



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

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA OPERACIÓN DE CENTRALES DE
HIDRÓGENO VERDE EN LA PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO DEL
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

IGNACIA FRANCISCA AGUILERA FUENTES

PROFESORA GUÍA:
ÁNGELA FLORES QUIROZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
RODRIGO MORENO VIEYRA

SANTIAGO DE CHILE
2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERÍA CIVIL ELÉCTRICA
POR: IGNACIA FRANCISCA AGUILERA FUENTES
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: ÁNGELA FLORES QUIROZ

ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA OPERACIÓN DE CENTRALES DE HIDRÓGENO VERDE EN LA PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

La crisis medio ambiental se ve originada mayoritariamente por el aumento de los niveles de dióxido de carbono atmosférico (CO_2), siendo una de las causantes el uso de combustibles fósiles para la generación de energía. Debido a ello, actualmente se ejecuta una descarbonización del sector eléctrico, orientada a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para la generación, donde Chile ha establecido una serie de compromisos para alcanzar la carbono neutralidad para el año 2050.

Sin embargo, esta transición presenta desafíos, tales como: dependencia de combustibles fósiles, recurso hídrico limitado, desafíos geográficos, falta de almacenamiento y, especialmente, lo que respecta a la flexibilidad del sistema eléctrico. La flexibilidad se refiere a la capacidad del sistema para hacer frente a la variabilidad e incertidumbre generadas por las fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica.

Como una posible solución a estos desafíos, se propone la producción de hidrógeno verde. Este tipo de hidrógeno se produce a partir de energías renovables y se puede volver a convertir en energía mediante el uso de celdas de combustible, lo que facilita el almacenamiento y producción de energía. Esta alternativa contribuye a la incorporación de energías renovables, como la solar y la eólica, proporcionando una posible solución a los retos asociados con la flexibilidad del sistema eléctrico, esto desde su característica de vector energético con la utilización de energías renovables, con su almacenamiento a larga duración y la utilización como combustible en la industria.

Dado este contexto, este trabajo tiene como meta llevar a cabo una caracterización exhaustiva del estado actual de la investigación en el modelamiento de centrales de hidrógeno verde. A partir de esta caracterización, se propone desarrollar un modelo de operación de central de hidrógeno verde, integrándolo en una herramienta de planificación a largo plazo del Sistema Eléctrico Nacional. Posteriormente, se llevará a cabo una evaluación exhaustiva mediante el uso de indicadores de desempeño económico y operativo, considerando diversos modos de operación y escenarios posibles.

MULÁN, Minuto 1:18:30.

Agradecimientos

Con este documento, doy por terminado un largo proceso de carrera universitaria, que ha traído consigo una serie de desafíos, aprendizajes y, sobre todo, una etapa en mi vida que siempre recordare con aprecio. Pero todo este proceso no hubiera sido posible sin contar con personas tan especiales en mi vida.

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia, a mis padres por darme la formación necesaria, el apoyo y el amor incondicional, con los que siempre pude contar. A mi Papá quiero agradecerle por enseñarme la tenacidad y perseverancia para alcanzar los objetivos, y ser fuerte ante cualquier dificultad que se presente. Y a mi Mamá por darme ese abrazo en el momento necesario, por escucharme y creer siempre en mí. Todo lo que soy hoy se los agradezco profundamente por los valores que inculcaron en mí.

También quiero agradecer a mi hermana Elizabeth por levantarme cuando el camino se veía difícil y porque de ti aprendí a ser una mujer fuerte, empoderada e inteligente. Y como no agradecer al Felipe, por mostrarme este mundo maravilloso que es la ingeniería eléctrica. A todos ustedes, muchas gracias por estar en cada momento de mi vida y apoyarme incondicionalmente. Los amo.

Este proceso de la universidad no hubiera sido el mismo sin mi pololo, mi ganzito. Una de las personas más importantes en mi vida, el pilar fundamental en toda esta travesía, y mi amor. Quiero agradecerle por siempre brindarme el apoyo necesario, por ser mi compañero y darme un gran amor. Sé que este proceso no lo podría haber realizado sin tu constante apoyo, tu cuidado hacia mí y tus muestras de cariño que me hicieron seguir adelante. Te admiro en todos los sentidos, eres la persona más buena que conozco y eres increíble. Te amo y muchas gracias.

Quisiera agradecer a todos los amigos que formaron parte de esta etapa universitaria, en especial a mis amigas de Bachillerato, Constanza, Melissa, Victoria y Débora. Gracias por siempre estar ahí, por generar este magnífico grupo de amigas y por acudir siempre que se necesita. Las tengo guardadas en mi corazón junto con todos los recuerdos que formamos juntas.

También quiero agradecer a mi profesora guía, Ángela Flores, por darme la posibilidad de realizar este trabajo, entrar en una temática tan importante y sacar lo mejor de mí en esta investigación. Gracias por ser comprensiva y apoyarme en todo este proceso.

Probablemente se me olviden muchas más personas a las que agradecer que fueron parte de este proceso y que dejaron su marca en mí. A todas ellas, muchas gracias.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación y antecedentes	1
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos específicos	3
2. Marco Teórico	4
2.1. Desafíos de la transición energética y el rol del hidrógeno verde	4
2.1.1. Transición energética	4
2.1.2. Flexibilidad	6
2.2. Hidrógeno verde	8
2.2.1. Electrólisis	9
2.2.2. Compresor	12
2.2.3. Almacenamiento	12
2.2.4. Celda de Combustible	13
2.3. Planificación de largo plazo de sistema eléctrico	14
3. Estado del Arte	16
3.1. Modelos de operación centrales de hidrógeno verde	16
3.2. Descripción de los modelos	17
3.2.1. Electrolizador	17
3.2.2. Compresor	20
3.2.3. Almacenamiento	21
3.2.4. Celda de combustible	22
4. Modelamiento	26
4.1. Metodología	26
4.2. Modelo de planificación de transmisión considerando centrales de hidrógeno verde en SEP	27
4.3. Nomenclatura	28
4.3.1. Variables de inversión	28
4.3.2. Variables de operación	28
4.3.3. Parámetros	29
4.3.4. Conjuntos	31
4.4. Función Objetivo	31
4.5. Restricciones	32
4.5.1. Restricciones del sistema	32
4.5.2. Restricciones de líneas de transmisión	33

4.5.3.	Electrólisis	33
4.5.4.	Compresor	34
4.5.5.	Almacenamiento de hidrógeno	34
4.5.6.	Celda de combustible	35
4.5.7.	Restricciones de generadores térmicos	35
4.5.8.	Restricciones de generadores hidráulicos	36
4.5.9.	Restricciones de generadores ERNC sin almacenamiento	36
4.5.10.	Restricciones de centrales CSP	37
4.5.11.	Restricciones de sistemas de almacenamiento de energía	37
4.5.12.	Restricciones de embalses	37
4.5.13.	Restricciones de inversión	38
5.	Caso de estudio y datos de entrada	39
5.1.	Casos de estudio	39
5.2.	Datos de entrada	39
5.2.1.	Proyectos de hidrógeno verde	39
5.2.2.	Demanda de hidrógeno	42
5.2.3.	Factores de conversión y eficiencia	43
6.	Resultados y análisis	44
6.1.	Valores operacionales y económicos	44
6.2.	Generación de energía año 2040	47
6.3.	Generación horaria	48
6.3.1.	Caso base sin incorporación central de hidrógeno verde	48
6.3.2.	Caso con central de hidrógeno verde	49
6.3.3.	Caso con central de hidrógeno verde sin celda de combustible	50
6.3.4.	Caso con central de hidrógeno verde sin demanda de hidrógeno	51
6.4.	Balance de masa de Hidrógeno Verde	52
6.4.1.	Caso con central de hidrógeno verde	52
6.4.2.	Caso con central de hidrógeno verde sin celda de combustible	53
6.4.3.	Caso con central de hidrógeno verde sin demanda de hidrógeno	55
6.5.	Síntesis y análisis de resultados	57
7.	Conclusiones y trabajo futuro	60
	Bibliografía	62
	Anexos	66
	Anexo A. Data de modelo de operación de centrales de hidrógeno verde	66

Índice de Tablas

3.1.	Cuadro resumen, bibliografía modelos de operación central de hidrógeno verde.	24
5.1.	Listas de proyectos de centrales de hidrógeno verde en modelo de operación.	41
5.2.	Factores de conversión y eficiencia	43
6.1.	Valores operacionales en cadena de producción hidrógeno para los cuatro casos de estudio.	45
6.2.	Valores operacionales de masa de hidrógeno en la cadena de producción de hidrógeno.	45
6.3.	Valores operacionales energía en la cadena de producción de hidrógeno	46
A.1.	Listado de proyectos de hidrógeno verde.	66
A.2.	Demanda de hidrógeno verde distribuido por región	67

Índice de Ilustraciones

1.1.	Evolución de la generación en el SEN por tipo de tecnología (%). [1]	2
2.1.	Potencial de descarbonización del hidrógeno verde [3]	6
2.2.	Diagrama conceptual de la carga neta (carga neta es la demanda menos la producción) una mayor penetración de generación renovable [10]	7
2.3.	Propiedades físicas del hidrógeno molecular [15]	8
2.4.	Proceso de Electrólisis [17]	10
2.5.	Compresor [18]	12
2.6.	Tanque almacenamiento [19]	13
2.7.	Celda de combustible [20]	13
3.1.	Esquema de configuración de operación de central de hidrógeno verde	17
3.2.	(a) Curva de eficiencia y (b) Curva de producción de hidrógeno	19
4.1.	Metodología de desarrollo de trabajo.	26
4.2.	Esquema modelo de restricciones de la operación central hidrógeno verde	28
5.1.	Mapa de proyectos de hidrógeno verde en Chile al año 2040. Fuente: Elaboración propia	40
5.2.	Demanda de hidrógeno verde según región al 2050 [40]	42
6.1.	Generación de energía anual 2040, por tipo de tecnología y los cuatro casos de estudio de modelo de operación de una central de hidrógeno verde.	47
6.2.	Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2040, por tipo de tecnología, para caso sin central de hidrógeno verde.	48
6.3.	Generación de energía anual 2040, por tipo de tecnología y los cuatro casos de estudio de modelo de operación de una central de hidrógeno verde.	49
6.4.	Generación de energía anual 2040, por tipo de tecnología y los cuatro casos de estudio de modelo de operación de una central de hidrógeno verde sin celda de combustible.	50
6.5.	Generación de energía anual 2040, por tipo de tecnología y los cuatro casos de estudio de modelo de operación de una central de hidrógeno verde sin demanda de hidrógeno.	51
6.6.	Balance de masa de hidrógeno diaria de una central de hidrógeno verde para caso base.	52
6.7.	Balance de masa almacenada de hidrógeno diaria de una central de hidrógeno verde para caso base.	53
6.8.	Balance de producción de hidrógeno verde diaria de una central de hidrógeno verde sin celda de combustible.	54
6.9.	Balance de masan almacenada de hidrógeno diaria de una central de hidrógeno verde para caso base.	55
6.10.	Balance de producción de hidrógeno verde diaria de una central de hidrógeno verde sin celda de combustible.	56

6.11. Balance de masan almacenada de hidrógeno diaria de una central de hidrógeno verde para caso base.	57
---	----

Capítulo 1

Introducción

En el presente capítulo, se abordara la motivación y los antecedentes del trabajo realizado, junto con los objetivos que enmarcan la investigación. Además, se presenta la estructura del resto del trabajo.

1.1. Motivación y antecedentes

En el contexto de la crisis ambiental, uno de los principales desafíos es el aumento constante de los niveles de dióxido de carbono atmosférico (CO_2), hecho que origina el calentamiento global. Este incremento está directamente relacionado con el uso de combustibles fósiles para la generación de energía [1]. En el año 2021, las emisiones de CO_2 provenientes del consumo de combustibles fósiles en la producción de energía representaron aproximadamente el 10 % del total anual de estas emisiones.

En el ámbito de matriz energética, se ha adoptado una política pública orientada a impulsar el uso de fuentes renovables. Según datos recientes [1], tal como se observa en la Figura 1.1, se ha producido un aumento en la generación a partir de fuentes renovables, donde desde el año 2014 se ve de forma más notoria la incorporación de la energía Eólica y Solar. Con el paso del tiempo este tipo de tecnologías ha aumentado su participación, sin embargo, la energía en base a carbón representa aproximadamente un 20 %. El gobierno actual ha establecido objetivos, aspirando a alcanzar un 70 % de producción de energía a partir de fuentes renovables, como solar y eólica, para el año 2030 [2].

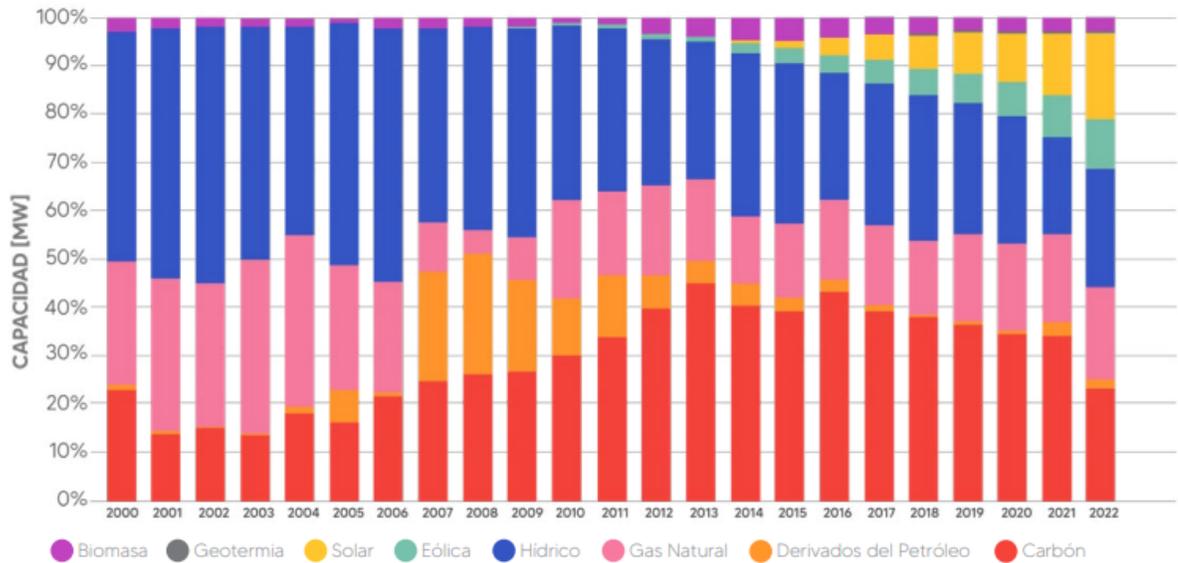


Figura 1.1: Evolución de la generación en el SEN por tipo de tecnología (%). [1]

La naturaleza intermitente de los recursos de energía renovable, como la eólica y la solar, introduce un factor de incertidumbre en el suministro de energía, lo cual puede dar lugar a posibles desequilibrios entre la generación y la demanda. La producción y el almacenamiento de hidrógeno verde ofrecen una solución al brindar mayor flexibilidad dentro del sistema [3].

En el actual panorama, Chile ha comenzado a explorar el potencial de hidrógeno verde como una alternativa de energía limpia, buscando descarbonizar la matriz energética y diversas actividades relacionadas con la energía, como los consumos finales en transporte y procesos industriales. Debido a esto, el gobierno ha trazado una hoja de ruta para el desarrollo del hidrógeno verde, fijando metas de producción para el año 2025 y buscando posicionarse como líder global para el año 2030 [2]. El hidrógeno verde es aquel que se produce a partir de energías renovables mediante la electrólisis del agua, donde su producción no genera emisiones de CO_2 .

La inclusión de hidrógeno verde en la matriz energética conlleva varios beneficios, como el almacenamiento y la gestión de energía renovable excedente producida por fuentes intermitentes, alineado con las políticas energéticas de Chile, las cuales contemplan un plan de hidrógeno verde [4].

Frente a este desafío, el propósito de este trabajo es realizar una caracterización exhaustiva del estado actual de la investigación en el modelamiento de centrales de hidrógeno verde. A partir de esta caracterización, se propone desarrollar un modelo de operación para una central de hidrógeno verde, integrándolo en una herramienta de planificación a largo plazo del Sistema Eléctrico Nacional. Posteriormente, se llevará a cabo una evaluación exhaustiva mediante el uso de indicadores de desempeño económico y operativo, considerando diversos modos de operación y escenarios posibles.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Evaluar el impacto en la planificación a largo plazo del Sistema Eléctrico Nacional, donde se evaluará la inversión e indicadores de desempeño económicos y operacionales, de la integración de centrales de hidrógeno verde al Sistema Eléctrico Nacional.

Lo anterior, se realizará utilizando una herramienta de planificación de largo plazo, para simular la operación del sistema para diferentes escenarios de penetración y modos de operación de centrales de hidrógeno verde.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este trabajo de memoria de título son:

- Caracterizar el estado del arte en modelamiento de centrales de hidrógeno verde para la planificación de sistemas eléctricos.
- Proponer, en base al estado del arte, un modelo de operación de centrales de hidrógeno verde e integrarlo a una herramienta de planificación de largo plazo del Sistema Eléctrico Nacional.
- Generar escenarios de penetración de centrales de hidrógeno verde en el Sistema Eléctrico Nacional.
- Simular diferentes escenarios, utilizando la herramienta de planificación propuesta, para así posteriormente evaluar el impacto de diversos modos de operación de las centrales de hidrógeno verde en el Sistema Eléctrico Nacional, mediante indicadores de desempeño económicos y operacionales para los distintos escenarios.

Capítulo 2

Marco Teórico

En este capítulo, se abordarán diversos conceptos para comprender el funcionamiento de una planta de hidrógeno verde. Posteriormente, se llevará a cabo un análisis del estado actual de la tecnología para examinar distintos modelos de operación de centrales de hidrógeno verde, con el propósito de efectuar una comparativa entre ellos.

2.1. Desafíos de la transición energética y el rol del hidrógeno verde

2.1.1. Transición energética

Por la urgencia de abordar el cambio climático a nivel global, con un esfuerzo a nivel mundial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, fomentar la adaptación de los impactos existentes y futuros, y promover la transición hacia una economía sostenible y baja en carbono. En este contexto se firmó el tratado internacional, Acuerdo de París dentro del marco de la convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Donde Chile ratificó el Acuerdo el 22 de abril del 2016, y se comprometió a trabajar en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para combatir el cambio climático.

Este acuerdo aborda el cambio climático y sus impactos negativos, estableciendo objetivos para las naciones participantes. Los principales compromisos fueron limitar el aumento de la temperatura global en este siglo a 2 °C y realizando los esfuerzos para que este aumento sea solo de 1,5 °C, revisar compromisos cada cinco años y brindar financiamiento a países en vías de desarrollo para fortalecer la resiliencia y capacidad de adaptación.

Con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, se han incorporado las energías renovables no convencionales (ERNC) a la matriz energética. Sin embargo, este aumento produce dificultades debido a su variabilidad. Se requiere una mayor participación de las centrales térmica, que en el horario nocturno se eleva de 33 % al 55 % en participación [5]. Dado el Acuerdo de París, Chile ha adoptado una serie de iniciativas como una política energética a largo plazo “energía 2050”, que entró en vigor en diciembre del 2015. Estas políticas públicas se destacan por producir una transformación de la matriz energética [4].

Este proceso de transformación de la matriz energética, se traduce en un proceso de la transición energética, donde Chile establece una Política Energética pública comenzando con

su primera versión en 2015 [5]. Esta política pública tiene una visión en materia climática y ambiental que se subscriba a la meta de ser carbono neutral antes del 2050. Durante este período, se ha establecido una agenda que define los objetivos y medidas necesarias a tomar, incluyendo la promoción de energías renovables, la modernización de la infraestructura y la eficiencia energética [5].

Dentro de esta agenda, uno de los planes de la transición energética, es el plan de descarbonización que de acuerdo con la Agenda inicial para un segundo tiempo de la transición energética. Esta ruta comenzara en Mayo mediante el Plan de Descarbonización con miras a la construcción de una hoja de ruta 2023-2030 con apoyo del banco Interamericano de Desarrollo, BID y otros [5]. El plan de descarbonización se centra en cuatro principales pilares: promoción de almacenamiento, mitigación de riesgo de suministro, flexibilidad operacional y acciones regulatorias.

El aumento en el uso de energías renovables ha sido un continuo trabajo. Iniciando con la promulgación de la ley n°20.257 en el año 2008, que estableció una cuota anual de energías renovables del 10 % en el sistema [5]. Además de las políticas públicas establecidas, Chile posee un gran potencial debido a su diversidad geográfica y a las condiciones naturales favorables para fuentes de energías renovables como solar y eólica. Entre los factores relevantes que impulsan estos compromisos se encuentran el aumento de la demanda energética, el incremento del costo de importación de energía y preocupaciones ambientales [4].

Pero la transición energética es un proceso complejo y desafiante que implica cambiar la forma que actualmente produce, distribuye y consume la energía, dada la dependencia de los combustibles fósiles y los efectos que están teniendo en la crisis ambiental. Por lo que los desafíos que se enfrenta Chile son [6]:

1. Contar con un marco regulatorio y una política energética de largo plazo que permita modernizar el sector y garantizar un servicio eléctrico asequible con generación limpia.
2. Descarbonizar la matriz energética, para lograr la carbono neutralidad, mediante el retiro de centrales a carbón y la incorporación de energías renovables.
3. Implementar un marco que impulse la innovación y las nuevas tecnologías, como la electromovilidad y el despegue del hidrógeno verde en Chile por su potencial renovable solar y eólico.

El programa del gobierno de Chile busca incentivar la penetración de energías renovables como reemplazo a las centrales de carbón. Además, promover una mayor flexibilidad del sistema, manteniendo la estabilidad de la red eléctrica. En conjunto con otras iniciativas como la electromovilidad se tiene el desarrollo de nuevas fuentes de energía, como es el hidrógeno verde, a través de la regulación que impulsa su producción, uso y creación de un mercado nacional expuesto en el Plan estratégico Nacional de Hidrógeno Verde [6], que dentro de sus principales metas se encuentra: producir el hidrógeno más barato del planeta al 2030, situar a Chile entre los tres principales exportadores al 2040 y contar con 5GW de capacidad de electrólisis en desarrollo al 2025 [7].

Este plan estratégico se divide en tres oleadas, siendo en primer lugar el uso de consumo doméstico de gran escala con una demanda establecida a corto plazo, donde se busca reem-

plazar el amoniaco importado. La segunda oleada se enfocará en el transporte y el inicio de la exportación, dado que se busca transitar a una producción de hidrógeno más competitiva. Por último, a largo plazo se busca abrir a nuevos mercados de exportación para escalar a los sectores de transporte marítimo y aéreo para ser descarbonizados. [3].

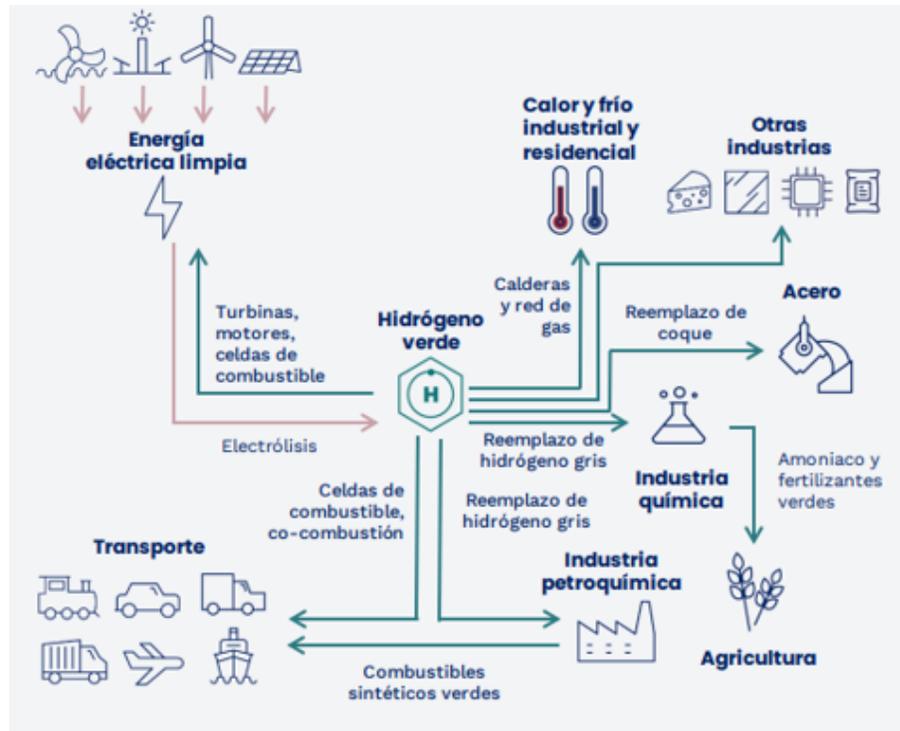


Figura 2.1: Potencial de descarbonización del hidrógeno verde [3]

2.1.2. Flexibilidad

Dado el contexto internacional, así como las políticas energéticas establecidas en Chile, se orienta hacia una matriz de generación basada en fuentes renovables. Sin embargo, es importante tener en cuenta que las fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica, son variables en su generación. A pesar de esta variabilidad, estas desempeñan un papel crucial en la transición hacia una matriz energética más sostenible. La integración de este tipo de fuentes conlleva complejidades a la flexibilidad en los sistemas eléctricos.

La flexibilidad del sistema eléctrico se refiere a su capacidad para adaptarse de manera ágil a las variaciones y la incertidumbre en la oferta y la demanda de energía eléctrica, garantizando así un suministro confiable y eficiente [8]. En el contexto de la transición energética, con el impulso del aumento en el uso de energías renovables, la flexibilidad se vuelve un concepto relevante frente a los desafíos de la intermitencia y variabilidad de este tipo de fuentes de energía.

Esta flexibilidad no solo facilita la integración de energías renovables, sino que también contribuye a mantener la confiabilidad del suministro eléctrico y a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Actualmente en Chile, el panorama energético está experimentando un cambio significativo con la disminución gradual de las centrales de combustibles

fósiles, lo que ha resultado en una mayor predominancia de fuentes renovables en la matriz energética [9]. Sin embargo, esta transición no está exenta de desafíos.

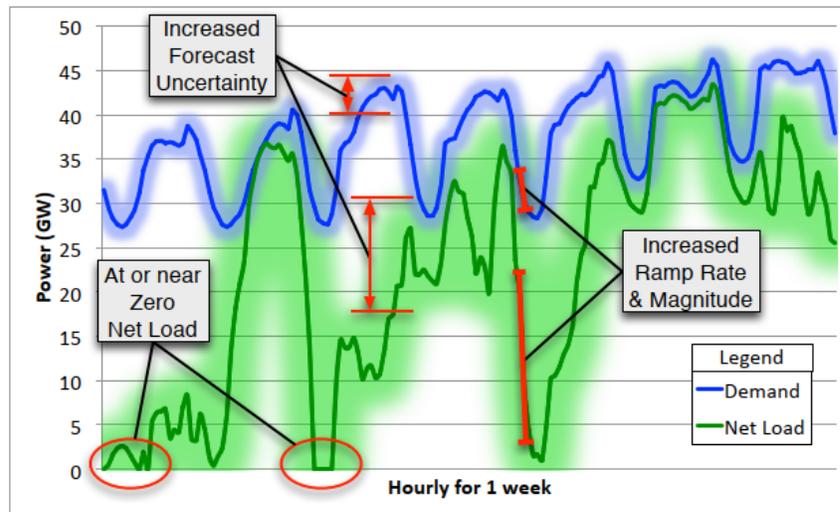


Figura 2.2: Diagrama conceptual de la carga neta (carga neta es la demanda menos la producción) una mayor penetración de generación renovable [10]

El mayor uso de fuentes renovables variables (eólica y solar), aumenta la variabilidad y la incertidumbre en la “carga neta”. Donde la carga neta es la demanda del consumidor menos la generación por energías renovables variables, y representa la potencia que debe ser generada por las unidades que componen el sistema [10]. El sistema debe ser capaz de manejar la variabilidad e incertidumbre en la demanda y acomodarse a la incorporación de energía renovable. Pero como se muestra en la figura 2.2, a altos niveles de penetración de energías renovables, puede causar desafíos en la flexibilidad operativa.

Algunos ejemplos de los desafíos que se presentan son el límite mínimo de salida. Durante en ciertos periodos, las fuentes renovables pueden satisfacer la demanda produciendo una disminución de generación en base de combustibles fósiles de un 50 % al 90 %. Sin embargo, un inconveniente de la incorporación de la generación renovable es su falta de flexibilidad frente a los requerimientos energéticos. Esto significa que deben ser complementadas por generación basada en combustibles, lo que provoca mayores costos de operación [10]. Otro desafío que se presenta son los mayores requerimientos de rampa, la variabilidad de la carga neta requiere una mayor capacidad de respuesta del sistema [10].

Un último ejemplo es la necesidad de mayor reserva, donde siempre se debe contar con suficiente reserva para poder gestionar la incertidumbre de la demanda y la disponibilidad de la oferta. Esta reserva proporciona capacidad adicional cuando la generación es insuficiente frente a altas demandas [11]. Los requisitos del sistema eléctrico dependen de factores como capacidad instalada, la ubicación de la generación y datos de series temporales de carga [12]. Además, se necesitan datos más específicos sobre las energías renovables para desarrollar escenarios de planificación y evaluar diversas alternativas. Para identificar los recursos disponibles para la flexibilidad estos deben ser evaluados y caracterizado. Estudios destacan la importancia de desarrollar almacenamiento de energía a gran escala, una gestión activa

de la demanda, la interconexión y flexibilidad operativa [13], para abordar los desafíos de la transición a una matriz sostenible manteniendo su operación adecuada.

También se puede realizar respuesta a la demanda, donde se busca dar respuesta frente a señales del sistema mediante programas tal como reserva mediante cliente medianos, donde se busca una flexibilidad de la tarifa por otorgar flexibilidad. Una última medida es el almacenamiento de energía, dado el límite de potencia y la capacidad energética, el almacenamiento puede proporcionar flexibilidad operativa en una gran escala de tiempo [11].

2.2. Hidrógeno verde

El hidrógeno (H) es un elemento químico, que es simple y uno de los más abundantes en el planeta. Pero no se encuentra de forma natural sino combinado con otros elementos como puede ser el agua (H_2O) y el amonio (NH_3). Dentro de sus características, cuando se encuentra en condición estándar presenta una temperatura de 25°C y presión de 101,3 kPa, este se presenta como un gas (H_2) que es inflamable, incoloro, no toxico e insoluble en agua [14].

Los atributos fundamentales del hidrógeno a nivel en su naturaleza molecular están definidos de la siguiente forma:

Parámetro	Valor	Unidad
Peso molecular	$2,016 \cdot 10^{-3}$	$kg \cdot mol^{-1}$
Punto de fusión	13,96	K
Punto de ebullición	14	K
Densidad a 4,2 K (sólido)	89	$kg \cdot m^{-3}$
Densidad a 20,4 K (líquido)	71	$kg \cdot m^{-3}$
Densidad a 0°C y 101,3 kPa (gaseoso)	$8,99 \cdot 10^{-2}$	$kg \cdot m^{-3}$
Conductividad térmica (a 25 °C)	$1,842 \cdot 10^{-1}$	$W \cdot K^{-1} \cdot m^{-1}$
Calor bruto de combustión (a 25 °C y 101,3 kPa)	$2,6504 \cdot 10^5$	$kJ \cdot kg^{-1} \cdot mol^{-1}$
Calor neto de combustión (a 25 °C y 101,3 kPa)	$2,4192 \cdot 10^5$	$kJ \cdot kg^{-1} \cdot mol^{-1}$
Temperatura de auto-ignición	858	K
Límite de inflamabilidad en oxígeno ¹	4-94	%
Límite de inflamabilidad en aire	4-74	%

Figura 2.3: Propiedades físicas del hidrógeno molecular [15]

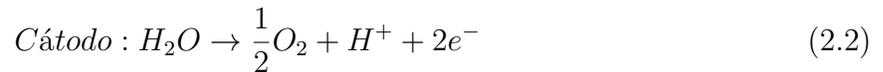
En tabla anterior se presentan las principales propiedades físicas del hidrógeno, con principales aplicaciones en los sistemas eléctrico, en la industria y su uso como combustible, dado por el alto calor de combustión que se detalla en la tabla. En su cadena de producción se destaca que, al ser combustionado en presencia de oxígeno, se forma agua y no se emiten gases derivados del carbono.

La vía más directa para obtención de hidrógeno es mediante el agua, pero en su gran mayoría no es ha sido utilizada debido a su alto nivel de energía demandada. En la industria, su principal método han sido la gasificación, pero dado a la meta de reducción de CO2, se ha comenzado a utilizar la electrólisis del agua, aprovechando fuentes renovables. Donde la

electrólisis es el proceso por el cual por medio de fuentes renovables se realiza la separación del agua, como se observa en la siguiente ecuación [16]:



El proceso producción de hidrógeno verde, en el cual se utiliza fuentes de energías renovables para producir gas de hidrógeno, permite estabilizar las redes de energía. El hidrógeno producido actúa como un complemento a la energía, lo que proporciona estabilidad al sistema y permite aprovechar el excedente de energía producido por las ERNC en forma de combustibles fósiles. La producción de hidrógeno es realizada mediante la electrólisis, donde la reacción tiene lugar en el ánodo y el cátodo representa por las siguientes ecuaciones:



Por otro lado, tras la producción de hidrógeno, este se encuentra en diversas aplicaciones en la industria, como refinación del petróleo crudo, la producción de amoníaco, urea y su uso en sectores aeroespacial, la fabricación de metales, la industria del vidrio, la electrónica, entre otras [15]. Y el hidrógeno producido se puede almacenar, transportar y/o utilizarse posteriormente para la producción de energía [15].

En las centrales de hidrógeno verde se dividen en una serie de subprocesos como el subsistema de producción de hidrógeno, subsistema de almacenamiento y el subsistema de estación de servicio de hidrógeno. En específico el subsistema de producción de hidrógeno consta de cuatro partes, correspondiente a la electrólisis, compresor, almacenamiento y celda de combustible.

2.2.1. Electrólisis

El proceso por el cual se obtiene el hidrógeno mediante la electrólisis del agua, un proceso electroquímico donde se someten a las moléculas de agua a un campo eléctrico externo mayor que al interno de la molécula y mediante un catalizador es posible separar las moléculas de agua en hidrógeno. Este proceso se realiza por medio de un dispositivo electroquímico llamado electrolizador.

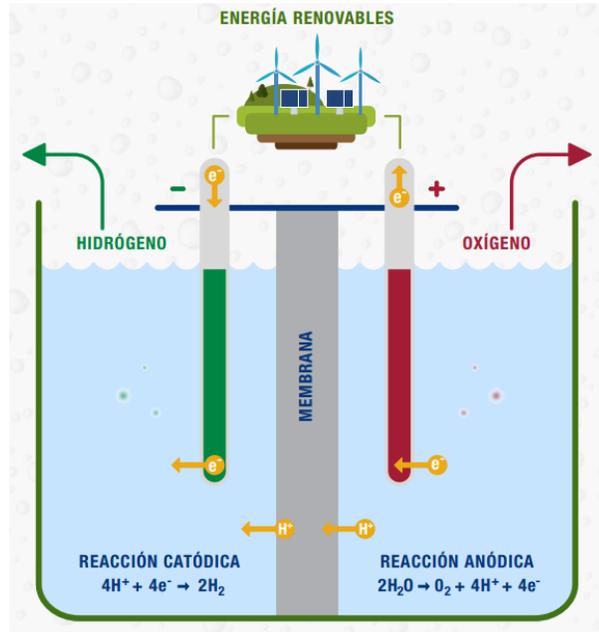
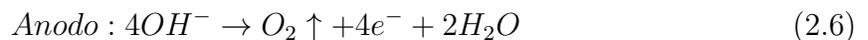
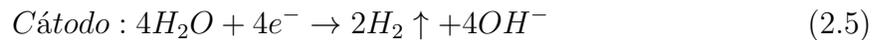


Figura 2.4: Proceso de Electrólisis [17]

Este dispositivo es capaz de transformar la energía eléctrica en energía química, que se almacena en forma de hidrógeno. El electrolizador consiste en un apilamiento de electrodos conductores que se encuentran separados por una membrana donde se aplica un potencial eléctrico y una corriente. Dentro del electrolizador se dispone de un ánodo y un cátodo que se encuentran inmersos en un electrolítico acuoso con una corriente continua.

- Celda electrolizadora de agua alcalina (AWEC)

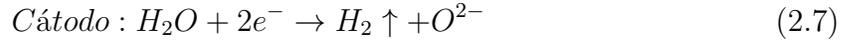
Este tipo de tecnología es una de las más seguras y confiables presentes, además de poseer una larga vida útil. Su funcionamiento se basa en la electro-disociación del agua en hidrógeno, donde en el cátodo se reduce el agua produciendo hidroxilo e hidrógeno. Por otra parte, en el extremo del ánodo el hidroxilo se oxida para formar oxígeno gaseoso mediante la liberación de electrones [17].



Este proceso de electrólisis de agua alcalina a baja temperatura (60-80 °c) con solución acuosa de KOH y/o NaOH como electrolito, donde la concentración de electrolito es de aproximadamente 20 % - 30 % [39]. Además, en esta operación la corriente de un electrolizador alcalino es inferior a 400 mA/cm² y el consumo de energía para la producción de H₂ se aproxima a 4,5 -5,5 kWh/Nm³, con una eficiencia aproximadamente del 60 % [17]. Con estas condiciones se logra obtener una pureza de hidrógeno generado del 99 %.

- Celda electrolizadora de óxido sólido (SOEC)

Este tipo de tecnología se ha vuelto de gran uso principalmente por la alta eficiencia en el proceso de producción de hidrógeno ultrapuro. Se realiza una electrólisis de vapor, a una alta presión de hasta 3MPa y temperaturas entre los 600 a 1000 °c. En el cátodo, el agua se reduce para producir hidrógeno gaseoso y oxido, que circula a través del electrolito hacia el ánodo bajo un campo eléctrico [17]. Los iones de oxido se recombinan en el ánodo para producir oxígeno en forma de gas, por liberación de electrones.

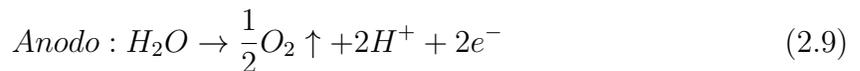


Las celdas SOEC tiene un mayor consumo de agua, el cual puede ser de hasta 80 veces mayor en la producción de hidrógeno, esto se debe los requerimientos de enfriamiento por las altas temperaturas que alcanza la celda. Por otra parte, las celdas SOEC no son económicamente rentables y presentas problemas en su funcionamiento debido a las temperaturas [17].

- Celda de electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEMEC)

Las celdas de membrana de intercambio de protones (PEMEC) es uno de los métodos más prometedores para convertir la energía eléctrica derivadas de fuentes de energías renovables en energía química en forma de hidrógeno. Este tipo de celda opera a bajas temperatura que alrededor de 20 a 100 °c y demanda menos energía debido a su funcionamiento a alta presión (hasta 40 MPa), por lo que se prescinde la necesidad de comprimir [17].

En el proceso el agua se oxida para producir oxígeno en forma de gas y la liberación de electrones. Estos electrones viajan a través de la membrana hacia el lado catódico bajo la influencia del campo eléctrico exterior, aplicado para recombinarse con los electrones y reducir a gas de hidrógeno [17].



Dentro de las ventajas esta la alta densidad de corriente, diseño compacto, alta eficiencia, baja temperatura operativa, altas presiones, respuesta rápida y alta pureza en la producción de gas hidrógeno. Otra característica es su capacidad para trabajar bajo fluctuaciones de potencia, por lo que funciona bien con fuentes de alimentación variable.

2.2.2. Compresor

Una de las características del hidrógeno es que, bajo condiciones atmosféricas, requiere un gran espacio de almacenamiento en el tanque, lo que hace necesario aumentar su densidad. Por lo tanto, se procede a comprimirlo para almacenarlo en forma de gas comprimido.

En este proceso se busca elevar la densidad del gas para que el espacio requerido sea menor. El flujo de salida del hidrógeno se comprime utilizando un proceso de compresión mecánica en varias etapas, donde se somete al hidrógeno a diferentes presiones [18]. De los más utilizados son los compresores mecánicos, ya que es una tecnología avanzada y madura, pero en este proceso se utilizan grandes cantidades de energía a medida que aumenta la presión que se somete, siendo un proceso energéticamente caro.

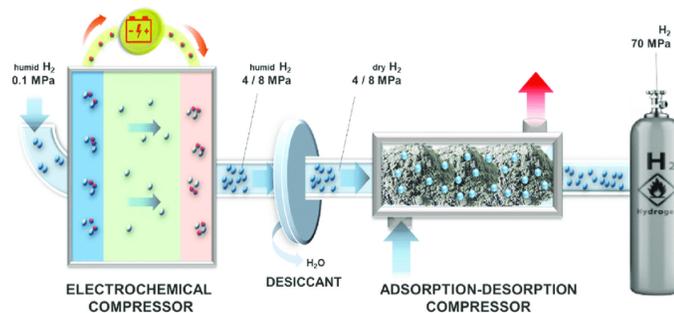


Figura 2.5: Compresor [18]

2.2.3. Almacenamiento

Dentro de la cadena de producción de hidrógeno se encuentra el almacenamiento, para este se encuentran varias alternativas como son el gas comprimido, hidrógeno líquido, materiales sólidos hidrogenados y entre otras opciones. Por otra parte, el hidrógeno se considera un medio químico de almacenamiento energético, siendo utilizado a largo plazo.

Una de las formas más comunes de almacenamiento de hidrógeno es en su forma gaseosa comprimida (CGH_2) y líquida (LH_2). Pero la más utilizada en los modelos de operación de centrales de hidrógeno verde es en su forma de gas comprimido, debido a su alto grado de madurez y factibilidad [19]. En su forma de hidrógeno gaseoso puede operar a temperatura ambiente y alcanza una densidad de 39,22 kg/m a 700 bar en los tanques de almacenamiento [19].

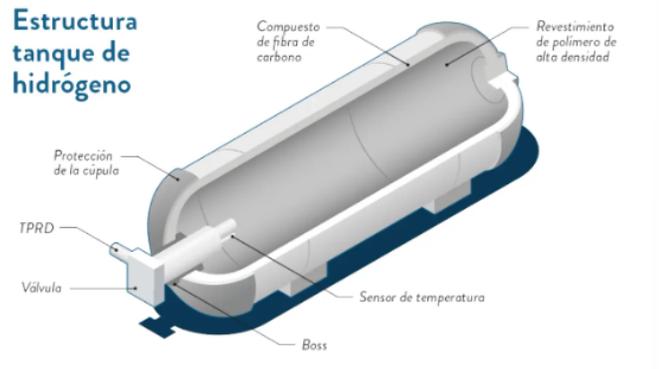


Figura 2.6: Tanque almacenamiento [19]

2.2.4. Celda de Combustible

La celda de combustible o Fuel Cell es un dispositivo que se utiliza para generar energía, mediante el hidrógeno verde obtenido en el proceso de electrólisis, además de la reacción se tiene como subproductos el agua y que no emite CO_2 . Su funcionamiento se basa en reacciones electroquímicas entre un combustible, que es el hidrógeno y un oxidante, el oxígeno [20].

Las celdas poseen dos electrodos, uno positivo (cátodo) y uno negativo (ánodo) que se encuentran separados por una membrana como se observa en la Imagen 2.7. Donde los electrodos se encuentran expuestos a una conexión eléctrica el uno con el otro [20]. En el proceso, el hidrógeno por la presencia del catalizador en el ánodo convierte las moléculas de hidrógeno de gas en electrones, como se muestra en la ecuación.

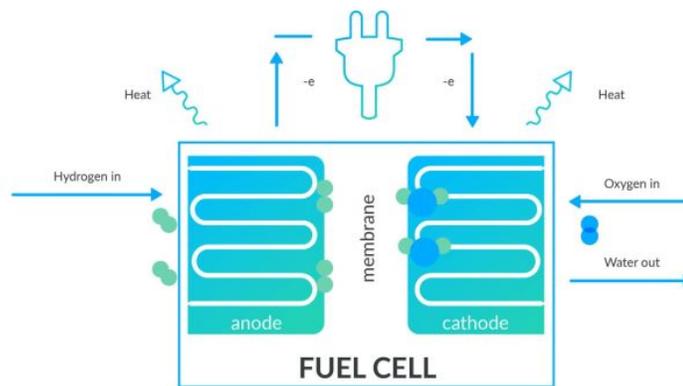


Figura 2.7: Celda de combustible [20]

La celda de combustible de óxido sólido funciona en base a los óxidos metálicos que son capaces de conducir iones a elevadas temperatura ($700 - 1000^\circ\text{C}$) con una eficiencia de operación que se encuentra en el rango de $50 - 65\%$ [20]. Uno de los inconvenientes de estas

celdas es su funcionamiento a elevadas temperaturas, para mitigar este problema a veces se opta por utilizar la energía térmica obtenida por la elevada temperatura en otros procesos.

2.3. Planificación de largo plazo de sistema eléctrico

Una de estas definiciones se enfoca en la planificación de la transmisión, que busca determinar cuándo y qué tipo de nuevas instalaciones de transmisión son necesarias para asegurar una capacidad adecuada de la red de transmisión. Por otro lado, la planificación del sistema eléctrico en su conjunto busca desarrollar conceptos y estructuras sólidas desde una perspectiva técnica y económica, permitiendo una operación eficiente y flexible tanto a largo como a corto plazo, además de adaptarse a cambios en restricciones técnicas, económicas y políticas [21].

Es un proceso por el cual se planifica el sistema frente a distintos escenarios y de acuerdo con el horizonte temporal del modelo: largo plazo y corto plazo, donde se busca minimizar los costos de inversión, operación, mantenimiento y falla del sistema sujeto al abastecimiento de la demanda y el cumplimiento de la norma técnica (NT) en condiciones normales de operación y de primera contingencia [22]. Existen tres tipos de planificación, en este documento se considerarán solamente la planificación de transmisión.

La planificación de la transmisión busca minimizar los costos de inversión, operación, mantenimiento y en falle en un horizonte de tiempo considerando como restricciones de suficiencia, seguridad, técnica y normativa. Donde la restricción de suficiencia corresponde al abastecimiento de la demanda, la restricción de seguridad se relaciona a la reserva en giro, que es la suficiencia a primera contingencia y estabilidad, la restricción técnica concierne a cada generador respetando sus restricciones operacionales y la restricción normativa corresponde a los rangos de tensiones, frecuencia, excursión angular y duración y frecuencia de interrupciones.

Una manera de presentar el problema de planificación es la siguiente, que es una representación simple de la operación del sistema, donde la función objetivo busca minimizar la planificación de la generación [23]:

$$\min \sum_{y \in \mathcal{Y}} \frac{1}{q^{y-y_0}} [C_y^{\text{INV}} + C_y^{\text{OP}} + C_y^{\text{O\&MFix}}] \quad (2.12)$$

La función objetivo busca minimizar los costos operacionales totales, los costos por potencia no servida y los costos de inversión para las distintas tecnologías. La función objetivo incluye la inversión de nuevas tecnologías en generación y las fallas que pueden ocurrir [23].

Se pueden considerar una serie de restricciones asociadas a la planificación, aquí se presentan algunas de las que pueden ser incluidas. Donde la primera ecuación presenta el balance de potencia 2.14, donde en cada periodo de tiempo la suma de la generación de las centrales $P_{g,y,k,t}$, de la potencia despachada por el generador más $P_{f,y,k,t}$, la potencia no suministrada debe satisfacer la demanda D_t .

$$s.a \quad (2.13)$$

$$\sum_{g=1}^G P_{g,y,k,t} - P_{f,y,k,t} = D_t \quad \forall t \quad (2.14)$$

$$P_{g,y,k,t}^{solar} \leq P_{max}^{solar} \quad \forall t \quad (2.15)$$

$$P_{g,y,k,t}^{eolico} \leq P_{max}^{eolico} \quad \forall t \quad (2.16)$$

$$R_t^{Primaria\ necesaria} \leq \sum_{i=1}^{C_p} R_{i,t}^{Primaria} \quad \forall t \quad (2.17)$$

$$R_t^{Secundaria\ necesaria} \leq \sum_{i=1}^{C_s} R_{i,t}^{Secundaria} \quad \forall t \quad (2.18)$$

$$(2.19)$$

Para generadores renovables 2.15 y 2.16, se tienen dos ecuaciones una para generación solar y otra para generación eólica donde presentan los límites por la disponibilidad del recurso.

Finalmente, se tiene los límites de reserva primaria 2.17 y límite de reserva secundaria 2.18, donde se considera que las centrales están presentes en el control primario y secundario, y presentan limitaciones en la reserva que puede otorgar.

Capítulo 3

Estado del Arte

3.1. Modelos de operación centrales de hidrógeno verde

En el problema de optimización, una de las dificultades es la capacidad de integrar la energía y el hidrógeno. En la investigación, se identifican dos líneas de estudio. Una es la capacidad de optimización de energía a hidrogeno a energía (Power to hydrogen to power PtHtP) del sistema, donde se toma el hidrógeno producido como una vía para el almacenamiento de energía. El otro es la capacidad de optimización de energía a hidrógeno (Power to hydrogen PtH) del sistema, donde se utiliza para la producción de hidrógeno [24].

En el desarrollo se considera que la producción de hidrógeno tiene una gran gama de aplicaciones. Una de las variables en el modelo de operación de una central de hidrógeno verde es la fuente de energía utilizada para producir hidrógeno que puede ser energía solar, eólica o proveniente de la red. Y también se diferencian en el mercado que este abarca la operación como puede ser la venta de electricidad, venta de hidrógeno, combustibles sintéticos o servicios complementario (SSCC).

En esta sección se revisan los modelos de operación de una central de hidrógeno verde, donde se considera la configuración del esquema presentado en la Figura 3.1. Este esquema considera los equipos de la cadena de producción y uso de hidrógeno, tales como electrolizador, compresor, almacenamiento de hidrógeno y celda de combustible.

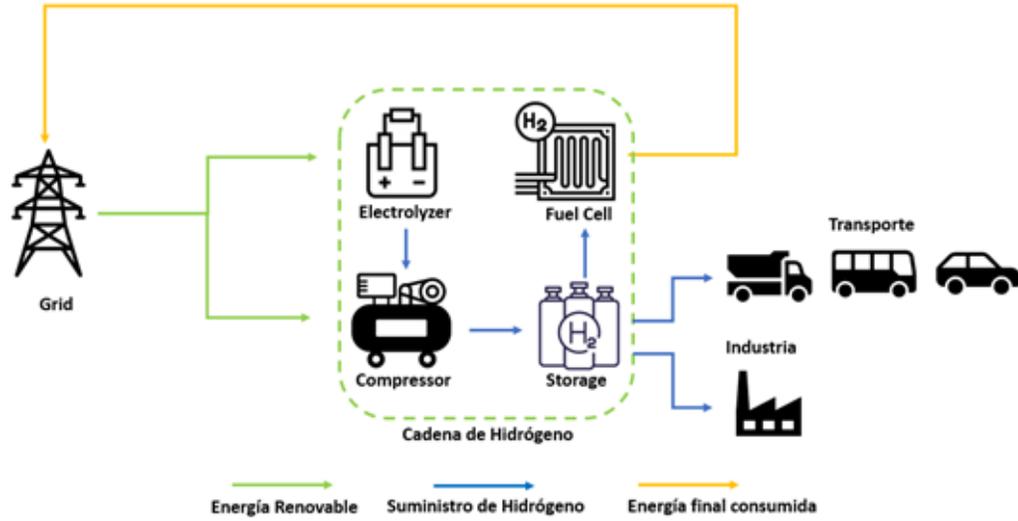


Figura 3.1: Esquema de configuración de operación de central de hidrógeno verde

3.2. Descripción de los modelos

Tras una búsqueda bibliográfica sobre modelos de operación de centrales de hidrógeno verde, se consideró que dichos modelos deben basarse en el esquema de la Figura 3.1. Este esquema representa una cadena de hidrógeno que describe el proceso necesario para la producción y transformación del hidrógeno en energía. Al analizar los diferentes modelos investigados, se pudo observar que presentaban importantes similitudes entre sí. Se pueden distinguir en su manera de abordar las partes de la cadena de producción de hidrógeno verde.

3.2.1. Electrolizador

La electrolisis es el inicio de la cadena de producción de hidrógeno, por el cual se obtiene hidrógeno mediante la electrolisis del agua, en este proceso las moléculas de agua se separan en hidrógeno y oxígeno. Dentro de los modelos presentados estos presentan ecuaciones simplificadas del electrolizador, utilizando una relación constante de conversión de energía a hidrógeno independiente de la capacidad de este [25].

El modelo [26], considera la electrolisis como una potencia de transferencia desde el electrolizador al almacenamiento $P_{h,y,k,t}^{EL,Al}$, dado por la eficiencia del electrolizador η_{EL} , que es una constante por la potencia de entrada del electrolizador en el tiempo $P_{h,y,k,t}^{EL,in}$.

$$P_{h,y,k,t}^{EL,Al} = \eta_{EL} P_{h,y,k,t}^{EL,in} \quad (3.1)$$

Como se observa simplifica el proceso de electrolizador, considerando su gasto energético en el proceso, y deja de lado varias variables a considerar en la operación del electrolizador, como las restricciones químicas y físicas del proceso de la electrolisis, como el agua necesaria

para el proceso. También es importante tener en cuenta los límites en el proceso de la electrolisis, de acuerdo con la masa de hidrógeno que se puede producir como se representa en el modelo [24] donde $M_{h,y,k,t}^E$, es la generación de hidrógeno producida por electrolizador y $K_{h,y,k,t}^P$ es capacidad máxima de producción de hidrógeno.

$$M_{h,y,k,t}^{El} \leq K_{h,y,k,t}^P \quad (3.2)$$

Por otra parte, el modelo [24] la ecuación que representa al electrolizador se limita por la capacidad de almacenamiento de energía necesaria para este proceso, donde la energía utilizada para la producción de hidrógeno en el momento t $E_{h,y,k,t}^{H2}$ proviene de la producción fotovoltaica $K_{h,y,k,t}^P$ y la parte liberada del almacenamiento $P_{h,y,k,t}^{Al}$ por la eficiencia del sistema de almacenamiento η_{Al} , donde esta guardada la energía necesaria, esta puede venir también de la red eléctrica.

$$E_{h,y,k,t}^{H2} = P_{h,y,k,t}^{solar} + \eta_{Al} P_{h,y,k,t}^{Al} \quad (3.3)$$

El modelo [27] considera ecuación en el proceso de electrolisis, como el rendimiento de hidrógeno en el proceso de electrolisis (3.4), dado por la cantidad de hidrógeno $M_{h,y,k,t}^{h2}$ producido es igual a la energía necesaria $E_{h,y,k,t}^{in}$ para producir por la eficiencia del proceso η_{El} . Además, se formula la ecuación de balance de hidrógeno, donde se formula como la suma de hidrógeno producido por cada electrolizador $\sum_{El} P E_{El,y,k,t}$ se debe equilibrar la cantidad total de hidrógeno generado a partir de la electrolisis $M_{h,y,k,t}^{h2}$ representa en la ecuación (3.5). En todo el proceso de electrolisis se deben considerar los límites que tiene el electrolizador (3.6), por los limites superior $Cap_{El,y,k,t}^{max}$ e inferior $Cap_{El,y,k,t}^{min}$.

$$\sum_{i \in El} M_{h,y,k,t}^{h2} = E_{h,y,k,t}^{in} * \eta_{El} \quad (3.4)$$

$$M_{h,y,k,t}^{h2} = \sum_{El} P E_{El,y,k,t} \quad (3.5)$$

$$Cap_{El,y,k,t}^{min} \leq M_{h,y,k,t}^{h2} \leq Cap_{El,y,k,t}^{max} \quad (3.6)$$

A diferencia de los anteriores modelos el modelo [28], presenta una serie de opciones que consideran mayor complejidad y plenitud, con respecto a lo anterior.

1. Eficiencia electrolizador y curva de producción: eficiencia de conversión de energía a hidrógeno es una función del consumo de energía de electrolizador. Para la producción de hidrógeno, la eficiencia será variable por lo que se introduce no linealidad en el modelo.

La eficiencia de conversión de electricidad a hidrógeno depende de la carga parcial, es decir, de la relación entre el consumo de potencia y la potencia nominal del electrolizador. Donde se realizaron curvas entre corriente – voltaje, dado que la relación corriente-voltaje describe el aumento del voltaje de acuerdo con varios métodos otorgados por la literatura se estableció relaciones entre voltaje, densidad de corriente y temperatura de funcionamiento del electrolizador, por lo que la eficiencia del electrolizador η_i (3.7) esta dado por la producción de hidrógeno h_i versus la potencia p_e , donde la producción de

hidrógeno h_i [kg/h] (3.8), se define por la masa molar de hidrógeno $M_i^{H_2}$, la constante de Faraday F y la eficiencia de Faraday η_i^F .

$$\eta_i = \frac{h_i}{p^e} \quad (3.7)$$

$$h_i = 3600 * \frac{\eta_i^F M_i^{H_2} A}{2F} \quad (3.8)$$

Donde experimentalmente se observa que las curvas (a) de la eficiencia versus la potencia consumida y la curva (b) muestra la producción de hidrógeno versus potencia consumida, muestran un modelo que no es lineal. Esto dado que la eficiencia tiene un peak cerca de un 30% de la carga.

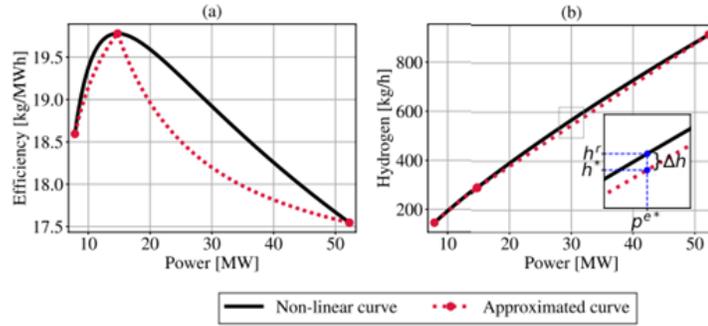


Figura 3.2: (a) Curva de eficiencia y (b) Curva de producción de hidrógeno

Por otra parte, el modelo [29] es un modelo dinámico, donde la ecuación principal define la producción del electrolizador y la tasa de producción de hidrógeno, considerando como restricciones la temperatura de la electrolisis, de la ecuación (3.9). También se definen estados de espera o apagado, la corriente y la tasa de producción de hidrógeno (3.10), donde se describe los estados de espera o apagado, por la corriente y la tasa de producción de hidrógeno. Por lo que en estado apagado la tasa de producción es cero y cuando se encuentra en estado de espera se plantea límites inferior y superior para la corriente de la celda. Donde p_b , es una variable binaria tomando uno para estado activado y cero para estado apagado

$$\dot{m}_t = \eta_f M_{H_2} \frac{n_c I_t}{2F} \quad \forall t \geq 0 \quad (3.9)$$

$$Ap_b^t \underline{i} \leq I_t \leq Ap_b^t \bar{i} \quad \forall t \geq 0 \quad (3.10)$$

- Estados operativos: un modelado operativo adecuado requiere varios estados en este caso se consideran tres estados encendido, apagado y en espera. Esto con el objetivo de garantizar que no haya producción de hidrógeno por debajo de una carga parcial mínima permitida, se consideran tres estados, encendido, apagado y en espera, lo que se describe

a continuación.

- Encendido: el electrolizador opera en un rango factible consumiendo potencia y produciendo hidrógeno con una eficiencia de conversión que depende de la carga parcial. La potencia mínima de operación para el electrolizador es alrededor de 15 a 20 % de potencia de la nominal, debajo de esto se pasa al estado de apagado [30].
- En espera: en esta etapa no se produce hidrógeno, pero consume la potencia necesaria para mantener la temperatura y presión del sistema para rápidamente volver a operación. Siendo la potencia consumo alrededor del 1 al 5 % de la capacidad máxima del electrolizador y el encendido tiene una demora de 30 segundos [30].
- Apagado: completamente apagado, y es necesario de al menos 20 minutos para volver a la producción de hidrógeno [30].

3.2.2. Compresor

Es importante destacar que el compresor es un dispositivo que no en todos los modelos se considera, ya que muchas veces va incorporado dentro del sistema de almacenamiento, por lo que no se simula por sí solo, sino que se considera como restricción dentro del modelado del almacenamiento. En el modelo [26] no se incluye el compresor y el hidrógeno pasa directamente desde la electrolisis a los estanques de almacenamiento. Esto se debe a que la limitación del proceso del compresor se incorpora en la ecuación del electrolizador.

En el modelo [28], se simula la operación del compresor a partir de la potencia de consumo necesaria para el proceso, como se observa en la siguiente ecuación (3.11). Donde P_t^c representa el consumo del electrolizador, que se entiende como el consumo de energía necesario para la operación, lo que implica un balance de energía. Otras variables que considera son potencia vendida, producción parque eólico, potencia entrada y potencia electrolizador.

$$p_t = P_t^w + p_t^{in} - p_t^e - p_t^c \quad \forall t \in \tau \quad (3.11)$$

En el modelo [29], el compresor se modela como el consumo de energía (P_c), determinado por el consumo de energía (kW), R la constante del gas medida en J/molK, T_{in} la temperatura de entrada del hidrógeno (K), γ el exponente isotrópico dado por la composición del hidrógeno con un valor 1,4 al ser el hidrógeno un átomo monoatómico, η_c representa la eficiencia mecánica del compresor que puede ir en un rango entre 0,4 – 0,75, junto con las presiones de entrada y salida (P_{in} y P_{out}).

$$p_{h,y,k,t}^c = \frac{RT_{in}}{2(\gamma - 1)\eta_c} \left(\frac{P_{out}^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}}{P_{in}^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}} - 1 \right) \dot{m}_t \quad (3.12)$$

Se consideran varios valores que representa el comportamiento y características del compresor, antes en su comportamiento eléctrico como químico y mecánico. Finalmente, en el modelo [31] se define el proceso de compresión del hidrógeno como un grupo de motocompresores de aire que se definen por las siguientes ecuaciones, donde se considera la potencia del compresor, la eficiencia del compresor, la capacidad de hidrógeno y el coeficiente adiabático del compresor.

$$T_{out} = T_{in} \left(\frac{P_{out}}{P_{in}} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad (3.13)$$

$$P_{Mec} = \frac{1}{\eta_{adi} \eta_{Mec}} \quad (3.14)$$

3.2.3. Almacenamiento

El sistema de almacenamiento mayormente utilizado es en formato de gas comprimido. Para su representación en ecuaciones se considera de forma lineal con límites en el almacenamiento posible. Como se puede observar en el modelo [26] el almacenamiento de hidrógeno se modela matemáticamente con respecto a la energía que se almacena en el interior en un tiempo t , dada por la siguiente ecuación :

$$E_{h,y,k,t+1}^{H2, strg} = E_{h,y,k,t}^{H2, strg} + \left(P_{h,y,k,t}^{EL-strg} - \frac{P_{h,y,k,t}^{strg-FC}}{\eta_{strg}} \right) \quad (3.15)$$

Por lo que la ecuación representa la energía de hidrógeno que está determinada por la energía de hidrógeno en el tiempo anterior más la energía necesaria por el electrolizador menos la energía de la celda de combustible, lo que resulta un balance. Además, se puede obtener la cantidad de hidrógeno almacenado, mediante la ecuación (3.16) y los límites están definidos por el límite superior de la cantidad de hidrógeno almacenado, que establece la cantidad máxima del tanque y la inferior, fijando esta última por el hecho de que el tanque no debe nunca estar completamente vacío. Y la cantidad mínima restante en el tanque se establece en 5 %.

$$M_{h,y,k,t+1}^{H2, strg} = \frac{E_{h,y,k,t}^{H2, strg}}{H_{HHV, H_2}} \left(P_{h,y,k,t}^{EL-strg} - \frac{P_{h,y,k,t}^{strg-FC}}{\eta_{strg}} \right) \quad (3.16)$$

$$M_{H_2, min} \leq M_{H_2} \leq M_{H_2, max} \quad (3.17)$$

En el modelo [27], se presentan tres ecuaciones para definir el sistema de almacenamiento. La primera ecuación establece los requisitos de almacenamiento del producto, la segunda ecuación indica la cantidad de hidrógeno que se almacena en los tanques para las diferentes capacidades y la última ecuación representa el hidrógeno almacenado en los tanques, asegurando que estén entre los límites permitidos. respecto al modelo [28], el hidrógeno producido puede ir directamente a la demanda o inyectarse al almacenamiento, donde el hidrógeno total entregado a la demanda es igual a la suma de hidrógeno directamente del electrolizador.

$$h_t = h_t^d + s_t^{in} \quad \forall t \in \tau \quad (3.18)$$

Sin embargo, para definir con mayor exactitud el almacenamiento, se deben considerar aspectos como la vida útil del tanque de almacenamiento, y los cambios de temperatura. Cuando se considera la no linealidad del almacenamiento, se debe tener en cuenta aspecto como la capacidad de almacenamiento que puede ir disminuyen su eficiencia [30]. Por otra parte, los sistemas de almacenamiento pueden tener una respuesta dinámica no lineal a las fluctuaciones de la carga o de la demanda. Esto se puede deber a la necesidad de tiempo para la comprensión o descompresión del hidrógeno [30].

Este tipo de consideraciones se observa en el modelo [31], donde el hidrógeno producido por el electrolizador luego se almacenado en un tanque. Se pueden considerar tres formas para almacenamiento: hidrógeno metálico, presurizado y líquido. Dado que se requiere tener ciertas presiones para poder entrar el hidrógeno a la celda de combustible, el sistema de almacenamiento en este modelo se divide en las siguientes partes luego de la electrolisis.

- Buffer Tank: El gas suministrado por el electrolizador se almacena en un tampón para evitar la operación de compresión con carga demasiado baja, para controlar la temperatura del hidrógeno, por lo que se define por una ecuación de flujo de masa de hidrógeno.

$$\dot{m}_{BT}(t_0 + \Delta t) = \int_0^{t_0 + \Delta t} \dot{m}_{BT}(\tau) d(\tau) + \dot{m}_{BT}(t_0) \quad (3.19)$$

- Pressure regulator: Se utiliza un modelo de controlador de presión, donde se asume un proceso isoentrópico para describir los parámetros termodinámicos en cada controlador. Las variables de entrada y salida (presión, flujo másico) se sintonizan ajustando los parámetros mecánicos de acuerdo con los estudios de estabilidad.
- Moto – compresor: Se considera un grupo de motocompresor de aire, desarrollado como una máquina de corriente, que se define por las siguientes ecuaciones.

$$P_{Mec} = \frac{1}{\eta_{adi} \eta_{Mec}} \quad (3.20)$$

- Heat exchanger: Se considera un intercambiador de calor, donde se utiliza como refrigerante el agua para controlar la temperatura del hidrógeno si es necesario considerando las capacidades de los tanques y dinámica de compresión.

3.2.4. Celda de combustible

La celda de combustible representa la última etapa de la cadena de producción de hidrógeno, donde el hidrógeno obtenido se utiliza para producir energía eléctrica, donde se combina el oxígeno y el hidrógeno almacenado para producir la electricidad, obteniendo como salida principal la electricidad y como subproductos la electricidad producto de la ionización del hidrógeno. La celda de combustible planteada en el modelo [26], es una membrana de intercambio de protones (PEMFC) con una eficiencia aproximada de 0,5, que este dado por la eficiencia de la celda de combustible y su consumo.

$$P_{h,y,k,t}^{FC} = \eta_{FC} P_{h,y,k,t}^{strg-FC} \quad (3.21)$$

Por otra parte, el modelo [27] presenta una ecuación que relaciona el proceso de electrolisis con la celda de combustible, donde H_{2ig}^{toE} es la cantidad de hidrógeno que es convertido en electricidad y Y^{H_2toE} es el rendimiento de electricidad por unidad de hidrógeno. También se define la capacidad de la celda de combustible, que definirá la producción de electricidad, que se muestran a continuación.

$$E_{h,y,k,t}^{fromH_2} = \sum_i H_{2h,y,k,t}^{toE} Y_{h,y,k,t}^{H_2toE} INV^{EFF} \forall t \quad (3.22)$$

Además, se define una ecuación que relaciona la capacidad de la celda de combustible con la producción de electricidad, como se observa en la siguiente ecuación.

$$FC_{h,y,k,t}^{CAP} \geq \frac{E_{h,y,k,t}^{fromH2}}{H^s FC_{h,y,k,t}^{EFF} INV_{EFF}} \forall t \quad (3.23)$$

En los distintos modelos, la celda de combustible se define mediante una ecuación con eficiencia constante y su única variabilidad es respecto al número de celdas presentes en el proceso. Por el contrario, es necesario considerar otras variables para estimar de mejor manera la producción de energía. Los modelos que consideran la celda de combustible de una manera más completa donde se debe tener en cuenta los fenómenos electroquímicos, el transporte de especies gaseosas y térmicas, así como las características del sistema de combustible y los componentes auxiliares. Además de considerar efectos de la degradación y las fallas en el rendimiento del sistema [32].

Otros aspectos relevantes es la curva de polarización de la celda de combustible, que es no lineal, y describe la relación entre la densidad de corriente y la tensión de la celda. Donde a medida que aumenta la densidad de corriente, se produce una caída de tensión debido a las pérdidas de la celda [30]. También las celdas de combustible tienen una respuesta dinámica a cambios de la carga o demanda de energía, esto dado que el tiempo requerido para que los reactantes lleguen a las interfaces de los electrodos [30].

Dado lo anterior el modelo [33] se considera una mejora del modelo presentado anteriormente considerando la variación temporal (t) de la celda de combustible de acuerdo con la temperatura, también existe una dependencia de la corriente de la celda. Para todo el proceso considera valores experimentales y presiones parciales. Realizando una serie de pasos que definen variables y constantes del sistema, se llega a la siguiente ecuación.

$$V_d = \frac{I_{FC} \cdot R_a}{T_{FC} \cdot s + 1}, \quad T_{FC} = C_{FC} \cdot R_a \quad (3.24)$$

Tabla 3.1: Cuadro resumen, bibliografía modelos de operación central de hidrógeno verde.

Referencia	Función objetivo	Características modelo		Partes cadena producción de hidrógeno			Balancees		Conexiones	
		Linealidad	Estados	Electrolizador	Compresor	Almacenamiento de hidrógeno	Celda de combustible	Balance de energía	Balance producción hidrógeno	Acople con sistema eléctrico
[34]	Minimizar la inversión y operación a lo largo del periodo de planificación	Si	No	Si	No	Si	No	si	Si	Si
[24]	Maximizar los ingresos donde se incluya la venta de hidrógeno y los ingresos del comercio de electricidad en mercado	Si	No	Si	Si	No	No	No	Si	No
[35]	Minimizar los costos total para de hidrógeno	Si	No	No	No	No	No	Si	Si	Si
[36]	Minimizar los costos totales anual de la producción de hidrógeno verde en el periodo de un año	Si	No	Si	Si	Si	No	Si	Si	Si
[26]	Minimizar costo de generación	Si	No	Si	Si	Si	Si	No	No	No
[27]	Minimizar el costo diario	Si	No	Si	No	Si	Si	No	Si	Si
[28]	Maximizar beneficios de la plata en la producción de hidrógeno	No	Si	Si	No	Si	No	Si	Si	Si
[29]	Maximizar las ganancias de la producción de hidrógeno verde	No	Si	Si	Si	Si	No	Si	No	Si
[31]	Maximizar producción de hidrógeno	Si	No	Si	Si	Si	No	No	No	No
[33]	Maximizar ganancias por venta de combustible dado la manera eficiente de funcionar la celda de combustible	No	No	Si	Si	Si	Si	No	No	No

En la Tabla 3.1 se muestran las características de los modelos más representativos de acuerdo con la revisión bibliográfica. Donde en el cuadro se presenta la referencia asociada, además de su función objetivo y sus restricciones.

A partir de la investigación bibliográfica y los modelos previamente presentados, se ha observado que estos modelos comparten similitudes, aunque también presentan diferencias en función de las restricciones que se tengan en cuenta. Entre los equipos más influyentes en el proceso de producción de hidrógeno se encuentran el electrolizador, almacenamiento y celda de combustible. En los modelos mencionados, estos procesos se describen con eficiencias lineales y variaciones de temperatura y presión, lo que puede llevar a una sobreestimación de la producción de hidrógeno.

Por lo tanto, de la investigación realizada se identificaron diferencias y las ecuaciones que rigen los procesos de electrolisis, compresor, almacenamiento y celda de combustible. Este con el objetivo de determinar que ecuaciones tiene influencia en la estimación de la producción de hidrógeno verde, que se presenta en la sección de modelamiento.

Capítulo 4

Modelamiento

4.1. Metodología

Considerando los objetivos propuestos, se propone una metodología de trabajo dividida en tres etapas y con entregables para cada una de ellas, como se muestra en la siguiente figura:

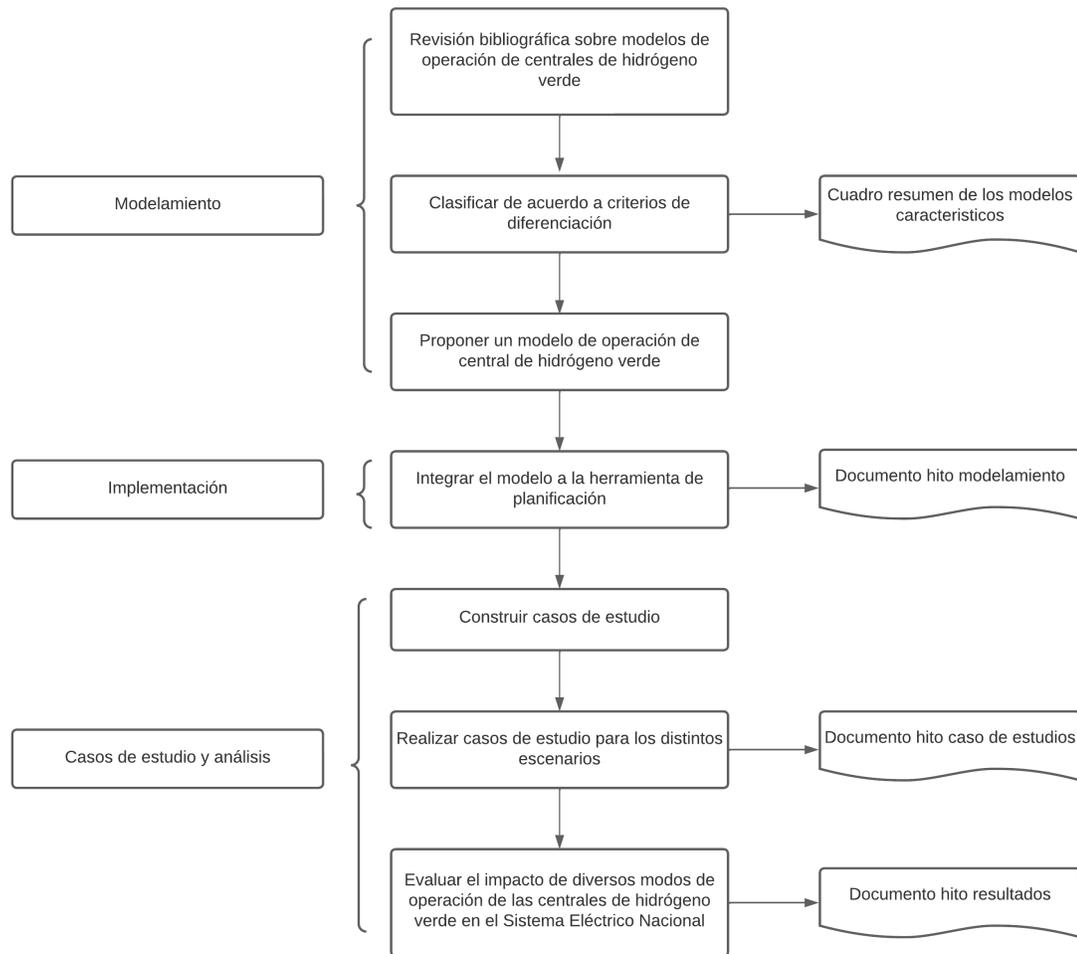


Figura 4.1: Metodología de desarrollo de trabajo.

1. Revisión bibliográfica sobre modelos de operación de centrales de hidrógeno verde: En esta etapa se revisarán los modelos existentes en la bibliografía que explican la operación de centrales de hidrógeno verde en sus distintos escenarios de modo de operación.
2. Clasificar de acuerdo con criterios de diferenciación: Una vez estudiando varios modelos de operación de centrales de hidrógeno verde, se procede a realizar una comparación para detectar similitudes y diferencias, con el objetivo de identificar a los modelos más representativos y clasificarlos para luego elegir el modelo que pueda ser aplicable a la herramienta de planificación.
3. Proponer un modelo de operación de central de hidrógeno verde: Después de la revisión bibliográfica y la selección del modelo, se procede a proponer un modelo que cumpla con el esquema del modelo de central de hidrógeno verde presentado y que incorpore la conexión a la red, además de las restricciones, si es necesario.
4. Integrar el modelo al sistema de planificación: Una vez definido el modelo propuesto, este se integrará a la herramienta de planificación de largo plazo del Sistema Eléctrico Nacional, considerando la función objetivo del modelo y sus restricciones asociadas.
5. Construir casos de estudio: Para poder realizar los estudios en el modelo, se deben crear casos de estudios que puedan identificar los distintos indicadores de inversión y operación que se buscan evaluar. Los diferentes casos de estudio incorporarán a en la herramienta de planificación. Además, como resultado de esta, se entregará el documento del hito de modelamiento, donde se explicará la modelo propuesta y se presentarán los casos de estudio.
6. Realizar casos de estudio para los distintos escenarios: Una vez integrado el modelo de operación de central de hidrógeno verde al sistema de planificación, al igual que los casos de estudio, se deberán ejecutar los distintos casos en el modelo y obtener los resultados. Como resultado de esta, se entregará el documento de hito de caso de estudio, donde se mostrará la incorporación de los distintos escenarios.
7. Evaluar el impacto de diversos modos de operación de las centrales de hidrógeno verde en el Sistema Eléctrica Nacional: A partir de la realización de casos de estudio con los modelos, se evaluarán los resultados obtenidos para determinarán el impacto de diversos modos de operación de las centrales de hidrógeno verde en el Sistema Eléctrico Nacional mediante indicadores de desempeño económico y operacionales para los distintos escenarios. Como resultado de esta etapa, se entregará el documento del hito de resultado, donde se presentará el análisis de resultados de los distintos casos para el modelo de operación de la central de hidrógeno verde.

4.2. Modelo de planificación de transmisión considerando centrales de hidrógeno verde en SEP

En el actual trabajo se busca incorporar un modelo de operación de una central de hidrógeno verde, a un sistema de planificación a largo plazo. Para lo cual la planificación que se utilizara es un problema de optimización. Tiene como objetivo determinar la inversión en proyectos de transmisión y almacenamiento, con la idea de minimizar los costos de inversión

y operación en un horizonte de planificación. Además de capturar la variabilidad horaria y estacional de la demanda y fuentes renovables [37].

Para el modelamiento de la operación de centrales de hidrógeno verde, se considera que esta compuesta de equipos, comenzando con la electrólisis, proceso por el cual a partir de electrólisis de agua se obtiene hidrógeno, para continuar con el proceso de compresión, donde se pasa a presiones acorde a su almacenamiento el hidrógeno, continuando con el almacenamiento de hidrógeno en tanques y finalizando el proceso de la celda de combustible donde el hidrógeno producido se convierte en electricidad que es llevado al sistema interconectado.

Para su modelamiento se consideran distintos proyectos de centrales de hidrógeno verde conectado cada uno a una barra del sistema, no necesariamente teniendo un proyecto por cada barra del sistema. Por otra parte, se tiene los requerimientos energéticos para cada central de hidrógeno verde y la demanda de hidrógeno que se debe cumplir por parte de las centrales. Las partes de la cadena de producción de hidrógeno verde, como se menciono anteriormente se integra de cuatro partes con sus respectivos procesos de generación y consumo, presentados en la Figura 4.2.

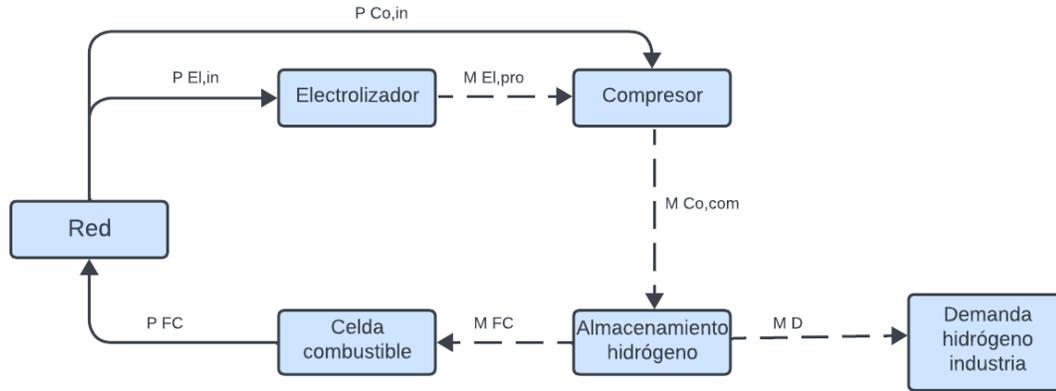


Figura 4.2: Esquema modelo de restricciones de la operación central hidrógeno verde

4.3. Nomenclatura

4.3.1. Variables de inversión

$I_{e,y}$	Unidades de sistema de almacenamiento e instaladas en año y .
$I_{p,y}$	Variable binaria que indica si proyecto p se ejecuta en año y .
$Z_{e,y}$	Inversión acumulada sistema de almacenamiento e en año y .
$Z_{p,y}$	Variable binaria que indica si proyecto p se encuentra disponible en año y .

4.3.2. Variables de operación

$\theta_{b,y,k,t}$	Ángulo de fase asociado a la barra b en hora t , día k , año y [rad].
$D_{b,y,d,t}^{\text{shed}}$	Demanda no servida en barra b en hora t , día k , año y [MW].

$D_{g,y,k,t}$	Estado apagado del generador g en hora t , día k , año y .
$E_{e,y,k,t}$	Energía en sistema de almacenamiento e en hora t , día k , año y [MWh].
$F_{l,y,k,t}$	Flujo por línea l en hora t , día k , año y [MW].
$P_{e,y,k,t}^c$	Potencia de carga sistema de almacenamiento e en hora t , día k , año y [MW].
$P_{e,y,k,t}^d$	Potencia de descarga sistema de almacenamiento e en hora t , día k , año y [MW].
$P_{b,y,k,t}^{\text{dump}}$	Exceso de generación en barra b en hora t , día k , año y [MW].
$P_{g,y,k,t}^{\text{pump}}$	Potencia bombeada central de bombeo g en hora t , día k , año y [MW].
$P_{g,y,k,t}^{\text{RESshed}}$	Recorte de generación generador ERNC g en hora t , día k , año y [MW].
$P_{g,y,k,t}$	Potencia generada por generador g en hora t , día k , año y [MW].
$Q_{g,y,k,t}^{\text{dump}}$	Caudal vertido por generador g en hora t , día k , año y [m ³ /s].
$Q_{r,y,k,t}^{\text{dumpNF}}$	Caudal ficticio vertido por embalse r en hora t , día k , año y [m ³ /s].
$Q_{g,y,k,t}^{\text{inNF}}$	Afluente ficticio a embalse r en hora t , día k , año y [m ³ /s].
$Q_{g,y,k,t}^{\text{leak}}$	Caudal filtrado por generador g en hora t , día k , año y [m ³ /s].
$R_{e,y,k,t}^{\text{prim}}$	Reserva primaria del almacenamiento e en hora t , día k , año y [MW].
$R_{g,y,k,t}^{\text{prim}}$	Reserva primaria del generador g en hora t , día k , año y [MW].
$R_{e,y,k,t}^{\text{sec}}$	Reserva secundaria del almacenamiento e en hora t , día k , año y [MW].
$R_{g,y,k,t}^{\text{sec}}$	Reserva secundaria del generador g en hora t , día k , año y [MW].
$S_{g,y,k,t}$	Estado de encendido generador ERNC g en hora t , día k , año y .
$U_{g,y,k,t}$	Estado del generador g en hora t , día k , año y .
$V_{r,y,k,t}$	Volumen del embalse r en hora t , día k , año y [Hm ³]
$P_{h,y,k,t}^{\text{EL,in}}$	Potencia desde la red al electrolizador EL en hora t , día k , año y [MW].
$P_{h,y,k,t}^{\text{FC}}$	Potencia inyectada a la red desde la celda de combustible FC en hora t , día k , año y [MW].
$M_{h,y,k,t}^{\text{EL,pro}}$	Hidrógeno producido por el electrolizador El en hora t , día k , año y [kg].
$P_{h,y,k,t}^{\text{Co,in}}$	Potencia desde la red al compresor Co en hora t , día k , año y [MW].
$M_{h,y,k,t}^{\text{Co,com}}$	Hidrógeno comprimido por el compresor Co en hora t , día k , año y [kg].
$M_{h,y,k,t}^{\text{Al,strg}}$	Hidrógeno almacenado por el estanque de hidrógeno Al en hora t , día k , año y [kg].
$M_{h,y,k,t}^{\text{FC}}$	Masa de hidrógeno verde en la celda de combustible FC en hora t , día k , año y [kg].
$\Delta M_{h,y,k,t}^{\text{D}}$	Hidrógeno demandado D total en las zonas en hora t , día k , año y [kg].

4.3.3. Parámetros

α_r^{filt}	Tasa filtración embalse r .
$\alpha_{g,y,k,t}$	Generación disponible para generador ERNC g en hora t , día k , año y [p.u.].
η_g^{pump}	Eficiencia en modo bombeo de central de bombeo g [MW/(m ³ /s)].
η_e	Eficiencia sistema de almacenamiento e .
η_g	Eficiencia generador hidráulico g [MW/(m ³ /s)].
γ_y^{RsERNC}	Porcentaje de generación variable que debe ser cubierto por reserva secundaria [%].
$\bar{\varepsilon}_e$	Energía máxima sistema de almacenamiento e [MWh].
$\underline{\varepsilon}_e$	Energía mínima sistema de almacenamiento e [MWh].
σ_k	Peso asociado a día k .
τ_g^{off}	Tiempo mínimo fuera de servicio del generador g [h].

τ_g^{on}	Tiempo mínimo de operación del generador g [h].
$c_{g,y}$	Costo variable del generador g en año y .
c^{dump}	Penalización por exceso de generación [USD/MWh].
c^{dumpNF}	Penalización por vertimientos/inflows ficticios [USD/m ³ /s].
$c_{e,y}^{\text{inv}}$	Costo anualizado de inversión sistema de almacenamiento e en año y .
$c_{p,y}^{\text{inv}}$	Costo anualizado de inversión proyecto p en año y .
c^{lshed}	Costo demanda no servida [USD/MWh].
c^{RESshed}	Penalización por recorte de renovables [USD/MWh].
$d_{b,y,k,t}$	Demanda en barra b en hora t , día k , año y [MW].
$f_{C_i}^0$	Capacidad inicial del corredor C_i [MW].
$f_{C_i,l}$	Aporte de línea l a la capacidad del corredor C_i [MW].
\bar{f}_l	Límite operacional de línea l [MW].
M_l	Parámetro disyuntivo para restricción flujo DC en línea l .
\bar{p}_e	Potencia máxima del sistema de almacenamiento e [MW].
$\bar{p}_{g,y}$	Potencia máxima del generador g en año y [MW].
q	Tasa de descuento.
r_g^{dn}	Rampa máxima de bajada del generador g [MW/h].
r_g^{up}	Rampa máxima de subida del generador g [MW/h].
$r_{y,d,t}^{\text{RsL}}$	Reserva secundaria requerida para cubrir las desviaciones de carga [MW].
\bar{v}_r	Volumen máximo embalse r .
\underline{v}_r	Volumen mínimo embalse r .
$v_{r,y}^{\text{fin}}$	Volumen final embalse r en año y [Hm ³].
$v_{r,y}^{\text{ini}}$	Volumen inicial embalse r en año y [Hm ³].
$w_{r,y,k,t}$	Afluente a embalse r en hora t , día k , año y [m ³ /s].
y_e^{built}	Año de entrada de sistema de almacenamiento e .
$\bar{z}_{e,y}$	Número de unidades de almacenamiento e disponibles para inversión en año y .
z_e^0	Unidades existentes sistema de almacenamiento e .
z_l^0	Parámetro que indica si línea l es existente.
r_g^{ini}	Embalse aguas arriba del generador g .
x_l	Reactancia línea l .
\bar{p}_{EL}	Potencia máxima del Electrolizador EL [MW].
δ_{El}	Factor de conversión de energía [MWh/kg] a hidrógeno [kg] del electrolizador El [MWh/kg].
α_{Co}	Factor de conversión potencia [MW] a hidrógeno comprimido [kg] para la capacidad máxima del compresor Co [MW/kg].
β_{Co}	Factor de conversión energía [MWh] a hidrógeno comprimido [kg] para la capacidad máxima del compresor Co [MWh/kg].
\bar{c}_{Al}	Capacidad máxima de almacenamiento de hidrógeno Al [kg].
δ_{FC}	Factor de conversión potencia [MW] a hidrógeno almacenado [kg] en la celda de combustible FC [kg/MW].
η_{FC}	Eficiencia de la celda de combustible FC .
$m_{z,k}^d$	Hidrógeno demandado d para la zona z en día k [kg].
\bar{c}_{co}	Capacidad máxima de compresor de hidrógeno co [kg].
\bar{p}_{FC}	Potencia máxima de Celda de combustible FC [MW].

4.3.4. Conjuntos

δ	Conjunto de proyectos mutuamente excluyentes.
\mathcal{B}	Conjunto de barras del sistema.
\mathcal{C}	Conjunto de corredores.
\mathcal{L}_{C_i}	Conjunto de líneas en corredor C_i .
\mathcal{D}	Conjunto de días (períodos) representativos.
\mathcal{E}	Conjunto de sistemas de almacenamiento.
\mathcal{H}	Conjunto de centrales de hidrógeno verde.
\mathcal{E}_b	Conjunto de sistemas de almacenamiento conectados a barra b .
\mathcal{H}_b	Conjunto de centrales de hidrógeno verde conectados a barra b .
\mathcal{G}	Conjunto de generadores.
$\mathcal{G}^{\text{dump}}$	Conjunto de generadores que modelan vertimiento.
$\mathcal{G}^{\text{hydro}}$	Conjunto de generadores hidráulicos.
$\mathcal{G}^{\text{leak}}$	Conjunto de generadores que modelan filtraciones.
$\mathcal{G}^{\text{pump}}$	Conjunto de centrales de bombeo.
\mathcal{G}^{RES}	Conjunto de generadores ERNC.
\mathcal{G}^{th}	Conjunto de generadores térmicos.
\mathcal{G}_b	Conjunto de generadores conectados a barra b .
$\mathcal{G}_r^{\text{end}}$	Conjunto de generadores que entregan caudal a embalse r .
$\mathcal{G}_r^{\text{in}}$	Conjunto de generadores toman caudal de embalse r .
\mathcal{L}	Conjunto de líneas de transmisión.
\mathcal{L}^0	Conjunto de líneas existentes.
\mathcal{L}^{new}	Conjunto de líneas modificadas por algún proyecto en P.
$\mathcal{L}_b^{\text{in}}$	Conjunto de líneas entrantes a barra b .
$\mathcal{L}_b^{\text{out}}$	Conjunto de líneas salientes de barra b .
\mathcal{P}	Conjunto de proyectos.
$\mathcal{P}_p^{\text{dep}}$	Conjunto proyectos de los cuales depende proyecto p .
\mathcal{P}^{ex}	Conjunto de exclusiones.
\mathcal{R}	Conjunto de embalses.
\mathcal{T}_k	Conjunto de horas en día representativo k .
\mathcal{Y}	Conjunto de años en el horizonte de planificación.

4.4. Función Objetivo

La función objetivo del problema de planificación es minimizar el valor presente de la suma de los costos de inversión y operación para todo el horizonte de planificación, como se muestra en la ecuación (4.1).

$$\min \sum_{y \in \mathcal{Y}} \frac{1}{q^{y-y_0}} [C_y^{\text{INV}} + C_y^{\text{OP}}] \quad (4.1)$$

Donde C_y^{INV} representa los costos de inversión para el año y , los que se calculan como la suma de los costos de inversión en proyectos de transmisión y almacenamiento, según se muestra en la ecuación (4.2).

$$C_y^{\text{INV}} = \sum_{p \in \mathcal{P}} \sum_{h \leq y} I_{p,h} c_{p,h}^{\text{inv}} + \sum_{e \in \mathcal{E}} \sum_{h \leq y} I_{e,h} c_{e,h}^{\text{inv}} \quad (4.2)$$

Los costos de operación C_y^{OP} se calculan como la suma de los costos fijos de operación y mantenimiento de los generadores, costos variables de operación, costos de demanda no servida, costos por recorte de renovables, penalizaciones por exceso de generación, y penalizaciones asociadas a afluentes y vertimientos ficticios:

$$C_y^{\text{OP}} = C_y^{\text{O\&MFix}} + C_y^{\text{Var}} + C_y^{\text{LoadShed}} + C_y^{\text{RESShed}} + C_y^{\text{Dump}} + C_y^{\text{NFdump+inflow}} \quad (4.3)$$

donde

$$\begin{aligned} C_y^{\text{O\&MFix}} &= \sum_{g \in \mathcal{G}} c_{g,y}^{\text{o\&mfix}} \bar{P}_{g,y} \\ C_y^{\text{Var}} &= \sum_{d \in \mathcal{D}} \sum_{t \in \mathcal{T}_k} \sigma_k \sum_{g \in \mathcal{G}} c_{g,y} P_{g,y,k,t} \\ C_y^{\text{LoadShed}} &= \sum_{d \in \mathcal{D}} \sum_{t \in \mathcal{T}_k} \sigma_k \sum_{b \in \mathcal{B}} c^{\text{lshed}} D_{b,y,k,t}^{\text{shed}} \\ C_y^{\text{NFdump+inflow}} &= \sum_{d \in \mathcal{D}} \sum_{t \in \mathcal{T}_k} \sigma_k \sum_{r \in \mathcal{R}} c^{\text{dumpNF}} Q_{r,y,t}^{\text{dumpNF}} + Q_{r,y,t}^{\text{inNF}} \\ C_y^{\text{RESShed}} &= \sum_{d \in \mathcal{D}} \sum_{t \in \mathcal{T}_k} \sigma_k \sum_{g \in \mathcal{G}^{\text{RES}}} c^{\text{RESShed}} P_{g,y,k,t}^{\text{RESShed}} \end{aligned}$$

4.5. Restricciones

La solución debe cumplir con diferentes restricciones del sistema tales como el balance de potencia y las reservas operacionales, restricciones operación para cada generador, sistema de almacenamiento y líneas de transmisión, y restricciones de capacidad que relacionan las variables de inversión con las de operación. En las secciones siguientes se describen cada una de estas restricciones.

4.5.1. Restricciones del sistema

La restricción (4.4) asegura el equilibrio de potencia en cada nodo del sistema en cada hora del horizonte de planificación. Las restricciones (4.5) y (4.6) representan los requisitos de reserva primaria y secundaria, respectivamente. Estas reservas se pueden activar en tiempo real para responder frente a desequilibrios debido a la incertidumbre de corto plazo de la generación y la demanda. La reserva primaria tiene como objetivo limitar las excursiones de frecuencia después de una perturbación. Los recursos de reserva primarios deben estar completamente operativos en segundos. La reserva secundaria tiene como objetivo restaurar la frecuencia del sistema y liberar la reserva primaria. La reserva secundaria debe estar completamente disponible en cuestión de minutos. La reserva secundaria suministrada por los generadores y los sistemas de almacenamiento de energía se determina de manera que las desviaciones en la carga y la salida de generación variable puedan ser cubiertas.

Por la incorporación de central de hidrógeno verde se términos en la restricciones de sistema. En la ecuación (4.4) se incorpora el término de carga y descarga de potencia de la planta de hidrógeno verde, donde se define como carga la potencia del electrolizador y el compresor, por otra parte la descarga corresponde a la potencia de la celda de combustible. Las restricciones (4.5) y (4.6) corresponden a la reserva primaria y secundaria, donde se incorpora estos términos para la central de hidrógeno verde.

$$\begin{aligned}
& \sum_{g \in \mathcal{G}_b} P_{g,y,k,t} - \sum_{g \in \mathcal{G}_b \cap \mathcal{G}^{\text{pump}}} P_{g,y,k,t} + \sum_{e \in \mathcal{E}_b} (P_{e,y,k,t}^d - P_{e,y,k,t}^c) \\
& + \sum_{h \in \mathcal{H}_b} (P_{h,y,k,t}^{EL,in} + P_{h,y,k,t}^{Co,in} - P_{h,y,k,t}^{FC}) \\
& + \sum_{l \in \mathcal{L}_b^{\text{in}}} F_{l,y,k,t} - \sum_{l \in \mathcal{L}_b^{\text{out}}} F_{l,y,k,t} + D_{b,y,k,t}^{\text{shed}} \\
& = d_{b,y,k,t} + P_{b,y,t}^{\text{dump}} \quad \forall y, k, t, b
\end{aligned} \tag{4.4}$$

$$\sum_{g \in TH} Rp_{g,y,k,t} + \sum_{e \in ES} Rp_{e,y,k,t} \geq r_{y,t}^{\text{Rp}} \quad \forall y, t \tag{4.5}$$

$$\begin{aligned}
& \sum_{g \in TH} Rs_{g,y,k,t}^{\text{up}} + \sum_{e \in ES} Rs_{e,y,k,t}^{\text{up}} \\
& \geq r_{y,d,t}^{\text{RsL}} + \sum_{g \in VR} \gamma_y^{\text{RsERNc}} P_{g,y,k,t} \quad \forall y, t
\end{aligned} \tag{4.6}$$

4.5.2. Restricciones de líneas de transmisión

El flujo por las líneas de transmisión está limitado por la capacidad de transmisión disponible en el año y , como se muestra en (4.7). La restricción (4.8) aproxima el flujo por las líneas AC de acuerdo al modelo de flujo de potencia DC. Además, para los corredores $C_i \in \mathcal{C}$, se limita el flujo máximo por el corredor según (4.9).

$$|F_{l,y,k,t}| \leq \bar{f}_l \left(z_l^0 + \sum_{p \in \mathcal{A}_l} Z_{l,y} - \sum_{p \in \mathcal{R}_l} Z_{l,y} \right) \quad \forall y, k, t, \quad \forall l \in \mathcal{L} \tag{4.7}$$

$$\begin{aligned}
& \left| \frac{F_{l,y,k,t}}{SBase} - \frac{\theta_{y,k,t,u_l} - \theta_{y,k,t,v_l}}{x_l} \right| \leq M_l^A \left(1 - z_l^0 - \sum_{p \in \mathcal{A}_l} Z_{p,y} \right) \\
& + \sum_{p \in \mathcal{R}_l} M_p^R Z_{p,y} \quad \forall y, k, t, \quad \forall l \in \mathcal{L}^{\text{AC}}
\end{aligned} \tag{4.8}$$

$$\left| \sum_{l \in C_i} F_{l,y,k,t} \right| \leq F_{C_i}^0 + \sum_{l \in C_i \cap \mathcal{L}^{\text{new}}} \bar{f}_{C_i,l} Z_{l,y} \quad \forall y, k, \quad \forall C_i \in \mathcal{C} \tag{4.9}$$

4.5.3. Electrólisis

La operación del electrolizador esta modelada por (4.10) - (4.11). La restricción (4.10) expresa los límites inferior y superior del electrolizador. La ecuación representa el consumo del electrolizador desde la red eléctrica restringido por su capacidad máxima del electrolizador. Estos corresponden a $\bar{p}_{EL,hy}$ y $P_{h,y,k,t}^{EL,in}$ corresponde a la potencia consumida desde la red por el electrolizador en una hora t , un día k y un año y .

$$0 \leq P_{h,y,k,t}^{EL,in} \leq \bar{p}_{EL,hy} \quad \forall h, y, k, t \tag{4.10}$$

$$M_{h,y,k,t}^{EL,pro} = \frac{P_{h,y,k,t}^{EL,in}}{\delta_{EL}} \quad \forall h, y, k, t \tag{4.11}$$

El electrolizador puede operar continuamente, y presenta un mínimo técnico nulo en su operación 4.10. Por otra parte, la masa de hidrógeno producido por el electrolizador, $M_{h,y,k,t}^{EL,pro}$, está dada por la ecuación (4.11), donde δ_{EL} corresponde al factor de convergencia de energía [MWh] a hidrógeno [kg] del electrolizador, considerando la eficiencia del electrolizador.

4.5.4. Compresor

Luego del proceso de electrólisis comienza la operación del compresor, el cual se encuentra modelado por dos restricciones (4.12) - (4.13), la restricción (4.12) representa el límite superior de consumo del compresor desde la red $P_{h,y,k,t}^{Co,in}$, que esta limitado por α_{co} , el cual corresponde al factor de convergencia de potencia [MW] a hidrógeno comprimido [kg] para la capacidad máxima del compresor y la capacidad máxima de compresor de hidrógeno [kg] \bar{c}_{co} .

$$0 \leq P_{h,y,k,t}^{Co,in} \leq \alpha_{co} \bar{c}_{co} \quad \forall h, y, k, t \quad (4.12)$$

$$P_{h,y,k,t}^{Co,in} = M_{h,y,k,t}^{EL,pro} \beta_{co} \quad \forall h, y, k, t \quad (4.13)$$

Por otra parte, la restricción (4.13), define la potencia consumida por el compresor desde la red como la masa de hidrógeno comprimida $M_{h,y,k,t}^{Co,com}$ por un parámetro β_{co} , correspondiente al factor de conversión de energía [MWh] a hidrógeno comprimido [kg] para la capacidad máxima del compresor.

4.5.5. Almacenamiento de hidrógeno

El almacenamiento de hidrógeno esta definido por las restricciones (4.14) - (4.17), donde la primera restricción representa los límites inferior y superior del almacenamiento de hidrógeno verde, donde la capacidad máxima que puede ser almacenada por cada proyecto es definida por \bar{c}_{Al} .

$$0 \leq M_{h,y,k,t}^{Al,strg} \leq \bar{c}_{Al} \quad \forall h, y, k, t \quad (4.14)$$

$$M_{h,y,k,t}^{Al,strg} = M_{h,y,k,t-1}^{Al,strg} + M_{h,y,k,t}^{Co,com} - \Delta M_{h,y,k,t}^D - M_{h,y,k,t}^{FC} \quad \forall h, y, k, t \in \{1, \dots, |T|\} \quad (4.15)$$

$$M_{h,y,k,1}^{Al,strg} = M_{h,y,k,1}^{Co,com} - M_{h,y,k,1}^{FC} - M_{h,y,k,1}^D \quad \forall h, y, k \quad (4.16)$$

$$\sum_{t \in k} \sum_z \Delta M_{h,y,k,t}^D = m_{z,k}^d \quad \forall h, y, k, t \quad (4.17)$$

La restricción (4.15) considera que el almacenamiento en tiempo actual $M_{h,y,k,t}^{Al,strg}$, esta dado por el almacenamiento proveniente del tiempo anterior, más la masa de hidrógeno en el compresor $M_{h,y,k,t}^{Co,com}$, menos la masa de hidrógeno que ingresa a la celda de combustible $M_{h,y,k,t}^{FC}$, menos la masa de hidrógeno demanda por cada zona $\Delta M_{h,y,k,t}^D$, estableciendo un balance de la masa de hidrógeno.

La restricción anterior difiere de (4.16), principalmente en que la primera hora no existirá almacenamiento en el tiempo anterior, por lo que no considere esta termino. Por otra parte, la restricción 4.17, define el hidrógeno demandado por cada una de las zonas, definido por z que corresponden a tres zonas donde se ubican los proyectos conectados en la zona establecida y en un día específico.

4.5.6. Celda de combustible

El último proceso de una central de hidrógeno verde, termina con la celda de combustible que se encuentra definida por las restricciones (4.18) - (4.19), donde la primera restricción definen los límites de potencia inyectada a la red por parte de la celda de combustible. Donde se define la mínima potencia inyectada, como mayor a cero y la máxima potencia inyectada a la red, teniendo como límite \bar{P}_{FC} , que es la potencia máxima que puede ser inyectada por cada central de hidrógeno verde al sistema.

$$0 \leq P_{h,y,k,t}^{FC} \leq \bar{P}_{FC} \quad \forall h, y, k, t \quad (4.18)$$

$$M_{h,y,k,t}^{FC} = \frac{P_{h,y,k,t}^{FC}}{\delta_{FC} \eta_{FC}} \quad \forall h, y, k, t \quad (4.19)$$

La masa de hidrógeno que ingresara a la celda de combustible esta dada por la restricción 4.19, donde se considera la potencia inyectada a la red por parte de la celda de combustible $P_{h,y,k,t}^{FC}$, el factor de conversión de potencia [MW] a hidrógeno almacenado [kg] δ_{FC} y la eficiencia de la celda de combustible η_{FC} .

4.5.7. Restricciones de generadores térmicos

La operación de las unidades térmicas esta representada por (4.20)–(4.28). Los límites de potencia máxima y potencia mínima se imponen mediante las restricciones (4.20) y (4.21), respectivamente. Para modelar los encendidos y apagados de las unidades térmicas, se incluyen las variables de encendido $S_{g,y,k,t}$ y $D_{g,y,k,t}$. Estas variables están relacionadas mediante la restricción de estado (4.22). Los límites de rampa de subida y de bajada de los generadores se modelan mediante las restricciones (4.23) y (4.24), respectivamente. La restricción (4.23) asume que, cuando una unidad se enciende, su generación está limitada por p_g^S . Cuando una unidad se apaga, puede reducir inmediatamente su potencia desde \bar{P}_g a cero. Las restricciones (4.25) y (4.26) imponen los tiempos mínimos de operación. Las restricción (4.25) indica que una vez que una unidad ha sido encendida, debe permanecer encendida por un tiempo τ_g^{on} . Las restricción (4.26) indica que una vez que una unidad ha sido apagada, debe permanecer apagada por un tiempo τ_g^{off} . Las restricciones (4.27)–(4.28) representan la máxima reserva primaria y secundaria que puede ser provista por las unidades térmicas.

$$P_{g,y,k,t} + R_{g,y,k,t}^{\text{prim}} + \bar{R}_{g,y,k,t}^{\text{sec}} \leq U_{g,y,k,t} \bar{p}_{g,y} \quad \forall y, k, t, \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (4.20)$$

$$P_{g,y,k,t} \geq U_{g,y,k,t} \underline{p}_{g,y} \quad \forall y, k, t, \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (4.21)$$

$$U_{g,y,k,t} = U_{g,y,k,t-1} + S_{g,y,k,t} - D_{g,y,k,t} \quad \forall y, k, t, \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (4.22)$$

$$P_{g,y,k,t} - P_{g,y,k,t-1} \leq U_{g,y,k,t-1} r_g^{\text{up}} + S_{g,y,k,t} p_{g,y}^{\text{S}} \quad \forall y, k, t, \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (4.23)$$

$$P_{g,y,k,t-1} - P_{g,y,k,t} \leq U_{g,y,k,t-1} r_g^{\text{dn}} + S_{g,y,k,t} \bar{p}_{g,y} \quad \forall y, k, t, \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (4.24)$$

$$U_{g,y,k,t} \geq \sum_{t'=t-\tau_g^{\text{on}}}^t S_{g,y,k,t'} \quad \forall y, k, t, \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (4.25)$$

$$1 - U_{g,y,k,t} \geq \sum_{t'=t-\tau_g^{\text{off}}}^t D_{g,y,k,t'} \quad \forall y, k, t, \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (4.26)$$

$$R_{g,y,k,t}^{\text{prim}} \leq U_{g,y,k,t} \bar{r}_g^{\text{prim}} \quad \forall y, k, t, \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (4.27)$$

$$\bar{R}_{g,y,k,t}^{\text{sec}} \leq U_{g,y,k,t} \bar{r}_g^{\text{sec}} \quad \forall y, k, t, \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{th}} \quad (4.28)$$

4.5.8. Restricciones de generadores hidráulicos

La operación de las unidades de generación hidráulicas de embalse esta representada por (4.29)–(4.35). Los límites de potencia máxima y potencia mínima se imponen mediante las restricciones (4.29) y (4.30), respectivamente. Los límites de rampa de subida y de bajada de los generadores se modelan mediante las restricciones (4.31) y (4.32), respectivamente. Las restricciones (4.33)–(4.34) representan la máxima reserva primaria y secundaria que puede ser provista por las unidades de generación hidráulicas de embalse. Finalmente, la restricción (4.35) modela los límites de la potencia consumida por las centrales de bombeo.

$$P_{g,y,k,t} + R_{g,y,k,t}^{\text{prim}} + \bar{R}_{g,y,k,t}^{\text{sec}} \leq \bar{p}_{g,y} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{hydro}} \quad (4.29)$$

$$P_{g,y,k,t} + \underline{R}_{g,y,k,t}^{\text{down}} \leq \underline{p}_{g,y} \quad \forall y, k, t \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{hydro}} \quad (4.30)$$

$$P_{g,y,k,t} - P_{g,y,k,t-1} \leq r_g^{\text{up}} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{hydro}} \quad (4.31)$$

$$P_{g,y,k,t-1} - P_{g,y,k,t} \leq r_g^{\text{dn}} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{hydro}} \quad (4.32)$$

$$R_{g,y,k,t}^{\text{prim}} \leq U_{g,y,k,t} \bar{r}_g^{\text{prim}} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{hydro}} \quad (4.33)$$

$$\bar{R}_{g,y,k,t}^{\text{sec}} \leq U_{g,y,k,t} \bar{r}_g^{\text{sec}} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{hydro}} \quad (4.34)$$

$$0 \leq P_{g,y,k,t}^{\text{pump}} \leq \bar{p}_g^{\text{pump}} \quad \forall y, k, t, r \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{pump}} \quad (4.35)$$

4.5.9. Restricciones de generadores ERNC sin almacenamiento

La potencia de los generadores renovables variables, como las centrales eólicas, fotovoltaicas e hidroeléctricas de pasada, está limitada por las unidades instaladas y la disponibilidad de recursos primarios, como se muestra en (4.36). Los perfiles de disponibilidad del recurso primario se definen para cada hora del horizonte de planificación y para cada generador en función de su ubicación geográfica.

$$P_{g,y,k,t} + P_{g,y,k,t}^{\text{RESshed}} = \bar{p}_{g,y} \alpha_{g,y,k,t} \quad \forall y, k, t \quad \forall g \in \mathcal{G}^{\text{RES}} \quad (4.36)$$

4.5.10. Restricciones de centrales CSP

La restricción (4.37) modela el balance de energía del almacenamiento de la central CSP. El nivel de almacenamiento máximo y mínimo esta limitado por (4.38). La restricción (4.39) indica que el nivel de almacenamiento al inicio y final de cada día representativo debe tomar el mismo valor.

$$E_{g,y,k,t}^{\text{CSP}} = E_{g,y,k,t-1}^{\text{CSP}} + \bar{p}_{g,y} \alpha_{g,y,k,t} - P_{g,y,k,t} / \eta_g \quad \forall y, k, t, g \in \mathcal{G}^{\text{CSP}} \quad (4.37)$$

$$0 \leq E_{g,y,k,t}^{\text{CSP}} \leq \bar{\varepsilon}_{g,y}^{\text{CSP}} \quad \forall y, k, t, g \in \mathcal{G}^{\text{CSP}} \quad (4.38)$$

$$E_{g,y,k,0} = E_{g,y,k,|\mathcal{T}_k|} \quad \forall y, k, g \in \mathcal{G}^{\text{CSP}} \quad (4.39)$$

4.5.11. Restricciones de sistemas de almacenamiento de energía

La operación de los sistemas de almacenamiento de energía está modelada por (4.42)–(4.49). La restricción (4.42) modela el balance de energía en cada hora del horizonte de planificación. El nivel de almacenamiento máximo y mínimo esta limitado por (4.43). La restricción (4.44) indica que nivel de almacenamiento al inicio y final de cada día representativo debe tomar el mismo valor. La potencia máxima de carga y descarga está representada por (4.40) y (4.41), respectivamente. La reserva primaria y secundaria que puede ser provista por los sistemas de almacenamiento depende de la potencia de carga y descarga como se muestra en (4.45). Las reservas también están limitadas por los limites de rampa como se muestra en (4.46)–(4.47). Finalmente, las restricciones (4.48) y (4.49) aseguran que existe suficiente energía almacenada para proveer reservas durante el tiempo requerido.

$$0 \leq P_{e,y,k,t}^c \leq \bar{p}_e (Z_{e,y} + z_e^0) \quad \forall y, k, t, e \quad (4.40)$$

$$0 \leq P_{e,y,k,t}^d \leq \bar{p}_e (Z_{e,y} + z_e^0) \quad \forall y, k, t, e \quad (4.41)$$

$$E_{e,y,k,t} = E_{e,y,k,t-1} + \eta_e P_{e,y,k,t}^c - P_{e,y,k,t}^d / \eta_e \quad \forall y, k, t, e \quad (4.42)$$

$$\underline{\varepsilon}_e (Z_{e,y} + z_e^0) \leq E_{e,y,k,t} \leq \bar{\varepsilon}_e (Z_{e,y} + z_e^0) \quad \forall y, k, t, e \quad (4.43)$$

$$E_{e,y,k,0} = E_{e,y,k,|\mathcal{T}_k|} \quad \forall y, k, e \quad (4.44)$$

$$R_{e,y,k,t}^{\text{prim}} + R_{e,y,k,t}^{\text{sec}} \leq \bar{P}_e^d Z_{y,e}^E - P_{e,y,k,t}^d + P_{e,y,k,t}^c \quad \forall y, k, t, e \quad (4.45)$$

$$R_{e,y,k,t}^{\text{prim}} \leq r_e^{\text{up}} \Delta^{\text{Rp}} Z_{y,e}^E \quad \forall y, k, t, e \quad (4.46)$$

$$R_{e,y,k,t}^{\text{sec}} \leq r_e^{\text{up}} \Delta^{\text{Rs}} Z_{y,e}^E \quad \forall y, k, t, e \quad (4.47)$$

$$E_{e,y,k,t-1} - 1/\eta_e^d (\beta^{\text{Rp}} R_{e,y,k,t}^{\text{prim}} + \beta^{\text{Rs}} R_{e,y,k,t}^{\text{sec}}) \geq \underline{\varepsilon}_e Z_{y,e}^E \quad \forall y, k, t, e \quad (4.48)$$

$$E_{e,y,k,t} - 1/\eta_e^d (\beta^{\text{Rp}} R_{e,y,k,t}^{\text{prim}} + \beta^{\text{Rs}} R_{e,y,k,t}^{\text{sec}}) \geq \underline{\varepsilon}_e Z_{y,e}^E \quad \forall y, k, t, e \quad (4.49)$$

4.5.12. Restricciones de embalses

La operación de los embalses está modelada por (4.50)–(4.56). La restricción (4.50) modela la restricción de balance hidráulico. El nivel de almacenamiento máximo y mínimo esta limitado por (4.51). La restricciones (4.52) y (4.53) definen el volumen al inicio y final año y, respectivamente. La restricción (4.54) acopla el volumen al inicio del día representativo $k + 1$ con el volumen al final del período representado por el día k . El límite de vertimiento está definido por (4.55). El caudal filtrado se calcula como (4.56).

$$\begin{aligned}
V_{r,y,k,t} &= V_{r,y,k,t-1} + 0.0036 \left(\sum_{g \in G_r^{\text{end}} \cap \mathcal{G}^{\text{hydro}}} \frac{P_{g,y,k,t}}{\eta_g} \right. \\
&+ \sum_{g \in G_r^{\text{end}} \cap \mathcal{G}^{\text{dump}}} Q_{g,y,k,t}^{\text{dump}} + \sum_{g \in G_r^{\text{end}} \cap \mathcal{G}^{\text{leak}}} Q_{g,y,k,t}^{\text{leak}} + \sum_{g \in G_r^{\text{end}} \cap \mathcal{G}^{\text{pump}}} \frac{P_{g,y,k,t}^{\text{pump}}}{\eta_g} \\
&- \sum_{g \in G_r^{\text{in}} \cap \mathcal{G}^{\text{hydro}}} \frac{P_{g,y,k,t}}{\eta_g} - \sum_{g \in G_r^{\text{in}} \cap \mathcal{G}^{\text{dump}}} Q_{g,y,k,t}^{\text{dump}} - \sum_{g \in G_r^{\text{in}} \cap \mathcal{G}^{\text{leak}}} Q_{g,y,k,t}^{\text{leak}} \\
&\left. - \sum_{g \in G_r^{\text{in}} \cap \mathcal{G}^{\text{pump}}} \frac{P_{g,y,k,t}^{\text{pump}}}{\eta_g} + Q_{r,y,k,t}^{\text{dumpNF}} + Q_{r,y,k,t}^{\text{inNF}} + w_{r,y,k,t} \right) \quad \forall y, k, t, r \quad (4.50)
\end{aligned}$$

$$v_r \leq V_{r,y,k,t} \leq \bar{v}_r \quad \forall y, k, t, r \quad (4.51)$$

$$V_{r,y,0,0} = v_{r,y}^{\text{ini}} \quad \forall y, r \quad (4.52)$$

$$V_{r,y,|\mathcal{D}|,0} - \sigma_{|\mathcal{D}|} \left(V_{r,y,|\mathcal{D}|,0} - V_{r,y,|\mathcal{D}|,|T_k|} \right) = v_{r,y}^{\text{fin}} \quad \forall y, r \quad (4.53)$$

$$V_{r,y,k+1,0} = V_{r,y,k,0} - \sigma_k \left(V_{r,y,k,0} - V_{r,y,k,|T_k|} \right) \quad \forall y, k, e \quad (4.54)$$

$$0 \leq Q_{g,y,k,t}^{\text{dump}} \leq \bar{Q}_g \quad \forall y, k, t, g \quad (4.55)$$

$$Q_{g,y,k,t}^{\text{leak}} = \alpha_{r_g^{\text{ini}}}^{\text{leak}} V_{r_g^{\text{ini}},y,k,t} \quad \forall y, k, t, g \quad (4.56)$$

4.5.13. Restricciones de inversión

La restricción (4.57) indica que el proyecto p se encuentra disponible en el año y solo si fue ejecutado en el año y o en los años previos a y . La restricción (4.58) modela las exclusiones entre proyectos. Las dependencias entre proyectos son modeladas mediante la restricción (4.59). La restricción (4.60) indica que el número de unidades de almacenamiento e disponibles en el año y está limitado por el número de unidades que se invirtieron en año y y en los años previos a y . Finalmente, la restricción (4.61) limita el año de entrada del almacenamiento e .

$$Z_{p,y} \leq \sum_{h \leq y} I_{p,h} \leq 1 \quad \forall y, p \quad (4.57)$$

$$\sum_{p \in \delta} Z_{p,y} \leq 1 \quad \forall y, \quad \forall \delta \in \mathcal{P}^{\text{ex}} \quad (4.58)$$

$$Z_{p,y} \leq \sum_{p_d \in \mathcal{P}_p^{\text{dep}}} Z_{p_d,y} \quad \forall y, \quad \forall p \in \mathcal{P} \quad (4.59)$$

$$Z_{e,y} \leq \sum_{h \leq y} I_{e,h} \leq \bar{z}_{e,y} \quad \forall y, e \quad (4.60)$$

$$Z_{e,y} \leq 0 \quad \forall y < y_e^{\text{built}}, \forall e \quad (4.61)$$

Capítulo 5

Caso de estudio y datos de entrada

5.1. Casos de estudio

En el presente trabajo se consideran cuatros casos de estudio, teniendo en cuenta la incorporación de centrales de hidrógeno verde al sistema eléctrico nacional, además de dos modos de operación distintos de una central de hidrógeno verde.

1. Caso base: Sin integración de centrales de hidrógeno verde.
2. Caso base con central de hidrógeno verde: Se integra centrales de hidrógeno verde, donde se evaluar tres configuraciones.
 - a) Caso H1: Configuración 1, considera que la central de hidrógeno verde está compuesta por cuatro procesos correspondientes a la cadena de producción de hidrógeno verde, que la electrolisis, el compresor, el almacenamiento y la celda de combustible.
 - b) Caso H2: Configuración 2, considera una central de hidrógeno verde que cuenta con tres procesos de la cadena de producción de hidrógeno. Comenzando con el electrolizador, compresor y almacenamiento, por lo que todo el hidrógeno producido se utilizara para cubrir la demanda.
 - c) Caso H3: Configuración 3, considera que la central de hidrógeno verde está compuesta por cuatro procesos correspondientes a la cadena de producción de hidrógeno verde, pero sin demanda de hidrógeno por parte de la industria.

5.2. Datos de entrada

5.2.1. Proyectos de hidrógeno verde

Para definir la data para centrales de hidrógeno verde, se considera el plan de hidrógeno verde donde Chile plantea un plan estratégico de distintos pasos y proyectos que se consideraran para lograr los objetivos establecidos. Dentro del plan de estrategias y proyectos de hidrógeno, se distribuyen en varias regiones de Chile. Para establecer la cantidad de centrales de hidrógeno verde se considera la lista de proyectos que se tienen proyectadas para el año 2040, informados al Ministerio de Energía en sus distintas etapas. Su distribución se puede ver en la siguiente figura:

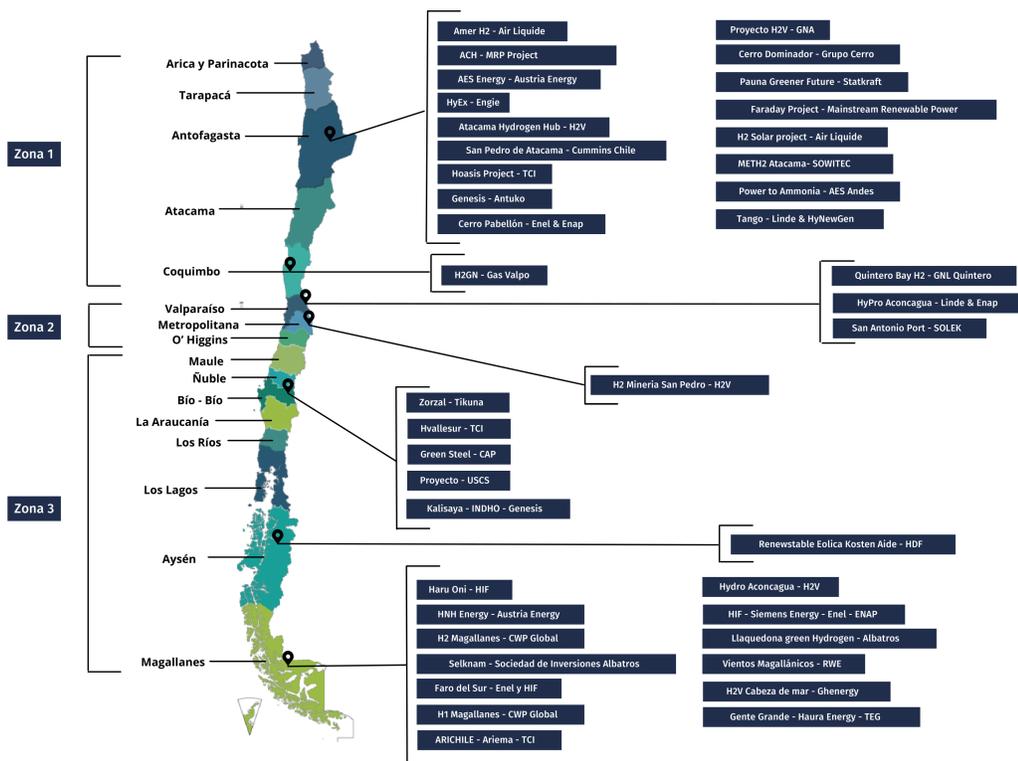


Figura 5.1: Mapa de proyectos de hidrógeno verde en Chile al año 2040.
 Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la imagen, se encuentra un listado de proyectos [38] ubicados en distintas regiones de Chile, siendo en total 40 proyectos de los cuales se tiene la información necesaria para establecer el dimensionamiento de cada uno de estos y sus requerimientos energéticos como se observa en la tabla A.1 en el anexo, que son considerados para la formulación de las restricciones y de los parámetros necesarios para la cadena de producción de hidrógeno: electrolisis, compresor, almacenamiento y celda de combustible.

Tabla 5.1: Listas de proyectos de centrales de hidrógeno verde en modelo de operación.

Nombre Proyecto	Empresa	Ubicación
Haru Oni	HIF	Región Magallanes
HNH Energy	AustriaEnergy	Región Magallanes
AES Andes	AES Chile	Región Antofagasta
Hyex	ENGIE	Región Antofagasta
Atacama Hydrogen	H2V	Región Antofagasta
ACH mrp	AKER clean hydrogen	Norte de Chile
Green Steel	CAP	Región Biobio - Talcahuano
H2 Magallanes	CWP Global	Región Magallanes
Quintero Bay	GNL Quintero	Región Valparaíso
San Pedro Atacama	Cummis Chile	Región Antofagasta
Hoasis	TCI	Región Antofagasta
H2 Solar	Air Liquide	Región Antofagasta
Selknam	Sociedad de Inversiones Albatros Fuels Ltda	Región Magallanes
Faro del Sur	Enel Green Power Chile and Highly Innovative Fuels (HIF)	Región Magallanes
San Pedro h2	H2V	Región Metropolitana - Til til
Hydro Aconcagua	Linde & ETAP	Región Magallanes
Reka	HDF	Región Aysen
Llaquedona Green	Albatros	Región Magallanes
Faraday	MAINSTREAM RENEWABLE POWER, AKER CLEAN HYDROGEN	Región Antofagasta
Amer H2	Air Liquide	Región Antofagasta
Pauna Greener Future	Statkraft	Región Antofagasta
Cerro Dominador	Grupo cerro	Región Antofagasta
Proyecto H2V GNA	GNA	Región Antofagasta
Tango	HyNewGen, Gasco, Vopak, Port of Rotterdam &Linde	Región Antofagasta
Cerro Pabellón	Enel & Enap	Región Antofagasta
Power to Ammonia	AES Andes	Región Antofagasta
Genesis	Antuko	Región Antofagasta
METH2 Atacama	SOWITEC	Región Antofagasta
H2GN	Gas Valpo	Región Coquimbo
San Antonio Port	SOLEK - Puerto de San Antonio	Región Valparaíso
Zorzal	Tikuna	Región Biobio
Hvallesur	TCI	Región Biobio
Kalisaya	INDHO - GENESIS	Región Biobio
Proyecto USCS	UCSC	Región Biobio
ARICHILE	Ariema - TCI	Región Magallanes
Gente Grande	Haura Energy - TEG	Región Magallanes
H2V Cabeza de mar	Ghenergy	Región Magallanes
H1 Magallanes	CWP Global	Región Magallanes
Vientos Magallánicos	RWE	Región Magallanes
HIF	HIF - Siemens Energy - Gasco - ENEL - ENAP - Exxon Mobil - Porsche	Región Magallanes

En la tabla 5.1, se presentan los proyectos considerados en el modelo de operación, para los cuales se han definido los parámetros necesarios para las restricciones de la cadena de producción de hidrógeno. Se definió como dato la capacidad máxima compresor, capacidad máxima electrolizador, capacidad máxima almacenamiento y capacidad máxima de celda de combustible. Estos parámetros se obtuvieron para los proyectos a partir de los antecedentes proporcionados por las empresas o mediante la comparación con otras centrales de hidrógeno verde.

Para los proyectos que no presentaban todos los datos requeridos, se ha asumido que todo el hidrógeno producido pasa por el electrolizador y es enviado al compresor para tener la presión necesaria para su almacenamiento. Después del almacenamiento, el hidrógeno se

destina a cubrir la demanda por parte de la industria, y el excedente se dirige a la celda de combustible, donde es utilizado para la producción de energía. Se ha dimensionado el tamaño de almacenamiento necesario para la cantidad de hidrógeno producido, considerando que todo el hidrógeno producido es almacenado por cada hora y la capacidad de la celda de combustible [39], teniendo en cuenta que se conoce la producción anual de la central de hidrógeno verde.

5.2.2. Demanda de hidrógeno

La demanda de hidrógeno verde que se considera a nivel nacional incide en otros aspectos energéticos como el crecimiento de la demanda eléctrica en un periodo, dado por la planificación energética de largo plazo que va del 2020-2050. Otro aspecto relevante es que la producción de hidrógeno verde, mediante el proceso de electrolisis, que pronostica un consumo nacional entre 19 % y 43 % [40] al año 2050.

Es relevante conocer la demanda de hidrógeno verde y su distribución a largo de Chile, de acuerdo con distintos pronósticos en el tiempo como se observa en la siguiente imagen:

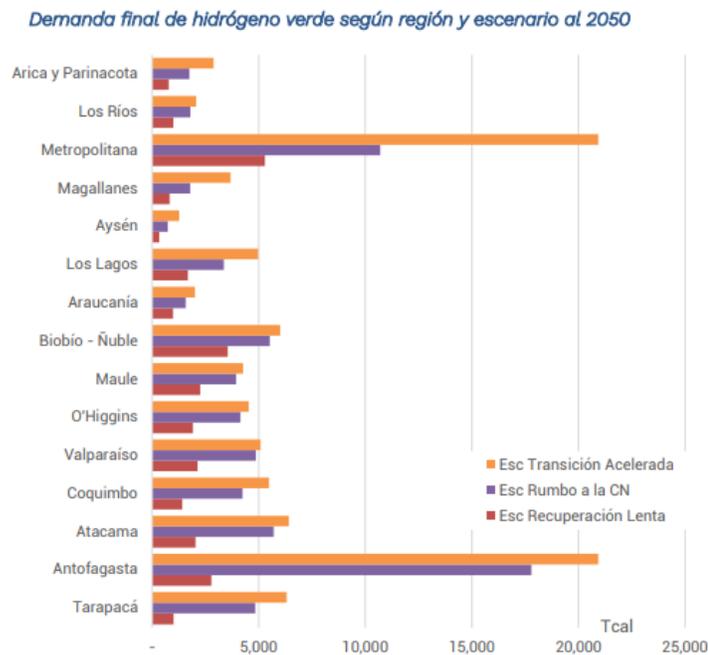


Figura 5.2: Demanda de hidrógeno verde según región al 2050 [40]

Donde se destacan las regiones de Antofagasta y Metropolitana con una mayor participación, a partir de estos datos se puede establecer la demanda por cada una de las regiones considerando un escenario moderado, donde se considero el escenario Esc Rumbo a la CN, representado de color morado en la imagen. Una vez establecida la demanda en Tcal por cada región, se paso el valor a una unidad útil para las restricciones, la cual es [kg], para esto se multiplico la demanda [Tcal] por factor de conversión de cal/ kg 0,00002941.

Una vez que todas las demandas por región se encuentran en unidades de [kg], se agrupo

en tres zonas las regiones como se observa en la Figura 5.2, para que la demanda sea cubierta por los proyectos ubicados en cada una de las tres zonas establecidas que se ven en la Tabla A.2 ubicada en el anexo.

5.2.3. Factores de conversión y eficiencia

Para definir las distintas restricciones de una central de hidrógeno verde se utilizaron factores de transformación de potencia y energía en kilogramos y viceversa dependiendo del proceso de producción de hidrógeno verde.

Tabla 5.2: Factores de conversión y eficiencia

Restricción	Factor	Definición	Valor	Unidad
Electrolizador	δ_{EL}	Factor de conversión de energía [MWh] a hidrógeno [kg] del electrolizador El [MWh/kg]	0,05561	MW/kg
Compresor	α_{co}	Factor de conversión potencia [MW] a hidrógeno comprimido [kg] para la capacidad máxima del compresor Co [MW/kg]	0,001885	MW/kg
Compresor	β_{co}	Factor de conversión energía [MWh] a hidrógeno comprimido [kg] para la capacidad máxima del compresor Co [MW/kg]	0,002055	MWh/kg
Celda de combustible	δ_{FC}	Factor de conversión potencia [MW] a hidrógeno almacenado [kg] en la celda de combustible FC [kg/MW]	0,05561	kg/MW
Celda de combustible	η_{FC}	Eficiencia de la celda de combustible	60	%

Capítulo 6

Resultados y análisis

En este capítulo, se presentan los resultados para los distintos escenarios de operación de una central de hidrógeno verde y se analizan en el contexto de la incorporación de centrales de hidrógeno verde en la planificación de largo plazo del sistema eléctrico nacional. Se toman los resultados obtenidos para los cuatro casos de estudio, que corresponden al Caso base, Caso Central de hidrógeno verde, Caso Central de hidrógeno verde sin celda de combustible y Caso Central hidrógeno verde sin demanda de hidrógeno.

La presentación de resultados comienza la presentación de los resultados económicos del modelo de optimización del sistema eléctrico nacional. Luego se presenta la generación en las distintas tecnologías para el año 2040, donde se presenta una comparativa entre las distintas tecnologías para los cuatro casos de estudio de una central de hidrógeno verde en el sistema eléctrico nacional.

Continuando, con el análisis de la generación horaria y balance de masa de hidrógeno, para los tres casos de estudio para el caso base de operación de una central de hidrógeno verde. Además, se presenta un resumen de los principales resultados numéricos de las variables de interés tanto para una central de hidrógeno verde en su cadena de producción de hidrógeno como para el sistema eléctrico nacional. Finalmente, se realiza un análisis de sensibilidad con respecto al impacto de la incorporación de centrales de hidrógeno verde al sistema eléctrico nacional en la planificación a largo plazo.

6.1. Valores operacionales y económicos

Se presentan los resultados con respecto a los aspectos operacionales y económicos del modelo para los cuatro casos de estudio, considerando sus distintas formas de operación. El objetivo de esta tabla es presentar los principales resultados para realizar una comparativa.

Tabla 6.1: Valores operacionales en cadena de producción hidrógeno para los cuatro casos de estudio.

Caso de estudio	Caso base Central de hidrógeno verde	Caso sin Central de hidrógeno verde	Caso sin demanda hidrógeno en Central de hidrógeno verde	Caso sin celda de combustible en Central de hidrógeno verde
Costos totales de operación [MUSD]	405,99	480,22	280,58	513,60
Costos de generación [MUSD]	362,98	332,69	237,23	418,43
Costos de operación y mantenimiento [MUSD]	0,00045	0,00045	0,00045	0,00045
Desprendimiento de carga [GWh]	0,00	0,00	0,00	0,00
Recorte de generación de energía renovable [TWh]	4,21	9,58	4,98	6,01
Costo inversión en líneas [MUSD]	3600,50	5980,50	4480,50	4480,50

De la tabla 6.1, se desprende un resumen de los resultados con respecto a los valores económicos y los costos de operación. En primer lugar, se destaca la ausencia de desprendimiento de carga. Luego, se observa que el recorte de generación de energía renovable es menor cuando hay centrales de hidrógeno verde en comparación con la situación en la que no existen, disminuyendo significativamente. Por ejemplo, en el caso sin central de hidrógeno verde tiene un valor de 9,58 [TWh], en comparación con el caso base con un valor de 4,21[TWh].

En cuanto a los costos económicos, específicamente el costo de generación se aprecia que existe una disminución del costo cuando existe una central de hidrógeno verde. Sin embargo, es crucial que esta central cuente con una celda de combustible, dado que, para el caso de central de hidrógeno verde sin celda de combustible, los valores llegan a ser más elevados que sin central de hidrógeno verde. Por lo tanto, es importante que la central de hidrógeno verde sea capaz de producir energía para la matriz mediante la celda de combustible.

Con respecto a los costos totales de operación, se consideran el costo de operación del sistema, los costos de inversión en distintos proyectos y los costos asociados a la inversión del almacenamiento (ESS). El costo de inversión en líneas corresponde a la inversión de las líneas de transmisión en el sistema. De este último se observa que los costos de inversión en líneas son mayor si no existe central de hidrógeno verde, esto se debe al aumento de otros tipos de generación, en caso que exista centrales de hidrógeno verde, la inversión en líneas de transmisión será mayor cuando la central no tiene demanda de hidrógeno, ya que solo funciona produciendo energía que debe ser transportada.

Tabla 6.2: Valores operacionales de masa de hidrógeno en la cadena de producción de hidrógeno.

Casos de estudio	Masa Producida por Electrolizador [Ton]	Masa Demandada por la Industria [Ton]	Masa de hidrógeno almacenada [Ton]	Masa consumida por la Celda combustible [Ton]
Caso base Central de Hidrógeno Verde	226130,83	120450,46	1742995,84	105680,38
Caso sin Central de Hidrógeno Verde	0	0	0	0
Caso Central de Hidrógeno verde sin demanda Hidrógeno	218140,01	0	1700523,11	218140,01
Caso Central de Hidrógeno verde sin celda de combustible	120450,46	120450,46	923256,83	0

Con respecto a los resultados operacionales en la Tabla 6.2, se observa el balance de masa

correspondiente a la cadena de producción de hidrógeno, desde el electrolizador hasta la celda de combustible. Al analizar los resultados, en el caso base, los valores de masa de hidrógeno son diferentes en cada uno de los procesos. Esto se debe a que la masa producida por el electrolizador debe ser igual a la suma de la masa demandada por la industria y la masa consumida por la celda de combustible. El mayor valor corresponde a la masa de hidrógeno almacenada, dado que corresponde a la cantidad total de hidrógeno almacenada en el tiempo.

Al analizar los resultados, en el caso de estudio de central de hidrógeno verde sin demanda de hidrógeno, se considera que no existe demanda por parte de la industria. Por lo tanto, la masa de producida por el electrolizador es almacenada para luego ser consumida en su totalidad por la celda de combustible, marcada de color amarillo en la tabla.

En el caso de estudio de central de hidrógeno verde sin celda de combustible, según el modelo de operación, se espera que toda la masa producida por el electrolizador sea capaz de cubrir la demanda de hidrógeno por parte de la industria. Esto se observa en las celdas de la Tabla 6.2, marcadas de color verde.

Tabla 6.3: Valores operacionales energía en la cadena de producción de hidrógeno

Casos de estudio	Demanda Energía Electrolizadores [TWh]	Demanda Energía Compresores [TWh]	Demanda Energía Celda Combustible [TWh]
Caso base Central de Hidrógeno Verde	12,58	0,46	3,53
Caso sin Central de Hidrógeno Verde	0	0	0
Caso Central de Hidrógeno verde sin demanda Hidrógeno	12,13	0,45	7,28
Caso Central de Hidrógeno verde sin celda de combustible	6,70	0,25	0

De la Tabla 6.3, se extraen otros valores operaciones relacionados con el consumo de energía en los procesos de la cadena de producción de hidrógeno. Al analizar los resultados, se observa que el consumo de energía del electrolizador es mayor cuando la central está completa con todas sus partes de la cadena de producción, lo cual corresponde al caso base de la central de hidrógeno verde. Como comprobación para asegurar que se produce la cantidad de masa necesaria, se divide la masa de hidrógeno producida entre la energía del electrolizador, y este resultado debe ser igual al factor de conversión 55,6 [kWh/kg], lo cual se confirma en el caso base, caso central de hidrógeno verde sin demanda y caso central de hidrógeno verde sin demanda.

En la tabla 6.3, se destaca que la celda de combustible produce mayor generación de energía cuando no existe demanda de hidrógeno. Esto se debe que no existe un límite en cuanto a la masa de hidrógeno que puede ocupar la planta. Además, el consumo de energía de los compresores está relacionado con la cantidad de masa de hidrógeno que debe pasar por este proceso.

6.2. Generación de energía año 2040

El estudio considero el análisis de la generación de energía en el año 2040, considerando los cuatro casos de estudio que contemplan sin la incorporación de centrales de hidrógeno verde, caso base con central de hidrógeno verde completa, caso con central de hidrógeno verde sin celda de combustible y caso con central de hidrógeno verde sin demanda de hidrógeno. Donde se busca estudiar el impacto que tendrá en la planificación a largo plaza la incorporación de centrales de hidrógeno verde con respecto a la generación en las distintas tecnologías.

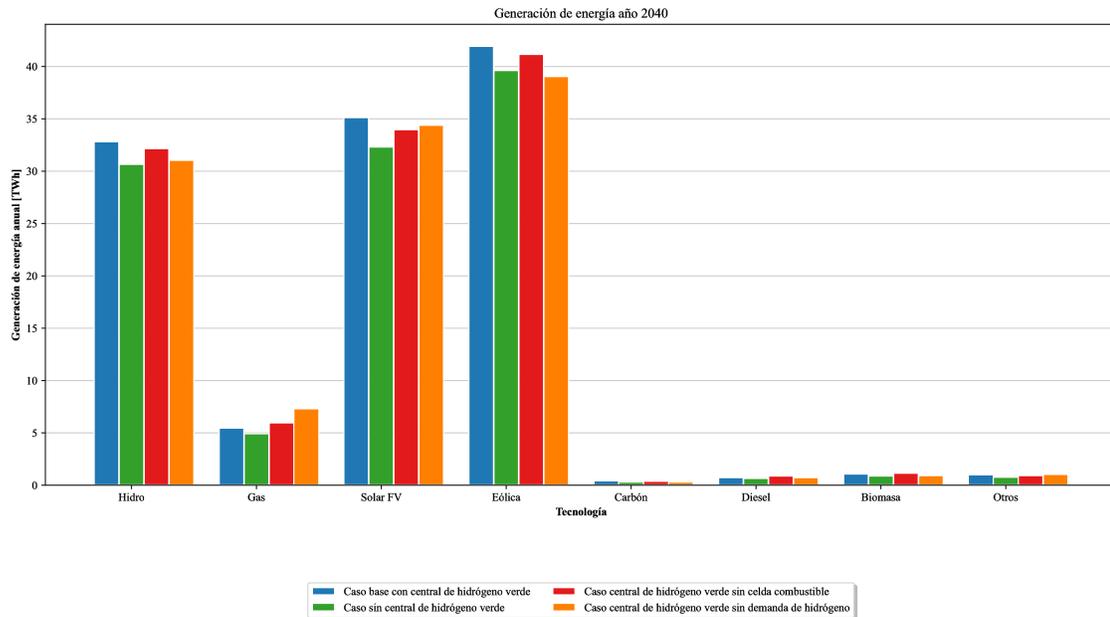


Figura 6.1: Generación de energía anual 2040, por tipo de tecnología y los cuatro casos de estudio de modelo de operación de una central de hidrógeno verde.

En la Figura 6.1 presenta la generación anual distribuida por tipo de tecnología para los cuatro casos de estudio, para el año 2040. Se aprecia en el gráfico que en primer lugar para el año 2040 la matriz energética tiene un mayor porcentaje de energías renovables, siendo las más preponderantes la generación hidráulica, solar FV y Eólica. Cuando la central de hidrógeno verde esta con todas sus partes de la cadena de producción de hidrógeno, en el gráfico representada de color azul, se aprecia un mayor porcentaje de generación solar, eólica e hidráulica, pero disminuyendo la generación en base a combustibles fósiles como el carbón y diésel, incluso se observa una disminución de la generación en base de gas.

Por otra parte, se ve que cuando no existen centrales de hidrógeno verde representada de color verde tiene una mayor participación la generación diésel y gas, además comparado con los otros casos de estudio hay una menor generación hidráulica, solar y eólica. Finalmente de la Figura 6.1, los dos últimos casos de color rojo y naranja, que representan central de hidrógeno verde sin celda de combustible y central de hidrógeno verde sin demanda de hidrógeno, presentan valores similares con respecto a la generación por cada una de las tecnologías teniendo una mayor diferencia en la generación en base a gas.

6.3. Generación horaria

Se presentan los resultados de la generación horaria para el año 2040 en los cuatro casos de estudio evaluados. Se podrá distinguir el uso de cada tipo de tecnología de generación de acuerdo a la hora del día para cuatro días representativos del año, los cuales corresponden a las estacionalidades. En los gráficos, se visualiza el consumo y generación de una central de Hidrógeno verde.

6.3.1. Caso base sin incorporación central de hidrógeno verde

Este caso de estudio considera el sistema eléctrico nacional sin la incorporación de centrales de hidrógeno verde, además de realizar la planificación a largo plazo para el año 2040, como se observa en la Figura 6.1, donde este caso se representa por el color verde. El objetivo de este caso de estudio es proporcionar una base de comparación en términos de costos y generación anual en comparación con los distintos modos de operación de una central de hidrógeno verde.

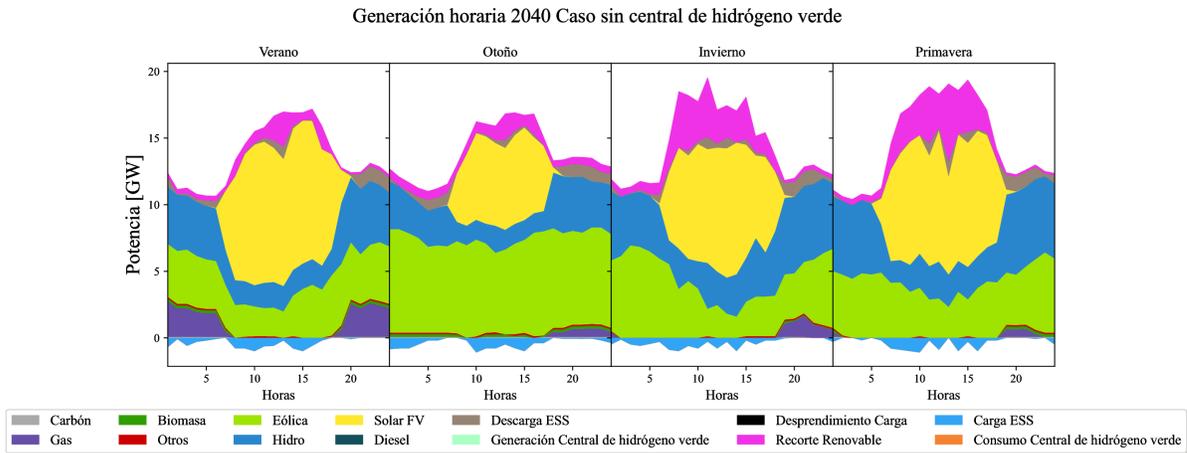


Figura 6.2: Generación de energía horaria para 4 días representativos del 2040, por tipo de tecnología, para caso sin central de hidrógeno verde.

De la figura 6.2, se puede desprender que existe un alto nivel de recorte de renovable correspondiente al color rosada. Por otra parte, la mayor participación en la generación es por parte de la solar, que puede tener una variación de 10 [GW] en Verano y Primavera. Le sigue en orden de magnitud de mayor participación la energía es la eólica con una variación cercana a 10 [GW], en el Otoño. Finalizando en orden de mayor participación la energía hidráulica de 5[GW].

En las áreas apiladas del gráfico, se puede ver que asocian en gran medida de la hora del día y día del año correspondiente. Donde se produce mayor energía solar en el horario desde las 9 de la mañana hasta las 20 horas aproximadamente y que se produce mayor energía solar las épocas del año durante el verano y primavera, disminuyendo notoriamente durante el invierno.

6.3.2. Caso con central de hidrógeno verde

En este escenario, se considera la incorporación de centrales de hidrógeno verde al sistema eléctrico nacional. Estas centrales comprenden la cadena de producción completa, comenzando con el electrolizador, el compresor, el almacenamiento y la celda de combustible. Con este escenario, se busca estudiar cómo actuaría el sistema frente a centrales de hidrógeno verde en proyecciones para el año 2040. Además con la Figura 6.3 es posible visualizar el impacto de centrales de hidrógeno verde con respecto al resto de generación de otras tecnologías de manera horaria y a lo largo del año.

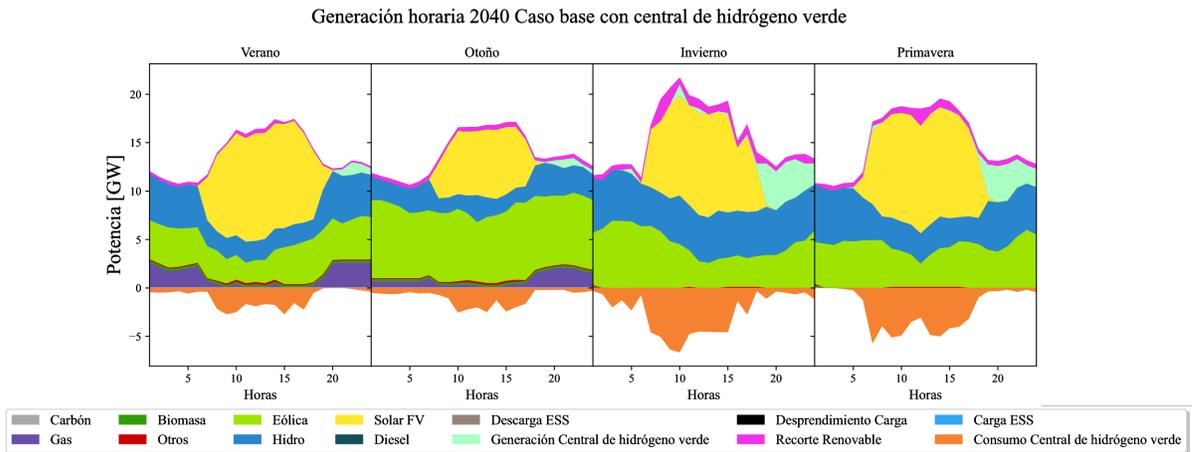


Figura 6.3: Generación de energía anual 2040, por tipo de tecnología y los cuatro casos de estudio de modelo de operación de una central de hidrógeno verde.

Con respecto a la generación horaria de energía para este caso de estudio, se muestra en la Figura 6.3 el caso donde una central de hidrógeno verde consume energía del sistema para la producción de hidrógeno y genera energía, la cual inyecta a la red mediante el proceso que es efectuado en la celda de combustible. Donde en su funcionamiento la central de hidrógeno verde comienza extrayendo energía de la red, para ser usada por electrolizador, y luego inyectando energía, representada de color naranja y celeste, respectivamente.

El consumo de energía de la central de hidrógeno, produce una disminución del recorte de energía renovable. Por otra parte, si existe un mayor consumo de energía, también hay una mayor generación de energía, siendo preponderante durante la tarde, aproximadamente después de las 15 horas, y se presenta una mayor generación durante las épocas de invierno y primavera. Se observa que la presencia de generación de energía por parte de la central de hidrógeno verde disminuye el uso de gas en la matriz energética para generación, presentando una matriz con mayor porcentaje de renovables.

En términos numéricos la generación de energía de la celda de combustible oscila entre 3 [GW] a 5 [Gw] en los peaks, mientras que el consumo de energía oscila entre 1 [GW] a 5 [GW] en sus momentos de peaks. Además, la curva de consumo de energía tiene correlación

con la generación, siendo mayoritariamente solar, como se muestra en la Figura 6.3.

6.3.3. Caso con central de hidrógeno verde sin celda de combustible

En escenario, se compone de una central de hidrógeno verde donde en su cadena de producción de hidrógeno no consta de la celda de combustible, que corresponde al último proceso de una central de hidrógeno, donde se toma la masa de hidrógeno y se utiliza en la celda de combustible para su generación de energía. Con este caso de estudio, se busca estudiar cómo afecta la celda de combustible en la generación horaria, además de la producción de hidrógeno.

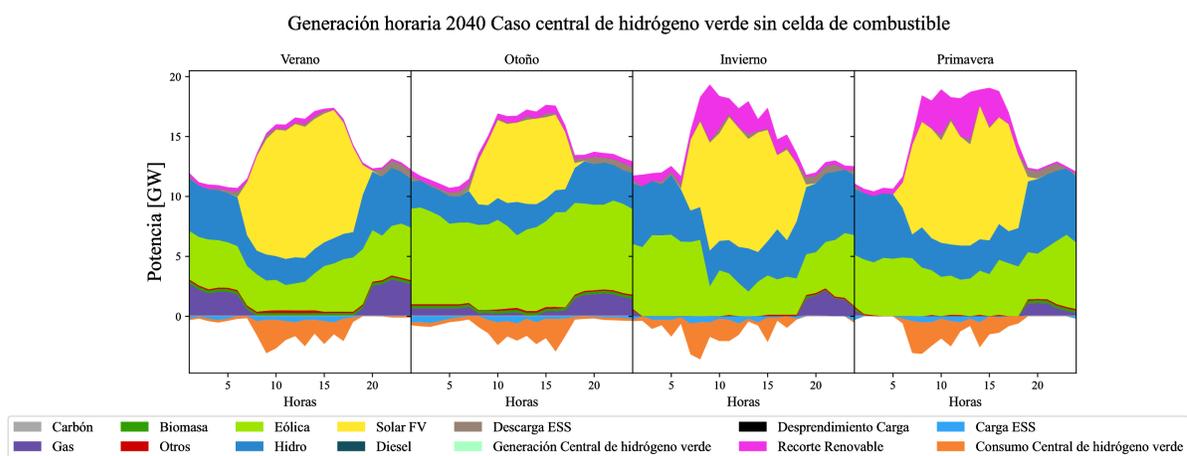


Figura 6.4: Generación de energía anual 2040, por tipo de tecnología y los cuatro casos de estudio de modelo de operación de una central de hidrógeno verde sin celda de combustible.

La generación horaria de energía para el caso de estudio de central de hidrógeno verde sin celda de combustible se presenta en la Figura 6.4, donde solo existe consumo de energía por parte del electrolizador en la central, pero no hay generación obtenida por la celda de combustible. Luego de cubrir la demanda, a diferencia del caso anterior, es posible visualizar una mayor cantidad de recorte de energías renovables para la misma hora y época del año. Se observa una menor generación con centrales renovables en comparación con los otros casos de estudio presentados anteriormente, y una mayor participación de tecnología a gas.

Cabe destacar que el consumo de la central de hidrógeno verde es menor que en los casos de estudio presentados anteriormente, como se puede notar en el gráfico donde los valores son cercanos a 1 [GW]. El consumo de energía de la central de hidrógeno se concentra en el horario de la tarde, donde se observa una correlación con recorte renovable, donde impacta el uso de la central de hidrógeno verde.

6.3.4. Caso con central de hidrógeno verde sin demanda de hidrógeno

En este caso de estudio, se estudia la operación de una central de hidrógeno verde en la que no se dispone de demanda de hidrógeno por parte de la industria. La central de hidrógeno se compone de todas las partes de la cadena de producción, pero su producción de hidrógeno por parte del electrolizador no se ve restringida por una demanda a suplir. La Figura 6.5 tiene como objetivo visualizar el impacto de la incorporación de centrales de hidrógeno verde al sistema eléctrico nacional, y su relación e incidencia con el resto de generación de otra tecnologías.

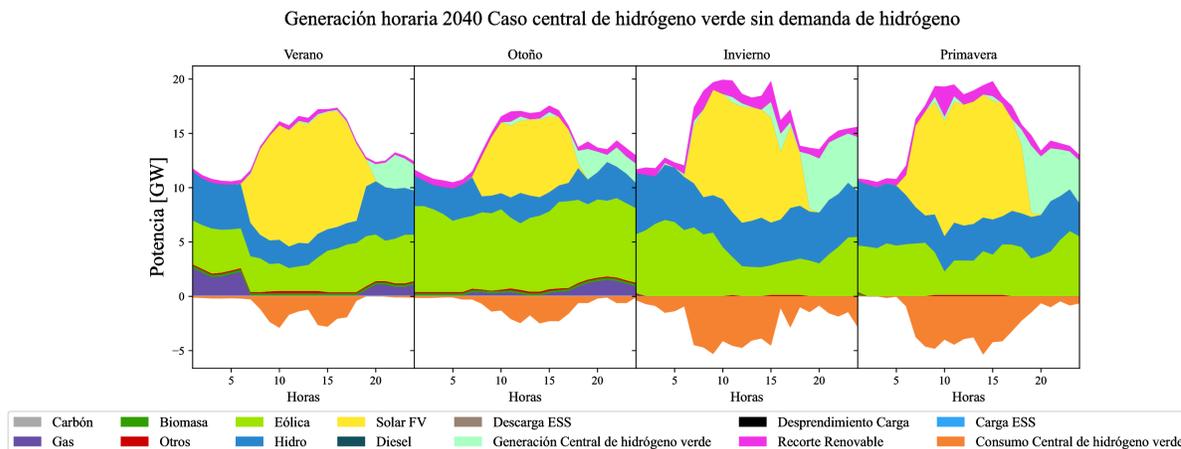


Figura 6.5: Generación de energía anual 2040, por tipo de tecnología y los cuatro casos de estudio de modelo de operación de una central de hidrógeno verde sin demanda de hidrógeno.

Respecto a la generación horaria de energía para esto, se observa en la Figura 6.5 el modo de operación de una central de hidrógeno sin demanda de hidrógeno por parte de la industria. Se aprecia una disminución considerable de la generación en base a gas, con una mayor preponderancia a la generación renovable. Se observa que la curva de consumo y generación de una central de hidrógeno son contrarias, comenzando con un consumo de energía para producir hidrógeno y luego el almacenamiento de este para finalmente producir energía.

Comparado con el caso de base sin central de hidrógeno verde, se tiene un mayor valor de generación de energía de la celda de combustible, representada en color calipso, obteniendo un valor máximo de 20 [GW]. Además de aportar con energía, puede ayudar a otras labores y también disminuye el recorte de renovables. En cambio, el consumo de energía de una central de hidrógeno verde tiene límites y se encuentra con un valor de peak de 5 [GW], ubicando el consumo de energía en los horarios donde no se produce generación.

Con respecto al funcionamiento de la central de hidrógeno verde sin demanda, si se realiza una comparación con el caso base de la central de hidrógeno verde, se aprecia un aumento en el consumo de energía y por consiguiente aumento en la generación de energía inyectada a la red.

6.4. Balance de masa de Hidrógeno Verde

En esta sección se presentarán los resultados del balance de masa de hidrógeno en una central de hidrógeno verde, para los tres casos de estudio evaluados, donde se considera incorpora centrales de hidrógeno verde. Los gráficos muestran los resultados para el año 2040, para un día representativo según las distintas horas del día.

6.4.1. Caso con central de hidrógeno verde

Para una central de hidrógeno verde que considera los todos los proceso de la cadena de producción de hidrógeno, existe un balance de masa de hidrógeno por todo el proceso correspondiente a la Figura 6.6 y la Figura 6.7.

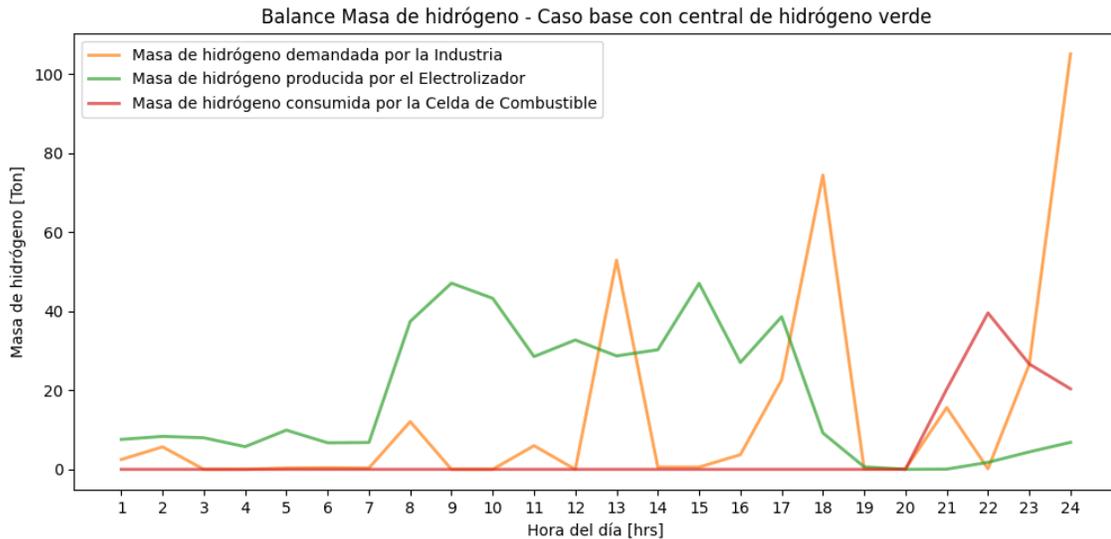


Figura 6.6: Balance de masa de hidrógeno diaria de una central de hidrógeno verde para caso base.

La producción de hidrógeno verde de la central de hidrógeno verde para este caso de estudio, se puede apreciar en el Figura 6.6. La central de hidrógeno verde inicia con la producción de hidrógeno verde por parte del electrolizador, que aumenta desde la primera hora, teniendo principalmente su producción en el bloque de horario de 7 a 18 hrs, y por el contrario, no existe producción de hidrógeno desde 19 hrs a 21 hrs, con una producción de hidrógeno de 50 [Ton] de peak. Es importante señalar que la producción de hidrógeno va en relación con la energía consumida por el electrolizador. Si se compara con la curva de generación en la Figura 6.3, el consumo de energía por parte del electrolizador se realiza desde las 10 a 20 hrs, ocupando el excedente de recorte renovable, donde hay un mayor recurso renovable.

La demanda de hidrógeno por parte de la industria aumenta gradualmente desde las 7 hrs hasta el final día, teniendo peak puntualmente en momentos del día, y se visualiza un aumento de la demanda de hidrógeno desde las 22 hrs, alcanzando un valor mayor a 100 [Ton]. Por lo tanto, es importante que la producción de hidrógeno por parte del electrolizador vaya en correlación con la cantidad de hidrógeno demandado para cumplir con lo solicitado.

Con respecto a la masa de hidrógeno que es utilizado por la celda de combustible, esta se dará luego de que hayan ocurrido los anteriores procesos de la producción de hidrógeno verde, después de la producción de hidrógeno y la demanda de hidrógeno por parte de la industria. La masa de hidrógeno consumida por la celda es cero hasta las 19 hrs llegando a las 22 hrs, donde se producirá la energía. Esto va en relación con el gráfico 6.3, donde la generación de la central de hidrógeno verde se da desde las las 15 hrs en adelante, concentrándose en las horas de la noche, que es donde la masa de hidrógeno es consumida por la celda de combustible.

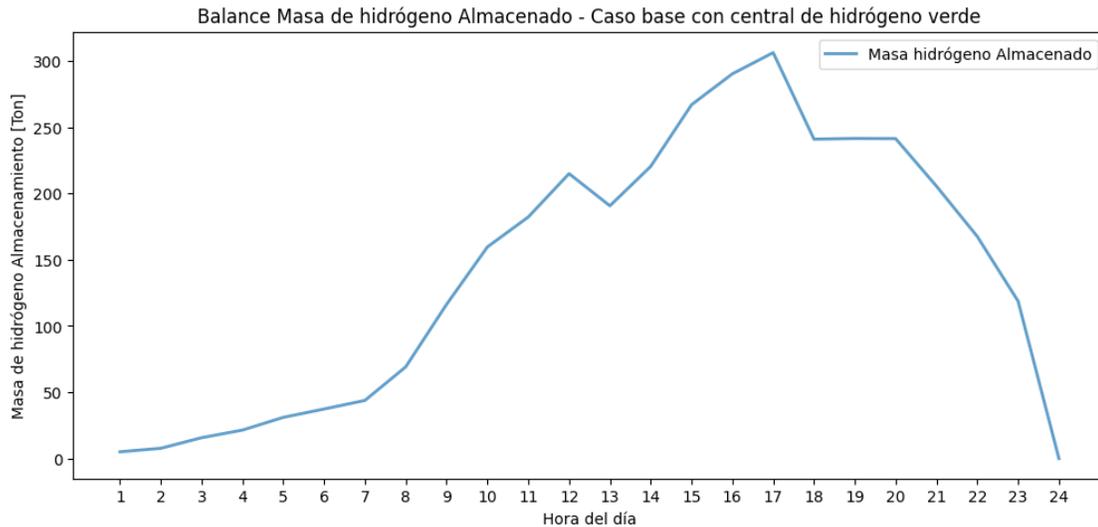


Figura 6.7: Balance de masa almacenada de hidrógeno diaria de una central de hidrógeno verde para caso base.

En la Figura 6.7, se visualiza la curva de masa de hidrógeno almacenada a lo largo de un día. Tal como se observa, la masa de hidrógeno aumenta en relación con la producción de hidrógeno, por lo que una vez llegado al peak, comienza su proceso de descarga, siempre iniciando y terminando en cero el hidrógeno almacenado. Esta curva tiene un proceso ascendente desde las 1 hasta las 17 hrs, donde alcanza su punto máximo, para luego iniciar con el descenso desde las 17 hasta las 24 hrs, en correlación con la producción de hidrógeno por parte del electrolizador y luego el consumo de hidrógeno por parte de la celda de combustible.

Es posible notar puntos de caída en la curva que tienen relación con los puntos máximos de la curva de masa de hidrógeno demanda, lo que indica que la masa de hidrógeno almacenada va abasteciendo la demanda requerida por la industria.

6.4.2. Caso con central de hidrógeno verde sin celda de combustible

Para este caso de estudio se considera la incorporación de centrales de hidrógeno verde, pero en el proceso de producción de hidrógeno, no se considera la celda de combustible. Por lo que se presenta los resultados en la Figura 6.8 y Figura 6.9.

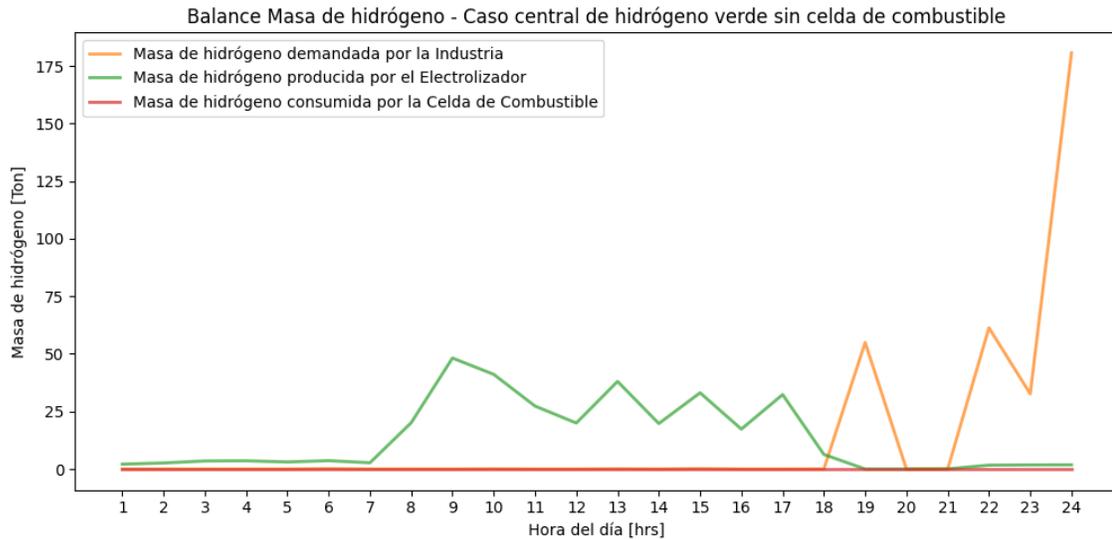


Figura 6.8: Balance de producción de hidrógeno verde diaria de una central de hidrógeno verde sin celda de combustible.

De la Figura 6.8, se visualiza que la masa de hidrógeno producida por el electrolizador sigue la misma forma de curva que se observa en el caso con central de hidrógeno verde cuando se considera una celda de combustible. El inicio de producción de hidrógeno se produce a las 7 am del día continuando hasta las 19 hrs de manera continua, teniendo varios puntos de mayor producción alcanzando un peak cercano a 75 [Ton]. Esta producción va en relación con la curva de generación 6.4, donde el consumo de energía del electrolizador se realiza en el horario de 10 a 20 hrs, pero es importante visualizar que no siempre se consume la misma cantidad de energía por el electrolizador, por lo que tampoco se producirá la misma cantidad de masa de hidrógeno.

La demanda de hidrógeno por parte de la industria aumenta desde las 18 hrs, con bloques de horario donde es demandado el hidrógeno desde la industria para tener otros momentos de descensos y con su mayor cantidad de masa de hidrógeno demandada desde las 21 hrs hasta las 24 hrs, alcanzando su mayor valor de 175 [Ton]. Esto se puede deber a varios factores pero principalmente al no existir celda de combustible el hidrógeno producido solo es utilizado para cubrir la demanda, por lo que la central se enfoca en cumplir con lo solicitado.

Al no existir celda de combustible la masa de hidrógeno consumida por la celda de combustible es cero durante todas las horas del día, lo que lleva a que desde el electrolizador la masa de hidrógeno sea almacenada y luego transportada para cubrir demanda de la industria.

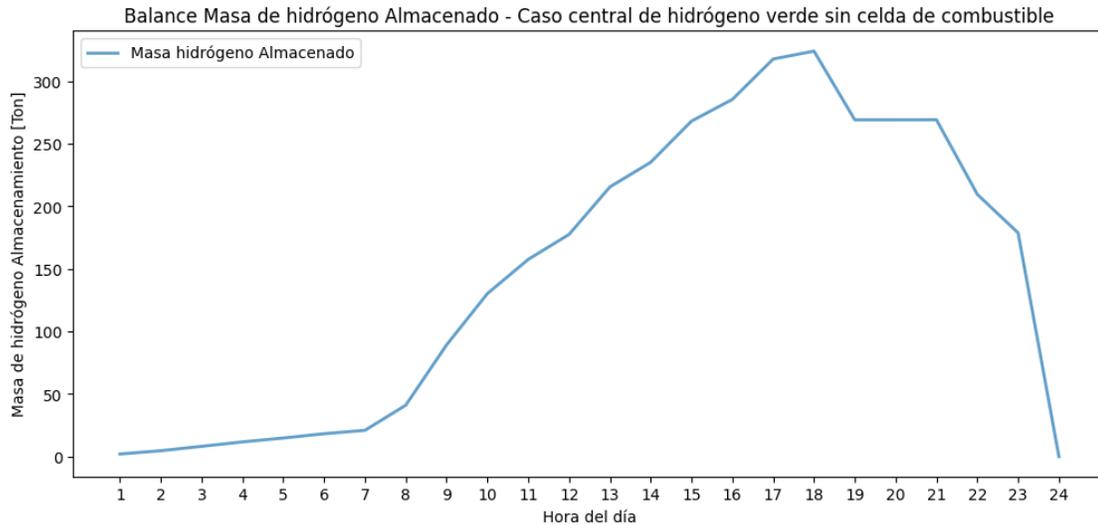


Figura 6.9: Balance de masan almacenada de hidrógeno diaria de una central de hidrógeno verde para caso base.

En la Figura 6.9, se visualiza la curva de masa de hidrógeno almacenada a lo largo de un día. Como se puede observar la masa de hidrógeno almacenada sigue la misma patrón de curva que en el caso anterior, que va en relación con la producción de hidrógeno. Iniciando con un ascenso desde las 1 hasta las 17 hrs donde se encuentra su punto máximo y luego un descenso hasta terminar en cero, cumpliendo con la restricción de iniciar y terminar en cero.

A diferencia del caso anterior la curva de hidrógeno almacenado para el caso sin celda de combustible presenta una subida más continua sin puntos de bajada y estos puntos se producen en la zona de la curva de descenso, esto se da a que en la Figura 6.8, la demanda de hidrógeno de la industria ocurre desde las 18 hrs en adelante, donde afectara con una mayor extracción en el hidrógeno almacenado.

6.4.3. Caso con central de hidrógeno verde sin demanda de hidrógeno

Este caso de estudio se considera la incorporación de centrales de hidrógeno verde, pero en el proceso de producción de hidrógeno, no se considera que exista demanda de hidrógeno por parte de la industria. Por lo que se presenta los resultados en la Figura 6.10 y Figura 6.11.

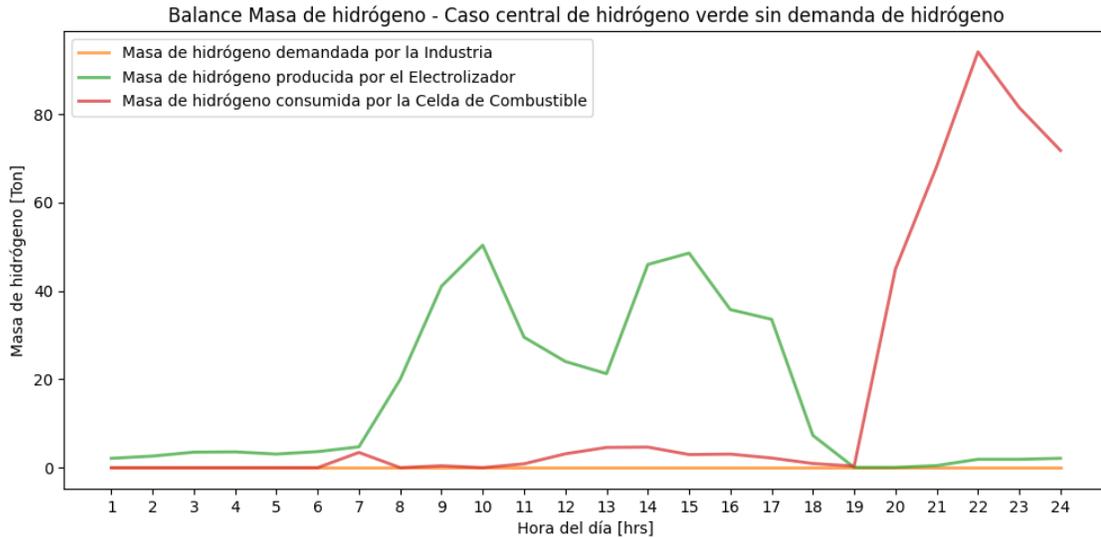


Figura 6.10: Balance de producción de hidrógeno verde diaria de una central de hidrógeno verde sin celda de combustible.

Con respecto a la Figura 6.10, se observa que la curva correspondiente a la masa de hidrógeno producido por el electrolizado, sigue un curva similar que en los casos anterior partiendo su producción a las 7 am del día y terminando a las 19 hrs, pero existe la diferencia que no presenta un único punto máximo, en este caso se presentan dos, uno a las 10 am aproximadamente y otro a las 17 hrs. Por otro lado, se observa una notable caída en la curva que ocurre entre las 11 y las 13 hrs, esto se debe a que la producción de hidrógeno verde va en correlación con la curva de generación Figura 6.5, que presenta un menor consumo desde la central de hidrógeno verde, principalmente por los recursos que existen.

La demanda de hidrógeno por parte de la industria no existe para este caso por lo que siempre tendrá un valor cero. Con respecto a la masa de hidrógeno consumida por la celda de combustible se observa una curva plana desde las 1 hasta las 19 hrs donde empieza a subir exponencialmente hasta las 22 hrs donde sufre un leve descenso, como se observa una vez que termina la producción de hidrógeno todo el hidrógeno es consumido por la celda de combustible para producir energía por lo tanto, se concentra en un bloque horario específico.

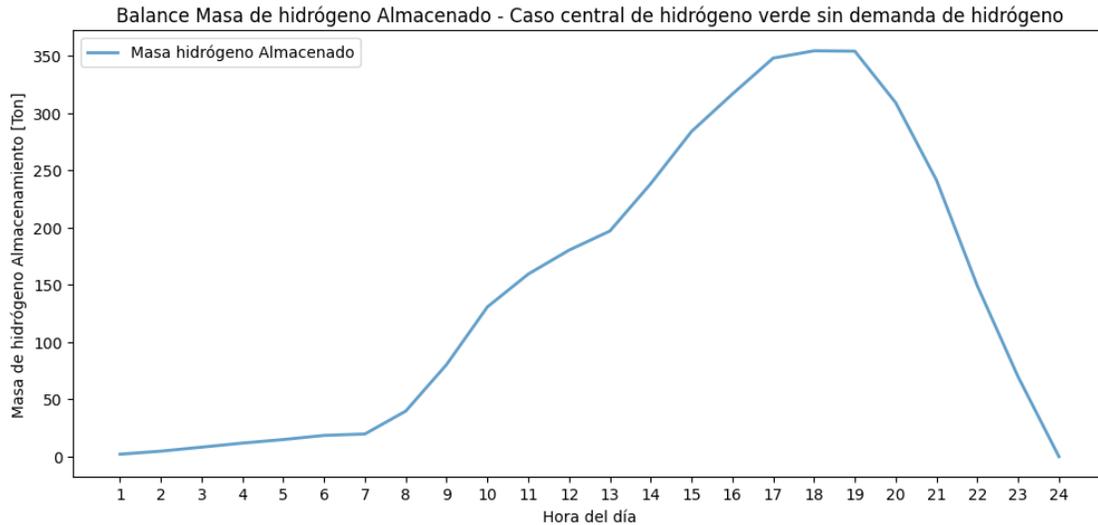


Figura 6.11: Balance de masan almacenada de hidrógeno diaria de una central de hidrógeno verde para caso base.

Para el balance de masa de hidrógeno almacenada en el Figura 6.11, se observa una curva ascendente hasta las 18 hrs, donde alcanza su punto de mayor almacenamiento con 350 [Ton], seguido de un descenso hasta llegar a cero. A diferencia de los casos anteriores, la curva se presenta más uniforme. Esto se debe a que, al no existir demanda, no hay puntos de descenso donde se deba extraer hidrógeno del almacenamiento para cubrir la demanda. En primer lugar, se almacena todo el hidrógeno producido y luego este hidrógeno es utilizado por completo por la celda de combustible.

6.5. Síntesis y análisis de resultados

A partir de los resultados expuestos, se examinan los cuatro casos de estudio en relación con su generación, masa de hidrógeno, costos económicos y valores operacionales. El objetivo de estos análisis es determinar el impacto de la incorporación de una central de hidrógeno verde. Al observar los gráficos de energía de acuerdo con la tecnología, se visualiza que para el año 2040, la matriz energética se basa principalmente en generación renovable, destacando la generación hidráulica, eólica y solar.

Además, la diferencia entre los distintos casos de estudio no modifica significativamente la distribución por tecnología de la generación. Se observa una menor generación de centrales no renovables en el caso de la central de hidrógeno verde sin demanda, y dependiendo de la configuración de la central de hidrógeno verde puede haber un aprovechamiento mayor de los recurso renovables y los excedente que presenta el sistema.

El aumento de la generación renovable frente a la incorporación de centrales de hidrógeno verde, evidenciado en la Figura 6.1, destaca la cualidad del hidrógeno verde como un vector energético que impulsa la generación renovable, a diferencia de otras fuentes de energía.

En cuanto a la generación horaria, difiere según el caso de estudio que se esté evaluan-

do. Es importante destacar que las centrales de hidrógeno verde, durante todo su proceso de producción de hidrógeno, consumen energía debido al electrolizador y compresor. Posteriormente, inyectan energía a la red mediante la celda de combustible. La incorporación de centrales de hidrógeno verde disminuye el uso de generación en gas, principalmente por la inserción de generación después del proceso de la celda de combustible. Por otra parte, el consumo de energía por parte de la central reduce el recorte de renovable al utilizar la energía del sistema para energizar los procesos de electrolizador y compresor.

Las centrales de hidrógeno verde funcionan de manera cíclica, donde en las primeras horas del día realizan la producción de hidrógeno consumiendo energía del sistema eléctrico. Luego, a partir del hidrógeno producido, este se utiliza en la celda de combustible, inyectando energía al sistema. Este modo de operación permite que la central de hidrógeno verde actúe como un almacenamiento de largo plazo en el sistema, utilizando el excedente de energía, almacenándolo en forma de hidrógeno y luego inyectándolo a la red cuando sea necesario.

Además de servir como almacenamiento de acuerdo con la temporalidad en un día, la central de hidrógeno verde puede ayudar en la generación de acuerdo con la estación del año que se encuentra el sistema evitando el uso de tecnologías no renovables en generación. En invierno y primavera es donde hay un mayor consumo de energía para la producción de hidrógeno, pero también existe una mayor generación esto principalmente por el déficit de energía solar que debe suplir el sistema.

En relación con la masa de hidrógeno, una central de hidrógeno verde realiza un balance de masa de hidrógeno dependiendo en qué etapa de la cadena de producción se encuentre, pero lo más importante es que la masa de hidrógeno producida por el electrolizador cubra la demanda de la industria. La masa de hidrógeno se almacena desde su producción hasta su consumo, manteniendo el almacenamiento en cero al inicio y final del día.

Durante las primeras horas, el sistema realiza la producción de hidrógeno y, al mismo tiempo, almacena. Según la disponibilidad, cubre la demanda, siendo la mayor parte cubierta al finalizar el proceso del electrolizador.

Las centrales de hidrógeno verde aportan al sistema entregando una solución al recorte de renovable, por la sobre generación de recurso renovables que no utilizados por el sistema. Además las celdas de combustible en una central de hidrógeno verde ayudan a la flexibilidad del sistema, dado que el aumento de energías renovables produce variabilidad e incertidumbre, que el uso de centrales de hidrógeno verde pueden aportar como vector energético capaz de almacenar hidrógeno para utilizarlo como energía en horarios de demanda sin recursos necesarios o ante la falta de inercia al sistema.

Finalmente, en cuanto a los valores económicos, se observa que la incorporación de centrales de hidrógeno verde afecta en gran medida a los costos en generación y operación. Estas centrales permiten suplir la demanda cuando las fuentes renovables no pueden hacerlo sin introducir generación no renovable al sistema. Además de lo económico las centrales de hidrógeno verde disminuyen el recorte de renovables, permitiendo que el sistema tenga centrales de menor costo.

En la operación, se debe tener en cuenta que la masa del electrolizador debe cubrir siempre la demanda requerida y el excedente se utiliza en la celda de combustible. El consumo de energía de los procesos de una central de hidrógeno verde por parte del electrolizar está en relación con la masa de hidrógeno que se esté procesando la celda de combustible.

Capítulo 7

Conclusiones y trabajo futuro

En esta memoria desarrolla un modelo de operación para una central de hidrógeno verde mediante una investigación bibliográfica de diversos modelos de operación. Esto permite representar la operación de la central en sus distintos modos de operación.

La investigación bibliográfica de modelos de operación permite identificar la cadena de producción del hidrógeno y las restricciones asociadas al modelo. Este modelo se integró a la herramienta de planificación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional. En cuanto a los datos de entrada, se utilizaron demandas de hidrógeno verde para el año 2040 y una lista de proyectos de hidrógeno verde que estarían en operación en ese mismo año. Con esta información, se distribuyó la demanda de hidrógeno de manera regional, dividiéndola en tres zonas principales, cada una abarcando una serie de proyectos capaces de satisfacer la demanda.

Se definieron casos de estudio para comprobar los objetivos planteados en esta memoria. Estos casos buscan representar los modos de operación de una central de hidrógeno al operar en el Sistema Eléctrico Nacional. A partir de los resultados obtenidos en los casos de estudio, se estudió el desempeño económico y operacional de cada modo de operación con el fin de evaluar el impacto en el Sistema Eléctrico Nacional.

De acuerdo con los resultados en el Capítulo 6, se puede distinguir que, de la cadena de producción de hidrógeno compuesta por electrolizador, compresor, almacenamiento y celda de combustible, de estos los equipos fundamentales son el electrolizador y la celda de combustible. Se debe producir al menos la masa de hidrógeno necesaria para cubrir con la demandada por parte de la industria. Luego de esto, la masa de hidrógeno sobrante es consumida por la celda de combustible, aportando energía al Sistema Eléctrico Nacional.

En cuanto a la generación de energía con la incorporación de centrales de hidrógeno verde, se observa un aumento en la participación de energías renovables en la matriz energética, disminuyendo la generación basada en gas. Además, se observa que la incorporación de centrales de hidrógeno verde ayuda a la transición a una matriz energética renovable, actuando como respaldo, por parte de la celda de combustible en los momentos de falta de generación o para otorgar flexibilidad al sistema. Las centrales de hidrógeno verde funcionan consumiendo energía del sistema eléctrico de potencia para realizar la electrólisis y compresión, almacenando luego el hidrógeno y utilizándolo en la celda de combustible para la generación de energía.

Por otra parte, el balance de la masa de hidrógeno es un factor importante en la cadena de producción de un central de hidrógeno verde, ya que dependiendo de su modo de operación puede aportar más energía al sistema o cubrir una demanda de hidrógeno por parte de la industria. En general se aprecia una correlación entre el recorte de renovable y la mayor producción de hidrógeno al igual que una inyección de energía por parte de la celda de combustibles en horario de baja generación de renovables, para disminuir el uso de otros tipos de tecnología.

Es importante considerar que el almacenamiento para este modelo fue considerado diariamente, corroborando que todo el hidrógeno almacenado fuera utilizado la demanda de la industrias o para el consumo de la celda de combustible en la generación de energía, lo que produce que no sea el mejor caso de estudio ya que es sería posible considerar un almacenamiento a una mayor escala de tiempo que considera traspaso en el tiempo de hidrógeno. Este no fue posible realizarlo principalmente debido a los tiempos en la elaboración del modelo, pero sería de esperar que al haber una mayor temporalidad en el almacenamiento, el hidrógeno almacenado se inyecte al sistema en horario donde la generación sea más cara económicamente para disminuir o cuando la operación lo requiera, sin ser necesario ser inyectarlo el mismo día. Además, el almacenamiento a largo plazo ayudaría a la planificación del sistema considerando su ubicación y el cubriendo la demanda.

Respecto al objetivo general, se observa que la integración de centrales de hidrógeno verde impacta operacionalmente al sistema, incentivando las energías renovables y reduciendo el recorte de estas. Además, inyecta energía cuando las renovables no pueden cubrir la demanda, manteniendo la rentabilidad del sistema. Desde el punto de vista económico, la incorporación de estas centrales disminuye los costos de generación y operación, ya que aportan energía al sistema y actúa como almacenamiento.

De los objetivos específicos de este trabajo de memoria, se logró caracterizar el estado del arte de los modelos de operación de central de hidrógeno verde e integrarlos a la herramienta de planificación a largo plazo del Sistema Eléctrico Nacional, donde fueron llevadas a cabo las simulaciones. Se presentaron resultados para distintos modos de operación y se evaluaron con respecto a indicadores de desempeño económico, como el costo en generación y operacional y el desempeño operacional, con lo que se corroboró que el hidrógeno verde es un vector energético que contribuye a la descarbonización y al aumento de fuentes de energías renovables. Su uso en la electrólisis y almacenamiento a largo plazo demuestra ser beneficioso para el sistema energético.

Como trabajo futuro, se propone una mayor investigación sobre el dimensionamiento de una central de hidrógeno verde y la variación del porcentaje de incorporación al Sistema Eléctrico Nacional. También es crucial considerar aspectos económicos como la inversión, mantenimiento y operación de una central desde una perspectiva financiera. Respecto al modelo de operación de una central de hidrógeno verde, se sugiere generar distintos escenarios de tiempo para el almacenamiento de hidrógeno considerando además un escalado de tiempo de almacenamiento más amplio que el utilizado en este modelo y realizar un estudio en diferentes momentos de la planificación de largo plazo sobre el porcentaje de centrales de hidrógeno verde en la matriz.

Bibliografía

- [1] Nunes, L. J., “The rising threat of atmospheric co2: A review on the causes, impacts, and mitigation strategies,” *Environments*, vol. 10, no. 4, p. 66, 2023.
- [2] Ministerio de Energía, G. d. C., “Energía 2050 política energética de Chile,” 2022.
- [3] Ministerio de Energía, G. d. C., “Chile’s green hydrogen strategy and investment opportunities,” Junio, 2021.
- [4] Nasirov, S., Agostini, C., Silva, C., y Caceres, G., “Renewable energy transition: a market-driven solution for the energy and environmental concerns in Chile,” *Clean Technologies and Environmental Policy*, vol. 20, pp. 3–12, 2018.
- [5] Ministerio de Energía, G. d. C., “Agenda inicial para un segundo tiempo de la transición energética,” Abril, 2023.
- [6] Macias, N. C. M. A. M., “Chile: líder regional en el avance de una transición energética limpia, sostenible y justa, con compromiso social,” Julio, 2022.
- [7] Ministerio de Energía, G. d. C., “H2v hidrogeno verde un proyecto país,” 2022.
- [8] Heggarty, T., Bourmaud, J.-Y., Girard, R., y Kariniotakis, G., “Quantifying power system flexibility provision,” *Applied energy*, vol. 279, p. 115852, 2020.
- [9] Flores-Quiroz, A. y Strunz, K., “A distributed computing framework for multi-stage stochastic planning of renewable power systems with energy storage as flexibility option,” *Applied Energy*, vol. 291, p. 116736, 2021.
- [10] Palmintier, B. S., *Incorporating operational flexibility into electric generation planning: Impacts and methods for system design and policy analysis*. PhD thesis, Massachusetts Institute of Technology, 2013.
- [11] Maestre, V., Ortiz, A., y Ortiz, I., “Challenges and prospects of renewable hydrogen-based strategies for full decarbonization of stationary power applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 152, p. 111628, 2021.
- [12] Cardona, P., Costa-Castelló, R., Roda, V., Carroquino, J., Valiño, L., y Serra, M., “Model predictive control of an on-site green hydrogen production and refuelling station,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 47, pp. 17995–18010, 2023.
- [13] Meda, U. S., Rajyaguru, Y. V., y Pandey, A., “Generation of green hydrogen using self-sustained regenerative fuel cells: Opportunities and challenges,” *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023.
- [14] Jiménez Sáez, F. L., “Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil,” 2020.
- [15] Vásquez, R., Salinas, F., *et al.*, “Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile,”

Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Obras Públicas y Seguridad Nuclear, 2018.

- [16] Abdin, Z., Zafaranloo, A., Rafiee, A., Mérida, W., Lipiński, W., y Khalilpour, K. R., “Hydrogen as an energy vector,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 120, p. 109620, 2020.
- [17] Sarrias-Mena, R., Fernández-Ramírez, L. M., García-Vázquez, C. A., y Jurado, F., “Electrolyzer models for hydrogen production from wind energy systems,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 7, pp. 2927–2938, 2015.
- [18] Maestre, V., Ortiz, A., y Ortiz, I., “Challenges and prospects of renewable hydrogen-based strategies for full decarbonization of stationary power applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 152, p. 111628, 2021.
- [19] Buttler, A. y Spliethoff, H., “Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 2440–2454, 2018.
- [20] Töpler, J. y Lehmann, J., *Hydrogen and fuel cell*. Springer, 2016.
- [21] Weber, A., Beckers, T., Behr, P., Bieschke, N., Fehner, S., y von Hirschhausen, C., “Long-term power system planning in the context of changing policy objectives—conceptual issues and selected evidence from europe,” *Studie im Auftrag der Smart Energy for Europe Platform (SEFEP)*, p. 11, 2013.
- [22] Pradenas, R., “>flujo óptimo de potencia considerando restricciones y criterios de estabilidad de tensión,” *Memoria de titulación de ingeniero eléctrico*, 2018.
- [23] Yáñez Castro, J. M., “Planificación de la expansión en generación considerando sistemas de almacenamiento en escenarios con incertidumbre hidrológica,” 2020.
- [24] Lv, X., Li, X., y Xu, C., “A robust optimization model for capacity configuration of pv/battery/hydrogen system considering multiple uncertainties,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 21, pp. 7533–7548, 2023.
- [25] Baumhof, M. T., Raheli, E., Johnsen, A. G., y Kazempour, J., “Optimization of hybrid power plants: When is a detailed electrolyzer model necessary?,” *arXiv preprint arXiv:2301.05310*, 2023.
- [26] Lei, G., Song, H., y Rodriguez, D., “Power generation cost minimization of the grid-connected hybrid renewable energy system through optimal sizing using the modified seagull optimization technique,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 3365–3376, 2020.
- [27] Maha, A. X. Y., Hoa, W. S., Hassima, M. H., Hashima, H., Liewb, P. Y., Aslia, U. A., Muisa, Z. A., y Lingc, G. H. T., “Optimization of hydrogen supply chain: a case study in malaysia,” *CHEMICAL ENGINEERING*, vol. 78, 2020.
- [28] Baumhof, M. T., Raheli, E., Johnsen, A. G., y Kazempour, J., “Optimization of hybrid power plants: When is a detailed electrolyzer model necessary?,” *arXiv preprint arXiv:2301.05310*, 2023.
- [29] Zheng, Y., You, S., Bindner, H. W., y Münster, M., “Optimal day-ahead dispatch of an alkaline electrolyser system concerning thermal–electric properties and state-transitional dynamics,” *Applied Energy*, vol. 307, p. 118091, 2022.
- [30] Li, J., Li, G., Ma, S., Liang, Z., Li, Y., y Zeng, W., “Modeling and simulation of hydrogen

- energy storage system for power-to-gas and gas-to-power systems,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2022.
- [31] Agbli, K., Hissel, D., Péra, M.-C., y Doumbia, I., “Emr modelling of a hydrogen-based electrical energy storage,” *The European Physical Journal-Applied Physics*, vol. 54, no. 2, p. 23404, 2011.
- [32] Buttler, A. y Spliethoff, H., “Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 2440–2454, 2018.
- [33] Bizon, N., “Optimization of the fuel cell renewable hybrid power systems,” 2020.
- [34] Maulén, L., Castro, M., Lorca, Á., y Negrete-Pincetic, M., “Optimization-based expansion planning for power and hydrogen systems with feedback from a unit commitment model,” *Applied Energy*, vol. 343, p. 121207, 2023.
- [35] Naughton, J., Riaz, S., Cantoni, M., Zhang, X.-P., y Mancarella, P., “Comprehensive optimization-based techno-economic assessment of hybrid renewable electricity-hydrogen virtual power plants,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2022.
- [36] Kim, M. y Kim, J., “Optimization model for the design and analysis of an integrated renewable hydrogen supply (irhs) system: Application to korea’s hydrogen economy,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 38, pp. 16613–16626, 2016.
- [37] Flores, A., “Modelo de planificación de la expansión en transmisión,” 2022.
- [38] Cofr, M. J. M., “Estudio h2 chile,” 2023.
- [39] Parada, M., Ochoa, I., y Villatoro, H., “Green hydrogen assessment of generation and storage potential from solar and wind energy shedding in honduras,” en *E3S Web of Conferences*, vol. 379, EDP Sciences, 2023.
- [40] Barría, C., Santander, A., Caviedes, Á., Toro, C., Eguiguren, B., Coronado, C., Mancilla, C., *et al.*, “Planificación energética de largo plazo 2023-2027,” 2021.
- [41] de Chile, G., “Chile’s green hydrogen strategy and investment opportunities,” 2021.
- [42] AustriaEnergy, “Green hydrogen by austriaenergy,” 2023. 20 de septiembre de 2023.
- [43] AES Andes, “Open season by aes andes,” 2023. 20 de septiembre de 2023.
- [44] CORFO, “Proyecto facility de hidrógeno verde (fhv) para apoyar el desarrollo económico inclusivo, resiliente y verde en chile – reseña ambiental y social,” 2023.
- [45] Siderúrgica Huachipato, “Fabricar aceros de manera sostenible: El proyecto de cap para usar,” 2023. 20 de septiembre de 2023.
- [46] TotalEnergies, “Sitio web de totalenergies sobre el proyecto h2 magallanes,” 2023. 20 de septiembre de 2023.
- [47] Quinteros, G., “Proyecto hidrógeno verde bahía de quintero,” 2023.
- [48] TCI GEOCOMP, “Proyecto hoasis: Sitio web de tci geocomp,” 2023. 20 de septiembre de 2023.
- [49] Air Liquide, “Proyecto selknam,” 2023. 20 de septiembre de 2023.
- [50] Enel Green Power, “Proyecto faro del sur,” 2023. 20 de septiembre de 2023.
- [51] Centro Nacional de Pilotaje de Tecnologías para la minería, “Proyecto san pedro h2,”

2022. 20 de septiembre de 2023.
- [52] Norte y Energía, “Proyecto amer h2,” 2022. 10 de diciembre de 2023.
 - [53] Generadoras de Chile, “Pauna greener future,” 2022. 10 de diciembre de 2023.
 - [54] ECPA, “Cerro dominador,” 2022. 10 de diciembre de 2023.
 - [55] H2V de GNA, “Proyecto h2v gna,” 2023.
 - [56] H2 lac, “Proyecto tango,” 2022.
 - [57] Revista Electricidad, “Cerro pabellón,” 2023.
 - [58] AES Andes, “Power to ammonia,” 2023.
 - [59] Corporación Chilena para el Desarrollo, “Proyecto genesis,” 2023.
 - [60] Banco Mundial, “Meth2 atacama,” 2023.
 - [61] H2 News, “Proyecto h2gn,” 2023.
 - [62] PV Magazine, “Proyecto san antonio port,” 2023.
 - [63] BNamericas, “Proyecto zorzal,” 2023.
 - [64] TCI Group, “Proyecto hvallesur,” 2023.
 - [65] INDHO, “Proyecto kalisaya,” 2023.
 - [66] CORMA, “Proyecto uscs,” 2023.
 - [67] Ariema, “Proyecto arichile,” 2023.
 - [68] H2 Business News, “Proyecto gente grande,” 2023.
 - [69] ghenergy, “Proyecto h2v cabeza de mar,” 2022. 20 de septiembre de 2023.
 - [70] La Tercera, “Proyecto h1 magallanes,” 2023.
 - [71] Terram, “Proyecto vientos magallánicos,” 2022.

Anexos

Anexo A

Data de modelo de operación de centrales de hidrógeno verde

La tabla A.1 presenta el lista de centrales de hidrógeno verde presentadas por el plan “Estrategia Nacional Hidrógeno Verde”, indicando las características técnicas de cada una de las centrales.

Tabla A.1: Listado de proyectos de hidrógeno verde.

Nombre Proyecto	Empresa	Ubicación	Zona	Capacidad Compressor [kg]	Capacidad Electrolizador [MW]	Capacidad Almacenamiento [kg]	Capacidad Celda Combustible [MW]	Referencia
Haru Oni	HIF	Región Magallanes	2	1	1	9	161.841	[41]
HNH Energy	AustriaEnergy	Región Magallanes	2	21403	28537	205468	3694803.093	[42]
AES Andes	AES Chile	Región Antofagasta	1	5250	7000	50400	906311.814	[43]
Hyex	ENGIE	Región Antofagasta	1	1500	2000	14400	258946.233	[44]
Atacama Hydrogen	H2V	Región Antofagasta	1	12750	17000	122400	2201042.978	[44]
ACH mnp	AKER clean hydrogen	Norte de Chile	1	15	20	144	2589.462	[44]
Green Steel	CAP	Región Biobío - Talcahuano	2	2250	3000	21600	388419.349	[45]
H2 Magallanes	CWP Global	Región Magallanes	2	24235	32313	232656	4183707.966	[46]
Quintero Bay	GNL Quintero	Región Valparaíso	2	49	65	468	8415.753	[47]
San Pedro Atacama	Cummis Chile	Región Antofagasta	1	2	2	16	284.841	[41]
Hoasis	TCI	Región Antofagasta	1	14555	19406	130726	2512605.646	[48]
H2 Solar	Air Liquide	Región Antofagasta	1	7	9	66	1186.837	[44]
Selknam	Sociedad de Inversiones Albatros Fuels Ltda	Región Magallanes	2	9750	13000	93600	1683150.512	[49]
Faro del Sur	Enel Green Power Chile and Highly Innovative Fuels (HIF)	Región Magallanes	3	180	240	1728	31073.548	[50]
San Pedro h2	H2V	Región Metropolitana - Til til	2	6	8	58	1035.785	[51]
Hydro Aconcagua	Linde & ETAP	Región Magallanes	2	428	571	4110	73907.571	[44]
Reka	HDF	Región Aysen	3	1385	1847	13298	239129.653	[44]
Llaquedona Green	Albatros	Región Magallanes	3	12096	16128	116121	2088131.631	[44]
Faraday	MAINSTREAM RENEWABLE POWER, AKER CLEAN HYDROGEN	Región Antofagasta	1	36417	48556	349603	6286693.041	[41]
Amer H2	Air Liquide	Región Antofagasta	1	1602	2135	15375	276479.051	[52]
Pauna Greener Future	Statkraft	Región Antofagasta	1	20	26	187	3362.705	[53]
Cerro Dominador	Grupo cerro	Región Antofagasta	1	75	100	720	12947.312	[54]
Proyecto H2V GNA	GNA	Región Antofagasta	1	1	1	9	161.841	[55]
Tiango	HyNewGen, Gasco, Vopak, Port of Rotterdam &Linde	Región Antofagasta	1	61432	81909	589743	10604981.119	[56]
Cerro Pabellón	Enel & Enap	Región Antofagasta	1	107	143	1030	18521.849	[57]
Power to Ammonia	AES Andes	Región Antofagasta	1	52	69	500	8991.189	[58]
Genesis	Antuko	Región Antofagasta	1	75	100	720	12947.312	[59]
METH2 Atacama	SOWITEC	Región Antofagasta	1	225	300	2160	38841.935	[60]
H2GN	Gas Valpo	Región Coquimbo	2	3	5	32	575.436	[61]
San Antonio Port	SOLEK - Puerto de San Antonio	Región Valparaíso	2	72	96	691	12425.823	[62]
Zorzal	Tikuna	Región Biobío	2	15	20	144	2589.462	[63]
Hvallesur	TCI	Región Biobío	2	4	5	36	647.366	[64]
Kalisaya	INDHO - GENESIS	Región Biobío	2	75	100	720	12947.312	[65]
Proyecto USCS	UCSC	Región Biobío	2	3	3	24	431.577	[66]
ARICHILE	Ariema - TCI	Región Magallanes	3	4	5	36	647.366	[67]
Gente Grande	Haura Energy - TEG	Región Magallanes	3	2250	3000	21600	388419.349	[68]
H2V Cabeza de mar	Ghenery	Región Magallanes	3	18531	24708	177896	318992.987	[69]
H1 Magallanes	CWP Global	Región Magallanes	3	24235	32314	232658	4183743.931	[70]
Vientos Magallánicos	RWE	Región Magallanes	3	626	835	6012	108110.052	[71]
HIF	HIF - Siemens Energy - Gasco - ENEL - ENAP - Exxon Mobil - Porsche	Región Magallanes	3	1350	1800	12960	233051.609	[44]

La tabla A.2 presenta la distribución de demanda por región en Chile, para el año 2040 de manera anual y diaria de acuerdo a lo planteado por el estudio de la Planificación Energética de largo Plazo del año 2023 [40].

Tabla A.2: Demanda de hidrógeno verde distribuido por región

Región	zona	Demanda anual hidrógeno 2040 [Tcal]	Demanda diaria hidrógeno 2040 [Kg]
Arica y Parinacota	1	208,3	7268,7
Tarapacá	1	208,3	7268,7
Antofagasta	1	2833,3	98854,9
Atacama	1	416,6	14537,5
Coquimbo	1	312,5	10903,1
Metropolitana	2	1666,6	58150
Valparaíso	2	833,3	29074,9
O'Higgins	2	416,6	14537,5
Maule	3	416,6	14537,5
Biobío y Ñuble	3	833,3	29074,9
Araucanía	3	208,3	7268,7
Los Lagos	3	416,6	14537,5
Los Ríos	3	312,5	10903,1
Aysén	3	166,6	5815
Magallanes	3	208,3	7268,7