.

Al mismo tiempo, se tendrá un análisis donde se verá cuál es el nivel de inversión de electrolizadores dados distintas proyecciones de CAPEX de inversión de los equipos. Así mismo mostrar la cantidad de masa generada y los niveles de penetración de inversión renovables dados en el sistema con masa de hidrógeno.

Capítulo 4

Planteamiento del problema a trabajar

4.1. Modelo y trabajo a realizar

Tomando en cuenta la revisión bibliográfica previamente realizada, para realizar una correcta evaluación de la tecnología del almacenamiento del hidrógeno en Chile, es necesario tener cierto esquema de producción claro de la cadena de valor del hidrógeno verde en este escenario.

Para ello, se tomará en cuenta la información recolectada en la revisión bibliográfica, para así generar el siguiente diagrama de flujos, donde cada uno de los valores proviene proviene de la información.

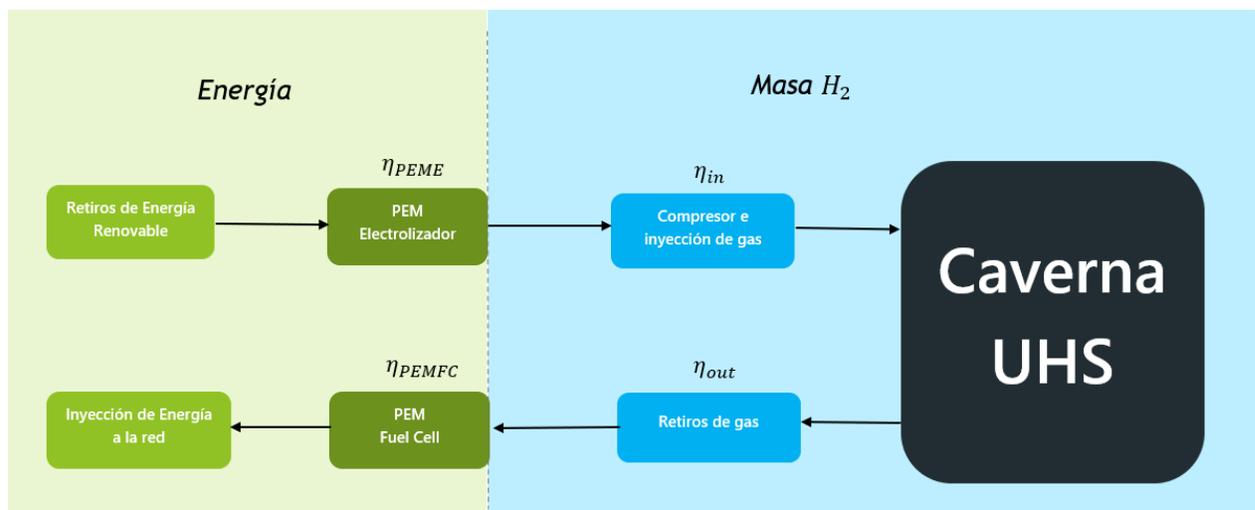


Figura 4.1: Cadena de valor del almacenamiento de hidrógeno en cavernas de sal.

Así, el diagrama explicado expone el procesamiento del hidrógeno como almacenamiento de energía, donde se parte con la energía renovable que podría inyectarse a la red por recortes de de distintas restricciones del sistema eléctrico chileno. Luego, esta misma se consume en un electrolizador de tecnología PEM, donde según la revisión, corresponde a la tecnología

más prometedora, donde al ser utilizada en el equipo se tendría una masa de hidrógeno como producto del consumo. Luego, con esta masa recién obtenida, mediante un compresor de gases, se realiza el proceso de inyección del combustible a la caverna de hidrógeno utilizada para el almacenamiento de gas, posteriormente a esto, se realiza el retiro de gas mediante el decompresor, para luego ser llevado a una celda de combustible PEM para la reconversión de Hidrógeno a agua generando energía de vuelta a la red.

Cada uno de estos procesos presentados en el diagrama de flujos, tiene una eficiencia asociada, debido a pérdidas resistivas, ineficiencias en la conversión de energía a masa y viceversa, etc. De forma que, con la recolección de datos realizada en la investigación, para las simulaciones de este documento se utilizarán los siguientes valores:

$$\eta_{PEME} = 0.75 \quad (4.1)$$

$$\eta_{PEMFC} = 0.70 \quad (4.2)$$

$$\eta_{in} = 0.95 \quad (4.3)$$

$$\eta_{out} = 0.95 \quad (4.4)$$

$$\eta_{total} = \eta_{PEME} \cdot \eta_{in} \cdot \eta_{out} \cdot \eta_{PEMFC} = 0.75 \cdot 0.95 \cdot 0.95 \cdot 0.70 = 0.4738 \quad (4.5)$$

Con esto finalmente se tiene una eficiencia de todo el proceso a nivel total de un 47,38 %, lo que implica que con un total de 100 [MWh], ingresados en el sistema, se tendrá la posibilidad de tener una disponibilidad de 47,38 [MWh], si bien este valor puede sonar relativamente bajo, es bastante prometedor teniendo en cuenta que la gran ventaja de Underground Hydrogen Storage, es que debido a las condiciones químicas dadas en la caverna de sal, el gas que se tiene almacenado dentro de ella es prácticamente inerte químicamente hablando, de forma que como almacenamiento para una larga temporada de tiempo (meses), mantiene el gas sin pérdidas de este mismo.

4.1.1. Modelamiento de la dinámica de la caverna de sal

Para entender el modelo, en primer lugar se tiene que tener en cuenta el modelo dinámico correspondiente a la presión gaseosa existente dentro de la caverna de sal. Para ello, es necesario tener en cuenta ciertos parámetros de esta misma para la correcta utilización de las ecuaciones.

Retomando la revisión bibliográfica, cabe recordar que el modelamiento que se elegirá en este trabajo de título, corresponde a uno donde la caverna de sal tiene una forma cilíndrica, además, pese a que en diversas bibliografías se menciona la prácticamente nula porosidad de las rocas de sal frente a la presencia de gases a alta presión, es necesario destacar que en el proceso de preparación de la caverna es naturalmente imposible no realizar microfracturas

en las primera “capas” de esta, generando una llamada zona dañada.

La zona antes mencionada, tiene por lo tanto una cierta porosidad lo que genera una cierta cantidad de gas de hidrógeno que no puede ser utilizado a la hora de realizar retiros del almacenamiento. Esto debido a que cuando se inyecta gas, se realiza un proceso de fuga hacia la zona dañada, por el aumento de presión en el sistema, mientras que con retiros, se genera el efecto contrario. De forma que, el balance másico dentro de la caverna durante el manejo de la caverna se representa con la siguiente expresión.

$$V \frac{d\rho_c}{dt} - m_{in} + m_{out} + m_W = 0 \quad (4.6)$$

Donde se debe recalcar que $V = \pi R_i^2 H$, representa el volumen de la disponible de la caverna, con R_i como su radio y H como la altura. m_{in} , m_{out} y m_W , son los ingresos, retiros y las fugas hacia la zona dañada de gas Hidrógeno que se maneja dentro del almacenamiento de gas. Ahora, es necesario destacar que, dado que el valor correspondiente a las fugas de gas es un valor constante en el tiempo, si se maneja el almacenamiento dentro de los parámetros de presión sugeridos, no es una mala aproximación despreciar el valor de m_W en las expresiones que vendrán a continuación.

Luego, tomando en cuenta que el hidrógeno cumple con la ecuación de los gases ideales, y considerando un cierto factor de compresibilidad debido al no comportamiento no ideal del combustible gaseoso, se tiene la siguiente expresión que relaciona los parámetros de volumen, presión y temperatura dentro de la caverna:

$$P = \frac{\rho RT_z}{M} \quad (4.7)$$

Donde P es la presión del gas, ρ corresponde a la densidad de este, R es la constante de Richter modificada para la conversión correcta de unidades de medida, T_z es la temperatura del sistema de almacenamiento (caverna) y M corresponde a la masa molar del gas al almacenado (H_2), ahora uniendo estas dos ecuaciones, se tiene la siguiente ecuación...

$$\hat{\rho} V \frac{dp_c}{dt} = m_{in} - m_{out}, r = R_i \quad (4.8)$$

Donde $\hat{\rho}$ corresponde a un parámetro constante equivalente a $\hat{\rho} = \frac{M}{RT_z}$, que a fin de cuentas representa cada una de las variables constantes antes mencionadas en las otras ecuaciones, tales como la constante de Richter, o la temperatura del sistema. Además cabe destacar que el valor de p_c corresponde a la presión dentro de la caverna. Si bien esto puede ser intuitivo para las razones de este documento, se cree necesaria la acotación debido a la presencia del valor de p_r dentro de la bibliografía, representando la presión en la zona dañada, que como ya se argumento anteriormente, resulta en un valor despreciable que se considerará nulo.

Sin embargo, como se puede apreciar este comportamiento es no lineal debido a la presencia de la derivada con respecto al tiempo de la presión dentro de la caverna, de forma que si esto se quiere modelar dentro de un problema de optimización, es necesario realizar un proceso de linealización de las ecuaciones planteadas anteriormente.

Ahora, se sugiere revisar este procedimiento en la revisión bibliográfica, donde se especifica cual es el procedimiento matemático a desarrollar para conseguir la ecuación de presión gaseoso dentro de la caverna linealizado. Ahora, estas ecuaciones permiten la creación de diversas restricciones que permiten la formulación de un problema de optimización para así poder modelar de buena forma la utilización de cavernas dentro del sistema eléctrico chileno.

Así, en primer lugar es necesario relacionar la presión con respecto a la masa de entrada y salida dentro de la caverna, para ello utilizamos la ecuación antes mencionada en tiempo discretizado, lo que equivale a reemplazar $\frac{dp_c}{dt} = (p_{c,t} - p_{c,t-1})$, con esto llevado a la ecuación de balance de masa, se obtiene la primera restricción de modelo.

$$p_{c,t+1} = p_{c,t} + \frac{1}{\rho V} (m_{in,t} - m_{out,t}) \Delta t \quad (4.9)$$

Agregando, se ha de tener en cuenta, como ya se mencionó anteriormente, que la conversión de energía a masa de hidrógeno no es ideal, y esta sujeta a ciertas eficiencias, no disponiendo del total de la masa obtenida proveniente de la conversión energía - masa, así ambas ecuaciones se relacionan de la siguiente forma:

$$m_{in} = \eta_{in} m_{out}^{PEME} \quad (4.10)$$

$$m_{out} = \frac{m_{in}^{PEMFC}}{\eta_{out}} \quad (4.11)$$

Sin embargo, es necesario el agregar una serie de restricciones más, con el fin de asegurar el correcto manejo y operación de la caverna, estas restricciones corresponderán a en primer lugar, se entregarán condiciones de borde al inicio y término de evaluación de la simulación. Y la segunda restricción apunta a un ratio de retiro máximo que se puede retirar o ingresar a la caverna, debido a condiciones operacionales realistas de la misma (restricción de rampa).

$$p_{c,1} = p_{c,N} \quad (4.12)$$

$$|p_{c,t+1} - p_{c,t}| \leq \Delta p_{max} \quad (4.13)$$

Además, es necesario considerar que debido a condiciones de presión subterráneos, es naturalmente imposible no tener límites operacionales en cuanto a la presión máxima de la caverna y también considerando una mínima, con tal de no generar más a futuro una extensión de la zona dañada, incrementando así el valor antes mencionado como m_W y que este ya deba ser considerado dentro del modelo. De forma que se limita la presión a lo largo del horizonte de evaluación del proyecto en relación a porcentajes de la presión geostática de la tierra a la profundidad considerada en la profundidad de la caverna.

$$\delta * p_G \leq p_{c,t} \leq \delta * p_G \quad (4.14)$$

También, cabe destacar, que se debe considerar el proceso de compresión y decompresión del gas hidrógeno a la hora de realizar el proceso de manejo del almacenamiento del mismo cuando se utiliza el curtailment proveniente de energías renovables. Más en concreto en este sentido se tiene en cuenta en las siguientes restricciones cual es el consumo energético a la hora de actuar el compresor/decompresor.

$$F = m_{in} \sum_{i=1}^n \eta_i y_i \quad (4.15)$$

$$y \cdot \beta^{min} \leq \beta \leq y \cdot \beta^{max} \quad (4.16)$$

Con esto, ya se cuenta con un modelo robusto que representa el actuar de almacenamiento de Hidrógeno Gaseoso Verde subterráneo, listo para ser incorporado dentro de un problema de optimización.

4.2. Modelo Simplificado

En primer lugar, es necesario recalcar que para el correcto funcionamiento del anterior modelo descrito, se debe contar con datos del volumen estimado que tienen las cavernas de sal en su interior, para ello se necesita realizar un levantamiento de información al respecto, sin embargo, esto no es el objetivo de este trabajo de título.

De forma que, se opta por realizar una serie de cambios al modelo en base a la presión dentro de la caverna, para simplificarlo, y que de esta forma no dependa de los valores de radio y altura (debido a su aproximación cilíndrica). Sin embargo, se decide dejar documentado el modelo anterior para usarlo en futuros trabajos de investigación o título.

Los principales cambios que se realizan a la hora de modelar el comportamiento del sistema de almacenamiento de hidrógeno se detallarán a continuación:

En primer lugar, a diferencia del modelo anterior, no se utilizará como parámetro de modelación la presión interna de la caverna, sino que será a través de masa total. Así, todas las restricciones que relacionen al comportamiento y operación de tanto los electrolizadores como las celdas de combustible, considerando las conversiones de masa hacia Hidrógeno gaseoso, se mantienen tal cual se mostró en la documentación anterior, sólo que relacionadas con masa.

$$M_{caverna_{c,t}} = M_{caverna_{c,t-1}} + \sum_g (Min_{g,t} - Mout_{g,t}) \Delta t \quad (4.17)$$

En esta restricción se modela el balance de flujos de masa hacia la caverna, verificando la continuidad de la cantidad de hidrógeno almacenado dentro de ella, donde c representa a una caverna en particular y g, por su parte a los sets de electrolizadores y celdas de combustible asociadas a la caverna de la restricción.

$$|M_{caverna_{c,t}} - M_{caverna_{c,t-1}}| \leq \Delta M_{max} \quad (4.18)$$

Esta restricción corresponde a una limitación de rampa, esta es bastante importante dentro de la modelación del almacenamiento estacional de Hidrógeno, debido a que su principal limitación es el bajo nivel de ventana de retiro/inyección de masa hacia la caverna. Es necesario destacar que la bibliografía afirma que este valor está en el orden de los 5 [kgs/seg], de forma que, este será el valor cuando se den las simulaciones.

$$0 \leq M_{caverna_{c,t-1}} \leq P_{max_{elec}} \cdot DensidadEnergética \cdot Horas \quad (4.19)$$

Esta última restricción expuesta, muestra los límites que tiene la caverna de almacenamiento de masa de hidrógeno dentro de ella, donde su cota inferior es cero, debido a que es posible no tener masa de hidrógeno dentro de ella, y su cota superior se ve limitada por el parámetro de Horas de Almacenamiento de esta caverna.

Este último concepto se refiere a que la capacidad de almacenamiento, se ve limitada por un valor que se calcula como la potencia máxima que podrían generar los electrolizadores asociados, ponderado por, la cantidad de horas que podría almacenar la caverna a ese ratio de almacenamiento.

Cabe destacar, además, que debido a que tampoco se tienen parámetros del compresor, que se aplicará, y debido a que su eficiencia es muy cercana al 100 % no se vio en la necesidad de agregarlo en el problema de optimización, debido a que se prevee que no tendrán un impacto significativo en el desempeño de las partes involucradas en la cadena de valor del hidrógeno.

4.3. Restricciones de Exportaciones de Hidrógeno

Debido a que en uno de los objetivos de este trabajo de título se tiene el analizar el posible potencial que cuenta el país a la hora de exportar Hidrógeno Verde, abriendo así un nicho de mercado para el país, se decide agregar en este modelo, variables de exportación.

Ahora, la exportación de hidrógeno se puede dar en dos posibles escenarios: El primero se da cuando el sistema decide tomar energía de parte de la red y así luego consumirla en el electrolizador para la generación de hidrógeno, sin embargo, en vez de utilizarlo para el almacenamiento en la caverna mediante UHS para luego consumirlo en la celda de combustible para devolver la energía cuando sea económicamente viable, se tome la masa generada en el electrolizador para la venta externa de hidrógeno. El segundo escenario se da cuando la masa ya almacenada en la caverna es retirada de esta misma para ser vendida.

Ambas situaciones previamente expuestas, son representadas en el siguiente set de ecuaciones agrupadas como restricciones al modelo de optimización.

$$Masa_{Elec} = P_{Elec} \cdot \eta_{Elec} \cdot FC \cdot \Delta t \quad (4.20)$$

Esta primera restricción, modela el funcionamiento del electrolizador, donde la masa de este está relacionada con la eficiencia de conversión del equipo ponderado por FC que representa la densidad de conversión de energía a masa, es por esta razón que se multiplica por la cantidad de horas que tiene el bloque horario que se tiene en consideración para así relacionar la energía con la masa.

$$P_{FC} = \frac{Masa_{FC} \cdot \eta_{FC}}{FC \cdot \Delta t} \quad (4.21)$$

Esta segunda restricción modela de forma análoga a la celda de combustible que consume el hidrógeno retirado de la caverna para devolverlo en forma de Potencia a la red (de ahí la razón de ponderar por las horas correspondientes al bloque horario que se esta evaluando).

$$Masa_{Elec} = Masa_{in} + Masa_{exp1} \quad (4.22)$$

Este primer balance de masa, modela la posibilidad de que el sistema elija entre almacenar la masa generada proveniente del electrolizador o venderla directamente al mercado en la variable $Masa_{exp1}$.

$$Masa_{FC} = Masa_{out} + Masa_{exp2} \quad (4.23)$$

Este segundo balance de masa permite la situación planteada en el segundo escenario expuesto anteriormente: En caso de que para el sistema sea más conveniente vender el hidrógeno que tiene almacenado en la caverna, en lugar de procesarlo y reconvertirlo en agua en la celda de combustible inyectando potencia en el proceso.

Con estas restricciones, el modelo de optimización puede tomar la energía que sobre en ciertos bloques horarios a un precio relativamente bajo, y destinarlos a la producción extra de hidrógeno (además del que se destine al proceso de almacenamiento) pudiendo tener un excedente monetario positivo que ayude a disminuir los costos totales del sistema.

4.4. Modelo de expansión de electrolizadores y celdas de combustibles

Con las restricciones antes mencionadas, ya el sistema está en condiciones de destinar la energía que provenga de la producción de unidades generadoras renovables, para luego realizar el proceso de almacenaje de hidrógeno que se tendrá para el futuro y permitir una mayor penetración de energías renovables en el sistema. Además, de que se permite la venta de energía de dos formas: Inmediata y a posterior (proveniente del almacenamiento en la caverna). Sin embargo, si se quiere una mayor optimalidad en la solución presentada en este trabajo de título es necesaria la implementación de variables de expansión que rijan las potencias máximas disponibles, tanto para los electrolizadores, como para las Celdas de combustible.

Explicado en otras palabras, esto se refiere a que mediante el uso de variables de optimización se vaya instalando de forma paulatina un porcentaje de la capacidad de planta a lo largo del horizonte de evaluación del sistema eléctrico de potencia. Para que así se decida invertir la cantidad justa y precisa para que los electrolizadores y Celdas de combustible trabajen a tope a medida que el sistema vaya requiriendo su funcionamiento. Así, las restricciones que modelan este comportamiento antes mencionado, son las siguientes.

$$P_{El} \leq P_{max_{El}} \cdot GenInvPEME_{g,t} \quad (4.24)$$

$$P_{FC} \leq P_{max_{FC}} \cdot GenInvPEMFC_{g,t} \quad (4.25)$$

Estas dos restricciones recién descritas, modelan la expansión de la instalación de electrolizadores y celdas de combustibles, de forma que esto relaciona la potencia de ambos equipos restringiendo su funcionamiento por su potencia máxima de generación (que es parámetro del sistema), que esta ponderado por la variable $GenInvPEM$ que varía entre 0 y 1 y representa cual es el porcentaje de instalación que se da en el período t . Así modelando una inversión paulatina de la potencia disponible de los dispositivos.

$$0 \leq GenInvPEMFC_{g,t} \leq 1 \quad (4.26)$$

$$0 \leq GenInvPEME_{g,t} \leq 1 \quad (4.27)$$

$$GenInvPEME_{g,t} - GenInvPEME_{g,t-1} \geq 0 \quad (4.28)$$

$$GenInvPEMFC_{g,t} - GenInvPEMFC_{g,t-1} \geq 0 \quad (4.29)$$

Estas últimas cuatro restricciones agregadas al modelo de optimización, con las dos primeras se le da la característica de ser un porcentaje de la potencia máxima a instalar poniéndole una cota entre 0 y 1. Además, las últimas dos ecuaciones permiten que estas variables de optimización tengan una característica acumulativa, así el valor de $GenInvPEM$, solo puede crecer a medida que se avanza en el horizonte de evaluación del proyecto.

De forma que, con estas 6 restricciones se agregan las inversiones de electrolizadores y celdas de combustible para el modelo de expansión. Y esto además, finaliza las restricciones que se aplicarán en este modelo a aplicar en el sistema eléctrico chileno.

4.5. Función objetivo

Finalmente sólo resta modificar la función objetivo del problema de optimización antes propuesto en el modelo entregado, para ello, se debe tener en cuenta que el objetivo del mo-

delo sin underground seasonal storage, es el de reducir los costos totales del sistema, de forma que para que el modelo tome las decisiones de inversión y de operación para electrolizadores y celdas de combustibles, es necesario acoplarse a esta misma lógica.

Así, de la misma forma en que se integra la expansión de tecnologías de generación en el modelo de optimización se realizará para las generaciones y consumos de hidrógeno en el sistema, haciendo uso de las variables porcentuales de inversión en las etapas. De forma que este primer término queda representado por la siguiente expresión.

$$(GenInvPEME_{g,t} - GenInvPEME_{g,t-1}) \cdot Pmaxelec_{g,t} \cdot \alpha_{elec} \quad (4.30)$$

$$(GenInvPEMFC_{g,t} - GenInvPEMFC_{g,t-1}) \cdot Pmaxfc_{g,t} \cdot \alpha_{fc} \quad (4.31)$$

Así las inversiones en los distintos meses del horizonte del sistema eléctrico quedan representadas por la diferencia entre el porcentaje de instalación entre el período actual y el anterior ponderado por la capacidad máxima de la tecnología disponible. Así queda representado en potencia instalada en el período evaluado. Finalmente, se pondera por el costo de instalación por potencia de la tecnología en cuestión representado por el término α

$$Pelec_{g,t} \cdot \beta_{elec} \quad (4.32)$$

$$Pfc_{g,t} \cdot \beta_{fc} \quad (4.33)$$

Este segundo set de ecuaciones, propone el costo operacional de utilizar los electrolizadores y las celdas de combustible, de ahí viene a que vengan ponderados por el término beta que representa los costos unitarios de operación de ambas tecnologías. Cabe destacar que este valor operacional de la celda de combustible, la literatura afirma que representa el 3% del CAPEX anual invertido en el sistema, de forma que, se agregará este valor dentro del parámetro de inversión para ambos equipos que participan en la generación y consumo de hidrógeno.

Finalmente es necesario agregar las ventas de hidrógeno llevadas a exportación para otros usos de la industria, estos deben ser acompañados con un signo negativo, esto debido a que el sistema los percibe como ingresos monetarios y no como gastos. Finalmente esto equivale a lo siguiente:

$$(MasaExpElec_{g,t} + MasaExpFC_{g,t}) \cdot PrecioH \quad (4.34)$$

Luego, con esto ya se tiene el modelo listo para la ejecución de los primeros resultados. Bajo este concepto se debe tener en cuenta que los siguientes pasos a seguir en este trabajo de memoria, serán la ejecución de pruebas de este modelo en un caso simplificado o reducido del sistema eléctrico chileno, para luego importar datos más reales de este mismo y ejecutar diversos análisis de sensibilidad para tener una mayor clarividencia de los impactos que tendrá esta tecnología en el caso de ser fuertemente industrializada en el sistema eléctrico chileno.

Capítulo 5

Modelo Utilizado proporcionado por SPEC

Ahora, con el modelo de optimización ya claro y con las restricciones en clarividencia, ya se está en condiciones de comenzar a realizar modificaciones en el modelo de programación proporcionado por SPEC y comenzar a adaptarlo para que entregue los resultados con tecnologías de hidrógeno incorporado, para así poder analizarlos y obtener conclusiones al respecto.

Este modelo está implementado y programado en el lenguaje Julia, que resulta bastante similar a python, en el sentido de que es completamente libre, gratuito y cuenta con una gran cantidad de librerías a la hora de ejecutar una diversa cantidad de tareas, además de tener un esquema de programación bastante similar, siendo bastante intuitivo a la hora de trabajar con él.

Así, dentro de este lenguaje de programación se hará uso de la librería gratuita y abierta JuMP, que consiste en un sublenguaje dentro de Julia que está diseñado para el modelamiento de problemas de optimización del tipo lineal y no lineal, además optimización convexa, programación integral y semidefinida.

Sin embargo, esta librería no cuenta con un solver propio, cabe destacar que el solver es el método con el cual se puede resolver el problema de optimización, de forma que es muy necesario contar con alguno. Tras una breve investigación entre varios solvers, se tiene que el CPLEX proveniente de la empresa de informática IBM es uno de los mejores, sin embargo, para poder instalarlo en el IDLE de Julia, es necesario contratar una licencia.

El modelo programado de optimización, proporcionado por SPEC, puede resumirse en una programación que se divide en 4 etapas que serán explicadas con detalle dentro de las siguientes páginas: En primer lugar se **importan datos** correspondientes a todas las variables necesarias para la ejecución del problema de optimización, esto corresponde a parámetros de entrada que se detallarán más adelante. En segundo lugar, se realiza un planteamiento del **modelo de expansión** donde se deciden cuál es la capacidad que se instala por tecnología. Posteriormente se sigue con el planteamiento del **modelo de despacho** económico, donde se detalla la generación que desarrollará cada una de las plantas instaladas en el sistemas y finalmente se cierra la programación **exportando los resultados** obtenidos de la resolución de los modelos de expansión y de despacho en diversos documentos.

De forma que, a continuación, se explicarán en detalle cada uno de las cuatro etapas antes mencionadas con el fin de dejarlas en claro.

5.1. Importación de resultados

En las siguientes páginas se explicará la forma en que el modelo toma los datos de entrada y les da el formato necesario para que sean utilizados en el modelo de expansión. De forma que, se inicia ejecutando un archivo main, que irá llamando y realizando cada uno de los procesos para hacer la optimización de las expansiones y los despachos.

Así, luego de configurar las direcciones de donde se toman los archivos de entrada y donde se guardarán los resultados, se ejecuta la importación de datos que será el primero de los pasos del problema de optimización. Primero que nada es necesario tener una serie de documentos dentro de las direcciones correctas, estas se configuran mediante código en Julia, dependiendo de donde guarde el modelo el usuario.

Es necesario contar con una serie de documentos csv dentro de estos directorios que contendrán la información necesaria, a continuación se detallarán cada uno de los campos de datos que se importarán mediante línea de código. Estas se resumen en la figura 8.16

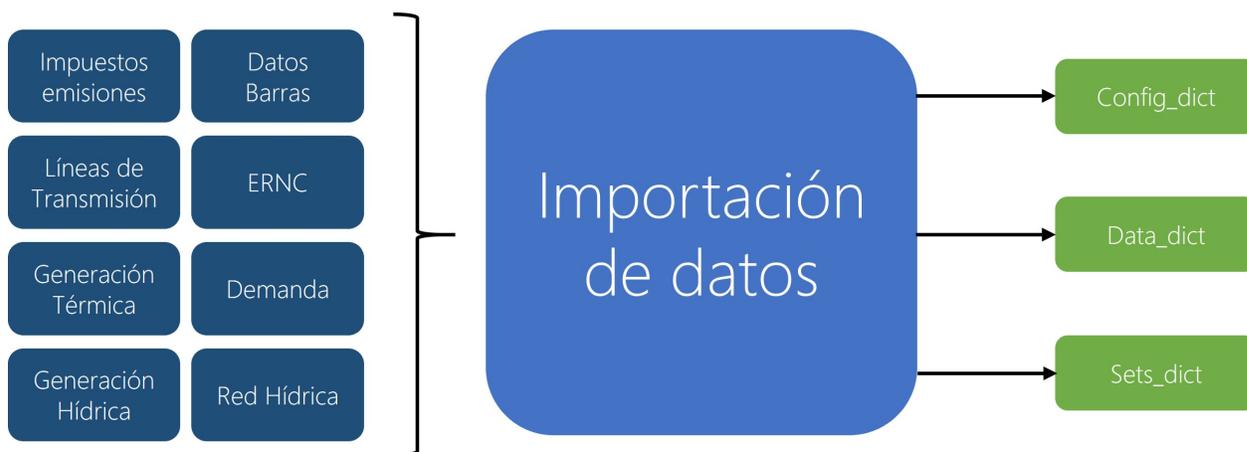


Figura 5.1: Esquema de entradas y salidas de la importación de datos.

1. **Datos de configuración:** Estos vienen contenidos en tres documentos csv dentro de la carpeta de input de datos. Y dentro de estos mismos, contiene la selección de un solver dentro de la posibilidad de si se cuente más de uno, la configuración de sistema multinodal o uninodal, el horizonte de evaluación, tasas de interés, configuración de impuestos, etc.
2. **Datos de líneas de transmisión:** Por su parte, estos datos vienen dados en un csv donde se especifican sus parámetros de precios de instalación, capacidades. conexión de barras, etc.
3. **Perfiles de generación:** En este caso, se enumeran en forma tabular los datos de

perfiles solares y eólicos utilizados para la variabilidad de las generadoras de este tipo.

4. **Parámetros fijos de generación:** También, en un documento aparte, vienen todos los parámetros que no varíen en el tiempo de evaluación del sistema, tales como tiempos de entrada, costos de inversión y operación, conexión a una barra determinada, tipo de tecnología, perfil de generación (asociación a alguno entregado en la sección anterior), combustible y consumo (si corresponde).
5. **Parámetros variantes en el tiempo:** En este caso se darán los que sí varían con el tiempo, tales como precios de combustible (si corresponden), potencia máxima disponible (puede variar en el horizonte), etc.
6. **Parámetros del sistema:** Tales como barras, consumos, valores de emisiones de gases contaminantes e impuestos que varían a lo largo del tiempo.
7. **Variables horarias:** En este caso, se importan los datos correspondientes a la configuración horaria del sistema a evaluar, esto se refiere más en concreto, a la cantidad de bloques que tendrá cada una de las etapas dadas en el horizonte de evaluación, indicando también la cantidad de horas que tendrá cada uno de los bloques. Así mismo, también se entrega información de término del horizonte del sistema.

La mayoría de estos datos vienen dados en un formato tabular, donde en la mayoría de los casos se pueden agregar más de un elemento en un mismo documento csv, siendo esto muy útil a la hora de ingresar múltiples generadoras de un tipo, dejando todo ordenado en un mismo lugar. Dicha tipología se da como ejemplo en la siguiente figura.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
1	name	gen_start_sta	gen_end_stag	gen_connecte	gen_busbar	gen_control	gen_pmax	gen_pmin	gen_rpmx_u	gen_rpmx_d	gen_rsmx_uj	gen_rsmx_dj	gen_inertia	gen_var_cost	gen_fuel_type	gen_flexibility	gen_candidate	gen_investm
2	Angamos-coc	1	1000000	True	SING	NORTE	1000	400	0	0	0	0	0	0	21	Carbon	non-flexible	False
3	Bocamina-Sar	1	1000000	True	SIC	SUR	750	250	0	0	0	0	0	0	26.4	Carbon	non-flexible	False
4	diesel sic	1	1000000	True	SIC	SUR	5000	10	0	0	0	0	0	0	100	Diesel	flexible	False
5	gnl sic	1	1000000	True	SIC	SUR	1500	500	0	0	0	0	0	0	68	GNL	flexible	False
6	GNL SING	1	1000000	True	SING	NORTE	1000	200	0	0	0	0	0	0	70	GNL	flexible	False
7	Guacolda	1	1000000	True	SIC	SUR	750	200	0	0	0	0	0	0	28.5	Carbon	non-flexible	False
8	KELAR	1	1000000	True	SING	NORTE	500	50	0	0	0	0	0	0	65	Carbon	flexible	False
9	Mejillones	1	1000000	True	SING	NORTE	1000	400	0	0	0	0	0	0	28	Carbon	non-flexible	False
10	Tocopilla	1	1000000	True	SING	NORTE	500	200	0	0	0	0	0	0	29.4	Carbon	non-flexible	False
11	Ventanas-Car	1	14	True	SIC	SUR	750	250	0	0	0	0	0	0	28.8	Carbon	non-flexible	False

Figura 5.2: Esquema de entradas y salidas de la importación de datos.

Así, son capturados la totalidad de los datos necesarios para ejecutar cada uno de los análisis del sistema. Estos son agrupados dependiendo de la información que entregan y se organizan con la utilización de diccionarios de Julia, que debido a su fácil manejo de una alta cantidad de datos es utilizado para manejar tanto los parámetros fijos en el tiempo para cada uno de los elementos del sistema, como para la alta cantidad de datos que varían en el tiempo. De forma que, utilizando una estructura de datos con la que se puedan acceder mediante un nombre en vez de una posición (como lo es en el caso de una lista) resulta bastante útil para el manejo de estos mismos.

Cabe destacar que, también se preparan otros datos derivados a partir de la información dada de forma directa, tales como la creación de intervalos temporales que indican las etapas

en específico del horizonte de la evaluación, que resulta en un diccionario indicando estas etapas. También se tiene el ejemplo de la creación de las tuplas de datos que se crean a partir de la lista de las generadoras, las etapas de generación y los bloques horarios. Esto con el fin de crear las matrices de variables de optimización utilizadas en las distintas restricciones que se plantearán en los distintos modelos de optimización.

Así, los distintos diccionarios y listas de datos se detallarán a continuación:

1. **BUSBAR:** Lista que contiene los nombres de las barras del sistema
2. **par_busbar_tax:** Diccionario que indica los impuestos por emisión de gases contaminantes (variantes en el tiempo), en cada barra del sistema.
3. **par_txlines:** Se indican todos los parámetros fijos en el tiempo relacionados con las líneas de transmisión.
4. **par_txlines_fmaxBA:** Para este caso se ingresan los datos que tienen la información de los límites de capacidad de transmisión para cada una de las líneas.
5. **par_loads:** Parámetros fijos para el caso de las demandas ubicadas en las distintas barras.
6. **par_loads_mw:** Valor de las demandas en potencia horarias en cada uno de las etapas y bloques del horizonte.
7. **par_gen:** En este diccionario se guardan mediante tuplas, cada uno de los parámetros fijos de las generadoras dentro del sistema.
8. **par_gen_profile:** En este diccionario, por su parte, se incluyen los perfiles de generación en el caso de las tecnologías renovables, que por lo tanto, rigen el comportamiento de inyección de potencia para el caso de las tecnologías solares y eólicas.
9. **par_gen_var_cost:** En este caso, se especifica la variación de los costos variables (en los casos donde sea necesario explicitarlos)
10. **par_gen_pmax:** Por su parte, en el caso de las generadoras que varíen su potencia máxima de generación, serán guardados en este diccionario.
11. **par_gen_investment_cost:** En este diccionario, mediante la tupla de generación, etapa, bloque, se entrega la información de la variación del coste de inversión con respecto al tiempo.
12. **par_gen_afluente:** Este diccionario correspondiente a los afluentes de la red hídrica que rige la generación hidroeléctrica, indicando que caudal pasa por cada uno de estos parámetros.

Luego para finalizar esta primera parte del código y teniendo en cuenta que se tienen que exportar estos diccionarios de este archivo de código al siguiente, se debe encontrar una forma de hacerlo sin caer en ser engorroso. Además, se debe tener en cuenta que en este documento, por razones de simplicidad hubieron muchas otra variables que no se incluyeron en el listado antes mostrado. Por lo tanto, si se exportan de forma directa, las salidas de este documento

sean bastante caóticas.

Por esto mismo, es que se agrupan todas estas listas de datos en tres diccionarios de diccionarios, para ser utilizados en los procedimientos siguientes. Así, todas las variables y parámetros que tengan relación con la configuración del modelo, vale decir, el solver a utilizar, los procedimientos, los documentos de salida, etc. Serán guardados en el macro diccionario **config_dict**. Mientras tanto, que los parámetros del sistema a utilizar en un nivel mucho más específico, serán almacenados en el diccionario **data_dict**. Finalmente, los datos del sistema que tengan un nivel más general, tomando como ejemplo, las distintas etapas y bloques del horizonte o el listado de generadoras, serán guardadas en el macro diccionario **sets_dict**

5.2. Modelo de expansión

Ahora, ya con los tres macro diccionarios listos, se procede a continuar con la modelación, planteando las restricciones del modelo de expansión, esto equivale a obtener los niveles de inversión que se dará en las distintas generadoras que participarán para suplir la demanda, invirtiendo de forma gradual a medida que avance el proyecto y decidiendo también, cuando invertir en líneas de transmisión, teniendo en cuenta ampliaciones los flujos máximos que pueden pasar por estas.

Así, antes que nada, es necesario hacer preparativos para plantear las restricciones del primero modelo de optimización, para ello se definen primero cuales serán las generadoras que estarán disponibles en cada uno de las etapas a evaluar en el sistema y cuáles de ellas están con expansión habilitada. Esto se revisa utilizando la información entregado en los distintos documentos de importación de datos.

Con esto listo se prepara los vectores temporales que involucren dinero y debido a que el valor de la divisa cambiando acorde con la tasa de interés (entregada como dato en la sección anterior) es necesario traer a valor presente cada uno de los costos que se tendrán a futuro.

Con esto ya se comienzan a formular las restricciones del problema de expansión. A continuación se nombrarán, sin embargo, no se explicitarán por motivos de simplificación de este documento.

1. **Balance hídrico:** Parte de la red hídrica. Básicamente se asegura que en cada nodo de la red se asegure que el caudal de agua que llega sea el mismo que sale, teniendo en cuenta embalses y el agua utilizada por las centrales hidroeléctricas.
2. **Balance nodal:** Se asegura que la suma de las generaciones que se tienen en cada barra, incluyendo todas las tecnologías, se equiparen con las demandas y consumos de potencia horarios.
3. **Restricciones de almacenamiento:** Se asegura que la energía consumida por las unidades de almacenamiento se puedan descargar oportunamente cuando el sistema lo

determine.

4. **Restricciones de expansión:** Con ello, se crean variables porcentuales que determinarán en que medida se irán invirtiendo en las distintas tecnologías a medida que se avanza con el tiempo del proyecto.
5. **Función Objetivo:** Finalmente se define la función objetivo, tomando en cuenta el CAPEX y el OPEX de cada una de las tecnologías usadas y las líneas de transmisión que se tienen interconectado el sistema creado.

Con el modelo bien definido, ya se cierra la programación de la expansión del modelo y se procede a resolverlo para así ya tener a mano los primeros resultados a exportar. Ahora, cuantos de estos datos se deben exportar y en que formato se realizará, se explicitará en la siguiente sección.

5.3. Exportación de Resultados

Ya con el modelo de optimización resuelto en el proceso del código anterior, ahora se están en condiciones de preparar la exportación de resultados. Para ello, es necesario tener listo y creado el directorio específico donde se depositarán cada uno de los documentos CSV que contendrán la información de los resultados obtenidos.

Este directorio deber estar contenido dentro de la carpeta del modelo Julia donde se está trabajando en una carpeta llamada como **output**, así cada uno de los archivos creados tendrán un destino donde ser depositados.

Así, de forma iterativa, se van escribiendo cada uno de los documentos de exportación de datos, obteniendo de esta forma cada uno de los parámetros de salida solicitados, estos son los siguientes que se listarán a continuación.

1. **plan_resultados_barras:** En este documento de salida, se tabulan de forma temporal, vale decir, entregando cada uno de los parámetros, con respecto a etapas y bloques temporales. Los parámetros mencionados son los costos marginales de generación de energía y la energía no suministrada, dando una tabla para cada una de las barras del sistema.
2. **plan_resultados_csp_almacenamiento:** Por su parte, en este documento csv, se dan información del funcionamiento de las tecnologías de almacenamiento de energía, es decir, las etapas y bloques horarios donde el almacenamiento toma energía de la red para almacenarla y cuando la inyecta de vuelta al sistema. Los parámetros que contiene tabulados, son la energía almacenada en la tecnología en cuestión, la carga (potencia tomada como consumo) y la desacarga (potencia inyectada como generación).

3. **Emisiones:** Contiene la información de las emisiones de gases contaminantes, de forma tabulada, por cada etapa del sistema (meses) se tienen la cantidad de gas emitido en millones de toneladas. Esto es para el CO_2 , MP, NO_x y SO_2 .
4. **plan_resultados_generadores:** Mediante la tabulación temporal por etapa y bloque, se muestran los despachos de energía de cada una de las tecnologías y generadoras del sistema, entregando los parámetros de potencia generada, energía inyectada e inversión de la tecnología en cuestión. Si es que la situación lo amerita, por supuesto.
5. **plan_resultados_plan_expansion_gx:** En este documento, se muestra como se desarrollan las expansiones de las generadoras del sistema, indicando en cada una de las etapas del proyecto, como aumentas la inversión en ellas.
6. **plan_resultados_plan_expansion_tx:** Por su parte, este documento es un simil del anterior, mostrando como a medida que pasan las etapas, se va invirtiendo en las líneas de transmisión del sistema.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	
1	GENERADOR	tipo	Barra	Etapas	Bloque	Pg [MW]	Energía [GWh	Qvert	VarCost	gen_acum_in	gen_inv	
2	Angamos-coc	Carbon	SING		1	1	1000	118000	0	21	0	0
3	Angamos-coc	Carbon	SING		1	2	1000	71000	0	21	0	0
4	Angamos-coc	Carbon	SING		1	3	1000	276000	0	21	0	0
5	Angamos-coc	Carbon	SING		1	4	1000	36000	0	21	0	0
6	Angamos-coc	Carbon	SING		1	5	1000	120000	0	21	0	0
7	Angamos-coc	Carbon	SING		1	6	1000	123000	0	21	0	0
8	Angamos-coc	Carbon	SING		2	1	1000	16000	0	21	0	0
9	Angamos-coc	Carbon	SING		2	2	1000	96000	0	21	0	0
10	Angamos-coc	Carbon	SING		2	3	1000	280000	0	21	0	0
11	Angamos-coc	Carbon	SING		2	4	1000	124000	0	21	0	0
12	Angamos-coc	Carbon	SING		2	5	1000	64000	0	21	0	0
13	Angamos-coc	Carbon	SING		2	6	1000	92000	0	21	0	0
14	Angamos-coc	Carbon	SING		3	1	1000	12000	0	21	0	0
15	Angamos-coc	Carbon	SING		3	2	1000	50000	0	21	0	0
16	Angamos-coc	Carbon	SING		3	3	1000	341000	0	21	0	0
17	Angamos-coc	Carbon	SING		3	4	1000	139000	0	21	0	0
18	Angamos-coc	Carbon	SING		3	5	1000	77000	0	21	0	0
19	Angamos-coc	Carbon	SING		3	6	1000	125000	0	21	0	0
20	Angamos-coc	Carbon	SING		4	1	1000	15000	0	21	0	0
21	Angamos-coc	Carbon	SING		4	2	1000	62000	0	21	0	0
22	Angamos-coc	Carbon	SING		4	3	1000	283000	0	21	0	0
23	Angamos-coc	Carbon	SING		4	4	1000	50000	0	21	0	0
24	Angamos-coc	Carbon	SING		4	5	1000	129000	0	21	0	0
25	Angamos-coc	Carbon	SING		4	6	1000	181000	0	21	0	0
26	Angamos-coc	Carbon	SING		5	1	1000	8000	0	21	0	0
27	Angamos-coc	Carbon	SING		5	2	1000	36000	0	21	0	0
28	Angamos-coc	Carbon	SING		5	3	1000	266000	0	21	0	0
29	Angamos-coc	Carbon	SING		5	4	1000	44000	0	21	0	0

Figura 5.3: Esquema de entradas y salidas de la importación de datos.

Capítulo 6

Caso Reducido

Ya con todo el modelo bien definido, programado y teniendo claro su funcionamiento, se puede comenzar a revisar si lo programado trabaja de forma correcta, ayudando también así a sacar las primeras conclusiones respecto del impacto de la tecnología de hidrógeno dentro de un sistema eléctrico reducido que puede representar de cierta forma el sistema eléctrico nacional (SEN).

De forma que, para comenzar a trabajar y verificar resultados, se iniciarán las simulaciones de prueba en un caso relativamente pequeño que simula el sistema eléctrico chileno. Este contiene varias generadoras modeladas con diversas tecnologías de generación. Presentando sólo dos nodos que se verán a continuación, que naturalmente, poseen una línea de transmisión que las interconecta.

De este modo, en las siguientes páginas se expondrán las principales características de este sistema reducido, para que de estas formas sea más sencillo cualquier análisis que se realice con respecto a este sistema, posteriormente se presentarán los resultados correspondientes a los diversos análisis de sensibilidad que fueron desarrollados.

6.1. Nodos y líneas de transmisión disponibles

Con respecto a este punto, como ya se venía adelantando en párrafos anteriores, el sistema es prácticamente uninodal, donde se tiene el caso de separación entre 2 sistemas: El sistema interconectado central (SIC), donde su barra tiene exactamente el mismo nombre, y el sistema interconectado norte grande (SING), que de misma forma su barra se llama igual. Estas dos barras vienen interconectadas mediante una línea de transmisión.

Cada una de estas barras posee distintas tecnologías de generación. Además, estos elementos del sistema poseen una carga que representa el consumo energético de ambas zonas, lo anterior puede ser explicado mediante el siguiente esquemático monofásico.

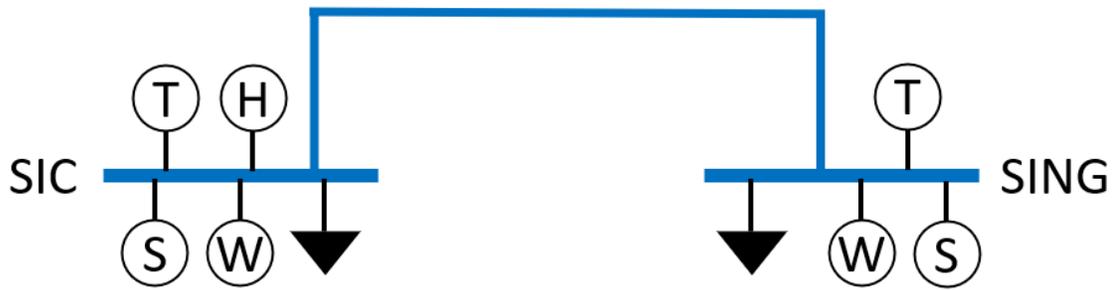


Figura 6.1: Esquemático del caso reducido.

Cabe destacar que, pese a que el sistema a priori pareciera ser simétrico (por su esquemático), no es nada más alejado de la realidad: Las generaciones son muy distantes entre una barra y otra, variando bastante entre la proporción que se tiene entre cada tecnología, también variando entre las demandas que se presentan.

6.2. Tecnologías disponibles de generación

Como ya se venía anticipando en la introducción de este capítulo, este modelo reducido del sistema eléctrico chileno, es bastante completo en términos de las tecnologías disponibles de generación, de forma que a continuación se detallarán cada una de estas, en cada una de las barras, dando además los principales nombres de generadoras y un estimado de la potencia instalada para cada tecnología.

Es necesario destacar que, para cierto tipo de tecnologías de generación se tendrá que serán candidatas a inversión, esto implica que su instalación y capacidad es dependiente del resultado que se tenga en el modelo de expansión. Sin embargo, se da información de un tope máximo de potencial de capacidad.

1. SIC:

- a) **Térmica:** En esta barra se cuentan con tres combustibles disponibles para este tipo de generación: Carbón, Diesel y Gas Natural donde se tiene una potencia máxima disponible de un total de 8500 [MW], esta tecnología, como es de esperar, cuenta con una modelación de potencias mínimas. Cabe destacar que esta barras se cuenta con 5 generadoras con esta tecnología.
- b) **Hidroeléctricas:** Por su parte, en cuanto a esta tecnología, se cuenta con un total de catorce centrales repartidas en una serie de cuencas, donde cada una corresponde a una central proveniente ya sea de un embalse, o en serie con respecto al tramo y finalmente una central de pasada. Entre todas las generaciones dadas se puede tener una potencia máxima instalada de 3414 [MW].

- c) **Solar Fotovoltaica:** Se cuenta con una gran central ubicada en esta barra donde se tiene una variabilidad asociada de forma diaria, marcando una curva de carga característica de este tipo de tecnologías. Esta tecnología es candidata a inversión, teniendo un potencial de capacidad máxima de 10 [GW].
- d) **Eólica:** Esta tecnología renovable, de la misma forma que la solar fotovoltaica, tiene un comportamiento variable que modela su estocasticidad dentro de su curva de generación, esta es candidata a inversión de la misma forma que la anterior tecnología, con un tope de 20 [GW].

2. SING:

- a) **Térmica:** En esta barra se tiene una presencia importante de centrales térmicas que consisten en cinco plantas, que poseen uno de dos combustibles de generación, carbón o gas natural. Entre todas ellas, se tiene una suma total de 4000 [MW]. Cada uno, naturalmente con sus costos variables asociados y una potencia mínima de generación.
- b) **Solar fotovoltaica:** De la misma forma que en la barra SIC, se tiene un potencial de inversión para esta tecnología de unos 10 [GW]. Con una variabilidad característica de la curva de carga de esta tecnología.
- c) **Eólica:** Finalmente, la generación en base al viento, se da de la misma forma que en la barra vecina, esta vez con un potencial de inversión de unos 10 [GW].

6.3. Almacenamiento de energía

De forma adicional a la generación eléctrica, el sistema correspondiente al caso reducido, cuenta con dos tecnologías de almacenamiento de energía disponibles: La primera consiste en un banco de baterías conectados en el sistema interconectado central, contando con una potencia disponible de generación / consumo de 10000 [MW] y que además tiene una capacidad de almacenamiento de seis horas a potencia máxima.

La segunda tecnología disponible, dentro del almacenamiento, corresponde a una planta de concentración solar, que si bien, no parece consistir en una planta de almacenamiento de energía como tal, puede funcionar para almacenar energía a corto plazo, esto debido a la utilización de sales como fluido para el intercambio de calor, esto lleva consigo que independiente de la presencia del sol, se pueda generar energía de forma continua, pudiendo modelar este comportamiento como el almacenamiento de energía, con recarga / generación durante el día, y con retiros de energía durante la noche.

Así, la tecnología CSP, se modela como almacenamiento con capacidad de 10 horas a potencia máxima (representando las horas solares), con una potencia máxima de generación de 10000 [MW], con parámetros de costos configurables a partir de la importación de datos.

6.4. Bloques Horarios

Este modelo tendrá una duración de dos años los cuales estarán discretizados por etapas que representarán un mes. Por su parte, cada una de estas etapas se verán divididas en seis bloques horarios, que representarán las horas del día, esto es particularmente útil para caracterizar la demanda y la generación renovable.

De esta forma, cada año simulado tendrá un total de 12 etapas (una por cada mes), con 6 bloques horarios cada uno, teniendo un total de 72 bloques horarios por año.

6.5. Demanda

La demanda, así mismo como la generación es variable dependiendo del bloque horario que se tenga, a continuación se mostrará el valor promedio que presenta, y un gráfico que muestra su comportamiento temporal para tener, de esta forma, cierta clarividencia de este parámetro.

Cabe destacar que por cada barra (ver esquemático antes presentado) se tienen dos distintas barras con distinto comportamiento. De forma que a continuación se muestran los dos gráficos de cargas.

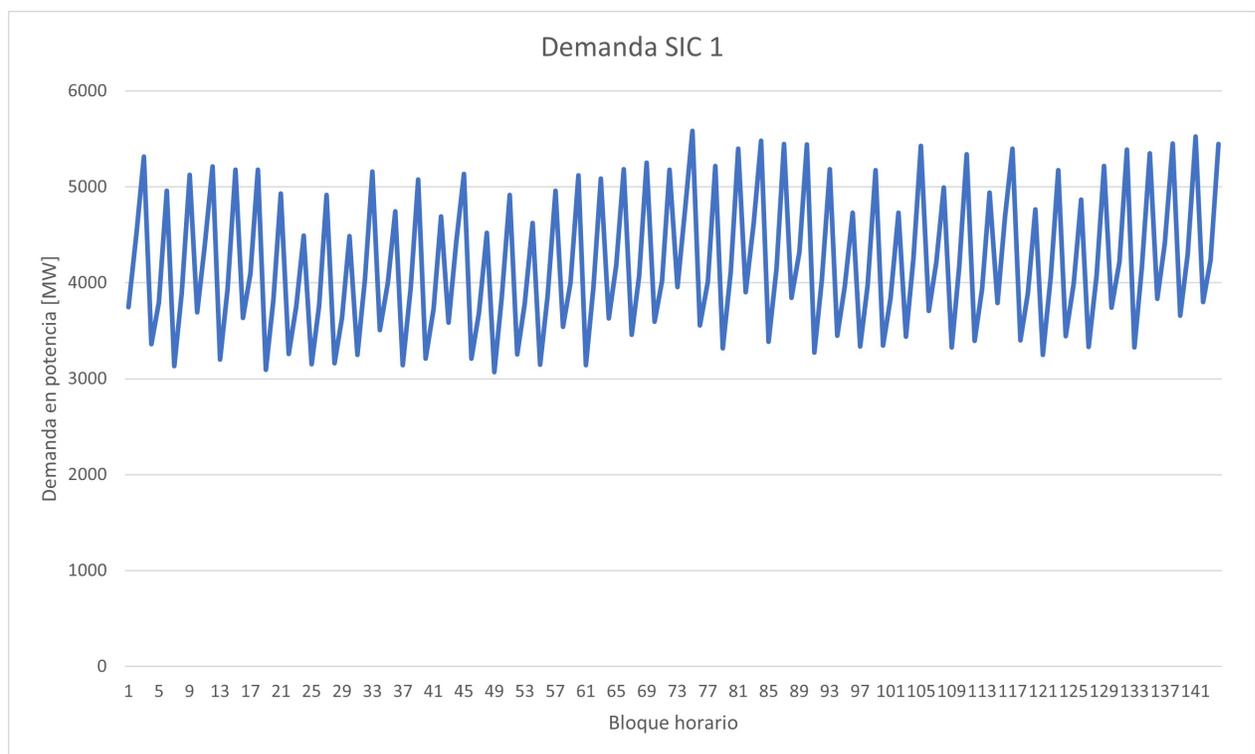


Figura 6.2: Comportamiento de la demanda en la barra SIC

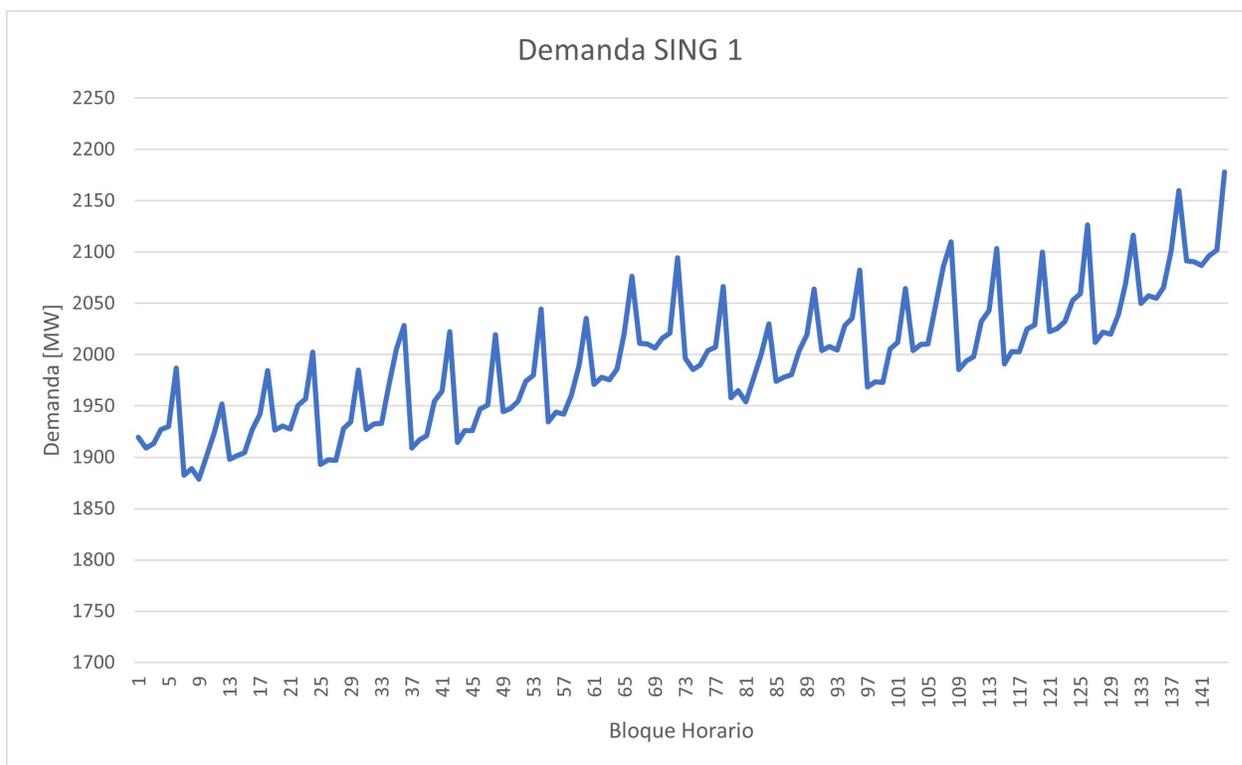


Figura 6.3: Comportamiento de la demanda en la barra SING

Así, con el comportamiento de estas dos cargas en las barras con el sistema reducido, se procederá a entregar información con respecto a las otras dos cargas del sistema (SIC 2 y SING 2), sin embargo, para ambas de estas cargas, se tiene un comportamiento constante, en todo el horizonte de evaluación del proyecto. De forma que en la siguiente tabla se entregará información del promedio de cada una de las cargas. Es de esperar que para el caso de las cargas constantes, se tenga que el caso del promedio de ellas sea un valor constante.

Tabla 6.1: Promedio de las generación de las cargas conectadas al sistema.

SIC 1 [MW]	SIC 2 [MW]	SING 1 [MW]	SING 2 [MW]
4205.097	1500	1994.483	10

6.6. Electrolizadores y celdas de combustibles Aplicados

Durante este caso, se aplicará la tecnología de almacenamiento subterráneo de hidrógeno, para ver su funcionamiento y que el modelo trabaja bien, de forma que en la barra de nombre SIC, se instalará una tupla PEM, lo que implica un electrolizador y una celda de combustible.

Ambos equipos instalados participarán como candidatos en el sistema eléctrico, de forma que la capacidad instalada para la generación/consumo, será decidido en el modelo de expansión como uno de los resultados a obtener. Existirá un par electrolizador - celda de combustible en la barra SIC y tendrán una caverna disponible para el almacenamiento de

hidrógeno. Además de eso, se tendrá la posibilidad de exportar el hidrógeno (recordando el modelo que permite la venta externa del combustible).

Capítulo 7

Resultados Caso Reducido

7.1. Análisis de anualidad del CAPEX y condiciones de generación

Antes de continuar con cualquier otro resultado obtenido a partir del caso reducido, es necesario tener claro el cómo revisar que cualquier solución obtenida vaya teniendo sentido, funcionando de cierta forma como un predictor con todos los parámetros de entrada que se tienen en el sistema de almacenamiento y exportación de hidrógeno, y así de esta forma tener claro con números una explicación del porqué se dan las distintas condiciones de generación y consumo/exportación de hidrógeno.

Para ello se tienen que tener los parámetros claros de CAPEX de electrolizador y la celda de combustible, la vida útil de cada uno de estos equipos, el precio de compra de la energía promedio anual (Costo Marginal en horas solares) y el precio de venta de energía promedio anual (Costo Marginal en horas no solares).

Así un esquemático que refleje cada uno de los procesos de análisis sería el siguiente:

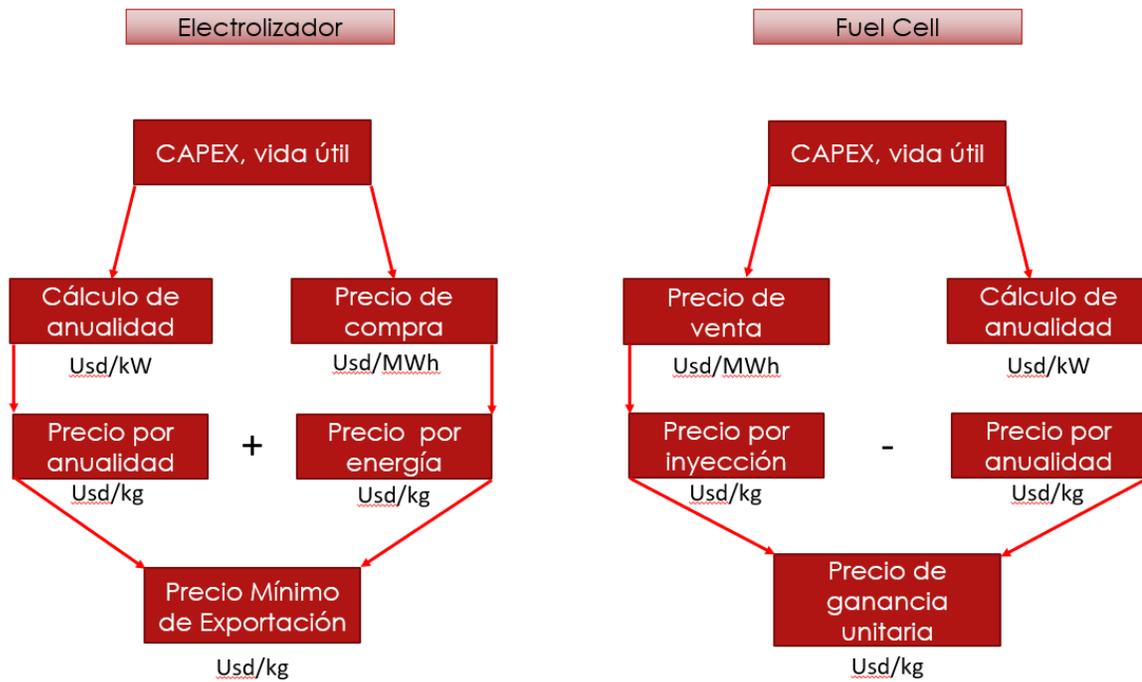


Figura 7.1: Esquema de cálculos de variables de interés para el electrolizador y el Fuel Cell.

7.1.0.1. Esquema de pagos del electrolizador

Como se mencionó anteriormente, el esquema antes presentado puede realizar un estimado de las variables necesarias para que suplan los costos que conllevan la inversión y operación de la instalación del electrolizador, entre ellos se pueden encontrar, el CAPEX, de lo que posteriormente derivará en una anualidad de lo que se debe cancelar de esta inversión y lo que tiene que ver con la compra de energía al sistema, con la operación del mismo.

En primer lugar, con el uso del valor del CAPEX del electrolizador, la vida útil de estos y la tasa de interés se procede a calcular la anualidad de ambos, lo que equivale en términos prácticos, cuánto se debe cancelar del CAPEX total en cada año, tomando en cuenta la tasa de descuento del proyecto. Esta viene siendo la razón por la que su unidad de medida sería [USD/kW]. Esta para el estimado se calculará siguiendo la amortización de los pagos mediante el método francés.

Asimismo, siguiendo la misma lógica, se calcula la producción anual estimada del electrolizador (en términos de masa de hidrógeno), esto se realiza utilizando un factor de planta (estimado 30%), con las horas de un año, la capacidad total del equipo que para efectos de este estudio se asumirá de una potencia máxima de 1000 [MW] y la eficiencia energética del hidrógeno (cuanta energía tiene un kilo del combustible) ponderado por la eficiencia misma del equipo. Esto se muestra en la siguiente infografía y posteriormente en las siguientes fórmulas.

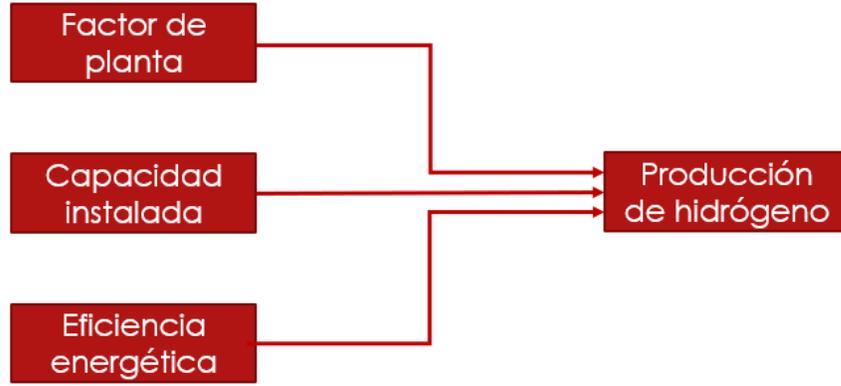


Figura 7.2: Esquema de cálculos de variables de interés para el electrolizador y el Fuel Cell.

$$Cap_{Elec}[MW] \cdot FP \cdot \eta_{H_2} \left[\frac{kg}{MWh} \right] \cdot 8760[h] = ProducciónAnual[Kg] \quad (7.1)$$

Donde en la ecuación anterior se tienen la capacidad del electrolizador Cap_{Elec} , el factor de planta del equipo (FP), la eficiencia energética del equipo (η_{H_2}) y la cantidad de horas que se tienen durante un año, así se puede obtener la producción anual de masa de hidrógeno durante una anualidad.

Con ello, es posible calcular el precio que cada kilogramo de hidrógeno debe tener para solventar el costo de inversión del equipo que corresponda, dividiendo la anualidad por la cantidad de kilogramos de hidrógeno generados. Esto permitirá obtener las ganancias monetarias mínimas que se han de tener por cada kilogramo de hidrógeno para que se solventen los costos de inversión del electrolizador (figura en el esquema como precio por anualidad), de ahí viene que su unidad de medida sea de USD/kg.

Por su parte, para el caso de la operación del electrolizador, se deben tener en cuenta las compras de la energía, para ello, teniendo el costo marginal de la barra donde el equipo está conectado y al mismo tiempo la producción de hidrógeno anual estimada, es posible encontrar el precio que debe tener el hidrógeno para suplir las compras de energía y que el sistema sea rentable, sin considerar alguna inversión de algún equipo.

$$CMg[USD/MWh] \cdot \eta_{H_2}[MWh/kg] = P_{min}[USD/kg] \quad (7.2)$$

Así, se obtiene el precio mínimo para comprar la energía con la que trabajará el electrolizador, estos al ser percibidos como costos por el sistema deben ser sumados junto al precio por anualidad que es percibido de la misma forma, así se obtendrá el precio mínimo de exportación de hidrógeno, que corresponde al valor mínimo monetario que debe tener cada kilogramo del combustible producido para que el sistema sea rentable económicamente hablando y se pueda invertir en electrolizadores, pagando por la inversión del CAPEX y pagando por el costo de la energía.

7.1.0.2. Esquema de pagos celda de combustible

Para realizar los cálculos de este equipo se realizarán ciertos supuestos: En primer se tendrá que todo el hidrógeno que fue producido por el electrolizador, será consumido por la celda de combustible, de forma que el valor de producción anual será un parámetro de entrada para los cálculos que se tendrán para esta misma.

En primer lugar, con respecto a los cálculos que se refieren al CAPEX de inversión, se realizan de forma homóloga al del electrolizador, tomando como referencia el valor de inversión, la vida útil y la tasa de descuento, con ello se puede encontrar el valor de amortización anual y posteriormente, dividiendo por el valor de la producción de hidrógeno se puede obtener el pago anual por kilogramo de hidrógeno.

La gran diferencia entre los dos procesos de esquemas de pagos, se da en dos puntos: El primero se refiere a la forma en que se calculan los pagos por energía. Como ya se mencionó anteriormente, se tiene como supuesto que toda la masa de hidrógeno generada por el electrolizador, será consumida, de forma que mediante las siguientes expresiones se puede obtener las ganancias por la venta de la energía consumida en la celda de combustible.

$$EnergíaDisponible[MWh] = \frac{ProducciónAnual[kg]}{\eta_{H_2}[MWh/kg]} \quad (7.3)$$

$$Pinyección = \frac{CMg[USD/MWh] \cdot EnergíaDisponible[MWh]}{ProducciónAnual[kg]} \quad (7.4)$$

La segunda diferencia, reside en la forma en que se perciben los valores unitarios del sistema, mientras que para el caso del electrolizador, se perciben como costos (tanto el CAPEX como la compra de energía), en este caso, el consumo de hidrógeno para la inyección de potencia en el sistema es tomado como una ganancia de forma que a diferencia del caso anterior donde se se sumaban los valores, en este caso se deben restar.

Así, el valor resultante de esta serie de cálculos, representará cual es el costo de oportunidad de que un kilogramo de hidrógeno sea consumido en la celda de combustible. De forma que, la manera en que funciona este modelo de cálculo es la siguiente: Si el precio del hidrógeno que se configura en el sistema es mayor al precio de mínimo de exportación, entonces el sistema decidirá invertir en electrolizadores para la producción y por consiguiente la exportación. Por su parte, si el costo de oportunidad de almacenar el hidrógeno es mayor al precio mínimo de exportación, entonces no sólo invertirá en electrolizadores, sino que también en celdas de combustible, para el manejo de almacenamiento de energía.

Es necesario recalcar que, para el caso del electrolizador, el costo marginal utilizado para los cálculos correspondería al promedio de este valor tomado en las horas solares (donde el precio es más bajo), por su parte, para la celda de combustible, se tomarán las horas no solares donde dicho valor es más alto, tomando así una ventana de costos marginales a partir del que el sistema de almacenamiento de hidrógeno puede tomar cierta ganancia monetaria.

7.1.1. Inconvenientes a considerar

Es necesario destacar que este modelo no es 100 % fidedigno y esto se da por una serie de razones que se listarán a continuación.

En primer lugar, si es que el sistema no tiene costos marginales que denoten de forma clara, cuál es el precio de compra de energía en horas solares y el de venta, resultará en una aproximación no muy exacta el asumir que las variables anteriores son siempre constantes y por lo mismo puede que a la hora de realizar los cálculos de las variables que rijen el comportamiento del almacenamiento, puede que no sean muy precisas.

En segundo lugar, al realizar el cálculo de la producción anual de hidrógeno del sistema de almacenamiento, se tiene en cuenta un factor de planta fijo de un 30 % para el electrolizador y de la misma forma, uno aproximado de un 15 % para la celda de combustible. Sin embargo, estas variables vienen dados por el despacho de ambos equipos, de forma que están lejos de ser estables, de forma que cualquier despacho dado que prediga una operación mayor a los valores asumidos, llevará a errores en el cálculo, lo que tendrá como consecuencia una mala predicción de las variables de decisión.

Sin embargo, pese a todo lo anterior expuesto, el 30 % de factor de planta para el electrolizador es un valor bastante cercano a la realidad, de forma que, los valores calculados pueden tener un buena margen de acierto, también si se toman el promedio de los costos marginales y estos no son muy variables, se tendrá una buena aproximación para los precios de compra/venta de energía. Pero se debe tener claro lo anterior a la hora de analizar, cuando quizás los resultados no coincidan con lo que expone el modelo previamente explicado.

7.2. Funcionamiento de la exportación de hidrógeno

Ahora, ya con el modelo de predicción de comportamiento ya bien definido, se muestran a continuación los primeros resultados obtenidos del modelo para verificar su correcto funcionamiento y si es capaz de realizar un buen estimado sobre la producción y consumo de hidrógeno.

Así, para la primera ronda de resultados y simulaciones implicarán la producción neta de hidrógeno para la exportación, esto equivale a mencionar que no habrá posibilidad de inversión para la celda de combustible y no habrá manejo de almacenamiento de hidrógeno.

Los parámetros de entrada para estos casos, serán un horizonte de evaluación del sistema de un año, el tope máximo de inversión del electrolizador será de 1000 [MW] que estarán conectados en la barra SIC, con una tasa de interés de un 10 %. El CAPEX del electrolizador y el precio de venta de hidrógeno será un parámetro variable que se puede manipular para realizar la estimación. Lo anterior se resumirá en la siguiente tabla.

Tabla 7.1: Parámetros importantes del sistema para las simulaciones a realizar.

Tasa de Interés	10 %
Horizonte de evaluación	1 año
Inversión Máxima	1000 [MW]

A continuación además, se mostrará el comportamiento de los costos marginales del sistema sin la instalación de hidrógeno en el mismo, con la idea de realizar un estimado de los precios de compra y venta de energía a la red (recordando que son parámetros de decisión para el funcionamiento de los equipos).

Así bien, se tiene en el siguiente gráfico el comportamiento en el año de evaluación de los costos marginales en la barra SIC.

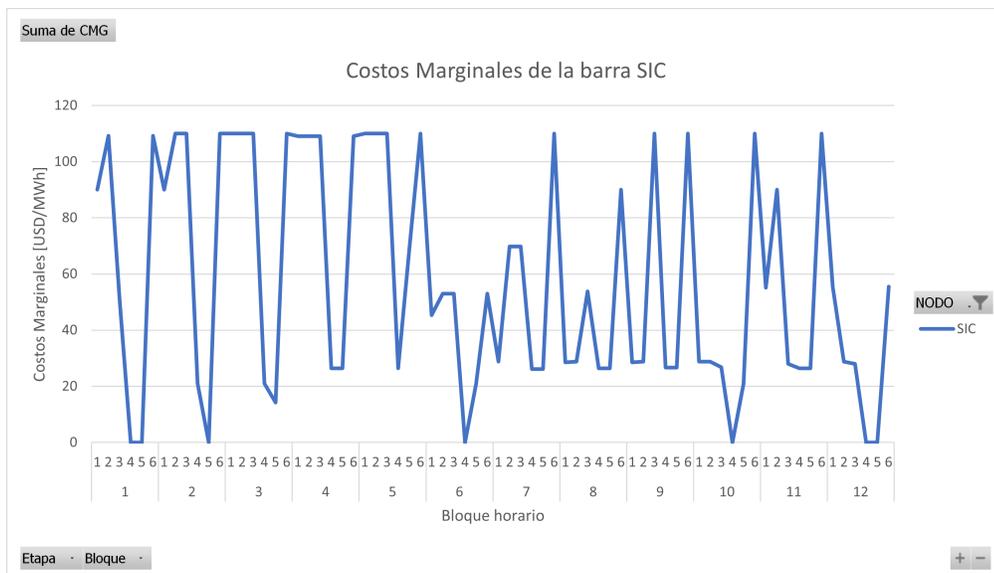


Figura 7.3: Costos Marginales de la Barra SIC para las primeras simulaciones.

Así, se tiene el comportamiento de los costos marginales, en el horizonte de evaluación de un año antes descrito, esta es la razón de los doce meses instalados con un total de 6 bloques horarios en cada uno. Ahora, debido a que, como se mencionó anteriormente, la compra de energía se dará en las horas solares (debido a su bajo costo) y la venta de energía se dará en los que no lo sean. Para el cálculo estimado de este valor, se promedian los bloques 3 y 4 que son los solares para la obtención del precio de compra de energía, mientras que, en los distintos bloques, se tendrá como resultado el precio de venta de energía.

De esta forma se llega a la conclusión de que el precio de retiro de energía promedio a la barra del sistema interconectado, será de un valor de 19 [USD/MWh], mientras que el precio de inyección promedio a la red, será de un valor de 80 [USD/MWh].

Con esto claro, ya se tienen todas las variables de entrada, para que el modelo de cálculos

permita un mayor entendimiento de los resultados que se expondrán a continuación durante los análisis, los que corresponderán a: Reconocer las condiciones de funcionamiento de la exportación de hidrógeno, analizar los almacenamientos del combustible y bajo que situaciones se dan y revisar la posibilidad de que tanto exportación como almacenamiento se den de forma simultánea.

Para configurar el modelo a que sólo se dedique de forma exclusiva a la exportación de hidrógeno, se debe fijar la variable del parámetro de entrada de la potencia máxima disponible de la celda de combustible en cero, si esto se hace, el sistema sólo invertirá en los equipos de electrolizadores, teniendo sólo la posibilidad de realizar exportación utilizando la energía eléctrica como recurso primario.

Así, recordando el modelo de predicción descrito en páginas anteriores, se realizarán los cálculos mencionados para tener una idea de la dimensión del precio de hidrógeno mínimo de exportación y analizar distintas configuraciones para revisar el funcionamiento del sistema y si este en consecuente con el modelo de cálculos dado. De forma que, tomando en cuenta los datos de la bibliografía en [23] , se tendrán los siguientes parámetros de entrada para el electrolizador.

Tabla 7.2: Parámetros de inversión para el caso de análisis de exportación.

CAPEX	600 USD/kW
OPEX	3 % del CAPEX
Vida útil equipo	10 años

Tomando estos datos como referencia, se tienen los siguientes cálculos dado el esquema de pagos de inversión y de compra de energía.

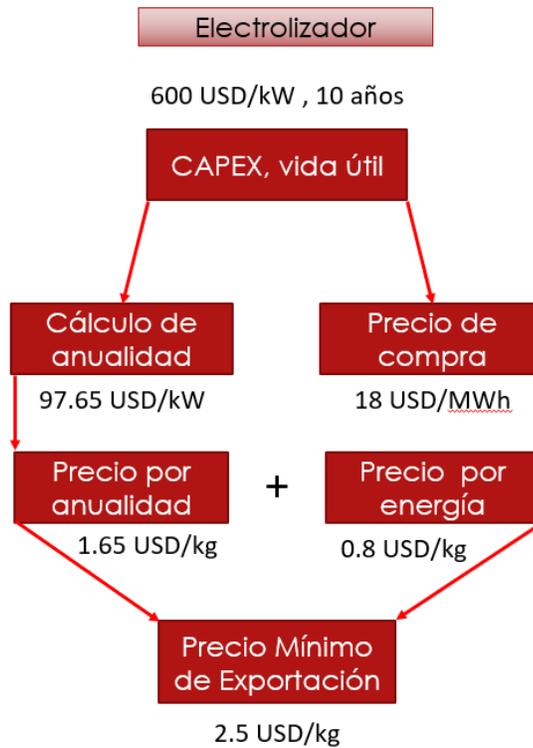


Figura 7.4: Esquema de cálculos para la exportación.

Con la realización de todos los cálculos del modelo, se tiene que el precio mínimo de exportación de hidrógeno es de 2.5 USD/kg, esto quiere decir que, si se quiere que el sistema de exportación sea rentable (pagando la energía y el CAPEX de inversión dejando un excedente monetario) se debe configurar el precio de venta de hidrógeno como mínimo en ese valor obtenido.

Ahora, para comprobar si es que el modelo de cálculos es cercano a la realidad se realizará una serie de simulaciones con el modelo de optimización programado con un barrido de precios de exportación que varíen entre el valor mínimo obtenido, así, desarrollando las exportaciones, se tienen los siguientes resultados:

Tabla 7.3: Inversión del electrolizador y la masa exportada para diferentes precios de Hidrógeno.

Precio de Exportación	Masa Exportada	Inversión del electrolizador
2.6 [USD/kg]	0 kgs	0 MW
2.7 [USD/kg]	22,376,399 kgs	189.63 MW
2.8 [USD/kg]	33,407,136 kgs	293.9 MW

Con esto, se puede ver como el modelo predictivo funciona de buena forma, esto debido a que se acerca bastante el valor mínimo de exportación de hidrógeno con los resultados obtenidos: Se obtuvo que con 2.5 [USD/kg] el sistema debería ser rentable para comenzar a funcionar, y en efecto, a partir de los 2.7 [USD/kg] comienza la inversión en el electrolizador,

demostrando que el modelo de optimización esta definido de buena forma.

Ahora, para demostrar que el sistema maneja de buena forma los despachos dentro del sistema, variando el funcionamiento con los costos marginales definidos en el mismo, a continuación, se presenta una gráfica que expone el comportamiento de ambas variables en el horizonte de evaluación del sistema. El funcionamiento mostrado será el que equivale a una exportación a precio de hidrógeno de 2.8 [USD/MWh], de ahí los valores mostrados.

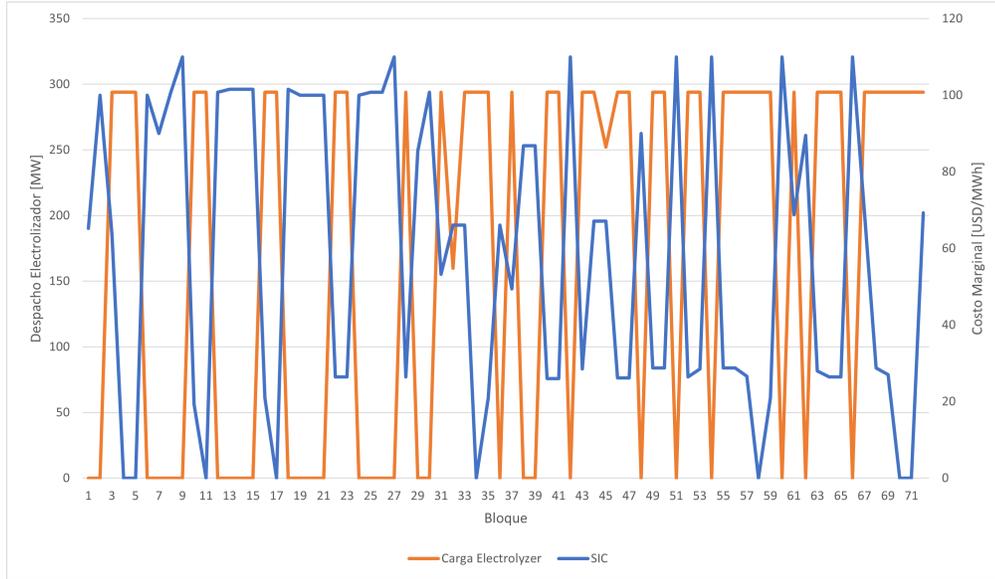


Figura 7.5: Comparación del despacho del electrolizador con los costos marginales del sistema.

Así, se puede apreciar como en los momentos en que el valor de los costos marginales tiende a bajar (coincidiendo con horas solares), el electrolizador comienza a dar operación y producción de hidrógeno, mientras que, cuando se llegan a los picos de los valores marginales, la producción del equipo se va a cero. Es necesario tener en cuenta que si se realiza el cálculo de ponderar el precio mínimo de exportación de hidrógeno por la densidad energética del combustible se puede obtener el precio de energía mínimo de compra para que la generación de hidrógeno sea rentable.

$$\eta_{H_2} \cdot PrecioMínimo = 22.5 \cdot 2.5 = 59.16 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \quad (7.5)$$

Como se mencionó, este último valor calculado, representa el máximo precio que debe tener la energía para que la compra de esta no haga que el costo de esta misma sea superior a la venta del hidrógeno, así a partir de ese valor para el costo marginal el electrolizador debería estar funcionando.

Esto se puede verificar, en el gráfico recién expuesto, donde tomando como referencia la gráfica azul y el eje derecho que rotula sus valores, el electrolizador funciona generando hidrógeno solamente en los instantes donde el valor del costo marginal de la barra de conexión está por debajo de los 60 [USD/MWh] aproximadamente, dejando en claro que el sistema funciona de buena forma, al menos para el caso del funcionamiento exclusivo de la exporta-

ción de hidrógeno.

Además de los resultados recién expuestos, se muestran a continuación las inversiones renovables no convencionales (Solares y Eólicas) que realiza el sistema, para los diferentes escenarios anteriormente analizados, esto para comprobar como dicha variable del sistema, tiende a aumentar a medida que el valor del precio de exportación de hidrógeno va aumentando. De forma que, se mostrará una tabla con las inversiones por tecnología y un gráfico resumen que muestra las inversiones renovables totales para los distintos escenarios dados.

Tabla 7.4: Inversiones Renovables para distintos precios de exportación de Hidrógeno.

Precio de H [USD/kg]	Inversiones [MW]		
	Eólico	Solar	Total
Caso Base	5008.75	3935.92	8944.66
2.6	5008.75	3935.92	8944.66
2.7	5231.41	4194.27	9425.68
2.8	5550.50	4351.33	9901.83

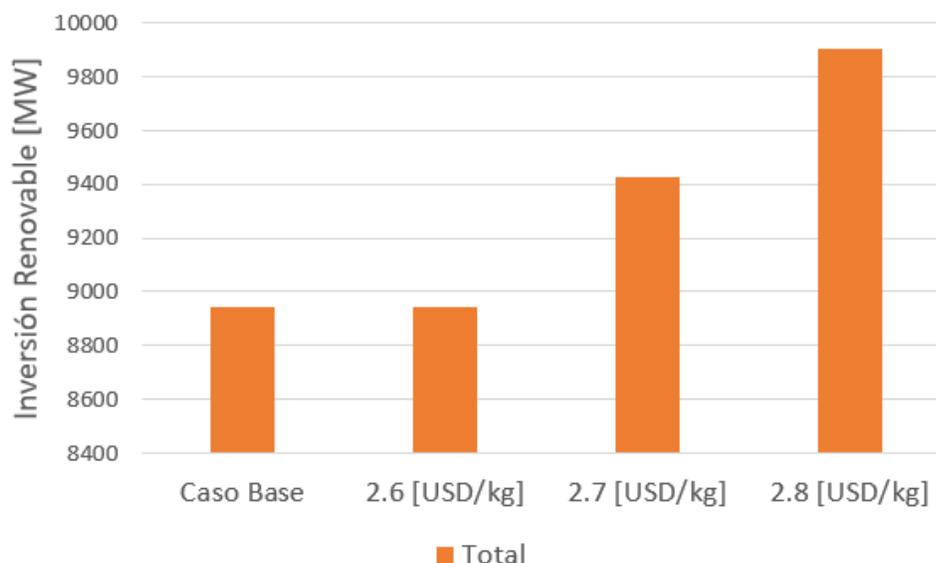


Figura 7.6: Inversiones renovables para distintos precios de exportación de Hidrógeno.

7.3. Análisis del almacenamiento de Hidrógeno

Para analizar los casos de almacenamiento de hidrógeno sin tener posibilidad de exportación, se configurará el sistema para que no sea capaz de permitir la venta externa, para que se de eso, se debe configurar como parámetro de entrada que el precio de venta sea igual a 0. De forma que, para el análisis de las condiciones de almacenamiento de hidrógeno, se realizará un procedimiento bastante similar al relacionado con la exportación: Se desarrollará

la serie de cálculos para calcular el nivel estimado de CAPEX permitido y se comprobará con el desarrollo de diversas simulaciones.

Así, se analizarán los precios de exportación de hidrógeno para valores de CAPEX en el caso de 175 [USD/kW] para el caso del electrolizador y de 150 [USD/kW] para la celda de combustible, todo esto con 10 años de vida útil y con los valores de compra/venta de energía en la barra conectada antes dada en la sección anterior. Así, los primeros cálculos se muestran a continuación en un esquema similar al de la sección anterior.

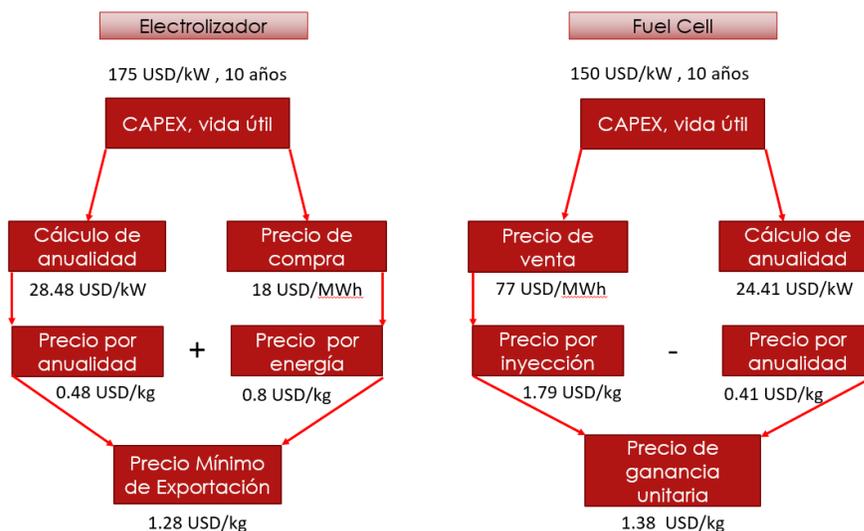


Figura 7.7: Esquema de cálculos del almacenamiento de hidrógeno (175 y 150 [USD/kW]).

Tal como se había explicado en secciones anteriores este modelo de cálculos, funciona comparando estos dos valores obtenidos a partir de los parámetros de entrada: El precio mínimo de exportación y el costo de oportunidad de almacenamiento, el primero de estos valores representa el costo total de producir un kilogramo de hidrógeno, mientras que el segundo valor muestra el costo oportunidad de tomar dicha masa y almacenarla para luego consumirla en la celda de combustible. De esta forma, si dicho costo de oportunidad es mayor, entonces se tendrá como consecuencia que el almacenamiento será rentable, por lo tanto el caso expuesto debería ser viable. Así, en las siguientes simulaciones se comprobará lo previsto.

Se mostrarán a continuación, 3 casos donde se realizará un barrido de CAPEX de los equipos: el primero donde se tendrá un valor de 175 y 150 [USD/kW] para el electrolizador y celdas de combustible respectivamente, un segundo con 175 y 175 [USD/kW] y finalmente con 200 y 175 [USD/kW] para ambos equipos, dando los esquemas de pagos para los dos casos restantes, valores de inversión en las simulaciones y la comparación de los despachos para los tres casos antes mencionados.

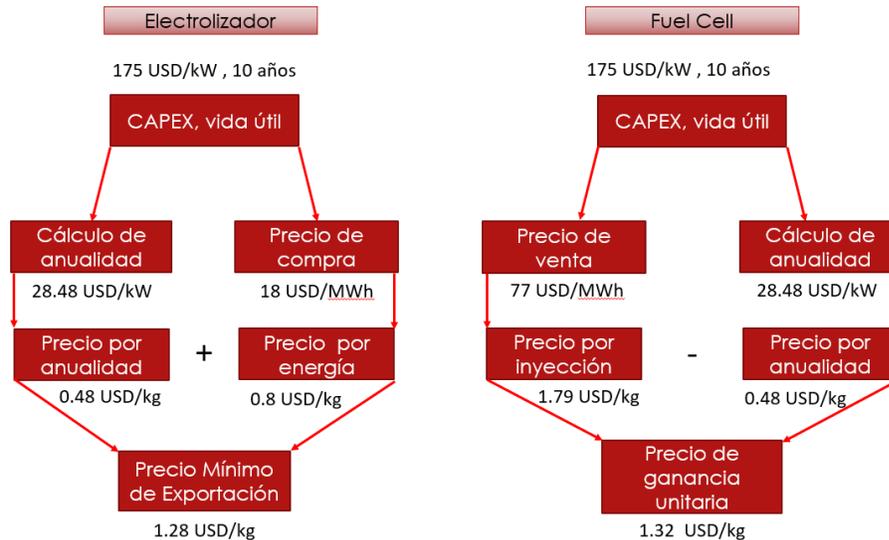


Figura 7.8: Esquema de cálculos del almacenamiento de hidrógeno (175 y 175 [USD/kW]).

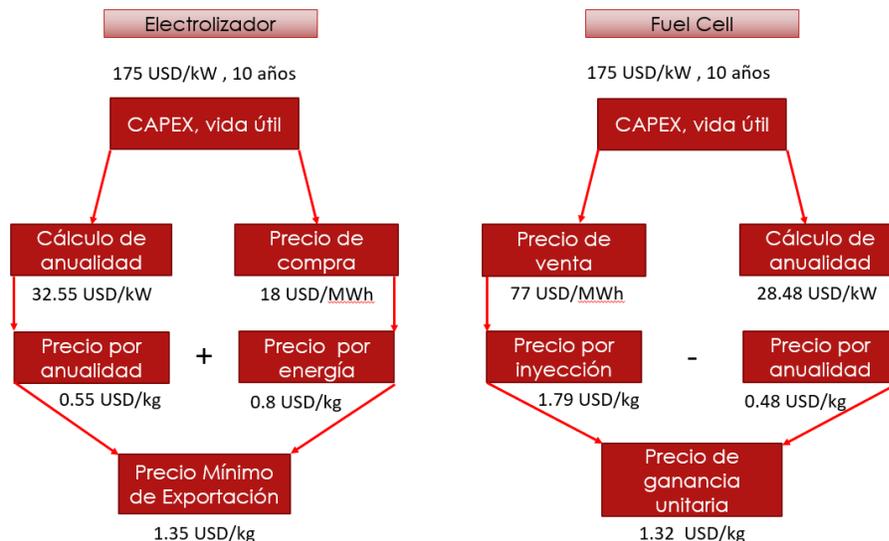


Figura 7.9: Esquema de cálculos del almacenamiento de hidrógeno (200 y 175 [USD/kW]).

Antes de proseguir con las simulaciones, se tiene que en el segundo caso expuesto el costo de oportunidad de almacenar el hidrógeno sigue siendo mayor al costo de producción, de forma que debería continuar presentándose la rentabilidad, sólo que en una menor medida. Y finalmente, en el último caso expuesto, ya el costo de oportunidad es menor a la producción de forma que en esta oportunidad no se debería dar ninguna inversión en ningún equipo que genere o consuma hidrógeno debido a la no rentabilidad del caso.

Tabla 7.5: Resultados para las simulaciones de evaluación de Hidrógeno.

CAPEX [USD/kW]		Inversión [MW]	
Electrolizador	Fuel Cell	Electrolizador	Fuel Cell
175	150	354.96	217.92
175	175	98.68	51.88
200	175	0	0

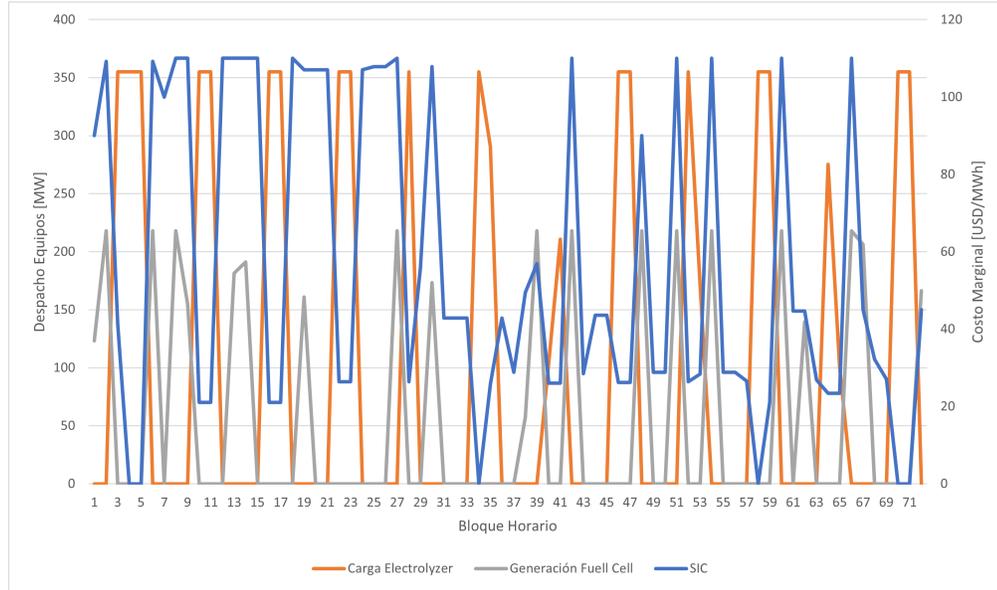


Figura 7.10: Esquema de cálculos del almacenamiento de hidrógeno (200 y 175 [USD/kW]).

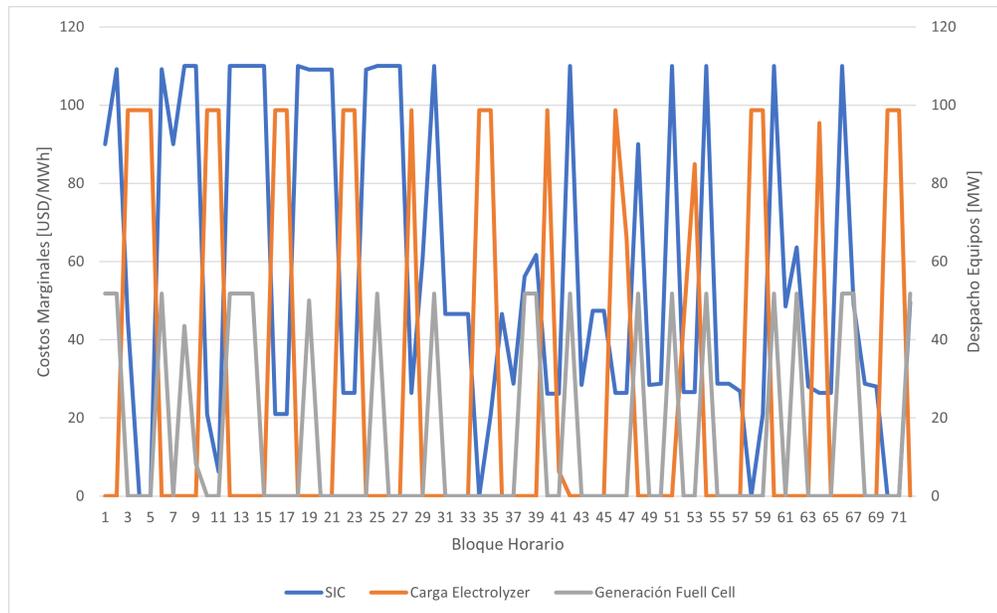


Figura 7.11: Esquema de cálculos del almacenamiento de hidrógeno (200 y 175 [USD/kW]).

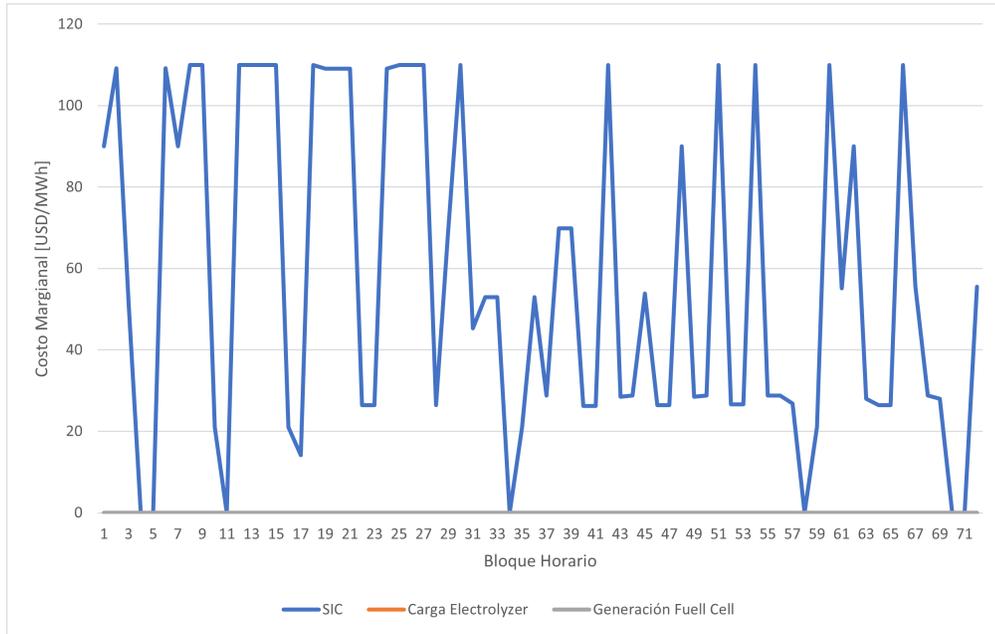


Figura 7.12: Esquema de cálculos del almacenamiento de hidrógeno (200 y 175 [USD/kW]).

Tabla 7.6: Inversiones eólicas y solares para distintos escenarios de CAPEX

CAPEX [USD/kW]		Inversión [MW]		
Electrolizador	Fuel Cell	Eólica	Solar	Total
Caso Base		5008.74798	3935.91696	8944.66493
175	150	4798.12466	4465.73944	9263.8641
175	175	4853.20201	4039.81037	8893.01238
200	175	5008.74798	3935.91696	8944.66493

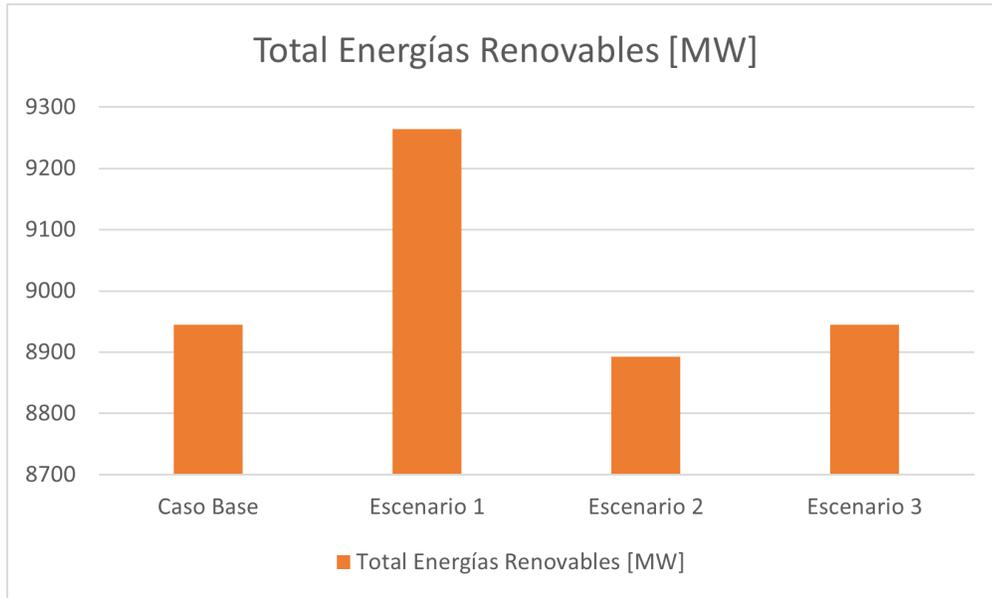


Figura 7.13: Inversiones Renovables para distintos escenarios de CAPEX.

Luego, con esto, se verifica el correcto funcionamiento del modelo de cálculos, debido a que predijo de forma bastante acertada el despacho y la posibilidad de inversión que se tendrían en los casos expuestos: En las primeras dos simulaciones, se dio inversión y operación de los equipos de generación y consumo de hidrógeno, utilizando de forma efectiva el almacenamiento disponible dentro de la caverna de sal, mientras que en la última se da la no rentabilidad del sistema, esto reflejado por la nula inversión dada en el caso.

7.4. Funcionamiento compartido de Almacenamiento y Exportación

En esta sección de resultados y simulaciones se tratará de encontrar un punto de operación donde las exportaciones de hidrógeno trabajen de forma simultánea al almacenamiento y consumo del combustible, con el fin de averiguar cuales son las condiciones donde este punto se de, además de comprobar el correcto funcionamiento del modelo en este punto de operación.

Como hipótesis de esta idea, se tendrá que debido a que las exportaciones de hidrógeno serán percibidas como una ganancia monetaria en el sistema de generación y consumo de hidrógeno, estas debería hacer que ciertos puntos de operación de almacenamiento y consumo de hidrógeno analizados en la sección anterior como no rentables, debido a la presencia de esta ganancia, debería pasar a ser viables, denotando una característica positiva dentro de esta operación compartida entre almacenamiento de energía y al mismo tiempo de exportación.

De forma que, la forma de proceder para la corroboración de esta hipótesis será la de buscar un punto límite de almacenamiento de hidrógeno y de consumo, con el precio de exportación de hidrógeno igual a 0 (esto corresponde a inhabilitar las ventas externas) y de forma paulatina, realizar un barrido de simulaciones donde de a poco se irá aumentando el valor de precio de venta, para así comprobar un aumento en la brecha de CAPEX máximos

de los equipos permitidos en el sistema.

También, de forma adicional, se realizará una segunda ronda de simulaciones, donde en vez de aumentar el precio de exportación de hidrógeno, se procederá a aumentar el CAPEX de los elementos para un cierto precio del combustible distinto de cero, con el fin de corroborar hasta que medida las exportaciones de hidrógeno provenientes de la energía del sistema pueden solventar y financiar la instalación de los equipos de la generación, almacenamiento y consumo del hidrógeno.

Así, en primer lugar, se expone el análisis de sensibilidad para el precio del hidrógeno a un CAPEX fijo, tal como se mencionó. Donde se mostrará una tabla de donde se partirá con uno de los casos límites antes expuestos en la sección del funcionamiento del sistema solamente con el almacenamiento y consumo de hidrógeno dentro de la caverna. Éste corresponderá al caso donde se tiene un CAPEX de 175 y 150 [USD/kW] para el electrolizador y celda de combustible respectivamente.

Tabla 7.7: Inversiones de los equipos del sistema, para distintos precios de hidrógeno (Operación Compartida).

Precio de Hidrógeno	Inversión Elec	Inversión FC
0 USD/kg	354.97 MW	217.92 MW
1.2 USD/kg	724.96 MW	339.66 MW
1.3 USD/kg	856.60 MW	350.50 MW
1.4 USD/kg	996.87 MW	348.91 MW
1.5 USD/kg	1000 MW	327.54 MW
1.6 USD/kg	1000 MW	262.50 MW
1.7 USD/kg	1000 MW	234.27 MW
1.8 USD/kg	1000 MW	157.51 MW
1.9 USD/kg	1000 MW	90.62 MW
2.0 USD/kg	1000 MW	0 MW

Además de los resultados antes expuestos mostrando la inversión directa de los equipos del electrolizador y de la celda de combustible dentro del sistema, se presentarán también, las inversiones renovables dado el aumento del precio de hidrógeno

Tabla 7.8: Inversiones Renovables para distintos precios de hidrógeno

Precio H [USD/kW]	Inv Solar [MW]	Inv Eólica [MW]	Total [MW]
0	4465.74	4798.12	9263.86
1.2	4988.03	4759.05	9747.08
1.3	4916.89	4958.24	9875.13
1.4	5264.14	4761.67	10025.81
1.5	5240.71	4767.02	10007.73
1.6	5204.81	4818.05	10022.86

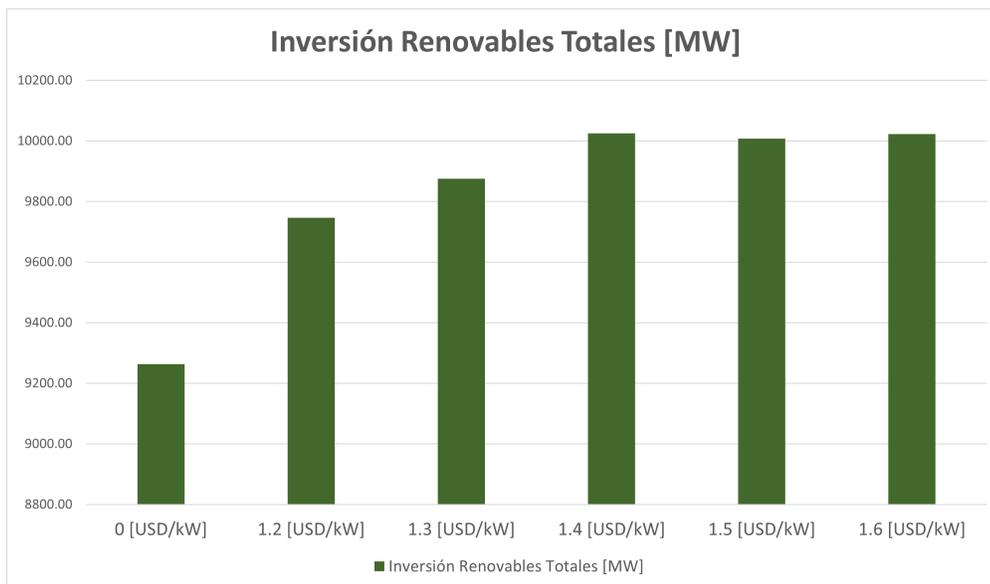


Figura 7.14: Inversiones Renovables para distintos precios de exportación.

Luego, a continuación se presentará la segunda tabla antes mencionada: la que a cierto precio de hidrógeno fijo (en este caso se configura a un precio de 1.4 [USD/kg]), comienza a aumentar el CAPEX de los elementos que participan en la cadena de valor del hidrógeno, para comprobar su punto de inversión máxima, dada ese precio de exportación.

Tabla 7.9: Inversiones de equipos del sistema de UHS para distintos escenarios de CAPEX.

CAPEX [USD/kW]		Inversiones [MW]	
Electrolizador	Fuel Cell	Electrolizador	Fuel Cell
200	175	0	0
175	150	996.87	348.91
200	175	428.82	127.72
200	200	284.08	79.72
225	200	73.11	17.75
225	225	212.26	48.52
250	225	0	0

7.5. Análisis de primeros resultados

Una vez concluida la exposición de los primeros resultados y simulaciones dadas con el primer caso reducido del sistema eléctrico chileno, es posible denotar las primeras conclusiones tras un análisis detenido de las corridas dadas. De forma que, para hacer un fácil seguimiento del proceso analítico, este punto se dividirá en tres bloques: El primero donde se denotarán las conclusiones con respecto a las exportaciones de hidrógeno, el segundo cuando se tenga el almacenamiento y consumo de hidrógeno y finalmente, cuando se analice la operación compartida de las cadenas de valor para el hidrógeno antes mencionadas.

7.5.1. Análisis de las exportaciones de hidrógeno

En primer lugar, con respecto a los tres distintos precios de hidrógeno analizados con el CAPEX del electrolizador de 600 [USD/kW], se tiene que los resultados tienen bastante concordancia con el modelo de pagos analizado: Se tiene que el precio mínimo de exportación calculado para ese nivel de inversión es de un valor de 2.5 [USD/kg] de hidrógeno, mientras que las simulaciones demuestran que a partir de los 2.7 [USD/kg] el sistema comienza a ser rentable denotando una inversión en equipos de generación de hidrógeno.

Además, como es de esperar, al momento de aumentar dicho valor de exportación inmediatamente el sistema reacciona invirtiendo en un tamaño más grande del equipo, esto se debe al aumento de la rentabilidad del sistema que permite una inversión más grande, y esto como consecuencia, trae que la masa total de hidrógeno generada por el sistema aumente en el momento en que el precio de venta aumenta de los 2.7 a los 2.8 [USD/kW]. Se tiene también que la generación dada de la masa de hidrógeno, en términos de los órdenes de magnitud obtenidos, son bastante cercanos a un valor dado con el nivel de inversión que se tuvo en el electrolizador, denotando un buen funcionamiento del modelo de conversión de energía a masa.

Además, el nivel de inversión del electrolizador, como se calculó anteriormente, para tener una rentabilidad en el sistema, necesita que el valor máximo de compra de energía en el mercado mayorista, sea de un valor de 59,16 [USD/MWh], y esto, en el gráfico 7.5, se comprueba, donde el electrolizador, sólo funciona en los casos donde el costo marginal de la barra donde el electrolizador está conectado, está por debajo del valor dado.

A su vez, en el caso de las inversiones renovables, se tiene que en el momento de aumentar el precio de exportación de hidrógeno, la capacidad máxima instalada de tecnologías eólicas y solares tienden a aumentar, esto tiene mucho sentido debido a que la inversión extra dada por el aumento de la rentabilidad del sistema en los electrolizadores, fuerza a que el sistema en ciertos bloques horarios tenga una demanda mayor, debido a la posibilidad de transformar la energía en un ingreso monetario extra para aumentar la rentabilidad del mismo y la forma más eficiente (económicamente hablando) es mediante la inversión renovable extra, esto por su nulo costo operacional en la generación de energía eléctrica. De forma que no es de extrañar, que en el momento en que la inversión en el electrolizador aumente, las energías renovables también lo hagan, para que de esta forma puedan suplir de energía al equipo de la forma más barata.

7.5.2. Análisis del Almacenamiento y Consumo de Hidrógeno

Ahora, con respecto a lo que se refiere del análisis del almacenamiento de energía mediante el combustible de Hidrógeno, se tiene en los tres casos analizados, contrastados con las simulaciones que el modelo trabaja de forma fidedigna, esto debido a que el esquema de pagos tiende a predecir de forma correcta los valores donde el sistema tiende a funcionar, vale decir, el punto de CAPEX donde se tiene como resultado que el costo de oportunidad de almacenar y consumir el hidrógeno en el Fuel Cell, supera al de exportar el combustible, es precisamente el punto límite donde el sistema trabaja como almacenamiento de energía, y en el punto donde se da la situación contraria, se da precisamente lo contrario.

Con respecto a los gráficos de funcionamiento de los equipos con respecto al costo marginal de la barra, demuestran el correcto funcionamiento de los despachos del sistema (tanto del electrolizador como de la celda de combustible), esto debido a que, en los casos donde se tiene inversión de los equipos, cuando se dan los bloques horarios solares, que equivale a que los costos marginales de la barra son bajos, el sistema genera hidrógeno a través de los electrolizadores, debido a la conveniencia de generar el combustible de la forma barata. Mientras que en los casos donde el costo marginal tiende a subir a sus peaks, se tiene que se toma el hidrógeno almacenado en la caverna de sal para consumir el combustible y realizar la inyección de energía de vuelta al sistema.

Finalmente, con respecto a las inversiones de las energías renovables del sistema, se tiene que, naturalmente en los escenarios donde el sistema da como resultado la no inversión en los equipos de generación y consumo de hidrógeno la inversión de tecnologías renovables es igual, mientras que cuando se da la presencia de los equipos relacionados con el combustible verde, aumenta la inversión de ellos, esto se da principalmente por la posibilidad de un aprovechamiento mejor de los recursos renovables para abastecer la demanda energética del sistema, permitiendo una mayor penetración de tecnologías renovables en el mismo.

Como es de esperar, en el momento en que el CAPEX de los equipos de generación del sistema comienza a aumentar, el nivel de penetración de energías renovables comienza a disminuir, esto se da debido a que al aumentar el CAPEX, como se vio anteriormente, los valores de inversión de los electrolizadores y celdas de combustibles tienden a bajar, teniendo como consecuencia que el nivel de energía que se necesita para el manejo de la cadena de hidrógeno, sea menor debido al bajo nivel de inversión.

7.5.3. Operación compartida de almacenamiento y exportación

En cuanto a este punto, se tiene que existe un punto donde el sistema puede realizar las dos cadenas de valor de forma complementaria, vale decir, almacenando hidrógeno dentro de la caverna para luego consumirla en la celda de combustible, así como la exportación. La razón por la que se buscó este punto es principalmente para comprobar que mediante la venta externa de hidrógeno, se puede solventar la inversión del CAPEX de los equipos que participan en el UHS.

En primer lugar, en la tabla 7.9, se puede apreciar como a partir de un punto relativamente límite (donde en los resultados anteriores, el almacenamiento y consumo de hidrógeno era un punto casi extremo antes de la no rentabilidad), se tiene una inversión para un determinado CAPEX, y a medida que el precio de exportación aumenta, comienza inmediatamente a aumentar el tamaño de inversión del electrolizador, manteniendo la inversión de la celda de combustible en un valor constante.

El comportamiento anteriormente explicado se mantuvo en la tabla hasta el punto de venta de hidrógeno en 1.5 [USD/kg], donde se da la saturación de inversión del electrolizador, vale decir, no existe la posibilidad de extender aún más el tamaño del equipo. A partir de este punto, al aumentar el precio de exportación, el valor de la inversión de la celda de combustible comienza a disminuir hasta el punto de quiebre donde el tamaño de inversión de

la celda de combustible pasa a ser cero.

Lo que se acaba de mostrar se atribuye al esquema de rentabilidad con el que el modelo de expansión trabaja, y para la mejor comprensión de la razón de estos resultados, es necesario recordar cuál es el esquema de inversión y operación económica del punto de CAPEX que se está evaluando como caso de estudio (175 y 150 [USD/kW] para electrolizador y celda de combustible respectivamente). El costo de producción de hidrógeno es de 1.28 [USD/kg], mientras que el valor de costo de oportunidad de consumir el hidrógeno en la celda de combustible es de 1.92 [USD/kg] (dados los picos de costos marginales de alrededor de 110 [USD/MWh]).



Figura 7.15: Esquema de Operación Multiservicio (Exportación y Almacenamiento).

De forma que, tomando como referencia la imagen recién expuesta, para tener una mayor comprensión de los resultados mostrados, se tiene que, tomando el precio de exportación configurado en el modelo como eje X en el esquema anterior, si el precio de venta, es inferior, al costo de producción del combustible, no se tendrán inversiones extras en el sistema (con respecto a las que ya se tenían sin exportación), debido a que las ventas externas de hidrógeno, no alcanzan a cubrir el costo de CAPEX extra de una potencial expansión del electrolizador.

Sin embargo, en el momento en que se tiene un precio de exportación de hidrógeno superior al costo de producirlo, existe una posibilidad de rentabilidad que puede ser captada por el sistema, es por esto que a partir del valor de 1.2 [USD/kg] el sistema tiende a subir la inversión del electrolizador, manteniendo el valor de capacidad de la celda de combustible a un nivel constante. Esto debido a que no existe un incentivo extra para el crecimiento del tamaño del equipo.

El comportamiento anterior se da a medida que el valor de exportación de hidrógeno va aumentando, hasta el punto de saturación del electrolizador (no hay más posibilidad de expansión en el equipo), de forma que a partir de este punto, si se aumenta el precio de venta del combustible, las posibles cadenas de valor del hidrógeno comenzarán a competir por el funcionamiento, es por esto que desde el punto de saturación, la inversión de la celda de

combustible, comienza a bajar debido a que de a poco la exportación se vuelve más atractiva.

Así, lo anterior se va dando hasta que se llega al punto de quiebre, donde el precio de exportación de hidrógeno, se equipara con el costo de oportunidad de almacenar y consumir el combustible, devolviéndolo al sistema en forma de energía. Debido a que a partir de ese punto, derechamente la exportación supera en rentabilidad al almacenamiento, el sistema no invierte en celdas de combustible, dedicando el modelo de producción de hidrógeno exclusivamente a exportación, de forma que, desde esta perspectiva, los resultados obtenidos condicen con la teoría analizada.

Ahora, con respecto a las inversiones renovables que se dan en el sistema, a medida que el precio de exportación comienza a subir, de forma paulatina, la penetración renovable también lo hace, la razón de esto ya se comentó anteriormente y se da por el aumento del tamaño del electrolizador que puede ayudar a captar la energía renovable extra que es invertida en el sistema. Ahora, la razón de su saturación, se puede verificar por la no posibilidad de inversión extra en el crecimiento del electrolizador que tiene como consecuencia un no requerimiento extra de energía para los equipos.

Con respecto a los últimos resultados obtenidos, lo que se busca demostrar con la muestra de estos es en que nivel más de CAPEX se puede permitir extra, gracias a las exportaciones de hidrógeno con su excedente monetario, para ello, se toma como referencia el caso presentado en la sección de almacenamiento, donde con un CAPEX de 200 y 175 [USD/kW] para el electrolizador y celda de combustible, respectivamente, sin posibilidad de exportación, donde las inversiones son nulas. Y así, al momento de cambiar la modalidad habilitando la exportación a 1.4 [USD/kg] y aumentando de forma controlada el CAPEX, se puede apreciar como casos donde sin la exportación presentaban no rentabilidad, pasaron a serlo gracias a las ventas externas.

Lo anterior se confirma analizando el caso de los 200 y 175 [USD/kW] de CAPEX, donde sin exportación se tenía no rentabilidad, pero al momento de habilitar la exportación de hidrógeno en un precio de 1.4 [USD/kg], el sistema pasa a ser rentable, presentando operación del hidrógeno. Cabe destacar, que la inversión dada, no es menor al mismo tiempo, para el electrolizador es de un valor de 428.82 [MW], mientras que en la celda de combustible es de 127.72 [MW].

7.5.4. Conclusiones generales del caso reducido

En primer lugar, se tiene para el caso de la exportación de hidrógeno (funcionamiento únicamente del electrolizador), que en el caso de aplicar una inversión con un CAPEX de 600 [USD/kW], se es capaz de tener una capacidad instalada importante en el sistema, produciendo una cantidad de, a un precio bastante competitivo (donde la literatura asume que el valor de 2.5 [USD/kg] es el precio que se transa actualmente).

Cabe destacar también que el valor del CAPEX en este caso es bastante cercano a la realidad, donde la literatura afirma que en un período a corto plazo, debido a la industrialización del hidrógeno verde, el CAPEX se pronostique a valores cercanos a los 750 [USD/kW], sin

embargo para un resultado más fidedigno, es necesario analizar el caso multinodal con una mayor variedad en generación y demanda en un pronóstico a largo plazo.

Con respecto a la tesis propuesta a revisar, se comprueba su veracidad mediante los resultados obtenidos: En efecto, se da que los excedentes económicos que se tienen con la exportación de hidrógeno, son capaces de suplir en gran medida la inversión del CAPEX de los equipos del sistema que participan en el manejo del hidrógeno a largo plazo dentro de la caverna.

Sin embargo, el escenario de operación compartida se da bajo ciertas condiciones: En primer lugar, se debe tener que el precio de venta de hidrógeno debe ser superior al costo de producirlo, de esta forma se asegura que una inversión marginal extra del electrolizador cubrirá sus propios costos de inversión y operación (incluyendo los retiros de energía). Pero, el valor de precio de hidrógeno no debe superar al costo de oportunidad de almacenamiento y consumo del combustible, de lo contrario se tendrá como consecuencia que la exportación es una opción más rentable que el manejo del hidrógeno dentro de la caverna, dando como resultado que el sistema se dedique pura y únicamente a la exportación de hidrógeno anulando la inversión en la celda de combustible.

Con respecto al manejo de la estacionalidad de la demanda, debido a que se está trabajando un caso reducido que tiene un horizonte de evaluación de sólo un año, hace que la caverna no tenga la capacidad de analizar de buena forma como el almacenamiento de hidrógeno podría manejar el comportamiento estacional de la demanda permitiendo una mayor penetración de energías renovables. De forma que, para tener una mayor clarividencia de estos efectos en el sistema, es necesario el análisis de un caso más grande que se de en un horizonte de evaluación mayor.

Capítulo 8

Construcción del caso multinodal (Año 2030)

Como se mencionó en la sección anterior, se llegó a la conclusión sobre la necesidad de analizar un caso de estudio que tenga un tamaño mayor y que sea multinodal y así tratar de analizar los comportamientos de la penetración renovable en el sistema interconectado chileno y de como mediante el manejo del almacenamiento de hidrógeno, se podría permitir una ingreso más de estas tecnologías en el sistema. Además de localizar las zonas idóneas para la inversión de equipos de hidrógeno.

De forma que, para conseguir lo anterior, se explicará en este capítulo los detalles de la construcción de este caso, que asimismo como en el caso anterior, tendrá un horizonte de evaluación de 1 año, donde el período a evaluar corresponde al año 2030. Se mostrarán las capacidades que se tienen de cada tecnología de generación eléctrica, la cantidad y distribución de barras y líneas de transmisión y un valor estimado de demanda eléctrica y su comportamiento. Además mostrando cual es la metodología para la corrida de simulaciones.

Cabe mencionar, antes de entrar a presentar datos duros sobre el sistema modelado, que este se toma a partir de un caso armado y estudiado de AMEBA, de forma que todos los parámetros que se mostrarán a continuación, vendrán siendo propiedad de la empresa SPEC y no del autor de este trabajo de título.

8.1. Parámetros aplicados en el caso de estudio

En esta sección, se hará un listado de los parámetros y datos que son aplicados y modelados en el caso de estudio multinodal. Estos serán los siguientes campos: Los bloques horarios, el esquemático y la topología de la red, las demandas, la generación térmica, la generación hídrica, la generación renovable y lo que corresponde a los medios de almacenamiento de energía (centrales termosolares, tecnologías de bombeo y baterías). Por cada uno de estos parámetros, se explicitarán brevemente sus dimensiones y características ayudados de gráficos y/o figuras, para tener una idea de las dimensiones del sistema que se está modelando.

- **Bloques Horarios:** En primer lugar, es necesario explicitar y tener claro como se discretiza el tiempo a la hora de realizar las evaluaciones, para esto caso el año se divide

en 24 etapas, donde cada una de estas tiene un tiempo asociado de dos semanas. Además de esto, cada una de las etapas se divide en 24 bloques, donde cada uno de ellos tiene una duración de 15 horas aproximadamente, de forma que, realizando la sumatoria da un resultado de 2 semanas, estos valores van variando, dependiendo de cual sea la etapa que se tenga, así las etapas condicen precisamente con las fechas en tiempo real.

- **Esquemático de la red:** El sistema multinodal con el que se trabajará cuenta con un total de 39 barras divididas desde la localidad de Iquique en el norte del país, hasta el sur en Puerto Montt, con 82 líneas de transmisión que las interconectan. Para tener una idea aproximada de la ubicación geográfica, a continuación se presenta un esquemático monofásico del sistema modelado, con los principales nodos y líneas de transmisión.



Figura 8.1: Tipología de la red multinodal estudiada a largo plazo.

- **Demandas:** Con respecto a las cargas que se tienen en las demandas horarias en el sistema, existen un total de 470, que están repartidas dentro del sistema modelado. Se encuentran modelados demandas residenciales, industriales, electromovilidad, hidrógeno, calefacción, etc, representando un promedio aproximado de 13950 [MW] aproximadamente. A continuación, se presenta un gráfico que muestra el comportamiento en el año 2025 (de ahí vienen los 576 barras).

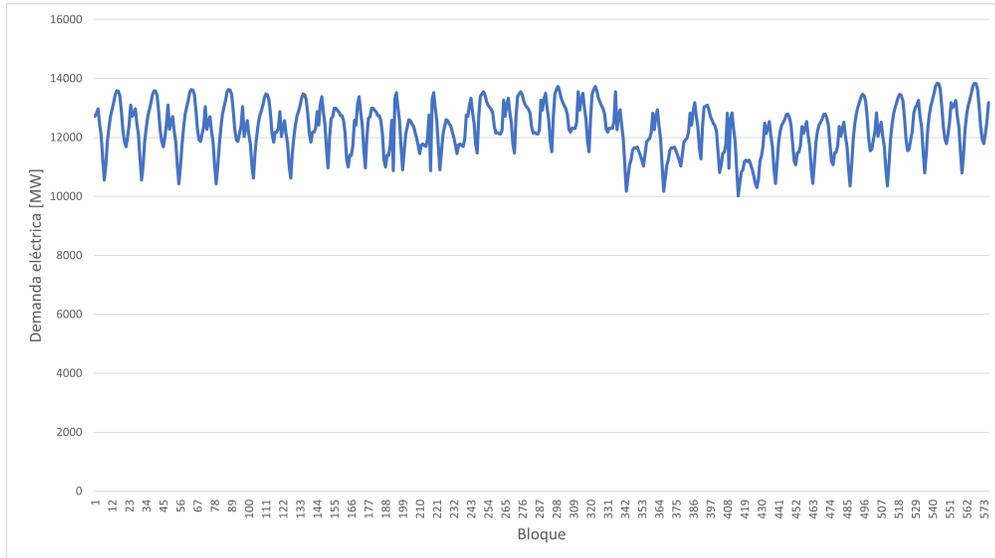


Figura 8.2: Característica de la demanda de la demanda por bloque durante el período de evaluación.

- Generación Térmica:** Con respecto a la generación de este tipo, se cuenta con una capacidad instalada de unos 10000 [MW] aproximadamente, donde se tienen diversos tipos de combustibles, dentro de los que están el Gas Natural, Carbón, cogeneración, Biomasa y Diesel, estos no se presentan como candidatos de inversión, sino que se consideran como centrales instaladas y tienen unos costos variables de generación de entre los 50 [USD/MWh] hasta los 250 [USD/MWh] (estos rangos son aproximados, recordando que se tiene biomasa).

Tabla 8.1: Resumen de la capacidad instalada por tecnología térmica para el caso multinodal.

	Potencia Instalada [MW]
Carbón	1782.2
Diesel	4376.4
Gas Natural	2935.0
Biomasa	721.0
Cogeneración	17.5
Total	9832.1

- Generación Hídrica:** Con respecto a la matriz hídrica que se modela en el caso de estudio, se cuenta con tres tipos de centrales, las que contienen embalse, las centrales en serie y las de pasada. Todas estas están repartidas en un total de siete cuencas donde, como parámetros de entrada, se tienen los afluentes de cada uno de los nodos dentro de la matriz, para que de esta forma se conecte la hidrología dada con su generación

Tabla 8.2: Resumen de la capacidad instalada por tecnología hídrica para el caso multinodal.

	Potencia Instalada [MW]
Embalse	4178.9
Pasada	2162.8
Serie	1036.5
Total	7378.2

A continuación, se presenta una figura que muestra dos de las siete cuencas modeladas, con el fin de enseñar el tipo de cuencas que se modelaron. Cabe destacar, que estas dos cuencas son pequeñas en comparación con las que se tomaron en AMEBA, pero por razones del tamaño y la resolución de la imagen se decidió por presentar estas.

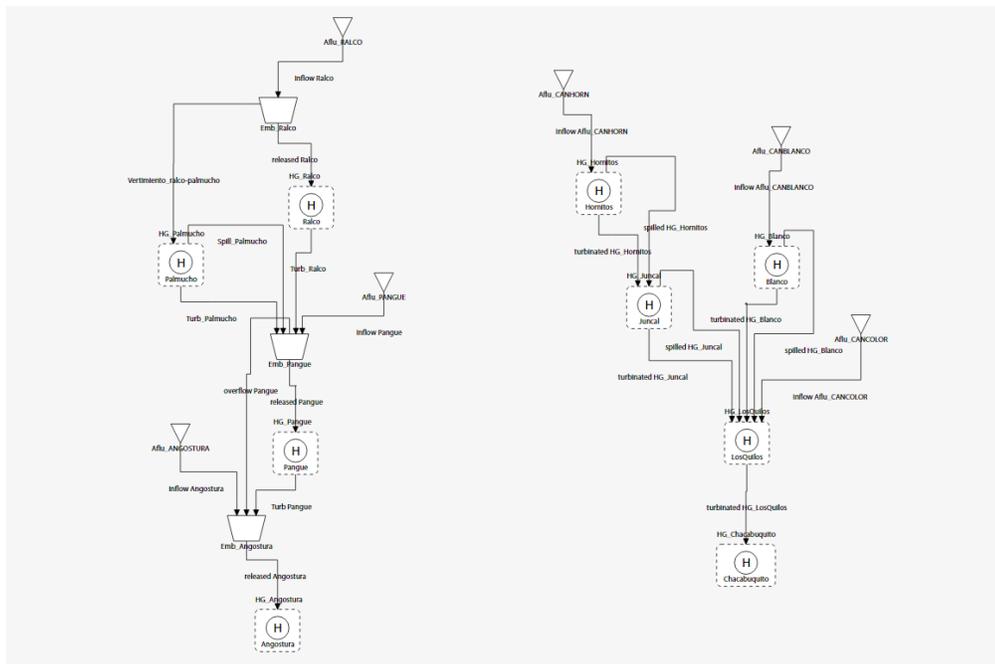


Figura 8.3: Dos de las siete cuencas modeladas en Julia en base a AMEBA.

- Generación Renovable:** Con respecto a este tipo de tecnologías, como se mencionó anteriormente se tienen de tres tipos: Geotérmicas, Solares fotovoltaicas y Eólicas. Estas están asociados a un perfil de generación que determina su estocasticidad, a excepción del caos de las generadoras geotérmicas, que son modeladas como una central térmica, esto quiere decir, que están con una potencia máxima que depende de su inversión y es mediante el despacho como se define su generación. A continuación se presentan las proyecciones de CAPEX de las tecnologías, además de unos ejemplos de la estocasticidad que tienen los perfiles solares y eólicas de una etapa.

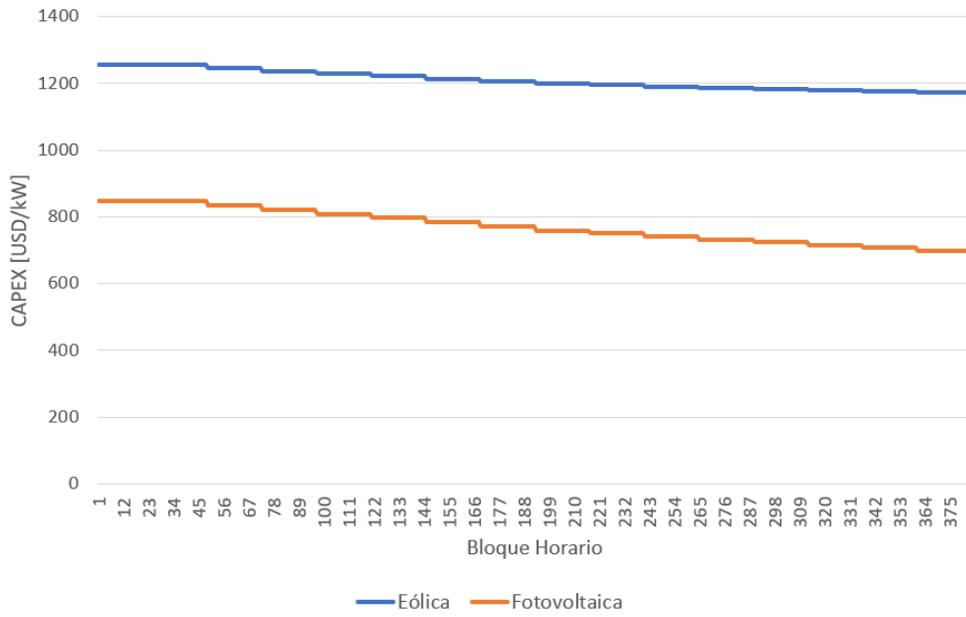


Figura 8.4: Proyección del CAPEX de tecnologías solares y eólicas para el año 2025.

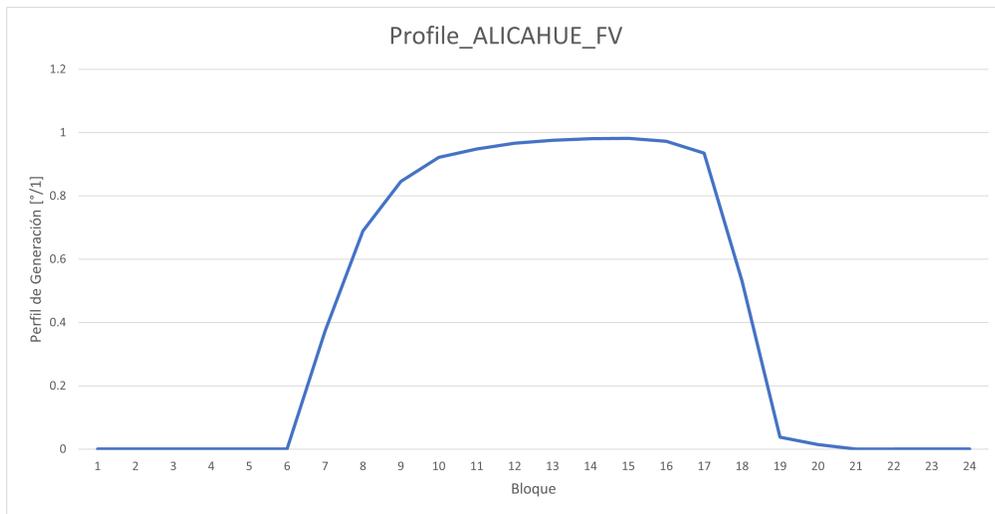


Figura 8.5: Perfil de generación solar de una etapa del modelo de Julia.

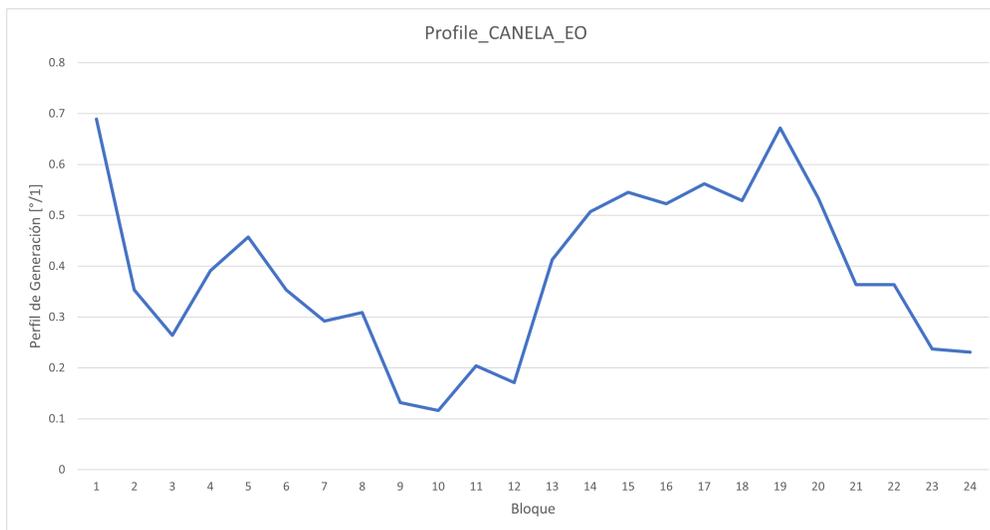


Figura 8.6: Perfil de generación eólica de una etapa del modelo de Julia.

Así, en términos de la capacidad total de generación que se puede tener, en cuanto a la generación geotérmica, se tiene una posibilidad de inversión de 1780 [MW], que están repartidos en un total de 12 centrales a lo largo del sistema modelado. En cuanto a la capacidad eólica, se cuenta con 25200 [MW] que están contenidos en 107 parques. Y finalmente, para la tecnología Solar, se tienen que la posibilidad de inversión se tiene para unos 94700 [MW], que se encuentran en 416 centrales.

Es necesario recalcar que prácticamente la totalidad de las capacidades de potencia mencionadas en el párrafo anterior, se perciben dentro del sistema como candidatos a inversión.

- Almacenamiento de Energía y tecnología CSP:** Finalmente, con respecto a este tipo de generación - almacenamiento, se cuentan con tres tipos de tecnologías: Las termosolares, las centrales de bombeo y las baterías de almacenamiento energía (Litio por ejemplo). con respecto a la primera mencionada, este participa como generación al mismo tiempo que almacena, por ello, se le asocia un perfil de generación solar para que de esta forma pueda generar incluso cuando el perfil marca 0. Así la cantidad de centrales disponibles, corresponden a 22 que están repartidas en el sistema. Por su parte, las centrales de bombeo son 8 y finalmente, se cuenta con 78 bancos de baterías para realizar el procedimiento de manejo del almacenamiento de energía, así como en el caso de las energías renovables, este tipo de almacenamiento participa como candidatos de inversión, es decir, la potencia disponible no es fije y se determina mediante una variable de inversión.

8.2. Adición del modelo de despacho

Ya con las dimensiones del sistema eléctrico multinodal claro, es necesario explicitar el proceso final que realiza en el modelo de simulación que fue proporcionado por SPEC. Este proceso, consiste en realizar el despacho de los generadores, supliendo la demanda en cada uno de los bloques horarios del sistema, utilizando como resultado las potencias máximas

dadas en el modelo de expansión que fue explicado en las páginas anteriores.

Así, recordando cuales son los datos que se tienen como outputs en el modelo de expansión programado, se tiene todo lo relacionado con la operación del sistema, es decir, los costos marginales en el horizonte de evaluación, la producción eléctrica de cada generadora, etc. Y estos serán usados como inputs del modelo de despacho.

Lo anterior dicho, en términos más específicos, se refiere a que se redefinen las potencias máximas en potencia de cada uno de los equipos que son candidatos a inversión en el sistema, así cada una de las generaciones quedan limitados por la variable de inversión y el hecho de que sean candidatos a invertir más capacidad deja de tener sentido debido a que es un parámetro ya definido. esto se muestra en detalle en la siguiente imagen.

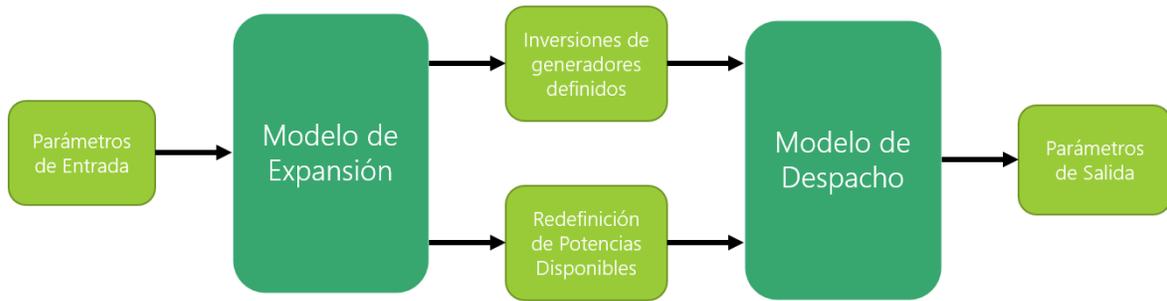


Figura 8.7: Esquemático del diagrama de flujo del modelo de Despacho realizado.

De forma que con las potencias máximas por generadora definidas, se plantea el modelo de optimización, de forma bastante similar a como se definió el de expansión, esto equivale a que la función objetivo y las restricciones del modelo de optimización son idénticas, con la salvedad de que en la función objetivo, no se toman en cuenta las inversiones, debido a que, como ya se mencionó, no son aplicables en este punto del modelo. Por su parte con las restricciones, las variables y expresiones relacionadas con la inversión, quedan fuera del modelo.

Es necesario recalcar que, el problema de optimización que define al proceso del despacho, se subdivide en una cierta cantidad de problemas de despacho, que están definidas por el usuario indicando la duración (en etapas) de cada uno de estos casos, de forma que el gran problema de expansión definido al principio, es dividido en estos subproblemas de optimización que corresponderán al despacho.

El modelo de despacho antes mencionado resulta en una operación de cada una de las generadoras conectadas al sistema, con tal de que supla la demanda energética del sistema, con tal de que se tenga la solución más óptima económicamente hablando. Esto equivale a resolver el siguiente problema de optimización que será explicado en las siguientes líneas:

$$\min : \sum_n^N \sum_b^B \sum_g^G (C_{inv} \cdot P_{g,n,b} + C_{op} \cdot P_{g,n,b} \cdot HB_{n,b}) \quad (8.1)$$

En la expresión anteriormente expuesta, se tiene C_{inv} como los costos de inversión de cada una de las generadoras, este valor está ponderado por la potencia despachada de las unidades. Luego, se suman los costos operacionales de generación, que se ven representados por los OPEX asociados a cada unidad ponderados por la potencia que resulta del despacho, finalmente multiplicada por la cantidad de horas que se tienen en el bloque presente.

Luego, a continuación a forma de referencia, se listarán todas las restricciones que se tienen en el modelo de despacho, que servirán de base para el acople de las ecuaciones mostradas en secciones anteriores.

1. **Balance Nodal:** Mediante estas restricciones, se asegura que todas las potencias despachadas en cada uno de los nodos del sistema, son capaces de suministrar las demandas en cada uno de los bloques horarios. Esto considerando también los flujos de entrada y salida de potencia a través de las líneas de transmisión.
2. **Almacenamiento:** A través de estas restricciones, se permiten las reservas de energía en baterías y tecnologías CSP, permitiendo un manejo horario a través de los bloques definidos.
3. **Planificación:** Con esto, se asegura que las inversiones en capacidad extra de generación tengan sentido lógico, vale decir, que las potencias máximas definidas tengan la posibilidad de aumentar de valor a medida que se avanza en los bloques horarios, verificando que estos valores sólo vayan en aumento.
4. **Límites lógicos de variables:** Finalmente, con esta restricciones, se les da cotas mínimas y máximas a cada una de las variables que participan en el problema de optimización, con tal de que la solución a obtener tenga sentido físico.
5. **Restricciones Hídricas:** Estas cumplen con la función de que todas las centrales que tengan este tipo de tecnología, cuenten con una operación que este concorde a las hidrologías presenten en el bloque horario simulado.

8.2.1. Detalles a considerar del Modelo de Despacho

Ahora, antes de proseguir y entrar de lleno a explicar las simulaciones que se realizarán con el caso multinodal, es necesario hacer hincapié en un punto que se debe tener en cuenta si se quiere analizar el almacenamiento de hidrógeno, para luego ser consumido en la celda de combustible.

Es necesario recordar, que hasta el momento se han expuesto casos que solamente tienen un horizonte de evaluación de un año, de forma que no se ha analizado un posible escenario de almacenamiento de hidrógeno dentro de cavernas para un período de tiempo más elevado, de forma que resolver el modelo de despacho en un subproblema anual, no debería haber generado alguna diferencia en términos de resultados entre expansión y despacho.

Sin embargo, es necesario recalcar que es bastante probable que aparezcan diferencias importantes a la hora de ejecutar un caso mayor a cinco años, sobre todo porque a nivel

de expansión, cuando se mira todo el horizonte de evaluación como un gran problema de optimización, se manejará la masa de hidrógeno de una forma determinada optando por un almacenamiento a un plazo mucho más alejado, mientras que si se subdivide el problema de despacho de forma anual, se tendrá como resultado un manejo estacional, donde la caverna de sal se vaciará a final de año. Esto debido a que naturalmente, el sistema tratará de minimizar los costos anuales y exportando o consumiendo todo el hidrógeno disponible es un costo de oportunidad muy atractivo en ese caso.

8.3. Simulaciones del caso Multinodal

Para las simulaciones a largo plazo del sistema eléctrico chileno, se tratará de llegar a corroborar las conclusiones obtenidas en el caso reducido analizado en páginas anteriores: Esto quiere decir que se tratará de verificar que, para el caso multinodal, las ganancias provenientes de la exportación de Hidrógeno, pueden llegar a solventar y hacer rentables casos de estudio que no lo eran sin las ventas externas, fomentando así la inversión tanto del electrolizador como de la celda de combustible.

Sin embargo, el problema en este punto no es tan sencillo de analizar como antes y esto se debe por dos principales aristas que complejizan los resultados. En primer lugar se debe a que el sistema pasa a ser multinodal, con limitación de transmisión en las barras, lo que abre las preguntas de en qué ubicación del país es conveniente instalar los equipos desde un punto de vista económico. Y la segunda arista viene dada debido a que el hecho de que se tenga una proyección tan profunda, lo que cierra la puerta del análisis de los equipos a un CAPEX fijo, y esto se debe a que, debido a que la tecnología PEM, como se trata de una tecnología naciente, es natural que sus costos de inversión sean tan elevados y como en el mercado de la energía la mayoría de los rubros son economías de escala, no es de sorprender que esta también lo sea.

De forma que, para abordar y analizar este caso realista a analizar atacando las dos aristas antes mencionadas. En primer lugar, se realizará la creación no solamente de un par electrolizador - Celda de combustible, para abordar la producción de hidrógeno, sino que se analizará en varios puntos claves del sistema interconecta a lo largo del país, dicha lista de barras se dará a continuación, y en cada uno de los equipamientos disponibles se tendrá la posibilidad de inversión sin límites (así para verificar el nivel hasta que se podría invertir de electrolizadores), tanto para el electrolizador como la celda de combustible. Todas estas barras fueron seleccionadas teniendo en cuenta su cercanía con la costa, esto para asegurar la disponibilidad de agua como recurso primario para el sistema.

1. Lagunas
2. Crucero
3. Parinas
4. Maitencillo
5. Pan de Azucar

6. Polpaico
7. Quillota
8. Lo Aguirre
9. Charrúa
10. Puerto Montt

8.3.1. Proyecciones de Costos de Inversión

Ahora, debido a que, como ya se mencionó, se necesita tener una proyección de costos de inversión para los años donde se evalúe el sistema. Para esto se utilizarán datos del estado del arte ([23], [24]) para la construcción de los vectores de costos marginales. Lo siguiente a presentar son los datos mostrados en las bibliografías que presentan la proyección de los costos de inversión para las tecnologías de electrolizadores y de celdas de combustibles para los próximos 20 años.

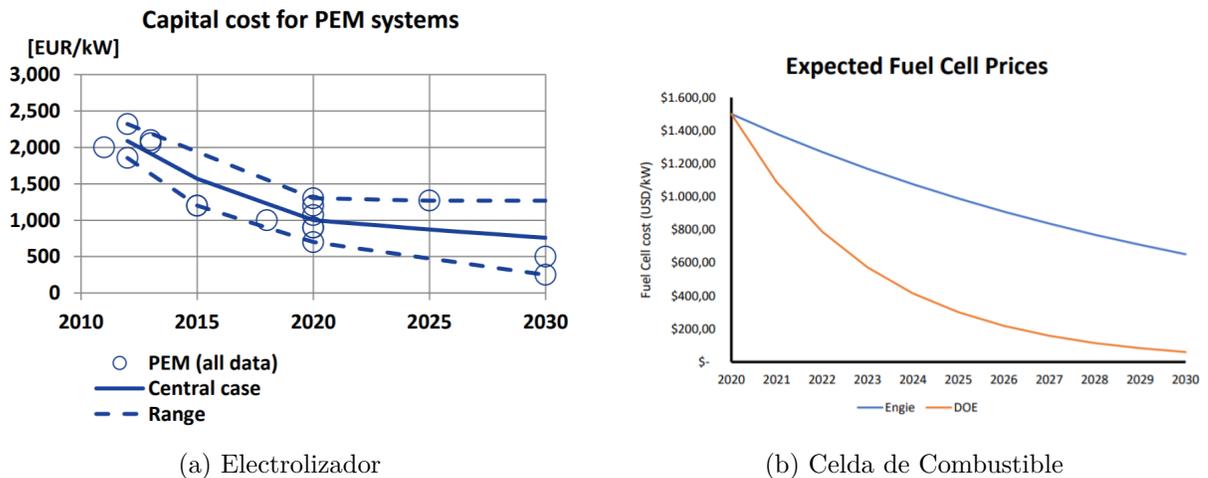


Figura 8.8: Proyección de Costos de Inversión al 2030 para equipos de Hidrógeno

Así, se puede tener como conclusión a partir de estos dos gráficos, que si bien las tecnologías de Electrolizadores y de Celdas de Combustibles, por ahora, están en un rango de precio bastante elevado (750 [USD/kW] para el electrolizador y 1050 [USD/kW] para la celda de combustible, aproximadamente) [23], [24], esto se debe a su temprano desarrollo industrial (son muy pocas las plantas de tecnología PEM que trabajan a un ritmo industrial). De forma que, es natural pensar que una vez industrializada la cadena de valor del hidrógeno verde, los valores de inversión de los equipos decaiga de forma drástica, debido a que corresponden a economías de escala.

Continuando, la bibliografía afirma que los valores estimados que pueden tomar como costos de inversión, los equipos a manejar en el sistema, son del orden de los 200 [USD/kW], de forma que la duda radica en qué año se tendrá un nivel de inversión a estos costos. Así, debido

a la incertidumbre que se tiene al respecto, se analizarán tres escenarios posibles: El primero donde se tiene que se llega al valor de CAPEX industrial al 2030, el segundo escenario donde se asume este valor en el 2035 y el tercer y último escenario donde se consigue en el 2040.

De forma que, para simplificar el modelo, se tomará como referencia el precio actual al año 2021 de electrolizadores y celdas de combustible, que recordando, corresponden a valores de 750 y 1050 para electrolizadores y Fuel Cells respectivamente, así se dará un decrecimiento lineal hasta el valor de 200 [USD/kW], para luego mantenerse constante en dicho valor (dado que es el punto industrializado de las tecnologías estimado), así los tres escenarios definidos se determinarán para tres posibles años donde se alcance el valor antes mencionado, el escenario 1 asumirá que pasa en el año 2030, el segundo en el año 2035 y el tercero en el 2040. Esto se representa en el siguiente gráfico a continuación.

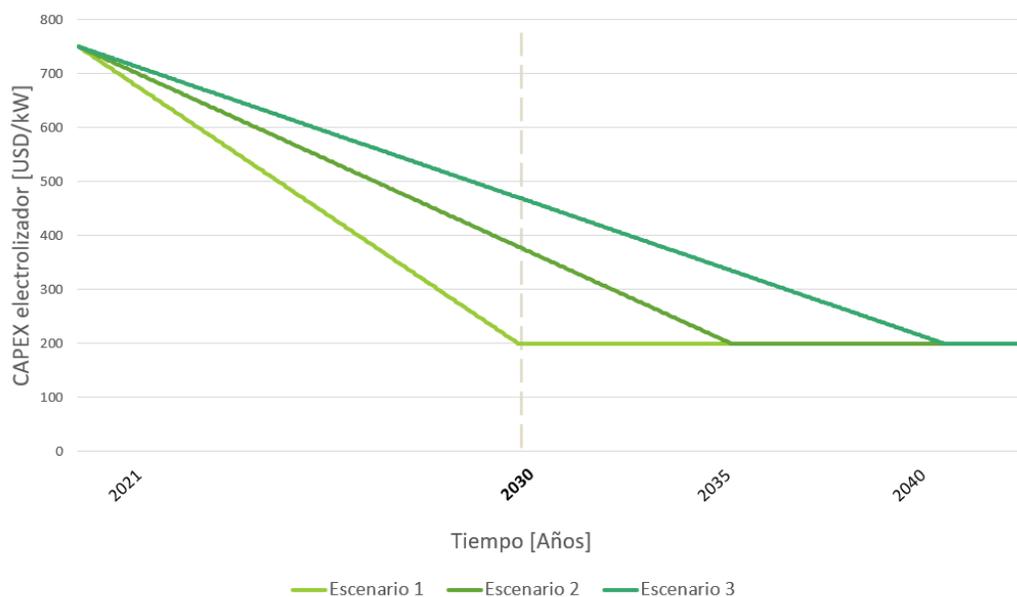


Figura 8.9: Proyección de CAPEX hasta el año 2040 para el electrolizador.

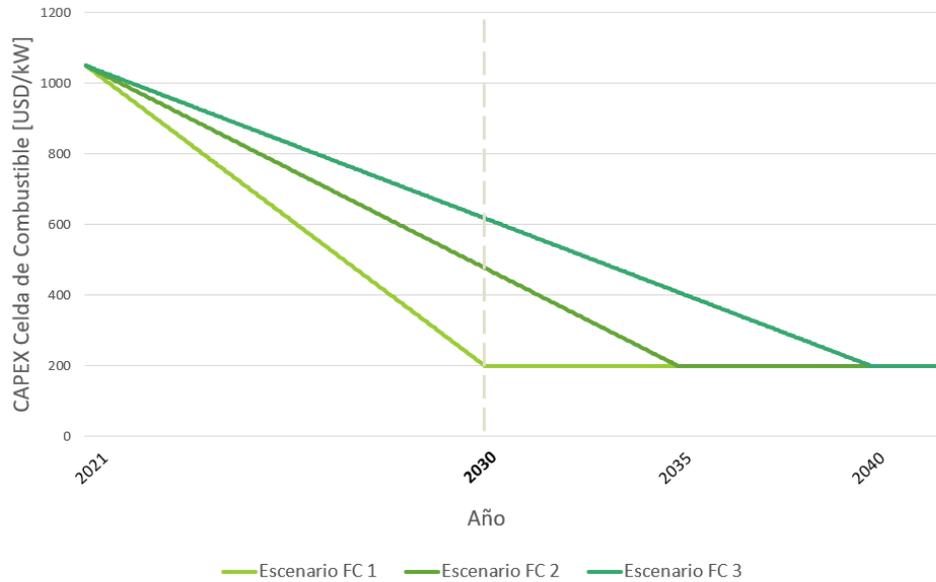


Figura 8.10: Proyección de CAPEX hasta el año 2040 para la celda de combustible.

Ahora, dado que la evaluación se realizará en el año 2030, que viene siendo una proyección a 10 años a partir de ahora, el procedimiento que se dará, será el tomar los vectores de inversión de CAPEX de los dos elementos (electrolizadores y celdas de combustibles) en el punto de la etapa de estos mismos que corresponda al año en cuestión. Esto resulta en los siguientes valores que se presentan en la siguiente tabla a continuación.

Tabla 8.3: Escenarios de Inversión para el 2030 de CAPEX

	Elec [USD/kW]	FC [USD/kW]
Sce 1	200	200
Sce 2	379	477
Sce 3	470	618

8.4. Resultados de Exportación

En primer lugar, se mostrarán los costos marginales de la corrida del caso base, esto para tener una idea de cuál el mix de las tecnologías que participan a lo largo del año de evaluación, mediante una predicción del valor máximo de los costos marginales que se tienen en cada bloque.

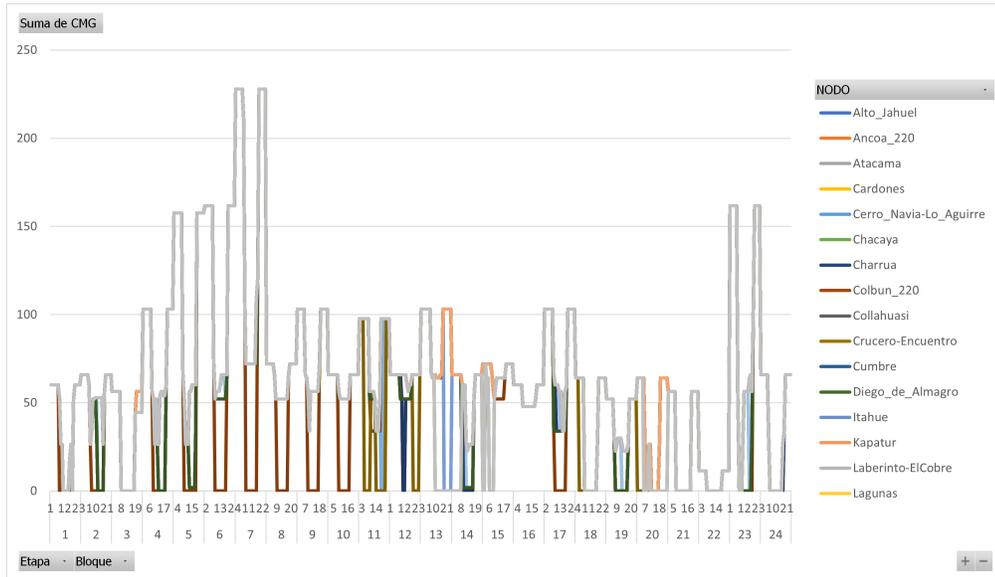


Figura 8.11: Costos Marginales del caso multinodal de las distintas barras presentadas.

Con el caso base claro, se procederá a continuación a exponer los resultados obtenidos de diversas simulaciones con tecnologías de hidrógeno inmerso en el sistema eléctrico chileno. Más en concreto, en esta subsección, se expondrán los resultados que están relacionados con las exportaciones de hidrógeno, sin considerar la posibilidad de almacenamiento del combustible dentro de la caverna.

Así, como ya se mencionó anteriormente, se aplicarán los tres escenarios de inversión, en primer lugar, se expondrán las inversiones totales de electrolizadores.

Tabla 8.4: Inversiones de electrolizador para distintos escenarios de exportación de hidrógeno

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Precio Exp [USD/kg]	Elec [MW]	Elec [MW]	Elec [MW]
1.5	372.78	0	0

Así, se puede apreciar como sólo se tiene inversiones en el escenario 1 (más optimista), llegando a un nivel total de unos 372.78 [MW] para los electrolizadores totales. Ahora, se expondrán las inversiones renovables que se tienen por escenario, pero, es de suponer que en los casos 2 y 3 no se tenga ninguna inversión adicional con respecto al caso base.

Tabla 8.5: Inversiones renovables para distintos escenarios de exportación de hidrógeno.

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Solar [MW]	1248.47	708.62	708.62
Eolica [MW]	7199.10	6848.36	6848.36
Total [MW]	8447.57	7556.99	7556.99

Ahora, con estos resultados, si bien se tiene una visión de la inversión para este precio competitivo de venta de hidrógeno, esto resulta en una inversión relativamente pequeña para poder realizar una predicción de en qué región del país resulta más conveniente una instalación industrial de electrolizadores, de forma que, para tener una mayor clarividencia al respecto, se realizará un aumento paulatino del precio de exportación con los valores de CAPEX del primer escenario de evaluación dado (debido a que fue el único rentable de los evaluados).

Tabla 8.6: Inversiones de Electrolizador total en los distintos precios de venta de hidrógeno.

Precio Exp [USD/kg]	Elec [MW]
1.5	372.78
1.6	525.88
1.7	846.95
1.8	1214.87
1.9	1608.33
2	4262.21

Así, cuando se configura el sistema con un valor de exportación de 2 [USD/kW], ya se tendrá en la red un nivel aceptable de inversión de electrolizadores para visualizar en qué sectores del país es más conveniente la inversión de los equipos, esta información se presenta en la siguiente imagen y tabla (en esta última, los datos están ordenados de norte a sur).



Figura 8.12: Inversiones a lo largo del país de electrolizadores.

Tabla 8.7: Inversiones de Electrolizadores en las distintas localidades de Norte a Sur.

Electrolizador	Inversión [MW]
PEM_Parinas	2036.29
PEM_Lagunas	614.053
PEM_Crucero	613.60
PEM_Maitencillo	453.33
PEM_PanAzucar	0
PEM_Quillota	0
PEM_LoAguirre	0
PEM_Polpaico	0
PEM_Charrua	0
PEM_PtoMontt	544.93

Al mismo tiempo, para revisar en qué nivel se ven afectadas las emisiones de CO_2 con la presencia de los electrolizadores en el sistema, a continuación se presentan la comparación de las emisiones totales y por etapa para cada uno de los escenarios antes revisados.

Tabla 8.8: Emisiones de CO_2 para distintos precios de exportación de hidrógeno.

Escenario	Emisiones [mill. ton]
Caso Base	8.02
1.5 USD/kg	7.94
1.6 USD/kg	7.94
1.7 USD/kg	7.89
1.8 USD/kg	7.87
1.9 USD/kg	7.80
2 USD/kg	7.79

Ahora, finalmente, se mostrarán las generaciones térmicas totales en términos de energía generada (hablando de térmica se refiere a tecnologías en base a Carbón, Diesel, Cogeneración, Biomasa y Gas Natural), esto dentro de las veinticuatro etapas del horizonte del sistema.

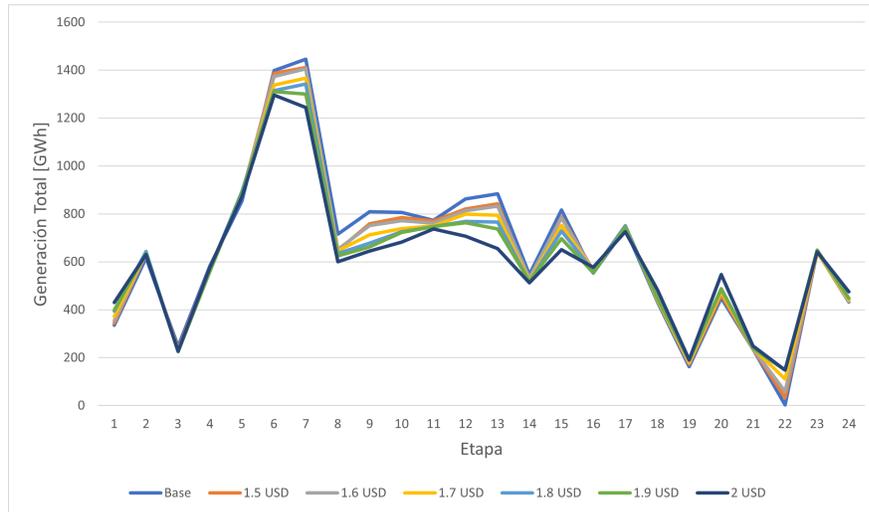


Figura 8.13: Generación Térmica durante el año de evaluación para distintos escenarios de exportación de hidrógeno.

8.5. Resultados de Almacenamiento

En este caso, se expondrán los casos de almacenamiento de hidrógeno, vale decir, sin la posibilidad de realizar exportaciones de hidrógeno y con la cadena de valor que conlleva en generar el hidrógeno en el electrolizador, para luego almacenarlo dentro de la caverna de sal y finalmente consumirlo después de un tiempo en una celda de combustible.

Así, a continuación, se presentarán las distintas inversiones que se tienen en los equipos relacionados con el almacenamiento y consumo de hidrógeno, vale decir, electrolizadores y celdas de combustible, en los tres escenarios de inversión antes mencionados.

Tabla 8.9: Inversiones de los equipos de hidrógeno para los tres escenarios.

Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3	
Elec [MW]	FC [MW]	Elec [MW]	FC [MW]	Elec [MW]	FC [MW]
379.68	291.78	0	0	0	0

Así, se puede comprobar que solamente en el escenario 1, con los equipos ya en su valor de CAPEX de inversión más industrializado, así, a continuación, de la misma forma que se hizo con el caso de los resultados relacionados con la exportación de hidrógeno, se mostrarán las distintas inversiones de tecnologías renovables para el caso de los tres escenarios. Ahora, es de esperar que en los escenarios 2 y 3, se tenga un mismo valor de inversión renovable, esto debido a que tienen una nula inversión de electrolizadores y celdas de combustible, de forma que deberían tener la misma configuración dentro de la generación.

Tabla 8.10: Inversiones renovables para los tres escenarios evaluados.

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Solar [MW]	1344.5	857.1	857.1
Eolica [MW]	6752.3	6673.0	6673.0
Total [MW]	8096.9	7530.0	7530.0

También, de la misma forma anterior (casos de exportación), se expondrán las distintas emisiones que se tienen de CO_2 durante todo el horizonte de evaluación del sistema eléctrico, esto para los dos casos de interés, el caso base y el primer escenario (caso donde se tuvo inversión de equipos para el manejo de hidrógeno dentro del sistema). Del mismo modo, se presentarán las generaciones térmicas para los casos mencionados.

Cabe destacar que, para estos resultados, se mostrarán también un caso adicional más donde los CAPEX de inversión de los equipos se reducirán a 175 [USD/kW], esto con el fin de notar con mayor claridad como se ven afectadas las emisiones de CO_2 con una presencia más fuerte de los equipos que participan en el almacenamiento del hidrógeno.

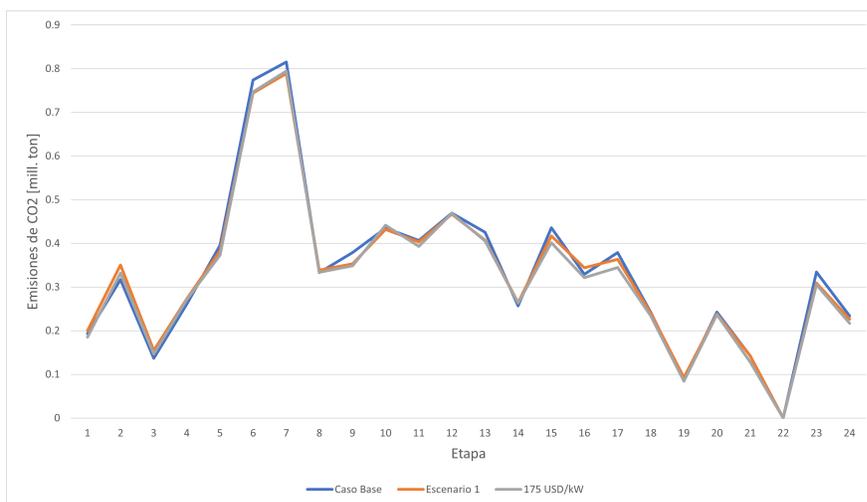


Figura 8.14: Emisiones de CO_2 para el caso de almacenamiento y consumo de hidrógeno.

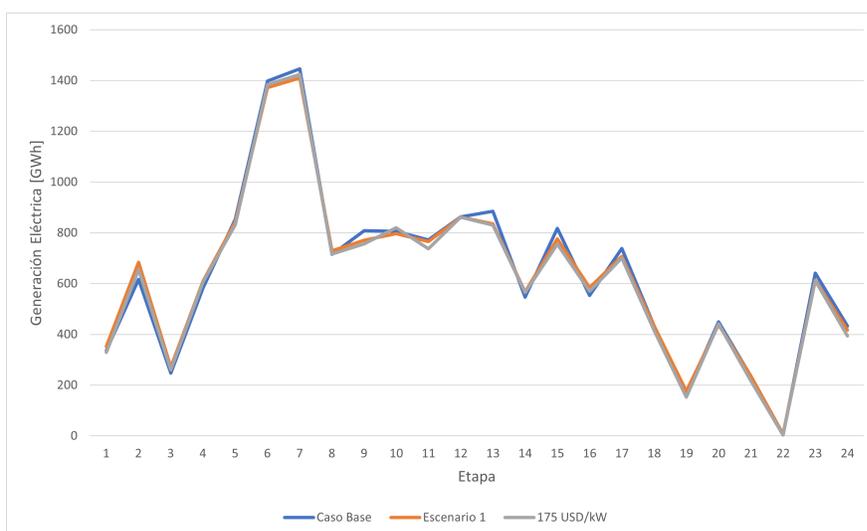


Figura 8.15: Generación Térmica para los distintos casos de Almacenamiento de Hidrógeno.

Tabla 8.11: Emisiones y generación térmica anuales para los distintos casos de Almacenamiento.

	Emisiones [mill ton]	Generación Térmica [GWh]
Caso Base	8.03	15345.42
Escenario 1	7.94	15258.79
CAPEX 175 [USD/kW]	7.78	15038.08

8.6. Resultados de Operación Compartida

Ahora, mediante estos resultados se tratará de comprobar la hipótesis de que si a través de la exportación de hidrógeno a cierto precio conveniente, es posible realizar una subvención de los costos de inversión de los equipos utilizado y de forma que se pueda tener una presencia más fuerte de los productores del combustible, así, el procedimiento a realizar, será el mismo que se dio en el caso reducido: Partir desde un caso determinado de inversión en almacenamiento (que en este caso será el del escenario 1 de la sección anterior), para luego comenzar a introducir exportación de hidrógeno para ver que ocurre con las inversiones de los equipos en el sistema.

Así, las distintas inversiones para los distintos casos dados, se muestra en los siguientes gráficos y tablas.

Tabla 8.12: Inversiones de electrolizadores y celdas de combustible para distintos escenarios de operación compartida.

Precio Hidrógeno	Escenario 1	
	Electrolizador	Fuel Cell
0 USD/kg	379.68	291.78
1.1 USD/kg	350.10	218.05
1.2 USD/kg	420.49	294.26
1.5 USD/kg	400.16	17.31

Ahora, con estos resultados expuestos, se pasará a presentar las inversiones renovables dentro del sistema en cada uno de los cinco casos antes mostrados, esto ayudados con una tabla y un gráfico.

Tabla 8.13: Inversiones renovables para los distintos casos de operación compartida.

	Esc 1	Esc 1 (1.2 H)	Esc 1 (1.1 H)	Esc 2	Esc 3
Solar [MW]	1326.38	1367.48	1206.16	708.62	708.62
Eolica [MW]	7236.04	6777.27	6792.14	6848.36	6848.36
Total [MW]	8562.43	8144.76	7998.30	7556.99	7556.99

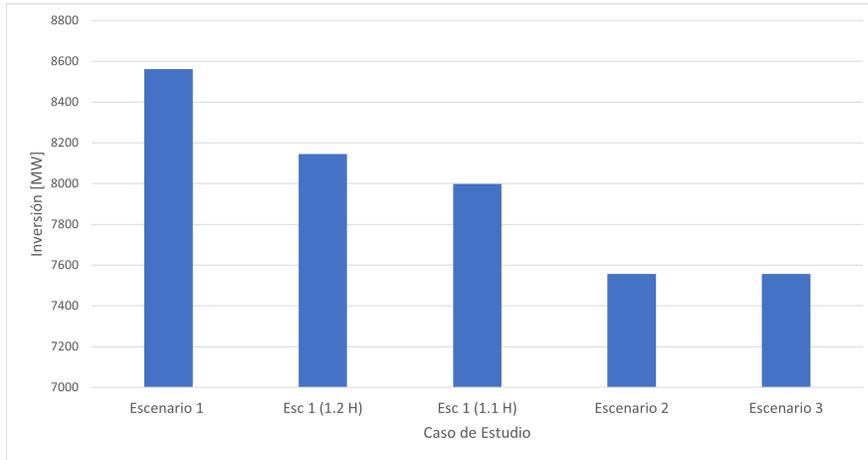


Figura 8.16: Inversiones Renovables para varios escenarios de operación compartida.

Capítulo 9

Análisis de los Resultados (Caso Multinodal)

Ya con los resultados expuestos en la secciones anteriores para el caso multinodal en el año 2030, se esta en condiciones de realizar los análisis en torno a estos mismos, de forma que así mismo que en el caso reducido se iniciará exponiendo los análisis que sean individuales para cada una de las cadenas de valor del hidrógeno, para terminar con análisis a nivel global de las simulaciones realizadas.

9.1. Análisis de Casos de Exportación

Con respecto a esta cadena de valor, se tiene en primer que solamente se invierte en el primer escenario de inversión (más optimista), y sólo lo hace para un valor que no tiene la impresión de ser tan alto (380 [MW]), sin embargo, se debe destacar que esto se da para un valor de exportación de 1.5 [USD/kg] que pese a ser competitivo, puede aspirar a ser un poco más elevado en la proyección que este valor.

De hecho, en el momento en que se inicia un aumento paulatino del precio de exportación de hidrógeno, el sistema aumenta la inversión del electrolizador llegando a un valor bastante elevado de 4.2 [GW] aproximadamente, dejando en evidencia la alta rentabilidad y posibilidad de inversión que tiene esta cadena de valor.

Ahora, aprovechándose de esta alta inversión en el caso de 2 [USD/kW] de venta de hidrógeno, se puede apreciar como la expansión masiva de electrolizadores se concentra en el norte de Chile, en concreto en las barra de Parinas, Lagunas, Crucero-Encuentro y Maitencillo, dejando claro que cualquier intento de industrialización de exportación de hidrógeno, tendrá una mayor rentabilidad en este sector.

Esto se da principalmente por la alta presencia de posibilidad de inversión de tecnologías renovables (solar CSP y fotovoltaica y eólica), de forma que cualquier excedente de energía que necesite el electrolizador para funcionar, se obtendrá mediante la inversión y funcionamiento de tecnologías verdes y baratas. Ahora, esto no será conveniente realizarlo en otra barra, donde no se tenga esta presencia, debido a que esto requeriría utilizar las líneas de transmisión para el transporte de la energía, lo que puede liderar a problemas de congestión, o peor de los casos, puede llevar a que el hidrógeno producido pierda su característica verde

al ya no ser alimentado por tecnologías renovables.

Cabe destacar la importante presencia de un electrolizador en la barra de la localidad de Puerto Montt, que pese a no tener una presencia importante de tecnologías solares como en el caso de los electrolizadores del norte, en esta barra se cuenta con un gran potencial eólico, lo que refleja la independencia de la exportación de hidrógeno, con las tecnologías provenientes del sol de forma exclusiva, sino que también puede ser generada donde la energía provenga de forma importante del viento.

Con respecto a las emisiones de CO_2 dados por el sistema, se tiende a la baja a medida que se aumenta el tamaño del electrolizador llegando a una reducción de 0.23 millones de toneladas del gas contaminante (con respecto al caso base). Esto nos indica dos cosas: La primera, es que la energía renovable invertida para solventar la demanda eléctrica de los electrolizadores no es netamente utilizada para la generación de hidrógeno, de lo contrario las emisiones de dióxido de carbono no se habrían visto afectadas. La segunda, es que a través de la inversión de electrolizadores, se fomenta la inversión de tecnologías renovables, así esta inversión extra ayuda a solventar la demanda eléctrica del bloque determinado, desplazando y dejando afuera a la generación térmica, de ahí la diferencia en las emisiones.

Esto se confirma mediante el gráfico 8.15, donde se puede apreciar que a medida de que el precio de exportación se aumenta (y por lo tanto las inversiones en el electrolizador también lo hacen), el perfil de generación térmica comienza a bajar, explicando lo anterior mencionado en el párrafo previo, haciendo evidente que la inmersión de la exportación de hidrógeno reduciría las emisiones de gases contaminantes. Esto sin contar con la reducción que se tiene de por sí, con el hecho de que el principal uso que se le da al hidrógeno es en la industria del amoníaco, de forma que si este se genera de forma limpia sin emisiones, se tendrá como resultado que este subproducto también lo hará.

9.2. Análisis de Casos de Almacenamiento

En primer lugar, con respecto a estos casos presentados, se tiene que sólo en el escenario 1, así mismo como en el caso de exportación, sólo cuando se tenga una inserción de CAPEX más optimista (cerca de los 200 [USD/kW]) es cuando el sistema decide en invertir en los equipos relacionados con el almacenamiento. Estando en un nivel de inversión de alrededor de los 380 [MW] para el electrolizador y de 290 para la celda de combustible.

Esta diferencia en los niveles de inversión se da principalmente por las eficiencias asociadas a los equipos que participan en el almacenamiento y consumo de hidrógeno, lo que reduce la necesidad de la celda de combustible debido a las pérdidas de energía que se dan en el proceso de generación y consumo.

También se tiene un aumento importante en las tecnologías renovables en el sistema, donde se aumentaron en 500 [MW] las inversiones solares y eólicas para alimentar estos equipos. Esto responde a la pregunta de como el sistema de UHS, puede ayudar al sistema a aumentar aún más la penetración renovable en el sistema. Debido a que si los electrolizadores están dispuestos a aumentar su capacidad, estos funcionarán con la energía más barata posible,

que proviene de estas tecnologías renovables que vierten su desprendimiento de carga hacia estos sistemas de almacenamiento de energía.

Ahora, con respecto a las emisiones de gases contaminantes, estas se ven reducidas de forma pequeña con el escenario 1 de inversión. Esto se debe principalmente a que el tamaño que el sistema invirtió no es lo suficientemente grande para notar una diferencia importante en este parámetro lo que finalmente se deriva en esta pequeña baja en la curva.

Sin embargo, esto se ve de forma más presente cuando se baja un poco el nivel de inversión del CAPEX de los equipos para permitir una mayor penetración de tecnologías de hidrógeno en el sistema, esto implica que participarán generaciones renovables para abastecer los electrolizadores y a su vez las celdas de combustible que retornarán la energía almacenada en el hidrógeno.

9.3. Análisis de Casos de Operación Compartida

Con los datos recién expuestos de esta cadena compartida de valor para el hidrógeno, una vez más, así mismo como en el caso del caso reducido, se comprueba la teoría a probar, esto corresponde a afirmar si las exportaciones de hidrógeno son capaces de solventar los CAPEX de inversión de los equipos que participan en la generación y consumo de hidrógeno.

Y esto se puede apreciar, comparando el caso del escenario 1 (con los equipos en precio industrializado de 200 [USD/kW]) donde se tenía una inversión de alrededor de 380 [MW] para el electrolizador y cuando se introduce la exportación de hidrógeno en el sistema, este tiende a invertir 50 [MW] totales más con un precio de venta de 1.2 [USD/kg] lo que se refleja en un 20% más de inversión que fue financiado por el excedente monetario proveniente de las ventas externas del combustible.

Ahora, es necesario recordar que, debido a la relativamente baja inversión que se tuvo de los equipos con el caso configurado, no se ve como un aumento importante los 50 [MW] extras que fueron financiados por la exportación de hidrógeno, no son para nada despreciables debido a que, como ya se mencionó representan cerca de un 20% más de inversión.

Como ya se vio en el caso reducido, este comportamiento de operación compartida, depende principalmente de la configuración del precio de venta, de forma que no es de extrañar la situación del caso de operación compartida a 1.5[USD/kg], donde la inversión de la celda de combustible es bastante baja, eso se debe a que el precio configurado está a punto de superar al costo de oportunidad de almacenar el hidrógeno y consumirlo en la celda de combustible y debido a la competencia que se da, el sistema comienza a disminuir la capacidad del equipo a este nivel tan bajo.

9.4. Análisis General

Finalmente, con respecto a los distintos escenarios de CAPEX que se tuvieron durante las simulaciones (para las tres cadenas de valor del hidrógeno), se tiene que solamente una

de ellas fue rentable para las configuraciones (asumiendo un precio de venta de hidrógeno competitivo de 1.5 [USD/kg]), que fue precisamente el más optimista, lo que viene afirmando de que a dicho precio competitivo, si se quiere una inversión fuerte, es necesario tener una industrialización y conocimiento bastante avanzados de las tecnologías de PEM para electrolizadores y Celdas de Combustible, esto para que se tengan CAPEX industrializados (meta de 200 [USD/kW]) y se pueda así tener los niveles de inversión aquí presentados.

Además, cabe destacar que a nivel general se tiene una relación entre la inversión del electrolizador que se tiene en el sistema, con la inversión extra que se da en los tecnologías renovables disponibles en las barra de conexión. Y se puede observar que la relación es de 1:3, vale decir, por cada unidad de inversión del electrolizador se tienen 3 unidades extras de tecnologías limpias. Esto principalmente se explica por la eficiencia asociada que se tiene con las tecnologías que se dan en el electrolizador, lo que reduce la energía disponible que se puede obtener del hidrógeno. Esto, se aumenta aún más si es que se utiliza una celda de combustible para devolver la energía al sistema, reduciendo aún más la eficiencia del ciclo.

Se recalca también los efectos de la opción que tiene este excedente de potencia renovable, que puede participar en el abastecimiento de la demanda, desplazando a las tecnologías térmicas en el despacho, aminorando así las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

Capítulo 10

Conclusiones y propuestas de trabajos futuros

Finalmente, recapitulando todo lo estipulado y presentado en este trabajo de título, se puede corroborar la hipótesis con la que se dio inicio a este documento: Es posible tener una configuración de caso donde se de operación compartida de las dos cadenas de valor del hidrógeno (exportación y almacenamiento subterráneo), donde se tiene que la ganancia monetaria proveniente de las ventas externas del combustible, subvencionará las fuertes inversiones de CAPEX de electrolizadores y celdas de combustibles.

En efecto, se vio, tanto en el caso reducido del sistema eléctrico chileno, como en el realista multinodal, que, con la presencia de la posibilidad de exportar el hidrógeno, el sistema tendía a invertir más equipamiento para potenciar la inmersión y circulación de hidrógeno dentro del sistema eléctrico. Esto bajo la condición de que el precio de venta del combustible, sea superior al costo de producción del mismo en el electrolizador, pero inferior al costo de oportunidad de almacenarlo dentro de la caverna para luego consumirlo en una celda de combustible.

También, se verificó el posible potencial que tiene la industria del hidrógeno en el país, donde incluso, en el caso realista, a cierto precio de exportación del combustible, se llegó a un nivel de inversión del electrolizador, bastante elevado, incluso alcanzando valores de los 4.2 [GW], dejando en claro que Chile tiene un nicho de mercado bastante atractivo y que si o si, tiene que incursionar en él, ahora que la tecnología está en vía de industrialización. De hecho, en Septiembre del año 2021, ya en la región de Magallanes se tuvo la primera molécula de hidrógeno sintetizada con un electrolizador, dando el punta pie inicial de la industria en el país.

De forma adicional, se comprobó mediante las simulaciones, cuáles son las localidades que son más propensas y donde resulta más rentable la instalación de equipamiento para el manejo de hidrógeno para el sistema eléctrico chileno. Y se llegó a la conclusión que esta zona es en el Norte Grande del país, sector que tiene un alto potencial renovable, para la inversión extra de recursos energéticos para ser destinados al consumo eléctrico del electrolizador, en específico, estos equipos deben ser instalados de forma ideal, en la misma barra de conexión donde se tenga la gran presencia renovable. Es necesario destacar también el potencial que se tiene en el sur del país debido al alto potencial eólico que allí se cuenta.

A su vez, se comprobó que la rentabilidad de la instalación de equipos destinados a la

exportación de hidrógeno, son altamente dependientes de dos variables: En primer lugar, de la compra de energía en la barra de conexión, que determinará en cierta medida cuál será el costo de producción de cada kilogramo de hidrógeno producido. De forma que, si estos costos bajan (por la alta presencia de tecnologías renovables), se tendrá como consecuencia que se podrá producir hidrógeno a bajo costo. La segunda variable, corresponde a los costos de inversión de los equipos, donde finalmente, son los ingresos monetarios del hidrógeno los que cubrirán el costo inicial, fijando así una buena parte de su costo de producción.

De la misma forma, para el almacenamiento, se tiene que su rentabilidad depende fuertemente de las inversiones iniciales de la misma forma que en el caso de la exportación de hidrógeno. Así, mientras más bajo el CAPEX inicial, más rentable será el operar los equipos involucrados en el almacenamiento. También en este caso, depende de la diferencia que existe entre los costos marginales en los distintos períodos de evaluación. Vale decir, si los costos marginales son bajos en cierta época del año, se puede almacenar una alta cantidad de combustible, que estará listo para ser consumido en una época donde los costos marginales sean altos, donde además se tendrá probablemente marginando una tecnología térmica que sea reemplazada por la celda de combustible, reduciendo las emisiones de CO_2 .

10.1. Propuestas para la continuación de investigaciones:

En esta última sección, el autor de este trabajo de título deja en constancia una especie de motivación para una continuación de esta investigación, con la finalidad de seguir aportando con conocimientos sobre la inserción de la tecnología de hidrógeno en Chile.

Ahora, en primer lugar, se debe recordar que en la sección de la revisión del estado del arte de este documento, se dejó en escrito un modelo de manejo del hidrógeno dentro de cavernas de sal utilizando como parámetro de almacenamiento la presión interna de esta misma, manejando de esta forma la dinámica de los compresores, pero como ya se mencionó, este modelo fue descartado, debido a la falta de datos que se tiene con respecto a las dimensiones internas que se tiene con respecto a las cavernas de sal que se tienen. Luego, si en futuro se contara con estos datos, sería posible aplicar esta modelación y así mismo, sería posible la replica de esta metodología aplicada en este trabajo de título aplicado con este modelo.

En segundo lugar, se sugiere, como potencial investigación, el análisis a largo plazo de esta tecnología. Vale decir, realizar simulaciones que tengan 15 años de duración aproximadamente para ver qué sucede con el sistema, cuando se tiene un manejo de la caverna de sal para un período tan extenso de evaluación del proyecto. Es necesario destacar, que este análisis no se desarrolló durante este trabajo de título, debido a la alta demanda computacional que tiene la corrida de un caso de tal magnitud, solo recalcando que el análisis de un caso multinodal con un año de horizonte de evaluación, tenía un tiempo de corrida de 1 día completo, los trabajos de simulación a ese nivel requieren un nivel de procesamiento mayor.

Otro análisis interesante, puede ser el de comparar distintas tecnologías de almacenamiento de hidrógeno para llegar a conclusiones de cuál tecnología es la más adecuada para un sistema eléctrico con la tipología que tiene el chileno. Aunque el desarrollado en este trabajo

de título, demuestra unos resultados bastante prometedores para el almacenamiento a largo plazo del hidrógeno.

Un caso que se cree necesario revisar a su vez corresponde el analizar el comportamiento de la instalación de electrolizadores y celdas de combustibles, pero esta vez con un parque de generación renovable asociado a ello, esto con la idea de que los electrolizadores capten la energía interna del parque fotovoltaico (por ejemplo) para la generación del hidrógeno. Esto para conseguir que el costo de la energía pase a ser cero, pero cancelando el costo de inversión de las generadoras. Así se podría conseguir posiblemente un escenario que genere una mayor rentabilidad y por lo tanto, una mayor penetración de tecnologías como esta en el sistema.

Bibliografía

- [1] NASA, “Los efectos del cambio climático,” 2018.
- [2] C. Yáñez, “Informe dice que sector energía genera el 78 % de las emisiones del país,” 2018.
- [3] J. Chi and H. Yu, “Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production,” 2018.
- [4] S. Touili, A. A. Merrouni, Y. E. Hassouani, A. illah Amrani, and A. Azouzoute, “A techno-economic comparison of solar hydrogen production between morocco and southern europe,” 2020.
- [5] A. Rabiee, A. Keane, and A. Soroudi, “Technical barriers for harnessing the green hydrogen: A power system perspective,” 2020.
- [6] C.-T. Lee, L.-I. Hung, Y.-C. Shih, J. C.-S. Wua, S.-L. Wang, C.-W. Huang, and V.-H. Nguyen, “Solar hydrogen production from seawater splitting using mixed-valence titanium phosphite photocatalyst,” 2020.
- [7] H. P. Yoong, T. S. Ho, K. T. K. Teo, and C. M. Ong, “Modeling and feasibility study of solar hydrogen harvesting system using seawater,” 2012.
- [8] A. V. Abad and P. E. Dodds, “Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges,” 2020.
- [9] M. de Energía, “Estrategia nacional del hidrógeno verde,” 2020.
- [10] M. Grubera, P. Weinbrechta, L. Biffara, S. Hartha, D. Trimisa, J. Brabandtb, O. Posdziechb, and R. Blumentrittb, “Power-to-gas through thermal integration of high-temperature steam electrolysis and carbon dioxide methanation - experimental results,” 2018.
- [11] J. Brey, “Use of hydrogen as a seasonal energy storage system to manage renewable power deployment in spain by 2030,” 2020.
- [12] K. González, “Con todo el potencial de energía solar de chile, se podría abastecer 60 veces el consumo del país y el 20 % del mundo,” 2019.
- [13] Y. Zhang, L. Wang, N. Wang, L. Duan, Y. Zong, S. You, F. Maréchal, J. V. herle, and Y. Yang, “Balancing wind-power fluctuation via onsite storage under uncertainty: Power-to-hydrogen-to-power versus lithium battery,” 2019.
- [14] S. Clegg and P. Mancarella, “Storing renewables in the gas network: modelling of power-to-gas seasonal storage flexibility in low-carbon power systems,” 2016.
- [15] S. S. Kumar and V. Himabindu, “Hydrogen production by pem water electrolysis – a

- review,” 2019.
- [16] P. G. Fernandez, “Taller técnico hidrógeno verde - 25.06.2020: 2g cogeneración con hidrógeno,” 2020.
 - [17] M. Baeza, “Los combustibles más energéticos,” 2012.
 - [18] S. Dahbi, A. Aziz, N. Benazzi, and M. Elhafyani, “Optimised hydrogen production by a photovoltaic – electrolysis system dc/dc converter and water– flow controller,” 2016.
 - [19] B. Miao and S. H. Chan, “The economic feasibility study of a 100-mw power-to-gas plant,” 2019.
 - [20] P. Gabrielli, A. Poluzzi, G. J. Kramer, C. Spiers, M. Mazzotti, and M. Gazzani, “Seasonal energy storage for zero-emissions multi-energy systems via underground hydrogen storage,” 2020.
 - [21] R. Tarkowski and G. Czapowski, “Salt domes in poland e potential sites for hydrogen storage in caverns,” 2018.
 - [22] I. Petkova and P. Gabrielli, “Power-to-hydrogen as seasonal energy storage: an uncertainty analysis for optimal design of low-carbon multi-energy systems,” 2020.
 - [23] L. Bertuccioli, A. Chan, D. Hart, B. M. Franz Lehner, and E. Standen, “Development of water electrolysis in the european union, final report,” 2014.
 - [24] K. Sánchez, “Hidrógeno en movilidad,” 2019.

Anexo A

Programación del modelo de almacenamiento de Hidrógeno

A.1. Importación de datos del sistema UHS

En primer lugar, antes de iniciar la programación de cualquier restricción, se debe iniciar el proceso importando los datos y parámetros iniciales del sistema de Hidrógeno, lo anterior se realiza mediante la utilización de 2 documentos csv que contendrán dicha información y estos se listan a continuación, entregando cada una de las variables que contienen.

1. **data_sistema:** En este documento csv, se contienen cada uno de los parámetros que son del sistema en general, sin depender de un elemento en particular de este (electrolizador o celda de combustible), estos datos corresponden a la densidad energética del hidrógeno, representando cuanta energía en MWh se tienen en un kilo de hidrógeno. También la variación permitida de masa de hidrógeno disponible dentro de la caverna y por último el precio de exportación de hidrógeno que tiene el sistema disponible para vender.
2. **data_PEM:** Aquí, se muestran los datos de cada uno de los electrolizadores y celdas de combustible que tendrá disponible el sistema. Se especifican, potencias máximas para ambos equipos, el costo de inversión para ambos, así como su costo de operación, las eficiencias, las horas de almacenamiento de la caverna asociada a esta tupla, CAPEX y OPEX de la caverna y dos variables booleanas que representan si el la tupla está conectada y si es candidato para realizar una inversión paulatina participando del modelo de expansión.

Cabe destacar que en este documento, ambos equipos se entienden como una tupla, es decir para un mismo objeto PEM escrito en el documento data_PEM, se tendrá asociado un electrolizador y una celda de combustible, esta es la razón por la que se da un par de datos para cada una de las variables del sistema, así si es que por alguna razón se busca instalar solamente un electrolizador en el sistema, sin tener una celda asociada, es necesario configurar el parámetro de potencia máxima de este mismo en 0 para que así este elemento no entre a participar del modelo de optimización.

Así, con los parámetros de entrada claros, se procederá a continuación a explicar como se tienen disponibles estos valores dentro del código de Julia, para que así se puedan implementar las restricciones del modelo de optimización.

En primer lugar, es necesario acoplar estas variables mencionadas a los tres macro diccionarios antes mencionados en la sección de importación de datos del modelo proporcionado por SPEC, para ello se crearan diccionarios (valga la redundancia), que contendrán cada uno de estos datos y se almacenaran en los elementos de importación originales usados por el modelo.

Se inicia, entonces el proceso de la importación con los datos del sistema, debido a que estos son generales y no están asociados a un electrolizador y una celda de combustible en particular, se decide insertarlos en un sólo diccionario llamado `Data_sist`. que contendrá cada uno de estos parámetros.

Código A.1: Importación de datos del sistema.

```

1 dftmp = CSV.File(dir_input * dir_UHS * "data_sistema.csv", header=true) |>
  ↪ DataFrame
2 Data_sist = Dict{String, Cdouble}()
3
4 for i in 1:length(dftmp[:,1])
5     Data_Sistema = dftmp[i,:]
6     Name_Parametro = Data_Sistema[1]
7     Value_Parametro = Data_Sistema[2]
8     push!(Data_sist, Name_Parametro => Value_Parametro)
9 end

```

Luego de esto, se procede a importar los datos correspondientes a los parámetros de operación de tanto electrolizadores y celdas de combustible, para ello se continuará con la lógica de crear diccionarios con estos valores, creando uno para cada variable, la lógica en código para realizar esto es la siguiente:

Código A.2: Importación de datos por elemento PEM.

```

1 #Importación de data de Electrolizadores
2 dftmp = CSV.File(dir_input * dir_UHS * "data_PEM.csv", header=true) |> DataFrame
3 Nombre_PEM_EFC = []
4 Barra_PEM = Dict{String, String}()
5 Pmax_electrolyzer = Dict{String, Cdouble}()
6 Pmax_FuelCell = Dict{String, Cdouble}()
7 CInv_PEME = Dict{String, Cdouble}()
8 CInv_PEMFC = Dict{String, Cdouble}()
9 COP_PEME = Dict{String, Cdouble}()
10 COP_PEMFC = Dict{String, Cdouble}()
11 Eficiencia_PEME = Dict{String, Cdouble}()
12 Eficiencia_PEMFC = Dict{String, Cdouble}()
13 Horas_Almacenamiento = Dict{String, Cdouble}()
14 Costo_Operacion_Cav = Dict{String, Cdouble}()
15 Costo_Inversion_Cav = Dict{String, Cdouble}()
16 Start_Stage_PEMEFC = Dict{String, Int}()
17 Masa_Maxima = Dict{String, Cdouble}()
18 Lifetime_PEM = Dict{String, Cdouble}()

```

```

19 PEM_Tuple = []
20
21 for i in 1:length(dftmp[:,1])
22     Data_PEM = dftmp[i,:]
23     Nombre_PEM = Data_PEM[1]
24     Barra_PEM_value = Data_PEM[2]
25     PMax_E = Data_PEM[3]
26     PMax_FC = Data_PEM[4]
27     Costo_Inv_PEME = Data_PEM[5]
28     Costo_Inv_PEMFC = Data_PEM[6]
29     Costo_Op_PEME = Data_PEM[7]
30     Costo_Op_PEMFC = Data_PEM[8]
31     Eficiencia_E = Data_PEM[9]
32     Eficiencia_FC = Data_PEM[10]
33     Horas_Alma = Data_PEM[11]
34     Costo_Op_Cav = Data_PEM[12]
35     Costo_Inv_Cav = Data_PEM[13]
36     Start_stage_PEM = Data_PEM[14]
37     Vida_Util_PEM = Data_PEM[16]
38     push!(Nombre_PEM_EFC, Nombre_PEM)
39     push!(Barra_PEM, Nombre_PEM => Barra_PEM_value)
40     push!(Pmax_electrolyzer, Nombre_PEM => PMax_E)
41     push!(Pmax_FuelCell, Nombre_PEM => PMax_FC)
42     push!(CInv_PEME, Nombre_PEM => Costo_Inv_PEME)
43     push!(CInv_PEMFC, Nombre_PEM => Costo_Inv_PEMFC)
44     push!(COp_PEME, Nombre_PEM => Costo_Op_PEME)
45     push!(COp_PEMFC, Nombre_PEM => Costo_Op_PEMFC)
46     push!(Eficiencia_PEME, Nombre_PEM => Eficiencia_E)
47     push!(Eficiencia_PEMFC, Nombre_PEM => Eficiencia_FC)
48     push!(Horas_Almacenamiento, Nombre_PEM => Horas_Alma)
49     push!(Costo_Operacion_Cav, Nombre_PEM => Costo_Op_Cav)
50     push!(Costo_Inversion_Cav, Nombre_PEM => Costo_Inv_Cav)
51     push!(Start_Stage_PEMEFC, Nombre_PEM => Start_stage_PEM)
52     push!(Lifetime_PEM, Nombre_PEM => Vida_Util_PEM)
53 end

```

Así, con esto, se puede ver como se crearían los diccionarios mencionados anteriormente con relación a los parámetros que serán usados a futuro para la programación de las restricciones del modelo de optimización con almacenamiento de hidrógeno incluido. Luego de esto, ya se está en condiciones de ingresar a los macro diccionarios.

Código A.3: Integración a los macro diccionarios.

```

1 push!(data_dict, "Data_sist" => Data_sist)
2
3 push!(data_dict, "Barra_PEM" => Barra_PEM)
4 push!(data_dict, "Pmax_electrolyzer" => Pmax_electrolyzer)
5 push!(data_dict, "Pmax_FuelCell" => Pmax_FuelCell)
6 push!(data_dict, "CInv_PEME" => CInv_PEME)
7 push!(data_dict, "CInv_PEMFC" => CInv_PEMFC)
8 push!(data_dict, "COp_PEME" => COp_PEME)

```

```

9  push!(data_dict, "COp_PEMFC" => COp_PEMFC)
10 push!(data_dict, "Eficiencia_PEME" => Eficiencia_PEME)
11 push!(data_dict, "Eficiencia_PEMFC" => Eficiencia_PEMFC)
12 push!(sets_dict, "Nombre_PEM_EFC" => Nombre_PEM_EFC)
13 push!(sets_dict, "PEM_Tuple" => PEM_Tuple)
14 push!(data_dict, "Start_Stage_PEMEFC" => Start_Stage_PEMEFC)
15 push!(data_dict, "Lifetime_PEM" => Lifetime_PEM)
16 push!(data_dict, "par_gen_pmax_El" => par_gen_pmax_El)
17 push!(data_dict, "par_gen_pmax_FC" => par_gen_pmax_FC)
18
19 push!(data_dict, "Horas_Almacenamiento" => Horas_Almacenamiento)
20 push!(data_dict, "Masa_Maxima" => Masa_Maxima)
21 push!(data_dict, "Costo_Operacion_Cav" => Costo_Operacion_Cav)
22 push!(data_dict, "Costo_Inversion_Cav" => Costo_Inversion_Cav)
23 push!(data_dict, "Start_Stage_PEMEFC" => Start_Stage_PEMEFC)
24 push!(sets_dict, "Pr_Tuple" => Pr_Tuple)
25 push!(sets_dict, "Exp_Tuple" => Exp_Tuple)

```

Antes de continuar, cabe destacar que en caso de que se quisiera dar como parámetro de entrada, un pronóstico de

A.2. Programación de restricciones

Para la definición de cada una de las restricciones adicionales de almacenamiento de hidrógeno, del problema de optimización, es necesario, en la librería JuMP en el lenguaje Julia, definir cada una de las variables que participarán en el modelo. El código que lo realiza es el siguiente:

Código A.4: Creación de cada una de las variables de optimización.

```

1  #Definición de variables UHS
2  @variable(model, Masain[sets["PEM_Tuple"]] >= 0)
3  @variable(model, Masaout[sets["PEM_Tuple"]] >= 0)
4
5  @variable(model, data["par_gen_pmax_El"][(g,t,b)] >= Ppemes[(g,t,b) in sets["
   ↪ PEM_Tuple"]] >= 0)
6  @variable(model, data["par_gen_pmax_FC"][(g,t,b)] >= Ppemfc[(g,t,b) in sets["
   ↪ PEM_Tuple"]] >= 0)
7
8  @variable(model, data["Pmax_electrolyzer"][g] * data["Horas_Almacenamiento"][g] / data[
   ↪ "Data_sist"]["Densidad"] >= Masa_Caverna[(g,t,b) in sets["PEM_Tuple"]] >= 0)
9  @variable(model, data["Pmax_electrolyzer"][g] * data["Horas_Almacenamiento"][g] / data[
   ↪ "Data_sist"]["Densidad"] >= Masa_Caverna_stage[(g,t) in sets["Pr_Tuple"]] >= 0)
10
11 @variable(model, Abs_Dif_MC[sets["PEM_Tuple"]] >= 0)
12 @variable(model, Abs_Dif_MC_stage[sets["Pr_Tuple"]] >= 0)
13
14 @variable(model, data["Pmax_electrolyzer"][g] * data["Eficiencia_PEME"][g] / data["
   ↪ Data_sist"]["Densidad"] * data["blocks_dur"][(t,b)] >= Masa_Exp_El[(g,t,b) in sets["
   ↪ PEM_Tuple"]] >= 0)

```

```

15 @variable(model, data["Pmax_FuelCell"][g] / data["Eficiencia_PEMFC"][g] / data["
    ↳ Data_sist"]["Densidad"] * data["blocks_dur"][(t,b)] >= Masa_Exp_Cav[(g,t,b) in sets
    ↳ ["PEM_Tuple"]] >= 0)
16
17 @variable(model, data["Pmax_electrolyzer"][g] * data["Eficiencia_PEME"][g] / data["
    ↳ Data_sist"]["Densidad"] * data["blocks_dur"][(t,b)] >= Masa_PEMEL[(g,t,b) in sets["
    ↳ PEM_Tuple"]] >= 0)
18 @variable(model, data["Pmax_FuelCell"][g] / data["Eficiencia_PEMFC"][g] / data["
    ↳ Data_sist"]["Densidad"] * data["blocks_dur"][(t,b)] >= Masa_PEMFC[(g,t,b) in sets["
    ↳ PEM_Tuple"]] >= 0)

```

Cabe destacar que en cada una de estas líneas de códigos donde se definen las variables de optimización, se aprovecha de acotar cada uno de los parámetros, comenzando así a programar estas restricciones de forma implícita, limitando, por ejemplo, las potencias de los electrolizadores y Fuel siendo mayores que cero y menores que la potencia máxima asociada a cada uno de ellas o dejando las variables que relacionan las masas de hidrógeno dejándolas mayores a cero también, para que así el problema de optimización tenga una solución con sentido físico.

A.2.1. Restricciones de conversión de masa

Siguiendo las ecuaciones encontradas en la literatura en este documento, mediante las variables recién definidas en la sección anterior. Se definen de forma iterativa cada una de las restricciones relacionadas con la conversión de potencia a masa. Mediante las variables definidas anteriormente. Así el código es el siguiente:

Código A.5: Conversión de masa a hidrógeno.

```

1  for g in sets["Nombre_PEM_EFC"]
2    for t in sets["STAGES_MODEL"]
3      for b in 1:sets["NBLOCKS"][t]
4        @constraint (model, Masa_PEMEL[(g, t, b)] == Ppemes[(g, t, b)] * data["
    ↳ Eficiencia_PEME"][g] / data["Data_sist"]["Densidad"] * data["blocks_dur"][(t,b)])
5        @constraint (model, Ppemfc[(g, t, b)] == Masa_PEMFC[(g, t, b)] * data["
    ↳ Eficiencia_PEMFC"][g] * (data["Data_sist"]["Densidad"] / data["blocks_dur"][(t,b)]))
6        @constraint (model, Masa_PEMEL[(g,t,b)] == Masain[(g,t,b)] + Masa_Exp_El
    ↳ [(g,t,b)])
7        @constraint (model, Masa_PEMFC[(g,t,b)] == Masaout[(g,t,b)] -
    ↳ Masa_Exp_Cav[(g,t,b)])
8      end
9    end
10 end

```

Como se puede apreciar, por cada elemento PEM, cada etapa del proyecto y cada bloque, se definen cuatro restricciones: Las primeras dos convierten la potencia utilizada por el electrolizador que viene sujeta por el balance nodal y con la duración horaria del bloque y la densidad energética del hidrógeno, se convierte la potencia despachada. Y de forma homóloga, se realiza la conversión de masa a potencia del Fuel Cell, para participar del despacho en el balance nodal.

Finalmente, las últimas dos restricciones, son las que permiten la exportación de hidrógeno, ya que realizan un balance de masa entre la que se genera en el electrolizador y le otorga dos caminos posibles: uno donde se almacena en la caverna y el otro donde se exporta y por lo tanto desaparece del modelo, del mismo modo, la masa retirada de la caverna, tiene la opción de ser exportada mediante ventas o la de ser consumida en la celda de hidrógeno para finalizar el proceso de almacenamiento de energía.

A.2.2. Restricciones de almacenamiento de hidrógeno

Ahora, ya con las restricciones de conversión masa a potencia, se pueden definir aquellas que tienen que ver con el almacenamiento de masa en la caverna, para ello se utilizarán dos trozos de código, uno para el balance de masa interetapa y otro para la intraetapa, así los códigos son los siguientes:

Código A.6: Restricciones de Almacenamiento de Hidrógeno

```

1  for g in sets["Nombre_PEM_EFC"]
2    for t in sets["STAGES_MODEL"]
3      for b in 1:sets["NBLOCKS"][t]
4        if (t,b) != (1,1)
5          if b == 1
6            bb = sets["NBLOCKS"][t][end]
7            tt = t - 1
8          else
9            bb = b - 1
10           tt = t
11          end
12          @constraint (model, Masa_Caverna[(g,t,b)] == Masa_Caverna[(g,tt,bb)] + (
↳ Masain[(g,t,b)] - Masaout[(g,t,b)]*parse(Int64,config["model_config"]["
↳ duracion_relativa_intraetapa"])))
13          end
14        end
15      end
16    end
17
18    for g in sets["Nombre_PEM_EFC"]
19      for t in sets["STAGES_MODEL"]
20        if t==data["Start_Stage_PEMEFC"][g] || t == sets["STAGES_MODEL"][1]
21          Masa_ini=0
22        else
23          if data["previous_stage"][t] < data["Start_Stage_PEMEFC"][g]
24            Masa_ini = 0
25          else
26            Masa_ini = Masa_Caverna_stage[(g,data["previous_stage"][t])]
27          end
28        end
29        @constraint (model, Masa_Caverna_stage[(g,t)] == Masa_ini + sum((Masain[(g,t,b)
↳ ]) - Masaout[(g,t,b)]) for b in 1:sets["NBLOCKS"][t])
30      end
31    end

```

En primer lugar, se tiene un balance de masas donde se maneja el almacenamiento de hidrógeno, asegurando que la diferencia entre la masa de la caverna entre el bloque anterior y el actual sea equivalente a los ingresos de hidrógeno proveniente del electrolizador restado con la masa retirada de la caverna, configurando el almacenamiento de hidrógeno.

Por su parte, el segundo bloque mostrado en el código representa las restricciones de almacenamiento en la etapa evaluada, enlazando todas las variables de masa almacenada en la caverna de todos los bloques dentro de ella equiparándolo con todos los retiros e ingresos de masa hacia el sistema de almacenamiento de hidrógeno.

A.2.3. Condiciones iniciales y finales

Ahora, para que el problema de optimización tenga un sentido físico, más en concreto la masa que opera la caverna de sal, en términos de almacenamiento, es necesario fijar las condiciones iniciales de ciertas variables del modelo de optimización con UHS incorporado. Luego de una revisión, se verifica que la única variable que se debe fijar, corresponde a la masa almacenada dentro de la caverna. Así, el código que lo impone es el siguiente.

Código A.7: Condiciones iniciales y finales de variables

```

1  for g in sets["Nombre_PEM_EFC"]
2      if sets["STAGES"][1] != 1
3          @constraint(model, Masa_Caverna_stage[(g,sets["STAGES"][1])] == data["
↪ MasaAnterior"][g])
4      end
5      @constraint(model, Masa_Caverna_stage[(g,sets["STAGES"][1])] ==
↪ Masa_Caverna_stage[(g, sets["STAGES"][length(sets["STAGES"])])])
6  end

```

Así, se tendrá que para el bloque uno y la etapa uno la masa almacenada de hidrógeno será 0, dando inicio a la evaluación del sistema de potencia y como es de esperar se tiene que en el final del horizonte (último bloque evaluando en la última etapa) la masa debe ser nula también.

Con respecto a la restricción de que la masa de la caverna debe ser cero para el final del horizonte de evaluación, esta es posible que sea redundante, debido a que el problema de optimización por su cuenta, debería vaciar la caverna con todo el hidrógeno restante, para así tratar de sacar el mayor provecho monetario de esta variable en el problema de optimización, sin embargo, por razones de seguridad, fué lo mejor explicitar esta restricción.

A.2.4. Restricción de rampa de la caverna

Ahora, es tiempo de la implementación de la restricción de rampa para el uso de la caverna, esta es muy necesaria explicitarla, debido a que una de las características principales de utilizar UHS con cavernas de sal es su limitado funcionamiento, de forma que es necesario explicitarlo.

Sin embargo, como se puede apreciar en la sección donde se exponen las restricciones en sus fórmulas matemáticas, estas expresiones utilizan valores absolutos a la hora de restringir los retiros e ingresos de masa de la caverna. Pero esto mismo viene acompañado de ciertos problemas a la hora de programar en Julia en la librería JuMP, esto debido a que para la definición de las restricciones del problema de optimización deben ser necesariamente lineales en la programación. Y, como es sabido, la función valor absoluto no es lineal, de forma que es necesaria la búsqueda de otra forma de programación en esta restricción.

Así, en este caso, la forma de programar estas restricciones, será mediante la definición estricta matemáticamente hablando del valor absoluto y utilizando una variable auxiliar que represente a la diferencia absoluta de la masa de hidrógeno dentro de la caverna, es posible la programación de una restricción de este tipo. De forma que, los códigos que los representan son los siguientes:

Código A.8: Restricción de Condición de rampa para la caverna.

```

1  for g in sets["Nombre_PEM_EFC"]
2      for t in sets["STAGES"]
3          for b in 1:sets["NBLOCKS"][t]
4              if (t,b) != (1,1)
5                  @constraint (model, Abs_Dif_MC[(g,t,b)] >= (Masa_Caverna[(g,t,b)] -
↪ Masa_Caverna[Bloque_anterior(g,t,b)]))
6                  @constraint (model, (Masa_Caverna[(g,t,b)] - Masa_Caverna[Bloque_anterior
↪ (g,t,b)]) >= - Abs_Dif_MC[(g,t,b)])
7              end
8          end
9      end
10 end

11
12 for g in sets["Nombre_PEM_EFC"]
13     for t in sets["STAGES_MODEL"]
14         for b in 1:sets["NBLOCKS"][t]
15             @constraint (model, Abs_Dif_MC[(g,t,b)] <= data["Data_sist"]["Limite Maximo"
↪ ]*data["blocks_dur"][(t,b)]*3600)
16         end
17     end
18 end

```

De forma que, mediante la variable auxiliar denominada como *Abs_Dif_MC*, se define de forma matemática estrictamente hablando, en el primer bloque de código, mediante la definición de dos restricciones lineales, lo que en resumen define el valor absoluto. Mientras que en el segundo bloque, se limite la diferencia de masa dentro de la caverna entre bloques, limitandolo mediante el ratio máximo de extracción/inyección de masa por segundo, multiplicado por la duración del bloque evaluado por 3600 para realizar la conversión de horas a segundos y así hacer calzar las unidades de medida en la restricción definida.

A.2.5. Restricciones de Expansión de Electrolizadores y Fuel Cells

El modelo de optimización proporcionado por SPEC, tiene la posibilidad de configurar las generadoras disponibles dentro del sistema, para que participen de un modelo de expansión, es decir, que estas decidan cuando se va invirtiendo de forma paulatina, de esta forma creciendo la generación que se tiene disponible para generación.

Ahora, este modelo lo realiza de forma automática para cada una de las generadoras que estén dentro de una lista de generación disponibles para el modelo de expansión, de forma que aprovechando esto, se decide la integración de las variables que comprometen la operación del sistema UHS dentro del modelo, a los sets de generadoras disponibles y que el sistema de forma automática genere las variables que rijan la inversión gradual de electrolizadores y Fuel Cells, consiguiendo la solución más óptima posible.

Sin embargo, el acoplamiento no será trivial, debido a que, para el caso de cada generadora se tenía como resultado, mediante una variable en el modelo de optimización, un valor entre cero y uno, que dice como la inversión se dá de forma gradual, mientras que recordando la programación anterior, cada uno de los elementos PEM, tiene asociado un electrolizador y un Fuel Cell, de forma que se debería tener dos variables normalizadas que representen la inversión para cada uno de los equipos.

Ahora, antes de llegar hasta ese punto, es necesario definir vectores de inversión que representen el costo unitario de CAPEX y OPEX. El código que lo implementa es el siguiente:

Código A.9: Creación de los valores de inversión CAPEX y OPEX

```
1 for (g, t) in GEN_CANDIDATE_AVAILABLE_T
2   if g in sets["Nombre_PEM_EFC"]
3     pmax_Elec = 1000 * maximum(data["par_gen_pmax_El"][(g, t, b)] for b in 1:sets["
↳ NBLOCKS"][t])
4     pmax_FC = 1000 * maximum(data["par_gen_pmax_FC"][(g, t, b)] for b in 1:sets["
↳ NBLOCKS"][t])
5     vu = data["par_gen"][g, "gen_lifetime"]*8760/data["stages_dur"][t]
6     ir = eta_interest_rate[t]
7     ivcostElec = data["investment_cost_El"][(g, t)]
8     ivcostFC = data["investment_cost_FC"][(g, t)]
9     comacostElec = data["par_gen"][(g, "gen_o&m_cost")]
10    comacostFC = data["par_gen"][(g, "gen_o&m_cost")]
11    push!( gen_avit_PEME, (g, t) => ivcostElec * pmax_Elec * ir * ((1+ir)^vu)/((1+
↳ ir)^vu -1))
12    push!( gen_avit_PEMFC, (g, t) => ivcostFC * pmax_FC * ir * ((1+ir)^vu)/((1+ir
↳ )^vu -1))
13    push!( gen_comat_PEME, (g, t) => comacostElec * pmax_Elec * data["stages_dur
↳ "[t]/8760 )
14    push!( gen_comat_PEMFC, (g, t) => comacostFC * pmax_FC * data["stages_dur"
↳ ][t]/8760 )
15  end
16 end
```

Así, el código reconoce que dentro de la lista de candidatos para el modelo de expansión, cuáles son elementos PEM, y con ello les crea un variable unitaria para la inversión de electro-
 lizador y Fuel Cell, y en base a los parámetros de inversión y operación, crea los vectores de
 CAPEX y OPEX y los guarda bajo el nombre de *gen_avit* y *gen_comat*. Posterior a esto, ya
 se está en condiciones de definir las restricciones que definen el funcionamiento de la inversión.

Código A.10: Restricciones de inversión

```

1  for (g, t) in sets["GEN_CANDIDATES_LINEAR"]
2    if t > data["par_gen"][(g, "gen_start_stage")] && t > sets["STAGES_MODEL"][1]
3      prev_inv_stage = Int(data["gen_previous_invstage"][t])
4      if (g, prev_inv_stage) in sets["GEN_CANDIDATES_LINEAR"]
5        if g in sets["Nombre_PEM_EFC"]
6          @constraint (model, GEN_INV_PEME[(g,prev_inv_stage)] -
↪ GEN_INV_PEME[(g,t)] <= 0)
7          @constraint (model, GEN_INV_PEMFC[(g,prev_inv_stage)] -
↪ GEN_INV_PEMFC[(g,t)] <= 0)
8        else
9          @constraint (model,GEN_INV_LIN[(g,prev_inv_stage)]-GEN_INV_LIN[(g, t
↪ )]) <= 0 )
10       end
11     end
12   end
13 end

14
15 for (g, t, b) in sets["GEN_AVAILABLE_TB"]
16   if g in sets["Nombre_PEM_EFC"]
17     @constraint (model, Ppemes[(g, t, b)]-data["Pmax_electrolyzer"][g]*
↪ GEN_INV_PEME[(g,Int(data["gen_invstage_for_stage"][t]))] <=0)
18     @constraint (model, Ppemfc[(g, t, b)]-data["Pmax_FuelCell"][g]*
↪ GEN_INV_PEMFC[(g,Int(data["gen_invstage_for_stage"][t]))] <=0)
19   end
20 end

```

Así, en las líneas de código recién expuestas, se puede apreciar las restricciones que rigen el comportamiento de las inversiones graduales tanto para los electrolizadores como los Fuel Cells. En primer lugar, se definen las características de las variables que definen la expansión de los elementos del sistema UHS: Se les da la característica de que su valor no decrezca en el tiempo, que al momento de invertir el 50 % de un electrolizador, por ejemplo, que esos 0.5 no decrezcan como inversión, teniendo así que sólo aumente a medida que la evaluación del proyecto avance.

En segundo lugar, se expone la limitación de tanto el consumo de potencia por bloque dado por el electrolizador como la generación de energía dada por la celda de combustible que consume el hidrógeno recién almacenado sean siempre menor a la inversión que se tiene dada para en ese bloque horario evaluado.

De esta forma, a medida que la evaluación del sistema eléctrico avance en el tiempo el sistema decidirá en que medida se irá invirtiendo en tanto los electrolizadores como las celdas de combustible, limitando así su funcionamiento hacia el escenario más óptimo económica-

mente hablando.

A.3. Función Objetivo

Finalmente, para finalizar el postulado del modelo de optimización con el almacenamiento de hidrógeno contenido en el, se debe integrar de forma correcta cada una de las variables de decisión, dentro de la función objetivo a minimizar, de forma que se iniciará con el proceso de inversión.

Este último, cabe recordar que se dio utilizando la lógica de código ya incluida dentro del modelo original proporcionado por SPEC, aprovechándose de su funcionamiento, se utilizará ya la lógica de este modelo para acoplar las variables que correspondan a la inversión (*GEN_INV_PEM*), para ello cada una de las variables será guardada en un vector de inversión de generación ponderado por el valor de CAPEX y OPEX para así obtener las variables de decisión para esta parte del modelo.

Código A.11: Integración de inversión en la función objetivo.

```

1  for (g, t) in sets["GEN_CANDIDATES_LINEAR"]
2      for tt in t:sets["STAGES_MODEL"][end]
3          if tt in sets["STAGES_MODEL"]
4              #aca poner primera etapa de donde aparece el generador en vez de t=1
5                  if g in sets["Nombre_PEM_EFC"]
6                      if t == data["par_gen"][(g, "gen_start_stage")] || data["
↳ gen_previous_invstage"][t] < data["par_gen"][(g, "gen_start_stage")] || t == sets["
↳ STAGES_MODEL"][1]
7                          varEl = GEN_INV_PEME[(g, t)]
8                          varFC = GEN_INV_PEMFC[(g, t)]
9                      else
10                     if data["gen_previous_invstage"][t] < data["par_gen"][(g, "gen_start_stage
↳ ")]
11                         varEl = GEN_INV_PEME[(g, t)]
12                         varFC = GEN_INV_PEMFC[(g, t)]
13                     else
14                         varEl = GEN_INV_PEME[(g, t)] - GEN_INV_PEME[(g,Int(data["
↳ gen_previous_invstage"][t]))]
15                         varFC = GEN_INV_PEMFC[(g, t)] - GEN_INV_PEMFC[(g,Int(data["
↳ gen_previous_invstage"][t]))]
16                     end
17                 end
18                 push!(gen_cinv, varEl*(data["gen_avit_PEME"][(g,t)]+data["
↳ gen_avit_PEME"][(g,t)]*data["eta_present_factor"][tt]*data["eta_interest_rate"][tt
↳ ]/data["eta_interest_rate"][t])
19                 push!(gen_cinv, varFC*(data["gen_avit_PEMFC"][(g,t)]+data["
↳ gen_avit_PEMFC"][(g,t)]*data["eta_present_factor"][tt]*data["eta_interest_rate"][
↳ tt]/data["eta_interest_rate"][t])
20             end
21         end

```

Finalmente, los valores de inversión en el modelo de expansión, quedan acopladas a la lista de variables de decisión *gen_cinv* que contiene dicha información, no sólo para todas las generadoras del sistema que participen en la expansión, sino que también lo correspondientes a electrolizadores y celdas de combustibles asociados a los elementos PEM.

Luego, es necesario incorporar en la función objetivo los costos que equivalen a la operación de la caverna, que tiene un CAPEX y un OPEX asociado, que pese a ser bastante pequeño como se vio en la revisión del estado del arte, es necesario incorporarlo en la función objetivo del problema. Para ello se ponderará la masa almacenada por su valor de OPEX para regir su comportamiento dentro del juego del almacenamiento de hidrógeno.

También resta agregar los parámetros de decisión correspondientes a las exportaciones de hidrógeno del sistema, esto se hará mediante una lista llamada *VentasH* que ponderada por el precio de compra del hidrógeno se acoplará a la función objetivo del sistema. De forma que el código que representa todo lo dicho anteriormente es el siguiente.

Código A.12: CAPEX de la caverna y ventas de hidrógeno.

```

1  C_Op_PEM = []
2  C_Op_Cav = []
3  C_Inv_Cav = []
4  VentasH = []
5
6  C_Op_PEM = [data["blocks_dur"][(t,b)]*data["eta_present_factor"][t]*(data["
   ↪ COp_PEME"][g]*Ppemes[(g,t,b)]+data["COp_PEMFC"][g]*Ppemfc[(g,t,b)]) for g in
   ↪ sets["Nombre_PEM_EFC"] for t in sets["STAGES_MODEL"] for b in 1:sets["
   ↪ NBLOCKS"][t]]
7  C_Op_Cav = [data["Costo_Operacion_Cav"][g]*data["blocks_dur"][(t,b)]*data["
   ↪ eta_present_factor"][t] * Masa_Caverna[(g,t,b)] for g in sets["Nombre_PEM_EFC"]
   ↪ for t in sets["STAGES_MODEL"] for b in 1:sets["NBLOCKS"][t]]
8  VentasH = [(Masa_Exp_El[(g,t,b)] + Masa_Exp_Cav[(g,t,b)])*data["Data_sist"]["Precio
   ↪ Hidrogeno"]/esc_obj for g in sets["Nombre_PEM_EFC"] for t in sets["
   ↪ STAGES_MODEL"] for b in 1:sets["NBLOCKS"][t]]
9
10 for g in sets["Nombre_PEM_EFC"]
11     push!(C_Inv_Cav, data["Costo_Inversion_Cav"][g])
12 end

```

Cabe destacar que para el caso de la lista de variables del hidrógeno, deben ser ponderadas por un factor que relaciona la tasa de descuento que se use en el proyecto, esto con el motivo de que las ganancias se vean percibidas por esta arista sean llevadas a valor presente, para el caso de obtener la operación óptima de este sistema, mismo caso para cualquier variable del sistema que se tome de una etapa futura, debe ser ponderada por este término, para que así los costos de las variables de decisión, sean comparables entre ellas.

A.4. Exportación de resultados

Ya con el modelo de optimización definido, con todas sus restricciones definidas y con las variables correctamente instaladas en la función objetivo, este debería ser capaz de obtener resultados, de forma que ahora resta la exportación de estos, que se muestren de buena forma.

Para ello, haciendo uso del archivo de código de exportación de datos del modelo de SPEC, se expondrán los datos obtenidos de la corrida del problema de optimización, mediante un archivo csv, para obtener sus datos con respecto al tiempo de forma tabular.

Código A.13: Exportación de resultados.

```
1  println("Exportando resultados... Almacenamiento Hidrogeno")
2  open(dir_output*prefijo*"resultados_UHS.csv","w") do fid
3      header = ["PEM", "Etapa", "Bloque", "Carga Electrolyzer", "Generación Fuell Cell",
↪ "Masa Entrada", "Masa Salida", "Masa Exp Elec", "Masa exp Cav", "Masa Caverna", "
↪ Inversion Elec", "Inversion FC"]
4      println(fid,join(header,','))
5  end
6  open(dir_output*prefijo*"resultados_UHS.csv","a") do fid
7      for g in sets["Nombre_PEM_EFC"]
8          for t in sets["STAGES_MODEL"]
9              for b in 1:sets["NBLOCKS"][t]
10                 if (g, t, b) in sets["PEM_Tuple"]
11                     P_ele = JuMP.value(modelo[:Ppemes][(g,t,b)])
12                     P_fc = JuMP.value(modelo[:Ppemfc][(g,t,b)])
13                     Min = JuMP.value(modelo[:Masain][(g,t,b)])
14                     Mout = JuMP.value(modelo[:Masaout][(g,t,b)])
15                     MCav = JuMP.value(modelo[:Masa_Caverna][(g,t,b)])
16                     MexpE = JuMP.value(modelo[:Masa_Exp_El][(g,t,b)])
17                     MexpC = JuMP.value(modelo[:Masa_Exp_Cav][(g,t,b)])
18                     InvFC = JuMP.value(modelo[:GEN_INV_PEMFC][(g,t)])
19                     InvEl = JuMP.value(modelo[:GEN_INV_PEME][(g,t)])
20                 else
21                     P_ele = 0
22                     P_fc = 0
23                     Min = 0
24                     Mout = 0
25                     MCav = 0
26                     MexpE = 0
27                     MexpC = 0
28                     InvFC = 0
29                     InvEl = 0
30                 end
31                 aux_line = [g, t, b, P_ele, P_fc, Min, Mout, MexpE, MexpC, MCav, InvEl
↪ , InvFC]
32                 println(fid, join(aux_line,','))
33             end
34         end
35     end
```

Así, dentro del archivo tabular se contendrán las potencias despachada, tanto del electrolizador, como de la celda de combustible, además de las masas de entrada y salida de la caverna, las exportaciones de masa, tanto de forma directa del electrolizador, como las que provienen de la caverna y finalmente las variables unitarias de inversión, que irán mostrando como el sistema va invirtiendo en ambos equipos del sistema, todo esto con respecto a las etapas de la evaluación y sus bloques, es decir, con respecto al tiempo.