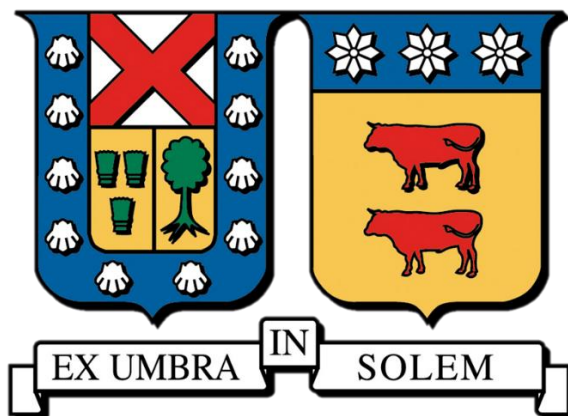


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
VALPARAÍSO – CHILE



“Evaluación de microturbinas de gas, celdas de combustible y motores de combustión interna operando en esquemas de cogeneración utilizando hidrógeno como combustible”

FERNANDO GONZÁLEZ BLANCO

**TRABAJO DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO**

PROFESOR GUÍA: Dr. Ing. Roberto Leiva I.

PROFESOR CORREFERENTE: Dr. Ing. German Amador D.



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): Memoria o trabajo de título; Tesis de Postgrado;

Título del trabajo: Evaluación de microturbinas de gas, celdas de combustible y motores de combustión interna operando en esquemas de cogeneración utilizando hidrógeno como combustible

Nombre del candidato(a): Fernando Mauricio González Blanco

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Mecánica

Campus: Casa Central Valparaíso ; **Departamento:** Ingeniería Mecánica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Profesor guía, Roberto Leiva Illanes , en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

El trabajo **NO contiene información que amerite confidencialidad** y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.


El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por:

6 meses; 12 meses; 2 años; 3 años; 5 años; 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 28/08/2025; **Firma:** 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 28-08-2025 ; **Firma:** 

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Resumen

El presente documento realiza un estudio del efecto del hidrógeno en esquemas de cogeneración para 3 tecnologías. Este nace por medio del interés de ver cómo afectan, en términos de energía, economía y emisiones, la utilización de este combustible bajo el mercado chileno. Para la evaluación, se recopiló información técnica y económica de sistemas de cogeneración y equipos que operen con mezclas de hidrógeno. A partir de aquello se desarrolló un modelo de despacho que simule el funcionamiento de cada componente de la planta de cogeneración, obteniendo resultados ligados al dimensionamiento, producción energética, emisiones, ahorros de combustible, ingresos, consumos y flujos de caja para cada demanda y tecnología. Asimismo, se estudió cómo afecta la variabilidad en los precios del combustible y la electricidad en el valor actual neto del proyecto.

Los resultados muestran que la producción eléctrica aumentó en un 10% para los motores y en un 37% para las celdas de combustible, mientras que en las microturbinas se registró una disminución del 6%. En cuanto a la energía térmica, el uso de hidrógeno se tradujo en una reducción promedio del 38% en la generación de energía térmica. Respecto a las emisiones respecto al caso inicial, el hidrógeno redujo en un 9,8% las emisiones de los motores de combustión, en un 3,1% en las microturbinas y en un 82% en las celdas de combustible. Por otro lado, en términos de factibilidad, no se identificaron casos en los que los proyectos con hidrógeno resultaran viables. Sin embargo, el análisis de variabilidad indicó que, con una disminución del 90% en el costo del combustible, los proyectos serían viables para los motores y las microturbinas.

En conclusión, la incorporación de hidrógeno en esquemas de cogeneración ofrece claros beneficios en la generación de energía eléctrica y la reducción de emisiones, especialmente en motores de combustión interna y celdas de combustible. En contraste, las microturbinas presentan la mayor afectación en términos de producción y rentabilidad al emplear hidrógeno. Entre las mejoras identificadas en este estudio se destaca la optimización del modelo de despacho y de dimensionamiento mediante métodos de variables múltiples, la integración de equipos capaces de operar con porcentajes de hidrógeno no analizados en este estudio, y la exploración de mecanismos de financiamiento alternativos que permitan viabilizar este tipo de proyectos.

Abstract

This document presents a comprehensive study on the impact of hydrogen in combined heat and power (CHP) schemes for three distinct technologies. The investigation was motivated by a desire to understand how this fuel affects system performance—specifically energy output, economic viability, and emissions—within the Chilean market. To conduct the analysis, detailed technical and economic data were gathered for existing CHP installations and equipment capable of operating on hydrogen blends. Based on these datasets, a dispatch model was developed to simulate the hourly behavior of each plant component, yielding results related to system sizing, power and heat production, emissions, fuel savings, revenues, consumption profiles, and cash flows for each demand profile and technology. Additionally, sensitivity analyses were performed to assess how fluctuations in fuel and electricity prices influence the project's net present value (NPV).

The results indicate that, when substituting natural gas with hydrogen, electrical output increases by 10 % for internal combustion engines and by 37 % for fuel cells, whereas microturbines experience a 6 % decline in electrical generation. Regarding thermal output, hydrogen usage leads to an average reduction of 38 % in heat production. In terms of greenhouse gas emissions—relative to the baseline scenario—hydrogen reduces ICE emissions by 9.8 %, microturbine emissions by 3.1 %, and fuel cell emissions by 82 %. From a financial perspective, none of the hydrogen-based configurations are viable under current market conditions. However, the sensitivity analysis reveals that a 90 % reduction in fuel cost would render projects viable for both ICE and microturbine applications.

In conclusion, integrating hydrogen into CHP systems provides significant benefits in terms of increased electrical generation and reduced emissions—particularly for internal combustion engines and fuel cells. By contrast, microturbines incur the greatest production and profitability penalties when operating on hydrogen. Key recommendations from this study include optimizing the dispatch and sizing algorithms using multivariable methods, deploying equipment capable of handling various hydrogen blending ratios, and pursuing alternative financing mechanisms to improve project feasibility.

Índice

Resumen.....	2
Abstract.....	3
Abreviaciones.....	9
1. Introducción.....	10
1.1 Contexto.....	10
1.2 Objetivos.....	11
1.2.1 Objetivo general.....	11
1.2.2 Objetivos específicos.....	11
2. Marco Teórico.....	12
2.1 Cogeneración.....	12
2.2 Tecnologías.....	14
2.2.1 Motores de combustión interna en sistemas de cogeneración.....	16
2.2.2 Microturbinas a gas en sistemas de cogeneración.....	17
2.2.3 Celdas de combustible en sistemas de cogeneración.....	17
3. Estado del arte.....	20
4. Metodología.....	23
4.1 Recolección de datos.....	23
4.1.1 Definición de la demanda.....	23
4.1.2 Datos técnicos y económicos.....	25
4.2 Programación del modelo.....	28
4.2.1 Dimensionamiento.....	29
4.2.2 Modelo de despacho.....	30
4.2.3 Caso 0: Energía, combustible y emisiones.....	34
4.2.4 Casos 1 y 2: Parámetros planta, energía, combustible, emisiones y economía.....	35

4.3 Validación del modelo	42
5. Resultados	44
5.1 Producción y emisiones.....	44
5.1.1 Demanda residencial (D1).....	44
5.1.2 Demanda hotelera (D2).....	46
5.2 Factibilidad económica	48
5.3 Efectos del hidrógeno.....	51
6. Conclusiones	52
7. Referencias.....	54
8. Anexos	61

Índice de Tablas

Tabla 1: Características técnicas tecnologías CHP	14
Tabla 2: Demanda Mensual, Calculadora Cogeneración	24
Tabla 3: Perfil de consumo casos Calculadora de Cogeneración	25
Tabla 4: Parámetros técnicos y económicos de equipos evaluados	26
Tabla 5: Características técnicas y económicas equipos operando s/c hidrógeno .	27
Tabla 6: Detalle variables del modelo de lógico del Proyecto CHP	32
Tabla 7: Comparación resultados Calculadora Cogeneración y modelo	42
Tabla 8: Resumen modelo CHP	44

Índice de Figuras

Figura 1: Diagrama Sankey de energía para cierto ciclo de motor	12
Figura 2: Pérdidas en cadena de energía	13
Figura 3: Producción de energía CHP 2010-2020	13
Figura 4: Metodología estudio proyecto CHP	23
Figura 5: Esquema instalación sistema de cogeneración	29
Figura 6: Método máxima área rectángulo	30
Figura 7: Modelo lógico proyecto CHP	31
Figura 8: Análisis sensibilidad, VAN en función de la electricidad caso 2	49
Figura 9: Análisis sensibilidad, VAN en función del combustible caso 2	50

Índice de Anexos

A1. Código D1	61
A4. Código D2	68

Abreviaciones

- GN Gas Natural
- ICE Motor de combustión interna
- FC Celda de combustible
- PEMFC Celda de membrana de intercambio protónico
- TG Turbina a Gas
- MGT Microturbina a Gas
- NO_x Óxidos de nitrógeno
- GEI Gases de efecto invernadero
- LHV Poder calorífico inferior (Lower Heating Value)
- CO₂ Dióxido de Carbono
- CO Monóxido de Carbono
- VOC Compuestos Orgánicos Volátiles
- CHP Cogeneración (Combined Heat and Power)
- ERNC Energía Renovable No Convencional
- ACS Agua Caliente Sanitaria
- PMGD Pequeños medios de generación distribuida
- MRM Método rectángulo máximo
- LP Programación lineal
- H₂ Hidrógeno
- TES Equipo de Almacenamiento Térmico
- IC Intercambiador de calor
- CEN Coordinador Eléctrico Nacional
- EPA Agencia Medioambiental Estadounidense
- MWh Megavatio-hora
- kWh Kilovatio-hora
- kW Kilovatio
- USD Dólar estadounidense
- kJ Kilojulio
- Ton CO_{2eq} Toneladas de CO₂ equivalente

1. Introducción

1.1 Contexto

En la actualidad la generación de energía es de gran importancia, dado que la mayoría de los procesos dependen directa o indirectamente de ella. Históricamente, la matriz energética en Chile ha ido adaptándose acorde a los desafíos globales. Según el último reporte anual de Generadoras de Chile[1], el 64,9% de la capacidad eléctrica instalada corresponde a fuentes renovables, tales como eólica, solar e hidroeléctrica. Asimismo, en 2023 la energía proveniente de fuentes renovables alcanzó los 53.259 GWh, lo que representa un incremento del 15,1% respecto al 2022.

La diversidad de fuentes en la matriz energética no solo mejora la fiabilidad y la capacidad de respuesta ante la demanda, sino que también permite maximizar el aprovechamiento de recursos renovables y reducir las emisiones de CO₂[2]. En el contexto actual, donde los compromisos ambientales nacionales e internacionales son cada vez más exigentes[3], la transición energética y los planes sectoriales[4] se orientan hacia energías más limpias y tecnologías de mayor eficiencia, tales como los muros Trombe, la calefacción con suelo radiante [5], sistemas de cogeneración, así como la incorporación de nuevos vectores energéticos.

En Chile, los sistemas de cogeneración han evolucionado significativamente y se prevé que para 2035 jueguen un papel aún más relevante[6]. Estos sistemas maximizan la eficiencia al producir simultáneamente energía eléctrica y térmica, aprovechando el calor residual que, de otro modo, se disiparía en el ambiente, reinyectándolo para la calefacción de espacios o el calentamiento de fluidos, optimizando así el uso energético y reduciendo la necesidad de equipos adicionales.

El hidrógeno se considera un vector clave para la transición energética y la descarbonización de procesos. En 2024, la inversión en proyectos de hidrógeno verde en Chile alcanzó los US\$25 600 millones, y en septiembre de ese año se contabilizaban 73 proyectos en desarrollo[7], lo que evidencia el carácter estratégico del plan de hidrógeno en Chile[8]. En ese contexto, es relevante estudiar el rol que puede tener el hidrógeno en los sistemas de alta eficiencia, como los esquemas de cogeneración, ya que estos pueden generar insumos importantes para futuras políticas públicas y planificaciones en la cartera de inversión energética.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Evaluar en términos de energía, economía y emisiones el uso del hidrógeno en esquemas de cogeneración operando con microturbinas de gas, celdas de combustible y motores de combustión interna.

1.2.2 Objetivos específicos

- Caracterizar las tecnologías, combustibles y las demandas de cada producto.
- Modelar termodinámicamente y económicamente las plantas operando en forma individual y en esquemas de cogeneración.
- Sensibilizar las variables principales y evaluar la viabilidad de los esquemas de cogeneración en el mercado chileno.

2. Marco Teórico

El compromiso a nivel mundial para generar menos contaminantes y tener procesos de menor impacto ambiental se ha ido materializando a nivel país con diversos proyectos como la estrategia energética nacional 2050[6], el cual busca reemplazar los combustibles fósiles y cerrar plantas de carbón al 2030. Para lograr lo anterior es relevante buscar opciones que puedan abastecer la demanda actual y futura sin comprometer la seguridad energética del país ni la alta eficiencia en sus procesos.

2.1 Cogeneración

La cogeneración ofrece múltiples ventajas, como el fortalecimiento de la red, integración de procesos dentro de la misma planta y su potencial en la reconversión de proyectos que están por cumplir su vida útil[9]. Aunque su implementación aún es limitada en la industria, ha demostrado cumplir con los desafíos planteados en lo técnico, como son la reducción de costos, baja de emisiones y alta eficiencia[10]. Si se analizan aspectos como las emisiones o las eficiencias, se constata que los procesos de combustión interna son responsables de producir cerca del 80% de la generación de energía a nivel mundial[11].

Según el estudio de Razmara [12], los motores de combustión interna (ICE) el cual se presenta en la Figura 1, pierden cerca del 60% de la energía que reciben[13], mientras que, para las turbinas a gas, la pérdida energética es de un 50%[14] y para las celdas de combustible un 40%[15].

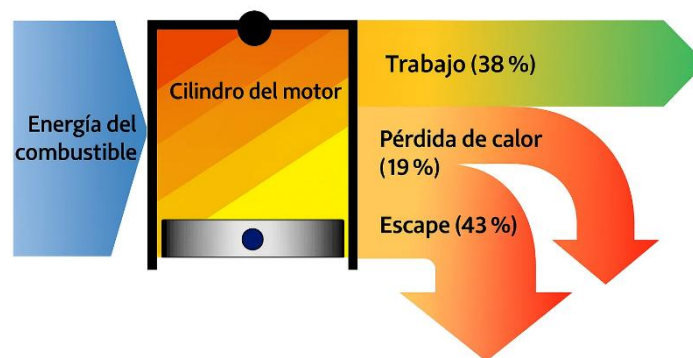


Figura 1: Diagrama Sankey de energía para cierto ciclo de motor [12]

Considerando lo anterior, resulta importante analizar configuraciones que mejoren la eficiencia, puesto que una gran parte de la energía que va desde la cadena de producción hasta el usuario final se ve mermada, lo cual se ilustra en la Figura 2.

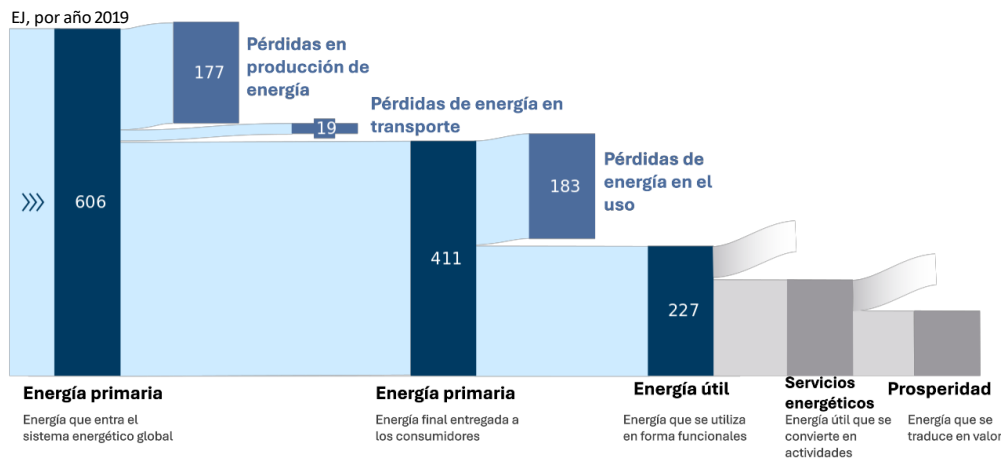


Figura 2: Pérdidas en cadena de energía [16]

Los problemas de eficiencia dentro de los procesos se pueden ver limitados por la madurez tecnológica del equipo en cuestión, aunque estos se pueden ver agravados entre más equipos sea incorporados en la línea del proceso [16].

En la Figura 3 se evidencia el aumento a nivel global de los sistemas de cogeneración, los cuales mostraron un crecimiento sostenido del 25% desde el 2010, mientras que la capacidad asciende a un 28% de lo que sería el calor generado [17]. En cantidad de energía producida tan solo en 2020 se produjeron 11.449 TWh de calor y 4.119 TWh de electricidad, este último representando un 15% de la producción a nivel mundial [17].

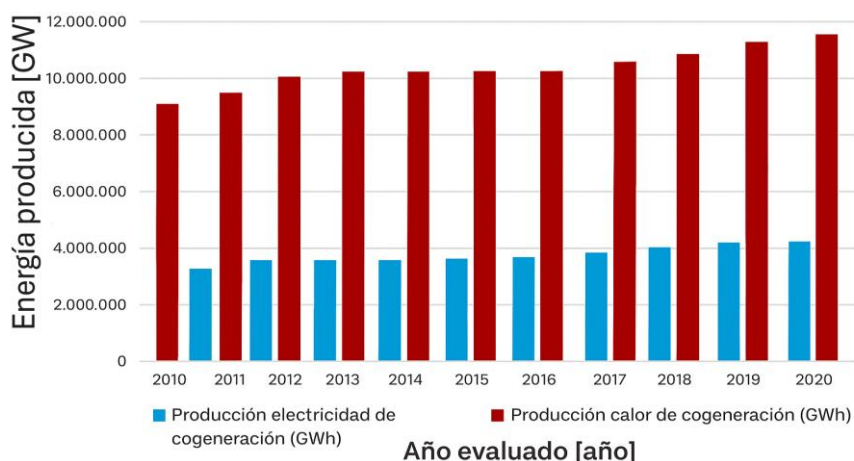


Figura 3: Producción de energía CHP 2010-2020, [17]

Estudios como los llevados por Bonin [18], demuestran que la cogeneración es una opción que se puede aplicar en diversas áreas.

2.2 Tecnologías

En la actualidad existen diversas tecnologías que pueden operar bajo esquemas de cogeneración, sin embargo, para este estudio se evaluaron 3 en particular, las celdas de combustible (FC), los motores de combustión interna (ICE) y las microturbinas a gas (MGT), la elección de estas se basan en la información técnica disponible y el uso de diversos modelos en el mercado.

En cuanto a la elección de las tecnologías, estas se escogen de acuerdo con la inversión, los niveles de emisiones, el porcentaje de demanda que se busca suplir, lugar de instalación y el dimensionamiento respectivo donde operarán estos equipos.

A continuación, en la Tabla 1 se presenta el resumen técnico de las 3 tecnologías a evaluar.

Tabla 1: Características técnicas tecnologías CHP (Traducido de [19])

Características	Tecnología		
	Motor de combustión interna	Microturbina	Celda de combustible
Rango de tamaños	10 kW - 10MW	30kW - 330kW (Existen unidades modulares más grandes)	5kW - 2,8MW (Existen unidades modulares más grandes)
Eficiencia eléctrica (HHV)	30-42%	24-29%	38-42%
Eficiencia general de CHP (HHV)	77-83%	64-72%	62-75%
Costo de instalación (USD/kW)	1.400-2.900	2.500-3.200	4.600-10.000
Costo de O&M (USD/kW)	0,93-2,47	0,82-1,65	3,7-4,6
Relación potencia-Calor	0,6-1,2	0,5-0,8	1,3-1,6

Potencia Térmica (kJ/kWh)	3.060-6.436	4.642-6.753	2.321-2.743
Presión del combustible (kPa)	6,9-517,1 (Podría requerir compresor)	344,8-965,3 (Podría requerir compresor)	3,44-310,3
Eficiencia a carga parcial	Buena eficiencia a carga parcial y a plena carga	Mejor a plena carga	Mejor a plena carga
Tipo de salida térmica	Vapor a baja presión, agua caliente, calefacción de espacios y agua fría	Vapor a baja presión, agua caliente y agua fría	Vapor a baja presión, agua caliente y agua fría
Combustible	Puede operar con un amplio rango de combustibles líquidos y gaseosos. Para la cogeneración el combustible más utilizado es el gas natural (GN)		Hidrógeno, gas natural, propano y metano
Aplicaciones	<ul style="list-style-type: none"> La cogeneración es ideal para lugares con carga térmica y eléctrica constante. Por ejemplo: <ul style="list-style-type: none"> -Industriales: Plantas químicas, refinerías, fábricas de pulpa y papel, instalaciones de tratamientos de aguas residuales, sitios de procesamiento de alimentos -Comercial: Hospitales, asilos, lavanderías, hoteles y gimnasios -Instituciones y residencias: Universidades, prisiones, edificios multifamiliares Como se indica en esta tabla, las turbinas a vapor utilizadas en aplicaciones de cogeneración tienen bajas relaciones de potencia-calor y se utilizan principalmente en calderas de combustible sólido. En vez de utilizar turbinas de baja relación potencia-calor, los sitios que tienen acceso a combustibles gaseosos (por ejemplo, gas natural o biogás) generalmente instalan motores primarios con relaciones de potencia-calor más altas, como motores alternativos o turbinas a gas 		
Emisiones	Las tecnologías de cogeneración pueden cumplir o excederse en las normas de calidad de aire en Estados Unidos, incluidos estados como California, que tiene exigentes niveles de emisiones de NOx, COx y VOC. Para lograr el cumplimiento podrían necesitar alguna tecnología de tratamiento de gases de escape, tales como un catalizador de oxidación o un sistema de reducción catalítica selectiva		
Otros	Los motores de combustión interna tienen un arranque rápido, además funcionan con presiones de suministro de gas típicas	Las turbinas a gas y las microturbinas tienen bajas emisiones provenientes del motor y no requieren refrigeración. Pueden llegar a necesitar un compresor de gas para proporcionar la presión de entrada especificada	Las Celdas de combustible son silenciosas, tienen bajas emisiones y producen energía de alta calidad

Como se puede apreciar en la Tabla 1, existen diferencias significativas en cada una de las tecnologías. Dentro de las más destacables, primero se tiene la eficiencia, como se aprecia, las FC y los ICE tienen las mayores eficiencias eléctricas; para el caso de la eficiencia general los ICE tienen la mayor eficiencia, aunque las MGT y las FC están en rangos similares, este parámetro en particular es relevante al momento de diseñar sistemas, puesto que la eficiencia tiene relación no solo con la energía del proceso, sino además con la cantidad de energía perdida en forma de calor que el sistema podría utilizar para la demanda térmica. Por el lado económico, están los costos de instalación y O&M, la relevancia de estos destaca porque permiten obtener los costos relacionados con la factibilidad de los proyectos, además de entregar una visión práctica al comparar este tipo de tecnologías. En particular para la Tabla 1 se tiene que los costos de instalación de las FC están por encima de las otras tecnologías, lo cual tiene un impacto al analizar el retorno del proyecto. En relación con los combustibles, se observa que las microturbinas y los motores de combustión interna tienen una alta flexibilidad respecto al tipo de combustible y su estado. En términos de emisiones, solo las celdas de combustible que utilizan hidrógeno presentan emisiones nulas.

2.2.1 Motores de combustión interna en sistemas de cogeneración

En la actualidad los ICE son usados ampliamente en la industria, esto debido a su alto rango de operación, la variabilidad de combustibles y su alta eficiencia en el seguimiento de carga. Entre las características relacionadas con la cogeneración se destaca el cumplimiento de las demandas (eléctrica y térmica), producción agua caliente sanitaria, generación vapor a baja presión y respuesta rápida en caso de cortes de energía. En relación con las emisiones de los ICE estas deben considerarse por el marco normativo y ambiental bajo el cual se rigen, es por ello por lo que adicional a los sistemas de cogeneración bajo los que se diseñan, se pueden emplear tecnologías como catalizadores, controladores de llama (ej. FLOX[20]) o mezclas de combustibles[21].

Respecto al uso de los ICE en sistemas CHP, se data que hasta junio de 2022 existían más de 2.700 instalaciones de cogeneración en estados unidos que empleaban motores de combustión interna[22]. Dentro de dichas unidades, estaban los ICE de encendido por chispa, de alimentación por gas natural y otros combustibles gaseosos, tales como los biogases y los gases de invernadero.

Para el caso de la cogeneración, los ICE pueden emplearse en edificios comerciales, corporativos, hospitales, colegios, asilos y condominios. Estos pueden solventar la demanda de calor y generar electricidad acorde a las necesidades.

2.2.2 Microturbinas a gas en sistemas de cogeneración

Las microturbinas a gas (MGT) se utilizan en aplicaciones como generación en zonas aisladas, respaldo energético y sistemas de turbocompresores. Se caracterizan por su fiabilidad y capacidad de operación flexible. En esquemas de cogeneración, pueden alcanzar una eficiencia total de hasta un 72%, según lo indicado en la Tabla 1, adicional a ello las MGT pueden variar su eficiencia en función de la temperatura del aire de entrada, altitud del sistema y nivel de carga. Su capacidad eléctrica alcanza los 330 kW, y una ventaja adicional es la elevada temperatura de los gases de escape, los cuales pueden recuperarse térmicamente para la producción de agua caliente o vapor de baja presión.

Dentro de las aplicaciones están la cogeneración, trigeneración, minería, generación eléctrica, oxidación térmica, generación remota y microrredes

Respecto a las emisiones se debe considerarse que la quema de combustible en las MGT libera óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO) y compuestos orgánicos volátiles (VOC), los cuales se consideran relevantes dado que son gases de efecto invernadero (GEI) y tienen efectos en la salud. Para lo anterior la eficiencia, los tratamientos pre y poscombustión, además de los catalizadores de reducción selectiva (SCR) y de monóxido de carbono (CO) son claves para la disminución significativa de estos.

2.2.3 Celdas de combustible en sistemas de cogeneración

Dentro de las tecnologías presentes en los sistemas de cogeneración se pueden ubicar las celdas de combustible (FC), las cuales tienen una amplia proyección, puesto que se han ido desarrollando de forma continua y aplicando a diversas áreas a nivel industrial y residencial [23]. A diferencia de los motores de combustión y las microturbinas, la energía que se genera en las FC proviene de un proceso completamente químico, donde el combustible utilizado genera una cadena de reacciones químicas que dejan como producto agua, electricidad y calor. Además, al ser un proceso completamente químico, la eficiencia de la celda de combustible es mayor y le permite ser más amigable con el medio ambiente comparado con las microturbinas y los motores de combustión.

Adicional a la forma en que generan energía, las celdas de combustible se destacan por la alta disponibilidad en su funcionamiento, la nula tasa de emisiones en el proceso de generación de energía y la variabilidad de las temperaturas de funcionamiento.

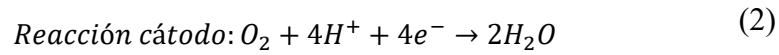
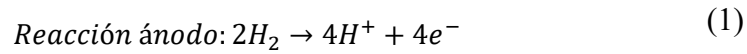
En la industria se pueden ver aplicadas dentro de centros comerciales y sitios de generación estacionaria móvil. Aunque se reconocen cinco tipos de celdas de combustible, este estudio se centra en las tres más representativas[24]:

- Celdas de combustible alcalinas: Son las celdas de combustible más antiguas, son utilizadas en dispositivos pequeños, sus principales cualidades son su durabilidad y bajos costos, por otra parte, sus desventajas radican en su salida de potencia baja además de la necesidad de hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) puro para su funcionamiento
- Celda de combustible de membrana de intercambio de protones: También conocidas como PEM, estas celdas son unas de las más utilizadas. Entre sus ventajas destacan la alta densidad de potencia, la posibilidad de operar a bajas temperaturas y el arranque rápido. En cuanto a sus desventajas, una de las principales es el elevado costo de los materiales requeridos para su fabricación.
- Celda de combustible de ácido fosfórico: Las celdas de este tipo se abrevian en inglés como PAFC, sus principales usos son dentro de la energía estacionaria, esto debido a su fiabilidad y larga vida útil. Los aspectos negativos de este tipo de celdas es su baja eficiencia, temperaturas de funcionamiento elevadas y tiempo de arranque prolongado.

Algunas consideraciones con las celdas de combustible alcanzan eficiencias del 60%, además debido al proceso químico, llegan a producir altas cantidades de calor aprovechable, el cual se puede emplear para la generación de agua caliente, vapor a baja presión, calefacción de espacios y enfriamiento de espacios. Los costos de inversión de estos sistemas son altos[25], aun así, el desarrollo podría traer una baja de precios y, por ende, una mayor viabilidad a este tipo de proyectos[25].

Dentro sus consideraciones técnicas es que es un dispositivo de generación remota con capacidad de proveer hasta 4.500 kW[26], lo cual puede ayudar en los picos de demanda o uso continuo en lugares de alta demanda energética.

El proceso químico se basa en la alimentación del ánodo por hidrógeno y del cátodo por oxígeno. Las reacciones del ánodo y el cátodo se expresan en la Ecuación 1 y 2 respectivamente.



En este proceso, se ve por parte del ánodo una liberación de protones junto con electrones, todo esto facilitado por el catalizador, mientras que, en el otro lado, el cátodo mediante los productos con el oxígeno generan moléculas de agua y energía producto del movimiento de los electrones provenientes del ánodo dentro de la estructura.

3. Estado del arte

La incorporación de nuevas fuentes energéticas resulta esencial para avanzar en la descarbonización de los procesos de generación energética. No obstante, también es necesario evaluar la eficiencia energética de los procesos actualmente implementados, así como el potencial de aquellas tecnologías que presentan una proyección sólida en el corto y mediano plazo. En este contexto, los sistemas de cogeneración son ampliamente valorados en la industria debido a su capacidad para satisfacer simultáneamente las demandas térmica y eléctrica en diversos sectores[27].

En la actualidad una de las líneas de enfoque de investigación en sistemas de cogeneración radica en las formas de dimensionamiento. En este ámbito, se ha desarrollado métodos de dimensionamiento adaptados a diferentes escenarios. Por ejemplo, Yuan [28] propuso generar un modelo de dimensionamiento y optimización para sistemas que emplean PEMFC, esto lo logró por medio de encuestas donde recopiló 500 perfiles de consumo. Su trabajo de investigación planteó la recolección de datos, el diseño de modelo, la transformación de parámetros de interés dentro de una red neuronal y la generación de un algoritmo genético de optimización que le permitía diseñar un modelo óptimo en función de cada uno de los parámetros; su investigación fue clave para el desarrollo lógico del modelo de dimensionamiento. Otro caso de dimensionamiento es el de Shaneb [29], el cual comparó dos estrategias de dimensionamiento: el método del rectángulo máximo (MRM), y la programación lineal (LP); dentro de su estudio tomó como enfoque la capacidad de los equipos dimensionados, los costos y el tiempo de los modelos, obteniendo como resultado que el método MRM ofrece una mayor cobertura de la demanda, mientras que LP integra criterios de rentabilidad; este estudio en particular definió la estrategia de dimensionamiento utilizada, ya que entregó las limitaciones y beneficios de ambas estrategias.

Otro enfoque de la investigación se centra en la introducción de combustibles y/o mezclas en procesos de alta eficiencia. En el ámbito de los combustible renovables, se encuentra el biogás, ampliamente empleado en Europa para el aprovechamiento de residuos alimenticios y urbanos[30], así también, se encuentran estudios relacionados con la utilización de hidrógeno que si bien se utiliza para celdas de combustible, hoy en día se encuentran estudios con nuevas tecnologías, como por ejemplo, proyectos con microturbinas que buscan usar un 100% de este combustible, mediante modificaciones

en la cámara de combustión, la implementación de tecnología FLOX y la incorporación de configuraciones electrónicas adicionales[31]. Asimismo, se ha estudiado en turbinas a gas como en el caso de Mendoza [32]. Del mismo modo, se estudió el impacto del hidrógeno (H_2) dentro del funcionamiento de una turbina de uso industrial, para ello se simuló por medio de Aspen Plus donde las variables de experimentación fueron la fracción molar de H_2 , el caudal másico de combustible y de escape, como resultados se obtuvo como aumentos significativos un 2,69% en la eficiencia eléctrica y 4,8% para la potencia nominal en los distintos casos estudiados. En el caso de los motores de combustión interna (ICE), se ha investigado ampliamente el uso de hidrógeno y sus efectos en emisiones, eficiencia y combustión, tanto en mezclas con otros combustibles (amoníaco, biogás, etc.)[33][34] como también en aplicaciones residenciales[35].

Con respecto a las microturbinas a gas, aunque la literatura es limitada, destaca el estudio de Banihabib[31], que desarrollo la primera microturbina operativa con 100% de hidrógeno. Dicho estudio se realizó en dos etapas: la primera consistió en evaluar la proporción máxima de hidrógeno y metano con la que podría operar la microturbina Turbec T100 PH, mientras que la segunda fue la corrección de las condiciones limitantes de la primera etapa, la que por medio de la modificación de la cámara de combustión, el tren de combustible y los componentes del controlador de inyección tuvo como resultado el funcionamiento en laboratorio de la microturbina con 100% de hidrógeno a máxima potencia.

Cabe destacar que existen pocos estudios con hidrógeno como combustible que apliquen la información recabada en este tipo de esquemas. Asimismo, el hidrógeno continúa siendo objeto de investigación para mejorar su eficiencia y reducir sus costos de producción [27][29][36]. Es por ello, que resulta de gran interés generar material académico basado en estudios recientes y aplicados a la realidad nacional.

Aunque en la literatura existen estudios que profundizan en mejoras de los métodos de dimensionamiento y en la reconversión de equipos para operar con nuevos combustibles, actualmente no se dispone de investigaciones públicas que aborden estos enfoques aplicados a la cogeneración en Chile. En particular, no se ha documentado el impacto que tendría la incorporación de dichas mejoras sobre los sistemas de generación de energía. Por esta razón, se justifica la realización del presente trabajo, cuyo objetivo es evaluar, mediante la recolección y análisis de datos representativos, la integración del hidrógeno

en esquemas de cogeneración considerando aspectos técnicos, ambientales y de factibilidad económica.

4. Metodología

Para la evaluación del hidrógeno en los sistemas de cogeneración para las distintas tecnologías se presenta la Figura 4, la cual resume la metodología adaptada a partir del enfoque propuesto por la Agencia Medio Ambiental Estadounidense (EPA) para proyectos de cogeneración[37]. Esta se desarrolla con 3 puntos claves, por una parte la recolección de datos, donde se detalla la procedencia de los datos que se utilizaron para evaluar el modelo y el porqué de aquellos; por otra parte la programación que detalla cómo se efectúa la solución a la problemática planteada, donde se detallan elementos como el dimensionamiento, modelo lógico, parámetros, emisiones y costos; en el tercer punto se detallan los elementos que se utilizan para evaluar la factibilidad económica y en el último punto la validación del modelo.

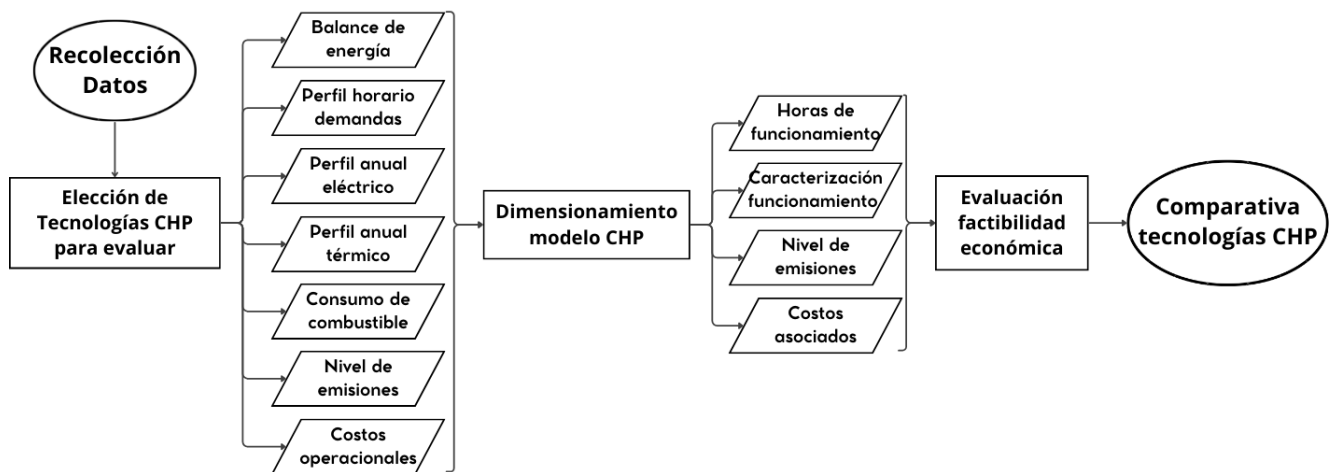


Figura 4: Metodología estudio proyecto CHP, fuente propia

4.1 Recolección de datos

Este apartado detalla la procedencia de las variables que utilizó el modelo empleado. Este apartado se divide en 2 puntos, por una parte, la definición de la demanda y por otro lado los datos técnicos-económicos utilizados en el modelo.

4.1.1 Definición de la demanda

Para la elección de los datos que se evaluaron se definió el tipo de consumidor, esto debido a que la demanda se considera un dato estocástico, ya que se puede variar de forma rápida y esporádica, sin embargo, para los consumos de carácter residencial y del tipo hotelero estos pueden generar menos de incertidumbre frente al consumo de una empresa o un edificio corporativo[38], esto se debe principalmente a que los consumos del primer

tipo, tienen consumos que se podrían considerar variables con rango definido, como son el consumo de agua caliente sanitaria (ACS) o el gasto en iluminación dado que son repetitivos o respetan un patrón, lo que permite relacionarlos, en cierta medida, con la temperatura ambiente, la temporada y la hora[39], en cambio, con las empresas o los edificios corporativos esto no se puede ligar de forma tan certera, por lo que requieren flexibilidad con el productor de la energía. Dado lo anterior, se dirigió la elección de datos del modelo hacia el primer tipo de consumidor, es decir, residencial y hotelero, debido a que se considera el dimensionamiento más certero al tener menos margen de incertidumbre en el consumo propuesto.

Con la definición del tipo de consumidor se eligió dos conjuntos de datos cuyas demandas provienen de la Agencia de Sostenibilidad[40]. Los conjuntos de datos seleccionados proporcionan registros detallados de consumo horario para dos perfiles: demanda residencial, identificada como *D1*, y demanda del sector hotelero, identificada como *D2*. Los cuales se presentan en la Tabla 2 y 3 respectivamente. Además de ello, los datos son consistentes con los estudios publicados por el Ministerio de Energía de Chile, respecto al consumo residencial[41] para el caso *D1* donde se considera aproximadamente una residencia de consumo promedio de 4 habitantes, y en el caso *D2* se ajustan al estudio de consumo de hoteles en la región Metropolitana[42] el cual representaría el consumo de un hotel de 3 estrellas con 56 habitaciones.

Tabla 2: Demanda Mensual, Calculadora Cogeneración [40]

Mes	Electricidad		Calor útil	
	<i>D1</i>	<i>D2</i>	<i>D1</i>	<i>D2</i>
	[kWh/mes]	[kWh/mes]	[kWh/mes]	[kWh/mes]
Enero	9.460	27.122	3.514	7.327
Febrero	9.019	25.859	4.920	10.258
Marzo	9.240	26.490	12.299	25.644
Abril	9.054	25.959	28.112	58.616
Mayo	9.692	27.787	44.277	92.320
Junio	10.329	29.615	56.576	117.964
Julio	10.434	29.914	63.252	131.885
Agosto	10.399	29.814	50.250	104.775
Septiembre	9.518	27.288	39.357	82.062
Octubre	9.970	28.584	24.598	51.289
Noviembre	9.611	27.554	15.813	32.971
Diciembre	9.205	26.391	8.434	17.585

Tabla 3: Perfil de consumo casos Calculadora de Cogeneración[40]

Perfil consumo		
Hora	Electricidad [%]	Calor útil [%]
1	1	1
2	1	1
3	1	1
4	1	1
5	3	3
6	5	5
7	5	5
8	5	5
9	4	4
10	4	4
11	4	4
12	5	5
13	6	6
14	5	5
15	4	4
16	4	4
17	4	4
18	6	6
19	11	11
20	9	9
21	6	6
22	4	4
23	3	3
24	2	2

Además de los detalles respecto al consumo, la Calculadora de Cogeneración entrega resultados de dimensionamiento, producción y emisiones para los casos propuestos, los cuales son útiles para la validación del modelo propuesto.

4.1.2 Datos técnicos y económicos

En el presente subapartado se detallan los datos técnicos y económicos de los equipos utilizados para evaluar las demandas del punto anterior y las relaciones que se utilizaron para la evaluación de los puntos planteados en los objetivos. En la Tabla 4 se presenta los equipos que componen el análisis mencionado.

Tabla 4: Parámetros técnicos y económicos de equipos evaluados

	Parámetro	Unidad	Valor	Referencia
Intercambiador de calor	Eficiencia	%	100	-
	Capacidad	kW	27-64,4	[43]
	Costo equipo	USD/kW/año	20	
	Costo operativo	USD/kW	0,4	
Red eléctrica	Precio compra electricidad	USD/kWh	0,1125	[44]
	Heat rate	kJ/kWh	7500	-
	Rendimiento eléctrico	%	48	[45]
	Pérdidas por transmisión	%	4,6	[46]
	Factor emisiones CO ₂	ton CO ₂ eq. /kWh	0,0004187	[47]
Caldera	Rendimiento térmico	%	82	[48]
	Factor emisiones CO ₂	ton CO ₂ eq. /kWh	0,0002272	
Tanque almacenamiento térmico	Capacidad	kWh	173-432,7	-
Combustible (Gas natural)	Costo unitario	USD/kWh	0,085316	[49]
	Factor emisiones CO ₂	ton CO ₂ eq. /kWh	0,000227	[50]

En el caso de los datos técnicos-económicos de los equipos de generación de energía, estos se resumen en la Tabla 5. Estos se agrupan en 2 divisiones, por una parte, los que utilizan gas natural y por otra los que emplean hidrógeno. Los equipos del análisis provienen de dos catálogos, por una parte, se utiliza el catálogo de cogeneración de la Agencia Medio Ambiental Estadounidense (EPA)[43], esto debido a que contiene información técnica importante, así como información económica relacionada con costos operativo y de adquisición para una gran cantidad de equipos que funcionan con esquemas de cogeneración. Adicional al catálogo anterior, también se utiliza un segundo catálogo, el cual es facilitado generosamente con fines académicos por la Agencia de Información de Cogeneración Alemana (BHKW Infozentrum)[51], dicho catálogo

contempla equipos de cogeneración vigentes en el mercado alemán, además de entregar características operativas de los equipos incluidos.

Tabla 5: Características técnicas y económicas equipos operando s/c hidrógeno

Tecnología	Caso sin hidrógeno		Caso con hidrógeno		
	MGT [52]	ICE [53]	MGT [54]	ICE [55]	FC [56]
Equipo	Capstone C30	Tecogen Ultra 100	Capstone C30	Ford Focus 1.8	EH81
Potencia eléctrica [kW]	30	100	30	86	40
Eficiencia eléctrica [%]	21,9	27	25,6	15,4	49,55
Eficiencia térmica [%]	48,1	53	51,2	59,68	38,36
Rendimiento global [%]	70	80	77	75	88
Min. Part load [%]	15	15	40	15	15
CAPEX [USD/kW]	3908	2329	4300	2329	12757
Costo fijo O&M [USD/kW]	39,1	23,3	77,84	23,3	127,6
Costo var. O&M [USD/kW]	0,015	0,036	0,015	0,036	0,033
Flujo combustible [kg/s]	0,00165	0,00739	0,00165	0,00126	0,000217
Costo combustible [USD/kWh]	0,0538	0,0538	0,296	0,296	0,296
Combustible	Gas natural		Mezcla H ₂ + CH ₄		H ₂

Si bien el apartado de gas natural contempla los catálogos anteriormente nombrados, el apartado de hidrógeno contempla diversos estudios de casos de equipos de energía que operan en rangos similares a la demanda definida y que emplean una mezcla de hidrógeno para su funcionamiento. Para los casos de mezcla, estos se basaron en el poder calorífico inferior (LHV) de la mezcla, donde el porcentaje de cada elemento representa 30%H₂ + 70%CH₄ de dicho valor, el porcentaje anteriormente definido se debe a que la microturbina a diferencia del resto de las tecnologías tiene inestabilidades con otros porcentajes de hidrógeno[57]. Dado lo anterior y junto a la cantidad de información presente para todas las tecnologías evaluadas, se evalúa esta mezcla únicamente.

En torno a la obtención de los datos, para el caso de la microturbina a gas se usaron datos provenientes de un estudio conjunto del equipo de microturbinas alemán y la Agencia Aeroespacial Alemana [54] los cuales realizaron estudios con la MGT *Turbec 100* y la *Capstone C30* operando con diferentes porcentajes de hidrógeno. Para la evaluación del caso de motor de combustión interna, se utilizaron los datos recabados por Orhan [55], el cual levanta un estudio de un motor *Ford Focus 1.8*, el cual es alimentado por una mezcla 30%H₂ + 70%CH₄. En el caso de la celda de combustible, se utilizó una celda de membrana

de intercambio de protónico (PEMFC), en particular la *EH81* [56] la cual es una PEMFC comercial que se emplea para demandas energéticas de hasta de 100kW.

4.2 Programación del modelo

Para la programación del modelo se realiza la definición de los casos que se evaluaron, estos se dividen en 3:

- Caso 0, corresponde al caso base y contempla el funcionamiento inicial del proyecto a reemplazar, es decir, la utilización de la red como única fuente eléctrica y la caldera como única fuente térmica.
- Caso 1, se define como el funcionamiento del proyecto trabajando en esquema de cogeneración utilizando solo gas natural, este se constituye por los elementos: red eléctrica, equipo de generación de energía, intercambiador de calor (IC), caldera y tanque de almacenamiento térmico (TES). Este esquema responderá a la demanda térmica por medio del equipo de cogeneración, la caldera y el TES, mientras que para la demanda eléctrica se empleará el equipo de cogeneración y la red eléctrica.
- Caso 2, se define como el funcionamiento del proyecto trabajando bajo un esquema de cogeneración, utilizando la mezcla de hidrógeno, este se compone por: red eléctrica, equipo de generación de energía, intercambiador de calor (IC), caldera y tanque de almacenamiento térmico (TES). Este esquema responderá a la demanda térmica por medio del equipo de cogeneración, la caldera y el TES, mientras que para la demanda eléctrica se empleará el equipo de cogeneración y la red eléctrica.

La configuración del caso 1 y 2 se ve reflejada en la Figura 5, la cual delimita el flujo de energía de la planta de cogeneración y el resto de los elementos. Adicional a los funcionamiento de los equipos, para cada caso se evaluará la demanda residencial (D1) y la demanda hotelera (D2).

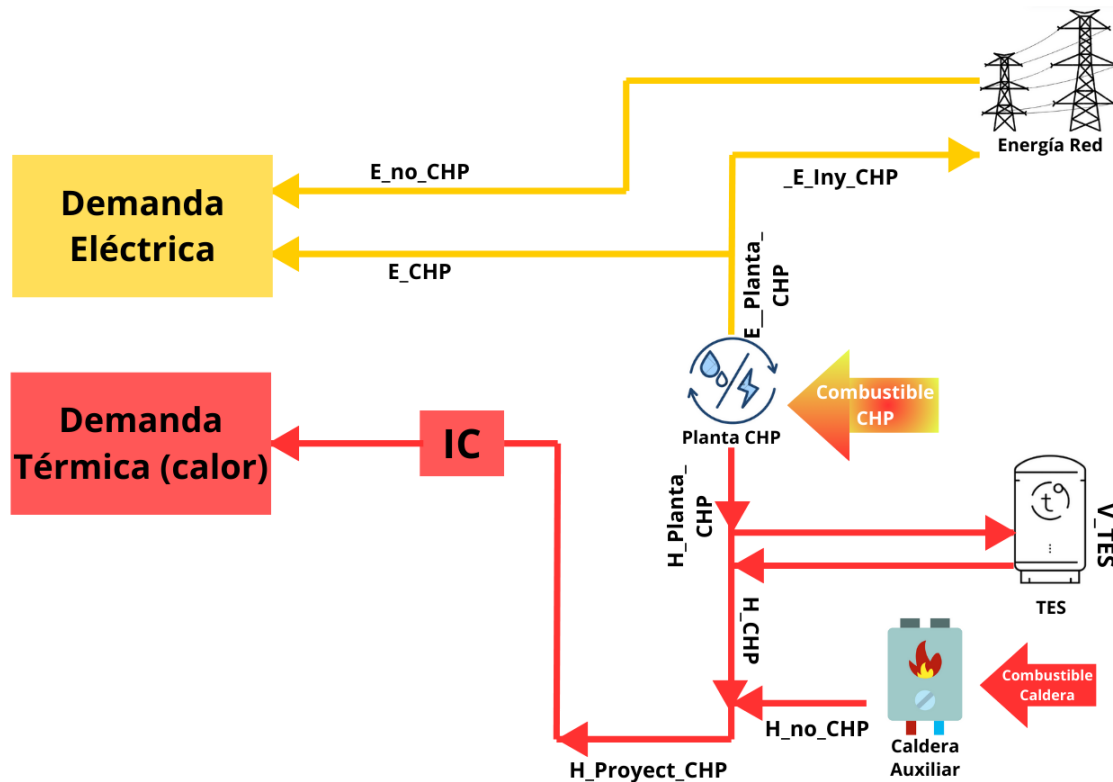


Figura 5: Esquema instalación sistema de cogeneración, fuente propia

Con la configuración propuesta, los componentes y parámetros de los equipos presentados en las Tablas 2, 3, 4 y 5 se lleva a cabo el dimensionamiento de la planta y la ejecución del modelo presentado en los siguientes puntos.

4.2.1 Dimensionamiento

El modelo de dimensionamiento consiste en la elaboración de un programa escrito en lenguaje *Python*, el cual se encuentra en el anexo 1 y 2. La programación del modelo de dimensionamiento está definida por el método del rectángulo máximo, el cual tiene como beneficio la capacidad de cubrir gran parte de la demanda promedio como se detalla en el capítulo 3. Este método en particular consiste en la elaboración de *áreas* como las representadas en la Figura 6, las cuales se obtienen por medio de la multiplicación de los valores de demanda energética y la cantidad de horas, donde el valor máximo del área obtenida entre la demanda térmica o la demanda eléctrica definirá el criterio de dimensionamiento del equipo de energía que proveerá la energía al esquema de cogeneración junto a los equipos de apoyo.

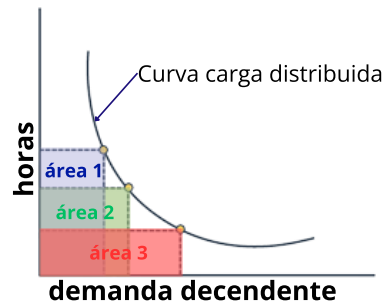


Figura 6: Método máxima área rectángulo, fuente propia

El código consiste en crear cuatro listas: dos para energía eléctrica y dos para energía térmica. Cada par se ordena de forma inversa, es decir, una lista en orden ascendente (horas) y la otra en orden descendente (demanda). Esto permite calcular el área multiplicando los datos correspondientes de cada lista (hora por demanda). Posteriormente, se comparan los valores máximos de cada área y, mediante una estructura condicional if, se define si la energía eléctrica o la energía térmica será la que determine la capacidad de la tecnología de generación.

4.2.2 Modelo de despacho

Dado el dimensionamiento del equipo de energía, se definió los criterios para la producción de energía del conjunto de equipos operando en un esquema de cogeneración (CHP), este denominado como modelo de despacho, representado gráficamente en la Figura 7. Para la programación del modelo se mantuvo el uso del lenguaje anterior, el modelo de este apartado aborda el seguimiento de la demanda hora a hora por parte de los equipos, donde acorde a la demanda tanto térmica como eléctrica se utilizará el equipo para responder a la demanda de forma parcial o completa, donde además los *elementos auxiliares* como la caldera, el almacenador térmico y/o la red eléctrica acorde a la necesidad, como se detalla a continuación.

relacionados al proyecto de cogeneración del caso 1 y 2. La correspondencia de cada una se presenta en la Tabla 6.

Tabla 6: Detalle variables del modelo de lógico del Proyecto CHP, fuente propia

Variable	Unidad	Definición variable	Valor
S_MRM_E	$kWh \cdot h$	Área calculada por medio del MRM para el caso del consumo eléctrico	Numérico
S_MRM_H	$kWh \cdot h$	Área calculada por medio del MRM para el caso del consumo térmico	Numérico
H_A	kWh	Variable auxiliar que permite conjugar el uso del TES y la caldera auxiliar	Numérico
H_TES	kWh	Contenido energía térmica del TES.	Numérico
H_D	kWh	Demanda energía térmica	Numérico
H_CHP	kWh	Capacidad energía térmica del equipo CHP	Numérico
H_CHP_mín	kWh	Mínima cantidad de energía térmica que aporta equipo CHP	Numérico
H_%CHP	kWh	Cantidad de energía térmica que aporta el equipo CHP operando a carga parcial	Numérico
E_CHP	kWh	Capacidad energía eléctrica del equipo CHP	Numérico
E_ED	kWh	Demanda energía eléctrica	Numérico
E_grid	kWh	Energía eléctrica que provee la red	Numérico
E_CHP_mín	kWh	Mínima cantidad de energía eléctrica que aporta equipo CHP	Numérico
GI	kWh	Energía inyectada a la red	Numérico

En cuanto al detalle de funcionamiento del modelo de despacho representado por el diagrama de flujo de la Figura 7 se detalla los criterios empleados para la producción de la energía de los equipos en los casos 1 y 2. El inicio del programa se basa en la utilización del dimensionamiento, lo cual se refleja en el rombo de $S_MRM_E > S_MRM_H$, el cual define si el dimensionamiento fue determinado por la electricidad o por el calor. Seguido al primer rombo viene la lectura de los datos de demanda por hora (energía eléctrica y térmica), donde los rombros de H_TES y $H_D > H_CHP + H_A$ definen si se requerirá el uso del TES y/o la caldera auxiliar, luego de aquello sigue el rombo de *DIMENSIONADO ELÉCTRICO* el cual se utiliza para definir la producción de energía acorde al equipo dimensionado, las opciones que deja este rombo son la producción basada en el diseño eléctrico y la producción basada en diseño térmico, las cuales se detallan a continuación:

- Producción basada en el diseño eléctrico: Para el apartado eléctrico se definió la secuencia que le sigue al rombo de *dimensionado eléctrico*, donde se plantean los 3 casos de producción; el primer rombo $E_CHP > E_ED$ corresponde en el caso falso a cuando la demanda es mayor a la producción del equipo de energía, por lo que se requiere utilizar los elementos auxiliares para solventar las demandas. En el caso verdadero se sigue con el segundo rombo, $E_ED \geq E_CHP_mín$ es en el caso negativo, el caso donde el equipo no puede responder a la demanda debido a que está por debajo de la capacidad mínima del equipo. Finalmente, el tercer rombo $H_D \leq H_TES$ plantea los dos casos, en el positivo es cuando el TES puede responder a la demanda térmica y, por ende, no es necesario usar el equipo de generación de energía, mientras que en el caso negativo es el caso en que el equipo producirá más energía que la demandada, con el fin de generar ahorros mediante la venta de energía y, además, almacenar energía en el tanque de almacenamiento térmico en caso de ser posible. Luego de haber pasado por los casos el programa hará los consumos y volverá con la lectura de la siguiente demanda horaria y al finalizar se dará por representado el modelo para los datos de demanda entregados.
- Producción basada en el diseño térmico: Para el apartado térmico se define la secuencia que le sigue al caso negativo del rombo de *dimensionamiento eléctrico*, donde el primer rombo $E_D > E_CHP$ define si se requerirá la utilización de la energía de la red cuando la demanda sea mayor que la capacidad del equipo, luego en el segundo rombo correspondiente al $H_D > H_CHP_mín$, plantea el caso negativo en el que se usan los elementos auxiliares por la baja demanda o en el positivo que se pasaría al último rombo $H_D > H_CHP$ que es justamente el que plantea el caso que la demanda es mayor a la capacidad del equipo, donde en caso de ser positivo se utiliza el equipo y los elementos auxiliares, además abaratar el costo en inyección, mientras que para el caso negativo solamente se responde con la demanda requerida. Al igual que en el caso eléctrico, el térmico lee cada demanda horaria hasta finalizar con la respuesta a cada uno de los datos.

A partir de la respuesta caso a caso y considerando ambas demandas, se elabora el modelo de despacho por múltiples decisiones binarias, los cuales permiten evaluar el aporte del dispositivo mediante el registro en listas y así al final del programa entregar un resumen

de la respuesta en relación con la producción de calor, electricidad, energía inyectada a la red y uso de los equipos auxiliares.

Teniendo el sistema dimensionado y el modelo de despacho bajo el cual se diseña, se puede extraer los datos necesarios de cada tecnología para realizar la evaluación de prefactibilidad, lo cual será detallado en los apartados siguientes.

4.2.3 Caso 0: Energía, combustible y emisiones

Para el caso base, se analiza el uso relacionado con la energía de la red y la energía de la caldera, es así, que los elementos que se definieron son: consumo de combustible, costo de producción energética (eléctrico y térmico), emisiones de CO_{2eq}, eficiencia total y energía demandada. A continuación, se detallan las ecuaciones que definen cada parámetro anteriormente nombrado:

Para el caso de los consumos de combustible, este corresponde al consumo real de la red para satisfacer la demanda, lo cual se expresa por medio de la Ecuación 3 proveniente de Agencia Abierta[45], [49], los datos de referencia de la red se detallan en la Tabla 4. Para el consumo de combustible proveniente de la red se presenta la Ecuación 4 la cual viene en la guía de calderas[48], cuyas especificaciones también están contenidas en la Tabla 4.

$$F_{C_{red}} = \frac{Consumo_E}{\eta_{E_{red}} \cdot (1 - E_{loss})} \quad (3)$$

$$F_{C_{boiler}} = Consumo_H / \eta_{boiler} \quad (4)$$

$F_{C_{red}}$: Consumo combustible electricidad proveniente de la red [kWh]

$F_{C_{boiler}}$: Consumo combustible calor útil proveniente de la caldera [kWh]

$Consumo_E$: Consumo eléctrico proveniente de la demanda [kWh]

$Consumo_H$: Consumo energía térmica proveniente de la demanda [kWh]

$\eta_{E_{red}}$: Eficiencia de la energía de la Red [-]

E_{loss} : Pérdidas relacionadas a distribución y transmisión [-]

η_{boiler} : Eficiencia de la caldera [-]

En el caso del costo de producción se emplea la Ecuación 5 la cual define los costos de la producción de la red, estos datos son sacados del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)[45] y resumidos en la Tabla 4 junto con el costo unitario el cual corresponde al

valor mercado por kWh generado, mientras que el consumo del equipo se calcula con la Ecuación 3 o 4, según corresponda.

$$\text{Costo producción} = F_C \cdot \text{Costo unitario combustible} \quad (5)$$

Costo producción: Costo total del combustible utilizado por el equipo [USD]

Costo unitario combustible: Costo específico del combustible [USD/kWh]

F_C: Corresponde al combustible utilizado por el equipo [kWh]

En el caso para el cálculo de emisiones de CO₂ equivalente se emplea la Ecuación 6 la cual utiliza los factores de la Tabla 4, donde las emisiones son extraídas de Energía Abierta en el caso de la red [50], mientras que para la caldera provienen de la guía técnica [48]. En el caso de los consumos de combustible son los definidos por las ecuaciones 3 y 4.

$$E_{CO_2eq} = F_C \cdot F_E \quad (6)$$

E_{CO₂eq}: Emisiones de CO₂ equivalentes [ton CO₂]

F_C: Combustible consumido por equipo [kWh]

F_E: Factor de emisiones del equipo [ton CO₂/kWh]

Para el caso de la demanda eléctrica o térmica, se utiliza la Ecuación 7.

$$E_D = \sum_i^n E_{D_i} \quad (7)$$

E_D: Total energía demanda [kWh]

E_{D_i}: Energía demanda para cada dato [kWh]

n: Cantidad de datos [-]

4.2.4 Casos 1 y 2: Parámetros planta, energía, combustible, emisiones y economía

Para la evaluación de los casos 1 y 2 que operan bajo un esquema de cogeneración se utilizaron expresiones que van según la energía producida, el combustible empleado, la disponibilidad del equipo, emisiones emitidas y los costos del proyecto. En consideración a lo anterior, se puede presentar el subapartado:

Para el caso de los parámetros de planta del proyecto de cogeneración, se emplean las expresiones 8, 9, 10 y 11 que definen relaciones importantes entre el tiempo que funciona el equipo cuando responde a las demandas y la energía misma producida bajo el modelo de funcionamiento definido anteriormente.

Para el cálculo de disponibilidad de la planta se emplea la Ecuación 8, correspondiente al factor de disponibilidad[58], este parámetro expresa la relación entre las horas de funcionamiento del equipo y las horas año.

$$D_F = h_{CHP}/8.760 \quad (8)$$

D_F : Factor disponibilidad [-]

h_{CHP} : Horas funcionamiento equipo en el año de operación [h]

Para la obtención del indicador de desempeño de la planta de cogeneración, conocido como *Relación potencia-calor*, se utiliza la Ecuación 9, procedente de la EPA[59].

$$C = E_{T_{CHP}}/Q_{T_{CHP}} \quad (9)$$

C : Relación potencia – calor [-]

$E_{T_{CHP}}$: Energía eléctrica generada por equipo CHP [kWh]

$Q_{T_{CHP}}$: Calor útil generado por equipo CHP [kWh]

Para el cálculo de la eficiencia total, se utiliza la Ecuación 10, proveniente de la Agencia Medioambiental Estadounidense (EPA)[59]:

$$\eta_{total} = (E_T + Q_T)/F_{C_T} \quad (10)$$

η_{total} : Eficiencia total proyecto cogeneración [-]

E_T : Energía eléctrica producida [kWh]

Q_T : Calor útil producido [kWh]

F_{C_T} : Combustible utilizado para producción eléctrica y de calor útil [kWh]

Mientras que para el rendimiento eléctrico equivalente (REE), que corresponde a un parámetro que define la eficiencia del proyecto de cogeneración y que exige el Ministerio

de Energía de Chile[60] para las plantas de cogeneración en operación, se presenta la Ecuación 11 y relaciona la energía eléctrica, térmica y el combustible.

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0,9}}$$

REE: Rendimiento eléctrico equivalente [-] (11)

E: Energía eléctrica producida [kWh]

Q: Cantidad de combustible utilizado en el proceso de cogeneración [kWh]

V: Energía térmica proveniente de un proceso cogeneración [kWh]

Para considerar eficiente el proyecto con los equipos propuestos, se requiere un valor igual o mayor a 0,55.

Para el cálculo de emisiones, se emplea la metodología de la Agencia Medioambiental Estadounidense (EPA)[61] la cual define las expresiones que se presentan a continuación, estas relacionan el combustible desplazado, el cual a su vez permite definir las emisiones emitidas por el proyecto de cogeneración y las emisiones no emitidas o desplazadas respecto al caso original.

Para el cálculo de emisiones se emplean los factores de emisiones y la energía por equipo utilizado. Para el caso 1, el factor de emisiones del equipo de energía corresponde al del gas natural definido anteriormente en la Tabla 4, mientras que para el caso 2, las emisiones que se presentan a continuación corresponden a las de los equipos de energía definidos en la Tabla 5.

1. Factor emisiones ICE[55]: 0,0002476 [ton CO_{2eq}/kWh]
2. Factor emisiones FC[62]: 0,000013 [ton CO_{2eq}/kWh]
3. Factor emisiones MGT[54]: 0,00018786 [ton CO_{2eq}/kWh]

Para evaluar el combustible ahorrado, se utiliza el concepto de *combustible desplazado de la caldera*, este corresponde al combustible que ya no utiliza el equipo original debido al uso del equipo de cogeneración, lo anterior se traduce en la Ecuación 12[61], que relaciona el combustible usado por el equipo CHP y la eficiencia de la caldera presentada en la Tabla 4.

$$F_D = \frac{E_{T_{CHP}}}{\eta_{boiler}} \quad (12)$$

F_D : Combustible desplazado de la caldera por parte del equipo CHP [kWh]

$E_{T_{CHP}}$: Energía eléctrica generada por equipo CHP [kWh]

η_{boiler} : Eficiencia caldera [-]

Para las emisiones de la caldera auxiliar, se emplea la Ecuación 13[61]. Esta Ecuación define las emisiones provenientes del uso de la caldera auxiliar y utiliza el combustible desplazado de la caldera y el factor de emisiones de la caldera definida en la Tabla 4.

$$E_D = F_D \cdot EF_B \quad (13)$$

E_D : Emisiones de la caldera auxiliar [ton CO₂eq]

F_D : Combustible desplazado de la caldera por parte del equipo CHP [kWh]

EF_B : Factor emisiones de la caldera [ton CO₂eq/kWh]

Para el caso de la red, se utiliza la tasa de calor del sistema eléctrico de la red, la cual se definió en la Tabla 4 y utiliza la cantidad de energía eléctrica desplazada de la red, esto define el combustible desplazado de la red. Lo anterior se expresa en la Ecuación 14[61].

$$F_G = E_G \cdot HR_G$$

F_G : Combustible desplazado de la red eléctrica [kWh] (14)

E_G : Energía desplazada de la red por parte del equipo CHP [kWh]

HR_G : Tasa de calor de la energía de la red [kJ/kWh]

Para las emisiones emitidas por la red, se define la Ecuación 15[61], la cual sigue la misma metodología de la Ecuación 13.

$$E_G = F_G \cdot EF_G \quad (15)$$

E_G : Emisiones producidas por la red [ton CO₂eq]

F_G : Combustible desplazado de la red por parte del equipo CHP [kWh]

EF_G : Factor emisiones de la red [ton CO₂eq/kWh]

Para el cálculo del combustible ocupado por el equipo de cogeneración, se emplea Ecuación 16[61] define la relación entre la energía eléctrica producida y la eficiencia eléctrica del equipo presentado en la Tabla 5.

$$F_{CHP} = E_{T_{CHP}} / \eta_{E_{CHP}}$$

$$F_{CHP}: \text{Combustible usado equipo CHP [kWh]} \quad (16)$$

$$E_{T_{CHP}}: \text{Energía eléctrica generada por equipo CHP [kWh]}$$

$$\eta_{E_{CHP}}: \text{Eficiencia eléctrica equipo CHP [-]}$$

En tanto, en la Ecuación 17[61] se define las emisiones producidas por el equipo de energía de cada caso.

$$E_{CHP} = F_{CHP} \cdot EF_{CHP}$$

$$E_{CHP}: \text{Emisiones producidas por el equipo CHP [ton CO}_2\text{eq]} \quad (17)$$

$$F_{CHP}: \text{Combustible usado equipo CHP [kWh]}$$

$$EF_G: \text{Factor emisiones de equipo CHP [ton CO}_2\text{eq/kWh]}$$

Para el cálculo de la energía eléctrica desplazada de la red, se utiliza la Ecuación 18[61]

$$F_{C_{red}} = \frac{E_{T_{CHP}}}{\eta_{E_{red}} \cdot (1 - L_{T\&D})}$$

$$F_{C_{red}}: \text{Combustible de la red desplazado por equipo CHP [kWh]} \quad (18)$$

$$E_{T_{CHP}}: \text{Energía eléctrica generada por equipo CHP [kW]}$$

$$L_{T\&D}: \text{Pérdidas de distribución y transmisión de energía [-]}$$

Para los ahorros de combustible del proyecto de cogeneración, se emplea la Ecuación 19[61], la cual relaciona los consumos de combustible del equipo de cogeneración y el consumo del caso 0, provenientes de la Ecuación 12, 14 y 16.

$$F_S = (F_D + F_G) - F_{CHP} \quad (19)$$

$$F_S: \text{Combustible ahorrado en proyecto CHP [kWh]}$$

$$F_D: \text{Combustible desplazado de la caldera por parte del equipo CHP [kWh]}$$

$$F_G: \text{Combustible desplazado de la red eléctrica [kWh]}$$

$$F_{CHP}: \text{Combustible usado equipo CHP [kWh]}$$

Mientras que, para el ahorro de emisiones de los casos, se utiliza la Ecuación 20[61], que relaciona las emisiones de CO₂ producidas por el equipo CHP frente a las emisiones relacionadas con el caso 0.

$$E_S = E_D + E_G - E_{CHP} \quad (20)$$

E_S : Ahorro de emisiones proyecto CHP [ton CO₂eq]

E_D : Emisiones de la caldera auxiliar [ton CO₂eq]

E_G : Emisiones producidas por la red [ton CO₂eq]

E_{CHP} : Emisiones producidas por el equipo CHP [ton CO₂eq]

Con relación a la metodología relacionada a la economía del proyecto para el caso 1 y 2, se contemplan 3 elementos relacionados a los ingresos y egresos operativos de los casos, mientras que se contemplan 3 parámetros relacionados con el análisis del proyecto en su flujo de caja.

Para los ingresos, la venta de excedentes provenientes de la generación del equipo CHP es uno de ellos y se emplea la Ecuación 21 la cual relaciona la energía sobrante y el precio de compra de la red[63].

$$V_E = E_E \cdot V_C \quad (21)$$

V_E = Valor excedentes [USD]

E_E : Energía generada sobrante [kWh]

V_C : Valor de compra energía [USD/kWh]

Otro de los ingresos considerados son los ahorros de combustible, en particular, el ahorro en la compra de estos por el desplazamiento de energía. Para obtener dicho ahorro se calcula en base a la fuente (caldera o red), empleando la Ecuación 22 proveniente de la EPA[61].

$$A_C = F_{S_C} \cdot C_{C_c}$$

A_C : Ahorro compra combustible [USD] (22)

F_{S_C} : Combustible ahorrado fuente [kWh]

C_{C_c} : Costo combustible fuente [USD/kWh]

Por los egresos, se contempla el costo de la compra del combustible que emplea el equipo que responde a la demanda, es decir, equipo CHP, la caldera o red eléctrica. Estos costos se pueden definir con la Ecuación 23 proveniente de la EPA [61].

$$C_F = F_F \cdot \text{Costo unitario}$$

$$C_F: \text{Costo total combustible [USD]} \quad (23)$$

Costo unitario: Costo combustible [USD/kWh]

F_F: Combustible utilizado [kWh]

Para el análisis financiero del proyecto se emplea el VAN, el TIR y el tiempo de recuperación de la inversión. Los parámetros nombrados anteriormente, permiten generar una evaluación de la factibilidad económica del proyecto.

El valor actual neto (VAN) es un indicador que mide el aporte económico de un proyecto a inversionistas luego de recuperar la inversión. Este se obtiene a partir de los flujos de caja proyectados. Esta se expresa con la Ecuación 24[64].

$$VAN = \sum_0^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (24)$$

VAN: Valor actual neto [USD]

n: Cantidad años proyecto [año]

FC: Flujo de caja proyectado [USD]

t: Periodo analizado [año]

r: Tasa descuento proyecto [-]

La tasa interna de retorno (TIR) es un indicador de rentabilidad correspondiente a la tasa de descuento máxima elegible del proyecto con el cual el VAN asociado alcanza el valor nulo. Esta se refleja en la Ecuación 25[64].

$$TIR = \sum_0^n FC_t / \sum_1^n FC_t \quad (25)$$

TIR: Tasa interna de retorno [-]

n: Cantidad años proyecto [año]

t: Período analizado [año]

Como último parámetro se utilizó el período de recuperación de capital, el cual mide el tiempo de recuperación de la inversión, este se ve expresado en la Ecuación 26[64].

$$T = I_0 \leq \sum_1^n FC_t$$

T: Período de recuperación de capital [año]

n: Cantidad años proyecto [año] (26)

FC: Flujo de caja proyectado [USD]

t: Período analizado [año]

*I*₀: Inversión inicial [USD]

4.3 Validación del modelo

Para la validación del modelo se emplean datos correspondientes a los casos resueltos de la Calculadora de Cogeneración[40]. Los resultados de aquella herramienta se comparan con los datos obtenidos del caso 1, es decir, del esquema de cogeneración con gas natural y se divide en 6 secciones los resultados para poder evaluar acorde a cada paso.

- Caracterización de la demanda
- Establecimiento de datos caso base
- Dimensionamiento de equipo de cogeneración
- Proyección de la producción de energía
- Ahorros de combustible
- Emisiones

Para la validación del modelo se emplea el error relativo porcentual de cada punto como criterio de validación. Los resultados de la validación, se puede resumir en la Tabla 7.

Tabla 7: Comparación resultados Calculadora Cogeneración y modelo, fuente propia

	Error Relativo Porcentual Modelo
Caracterización demanda	0,00%
Establecimiento datos caso base	0,00%
Dimensionamiento equipo CHP	0,00%
Proyección producción energía	8,75%

Emisiones	9,04%
Factibilidad económica	4,12%

Como se indica en la Tabla 7, los tres primeros puntos el error es nulo. Esto se debe a que, en la caracterización de la demanda y al establecimiento de los datos del caso base, se utilizó un sistema preciso de conteo y ordenamiento, y para el dimensionamiento se aplicó el mismo método, lo que generó resultados idénticos. En cuanto a la producción, los ahorros y las emisiones, se presentan diferencias respecto a la calculadora, esto se debe a que el modelo de despacho empleado por el programa de la calculadora difiere del modelo definido en este trabajo, el cual es una propuesta basada en los estudios detallados en el capítulo 3, de igual forma destacar que el mayor porcentaje de error va ligado con la producción térmica y es justamente en esa línea que los ahorros y las emisiones tengan una diferencia significativa en la validación.

5. Resultados

En este capítulo se abordan los resultados provenientes del estudio elaborado con el diseño y datos de los capítulos anteriores. A continuación, en la Tabla 8, se presenta un resumen de los resultados para los tres casos bajo las dos demandas, en las cuales se detalla los aspectos relacionados con las emisiones, costos, equipos, ahorros y energía producida por parte de los equipos en cada caso.

Tabla 8: Resumen modelo CHP, fuente propia

Parámetros	Demanda D1 (Residencial)						Demanda D2 (Hotelera)					
	Caso 0	ICE Caso 1	ICE Caso 2	MGT Caso 1	MGT Caso 2	FC Caso 2	Caso 0	ICE Caso 1	ICE Caso 2	MGT Caso 1	MGT Caso 2	FC Caso 2
Emisiones [Ton CO ₂ /año]	128	104	121	117	103	21	306	263	248	263	255	59
Costo operativo total [KUSD/año]	43	28	80	28	140	41	100	70	172	70	328	105
Consumo combustible Proyecto [MWh/año]	605	587	515	575	553	319	1.459	1.512	1.272	1.482	1.410	891
Consumo de combustible Caldera Aux. [MWh/año]	[-]	154	199	169	178	280	[-]	286	286	288	331	532
Rendimiento Global [%]	0,67	0,98	0,751	0,8	0,77	0,9	0,64	0,97	0,8	0,78	0,8	0,88
Energía Eléctrica Generada [MWh/año]	116	67	75	69	62	90	332	183	183	168	164	245
Energía Térmica Generada [MWh/año]	288	162	125	150	142	58	601	366	366	364	329	164
VAN [KUSD]	[-]	17	-196	12	-354	-181	[-]	29	-387	12	-939	-495

5.1 Producción y emisiones

5.1.1 Demanda residencial (D1)

Para la demanda residencial (D1), los equipos de generación bajo esquemas de cogeneración presentan coberturas variables que pueden satisfacer de forma parcial o total la demanda eléctrica y/o térmica. En cuanto a la demanda eléctrica anual correspondiente a 116 MWh, el caso 1 muestra que el ICE cubre un 57,7% y la MGT un

59,4%, lo que representa menos de un 2% de diferencia entre ambos. Para el caso 2 los ICE alcanzan una cobertura del 64,7%, mientras que la MGT un 53,4% y la FC un 78%, lo cual evidencia una diferencia significativa en la cantidad de energía que pueden cubrir los equipos. La FC cubre casi la totalidad de la demanda, mientras que la MGT es la que peor desempeño tiene. En lo que respecta a producción de energía térmica, la cobertura en el caso del ICE va de un 56% para el caso 1 a un 43% en el caso con hidrógeno. En cuanto a la MGT las producciones van del 52% en el caso 1 a un 49% en el caso 2. Como último valor, para la FC la producción solo alcanza un 20% de la demanda. En términos generales ninguna propuesta genera la demanda total, se debe al método de diseño empleado para el dimensionamiento de los equipos. Adicional a ello, en los casos del ICE y la MGT se refleja que la mezcla de hidrógeno disminuye la cantidad de energía térmica producida en el proyecto.

Respecto al uso del combustible, la utilización de hidrógeno en los ICE tiene un efecto positivo, al reducir un el consumo un 15% respecto al caso base (caso 0) y un 12% frente al caso 1, logrando además una mayor cantidad de energía eléctrica. No obstante, para la energía térmica el efecto es opuesto, debido a que el sistema genera menos calor útil, lo cual se refleja en una reducción del 23% con relación al caso 1. Esto tiene una implicancia mayor debido a que la energía térmica tiene que ser suministrada por la caldera auxiliar, incrementando el consumo de combustible un 29% frente al caso 1. Como consecuencia, aumentan tanto los costos operativos como las emisiones. Este efecto es notorio ya que las emisiones de la caldera corresponden a $49 \text{ Ton } CO_{2eq}$, en comparación a las $51 \text{ Ton } CO_{2eq}$ que produce el equipo de cogeneración, es decir, casi un 50% de las emisiones del caso 2 provienen del uso de la caldera para responder a la baja de calor. Para el caso del MGT se tiene un efecto negativo con la utilización del hidrógeno tanto para la producción de energía eléctrica como térmica, con reducción del 10% y 5% respectivamente respecto al caso 1. A pesar de ello, las emisiones si disminuyen de forma significativa pese a las bajas en la producción de energía, traduciéndose en un 12% menos de emisiones de CO_{2eq} .

Para el caso de la celda de combustible los tres parámetros anteriores, es decir, energía eléctrica, térmica y combustible sus resultados difieren considerablemente respecto a las otras tecnologías. En términos de la electricidad, la generación supera en un 45% a la MGT y un 20% al ICE. Sin embargo, la producción de energía térmica es considerablemente menor: un 54% menos que el ICE y un 59% por debajo de la MGT.A

pesar de ello, el combustible que emplea el proyecto es un 48% menos respecto al caso 0, lo cual es un aspecto relevante ya que esto también se refleja en las emisiones, las cuales corresponden tan solo al 16% de las emisiones del caso 0, lo que posiciona favorablemente a la FC en aspectos ambientales y energéticos.

En términos de viabilidad económica de los proyectos analizados, ninguno de los proyectos que emplean hidrógeno resultan viables bajo un esquema de inversión privada, lo cual es un resultado coherente dado los altos costos de cada tecnología. En el caso del ICE, el principal punto débil radica en el alto costo operativo derivado de la utilización de hidrógeno, dado que su consumo es alto y su eficiencia es baja respecto a la FC, pese a estar bajo un esquema de alta eficiencia. La MGT presenta los mismos problemas que el ICE. En relación con la celda de combustible, si bien los costos operativos son bajos, el alto costo de la inversión inicial afecta negativamente su viabilidad, esto debido a que es la tecnología de mayor precio y que no logra la recuperación de inversión por lo mismo.

En resumen, la utilización de hidrógeno en los ICE tiene aspectos positivos en la producción eléctrica y en el consumo de combustible, sin embargo, tiene aspectos críticos en la producción térmica, emisiones y costos operativos que afectan su rentabilidad. Para el caso de la MGT, los aspectos positivos son la reducción en el consumo de combustible y emisiones, mientras que los negativos radican en el aumento excesivo de costos, menor producción eléctrica, térmica y menor eficiencia respecto al caso 1. Finalmente, la FC demuestra superioridad en aspectos como la energía eléctrica y emisiones, aunque los costos de inversión limitan su competitividad económica.

5.1.2 Demanda hotelera (D2)

Para la demanda hotelera (D2), los parámetros de análisis incluyen la energía, emisiones y el uso de combustible. Para el caso de la energía eléctrica el total de la demanda asciende a 332 MWh. En el caso 1, el ICE cubre el 50,9% de esta demanda, lo que corresponde a 169MWh producidos, mientras que la MGT alcanza un 50,6% de cobertura, lo equivalente a 168MWh, lo que representa una diferencia menor al 1% entre ambos equipos. Para el caso 2, el ICE incrementa su producción a 183MWh, cubriendo el 55% de la demanda, mientras que la MGT se reduce su generación a 164MWh, correspondiente al 49% de la demanda. La celda de combustible, por su parte alcanza una producción de 245MWh equivalente al 73,8% de la demanda. Estos resultados reflejan un incremento de producción eléctrica del ICE respecto al caso 1, una disminución del

rendimiento de la MGT en el caso 2, y un desempeño mayor por parte de la FC en términos de cobertura.

Respecto a la energía térmica para el caso 1, la producción por parte del ICE corresponde a un 60,9% de la demanda, mientras que para la MGT esta cubre un 60,7%. En el caso 2, el ICE mantiene su cobertura térmica, mientras que la MGT reduce su producción a un 54,8% de la demanda. La FC, en cambio, cubre tan solo un 27,6% de la demanda. Este contraste evidencia que, aunque la cogeneración con gas natural permite una producción térmica estable en los equipos, el uso del hidrógeno merma la producción de calor útil en la MGT mientras que, para el ICE, el cambio, no lo afecta significativamente. Un punto para destacar es que, si bien la FC es muy eficiente y aporta una cantidad significativa de energía eléctrica, es la que menos aporta en términos de energía térmica, pese a ello, el análisis global de eficiencia la sitúa como una de las con mejor desempeño.

En consideración de los datos anteriores, se tienen aspectos a destacar en términos de emisiones y combustible. Para el caso del ICE no se tienen ahorros en combustible en el caso 1, debido principalmente a su limitada cobertura, lo cual implica el uso de tecnologías auxiliares como la red eléctrica y la caldera. Esto genera un aumento del 3,6% en el consumo de combustible. Pese a ello, las emisiones presentan una disminución aproximadamente 43 toneladas de carbono equivalente respecto al caso base (caso 0), aunque esta reducción podría ser mayor si se tuviera un menor involucramiento de las tecnologías de apoyo como la caldera y la red. En el caso 2 del ICE logra un ahorro significativo: mantiene su aporte térmico, incrementa la producción de energía eléctrica y disminuye el consumo de combustible un 16% menos respecto al caso 1 y un 13% respecto al caso 0. En términos de emisiones el caso 2 reduce en 58 toneladas de carbono equivalente las emisiones, consolidando una mejora ambiental y operativa.

Para el caso de la MGT, se tiene en el caso 1 que el uso del combustible tiene una leve alza del 1,6%, producto del uso complementario de los elementos auxiliares lo que a su vez se traduce en un aumento de gastos. Sin embargo, las emisiones disminuyen en un 14,1%. En el caso 2, la MGT reduce un 5% la utilización de combustible, acompañado de una baja del 16,7% en emisiones. Estos resultados reflejan que la utilización de hidrógeno tiene un efecto positivo en el combustible y emisiones.

Finalmente, en el caso de la celda de combustible, presentan un mejor comportamiento con relación a emisiones, a pesar de recurrir a la caldera para cubrir el 72% restante de la demanda de energía térmica. En cuanto al combustible nuevamente existe una

diferencia significativa en el ahorro: mientras que el ICE y la MGT reportan reducción del 5% y 13%, la FC alcanza un ahorro del 39% respecto al caso base. Lo anterior, resulta nuevamente la celda de combustible como una opción de alto desempeño con relación a lo eficiente y lo ambientalmente favorable, aun así, cuenta con limitaciones en aspectos de suministro térmico para el equipo evaluado.

5.2 Factibilidad económica

Para evaluar la viabilidad económica se emplearon los 3 indicadores detallados en el punto 4.2.4.3: la tasa interna de retorno (TIR), el valor actual neto (VAN) y el periodo de recuperación (Payback). Como resultado en el caso 2, ninguno de los equipos analizados obtiene un resultado positivo o neutro de acuerdo con lo señalado en la Tabla 8.

Para el análisis de flujo de caja considero únicamente la inversión de capital privado, e incorporó los costos de adquisición, mantenimiento y operaciones de cada caso planteado, sin incluir incentivos públicos ni subvenciones.

Para el caso del motor de combustión interna, los costos de adquisición son moderados, sin embargo, el elevado costo del hidrógeno genera pérdidas continuas a lo largo del periodo evaluado. Además del costo del combustible, la necesidad recurrir constantemente a la caldera auxiliar y la red eléctrica para cubrir la demanda termina generando menos ganancias y aumentando gastos. Junto a lo anterior hay que considerar que existen elementos no contemplados en la evaluación económica como: la cadena del hidrógeno, permisos especiales, costos de importación y mano de obra especializada.

Para el caso de la microturbina a gas, presenta un comportamiento similar al ICE: el costo del hidrógeno es 4 a 5 veces más que el gas natural, y los requerimientos de apoyo térmico elevan adicionalmente el costo operativo al usar la caldera o la red. Adicionalmente la cadena de suministros, permisos y costos adicionales se suma que la microturbina con hidrógeno aún no se consolida tecnológicamente, lo cual añade un factor de riesgo financiero frente a las otras opciones.

En el caso de la celda de combustible el análisis es distinto, esto debido a que el factor operativo si bien no es positiva es significativamente menor que el resto de las tecnologías, en general el margen ronda por el 5% frente al 70% de las otras tecnologías. Además de que es una de las tecnologías que presenta menores costos operacionales por

sus ahorros y bajo consumo de combustible, pese al constante respaldo de equipos auxiliares. El alto costo de inversión impide la recuperación de la inversión en el plazo analizado, lo que torna inviable el proyecto en condiciones de financiamiento exclusivamente privado.

Para evaluar el impacto que tiene el combustible y la electricidad se realiza un análisis de sensibilidad de ambos parámetros para identificar umbrales de precio en los que el proyecto podría alcanzar la viabilidad bajo distintas condiciones de mercado.

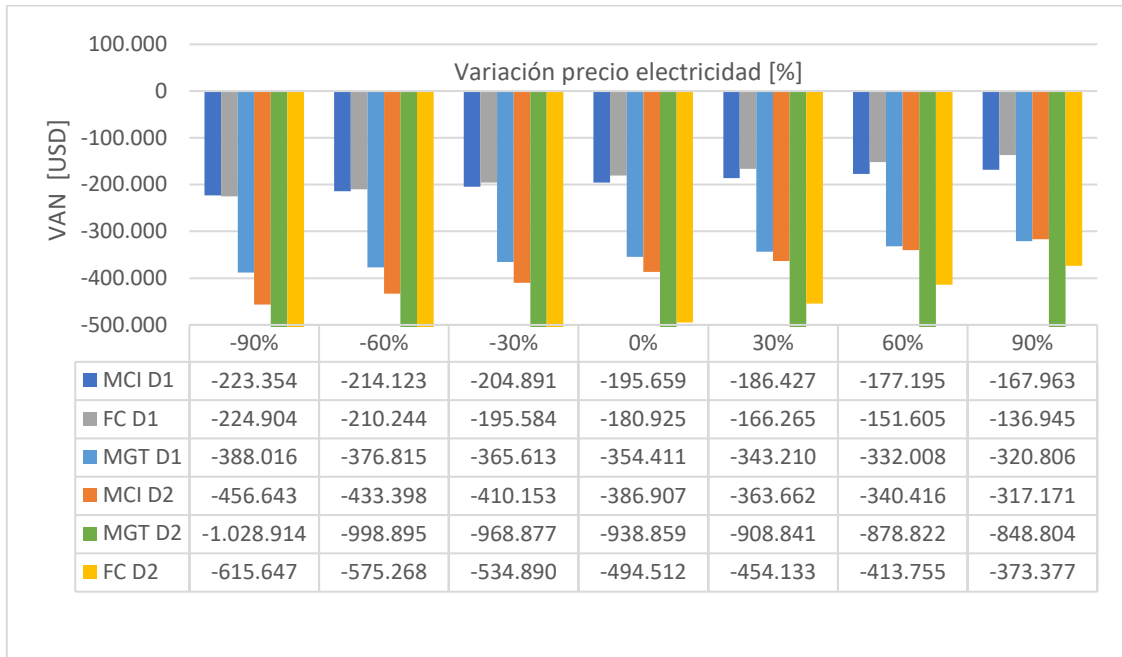


Figura 8: Análisis sensibilidad, VAN en función de la electricidad caso 2, fuente propia

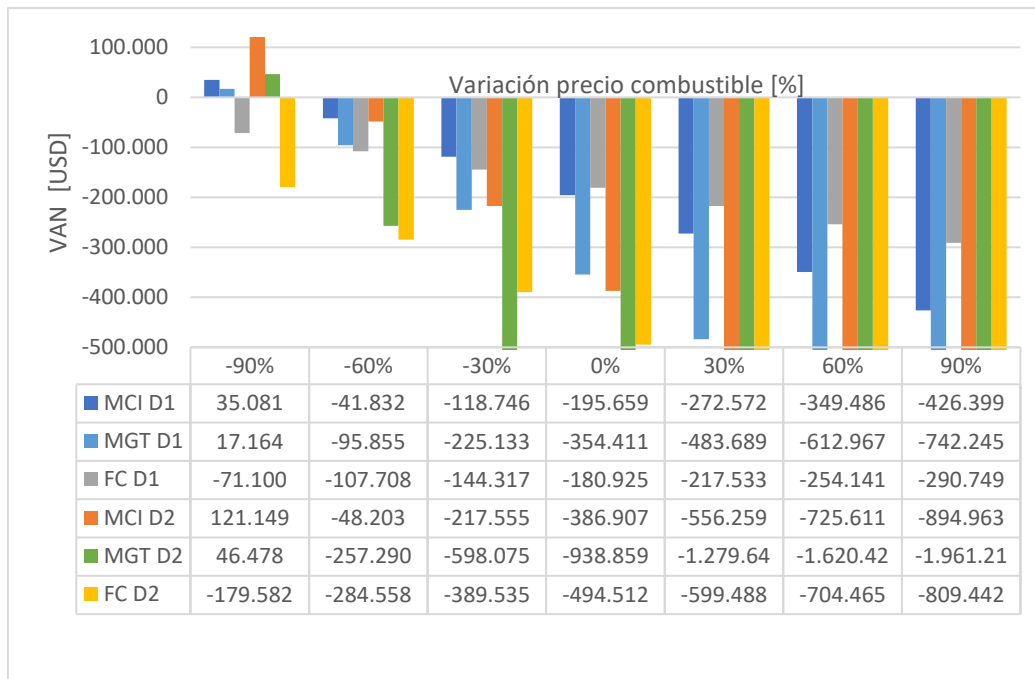


Figura 9: Análisis sensibilidad, VAN en función del combustible caso 2, fuente propia

La Figura 8 muestra que ningún escenario de precios garantiza la viabilidad económica, lo cual resulta previsible dado que los ahorros provenientes del consumo eléctrico representan solo el 28,7% de los ingresos. No obstante, la rentabilidad del proyecto mejora conforme aumenta el precio de la energía eléctrica.

Por parte del combustible en la Figura 9 se analizan diversos aspectos. Uno de estos es la fluctuación del 30% del precio de la electricidad modifica el VAN entre un 8,2% y un 3,2%. Sin embargo, la sensibilidad del precio del combustible es mucho mayor: una variación del 30% se traduce en un 39,4% del VAN para el ICE, un 36,5% para la MGT y un 20,3% para la FC. Este comportamiento refleja la incidencia de los costos del combustible -incluido el hidrógeno- y de los equipos auxiliares (caldera y red), cuyo costo operativo puede alcanzar el 60% de los ingresos.

Otro elemento que destacar son los casos rentables del proyecto, donde para una baja de un 90% en el precio del combustible algunos proyectos se vuelven rentables. En el supuesto, tanto el ICE como la MGT alcanzarían un VAN positivo y un periodo de recuperación dentro del periodo evaluado. El caso de los ICE es el que presenta la mayor mejora, debido a que el abaratamiento del combustible amortiza los costos operativos. En cambio, la FC a pesar de beneficiarse de los menores costos operativos a partir de una caída del 30%, no logra compensar el gasto de inversión que se realiza en el proyecto.

Finalmente, aunque la MGT muestra cierto patrón de sensibilidad similar al caso del ICE, su mayor costo de inversión (un 72% superior) limita el crecimiento de las ganancias.

5.3 Efectos del hidrógeno

En el presente apartado se detallaron los resultados obtenidos en temas de energía, combustibles, emisiones y ahorros, dentro de los cuales se ve involucrado el hidrógeno como combustible dentro del caso 2, este a su vez contemplaba 6 estudios con 2 tipos de demanda, los cuales tuvieron como resultados expresados en Tabla 8.

En cuanto a la producción, se observa que el impacto del hidrógeno en las emisiones no es concluyente por lo menos en rangos como D1, esto debido a que hubo casos donde el comportamiento fue opuesto como por ejemplo para el caso de la Demanda 1 para el motor de combustión interna (ICE), se registró un incremento del 16% en las emisiones, mientras que, para la misma demanda con la microturbina (MGT), se logró una reducción del 12%. Para la Demanda 2 se evidenció una disminución en las emisiones en todos los casos, lo que podría sugerir una tendencia decreciente en escenarios de mayor demanda. Respecto a la producción de energía eléctrica, el comportamiento de los ICE fue favorable, con incrementos en la producción que oscilaron entre el 8% y el 12%, mientras que las MGT presentaron reducciones en la generación de entre el 10% y el 2,4%. Este efecto del hidrógeno en sistemas de cogeneración basados en microturbinas puede explicarse por el rango operativo del equipo; como señala Samitha[54], el dispositivo aún se encuentra en fase experimental para optimizar su configuración, lo que impide atribuir de forma directa un efecto del hidrógeno en este caso. El análisis del impacto del hidrógeno en el proyecto debe considerarse en función de múltiples factores: la energía aportada por el equipo, el nivel de emisiones, la utilización de equipos auxiliares requeridos para satisfacer la demanda, y el efecto económico, ya que el incremento en el número de equipos en operación puede elevar los costos operativos, acortar la vida útil de los equipos e incluso generar pérdidas no previstas.

6. Conclusiones

Este estudio evaluó la incorporación de hidrógeno en esquemas de cogeneración operando con microturbinas a gas, celdas de combustible y motores de combustión interna, considerando tres aspectos fundamentales: producción de energía, viabilidad económica y emisiones. Para la evaluación se caracterizaron los equipos, los combustibles y los perfiles de demandas (residencial y hotelera) en tres escenarios: caso 0 (caso original), caso 1 (cogeneración con gas natural) y caso 2 (cogeneración con mezcla de hidrógeno).

Los resultados evidencian que en el caso 2, el uso de hidrógeno tiene beneficios significativos para los motores (ICE). En términos de producción eléctrica, los motores aumentaron su producción en un promedio del 11% respecto al caso 1. Asimismo, el consumo de combustible disminuyó entre un 15% y un 17% respecto al caso inicial. En cuanto a las emisiones, los ICE evidencian una baja del 5,5% y un 19% respecto al caso 0. En el caso de la energía térmica el efecto del hidrógeno fue negativo o nulo, dado que la producción en el caso residencial disminuyó un 23% mientras que en el caso hotelero no hubo cambios.

En conclusión, los ICE analizados demuestran ventajas técnicas en la producción eléctrica y reducción de emisiones para los perfiles evaluados. No obstante, en aspectos económicos el hidrógeno tiene costos operativos que encarecen su rentabilidad, pese a los diversos escenarios planteados en el análisis de viabilidad.

En el caso de las microturbinas los aspectos que se vieron beneficiados por el hidrógeno fueron las reducciones de emisiones y los ahorros de combustible. Respecto a las emisiones la disminución promedio fue de 18,1% respecto al caso inicial y osciló entre un 12% a un 4,1% respecto al caso 1. En cuanto al combustible el ahorro rondó entre un 3,9% (caso residencial) y un 15,9 (caso hotelero) respecto al caso 1. Con relación a la producción energética se presentaron caídas relevantes: la producción de energía cayó en promedio un 6,26% para la eléctrica y un 7,47% para la térmica, ambas respecto al caso 1. Al igual que los ICE, el hidrógeno no es rentable debido al valor que tiene el hidrógeno actualmente, además de que los cambios en aspectos técnicos no son lo suficientemente significativos entre el caso 1 al 2 para justificar su inversión. Además, los beneficios técnicos son menores que en los ICE, lo cual podría atribuirse a que los datos técnicos de las microturbinas evaluadas aún son objeto de estudio.

Respecto a las celdas de combustible (FC) estas bajo los dos perfiles evaluados, presentaron los mejores aspectos técnicos exceptuando la producción térmica, la cual se compensa mediante el uso constante de la caldera auxiliar, aun así, la posiciona como la mejor en términos de producción energética y emisiones. La rentabilidad de estas se vio sujeta por su inversión inicial, la cual si disminuye en el futuro podría generar rentabilidad y producciones de bajo impacto ambiental y alta disponibilidad.

Este trabajo identifico varios puntos se mejora para los esquemas de cogeneración que operan con hidrógeno. Como primer punto, la refinación del modelo de despacho, explorando configuraciones operativas o equipos que permitan evaluar mayores rangos en función de la eficiencia de forma más versátil, al igual que plantear nuevos umbrales de operación que permitan generar otros escenarios donde se maximicen otras variables. Asimismo, otro punto de mejora va ligado con la diversificación de los mecanismos de financiamiento, como por ejemplo, el equipos adquiridos con modalidad de leasing o incentivos gubernamentales que vayan en la línea con proyectos de esta categoría, permitiendo así reducir la carga financiera; y a su vez, dentro del análisis incorporar costos asociados a la producción, transporte, almacenamiento de hidrógeno, así como procesos complementarios que potencialmente puedan generar un análisis más detallado y atractivo sobre la propuesta. Por otro lado, la modificación de los equipos auxiliares (intercambiadores de calor y caldera) por equipos de mayor eficiencia o menor costo podrían tener efectos importantes en el ahorro de combustible y emisiones totales, junto a lo anterior el rediseño del TES por otras configuraciones de trabajo podría lograr minimizar las pérdidas y aprovechar mejor los excedentes de calor. En materia de dimensionamiento, la aplicación de métodos de multivariable o matrices ponderadas permite priorizar variables críticas, tales como el costo de combustible, precios mercado y los perfiles de demanda, en consecuencia, proponer configuraciones acorde a las variables que se consideren más relevantes, alcanzando así soluciones optimas en torno a lo técnico y lo económico. Finalmente, la incorporación de datos técnicos actualizados para las microturbinas, motores y celdas de combustible adaptados a mezclas de hidrógeno permitirían evaluar con mayor fiabilidad la rentabilidad de estos proyectos bajo el contexto actual. En conjunto, estas propuestas de mejora permitirán generar un marco más adecuado para evaluar propuestas de hidrógeno bajo estos esquemas en el mercado chileno.

7. Referencias

- [1] “Generadoras de Chile - ESTADÍSTICAS CLAVE 2023 Sistema Eléctrico Nacional”. Accedido: 2 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://generadoras.cl/documentos/reportes-anales/estadisticas-clave-2023-sistema-electrico-nacional>
- [2] “Generadoras de Chile - Las ventajas de las renovables”. Accedido: 2 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://generadoras.cl/prensa/las-ventajas-de-las-renovables>
- [3] “Tratados, acuerdos y regulación medioambiental de Chile”, Accedido: 3 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://bcn.cl/1v49t>
- [4] “Energía 2050: política energética de Chile.”, 2020, *Ministerio de Energía*. Accedido: 5 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://bibliotecadigital.ciren.cl/handle/20.500.13082/32328>
- [5] Á. De Salud En, L. A. Región, D. E. Aysén, P. Canales, A. Magister, y E. Construcción Sustentable, “EJEMPLOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL”.
- [6] “Energía 2050: Política Energética de Chile 2016. | FAOLEX”. Accedido: 2 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.fao.org/faolex/results/details/es/c/LEX-FAOC190002/>
- [7] “Mapa de proyectos – H2Chile”. Accedido: 12 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://h2chile.cl/mapa-de-proyectos/>
- [8] “Chile: Plan de Acción Hidrógeno Verde 2023-2030 – H2LAC”. Accedido: 12 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://h2lac.org/archivos/chile-plan-de-accion-hidrogeno-verde-2023-2030-2/>
- [9] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, “Cogeneration & Trigeneration-How to Produce Energy Efficiently A practical Guide for Experts in Emerging and Developing Economies”, 2016.
- [10] “Resource Conservation and Recovery: A Guide to Developing and Implementing Greenhouse Gas Reduction Programs | US EPA”. Accedido: 7 de diciembre de

2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.epa.gov/statelocalenergy/resource-conservation-and-recovery-guide-developing-and-implementing-greenhouse>
- [11] “El papel de los combustibles fósiles en un sistema energético sostenible | Naciones Unidas”. Accedido: 7 de diciembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/es/chronicle/article/el-papel-de-los-combustibles-fosiles-en-un-sistema-energetico-sostenible>
- [12] M. Razmara, M. Bidarvatan, M. Shahbakhti, y R. D. Robinett, “Optimal exergy-based control of internal combustion engines”, *Appl Energy*, vol. 183, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.09.058.
- [13] N. V. Burnete, F. Mariasiu, C. Depcik, I. Barabas, y D. Moldovanu, “Review of thermoelectric generation for internal combustion engine waste heat recovery”, *Prog Energy Combust Sci*, vol. 91, p. 101009, jul. 2022, doi: 10.1016/J.PECS.2022.101009.
- [14] V. Gkoutzamanis, A. Chatziangelidou, T. Efstathiadis, A. Kalfas, A. Traverso, y J. N. W. Chiu, “Thermal Energy Storage For Gas Turbine Power Augmentation”, *Journal of the Global Power and Propulsion Society*, vol. 3, pp. 592–608, jul. 2019, doi: 10.33737/JGPPS/110254.
- [15] T. Wilberforce *et al.*, “Recovery of waste heat from proton exchange membrane fuel cells – A review”, *Int J Hydrogen Energy*, vol. 52, pp. 933–972, ene. 2024, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.08.069.
- [16] “The Incredible Inefficiency of the Fossil Energy System - RMI”. Accedido: 5 de diciembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://rmi.org/the-incredible-inefficiency-of-the-fossil-energy-system/>
- [17] “CWC’s 2nd Global Market Report confirms growing use of cogeneration technologies around the world – COGEN World Coalition”. Accedido: 4 de diciembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.cogenworld.org/2nd-global-cogeneration-market-report/>
- [18] B. Bonin y H. Safa, “Benefits from power and heat cogeneration”, *EPJ Nuclear Sciences and Technologies*, vol. 9, 2023, doi: 10.1051/epjn/2023012.
- [19] U. States Department of Energy, “Combined Heat and Power Technology Fact Sheet Series Overview of CHP Technologies”.

- [20] “FLOX® - Tecnología de procesos térmicos WS”. Accedido: 3 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://flox.com/es/flox/>
- [21] S. J. M. Algayyim, K. Saleh, A. P. Wandel, I. M. R. Fattah, T. Yusaf, y H. A. Alrazen, “Influence of natural gas and hydrogen properties on internal combustion engine performance, combustion, and emissions: A review”, *Fuel*, vol. 362, p. 130844, abr. 2024, doi: 10.1016/J.FUEL.2023.130844.
- [22] “U.S. Department of Energy Combined Heat & Power and Microgrid Installation Databases”. Accedido: 7 de diciembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doe.icfwebservices.com/chp>
- [23] O. Storage, “Hydrogen and Fuel Cells Advancing Technologies for Producing, Delivering, and Storing Hydrogen PRODUCTION Accelerated hydrogen production R&D. Achieved a world record in solar-to-hydrogen conversion efficiency in a photoelectrochemical device and screened more than 1,000 materials for thermochemical hydrogen production. FUEL CELL R&D HYDROGEN R&D System (heavy-duty) Production (electrolytic hydrogen)”, 2023.
- [24] “Fuel cell | Definition, Types, Applications, & Facts | Britannica”. Accedido: 18 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.britannica.com/technology/fuel-cell>
- [25] J. Wang, H. Wang, y Y. Fan, “Techno-Economic Challenges of Fuel Cell Commercialization”, *Engineering*, vol. 4, n° 3, pp. 352–360, jun. 2018, doi: 10.1016/J.ENG.2018.05.007.
- [26] D. Manzo, R. Thai, H. T. Le, y G. K. Venayagamoorthy, “Fuel cell technology review: Types, economy, applications, and vehicle-to-grid scheme”, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 75, p. 104229, mar. 2025, doi: 10.1016/J.SETA.2025.104229.
- [27] “Energy Efficiency and Cogeneration Regulations, 2014 (L.N. 196 of 2014). | FAOLEX”. Accedido: 4 de diciembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.fao.org/faolex/results/details/en/c/LEX-FAOC134811/>

- [28] Y. Yuan, L. Chen, X. Lyu, W. Ning, W. Liu, y W. Q. Tao, “Modeling and optimization of a residential PEMFC-based CHP system under different operating modes”, *Appl Energy*, vol. 353, 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.122066.
- [29] O. A. Shaneb, G. Coates, y P. C. Taylor, “Sizing of residential μ HP systems”, *Energy Build*, vol. 43, n° 8, 2011, doi: 10.1016/j.enbuild.2011.04.005.
- [30] J. Ciuła, A. Generowicz, K. Gaska, y A. Gronba-Chyła, “Efficiency Analysis of the Generation of Energy in a Biogas CHP System and its Management in a Waste Landfill – Case Study”, *Journal of Ecological Engineering*, vol. 23, n° 7, 2022, doi: 10.12911/22998993/149609.
- [31] R. Banihabib, T. Lingstädt, M. Wersland, P. Kutne, y M. Assadi, “Development and testing of a 100 kW fuel-flexible micro gas turbine running on 100% hydrogen”, *Int J Hydrogen Energy*, vol. 49, 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.06.317.
- [32] M. Morales, J. Blondeau, y W. Paepe, “Towards zero-carbon emission cogeneration through hydrogen fueling: Assessment of the impact of CH₄/H₂ blends on the thermodynamic performance of a gas turbine CHP unit”, nov. 2022, doi: 10.46855/ENERGY-PROCEEDINGS-10165.
- [33] Z. Sun *et al.*, “Hydrogen engine operation strategies: Recent progress, industrialization challenges, and perspectives”, *Int J Hydrogen Energy*, vol. 48, n° 1, pp. 366–392, ene. 2023, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2022.09.256.
- [34] J. Martins y F. P. Brito, “Alternative fuels for internal combustion engines”, 2020. doi: 10.3390/en13164086.
- [35] H. I. Onovwiona, V. Ismet Ugursal, y A. S. Fung, “Modeling of internal combustion engine based cogeneration systems for residential applications”, *Appl Therm Eng*, vol. 27, n° 5–6, pp. 848–861, abr. 2007, doi: 10.1016/J.APPLTHERMALENG.2006.09.014.
- [36] W. Ricks, Q. Xu, y J. D. Jenkins, “Minimizing emissions from grid-based hydrogen production in the United States”, *Environmental Research Letters*, vol. 18, n° 1, ene. 2023, doi: 10.1088/1748-9326/ACACB5.

- [37] “CHP Project Development Steps | US EPA”. Accedido: 6 de diciembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.epa.gov/chp/chp-project-development-steps>
- [38] R. Li *et al.*, “Ten questions concerning energy flexibility in buildings”, *Build Environ*, vol. 223, p. 109461, sep. 2022, doi: 10.1016/J.BUILDENV.2022.109461.
- [39] P. Kuusela, I. Norros, R. Weiss, y T. Sorasalmi, “Practical lognormal framework for household energy consumption modeling”, *Energy Build*, vol. 108, pp. 223–235, dic. 2015, doi: 10.1016/J.ENBUILD.2015.09.008.
- [40] “Calculadora de Cogeneración - Sección 1”. Accedido: 22 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://calculadora.cogeneraeficiente.cl/seccion/1>
- [41] “Resumen Ejecutivo Caracterización Residencial 2018 PDF | PDF | Energía solar | Uso eficiente de energía”. Accedido: 6 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/474545327/resumen-ejecutivo-caracterizacion-residencial-2018-pdf>
- [42] “MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL SIMÓN A GUSTÍN LARRA ÍNVI AL PROFESOR GUÍA: ROLF SIELFELD CORVALÁN MIEMBROS DE LA COMISIÓN: GABRIEL DARÍO RODRÍGUEZ JAQUE CARLOS NOLASCO AGUILERA GUTIÉRREZ SANTIAGO DE CHILE NOVIEMBRE 2007”.
- [43] “CHP Technologies | US EPA”. Accedido: 21 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.epa.gov/chp/chp-technologies#catalog>
- [44] “Tarifa de Suministro – CGE”. Accedido: 2 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/>
- [45] “Costos Marginales | Coordinador Eléctrico Nacional”. Accedido: 20 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/>
- [46] “2024 | Coordinador Eléctrico Nacional”. Accedido: 21 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas-de-empresas-distribuidoras/armonizacion-tarifaria/factores-de-perdida-y->

referenciacion-en-sistemas-zonales/2024-factores-de-perdida-y-referenciacion-en-sistemas-zonales/

- [47] “Indicadores Ambientales - Factor de emisiones GEI del Sistema Eléctrico Nacional | Ministerio de Energía”. Accedido: 2 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://energia.gob.cl/indicadores-ambientales-factor-de-emisiones-gei-del-sistema-electrico-nacional>
- [48] “BOILER EFFICIENCY GUIDE”.
- [49] “Costos de Combustibles | Coordinador Eléctrico Nacional”. Accedido: 20 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/combustibles/costos-de-combustibles-combustibles/>
- [50] “Factores de Emisión – Energía Abierta | Comisión Nacional de Energía”. Accedido: 4 de diciembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/factor-de-emision-sic-sing/>
- [51] “BHKW-Kenndaten 2014/2015”. Accedido: 21 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.bhkw-infozentrum.de/aktuelle-bhkw-statements/bhkw-kenndaten-2014-2015.html>
- [52] U. Environmental Protection Agency, C. Heat, y P. Partnership, “Catalog of CHP Technologies, Section 5. Technology Characterization – Microturbines”, 2015.
- [53] U. Environmental Protection Agency, C. Heat, y P. Partnership, “Catalog of CHP Technologies, Section 2. Technology Characterization – Reciprocating Internal Combustion Engines”, 2015.
- [54] A. H. Samitha Weerakoon y M. Assadi, “Techno economic analysis and performance based ranking of 3–200 kW fuel flexible micro gas turbines running on 100% hydrogen, hydrogen fuel blends, and natural gas”, *J Clean Prod*, vol. 477, p. 143819, oct. 2024, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2024.143819.
- [55] N. Kahraman, B. Çeper, S. O. Akansu, y K. Aydin, “Investigation of combustion characteristics and emissions in a spark-ignition engine fuelled with natural gas–hydrogen blends”, *Int J Hydrogen Energy*, vol. 34, n° 2, pp. 1026–1034, ene. 2009, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2008.10.075.

- [56] “Fuel Cell Stack EH–81 40 kW | HYFINDR”. Accedido: 19 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://hyfindr.com/en/shop/products/fuel-cell-stack-eh-81-40-kw>
- [57] R. Banihabib, T. Lingstädt, M. Wersland, P. Kutne, y M. Assadi, “Development and testing of a 100 kW fuel-flexible micro gas turbine running on 100% hydrogen”, *Int J Hydrogen Energy*, vol. 49, 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.06.317.
- [58] “Availability factor”. Accedido: 20 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.wartsila.com/encyclopedia/term/availability-factor>
- [59] “Methods for Calculating CHP Efficiency | US EPA”. Accedido: 20 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.epa.gov/chp/methods-calculating-chp-efficiency>
- [60] “Ley Chile - Decreto 6 25-MAY-2015 MINISTERIO DE ENERGÍA, SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA - Biblioteca del Congreso Nacional”. Accedido: 6 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1077841&idParte=>
- [61] Epa y CHP, “Fuel and Carbon Dioxide Emissions Savings Calculation Methodology for Combined Heat and Power Systems”, 2015, Accedido: 6 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: www.epa.gov/chp.
- [62] “Monthly reductions of cost and CO2 emission (%) by using PEMFC mCHP system | Download Scientific Diagram”. Accedido: 6 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/figure/Monthly-reductions-of-cost-and-CO2-emission-by-using-PEMFC-mCHP-system_fig5_335156800
- [63] “NORMA TÉCNICA DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE EQUIPAMIENTOS DE GENERACIÓN”.
- [64] N. Sapag Chain, “Preparación y evaluación de proyectos”, Accedido: 20 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: www.FreeLibros.me

8. Anexos

A1. Código D1

```
horas = [*range(0,8760)]

mes = [31, 28, 31, 30, 31, 30, 31, 31, 30, 31, 30, 31]
meses = ["Enero", "Febrero", "Marzo", "Abril", "Mayo", "Junio",
         "Julio", "Agosto", "Septiembre", "Octubre", "Noviembre",
         "Diciembre"]

dic = {
    "Enero": [
        3.052, 2.746, 2.746, 2.746, 8.850, 13.732, 14.953, 13.732,
        11.596, 11.901, 13.427, 14.648, 18.920, 14.343, 11.596, 10.986, 11.291,
        18.005, 33.568, 27.465, 18.615, 12.817, 7.934, 5.493],
        [0.930, 0.837, 0.837, 0.837, 2.696, 4.183, 4.555, 4.183, 3.532,
        3.625, 4.090, 4.462, 5.763, 4.369, 3.532, 3.346, 3.439, 5.484, 10.225,
        8.366, 5.670, 3.904, 2.417, 1.673]
    ],
    "Febrero": [
        3.221, 2.899, 2.899, 2.899, 9.341, 14.495, 15.783, 14.495,
        12.240, 12.562, 14.173, 15.461, 19.971, 15.139, 12.240, 11.596, 11.918,
        19.004, 35.432, 28.990, 19.649, 13.529, 8.375, 5.798],
        [1.441, 1.297, 1.297, 1.297, 4.178, 6.484, 7.060, 6.484, 5.475,
        5.619, 6.340, 6.916, 8.933, 6.772, 5.475, 5.187, 5.331, 8.501, 15.849,
        12.968, 8.789, 6.052, 3.746, 2.594]
    ],
    "Marzo": [
        2.981, 2.683, 2.683, 2.683, 8.644, 13.413, 14.605, 13.413,
        11.326, 11.625, 13.115, 14.307, 18.480, 14.009, 11.326, 10.730, 11.028,
        17.586, 32.787, 26.826, 18.182, 12.519, 7.750, 5.365],
        [3.253, 2.928, 2.928, 2.928, 9.435, 14.640, 15.941, 14.640,
        12.362, 12.688, 14.314, 15.616, 20.170, 15.290, 12.362, 11.712, 12.037,
        19.194, 35.786, 29.280, 19.845, 13.664, 8.459, 5.856]
    ],
    "Abril": [
        3.018, 2.716, 2.716, 2.716, 8.752, 13.581, 14.788, 13.581,
        11.468, 11.770, 13.279, 14.486, 18.712, 14.185, 11.468, 10.865, 11.167,
        17.806, 33.198, 27.162, 18.410, 12.676, 7.847, 5.432],
        [7.684, 6.916, 6.916, 6.916, 22.283, 34.578, 37.651, 34.578,
        29.199, 29.967, 33.809, 36.883, 47.640, 36.115, 29.199, 27.662, 28.431,
        45.335, 84.523, 69.156, 46.872, 32.273, 19.978, 13.831]
    ],
    "Mayo": [
        3.126, 2.814, 2.814, 2.814, 9.067, 14.069, 15.320, 14.069,
        11.881, 12.193, 13.756, 15.007, 19.384, 14.694, 11.881, 11.255, 11.568,
        18.446, 34.391, 28.138, 19.071, 13.131, 8.129, 5.628],
        [11.712, 10.541, 10.541, 10.541, 33.965, 52.704, 57.389, 52.704,
        44.506, 45.677, 51.533, 56.218, 72.614, 55.046, 44.506, 42.163, 43.334,
        69.101, 128.832, 105.408, 71.443, 49.190, 30.451, 21.082]
    ],
    "Junio": [
```

```

    [3.443, 3.099, 3.099, 3.099, 9.985, 15.494, 16.871, 15.494,
13.083, 13.428, 15.149, 16.526, 21.347, 16.182, 13.083, 12.395, 12.739,
20.314, 37.873, 30.987, 21.002, 14.461, 8.952, 6.197],
    [15.464, 13.918, 13.918, 13.918, 44.846, 69.588, 75.774, 69.588,
58.764, 60.310, 68.042, 74.228, 95.877, 72.681, 58.764, 55.671, 57.217,
91.238, 170.105, 139.177, 94.331, 64.949, 40.207, 27.835]
    ],
    "Julio": [
    [3.366, 3.029, 3.029, 3.029, 9.761, 15.146, 16.492, 15.146,
12.790, 13.127, 14.810, 16.156, 20.868, 15.819, 12.790, 12.117, 12.453,
19.858, 37.024, 30.292, 20.531, 14.136, 8.751, 6.058],
    [16.731, 15.058, 15.058, 15.058, 48.520, 75.290, 81.983, 75.290,
63.578, 65.252, 73.617, 80.310, 103.733, 78.637, 63.578, 60.232, 61.905,
98.714, 184.043, 150.581, 102.060, 70.271, 43.501, 30.116]
    ],
    "Agosto": [
    [3.355, 3.019, 3.019, 3.019, 9.728, 15.095, 16.437, 15.095,
12.747, 13.083, 14.760, 16.102, 20.798, 15.766, 12.747, 12.076, 12.412,
19.792, 36.900, 30.191, 20.463, 14.089, 8.722, 6.038],
    [13.292, 11.963, 11.963, 11.963, 38.547, 59.814, 65.130, 59.814,
50.509, 51.839, 58.485, 63.801, 82.410, 62.472, 50.509, 47.851, 49.180,
78.422, 146.211, 119.627, 81.081, 55.826, 34.559, 23.925]
    ],
    "Septiembre": [
    [3.173, 2.855, 2.855, 2.855, 9.201, 14.277, 15.546, 14.277,
12.056, 12.373, 13.960, 15.229, 19.671, 14.912, 12.056, 11.422, 11.739,
18.719, 34.899, 28.554, 19.353, 13.325, 8.249, 5.711],
    [10.758, 9.682, 9.682, 9.682, 31.197, 48.409, 52.712, 48.409,
40.879, 41.955, 47.333, 51.636, 66.697, 50.561, 40.879, 38.727, 39.803,
63.470, 118.333, 96.818, 65.621, 45.182, 27.970, 19.364]
    ],
    "Octubre": [
    [3.216, 2.895, 2.895, 2.895, 9.327, 14.473, 15.759, 14.473,
12.221, 12.543, 14.151, 15.437, 19.940, 15.116, 12.221, 11.578, 11.900,
18.975, 35.377, 28.945, 19.618, 13.508, 8.362, 5.789],
    [6.507, 5.856, 5.856, 5.856, 18.869, 29.280, 31.882, 29.280,
24.725, 25.376, 28.629, 31.232, 40.341, 30.581, 24.725, 23.424, 24.074,
38.389, 71.572, 58.559, 39.690, 27.328, 16.917, 11.712]
    ],
    "Noviembre": [
    [3.204, 2.883, 2.883, 2.883, 9.291, 14.417, 15.698, 14.417,
12.174, 12.494, 14.096, 15.378, 19.863, 15.057, 12.174, 11.533, 11.854,
18.902, 35.240, 28.833, 19.542, 13.455, 8.330, 5.767],
    [4.322, 3.890, 3.890, 3.890, 12.534, 19.450, 21.179, 19.450,
16.424, 16.857, 19.018, 20.747, 26.798, 20.314, 16.424, 15.560, 15.992,
25.501, 47.544, 38.900, 26.366, 18.153, 11.238, 7.780]
    ],
    "Diciembre": [
    [2.969, 2.672, 2.672, 2.672, 8.611, 13.362, 14.550, 13.362,
11.284, 11.580, 13.065, 14.253, 18.410, 13.956, 11.284, 10.690, 10.987,
17.519, 32.663, 26.724, 18.113, 12.471, 7.720, 5.345],
    [2.231, 2.008, 2.008, 2.008, 6.470, 10.039, 10.932, 10.039,
8.478, 8.701, 9.816, 10.708, 13.832, 10.485, 8.478, 8.031, 8.254, 13.162,
24.540, 20.078, 13.609, 9.370, 5.800, 4.016]
    ]
}

```

```

dic1= {
  "Enero": [
    [3.052, 2.746, 2.746, 2.746, 8.850, 13.732, 14.953, 13.732,
    11.596, 11.901, 13.427, 14.648, 18.920, 14.343, 11.596, 10.986, 11.291,
    18.005, 33.568, 27.465, 18.615, 12.817, 7.934, 5.493],
    [0.930, 0.837, 0.837, 0.837, 2.696, 4.183, 4.555, 4.183, 3.532,
    3.625, 4.090, 4.462, 5.763, 4.369, 3.532, 3.346, 3.439, 5.484, 10.225,
    8.366, 5.670, 3.904, 2.417, 1.673]
  ],
  "Febrero": [
    [3.221, 2.899, 2.899, 2.899, 9.341, 14.495, 15.783, 14.495,
    12.240, 12.562, 14.173, 15.461, 19.971, 15.139, 12.240, 11.596, 11.918,
    19.004, 35.432, 28.990, 19.649, 13.529, 8.375, 5.798],
    [1.441, 1.297, 1.297, 1.297, 4.178, 6.484, 7.060, 6.484, 5.475,
    5.619, 6.340, 6.916, 8.933, 6.772, 5.475, 5.187, 5.331, 8.501, 15.849,
    12.968, 8.789, 6.052, 3.746, 2.594]
  ],
  "Marzo": [
    [2.981, 2.683, 2.683, 2.683, 8.644, 13.413, 14.605, 13.413,
    11.326, 11.625, 13.115, 14.307, 18.480, 14.009, 11.326, 10.730, 11.028,
    17.586, 32.787, 26.826, 18.182, 12.519, 7.750, 5.365],
    [3.253, 2.928, 2.928, 2.928, 9.435, 14.640, 15.941, 14.640,
    12.362, 12.688, 14.314, 15.616, 20.170, 15.290, 12.362, 11.712, 12.037,
    19.194, 35.786, 29.280, 19.845, 13.664, 8.459, 5.856]
  ],
  "Abril": [
    [3.018, 2.716, 2.716, 2.716, 8.752, 13.581, 14.788, 13.581,
    11.468, 11.770, 13.279, 14.486, 18.712, 14.185, 11.468, 10.865, 11.167,
    17.806, 33.198, 27.162, 18.410, 12.676, 7.847, 5.432],
    [7.684, 6.916, 6.916, 6.916, 22.283, 34.578, 37.651, 34.578,
    29.199, 29.967, 33.809, 36.883, 47.640, 36.115, 29.199, 27.662, 28.431,
    45.335, 84.523, 69.156, 46.872, 32.273, 19.978, 13.831]
  ],
  "Mayo": [
    [3.126, 2.814, 2.814, 2.814, 9.067, 14.069, 15.320, 14.069,
    11.881, 12.193, 13.756, 15.007, 19.384, 14.694, 11.881, 11.255, 11.568,
    18.446, 34.391, 28.138, 19.071, 13.131, 8.129, 5.628],
    [11.712, 10.541, 10.541, 10.541, 33.965, 52.704, 57.389, 52.704,
    44.506, 45.677, 51.533, 56.218, 72.614, 55.046, 44.506, 42.163, 43.334,
    69.101, 128.832, 105.408, 71.443, 49.190, 30.451, 21.082]
  ],
  "Junio": [
    [3.443, 3.099, 3.099, 3.099, 9.985, 15.494, 16.871, 15.494,
    13.083, 13.428, 15.149, 16.526, 21.347, 16.182, 13.083, 12.395, 12.739,
    20.314, 37.873, 30.987, 21.002, 14.461, 8.952, 6.197],
    [15.464, 13.918, 13.918, 13.918, 44.846, 69.588, 75.774, 69.588,
    58.764, 60.310, 68.042, 74.228, 95.877, 72.681, 58.764, 55.671, 57.217,
    91.238, 170.105, 139.177, 94.331, 64.949, 40.207, 27.835]
  ],
  "Julio": [
    [3.366, 3.029, 3.029, 3.029, 9.761, 15.146, 16.492, 15.146,
    12.790, 13.127, 14.810, 16.156, 20.868, 15.819, 12.790, 12.117, 12.453,
    19.858, 37.024, 30.292, 20.531, 14.136, 8.751, 6.058],

```

```

    [16.731, 15.058, 15.058, 15.058, 48.520, 75.290, 81.983, 75.290,
    63.578, 65.252, 73.617, 80.310, 103.733, 78.637, 63.578, 60.232, 61.905,
    98.714, 184.043, 150.581, 102.060, 70.271, 43.501, 30.116]
    ],
    "Agosto": [
        [3.355, 3.019, 3.019, 3.019, 9.728, 15.095, 16.437, 15.095,
        12.747, 13.083, 14.760, 16.102, 20.798, 15.766, 12.747, 12.076, 12.412,
        19.792, 36.900, 30.191, 20.463, 14.089, 8.722, 6.038],
        [13.292, 11.963, 11.963, 11.963, 38.547, 59.814, 65.130, 59.814,
        50.509, 51.839, 58.485, 63.801, 82.410, 62.472, 50.509, 47.851, 49.180,
        78.422, 146.211, 119.627, 81.081, 55.826, 34.559, 23.925]
    ],
    "Septiembre": [
        [3.173, 2.855, 2.855, 2.855, 9.201, 14.277, 15.546, 14.277,
        12.056, 12.373, 13.960, 15.229, 19.671, 14.912, 12.056, 11.422, 11.739,
        18.719, 34.899, 28.554, 19.353, 13.325, 8.249, 5.711],
        [10.758, 9.682, 9.682, 9.682, 31.197, 48.409, 52.712, 48.409,
        40.879, 41.955, 47.333, 51.636, 66.697, 50.561, 40.879, 38.727, 39.803,
        63.470, 118.333, 96.818, 65.621, 45.182, 27.970, 19.364]
    ],
    "Octubre": [
        [3.216, 2.895, 2.895, 2.895, 9.327, 14.473, 15.759, 14.473,
        12.221, 12.543, 14.151, 15.437, 19.940, 15.116, 12.221, 11.578, 11.900,
        18.975, 35.377, 28.945, 19.618, 13.508, 8.362, 5.789],
        [6.507, 5.856, 5.856, 5.856, 18.869, 29.280, 31.882, 29.280,
        24.725, 25.376, 28.629, 31.232, 40.341, 30.581, 24.725, 23.424, 24.074,
        38.389, 71.572, 58.559, 39.690, 27.328, 16.917, 11.712]
    ],
    "Noviembre": [
        [3.204, 2.883, 2.883, 2.883, 9.291, 14.417, 15.698, 14.417,
        12.174, 12.494, 14.096, 15.378, 19.863, 15.057, 12.174, 11.533, 11.854,
        18.902, 35.240, 28.833, 19.542, 13.455, 8.330, 5.767],
        [4.322, 3.890, 3.890, 3.890, 12.534, 19.450, 21.179, 19.450,
        16.424, 16.857, 19.018, 20.747, 26.798, 20.314, 16.424, 15.560, 15.992,
        25.501, 47.544, 38.900, 26.366, 18.153, 11.238, 7.780]
    ],
    "Diciembre": [
        [2.969, 2.672, 2.672, 2.672, 8.611, 13.362, 14.550, 13.362,
        11.284, 11.580, 13.065, 14.253, 18.410, 13.956, 11.284, 10.690, 10.987,
        17.519, 32.663, 26.724, 18.113, 12.471, 7.720, 5.345],
        [2.231, 2.008, 2.008, 2.008, 6.470, 10.039, 10.932, 10.039,
        8.478, 8.701, 9.816, 10.708, 13.832, 10.485, 8.478, 8.031, 8.254, 13.162,
        24.540, 20.078, 13.609, 9.370, 5.800, 4.016]
    ]
}

```

```

###DIMENSIONAMIENTO MRM###

```

```

#INICIO#

```

```

l_elec = []

```

```

l_cal = []

```

```

c = 0

```

```

#formato

```

```

for i in dic:

```

```

    for j in dic[i]:

```

```

        j.sort()

```

```

        j.reverse()

```

```

        l_elec.append(dic[i][0]*mes[c])
        l_cal.append(dic[i][1]*mes[c])
        c+=1
elect = []
calor = []
#Lista x energía
for k in l_elec:
    for j in k:
        elect.append(j)

for k in l_cal:
    for j in k:
        calor.append(j)

elect.sort()
elect.reverse()
calor.sort()
calor.reverse()

#MRM
area_e = []
area_c = []
for i in range(0,8760):
    e = elect[i]
    c = calor[i]
    h = horas[i]
    area_e.append(e*h)
    area_c.append(c*h)
indice_e = area_e.index(max(area_e))
indice_c = area_c.index(max(area_c))
indice =max(indice_e,indice_c)

#FIN#

TES = 173 #Valor 2 hr autonomía, aproximación con picos de demanda
e_nom = elect[indice] #energía nominal
h_nom = e_nom/C #C=0,42 ICE; C=1,54 CC; C=0,44 MGT H2
min_tec = 0.15 #0,15 ICE; 0,2 CC; 0,8 MGT H2
contador_mes = 0

#variables anuales
iny_anual = 0
h_uso = 0
h_uso_tes = 0
h_planta_chp = 0 #horas separadas no incluye
e_prov_chp = 0
e_red_anual = 0
h_boiler_anual = 0
h_prov_chp = 0
anual_tes = 0
for cta_dia in mes: #Recorrido mes a mes
    for dia in range(0,cta_dia): #Recorrido día a día
        Aporte = 0 #Aporte_TES
        h_boiler = 0
        inyeccion = 0
        mes_i = meses[contador_mes] #mes

```

```

Flag = 0
for hora in range(0,24): #recorrido hora a hora
    e_chp_p= e_nom #posible energía CHP
    h_chp_p= h_nom #posible calor CHP
    dem_e = dic1[mes_i][0][hora] #demanda energía
    dem_h = dic1[mes_i][1][hora] #demanda calor
    h_boiler = 0 #Calor caldera
    H_chp_f = 0 #calor CHP
    #Construcción del FLAG

    if dem_h>TES and (e_nom*min_tec)<dem_e:
        Flag = True
    else:
        Flag = False

    #Definiciones Calor y Energía Equipo
    E_chp_f =0
    H_chp_f =0

    if Flag == True:
        E_chp_f = e_chp_p
        H_chp_f = h_chp_p
    else:
        E_chp_f = 0
        H_chp_f = 0

    #Aporte TES
    if H_chp_f == 0 or dem_h>H_chp_f:
        if TES+H_chp_f<dem_h:
            Aporte= 0
        else:
            Aporte = dem_h-H_chp_f
    else:
        Aporte = 0

    #Recarga TES
    if H_chp_f>dem_h:
        Recarga_TES = H_chp_f-dem_h
    else:
        Recarga_TES = 0

    #Calor_caldera_auxiliar
    if Aporte+H_chp_f<dem_h:
        h_boiler = dem_h-H_chp_f-Aporte
    else:
        h_boiler = 0

    #Inyección
    if E_chp_f == 0:
        inyeccion = 0
    else:
        if E_chp_f>dem_e:
            inyeccion = E_chp_f-dem_e
        else:

```

```

        inyeccion = 0
#E_red
if dem_e>E_chp_f:
    e_red= dem_e-E_chp_f
else:
    e_red = 0
TES=TES-Aporte+Recarga_TES

#Actualización variables anuales
if E_chp_f !=0:
    h_uso +=1
if Aporte!=0:
    h_uso_tes +=1
if E_chp_f !=0 or Aporte!=0:
    h_planta_chp+=1
iny_anual +=inyeccion
e_prov_chp += E_chp_f
e_red_anual += e_red
h_boiler_anual+=h_boiler
h_prov_chp+=H_chp_f
anual_tes += Recarga_TES
contador_mes+=1

```

A4. Código D2

```
horas = [*range(0,8760)]

mes = [31, 28, 31, 30, 31, 30, 31, 31, 30, 31, 30, 31]
meses = ["Enero", "Febrero", "Marzo", "Abril", "Mayo", "Junio",
         "Julio", "Agosto", "Septiembre", "Octubre", "Noviembre",
         "Diciembre"]

dic = {
    "Enero": [
        [8.75, 7.87, 7.87, 7.87, 25.37, 39.37, 42.87, 39.37, 33.25,
         34.12, 38.50, 42.00, 54.24, 41.12, 33.25, 31.50, 32.37, 51.62, 96.24,
         78.74, 53.37, 36.75, 22.75, 15.75],
        [1.94, 1.74, 1.74, 1.74, 5.62, 8.72, 9.50, 8.72, 7.36, 7.56,
         8.14, 8.53, 12.02, 9.11, 7.36, 6.98, 7.17, 11.43, 21.32, 17.44, 11.82,
         8.14, 5.04, 3.49]
    ],
    "Febrero": [
        [9.24, 8.31, 8.31, 8.31, 26.78, 41.56, 45.25, 41.56, 35.09,
         36.02, 40.64, 44.33, 57.26, 43.41, 35.09, 33.25, 34.17, 54.49, 101.59,
         83.12, 56.34, 38.79, 24.01, 16.62],
        [3.00, 2.70, 2.70, 2.70, 8.71, 13.52, 14.72, 13.52, 11.42, 11.72,
         13.22, 14.42, 18.63, 14.12, 11.42, 10.81, 11.12, 17.72, 33.05, 27.04,
         18.33, 12.62, 7.81, 5.41]
    ],
    "Marzo": [
        [8.55, 7.69, 7.69, 7.69, 24.78, 38.45, 41.87, 38.45, 32.47,
         33.33, 37.60, 41.02, 52.98, 40.16, 32.47, 30.76, 31.62, 50.42, 94.00,
         76.91, 52.13, 35.89, 22.22, 15.38],
        [6.78, 6.10, 6.10, 6.10, 19.67, 30.52, 33.24, 30.52, 25.78,
         26.45, 29.85, 32.56, 42.06, 31.88, 25.78, 24.42, 25.10, 40.02, 74.62,
         61.05, 41.38, 28.49, 17.64, 12.21]
    ],
    "Abril": [
        [8.65, 7.79, 7.79, 7.79, 25.09, 38.94, 42.40, 38.94, 32.88,
         33.75, 38.07, 41.53, 53.65, 40.67, 32.88, 31.15, 32.02, 51.05, 95.18,
         77.88, 52.78, 36.34, 22.50, 15.58],
        [16.02, 14.42, 14.42, 14.42, 46.46, 72.10, 78.51, 72.10, 60.88,
         62.48, 70.50, 76.90, 99.33, 75.30, 60.88, 57.68, 59.28, 94.53, 176.24,
         144.20, 97.73, 67.29, 41.66, 28.84]
    ],
    "Mayo": [
        [8.96, 8.07, 8.07, 8.07, 25.99, 40.34, 43.92, 40.34, 34.06,
         34.96, 39.44, 43.03, 55.57, 42.13, 34.06, 32.27, 33.17, 52.88, 98.60,
         80.67, 54.68, 37.65, 23.31, 16.13],
        [24.42, 21.98, 21.98, 21.98, 70.82, 109.89, 119.66, 109.89,
         92.80, 95.24, 107.45, 117.22, 151.40, 114.77, 92.80, 87.91, 90.35,
         144.08, 268.62, 219.78, 148.96, 102.56, 63.49, 43.96]
    ],
    "Junio": [
```

```

    [9.87, 8.88, 8.88, 8.88, 28.63, 44.42, 48.37, 44.42, 37.51,
38.50, 43.44, 47.38, 61.20, 46.40, 37.51, 35.54, 36.53, 58.24, 108.59,
88.84, 60.22, 41.46, 25.67, 17.77],
    [32.24, 29.02, 29.02, 29.02, 93.51, 145.10, 157.99, 145.10,
122.53, 125.75, 141.87, 154.77, 199.91, 151.54, 122.53, 116.08, 119.30,
190.24, 354.68, 290.19, 196.69, 135.42, 83.83, 58.04]
    ],
    "Julio": [
        [9.65, 8.68, 8.68, 8.68, 27.98, 43.42, 47.28, 43.42, 36.67,
37.63, 42.46, 46.32, 59.83, 45.35, 36.67, 34.74, 35.70, 56.93, 106.15,
86.85, 58.86, 40.53, 25.09, 17.37],
        [34.89, 31.40, 31.40, 31.40, 101.17, 156.99, 170.94, 156.99,
132.57, 136.05, 153.50, 167.45, 216.29, 163.96, 132.57, 125.59, 129.08,
205.83, 383.74, 313.97, 212.80, 146.52, 90.70, 62.79]
    ],
    "Agosto": [
        [9.62, 8.66, 8.66, 8.66, 27.89, 43.28, 47.13, 43.28, 36.55,
37.51, 42.32, 46.16, 59.63, 45.20, 36.55, 34.62, 35.58, 56.74, 105.79,
86.56, 58.67, 40.39, 25.01, 17.31],
        [27.71, 24.94, 24.94, 24.94, 80.37, 124.72, 135.80, 124.72,
105.32, 108.09, 121.94, 133.03, 171.83, 130.26, 105.32, 99.77, 102.54,
163.52, 304.86, 249.43, 169.06, 116.40, 72.06, 49.89]
    ],
    "Septiembre": [
        [9.10, 8.19, 8.19, 8.19, 26.38, 40.93, 44.57, 40.93, 34.56,
35.47, 40.02, 43.66, 56.40, 42.75, 34.56, 32.75, 33.66, 53.67, 100.06,
81.86, 55.49, 38.20, 23.65, 16.37],
        [22.43, 20.19, 20.19, 20.19, 65.05, 100.94, 109.91, 100.94,
85.24, 87.48, 98.69, 107.67, 139.07, 105.42, 85.24, 80.75, 82.99, 132.34,
246.73, 201.87, 136.82, 94.21, 58.32, 40.37]
    ],
    "Octubre": [
        [9.22, 8.30, 8.30, 8.30, 26.74, 41.49, 45.18, 41.49, 35.04,
35.96, 40.57, 44.26, 57.17, 43.34, 35.04, 33.19, 34.12, 54.40, 101.43,
82.99, 56.25, 38.73, 23.97, 16.60],
        [13.57, 12.21, 12.21, 12.21, 39.34, 61.05, 66.48, 61.05, 51.55,
52.91, 59.69, 65.12, 84.11, 63.76, 51.55, 48.84, 50.20, 80.04, 149.23,
122.10, 82.76, 56.98, 35.27, 24.42]
    ],
    "Noviembre": [
        [9.18, 8.27, 8.27, 8.27, 26.64, 41.33, 45.00, 41.33, 34.90,
35.82, 40.41, 44.09, 56.94, 43.17, 34.90, 33.06, 33.98, 54.19, 101.03,
82.66, 56.03, 38.58, 23.88, 16.53],
        [9.01, 8.11, 8.11, 8.11, 26.14, 40.55, 44.16, 40.55, 34.25,
35.15, 39.65, 43.26, 55.87, 42.36, 34.25, 32.44, 33.34, 53.17, 99.13,
81.11, 54.97, 37.85, 23.43, 16.22]
    ],
    "Diciembre": [
        [8.51, 7.66, 7.66, 7.66, 24.69, 38.31, 41.71, 38.31, 32.35,
33.20, 37.46, 40.86, 52.78, 40.01, 32.35, 30.65, 31.50, 50.23, 93.65,
76.62, 51.93, 35.76, 22.13, 15.32],
        [4.65, 4.19, 4.19, 4.19, 13.49, 20.93, 22.79, 20.93, 17.68,
18.14, 20.47, 22.33, 28.84, 21.86, 17.68, 16.75, 17.21, 27.44, 51.17,
41.86, 28.37, 19.54, 12.09, 8.37]
    ]
}

```

```

dic1= {
  "Enero": [
    [8.75, 7.87, 7.87, 7.87, 25.37, 39.37, 42.87, 39.37, 33.25,
    34.12, 38.50, 42.00, 54.24, 41.12, 33.25, 31.50, 32.37, 51.62, 96.24,
    78.74, 53.37, 36.75, 22.75, 15.75],
    [1.94, 1.74, 1.74, 1.74, 5.62, 8.72, 9.50, 8.72, 7.36, 7.56,
    8.14, 8.53, 12.02, 9.11, 7.36, 6.98, 7.17, 11.43, 21.32, 17.44, 11.82,
    8.14, 5.04, 3.49]
  ],
  "Febrero": [
    [9.24, 8.31, 8.31, 8.31, 26.78, 41.56, 45.25, 41.56, 35.09,
    36.02, 40.64, 44.33, 57.26, 43.41, 35.09, 33.25, 34.17, 54.49, 101.59,
    83.12, 56.34, 38.79, 24.01, 16.62],
    [3.00, 2.70, 2.70, 2.70, 8.71, 13.52, 14.72, 13.52, 11.42, 11.72,
    13.22, 14.42, 18.63, 14.12, 11.42, 10.81, 11.12, 17.72, 33.05, 27.04,
    18.33, 12.62, 7.81, 5.41]
  ],
  "Marzo": [
    [8.55, 7.69, 7.69, 7.69, 24.78, 38.45, 41.87, 38.45, 32.47,
    33.33, 37.60, 41.02, 52.98, 40.16, 32.47, 30.76, 31.62, 50.42, 94.00,
    76.91, 52.13, 35.89, 22.22, 15.38],
    [6.78, 6.10, 6.10, 6.10, 19.67, 30.52, 33.24, 30.52, 25.78,
    26.45, 29.85, 32.56, 42.06, 31.88, 25.78, 24.42, 25.10, 40.02, 74.62,
    61.05, 41.38, 28.49, 17.64, 12.21]
  ],
  "Abril": [
    [8.65, 7.79, 7.79, 7.79, 25.09, 38.94, 42.40, 38.94, 32.88,
    33.75, 38.07, 41.53, 53.65, 40.67, 32.88, 31.15, 32.02, 51.05, 95.18,
    77.88, 52.78, 36.34, 22.50, 15.58],
    [16.02, 14.42, 14.42, 14.42, 46.46, 72.10, 78.51, 72.10, 60.88,
    62.48, 70.50, 76.90, 99.33, 75.30, 60.88, 57.68, 59.28, 94.53, 176.24,
    144.20, 97.73, 67.29, 41.66, 28.84]
  ],
  "Mayo": [
    [8.96, 8.07, 8.07, 8.07, 25.99, 40.34, 43.92, 40.34, 34.06,
    34.96, 39.44, 43.03, 55.57, 42.13, 34.06, 32.27, 33.17, 52.88, 98.60,
    80.67, 54.68, 37.65, 23.31, 16.13],
    [24.42, 21.98, 21.98, 21.98, 70.82, 109.89, 119.66, 109.89,
    92.80, 95.24, 107.45, 117.22, 151.40, 114.77, 92.80, 87.91, 90.35,
    144.08, 268.62, 219.78, 148.96, 102.56, 63.49, 43.96]
  ],
  "Junio": [
    [9.87, 8.88, 8.88, 8.88, 28.63, 44.42, 48.37, 44.42, 37.51,
    38.50, 43.44, 47.38, 61.20, 46.40, 37.51, 35.54, 36.53, 58.24, 108.59,
    88.84, 60.22, 41.46, 25.67, 17.77],
    [32.24, 29.02, 29.02, 29.02, 93.51, 145.10, 157.99, 145.10,
    122.53, 125.75, 141.87, 154.77, 199.91, 151.54, 122.53, 116.08, 119.30,
    190.24, 354.68, 290.19, 196.69, 135.42, 83.83, 58.04]
  ],
  "Julio": [
    [9.65, 8.68, 8.68, 8.68, 27.98, 43.42, 47.28, 43.42, 36.67,
    37.63, 42.46, 46.32, 59.83, 45.35, 36.67, 34.74, 35.70, 56.93, 106.15,
    86.85, 58.86, 40.53, 25.09, 17.37],

```

```

    [34.89, 31.40, 31.40, 31.40, 101.17, 156.99, 170.94, 156.99,
132.57, 136.05, 153.50, 167.45, 216.29, 163.96, 132.57, 125.59, 129.08,
205.83, 383.74, 313.97, 212.80, 146.52, 90.70, 62.79]
    ],
    "Agosto": [
        [9.62, 8.66, 8.66, 8.66, 27.89, 43.28, 47.13, 43.28, 36.55,
37.51, 42.32, 46.16, 59.63, 45.20, 36.55, 34.62, 35.58, 56.74, 105.79,
86.56, 58.67, 40.39, 25.01, 17.31],
        [27.71, 24.94, 24.94, 24.94, 80.37, 124.72, 135.80, 124.72,
105.32, 108.09, 121.94, 133.03, 171.83, 130.26, 105.32, 99.77, 102.54,
163.52, 304.86, 249.43, 169.06, 116.40, 72.06, 49.89]
    ],
    "Septiembre": [
        [9.10, 8.19, 8.19, 8.19, 26.38, 40.93, 44.57, 40.93, 34.56,
35.47, 40.02, 43.66, 56.40, 42.75, 34.56, 32.75, 33.66, 53.67, 100.06,
81.86, 55.49, 38.20, 23.65, 16.37],
        [22.43, 20.19, 20.19, 20.19, 65.05, 100.94, 109.91, 100.94,
85.24, 87.48, 98.69, 107.67, 139.07, 105.42, 85.24, 80.75, 82.99, 132.34,
246.73, 201.87, 136.82, 94.21, 58.32, 40.37]
    ],
    "Octubre": [
        [9.22, 8.30, 8.30, 8.30, 26.74, 41.49, 45.18, 41.49, 35.04,
35.96, 40.57, 44.26, 57.17, 43.34, 35.04, 33.19, 34.12, 54.40, 101.43,
82.99, 56.25, 38.73, 23.97, 16.60],
        [13.57, 12.21, 12.21, 12.21, 39.34, 61.05, 66.48, 61.05, 51.55,
52.91, 59.69, 65.12, 84.11, 63.76, 51.55, 48.84, 50.20, 80.04, 149.23,
122.10, 82.76, 56.98, 35.27, 24.42]
    ],
    "Noviembre": [
        [9.18, 8.27, 8.27, 8.27, 26.64, 41.33, 45.00, 41.33, 34.90,
35.82, 40.41, 44.09, 56.94, 43.17, 34.90, 33.06, 33.98, 54.19, 101.03,
82.66, 56.03, 38.58, 23.88, 16.53],
        [9.01, 8.11, 8.11, 8.11, 26.14, 40.55, 44.16, 40.55, 34.25,
35.15, 39.65, 43.26, 55.87, 42.36, 34.25, 32.44, 33.34, 53.17, 99.13,
81.11, 54.97, 37.85, 23.43, 16.22]
    ],
    "Diciembre": [
        [8.51, 7.66, 7.66, 7.66, 24.69, 38.31, 41.71, 38.31, 32.35,
33.20, 37.46, 40.86, 52.78, 40.01, 32.35, 30.65, 31.50, 50.23, 93.65,
76.62, 51.93, 35.76, 22.13, 15.32],
        [4.65, 4.19, 4.19, 4.19, 13.49, 20.93, 22.79, 20.93, 17.68,
18.14, 20.47, 22.33, 28.84, 21.86, 17.68, 16.75, 17.21, 27.44, 51.17,
41.86, 28.37, 19.54, 12.09, 8.37]
    ]
}

```

```

###DIMENSIONAMIENTO MRM###

```

```

#INICIO#

```

```

l_elec = []

```

```

l_cal = []

```

```

c = 0

```

```

#formato

```

```

for i in dic:

```

```

    for j in dic[i]:

```

```

        j.sort()

```

```

        j.reverse()

```

```

        l_elec.append(dic[i][0]*mes[c])
        l_cal.append(dic[i][1]*mes[c])
        c+=1
elect = []
calor = []
#Lista x energía
for k in l_elec:
    for j in k:
        elect.append(j)

for k in l_cal:
    for j in k:
        calor.append(j)

elect.sort()
elect.reverse()
calor.sort()
calor.reverse()

#MRM
area_e = []
area_c = []
for i in range(0,8760):
    e = elect[i]
    c = calor[i]
    h = horas[i]
    area_e.append(e*h)
    area_c.append(c*h)
indice_e = area_e.index(max(area_e))
indice_c = area_c.index(max(area_c))
indice =max(indice_e,indice_c)

#FIN#

TES = 432.68 #Valor 2 hr autonomía, aproximación con picos de demanda
e_nom = elect[indice_e] #energía nominal
h_nom = e_nom/C #C=0,5 ICE; C=1,498 CC; C=0,5 MGT H2; C=0,462 MGT

min_tec = 0.15 #0,15 ICE y CC; 0,4 MGT H2 y MGT
contador_mes = 0

#variables anuales
iny_anual = 0
h_uso = 0
h_uso_tes = 0
h_planta_chp = 0 #horas separadas no incluye
e_prov_chp = 0
e_red_anual = 0
h_boiler_anual = 0
h_prov_chp = 0
anual_tes = 0
for cta_dia in mes: #Recorrido mes a mes
    for dia in range(0,cta_dia): #Recorrido día a día
        Aporte = 0 #Aporte_TES
        h_boiler = 0
        inyeccion = 0

```

```

mes_i = meses[contador_mes] #mes
Flag = 0
for hora in range(0,24): #recorrido hora a hora
    e_chp_p= e_nom #posible energía CHP
    h_chp_p= h_nom #posible calor CHP
    dem_e = dic1[mes_i][0][hora] #demanda energía
    dem_h = dic1[mes_i][1][hora] #demanda calor
    h_boiler = 0 #Calor caldera
    H_chp_f = 0 #calor CHP
    #Construcción del FLAG

    if dem_h>TES and (e_nom*min_tec)<dem_e:
        Flag = True
    else:
        Flag = False

    #Definiciones Calor y Energía Equipo
    E_chp_f =0
    H_chp_f =0

    if Flag == True:
        E_chp_f = e_chp_p
        H_chp_f = h_chp_p
    else:
        E_chp_f = 0
        H_chp_f = 0

    #Aporte TES
    if H_chp_f == 0 or dem_h>H_chp_f:
        if TES+H_chp_f<dem_h:
            Aporte= 0
        else:
            Aporte = dem_h-H_chp_f
    else:
        Aporte = 0

    #Recarga TES
    if H_chp_f>dem_h:
        Recarga_TES = H_chp_f-dem_h
    else:
        Recarga_TES = 0

    #Calor_caldera_auxiliar
    if Aporte+H_chp_f<dem_h:
        h_boiler = dem_h-H_chp_f-Aporte
    else:
        h_boiler = 0

    #Inyección
    if E_chp_f == 0:
        inyeccion = 0
    else:
        if E_chp_f>dem_e:
            inyeccion = E_chp_f-dem_e

```

```

        else:
            inyeccion = 0
#E_red
if dem_e>E_chp_f:
    e_red= dem_e-E_chp_f
else:
    e_red = 0
TES=TES-Aporte+Recarga_TES

#Actualización variables anuales
if E_chp_f !=0:
    h_uso +=1
if Aporte!=0:
    h_uso_tes +=1
if E_chp_f !=0 or Aporte!=0:
    h_planta_chp+=1
iny_anual +=inyeccion
e_prov_chp += E_chp_f
e_red_anual += e_red
h_boiler_anual+=h_boiler
h_prov_chp+=H_chp_f
anual_tes += Recarga_TES
contador_mes+=1

```