



UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO INGENIERÍA MECÁNICA



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL USO DEL HIDRÓGENO
COMO COMBUSTIBLE EN SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA
EN CHILE**

POR

Daniel Andrés Sandoval Paredes

Memoria de Título presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción para optar al título profesional de Ingeniero Civil Mecánico

Profesor Guía:
Doctora en Ingeniería Mecánica Einara Blanco Machin

Enero 2024
Concepción (Chile)

© 2024 Daniel Andrés Sandoval Paredes

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica del documento

Agradecimientos

Agradezco a mis padres su incondicional amor y apoyo.

Agradezco a mi familia sus palabras de aliento y buenas vibras.

A mis hermanos y amigos, su ayuda, apoyo, consejos y guía.

A los profesores de la universidad, y por supuesto a mi profesora guía, por brindarme los conocimientos necesarios.

Gracias, de todo corazón, a ustedes por estar durante todo el proceso y ser parte importante del resultado.

Esta memoria está dedicada...

A quien desee estudiar el tema a posterior. Espero haber dejado mi granito de arena.

Resumen

En los últimos años, los altos niveles de contaminación, las normativas y acuerdos internacionales sobre cuidado del medio ambiente, y la transición energética hacia fuentes renovables, han priorizado el estudio de fuentes de energía renovables como alternativa al combustible fósil.

En el presente trabajo se estudia la factibilidad técnica del uso de hidrógeno en sistemas de generación de energía, evaluando el comportamiento de este por MW de potencia obtenida. Esto tanto para hidrógeno puro como en mezclas con gas natural, para un ciclo Brayton simple y para un ciclo combinado.

Para esto se evalúan variables claves del rendimiento como el exceso de aire, porcentaje de hidrógeno, razón de compresión y eficiencia de la turbina, junto con un breve análisis económico sobre costos de inversión y consumo de combustible. Seguido de un pequeño análisis ecológico sobre el ahorro de CO_2 en función del porcentaje de hidrógeno que sustituye al gas natural.

Se obtiene como resultado que la combinación óptima es la de uso de hidrógeno en mezcla en un ciclo combinado, dado que presenta mayor rendimiento en el ciclo y bajas temperaturas en la cámara de combustión y a la entrada de la turbina. Además, se extrae de los resultados que no es justificable el costo de inversión alto para potencias instaladas pequeñas. Y, por último, que el ahorro en emisión de CO_2 para un ciclo combinado es hasta cuatro veces mayor que para un ciclo Brayton simple, para un porcentaje de hidrógeno del 35%.

Palabras clave: Hidrógeno, H₂NG, Factibilidad técnica, Ciclo Brayton, Ciclo combinado.

Abstract

In recent years, high levels of pollution, international regulations and agreements on environmental care, and the energy transition towards renewable sources have prioritized the study of renewable energy sources as an alternative to fossil fuel.

In this work, the technical feasibility of using hydrogen in energy generation systems is studied, evaluating its behavior per MW of power obtained. This is both for pure hydrogen and in mixtures with natural gas, for a simple Brayton cycle and a combined cycle.

For this, key performance variables such as excess air, percentage of hydrogen, compression ratio, and turbine efficiency are evaluated, along with a brief economic analysis of investment costs and fuel consumption. Followed by a small ecological analysis of CO_2 savings based on the percentage of hydrogen that replaces natural gas.

As a result, the optimal combination is the use of hydrogen in a mixture in a combined cycle, given that it has greater efficiency in the cycle and low temperatures in the combustion chamber and at the turbine inlet. Furthermore, it can be concluded from the results that the high investment cost for small installed powers is not justifiable. Finally, the savings in CO_2 emissions for a combined cycle are up to four times greater than for a simple Brayton cycle, for a hydrogen percentage of 35%.

Keywords: Hydrogen, H₂NG, Technical feasibility, Brayton cycle, Combined cycle.

Tabla de Contenidos

Tabla de Contenidos.....	iii
Glosario.....	iv
CAPÍTULO 1: Introducción.....	1
1.1 Planteamiento del problema.....	1
1.2 Objetivos generales y específicos.....	2
1.3 Hipótesis.....	2
1.4 Metodología de trabajo.....	2
2 CAPÍTULO 2: Marco Teórico.....	4
2.1 Hidrógeno.....	4
2.2 Métodos de producción.....	6
2.3 Producción de hidrógeno verde en Chile.....	8
2.4 Formas de almacenamiento y transporte del hidrógeno.....	10
2.5 Rutas Power-to-X del hidrógeno.....	13
3 CAPÍTULO 3: Desarrollo.....	16
3.1 Combustión directa del hidrógeno.....	16
3.2 Combustión del hidrógeno en mezcla con gas natural (H ₂ NG).....	20
3.3 Combustión directa del hidrógeno en ciclo combinado.....	23
3.4 Combustión de hidrógeno en mezcla (H ₂ NG) en ciclo combinado.....	26
4 CAPÍTULO 4: Resultados.....	29
4.1 Evaluación de variables claves.....	29
4.2 Evaluación económica sobre costo de inversión.....	34
4.3 Evaluación económica del costo de combustible requerido para 1MW de potencia.....	36
4.4 Análisis ecológico de la huella de carbono.....	37
5 CAPÍTULO 5: Discusión de los resultados.....	39
6 CAPÍTULO 6: Conclusión.....	40
Referencias.....	41

Glosario

ALK	:	Celda de combustible Alcalina
CAPEX	:	Costo de inversion
CGH2	:	Hidrógeno comprimido gaseoso
CSP	:	Concentrated Solar Hydrogen
ERNC	:	Energía Renovable No Convencional
GN	:	Gas Natural
H2NG	:	Mezcla de hidrógeno y gas natural
HB	:	Haber-Bosch
IEA	:	International Energy Agency
LCOA	:	Costo nivelado del amoniaco
LCOE	:	Costo nivelado de la energía
LCOH	:	Costo nivelado del hidrógeno
LH2	:	Hidrógeno líquido
OPEX	:	Costo de operación
PEM	:	Membrana de intercambio de protones
WEO	:	World Energy Outlook

Símbolos

δ	:	Variación
Δ	:	Variación
ϵ	:	Euro

Nomenclatura

\dot{Q}	:	Flujo de energía
\dot{W}	:	Potencia
c_p	:	Calor específico
\dot{m}	:	Flujo másico
x_i	:	Fracción másica
h	:	Entalpía
T	:	Temperatura en Kelvin
t	:	Temperatura en grados Celsius
γ	:	Exponente isentrópico
ϵ	:	Eficiencia isentrópica
η	:	Rendimiento
ν	:	Volume específico

CAPÍTULO 1: Introducción

En este capítulo se presenta el problema a evaluar, junto con sus objetivos, hipótesis de entrada y metodología de trabajo.

1.1 Planteamiento del problema

En las últimas décadas se ha observado un crecimiento progresivo en los niveles de contaminación a nivel mundial, alcanzando índices promedio de 402 ppm de gases de efecto invernadero en la atmosfera dentro de los años 2011-2020, según lo señala la Organización Mundial de la Salud. Estudios de la Agencia Internacional de Energía (IEA), proyectan que con la tasa actual de emisión de contaminantes este número irá en crecimiento para las décadas posteriores [1]. Lo cual ha incentivado a distintas naciones a generar un plan de descarbonización en conjunto, como es el caso del *escenario 450*, en el que se fijan las concentraciones máximas de contaminantes en la atmosfera a 450 ppm de gases contaminantes por moléculas de aire.

A raíz de esto, se ha intensificado la búsqueda de alternativas renovables y amigables con el medio ambiente para la generación de energía. Con el fin de disminuir la tasa de CO_2 equivalente en la atmosfera y ralentizar, o idealmente pausar, el continuo cambio climático. Autores que señalan que una sustitución general e inmediata del combustible fósil podrían tener un impacto recuperativo en el curso del cambio climático, si se reemplaza por alternativas de orígenes renovables y amigables con el medioambiente [2]. Mientras hay quienes advierten que se está entrando en una etapa de irreversible en la cual sólo podemos optar a ralentizar y apaciguar sus efectos [3].

En la actualidad, un 37% de la energía eléctrica producida en Chile proviene de fuentes térmicas como el carbón, petróleo o gas natural [4]. El gas natural ha adquirido un rol principal dentro de la etapa de transición energética. En el país, para el 2020 representaba un 17% de la matriz energética primaria [5], mientras que para el 2022 aumentó a un 19,1% según lo señala en su informe estadístico la Comisión Nacional de Energía (CNE) [6]. Sustituyendo así, las otras dos alternativas fósiles (carbón y petróleo) que son más contaminantes.

Hoy en día, una opción ampliamente estudiada es el hidrógeno verde como vector energético en Chile. Tanto para su fin de uso directo como para la generación de energía eléctrica, siendo un reemplazo eficaz y limpio a los combustibles fósiles, ya que al no estar compuesto de hidrocarburos no forma dióxido de carbono (CO_2) como producto de la combustión. Sin embargo, en la actualidad aún no es ampliamente utilizado debido al alto costo que significa implementarlo como combustible. Aunque estudios demuestran que la producción de hidrógeno verde en Chile en base a energía eólica y solar resulta altamente viable tanto económicamente como por sus emisiones [7][8][9].

La combustión del hidrógeno en mezcla con gas natural es una opción viable, ya que estudios han demostrado que al mezclarse disminuyen las emisiones de contaminantes, se facilita la implementación en equipos y resulta en un menor costo de operación [10][11]. Sin embargo, aún son pocas las investigaciones de factibilidad técnica del uso del hidrógeno verde para la producción de energía eléctrica. Que, a su vez, evalúe y compare el desempeño del hidrógeno en mezcla con gas natural, junto con las emisiones de contaminantes asociadas a su uso.

1.2 Objetivos generales y específicos

El presente estudio tiene como objetivo general evaluar el comportamiento del hidrógeno como combustible en sistemas de generación de energía, por MW de potencia generada en Chile.

Por tanto, sus objetivos específicos son:

- Analizar el estado actual de costos y emisiones del uso de hidrógeno en Chile, específicamente para la generación de energía.
- Modelar el proceso de combustión del hidrógeno, tanto puro como en mezcla, analizando el desempeño técnico de variables claves en el diseño.
- Estimar costos de inversión y combustible requerido, para cada caso por MW de potencia.
- Mostrar resultados y gráficos sintetizados que permitan visualizar la factibilidad técnica que presenta cada alternativa.

1.3 Hipótesis

La combustión del hidrógeno en mezclas con gas natural, dentro de un ciclo combinado, presenta una mayor eficiencia térmica, costos de implementación más elevados y un menor costo por uso de combustible.

1.4 Metodología de trabajo

La metodología contempla los siguientes puntos:

1. Revisión y análisis de publicaciones e investigaciones recientes sobre el uso de hidrógeno en combustión para la generación de energía en Chile y el resto del mundo.
Se revisarán estudios y publicaciones científicas de los últimos años sobre el hidrógeno como vector energético, en las que se evalúen sus características claves de combustión, costo de producción, costos de transporte y emisión de contaminantes asociados a la combustión.

2. Desarrollo de modelos teóricos en base a balances energéticos, tanto para la combustión del hidrógeno puro como en mezclas con gas natural; considerando las variables críticas para cada proceso.
Se elaborarán modelos de generación de energía considerando un ciclo Brayton simple y un ciclo combinado, evaluando el comportamiento y desempeño de la combustión tanto para el hidrógeno puro como en mezclas con gas natural.
3. Comparación de resultados de los distintos tipos de configuraciones, evaluando rendimiento, costos y desempeño por MW de potencia generada.
Se presentará un análisis comparativo de las principales variables del rendimiento para ambas concentraciones de combustible, un breve análisis económico de costos de inversión y consumo de combustible, y una estimación de CO₂ ahorrado por porcentaje de hidrógeno en la mezcla.
4. Discusión de resultados obtenidos en el análisis de factibilidad, evaluando la factibilidad técnica de la combustión del hidrógeno como vector energético en Chile.
Presentación de conclusiones obtenidas a partir del estudio, evaluación de la factibilidad técnica de cada configuración y cálculo de las emisiones de CO₂ ahorradas según el porcentaje de hidrógeno en la mezcla.

CAPÍTULO 2: Marco Teórico

2.1 Hidrógeno

El hidrógeno es el elemento más liviano del universo, con una densidad de $0,09 \text{ kg/m}^3$ en condiciones normales, y corresponde a uno de los más abundante en el universo, alcanzando un 75% de la materia visible en el universo, principalmente se le puede ver asociada a moléculas más complejas [12].

El hidrógeno elemental es relativamente escaso en la Tierra, y no es un combustible que pueda extraerse directamente de la naturaleza, sino que debe ser separado mediante procesos dedicados. La principal forma de producirlo es a partir de hidrocarburos [13]. En condiciones normales de presión y temperatura, el hidrógeno en su estado molecular es un gas incoloro, inodoro, insípido, no metálico e inflamable [14].

En la Tabla 1. se muestra en resumen las propiedades básicas del hidrógeno molecular. Mientras que, en la Tabla 2, se compara este con otros combustibles fósiles mundialmente utilizados.

Tabla 1: Principales propiedades del hidrógeno molecular ([15] modificado)

	Hidrógeno
Número atómico	1
Masa atómica	$1,00784 \text{ u}$
Volumen molecular	$22,42 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{mol}$
Poder calorífico	120 MJ/kg
Punto de inflamabilidad	$-18 \text{ }^\circ\text{C}$
Punto crítico	$-249 \text{ }^\circ\text{C}$ $1,293 \cdot 10^3 \text{ kPa}$
Concentración crítica a T_{amb}	4~75 %
Punto de ignición a T_{amb}	$560 \text{ }^\circ\text{C}$

Tabla 2: Propiedades del hidrógeno en comparación con el de otros combustibles (Fuente: [14])

	Hidrógeno	Comparación
Densidad	0,089 kgm^3 (0°C, 1 bar)	1/10 del Gas Natural
Densidad	70,79 kgm^3 (-253°C, 1 bar)	1/6 del Gas Natural
Punto de ebullición	-252,76 °C (1 bar)	90°C por debajo del punto del Gas Natural
Energía por unidad de masa (PCI)	120,1 MJ/kg	3 veces el de la gasolina
Densidad energética (cond. amb)	0,01 MJ/L	1/3 del Gas Natural
Energía específica	8,5 MJ/L	1/3 del Gas natural licuado
Velocidad de la llama	346 cm/s	8 veces el del metano
Rango de ignición	4 – 77%	6 veces más grande que el del metano
Temperatura de autoignición	585 °C	+220 °C por sobre el de la gasolina
Energía mínima de ignición	0,02	1/10 del metano

El hidrógeno es un gas que presenta características más explosivas que otros combustibles, y posee una mayor cantidad de energía por unidad de masa que el diésel y el petróleo (42 y 40 MJ/kg respectivamente).

Por otro lado, el hidrógeno al no estar compuesto por hidrocarburos no forma CO_2 como producto de la combustión. Lo cual lo vuelve una opción atractiva a la búsqueda de estrategias de descarbonización. En la Tabla 3 se muestra la comparativa de emisión de CO_2 al ambiente durante el proceso de combustión, entre el hidrógeno, el diésel y el gas natural.

Tabla 3: Emisiones de CO2 asociado a la combustión del hidrógeno, diésel y gas natural (Fuente: [16])

Combustible	Emisiones [kg CO2/Unidad]
H2 [kg]	0
Diésel [lt]	3,18
Gas Natural [m^3]	1,97

El hidrógeno, dado su alto potencial calorífico y baja emisión de contaminantes, se posiciona como una de las grandes alternativas al uso de combustible fósil a nivel mundial en la actualidad. Tanto así que, estudios aseguran que posicionando al hidrógeno como vector energético principal en el mundo, se disminuirían las emisiones anuales de forma significativa [17][18][19]. Sin embargo, la combustión del hidrógeno si genera agentes contaminantes del tipo NO_x , los cuales están asociados a la formación

de ácido nítrico en la atmosfera (HNO_3), lo cual en su posterior precipitación dan lugar al fenómeno conocido como lluvia ácida.

2.2 Métodos de producción

Como se menciona anteriormente, el hidrógeno no puede ser extraído directamente de la naturaleza, sino más bien su obtención consiste en separar las moléculas de hidrógeno de compuestos más complejos, mediante procesos dedicados.

Estos pueden ser tanto de origen fósil, de electrólisis del agua o de procesos bioquímicos. En la Tabla 4, se muestra un resumen de la descripción general de cada método de producción del hidrógeno.

Tabla 4: Métodos de producción del hidrógeno

Método de Producción	Descripción
Combustible fósil	<p>Como producción de origen fósil, el hidrógeno puede obtenerse tanto de gas natural, del carbón o como derivado de los procesos de refinamiento del petróleo. Entre ellos se encuentra:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>SMR</i>: Se obtiene H_2 reformando el vapor de agua del gas natural a altas temperaturas. Consiste en el método más utilizado para fines industriales y producción en masa. Es el proceso con el cual se genera alrededor de un 49% del H_2 en Chile [7]. • <i>Proceso de Kvaerner</i>: Proceso de producción Noruega desarrollado durante la década de 1980, que consiste en obtener H_2 a partir de los hidrocarburos como el metano, gas natural o biogás, sin la emisión de gases de efecto invernadero. • <i>Obtención a partir de carbón</i>: Consiste en la gasificación del carbón obteniendo H_2 y CO, a partir del gas de síntesis.
Electrólisis	<p>Consiste en la descomposición del agua en gases de oxígeno (O_2) e hidrógeno (H_2), por la acción de una corriente continua.</p> <p>Este proceso requiere una gran inyección de energía para llevar a cabo la reacción en una celda de combustible, alrededor de 52 kWh/kg_{H_2} y un consumo de agua de $10 \text{ lt}_{H_2O}/\text{kg}_{H_2}$ [7].</p>
Origen Bioquímico	<p>Consiste en la obtención de hidrógeno como resultado de los procesos bioquímicos en biorreactores, que pueden ser de microalgas, bacterias u otros. Existen tres tipos conocidos hasta la fecha:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Biofotólisis</i>: Método de producción en el que se utilizan microorganismos capaces de romper las moléculas de agua y generar H_2 y O_2 como producto, utilizando la energía solar. Pueden diferenciarse en biofotólisis directa e indirecta.

	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Fermentación</i>: Método de producción en el que se aprovecha el proceso bioquímico de la fermentación que llevan a cabo microorganismos, en la cual se produce alcohol, acetona, H_2 y CO_2 como residuos, esto ya sea en presencia o ausencia de oxígeno. Suelen diferenciarse en las denominadas <i>fotofermentación</i> y la <i>fermentación oscura</i>. • <i>Electrólisis microbial</i>: Consiste en suministrar a un equipo MEC una carga eléctrica para inducir a las cianobacterias a reaccionar químicamente y liberar CO_2, H^+ y electrones como producto [20].
--	--

Hoy en día, más del 95% de la producción de hidrógeno proviene de fuentes de combustible fósil, mientras que sólo un 4% proveniente de electrólisis en base a energías renovables, u otras variantes [13].

Una forma de clasificar el hidrógeno según su origen, es diferenciarlo por colores, el cual va estrechamente ligado a la huella de CO_2 que se emite durante su proceso de producción.

En la Tabla 5 se resumen las distintas denominaciones, junto con la referencia de emisión de contaminantes asociadas al uso del método.

Tabla 5: Tipos de hidrógeno según su método de producción ([21] modificado)

Tipo de hidrógeno	Definición	Emisiones de CO_2 asociado
H_2 Plomo	Hidrógeno extraído como producto del proceso de reformado del gas natural. Proviene de combustibles fósiles y libera grandes cantidades de CO_2 al ambiente durante el proceso.	Alto
H_2 Azul	Hidrógeno proveniente de proceso de reformado del gas natural. Sin embargo, en este se evita la liberación de CO_2 al ambiente.	Medio
H_2 Rosa	Hidrógeno cuyo origen viene de la electrólisis del agua utilizando energía nuclear.	Bajo
H_2 Verde	Hidrógeno producido a través de la electrólisis del agua, utilizando fuentes de energía renovables como energía eólica o solar, o por medio de biorreactores.	Bajo

Cómo se mencionaba anteriormente, pese a que el H_2 plomo presenta altos niveles de emisión de contaminantes durante su proceso de producción, es aún el más utilizado en el mundo [22]. Mientras que, los demás tipos de hidrógeno aún no son masivamente producidos. Esto principalmente debido

al alto costo de inversión y consumo que involucran, lo cual eleva el costo de producción por sobre los de venta.

2.3 Producción de hidrógeno verde en Chile

El concepto de hidrógeno verde, como se menciona anteriormente, es producir hidrógeno a partir del proceso de electrólisis, por medio de la inyección de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables. Por tanto, la producción del combustible se lleva a cabo por medio de energías limpias y sin emisión de gases de efecto invernadero. También se conoce como hidrógeno verde al producido en biorreactores.

Chile tiene una capacidad de generación de energía renovable de 1800GW aproximadamente a lo largo del país, considerando principalmente la energía solar, eólica y geotérmica [23]. Sin embargo, hasta la fecha sólo se encuentran 23,2 GW de potencia instalada en el 2023 [4], lo cual apenas equivale a 1/77 veces la potencia permitida a instalar, según información proporcionada por Generadoras de Chile.

Estudios han demostrado las localidades al norte y sur del país presentan una mayor factibilidad de producción de hidrógeno verde debido al bajo costo nivelado de la energía eléctrica (LCOE) producto de fuentes renovables como la energía solar y eólica [12]. El Desierto de Atacama es el lugar con mayor radiación solar en el mundo, con una radiación promedio de $308 W/m^2$, y alcanzando un máximo histórico en enero de 2017 de hasta $2 kW/m^2$ [24]. Mientras que los fuertes vientos en la Región de Magallanes y la Antártica Chile, se posicionan como uno de los mejores recursos eólicos a nivel nacional con un potencial de hasta 126 GW de potencia a instalar, según estudio del Ministerio de Energía en 2021.

Por consiguiente, el potencial del hidrógeno como vector energético en Chile, los escenarios de descarbonización adquiridos y la Estrategia de Hidrógeno Verde en Chile, han impulsado la investigación y búsqueda de planes de producción y uso del hidrógeno verde en Chile para la generación de energía eléctrica [16].

Sin embargo, aún se debaten los costos de producción del hidrógeno según su ubicación y la fuente de energía utilizada. En la Tabla 6, se muestran los principales estudios, realizados por modelado de escenarios, para la generación de hidrógeno en Chile. Tomando como principal fuente de generación la energía solar y eólica.

Tabla 6: Investigaciones realizadas sobre producción de hidrógeno en Chile

Estudios en Chile	Eólica LCOH (USD/kg)	Solar LCOH (USD/kg)
García. M, desarrolló un modelo para estudiar los costos de producción del hidrógeno verde en Chile para cuatro localidades distintas. [25]	3,28	2,09
Armijo. J, realizó un modelo optimizado de cálculo de costos de producción de hidrógeno verde en Chile, y realizó pruebas tanto para el Desierto de Atacama como la Patagonia. [8]	1,94	1,8- 3
Sanhueza. B, estudió la logística de producción, almacenamiento y exportación de hidrógeno verde en Chile, por medio de un algoritmo de cálculo. [12]	2,94	2,08
Gallardo. F, analizó la logística de producción y exportación del hidrógeno verde desde el Norte de Chile (Desierto de Atacama) hacia Japón. [7]	—	4,98 – 5,07
Gallardo. F, estudió la optimización de un sistema off-grid de producción de hidrógeno verde por medio de una central fotovoltaica en Atacama, Chile. [26]	—	5,9
Hurtubia. B, analizó la producción de hidrógeno en Chile con fuentes de energía renovables como una opción complementaria a la red eléctrica. [27]	—	4,44 – 4,55
Heasen. P, estudió la viabilidad técnico-económica de producción y exportación de hidrógeno verde desde la Patagonia hacia Japón. [28]	4,4 €/kg	—

Como es de esperar, el costo nivelado del hidrógeno (*LCOH*) dependerá directamente del costo nivelado de la energía (*LCOE*) utilizada durante el proceso. Y el *LCOE* deberá su valor de la fuente de energía utilizada y del lugar de donde se obtenga.

De acuerdo datos entregados por la IEA, el costo de producción de hidrógeno en Chile para el 2050 será por debajo de los $1,6 \text{ USD}/\text{kg}_{\text{H}_2}$, mientras que McKinsey/Company lo estima será cercano a $1,2 \text{ USD}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ [21]. A su vez, la Hydrogen Council estima el costo de producción en un rango por debajo los $1,44 \text{ USD}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ para el 2050 [29]. Por lo cual se espera que el costo actual de producción del hidrógeno siga disminuyendo con los años, a medida que va aumentando la potencia instalada de fuentes renovables.

En la Figura 1 se muestra la gráfica comparativa de costo de producción de hidrógeno a nivel mundial emitido por la *Hydrogen Council* en el año 2020 con proyección hasta el 2050.

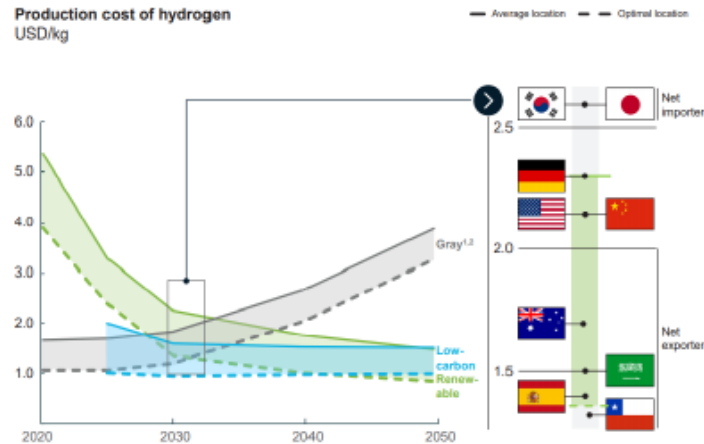


Figura 1: Costo de producción del hidrógeno según Hydrogen Council (Fuente: [29])

Se observa de la figura que, el costo de producción de hidrógeno en Chile está incluso por debajo de países europeos, y superpotencias en la venta de combustibles. Lo cual lo sitúa en una posición muy ventajosa a la hora de querer abrirse al mercado internacional como un exportador de hidrógeno.

Se estima que los costos del hidrógeno a nivel mundial para el año 2030 bordearán los $1,3 \text{ USD}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ [23]. Mientras que los precios objetivos propuestos por la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde son de 1,6 y $1 \text{ USD}/\text{kg}_{\text{H}_2}$, para el 2030 y 2050 respectivamente [23].

2.4 Formas de almacenamiento y transporte del hidrógeno

Existen múltiples estados en el que se puede producir y almacenar el hidrógeno, entre ellos se puede encontrar como hidrógeno líquido (LH_2), hidrógeno comprimido (CGH_2), amoníaco (NH_3), almacenamiento orgánico ($LOHC$), entre otros.

Son estos cuatro mencionados los principales métodos de almacenamiento utilizados en la actualidad, debido a su amplio respaldo de estudios existente y su bajo costo en comparación a otras alternativas. La IEA sitúa estas cuatro como las principales formas de almacenamiento y transporte del hidrógeno [30], como se muestra en la Figura 2.



Figura 2: Vectores energéticos del hidrógeno para el comercio (Fuente: [30])

Cabe señalar que, cada tipo de almacenamiento escogido tiene consigo un costo añadido al LCOH. Al igual que, un grado de emisión de contaminantes asociado al transporte y una pérdida de combustible asociada al proceso de transformación del combustible.

2.4.1 Hidrógeno líquido (LH2)

El proceso de licuefacción del hidrógeno consiste en disminuir la temperatura del hidrógeno hasta lograr que llegue a los $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ y alcance un estado líquido. Esto se logra mediante múltiples etapas de compresión en las cuales se va extrayendo el calor del elemento, ocasionando que cambie de estado [23].

Los ciclos de licuefacción del hidrógeno principalmente utilizados son el ciclo de Claude, que corresponde al ciclo previamente mencionado en donde se divide por etapas de expansión, y el ciclo de licuefacción de Linde-Hampson [31].

2.4.2 Hidrógeno comprimido (CGH2)

El hidrógeno comprimido es la compresión del gas de hidrógeno con el fin de aumentar su densidad volumétrica. Para conseguirlo, el proceso de compresión del gas se lleva a cabo en un ambiente adiabático e isotérmico [31], en el que se realiza la compresión por etapas con refrigeración intermedia, dependiendo de la temperatura a la que se desee llegar. La presión a la que se comprime el hidrógeno dependerá del uso que se le quiera dar a este, para su utilización en sectores de transporte se suele buscar comprimirlo hasta unos 700 bar, mientras que para usos industriales entre 150 – 300 bar [31].

2.4.3 Amoniac (NH₃)

El amoniac corresponde a un gas incoloro compuesto de hidrógeno y nitrógeno.

El término utilizado para describir el amoniac producido en base a hidrógeno verde es amoniac verde, en el cual la producción del hidrógeno debe producirse en base a fuentes de energía renovables. El cual una vez obtenido se mezcla con nitrógeno por medio de un procedimiento llamado Haber-Bosch, que permite reaccionar el hidrógeno con el nitrógeno a altas presiones y temperaturas para formar amoniac (NH₃).

El almacenamiento y transporte por medio de amoniac, dada su infraestructura de producción conocida, cuidados de almacenamiento y transporte, se considera una tecnología ya madurada y ampliamente desarrollada [16].

2.4.4 Compuesto Orgánico (LOHC)

Procedimiento donde se carga el hidrógeno a un compuesto orgánico capaz de absorberlo y transportarlo. Corresponde a una alternativa eficaz y segura, aunque dada su complejidad un tanto costosa, cercano al doble del costo de almacenamiento en amoniac.

El compuesto orgánico más estudiado a la fecha para este método es el metanol (CH₃OH).

Para cada método de almacenamiento del hidrógeno existen distintos desafíos y costos de implementación añadido. Por lo cual, dependiendo de lo complejo del proceso y el costo nivelado añadido al LCOH, se tendrá el costo de producción real del hidrógeno por kilogramo de combustible.

En la Tabla 7 se muestra en promedio, como una primera referencia, los costos asociados a cada alternativa.

Tabla 7: Eficiencia y costos de los principales métodos de almacenamiento del hidrógeno ([23] modificado)

Estado	Eficiencia	LCOH [USD/kg]
CGH ₂	93	0,19
LH ₂	70	4,57
NH ₃	—	2,83
LOHC	—	4,5

Cabe destacar que, la gran cantidad de equipamiento, las múltiples fases de compresión y enfriado del hidrógeno líquido, junto con el complejo método de almacenamiento orgánico, los vuelve las dos opciones más costosas de almacenamiento del hidrógeno.

2.5 Rutas Power-to-X del hidrógeno

Dado la versatilidad de usos que se le pueden dar al hidrógeno, es posible definir distintos objetivos o áreas en las que se podría utilizar. Como, por ejemplo, generación de energía eléctrica, traspaso de calor, combustible para transporte, uso de hidrógeno en la elaboración de productos, entre otros. A fin de diferenciar los distintos usos que se le pueden dar al hidrógeno como fuente energética, nace el concepto de Power-to-X [32].

En la Figura 3 se muestran diversas finalidades de uso presentadas para el hidrógeno,




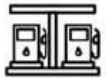



CATEGORÍA		ACRÓNIMO	DEFINICIÓN
Power-to-Hydrogen		PtH	Producción de hidrógeno (y almacenamiento cuando se solicite) a partir de electricidad baja en carbono, ya sea de la red o fuera de la red
Hydrogen-to-Power		Htp	Suministro de electricidad a la red a partir de hidrógeno con pila de combustible o turbina de gas
Hydrogen-to-Gas		htg-H2	Inyección de hidrógeno en la red de gas natural
		HtF-M	Inyección de metano sintético en la red de gas natural, el metano sintético se obtiene a partir de hidrógeno a partir de PtH mediante procesos de metanización
Hydrogen-to-Fuel		HtF-H2	Hidrógeno en un vehículo para ser inyectado en una pila de combustible
		HtF-S	Hidrógeno para aplicaciones de combustibles sintéticos líquidos: biocombustibles líquidos, combustibles líquidos sintéticos, metanol
		HtF-G	Hidrógeno para movilidad a través de combustibles gaseosos (Hythane, biogás, metano sintético)
Hydrogen-to-Industry		HtI	Hidrógeno de PtH y para aplicaciones industriales (por ejemplo, refinería)
Hydrogen-to-Heat		HtQ	Calor de hidrógeno a través de calderas de H ₂ ; hidrógeno para calentar y generar energía a través de CHP (pilas de combustible, turbinas, etc)
Hydrogen-to-Chemical		HtCh	Otras vías hacia los intermedios químicos industriales a partir del hidrógeno que se puedan incluir explícitamente: 1. H ₂ a metanol a olefinas C ₂ , C ₃ 2. H ₂ a gas de síntesis a olefinas C ₂ , C ₃ 3. Metanol/gas de síntesis a hidrocarburos >C ₁ y alcoholes >C ₁ 4. H ₂ a amoníaco y ácido fórmico (que también podría usarse como almacenamiento alternativo de energía renovable)

Figura 3: Rutas Power-to-X del hidrógeno (Fuente: [32])

Dado que ciertas rutas escapan de la finalidad de estudio del análisis, a continuación, se presentan únicamente las tres alternativas principales para la producción de energía eléctrica en Chile. Estas son,

la combustión directa del hidrógeno, la combustión del hidrógeno en mezcla con gas natural y el uso del hidrógeno en celdas de combustible. Todas pensadas a nivel industrial para la producción de energía eléctrica.

2.5.1 Combustión directa

La combustión directa del hidrógeno es una opción ampliamente estudiada debido a la gran cantidad de energía que se puede logra obtener del combustible. Desde cohetes y sistemas de propulsión aeroespacial, hasta el uso en caldera para la generación de energía, el hidrógeno toma un papel fundamental por su alto poder calorífico.

Durante el proceso de combustión del hidrógeno no se forman gases contaminantes como el monóxido de carbono o dióxido de carbono. Sin embargo, al contener un alto porcentaje de oxígeno y ocurrir a una temperatura de llama generalmente por sobre los 1700 °C, se incrementa la formación de agentes contaminantes como los NO_x . Los cuales a su vez dan paso a la formación de ácido nítrico (HNO_3), el cual al precipitarse por sobre la superficie terrestre se conoce como lluvia ácida.

Dado su alto poder calorífico y baja densidad relativa, es que el Índice de Wobbe del hidrógeno es distinto al de los demás combustibles, lo cual lo vuelve técnicamente difícil de utilizar en equipos diseñados para combustibles comunes. La razón de esto se puede observar en el contraste que existe con otros combustibles en sus propiedades, como su alta temperatura de llama, alta longitud de llama y velocidad [33].

2.5.2 Mezcla con gas natural

La combustión del hidrógeno en mezcla con gas natural (H_2NG) es una alternativa de combustión viable y ampliamente estudiada. Ya que estudios demuestran que al mezclar el hidrógeno con gas natural disminuyen las emisiones de NO_x y aumenta en menor medida la emisión de CO_2 [34][35].

Por otra parte, estudios experimentales han demostrado que se puede mejorar la eficiencia de la combustión a un 39,32 – 44,4 % , sin la necesidad de hacer cambios en los equipos ni instalaciones añadidas [36].

Sin embargo, la mezcla de hidrógeno y gas natural no se encuentra exenta de complicaciones técnicas. Uno de ello es el fenómeno conocido como “embrittlement”, el cual se presenta como pequeñas fugas de hidrógeno en las tuberías, lo cual ocurre al aumentar el porcentaje de hidrógeno en la mezcla, y por ende, aumenta la presión del gas. Sin embargo, se puede solucionar aumentando el grosor de la cañería, lo cual lleva consigo un aumento en la inversión. Cabe destacar que, este fenómeno se presenta para concentraciones de hidrógeno por sobre el 35 % en la mezcla, si se disminuye la cantidad de hidrógeno no existe riesgo de fuga.

2.5.3 Celdas de combustible

El uso del hidrógeno en celdas de combustible es actualmente la alternativa más llamativa y citada en estudios en la última fecha. Esto dado a que el único residuo durante su uso es agua (H_2O), por lo que es posible obtener energía de un proceso con contaminación cero.

Sin embargo, el proceso puede resultar relativamente costoso dependiendo del tipo de celda de combustible que se decida utilizar. En la actualidad se conocen cinco tipos distintos de celdas de combustibles, los cuales se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8: Comparación de celdas de combustible ([22] modificado)

Tipo de celda	Electrolito	Combustible	Oxidante	Temperatura de Operación (°C)	Eficiencia del sistema (%)	Principales aplicaciones
<i>AFC</i>	<i>KOH</i>	H_2	O_2	65~220	60~70	Equipos Aeroespaciales
<i>PEMFC</i>	Membrana iónica de ácido perfluorosulfónico	H_2, CH_3OH	Aire	-40~90	43~68	Vehículos eléctricos, motores de alto poder, equipos industriales
<i>PAFC</i>	H_3PO_4	CH_4, CO, H_2	Aire	150~200	40~55	Suministro a la red eléctrica
<i>MCFC</i>	$Li_2CO_3 - K_2CO_3$	CH_4, CO, H_2	Aire	650~700	55~65	Equipos Industriales
<i>SOFC</i>	$Y_2O_3 - ZrO_2$	CH_4, CO, H_2	Aire	600~1000	55~65	Equipos Industriales

Las celdas de combustible tipo PEM corresponden a un dispositivo electroquímico que genera un flujo de corriente a través del paso de hidrógeno y oxígeno, por medio de una membrana de intercambio protónico en la cual va ocurriendo una reacción de oxidación y reducción en ambos electrodos. Estas son consideradas celdas de baja temperatura de funcionamiento, ya que suelen operar entre los -40 y 120 °C [37], lo cual las hace especialmente prácticas por su portabilidad y aplicaciones a baja escala [20][38].

Estas PEMFC están pensadas para trabajar entre rangos de potencia de 1kW hasta 2MW. Sin embargo, teóricamente pueden ser utilizadas en potencias aún mayores [22].

CAPÍTULO 3: Desarrollo

El objetivo principal de esta investigación es evaluar la factibilidad técnica de la combustión del hidrógeno, ya sea puro o en mezcla con gas natural, para la generación de energía eléctrica. Con el fin de analizar el comportamiento de los sistemas de generación de energía por MW de potencia generado.

Para esto se plantean cuatro escenarios comparativos, con el objetivo de visualizar los puntos claves que influyen en la eficiencia del ciclo y consigo en el flujo de combustible, ya que de esto dependerá el consumo de hidrógeno final y los costos asociados a los equipos durante el proceso. Dentro de estos cuatro escenarios se encuentra:

- Combustión del hidrógeno en un ciclo Brayton simple con inyección de vapor de agua.
- Combustión del hidrógeno en mezcla con gas natural en un ciclo Brayton simple.
- Combustión del hidrógeno en un ciclo combinado con inyección de vapor durante la combustión.
- Combustión del hidrógeno en mezcla con gas natural en un ciclo combinado.

Cada escenario se modeló de forma teórica a través de un software de resolución de sistemas de ecuaciones (EES), considerando las entradas y salidas de variables involucradas durante el proceso. Para las condiciones iniciales se utilizan rangos cercanos a valores reales, obtenidos a partir de investigaciones similares y catálogos.

3.1 Combustión directa del hidrógeno

En el primer escenario, combustión directa del hidrógeno, se considera un ciclo Brayton simple como el que se muestra en la Figura 4. El cual consta de tres etapas claves: compresión, cámara de combustión y turbina.

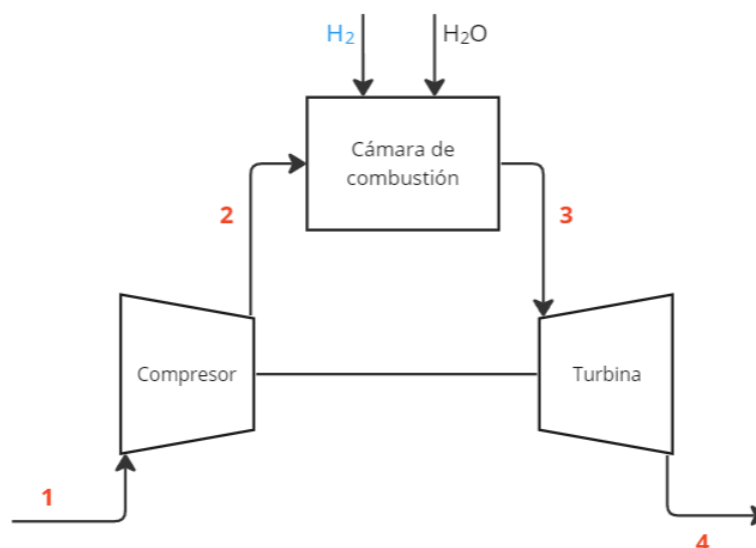


Figura 4: Combustión directa del hidrógeno

Cabe señalar que, se inyecta vapor de agua en la cámara de combustión con el fin de disminuir la formación de contaminantes NO_x .

Dentro del modelo se realizan las siguientes simplificaciones para facilitar el proceso de cálculo:

- i. Proceso de compresión es isentrópico
- ii. La adición de calor dentro de la cámara de combustión ocurre de forma isobárica
- iii. El proceso de expansión en la turbina ocurre de forma isentrópica

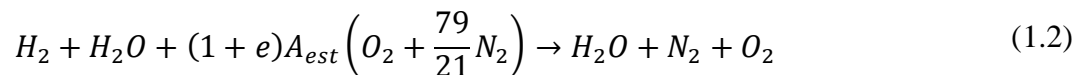
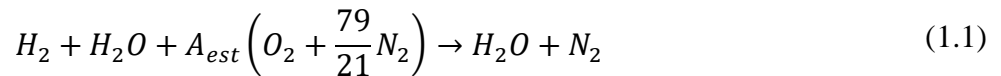
Para la evaluación del sistema se consideraron las condiciones iniciales señaladas en la Tabla 9.

Tabla 9: Condiciones iniciales combustión directa

Condición inicial	Valor
Presión atmosférica P_{atm}	101,3 kPa
PCI (hidrógeno) a 16 °C	120075 kJ/kg
Temperatura de referencia del PCI t_{ref}	16 °C
Temperatura ambiente T_{amb}	25 °C
Temperatura del hidrógeno de entrada t_{H_2}	40 °C
Temperatura del vapor de agua a la entrada t_{H_2O}	300 °C
Razón de compresión r_p	1: 25
Exceso de aire e	150%

El hidrógeno y el vapor de agua se encuentran precalentados anteriormente, ya que estudios demuestran que mejora la eficiencia de la combustión al aumentar la temperatura de entrada del combustible, mientras que para el vapor de agua ocurre lo mismo [39].

La reacción dentro de la cámara de combustión se puede considerar tanto estequiométrica como con exceso de aire. Estas quedan expresadas en las ecuaciones (1.1) y (1.2)



La razón aire-combustible resulta de vital importancia para conocer los valores de consumo de combustible. Este se calcula como se muestra en la ecuación (1.3)

$$RAC = \frac{(1 + e) \cdot A_{est} \cdot \left(1 + \frac{79}{21}\right) \cdot MM_{aire}}{n_{H_2} \cdot MM_{H_2}} = \frac{\dot{m}_a}{\dot{m}_{comb}} \quad (1.3)$$

Los balances de masa y energía dentro de la cámara de combustión se consideran como se observa en las ecuaciones (1.4) y (1.5), considerando la numerología mostrada en la figura anterior

$$\dot{m}_g = \dot{m}_a + \dot{m}_{comb} \quad (1.4)$$

$$\dot{m}_a \cdot c_{p,a} \cdot T_2 + \dot{m}_{H_2} \cdot PCI + \dot{m}_{H_2O} \cdot c_{p,H_2O} \cdot T_{H_2O} = \dot{m}_g \cdot c_{p,g} \cdot T_3 \quad (1.5)$$

En donde:

- \dot{m}_a corresponde a flujo de aire.
- $c_{p,a}$ el calor específico del aire a presión constante a la temperatura T_2 .
- T_2 la temperatura del aire a la entrada de la cámara de combustión.
- \dot{m}_{H_2} el flujo de hidrógeno.
- PCI corresponde al poder calorífico del hidrógeno.
- \dot{m}_{H_2O} es flujo másico de vapor de agua inyectado en la cámara de combustión.
- c_{p,H_2O} el calor específico del vapor a presión constante a la temperatura T_{H_2O} .
- T_{H_2O} temperatura del vapor de agua al ingreso de la cámara de combustión.
- \dot{m}_g flujo de los gases de combustión.
- $c_{p,g}$ el calor específico a presión constante de los gases de combustión.
- T_3 la temperatura de salida de los gases de combustión.

Dado que los gases de combustión están formados por distintos compuestos, el $c_{p,g}$ se calcula considerando la fracción molar y temperatura a la que se encuentra cada uno de los productos dentro de los gases de combustión, como se muestra en la siguiente ecuación (1.6)

$$c_{p,g} = \sum_{i=1}^n y_i \cdot c_{p,i} \quad (1.6)$$

En donde y_i corresponde a la fracción molar de los compuestos, mientras que $c_{p,i}$ el calor específico de cada uno de ellos.

Para calcular la temperatura de llama adiabática se considera el siguiente modelo teórico matemático, mostrado en la Figura 5. En donde se asume la combustión como una reacción adiabática.

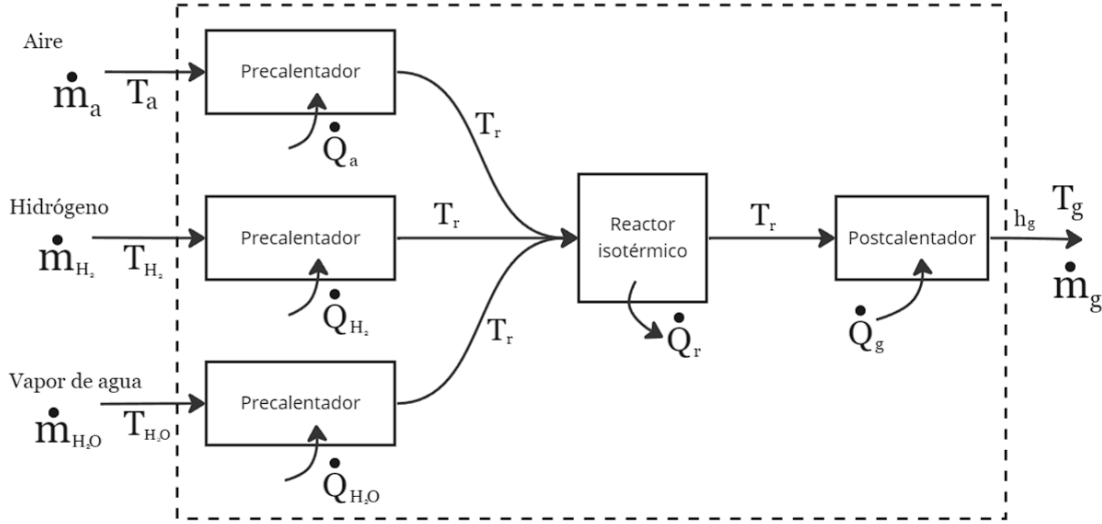


Figura 5: Modelo matemático para cálculo de temperatura de llama adiabática, caso 1

Por tanto, realizando el balance de energía total del modelo se puede escribir como se muestra en la ecuación (1.7). Mientras que considerando las entradas y salidas del caso queda como se muestra en (1.8)

$$\dot{Q}_r - \dot{Q}_a - \dot{Q}_{comb} = \dot{Q}_g \quad (1.7)$$

$$\dot{m}_{H_2} \cdot PCI - \dot{m}_a \cdot c_{p,a} \cdot (t_{ref} - t_2) - \dot{m}_{H_2} \cdot c_{p,H_2} \cdot (t_{ref} - t_{H_2}) - \dot{m}_{H_2O} \cdot c_{p,H_2O} \cdot (t_{ref} - t_{H_2O}) = \dot{m}_g \cdot c_{p,g} \cdot (t_{ad} - t_{ref}) \quad (1.8)$$

En donde, t_{ad} corresponde a la temperatura de llama adiabática y t_{ref} la temperatura a la cual se considera el PCI del combustible.

Finalmente, la potencia de la turbina, la potencia requerida por el compresor y la potencia del generador, se calculan como se muestra en las siguientes ecuaciones (1.9), (1.10) y (1.11)

$$\dot{W}_t = \dot{m}_g \cdot c_{p,g} \cdot (T_3 - T_4) \cdot \eta_t \quad (1.9)$$

$$\dot{W}_{m,cp} = \frac{\dot{m}_a \cdot c_{p,a} \cdot (T_2 - T_1)}{\eta_{cp}} \quad (1.10)$$

$$\dot{W}_g = (\dot{W}_t - \dot{W}_{m,cp}) \cdot \eta_g \quad (1.11)$$

Por lo que la eficiencia del ciclo Brayton simple para la combustión de hidrógeno puro es:

$$\eta = \frac{\dot{W}_g}{\dot{m}_{comb} \cdot PCI} \cdot 100 \quad (1.12)$$

3.2 Combustión del hidrógeno en mezcla con gas natural (H2NG)

En el segundo escenario de modelado se mezcla el hidrógeno con gas natural, asumiendo que el gas está compuesto completamente de metano (CH_4). Para esto se considera un ciclo Brayton simple al igual que en el caso anterior; sin embargo, se considera una etapa de mezclado entre ambos combustibles, previo al ingreso a la cámara de combustión. El esquema del ciclo se muestra en la Figura 6.

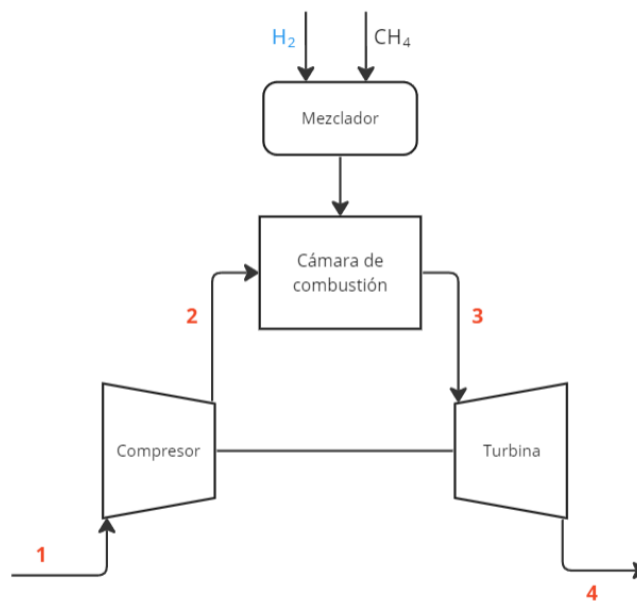


Figura 6: Combustión directa del hidrógeno en mezcla con gas natural

Cabe señalar que, si bien en el modelo se puede considerar todo tipo de concentración del hidrógeno dentro de la mezcla, estudios señalan que, por las propiedades de combustión de ambos combustibles, trabajar en un rango de concentración del 5-35% de hidrógeno no requiere modificación en los equipos.

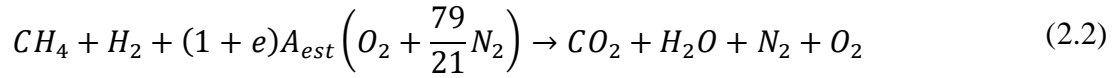
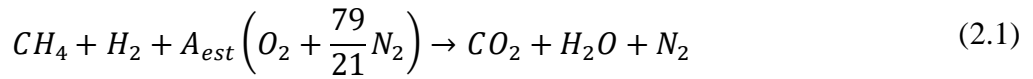
Al igual que para el caso anterior, se considera su proceso de compresión y expansión como isotrópicos, y la adición de calor como isobárica.

Las condiciones iniciales consideradas en este escenario se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10: Condiciones iniciales combustión directa

Condición inicial	Valor
Presión atmosférica P_{atm}	101,3 kPa
PCI (hidrógeno) a 16 °C PCI_{H_2}	120075 kJ/kg
PCI (metano) a 16 °C PCI_{CH_4}	49770 kJ/kg
Temperatura de referencia de ambos PCI t_{ref}	16 °C
Temperatura ambiente T_{amb}	25 °C
Temperatura del hidrógeno de entrada t_{H_2}	40 °C
Temperatura del metano a la entrada t_{CH_4}	40 °C
Razón de compresión r_p	1: 25
Exceso de aire e	150%

El balance de la reacción estequiométrica dentro de la cámara de combustión queda expresado como se muestra en la ecuación (2.1), mientras que considerando un exceso de aire e puede escribirse como (2.2):



La razón aire-combustible, por tanto, queda expresada como (2.3)

$$RAC = \frac{(1 + e) \cdot A_{est} \cdot \left(1 + \frac{79}{21} \right) \cdot MM_{aire}}{n_{H_2} \cdot MM_{H_2} + n_{CH_4} \cdot MM_{CH_4}} = \frac{\dot{m}_a}{\dot{m}_{comb}} \quad (2.3)$$

Por otro lado, los balances de masa y energía de la cámara de combustión quedan expresadas como (2.4) y (2.5)

$$\dot{m}_g = \dot{m}_a + \dot{m}_{comb} \quad (2.4)$$

$$\dot{m}_a \cdot c_{p,a} \cdot T_2 + \dot{m}_{H_2} \cdot PCI_{H_2} + \dot{m}_{CH_4} \cdot PCI_{CH_4} = \dot{m}_g \cdot c_{p,g} \cdot T_3 \quad (2.5)$$

En donde:

- \dot{m}_{H_2} el flujo de hidrógeno.
- \dot{m}_{CH_4} el flujo de metano.

- PCI_{H_2} corresponde al poder calorífico del hidrógeno.
- PCI_{CH_4} corresponde al poder calorífico del metano.

El flujo de combustible se considera como la suma de ambos (2.6), y la razón entre estos viene representado por la igualdad (2.7):

$$\dot{m}_{comb} = \dot{m}_{CH_4} + \dot{m}_{H_2} \quad (2.6)$$

$$\frac{x_{CH_4} \cdot MM_{CH_4}}{x_{H_2} \cdot MM_{H_2}} = \frac{\dot{m}_{CH_4}}{\dot{m}_{H_2}} \quad (2.7)$$

Para calcular la temperatura de llama adiabática se utiliza el mismo principio del modelo matemático anterior, es decir, se asume por consiguiente combustión adiabática en donde ingresan los tres flujos de entrada (aire y combustibles) y salen los gases de combustión, como se muestra en la Figura 7.

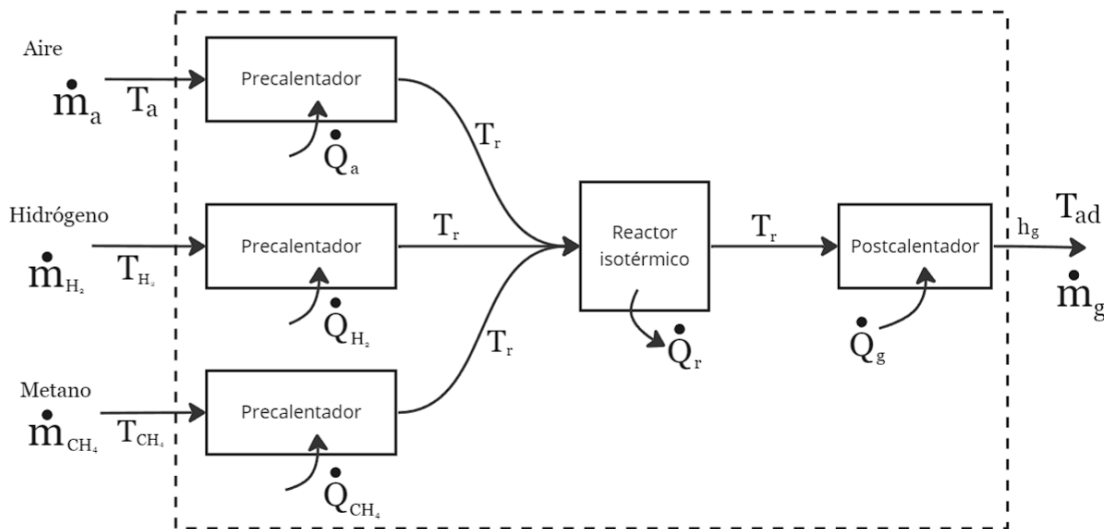


Figura 7: Modelo matemático para cálculo de temperatura de llama adiabática, caso 2

En este modelo de energía se cumple también la igualdad (1.5), mientras que, considerando los términos ocupados para este caso, se puede expresar como se muestra a continuación (2.8).

$$\dot{m}_{H_2} \cdot PCI_{H_2} + \dot{m}_{CH_4} \cdot PCI_{CH_4} - \dot{m}_a \cdot c_{p,a} \cdot (t_{ref} - t_2) - \dot{m}_{H_2} \cdot c_{p,H_2} \cdot (t_{ref} - t_{H_2}) - \dot{m}_{CH_4} \cdot c_{p,CH_4} \cdot (t_{ref} - t_{CH_4}) = \dot{m}_g \cdot c_{p,g} \cdot (t_{ad} - t_{ref}) \quad (2.8)$$

En donde, t_{ad} corresponde a la temperatura de llama adiabática y t_{ref} la temperatura a la cual se consideran ambos PCI .

Finalmente, la potencia de la turbina a gas, la potencia requerida por el compresor, y la potencia total transformada por el generador, quedan expresadas por las ecuaciones anteriores (1.7), (1.8) y (1.9).

Mientras que, la eficiencia del ciclo con mezcla de combustible se expresa en cómo (2.9):

$$\eta = \frac{W_g}{\dot{m}_{H_2} \cdot PCI_{H_2} + \dot{m}_{CH_4} \cdot PCI_{CH_4}} \cdot 100 \quad (2.9)$$

3.3 Combustión directa del hidrógeno en ciclo combinado

En el tercer escenario, se modela un ciclo combinado compuesto de un ciclo Brayton y un ciclo Rankine, para la combustión de hidrógeno junto con una pequeña inyección de vapor de agua en la cámara de combustión.

El ciclo combinado a utilizar consta de un ciclo Brayton con fases de regenerador y recalentador, y una turbina de alta y baja presión, unida a un ciclo Rankine por medio de una caldera recuperadora, como se muestra en la Figura 8.

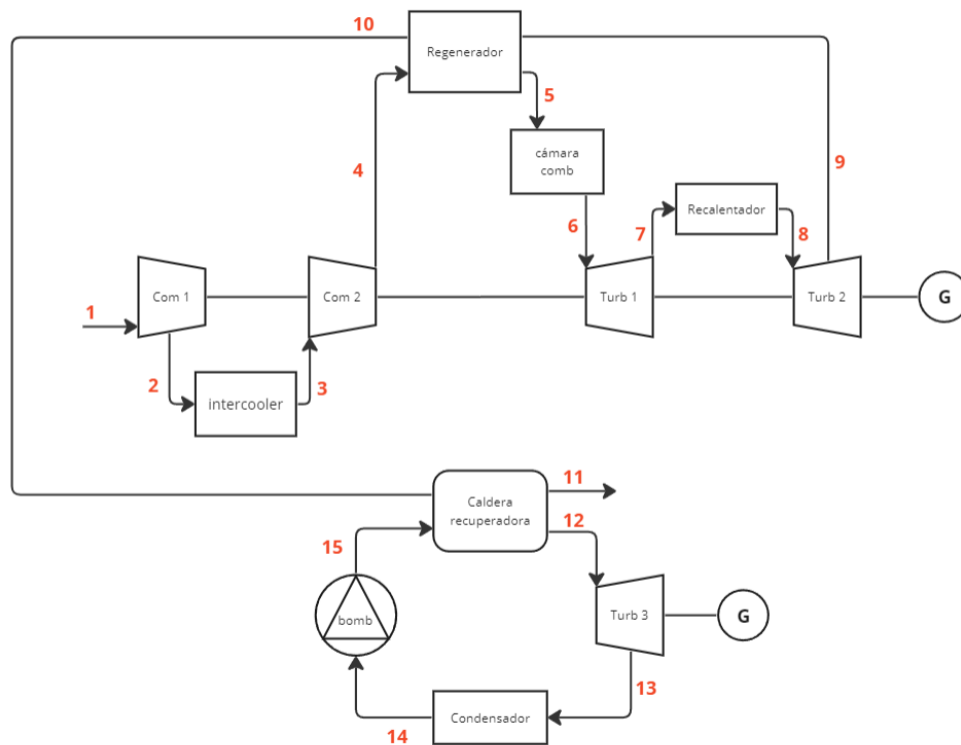


Figura 8: Combustión de hidrógeno ciclo combinado

Cabe destacar que, el enfriador, el regenerador y el recalentador se considera como isobáricos, al igual que el paso por la cámara de combustión. Mientras que los pasos por la etapa de compresión y expansión se consideran como isotrópicos pese a que se dividen en ambas etapas.

Las condiciones iniciales consideradas en este escenario para el ciclo combinado completo se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11: Condiciones iniciales para combustión del hidrógeno puro en ciclo combinado

Variable		Valor
PCI	Poder calorífico inferior del hidrógeno	120075 kJ/kg
t_{cd}	Temperatura de condensación	40 °C
t_{amb}	Temperatura ambiente	25 °C
P_{atm}	Presión atmosférica	101,3 kPa
$\varepsilon_{s,cp1}, \varepsilon_{s,cp2}$	Eficiencia isentrópica del compresor 1 y 2	0,85
$\varepsilon_{s,t1}, \varepsilon_{s,t2}$	Eficiencia isentrópica de las turbinas 1 y 2	0,85
$\varepsilon_{s,t3}, \varepsilon_{bba}$	Eficiencia isentrópica de la turbina y bomba ciclo vp	0,85
ε_{reg}	Eficiencia del regenerador	0,65
r_{p41}	Razón de presión entre el punto 4 y 1	15
$c_{p,a}$	Calor específico a presión constante del aire a 25 °C	1,005 kJ/gK
γ_a	Exponente isentrópico del aire	1,4
ΔT_{pp}	Pinch-point de la caldera recuperadora	10 K
t_{H_2}	Temperatura de entrada del hidrógeno	40 °C
t_{H_2O}	Temperatura entrada del vapor de agua (cam.comb)	300°C

Para conocer la presión del intercooler, se supone que es la presión a la cual se mínima el trabajo de compresión y se calcula como se muestra en la ecuación (3.1)

$$P_2 = P_3 = \sqrt{P_1 \cdot P_4} \quad (3.1)$$

Los cálculos de balance de reacción, razón aire-combustible y temperatura de llama adiabática temperatura adiabática, se realizan como se muestran en las ecuaciones anteriores (1.2), (1.3) y (1.8).

Mientras que el balance de masa y energía en la cámara de combustión quedan expresados como se muestra en la ecuación (3.2) y (3.3)

$$\dot{m}_g = \dot{m}_a + \dot{m}_{H_2} + \dot{m}_{H_2O} \quad (3.2)$$

$$\dot{m}_a \cdot c_{p,a} \cdot T_5 + \dot{m}_{H_2} \cdot PCI + \dot{m}_{H_2O} \cdot c_{p,H_2O} \cdot T_{H_2O} = \dot{m}_g \cdot c_{p,g} \cdot T_6 \quad (3.3)$$

Dado que en los gases de combustible aún hay presencia de oxígeno, resulta conveniente añadir una etapa de recalentador en las cuales se vuelve a inyectar combustible para terminar de quemar el oxígeno y conseguir aumentar la temperatura a la entrada de la segunda etapa de la turbina. Sin embargo, dado el hecho de que no corresponde gran cantidad de combustible necesaria a inyectar, se tomarán los cálculos como si fuese una etapa de calentamiento adiabático.

Para la etapa del regenerador los balances de energía tanto del paso frío, paso caliente y traspaso de energía quedan expresadas en las ecuaciones (3.4), (3.5) y (3.6).

$$\dot{Q}_{reg} = \varepsilon_{reg} \cdot \dot{C}_{min} \cdot (T_9 - T_4) \quad (3.4)$$

$$\dot{Q}_{reg} = \dot{M}_a \cdot c_{p,a} \cdot (T_5 - T_4) \quad (3.5)$$

$$\dot{Q}_{reg} = \dot{M}_g \cdot c_{p,g} \cdot (T_9 - T_{10}) \quad (3.6)$$

Continuando con la caldera recuperadora, el balance de masa, balance de energía, consideración del Pinch-point y traspaso energía al ciclo, quedan expresadas en las ecuaciones (3.7), (3.8) y (3.9):

$$\dot{M}_v = \dot{M}_{H_2O} \quad (3.7)$$

$$\dot{M}_g \cdot c_{p,g} \cdot (T_{10} - T_{11}) + \dot{M}_v \cdot h_{12} = \dot{M}_{H_2O} \cdot h_{H_2O} \quad (3.8)$$

$$\dot{M}_g \cdot c_{p,g} \cdot (T_{10} - T_a) = \dot{M}_v \cdot (h_{12} - h_b) \quad (3.9)$$

La potencia generada por el ciclo Brayton, el ciclo a vapor y todo el ciclo combinado en su conjunto se calcula por las siguientes ecuaciones (3.10), (3.11) y (3.12)

$$\dot{W}_{neto,g} = \dot{W}_{t,1} + \dot{W}_{t,2} - \dot{W}_{c,1} - \dot{W}_{c,2} \quad (3.10)$$

$$\dot{W}_{neto,v} = \dot{W}_{t,3} - \dot{W}_{m,bba} \quad (3.11)$$

$$\dot{W}_{cc} = \dot{W}_{neto,g} + \dot{W}_{neto,v} \quad (3.12)$$

Finalmente, la eficiencia del ciclo combinado total que expresado como (3.13):

$$\eta_{cc} = \frac{\dot{W}_{cc}}{\dot{m}_{H_2} \cdot PCI} \quad (3.13)$$

3.4 Combustión de hidrógeno en mezcla (H2NG) en ciclo combinado

Por último, en el cuarto escenario se evalúa el mismo ciclo combinado del caso anterior, pero ingresando el hidrógeno en mezcla con gas natural a la cámara de combustión. El ciclo posee las mismas etapas mencionadas en el escenario anterior. También se cumple que la compresión y expansión son isentrópicas, y la adición de calor adiabática. El esquema del funcionamiento del ciclo se muestra en la Figura 9.

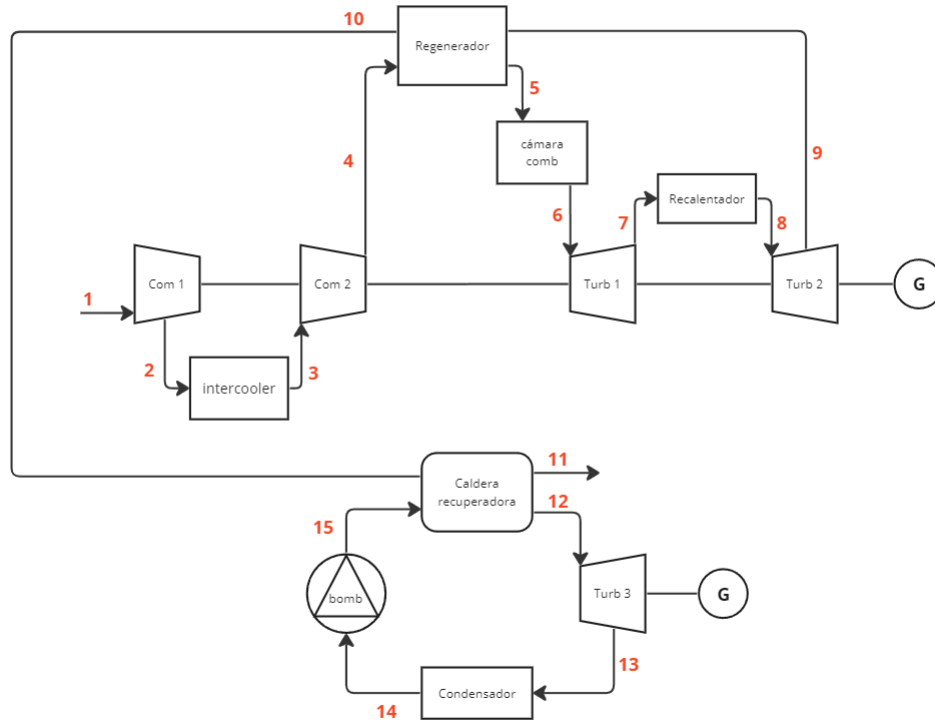


Figura 9: Combustión del hidrógeno en mezcla con gas natural en ciclo combinado

Las condiciones iniciales son similares a las mencionadas para el escenario anterior y se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12: Condiciones iniciales combustión hidrógeno en mezcla con gas natural en ciclo Brayton simple

Variable	Condiciones iniciales	Valor
PCI_{H_2}	Poder calorífico inferior del hidrógeno	120075 kJ/kg
PCI_{CH_4}	Poder calorífico inferior del metano	49970 kJ/kg
t_{cd}	Temperatura de condensación	40 °C
t_{ref}	Temperatura de referencia	16 °C
t_{amb}	Temperatura ambiente	25 °C
P_{atm}	Presión atmosférica	101,3 kPa
$\varepsilon_{s,cp1}, \varepsilon_{s,cp2}$	Eficiencia isentrópica del compresor 1 y 2	0,85
$\varepsilon_{s,t1}, \varepsilon_{s,t2}$	Eficiencia isentrópica de las turbinas 1 y 2	0,85
$\varepsilon_{s,t3}, \varepsilon_{bba}$	Eficiencia isentrópica de la turbina y bomba ciclo vapor	0,85
ε_{reg}	Eficiencia del regenerador	0,65
r_{p41}	Razón de presión entre el punto 4 y 1	20
$c_{p,a}$	Calor específico a presión constante del aire	1,005 kJ/gK
ΔT_{pp}	Pinch-point de la caldera recuperadora	10 K
t_{H_2}	Temperatura de entrada del hidrógeno	40 °C
t_{CH_4}	Temperatura de entrada del metano	40 °C

El balance de la reacción, razón aire-combustible y temperatura de llama adiabática son las mismas que en las ecuaciones (2.2), (2.3) y (2.8).

El balance de masa y energía de la cámara de combustión queda expresado en (4.1) y (4.2):

$$\dot{m}_g = \dot{m}_a + \dot{m}_{H_2} + \dot{m}_{H_2O} \quad (4.1)$$

$$\dot{m}_a \cdot c_{p,a} \cdot T_5 + \dot{m}_{H_2} \cdot PCI_{H_2} + \dot{m}_{CH_4} \cdot PCI_{CH_4} = \dot{m}_g \cdot c_{p,g} \cdot T_6 \quad (4.2)$$

La etapa del regenerador, la caldera recuperadora y la potencia generada, quedan representadas como se mostró anteriormente.

Por último, la eficiencia general del ciclo combinado queda expresado por la ecuación (4.3):

$$\eta_{cc} = \frac{\dot{W}_{cc}}{\dot{m}_{H_2} \cdot PCI_{H_2} + \dot{m}_{CH_4} \cdot PCI_{CH_4}} \cdot 100 \quad (4.3)$$

Cabe destacar que, es considerable plantear esta posibilidad de uso para la combustión de hidrógeno en mezcla, ya que los rangos de temperatura a la salida del ciclo a gas siguen siendo altos. Es decir, hay mucha energía que no se está aprovechando para la generación.

Sumado a esto, en la combustión, y posterior a la cámara, sigue habiendo presencia de oxígeno en los gases. Por lo que, incorporar una fase de recalentado en donde se añade pequeñas cantidades de hidrógeno para terminar de combustionar el oxígeno, resulta favorablemente en un aumento en la eficiencia del ciclo.

CAPÍTULO 4: Resultados

El enfoque del análisis se centra en estudiar la factibilidad técnica de la implementación del hidrógeno como combustible en sistemas de generación de energía eléctrica en Chile, tanto para el hidrógeno puro como en mezclas con gas natural. Este también a su vez plantea un contraste entre la configuración de un ciclo Brayton simple y un ciclo combinado con mejoras en el ciclo a gas.

Durante el análisis técnico se escogen a su vez cuatro variables claves que afectan el rendimiento y consumo de combustible, para evaluar su variabilidad. Estas son: el exceso de aire (e), el porcentaje de hidrógeno (x_{H_2}), la razón de compresión (r_p) y la eficiencia isentrópica de la turbina (ε_{t_i}). Las cuales están directamente relacionadas con el rendimiento del ciclo y las temperaturas dentro de la cámara de combustión e inicio de la turbina.

Conocer como varía la eficiencia y temperatura de llama adiabática permite obtener una imagen acertada del impacto económico y ambiental asociado a la instalación del ciclo. Ya que de estas dependerán el dimensionamiento de los equipos necesarios, el costo de inversión, el costo de operación, el consumo de combustible necesario y las emisiones totales de contaminantes asociada a cada alternativa.

Por otra parte, se muestra también un pequeño análisis económico sobre los costos de inversión asociado a cada alternativa, utilizando el criterio de aproximación de costos descrita por Caputo en sus investigaciones, en donde se convierten los costos a valores actuales utilizando el Chemical Engineering Plant Cost Index (*CEPCI*) [40].

Adicionalmente, se analiza el costo del consumo de combustible necesario por MW de potencia, para cada caso, considerando unas condiciones fijas tanto para el ciclo Brayton simple como para el ciclo combinado. Con el fin de evaluar la configuración del hidrógeno en la cual se utiliza menos combustible para suplir la demanda energética.

Finalmente, se presenta un análisis ecológico simple sobre el impacto y ahorro de emisión de CO_2 a la atmósfera, que se tiene al aumentar el porcentaje de hidrógeno en la mezcla. Esto comparando la combustión únicamente de gas natural con la combustión en mezcla, tanto en ciclo a gas simple como en ciclo combinado.

4.1 Evaluación de variables claves

A continuación, se presentan los resultados del análisis en base a las variables claves que afectan el rendimiento. Cabe señalar, que estas están evaluadas sólo para un ciclo Brayton simple, ya que lo que se busca es analizar el contraste entre ambos combustibles.

4.1.1 Exceso de aire

En la Figura 10 y 11, se muestra la variación de temperatura dentro de la cámara de combustión y a la salida de esta, y la eficiencia del ciclo, en función del exceso de aire considerado para la combustión.

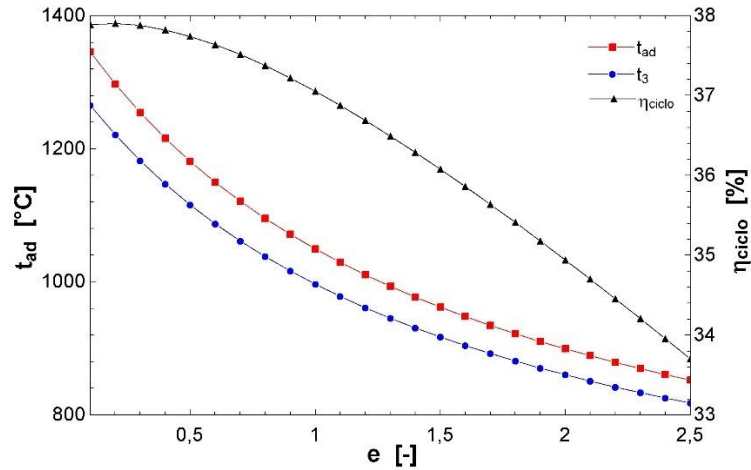


Figura 10: Exceso de aire hidrógeno simple

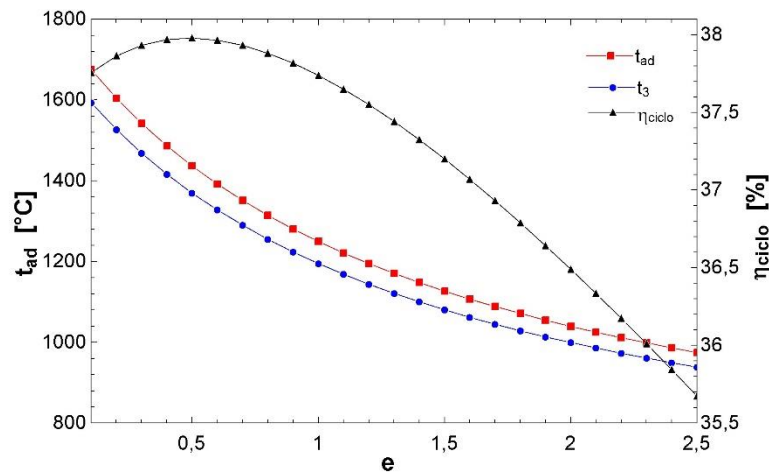


Figura 11: Exceso de aire H2NG simple

Como se puede observar de los resultados, las temperaturas tienden a disminuir de forma exponencial a medida que se aumenta la presencia de aire dentro de la combustión. Por otra parte, la eficiencia del ciclo tiende a disminuir a medida que se aumenta el exceso de aire.

Cabe señalar que, para un ciclo a gas se suele trabajar en rangos de excesos de aire altos, con la finalidad de disminuir la temperatura de llama a la entrada de la turbina, para mantenerlo dentro de un rango permisible a la resistencia de materiales de la turbina.

4.1.2 Porcentaje de hidrógeno

En la Figura 12 y 13, muestra la variación de la temperatura de llama adiabática y a la salida de la cámara de combustión, junto con el rendimiento del ciclo, en función del porcentaje de hidrógeno considerado durante la combustión.

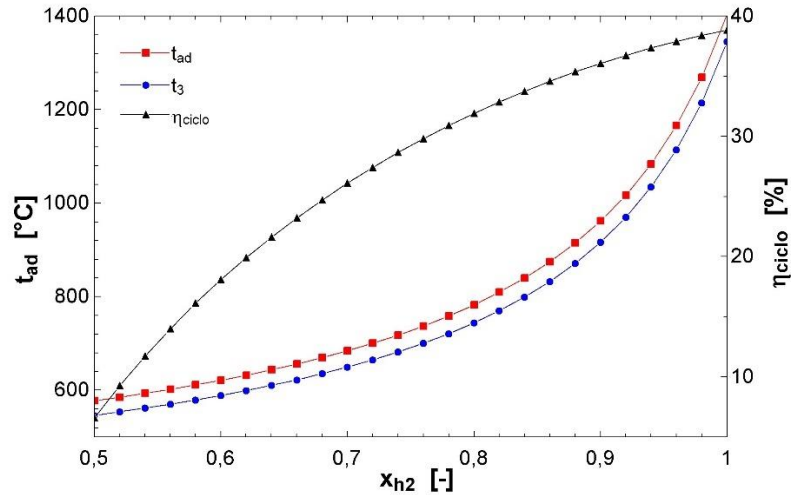


Figura 12: Porcentaje de h2 hidrógeno simple

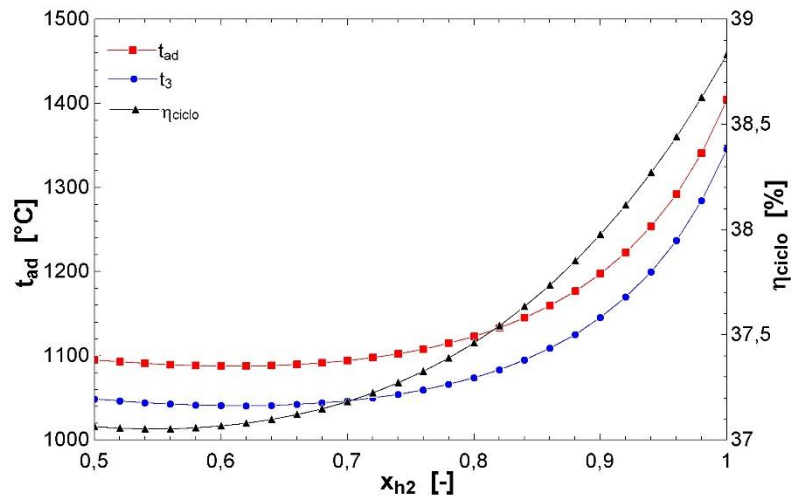


Figura 13: Porcentaje de hidrógeno H2NG simple

La variación del porcentaje de hidrógeno para la combustión de hidrógeno puro y en mezcla con gas natural, se consideró dentro del rango de un 50 – 100% de H_2 , únicamente con el fin de comparar ambos resultados al mismo rango de hidrógeno. El exceso de aire se fijó en un 150%.

4.1.3 Razón de compresión

En las Figuras 14 y 15, se muestra la variación de temperatura y eficiencia en función de la razón de compresión.

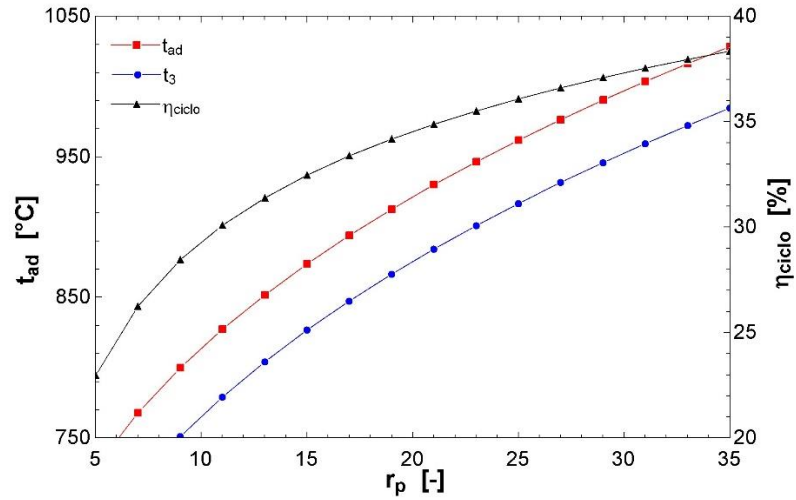


Figura 14: Razón de compresión hidrógeno simple

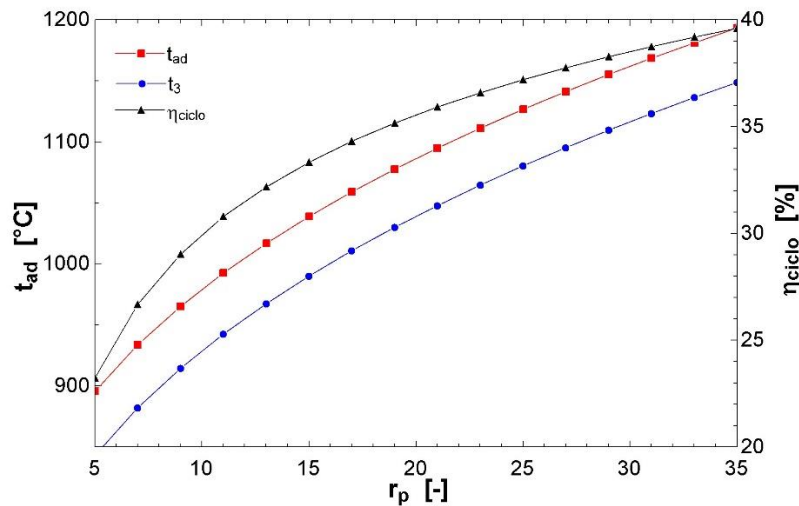


Figura 15: Razón de compresión H2NG simple

El análisis anterior se realiza dentro de un rango de compresión de 5 a 35 veces. Y con un exceso de aire del 150%.

Para ambas alternativas, existe una tendencia notoria al aumento tanto de la eficiencia como de las temperaturas dentro de la cámara, a medida que se aumenta la razón de compresión al inicio.

4.1.4 Eficiencia isentrópica de la turbina

En las Figuras 16 y 17, se muestra la variación de la eficiencia del ciclo y de la temperatura a la salida de la turbina, en función de la eficiencia isentrópica de la turbina.

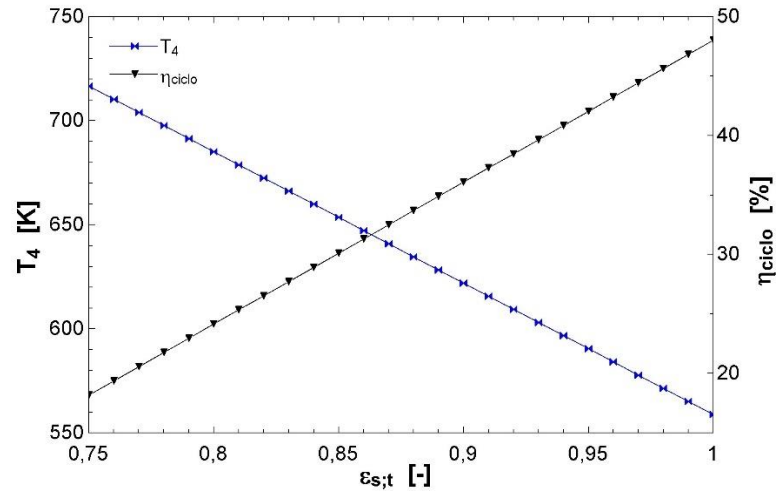


Figura 16: Eficiencia isentrópica de la turbina hidrógeno simple

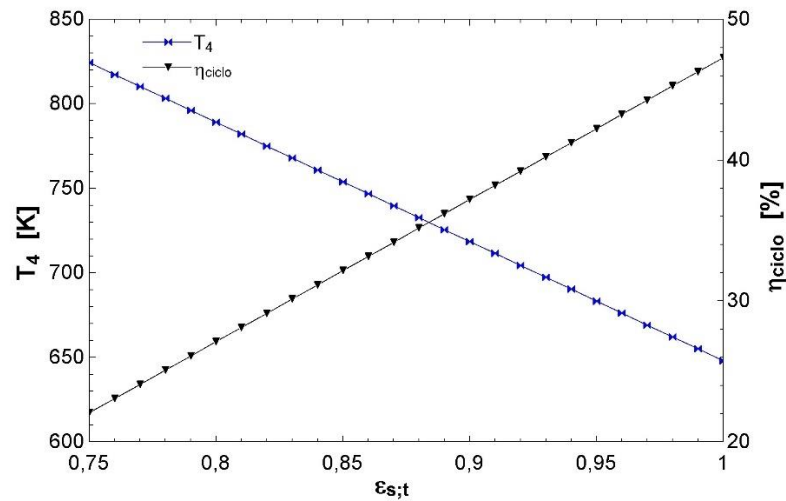


Figura 17: Eficiencia isentrópica H2NG simple

Como se puede observar de los resultados, el rendimiento del ciclo tiene a aumentar de forma lineal al aumentar la eficiencia isentrópica de la turbina. Mientras que la temperatura a la salida tiende a la baja también de forma lineal.

En el punto de eficiencia isentrópica ideal, el rendimiento del ciclo teóricamente pudiese llegar por sobre un 45%, mientras que la temperatura de salida alcanzaría rangos ideales de temperatura a la salida de un ciclo a gas.

4.2 Evaluación económica sobre costo de inversión

Si bien el estudio de factibilidad toma como objetivo la producción de 1 MW de potencia, no se fija en los costos de producción de una planta que tenga esta potencia. Sin embargo, con el fin de evaluar la diferencia de gastos iniciales asociados a cada alternativa, es que se evalúa el costo de inversión total (*TIC*) para cada caso.

Este se calcula en base a la ecuación (4.1):

$$TIC = DC + IC \quad (4.1)$$

En donde, *TIC* corresponde al costo de inversión total del ciclo, *DC* son los gastos directos y *IC* los gastos indirectos.

A su vez estos último se calculan como se muestra en las ecuaciones (4.2) y (4.3)

$$DC = PE + P + CW + DIC + AS + SIC \quad (4.2)$$

$$IC = EG + SU \quad (4.3)$$

En donde:

- *PE* corresponde al costo de los equipos.
- *P* corresponde al costo de los equipos y conexiones de cañerías.
- *CW* corresponde a la mano de obra.
- *DIC* corresponde a los trabajos directos.
- *AS* corresponde a servicios auxiliares.
- *SIC* corresponde a la preparación de sitio e instrumentación.

En la Tabla 13, se muestran los costos asociados a cada uno de los equipos, tanto para los equipos principales como para las conexión y cañerías.

Mientras que en la Tabla 14, se muestran aproximaciones a los valores de costos asociados a cada acción. Esto ya que, utilizando el método de Caputo es posible aproximarlos a un porcentaje de los costos totales de los equipos para cada caso, debido a que son escalares y tienen una tendencia lineal [40].

Tabla 13: Costos de equipos principales y cañerías (Fuente: [40])

	Costo de los equipos	PE (USD)
Equipos	Turbina	$806054 \cdot W_{GT}^{0,754}$
	Compresor	$11400 \cdot W_{NE}^{0,5575}$
	Condensador	$398000 \cdot W_{ST}^{0,333}$
	Caldera	$1340000 \cdot W_{NE}^{0,694}$
	Caldera recuperadora (HRSG)	$8328 \cdot M_{HRSG}^{0,81}$
	Bomba	$35655 \cdot W_{ST}^{0,5575}$
	Enfriador	$65579 \cdot W_{ST}^{0,5129}$
	Alternador	$176109 \cdot W_{ST}^{0,6107}$
Cañerías	Equipo antiincendios: tanque	$109129 \cdot W_{NE}^{0,1040}$
	Equipo antiincendios: componentes	$6749 \cdot W_{NE}^{0,7565}$
	Equipo antiincendios: sistema	$8404 \cdot W_{NE}^{0,7565}$
	Tanques	$13116 \cdot W_{NE}^{0,5129}$
	Cañerías de enfriamiento	$43550 \cdot W_{NE}^{0,5575}$
	Válvulas de alta presión	$36292 \cdot W_{NE}^{0,5575}$
	Válvulas de baja presión	$26232 \cdot W_{NE}^{0,5129}$
	Cañerías	$53864 \cdot W_{NE}^{0,885}$
	Válvulas	$36292 \cdot W_{NE}^{0,5575}$

Tabla 14: Aproximación de costos de inversión (Fuente: [41])

	Aproximación de costo (USD)
Mano de obra CW	$1703028 \cdot W_{NE}^{0,3672}$
Trabajos directos DIC	$30\% \cdot PE$
Servicios auxiliares AS	$15\% \cdot PE$
Preparación del sitio e instrumentación SIC	$10\% \cdot PE$
Comisiones SU	$10\% \cdot PE$
Trabajo de ingeniería EG	$12\% \cdot PE$

En donde, W_{ST} corresponde a la potencia requerida por la turbina, W_{NE} la potencia eléctrica que se busca generar, W_{GT} la potencia a generar por el ciclo a gas y M_{HRSG} la potencia de la caldera recuperadora.

En la Tabla 15, se muestran los resultados de cálculos del análisis económico y se presentan los costos de inversión total relacionados para una producción de 1MW de potencia, evaluados para cada alternativa.

Tabla 15: Costos de inversión total para cada caso

	H2 simple	H2NG simple	H2 CC	H2NG CC
<i>PE</i>	$2,157 \cdot 10^6$	$2,162 \cdot 10^6$	$2,841 \cdot 10^6$	$2,845 \cdot 10^6$
<i>DC</i>	$5,439 \cdot 10^6$	$5,445 \cdot 10^6$	$6,441 \cdot 10^6$	$6,448 \cdot 10^6$
<i>IC</i>	$4,746 \cdot 10^5$	$4,755 \cdot 10^5$	$6,250 \cdot 10^5$	$6,250 \cdot 10^5$
<i>TIC (USD)</i>	$5,913 \cdot 10^6$	$5,921 \cdot 10^6$	$7,066 \cdot 10^6$	$7,074 \cdot 10^6$

Aunque estos valores no se acercan a los costos de producción de una planta energética, sirven como referencia para orientar la diferencia de costos de inversión asociada a cada alternativa.

4.3 Evaluación económica del costo de combustible requerido para 1MW de potencia

Este apartado busca comparar el costo del consumo de combustible necesario para la generación de 1 MW de potencia. Comparando a su vez cada alternativa con su ciclo combinado.

En la Tabla 16, se muestran las consideraciones utilizadas y el costo del combustible necesario para producir 1 MW de potencia, tanto para hidrógeno en ciclo simple como en un ciclo combinado. Mientras que en la Tabla 17 se muestra lo mismo para la mezcla de hidrógeno con gas natural.

Cabe destacar que, para el análisis de costos se utilizaron los valores por combustibles obtenidos de investigaciones previas, estas son, para el gas natural un costo de 1,56 USD/kg y para el hidrógeno de 2,09 USD/kg [25].

Tabla 16: Costo del hidrógeno como combustible para una demanda de 1MW (caso 1 y 3)

	H2 ciclo Brayton simple	H2 ciclo combinado
Exceso de aire	150 %	150 %
Razón de compresión	1: 25	1: 25
Porcentaje de hidrógeno	90 %	90 %
Eficiencia isentrópica turbinas	0,9	0,9
Eficiencia del ciclo completo	36,06 %	53, %
Flujo de hidrógeno	0,02308	0,01556
Flujo de vapor de agua	0,02292	0,01545
Costo combustible (USD/MW)	0,06658	0,04488

Tabla 17: Costo de hidrógeno en mezcla como combustible para una demanda de 1MW (caso 2 y 4)

	H2NG ciclo Brayton simple	H2NG ciclo combinado
Exceso de aire	150 %	150%
Razón de compresión	1:25	1:25
Porcentaje de hidrógeno	35 %	35 %
Eficiencia isentrópica turbinas	0,9	0,9
Eficiencia del ciclo completo	37,2 %	66,18 %
Fujo de hidrógeno	0,003142 <i>kg/s</i>	0,001766 <i>kg/s</i>
Flujo de metano	0,04643 <i>kg/s</i>	0,0261 <i>kg/s</i>
Costo combustible (USD/MW)	0,079	0,0444

Se puede observar que los ciclos combinados de ambas alternativas presentan un consumo de combustible menor para generar 1 MW de potencia. Esto debido a que permiten aprovechar mejor la energía contenida en el combustible por sus mejoras de ciclo.

4.4 Análisis ecológico de la huella de carbono

Por último, el siguiente apartado muestra un análisis ecológico simple sobre el ahorro en emisiones de CO_2 , en función del porcentaje de hidrógeno que sustituye al gas natural en la mezcla.

Para el cálculo se utiliza la conversión, de por cada 0,68 *kg* de metano (CH_4) equivale a 1,86 *kg* de CO_2 emitido. Por tanto, esto se anula según el porcentaje de hidrógeno utilizado dentro de la mezcla.

En la Tabla 18, se muestra el ahorro en emisión de CO_2 en mezclas de hidrógeno y gas natural, para una concentración de 35% de hidrógeno.

Tabla 18: Ahorro en emisión de CO_2 para mezclas H2NG según su configuración

	Ciclo Brayton simple		Ciclo combinado
	Combustión Gas natural puro	Combustión H2NG	Combustión H2NG
Flujo de metano	0,05301	0,4643	0,0261
Concentración de hidrógeno	–	35%	35%
<i>kg</i> de CO_2 emitido	0,1449 <i>kg</i> _{CO_2}	0,1269 <i>kg</i> _{CO_2}	0,0714 <i>kg</i> _{CO_2}
ton de CO_2 emitida al año	2284 <i>ton/año</i>	2001 <i>ton/año</i>	1126 <i>ton/año</i>
Ahorro en emisión de CO_2	–	283 <i>ton/año</i>	1158 <i>ton/año</i>

Para el cálculo de emisiones, se consideró un uso continuo de 12 horas al día durante los 365 días del año, para una generación eléctrica de 1MW de potencia.

Se observa del análisis, un notable ahorro en la emisión de contaminantes para el ciclo combinado, de aproximadamente cuatro veces menor que para un ciclo Brayton simple.

CAPÍTULO 5: Discusión de los resultados

El exceso de aire aumenta progresivamente el rendimiento del ciclo hasta valores cercanos al 70%, luego comienza a disminuir. Mientras que la temperatura de la llama adiabática disminuye al aumentar el flujo de aire dentro de la cámara de combustión. Son estos dos los puntos claves por los que se busca mantener alto el exceso de aire durante la combustión, porque al disminuir la temperatura disminuyen los costos de inversión ya que no se necesitan materiales con una resistencia tan alta para utilizar el hidrógeno, y aumenta el rendimiento del ciclo al aumentar el flujo de los gases de combustión que pasan por la turbina.

La presencia de hidrógeno en la mezcla, por otra parte, aumenta exponencialmente las temperaturas dentro de la cámara de combustión, junto con un aumento también en el rendimiento del ciclo. Esto debido a que a mayor hidrógeno dentro de la mezcla más alta será la temperatura de la llama.

La razón de compresión aumenta directamente la eficiencia del ciclo, ya que aumenta la presión a la que llegan los gases de combustión a la turbina y, por ende, genera un mayor trabajo en los álabes de la turbina. Por otra parte, al ingresar aire a mayor presión y temperatura a la cámara de combustión, genera un aumento en la temperatura de llama adiabática.

La eficiencia isentrópica de la turbina delimita directamente la capacidad de transformación de energía y, por ende, el rendimiento. En otras palabras, al aumentar la eficiencia isentrópica de la turbina aumenta consigo el rendimiento del ciclo. Mientras que disminuye la temperatura a la salida, dado que este lleva menos energía térmica.

De la evaluación de costos de inversión se puede concluir que el método utilizado para estimar costos señala que no existe gran diferencia de inversión entre un ciclo a gas simple y un ciclo combinado, para sólo 1 MW de potencia generada. Ya que ambos costos solo presentan un 16,04% de diferencia de costos. Es decir, no es económicamente viable la instalación de un ciclo combinado para una potencia instalada de sólo 1 MW.

De la evaluación de consumo de combustible, se obtiene que la combustión del hidrógeno en mezcla con gas natural en un ciclo combinado es aquel que presenta un menor consumo de combustible y, por ende, un menor costo de operación.

Finalmente, del análisis ecológico se observa un notorio ahorro en las emisiones de CO_2 al incluir hidrógeno en la mezcla, ya que se disminuye cercano a un 50,7% las emisiones en comparación al uso puro de gas natural. Dado que al utilizar un ciclo combinado se requiere una menor cantidad de combustible para generar la misma energía, es que el ciclo combinado en comparación al ciclo simple presenta un ahorro en emisión de CO_2 cuatro veces mayor.

CAPÍTULO 6: Conclusión

El panorama actual del hidrógeno puede considerarse como prometedor, ya que múltiples estudios avalan el potencial del uso de hidrógeno verde como vector energético en Chile. Desde sus bajos costos de producción a lo largo del país, como su variado potencial de rutas en el uso del combustible.

Al evaluar los gráficos de rendimiento, costos y emisiones, la opción más viable de las cuatro resulta ser la de uso de hidrógeno en mezcla con gas natural dentro de un ciclo combinado. Ya que presenta un consumo de combustible 43% menor que el de un ciclo simple, una eficiencia mayor cercana al 66,2% y un ahorro en emisión anuales de CO_2 de 1158 toneladas en comparación a la combustión de gas natural puro.

Cabe destacar que, el uso de hidrógeno en mezcla con gas natural disminuye los niveles contaminantes tanto de NO_x y de CO_2 en comparación a la combustión de ambos combustibles por separados. Al igual que disminuye la temperatura de llama adiabática volviendo más económico para los costos de inversión, y en la actualidad del costo del gas natural sigue estando por debajo del de producción de hidrógeno verde, por tanto, resulta más económico.

Por otro lado, mantener un exceso de aire alto, un porcentaje de hidrógeno controlado, una razón de presión medianamente alta y eficiencia isentrópica de la turbina alta, se traducen en un mayor rendimiento del ciclo.

Por último, los costos de inversión no son favorablemente concluyentes para potencias instaladas bajas. Debido a que, no se justifica invertir un monto alto en un ciclo combinado para una potencia instalada baja, ya que no tiene su payback o plazo de recuperación dentro de los años de vida útil de los equipos.

Referencias

- [1] I. Energy Agency, “World Energy Outlook 2021,” 2021. [Online]. Available: www.iea.org/weo
- [2] “Libro_ERNC_Chile_esp (1)”.
- [3] “World Energy Outlook 2022.” [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [4] “Reporte Anual 2022”.
- [5] “Informe Balance Nacional de Energía 2020.”
- [6] “Anuario Estadístico de Energía 2022.”
- [7] F. I. Gallardo, A. Monforti Ferrario, M. Lamagna, E. Bocci, D. Astiaso Garcia, and T. E. Baeza-Jeria, “A Techno-Economic Analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the north of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 26, pp. 13709–13728, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.07.050.
- [8] J. Armijo and C. Philibert, “Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 3, pp. 1541–1558, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.11.028.
- [9] “RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERA CIVIL MECÁNICA POR: RENATA BELÉN CANCINO SILVA FECHA: 2021 PROF. GUÍA: RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO VERDE PARA APLICACIONES ENERGÉTICAS EN CHILE.”
- [10] M. du Toit, N. Engelbrecht, S. P. Oelofse, and D. Bessarabov, “Performance evaluation and emissions reduction of a micro gas turbine via the co-combustion of H₂/CH₄/CO₂ fuel blends,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 39, Jun. 2020, doi: 10.1016/j.seta.2020.100718.
- [11] B. B. Skabelund, C. D. Jenkins, E. B. Stechel, and R. J. Milcarek, “Thermodynamic and emission analysis of a hydrogen/methane fueled gas turbine,” *Energy Conversion and Management: X*, vol. 19, Jul. 2023, doi: 10.1016/j.ecmx.2023.100394.
- [12] E. De *et al.*, “UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN FACULTAD DE INGENIERÍA DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA,” 2022.
- [13] D. D. T. Ferraren-De Cagalitan and M. L. S. Abundo, “A review of biohydrogen production technology for application towards hydrogen fuel cells,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 151. Elsevier Ltd, Nov. 01, 2021. doi: 10.1016/j.rser.2021.111413.
- [14] pidjoe, “The Future of Hydrogen.”

- [15] J. Godinho, R. Hoefnagels, C. G. Braz, A. M. Sousa, and J. F. O. Granjo, “An economic and greenhouse gas footprint assessment of international maritime transportation of hydrogen using liquid organic hydrogen carriers,” *Energy*, vol. 278, Sep. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.127673.
- [16] E. Técnica, Y. Económica, D. Uso, D. E. Hidrógeno, and V. En, “RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA POR: FREDY LADISLAO JIMÉNEZ SÁEZ FECHA: 2020 PROF. GUÍA: ALEX ALEGRIA MEZA.”
- [17] M. İnci, “Future vision of hydrogen fuel cells: A statistical review and research on applications, socio-economic impacts and forecasting prospects,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 53. Elsevier Ltd, Oct. 01, 2022. doi: 10.1016/j.seta.2022.102739.
- [18] I. energy Agency, “Statistics report Key World Energy Statistics 2021,” 2021.
- [19] M. Kamran, “Fuel cell,” *Renewable Energy Conversion Systems*, pp. 221–242, Jan. 2021, doi: 10.1016/B978-0-12-823538-6.00005-1.
- [20] R. R. -de la Torre Valdés Daniel -González Rodríguez Lázaro -García Parra, “Análisis y optimización de una celda de combustible de membrana de intercambio protónico Analysis and optimization of a proton exchange membrane fuel cell using modeling techniques.”
- [21] R. Vicente Ayala Mira, “UNIVERSIDAD DE CHILE FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY STUDY FOR LONG-RANGE HYDROGEN FUEL CELL TRUCKS IN THE CHILEAN MINING INDUSTRY MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO.”
- [22] L. Fan, Z. Tu, and S. H. Chan, “Recent development of hydrogen and fuel cell technologies: A review,” *Energy Reports*, vol. 7. Elsevier Ltd, pp. 8421–8446, Nov. 01, 2021. doi: 10.1016/j.egy.2021.08.003.
- [23] E. De, E. De, U. De Hidrógeno En, C. Mediante, U. M. De, and P. Energética, “RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO POR: MAXIMILIANO NICOLÁS DONOSO SUAZO FECHA: 2022 PROFESOR GUÍA: CARLOS BENAVIDES FARÍAS.”
- [24] R. R. Cordero *et al.*, “Surface Solar Extremes in the Most Irradiated Region on Earth, Altiplano,” *Bull Am Meteorol Soc*, vol. 104, no. 6, pp. E1206–E1221, Jun. 2023, doi: 10.1175/BAMS-D-22-0215.1.
- [25] M. Garcia G. and S. Oliva H., “Technical, economic, and CO2 emissions assessment of green hydrogen production from solar/wind energy: The case of Chile,” *Energy*, vol. 278, Sep. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.127981.

- [26] F. Gallardo, J. García, A. Monforti Ferrario, G. Comodi, and J. N. Chiu, “Assessing sizing optimality of OFF-GRID AC-linked solar PV-PEM systems for hydrogen production,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 64, pp. 27303–27325, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.06.098.
- [27] B. Hurtubia and E. Sauma, “Economic and environmental analysis of hydrogen production when complementing renewable energy generation with grid electricity,” *Appl Energy*, vol. 304, Dec. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117739.
- [28] P. M. Heuser, D. S. Ryberg, T. Grube, M. Robinius, and D. Stolten, “Techno-economic analysis of a potential energy trading link between Patagonia and Japan based on CO₂ free hydrogen,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 25, pp. 12733–12747, May 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.12.156.
- [29] F. S. Carvalho *et al.*, “Mixtures of heavy fuel oil and green hydrogen in combustion equipment: Energy analysis, emission estimates, and economic prospects,” *Energy Convers Manag*, vol. 277, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.enconman.2022.116629.
- [30] International Renewable Energy Agency. Coalition for Action., *Decarbonising end-use sectors : practical insights on green hydrogen*.
- [31] M. De, L. A. Comisión, J. C. Elicer, C. Mónica, and Z. Zapata, “UNIVERSIDAD DE CHILE FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA ESTUDIO DEL USO DE HIDRÓGENO COMO ENERGÉTICO PARA UNA RED DE ESTACIONES DE SERVICIO DE VEHÍCULOS. MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL MECÁNICA MARCELA CAROLINA ORELLANA ROMERO PROFESOR GUÍA: RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ,” 2022.
- [32] “Diseño de una red de cadena de suministro de hidrógeno para el Norte de Chile”.
- [33] B. Ignacio Díaz Adasme, “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE PLANTAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADAS EN LA COMBUSTIÓN DE HIDRÓGENO PRODUCIDO EN BASE A ENERGÍA SOLAR; ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE PLANTAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADAS EN LA COMBUSTIÓN DE HIDRÓGENO PRODUCIDO EN BASE A ENERGÍA SOLAR.”
- [34] A. Arsalis, “Thermodynamic modeling and parametric study of a small-scale natural gas/hydrogen-fueled gas turbine system for decentralized applications,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 36, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.seta.2019.100560.
- [35] J. B. Cristello, J. M. Yang, R. Hugo, Y. Lee, and S. S. Park, “Feasibility analysis of blending hydrogen into natural gas networks,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 46, pp. 17605–17629, May 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.01.156.

- [36] M. Ozturk, F. Sorgulu, N. Javani, and I. Dincer, “An experimental study on the environmental impact of hydrogen and natural gas blend burning,” *Chemosphere*, vol. 329, Jul. 2023, doi: 10.1016/j.chemosphere.2023.138671.
- [37] M. A. Aminudin, S. K. Kamarudin, B. H. Lim, E. H. Majilan, M. S. Masdar, and N. Shaari, “An overview: Current progress on hydrogen fuel cell vehicles,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 11, pp. 4371–4388, Feb. 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.10.156.
- [38] J. Han, J. Feng, P. Chen, Y. Liu, and X. Peng, “A review of key components of hydrogen recirculation subsystem for fuel cell vehicles,” *Energy Conversion and Management: X*, vol. 15. Elsevier Ltd, Aug. 01, 2022. doi: 10.1016/j.ecmx.2022.100265.
- [39] M. Gazzani, P. Chiesa, E. Martelli, S. Sigali, and I. Brunetti, “Using hydrogen as gas turbine fuel: Premixed versus diffusive flame combustors,” *J Eng Gas Turbine Power*, vol. 136, no. 5, May 2014, doi: 10.1115/1.4026085.
- [40] A. C. Caputo, M. Palumbo, P. M. Pelagagge, and F. Scacchia, “Economics of biomass energy utilization in combustion and gasification plants: Effects of logistic variables,” *Biomass Bioenergy*, vol. 28, no. 1, pp. 35–51, Jan. 2005, doi: 10.1016/j.biombioe.2004.04.009.
- [41] E. B. Machin *et al.*, “Techno-Economic and Environmental Assessment of Municipal Solid Waste Energetic Valorization,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 23, Dec. 2022, doi: 10.3390/en15238900.