



Carrera  
Ingeniería Civil Mecánica  
Universidad de Concepción

# **Análisis multidimensional de la integración de una celda de combustible SOFC en una planta de generación de energía eléctrica de ciclo combinado**

**Claudio Andrés Roa Brüning**

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:  
Andrés René Escalona Inzunza  
Cristian Alberto Cuevas Barraza

Julio 2025  
Concepción, Chile

©2025 Claudio Andrés Roa Brüning

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

## Agradecimientos

Me gustaría destinar este espacio para agradecer a todas las personas que formaron parte de mi camino hasta este momento de mi vida.

Quiero agradecer infinitamente a mis padres, quienes fueron siempre un apoyo incondicional y me permitieron llegar hasta acá. Siempre creyeron en mí y me dieron las facilidades para cumplir incontables sueños y experiencias a lo largo de estos años. Por supuesto, mi hermana igual fue un ejemplo a seguir y su apoyo siempre estuvo presente. Nada de esto habría sido posible sin el apoyo de toda mi familia a quien quiero profundamente.

Además, a mi familia, abuelos, tíos y primos también quiero agradecer su respaldo y atención en mi proceso de formación. Mostrándose siempre como un impulso a seguir en cada etapa sin importar lo difícil que fuera.

A mis amigos y mis compañeros les debo gran parte del proceso y experiencias vividas en mi tiempo en la universidad. Me llevo incontables historias y momentos únicos que recordaré por siempre. Especialmente quiero dar gracias a mis amigos del colegio con quienes siempre hemos sido unidos, siempre fueron y serán parte de mi camino.

Incluso a mis perros, quienes me acompañaron incontables horas de estudio y fueron un gran apoyo emocional en todo mi periodo como estudiante.

Al profesor Andrés Escalona quiero decirle gracias por sus tirones de orejas cuando me vio algo flojo, además de por su atención y ayuda prestada durante este proceso. Al profesor Óscar Farías, por haber sido una fuente de respaldo, por su disposición a escuchar y de brindar ayuda.

Esta memoria está dedicada a mi Tata Carlos Brüning (Q.E.P.D.) quien lamentablemente falleció durante el periodo de realización de esta memoria. Me hubiese encantado que me viera como ingeniero, tal y como lo fue él. Pese a esto, siento un gran orgullo y fortuna de haber tenido un abuelo como él. Fue un modelo a seguir y una inspiración en toda mi familia y estoy seguro de que donde este estaría orgulloso de verme en este especial momento.

## Resumen

Este estudio evalúa la viabilidad técnica, económica y ambiental de integrar una SOFC en el ciclo combinado de una planta real en Chile, utilizando un modelo 0-D para dimensionar la SOFC. Sobre esta base, se diseña un sistema híbrido SOFC-TG-TV de 180 MW netos, que opera a densidades de corriente de potencia máxima de la celda de  $2,755 \text{ A/cm}^2$  ( $H_2$ ) y  $2,673 \text{ A/cm}^2$  ( $CH_4$ ). El módulo de SOFC- $H_2$  desarrolla 67,71 MW (36,33% de aporte), mientras que el de  $CH_4$  entrega 58,52 MW (32,43%). En cuanto a eficiencia global, se obtuvieron valores de 60,56% y 57,32%, presentando grandes mejoras frente al caso base escogido. Para 2025, el LCOE resulta de  $0,218 \text{ USD/kWh}$  ( $H_2$ ) y  $0,122 \text{ USD/kWh}$  ( $CH_4$ ), así mismo, el caso  $H_2$  retorna la inversión en 10 años, mientras que el  $CH_4$  alcanza un payback en el año 1. Además, un análisis de sensibilidad evidencia mayor estabilidad económica del  $CH_4$ . Desde el punto de vista ambiental, el  $H_2$  elimina el 100% de las emisiones de  $CO_2$  y el  $CH_4$  las reduce en un 55% respecto al ciclo base. De este modo, el caso  $H_2$  del sistema SOFC-TG-TV combina rendimiento técnico y superioridad en términos ambientales, mientras que el caso  $CH_4$  se presenta de forma atractiva en la rentabilidad económica.

**Palabras clave:** SOFC-TG-TV, modelo 0-D, Potencia máxima, LCOE, Emisiones de  $CO_2$ .

## Abstract

This study evaluates the technical, economic, and environmental feasibility of integrating an SOFC into the combined cycle of an actual power plant in Chile, using a 0-D model to size the SOFC. On that basis, a 180 MW hybrid SOFC-GT-ST system is designed, operating at cell maximum power current densities of  $2,755 \text{ A/cm}^2$  ( $H_2$ ) and  $2,673 \text{ A/cm}^2$  ( $CH_4$ ). The  $H_2$ -fed SOFC module generates 67,71 MW (36,33% contribution), while the  $CH_4$ -fed module delivers 58,52 MW (32,43%). In terms of overall efficiency, values of 60,56% and 57,32% were obtained, representing significant improvements over the chosen base case. For 2025, the levelized cost of electricity (LCOE) is  $0,218 \text{ USD/kWh}$  ( $H_2$ ) and  $0,122 \text{ USD/kWh}$  ( $CH_4$ ); likewise, the  $H_2$  case returns its investment in 10 years, whereas the  $CH_4$  case reaches payback in year 1. Furthermore, a sensitivity analysis reveals greater economic stability for  $CH_4$ . From an environmental standpoint,  $H_2$  eliminates 100% of  $CO_2$  emissions, and  $CH_4$  reduces them by 55% compared to the base cycle. Thus, the  $H_2$  scenario of the SOFC-GT-ST system combines strong technical performance with environmental superiority, while the  $CH_4$  scenario is particularly attractive in terms of economic profitability.

**Keywords:** SOFC-GT-ST, 0-D Model, Maximum power, LCOE,  $CO_2$  emissions .

# Contenidos

<b>Lista de Figuras .....</b>	<b>1</b>
<b>Lista de Tablas.....</b>	<b>2</b>
<b>Nomenclatura .....</b>	<b>3</b>
<b>1 CAPÍTULO 1: Introducción.....</b>	<b>5</b>
<b>1.1 Contexto .....</b>	<b>5</b>
<b>1.2 Estado del Arte.....</b>	<b>6</b>
1.2.1 Aplicaciones en ciclos de generación de energía.....	6
1.2.2 Combustibles .....	8
1.2.3 Materiales y geometrías.....	9
1.2.4 Modelación de sistemas SOFC .....	12
1.2.5 Emisiones de gases contaminantes .....	13
1.2.6 Desafíos económicos.....	14
<b>1.3 Alcances .....</b>	<b>14</b>
<b>1.4 Objetivos .....</b>	<b>15</b>
1.4.1 Objetivo general.....	15
1.4.2 Objetivos específicos .....	15
<b>1.5 Metodología.....</b>	<b>15</b>
1.5.1 Actividades OE1.....	15
1.5.2 Actividades OE2.....	16
1.5.3 Actividades OE3.....	17
1.5.4 Actividades OE4.....	17
1.5.5 Actividades OE5.....	18
<b>2 CAPÍTULO 2: Marco Teórico.....</b>	<b>19</b>
<b>2.1 Definición del caso de estudio .....</b>	<b>19</b>
2.1.1 Central Termoeléctrica Atacama.....	19
2.1.2 Datos técnicos y operativos .....	20
2.1.3 Emisiones de gases contaminantes .....	22
<b>2.2 Solución propuesta .....</b>	<b>22</b>
2.2.1 Casos de estudio y esquema .....	22
2.2.2 Método de solución.....	24
<b>2.3 Teoría y modelo matemático de SOFC.....</b>	<b>24</b>
2.3.1 Principio de funcionamiento .....	24
2.3.2 Modelo matemático 0-D.....	26
2.3.2.1 Circuito eléctrico equivalente .....	26
2.3.2.2 Voltaje de la celda .....	27
2.3.2.3 Voltaje máximo .....	28
2.3.2.4 Densidad de corriente máxima .....	28

2.3.2.5	Factor de utilización de combustible .....	28
2.3.2.6	Área específica de resistencia iónica interna .....	29
2.3.2.7	Eficiencia de la celda de combustible .....	30
2.3.2.8	Eficiencia del sistema híbrido .....	30
<b>2.4</b>	<b>Análisis económico .....</b>	<b>30</b>
2.4.1	Costo nivelado de energía (LCOE) .....	30
2.4.2	Costos de inversión .....	31
2.4.3	Índice CEPCI .....	32
2.4.4	Inversión capital total .....	32
<b>2.5</b>	<b>Análisis ambiental .....</b>	<b>33</b>
2.5.1	Emisiones de Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ) .....	33
2.5.2	Emisiones de óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> ) .....	33
<b>2.6</b>	<b>Parámetros de diseño y supuestos de modelación .....</b>	<b>34</b>
2.6.1	Parámetros y supuestos de la SOFC .....	34
2.6.1.1	Parámetros arquitectónicos de la SOFC .....	34
2.6.1.2	Parámetros de operación de la SOFC .....	35
2.6.2	Parámetros y supuestos de planta base y caso propuesto .....	35
2.6.3	Parámetros y supuestos para análisis económico .....	36
2.6.4	Parámetros y supuestos de análisis ambiental .....	37
<b>3</b>	<b>CAPÍTULO 3: Resultados de SOFC y Sistema híbrido .....</b>	<b>39</b>
<b>3.1</b>	<b>Resultados Modelo matemático de la SOFC .....</b>	<b>39</b>
3.1.1	Voltaje y Potencia .....	39
3.1.2	Temperatura .....	40
3.1.3	Espesor de electrolito .....	41
3.1.4	Relación s/c .....	42
3.1.5	Eficiencia de la celda .....	42
3.1.5.1	Efecto de la densidad de corriente .....	42
3.1.5.2	Efecto del factor de consumo de combustible .....	44
<b>3.2</b>	<b>Resultados del sistema integrado SOFC-TG-TV .....</b>	<b>44</b>
3.2.1	Instalación modular SOFC .....	45
3.2.2	Flujos y composición de gases .....	45
3.2.3	Potencia del sistema híbrido .....	47
3.2.4	Eficiencia del sistema híbrido .....	48
3.2.5	Comparación con caso base .....	50
3.2.6	Comparación con otros estudios .....	51
<b>4</b>	<b>CAPÍTULO 4: Resultados de Análisis Económico y Ambiental .....</b>	<b>54</b>
<b>4.1</b>	<b>Resultados análisis económico .....</b>	<b>54</b>
4.1.1	Costos e Inversión Capital .....	54
4.1.2	Resultados de LCOE .....	55
4.1.3	Indicadores de rentabilidad .....	56
4.1.4	Análisis de sensibilidad .....	59
4.1.4.1	Sensibilidad del LCOE .....	59

4.1.4.2	Sensibilidad del VAN .....	60
4.1.4.3	Sensibilidad del PayBack .....	61
<b>4.2</b>	<b>Resultados análisis ambiental .....</b>	<b>62</b>
4.2.1	Resultados de emisiones.....	62
4.2.2	Emisiones de CO <sub>2</sub> .....	63
4.2.3	Emisiones de NO <sub>x</sub> .....	64
4.2.4	Emisiones de MP y SO <sub>2</sub> .....	64
<b>5</b>	<b>Conclusiones.....</b>	<b>65</b>
	<b>Referencias.....</b>	<b>67</b>
	<b>Anexo.....</b>	<b>76</b>

## Lista de Figuras

Figura 1. Vista aérea de Central Térmica Atacama [Extraído de Google Maps].	19
Figura 2. Esquema de ciclo combinado de Central térmica Atacama (TGA+0,5TVC).	21
Figura 3. Esquema de la solución propuesta.	23
Figura 4. Diagrama de bloques de modelo matemático e integración del sistema SOFC-TG-TV.	24
Figura 5. Proceso y funcionamiento interno de una SOFC.	25
Figura 6. Circuito eléctrico equivalente de una SOFC.	27
Figura 7. Curva de polarización y potencia i-E-P. (a) Caso 1 $H_2$ . (b) Caso 2 $CH_4$ .	39
Figura 8. Efecto de la temperatura en curva i-E. (a) Caso 1 $H_2$ . (b) Caso 2 $CH_4$ .	40
Figura 9. Efecto del espesor de electrolito en curva i-E. (a) Caso 1 $H_2$ . (b) Caso 2 $CH_4$ .	41
Figura 10. Efecto de relación s/c en curva $i - E$ del caso 2 $CH_4$ .	42
Figura 11. Eficiencia y flujo de combustible vs $i$ . (a) Caso 1 $H_2$ . (b) Caso 2 $CH_4$ .	43
Figura 12. Efecto del factor de utilización de combustible en la eficiencia de la celda. (a) Caso 1 $H_2$ . (b) Caso 2 $CH_4$ .	44
Figura 13. Potencia neta de la instalación y de cada sistema vs $i$ . (a) Caso 1 $H_2$ . (b) Caso 2 $CH_4$ .	47
Figura 14. Eficiencia global de sistema híbrido y flujo de combustible vs $i$ . (a) Caso 1 $H_2$ . (b) Caso 2 $CH_4$ .	49
Figura 15. Valores de LCOE para casos 1 ( $H_2$ ) y 2 ( $CH_4$ ) en años 2025, 2030 y 2050.	55
Figura 16. Comportamiento del flujo de caja anual del proyecto. (a) Caso 1 ( $H_2$ ). (b) Caso 2 ( $CH_4$ ).	57
Figura 17. Diagrama de tornado sensibilidad de LCOE al precio de combustible.	59
Figura 18. Diagramas de tornado sensibilidad de VAN año 20 en escenario 2025. (a) Caso 1 $H_2$ . (b) Caso 2 $CH_4$ .	60
Figura 19. Mapas de calor sensibilidad bidireccional del PayBack. (a) Caso 1 $H_2$ . (b) Caso 2 $CH_4$ .	61

## Lista de Tablas

Tabla 1. Resultados de estudios de hibridación de sistemas SOFC de la literatura. ....	7
Tabla 2. Resultados de valores de eficiencia eléctrica de la instalación SOFC de gran escala. .....	8
Tabla 3. Emplazamiento geográfico y condiciones ambientales de la CTA. ....	19
Tabla 4. Configuraciones de operación de Central Térmica Atacama [65]. ....	20
Tabla 5. Datos operativos de ciclo combinado Atacama 1 operando con Gas Natural [64]. .....	20
Tabla 6. Especificaciones de equipos presentes en el ciclo combinado [65]. ....	21
Tabla 7. Emisiones año 2023 de la Central Termoeléctrica Atacama [66]. ....	22
Tabla 8. Casos de estudio y combustible utilizado. ....	23
Tabla 9. Fórmulas de estimación costo de componentes del sistema. ....	32
Tabla 10. Parámetros arquitectónicos de la SOFC. ....	35
Tabla 11. Parámetros de operación de la SOFC. ....	35
Tabla 12. Eficiencias de equipos involucrados. ....	36
Tabla 13. Variables económicas del proyecto. ....	37
Tabla 14. Lista de precios de recursos y productos. ....	37
Tabla 15. Parámetros para cálculo de óxidos de nitrógeno. ....	38
Tabla 16. Número total de celdas en cada caso de estudio. ....	45
Tabla 17. Composición de gases en la salida de la SOFC. ....	45
Tabla 18. Resultados de flujos másicos, temperaturas y presiones en puntos críticos. ....	46
Tabla 19. Potencias de cada subsistema y porcentaje de aportación. ....	48
Tabla 20. Flujo de combustible y eficiencia global del sistema SOFC-TG-TV ....	50
Tabla 21. Tabla resumen y comparativa de casos 1, 2 y base. ....	51
Tabla 22. Comparación de hallazgos con otros estudios. ....	52
Tabla 23. Valores de inversión capital y costos de combustible. ....	54
Tabla 24. Comparación de valores de LCOE con otras tecnologías SOFC. ....	56
Tabla 25. Indicadores de rentabilidad del sistema SOFC-TG-TV. ....	57
Tabla 26. Resultados de periodos de retorno de sistemas híbridos SOFC. ....	58
Tabla 27. Composición volumétrica de gases de combustión. ....	62
Tabla 28. Gases contaminantes emitidos por casos 1, 2 y base. ....	63
Tabla 29. Porcentaje de emisiones de $CO_2$ evitadas. ....	63
Tabla 30. Factores de emisión de $CO_2$ de sistemas SOFC en la literatura. ....	64
Tabla 31. Emisiones de $NO_x$ en ppm de ambos casos de estudio. ....	64

## Nomenclatura

<i>A</i>	: Área [ $cm^2$ ]
<i>CC</i>	: Costo capital [ $USD$ ]
<i>CAC</i>	: Costo anual de combustible [ $USD$ ]
<i>CEPCI</i>	: Chemical Engineering Plant Cost Index
<i>CTCA</i>	: Costo total capital anual [ $USD$ ]
<i>E</i>	: Voltaje [ $V$ ]
<i>F</i>	: Constante de Faraday [ $C/mol$ ]
<i>FRC</i>	: Factor de recuperación de capital
<i>GA</i>	: Gasto anual [ $USD$ ]
<i>I</i>	: Corriente eléctrica [ $A$ ]
<i>ICT</i>	: Inversión capital total [ $USD$ ]
<i>i</i>	: Densidad de corriente eléctrica [ $A/cm^2$ ]
<i>ir</i>	: Tasa de interés [%]
<i>K</i>	: Constante de equilibrio de reacción
<i>k</i>	: Constante de velocidad de reacción [ $cm^3/gmol - s$ ]
<i>LCOE</i>	: Costo nivelado de energía [ $USD/kWh$ ]
<i>MM</i>	: Masa molar [ $g/mol$ ]
<i>m</i>	: Masa [ $kg$ ]
<i>n</i>	: Moles [ $mol$ ]
<i>O&amp;M</i>	: Operación y mantenimiento [ $USD$ ]
<i>P</i>	: Presión [ $bar$ ]
<i>PCI</i>	: Poder calorífico inferior [ $kJ/kg$ ]
<i>PCS</i>	: Poder calorífico superior [ $kJ/kg$ ]
<i>Q</i>	: Calor [ $kW$ ]
<i>R</i>	: Constante universal de los gases ideales [ $J/mol - K$ ]
<i>r</i>	: Área específica de resistencia interna [ $cm^2/S$ ]
<i>T</i>	: Temperatura [ $^{\circ}C$ ]
<i>t</i>	: tiempo [ $seg$ ]
<i>W</i>	: Potencia [ $kW$ ]

$x$  : Fracción volumétrica

$yr$  : Año

### **Símbolos Griegos**

$\Delta$  : Energía [ $kJ/mol - K$ ]

$\delta$  : Espesor [ $mm$ ]

$\varepsilon$  : Eficiencia

$\eta$  : Factor de consumo

$\rho$  : Porosidad

$\sigma$  : Conductividad [ $S/cm$ ]

### **Subíndices**

$AC$  : Corriente alterna

$AUX$  : Auxiliar

$bba$  : Bomba

$CC$  : Corriente continua

$CG$  : Ciclo de gas

$CV$  : Ciclo de vapor

$comb$  : Combustible

$eq$  : Equivalente

$Fcp$  : Compresor de combustible

$f$  : Combustible celda

$ic$  : Intercambio de calor

$inv$  : Inversor de corriente

$m$  : motor eléctrico

$max$  : Máximo

$OCV$  : Voltaje de circuito abierto

$o$  : Oxígeno

$reg$  : Regenerador

# 1 CAPÍTULO 1: Introducción

## 1.1 Contexto

La sociedad actual se ve enfrentada al aumento de demanda energética y al problema de emisiones de gases de efecto invernadero, los cuales aportan en el calentamiento global. En 2019, las emisiones de  $CO_2$  alcanzaron cifras récord de 43,1 Gt, de las cuales 36,5 Gt provinieron de combustibles fósiles, cifra que aumentó a 36,8 Gt en 2022. Esto evidencia la urgencia en la toma de medidas de mitigación [1], [2]. En respuesta, el acuerdo de París (2015) fijó como meta limitar el aumento de la temperatura media global a menos de  $2^\circ C$ , con objetivos aspiracionales de  $1,5^\circ C$  a largo plazo [3]. Para alinearse con este escenario, los estudios más ambiciosos proponen una reducción de emisiones netas a cero hacia 2050. Esto implica una caída de aproximadamente 7,6% anual entre 2020 y 2030 [4], [5]. En el caso de Chile, según el Ministerio de Medio Ambiente, el sector energético aportó el 77% de las emisiones totales en 2018 y un 76% en 2022 [6], [7]. Ante situaciones como esta y en busca de reducir las emisiones de estos gases se promulgó la Ley 21.455, la cual establece la carbono neutralidad para el año 2050. Manteniendo a Chile en línea con los objetivos mundiales [8], [9].

Dentro de las tecnologías alineadas con la descarbonización, las celdas de combustible de óxido sólido (SOFC) destacan por su alta eficiencia, bajas emisiones y flexibilidad de utilización de combustibles. Una SOFC es un dispositivo electroquímico que convierte la energía química de un combustible en electricidad mediante una reacción de óxido-reducción. Esta se lleva a cabo mediante la oxidación combustible (hidrógeno o hidrocarburos) y la reducción del oxígeno molecular presente en el aire. La SOFC debe su nombre al electrolito de cerámico sólido que conduce los iones de oxígeno en la reacción química, y que se encuentra entre los electrodos de la celda (ánodo y cátodo). Este tipo de celda de combustible opera a altas temperaturas ( $600-1.000^\circ C$ ) lo que mejora la cinética de las reacciones electroquímicas, permitiendo alcanzar eficiencias elevadas (50–60%)[10], [11].

Las SOFC tienen la capacidad de integrarse en sistemas convencionales de generación (turbinas de gas, ciclos de vapor o combinados), formando configuraciones híbridas que aprovechan de forma óptima el calor residual. Gracias a sus elevadas temperaturas, los gases efluentes de la SOFC mantienen suficiente energía térmica para alimentar ciclos de generación, reduciendo el consumo de combustible y elevando la eficiencia global del sistema. A su vez, al convertir energía mediante reacciones electroquímicas en lugar de combustión pura, las emisiones de gases de efecto invernadero se ven reducidas [12]. Estas características junto a flexibilidad en el tipo de combustible permiten alcanzar eficiencias de hasta un 70% en configuraciones híbridas SOFC [13].

Este estudio diseña e integra un sistema híbrido SOFC-TG-TV en una central de generación de energía de ciclo combinado. Para ello, se selecciona una planta de ciclo combinado de gran potencia ubicada en Chile y se adapta para incorporar un módulo de celdas SOFC. El objetivo es elevar la eficiencia neta de la planta base y reducir sus emisiones de gases

contaminantes manteniendo su potencia. Para ello, se evaluarán de forma integrada los aspectos técnicos, ambientales y económicos del sistema híbrido propuesto.

## 1.2 Estado del Arte

En este apartado se presenta una revisión de la bibliografía relativa al área de estudio. Los temas abordados tienen directa relación con el estudio que se realiza en el presente informe permitiendo entender y relacionar los conceptos asociados.

### 1.2.1 Aplicaciones en ciclos de generación de energía

Las celdas de combustible de óxido sólido (SOFC) tienen un gran potencial a la hora de implementarse en ciclos de generación de energía. Su alta eficiencia en la conversión de la energía química de los reactantes las posiciona como alternativas atractivas a la hora de buscar mejoras en la eficiencia de sistemas convencionales.

Lai et al. [14] presenta múltiples casos trabajados por el mismo autor en otros estudios, donde se instalan stacks de SOFC en ciclos de generación. Se destaca la implementación de esta tecnología en ciclos que operan con turbina de gas o con turbina de vapor. Los resultados muestran que integrar estas tecnologías presenta aumentos en las eficiencias de la planta completa. Esto permite obtener valores de eficiencia por sobre 50%. Por otro lado, Huang et al. [15] presenta un análisis de sensibilidad de combustible con el fin de optimizar sistemas híbridos SOFC-TG. Las eficiencias eléctricas alcanzadas son superiores a los ciclos de gas convencionales, siendo 56,1%, 54,3% y 60,7% utilizando  $CH_4$ ,  $CO$  y  $H_2$  respectivamente.

Los ciclos de generación de energía basados en turbinas de gas suelen implementar lo que se conoce como Heat Recovery Steam Generator (HRSG), que corresponde a una caldera recuperadora para formar vapor a partir de los gases residuales del ciclo de gas. Estos equipos pueden ser utilizados en ciclos SOFC-TG a modo de recuperar energía térmica. La revisión de Buonomano et al. [16] presenta que utilizar HRSG en sistemas SOFC-TG permite generar vapor que permite aportar al proceso de reformado con vapor. Esto permite elevar nuevamente la eficiencia eléctrica del sistema alcanzando valores de 61,9%. En este mismo aspecto, Pirkandi et al. [17] realiza un estudio comparativo de la eficiencia eléctrica entre un ciclo de turbina de gas simple, un sistema híbrido SOFC-TG y un sistema híbrido triple que incorpora una turbina de vapor aguas abajo de la turbina de gas. Los resultados comprueban que la adición de una turbina de vapor incrementa los valores de eficiencia hasta 52%.

La versatilidad de implementación de esta tecnología lleva al desarrollo de sistemas de mayor complejidad. Yadav et al. [18] implementa un sistema SOFC-TG el cual emplea un sistema de dióxido de carbono supercrítico ( $sCO_2$ ) para recuperar el calor de la celda y la turbina de gas para generar energía adicional. Esto se realiza mediante un intercambiador de calor que calienta el  $CO_2$  que luego se expande en una turbina. Permitiendo alcanzar una eficiencia eléctrica de 61% en todo el sistema.

En los mismos lineamientos Chen et al. [19] se adentra en la implementación de las SOFC en la industria aeroespacial. El sistema que se estudia corresponde a uno tipo SOFC-TG

junto a una cámara de combustión en la salida de la SOFC. Al estar montado sobre una aeronave se distingue entre la fase de despegue y velocidad crucero, donde la primera demandaría más potencia al sistema. Los hallazgos demuestran que en estas fases las eficiencias alcanzan valores de 42,25% y 52,01% respectivamente. Esto evidencia que al operar sobre los rangos de diseño la eficiencia cae, comportamiento habitual en sistemas de generación. Además, demuestra que las SOFC al integrarse con ciclos de generación convencionales pueden tener utilidades en diversas áreas de la industria.

Existe un gran repositorio respecto a la integración de SOFC en tecnologías típicas de la industria [12]. Usualmente los estudios relativos al tema suelen involucrar análisis energéticos relativos a mejoras en eficiencias y consumos. A modo de síntesis, la Tabla 1 presenta un conjunto de estudios de hibridación de sistemas SOFC que tienen impacto en la comunidad científica. En esta se incluye el tipo de ciclo híbrido junto a la eficiencia eléctrica alcanzada.

**Tabla 1. Resultados de estudios de hibridación de sistemas SOFC de la literatura.**

Ciclo	Eficiencia eléctrica [%]	Ref.
SOFC-microTG	65	[20]
SOFC-TG (amb. vs presurizado)	66,5 / 72,5	[21]
SOFC-TG	52,9	[22]
SOFC-TG (escala de MW)	58,62	[23]
SOFC-TG-TV (amb. vs presurizado)	64,6 / 71,9	[24]
SOFC-TG	65,4	[25]
SOFC-TV	67	[26]
SOFC-TV vs SOFC-TG	75,2 / 78,74	[27]

Miembros de las instituciones U.S. Department of Energy (DOE) y National Energy Technology Laboratory (NETL) [28] analizan los aspectos técnicos de distintas configuraciones de plantas eléctricas basadas en SOFC utilizando gas natural. Además, se evalúan los casos tanto con o sin captura y almacenamiento de  $CO_2$ . La planta alcanza aproximadamente 600 MWe netos con post-combustión, incluyendo una turbina de gas y recuperación térmica en un ciclo Rankine. Los resultados de eficiencias eléctricas de la instalación de gran escala, con y sin captura y almacenamiento de carbono (CCS), se presentan en la Tabla 2. El valor de eficiencia del caso de referencia es incorporado a modo de comparación.

**Tabla 2. Resultados de valores de eficiencia eléctrica de la instalación SOFC de gran escala.**

Configuración	Eficiencia sin CCS	Eficiencia con CCS
SOFC atmosférica + reformado externo	59,2	56,3
SOFC atmosférica + reformado interno	65,9	
Caso de referencia	-	42,8

## 1.2.2 Combustibles

Como se mencionó anteriormente, las SOFC tienen la capacidad de operar con diferentes combustibles. Xu et al. [29] presenta una amplia revisión bibliográfica acerca de los combustibles que se utilizan y que suelen ser altamente estudiados en la literatura. El hidrógeno molecular ( $H_2$ ) es el combustible ideal para la SOFC, esto se debe a su alta eficiencia electroquímica y ausencia de emisiones directas de  $CO_2$ . Sin embargo, más del 90% del hidrógeno global se produce a través del uso de combustibles fósiles. Además, su transporte y almacenamiento implican retos logísticos y costos elevados. El monóxido de carbono ( $CO$ ) también puede oxidarse en la reacción electroquímica, aportando energía útil. Aunque su manejo debe ser cuidadoso, pues concentraciones elevadas de esta sustancia puede envenenar los materiales catalíticos y provocar formaciones de carbono sólido (coquización), obstruyendo la reacción electroquímica. Las SOFC permiten la utilización de hidrocarburos ( $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_3H_8$ ,  $C_4H_{10}$ , etc.). Entre los más estudiados se encuentra el metano, este requiere de ser reformado con vapor interno o externo para obtener  $H_2$  y  $CO$ . Especies como el etano, propano, butano ofrecen mayor densidad energética, pero su proceso de reformado debe ser controlado, pues son más propensos a la coquización. Los alcoholes como el metanol y el etanol ( $CH_3OH$  y  $C_2H_5OH$ ) pueden emplearse directamente o mediante reformados a temperaturas intermedias. El amoníaco ( $NH_3$ ) al ser una molécula libre, también puede usarse en la SOFC. Este se descompone en  $H_2$  y  $N_2$  a altas temperaturas y no genera  $CO_2$ . Por último, los combustibles sólidos (carbón, biomasa, coque, etc.) pueden ser utilizados, pero no suelen ser escogidos debido a posibles daños estructurales de la celda y formaciones masivas de coque.

El hidrógeno es un combustible atractivo de los mencionados, pues no genera estos gases de efecto invernadero en su reacción. Aravindan et al. [30] presenta los tipos de hidrógeno que existen en función de su método de producción. El hidrógeno “gris” es el tipo más abundante en la actualidad (95-96% del total mundial). Su obtención proviene del reformado con vapor de gas natural, reformado de gasolina o gasificación de carbón, procesos que generan  $CO_2$ . Se denomina “gris” por la elevada huella de carbono y, por tanto, no se considera sostenible a largo plazo. El hidrógeno “azul”, similar al “gris”, se obtiene por medio de combustibles fósiles, pero en este caso se emplean tecnologías de captura, almacenamiento y uso de carbono. Esto permite retener el  $CO_2$  antes de su liberación a la atmosfera. Se denomina “azul” debido a su carácter intermedio entre utilización de combustibles fósiles, pero reduciendo sus emisiones, siendo una alternativa de transición más ecológica que el “gris”. Finalmente, el hidrógeno “verde” es aquel que se obtiene de procesos de electrólisis del agua y utiliza electricidad exclusivamente de energías

renovables. El nombre “verde” se lo da su ciclo de vida prácticamente libre de emisiones de gases de efecto invernadero. Si bien es la alternativa más amigable, elevados costos de capital y operación limitan su masificación.

Como se mencionó, el hidrógeno “verde” proviene de la electrólisis del agua es un proceso en el cual se divide la molécula de  $H_2O$  en  $H_2$  y  $O_2$ . Existen diversos tipos de electrólisis, alcalina (AEC), intercambio de membrana protónica (PEM), intercambio de membrana aniónica (AEM) y celda de electrolisis de óxido sólido (SOEC) [30]. Esta última funciona a altas temperaturas (700-900°C) y utiliza vapor de agua, lo que permite reducir el consumo eléctrico al aprovechar el calor de la celda. La reacción que se ejecuta es inversa a la de una SOFC y entre sus ventajas principales están las altas eficiencias eléctricas, recuperación de calor y aplicaciones modulares. No obstante, requiere de materiales avanzados, precalentamiento del agua y su diseño es complejo en integraciones térmicas [31] Todo el proceso de electrólisis debe sus altos costos a los altos consumos de electricidad que demanda del costo operativo e infraestructuras adicionales especializadas. Esto consecuentemente lleva a costos elevados de venta del recurso [32].

Prosser et al. [33] reporta el costo nivelado de hidrógeno (LCOH) estimado para procesos de SOEC. Este valor se sitúa entre los 2 y 4 USD/kg, donde el valor más bajo se presenta en condiciones idealizadas. Adicionalmente, se considera viable alcanzar valores de LCOH bajos en el futuro si, los costos en electricidad se reducen, disminuyen los costos de las SOEC y obtención de calor de forma económica. Sadeq et al. [34] estima el costo del hidrogeno “verde” en 5 USD/kg, producido mediante electrólisis con energía renovable. Justifica este costo principalmente por la baja eficiencia de los electrolizadores y altos costos de infraestructura. Además, destaca la ausencia de mecanismos regulatorios efectivos, tales como impuestos al  $CO_2$ , poco apoyo de gobiernos ante estas tecnologías (subsidios), incentivos fiscales y regulatorios específicos.

El metano es otro combustible ampliamente estudiado en la tecnología SOFC. Fan et al. [35] realiza una revisión acerca del uso de este combustible. Se resalta que el metano es una fuente de combustible atractiva comercialmente, principalmente debido a su abundancia y bajo costo. Su implicancia requiere de un reformado con vapor para obtener  $H_2$  y  $CO$ . Además, señala que al ser una reacción química endotérmica la implementación en sistemas de alta temperatura se ve favorecida. En otro estudio del mismo autor [36], señala que el reformado interno es aquel que ocurre dentro del ánodo de la SOFC, y es el más eficiente térmicamente, aunque complejo de controlar. En cambio, el reformado externo ocurre en un reactor separado de la celda, ofreciendo mejor control del proceso, pero mayor cantidad de equipos. Debido a esto, el reformado externo suele ser más caro de implementar que el interno.

### 1.2.3 Materiales y geometrías

La geometría de las SOFC juega un rol importante en el comportamiento de esta. Pirou et al. [37] señala que las geometrías de tipo planar, tubular y plano-tubular suelen ser las preferidas en aplicaciones de diseño. La de tipo planar generalmente presenta ventajas frente a la tubular, ya que permite disminuir la presencia de pérdidas óhmicas, desarrollando mayores potencias y mejores eficiencias. Acerca del mismo tema, Nikiforakis et al. [12]

comenta que las celdas planares suelen recibir el nombre de “sándwich”, debido a su estructura ánodo-electrolito-cátodo. Además, se mencionan sus capacidades de configuración compacta y escalable, volviéndola adecuada para módulos de alta potencia. Sin embargo, entre sus desventajas se encuentran problemas de sellado, llevando a posibles filtraciones de los gases, y altas sensibilidades a gradientes térmicos, provocando fracturas o delaminación de capas. Por otro lado, las celdas tubulares consisten en tubos concéntricos donde los gases fluyen de forma axial o radial. Suelen tener mayores tolerancias al estrés térmico, volviéndose interesantes en aplicaciones con ciclos térmicos. Además, al contrario del tipo planar, su sellado es de mayor facilidad. Pese a esto, la geometría tubular se enfrenta a problemas de bajas densidades de potencia, ya que las distancias de transporte iónico y electrónico son mayores que en una celda planar. A esto se suma un mayor volumen, utilizando más espacio físico.

Al igual que la geometría, los materiales de las SOFC deben ser cuidadosamente estudiados. Cada componente de la celda (ánodo, cátodo o electrolito) debe tener su respectivo material con un espesor y porosidad adecuados para el transporte de iones y electrones. Los detalles acerca del funcionamiento de cada una de las partes de la celda de combustible se revisan de forma detallada en la sección 2.3.1.

Shaikh et al. [38] hace una revisión de los materiales normalmente empleados en ánodos de celdas. Se destaca que este electrodo debe ser un material poroso con buena conductividad electrónica, estabilidad química y tener buena actividad catalítica para oxidar el combustible. Con este contexto, los materiales comúnmente utilizados se listan a continuación.

I. Níquel – Zirconia Estabilizada con Itria (*Ni – YSZ*):

- Fórmula:  $Ni + (Y_2O_3)_x(ZrO_2)_{1-x}$

Este compuesto tipo Cermet corresponde al más utilizado en la industria. El Níquel actúa como conductor y catalizador en la oxidación del hidrógeno y el YSZ conduce iones de oxígeno. Se presenta como una tecnología madura, pero presenta problemas de deposición de carbono al utilizar hidrocarburos secos.

II. Níquel – Cerio Dopado con Gadolinio (*Ni – CGO*)

- Fórmula:  $Ni + Ce_{1-x}Gd_xO_{2-\delta}$

Material tipo Cermet alternativo a *Ni – YSZ* que permite operar con  $H_2/CO$  o hidrocarburos, con mayor tolerancia a la coquización. Aunque tiene menor estabilidad química que el YSZ.

III. Lantano dopado Estroncio, Cromo y Manganeso (*LSCM*)

- Fórmula:  $La_{1-x}Sr_xCr_{1-\gamma}Mn_\gamma O_3$

Perovskita conductora mixta iónica/electrónica, libre de metales y útil para operar con hidrocarburos a temperaturas intermedias. Suele tener buena compatibilidad térmica y no forma carbono. Su fabricación es más compleja y costosa que los cermets mencionados.

En el caso del cátodo, Pagliari et al. [39], [40] se adentra en los materiales relativos al cátodo de la celda. A diferencia del ánodo, en este electrodo ocurre la reducción del oxígeno

molecular, liberando iones de  $O^{2-}$ . El comportamiento de este electrodo debe garantizar buena actividad catalítica, estabilidad química y térmica. Los materiales más utilizados y estudiados se presentan a continuación.

I. Manganita de Lantano dopada con Estroncio (*LSM*)

- Fórmula:  $La_{1-x}Sr_xMnO_{3-\delta}$

Material tipo perovskita con buena conductividad electrónica. Suele mezclarse con YSZ a modo de mejorar su conductividad iónica. Presenta buena estabilidad química y estructural. No obstante, requiere de periodos extensos de activación.

II. Ferrita de Lantano dopada con Estroncio, Cobalto y Hierro (*LSCF*)

- Fórmula:  $La_{1-x}Sr_xCo_{1-\gamma}Fe_\gamma O_{3-\delta}$

Se menciona que este compuesto como competidor del *LSM* y que suele incorporar GDC. Su ventaja es el buen rendimiento que presenta desde el inicio, ya que no requiere de activación. Se debe tener cuidados adicionales ante atmosferas con alto contenido de  $CO_2$ , ya que adsorbe y forma carbonatos en su superficie.

Por último, está el electrolito, que actúa como conductor iónico al transportar los iones de oxígeno desde el ánodo al cátodo. Actúa como capa separadora de ambos electrodos e impide el paso de electrones. Al igual que los electrodos, a continuación, se presentan los materiales comúnmente utilizados y estudiados en la literatura [41], [42], [43].

I. Zirconia Estabilizada con Itria (*YSZ*)

- Fórmula:  $(Y_2O_3)_x(ZrO_2)_{1-x}$

Como se mencionó anteriormente, posee alta estabilidad química, térmica y mecánica, sumado a buena conductividad iónica a altas temperaturas. Sin embargo, en temperaturas intermedias su conductividad iónica disminuye.

II. Óxido de Cerio Dopado con Gadolinio (*GDC*)

- Fórmula:  $Ce_{1-x}Gd_xO_{2-\delta}$

Electrolito cerámico con estructura fluorita. Presenta buena estabilidad y conductividad iónica además de permitir el alcance de potencias elevadas. Los problemas asociados a atmósferas ricas en  $H_2$  pueden generar conductividad electrónica indeseada y depende de protección superficial y estabilidad del entorno en el ánodo.

III. Gallato de Lantano dopado con Estroncio y Magnesio (*LSGM*)

- Fórmula:  $La_{1-x}Sr_xGa_{1-\gamma}Mg_\gamma O_{3-\delta}$

Perovskita con alta conductividad iónica. Suele tener alta estabilidad térmica y química sin presentar degradación acelerada. No requiere de altas energías de activación. Sin embargo, no es compatible con ánodos de Ni, y su procesamiento es complejo en comparación a los dos materiales anteriores.

## 1.2.4 Modelación de sistemas SOFC

Los sistemas SOFC suelen tener varias implicancias que afectan el funcionamiento e integración de la tecnología en sistemas híbridos. Normalmente a modo de predecir el comportamiento de estos sistemas se utilizan modelos basados en la teoría disponible acerca de las SOFC. Esto da lugar al desarrollo de modelos matemáticos que permiten tener una aproximación de lo que se espera de las celdas de combustible en la realidad.

En este contexto, se utilizan métodos como el de Milewski et al. [44], [45], [46], [47], que consiste en un enfoque cero-dimensional (0-D). Este modelo de parámetros concentrados permite modelar el comportamiento de una SOFC sin adentrarse en materias relacionadas a sus internalidades (como distribuciones de temperatura o concentraciones al interior de la celda). En su lugar, se trabaja en un único volumen de control que abarca la celda en su totalidad. Esto se presenta de gran utilidad para integrar el comportamiento de las SOFC en sistemas híbridos (como SOFC-TG o SOFC-TG-HRSG). La idea central es representar la celda de combustible como un circuito eléctrico equivalente (ver Figura 6), de este modo el comportamiento de la celda queda definido en función de parámetros estructurales y materiales. De este modo se hace posible explorar configuraciones “off-design” y comparar materiales, configuraciones (como geometrías, temperaturas, combustibles, corrientes, etc.) o escalar las capacidades del sistema. El enfoque 0-D se presenta consistente en múltiples situaciones, y definiendo variables globales, permite conocer los impactos que tiene en diferentes escenarios de hibridación de sistemas. Se destaca la capacidad de obtener resultados físicamente interpretables y una flexibilidad que permite comparaciones con otros métodos. Aunque es ampliamente utilizado, se presenta como un modelo idealizado, donde la reducción de fenómenos físicos (como caídas de voltaje, gradientes de temperatura, difusión de masa, etc.) lo vuelven en ocasiones impreciso o incompatible. Esto provoca que el modelo sea válido en rangos que en la práctica sean alcanzables. De requerir mayor precisión se recomiendan modelos matemáticos de orden superior.

Entre los modelos que permiten obtener mejor calidad de detalles asociados a la celda se encuentran los modelos 1-D. Estos ofrecen una resolución espacial que permite obtener más detalles acerca de gradientes de temperatura y composiciones dentro de la celda. Así es como describe Min et al. [48] este tipo de modelos aplicados a SOFC. La modelación matemática 1-D no presenta reducciones que desvíen lo teórico de lo real, de esta forma no existe riesgo de generación de resultados no físicos. Si bien, presenta un grado más de precisión, en etapas preliminares de diseño no suele ser preferido frente al modelo 0-D.

Por otro lado, modelos de órdenes superiores como 2-D o 3-D son utilizados en modelos computacionales que buscan resultados específicos de la celda. Barzi et al. [49] utiliza el enfoque 2-D para resolver ecuaciones de Navier-Stokes acopladas con balances de masas y energía en los canales del ánodo y cátodo. Así, este tipo de aproximaciones suele tener utilidad en la optimización de diseños de canal y humidificación. En esta misma línea, Nashida et al. [50] emplea un modelo 3-D mediante el método de volúmenes finitos. Esto permite modelar de forma avanzada el transporte de calor y especies en los canales, interconectores y medios porosos de la celda.

### 1.2.5 Emisiones de gases contaminantes

Las SOFC son conocidas por sus bajas emisiones de gases contaminantes, provocando que sus estudios de integraciones en distintos sistemas abundan en la literatura. Wei et al. [51] realiza un estudio de ciclo de vida de un sistema SOFC para producir hidrógeno, electricidad y cogenerar calor. Se indica que, al obtener una eficiencia eléctrica alta sumado a la recuperación de calor, el impacto ambiental de operar la SOFC se ve reducido. Utilizando metano de diferentes orígenes (gas natural y biogás) las emisiones de  $CO_{2,eq}$  muestran valores bajos en diferentes escenarios. En este contexto, Arefdehghani et al. [52] incorpora un ciclo de captura de  $CO_2$  a su sistema SOFC lo que reduce las cantidades emitidas de este gas. Empleando metano el sistema propuesto una reduce las emisiones de 314,7 kg/MWh a 22,4 kg/MWh. Se menciona que integrar el ciclo de captura incrementa el valor de LCOE, aunque mediante la adición de impuestos a la tonelada de carbono emitida como potencial ahorro, permite a la tecnología competir ante plantas sin captura de  $CO_2$ .

La reducción de gases de efecto invernadero no involucra únicamente a plantas de generación de energía. Laio et al. [53] se ha adentrado en la integración de SOFC en medios de transporte, específicamente en automóviles. El reporte señala como objetivo la propulsión de un vehículo experimental mediante SOFC alimentada con amoníaco ( $NH_3$ ). Los hallazgos ejemplifican la versatilidad del uso de combustibles y emisiones inferiores a sistemas convencionales. Específicamente, se demuestra que al utilizar combustibles sin carbono como el hidrógeno o el amoníaco las emisiones directas son cercanas a cero. Otro informe acerca de medios de transporte integrados con SOFC es el de Güler et al. [54], el cual demuestra que incluso el sector marítimo tiene margen de mejora gracias a las SOFC. La hibridación del motor de combustión interna de un buque carguero junto a un ciclo de captura de carbono logró reducciones de hasta un 76%. Igualmente, utilizando  $H_2$  se lograron valores de 97% de reducción de emisiones. Estos casos refuerzan la posición de las SOFC como una tecnología avanzada en temas de reducción de emisiones, aunque sus aplicaciones de este tipo siguen en fases teóricas o experimentales.

Las emisiones de gases contaminantes al utilizar SOFC suelen verse reducidas, siendo atractivas en lo práctico. Sin embargo, la comunidad científica no suele considerar el impacto que conlleva la creación de estos sistemas, centrandolo la mayor parte de los esfuerzos en reducir las emisiones bajo operación. En este aspecto, Xiong et al. [55] realiza un seguimiento del proceso de manufactura de un stack de celdas de combustible de 83,5 kW, cuantificando sus emisiones. Se revela que la producción de los materiales de la celda y consumo eléctrico e hidráulico en planta generan un 50% de la huella total que asciende a un valor de 5.952 kg- $CO_{2,eq}$  por unidad. Aunque el estudio presenta una celda de combustible PEM, los procesos de producción no distan de los de una SOFC. Hwang et al. [56] realiza un estudio del mismo tipo en stacks de SOFC de 1 kW. Los resultados de la huella ambiental son atribuidos entre un 30% y 80% a los procesos de manufactura de la celda.

## 1.2.6 Desafíos económicos

Anteriormente se ha mencionado desafíos al implementar las celdas de combustible en la sociedad actual. Una de las principales barreras de esta tecnología son los costos asociados a su implementación y operación.

Oluleye et al. [57] desarrolla y aplica una metodología novel sobre plantas de tratamiento de aguas residuales en países europeos. El propósito es cuantificar hasta qué punto los incentivos y el tamaño de mercado pueden reducir la inversión en sistemas SOFC. Los hallazgos presentaron que se requiere un 71% de reducción de inversión inicial mediante apoyo externo para que las tecnologías puedan competir sin subsidios. Además, señala que la dependencia de incentivos en distintos países cubre reducciones parciales entre 13% y 38%, y suelen abandonar apoyos antes de la viabilidad autónoma de los proyectos. Esto genera un fenómeno denominado “trampa de incentivo”, provocando incertidumbre y periodos de retorno de inversión prolongados.

En el mismo marco económico, Zheng et al. [58] presenta un sistema multi-generación basado en SOFC el cual somete a evaluaciones económicas. Los resultados demuestran que la rentabilidad de un proyecto también puede verse afectada por la región del mundo en donde se evalúa. Además, se reconoce una falta de apoyo gubernamental y faltas de garantías de continuidad de los ya existentes.

Acerca de estas situaciones que afectan a la tecnología, Chen et al. [59] presenta un caso de incentivos estatales relacionado con SOFC. En el año 2011 el estado de Delaware, Estados Unidos, implementó un plan estatal de incentivos para atraer a la empresa Bloom Energy para desplegar la tecnología SOFC en el sector eléctrico. Esto se hizo mediante subsidios, beneficios de arriendo, modificaciones regulatorias a estándares renovables y una tarifa especial para garantizar un flujo de ingresos durante 21 años. El impacto económico se transparentó mediante la creación de centenares de empleos. Aunque la empresa devolvió parte del subsidio por incumplimiento de metas. Además, se generó controversia por la complejidad y duración de la tarifa especial de ingresos, provocando costos adicionales en los consumidores de Delaware. El estudio señala un aprendizaje clave asociado a la necesidad de políticas de largo plazo y transparencia para evitar las “trampas de incentivo”.

Con respecto a Chile, el sector de energías renovables, alcanzó un récord de inversiones en 2024, alcanzando los 5.700 MUSD y presentó un aumento del 231% interanual. Además de una creciente cooperación internacional para impulsar proyectos. Sin embargo, largos procesos de permisos ambientales y de conexión al sistema provocan pérdidas en el interés de competir con nuevas tecnologías. A esto se suma una falta de infraestructura portuaria para exportar o importar hidrógeno, quedándose atrás en la carrera de este recurso frente a naciones como Brasil [60], [61], [62], [63].

## 1.3 Alcances

En el presente estudio se realiza la integración teórica de un sistema híbrido basado en SOFC en una central de generación de ciclo combinado existente en Chile. Se identifica el margen de mejora del caso base, determinando sus parámetros y registros operacionales.

Así, se aborda la oportunidad de obtener mejoras en aspectos técnicos, económicos y ambientales al integrar la SOFC.

La resolución se hace mediante información teórica de las SOFC disponible en la literatura científica. Esto permite el desarrollo de un modelo matemático basado en valores fijos de diseño y parametrización de variables de entrada, permitiendo evaluar el comportamiento del sistema integrado.

## 1.4 Objetivos

### 1.4.1 Objetivo general

Analizar los aspectos técnicos, económicos y ambientales del diseño e integración de un sistema de generación de electricidad basado en celdas de combustible de óxido sólido (SOFC) en una planta de ciclo combinado existente en Chile.

### 1.4.2 Objetivos específicos

A modo de cumplir el objetivo general, se establecen 5 objetivos específicos que permiten elaborar el estudio de forma estructurada.

- **OE1:** Caracterizar los aspectos clave de diseño y las condiciones de contorno de las instalaciones de la Central Térmica Atacama (caso base).
- **OE2:** Diseñar en Engineering Equation Solver un modelo matemático 0-D de una SOFC operando con hidrógeno ( $H_2$ ) y metano ( $CH_4$ ) para su integración en el caso base.
- **OE3:** Evaluar el desempeño técnico del sistema híbrido SOFC-TG-TV integrado en el caso base mediante simulaciones a máxima potencia de la celda.
- **OE4:** Valorar la competitividad económico-ambiental del sistema híbrido SOFC-TG-TV frente al caso base mediante indicadores de rentabilidad, análisis de sensibilidad e impacto ambiental.
- **OE5:** Contrastar los resultados técnicos, económicos y ambientales con los hallazgos de estudios similares en la literatura.

## 1.5 Metodología

En esta sección, se detallan las actividades que se realizan para el cumplimiento de cada objetivo específico.

### 1.5.1 Actividades OE1

#### 1. Revisión bibliográfica sobre contexto de la tecnología

Se realiza una revisión de literatura científica, técnica y normativa para comprender el contexto actual de las tecnologías de generación de energía a base de sistemas híbridos SOFC. Se recopila información acerca de los principios de funcionamiento y capacidad de integración en sistemas de generación de energía eléctrica convencionales. Además, se

estudia el tipo de métodos comúnmente empleados en la resolución de sistemas híbridos SOFC.

#### 2. Recopilación de información técnica de la Central Térmica Atacama

Se recopila información acerca de la Central Termoeléctrica Atacama que permita caracterizar su sistema de generación de energía. Esto incluye información sobre su ubicación, especificaciones técnicas sobre equipos presentes en la instalación, modos de operación del ciclo de generación, tipos y consumos de combustible, eficiencia de la planta y registros de emisiones de gases contaminantes.

#### 3. Identificación de parámetros y condiciones de contorno

Se identifican los parámetros relevantes del caso base que influyen y justifican la integración de la SOFC. Además, se establecen las condiciones de contorno que permiten proponer la solución a la hibridación del ciclo combinado.

#### 4. Propuesta de solución

Se propone una solución a la integración del sistema SOFC-TG-TV en el caso base, respetando las condiciones de contorno y se declara la metodología que permite llevar a cabo la tarea. Se establecen los casos 1 y 2 que corresponden al combustible que se evalúa.

### 1.5.2 Actividades OE2

#### 1. Formulación del modelo termodinámico de la SOFC

Se desarrolla un modelo matemático con enfoque 0-D de una SOFC operando con  $H_2$  basado en la información disponible en la literatura científica. Este se desarrolla en EES y permite indagar acerca del comportamiento de la celda frente a distintos parámetros propios de esta.

#### 2. Validación del modelo y correcciones

Se valida el modelo analizando su comportamiento y consistencia al compararlo con estudios similares en la literatura. Se detectan comportamientos similares y coherentes, al igual que falencias que se corrigen.

#### 3. Confección de modelo 0-D para el caso 2

A partir del modelo desarrollado para el caso 1. Se modifica para que la SOFC opere con metano ( $CH_4$ ), que está definido como el caso 2 de estudio. Además, se añaden variables propias relativas a la operación con hidrocarburos y se evalúa consistencia con la literatura.

#### 4. Dimensionamiento del sistema para su integración

Se indaga acerca de la capacidad de escalamiento de potencia de los sistemas SOFC para su posterior integración en el caso base. Además, mediante la información técnica del ciclo del caso base, se desarrolla un modelo en EES que permite analizar el balance de masas y energías en el caso base.

### 1.5.3 Actividades OE3

#### 1. Integrar el modelo matemático de la SOFC del caso 1 en el ciclo del caso base

A partir del modelo matemático 0-D de la SOFC del caso 1, se realiza la integración al caso base mediante balances de masas y energías. Se consideran condiciones de contorno y se busca un nuevo balance en el sistema híbrido SOFC-TG-TV que permita mantener la potencia eléctrica y optimizar el caso base.

#### 2. Integrar el caso 2 de estudio

Al igual que el caso 1, se utiliza el modelo matemático de la SOFC del caso 2 para integrarlo en el ciclo del caso base. Se busca el equilibrio del sistema, igualar la potencia del caso base y mejorar sus parámetros de operación.

#### 3. Análisis y comparación de los casos 1 y 2 de estudio

Se realiza un análisis de los resultados técnicos de los casos 1 y 2. Se muestra el tamaño de la instalación junto con el número de celdas que permite alcanzar el objetivo. Además, los resultados se contrastan entre ambos casos, mostrando en cada aspecto técnico el combustible que mejor permite llevar a cabo la tarea.

#### 4. Comparación con el caso base

Los resultados de ambos casos son comparados con los del caso base. Se evidencian los aspectos de mejora y se destaca el caso que posee el mayor margen de mejora en cada aspecto comparado.

### 1.5.4 Actividades OE4

#### 1. Estudio de inversión asociado al proyecto.

Se realiza una aproximación de la inversión capital de ambos casos de estudio. Se investigan variables y métodos de aproximación basados en la literatura relativa al tema. Además, se esclarecen los desafíos de la implementación de estos sistemas y se determinan métodos de financiamiento habitualmente empleados en sistemas de generación de energía similares.

#### 2. Cálculo del costo nivelado de energía (LCOE) y barreras

Se procede al cálculo del LCOE a modo de analizar el costo de producción de energía para los casos 1, 2 y base. Al existir barreras como el precio del  $H_2$ , se proyectan valores de LCOE en los años donde la literatura científica señala que existirá una reducción en el precio de este combustible. Además, se realiza una comparación entre los valores de los casos para establecer su competitividad entre sí y en el mercado energético.

#### 3. Indicadores de rentabilidad y Análisis de sensibilidad

La rentabilidad del proyecto se evalúa en un horizonte de tiempo fijo. Se determinan los valores de VAN, TIR y PayBack en ambos casos de estudio. Además, se proporciona el comportamiento de estos indicadores en función de tres años distintos en los cuales se

realiza. A esto se añade un análisis de sensibilidad de las variables económicas más volátiles del proyecto.

#### 4. Análisis ambiental del sistema propuesto

Las emisiones de gases contaminantes del sistema híbrido son revisadas. Se analizan la cantidad de emisiones de cada gas de los casos 1 y 2 en el periodo de un año. Se justifica la cantidad presente de cada uno y se ofrece una comparación con el caso base de estudio.

### 1.5.5 Actividades OE5

#### 1. Comparación de resultados técnicos del sistema híbrido propuesto

Los resultados técnicos de la integración de una SOFC en el ciclo combinado del caso base se comparan y validan con estudios similares de otros autores en la literatura. Esto se realiza para los casos 1 y 2 simultáneamente.

#### 2. Comparación de resultados económicos del sistema híbrido propuesto

Al igual que con los resultados técnicos, los resultados económicos se comparan y validan con la literatura disponible. Se diferencian los valores de LCOE de otros estudios, comparando la competitividad de la tecnología, al igual que se comparan los periodos de retorno comúnmente normalizados por otros autores.

#### 3. Comparación de resultados ambientales del Sistema híbrido propuesto

Por último, se realiza la comparación de las emisiones de gases contaminantes con estudios similares de la literatura. Se estudian valores de factor de emisión por unidad de energía generada, al igual que la presencia de distintos gases según el combustible utilizado.

#### 4. Conclusiones

Se destacan aquellos resultados que presentan mayor relevancia en el estudio y se anotan a modo de resumen en las conclusiones. Además, se escoge aquel caso de estudio que mejor cumple los objetivos en la actualidad.

## 2 CAPÍTULO 2: Marco Teórico

### 2.1 Definición del caso de estudio

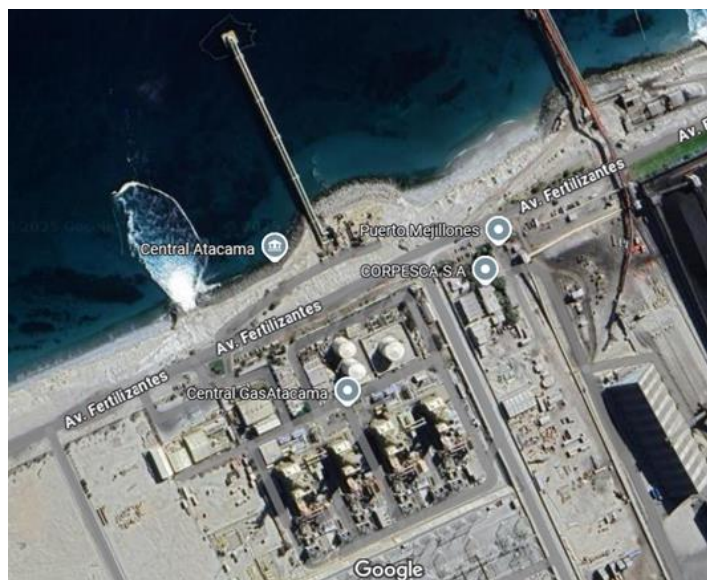
Para la instalación del sistema híbrido SOFC se ha escogido la central termoeléctrica Atacama. A continuación, se hará una revisión de sus instalaciones, consumos y registros de funcionamiento para luego evaluar la implementación de la celda de combustible SOFC.

#### 2.1.1 Central Termoeléctrica Atacama

La central Térmica Atacama (CTA), es propiedad de Enel Generación Chile S.A. y está ubicada a 50 km. al norte del puerto de Antofagasta, Mejillones, en la Región de Antofagasta, Chile. Es una central termoeléctrica de ciclo combinado que puede operar tanto con Gas Natural como Diésel [64]. A continuación, en la Tabla 3 se presentan datos sobre su ubicación y operación. Además, la Figura 1 presenta una vista aérea de las instalaciones.

**Tabla 3. Emplazamiento geográfico y condiciones ambientales de la CTA.**

Localización	Mejillones, Región de Antofagasta, Chile	
Coordenadas	-23,0898°; -70,4168°	
Temperatura promedio	18,2	°C
Humedad relativa promedio	74	%
Potencia instalada	757,4	MW
Generación anual promedio	2150	GWh



**Figura 1. Vista aérea de Central Térmica Atacama [Extraído de Google Maps].**

## 2.1.2 Datos técnicos y operativos

La central está conformada por dos ciclos combinados (Atacama 1 y 2), ambos compuestos por dos turbinas de gas y una turbina de vapor. A continuación, en la Tabla 4 se muestran los modos de operar de la central junto con la potencia nominal asociada y el combustible que puede utilizar en cada caso.

**Tabla 4. Configuraciones de operación de Central Térmica Atacama [65]**

Ciclo	Modos de operar	Combustible	Potencia nominal
Simple	TG1A / TG1B	Gas Nat. / Diésel	121,7 MW
Simple	TG2A / TG2B	Gas Nat. / Diésel	121,7 MW
Combinado	TG1A+0,5TV1C / TG1B+0,5TV1C	Gas Nat. / Diésel	189,35 MW
Combinado	TG2A+0,5TV2C / TG2B+0,5TV2C	Gas Nat. / Diésel	189,35 MW
Completo	TG1A+TG1B+TV1C	Diésel	378,7 MW
Completo	TG2A+TG2B+TV2C	Diésel	378,7 MW

Como se muestra en la Tabla 4, la central puede operar en múltiples configuraciones. En los casos de ciclo Simple o Combinado, la central puede operar utilizando solo un combustible a la vez, siendo Gas Natural o Diesel. Por otro lado, en caso de requerir utilizar el ciclo completo, el único combustible que permite hacerlo es el diésel. Por motivos de este estudio se analizará la configuración de ciclo combinado (TG1A+0,5TV1C) utilizando gas natural como combustible. La Figura 2 presenta un esquema simplificado del ciclo seleccionado. Se incluye la Tabla 5, que presenta el rendimiento del ciclo al operar en este modo. Además, las potencias corresponden a las del ciclo combinado mencionado con las potencias calculadas en base a lo reportado en los modos de operar de la Tabla 4.

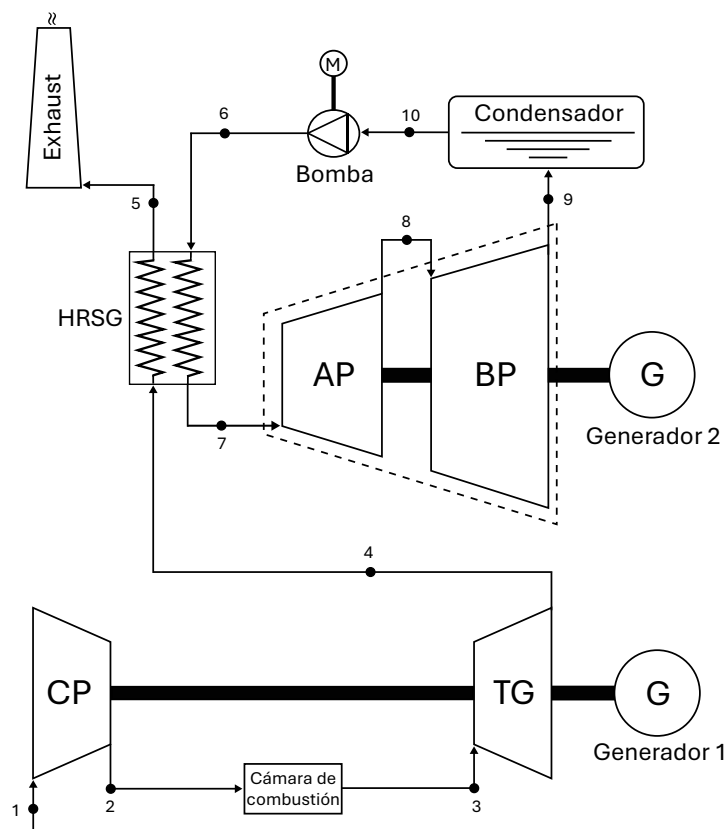
**Tabla 5. Datos operativos de ciclo combinado Atacama 1 operando con Gas Natural [64].**

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia eléctrica nominal Ciclo de gas	121,7	MW
Potencia eléctrica nominal ciclo de vapor	67,65	MW
Rendimiento	42,50	%

Adicionalmente, en la Tabla 6 se listan los componentes principales del ciclo combinado, indicando sus especificaciones técnicas y condiciones de operación reportados por la central.

**Tabla 6. Especificaciones de equipos presentes en el ciclo combinado [65].**

Equipo	Fabricante	GEC Alstom
Turbina de gas	Modelo	PG 9171E
	Temperatura gases entrada	1124 °C
	Temperatura gases salida	545 °C
Compresor	Relación de presión	12,3
Caldera de Recuperación	Presión de trabajo	69,2 – 70,3 bar
	Modelo	VEGA 209E
Turbinas de vapor	2 cuerpos	AP/BP
	Presión de vapor AP/BP	69,6/4,6 bar
	Temperatura vapor AP/BP	520/188 °C
Condensador	Presión de trabajo	45 mbar abs.
	Temperatura en entrada	31 °C



**Figura 2. Esquema de ciclo combinado de Central térmica Atacama (TGA+0,5TVC).**

La Figura 2 muestra el esquema de la instalación del ciclo combinado TG1A+0,5TV1C de la Central Térmica Atacama. Se ha realizado una simplificación de las instalaciones con el objetivo de facilitar la integración de la celda de combustible en la solución propuesta en la sección 2.2. Esto permite trabajar con los equipos principales del ciclo para evaluar los aspectos de interés.

### 2.1.3 Emisiones de gases contaminantes

A continuación, se presenta la Tabla 7. Esta presenta las emisiones en toneladas anuales de la central Atacama en su totalidad (Atacama 1 y 2) durante el año 2023.

**Tabla 7. Emisiones año 2023 de la Central Termoeléctrica Atacama [66].**

Gas emitido	Valor	Unidad
MP	57,635	
$SO_2$	4,461	[Ton/año]
$NO_x$	419,829	
$CO_2^*$	861.513,978	

## 2.2 Solución propuesta

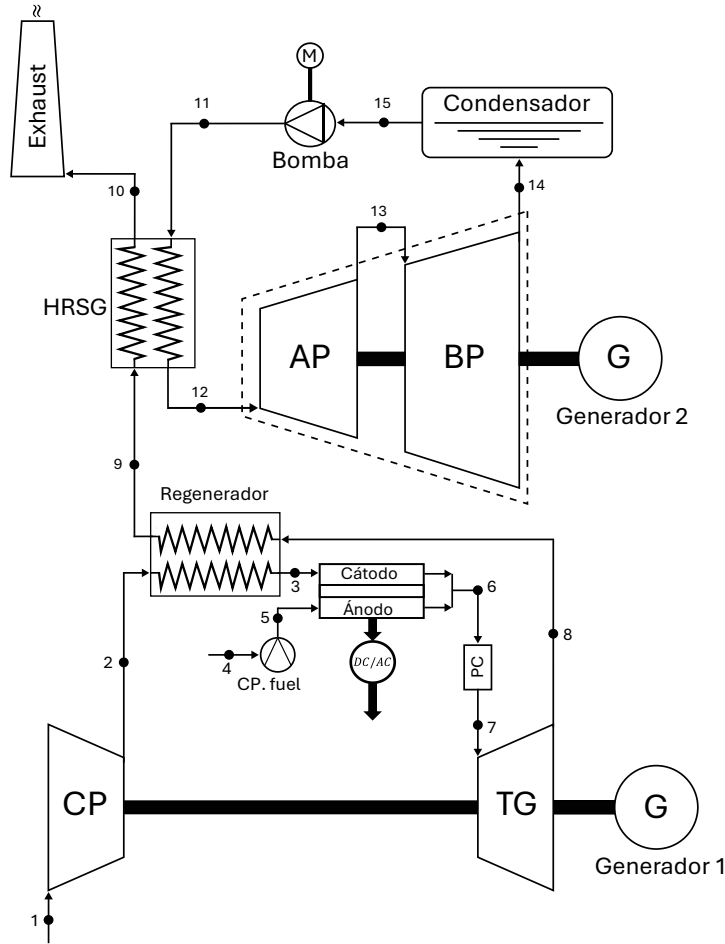
El sistema propuesto consiste en la integración de un sistema modular escalable de celdas de combustible de óxido sólido (SOFC) en las instalaciones del caso base expuesto. Esto convierte el ciclo combinado en un sistema de generación híbrido SOFC-TG-TV, utilizando los componentes del ciclo de gas y vapor ya existentes. El objetivo principal de esta integración es igualar la potencia del ciclo del caso base (~180MW). Al igual que, mejorar el rendimiento global del sistema y reducir las emisiones de gases contaminantes. Esto se realiza en las instalaciones de la planta, sin modificar sus equipos. Además, la generación de potencia se realiza operando las celdas a una densidad de corriente para la cual su potencia eléctrica sea máxima ( $i = i(W_{SOFC} = W_{SOFC,max})$ ).

### 2.2.1 Casos de estudio y esquema

El sistema modular SOFC se incorporará en la etapa del ciclo de gas, específicamente antes de la cámara de combustión. La finalidad de esto es el aprovechamiento de los gases calientes que salen de la SOFC y utilizar el combustible no consumido en la cámara de combustión. Esto eleva la temperatura de los gases mediante la quema del combustible remanente en la mezcla de gases que sale de la SOFC. Se estudiarán dos configuraciones independientes del sistema, cada una operando con un único combustible, el caso 1: hidrógeno ( $H_2$ ), y el caso 2: metano ( $CH_4$ ), esto se muestra en la Tabla 8. Luego, se realiza una comparación que permite evaluar el desempeño técnico y las implicancias económicas asociadas a cada caso. La Figura 3 ilustra un esquema de la instalación propuesta.

**Tabla 8. Casos de estudio y combustible utilizado.**

Caso de estudio	Combustible utilizado
Caso 1	Hidrógeno ( $H_2$ )
Caso 2	Metano ( $CH_4$ )



**Figura 3. Esquema de la solución propuesta.**

La Figura 3 muestra la celda integrada en el ciclo combinado de la Figura 2. El sistema híbrido SOFC-TG-TV está simplificado de tal forma que, el sistema modular de celdas no involucra sistemas de refrigeración y la celda es capaz de mantener la temperatura de operación por sí sola. Además, el sistema que permite obtener vapor para el reformado del metano no se modela en este estudio.

Esta integración contempla la adición de nuevos equipos que permiten su implementación en el ciclo del caso base. Entre estos equipos se encuentran un compresor adicional con su respectivo motor. Un regenerador que precalienta el aire antes de ingresar a la SOFC con el fin de evitar posibles fallas por cambios de temperatura abruptos. Un inversor de

corriente continua a corriente alterna, ya que la SOFC entrega corriente continua al operar. Además de equipos adicionales que forman parte del balance de la planta.

## 2.2.2 Método de solución

A modo de realizar la integración del sistema híbrido propuesto se utilizará un modelo matemático 0-D. Este modelo permite reducir el comportamiento de la celda a un único volumen de control. Para esto se definen parámetros fijos acordes al diseño propuesto de la celda. De esta forma introduciendo los valores de densidad de corriente y el número de celdas que se desea instalar es posible conocer la potencia neta y la eficiencia global del sistema SOFC-TG-TV. La Figura 4 muestra el diagrama de bloques del modelo propuesto.

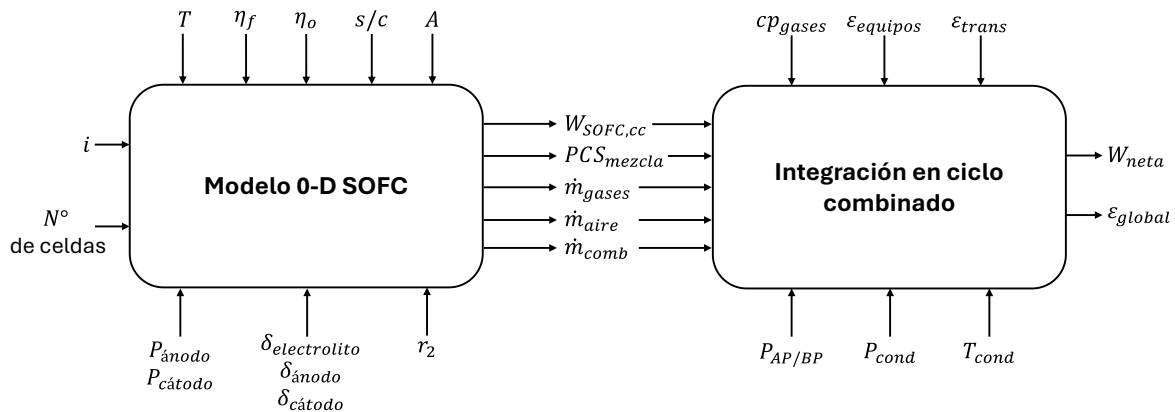


Figura 4. Diagrama de bloques de modelo matemático e integración del sistema SOFC-TG-TV.

## 2.3 Teoría y modelo matemático de SOFC

La integración de la SOFC en el ciclo combinado de la planta base se realizará mediante un modelado matemático basado en la teoría detrás de esta tecnología.

### 2.3.1 Principio de funcionamiento

Las celdas de combustible de óxido sólido (SOFC) son un tipo de celda de combustible que opera a altas temperaturas, normalmente entre 600°C y 1000°C. Utilizan un electrolito cerámico el cual conduce exclusivamente iones de oxígeno ( $O^{2-}$ ), que se generan en el cátodo por la reducción del oxígeno ( $O_2$ ), al captar electrones del circuito externo. Estos iones migran a través del electrolito hacia el ánodo, donde reaccionan con el combustible, oxidándolo y liberando la misma cantidad de electrones que iones migrados desde el cátodo. Esto mantiene el balance de cargas dentro del sistema. Los electrones viajan por un circuito externo hacia el cátodo, completando el ciclo y generando electricidad en corriente continua (CC). Como productos de esta reacción se obtiene vapor de agua en caso de utilizar Hidrógeno, o vapor de agua y dióxido de carbono ( $CO_2$ ) cuando se utilizan hidrocarburos como el metano ( $CH_4$ ) [10], [44], [45]. La Figura 5 de forma esquemática los procesos y funcionamiento interno de una SOFC. Además, los componentes estructurales de una SOFC se presentan a continuación:

➤ **Ánodo**

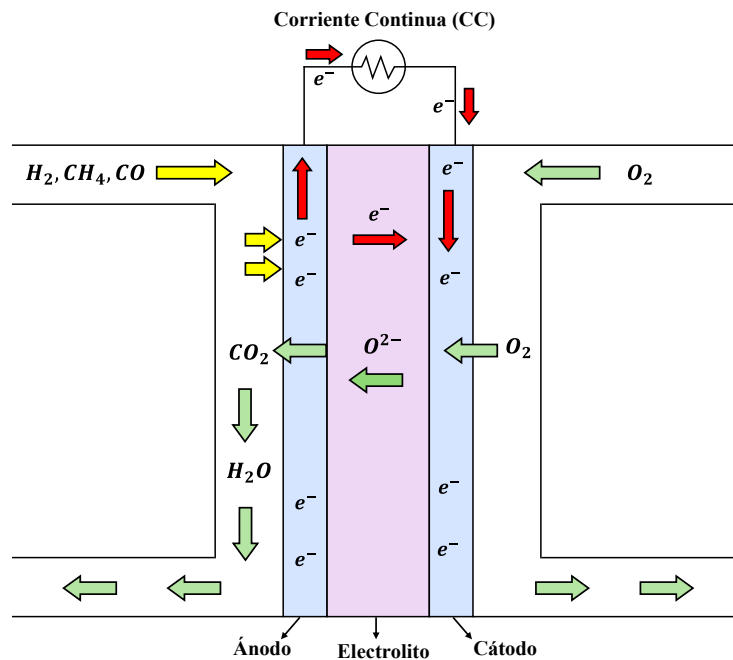
En el ánodo los combustibles ( $H_2$ ,  $CH_4$  reformado con vapor, etc.) reaccionan con los iones de oxígeno liberando electrones hacia el circuito externo. Esta reacción electroquímica completa el proceso de oxidación iniciado por la migración iónica.

➤ **Cátodo**

En el cátodo, el oxígeno molecular ( $O_2$ ) presente en el aire es reducido mediante la captación de electrones, formando iones de oxígeno ( $O^{2-}$ ) que luego migran a través del electrolito hacia el ánodo. Esta reacción ocurre en la zona de triple fase (TPB), donde coexisten el material sólido del cátodo, el gas y el electrolito.

➤ **Electrolito**

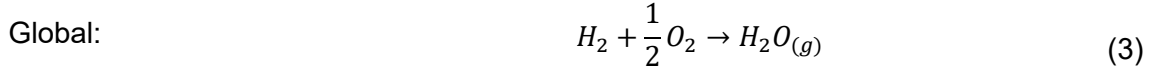
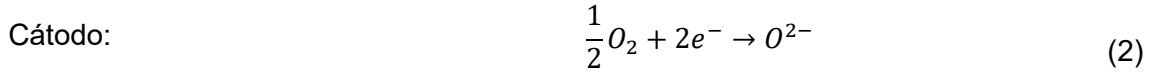
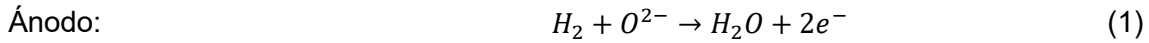
El electrolito es el medio por el cual viajan los iones de oxígeno desde el cátodo hacia el ánodo sin que ocurra conducción electrónica. Este debe asegurar que el transporte se efectuó de forma eficiente y que los gases se mantengan separados en cada electrodo, evitando cortocircuitos internos.



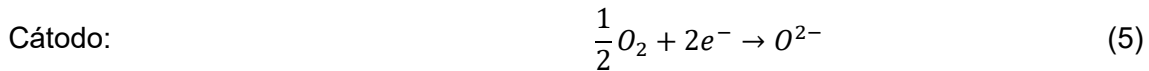
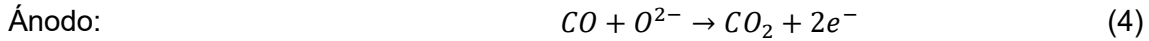
**Figura 5. Proceso y funcionamiento interno de una SOFC.**

Las SOFC tienen la capacidad de trabajar con distintos combustibles, lo que las hace más versátiles ante diferentes alternativas. Entre los combustibles con los que puede operar se encuentran el Hidrógeno ( $H_2$ ), el Monóxido de Carbono ( $CO$ ) y el gas Metano ( $CH_4$ ) con reformado de vapor. Existe la posibilidad de operar utilizando hidrocarburos, pero no es común en la industria actual [29], [44]. Las reacciones químicas que gobiernan cada caso se presentan a continuación.

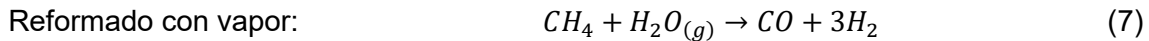
- Hidrógeno ( $H_2$ ) como combustible:



- Monóxido de Carbono ( $CO$ ) como combustible:



- Metano ( $CH_4$ ) como combustible:



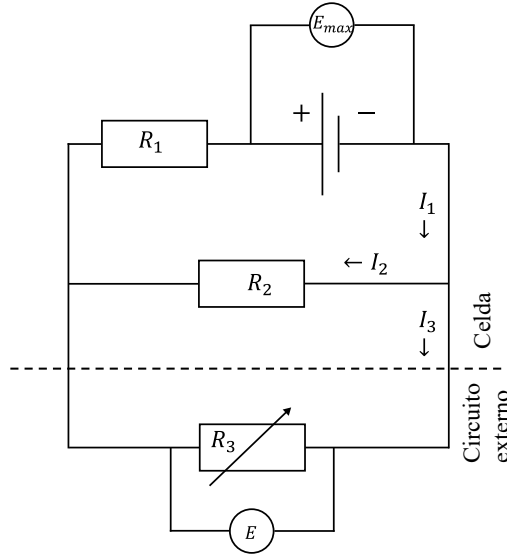
En particular, el metano ( $CH_4$ ), al ser una molécula mas compleja que el Hidrógeno, requiere ser reformado para liberar el hidrógeno utilizable. Este reformado puede realizarse de forma externa a la celda o de forma interna en el ánodo, dependiendo del diseño y control térmico del sistema.

### 2.3.2 Modelo matemático 0-D

El modelo utilizado para la resolución de la integración de la SOFC en el ciclo combinado corresponde a una aproximación 0-D. Como se mencionó anteriormente, este tipo de modelo matemático se ajusta a los objetivos de este estudio, permitiendo resolver el modelo en base a la teoría y ecuaciones conocidas.

#### 2.3.2.1 Circuito eléctrico equivalente

El modelo 0-D indica que los procesos internos del funcionamiento de la SOFC pueden ser simplificados en forma de un circuito eléctrico equivalente, como el de la Figura 6. Todo el flujo de electrones es representado en forma de corriente  $I_1$ . Luego, esta corriente se divide en dos; la corriente  $I_3$ , que atraviesa el circuito externo de la celda, lugar donde se extrae la corriente eléctrica útil, y la corriente  $I_2$ , que representa las fugas de electrones al electrolito. Esto provoca pérdidas en la tensión y se representa en forma de resistencia eléctrica  $R_2$ . El electrolito también presenta oposición al flujo de iones de  $O^{2-}$  que lo atraviesa, generando pérdidas y que se representan con la resistencia  $R_1$ . Esta se dispone en serie en el flujo de electrones, de esta forma la caída del voltaje es fielmente representada por la pérdida real de voltaje en la celda. Por su parte,  $R_3$  representa la impedancia de la carga externa por donde circula  $I_3$  [44], [45], [46], [67].



**Figura 6. Circuito eléctrico equivalente de una SOFC.**

Al aplicar las leyes de Kirchoff y de Ohm, es sistema de ecuaciones que define el comportamiento de la celda queda como se presenta a continuación en la ecuación (1).

$$\begin{cases} E_{max} = I_1 \cdot R_1 + I_2 \cdot R_2 \\ I_1 = I_2 + I_3 \\ E = I_2 \cdot R_2 \end{cases} \quad (1)$$

El valor de corriente útil ( $I_3$ ) depende directamente de la cantidad de combustible y oxidante alimentados. Esto permite definirla de la siguiente forma:

$$I_3 = \eta_f \cdot (I_{max} - I_2) \quad (2)$$

Donde el valor de  $I_{max}$  es definido en la sección 2.3.2.4 y  $\eta_f$  en la sección 2.3.2.5 del presente estudio.

### 2.3.2.2 Voltaje de la celda

Gracias al circuito eléctrico de la Figura 6 y las ecuaciones (1) y (2) se permite plantear la ecuación (3), que define el voltaje de la celda para un área y corriente determinados.

$$E_{SOFC} = \frac{E_{max} - i_{max} \cdot r_1 \cdot \eta_f}{\frac{r_1}{r_2} \cdot (1 - \eta_f) + 1} \quad (3)$$

Donde,  $E_{SOFC}$  es el voltaje de la celda en función del modelo presentado;  $E_{max}$  corresponde al voltaje máximo de la celda;  $\eta_f$  es el factor de utilización de combustible;  $i_{max}$  es la densidad de corriente máxima la cual es definida por el reactivo limitante de la reacción;  $r_1$  es el área específica de resistencia iónica interna y  $r_2$  es el área específica de resistencia electrónica interna.

### 2.3.2.3 Voltaje máximo

En general el voltaje máximo depende de la reacción que exista entre el oxígeno y el combustible. Debido a que el proceso de generación de potencia en una celda es un proceso isotérmico, es posible definir el voltaje máximo como el máximo trabajo del proceso isotérmico. Para obtener este valor se utiliza la ecuación general de Nernst, que para el caso de una SOFC puede definirse como se muestra en la ecuación [45].

$$E_{max} = \frac{R \cdot T}{4 \cdot F} \cdot \ln \left( \frac{P_{O_2,cátodo}}{P_{O_2,ánodo}} \right) \quad (4)$$

Donde,  $R$  es la constante universal de los gases;  $T$  es la temperatura absoluta;  $F$  corresponde a la constante de Faraday;  $P_{O_2,cátodo}$  es la presión parcial del oxígeno en la salida del cátodo y  $P_{O_2,ánodo}$  es la presión parcial del oxígeno en la salida del ánodo.

### 2.3.2.4 Densidad de corriente máxima

La densidad de corriente es la cantidad de corriente eléctrica generada por la celda por unidad de área. Se asume como el valor potencialmente más alto que puede generarse, es decir, un valor de corriente para el cual todo el combustible es utilizado en la reacción. Este valor relaciona dos parámetros principalmente, el flujo de combustible u oxidante que se suministra y el área activa de la celda. Esta relación se define de la siguiente forma en la ecuación (5).

$$I_{max} = \min \left\{ \begin{array}{l} 2 \cdot F \cdot n_{H_2,eq} \\ 4 \cdot F \cdot n_{O_2,eq} \end{array} \right. \quad (5)$$

Donde,  $n_{H_2,eq}$  corresponde al flujo molar equivalente de  $H_2$  en el ánodo de la celda y  $n_{O_2,eq}$  al flujo molar equivalente de oxígeno en el cátodo de la celda. De este modo, se define aquel reactante que limita la corriente máxima alcanzable, y será aquel que genere el menor valor de corriente entre ambas expresiones en la ecuación (5).

Para casos en donde la celda es alimentada con combustibles que no sean Hidrogeno ( $H_2$ ), el flujo molar equivalente de  $H_2$  ( $n_{H_2,eq}$ ), se define de la siguiente manera:

$$n_{H_2,eq} = n_{H_2} + n_{CO} + 3n_{CH_3OH} + 4n_{CH_4} + 6n_{C_2H_6OH} + 7n_{C_2H_6} + 10n_{C_3H_8} + 13n_{C_4H_{10}} \quad (6)$$

Esto permite expresar el valor de densidad de corriente máxima ( $i_{max}$ ) según las ecuaciones (5) y (6), y el área de la celda en la ecuación (7).

$$i_{max} = \frac{I_{max}}{A} \quad (7)$$

Siendo  $I_{max}$  el valor de corriente máxima obtenido mediante la ecuación (5) y  $A$  el área de la celda de combustible.

### 2.3.2.5 Factor de utilización de combustible

En la práctica, asumir que el 100% del combustible introducido reacciona dentro de la celda es un valor idealizado. Así, el factor de utilización de combustible corresponde a la razón entre la cantidad de combustible que reacciona y la cantidad total alimentada. Esta relación, para celda de combustible puede expresarse de la manera mostrada en la ecuación (8).

$$\eta_f = \frac{i}{i_{max,f}} \quad (8)$$

Aquí,  $\eta_f$  corresponde al factor de utilización de combustible;  $i$  a la densidad de corriente y  $i_{max,f}$  a la densidad de corriente máxima que se desarrolla mediante el combustible.

Para el caso del factor de consumo de oxidante ( $\eta_o$ ), la expresión es la misma, pero con los valores correspondientes a este reactante [44]. Esto se muestra en la ecuación (9).

$$\eta_o = \frac{i}{i_{max,o}} \quad (9)$$

Donde  $i_{max,o}$  es la densidad de corriente máxima que se desarrolla mediante el oxígeno.

### 2.3.2.6 Área específica de resistencia iónica interna

La SOFC está compuesta por un electrolito cubierto por capas de ánodo y cátodo, las cuales influyen en la conductividad iónica. El material, diseño y porosidad de los electrodos influirán en el voltaje de salida de la celda. Esto se debe a que cada componente de la celda posee su propia resistencia iónica. La resistencia iónica de la celda por unidad de área se expresa de la siguiente forma:

$$r_1 = \sum_{j=1}^{N_{capas}} \frac{\delta_j \cdot (1 - \rho_j)}{\sigma_j} \quad (10)$$

Donde,  $\sigma$  es la conductividad iónica cuyo valor se calcula mediante la ecuación (11)  $\rho$  es la porosidad del material,  $\delta$  es el espesor y  $j$  es el número de capa.

$$\sigma = \sigma_0 \cdot e^{\frac{-\Delta_{act}}{RT}} \quad (11)$$

$\sigma_0$  es la conductividad iónica del material en función de su temperatura y  $\Delta_{act}$  es la energía de activación. Ambos valores dependen del material que se utilice.

#### 2.3.2.6.1 Área específica de resistencia electrónica interna

Al igual que los óxidos sólidos conducen iones, también permiten el paso de electrones, que, sumado a posibles fugas de gases en el electrolito, se da un efecto similar al de la conductividad eléctrica. Este tipo de resistencia se ve afectada por el espesor del electrolito y la temperatura, pero su influencia es incierta [44], [45].

$$r_2 = \frac{\delta}{\sigma_2} \quad (12)$$

Para conocer el valor de  $r_2$ , se utiliza la ecuación del voltaje de circuito abierto:

$$E_{OCV} = \frac{E_{max}}{\frac{r_1}{r_2} + 1} \quad (13)$$

Así, es posible obtener la ecuación que permite definir la conductividad electrónica, y por ende la resistencia electrónica:

$$\sigma_2 = \delta \frac{E_{max} - E_{OCV}}{r_1 \cdot E_{OCV}} \quad (14)$$

### 2.3.2.7 Eficiencia de la celda de combustible

El rendimiento eléctrico de una SOFC se define como la fracción de energía química del combustible que efectivamente es transformada en potencia eléctrica útil. Esto permite evaluar el desempeño real del sistema en condiciones de operación específicas y se representa en la ecuación (15) [18].

$$\varepsilon_{SOFC} = \frac{W_{SOFC,CC}}{\dot{m}_{comb} \cdot PCI_{comb}} \quad (15)$$

Donde  $W_{SOFC,CC}$  representa la potencia eléctrica generada por la celda;  $\dot{m}_{comb}$  el flujo de combustible alimentado a la celda y  $PCI$  el poder calorífico inferior del combustible.

### 2.3.2.8 Eficiencia del sistema híbrido

La eficiencia global del sistema híbrido SOFC-TG-TV se obtiene de forma similar a la ecuación (15). En este caso se deben incluir todas las potencias eléctricas de los equipos generadores y se debe restar la de equipos que consuman de esta potencia. La ecuación (16) presenta el método señalado.

$$\varepsilon_{global} = \frac{W_{neta}}{Q_{comb}} = \frac{(W_{SOFC,CC} \cdot \varepsilon_{inv}) + W_{CG} + W_{CV} - W_{AUX}}{\dot{m}_{comb} \cdot PCS \text{ ó } PCI_{comb}} \quad (16)$$

## 2.4 Análisis económico

Para evaluar económicamente el sistema SOFC-TG-TV propuesto se utilizarán indicadores económicos que permiten estudiar su factibilidad en el mercado y la rentabilidad de este.

### 2.4.1 Costo nivelado de energía (LCOE)

El Costo nivelado de energía (LCOE) es un indicador económico que teniendo en cuenta la vida útil del sistema representa el valor promedio del costo total de la generación de energía por unidad de energía producida. Cuanto menor sea el valor del LCOE, mejor será la competitividad económica del sistema evaluado [68].

La ecuación (17) muestra la forma general de calcular este indicador [69].

$$LCOE_{año j} = \frac{GA_j}{\dot{W}_{anual}} \quad (17)$$

El valor del LCOE permite evaluar la competitividad de la tecnología propuesta en el año  $j$  que se escoja, lo que permite estudiar las posibilidades de ingreso al mercado de producción. Así, la variable  $GA$  representa el gasto anual en el año  $j$ , y  $\dot{W}_{anual}$  la generación de energía anual del sistema. Comúnmente, el LCOE se representa en la moneda utilizada por unidad de energía generada, que por propósitos de análisis de este estudio se expresará en USD/kWh.

La ecuación (18) permite conocer el valor del gasto anual ( $GA$ ) en el año  $j$ .

$$GA_j = CTCA + O\&M + CAC_j \quad (18)$$

Entre los valores que suman al gasto anual se encuentran el Costo Total Capital Anual  $CTCA$  y el Costo Anual de Combustible  $CAC$ , ambos factores relativos al año  $j$ . Además, los costos de operación y mantenimiento del sistema  $O\&M$  son considerados en este gasto.

Por otro lado, la ecuación (19) representa la forma de obtener el valor del Costo Anual de Combustible.

$$CAC_j = \dot{m}_{comb} \cdot Precio_{comb,j} \quad (19)$$

Donde,  $\dot{m}_{comb}$  es el flujo másico de combustible anual, multiplicado por el precio del combustible utilizado en el año evaluado.

La ecuación (20) indica como calcular el valor del Costo Total Capital Anual con correcciones mediante factores que influyen en la inversión.

$$CTCA = ICT \cdot (1 + f_{EPCC}) \cdot (1 + f_{TOC}) \cdot (1 + f_{TPC}) \cdot FRC \quad (20)$$

El valor de  $ICT$  corresponde a la Inversión Capital Total del proyecto en el año evaluado y  $FRC$  corresponde al Factor de Recuperación Capital. Además, se utilizan factores de corrección que permiten ajustar el valor del  $CTCA$  a un valor más cercano a la realidad [69], [70]. Estos son los siguientes:

- $f_{EPCC}$  (Engineering, Procurement, Construcción & Commissioning): corrige el costo de los equipos aplicando los costos de ingeniería, aprovisionamiento, construcción y puesta en marcha.
- $f_{TPC}$  (Total Plant Cost): corrige el costo EPCC a un costo total de planta, añadiendo contingencias de proyecto y proceso.
- $f_{TOC}$  (Total Overnight Cost): corrige el TPC incluyendo gastos de producción, costos del dueño, inventario de capital y financiamiento "overnight".

El Factor de Recuperación de Inversión se calcula mediante la ecuación (21).

$$FRC = \frac{ir \cdot (1 + ir)^{yr}}{(1 + ir)^{yr} - 1} \quad (21)$$

Este factor representa la fracción anual de la inversión capital que debe recuperarse cada año a lo largo de la vida útil del proyecto ( $yr$ ) considerando la tasa de descuento ( $ir$ ) aplicada.

## 2.4.2 Costos de inversión

La Inversión Capital Total  $ICT$  del sistema propuesto proviene mayoritariamente de los costos capitales  $CC$  de los componentes que se deben integrar. La Tabla 9 contiene las ecuaciones correspondientes a fórmulas de estimación de costo base de equipos que se deberán adquirir en función de un parámetro medible y que es relativo a cada equipo.

**Tabla 9. Fórmulas de estimación costo de componentes del sistema.**

Componente	Función de costo base	CEPCI (año ref.)	Ec.
SOFC	$CC_{SOFC} = A_{SOFC} \cdot (2,96 \cdot T_{SOFC} - 1907)$	525,4 (2007)	(22)
Inversor	$CC_{inv} = 10^5 \cdot \left(\frac{W_{SOFC,cc}}{500}\right)^{0,7}$	395,6 (2002)	(23)
Regenerador	$CC_{reg} = 3 \cdot 130 \cdot \left(\frac{area_{ic}}{0,093}\right)^{0,78}$	468,2 (2005)	(24)
Compresor de combustible	$CC_{Fcp} = 1516,5 \cdot (W_{Fcp})^{0,67}$	402,3 (2003)	(25)
Motor eléctrico	$CC_m = 26,18 \cdot W_m^{0,95}$	382 (1996)	(26)
Bomba	$CC_{bba} = 200 \cdot (W_{bba})^{0,65}$	567,5 (2017)	(27)
Referencias: [58], [69], [71], [72], [73], [74], [75]			

### 2.4.3 Índice CEPCI

El índice CEPCI (Chemical Engineering Plant Cost Index) es un parámetro empírico desarrollado por la revista “Chemical Engineering” que permite estimar el costo anual de un equipo o planta industrial a partir de un costo base de referencia. Este índice refleja las fluctuaciones en los precios de materiales, equipos y servicios asociados a la construcción de instalaciones industriales. Su principal función es actualizar estimaciones económicas en ingeniería y permitir el análisis de viabilidad en valores monetarios consistentes en el tiempo. A continuación, la ecuación (28) presenta la forma de aplicación de este método a partir del índice CEPCI al año en curso [69], [71], [72].

$$CC_{k,2025} = CC_{k,año\ ref} \cdot \frac{CEPCI_{2025}}{CEPCI_{año\ ref.}} \quad (28)$$

Donde,  $CC$  corresponde al costo capital del equipo  $k$  en el año 2025 y en el año de referencia; luego el cociente del índice  $CEPCI$  del año en curso y del año de referencia crea un factor de corrección que se aplica sobre el costo capital del componente en el año de referencia, entregando como producto el costo capital actualizado.

### 2.4.4 Inversión capital total

La Inversión Capital Total  $ICT$  del proyecto bajo evaluación en el año  $j$  se presenta en la ecuación (29) y corresponde a la sumatoria total de Costos Capitales de cada componente en el año en curso [69].

$$ICT = \sum CC_{k,2025} \quad (29)$$

## 2.5 Análisis ambiental

El análisis ambiental del sistema SOFC-TG-TV es fundamental para evaluar sus beneficios. Al operar utilizando  $H_2$  y  $CH_4$ , las emisiones de gases contaminantes se ven reducidas únicamente a dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y óxidos de nitrógeno ( $NO_x$ ).

### 2.5.1 Emisiones de Dióxido de carbono ( $CO_2$ )

Las emisiones de  $CO_2$  provienen de aquellos combustibles que contienen carbono en su composición. De esta forma, solo el caso 2 que consume metano tendrá dióxido de carbono en sus productos de combustión. La cantidad de este compuesto se calcula mediante el análisis estequiométrico de la reacción (6) [76].

### 2.5.2 Emisiones de óxidos de Nitrógeno ( $NO_x$ )

A diferencia del  $CO_2$ , este gas no se produce como productos de la reacción química de combustión. La formación de  $NO_x$  se produce cuando el nitrógeno del aire se combina con el oxígeno a altas temperaturas. Esta formación de óxidos de nitrógeno ( $NO$  y  $NO_2$ ) puede provenir de múltiples reacciones químicas entre el oxígeno y el nitrógeno. A continuación, se presentan las algunas reacciones que producen  $NO_x$  [76], [77].



Para obtener el valor de óxidos de nitrógeno que se forman, se debe estudiar la cinética de la reacción, específicamente su velocidad de reacción. La ecuación (30) presenta la formación de  $NO$  en función de la velocidad de formación a partir de las proporciones volumétricas de  $O_2$  y  $N_2$  [76].

$$\frac{d[NO]}{dt} = 2 \cdot k_{1f} \cdot \left( \frac{K_p P^0}{R \cdot T} \right)^{\frac{1}{2}} \cdot [x_{N_2}] \cdot [x_{O_2}]^{1/2} \quad (30)$$

Donde,  $k_{1f}$  es la constante de velocidad de la reacción,  $K_p$  es la constante de equilibrio,  $P^0$  es la presión de referencia,  $x_{N_2}$  y  $x_{O_2}$  son las proporciones volumétricas de nitrógeno y oxígeno moleculares. Así, conociendo el tiempo que tarda la reacción en completarse, es posible aplicar la siguiente ecuación (31).

$$\int_0^t \frac{d[NO]}{dt} \quad (31)$$

Donde  $t$  es el tiempo de retención de los gases en la cámara de combustión. Luego, para conocer la concentración del  $NO$  en partes por millón (ppm), se utiliza la ecuación (32).

$$x_{NO} = [NO] \cdot \frac{R \cdot T}{P} \quad (32)$$

Finalmente, la ecuación (33) permite plantear las emisiones que se producen por unidad de energía generada.

$$x_{NO_x(el)} = x_{NO} \cdot \frac{\dot{m}_{gases} \cdot MM_{NO}}{MM_{gases} \cdot \dot{W}_{neta}} \quad (33)$$

$x_{NO_x(el)}$  presenta la cantidad de óxidos de nitrógeno generadas en  $mg/kWh$ .  $\dot{m}_{gases}$  corresponde al flujo másico de gases de combustión,  $MM_{NO}$  y  $MM_{gases}$  son las masas molares de  $NO$  y los gases de combustión. Por último,  $\dot{W}_{neta}$  es la energía generada por el sistema SOFC-TG-TV en  $kWh$  [78].

## 2.6 Parámetros de diseño y supuestos de modelación

A continuación, se presentarán los parámetros, condiciones de borde y supuestos que se utilizarán para la integración, evaluación ambiental y económica del sistema SOFC-TG-TV propuesto.

### 2.6.1 Parámetros y supuestos de la SOFC

Para la resolución del modelo matemático de la SOFC se consideraron las siguientes condiciones:

- i. La composición volumétrica del aire es 21%  $O_2$  y 79%  $N_2$ .
- ii. El combustible alimentado a la SOFC se encuentra en estado puro.
- iii. La temperatura de los gases en la salida de la celda se mantiene a la temperatura de operación.
- iv. No existe transferencia de calor entre la celda y el ambiente.
- v. El sistema se encuentra en estado estacionario.
- vi. La distribución de presión y temperatura al interior de la celda es uniforme.
- vii. El reformado de vapor es interno en el ánodo.

#### 2.6.1.1 Parámetros arquitectónicos de la SOFC

La celda diseñada posee las siguientes especificaciones relativas a sus materiales, los cuales permanecen constantes en el estudio realizado.

- i. El ánodo está compuesto de  $Ni + YSZ$ .
- ii. El cátodo está compuesto de  $LSM$ .
- iii. El electrolito está compuesto de  $YSZ$ .
- iv. La celda es planar

Además, la Tabla 10 presenta los parámetros arquitectónicos principales de la celda:

**Tabla 10. Parámetros arquitectónicos de la SOFC.**

Parámetro	Valor	Unidad	Ref.
Espesor del ánodo	1	mm	[45]
Porosidad del ánodo	76	%	[45]
Espesor del electrolito	8	$\mu m$	[45]
Espesor del cátodo	20	mm	[45]
Área de la celda	225	$cm^2$	

### 2.6.1.2 Parámetros de operación de la SOFC

La celda diseñada tiene como objetivo funcionar de forma conjunta con un ciclo combinado (TG-TV). Esto implica que su diseño debe contemplar su acoplamiento y la generación de energía debe ser distribuida entre todos los equipos presentes. La Tabla 11 incorpora los parámetros operativos de la celda.

**Tabla 11. Parámetros de operación de la SOFC.**

Parámetro	Valor	Unidad	Ref.
Temperatura	800	$^{\circ}C$	[45]
Presión del lado del ánodo	7	bar	[44]
Presión del lado del cátodo	12,3	bar	[65]
Factor de utilización de combustible	0,7	[-]	[44]
Factor de utilización de oxígeno	0,1	[-]	[44]
Área específica de resistencia electrónica ( $r_2$ )	2,7	$cm^2/S$	[45]
Relación s/c	2		[44]

### 2.6.2 Parámetros y supuestos de planta base y caso propuesto

Para la resolución de la planta base e integración del sistema SOFC-TG-TV se consideraron las siguientes condiciones:

- i. El Sistema es adiabático, ideal y reversible (isentrópico).
- ii. El método de resolución consiste en balances de masa y energía.
- iii. No se modela el subsistema de enfriamiento del condensador.
- iv. Al compresor de aire ingresa aire a temperatura y presión del ambiente
- v. Al compresor de combustible ingresa combustible a temperatura y presión del ambiente.
- vi. El calor específico de los gases de combustión se asumió como  $1,26 \text{ kJ}/\text{kg} - K$ .

- vii. Los equipos presentes en el caso base son mantenidos y se deben respetar sus limitaciones operativas.

Junto con las especificaciones técnicas de los equipos presentes en la planta base (ver Tabla 6), a continuación, en la Tabla 12 se presentan las eficiencias asociadas a los equipos presentes en la instalación.

**Tabla 12. Eficiencias de equipos involucrados.**

Parámetro	Valor	Unidad	Ref.
Eficiencia de turbina de gas	90	%	
Eficiencia de compresor de aire	85	%	
Eficiencia de compresor de combustible	85	%	
Eficiencia de turbinas de vapor AP y BP	85	%	
Eficiencia de la bomba	70	%	
Eficiencia de motores eléctricos	90	%	
Eficiencia de transmisión eje turbina-generator	90	%	
Eficiencia generadores	90	%	
Eficiencia del regenerador	55	%	
Eficiencia inversor AC/DC	98	%	[28]

### 2.6.3 Parámetros y supuestos para análisis económico

El análisis económico influye en gran manera cuando se evalúa la competitividad y factibilidad del sistema SOFC-TG-TV propuesto. Los supuestos utilizados en el análisis económico se listan a continuación.

- i. La demanda de electricidad se considera perfectamente inelástica en los años de evaluación del Proyecto.
- ii. Toda la energía eléctrica producida es vendida.
- iii. No se aplica inflación interanual a los análisis del comportamiento flujo de caja.
- iv. El precio del Gas Natural del caso base se asume como el mismo que el caso 1 debido a su alto contenido de metano (90%) [79].

Los indicadores económicos dependerán directamente de las variables que afectan la inversión capital del proyecto. Estos factores e indicadores se listan a continuación en la Tabla 13.

**Tabla 13. Variables económicas del proyecto.**

Parámetro	Valor	Unidad	Ref.
Años de evaluación	20	años	[58]
Horas de operación anuales	8000	horas	
Índice CEPCI 2024	798,8	-	[80]
O&M	2,5-3% de <i>ICT</i>	<i>USD</i>	[81]
$f_{EPCC}$	9	%	[70]
$f_{TOC}$	20,20	%	[70]
$f_{TPC}$	52,5	%	[70]
Tasa de descuento	8	%	[82]

Los precios de combustible, electricidad y costo social de emisiones de dióxido de carbono según año de evaluación se presentan en la Tabla 14.

**Tabla 14. Lista de precios de recursos y productos.**

Parámetro	Valor	Unidad	Ref.
Precio hidrógeno ( $H_2$ ) 2025	4,50	<i>USD/kg</i>	[82]
Precio hidrógeno ( $H_2$ ) 2030	2,50	<i>USD/kg</i>	[83]
Precio hidrógeno ( $H_2$ ) 2050	1,00	<i>USD/kg</i>	[83]
Precio metano ( $CH_4$ )	0,06	<i>USD/kWh</i>	[84]
Precio electricidad	0,11	<i>USD/kWh</i>	[85]
Precio electricidad propuesto	0,12	<i>USD/kWh</i>	
Precio Créditos de Carbono	25,00	<i>USD/Ton</i>	[86]
Costo social de $CO_2$	63,40	<i>USD/Ton</i>	[87]
Costo específico de inversión	0,898	<i>MUSD/MW</i>	[88]

#### 2.6.4 Parámetros y supuestos de análisis ambiental

El análisis ambiental se realiza sobre el ciclo combinado escogido. Esto indica que se deben ajustar los datos de emisiones de gases contaminantes de toda la planta a este ciclo combinado. A continuación, se presentan los supuestos que se utilizan para la resolución:

- i. Las condiciones de presión son las expuestas en la Tabla 3.
- ii. El valor de masa molar del  $NO_x$  se asume como el de  $NO$ , ya que es el compuesto que más abunda en la mezcla.

- iii. El aire y combustible están perfectamente filtrados y no existen trazas de azufre o MP presente en el ambiente.

La Tabla 15 contiene los parámetros que se utilizan para el cálculo de emisiones de  $NO_x$ .

**Tabla 15. Parámetros para cálculo de óxidos de nitrógeno.**

Parámetro	Valor	Unidad	Ref.
$k_{1f}$ .	$1,82 \times 10^{14}$	$cm^3/gmol-s$	[76]
Tiempo de retención ( $t$ )	0,25	$\mu seg$	[76]
$K_p P^0$ .	20,90	$Pa$	[76]

### 3 CAPÍTULO 3: Resultados de SOFC y Sistema híbrido

En esta sección se presentarán los resultados técnicos de la integración del sistema SOFC-TG-TV. Los resultados se centran en la validación del modelo matemático utilizado y resultados del diseño e integración de la SOFC en el ciclo combinado existente.

#### 3.1 Resultados Modelo matemático de la SOFC

Se analizarán los casos 1 y 2, correspondientes al combustible que se introduce a la SOFC ( $H_2$  o  $CH_4$ ). Ambos casos serán analizados simultáneamente, a modo de comparación. Además, se da validez a los resultados por medio de la evaluación de diferentes parámetros y la comparación con otros estudios del área.

##### 3.1.1 Voltaje y Potencia

La curva densidad de corriente vs voltaje ( $i$  vs  $E$ ) y la curva densidad de corriente vs potencia ( $i$  vs  $P$ ) para los casos 1 y 2, se presentan en las Figuras 7-a y 7-b.

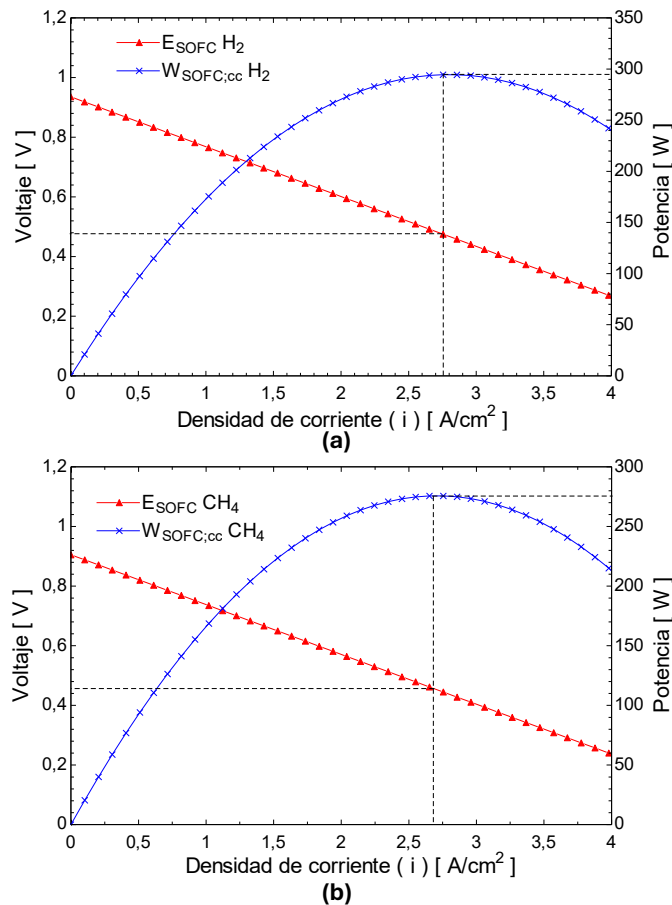


Figura 7. Curva de polarización y potencia  $i$ - $E$ - $P$ . (a) Caso 1  $H_2$ . (b) Caso 2  $CH_4$ .

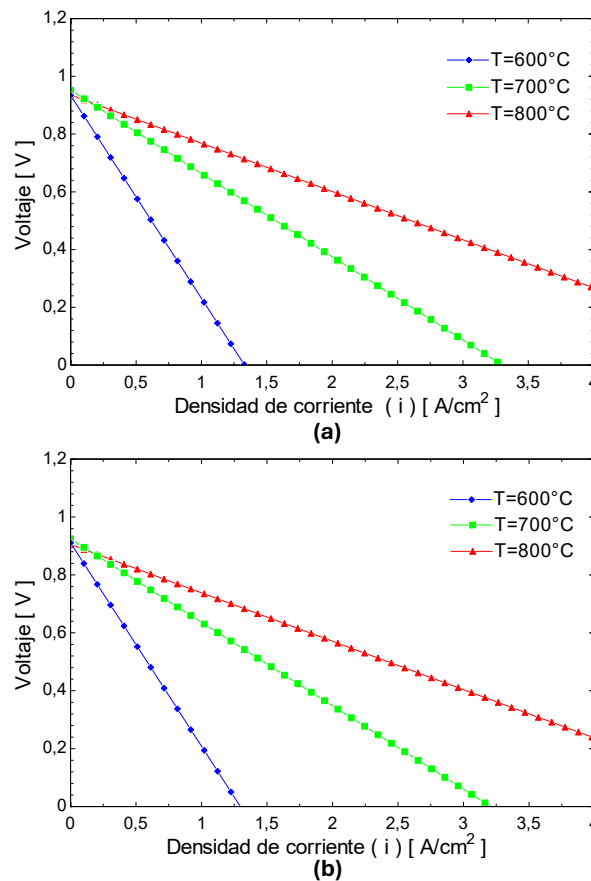
Al observar las curvas se puede ver el comportamiento del voltaje de la celda a diferentes valores de densidad de corriente. Conforme se aumenta este valor, el voltaje de salida de la SOFC disminuye.

Para el caso 1 de estudio (Figura 7-a), el voltaje en su punto máximo es ligeramente mayor que el del caso 2 (Figura 7-b), siendo 0,953 V y 0,922 V respectivamente. Milewski et al. [44], [45], presenta la ecuación de Nernst, la cual refleja que al añadir más compuestos a la salida del ánodo (caso 2) disminuye la presión parcial de  $O_2$  en este electrodo.

Las curvas tienen forma de campana, detectando un pico en la potencia que genera la celda. Para el caso 1 el pico de potencia se encuentra una densidad de corriente igual a  $2,755 A/cm^2$  entregando una potencia de 294,5 W y en el caso 2 el pico de potencia se alcanza a un valor de densidad de corriente de  $2,673 A/cm^2$  y es de 275,7 W.

### 3.1.2 Temperatura

Otro aspecto que permite evidenciar el correcto funcionamiento del modelo matemático es el efecto de la temperatura en el voltaje que produce la celda. Las Figuras 8-a y 8-b, evidencian el comportamiento de la curva de voltaje vs densidad de corriente ante este efecto.



**Figura 8. Efecto de la temperatura en curva i-E. (a) Caso 1  $H_2$ . (b) Caso 2  $CH_4$ .**

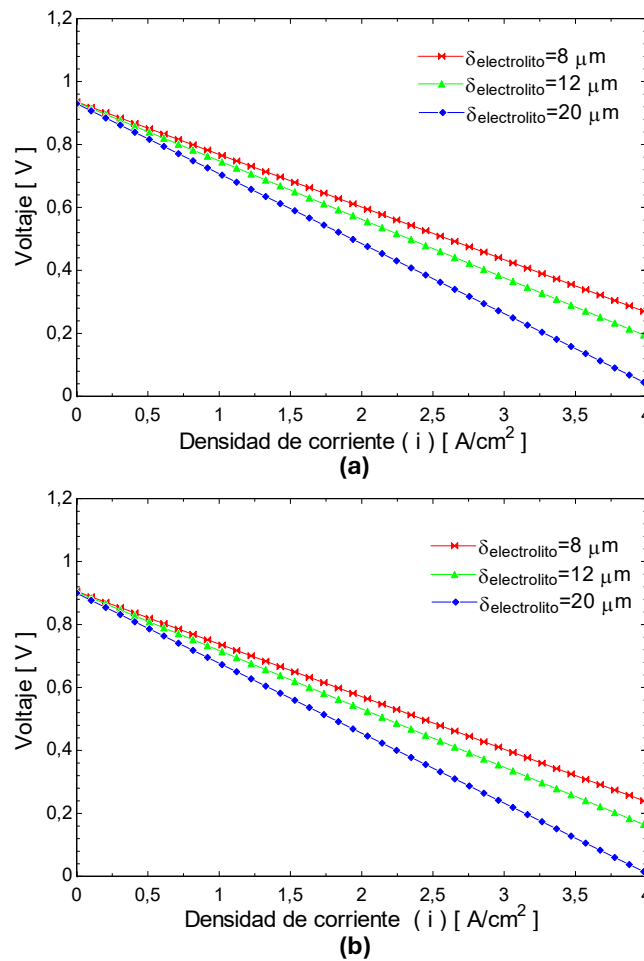
Los efectos de la temperatura de operación de la celda sobre la curva de polarización son evidentes en ambos casos de estudio. Cuanto menor es la temperatura de operación, la curva de polarización se acorta. Esto se debe a que la corriente máxima disminuye y el voltaje cae más rápido, concordando con lo presentado por Milewski et al. [45]. Además, en

ambos casos de estudio (1 y 2) la diferencia en su voltaje a lo largo del eje de densidad de corriente es mínima.

Con respecto al efecto de la temperatura, Yoon et al. [89] demuestra que, esta caída del voltaje afecta de igual forma a la curva de potencia, alcanzando picos de menor valor. El mismo comportamiento se percibe en [90], donde las curvas de voltaje disminuyeron de forma similar a las de la Figura 8.

### 3.1.3 Espesor de electrolito

El electrolito es fundamental en el funcionamiento, pues se encarga del transporte de iones de oxígeno desde el cátodo al ánodo. Su espesor es crítico a la hora de diseñar una SOFC, las Figuras 9-a y 9-b, presentan este efecto en la curva de polarización de la celda.



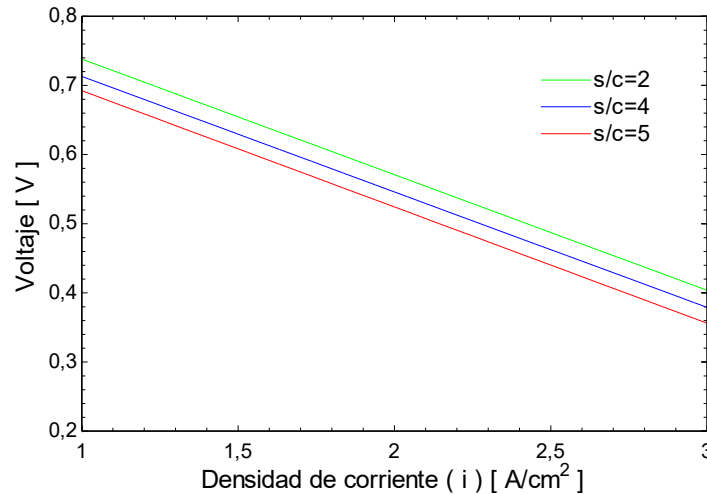
**Figura 9. Efecto del espesor de electrolito en curva i-E. (a) Caso 1  $H_2$ . (b) Caso 2  $CH_4$ .**

Un electrolito más grueso presenta una curva de polarización con un decrecimiento mayor que la de un espesor de  $8 \mu m$ . Según Xin et al. [91] un espesor de  $8 \mu m$  es adecuado y logra operar con éxito a temperaturas de entre  $700^\circ C$  y  $800^\circ C$ . Además, el comportamiento coincide con lo presentado por Milewski et al. [45]. Al comparar los casos 1 y 2 se evidencia que, en el segundo, las curvas de voltaje a diferentes espesores tienden a sostenerse en

un menor rango de densidad de corriente. Este aspecto se cumple en todos los casos evaluados.

### 3.1.4 Relación s/c

La relación de steam-carbon (s/c) debe ser estudiado a la hora de operar con metano ( $CH_4$ ), pues tiene efectos en el reformado con vapor en el ánodo y por ende en el voltaje de la celda. La Figura 10 muestra tres valores de s/c y sus respectivas curvas de polarización.



**Figura 10. Efecto de relación s/c en curva  $i - E$  del caso 2  $CH_4$ .**

Se evaluaron tres valores de s/c (2, 4 y 5), todos valores típicos utilizados en casos de SOFC con reformado de vapor. Su principal efecto en la curva  $i - E$  es en la reducción del voltaje de la celda. Milewski et al. [44] indica que no es conveniente reducir este valor de 2, ya que, aumenta las probabilidades de que ocurra deposición de carbono sobre la superficie del ánodo. Al igual que alimentar metano seco, produciría el mismo efecto. De modo contrario, aumentar excesivamente el valor de s/c llevaría a menores valores de voltaje de la celda.

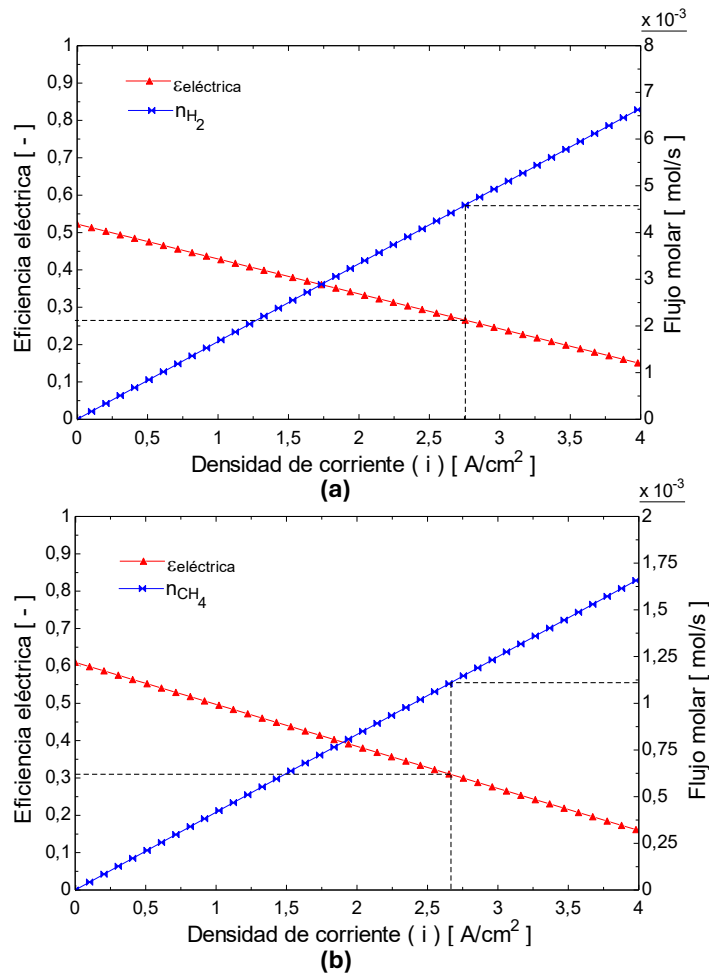
Estudios de Faro et al. [92] señalan que s/c entre 1,5 y 2 optimiza la potencia máxima, mientras que Aghaziarati et al. [93] demuestra una caída más pronunciada en el voltaje al superar este rango.

### 3.1.5 Eficiencia de la celda

La eficiencia de la celda mide cuanta potencia eléctrica es capaz de entregar en función de la energía química del combustible suministrado. Esta además puede ser afectada por múltiples factores de operación y diseño de la celda como los presentados anteriormente. En este estudio, se evaluó su efecto en función de la densidad de corriente y el factor de consumo de combustible

#### 3.1.5.1 Efecto de la densidad de corriente

La densidad de corriente es uno de los factores fundamentales que se deben evaluar. Por ello, Las Figuras 11-a y 11-b presentan la eficiencia de la celda al igual que el flujo de combustible a lo largo de su rango de densidad de corriente.



**Figura 11. Eficiencia y flujo de combustible vs i. (a) Caso 1 H<sub>2</sub>. (b) Caso 2 CH<sub>4</sub>.**

Los resultados muestran que la densidad de corriente está directamente ligada al consumo de combustible y eficiencia de la SOFC. Al aumentar la corriente, crece el flujo molar requerido, elevando el caudal y reduciendo la eficiencia de la celda.

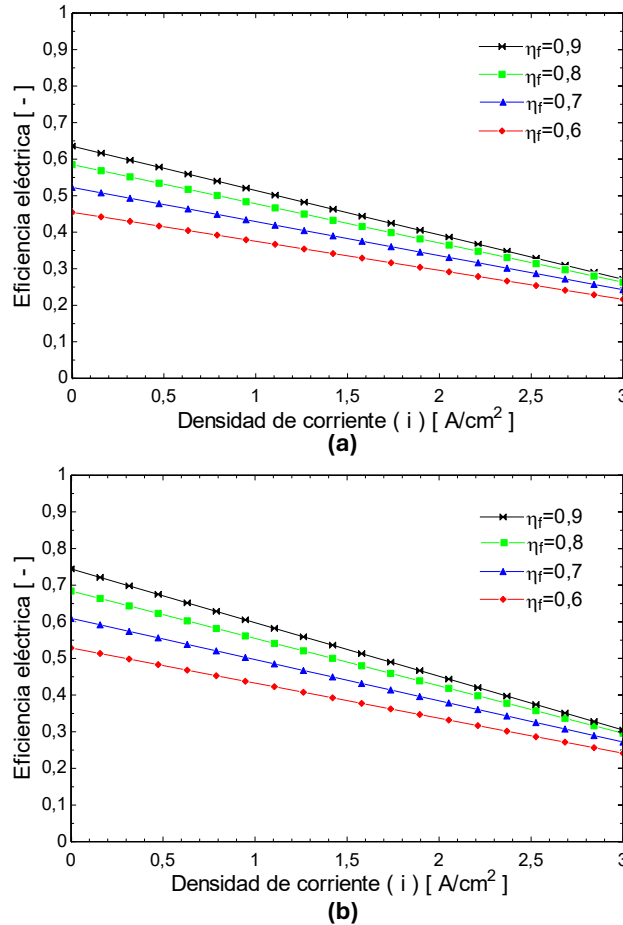
En el caso 1 el flujo de combustible es mayor que en el caso 2. Esto se debe a que, para formar 1 mol de H<sub>2</sub> equivalente, el caso 1 requiere de 1 mol de hidrógeno, mientras que el caso 2 requiere de la cuarta parte de 1 mol de CH<sub>4</sub> para lograrlo.

Además, la eficiencia en el caso 2 supera a la del caso 1, en todo el rango evaluado, en parte debido al PCI del metano es significativamente menor que el del hidrógeno. Como resultado, operando a densidad de corriente de potencia máxima, la eficiencia del caso 2 (30,87%) es superior a la del caso 1 (26,54%).

Este comportamiento entre la corriente y la eficiencia es también abordado por Aghaziarati et al. [93], quien observa estos aspectos de la curva de eficiencia. Asimismo, variar los parámetros de s/c o factor de utilización, también tienen implicancias en esta curva [94],[95].

### 3.1.5.2 Efecto del factor de consumo de combustible

Otro aspecto que influye en la eficiencia es el factor de consumo de combustible. Las Figuras 12-a y 12-b presentan el efecto que tiene este parámetro sobre el comportamiento de la eficiencia. Los valores evaluados se escogieron en un rango comúnmente utilizado en celdas SOFC comerciales.



**Figura 12. Efecto del factor de utilización de combustible en la eficiencia de la celda. (a) Caso 1  $H_2$ . (b) Caso 2  $CH_4$ .**

Incrementar el valor de factor de consumo de combustible ( $\eta_f$ ), provoca mejoras en la eficiencia de la celda en ambos casos, siendo el caso 2 el que presenta mayores beneficios. Este efecto ayuda a compensar la caída de eficiencia que provoca una mayor densidad de corriente. Un  $\eta_f$  superior permite una mayor extracción de energía química del combustible alimentado, lo que se traduce en mayor potencia eléctrica. Este efecto se muestra también en el estudio de Zhu et al. [96], donde al aumentar este factor la eficiencia aumentó, validando la consistencia de los resultados obtenidos en el presente estudio.

## 3.2 Resultados del sistema integrado SOFC-TG-TV

La integración del sistema híbrido SOFC-TG-TV es el motor principal de este estudio. Los resultados técnicos de este sistema se presentan en este apartado. Ambos casos de análisis, utilizando  $H_2$  y  $CH_4$  se muestran y se comparan a la vez en cada aspecto donde

su influencia es significativa. Finalmente, se presentan comparaciones con otros estudios a modo de validación del presente.

### 3.2.1 Instalación modular SOFC

Los resultados de la integración de la SOFC en el caso base se presentan a continuación. La Tabla 16 muestra el número total de celdas para cada caso de estudio.

**Tabla 16. Número total de celdas en cada caso de estudio.**

Caso de estudio	1	2
Nº total de celdas	227.700	216.576

El número total de celdas presentado para cada caso es aquel que permite igualar la potencia de generación del caso base de estudio. Se evidencia que el caso 1 requiere más celdas, aproximadamente 11.000 más que el caso 2. De esto se desprende que pese a que las celdas que operan con  $H_2$  desarrollan más potencia, su flujo y composición de gases de salida de la SOFC no generan potencia suficiente en los ciclos aguas debajo de la isla modular. Esto conlleva a instalar un mayor número de celdas para compensar este aspecto. Más detalles de esto se presentan en las secciones siguientes.

### 3.2.2 Flujos y composición de gases

La composición y caudal de los gases dependen directamente del número de celdas, a cuantas más celdas, mayor flujo y, según su mezcla, el poder calorífico superior (PCS) de la mezcla es afectado. Esta combinación de factores determina la temperatura de que los gases alcanzan en el post-combustor. La Tabla 17 resume la composición volumétrica y el PCS de cada caso de estudio.

**Tabla 17. Composición de gases en la salida de la SOFC.**

	Caso 1	Caso 2
% $H_2$	1,73	1,26
% $H_2O$	4,05	5,75
% $O_2$	18,19	17,68
% $N_2$	76,03	73,90
% $CO$	-	0,42
% $CO_2$	-	0,99
PCS [ $kJ/kg$ ]	177,6	171,6

El caso 1 contiene un mayor contenido de hidrógeno en su composición en comparación con el caso 2, lo que lleva a generar un mayor PCS, pese a que el caso 2 contenga monóxido de carbono en su composición. Esto se debe a que el PCS del  $H_2$  es elevado

(140 MJ/kg), provocando que un mayor contenido del mismo aporte más al valor de la mezcla. La presencia de CO en el caso 2 aporta a su PCS final, pero su poder calorífico (10 MJ/kg) y presencia son bajas.

Debido a que los productos de la reacción química de la SOFC en el caso 2 son más pesados que en el caso 1 (debido a la presencia de  $CO$  y  $CO_2$ ), donde las masas molares del caso 1 y 2 fueron de 27,88 g/mol y 27,97 g/mol respectivamente. Así, el caso 1 debe compensar esa falta de flujo másico mediante el aumento de aire alimentado, el cual proviene del aumento del número de celdas. Esto a su vez, afecta directamente en el aumento de combustible alimentado al sistema.

Además, el análisis estequiométrico determina que el oxígeno contenido en la mezcla es suficiente para combustionar por completo los compuestos combustibles en ambos casos. Esto señala que no sería necesario inyectar aire adicional en la cámara de combustión.

La Tabla 18 presenta los resultados de flujos másicos en los puntos críticos del sistema, junto a su temperatura y presión.

**Tabla 18. Resultados de flujos másicos, temperaturas y presiones en puntos críticos.**

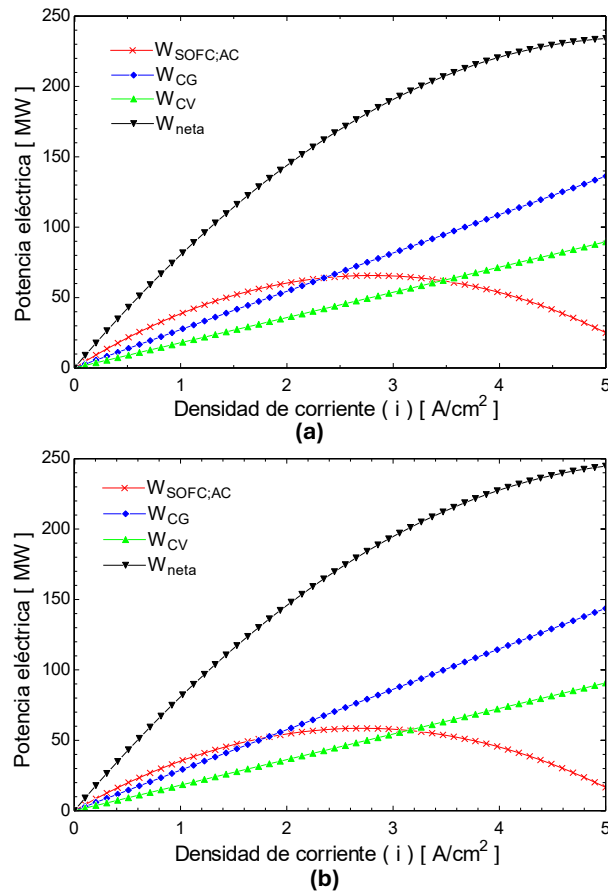
Punto del sistema	Caso 1			Caso 2		
	Flujo [kg/s]	Temperatura [°C]	Presión [bar]	Flujo [kg/s]	Temperatura [°C]	Presión [bar]
3	557,3	458,7	12,3	514,3	458,7	12,3
5	2,107	277,6	7	5,671	217,7	7
6	559,4	800	8,213	539,8	800	8
7	559,4	940,9	8,213	539,8	936,2	8,053
8	559,4	520,4	1	539,8	520,4	1
9	559,4	453,1	1	539,8	456	1
12	56,19	432	69,6	55,03	434,8	69,6

La Tabla 18 muestra que para el caso 1, inyecta más aire a modo de aumentar el flujo de gases en la salida de la SOFC, tal como se mencionó anteriormente. Por otro lado, el caso 2 evidencia que la presencia de óxidos de carbono le permite obtener una mayor masa en los productos de la SOFC. Además, el aire alimentado en el cátodo es menor, debido a un menor número de celdas.

Otro efecto del flujo y temperatura de los gases que salen del post-combustor, es la capacidad de generación de vapor en el ciclo Rankine recuperativo. Ambos factores deben estar equilibrados con el fin de generar una cantidad de vapor que permita generar energía. Bajo flujo de gases o bajas temperaturas de este, no logran que exista vapor suficiente para una generación de energía que aporte en el sistema SOFC-TG-TV.

### 3.2.3 Potencia del sistema híbrido

La potencia del sistema SOFC-TG-TV tiene como objetivo igualar a la potencia del caso base de la central Térmica Atacama. Revisados los puntos anteriores, se presentan los resultados de la potencia que desarrolla al operar la SOFC a potencia máxima. Las Figuras 13-a y 13-b presentan gráficos que muestran el comportamiento de la potencia de la instalación en su totalidad y cada sistema que lo compone, en función de la densidad de corriente en la que se opera la celda en ambos casos de estudio.



**Figura 13. Potencia neta de la instalación y de cada sistema vs  $i$ . (a) Caso 1  $H_2$ . (b) Caso 2  $CH_4$ .**

Las Figuras 13-a y 13-b muestran como varía la potencia de cada subsistema (SOFC, ciclo de gas y ciclo de vapor) y la potencia neta total al aumentar la densidad de corriente  $i$ . Al incrementar  $i$  la turbina de gas y vapor reciben un flujo mayor de gases calientes procedentes de la SOFC, por lo que sus potencias aumentan de forma progresiva. Sin embargo, la SOFC alcanza su potencia máxima ( $i=2,755 A/cm^2$  en el caso 1 y  $i=2,673 A/cm^2$  en el caso 2) y luego decrece, debido a la caída de voltaje.

El descenso de la SOFC se refleja en la potencia neta del sistema, observando un decrecimiento en la pendiente de esta. Posterior al pico de potencia de la SOFC, los ciclos de gas y vapor asumen cada vez más el aporte en la potencia neta. Esto marca un umbral a partir del cual la generación eléctrica neta depende casi exclusivamente de los ciclos térmicos.

Los resultados de potencias eléctricas neta y específicas de cada subsistema junto a su porcentaje de aportación en los casos 1 y 2 se presentan en la Tabla 19. Además, se incluyen las potencias eléctricas que consumen los equipos auxiliares (motor de bomba, motor de compresor).

**Tabla 19. Potencias de cada subsistema y porcentaje de aportación.**

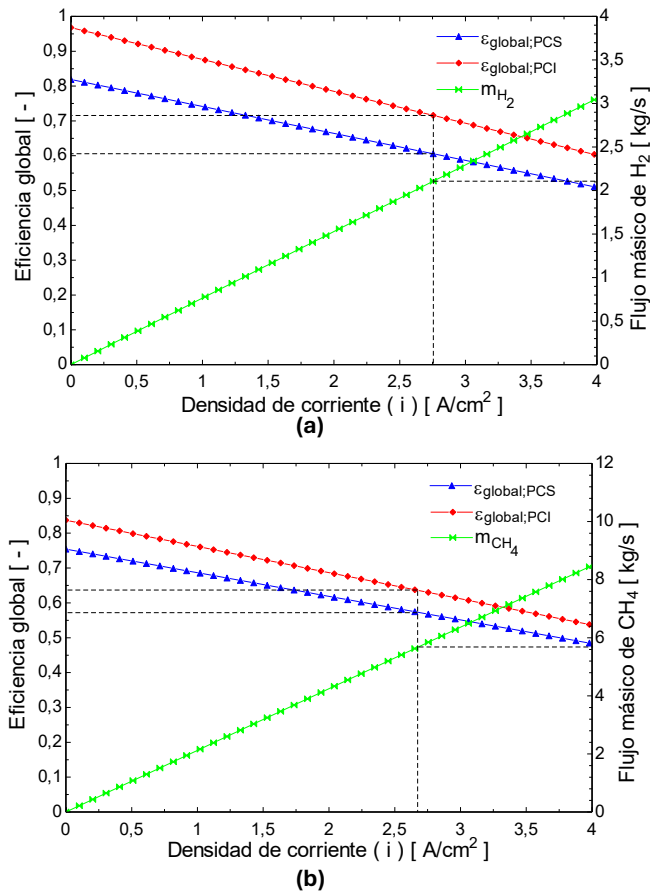
Potencia eléctrica	Caso	Valor	Unidad	Porcentaje de aportación
Isla modular SOFC	1	65,71	<i>MW</i>	36,33%
	2	58,52	<i>MW</i>	32,43%
Ciclo de gas	1	75,06	<i>MW</i>	41,50%
	2	76,82	<i>MW</i>	42,57%
Ciclo de vapor	1	49,36	<i>MW</i>	27,29%
	2	48,51	<i>MW</i>	26,88%
Consumo de auxiliares	1	9,26	<i>MW</i>	5,12%
	2	3,39	<i>MW</i>	1,88%
Neta	1	180,9	<i>MW</i>	
	2	180,5	<i>MW</i>	

Al comparar ambos casos es posible notar que el caso 1 tiene una mayor participación de la potencia de las SOFC. Lo que proviene de su mayor número de celdas instaladas en la isla modular. El ciclo de gas resulta en el que mayor potencia aporta para la densidad de corriente evaluada. Seguido por el sistema modular SOFC y finalmente el ciclo de vapor. En lo que respecta a los equipos auxiliares, el caso 1 consume del orden de tres veces lo que consume el caso 2. La razón es el mayor consumo de potencia eléctrica del motor del compresor de  $H_2$  en el caso 1.

Ambos casos cumplen el objetivo de alcanzar los 180 MW eléctricos. En particular, el caso 2 lo haría con mayor facilidad, ya que tiene menor número de celdas, y sus equipos auxiliares no restan grandes cantidades a la potencia neta.

### 3.2.4 Eficiencia del sistema híbrido

Las eficiencias globales del sistema SOFC-TG-TV para los casos 1 y 2 se presentan a continuación en las Figuras 14-a y 14-b respectivamente. Se ha acotado el rango de  $i$  a valores de interés de este estudio y se señala con una línea punteada los valores obtenidos a densidades de corriente para potencias máximas.



**Figura 14. Eficiencia global de sistema híbrido y flujo de combustible vs  $i$ . (a) Caso 1  $H_2$ . (b) Caso 2  $CH_4$ .**

En lo que respecta a la eficiencia global, ambos presentan un comportamiento decreciente a medida que aumenta el valor de la densidad de corriente. El motivo de esto es el progresivo aumento del flujo de combustible en el mismo eje de densidad de corriente. Además, se distingue entre eficiencias con respecto las bases en PCI (LHV) y PCS (HHV), donde la segunda siempre es menor. El caso 1 presenta una mayor diferencia entre ambas bases de eficiencia. El motivo de este comportamiento radica en la alta generación de vapor de agua al utilizar  $H_2$ . Esto provoca que al usar base PCS en lugar de PCI, el denominador de la ecuación (16) incorpore el calor latente del vapor, incrementando la energía del combustible, pero sin traducirla en potencia útil adicional. Producto de esto la eficiencia en base PCS al utilizar hidrógeno decrece notablemente. En cambio, la reacción del metano genera menos vapor de agua de modo que el calor latente adicional del PCS representa aproximadamente un 10% adicional sobre el PCI, provocando un menor impacto en la eficiencia al utilizar ambas bases.

Los resultados obtenidos de eficiencias y flujos de combustible para los puntos de densidad de corriente máxima para la cual la potencia máxima se señalan con líneas en la Figura 14. Además, estos valores señalados se muestran a continuación en la Tabla 20.

**Tabla 20. Flujo de combustible y eficiencia global del sistema SOFC-TG-TV**

Caso de estudio	Densidad de corriente [ $A/cm^2$ ]	Flujo de combustible [ $kg/s$ ]	Eficiencia global (PCS)	Eficiencia global (PCI)
1	2,755	2,107	60,56%	71,58%
2	2,673	5,671	57,32%	63,61%

Los resultados presentan que con relación a la eficiencia con base en PCI el caso 1 es superior (+7,97%) que la del caso 2. Lo mismo sucede con la eficiencia con base en PCS, el caso 1 obtiene un valor mayor (+3,24%) que el caso 2. Estos valores significan que, utilizar  $H_2$  brinda una mayor eficiencia energética en el sistema híbrido SOFC-TG-TV. Además, se destaca la diferencia de las eficiencias PCI y PCS del caso 1. Esto indica que, en caso de existir un proceso de condensación y reutilización de vapor de la reacción electroquímica y de combustión, la eficiencia se eleva sobre 70%. En la práctica habitual, el valor de eficiencia con base en PCS tiene mayor valor al evaluar sistemas integrados. Por lo que, obedeciendo este criterio, el caso 1 de estudio sería ligeramente más eficiente que el caso 2.

Al observar la Figura 14, se vuelve evidente que operar en las densidades de corriente propuestas por este estudio, no resultan en las eficiencias más altas que ofrece el sistema SOFC-TG-TV. Operar a menores valores de  $i$  ofrecería menores consumos de combustible, y por lo tanto mejoras en eficiencia. Sin embargo, la potencia eléctrica que desarrolla el sistema se ve afectada, impidiendo alcanzar los valores objetivo (180 MW). Esto implicaría suplir esta falta de potencia mediante la adición de celdas, compensando a su vez los flujos de masa. Implementar esta acción requiere de un mayor capital de inversión, aumentando la barrera económica asociada a esta tecnología.

### 3.2.5 Comparación con caso base

Presentados los resultados técnicos de la integración del sistema híbrido SOFC-TG-TV, se presenta la comparación de los parámetros fundamentales de los casos 1 y 2 con los del caso base.

La Tabla 21 contiene los parámetros que permiten hacer la comparación de los casos presentados con el caso de la Central Térmica Atacama. Esto permite determinar si existieron mejoras al ciclo de generación de energía desde el punto de vista técnico, al igual que resumir los hallazgos clave del estudio.

**Tabla 21. Tabla resumen y comparativa de casos 1, 2 y base.**

Parámetro	Caso 1	Caso 2	Caso Base	Unidad
Combustible	$H_2$	$CH_4$	Gas Natural	-
Número de celdas	227.700	216.576	-	-
Potencia neta	180,9	180,7	189	MWe
Potencia SOFC (AC)	67,71	58,52	-	MWe
Potencia ciclo de gas	75,06	76,82	121,7	MWe
Potencia ciclo de vapor	49,36	48,51	67,65	MWe
Eficiencia global (PCI)	71,58	63,61	46,91	%
Eficiencia global (PCS)	60,56	57,32	42,50	%
Flujo de combustible	2,107	5,671	8,036	kg/s
Flujo de aire	557,3	514,3	351,2	kg/s
Flujo de gases de combustión	559,4	539,8	359,2	kg/s
Flujo de vapor	56,19	55,03	68,51	kg/s
Temperatura de gases	940,9	936,2	1124	°C

Al comparar los casos 1 y 2 con el caso base, el valor de la eficiencia global es uno de los más valiosos. Con respecto a las eficiencias con base PCI y PCS, ambos casos fueron superiores al caso base. Además, menores densidades de corriente presentarían eficiencias aún más elevadas, como se muestra en la Figura 14 y la Tabla 22.

Si bien las potencias de los ciclos de gas y vapor son mayores en el caso base, la potencia neta fue alcanzada según lo propuesto gracias a la SOFC.

Otro aspecto que se resalta son los flujos de masa. Donde los casos 1 y 2 obtienen valores superiores a los del caso base. Esto se debe a la temperatura de los gases en la salida de la cámara de combustión. Al ser menor que el caso base, los casos 1 y 2 deben suplir mediante un mayor flujo de gases para que la transferencia de calor sea efectiva. De este modo, el caso base requiere de menor cantidad de flujo de gases, pero a consecuencia de un mayor flujo de combustible.

### 3.2.6 Comparación con otros estudios

A modo de validar los resultados obtenidos, se hace una comparación con resultados de otros estudios con sistemas similares. A continuación, la Tabla 22 muestra estudios seleccionados junto a sus resultados principales.

**Tabla 22. Comparación de hallazgos con otros estudios.**

Sistema híbrido evaluado	Densidad de corriente [ $A/cm^2$ ]	Potencia [ $MW$ ]	Número de celdas	Área de cada celda [ $cm^2$ ]	Eficiencia eléctrica (PCS) [%]	Ref.
Presente estudio caso 1	2,755	180,9	227.700	225	60,56	
	0,3	25,87	277.700	225	79,56	
Presente estudio caso 2	2,673	180,5	216.576	225	57,32	
	0,3	25,93	216.576	225	73,39	
SOFC-TG	0,8	2,4	2122	100	62	[97]
SOFC-TG	0,4	0,88	-	1.036	72,71	[98]
SOFC-TG	0,5	0,17	912	-	62,21	[99]
SOFC-TG	0,3	1,8	-	2,01	60,7	[15]
SOFC-TG-ORC	0,3	1,19	5857	1.036,2	49,42	[100]
SOFC-TG-ORC	0,4	-	4100	400	75,81	[74]
SOFC-TG-ORC	0,2	36,12	-	100	37,38	[101]
SOFC-TG-HRSG	0,5	550	1.549.632	550	56,3	[28]
SOFC-TG-TV-ORC	0,84	87,66	1.000.000	100	72,66	[75]
SOFC- $sCO_2$ -ORC	0,7	0,53	11.000	100	48,15	[102]
SOFC-TG-Desaladora	0,25	131,65	1.900.000	100	66,8	[71]

En la literatura, los sistemas híbridos suelen operar a densidades de corriente bajas ( $i \approx 0,3$  a  $0,8 A/cm^2$ ) para maximizar la eficiencia eléctrica. A estas densidades, la reacción exotérmica interna basta para mantener la temperatura de operación en sistemas de baja potencia; sin embargo, al requerir potencias elevadas es necesario incrementar drásticamente el número de celdas en algunos casos por encima del millón y recurrir a fuentes de calor externas, lo que penaliza la eficiencia. Esto sugiere que los resultados de alta eficiencia y potencia obtenidos a densidades bajas pueden estar idealizados y no reflejar con precisión el comportamiento práctico.

Al comparar los resultados en las densidades de corriente para potencia máxima de la celda, los valores de eficiencia no distan de los obtenidos en la literatura, siendo incluso mayores que otros casos. Esto indica que, pese a que la celda no posee un rendimiento elevado como se muestra en la Figura 11, la adición del ciclo combinado posterior aumenta su eficiencia significativamente.

Para comparar en igualdad de condiciones con otros estudios, se evaluó el sistema a una densidad de corriente de  $0,3 \text{ A/cm}^2$ , valor representativo de estudios similares. Al reducir la densidad, la potencia del sistema disminuye mientras la eficiencia aumenta; los resultados se sitúan en un rango razonable frente a la literatura, aunque dichos valores ideales suelen diferir de los alcanzables en instalaciones reales.

Por último, operar a densidades de corriente bajas y obtener potencias elevadas implica un fuerte incremento en la cantidad de celdas requeridas, lo que conlleva un aumento significativo de la inversión de capital y de los costos asociados a operación y mantenimiento.

## 4 CAPÍTULO 4: Resultados de Análisis Económico y Ambiental

Tras presentar los resultados técnicos relacionados al sistema SOFC-TG-TV, esta sección se destina a la presentación y análisis de los resultados económicos y ambientales.

### 4.1 Resultados análisis económico

El análisis económico que se presenta a continuación tiene como objetivo evaluar la competitividad de la tecnología presentada en el mercado actual. Además, se plantean escenarios futuros donde sería conveniente introducir la propuesta en caso de no ser una alternativa preferente en el escenario actual (2025). Por otro lado, los indicadores de rentabilidad permiten proyectar los costos e ingresos del proyecto en el periodo evaluado.

#### 4.1.1 Costos e Inversión Capital

Los costos e inversión capital del proyecto para los casos 1, 2 y base son presentados en este apartado. La Tabla 23 presenta los valores de inversión capital y costos asociados al funcionamiento de los sistemas híbridos de los casos 1 y 2. Además, se incluye una columna correspondiente al caso base evaluado.

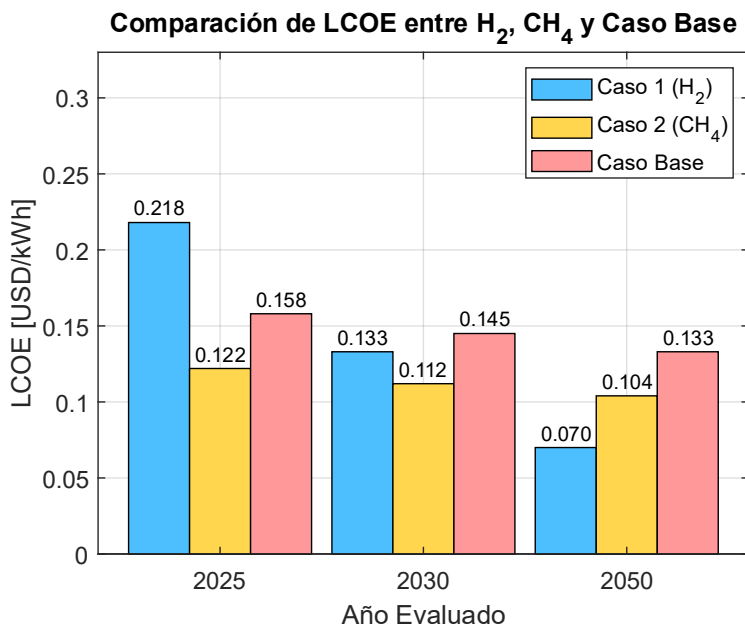
**Tabla 23. Valores de inversión capital y costos de combustible.**

	Caso 1		Caso 2		Caso Base	
Inversión Capital del sistema (ICT)	17,65	MUSD	15,84	MUSD	161,64	MUSD
Inversión Capital del Sistema corregida ( $ICT_{corr}$ )	35,27	MUSD	31,65	MUSD	332,96	MUSD
Costo anual de combustible (2025)	273,07	MUSD	135,56	MUSD	192,09	MUSD
Costo anual de combustible (2030)	151,70	MUSD	122,00	MUSD	172,88	MUSD
Costo anual de combustible (2050)	60,68	MUSD	109,80	MUSD	155,59	MUSD

Con respecto a los valores de inversión capital del sistema, es importante distinguir que los casos 1 y 2 solo se contabiliza los equipos relacionados con la SOFC que se incorporan al caso base. Esto se debe a que no se requiere construir la planta desde cero para incorporar los casos de estudio. Por otro lado, la inversión capital del sistema del caso base considera la inversión originalmente realizada al construir el ciclo combinado ya existente

### 4.1.2 Resultados de LCOE

El costo nivelado de energía del presente proyecto fue evaluado en 3 escenarios diferentes. Cada uno presenta un año diferente para el cual hacer la inversión inicial del proyecto y evaluar la competitividad de este. Se evalúan los años 2025, 2030 y 2050 con los respectivos precios del combustible del año. A continuación, la Figura 15 presenta los valores de LCOE de los casos 1, 2 y base para los años mencionados.



**Figura 15. Valores de LCOE para casos 1 (H<sub>2</sub>) y 2 (CH<sub>4</sub>) en años 2025, 2030 y 2050.**

Para comparar de forma homogénea los valores de LCOE de los casos 1 y 2 con el caso base, se debe incorporar a estos el valor de la inversión del caso base. De esta forma los casos y escenarios consideran un costo de inversión capital bajo las mismas condiciones financieras, donde la planta fue construida desde cero.

El gráfico de la Figura 15 muestra que cada escenario de año de evaluación (2025, 2030 y 2050), el LCOE tiende a disminuir en los tres casos. Este descenso es especialmente pronunciado en el caso 1, donde se proyecta una fuerte caída del precio del hidrógeno entre 2025 y 2050. La razón es la maduración y abaratamiento de sus procesos de producción.

En el caso 2 y base, también se consideró una reducción del 10% en el precio del combustible para cada año evaluado. Lo que se reflejó en una baja proporcional del LCOE.

En 2025, el LCOE del caso 1 es mayor que el del caso 2, reflejando el alto precio actual del H<sub>2</sub> frente al metano. A medida que se avanza hacia 2050, la brecha se reduce y, en ese año, el hidrógeno podría ofrecer un LCOE igual o inferior al del caso 2 y base.

El caso base presenta un valor de LCOE ubicado entre los valores de los casos 1 y 2 para el 2025. Este dato indica que el costo de generación de energía eléctrica es menor que implementar el caso 1, pero mayor que el caso 2. Posteriormente en 2030 y 2050 continuar

con el caso base resulta más caro que los casos 1 y 2. No obstante, este dato es incierto, pues dependerá exclusivamente de la evolución del precio del hidrógeno.

Lo anterior demuestra que, el caso 2 en la actualidad (2025) y 2030 es la alternativa superior. No es hasta 2050, con un precio de hidrógeno reducido que este se vuelve superior al caso 2 y base.

A modo de validar y evaluar la competitividad del sistema SOFC-TG-TV en sus casos 1 y 2, a continuación, se presenta la Tabla 24 que contiene valores de LCOE de estudios similares en la literatura.

**Tabla 24. Comparación de valores de LCOE con otras tecnologías SOFC.**

Sistema híbrido	Año de publicación	LCOE [USD/kWh]		Ref.
		$H_2$ .	$CH_4$ .	
Presente estudio caso 1	2025	0,218	-	
Presente estudio caso 2	2025	-	0,122	
SOFC-TG	2024	-	0,142	[103]
SOFC-TG-TV-ORC	2021	-	0,145	[75]
SOFC-HP-CHP	2024	0,408	0,135	[69]
SOFC-HP-CHP	2024	0,304	0,219	[73]
SOFC-TG-Desaladora	2022	-	[0,109-0,133]	[71]
SOFC-TG	2023	[0,249-0,275]	-	[104]

Al comparar los valores de LCOE para los casos 1 y 2, se detecta que los valores al utilizar hidrógeno resultan siempre en valores más altos que el metano. Este hecho confirma el mayor coste de generación asociado al  $H_2$ . Esta diferencia explica por qué se suelen encontrar mayor cantidad de estudios de sistemas SOFC híbridos que emplean metano en lugar de hidrógeno. Aprovechando su mercado más maduro y precios más bajos.

Al confrontar los resultados de los casos 1 y 2 con la bibliografía, se obtienen valores de LCOE un 27% y 13% menores que el promedio para los casos 1 y 2 respectivamente. Aunque existen desviaciones propias de la incertidumbre en estimaciones económicas. Aún así, validan la consistencia y fiabilidad de la metodología utilizada en el valor de LCOE. Además, demuestra que el sistema SOFC-TG-TV presenta superioridad económica frente a otros sistemas similares.

#### 4.1.3 Indicadores de rentabilidad

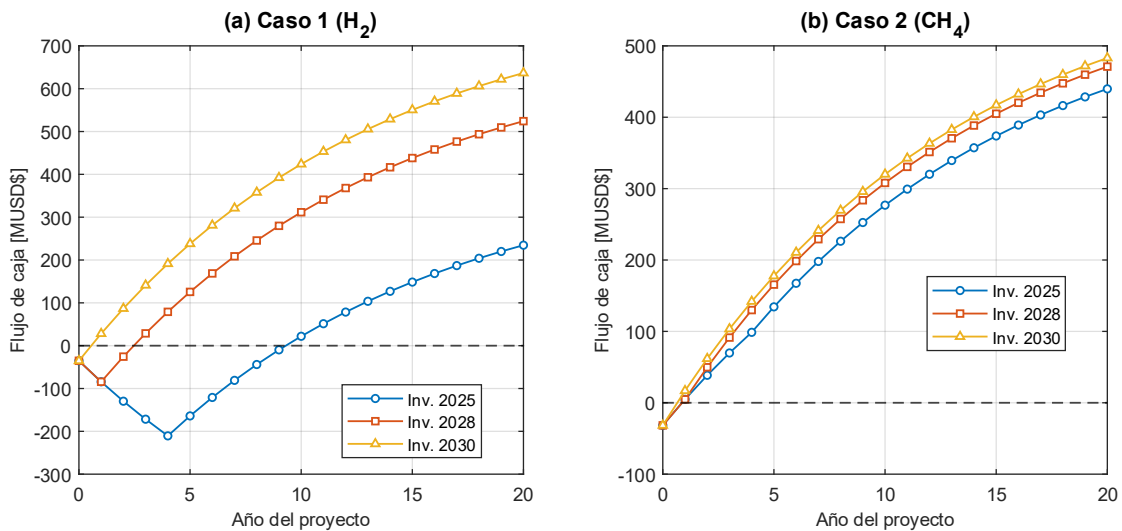
Los indicadores de rentabilidad de los sistemas del caso 1 y 2 se presentan a continuación. La Tabla 25 contiene los resultados de cada caso, indicando las particularidades y años de inversión inicial del proyecto. Con respecto a este último punto se han escogido 3 años en un horizonte máximo de inicio del proyecto de 5 años a partir de 2025. Los años para

realizar la inversión inicial presentados son 2025 (actualidad), 2028 y 2030. La razón de esto es el cambio del precio del  $H_2$  proyectado para 2030. Se ha evitado escoger años posteriores a modo de evitar suposiciones muy prolongadas en el futuro.

**Tabla 25. Indicadores de rentabilidad del sistema SOFC-TG-TV.**

Caso	Año de inversión	Venta de créditos por $CO_2$ evitado	Ahorro de emisiones de $CO_2$	VAN (año 20)	TIR	PayBack
1 ( $H_2$ )	2025	Si	100%	235 <i>MUSD</i>	18%	Año 10
	2028	Si	100%	524 <i>MUSD</i>	62%	Año 3
	2030	Si	100%	637 <i>MUSD</i>	194%	Año 1
2 ( $CH_4$ )	2025	No	55,27%	440 <i>MUSD</i>	126%	Año 1
	2028	No	55,27%	471 <i>MUSD</i>	141%	Año 1
	2030	No	55,27%	483 <i>MUSD</i>	166%	Año 1

Los resultados indican un contraste entre utilizar hidrógeno o metano para la generación de energía. El  $CH_4$  presenta viabilidad económica desde el primer escenario (2025), con periodos de retorno similares en todos los escenarios a medida que el precio del metano baja. Esto refleja una madurez tecnológica elevada, debido a su baja inversión inicial y precio del combustible. Por otro lado, el  $H_2$  requiere de periodos de mayor longitud, recuperando la inversión en el año 10 de vida si la inversión se realiza en 2025. Luego, con la posible caída del precio del  $H_2$ , los periodos de retorno se acortan, alcanzando la semejanza con el caso 2. Además, en un escenario de inversión en 2030, utilizar hidrógeno sería una alternativa superior al metano, entregando valores de TIR y VAN superiores en el periodo evaluado. Este fenómeno se muestra de mejor forma en la Figura 16.



**Figura 16. Comportamiento del flujo de caja anual del proyecto. (a) Caso 1 ( $H_2$ ). (b) Caso 2 ( $CH_4$ ).**

Al analizar la Figura 16 y la Tabla 25, es posible notar que realizar la inversión en años futuros trae mayores beneficios, ya que el periodo de retorno es más corto. En el caso 1, se evidencia que el precio del hidrógeno es determinante en el año que retorna la inversión. En el año 2025 se observa que, debido al elevado precio del hidrógeno, los primeros años de vida del proyecto, no existen ganancias económicas. No es hasta que se cumpla el hito de reducción del valor económico del hidrógeno que el proyecto genera ingresos. De este modo, al invertir en años futuros acorta el periodo de retorno. Esto demuestra que el caso 1 es fuertemente dependiente del mercado de este recurso. Lo anterior no ocurre con caso 2, ya que, el metano posee un mercado estable, lo que favorece su elegibilidad si se prioriza un retorno de la inversión acelerado.

Desde un punto de vista ecológico, al utilizar  $H_2$  en el caso 1, es posible lograr una reducción del 100% de las emisiones de  $CO_2$ . Mientras que el  $CH_4$  reduce aproximadamente un 55% de las emisiones del caso base (ver sección 4.2.2.). Esto permite posicionar al  $H_2$  como la única alternativa compatible con metas de carbono neutralidad. Volviéndolo un medio para justificar posibles políticas de apoyo, subsidios o financiamiento por sobre otras tecnologías. En ambos casos se utilizó el valor social del  $CO_2$  y solo en el caso 1 se optó por la venta de créditos para obtener ingresos.

A modo de comparar y validar los resultados, la Tabla 26 contiene los periodos de retorno obtenidos en estudios similares y los productos que se venden.

**Tabla 26. Resultados de periodos de retorno de sistemas híbridos SOFC.**

Sistema híbrido	Combustible	Productos vendidos	PayBack	Ref.
SOFC-TG-desalación	$CH_4 \approx 0,18$ <i>USD/kg</i>	-Electricidad: 0,06 <i>USD/kWh</i>  -Agua destilada: 1,56 <i>USD/m3</i>	<9 años	[105]
SOFC-CHP-CRO	Biomasa $\approx 0,04108$ <i>USD/kg</i>	-Electricidad: 0,13 <i>USD/kWh</i>  -SNG: 18 <i>USD/GJ</i>	10 años	[72]
SOFC-TG-CR-CBSC	$CH_4$	-Electricidad  -Calor	11 años	[106]

Los estudios presentes en la literatura científica muestran que para rentabilizar los sistemas híbridos SOFC es preferible vender más productos adicionales a la electricidad. Como se presenta en la Tabla 26, situaciones en las que se genera y vende un subproducto adicional a la electricidad permite reducir el periodo de retorno del proyecto. Esto se asemeja a la situación del sistema SOFC-TG-TV, donde en el caso 1 incluso con la amortización de la inversión de la planta base cumplida, depende de la venta de créditos de carbono para obtener periodos de retorno de la inversión concisos.

El caso 2, a diferencia del 1 se encuentra en una posición favorable en el periodo retorno de su inversión, pues esta se cumple en periodos inferiores a 1 año. Este tiempo es considerablemente menor que los estudios de la Tabla 26. Este periodo acortado se debe a que en este estudio se realiza una ampliación de una planta ya existente cuya inversión inicial ya fue recuperada.

Además, es común que los objetivos de los estudios sean obtener periodos de retorno de inversión alrededor de los 10 años. Situaciones que superen este periodo se consideran inviables y se busca reducir este plazo.

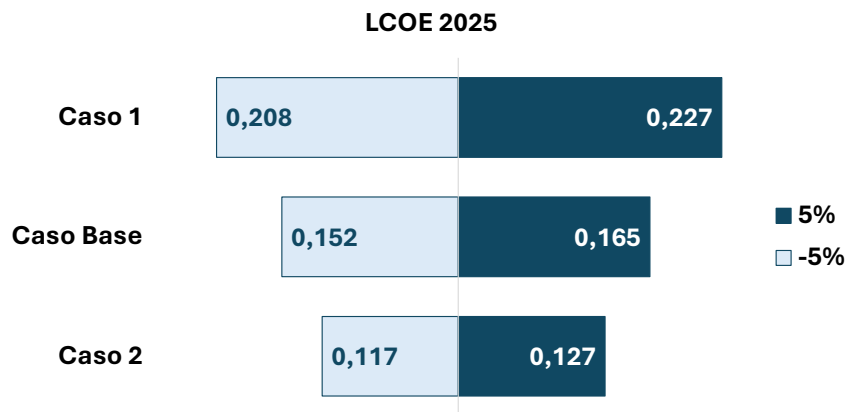
#### 4.1.4 Análisis de sensibilidad

La viabilidad económica del sistema híbrido SOFC-TG-TV esa comprometida por múltiples factores del mercado. Estos factores pueden tanto favorecer como entorpecer la elegibilidad de la tecnología, debido a la presencia de escenarios de incertidumbre económica.

##### 4.1.4.1 Sensibilidad del LCOE

Anteriormente se presentaron los valores de LCOE para los casos 1, 2 y base para precios fijos de combustible, es decir sin variaciones en el tiempo. No obstante, ante el desconocimiento del comportamiento del mercado, la certeza de los valores de LCOE puede ser afectada.

El análisis de sensibilidad se efectúa para el año de inversión 2025 con el fin de determinar en la actualidad que caso presenta más sensibilidad ante fluctuaciones del precio del combustible. A continuación, la Figura 17 presenta un diagrama de tornado que presenta los valores de LCOE de los casos 1, 2 y base al enfrentar variaciones de entre  $\pm 5\%$  en el precio del combustible.



**Figura 17. Diagrama de tornado sensibilidad de LCOE al precio de combustible.**

Al visualizar el diagrama de tornado de la Figura 17 es posible notar que ante incrementos de entre 5% en el precio del combustible, como es de esperarse, los valores de LCOE de los 3 casos aumentan. Por el contrario, disminuciones de entre 5% reducen el valor, favoreciendo el precio al que se genera electricidad.

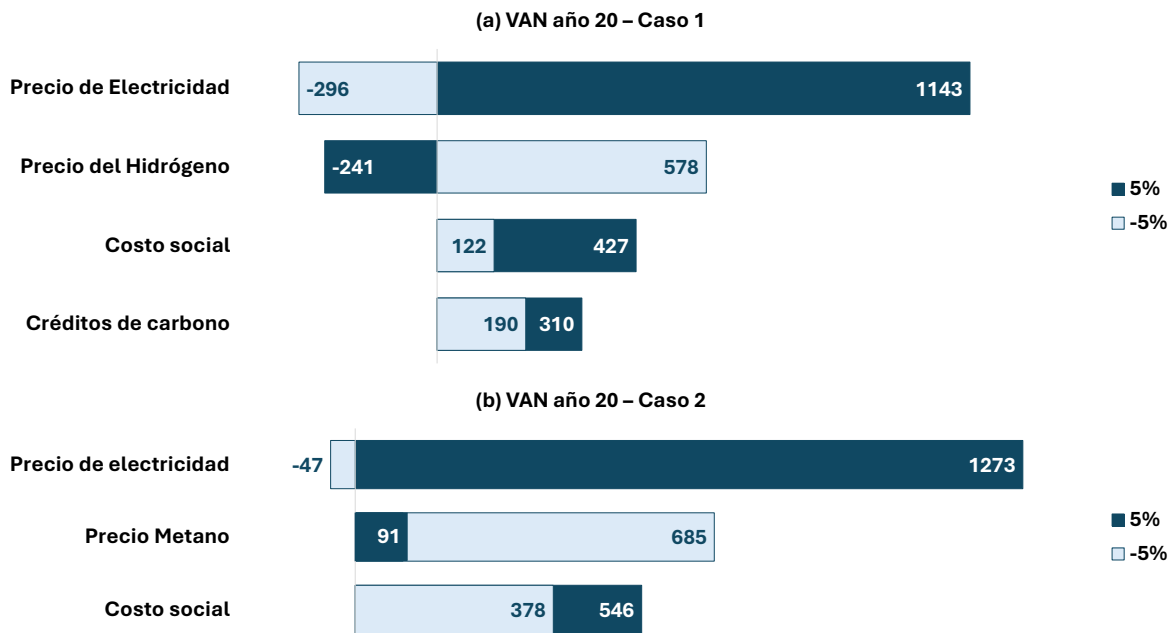
Además, el diagrama presenta en orden decreciente los casos que más impacto sufren en estas fluctuaciones. El caso 1 es el más sensible de los 3, ya que variaciones de  $\pm 5\%$  en

el precio del hidrógeno significan grandes cantidades de dinero dado el precio de 2025 (aproximadamente  $\pm 13$  MUSD). El caso base se presenta como el segundo más sensible, seguido del caso 2, la razón detrás de este orden es el flujo anual de combustible que diferencia ambos casos. Al existir mayor flujo en el caso base, el gasto anual en combustible es mayor. El análisis de sensibilidad indica que el caso 2 de estudio corresponde al más estable económicamente, ya que en el rango de variación presentado la alteración del valor del LCOE se mantuvo en intervalos de  $\pm 0,5\%$ .

#### 4.1.4.2 Sensibilidad del VAN

El VAN es uno de los indicadores económicos que tienen mayor relevancia en la viabilidad de un proyecto. La sensibilidad de este indicador ante variaciones en parámetros clave permite identificar aquellos con mayor impacto en el desempeño económico del sistema.

A modo de identificar las variables se realiza un análisis unidireccional de los precios de factores que significan ingresos y costos en la vida del proyecto. Las fluctuaciones de ejecutan en márgenes de  $\pm 5\%$  en el escenario de 2025 para los casos 1 y 2 de estudio y se ordenan a continuación en los diagramas de tornado de las Figuras 18-a y 18-b.



**Figura 18. Diagramas de tornado sensibilidad de VAN año 20 en escenario 2025. (a) Caso 1 H<sub>2</sub>. (b) Caso 2 CH<sub>4</sub>.**

El análisis unidireccional en ambos casos de estudio presento que para el rango de fluctuación del precio de cada variable el precio de venta de la electricidad es el valor más sensible. Seguido de este se encuentra el precio de ambos combustibles en cada caso, donde estos valores se comportan de forma inversa a los ingresos. La razón de esto es que una disminución en el precio de los combustibles representa menos gastos, es decir menos costos operacionales. Se destaca la estabilidad del caso 2, donde la variación de precios estudiada no implica grandes pérdidas, solo una reducción del 5% del precio de electricidad podría generar un VAN negativo en el año 20.

El caso del costo social del  $CO_2$  presenta variaciones de tal forma que un aumento en su valor de mercado se traduce en mayores ahorros anuales. En contraste, al reducir su precio los ahorros anuales disminuyen. Pese a esto, tanto el caso 1 como 2 no presentaron valores negativos de VAN frente a alteraciones de  $\pm 5\%$  del valor económico del costo social del carbono.

Ya que solo el caso 1 emplea la venta de créditos de carbono a modo de potenciar los ingresos, su presencia se incluye únicamente en la Figura 18-a. Este factor se presenta como el menos sensible de los evaluados y al igual que el costo social, su fluctuación de precio  $\pm 5\%$  no significa un VAN negativo en 20 años.

#### 4.1.4.3 Sensibilidad del PayBack

El análisis de sensibilidad del VAN esclarece que los factores de mayor influencia en el proyecto son los precios de venta de electricidad y compra de combustible. A raíz de esto, se plantea un análisis bidireccional de sensibilidad del periodo de retorno de inversión en función de los ajustes de precios de estas variables. Las Figuras 19-a y 19-b presentan un mapa de calor (heatmap) correspondiente a los casos 1 y 2 en el escenario de 2025. Este permite visualizar de forma simultánea múltiples escenarios, mostrando como varía el comportamiento del PayBack ante combinaciones de ambas variables.

		PayBack (Años) - Caso 1 Escenario 2025											
		Variación en el precio de venta de electricidad											
		-5,00%	-2,00%	-1,00%	0,00%	0,50%	1,00%	1,50%	2,00%	3,00%	4,00%	5,00%	
Variación en precio de Hidrógeno ( $H_2$ )	5,0%	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	>20	11,5	9,3	8,1	7,4
	2,0%	>20	>20	>20	12,5	10,7	9,6	8,9	8,3	7,4	6,8	6,3	
	1,0%	>20	>20	15,2	10,5	9,5	8,8	8,2	7,7	7,0	6,5	6,0	
	0,0%	>20	>20	11,6	9,3	8,6	8,1	7,6	7,2	6,6	6,1	5,7	
	-0,5%	>20	15,5	10,7	8,9	8,3	7,8	7,4	7,0	6,4	6,0	5,6	
	-1,0%	>20	13,2	10,0	8,5	7,9	7,5	7,1	6,8	6,2	5,8	5,5	
	-1,5%	>20	11,8	9,4	8,1	7,6	7,2	6,9	6,6	6,1	5,7	5,3	
	-2,0%	>20	10,9	8,9	7,8	7,4	7,0	6,7	6,4	5,9	5,5	5,2	
	-3,0%	>20	9,5	8,1	7,2	6,9	6,5	6,3	6,0	5,6	5,2	4,9	
	-4,0%	>20	8,6	7,5	6,7	6,4	6,1	5,9	5,7	5,3	5,0	4,7	
	-5,0%	15,1	7,8	6,9	6,3	6,0	5,7	5,5	5,3	5,0	4,7	4,4	

(a)

		PayBack (Años) - Caso 2 Escenario 2025										
		Variación en el precio de venta de electricidad										
		-5,00%	-2,00%	-1,00%	0,00%	0,50%	1,00%	1,50%	2,00%	3,00%	4,00%	5,00%
Variación en precio del Metano ( $CH_4$ )	5,0%	>20	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	<1	<1	<1	<1	<1
	2,0%	1,3	1,0	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
	1,0%	1,2	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
	0,0%	1,1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
	-0,5%	1,1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
	-1,0%	1,1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
	-1,5%	1,0	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
	-2,0%	1,0	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
	-3,0%	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
	-4,0%	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
	-5,0%	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1

(b)

Figura 19. Mapas de calor sensibilidad bidireccional del PayBack. (a) Caso 1  $H_2$ . (b) Caso 2  $CH_4$ .

Como se puede apreciar, situaciones en donde el precio de la electricidad baja y el del combustible sube son situaciones negativas que elevan gradualmente el periodo de retorno. En contraste, un aumento en el precio de electricidad y decremento del precio del combustible llevan a situaciones favorables. Sin embargo, se destaca la diferencia en el orden de magnitud de los PayBacks de ambos casos. Donde el caso 1 incluso en sus situaciones ideales presenta periodos en torno a los 7 años. Mientras que el caso 2 en estas mismas condiciones acorta el periodo a intervalos de <1 año.

Además, con respecto al caso 1, se evidencia que la combinación de situaciones de mercado que mantienen el PayBack por sobre los 20 años es superior al caso 2. El motivo de esto radica nuevamente en el precio del Hidrogeno, que incluso sin ser la variable más sensible, arrastra grandes costos asociados a su compra. Al extrapolar esta situación al caso 2, el bajo precio del metano provoca que incluso bajadas de precio de electricidad no generen gran impacto en el periodo de retorno de la inversión, manteniéndolo similar en la mayoría de los casos.

## 4.2 Resultados análisis ambiental

Este apartado presenta los efectos ambientales de la integración del sistema SOFC-TG-TV. Además, se realiza una comparación con las emisiones del caso base ajustado al ciclo combinado operando bajo las mismas condiciones que el caso propuesto. Esto se realiza de esta forma con el objetivo de que la comparación sea homogénea.

### 4.2.1 Resultados de emisiones

La composición de los gases que salen del post-combustor se presenta a continuación en la Tabla 27. Conociendo esta composición es posible obtener las emisiones del sistema SOFC-TG-TV en su totalidad.

**Tabla 27. Composición volumétrica de gases de combustión.**

Compuesto	Caso 1	Caso 2
%O <sub>2</sub>	17,48	16,98
%N <sub>2</sub>	76,70	74,51
%H <sub>2</sub> O	5,83	7,07
%CO <sub>2</sub>	-	1,43

Los valores de emisiones anuales de gases contaminantes se muestran a continuación en la Tabla 28. Además, se presentan las emisiones del caso base a modo de comparación.

**Tabla 28. Gases contaminantes emitidos por casos 1, 2 y base.**

Emisiones de gases contaminantes [Ton/año]			
Gas emitido	Caso 1	Caso 2	Caso base
$CO_2$	0	258.076	577.014
$NO_x$	3,90	3,162	281,18
$MP$	0	0	38,60
$SO_2$	0	0	2,98

#### 4.2.2 Emisiones de $CO_2$

Las emisiones de dióxido de carbono al ambiente es uno de los principales objetivos del presente estudio. Pues mediante las emisiones anuales evitadas de este gas es posible optar a ingresos adicionales para el proyecto, como se mencionó anteriormente. En ambos casos se utilizó el valor social del  $CO_2$  y solo en el caso 1 utilizando hidrógeno, se optó por la venta de créditos para obtener ingresos.

A continuación, la Tabla 29 muestra el porcentaje de ahorro anual en emisiones de dióxido de carbono en los casos 1 y 2 respecto al caso base.

**Tabla 29. Porcentaje de emisiones de  $CO_2$  evitadas.**

Caso	Ahorro de emisión de $CO_2$	Factor de emisión $CO_2$ [ $kgCO_2/kWh$ ]
1	100%	0
2	55,27%	0,1792
Base	0%	0,4007

En el caso 1, al utilizar hidrógeno, no se genera  $CO_2$  ni en la celda ni en la combustión posterior, siendo el único producto vapor de agua. Esto implica un factor de emisión nulo, representando un sistema ideal en términos de emisiones directas y con potencial de ser carbono neutral.

En el caso 2, el reformado interno de  $CH_4$  en el ánodo genera  $H_2$  y  $CO$ , lo que mejora la eficiencia y reduce el consumo de combustible, disminuyendo las emisiones de  $CO_2$  respecto al caso base. Sin embargo, al no eliminarse completamente, el factor de emisión sigue siendo mayor que en el caso 1.

Además, con respecto al caso base, el factor de emisión se ve reducido en ambos casos. Siendo el caso 1 una condición ideal esperable de un sistema SOFC híbrido. La Tabla 30 presenta estudios presentes en la literatura que reportan sus factores de emisión luego de integrar sistemas SOFC.

**Tabla 30. Factores de emisión de  $CO_2$  de sistemas SOFC en la literatura.**

Sistema híbrido	Factor de emisión $CO_2$ [ $kgCO_2/kWh$ ]	Ref.
SOFC-TG-HRSG	0,30	[28]
BG-SOFC-microTG	0,210	[107]
SOFC-TG-s $CO_2$	0,322	[18]

Como se evidencia en la Tabla 30, al integrar sistemas SOFC híbridos, las emisiones por energía generada se mantienen en valores relativamente bajos. La misma situación se presenta en el sistema SOFC-TG-TV caso 2, obteniendo un valor comparable a lo que se suele reportar en estudios similares. Donde las emisiones promedio de los estudios de la [78] son un 33% más altas aproximadamente.

#### 4.2.3 Emisiones de $NO_x$

Los óxidos de nitrógeno son reducidos drásticamente en ambos casos de estudio. Obteniendo en el caso 1 una disminución de un 98,61%, mientras que el caso 2 logró un 98,87% respecto al caso base. La Tabla 31 contiene los valores de emisión de óxidos de nitrógeno en partes por millón (ppm).

**Tabla 31. Emisiones de  $NO_x$  en ppm de ambos casos de estudio.**

	Caso 1	Caso 2
Emisiones de $NO_x$ [ppm]	0,225	0,189

Particularmente el caso 2 presenta menores emisiones de  $NO_x$ , esto se puede atribuir a una mayor dilución efectiva debido al reformado del metano. Esto provoca que luego de la combustión en el post quemador, debido a la reacción con el  $H_2$  y el  $CO$ , la concentración de oxígeno molecular sea aún menor.

Normalmente, los sistemas SOFC no emiten grandes cantidades de óxidos de nitrógeno. Esto se comenta también en el estudio de Gandiglio et al. [78], donde las emisiones de este compuesto son ínfimas, llegando a considerarse incluso nulas.

#### 4.2.4 Emisiones de MP y $SO_2$

Al utilizar  $H_2$  y  $CH_4$ , no se existen emisiones de material particulado (MP) y  $SO_2$ , ya que estos combustibles no contienen azufre ni compuestos que formen partículas sólidas. Su presencia solo podría deberse a impurezas en los reactantes, como el aire. Gandiglio et al. [78] menciona mediciones donde el MP fue incluso menor que el del ambiente gracias a la filtración previa al ingreso a la SOFC.

En relación con el caso base, las emisiones de MP y  $SO_2$  podrían deberse al uso de diésel o a una filtración deficiente de impurezas.

## 5 Conclusiones

A continuación, se resumen los principales hallazgos técnicos, económicos y ambientales de la integración del sistema híbrido SOFC-TG-TV en comparación con el caso base. Se finaliza con el veredicto de aquel caso que presenta el escenario más favorable actualmente.

- El modelo matemático 0-D permitió dimensionar el sistema para igualar la potencia neta de ~180 MW del caso base. Las celdas tienen un área de  $225 \text{ cm}^2$ , donde el caso 1 requiere de 227.700 celdas, aportando un 36,33% de la potencia total del sistema. Mientras que el caso 2 requiere de 216.576 celdas las cuales aportan un 32,43% de la potencia total.
- Las eficiencias del sistema híbrido obtuvieron fueron superiores a las del caso base, siendo 60,56% y 57,32% para los casos 1 y 2 respectivamente. Al disminuir el valor de la densidad de corriente ( $0,3 \text{ A/cm}^2$ ) las eficiencias se incrementan hasta 79,56% y 73,39%. Esto señala que la operación a densidades de corriente elevadas no resulta en mejoras respecto al caso base. Pese a esto, las eficiencias a densidades de corriente bajas están idealizadas, pues no se consideran fuentes de calor externas que permitan mantener la temperatura de operación a estas densidades de corriente. Además, no se realiza un análisis de variables sensibles que permitan aumentar la eficiencia sin penalizar la potencia. Al igual que no se implementa un sistema de cogeneración adicional.
- El valor de LCOE del caso 1 se presenta muy elevado en un escenario actual (2025), siendo de 0,218 USD/kWh donde el principal motivo detrás es el alto precio del hidrógeno. Esto lo vuelve una alternativa inferior frente al caso 2, cuyo valor de LCOE es de 0,122 USD/kWh, valor superior al del caso 1 y base en términos económicos. Únicamente un caso hipotético del año 2050 presenta un LCOE del caso 1 menor que el caso 2 y base.
- Los indicadores económicos apuntan al caso 2 como una alternativa superior, donde los periodos de retorno de inversión suelen ser  $\leq 1$  año. No así el caso 1, que presenta dificultades en recuperar la inversión. La principal barrera radica en el precio del hidrógeno, volviéndolo un caso difícil de implementar en la actualidad y depende de ingresos adicionales para volverse viable. Además, los análisis de sensibilidad señalan al precio de la electricidad y combustible como los más sensibles. Esto indica que al utilizar metano existe menor incertidumbre debido a la mayor presencia de escenarios favorables que al utilizar hidrógeno.
- El análisis ambiental demuestra una superioridad del caso 1 por sobre el 2. Donde el primero provoca la reducción del 100% de emisiones de  $\text{CO}_2$ . Mientras que el caso 2 logra una reducción parcial de 55,27% y un factor de emisión de 0,1792  $\text{kgCO}_2/\text{kWh}$ . Esto permite cuantificar las toneladas de dióxido de carbono que no se emitieron a la atmósfera y obtener ahorros mediante el no pago de costos sociales asociados a este compuesto. Además, utilizar hidrógeno y eliminar las emisiones de  $\text{CO}_2$  existe la posibilidad de aplicar ingresos adicionales mediante venta de créditos

de carbono. Las emisiones de  $NO_x$  también disminuyen de forma drástica, llegando a reducciones de 90,75% (caso 1) y 94,75% (caso 2) con respecto al caso base.

Estos resultados señalan que integrar el sistema híbrido SOFC-TG-TV operando la celda a máxima potencia, utilizar  $H_2$  brinda mejores resultados técnicos y ambientales. En cambio, utilizar  $CH_4$  brinda mejores resultados económicos, donde su superioridad en costos de operación permite generar energía de forma más barata y un retorno de la inversión considerablemente menor que al utilizar hidrógeno. Si bien, emplear  $H_2$  es la única forma de alinearse con escenarios de descarbonización, las altas barreras económicas asociadas a la utilización de este recurso impiden su elegibilidad frente a combustibles con mercados estables y maduros. Lo anterior evidencia el amplio margen de mejora en la masificación en la utilización de hidrógeno.

## Referencias

- [1] C. Wang *et al.*, “The status and improvement opportunities towards carbon neutrality of a university campus in China: A case study on energy transition and innovation perspectives,” *J Clean Prod*, vol. 414, Aug. 2023, doi: 10.1016/j.jclepro.2023.137521.
- [2] International Energy Agency, “CO2 Emissions in 2022,” 2022. [Online]. Available: [www.iea.org](http://www.iea.org)
- [3] S. Delbecq, J. Fontane, N. Gourdain, T. Planès, and F. Simatos, “Sustainable aviation in the context of the Paris Agreement: A review of prospective scenarios and their technological mitigation levers,” Aug. 01, 2023, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.paerosci.2023.100920.
- [4] M. T. Huang and P. M. Zhai, “Achieving Paris Agreement temperature goals requires carbon neutrality by middle century with far-reaching transitions in the whole society,” *Advances in Climate Change Research*, vol. 12, no. 2, pp. 281–286, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.accre.2021.03.004.
- [5] E. S. Obobisa, “Achieving 1.5 °C and net-zero emissions target: The role of renewable energy and financial development,” *Renew Energy*, vol. 188, pp. 967–985, Apr. 2022, doi: 10.1016/j.renene.2022.02.056.
- [6] G. de C. Ministerio del Medio Ambiente, “Cambio Climático: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.”
- [7] Ministerio de Medio Ambiente and SNiChile, “Sistema Nacional de Inventarios de Gases de Efecto Invernadero, Tendencia Nacional,” Santiago, 2022.
- [8] A. Arriet, F. Flores, Y. Matamala, and F. Feijoo, “Chilean pathways for mid-century carbon neutrality under high renewable potential,” *J Clean Prod*, vol. 379, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.134483.
- [9] MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE, “Ley N°21.455 LEY MARCO DE CAMBIO CLIMÁTICO,” Jun. 2022.
- [10] N. Q. Minh, “Solid oxide fuel cell technology - Features and applications,” Oct. 29, 2004. doi: 10.1016/j.ssi.2004.07.042.
- [11] O. Yamamoto, “Solid oxide fuel cells: fundamental aspects and prospects,” *Electrochim Acta*, vol. 45, no. 15–16, pp. 2423–2435, May 2000, doi: 10.1016/S0013-4686(00)00330-3.
- [12] I. Nikiforakis, S. Mamalis, and D. Assanis, “Understanding Solid Oxide Fuel Cell Hybridization: A Critical Review,” *Appl Energy*, vol. 377, p. 124277, Jan. 2025, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.124277.
- [13] D. Oryshchyn, N. F. Harun, D. Tucker, K. M. Bryden, and L. Shadle, “Fuel utilization effects on system efficiency in solid oxide fuel cell gas turbine hybrid systems,” *Appl Energy*, vol. 228, pp. 1953–1965, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.07.004.

- [14] H. Lai and T. A. Adams, "Life cycle analyses of SOFC/gas turbine hybrid power plants accounting for long-term degradation effects," *J Clean Prod*, vol. 412, Aug. 2023, doi: 10.1016/j.jclepro.2023.137411.
- [15] Y. Huang and A. Turan, "Fuel sensitivity and parametric optimization of SOFC – GT hybrid system operational characteristics," *Thermal Science and Engineering Progress*, vol. 14, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.tsep.2019.100407.
- [16] A. Buonomano, F. Calise, M. D. d'Accadia, A. Palombo, and M. Vicidomini, "Hybrid solid oxide fuel cells-gas turbine systems for combined heat and power: A review," Oct. 05, 2015, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.apenergy.2015.06.027.
- [17] J. Pirkandi, H. Penhani, and A. Maroufi, "Thermodynamic analysis of the performance of a hybrid system consisting of steam turbine, gas turbine and solid oxide fuel cell (SOFC-GT-ST)," *Energy Convers Manag*, vol. 213, Jun. 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.112816.
- [18] A. K. Yadav, S. Sinha, and A. Kumar, "Techno-economic and environmental analysis of hybrid SOFC-GT-sCO<sub>2</sub> systems for sustainable energy generation," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 120, pp. 558–571, Apr. 2025, doi: 10.1016/j.ijhydene.2025.03.238.
- [19] Z. Chen, Q. Eri, and L. Yang, "Study on the comprehensive performance of a hybrid power system based on hydrogen-driven solid oxide fuel cells for green unmanned aerial vehicles," *Energy Convers Manag*, vol. 327, Mar. 2025, doi: 10.1016/j.enconman.2025.119611.
- [20] S. Campanari, "Full Load and Part-Load Performance Prediction for Integrated SOFC and Microturbine Systems," *J Eng Gas Turbine Power*, vol. 122, no. 2, pp. 239–246, Apr. 2000, doi: 10.1115/1.483201.
- [21] S. K. Park and T. S. Kim, "Comparison between pressurized design and ambient pressure design of hybrid solid oxide fuel cell-gas turbine systems," *J Power Sources*, vol. 163, no. 1 SPEC. ISS., pp. 490–499, Dec. 2006, doi: 10.1016/j.jpowsour.2006.09.036.
- [22] M. M. Whiston, W. O. Collinge, M. M. Bilec, and L. A. Schaefer, "Exergy and economic comparison between kW-scale hybrid and stand-alone solid oxide fuel cell systems," *J Power Sources*, vol. 353, pp. 152–166, 2017, doi: 10.1016/j.jpowsour.2017.03.113.
- [23] T. W. Song, J. L. Sohn, T. S. Kim, and S. T. Ro, "Performance characteristics of a MW-class SOFC/GT hybrid system based on a commercially available gas turbine," *J Power Sources*, vol. 158, no. 1, pp. 361–367, Jul. 2006, doi: 10.1016/j.jpowsour.2005.09.031.
- [24] M. Gandiglio, A. Lanzini, P. Leone, M. Santarelli, and R. Borchiellini, "Thermoeconomic analysis of large solid oxide fuel cell plants: Atmospheric vs. pressurized performance," Jun. 15, 2013, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.energy.2013.03.059.

- [25] F. Calise, A. Palombo, and L. Vanoli, "Design and partial load exergy analysis of hybrid SOFC-GT power plant," *J Power Sources*, vol. 158, no. 1, pp. 225–244, Jul. 2006, doi: 10.1016/j.jpowsour.2005.07.088.
- [26] M. Rokni, "Thermodynamic analysis of an integrated solid oxide fuel cell cycle with a rankine cycle," *Energy Convers Manag*, vol. 51, no. 12, pp. 2724–2732, Dec. 2010, doi: 10.1016/j.enconman.2010.06.008.
- [27] S. Campanari, L. Mastropasqua, M. Gazzani, P. Chiesa, and M. C. Romano, "Predicting the ultimate potential of natural gas SOFC power cycles with CO<sub>2</sub> capture – Part A: Methodology and reference cases," *J Power Sources*, vol. 324, pp. 598–614, Aug. 2016, doi: 10.1016/j.jpowsour.2016.05.104.
- [28] R. Newby and D. Keairns, "Analysis of Natural Gas Fuel Cell Plant Configurations-Revision 1 OFFICE OF FOSSIL ENERGY," 2013.
- [29] Q. Xu *et al.*, "A comprehensive review of solid oxide fuel cells operating on various promising alternative fuels," Feb. 01, 2022, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.enconman.2021.115175.
- [30] A. M and P. K. G, "Hydrogen towards sustainable transition: A review of production, economic, environmental impact and scaling factors," Dec. 01, 2023, *Elsevier B.V.* doi: 10.1016/j.rineng.2023.101456.
- [31] G. Min, S. Choi, and J. Hong, "A review of solid oxide steam-electrolysis cell systems: Thermodynamics and thermal integration," Dec. 15, 2022, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120145.
- [32] O. Bičáková and P. Straka, "Production of hydrogen from renewable resources and its effectiveness," Aug. 2012. doi: 10.1016/j.ijhydene.2012.05.047.
- [33] J. H. Prosser *et al.*, "Cost analysis of hydrogen production by high-temperature solid oxide electrolysis," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 49, pp. 207–227, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.07.084.
- [34] A. M. Sadeq *et al.*, "Hydrogen energy systems: Technologies, trends, and future prospects," Aug. 20, 2024, *Elsevier B.V.* doi: 10.1016/j.scitotenv.2024.173622.
- [35] L. Fan, C. Li, P. V. Aravind, W. Cai, M. Han, and N. Brandon, "Methane reforming in solid oxide fuel cells: Challenges and strategies," Aug. 01, 2022, *Elsevier B.V.* doi: 10.1016/j.jpowsour.2022.231573.
- [36] L. Fan *et al.*, "Advances on methane reforming in solid oxide fuel cells," Sep. 01, 2022, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.rser.2022.112646.
- [37] S. Pirou *et al.*, "Durability enhancement of novel monolithic metal supported Solid oxide fuel cells through processing optimizations," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 29, pp. 11017–11028, Apr. 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.12.139.
- [38] S. P. S. Shaikh, A. Muchtar, and M. R. Somalu, "A review on the selection of anode materials for solid-oxide fuel cells," Jun. 20, 2015, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.rser.2015.05.069.

- [39] M. Pagliari *et al.*, “Electrochemical performance of LSM-YSZ SOFC cathodes: activation, durability, and tolerance to CO<sub>2</sub>,” *J Power Sources*, vol. 649, p. 237458, Sep. 2025, doi: 10.1016/j.jpowsour.2025.237458.
- [40] M. Pagliari, D. Montinaro, E. Martelli, S. Campanari, and A. Donazzi, “Durability and kinetic effects of CO<sub>2</sub>-rich oxidizing streams on LSCF-based solid oxide fuel cells,” *J Power Sources*, vol. 613, Sep. 2024, doi: 10.1016/j.jpowsour.2024.234895.
- [41] O. Chun *et al.*, “Advances in low-temperature solid oxide fuel cells: An explanatory review,” *J Power Sources*, vol. 610, Aug. 2024, doi: 10.1016/j.jpowsour.2024.234719.
- [42] S. Kim, S. W. Lee, S. Lee, J. H. Kim, and T. H. Shin, “Revolutionizing hydrogen production with LSGM-based solid oxide electrolysis cells: An innovative approach by sonic spray,” *Electrochim Acta*, vol. 463, Sep. 2023, doi: 10.1016/j.electacta.2023.142751.
- [43] M. A. K. Y. Shah *et al.*, “Designing Gadolinium-doped ceria electrolyte for low temperature electrochemical energy conversion,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 37, pp. 14000–14011, Apr. 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.12.314.
- [44] J. Milewski, K. wirski, M. Santarelli, and P. Leone, “Advanced Methods of Solid Oxide Fuel Cell Modeling (Green Energy and Technology),” 2011. [Online]. Available: <http://www.springer.com/series/8059>
- [45] J. Milewski, “A mathematical model of SOFC: A proposal,” *Fuel Cells*, vol. 12, no. 5, pp. 709–721, Oct. 2012, doi: 10.1002/fuce.201100150.
- [46] J. Milewski, M. Wołowicz, A. Miller, and R. Bernat, “A reduced order model of Molten Carbonate Fuel Cell: A proposal,” in *International Journal of Hydrogen Energy*, Aug. 2013, pp. 11565–11575. doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.06.002.
- [47] Jaroslaw Milewski, R. Bernat, and J. Lewandowski, “Reducing CO<sub>2</sub> Emissions from a Gas Turbine Power Plant by using a Molten Carbonate Fuel Cell,” *Proceedings of the World Congress on Engineering*, vol. III, Jul. 2012.
- [48] G. Min, Y. J. Park, and J. Hong, “1D thermodynamic modeling for a solid oxide fuel cell stack and parametric study for its optimal operating conditions,” *Energy Convers Manag*, vol. 209, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.112614.
- [49] Y. M. Barzi, A. Raoufi, and H. Lari, “Performance analysis of a SOFC button cell using a CFD model,” in *International Journal of Hydrogen Energy*, Sep. 2010, pp. 9468–9478. doi: 10.1016/j.ijhydene.2010.05.086.
- [50] R. T. Nishida, S. B. Beale, and J. G. Pharoah, “Comprehensive computational fluid dynamics model of solid oxide fuel cell stacks,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 45, pp. 20592–20605, Dec. 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.05.103.
- [51] X. Wei *et al.*, “Environmental implications of solid oxide fuel cell system for hydrogen sustainability,” *Resour Conserv Recycl*, vol. 215, Apr. 2025, doi: 10.1016/j.resconrec.2025.108134.

- [52] S. Arefdehghani, A. Rostamzadeh Khosroshahi, N. Kousheshi, A. Saberi Mehr, and H. Nami, "Techno-economic assessment of decentralized low-carbon power plants based on solid oxide fuel cell equipped with calcium looping carbon capture," *Energy*, vol. 313, Dec. 2024, doi: 10.1016/j.energy.2024.133720.
- [53] C. Liao, Y. Tang, Y. Liu, Z. Sun, W. Li, and X. Ma, "Life cycle assessment of the solid oxide fuel cell vehicles using ammonia fuel," *J Environ Chem Eng*, vol. 11, no. 5, Oct. 2023, doi: 10.1016/j.jece.2023.110872.
- [54] E. Güler and S. Ergin, "Investigation of a solid oxide fuel cell integrated into an internal combustion engine with carbon capture for maritime applications," *Energy Convers Manag*, vol. 314, Aug. 2024, doi: 10.1016/j.enconman.2024.118660.
- [55] Y. Xiong *et al.*, "Cradle-to-gate GHG emissions and decarbonization potentials of minivan-equipped hydrogen fuel cell system," *Resour Conserv Recycl*, vol. 212, Jan. 2025, doi: 10.1016/j.resconrec.2024.107877.
- [56] E. Hwang, C. Baek, D.-H. Peck, K. Roh, S.-Y. Yoon, and S. Kang, "Comparative analysis of life cycle assessment for manufacturing processes and materials for 1 kW solid oxide fuel cell stacks with three different support types of cells," *J Environ Chem Eng*, vol. 13, no. 1, p. 115235, Feb. 2025, doi: 10.1016/j.jece.2024.115235.
- [57] G. Oluleye, M. Gandiglio, M. Santarelli, and A. Hawkes, "Pathways to commercialisation of biogas fuelled solid oxide fuel cells in European wastewater treatment plants," *Appl Energy*, vol. 282, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116127.
- [58] S. Zheng, Z. Wu, and X. Zhou, "Economic and environmental analysis of a new sustainable multi-generation system for power, heating, cooling, freshwater, and hydrogen production," *Energy*, vol. 328, Aug. 2025, doi: 10.1016/j.energy.2025.136465.
- [59] W. M. Chen and H. Kim, "Energy, economic, and social impacts of a clean energy economic policy: Fuel cells deployment in Delaware," *Energy Policy*, vol. 144, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111617.
- [60] Gas outlook, "Chile's renewable energy sector is losing its lustre," 2024.
- [61] Reuters, "Chile losing global green hydrogen head-start, companies say," 2024.
- [62] Reuters, "China, Chile energy chiefs meet to talk renewables, electricity," 2025.
- [63] List.Solar, "Chile's Renewable Investments Hit Record \$5.7 Billion," 2025.
- [64] Enel, "Informe Final Prueba de Consumo Especifico Neto Unidades Atacama 1 y 2," Aug. 2019.
- [65] Fabián Romero O., "Parámetros Técnicos para los Procesos de Partida y Parada de Unidades Generadoras Central Atacama," Mejillones, Jun. 2019.
- [66] G. de C. Superintendencia del Medio Ambiente, "Resolución exenta N°550: Informe consolidado de emisiones del año 2023 del establecimiento Central Atacama afecto

al impuesto del artículo 8° de la ley N° 20.780, modificado por la ley N°21.210,” Santiago, Apr. 2024.

- [67] J. Milewski and A. Szczęśniak, “A reduced order model of proton conducting Solid Oxide Fuel Cell: A proposal,” *Energy Convers Manag*, vol. 236, May 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.114050.
- [68] V. O. Oladokun and O. C. Asemota, “Unit cost of electricity in Nigeria: A cost model for captive diesel powered generating system,” Aug. 11, 2015, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.rser.2015.07.028.
- [69] D. Roy, S. Samanta, S. Roy, A. Smallbone, and A. P. Roskilly, “Techno-economic analysis of solid oxide fuel cell-based energy systems for decarbonising residential power and heat in the United Kingdom,” *Green Chemistry*, vol. 26, no. 7, pp. 3979–3994, Feb. 2024, doi: 10.1039/d3gc02645k.
- [70] F. Curretti, M. Gandiglio, A. Lanzini, M. Santarelli, and F. Maréchal, “Large size biogas-fed Solid Oxide Fuel Cell power plants with carbon dioxide management: Technical and economic optimization,” *J Power Sources*, vol. 294, pp. 669–690, Jul. 2015, doi: 10.1016/j.jpowsour.2015.06.091.
- [71] M. Bahari, A. Entezari, F. Esmaeilion, and A. Ahmadi, “Systematic analysis and multi-objective optimization of an integrated power and freshwater production cycle,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 43, pp. 18831–18856, May 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.04.066.
- [72] J. Wang, K. A. Al-attab, and T. Yew Heng, “Techno-economic and thermodynamic analysis of solid oxide fuel cell combined heat and power integrated with biomass gasification and solar assisted carbon capture and energy utilization system,” *Energy Convers Manag*, vol. 280, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.enconman.2023.116762.
- [73] D. Roy, S. Samanta, S. Roy, A. Smallbone, and A. P. Roskilly, “Technoeconomic and environmental performance assessment of solid oxide fuel cell-based cogeneration system configurations,” *Energy*, vol. 310, Nov. 2024, doi: 10.1016/j.energy.2024.133145.
- [74] R. Singh and O. Singh, “Comparative study of combined solid oxide fuel cell-gas turbine-Organic Rankine cycle for different working fluid in bottoming cycle,” *Energy Convers Manag*, vol. 171, pp. 659–670, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.06.009.
- [75] A. Entezari, M. Bahari, A. Aslani, S. Ghahremani, and F. Pourfayaz, “Systematic analysis and multi-objective optimization of integrated power generation cycle for a thermal power plant using Genetic algorithm,” *Energy Convers Manag*, vol. 241, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.114309.
- [76] Stephen R. Turns and Department of Mechanical and Nuclear Engineering The Pennsylvania State University, *An Introduction to Combustion Concepts and Applications*, Second Edition. Pennsylvania: McGraw-Hill, 2000.

- [77] D. A. Whytock, J. V Michael, and W. A. Payne, "ABSOLUTE RATE CONSTANTS FOR  $O + C_2H_2 \rightarrow CO + CH_2$ ,  $O + C_2H_4 \rightarrow CO + C_2H_3$ ,  $O + C_2H_6 \rightarrow CO + C_2H_5$ ,  $O + C_2H_2 \rightarrow CO + CH_2$ ,  $O + C_2H_4 \rightarrow CO + C_2H_3$ ,  $O + C_2H_6 \rightarrow CO + C_2H_5$ ," 1976.
- [78] M. Gandiglio, P. Marocco, A. Nieminen, M. Santarelli, and J. Kiviaho, "Energy and environmental performance from field operation of commercial-scale SOFC systems," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 85, pp. 997–1009, Oct. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2024.08.332.
- [79] Enel Inversionistas, "Información General: Gasoducto Atacama transporta gas natural a alta presión."
- [80] Charles Maxwell, "Cost Indices."
- [81] D. Roy, S. Samanta, S. Roy, A. Smallbone, and A. Paul Roskilly, "Fuel cell integrated carbon negative power generation from biomass," *Appl Energy*, vol. 331, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120449.
- [82] A. Sánchez-Squella, M. Muñoz, M. Toledo, and F. Yanine, "Techno-economic assessment of a green hydrogen production plant for a mining operation in Chile," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 112, pp. 531–543, Mar. 2025, doi: 10.1016/j.ijhydene.2025.02.164.
- [83] T. Amirthan and M. S. A. Perera, "The role of storage systems in hydrogen economy: A review," Dec. 01, 2022, *Elsevier B.V.* doi: 10.1016/j.jngse.2022.104843.
- [84] GlobalPetrolPrices, "Chile precios del gas natural."
- [85] Comisión Nacional de Energía, "PRECIO MEDIO DE MERCADO SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (PMM SEN)."
- [86] W. H. Cloete, G. du Preez, and G. M. Van Zijl, "The carbon credit conundrum: Which analytical method should be used for determining soil organic carbon content in South Africa?," *Geoderma Regional*, vol. 41, Jun. 2025, doi: 10.1016/j.geodrs.2025.e00947.
- [87] Ministerio de Desarrollo Social y Familia, "Nueva actualización del Precio Social del Carbono busca incentivar proyectos públicos que reduzcan las emisiones de CO<sub>2</sub>," 2024.
- [88] C. H. Moris, M. T. C. Guevara, A. Salmon, and A. Lorca, "Comparison between concentrated solar power and gas-based generation in terms of economic and flexibility-related aspects in Chile," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 4, Feb. 2021, doi: 10.3390/en14041063.
- [89] K. J. Yoon, P. Zink, S. Gopalan, and U. B. Pal, "Polarization measurements on single-step co-fired solid oxide fuel cells (SOFCs)," *J Power Sources*, vol. 172, no. 1, pp. 39–49, Oct. 2007, doi: 10.1016/j.jpowsour.2007.03.003.
- [90] F. Zhao and A. V. Virkar, "Dependence of polarization in anode-supported solid oxide fuel cells on various cell parameters," *J Power Sources*, vol. 141, no. 1, pp. 79–95, Feb. 2005, doi: 10.1016/j.jpowsour.2004.08.057.

- [91] X. Xin *et al.*, "Solid oxide fuel cells with dense yttria-stabilized zirconia electrolyte membranes fabricated by a dry pressing process," *J Power Sources*, vol. 160, no. 2 SPEC. ISS., pp. 1221–1224, Oct. 2006, doi: 10.1016/j.jpowsour.2006.02.073.
- [92] M. Lo Faro, S. Trocino, S. C. Zignani, C. Italiano, A. Vita, and A. S. Aricò, "Study of a solid oxide fuel cell fed with n-dodecane reformat. Part II: Effect of the reformat composition," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 3, pp. 1751–1757, Jan. 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.06.048.
- [93] Z. Aghaziarati, M. Ameri, M. Bidi, P. Marocco, M. Santarelli, and M. Gandiglio, "Zero-dimensional model of a reversible solid oxide fuel cell system with methanation," *International Journal of Thermofluids*, vol. 28, Jul. 2025, doi: 10.1016/j.ijft.2025.101297.
- [94] M. Yokoo, K. Watanabe, M. Arakawa, and Y. Yamazaki, "Influence of current densities in SOFC and PEFC stacks on a SOFC-PEFC combined system," *J Power Sources*, vol. 163, no. 2, pp. 892–899, Jan. 2007, doi: 10.1016/j.jpowsour.2006.09.050.
- [95] J. Hartvigsen, A. Khandkar, and S. Elangovan, "Development of an SOFC Stack Performance Map for Natural Gas Operation," *Proceedings of The Electrochemical Society*, 1999, doi: 10.1149/199919.0001135PV.
- [96] H. Zhu and R. J. Kee, "Thermodynamics of SOFC efficiency and fuel utilization as functions of fuel mixtures and operating conditions," *J Power Sources*, vol. 161, no. 2, pp. 957–964, Oct. 2006, doi: 10.1016/j.jpowsour.2006.05.006.
- [97] M. Mehrpooya, S. Akbarpour, A. Vatani, and M. A. Rosen, "Modeling and optimum design of hybrid solid oxide fuel cell-gas turbine power plants," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 36, pp. 21196–21214, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.10.077.
- [98] M. Beigzadeh, F. Pourfayaz, M. Ghazvini, and M. H. Ahmadi, "Energy and exergy analyses of solid oxide fuel cell-gas turbine hybrid systems fed by different renewable biofuels: A comparative study," *J Clean Prod*, vol. 280, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.124383.
- [99] X. Wang, X. Lv, and Y. Weng, "Performance analysis of a biogas-fueled SOFC/GT hybrid system integrated with anode-combustor exhaust gas recirculation loops," *Energy*, vol. 197, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117213.
- [100] S. Ghorbani, M. H. Khoshgoftar-Manesh, M. Nourpour, and A. M. Blanco-Marigorta, "Exergoeconomic and exergoenvironmental analyses of an integrated SOFC-GT-ORC hybrid system," *Energy*, vol. 206, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118151.
- [101] D. Roy and S. Ghosh, "Energy and exergy analyses of an integrated biomass gasification combined cycle employing solid oxide fuel cell and organic Rankine cycle," *Clean Technol Environ Policy*, vol. 19, no. 6, pp. 1693–1709, Aug. 2017, doi: 10.1007/s10098-017-1358-5.
- [102] P. Mojaver, M. Abbasalizadeh, S. Khalilarya, and A. Chitsaz, "Co-generation of electricity and heating using a SOFC-ScCO<sub>2</sub> Brayton cycle-ORC integrated plant:

Investigation and multi-objective optimization,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 51, pp. 27713–27729, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.07.137.

- [103] J. Xie *et al.*, “Analysis of the thermodynamic performance of the SOFC-GT system integrated solar energy based on reverse Brayton cycle,” *Energy*, vol. 308, Nov. 2024, doi: 10.1016/j.energy.2024.132873.
- [104] C. Y. Chan, F. Rosner, and S. Samuelsen, “Techno-Economic Analysis of Solid Oxide Fuel Cell-Gas Turbine Hybrid Systems for Stationary Power Applications Using Renewable Hydrogen,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 13, Jul. 2023, doi: 10.3390/en16134955.
- [105] B. Najafi, A. Shirazi, M. Aminyavari, F. Rinaldi, and R. A. Taylor, “Exergetic, economic and environmental analyses and multi-objective optimization of an SOFC-gas turbine hybrid cycle coupled with an MSF desalination system,” *Desalination*, vol. 334, no. 1, pp. 46–59, Feb. 2014, doi: 10.1016/j.desal.2013.11.039.
- [106] Z. Huang *et al.*, “Techno-economic evaluation and multi-objective optimization of a cogeneration system integrating solid oxide fuel cell with steam Rankine and supercritical carbon dioxide Brayton cycles,” *Fuel*, vol. 382, Feb. 2025, doi: 10.1016/j.fuel.2024.133675.
- [107] Y. Zhang *et al.*, “Energy and CO<sub>2</sub> emission analysis of a Bio-Energy with CCS system: Biomass gasification-solid oxide fuel cell-mini gas turbine-CO<sub>2</sub> capture,” *Fuel Processing Technology*, vol. 238, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.fuproc.2022.107476.



$i_{max\_o}=4 \cdot F \cdot n_{O2\_eq}$   
CALL corriente\_max (i\_max\_f; i\_max\_o : i\_max)

$\eta_f = i / i_{max\_f}$   
 $\eta_o = i / i_{max\_o}$

### "PRESIONES ENTRADA"

"catodo"  
 $P_{O2\_c\_in} = P_c \cdot 0,21$   
 $P_{N2\_c\_in} = P_c \cdot 0,79$

### "anodo"

$x_{H2\_a\_in} = n_{H2\_in} / (n_{H2\_in} + n_{H2O\_a\_in})$   
 $x_{H2O\_a\_in} = n_{H2O\_a\_in} / (n_{H2\_in} + n_{H2O\_a\_in})$   
 $P_{H2\_a\_in} = P_a \cdot x_{H2\_a\_in}$   
 $P_{H2O\_a\_in} = P_a \cdot x_{H2O\_a\_in}$

### "PRESIONES SALIDA"

$n_{H2\_a\_out} = n_{H2\_in} \cdot (1 - \eta_f)$   
 $n_{H2O\_a\_out} = n_{H2O\_a\_in} + (n_{H2\_in} \cdot \eta_f)$   
 $n_{total\_a\_out} = n_{H2\_a\_out} + n_{H2O\_a\_out}$

$x_{H2\_a\_out} = n_{H2\_a\_out} / n_{total\_a\_out}$   
 $x_{H2O\_a\_out} = n_{H2O\_a\_out} / n_{total\_a\_out}$

$P_{H2\_a\_out} = P_a \cdot x_{H2\_a\_out}$   
 $P_{H2O\_a\_out} = P_a \cdot x_{H2O\_a\_out}$   
 $P_{O2\_a\_out} = (P_{H2O\_a\_out} / (K_{H2} \cdot P_{H2\_a\_out}))^2$   
 $K_{H2} = A\_constante \cdot \exp((-E\_act) / (R \cdot (T)))$   
 $E\_act = -246000$   
 $A\_constante = 1,44 \cdot 10^{(-3)}$

$n_{O2\_c\_out} = n_{O2\_eq\_t} \cdot (1 - \eta_o)$   
 $n_{N2\_c\_out} = n_{N2\_c\_in\_t}$   
 $n_{total\_c\_out} = n_{O2\_c\_out} + n_{N2\_c\_out}$   
 $x_{O2\_c\_out} = n_{O2\_c\_out} / n_{total\_c\_out}$   
 $x_{N2\_c\_out} = n_{N2\_c\_out} / n_{total\_c\_out}$   
 $P_{O2\_c\_out} = x_{O2\_c\_out} \cdot P_c$   
 $P_{N2\_c\_out} = x_{N2\_c\_out} \cdot P_c$

### "EMAX"

$E_{max} = ((R \cdot T) / (4 \cdot F)) \cdot \ln 1$   
 $\ln 1 = \ln(P_{O2\_c\_out} / P_{O2\_a\_out})$

$E_{SOFC} = (E_{max} - \eta_f \cdot i_{max} \cdot r_1) / ((r_1 / r_2) \cdot (1 - \eta_f) + 1)$  "voltaje de la celda"  
 $P_{SOFC} = (E_{SOFC} \cdot i_c)$  "Potencia de la celda"  
 $P_{SOFC\_kW} = P_{SOFC} / 1000$   
 $i_c = i \cdot A$

$\eta_{ele\_LHV} = (P_{SOFC} / 1000) / (n_{H2\_in} \cdot \Delta H_{H2\_LHV})$   
 $\eta_{ele\_HHV} = (P_{SOFC} / 1000) / (n_{H2\_in} \cdot \Delta H_{H2\_HHV})$   
 $\Delta H_{H2\_LHV} = 241,8$   
 $\Delta H_{H2\_HHV} = 286$   
 $PCI_{H2} = \text{LowerHeatingValue}(H2)$   
 $PCS_{H2} = \text{HigherHeatingValue}(H2)$







$$T5c=T5-273,15$$

$$\begin{aligned} \gamma_{H2} &= c_{p,H2,amb} / c_{v,H2,amb} \\ c_{p,H2,amb} &= Cp(H2; T=T4c) \\ c_{v,H2,amb} &= Cv(H2; T=T4c) \\ T5s &= T4 * (P5/P4)^{(\gamma_a - 1) / \gamma_a} \\ \epsilon_{cp,H2} &= (T5s - T4) / (T5 - T4) \\ \epsilon_{cp,H2} &= 0,85 \end{aligned}$$

#### "Puntos 7 y 8 (turbina de gas)"

$$\begin{aligned} P8 &= 1 \\ P7 &= P_{mezcla} \\ \gamma_g &= 1,3 \\ T8s &= T7 * (P8/P7)^{(\gamma_g - 1) / \gamma_g} \\ T8 &= T7 - \epsilon * (T7 - T8s) \\ T8c &= T8 - 273,15 \\ \epsilon &= 0,90 \end{aligned}$$

#### "Puntos 8, 9, 1 y 2 (Regenerador)"

$$\begin{aligned} T3c &= T3 - 273,15 \\ T9c &= T9 - 273,15 \\ c_{p,aire} &= Cp(Air_{ha}; T=T2; P=P2) \end{aligned}$$

#### "Balance regenerador"

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{reg} &= \dot{m}_{aire, in, sistema} * c_{p,aire} * (T3 - T2) \\ \dot{Q}_{reg} &= \dot{m}_{gases} * c_{p,gases} * (T8 - T9) \\ \dot{Q}_{reg} &= \epsilon_{reg} * \dot{C}_{dot, min} * (T8 - T2) \\ \epsilon_{reg} &= 0,55 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{C}_{dot, a} &= \dot{m}_{aire, in, sistema} * c_{p,aire} \\ \dot{C}_{dot, g} &= \dot{m}_{gases} * c_{p,gases} \\ CALL Cmin_{regenerador} (\dot{C}_{dot, a}; \dot{C}_{dot, g} : \dot{C}_{dot, min}) \end{aligned}$$

#### "Puntos 9, 10, 11 y 12 (Caldera recuperadora)"

##### "Balance caldera recuperadora"

$$\dot{m}_{gases} * c_{p,gases} * (T9c - T_a) = \dot{m}_{dot, v} * (h_{12} - h_b)$$

#### "Pitch Point"

$$\begin{aligned} \Delta T_{pp} &= 10 \\ \Delta T_{pp} &= T_a - T_b \\ T_b &= T_{sat}(Steam; P=P_b) \\ P_b &= P_{11} \\ h_b &= Enthalpy(Steam; x=0; P=P_b) \end{aligned}$$

#### "Potencia de caldera"

$$\begin{aligned} \epsilon_{rec} &= 0,95 \\ T_{11c} &= 31 \\ T_{11} &= T_{11c} + 273,15 \\ P_{11} &= 69,6 \\ \Delta T_{max} &= T_{9c} - T_{11c} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{C}_{dot, v} &= \dot{m}_{dot, v} * c_{p, v} \\ c_{p, v} &= Cp(Water; T=T_{11c}; P=P_{11}) \\ \dot{C}_{dot, g, rec} &= \dot{m}_{dot, gases} * c_{p, gases} \\ CALL Cmin_{rec} (\dot{C}_{dot, v}; \dot{C}_{dot, g, rec} : \dot{C}_{dot, min, rec}) \end{aligned}$$



$$\eta_m = W_{\dot{m}_{bba2}} / W_{\dot{m}_{bba2}}$$
$$W_{\dot{m}_{cp\_H2}} = W_{\dot{cp\_H2}} / \eta_m$$

#### "ciclo de gas"

$$W_{\dot{cp}} = (\dot{m}_{\text{aire in sistema}}) * c_{p\_air} * (T_2 - T_1)$$
$$W_{\dot{tg}} = \dot{m}_{\text{gases}} * c_{p\_gases} * (T_7 - T_8)$$
$$W_{\dot{eje\_tg}} = (W_{\dot{tg}} - W_{\dot{cp}}) * \eta_{\text{trans}}$$

#### "compresor de H2"

$$W_{\dot{cp\_H2}} = (\dot{m}_{H2 \text{ in sistema}}) * c_{p\_H2\_amb} * (T_5 - T_4)$$

#### "potencia generadores cv y cg"

$$\eta_g = 0,9$$
$$W_{\dot{gen\_cv}} = (W_{\dot{eje\_tv}} * \eta_g)$$
$$W_{\dot{gen\_cg}} = (W_{\dot{eje\_tg}} * \eta_g)$$
$$W_{\dot{eq\_aux}} = W_{\dot{m}_{bba2}} + W_{\dot{m}_{cp\_H2}} + W_{\dot{m}_{bba2}}$$

#### "Potencia del ciclo combinado"

$$W_{\dot{neta\_CC}} = (W_{\dot{gen\_cg}} + W_{\dot{gen\_cv}} + W_{\text{SOFC\_AC}} - W_{\dot{eq\_aux}})$$

#### "Rendimiento del ciclo"

$$\eta_{\text{global\_LHV}} = W_{\dot{neta\_CC}} / (\dot{m}_{H2 \text{ in sistema}} * PCI_{H2})$$
$$\eta_{\text{global\_HHV}} = W_{\dot{neta\_CC}} / (\dot{m}_{H2 \text{ in sistema}} * PCS_{H2})$$



### "Calores específicos y PCI"

cp\_a=1,005 "kJ/kgK"  
cp\_g=1,26  
PCS=39215/0,7102

### "Pitch Point"

DELTA\_T\_pp=10  
DELTA\_T\_pp=Ta-Tb  
Tb=T\_sat(Steam;P=Pb)  
Pb=P6  
hb=Enthalpy(Steam;x=0;P=Pb)

### "Compresor"

P1=1  
T1=20+273,15 "K"  
T1c=20  
P2=P1\*12,3  
T2s=T1\*(P2/P1)^((y\_a-1)/y\_a)  
T2c=T2-273,15 "C"  
y\_a=1,4  
epsilon\_cp=(T2s-T1)/(T2-T1)  
epsilon\_cp=0,85

T3=T3c+273,15  
T3c=1124

T4=T4c+273,15 "K"  
T4c=545

### "Potencias"

W\_dot\_cp=m\_dot\_a\*cp\_a\*(T2-T1) "Potencia compresor"  
"W\_dot\_tg=m\_dot\_g\*cp\_g\*(T3-T4)" "Potencia Turbina de gas"  
W\_dot\_eje\_tg=(W\_dot\_tg-W\_dot\_cp)\*eta\_trans "Potencia eje turbina-compresor"

W\_dot\_gen\_cg=W\_dot\_eje\_tg\*eta\_g "Potencia eléctrica generador"  
W\_dot\_gen\_cg=121700

### "POTENCIA NETA DEL CICLO COMBINADO"

W\_dot\_neta\_CC=W\_dot\_gen\_cg+W\_dot\_gen\_cv-W\_dot\_m\_bba

### "RENDIMIENTO"

eta\_cc\_HHV=W\_dot\_neta\_CC/(m\_dot\_comb\*PCS)  
eta\_cc\_LHV=W\_dot\_neta\_CC/(m\_dot\_comb\*PCI)  
PCI=LowerHeatingValue(CH4)

eta\_ciclo\_combinado\_HHV=eta\_cc\_HHV\*100  
eta\_ciclo\_combinado\_LHV=eta\_cc\_LHV\*100  
eta\_ciclo\_combinado\_HHV=42,5

### Anexo 3: Código de EES emisiones de NOx caso H<sub>2</sub>.

"EMISIONES NOx"

Tc=940,9

T=Tc+273,15

R=8314

P=821300

"Nm3\_CO2/kg\_comb" "kgcomb/s es m\_dot\_salida\_sistema"

prod\_H2O=0,05778

prod\_N2=0,7603

prod\_O2=0,17324

prod\_comb=prod\_H2O+prod\_N2+prod\_O2

m\_exx=559,4

Nm3=m\_exx\*prod\_comb

x\_prod\_H2O=prod\_H2O/prod\_comb

x\_prod\_N2=prod\_N2/prod\_comb

x\_prod\_O2=prod\_O2/prod\_comb

x\_total=x\_prod\_H2O+x\_prod\_N2+x\_prod\_O2

MM\_H2O=18,02

MM\_N2=28,01

MM\_O2=32

MMmezcla\_prod=x\_prod\_H2O\*MM\_H2O+x\_prod\_N2\*MM\_N2+x\_prod\_O2\*MM\_O2

y\_prod\_H2O=(x\_prod\_H2O\*MM\_H2O)/MMmezcla\_prod

y\_prod\_N2=(x\_prod\_N2\*MM\_N2)/MMmezcla\_prod

y\_prod\_O2=(x\_prod\_O2\*MM\_O2)/MMmezcla\_prod

y\_total=y\_prod\_H2O+y\_prod\_N2+y\_prod\_O2

N2=x\_prod\_N2\*PRT

O2=x\_prod\_O2\*PRT

PRT=(P)/(R\*T)

K\_1\_f=(1,82\*10<sup>14</sup>)\*exp(aa)

aa=(-38370/T)

KP=20,90

KPRT=(KP/(R\*T))<sup>(1/2)</sup>

d\_NO\_dt=2\*K\_1\_f\*KPRT\*N2\*(O2<sup>(1/2)</sup>)

dxNO\_dt=(RTP\*d\_NO\_dt)\*(10<sup>6</sup>) "ppm/s"

RTP=(R\*T)/(P)

NOt=d\_NO\_dt\*time

time=0,25\*10<sup>(-3)</sup>

x\_NO=NOt\*RTP

ppm\_NO=x\_NO\*(10<sup>6</sup>)

y\_NOx\_vol=ppm\_NO/(10<sup>6</sup>)

m\_ex=m\_exx\*3600

$MM_{NOx}=30,01/1000$

$MM_m=27,88/1000$

$P_{neta}=180000$

$y_{NOx_{el}}=y_{NOx_{vol}}*((m_{ex}*MM_{NOx})/(MM_m*P_{neta}))$

$P_{gen}=P_{neta}*8000$

$Emisiones_{NOx}=(y_{NOx_{el}}*P_{gen})/1000$

**Anexo 4: Cálculo de LCOE de casos 1, 2 y base.**

LCOE Central Térmica Atacama			LCOE CASO 1		
Valor unitario	0,898 MUSD/MW		CAPEX_SOFC	\$	17.653.823 USD
Potencia	180 MW		CAPEX_Scorr	\$	35.272.771 USD
CAPEX	\$	162 MUSD	CAPEX_TOT	\$	358.233.451 USD
CAPEX	\$	161.640.000 USD	O&M	\$	441.346 USD
CAPEX_corr	\$	322.960.680 USD	O&M TOTAL	\$	3.674.146 USD
O&M	\$	3.232.800 USD	ACF 2025	\$	273.067.200 USD
ACF 2025	\$	192.092.544 USD	ACF 2030	\$	151.704.000 USD
ACF 2030	\$	172.883.289,60 USD	ACF 2050	\$	60.681.600 USD
ACF 2050	\$	155.594.960,64 USD	TACC	\$	36.503.989 USD
TACC	\$	32.909.693 USD	W_neta	180000 kW	
W_neta	180000 kW		W_gen_anual	1440000000 kWh	
W_gen_anual	1440000000 kWh		YE 2025	\$	313.245.334 USD
YE 2025	\$	228.235.037 USD	YE 2030	\$	191.882.134 USD
YE 2030	\$	209.025.783 USD	YE 2050	\$	100.859.734 USD
YE 2050	\$	191.737.454 USD	<b>LCOE 2025</b>	\$	<b>0,218</b> USD/kWh
<b>LCOE 2025</b>	\$	<b>0,158</b> USD/kWh	<b>LCOE 2030</b>	\$	<b>0,133</b> USD/kWh
<b>LCOE 2030</b>	\$	<b>0,145</b> USD/kWh	<b>LCOE 2050</b>	\$	<b>0,070</b> USD/kWh
<b>LCOE 2050</b>	\$	<b>0,133</b> USD/kWh			

LCOE CASO 2		
CAPEX SOFC	\$	15.839.738 USD
CAPEX S corr	\$	31.648.185 USD
CAPEX TOT	\$	354.608.865 USD
O&M	\$	475.192 USD
O&M TOTAL	\$	3.707.992 USD
ACF 2025	\$	135.559.584 USD
ACF 2030	\$	122.003.626 USD
ACF 2050	\$	109.803.263 USD
TACC	\$	36.134.643 USD
W neta	180000 kW	
W gen anual	1440000000 kWh	
YE 2025	\$	175.402.219 USD
YE 2030	\$	161.846.261 USD
YE 2050	\$	149.645.899 USD
<b>LCOE 2025</b>	\$	<b>0,122</b> USD/kWh
<b>LCOE 2030</b>	\$	<b>0,112</b> USD/kWh
<b>LCOE 2050</b>	\$	<b>0,104</b> USD/kWh

**Anexo 5: Análisis unilateral de variables económicas caso H<sub>2</sub>.**

ANALISIS UNILATERAL ESCENARIO 2025											
VAN AÑO 20											
VA PRECIO H2	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
\$235	577,7	517,218	453,027	384,769	312,092	234,612	151,905	63,51	-31,08	-132,4	-241,1
VAN AÑO 20											
VA PRECIO ELEC.	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
\$235	-296,32	-210,66	-115,96	-11,083	105,283	234,612	378,584	539,11	718,35	918,76	1143,1
VAN AÑO 20											
VA COSTO SOC.	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
\$235	122,211	140,346	160,393	182,597	207,232	234,612	265,091	299,08	337,02	379,45	426,95
VAN AÑO 20											
VA PRECIO CRED.	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
\$235	190,29	197,441	205,346	214,101	223,815	234,612	246,631	260,03	274,99	291,72	310,46
VAN AÑO 20											
VA O&M	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
\$235	245,901	244,079	242,066	239,836	237,362	234,612	231,55	228,14	224,33	220,06	215,29
VAN AÑO 20											
VA INV. INICIAL	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
\$235	236,375	236,023	235,67	235,317	234,964	234,612	234,259	233,91	233,55	233,2	232,85

**Anexo 6: Análisis unilateral de variables económicas caso CH<sub>4</sub>.**

ANALISIS UNILATERAL ESCENARIO 2025											
VAN AÑO 20											
Precio CH4	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
\$439,7	684,5	641,9	596,4	547,7	495,6	439,7	379,8	315,4	246,1	171,5	91,1
VAN AÑO 20											
Precio elec	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
\$439,7	-47,0	31,6	118,4	214,5	321,2	439,7	571,7	718,9	883,2	1066,9	1272,6
VAN AÑO 20											
Costo Soc.	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
\$439,7	377,6	387,6	398,7	411,0	424,6	439,7	456,6	475,4	496,3	519,8	546,0
VAN AÑO 20											
O&M	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
\$439,7	451,1	449,3	447,3	445,0	442,5	439,7	436,6	433,2	429,4	425,1	420,2
VAN AÑO 20											
Inicial	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%	0%	1%	2%	3%	4%	5%
\$439,7	441,3	441,0	440,7	440,4	440,0	439,7	439,4	439,1	438,8	438,5	438,2