



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

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA INTEGRACIÓN DE
SISTEMAS DE DESCARBONIZACIÓN EN PROCESOS INDUSTRIALES
TÉRMICOS EN CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

VICENTE EDUARDO LEÓN TELLO SOTOMAYOR

PROFESOR GUÍA:
IVÁN MUÑOZ HERNÁNDEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
MÓNICA ZAMORA ZAPATA
BENJAMIN HERRMANN PRIESNITZ

Este trabajo ha sido financiado parcialmente por:
Fundación Fraunhofer Chile Research

SANTIAGO DE CHILE

2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO
POR: VICENTE EDUARDO LEÓN TELLO SOTOMAYOR
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: IVÁN MUÑOZ HERNÁNDEZ

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE DESCARBONIZACIÓN EN PROCESOS INDUSTRIALES TÉRMICOS EN CHILE

Los seres humanos, mediante la emisión de gases efecto invernadero, han causado el calentamiento global, produciendo diversos efectos adversos en el planeta. El sector industrial corresponde al sector de uso final que emite la mayor cantidad de CO₂ en el mundo, supliendo gran parte de su fracción energética mediante combustibles fósiles. Para este trabajo, se planteó como objetivo evaluar la integración de tecnologías de descarbonización en procesos industriales térmicos en Chile, para identificar áreas potenciales donde la transición a energías limpias sería factible. A partir de datos de emisiones de CO₂, declarados públicamente por miles de empresas, se estima la energía consumida anualmente por cada una, aplicando factores de conversión obtenidos desde la literatura. La energía consumida en los procesos industriales caracterizados fue posteriormente desglosada en perfiles de demanda térmica diaria y horaria. Inicialmente, se identificaron 4006 casos aplicables a este estudio, los cuales se filtraron progresivamente, finalizando con una muestra de 423 casos. Se modelaron y simuló sistemas solares térmicos, fotovoltaicos y eólicos para cada uno de ellos. Los resultados muestran que los 423 casos estudiados abarcan cerca del 58 % de la energía total consumida del país. Para recomendar una tecnología renovable, se usó como criterio que su costo nivelado de energía (LCOH o LCOE) fuera menor al costo de combustible fósil considerado de 80 \$/MWh. Así, se determinó que alguna de las 3 tecnologías es competitiva en el 93.3 % de los casos de estudio, predominando el sistema solar térmico con 340 casos, seguido por solar fotovoltaico con 49 casos y energía eólica con 6 casos. Hubo 28 casos donde no se recomendó la integración. Si se considera que todas estas plantas renovables son implementadas (395 en total), anualmente se desplazarían aproximadamente 16 TWh de energía fósil y 3.8 Mton de CO₂. El mejor desempeño de los sistemas solares térmicos se puede atribuir a la mayor eficiencia debido al uso final de energía (térmica) y a la incorporación de almacenamiento térmico en el diseño. Este trabajo determina que no existe una tecnología para la descarbonización superior en todos los escenarios. Si bien existen tendencias de acuerdo al objetivo de generación, la implementación debe ser acompañada de un análisis de la ubicación de estudio, para estimar los niveles de recurso renovable disponible. Además es crucial un dimensionamiento de planta adecuado para reducir los costos. Finalmente, se compararon los resultados de costo nivelado para las tecnologías evaluadas con sistemas de hidrógeno verde, captura de carbono y combustibles sintéticos, concluyendo que su implementación no es económicamente viable para este tipo de aplicación en la actualidad.

A mi familia

Gracias

Agradecimientos

Primero, quiero agradecerle a mis padres y hermana. Por todo el apoyo y amor entregado durante mi vida. Les debo todo.

A mis abuelos, tíos y primos, por acompañarme durante mi formación y brindarme consejo siempre que lo necesité.

A mi polola, Gabriela, por todo su apoyo, amor y bondad. Gracias por siempre impulsarme a mejorar y cumplir mis objetivos.

A mis amigos del colegio, Robert, Pipe, Benli, Soto, Camus, Balta, Shago y JP. Por darme un espacio a su lado y permitirme crecer junto a ustedes.

A mis amigos de la universidad, Julianes, Duncan, Godri, Seba y Lucho. A los *Petes* de mecánica, Maxi, Toño, Benja, Aquanacho, Joaco y Pipe. No habría sobrevivido esta experiencia sin ustedes.

A mi profesor guía, Iván Muñoz, gracias por darme la oportunidad de desarrollar este trabajo, por todas las recomendaciones, consejos y ayuda en el camino. A todo el equipo en FCR, gracias por todo el apoyo y buena disposición para resolver mis constantes preguntas.

A mi profesora Co-Guía, Mónica Zamora, gracias por las sugerencias y observaciones para mejorar este trabajo.

A mi profesor Integrante, Benjamin Herrmann, por formar parte de mi comisión evaluadora para este trabajo.

A Talia Vilches, por la constante ayuda administrativa durante mi proceso de titulación.

A todas las personas con quien me he cruzado en el tiempo que llevo, gracias, totales.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	4
1.2.1. Objetivo General	4
1.2.2. Objetivos específicos	4
1.3. Alcances	4
2. Antecedentes	6
2.1. Combustión y gases	6
2.2. Procesos térmicos industriales	8
2.3. Tecnologías para la descarbonización	9
2.3.1. Sistemas solares	9
2.3.2. Energía eólica	11
2.3.3. Hidrógeno verde	11
2.3.4. Captura de carbono	12
2.3.5. Combustibles sintéticos	13
3. Metodología	15
3.1. Caracterización de procesos industriales	18
3.1.1. Casos de estudio	18
3.1.2. Consumo energético por proceso	20
3.1.3. Perfiles de demanda térmica	22
3.1.3.1. Perfiles diarios	22
3.1.3.2. Perfiles horarios	24
3.2. Simulaciones por tecnología	26
3.2.1. TRNSYS - Solar térmico	26
3.2.2. System Advisor Model: PySAM	32
3.2.2.1. Solar fotovoltaico	33
3.2.2.2. Energía eólica	35
3.3. Evaluación económica	38
3.3.1. Costo nivelado de calor (LCOH)	38
3.3.2. Costo nivelado de electricidad (LCOE)	39

3.3.3. Criterio de factibilidad	39
3.4. Emisiones de CO ₂ evitadas y LCOCO ₂	40
3.5. Ejemplo mediante caso práctico	42
4. Resultados y discusión	46
4.1. Fuentes emisoras de CO ₂	46
4.2. Energía de procesos industriales	47
4.3. Perfiles de demanda energética	51
4.4. Energía de proceso caracterizada	56
4.5. Simulaciones	58
4.5.1. Solar térmico	58
4.5.1.1. Agua caliente	58
4.5.1.2. Vapor	61
4.5.2. Solar fotovoltaico	64
4.5.3. Eólico	66
4.6. Implementación por caso	69
4.7. Tecnologías emergentes	73
5. Conclusiones	74
5.1. Trabajo propuesto	76
Bibliografía	77
Anexos	83
A. Eficiencias de combustión y factores de emisión por fuente	83
B. Características de procesos industriales	84

Índice de Tablas

2.1.	Valores caloríficos inferiores (LHV) de algunos combustibles comúnmente utilizados. Traducida a partir de [7].	7
2.2.	Colectores solares térmicos y su rango de temperatura.	10
3.1.	Parámetros de regresión por grupo. Información proporcionada por FCR . . .	23
3.2.	Costos del campo solar por tecnología.	31
3.3.	Parámetros económicos del proyecto solar térmico.	31
3.4.	Parámetros económicos del proyecto solar fotovoltaico.	34
3.5.	Parámetros económicos del proyecto eólico.	37
3.6.	Temperaturas y consumo energético para la elaboración de vinos. Extracto de B.1.	44
A.1.	Eficiencias de combustión y factores de emisiones para las fuentes emisoras prioritarias en la industria chilena.	83
B.1.	Temperaturas y consumo energético por proceso. Datos proporcionados por FCR.	84

Índice de Ilustraciones

1.1.	Incremento de la temperatura superficial en relación a las emisiones globales de CO ₂ [1]	1
1.2.	Consumo energético en Chile en el año 2021. Elaborado a partir de datos de la IEA [4]	2
1.3.	Consumo energético en Chile en el año 2019	3
2.1.	Diagrama de calentamiento eléctrico fotovoltaico.	10
2.2.	Cadena de valor de la producción de H ₂ V en la industria. [14]	11
2.3.	Técnicas de captura de carbono.	13
3.1.	Metodología del trabajo.	15
3.2.	Casos para calor de procesos. Total = 4006.	18
3.3.	Casos a simular para calor de procesos. Total = 423.	19
3.4.	Grupos para días hábiles en la semana. Proporcionado por FCR.	22
3.5.	Grupos para fines de semana. Proporcionado por FCR.	22
3.6.	Demanda media horaria de energía útil por mes para subsectores industriales de alta intensidad energética (normalizada). Proporcionado por FCR	24
3.7.	Diagrama de flujo para sistemas solares térmicos [26]	26
3.8.	Diagrama de flujo para los procesos industriales	27
3.9.	Modelo de agua caliente con ETC en interfaz de TRNSYS	29
3.10.	Modelo de vapor con PTC en interfaz de TRNSYS	30
3.11.	Diagrama de calor de procesos a partir de energía solar fotovoltaica.	33
3.12.	Calentamiento de procesos a partir de energía eólica [33].	35
3.13.	Perfil de demanda diaria en una productora de vinos	43
3.14.	Demanda energética horaria en una productora de vinos	43
4.1.	Porcentaje del total de masa de CO ₂ por fuente	47
4.2.	Energía para calor de procesos industriales por región de Chile.	47
4.3.	Comparación del consumo energético industrial fósil por región. Elaborado a partir de planilla BNE 2020 [38].	48
4.4.	Mapa de calor para la energía de proceso según rubro y ubicación.	49
4.5.	Energía de proceso por rubro y sub-rubros prioritarios.	49
4.6.	Energía de proceso por sub-rubro de la minería.	50
4.7.	Perfil de demanda térmica diaria en productora de alimentos.	51
4.8.	Temperatura ambiente por mes del año en Chile [40].	52
4.9.	Perfil de demanda térmica horaria en productora de alimentos.	53

4.10.	Perfil de demanda térmica diaria en productora de bebidas alcohólicas y no alcohólicas.	53
4.11.	Perfil de demanda térmica horaria en productora de bebidas alcohólicas y no alcohólicas.	54
4.12.	Perfil de demanda térmica diaria en productora de papel y productos de papel.	54
4.13.	Perfil de demanda térmica horaria en productora de papel y productos de papel.	55
4.14.	Flujo energético caracterizado por etapa	56
4.15.	Variación de LCOH y fracción solar respecto a la configuración de simulación para agua caliente.	58
4.16.	LCOH promedio por región para sistemas solares térmicos de agua caliente . .	59
4.17.	Promedio emisiones CO ₂ evitadas por sistemas solares térmicos de agua caliente por región	60
4.18.	Variación de LCOH y fracción solar respecto a la configuración de simulación para vapor.	61
4.19.	LCOH promedio por región para sistemas solares térmicos de vapor	62
4.20.	Promedio emisiones CO ₂ evitadas por sistemas solares térmicos de vapor por región	63
4.21.	LCOE promedio por región para sistemas solares fotovoltaicos	64
4.22.	Promedio emisiones CO ₂ evitadas por sistemas solares fotovoltaicos por región.	65
4.23.	LCOE promedio por región para sistemas eólicos.	66
4.24.	Curva de potencia de una turbina eólica. [41].	67
4.25.	Promedio emisiones CO ₂ evitadas por sistemas eólicos por región.	68
4.26.	Mejor tecnología por caso de estudio	69
4.27.	LCOCO ₂ promedio por región para las tecnologías seleccionadas.	72

Lista de abreviaciones

- GEI** Gases efecto invernadero
- CO₂** Dióxido de carbono
- CO_{2eq}** Dióxido de carbono equivalente
- IEA** Agencia Internacional de la Energía
- Gton** Giga toneladas
- Mt** Millones de toneladas
- PJ** Peta Joules
- PELP** Planificación energética de largo plazo
- BNE** Balance Nacional de Energía
- H₂V** Hidrógeno Verde
- FCR** Fraunhofer Chile Research
- CCS** Captura de Carbono y Almacenamiento
- CSET** Centro de tecnologías para energía Solar
- LHV** Poder Calorífico Inferior
- HHV** Poder Calorífico Superior
- CO** Monóxido de Carbono
- No_x** Óxidos Nítricos
- SO_x** Óxidos Sulfúricos
- PV-EH** Photovoltaic Electric Heating
- TES** Sistema de Almacenamiento Térmico
- MJ** Mega Joules

EHV Explorador de Hidrógeno Verde

LCOH₂ Costo Nivelado de Hidrógeno

MWh Mega Watt-hora

CCU Captura y Utilización de Carbono

N₂ Nitrógeno

H₂O Agua

LCOCO₂ Costo Nivelado de Dióxido de Carbono

CH₃OH Metanol

DME Dimetil Éter

CH₄ Metano

LCOM Costo nivelado de Metano

TRNSYS Transient System Simulation Tool

SAM System Advisor Model

TMY Año Típico Meteorológico

ETC Colectores de Tubo Evacuado

PTC Colectores Cilindro Parabólico

LCOH Costo Nivelado de Calor

CAPEX Costo de inversión

OPEX Costos operacionales

NREL Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos

LCOE Costo Nivelado de Electricidad

CNE Comisión Nacional de Energía

RM Región Metropolitana

COCHILCO Comisión Chilena del Cobre

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La actividad humana, a través de la emisión de gases efecto invernadero (GEI), ha causado el calentamiento global, incrementando la temperatura superficial de la tierra y generando diversos efectos adversos que contemplan pérdidas, daños a la naturaleza y personas [1]. La figura 1.1 representa la relación entre la temperatura superficial de la tierra y las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) a nivel mundial.

Every tonne of CO_2 emissions adds to global warming

Global surface temperature increase since 1850–1900 ($^{\circ}\text{C}$) as a function of cumulative CO_2 emissions (GtCO_2)

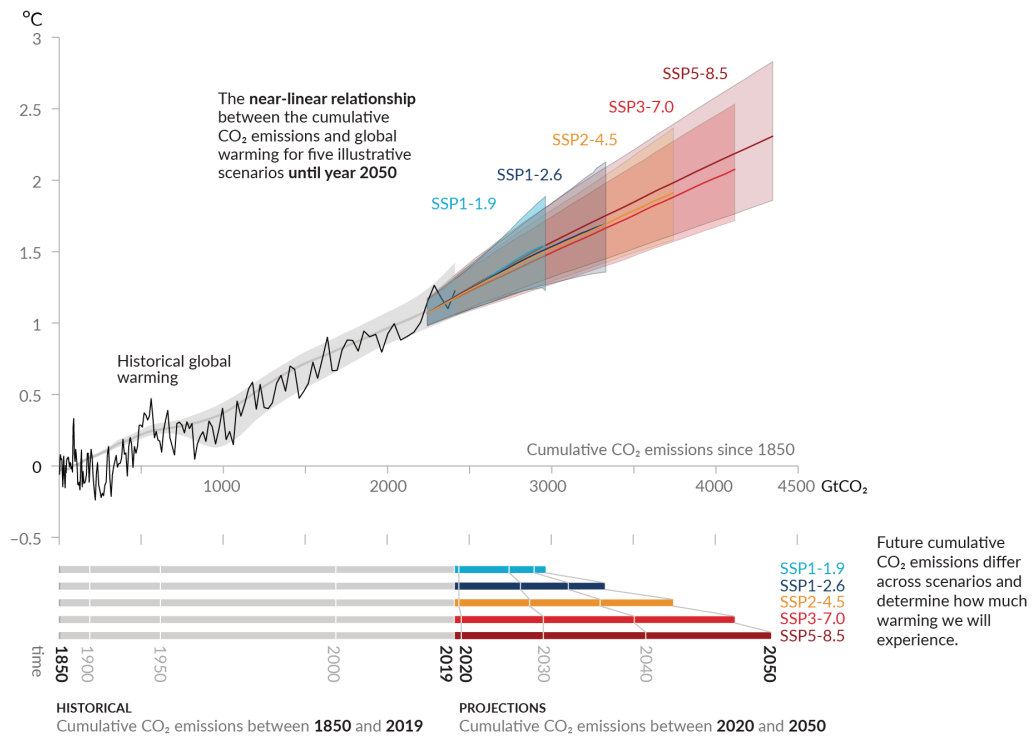


Figura 1.1: Incremento de la temperatura superficial en relación a las emisiones globales de CO_2 [1]

Debido a los efectos generados por el calentamiento global, múltiples gobiernos alrededor del mundo se han organizado para establecer regulaciones respecto a la cantidad de emisiones GEI producidas en sus territorios, siendo el acuerdo de París uno de los más relevantes. Este tratado estableció como objetivo limitar el incremento de la temperatura global a 1.5°C, en un intento por reducir los efectos del cambio climático en el ecosistema. Para ello, respecto a niveles del año 2022, es necesario eliminar alrededor de 37 Giga toneladas (Gton) de emisiones de CO₂, lo que requiere de una transformación completa de la forma en que las sociedades alrededor del mundo generan y consumen energía [2].

De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (IEA), el consumo energético global se divide en cuatro sectores principales: Industria, edificación, transporte y otros fines. La industria es el sector de uso final que tiene el mayor consumo energético y cantidad de emisiones de CO₂ en el mundo, y fue responsable del 38% y 47% del total, respectivamente, en 2023 [3]. La mayor parte de la energía consumida por este sector se debe al uso de combustibles fósiles, caracterizados por emitir elevadas cantidades de GEI durante su combustión. En el caso de Chile, el sector industrial corresponde al sector con mayor consumo energético, principalmente a partir de fuentes fósiles [4]. La figura 1.2 visualiza el consumo energético del país en el año 2021.

Consumo Total de Energía Final en Chile 2021 [PJ]

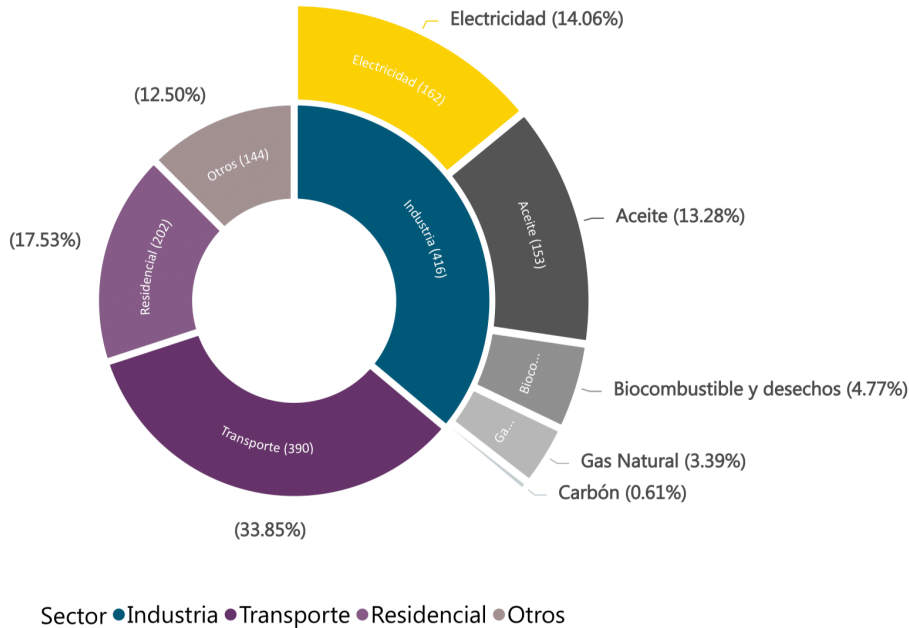


Figura 1.2: Consumo energético en Chile en el año 2021. Elaborado a partir de datos de la IEA [4]

A nivel nacional también se han implementado numerosas iniciativas alineadas a los objetivos de descarbonización, siendo las más notables el plan de descarbonización en conjunto con la estrategia nacional de calor y frío. Esta última ha fijado ambiciosas metas para el país, tales como aumentar el porcentaje total de energía para procesos térmicos generada con energías renovables a un 45 % y reducir las emisiones CO₂ equivalente (CO_{2eq}) asociadas a la generación de calor y frío en un 40 %, ambas al año 2030 [5]. En línea con lo anterior, Chile se ha comprometido a un presupuesto de emisiones GEI que no superará la suma de 1.110 millones de toneladas (Mt) de CO_{2eq} entre 2020 y 2030, con un máximo de emisiones en el año 2025 y alcanzando un nivel de emisiones de 95 MtCO_{2eq}, también al año 2030 [5].

El balance energético mundial realizado por la IEA evaluó que en Chile se consumieron aproximadamente 1.185 Peta Joules (PJ) de energía [6] en 2019. Por otro lado, de acuerdo a información extraída de la planificación energética de largo plazo (PELP) y el balance nacional de energía (BNE), el consumo energético con fines térmicos en Chile fue del 35,8 %, representado en la figura 1.3 para el año 2019. Al cruzar el consumo total calculado por la IEA con los datos de la figura 1.3, es posible estimar que en Chile, cerca de 424 PJ de energía fueron consumidos con fines térmicos, en 2019. Análogo al contexto mundial, en Chile predomina el consumo de combustibles fósiles para ser utilizada en fines térmicos, atribuyéndose el 20 % del total de las emisiones GEI del país [5].

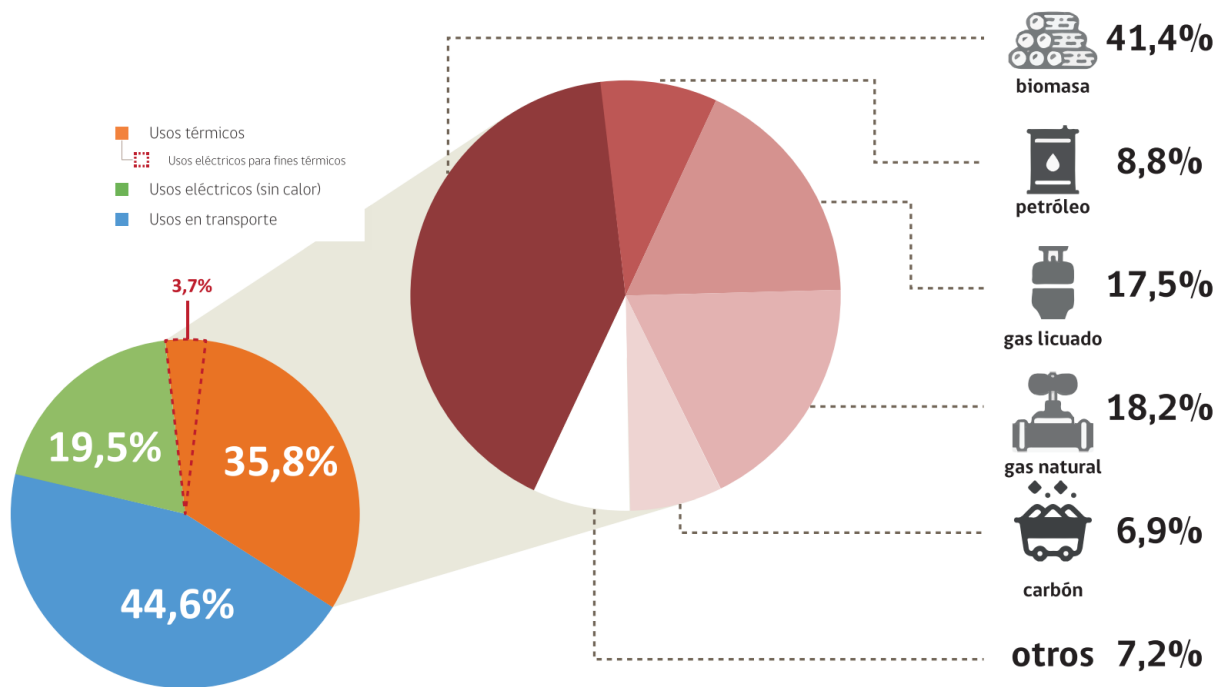


Figura 1.3: Consumo energético en Chile en el año 2019 [5].

Debido a la elevada cantidad de emisiones de GEI y CO₂ producidas en el país para fines térmicos, el presente trabajo tiene como objetivo explorar y evaluar alternativas para la integración de tecnologías de descarbonización para calor en los procesos productivos de diversas

industrias manufactureras en Chile. Este enfoque inicial busca cuantificar la energía asociada a las emisiones de CO₂ de los procesos productivos y evaluar técnico-económicamente la viabilidad de la integración en el proceso.

La implementación de estas tecnologías renovables, reducirá las emisiones de CO₂ generadas por los procesos productivos en el país, además de alinearlos con los objetivos establecidos tanto a nivel nacional como internacional.

1.2. Objetivos

En base a los antecedentes descritos, el objetivo general de este trabajo y los respectivos objetivos específicos para completarlo son los siguientes:

1.2.1. Objetivo General

- Evaluar la integración de tecnologías de descarbonización en procesos productivos térmicos de diversas industrias en Chile, identificando áreas industriales donde se dan las condiciones para una transición a energías limpias.

1.2.2. Objetivos específicos

- Caracterizar las tecnologías de descarbonización.
- Determinar los perfiles de demanda térmica horaria de los procesos industriales.
- Simular computacionalmente la integración de las distintas tecnologías.
- Evaluar técnico-económicamente su viabilidad, para determinar cual tecnología de descarbonización es la más idónea para cada industria y proceso.

1.3. Alcances

- Implementación de tecnologías enfocado en descarbonizar procesos térmicos industriales. Para ello, las tecnologías consideradas para su evaluación en este estudio serán sistemas de energía solar térmico, fotovoltaico y energía eólica, debido a su mayor disponibilidad y madurez en el mercado.
- Se incluirá un análisis preliminar de tecnologías emergentes para la descarbonización. Se analizarán los costos del hidrógeno verde (H₂V), a partir de resultados de simulación conducidos por Fraunhofer Chile Research (FCR). Adicionalmente, se realizará una de antecedentes para sistemas de captura y almacenamiento de carbono (CCS) y combustibles sintéticos.
- Los rangos de temperatura operacionales de las tecnologías serán de baja (<150 °C) y media (150 - 400 °C). Estos rangos pueden variar de acuerdo a la tecnología a implementar.

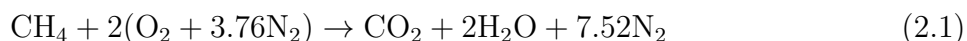
- Se caracterizará la demanda térmica de la industria chilena en base a información pública declarada por diferentes empresas a nivel nacional.
- Las herramientas para el procesamiento de datos de emisiones y obtención de parámetros termodinámicos, serán provistas por el centro de tecnologías para energía solar (CSET) FCR.
- Las simulaciones computacionales de integración de las diversas tecnologías se realizarán utilizando el software Transient System Simulation Tool (TRNSYS), System Advisor Model (SAM).
- La evaluación concluye una vez que ha sido calculado el costo nivelado para las tecnologías, permitiendo comparar y recomendar la mejor tecnología para cada caso.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. Combustión y gases

La combustión corresponde a un proceso químico que involucra un combustible y un oxidante, produciendo energía en forma de calor y gases resultantes de la reacción. Un combustible puede ser clasificado como una sustancia que libera energía cuando reacciona químicamente con un oxidante [7]. Existen diversos tipos de combustibles, provenientes de diversas fuentes y estados. En estado sólido, el carbón, la madera y otros tipos de biomasa se encuentran naturalmente disponibles. Combustibles líquidos como la gasolina y Diesel son producidos gracias al refinamiento de petróleo. Por último, de forma gaseosa, es posible utilizar gas licuado de petróleo, gas natural y metano, entre otros. Respecto al oxidante, típicamente se utiliza aire en reacciones de combustión, debido a la presencia de oxígeno en este. La ecuación 2.1 representa la reacción de combustión completa para el metano, donde el combustible y el aire reaccionan para producir dióxido de carbono, agua y nitrógeno, además de energía en forma de calor.



Ecuación 2.1: Reacción de combustión del metano

La cantidad de energía liberada durante la combustión dependerá de la fase en que se encuentra el agua en los productos. Si el agua se encuentra en estado gaseoso luego de la reacción, el sistema pierde la cantidad de energía requerida para evaporarla, por lo que su energía se determina por el poder calorífico inferior (LHV). Por otro lado, si resulta posible recuperar la energía invertida en el agua mediante condensación, la energía del sistema será caracterizada por el poder calorífico superior (HHV). Un mayor poder calorífico implica una mayor disponibilidad energética por kilogramo de combustible utilizado. La tabla 2.1 muestra los poderes caloríficos de combustibles típicos:

Tabla 2.1: Valores caloríficos inferiores (LHV) de algunos combustibles comúnmente utilizados. Traducida a partir de [7].

Combustible	(MJ/kmol)	(MJ/kg)
Metano (CH₄)	802.64	50.031
Propano (C₃H₈)	2043.15	46.334
Butano (C₄H₁₀)	2652.34	45.73
Metanol (CH₃OH)	676.22	21.104
Iso-Octano (C₈H₁₈)	5100.50	44.651

Actualmente el uso de combustibles provenientes de fuentes fósiles no renovables predomina, los cuales emiten GEI durante la reacción de combustión. En el caso de una combustión completa, se emite principalmente CO₂, calor y agua. No obstante, dependiendo de las condiciones de la reacción pueden generarse otros subproductos nocivos como monóxido de carbono (CO), óxidos nítricos (NO_x) y óxidos sulfúricos (SO_x), entre otros. Estos contaminantes generan daños en el ambiente, además de perjudicar la salud de las personas y organismos que los inhalan. El dióxido de carbono es considerado un contribuyente principal del calentamiento global debido a su rol en el efecto invernadero. El CO₂ acumulado en la atmósfera absorbe y reemite la radiación infrarroja emitida por la tierra, en consecuencia atrapando la radiación solar en la atmósfera [7].

2.2. Procesos térmicos industriales

Diariamente interactuamos con componentes, equipos o bienes manufacturados, por ejemplo, dispositivos electrónicos, alimentos envasados, herramientas de cocina, entre otros. La mayoría de los productos a nivel comercial e industrial requirieron calor en alguna etapa de su fabricación, lo que corresponde a calor para procesos industriales. El calor para procesos industriales corresponde al uso de energía térmica para producir, tratar o alterar bienes manufacturados [3]. Generalmente, las tecnologías que incorporan calor a los diversos procesos productivos se caracterizan por la forma en que ingresan al calor sistema, que puede ser a través de un combustible, vapor, electricidad o una combinación de las anteriores [8]. La fuente de calor implementada en los procesos varía dependiendo de los requerimientos del mismo, y los rangos de temperatura que se deben alcanzar para cumplir su objetivo. Dependiendo de la fuente de calor, también cambian los efectos del uso de calor en el proceso.

Debido a que la combustión de fuentes fósiles y otros genera emisiones de GEI, el proceso de descarbonización hace referencia a eliminar el uso de fuentes combustibles para proveer el calor y, en cambio, utilizar una producción de calor que elimine la generación de emisiones GEI, o en su defecto, recupere esas emisiones y las utilice para otro proceso o almacenamiento, evitando que vaya a la atmósfera. Actualmente existe información declarada públicamente en Chile relacionada con los procesos productivos, equipos, combustibles usados y cantidad de emisiones GEI producidas durante su operación, entre otros. Estos datos servirán como base para este trabajo, utilizando masa de CO₂ declarada por empresas a lo largo del país para estimar su consumo energético.

2.3. Tecnologías para la descarbonización

Existe una variada cantidad de tecnologías para la generación de electricidad y calor aplicables a procesos industriales, las cuales pueden clasificarse de acuerdo a su madurez en el mercado y parámetros operacionales.

A continuación, se describen las soluciones tecnológicas renovables más prominentes en el mercado y que, en consecuencia, poseen un potencial para la integración a nivel industrial más elevado. Estas corresponden a sistemas solares térmicos, solar fotovoltaico y energía eólica, los cuales serán considerados para la evaluación técnico-económica en este estudio.

Además, se incluye una revisión de tecnologías emergentes, para los sistemas de H_2V , CCS y combustibles sintéticos. En ella, se considera una referencia de costos, los cuales serán comparados con los resultados obtenidos para los sistemas solares y eólico, durante la discusión.

2.3.1. Sistemas solares

La energía solar es la más abundante de todas las fuentes energéticas disponibles, sin embargo, su aprovechamiento depende fuertemente de la irradiación solar y las condiciones climáticas en el lugar de estudio. Los sistemas solares térmicos y fotovoltaicos son tecnologías de energía renovable ampliamente estudiadas y utilizadas en la industria, las cuales pueden generar electricidad e inyectarla a la red o ser usados para calor de procesos.

Térmicos

Los sistemas solares térmicos permiten transformar la energía solar en energía térmica. Su principio de operación consiste en recolectar radiación solar y transferirla a un fluido de trabajo, el cual se encarga de distribuir el calor al resto del sistema, ya sea de forma directa al proceso o mediante un sistema de almacenamiento térmico. Los colectores solares térmicos pueden clasificarse en dos categorías principales: Con concentración o sin concentración. Los colectores sin concentración se encuentran fijos en una ubicación, con un área que intercepta y recibe la radiación solar, transfiriéndola al fluido de trabajo. Por otro lado, los colectores de concentración pueden seguir los rayos solares y enfocarlos en un receptor central, lo que permite alcanzar temperaturas operacionales más elevadas. La tabla 2.2 describe los principales tipos de colectores térmicos y su rango de temperatura típico:

Tabla 2.2: Colectores solares térmicos y su rango de temperatura. Editada a partir de [9].

Clasificación	Tipo de colector	Tipo de receptor	Temperatura (°C)
Sin concentración	Placa Plana	Plano	30 - 80
	Tubo Evacuado	Plano	50 - 200
Con Concentración (seguimiento en un eje)	Cilindro Parabólico	Tubular	60 - 375
	Fresnel Lineal	Tubular	60 - 400
Con Concentración (seguimiento en dos ejes)	Disco Parabólico	Puntual	750 - 1000
	Torre central	Puntual	500 - 1500

Fotovoltaicos

Los sistemas solares fotovoltaicos consisten en un arreglo de paneles fotovoltaicos que reciben y transforman la radiación solar en energía eléctrica mediante el uso de semiconductores. Estos dispositivos entregan energía eléctrica en forma de corriente continua, la cual es transformada a corriente alterna mediante un inversor. Esta corriente puede ser posteriormente inyectada a un sistema de calentamiento eléctrico. Los sistemas de calentamiento fotovoltaico comúnmente utilizan resistencias o dispositivos de inducción para transformar electricidad en calor y pueden alcanzar elevadas temperaturas [10]. Estos dispositivos calientan un fluido de transferencia de calor, el cual se encarga de distribuir el calor por el proceso. El fluido se acumula en un sistema de almacenamiento térmico, que permite almacenar el calor y extender el funcionamiento del sistema cuando no hay suficiente recurso solar disponible. La figura 2.1 muestra un esquema de calentamiento eléctrico (PV-EH) para procesos industriales.

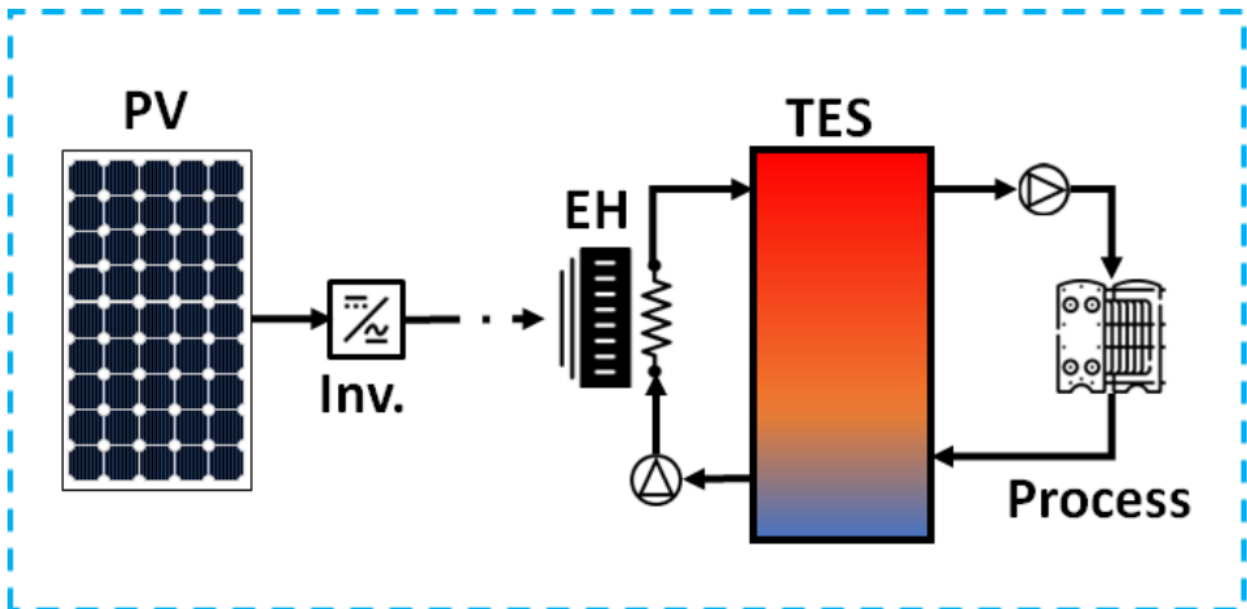


Figura 2.1: Diagrama de calentamiento eléctrico fotovoltaico. [10].

2.3.2. Energía eólica

La energía eólica aprovecha la energía cinética del viento para producir electricidad. El aire incide en los álabes de una turbina eólica, transformando su flujo axial en rotación. El movimiento rotacional es transmitido a un generador, resultando en energía eléctrica disponible para su uso. Similar al caso PV-EH, discutido en la sección anterior, la energía eléctrica puede ser transferida a resistencias térmicas para producir calor e integrarlo a un proceso industrial. Otra alternativa es la generación directa de calor mediante una máquina de Joule, lo que permitiría reducir las pérdidas energéticas de transformar la energía eólica en electricidad y posteriormente en calor. Una máquina de Joule consiste en utilizar la rotación generada por la turbina para calentar un fluido de trabajo mediante roce. El fluido en conjunto con un sistema de almacenamiento térmico (TES) pueden transmitir el calor generado a un proceso. Esta aplicación podría ser implementada en zonas donde el recurso eólico es elevado y el acceso a la red eléctrica es complejo [11].

2.3.3. Hidrógeno verde

El hidrógeno es un fuente combustible prometedora para la transición a fuentes de energía limpias, ya que su uso no genera emisiones de CO₂. El hidrógeno posee una elevada densidad energética (120 MJ/kg), baja densidad volumétrica (8 MJ/L) y no se encuentra disponible directamente del entorno [12]. Por lo tanto, debe separarse químicamente desde alguna fuente, como el agua, para ser utilizado.

El término H₂V hace referencia a hidrógeno producido a partir de la electrolisis del agua, usando energía generada por fuentes renovables [13]. El hidrógeno producido puede ser posteriormente utilizado en la industria, teniendo el potencial de reemplazar al gas natural como fuente térmica. La figura 2.2, muestra una cadena de valor genérica para la implementación de hidrógeno verde en la industria [14]:

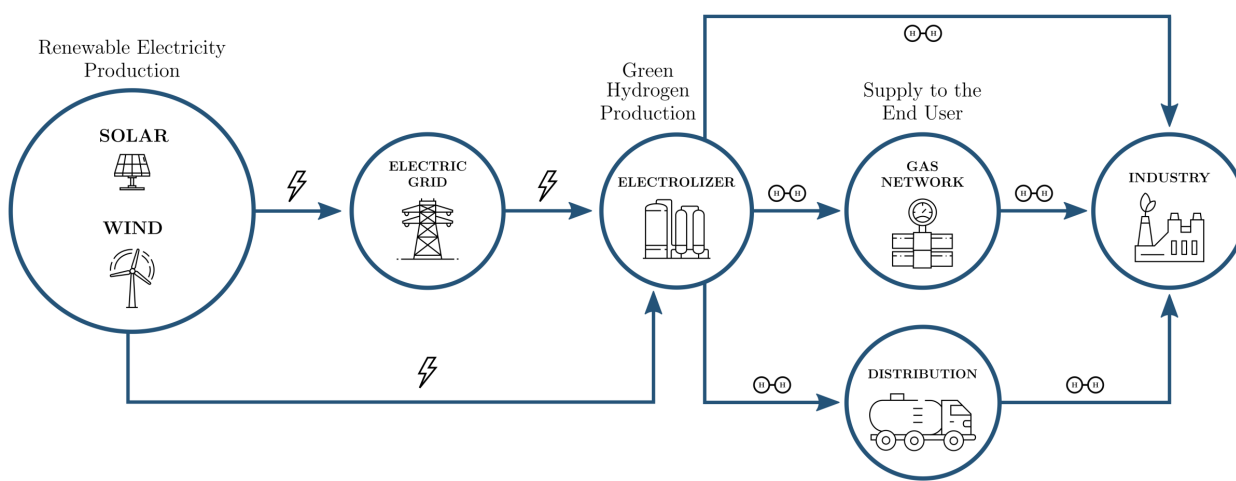


Figura 2.2: Cadena de valor de la producción de H₂V en la industria. [14]

FCR, a través del CSET, ha desarrollado su Explorador de Hidrógeno Verde (EHV), una herramienta web que permite evaluar técnico-económicamente la producción de H₂V en Chile [15]. El EHV entrega información para estimar costos de producción para hidrógeno utilizando una planta solar híbrida de concentración y fotovoltaica.

A partir del EHV, se extrajo el valor de costo nivelado de hidrógeno (LCOH₂) en una ubicación de elevado recurso solar, en la región de Árica y Parinacota (latitud -19.03, longitud -70.12). En ubicación, utilizando una planta solar híbrida para la generación eléctrica y un electrolizador alcalino, se tiene un valor de LCOH₂ de 3.46 \$/kg de hidrógeno producido [15].

Considerando que el hidrógeno tiene una densidad energética de 120 MJ/kg, es posible estimar que el costo nivelado de hidrógeno corresponde a 103.8 \$/MWh. Este costo será referenciado en la discusión general, para compararlo a los resultados de costos nivelado de energía obtenidos por este estudio.

2.3.4. Captura de carbono

La CCS permite almacenar las emisiones generadas por los diversos combustibles fósiles utilizados en la industria. El CO₂ es almacenado permanentemente bajo tierra, o en el caso de captura y utilización de carbono (CCU), el CO₂ puede utilizarse en numerosos procesos químicos [16]. La captura de carbono puede llevarse a cabo mediante tres técnicas principales: Post-combustión, pre-combustión y oxicomustión.

La primera consiste en aislar el CO₂ del resto de los gases de combustión, principalmente nitrógeno (N₂) y agua (H₂O), típicamente mediante el uso de aminas, las cuales separan el dióxido de carbono del gas de escape. La pre-combustión involucra la oxidación parcial del combustible hidrocarburo a Syngas, monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂), seguido de una reacción de desplazamiento agua-gas para producir CO₂ y H₂, siendo este último usado como combustible [16]. Finalmente, la oxicomustión corresponde a la quema de combustible utilizando oxígeno en vez de aire, lo que produce solo CO₂ y H₂O, facilitando así su posterior separación [16]. La figura 2.3 muestra las técnicas de captura de CO₂ más utilizadas.

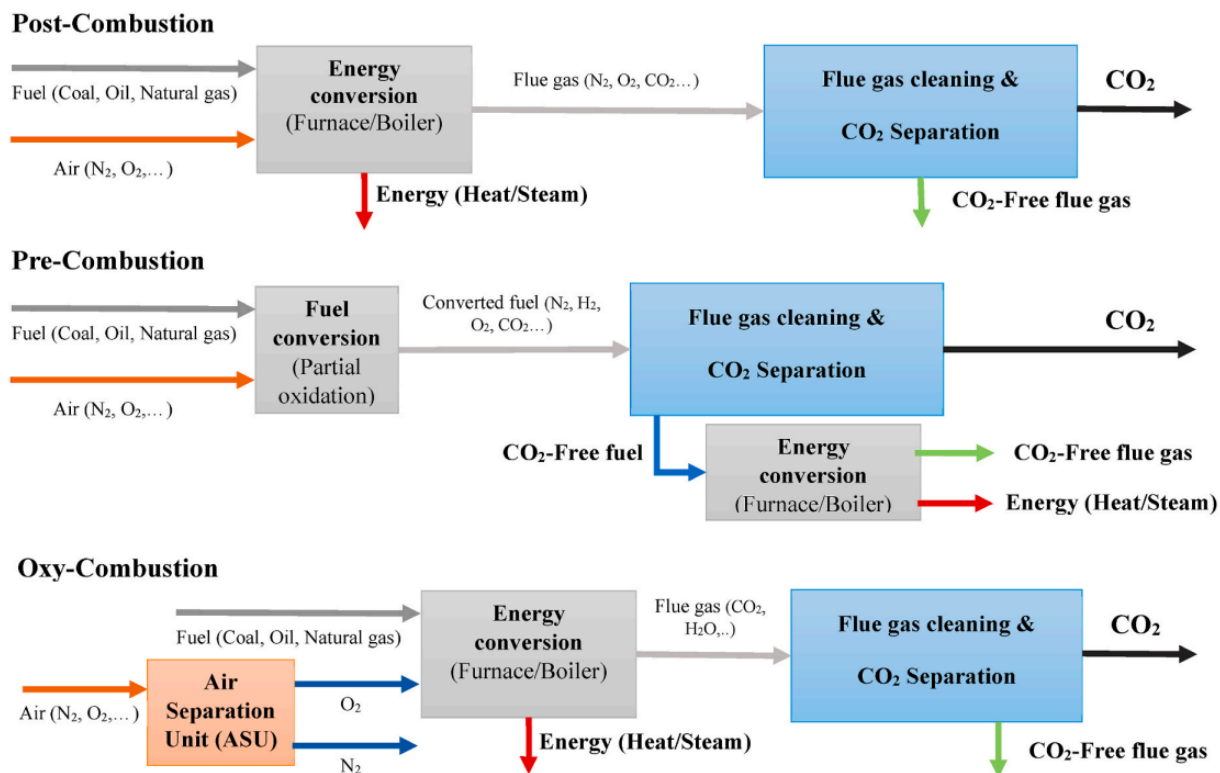


Figura 2.3: Técnicas de captura de carbono [16].

Las tecnologías CCS reducen la cantidad de emisiones de dióxido de carbono generadas por las industrias, disminuyendo el impacto ambiental producido por la quema de combustibles fósiles. Es posible implementarla en diversos procesos, sin embargo, su uso resulta más eficaz en industrias de uso intensivo de energía y con emisiones de CO_2 inevitables (a raíz de procesos químicos) tales como cementeras, metalúrgicas y refinerías de aceite [16].

Como referencia de costos, a partir de una cotización realizada por FCR con una empresa externa, se tiene que el costo nivelado de captura de carbono (LCOCO₂) es de 788.3 \$/tonCO₂. Este valor será posteriormente referenciado para el análisis de tecnologías emergentes.

2.3.5. Combustibles sintéticos

La combustión de fuentes fósiles es un causante principal de emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera. Los combustibles sintéticos permiten reducir la cantidad de emisiones mediante la síntesis de combustible alternativo a partir del CO_2 encontrado en los gases de combustión. Para la producción de combustibles sintéticos, es necesaria la CCS, previamente discutida en la sección 2.3.4, para tener una fuente de CO_2 . Adicionalmente, el proceso requiere de H_2 para llevar a cabo la reacción de hidrogenación del CO_2 , el cual puede ser suplido a partir de fuentes renovables, por ejemplo, mediante la electrólisis del agua. Algunos ejemplos de combustibles sintéticos son el Metanol (CH_3OH), Dimetil Éter (DME) y Metano

(CH₄).

En la producción de metanol, CO₂ y H₂ son ingresados a un reactor de síntesis, donde son sometidos a una reacción exotérmica a alta temperatura (225–300 °C) y presión (50–150 bar). El gas resultante de la reacción es destilado para separar el metanol del agua [17]. La producción de DME es análoga al caso anterior, sin embargo, se añade un paso adicional. Una vez se encuentra sintetizado y separado el metanol, se pasa por un segundo reactor donde ocurre una otra reacción a elevada presión (18 bar) y temperatura (250–400 °C), produciendo el DME [17]. En el caso del metano, un reactor de síntesis produce gas mediante una reacción de alta temperatura (300–400 °C) y presión (30 bar) entre el CO₂ y el H₂. El gas resultante es separado, obteniendo metano disponible para almacenar [17].

Los combustibles descritos anteriormente pueden ser posteriormente quemados para distintos fines, como su uso en transporte, aplicaciones térmicas o generación eléctrica [18]. Finalmente, parte de las emisiones resultantes de su uso pueden ser recapturadas y reutilizadas para una nueva producción de combustible sintético o para su almacenamiento mediante CCS.

En el caso del metano, este puede usarse ampliamente en aplicaciones energéticamente intensivas, como el principal componente del gas natural [19]. El costo nivelado estimado de metano (LCOM) para una planta en Qatar es de 1.75\$/kg [20]. Por otro lado, su densidad energética corresponde a 55.6 MJ/kg [21]. Al cruzar estos valores, se obtiene que el LCOM es de 113.3 \$/MWh. Basándose en la similitud de los niveles de radiación solar de Qatar y Chile, el valor de LCOM podría ser representativo de la zona central de Chile. Este costo será comparado con los resultados de este trabajo, para complementar la evaluación de tecnologías.

Capítulo 3

Metodología

De acuerdo a los alcances y objetivos propuestos, el procedimiento de este trabajo se divide en la siguiente metodología, representada en la figura 3.1:

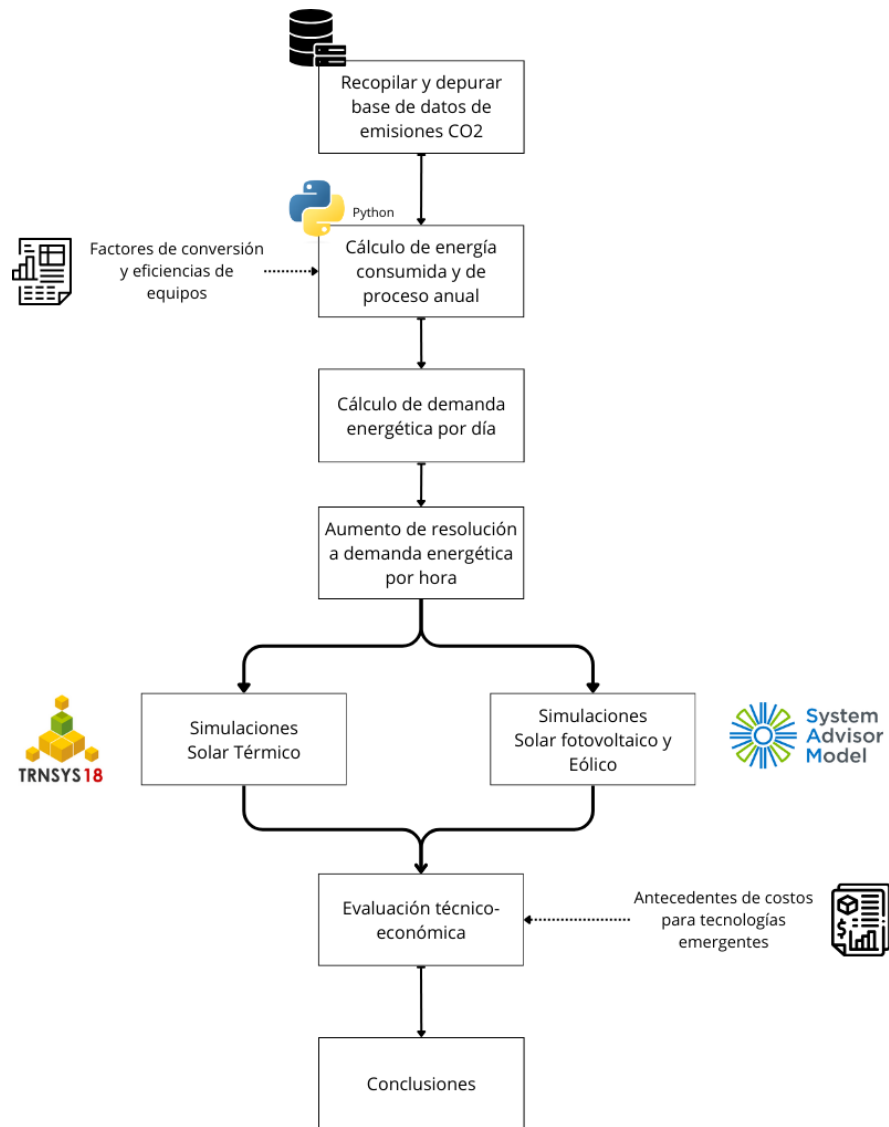


Figura 3.1: Metodología del trabajo.

El primer paso consiste en extraer datos de masa de emisiones de CO₂ declaradas por más de 4000 empresas a nivel nacional. La base de datos contiene información relevante vinculada al proceso, como rubro industrial, equipos usados y ubicación geográfica, entre otros. Además, contiene información para procesos industriales con distintos destinos de uso final, por lo que fueron filtrados, manteniendo solo datos de procesos con fines térmicos.

A partir de los datos vinculados a calor para procesos industriales, se caracterizaron los principales equipos y combustibles fósiles usados por las empresas. La caracterización fue acompañada de una revisión bibliográfica, para determinar los factores de conversión de emisiones, asociadas a cada equipo y combustible específico. Esto permitió estimar el consumo energético anual de las empresas caracterizadas, procedimiento que fue descrito en detalle en la sección 3.1.2.

Una vez calculado el consumo energético anual, se usó una herramienta para distribuir la energía anual en perfiles de demanda diaria. La herramienta considera la temperatura ambiente en la ubicación del proceso, el rubro industrial declarado y los días de la semana de operación. Estos parámetros son usados para establecer una dependencia del proceso a la temperatura ambiente, estimando el perfil de demanda energética del proceso para los 365 días del año. Este cálculo se encuentra desglosado en la sección 3.1.3.1.

Posteriormente, a partir de los perfiles de demanda diarios generados en el paso anterior, se aumentó su resolución a perfiles horarios. Esto se logró ponderando los perfiles de demanda diarios por perfiles de demanda energética normalizada para subsectores industriales críticos. Lo anterior se expone con mayor profundidad en la sección 3.1.3.2.

Finalmente, para definir los flujos máxicos y temperatura de retorno global del fluido de trabajo, requeridos en el modelo solar térmico, se caracterizan las propiedades termodinámicas de los procesos industriales desde un estudio proporcionado por FCR. El documento contiene información del consumo energético, temperatura de retorno y temperatura de impulsión de múltiples operaciones industriales, disponibles en el anexo A. Con esa información se logran definir completamente los procesos industriales a evaluar, de acuerdo a lo explicado en la sección 3.2.1.

La aplicación de las etapas de la metodología filtró progresivamente la muestra de casos factibles para su simulación, desde 4006, representados en la figura 3.2 a 423 casos, mostrados en la figura 3.3.

Una vez implementados los pasos descritos anteriormente, se modelan las tecnologías solar térmica, en TRNSYS, y los sistemas solares fotovoltaico y de energía eólica en SAM. Utilizando los modelos creados para cada tecnología, se simula la generación de energía renovable para determinar su factibilidad técnica. A partir de los resultados de cada simulación, se

calcula el costo nivelado de cada tecnología y las emisiones de CO₂ evitadas gracias a su implementación. Lo anterior permite concluir que tecnología es más conveniente para cada caso estudiado y realizar recomendaciones en base a los resultados obtenidos.

Para cerrar, los resultados obtenidos se comparan con costos referenciales para sistemas de H₂V, CCS y combustibles sintéticos, discutiendo la viabilidad actual de las tecnologías emergentes.

3.1. Caracterización de procesos industriales

3.1.1. Casos de estudio

La primera etapa de la metodología consistió en extraer datos a partir de información pública de diferentes industrias a nivel país. 4258 empresas a lo largo del territorio declaran anualmente información relevante asociada a sus procesos productivos, como el rubro al que pertenecen, su ubicación geográfica, los equipos utilizados, tipo combustibles y la cantidad de emisiones de GEI producidas durante su operación, entre otros. Esta información se encuentra públicamente disponible y es recopilada por el Ministerio del Medio Ambiente [22]. Para este trabajo se utilizaron datos para el año 2022. Si bien la base de datos es de acceso público, contiene información sensible de empresas a lo largo del país, por lo que se no se pueden especificar los nombres ni las localizaciones precisas de estas.

Inicialmente, se aplicó un filtro para considerar solo los datos que aplican a calor de procesos industriales, de acuerdo a lo propuesto en los alcances. De esta forma, a partir de los datos recopilados se caracterizaron 4006 casos aplicables para este trabajo. La figura 3.2 muestra los casos totales de procesos industriales que requieren calor en sus procesos por región de Chile:

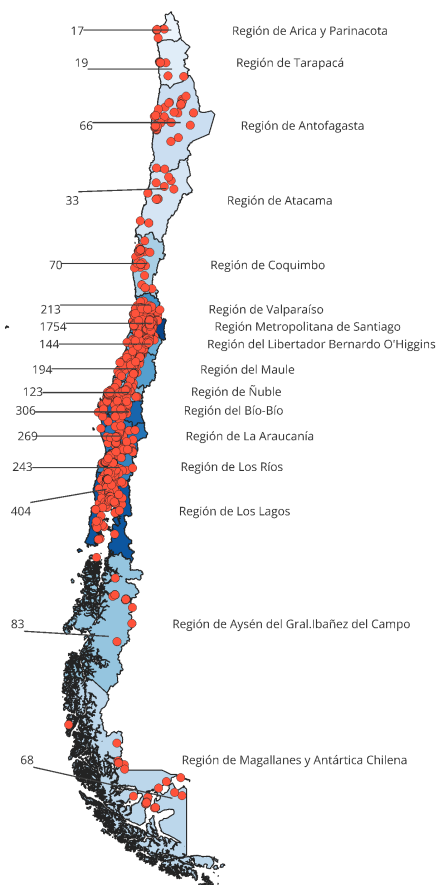


Figura 3.2: Casos para calor de procesos. Total = 4006.

Los casos representados en la figura 3.2 serán considerados para determinar el consumo energético asociado a calor de procesos industriales a nivel país y su posterior clasificación por rubro y sub-rubro económico.

Posteriormente, a partir de los casos totales para calor de procesos, representados en la figura 3.2, se aplican los criterios descritos en las siguientes secciones de la metodología, para filtrar y reducir progresivamente el tamaño de la muestra en la que es posible simular la integración de las tecnologías renovables mediante software. Como resultado de este proceso, se determinó que la metodología es factible en 423 casos, los cuales serán objeto de estudio en las simulaciones. La figura 3.3 muestra los casos de estudio a simular en este trabajo:

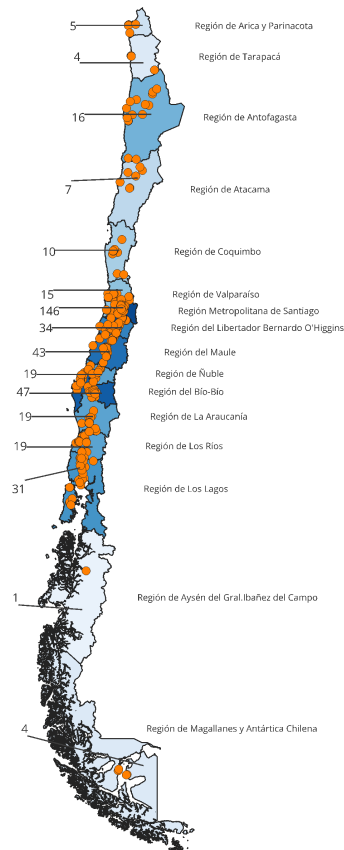


Figura 3.3: Casos a simular para calor de procesos. Total = 423.

La integración de las tecnologías de descarbonización descritas en los alcances será evaluada en los 423 casos de estudio representados en la figura 3.3, considerando su ubicación geográfica para determinar los niveles de recurso renovable disponible. Cabe mencionar que debido a la elevada cantidad de casos, se automatiza el uso de software de acuerdo a lo posible para reducir los tiempos de simulación y facilitar el post-procesamiento de resultados.

3.1.2. Consumo energético por proceso

Como se discutió en la sección 2.1, durante una reacción de combustión completa se produce principalmente calor, agua y CO_2 . Tomando como supuesto que la masa de CO_2 declarada por las empresas corresponde al total de emisiones generadas durante el proceso de combustión, es posible estimar cuanta energía fue consumida para generar dichas emisiones. El procesamiento de datos y cálculo de energía a partir de la base de datos se realizó utilizando la librería *Pandas* del lenguaje de programación *Python*.

Python es un lenguaje de programación basado en código ampliamente utilizado debido a su simplicidad y versatilidad [23]. La librería *pandas* es una herramienta que permite manipular datos, realizando operaciones que involucran grandes volúmenes de información de manera eficiente [24].

Inicialmente se filtraron los datos de masa de emisiones de CO_2 , manteniendo únicamente la información asociada a emisiones generadas por calor de procesos industriales. Posteriormente se priorizaron los equipos y combustibles con mayor masa de CO_2 emitida, caracterizando las principales fuentes emisoras de CO_2 en la industria chilena.

Utilizando la masa de emisiones de CO_2 como base, se estimó cuanta energía fue requerida para producirla, mediante factores de emisión de CO_2 a energía. Estos fueron recopilados a partir de una revisión de literatura enfocada en las fuentes emisoras de CO_2 prioritarias. Los factores de conversión asocian el tipo de fuente combustible, como calderas, hornos e incineradores, con su correspondiente fuente de energía, tales como gas natural, diésel y biomasa, permitiendo así el cruce de estos datos con las emisiones reportadas.

De este modo, se calculó la energía consumida por las fuentes emisoras de CO_2 utilizando la ecuación 3.1:

$$E_c = \frac{m_{\text{CO}_2}}{f_{\text{CO}_2}} \cdot f_{\text{MJ-GWh}} \quad (3.1)$$

Donde:

$$\begin{aligned} E_c & \text{ Energía total consumida por combustible durante el año de operación } \left[\frac{\text{GWh}}{\text{año}} \right]. \\ m_{\text{CO}_2} & \text{ Masa de } \text{CO}_2 \text{ emitida durante el año de operación } \left[\frac{\text{kg}}{\text{año}} \right]. \\ f_{\text{CO}_2} & \text{ Factor de conversión de } \text{CO}_2 \text{ a energía } \left[\frac{\text{kg}}{\text{MJ}} \right]. \\ f_{\text{MJ-GWh}} & \text{ Factor de conversión de MJ a GWh } \left[\frac{\text{GWh}}{\text{MJ}} \right]. \end{aligned}$$

Lo anterior corresponde a la energía total consumida por el combustible en un año, sin embargo, resta multiplicar por la eficiencia de combustión de cada equipo para obtener su valor real. Por lo tanto la energía real consumida en los procesos térmicos industriales se obtiene a partir de la ecuación 3.2:

$$E_p = \mu_e \cdot E_c \quad (3.2)$$

Donde:

$$E_p \quad \text{Energía consumida en el proceso en el año} \left[\frac{GWh}{año} \right].$$
$$\mu_e \quad \text{Eficiencia de combustión del equipo [-].}$$

En el anexo, la tabla A.1 muestra las eficiencias de combustión y factores de emisiones recopilados para el cálculo de energía consumida en procesos térmicos.

3.1.3. Perfiles de demanda térmica

3.1.3.1. Perfiles diarios

La demanda térmica de procesos industriales se ve fuertemente afectada por la temperatura ambiente, ya que influye en la energía térmica requerida para llevar los equipos involucrados en la combustión a su rango operacional. Utilizando como referencia un estudio internacional proporcionado por FCR, se estiman los perfiles de demanda térmica diaria para determinados rubros industriales, distribuyendo la energía de proceso calculada previamente a lo largo de un año. Lo anterior se logra mediante una herramienta desarrollada en el mismo documento.

El estudio caracteriza la dependencia de la demanda térmica respecto a la temperatura ambiente en la ubicación y el día de la semana de operación, para 14 rubros industriales primarios. Las figuras 3.4 y 3.5 muestran la clasificación para los grupos según su dependencia a la temperatura ambiente para días de semana y fines de semana, respectivamente:

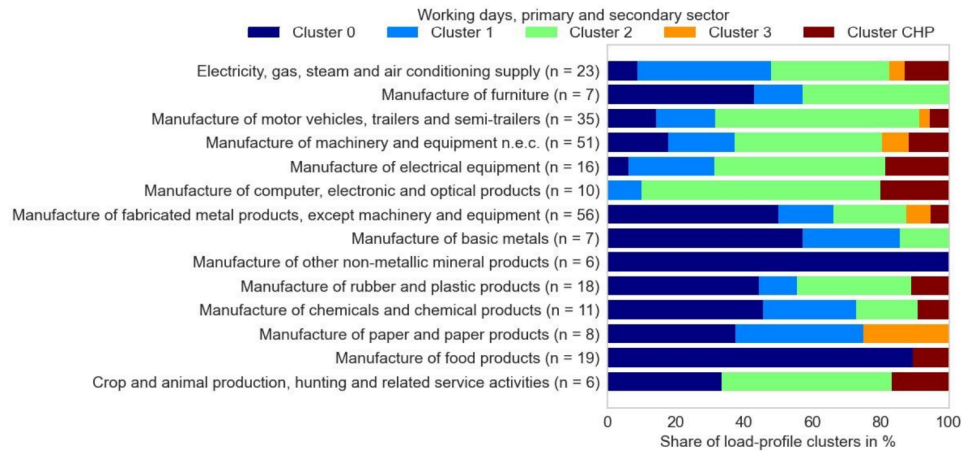


Figura 3.4: Grupos para días hábiles en la semana. Proporcionado por FCR.

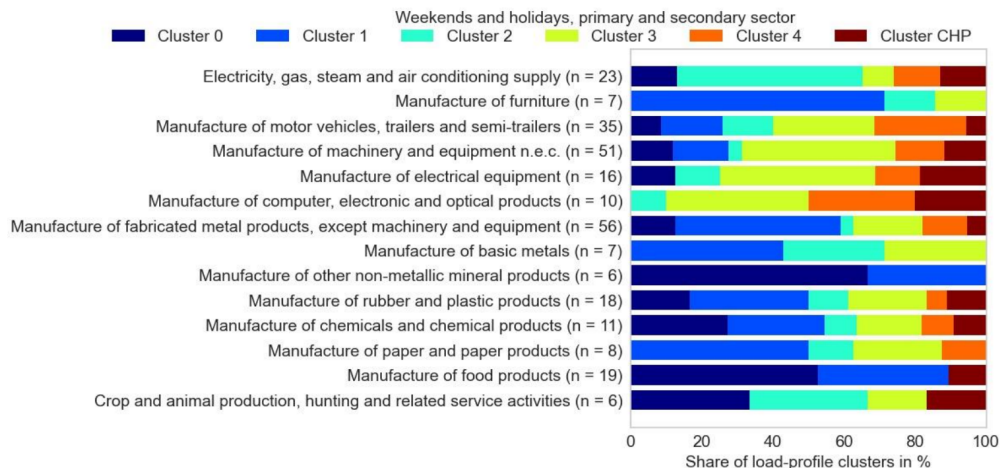


Figura 3.5: Grupos para fines de semana. Proporcionado por FCR.

En base a las agrupaciones anteriores, se generó una distribución de energía normalizada para la energía de proceso de cada caso, ajustando parámetros de regresión lineal asociados a la dependencia de la demanda térmica con la temperatura ambiente, utilizando las ecuaciones 3.3 y 3.4:

$$D(T_{amb}) = \frac{Q_d}{Q_d(8^\circ C)} = \begin{cases} m_h \cdot T_{amb} + b_h & \text{si } T_{amb} < T_{hl} \\ m_w \cdot T_{amb} + b_w & \text{si } T_{amb} \geq T_{hl} \end{cases} \quad (3.3)$$

$$Q_d(8^\circ C) = \frac{Q_s}{\sum_{i=1}^j D(T_{amb})_i} \quad (3.4)$$

Donde:

- b_h Intersección en el eje y de la línea de calefacción [-].
- b_w Intersección en el eje y de la línea de agua caliente doméstica [-].
- $D(T_{amb})$ Consumo diario normalizado de combustible fósil como función de T_{amb} [-].
- j Número de días en la temporada examinada [-].
- m_h Pendiente de la línea de calefacción [-].
- m_w Pendiente de la línea de agua [-].
- Q_d Consumo diario de combustible fósil [kWh]
- $Q_d(8^\circ C)$ Consumo de combustible fósil en días con temperatura ambiente de $8^\circ C$ [kWh].
- Q_s Consumo de combustible fósil estacional (usualmente anual) [kWh].
- T_{amb} Temperatura ambiente [$^\circ C$].
- T_{hl} Temperatura límite de calefacción [$^\circ C$].

Tabla 3.1: Parámetros de regresión por grupo. Información proporcionada por FCR

Tipo	Grupo	b_h	m_h	b_w	m_w	T_{hl}
wd	0	1,0852	-0,0154	1,0610	-0,0071	2,9 °C
	1	1,4695	-0,0588	0,6779	-0,0133	17,4 °C
	2	1,7719	-0,0960	0,4070	-0,0128	16,4 °C
	3	2,5404	-0,1780	0,5210	-0,0215	12,9 °C
wknd	0	0,8814	-0,0124	0,6661	-0,0003	17,9 °C
	1	0,4053	-0,0132	0,1961	-0,0006	16,6 °C
	2	1,4792	-0,0661	0,6527	-0,0160	16,5 °C
	3	1,3112	-0,0753	0,2952	-0,0098	15,5 °C
	4	1,9425	-0,1201	0,4449	-0,0175	14,6 °C

A partir del rubro industrial de cada empresa analizada, se categoriza en alguno de los grupos de las figuras 3.4 y 3.5. Posteriormente, las ecuaciones 3.3 y 3.4 en conjunto con los

parámetros en la tabla 3.1 para ese rubro particular, generan el perfil de demanda energética diaria para cada caso. Es importante mencionar que los casos cuyo rubro industrial no se encuentra en alguna de las clasificaciones mostradas en las imágenes 3.4 y 3.5 son filtrados.

3.1.3.2. Perfiles horarios

Después de calcular la energía consumida diariamente en los procesos industriales, se aumenta la resolución del perfil al ponderar estos valores con la demanda energética normalizada de cinco subsectores industriales clave: hierro y acero; alimentos, bebidas y tabaco; pulpa y papel; productos químicos y petroquímicos; y minerales no metálicos. Los factores de ponderación de energía se obtienen de un estudio internacional proporcionado por FCR, el cual caracteriza la variación de la demanda a lo largo del año. La figura 3.6 ilustra la demanda energética promedio para las 24 horas del día en los 12 meses del año.

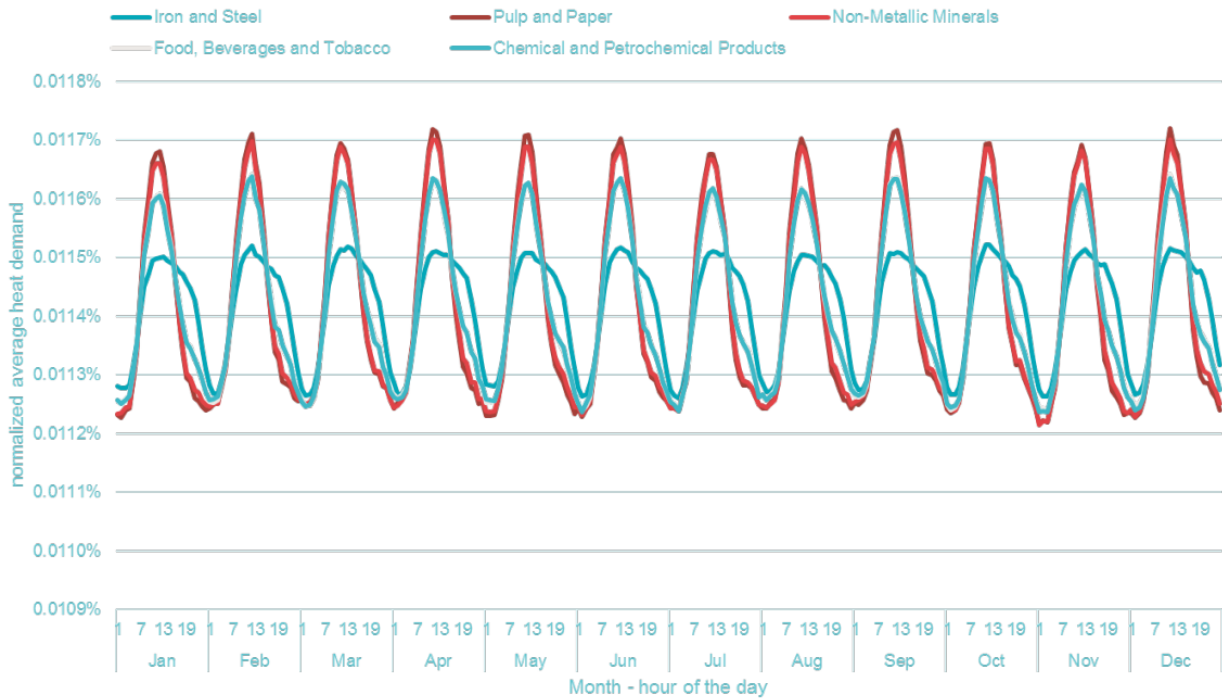


Figura 3.6: Demanda media horaria de energía útil por mes para subsectores industriales de alta intensidad energética (normalizada). Proporcionado por FCR

El cruce de datos permite obtener el perfil de demanda horaria del proceso industrial analizado a lo largo de un año de operación, es decir, 8760 horas. Es importante destacar que la obtención de estos perfiles de demanda energética depende de la metodología descrita en esta sección. Por lo tanto, del mismo modo que con los perfiles diarios, la metodología no es aplicable a empresas cuyos sectores o procesos industriales no estén incluidos en los grupos o subsectores caracterizados previamente, por lo tanto, son filtrados.

Los perfiles de demanda energética horaria obtenidos en este punto son un parámetro de diseño crucial para modelar las tecnologías. Esto se debe a que a partir de los perfiles generados, se determina la hora del año en que el proceso requiere más energía, ajustando la capacidad de los sistemas renovables a esa demanda máxima (D_{max}).

3.2. Simulaciones por tecnología

Una vez obtenidos los perfiles de demanda térmica de cada proceso industrial estudiado, se procede a simular la integración de tecnologías de descarbonización en el proceso. Para ello, se analizan las tecnologías solar térmica, solar fotovoltaica y energía eólica, dispuestas en los alcances. En el modelamiento, se utiliza el software TRNSYS para simular sistemas solares térmicos. Por otro lado, se usa SAM y su librería PySAM para caracterizar los sistemas eléctricos (fotovoltaico y eólico).

3.2.1. TRNSYS - Solar térmico

TRNSYS es un software de interfaz gráfica que permite realizar simulaciones termodinámicas en estado transiente [25]. TRNSYS opera en base a bloques de cálculo interconectados que permiten caracterizar el flujo de energía a lo largo de un sistema. En este trabajo, el software se implementa para simular la integración de sistemas solares térmicos en los procesos industriales, particularmente en procesos que requieran de agua caliente, vapor o una combinación de ambos para desplazar energía térmica al proceso (procesos basados en caldera). La figura 3.7 representa un diagrama de flujo para un sistema solar térmico en un proceso industrial.

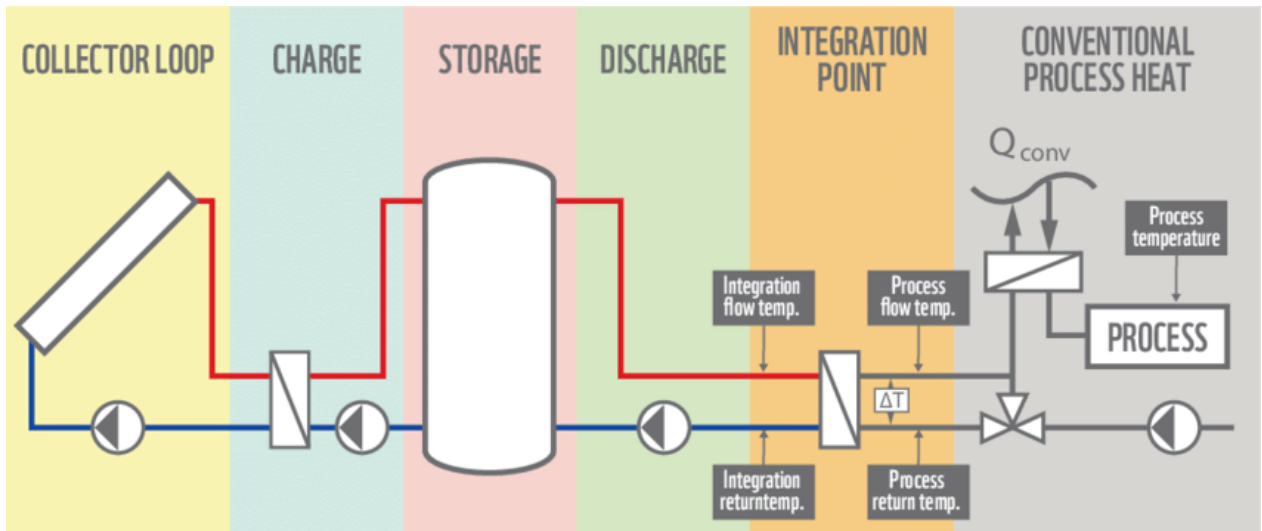


Figura 3.7: Diagrama de flujo para sistemas solares térmicos [26]

A continuación se describen los principales parámetros de simulación y las condiciones para su desarrollo.

Parámetros técnicos

Los modelos de TRNSYS contemplan tres parámetros de entrada técnicos: Las condiciones meteorológicas de cada ubicación estudiada, el flujo másico global (m_{iG}) que entrega calor al proceso y la temperatura de retorno global al proceso (T_{retG}). Desde el explorador solar, se descargan los años típicos meteorológicos (TMY) para cada caso, lo que permite definir

los datos de radiación solar y temperatura ambiente [27]. La temperatura ambiente de cada ubicación también se utiliza como condición de borde para el sistema de almacenamiento térmico, simulando su interacción con el entorno.

A partir de un estudio proporcionado por FCR, se caracterizan los diversos procesos industriales. El documento provee información relevante de las temperaturas de entrada, salida y consumo energético de múltiples procesos industriales en Chile, tales como elaboración de alimentos, aceites, productos de madera o extracción de cobre, entre otros. Los procesos generalmente se dividen en múltiples etapas, cada una con un consumo energético, temperaturas de impulsión y retorno del fluido de trabajo. El anexo B contiene los valores de temperatura y consumo energético de los procesos industriales usados en este estudio.

Debido a que el modelamiento de un proceso industrial es complejo, se simplificó su operación para facilitar el cálculo de la temperatura de retorno global y flujo másico. Este supuesto considera que el proceso se comporta como un bloque compuesto por subprocesos en paralelo. La figura 3.8 representa el diagrama de flujo implementado para un proceso industrial arbitrario:

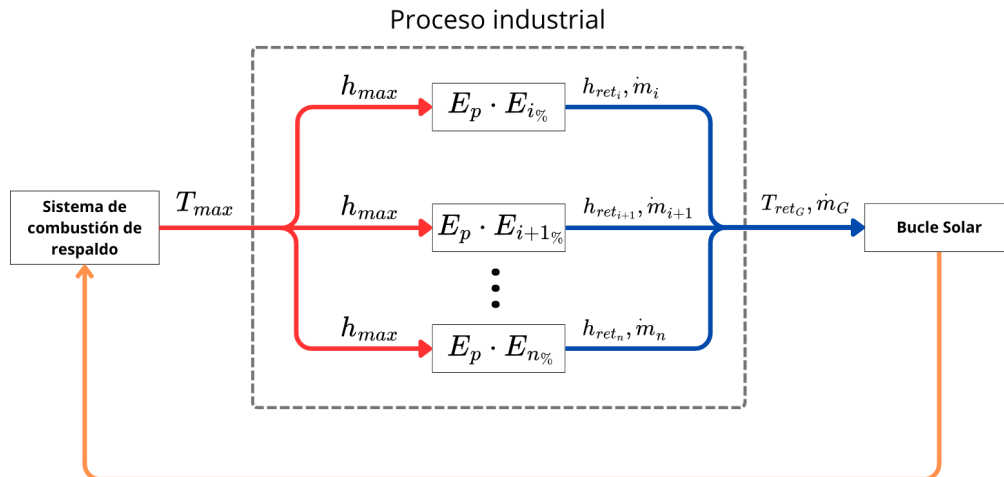


Figura 3.8: Diagrama de flujo para los procesos industriales

La figura 3.8 muestra la simplificación de diagrama de bloques implementada para modelar los procesos industriales. Al proceso ingresa la temperatura máxima (T_{max}) de los subprocesos y cada subproceso tiene una entalpía de retorno (h_i) asociada, recopilada a partir del estudio. Por lo tanto, para que cada subproceso cumpla sus requerimientos térmicos, los flujos másicos se van regulando para entregar más o menos flujo dependiendo del ingreso energético al sistema.

De este modo, conociendo la demanda energética horaria del proceso (calculada en la sección 3.1.3), las propiedades del fluido de trabajo (en este caso agua) y las temperaturas de impulsión y retorno para los subprocesos que lo componen, se calcula el flujo másico

ponderado para cada subproceso a partir de la ecuación 3.5:

$$\dot{m}_i = \frac{D_p \cdot E_{i\%}}{(h_{max} - h_{ret_i})} \quad (3.5)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \dot{m}_i & \text{ Flujo másico del subproceso } i \left[\frac{kg}{s} \right] \\ D_p & \text{ Demanda energética del proceso } [kW] \\ E_{i\%} & \text{ Consumo energético porcentual del subproceso } i [-] \\ h_{max} & \text{ Entalpía de impulsión máxima de los subprocesos } \left[\frac{kJ}{kg} \right] \\ h_{ret_i} & \text{ Entalpía de retorno del subproceso } i \left[\frac{kJ}{kg} \right] \end{aligned}$$

Con los valores ponderados de flujo másico para cada etapa, se calcula el flujo másico global del proceso usando la ecuación 3.6:

$$\dot{m}_G = \sum_{i=1}^n \dot{m}_i \quad (3.6)$$

Donde:

$$\dot{m}_G \text{ Flujo másico global del proceso } \left[\frac{kg}{s} \right].$$

De este modo, la temperatura de retorno global del proceso se obtiene a partir de la ecuación 3.7:

$$T_{ret_G} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{m}_i \cdot T_{ret_i}}{\dot{m}_G} \quad (3.7)$$

Donde:

$$\begin{aligned} T_{ret_G} & \text{ Temperatura de retorno global del proceso } [^\circ C]. \\ \dot{m}_i & \text{ Flujo másico de fluido en el subproceso } i \left[\frac{kg}{s} \right]. \\ T_{ret_i} & \text{ Temperatura de retorno del subproceso } i [^\circ C]. \end{aligned}$$

La temperatura de retorno global, calculada para cada hora del año, entrega la condición

de diseño para el proceso. El bucle solar intentará aumentar la temperatura del fluido hasta llegar a la temperatura máxima de proceso, y en caso de que el bucle solar no pueda suplir la energía necesaria para llegar a T_{max} , el sistema de respaldo actuará para suplir la energía restante desde la red eléctrica.

El cálculo del flujo másico y temperatura de retorno globales corresponde al último filtro aplicado para determinar los casos a evaluar mediante simulaciones. Esto significa que el número de casos simulados en este trabajo se limitó a aquellos en los que era posible evaluar tanto el flujo másico como la temperatura de retorno global. Como se mencionó anteriormente, los casos donde esta condición se cumple son 423 y se encuentran representados en la figura 3.3. De esta manera, se garantizó que se pudiera comparar de manera consistente la misma cantidad de casos en todas las tecnologías.

Modelamiento en software

Para modelar la integración en los procesos industriales se optó por dos configuraciones base: Agua caliente y vapor. De acuerdo a los requerimientos de temperatura del proceso y los antecedentes para sistemas solares térmicos (sección 2.3.1), se opta por colectores de tubo evacuado (ETC) para agua caliente y colectores cilindro parabólico (PTC) para vapor. Ambas configuraciones cuentan con bombas de impulsión para desplazar el fluido, almacenamiento térmico y un sistema de respaldo. Las figuras 3.9 y 3.10 muestran los modelos generados en TRNSYS para sistemas de agua caliente y vapor respectivamente:

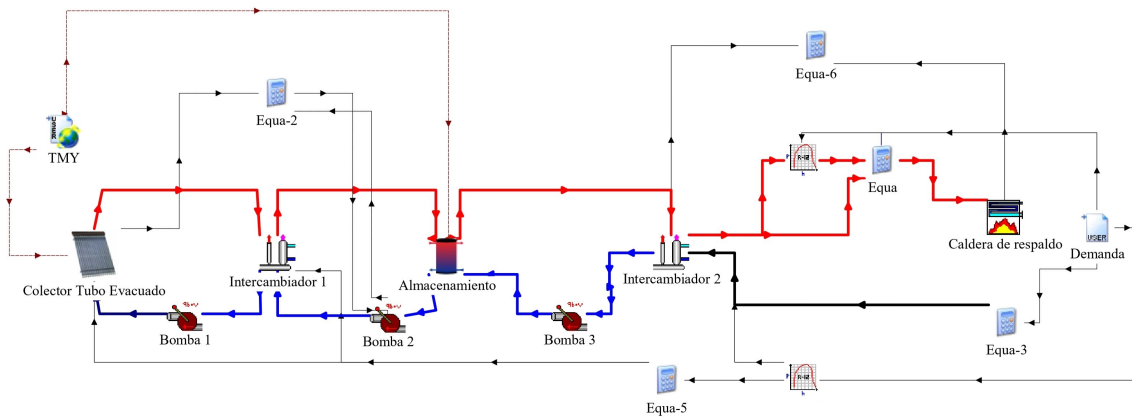


Figura 3.9: Modelo de agua caliente con ETC en interfaz de TRNSYS

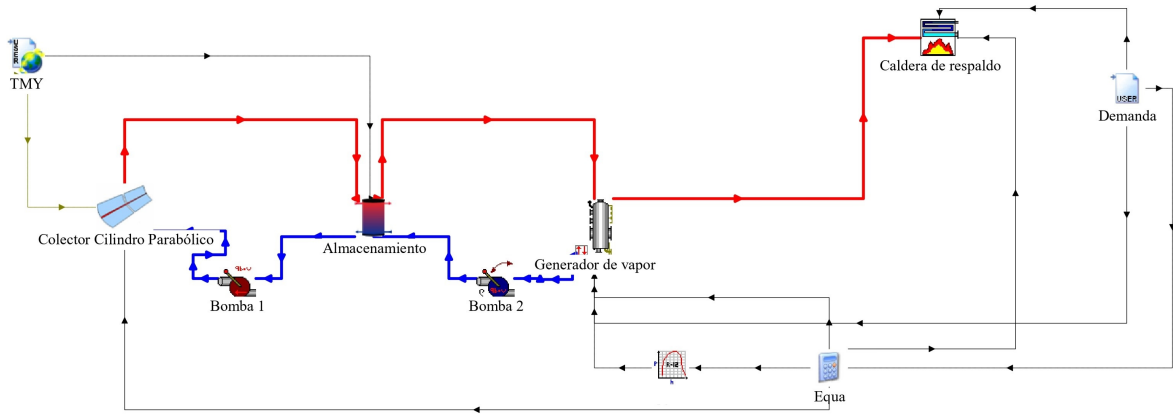


Figura 3.10: Modelo de vapor con PTC en interfaz de TRNSYS

Estas configuraciones se utilizan como base para simular los casos a partir de la base de datos. Debido a que TRNSYS no optimiza las dimensiones del campo de colectores ni el sistema de almacenamiento térmico para suplir la demanda del proceso, se aplicaron simulaciones paramétricas a cada caso de estudio. Para ello, se seleccionaron 3 posibles dimensiones para el campo solar térmico y 3 dimensiones para el sistema de almacenamiento.

Para dimensionar el área del campo solar se considera la capacidad requerida para suplir la demanda máxima del proceso (D_{max}). Además, se considera un factor de conversión (C_f), en $[kW_{th}/m^2]$, para estimar el área de campo solar que se necesita para cumplir con la D_{max} . El factor de conversión corresponde a la recomendación estimada por la IEA para la potencia generada por área de sistemas solares térmicos de concentración y se implementó para ambas tecnologías [28]. En base a lo anterior, se calcula el área de referencia de la planta a partir de la ecuación 3.8:

$$A_{CS} = \frac{D_{max}}{C_f} \quad (3.8)$$

Donde:

$$A_{CS} \quad \text{Área del campo solar } [m^2].$$

$$D_{max} \quad \text{Demanda máxima del proceso } [kW].$$

$$C_f \quad \text{Factor de conversión} = 0.7 \left[\frac{kW_{th}}{m^2} \right].$$

El área del campo solar posteriormente se ponderó por un vector de 3 valores: 0.5, 1.75 y 3, generando las combinaciones posibles de área. Por otro lado, para el almacenamiento térmico se consideraron 3 combinaciones de estanque: 0.05, 0.15 y 0.25 en metros cúbicos por metro cuadrado de campo solar. Lo anterior resulta en 9 posibles combinaciones de dimensionamiento dependientes de la demanda de cada caso de estudio. Las simulaciones

se ejecutaron en paralelo y se utilizó el costo nivelado de calor (LCOH) como criterio para determinar el mejor resultado de simulación. El concepto de LCOH se explica con mayor detalle en la sección 3.3.1.

Parámetros económicos

A partir de parámetros industriales entregados por FCR, la evaluación económica considerara los siguientes costos de tecnología solar térmico, representados en la tabla 3.2:

Tabla 3.2: Costos del campo solar por tecnología.

Tipo proceso	Tecnología	Costo campo solar [USD\$/m²]
Agua caliente	ETC	308
Vapor	PTC	270

El costo del sistema de almacenamiento térmico es fijo para ambas tecnologías y corresponde a 2000 USD\$/m³. Por otro lado, las características del proyecto se detallan en la tabla 3.3:

Tabla 3.3: Parámetros económicos del proyecto solar térmico.

Parámetros del proyecto	
Vida útil (años)	20
Tasa de descuento	7 %
Degradación anual	0.5 %

Estos valores se utilizarán para calcular los costos asociados a la planta y posteriormente evaluar el LCOH (explicado en la sección 3.3.1). El costo de inversión (CAPEX) del proyecto corresponde al costo del campo solar en conjunto con el sistema de almacenamiento, mientras que para los costos operacionales fijos se consideró un 2% del CAPEX. Finalmente para el cálculo de costos operacionales variables se consideró un costo de electricidad de 0.07 USD\$/kWh, para momentos donde el proceso no puede suplir la demanda solo con energía solar.

3.2.2. System Advisor Model: PySAM

System Advisor Model (SAM) es un software de análisis técnico y económico para sistemas de energía, desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL), en Estados Unidos [29]. SAM es una herramienta versátil, que permite modelar proyectos de energía renovable a través de su interfaz gráfica y evaluar la factibilidad técnico-económica de los sistemas estudiados mediante indicadores relevante como la generación eléctrica y el costo nivelado. Dicho esto, la herramienta permite modelar un caso a la vez, debiendo generar un nuevo modelo para cada caso estudiado. Debido a la naturaleza de este trabajo y la necesidad de simular las tecnologías renovables para múltiples casos de estudio, se opta por utilizar la librería *PySAM*, también creada por el NREL [30].

PySAM es un paquete para el lenguaje de programación *Python* que habilita el acceso a los módulos computacionales de SAM a través de la interfaz de código de *Python*. Por lo tanto, permite modelar sistemas habilitados de SAM mediante el uso de variables y programación. Lo anterior habilita la simulación de los casos de estudio para este trabajo mediante el nombramiento de variables en función de los casos de estudio y su respectiva demanda energética, reduciendo el tiempo de simulación para estas tecnologías. En este trabajo, *PySAM* se utilizará para modelar las tecnologías solar fotovoltaica y de energía eólica.

El modelamiento utilizará mayoritariamente los valores predeterminados del software, modificando los valores de entrada relevantes para caracterizar cada caso de estudio. Respecto al cálculo de parámetros económicos, *PySAM* cuenta con un método para la estimación del costo nivelado, sin embargo, se opta por realizar el análisis económico de forma independiente para utilizar valores más representativos de la industria chilena.

En los siguientes apartados se describen los parámetros considerados para modelar los sistemas eléctricos considerados en este trabajo, que corresponden a solar fotovoltaico y energía eólica.

3.2.2.1. Solar fotovoltaico

En este trabajo, se modelará el sistema solar fotovoltaico enfocado en calentamiento para procesos industriales.

El campo fotovoltaico recibe la radiación solar y la genera electricidad en forma de corriente directa. La corriente es posteriormente transformada por un inversor a corriente alterna, la cual se inyecta a un sistema de calentamiento eléctrico, como una caldera, responsable de entregar la energía térmica al proceso. Es importante mencionar que el modelamiento de esta tecnología no considerará un sistema de almacenamiento térmico. Por lo tanto, se diseñó la planta fotovoltaica para que toda la energía eléctrica generada sea traspasada a una caldera eléctrica, para su uso térmico en el proceso. En casos donde se tenga una mayor generación que la demanda, se considera que la planta auto consume energía en las demandas eléctricas de la planta. Lo anterior implica que el diseño del sistema fotovoltaico no considera venta de energía a la red.

La figura 3.11 muestra un diagrama de calentamiento eléctrico mediante módulos fotovoltaicos para un proceso térmico genérico:

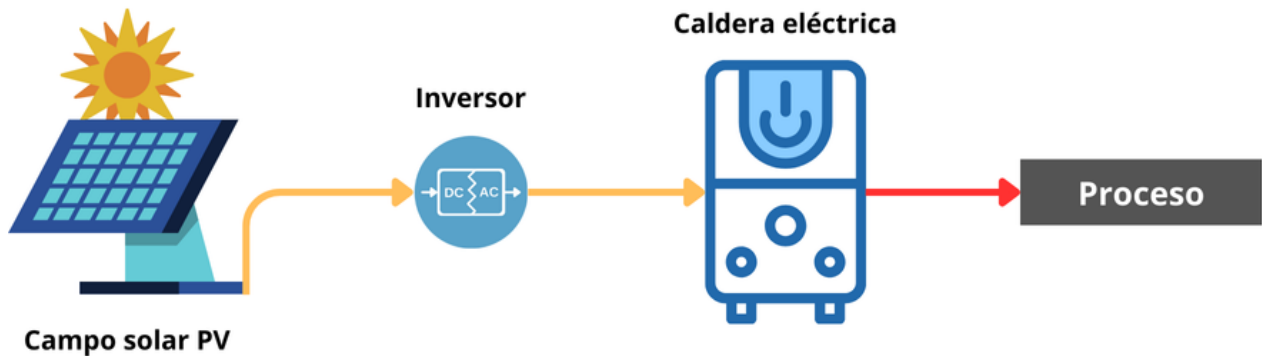


Figura 3.11: Diagrama de calor de procesos a partir de energía solar fotovoltaica.

Parámetros técnicos

El sistema solar fotovoltaico requiere los siguientes parámetros de entrada técnicos: La demanda máxima del proceso (D_{max}), la radiación global horizontal (GHI) de las ubicaciones estudiadas, la latitud (ϕ), el factor de conversión del inversor (DC_{AC}), el ángulo acimut (θ) y la eficiencia de conversión de electricidad a calor.

Como se ha discutido anteriormente, la demanda máxima corresponde al valor máximo de energía para el perfil horario de cada ubicación (calculados en 3.1.3). Este valor corresponde al parámetro principal de diseño, ya que la planta debe poder suplir esa energía al proceso.

Los valores de radiación y latitud de los paneles fotovoltaicos se obtienen a partir del

explorador solar [27]. El factor de conversión del inversor considera un valor de 1.3, entregado por defecto desde SAM. Para el ángulo θ , se considera un valor de 0° , ya que en Chile, la posición y camino que sigue el sol se encuentra hacia el norte. Finalmente, debido a su elevado rendimiento térmico (≈ 99), se considera una caldera eléctrica para suplir calor al proceso con una eficiencia del 100 % [31].

Parámetros económicos

Estos parámetros serán utilizados para calcular el costo nivelado de electricidad (LCOE). El LCOE se describe con mayor detalle en la sección 3.3.2.

El CAPEX unitario considerado para la planta fotovoltaica es de 1061 USD\$/kW, a partir de información de la CNE [32]. El costo operacional corresponde al 2 % del CAPEX de la planta fotovoltaica. Los parámetros económicos del proyecto se detallan en la tabla 3.4:

Tabla 3.4: Parámetros económicos del proyecto solar fotovoltaico.

Parámetros del proyecto	
Vida útil (años)	20
Tasa de descuento	7 %
Degradación anual	1 %

3.2.2.2. Energía eólica

En esta sección se desarrollará el modelo para sistemas basados en energía eólica, también enfocados en calor para procesos industriales. Este sistema se basa en turbinas eólicas que rotan debido a la energía del viento, transformándola el movimiento mecánico en electricidad mediante generadores. Análogo al enfoque diseño fotovoltaico, este sistema no considera sistema de almacenamiento térmico, por lo tanto, se diseña la planta eólica para que toda la energía generada sea traspasada a una caldera eléctrica, donde se convierte en energía térmica. La figura 3.12 ilustra el diagrama de un sistema de calentamiento eléctrico impulsado por energía eólica:

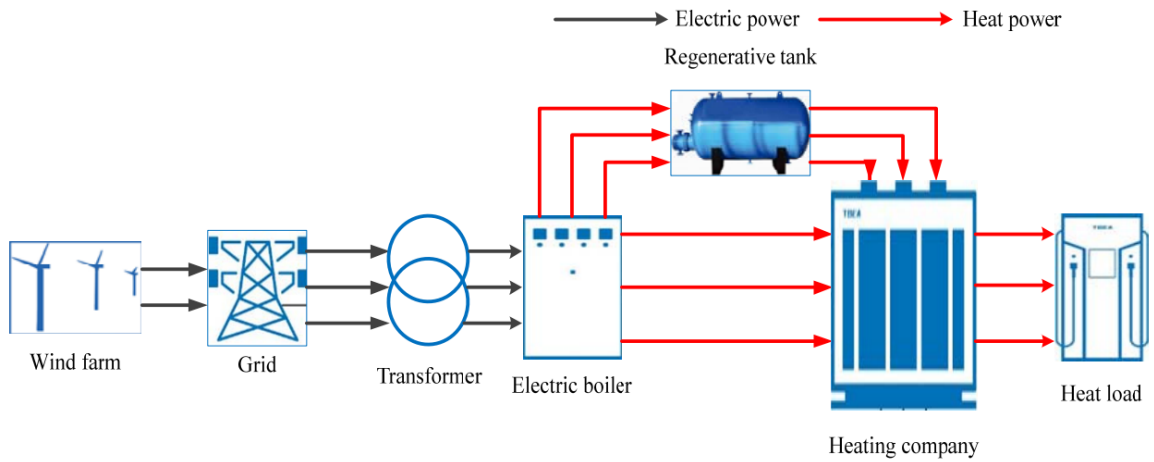


Figura 3.12: Calentamiento de procesos a partir de energía eólica [33].

Parámetros técnicos

El diseño del sistema eólico requiere los siguientes parámetros de entrada técnicos: La demanda máxima del proceso (D_{max}), la capacidad de la turbina eólica (T_c), la cantidad de turbinas (N_t), la velocidad del viento (W_s), el diámetro del rotor (R_D) y la altura de la turbina (T_H).

Análogo a los casos anteriores, la demanda máxima es el valor máximo de energía requerida por el proceso. La capacidad de cada turbina se considera de 100 kW . La cantidad de turbinas en cada caso depende de su respectiva demanda máxima y de la capacidad de la turbina seleccionada. Por lo tanto, la cantidad de turbinas requeridas para suplir en cada caso se calcula mediante la ecuación 3.9:

$$N_t = \frac{D_{max}}{T_c} \quad (3.9)$$

Donde:

- N_t Número de turbinas requeridas [-].
- D_{max} Demanda energética máxima del proceso [kW].
- T_c Capacidad de la turbina [kW].

El número de turbinas eólicas se sobredimensiona al entero más cercano en caso de que la cantidad calculada sea un decimal.

Los datos de velocidad del viento para cada ubicación fueron obtenidos desde el explorador eólico [34]. Los datos recopilados contienen valores para la velocidad del viento para alturas desde 5.5 hasta 180 metros. Si bien la velocidad del viento corresponde al valor más importante para modelar el sistema eólico, las simulaciones utilizan el módulo de potencia eólica de *PySAM*. Este módulo requiere de valores adicionales, particularmente la temperatura, presión y dirección del viento para cada una de las alturas estudiadas. Si bien estos datos no se encuentran directamente disponibles desde el explorador eólico, si lo están en los TMY extraídos desde el explorador solar.

Como se mencionó anteriormente, para modelar las tecnologías solares se utilizaron los TMY para obtener datos de radiación solar en cada ubicación estudiada. Los TMY incluyen datos de velocidad, presión y temperatura ambiente para las ubicaciones de interés de este trabajo, no obstante, solo tienen datos para una altura de 5.5 metros.

Para completar los parámetros requeridos por el software, se cruzaron los valores de velocidad de viento del explorador eólico con los valores de temperatura, presión y dirección del viento disponibles en el explorador solar. Posteriormente, se utilizó la librería *ambiance*, que permite calcular propiedades atmosféricas en función de la altitud, para aproximar los valores de temperatura y presión del viento [35].

La librería se utilizó para calcular la variación de temperatura y presión en la altura de 5.5 metros de los datos del explorador solar con respecto a las nuevas alturas de los datos del explorador eólico. Por otro lado, para simplificar el análisis, se optó por mantener los valores de dirección del viento extraídos desde el explorador solar para la altura de 5.5 metros. De este modo, se logró generar los archivos requeridos por el software para simular la tecnología eólica.

Finalmente, se consideró un diámetro de rotor de 60 metros y una altura de 100 metros para la turbina eólica, finalizando así el diseño de la planta eólica.

Parámetros económicos

El CAPEX unitario considerado es de 1558.5 USD\$/kW, a partir de información de la CNE [32]. Por otro lado, los costos operacionales son de un 3% del CAPEX. Los parámetros del proyecto para la evaluación económica se detallan en la tabla 3.5:

Tabla 3.5: Parámetros económicos del proyecto eólico.

Parámetros del proyecto	
Vida útil (años)	20
Tasa de descuento	7%
Degradación anual	1%

3.3. Evaluación económica

El desempeño económico de las tecnologías renovables propuestas será evaluado mediante el costo nivelado. El costo nivelado de energía corresponde a un indicador técnico-económico que permite determinar el costo por unidad de energía.

Debido a que en el modelo solar térmico la energía producida se encuentra en forma de calor, el indicador se denotará como costo nivelado de calor (LCOH). Por otro lado, la energía producida por los sistemas solares fotovoltaicos y eólicos es eléctrica, por lo que se representará como el costo nivelado de electricidad (LCOE) para estas configuraciones. Si bien el principio de cálculo de estos indicadores es el mismo para todas las tecnologías, se opta por diferenciarlos en notación debido a las diferencias conceptuales y pequeñas variaciones en los modelos.

3.3.1. Costo nivelado de calor (LCOH)

El LCOH es la métrica utilizada para evaluar los sistemas solares térmicos. Se calcula como los costos durante la vida útil del proyecto dividido por la energía generada durante la vida del proyecto, mediante la ecuación 3.10:

$$\text{LCOH} = \frac{I_o + \sum_{t=0}^N \frac{\text{OPEX}_{\text{fix}} + \text{OPEX}_{\text{var}}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{E_g \cdot (1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (3.10)$$

Donde:

- $LCOH$ Costo nivelado de calor $\left[\frac{\$}{MWh} \right]$.
- I_o Inversión inicial del proyecto [\\$].
- $OPEX_{\text{fix}}$ Costos de operación fijos en el año t [\\$].
- $OPEX_{\text{var}}$ Costos de operación variables en el año t [\\$].
- r Tasa de descuento [-].
- E_g Energía generada en el año t [MWh].
- d Factor de degradación anual [-].
- N Vida útil del proyecto [-].

Dentro de las consideraciones generales para un proyecto de energía, el costo de inversión contempla los costos de equipos, instalación, construcción y preparación del sitio, entre otros. Para este trabajo, se simplificó su calculo para considerar únicamente el costo del campo solar y del sistema de almacenamiento. Respecto a los costos operacionales fijos se calcula como un porcentaje del costo de inversión y el costo variable en función del precio de la electricidad,

para los momentos en que debe actuar la caldera de respaldo. Estos valores se calcularon en base a los parámetros económicos establecidos anteriormente.

3.3.2. Costo nivelado de electricidad (LCOE)

El LCOE se calcula para las tecnologías solar fotovoltaica y energía eólica. Este indicador sigue el mismo principio que el LCOH, sin embargo, no considera costos operacionales variables asociados a la planta, como se observa en la ecuación 3.11 [36]:

$$\text{LCOE} = \frac{I_o + \sum_{t=0}^N \frac{\text{OPEX}_{\text{fix}}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{E_g \cdot (1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (3.11)$$

Donde:

$LCOE$ Costo nivelado de electricidad $\left[\frac{\$}{MWh} \right]$.

I_o Inversión inicial del proyecto [\$].

$OPEX_{\text{fix}}$ Costos de operación fijos en el año t [\$].

r Tasa de descuento [-].

E_g Energía generada en el año t [MWh].

d Factor de degradación anual [-].

N Vida útil del proyecto [-].

3.3.3. Criterio de factibilidad

Para evaluar la viabilidad económica de la integración renovable en el proceso industrial, se establece un criterio de factibilidad basado en el costo nivelado de energía. La selección de este criterio se fundamenta en el conocimiento técnico y recomendaciones de FCR. Este trabajo tiene como objetivo realizar un análisis a nivel de ingeniería de perfil, el cual busca evaluar de forma preliminar el potencial de integración de las distintas tecnologías. Para ello, a modo de referencia, se ha establecido un costo de combustible fósil de 80 [\$/MWh].

Si el costo nivelado calculado para alguna de las tecnologías renovables excede este valor de referencia, su integración en el proceso industrial se considera no recomendable, ya que es más económico utilizar energía proveniente de combustibles fósiles. En cambio, si dicho costo es menor, se sugiere la implementación renovable en el proceso industrial. Por último, si múltiples tecnologías cumplen el criterio para un mismo caso, se recomendará la implementación de aquel con menor costo nivelado. Este criterio simplifica la toma de decisiones a nivel de ingeniería de perfil, permitiendo realizar recomendaciones basadas en los indicadores económicos obtenidos.

3.4. Emisiones de CO₂ evitadas y LCOCO₂

En los proyectos de energía renovable, el primer indicador crítico es de carácter económico, ya que al invertir en una nueva tecnología, es esencial asegurar la viabilidad financiera para garantizar su estabilidad a largo plazo. Sin una base económica sólida que permita recuperar la inversión inicial, las tecnologías renovables no podrían ser adoptadas de manera amplia, independientemente de sus beneficios ambientales.

No obstante, a medida que la conciencia sobre el cambio climático y los incentivos económicos relacionados a la sostenibilidad aumentan, la cantidad de emisiones de CO₂ evitadas ha surgido como una segunda métrica relevante.

Para calcular las emisiones de CO₂ evitadas por cada tecnología, se calcula la fracción renovable de la tecnología a partir de la ecuación 3.12:

$$f_r = \frac{E_g}{D_t} \quad (3.12)$$

Donde:

- f_r Fracción renovable [-].
- E_g Energía total generada por la tecnología [kW].
- D_t Energía total demandada por el proceso [kW].

La fracción solar representa el porcentaje de la demanda cubierta por la implementación de la tecnología. Luego, tomando como supuesto que las emisiones evitadas son proporcionales a la energía generada por la tecnología, se calculan las toneladas de emisiones de CO₂ evitadas mediante la ecuación 3.13:

$$E_{CO_2} = f_r \cdot ton_{CO_2} \quad (3.13)$$

Donde:

- E_{CO_2} Emisiones de CO₂ evitadas [ton].
- f_r Fracción renovable [-].
- D_t Toneladas de CO₂ declaradas [ton].

Este parámetro permite cuantificar el impacto ambiental positivo de la implementación de energías renovables, complementando así el análisis económico con una valoración del beneficio ambiental que estas tecnologías aportan.

Por último, a partir del costo nivelado de energía (LCOH o LCOE) y las emisiones evitadas, se calcula, de forma simplificada, el costo de CO₂ evitado (LCOCO₂) por tecnología mediante

la ecuación 3.14:

$$LCOCO_2 = \frac{LCOH/E \cdot E_{tg}}{E_{CO_2}} \quad (3.14)$$

Donde:

$LCOCO_2$ Costo nivelado de dióxido de carbono evitado $\left[\frac{\$}{tonCO_2} \right]$.

$LCOH/E$ Costo nivelado de energía (LCOE o LCOH) $\left[\frac{\$}{MWh} \right]$.

E_{tg} Energía total generada [MWh].

E_{CO_2} Emisiones de CO_2 evitadas [ton].

El $LCOCO_2$ permite cuantificar cuando cuesta evitar una tonelada de CO_2 de emisiones. Este parámetro se comparará con el costo de captura de carbono, para discutir la viabilidad actual de la tecnología.

3.5. Ejemplo mediante caso práctico

La siguiente sección tiene como objetivo ilustrar un caso de estudio utilizado en este trabajo, mostrando los pasos y decisiones tomadas durante la metodología, para facilitar su comprensión. El ejemplo será basado en una empresa elaboradora de vinos, ubicada en la zona central del país.

Primero, se identifica desde la base de datos el rubro, subrubro industrial, la masa de CO₂ declarada por la empresa, el equipo usado y la fuente combustible en el proceso. Para este caso, el rubro corresponde a “*Otras industrias manufactureras*” y el subrubro “*Elaboración de bebidas alcohólicas y no alcohólicas*”. Por otro lado, la empresa declara 2,388,973.6 kg de CO₂ emitidos durante un año de operación, usando una caldera industrial de gas natural.

A partir de los datos recopilados en la tabla A.1, disponible en los Anexos, se determina que la eficiencia térmica de una caldera industrial a gas natural corresponde a 0.82, mientras que el factor de emisiones de esa combinación corresponde a 0.0561 kg_{CO₂} por MJ de energía. De este modo, usando la ecuación 3.1, la energía consumida por combustible corresponde a:

$$E_c = \frac{m_{CO_2}}{f_{CO_2}} \cdot f_{MJ-GWh} = \frac{2,388,973.6 \left[\frac{kg_{CO_2}}{año} \right]}{0.0561 \left[\frac{kg_{CO_2}}{MJ} \right]} \cdot 2.777 * 10^{-7} \left[\frac{GWh}{MJ} \right] = 11.8 \left[\frac{GWh}{año} \right]$$

Posteriormente, usando la ecuación 3.2, se calcula la energía real utilizada en el proceso:

$$E_p = \mu_e \cdot E_c = 0.82 \cdot 11.8 \left[\frac{GWh}{año} \right] = 9.6 \left[\frac{GWh}{año} \right]$$

Esta corresponde a la energía de proceso consumida por la productora de vinos, durante un año de operación. Posteriormente, se requiere distribuir esta energía en perfiles de demanda diarios y horarios. Para ello, el subrubro económico “*Elaboración de bebidas alcohólicas y no alcohólicas*” se puede clasificar dentro del sector industrial “*Manufacture of food products*”.

La dependencia energética en relación a la temperatura ambiente del proceso se encuentra descrita en la figura 3.4 para los días de semana y en la figura 3.5 para los fines de semana. Considerando los parámetros de regresión descritos en la tabla 3.1, los cuales se encuentran asociados a los grupos en dichas figuras, se distribuye la demanda anual de 9.6 GWh durante los 365 días del año, mediante las ecuaciones 3.3 y 3.4.

El cálculo se realizó utilizando python, considerando la temperatura ambiente promedio para cada día del año. De este modo, se obtiene el siguiente perfil de demanda energética diaria, representado por la figura 3.13:

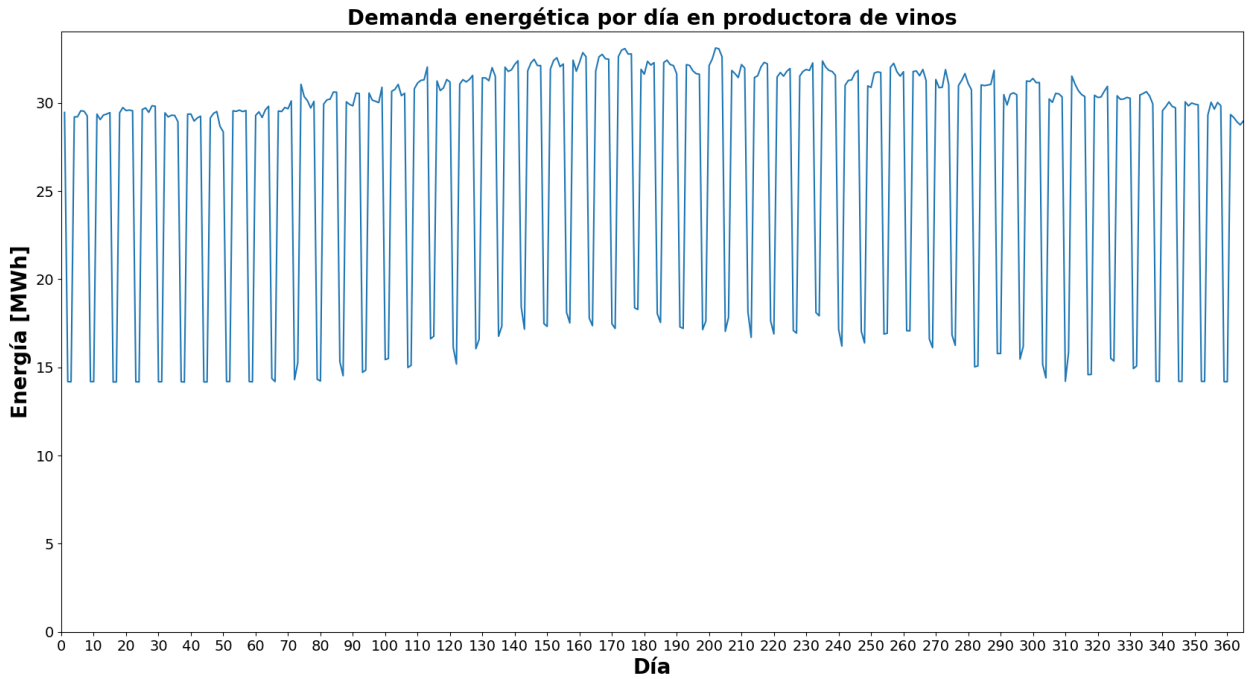


Figura 3.13: Perfil de demanda diaria en una productora de vinos

Es importante mencionar que la suma de la energía mostrada en el gráfico corresponden a los 9.6 GWh calculados anteriormente. Luego, se incrementa la resolución del perfil para conocer la demanda energética horaria durante el año de operación. Para ello, se pondera el perfil de demanda obtenido con los datos de demanda energía normalizada de la figura 3.6 para la industria de alimentos, bebestibles y tabaco. Lo anterior resulta en el siguiente perfil de demanda horario, mostrado en la figura 3.14:

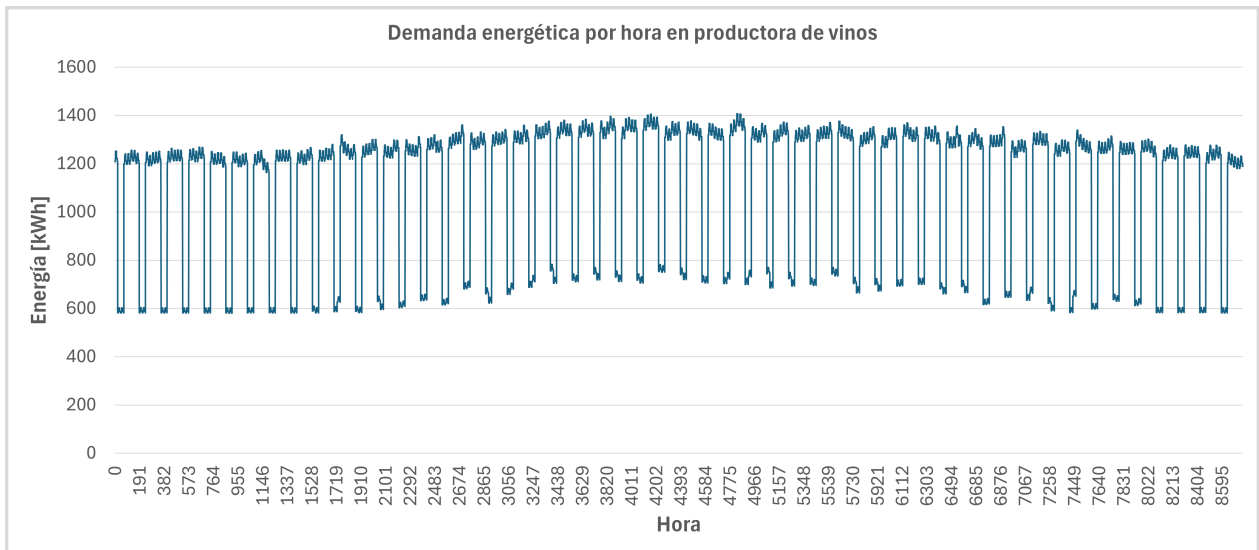


Figura 3.14: Demanda energética horaria en una productora de vinos

Es posible notar que la forma de los gráficos coincide, pues representan la misma distribución energética. El perfil horario posee una mayor cantidad de puntos, por lo que sus valores

de energía son menores, sin embargo, el total de energía es el mismo, correspondiente a 9.6 GWh de energía al año. El perfil horario corresponde al principal parámetro de entrada para las simulaciones de los sistemas solar térmico, fotovoltaico y de energía eólica.

En el caso de simulaciones solares térmicas, se deben determinar las condiciones de operación del proceso, pues involucra un fluido de trabajo a determinadas temperaturas. La tabla B.1 disponible en los anexos, cuenta con los datos de temperatura y energía para los distintos procesos industriales. En el caso de la elaboración de vinos, estos corresponden a los descritos en la tabla 3.6:

Tabla 3.6: Temperaturas y consumo energético para la elaboración de vinos.
Extracto de B.1.

Actividad económica	Operación	Tret [C]	Timp [C]	Consumo %
Elaboración de vinos	Destilación	29.7	99	0.957
Elaboración de vinos	Limpieza	40	80	0.006
Elaboración de vinos	Lavado botellas	15	62	0.0192
Elaboración de vinos	Fermentacion	25.2	32	0.0178

Usando las temperaturas de retorno e impulsión, se calculan las entalpías respectivas del fluido de trabajo, en este caso, considerando agua. Estos valores, junto con el consumo energético porcentual por etapa, son ingresados a la ecuación 3.5, para calcular el flujo másico de cada subproceso, para cada hora del año. Luego, son sumados en la ecuación 3.6, para cada hora del año y finalmente, se calcula la temperatura de retorno global del proceso.

Estos valores son ingresados al software TRNSYS, para los modelos de agua caliente y vapor. El área del campo solar se calcula considerando la demanda horaria máxima del proceso durante el año de operación. A partir del gráfico 3.14 se extrae que la demanda máxima para el proceso corresponde a 1407 kW. Luego, implementando la ecuación 3.8:

$$A_{CS} = \frac{D_{max}}{C_f} = \frac{1407 [kW]}{0.7 \left[\frac{kW}{m^2} \right]} = 2010 [m^2]$$

El área del campo solar calculado se pondera por las distintas combinaciones de área de colectores y sistema de almacenamiento térmico, obteniendo las distintas configuraciones de planta en busca de las más adecuada. Con ello, el software simulará la transferencia de calor en la planta, a partir del cual se pueden extraer resultados de costos y calcular el LCOH.

Para el modelo solar fotovoltaico, se alimenta el perfil de demanda horaria obtenido en la figura 3.14 al software PySAM, considerando los parámetros técnicos y económicos descritos en la sección 3.2.2.1 para calcular el LCOE.

Finalmente, el modelo eólico requiere calcular el número de turbinas requeridas en función

de la demanda máxima y la capacidad de la turbina, en esta caso de 100 kW. Así, mediante la ecuación 3.9 se obtiene:

$$N_t = \frac{D_{max}}{T_c} = \frac{1407 [kW]}{100 [kW]} = 14.07 \implies 15$$

El número de turbinas se sobredimensiona al entero más cercano para asegurarse que la demanda puede suplirse mediante la generación eléctrica. Luego, considerando los parámetros técnicos y económicos descritos en la sección 3.2.2.2, se calcula el LCOE para esta tecnología, finalizando el desarrollo de este ejemplo.

Los pasos descritos anteriormente son replicados en el resto de los 422 casos de estudio, utilizando diversos códigos que automatizan los cálculos, reduciendo el tiempo de procesamiento. De este modo, se logran obtener los valores de costo nivelado de energía para las tecnologías propuestas y así poder comparar cual es más propicia para cada caso, basándose en el criterio de factibilidad de [80 \$/MWh], definido en la sección 3.3.3.

Capítulo 4

Resultados y discusión

En este capítulo, se presentan y discuten los resultados obtenidos para las etapas de la metodología descritas anteriormente.

Primero, se exponen las principales fuentes emisoras de CO₂ identificadas en Chile. Luego, se muestran los resultados para el consumo energético anual de procesos industriales que requieren calor. Posteriormente, se muestran los perfiles de demanda térmica diaria y horaria obtenidos para los procesos industriales térmicos. Siguiendo, se exponen los resultados de simulación para los modelos de energía solar térmica, solar fotovoltaica y eólica.

Las tecnologías fueron evaluadas en los 423 casos detallados en la figura 3.3. Finalmente se realiza una comparación de tecnología para los casos estudiados, determinando la mejor solución para cada uno. Para cerrar este capítulo, se realiza una discusión generalizada de los resultados obtenidos, además de compararlos con las referencias de costos consideradas para las tecnologías emergentes en este estudio, dando paso a las conclusiones.

4.1. Fuentes emisoras de CO₂

La figura 4.1 muestra el porcentaje de las emisiones totales acumuladas para las principales fuentes emisoras de CO₂. En ella, se aprecia que la fuente de combustión que más emite en la industria chilena corresponde a la caldera industrial, con aproximadamente el 60 % del total de CO₂. En el otro extremo, se encuentra el horno de fusión, cubriendo solo el 5.1 % del total.

Los factores de conversión de emisiones fueron buscados recopilados a partir de los resultados mostrados en la figura 4.1. En el gráfico se expone que en Chile, más de la mitad de las emisiones generadas por procesos industriales térmicos son en base a calderas de algún tipo. Lo anterior podría apuntar a un foco de estudio para descarbonizar la industria chilena, ya que se puede lograr un elevado impacto en los niveles de emisiones de CO₂ del país, solo enfocándose en estos equipos.

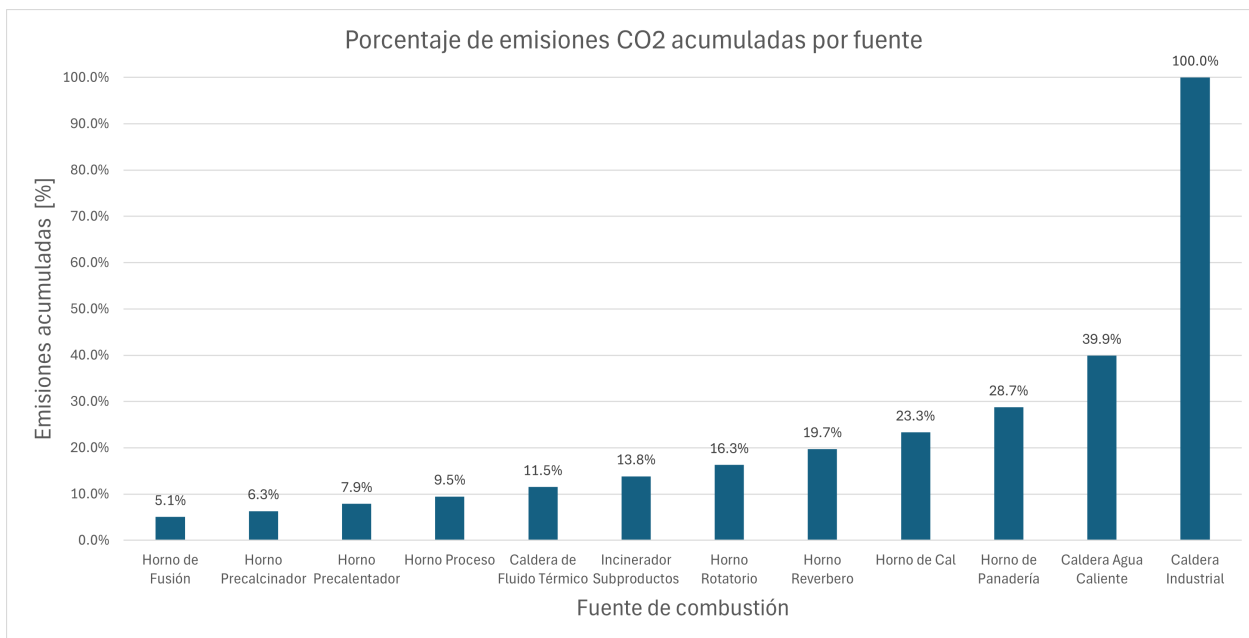


Figura 4.1: Porcentaje del total de masa de CO₂ por fuente

4.2. Energía de procesos industriales

La figura 4.2 muestra la energía consumida en calor para procesos industriales por región de Chile. La región con mayor consumo corresponde a la Región Metropolitana (RM), seguido por Biobío y Ñuble.

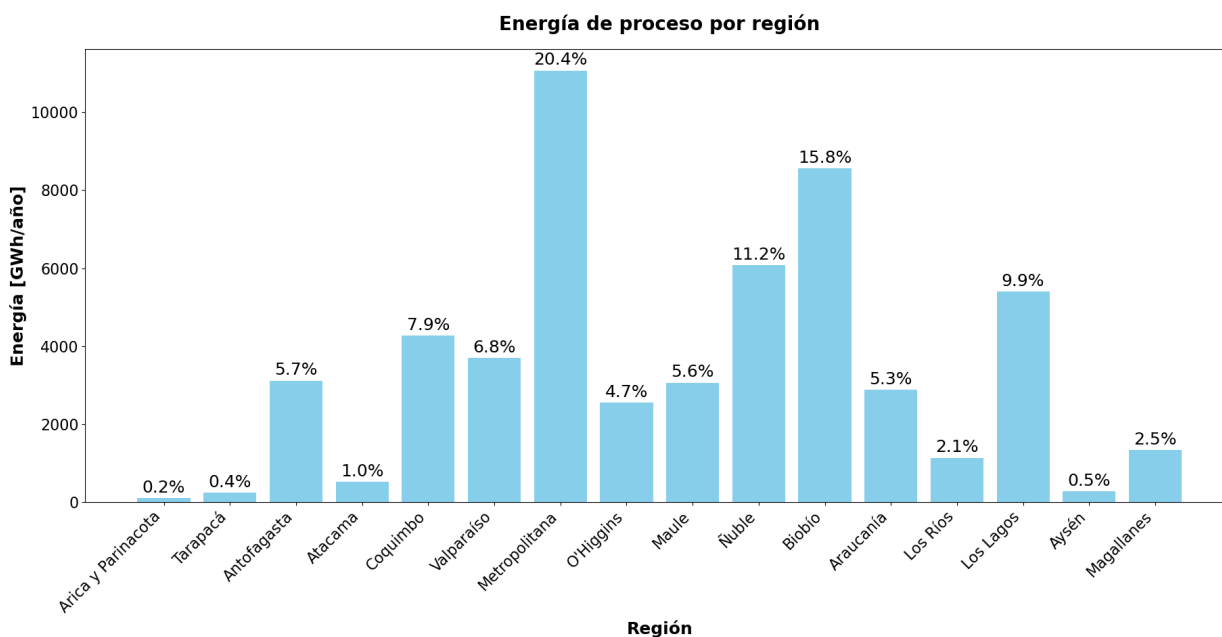


Figura 4.2: Energía para calor de procesos industriales por región de Chile.

De acuerdo al Balance Nacional de Energía (BNE), reporte elaborado por el Ministerio de

Energía de Chile, en el año 2020 la RM fue responsable del 25 % del consumo energético de uso final a nivel nacional, seguido por Antofagasta con 14.7 % y Biobío con 13.2 % [37]. A partir de los datos declarados por el BNE se realizó una comparación de los resultados de consumo energético industrial proveniente de fuentes fósiles por región en el país, representado en la figura 4.3:

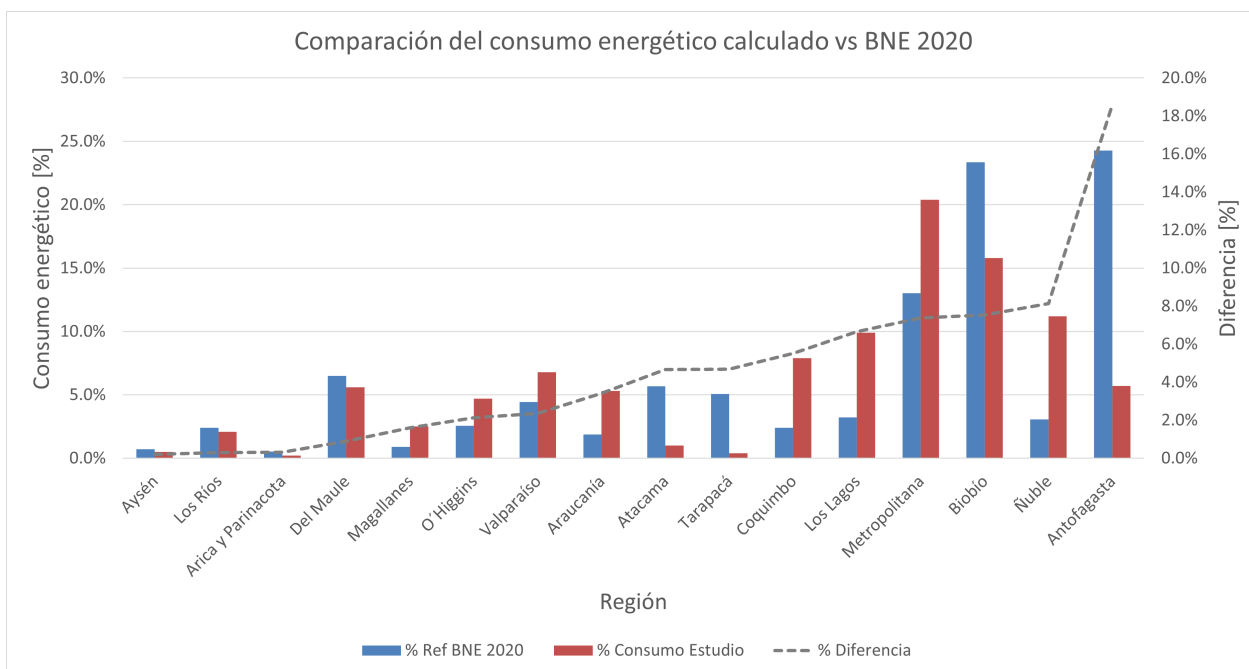


Figura 4.3: Comparación del consumo energético industrial fósil por región. Elaborado a partir de planilla BNE 2020 [38].

En el gráfico, se aprecia la similitud entre los resultados calculados para el estudio y la referencia del BNE 2020, donde la diferencia no supera el 20 %. Lo anterior indica que los resultados de consumo energético para procesos industriales se aproximan a datos reales, lo que apunta a un análisis adecuado para el nivel de ingeniería de perfil.

La figura 4.4 muestra la energía consumida en calor para procesos industriales por rubro industrial y región del país. En ella, se observa que el rubro industrial con mayor consumo energético corresponde a “*Otras industrias manufactureras*”, en la región metropolitana. Este valor es seguido por “*Industria de la madera y silvicultura*” en la región del Biobío. El rubro con menor consumo energético corresponde a “*Ventas y mantenimiento de vehículos automotores*”.

Del gráfico se desprende la segmentación de algunos rubros industriales en relación a las regiones del país. Los rubros “*Industria de la madera y silvicultura*”, “*Industria del papel y celulosa*”, “*Producción agropecuaria*” y “*Pesca y acuicultura*” concentran su consumo energético en la zona central y sur del país. Por otro lado, “*Minería*” tiene mayor consumo energético en la zona norte y central del país. Es importante mencionar que “*Otras industrias*”

manufactureras” es el rubro con mayor cantidad de sub-rubros económicos en el estudio, lo que puede explicar que posea una distribución energética variada a lo largo del país.

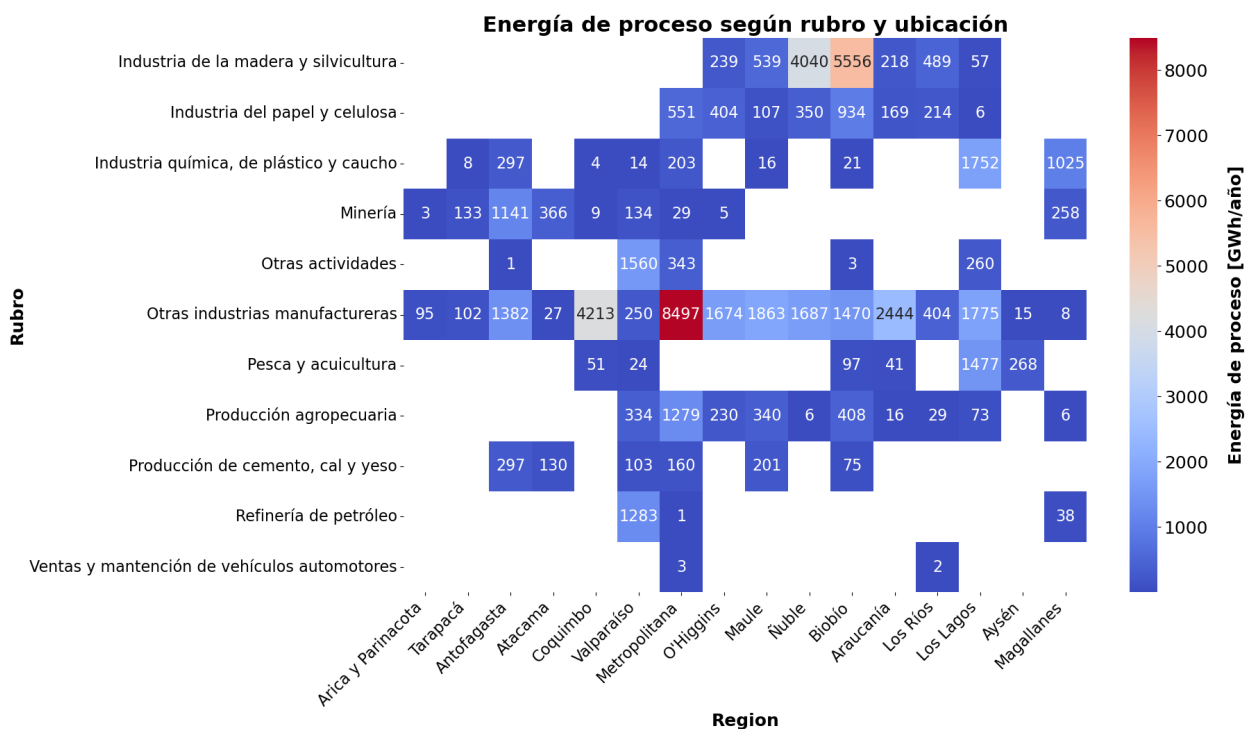


Figura 4.4: Mapa de calor para la energía de proceso según rubro y ubicación.

La figura 4.5 muestra el consumo energético para calor de procesos industriales por rubro y sub-rubro. El gráfico representa los sub-rubros con un consumo mayor al 2.5% respecto al consumo total del país, caracterizando los sub-rubros prioritarios.

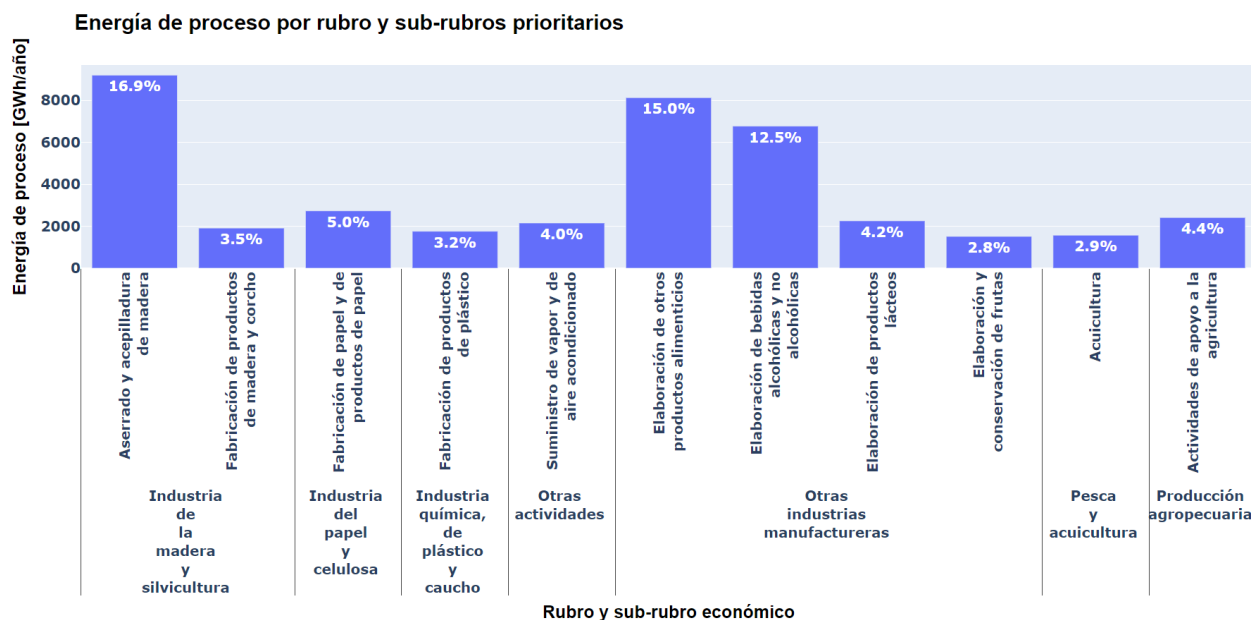


Figura 4.5: Energía de proceso por rubro y sub-rubros prioritarios.

El sub-rubro con mayor consumo energético en el país corresponde a “*Aserrado y acepilladura de madera*”, seguido por “*Elaboración de otros productos alimenticios*” y “*Elaboración de bebidas alcohólicas y no alcohólicas*”. Estos tres sub-rubros abarcan cerca del 45 % del total del consumo energético en calor de procesos del país. En los siguientes sub-rubros prioritarios, se observa una disminución en el consumo energético, bajando hasta el 5 % del total. Lo anterior apunta a una elevada especialización industrial en Chile, requiriendo un gran volumen energético en los sectores madereros, alimenticios y de bebestibles.

La figura 4.6 muestra el consumo energético para calor de proceso para los sub-rubros económicos en la minería chilena. En el gráfico se aprecia que el sub-rubro con mayor consumo del sector corresponde a “*Extracción y procesamiento de cobre*” con un 1.2%. En total, el consumo energético en procesos industriales térmicos del sector minero corresponde a un 3.8 %.

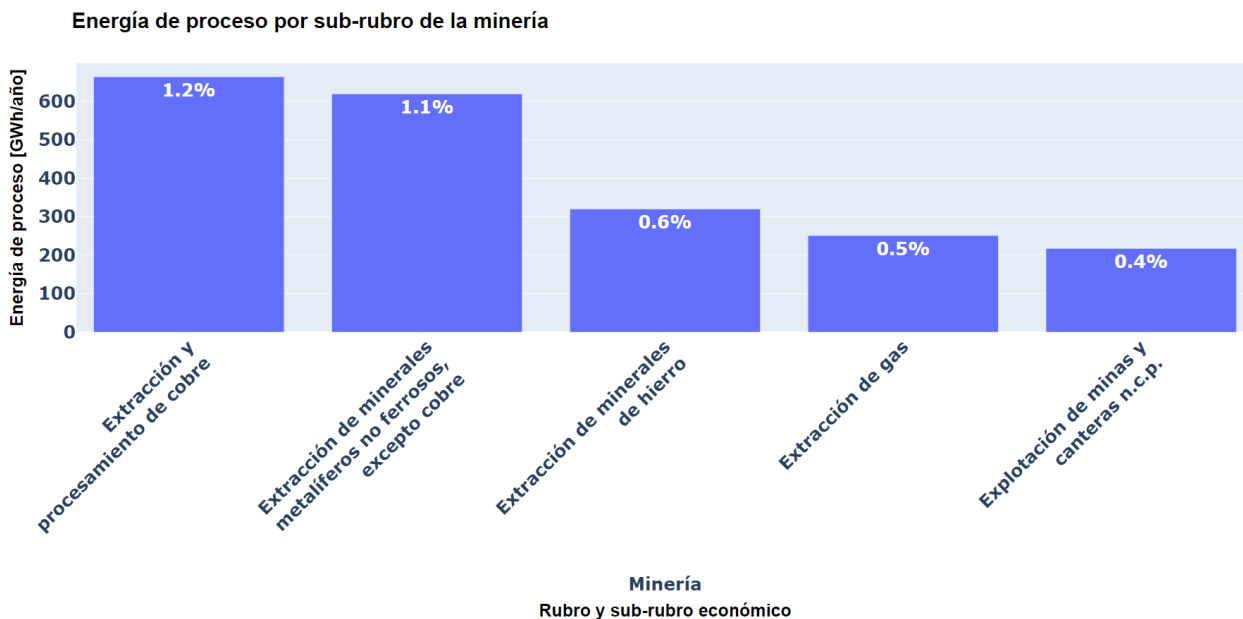


Figura 4.6: Energía de proceso por sub-rubro de la minería.

De acuerdo a la Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO), a nivel nacional, la minería es uno de los principales consumidores de energía, siendo responsable del 15.1 % del consumo energético del país [39]. Esta cifra es 4 veces mayor que el resultado obtenido en este estudio, sin embargo, se debe considerar que el porcentaje declarado por COCHILCO contempla el uso de energía proveniente de combustibles fósiles y de generación eléctrica. Lo anterior podría explicar la diferencia en los resultados, ya que la cifra obtenida en este estudio solo representa la energía enfocada en procesos térmicos.

4.3. Perfiles de demanda energética

En esta sección, se presentan los resultados para los perfiles de demanda energética, diaria y horaria, por proceso industrial. Debido a que se obtuvieron perfiles de demanda térmica diaria y horaria para cada uno de los 423 casos de estudio, representados en la figura 3.3, se seleccionaron tres casos representativos de consumo energético del país, para ilustrar los principales factores que influyen en el comportamiento de la demanda térmica. Estos corresponden a una “*Productora de alimentos*”, “*Productora de bebidas alcohólicas y no alcohólicas*” y “*Productora de papel*”.

La figura 4.7 muestra el perfil de demanda térmica diaria para el caso de estudio con mayor consumo energético a nivel país, correspondiente a una productora de alimentos.

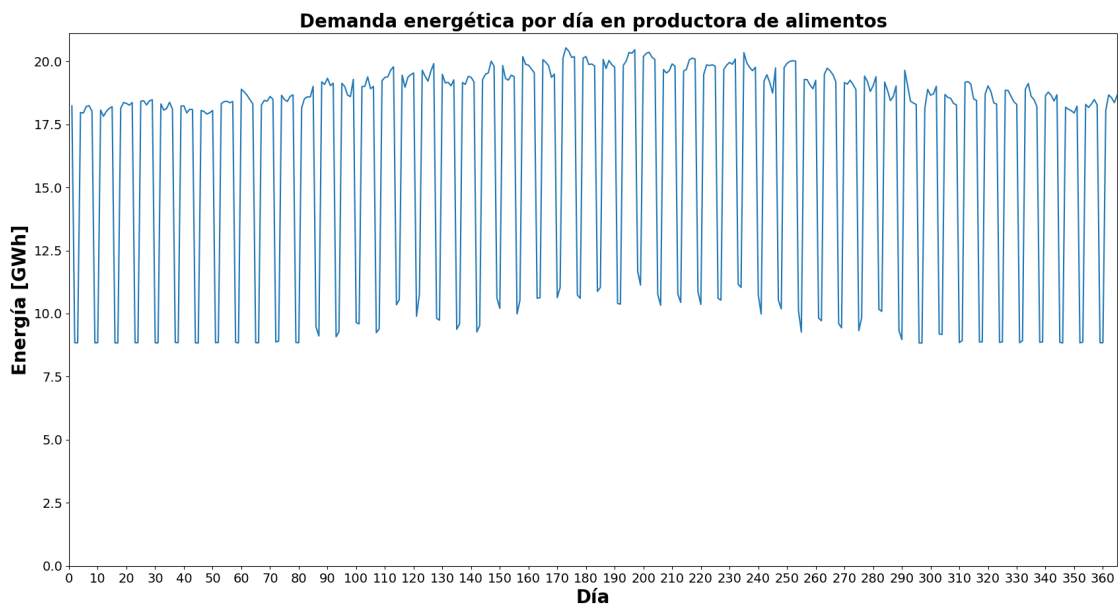


Figura 4.7: Perfil de demanda térmica diaria en productora de alimentos.

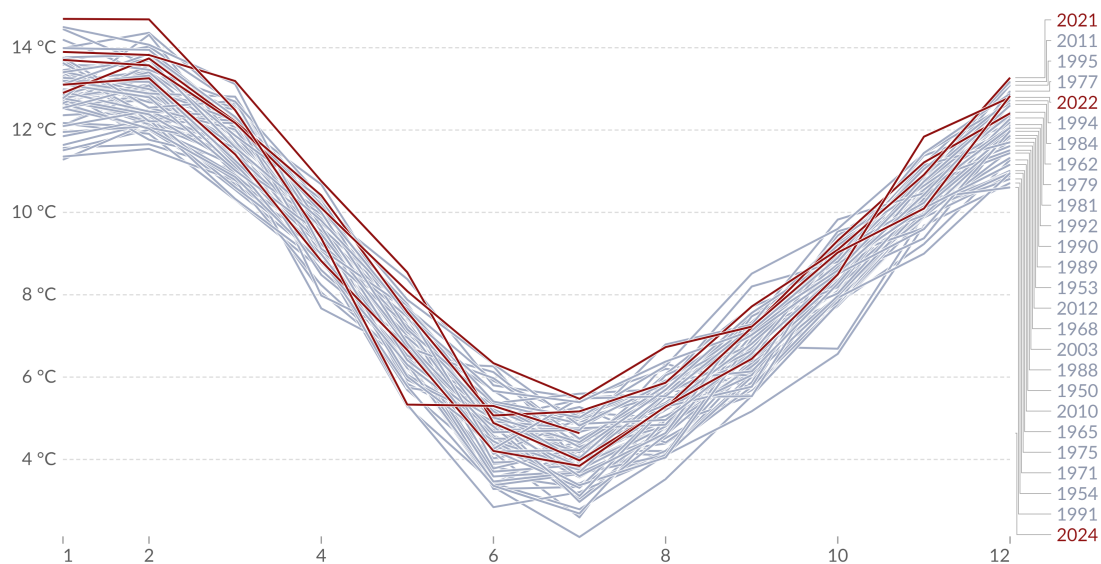
En el gráfico, se aprecia que la demanda es mayor durante los primeros días del año y luego disminuye drásticamente unos días después, repitiendo el ciclo durante todo el año. Lo anterior es resultado de la caracterización de la demanda térmica descrita en la sección 3.1.3 de la metodología. La demanda durante los días de semana es mayor ya que el proceso funciona con su capacidad completa, mientras que durante los fines de semana, disminuye la producción, por lo que también requiere de una menor cantidad de energía para el proceso.

En la figura 4.7 también observa un aumento en la demanda térmica durante las fechas centrales del año, estabilizándose nuevamente durante al final. Esta variación se debe a la época del año y la disminución de la temperatura ambiental durante el otoño e invierno. La figura 4.8 muestra la temperatura ambiental por mes del año en Chile:

Monthly average surface temperatures by year, Chile



The temperature of the air measured 2 meters above the ground, encompassing land, sea, and in-land water surfaces.



Data source: Contains modified Copernicus Climate Change Service information (2019) OurWorldInData.org/climate-change | CC BY
Note: The numbers 1 to 12 on the horizontal axis represent the months of the year, from 1 for January to 12 for December. For clarity, the year 2020 and subsequent years are highlighted in red.

Figura 4.8: Temperatura ambiente por mes del año en Chile [40].

En la figura 4.8, se observa que al inicio del año, la temperatura ambiente es mayor, correspondiente al verano. Luego a medida que avanza el año y se acerca el otoño e invierno, la temperatura ambiente disminuye. Finalmente, en primavera e inicios de verano nuevamente, la temperatura ambiente vuelve a aumentar.

Dado que los equipos involucrados en procesos industriales térmicos tienen una temperatura operacional, la temperatura ambiente influye en la energía requerida para llegar al objetivo. Por lo tanto, a menor temperatura ambiente, los equipos requerirán niveles energéticos mas altos. Por otro lado, a mayor temperatura ambiental, la energía requerida por el proceso disminuye. Debido a lo anterior, se explica que la demanda térmica máxima se encuentra cerca de la mitad del año, donde la temperatura ambiente es menor.

La figura 4.9 representa el perfil de demanda horario obtenido para la misma productora de alimentos representada en 4.7. La figura muestra con mayor detalle la demanda energética horaria durante una semana típica del año. La serie naranja representa la demanda térmica en época de verano, mientras que la serie azul muestra la demanda durante el invierno.

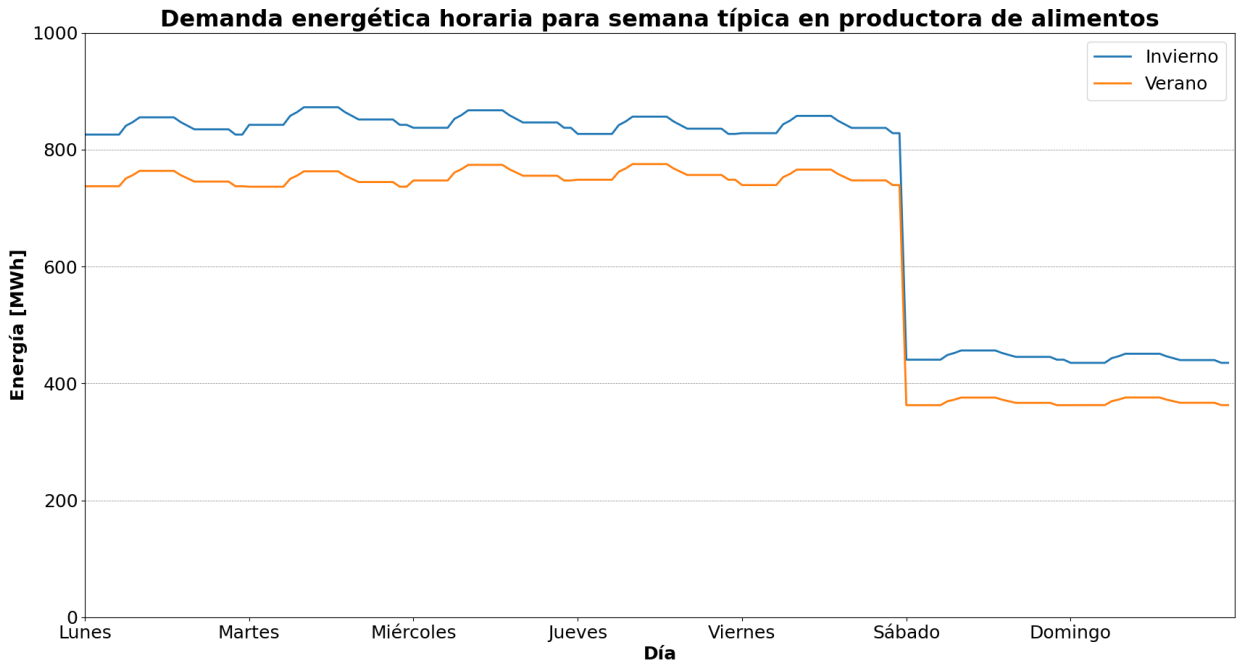


Figura 4.9: Perfil de demanda térmica horaria en productora de alimentos.

La figura 4.10 muestra el perfil de demanda energética diaria para la productora de bebidas alcohólicas y no alcohólicas con mayor consumo en el país. En esta, se observa un comportamiento similar a la productora de alimentos 4.7, donde la demanda térmica aumenta para fechas centrales del año. Esto se debe a la dependencia de los procesos térmicos a la temperatura ambiente, discutida anteriormente.

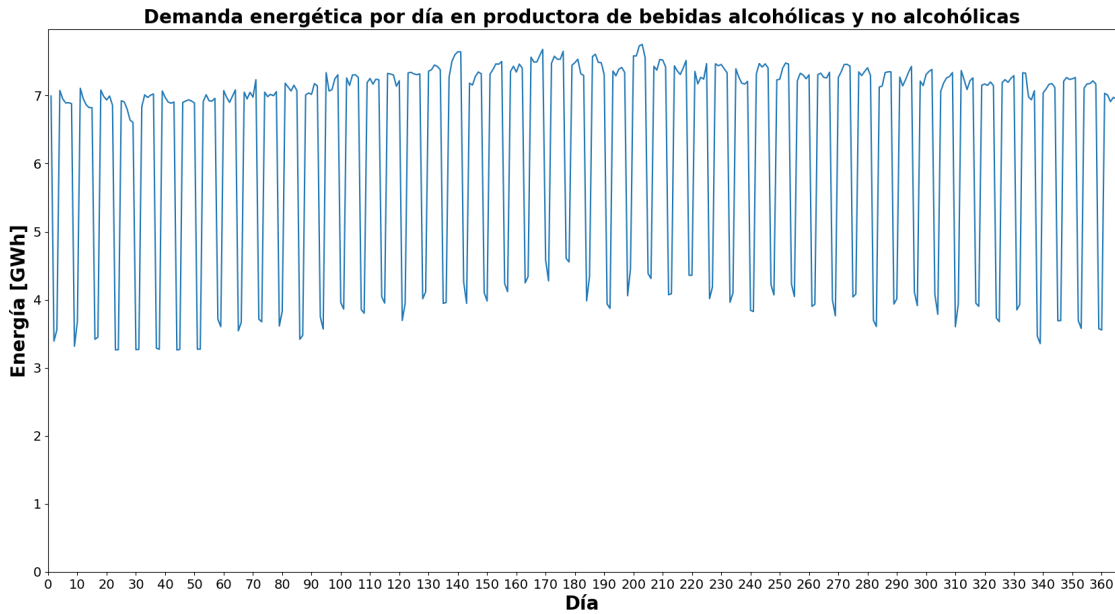


Figura 4.10: Perfil de demanda térmica diaria en productora de bebidas alcohólicas y no alcohólicas.

La figura 4.11 expone el perfil de demanda térmica horaria para la misma productora de bebidas alcohólicas y no alcohólicas de la figura 4.10. El gráfico ilustra el consumo energético horario durante una semana típica de invierno y verano. El comportamiento se asemeja a lo visto previamente, debido al efecto de la temperatura ambiente sobre el proceso.

Demanda energética horaria para semana típica en productora de bebidas alcohólicas y no alcohólicas

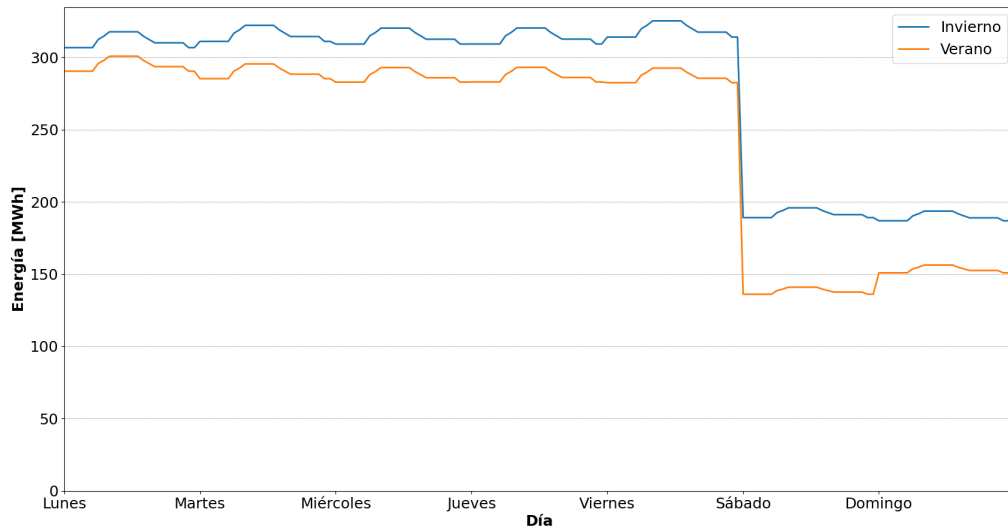


Figura 4.11: Perfil de demanda térmica horaria en productora de bebidas alcohólicas y no alcohólicas.

La figura 4.12 ilustra el perfil de demanda térmica diaria obtenido para la productora de papel con mayor consumo energético en el país. En el gráfico se puede apreciar un incremento de la demanda energía más pronunciado que en los casos anteriores.

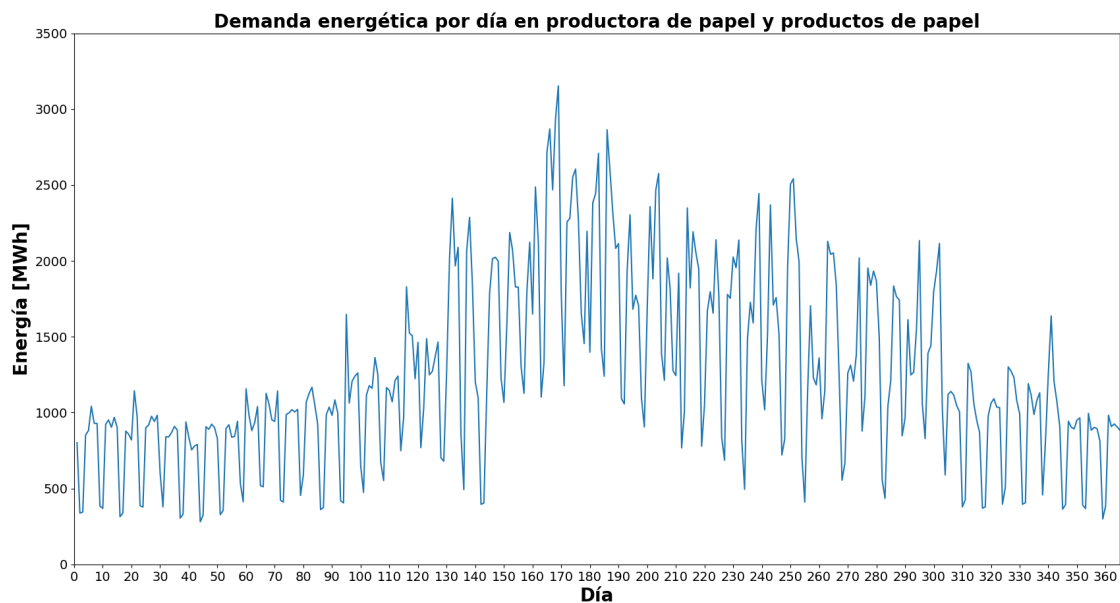


Figura 4.12: Perfil de demanda térmica diaria en productora de papel y productos de papel.

Este comportamiento indica que el proceso productivo del papel es más sensible a la temperatura ambiente que los procesos representados en las figuras 4.7 y 4.10. Lo anterior puede ser efecto de los requerimientos térmicos en el proceso productivo de papel, generando cambios más abruptos en la demanda requerida para su producción.

Finalmente, la figura 4.13 muestra el perfil de demanda térmica horaria para la misma productora de papel representada en la figura 4.12. En el gráfico se ilustra con mayor detalle el comportamiento de la demanda durante los días de la semana, además de la diferencia en demanda requerida por el proceso en época de invierno y verano. En la figura se observa la variación en la demanda durante los días de la semana, pudiendo deberse a una segmentación en las etapas del proceso industrial, requiriendo mayor energía térmica durante la mitad de la semana. De forma análoga a los casos anteriores, se aprecia la variación en la demanda térmica en verano e invierno, debido a las diferencias en la temperatura ambiente.

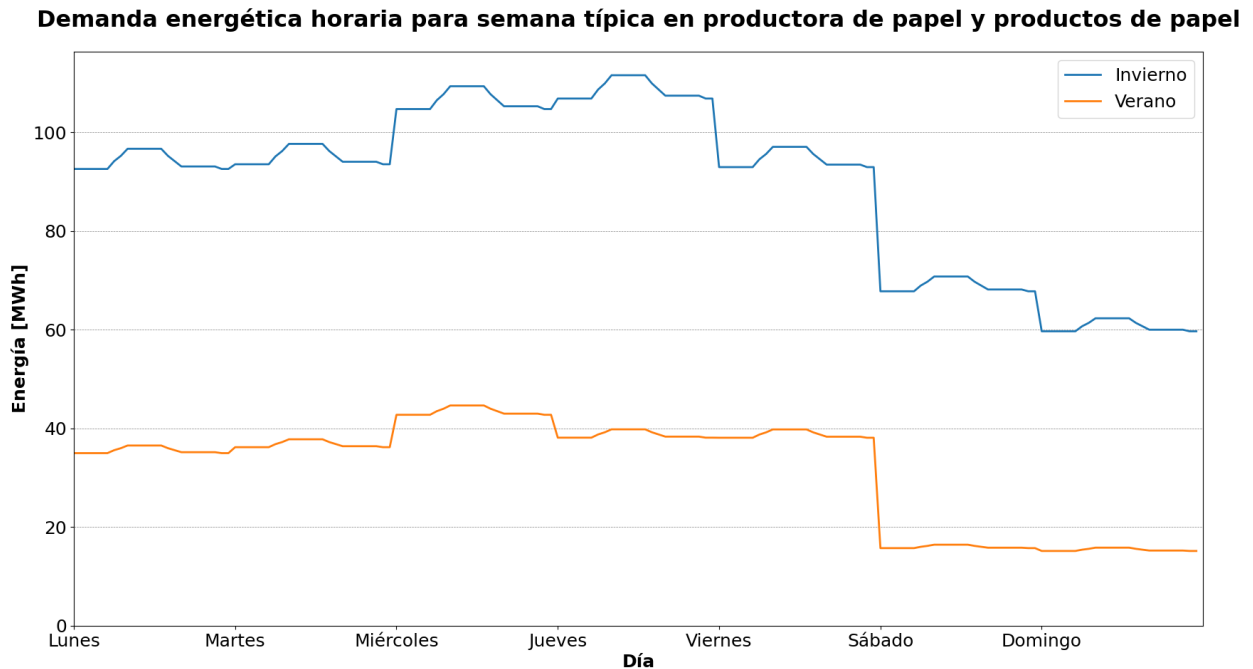


Figura 4.13: Perfil de demanda térmica horaria en productora de papel y productos de papel.

Los resultados para los perfiles de demanda térmica diaria mostrados en esta sección, pueden extrapolarse al resto de casos de estudio, siguiendo un comportamiento similar a lo expuesto, considerando posibles variaciones dependiendo del proceso industrial analizado.

4.4. Energía de proceso caracterizada

De acuerdo propuesto en la sección 3.1.1, los casos de estudios totales para calor de procesos industriales son 4006, mostrados en la figura 3.2. A medida que se calcularon parámetros necesarios para poder simular la integración en los procesos, la muestra de casos factibles se fue reduciendo de forma progresiva, resultando en 423 casos a evaluar, representados en la figura 3.3. En base a lo anterior, la figura 4.14 muestra las empresas caracterizadas durante este trabajo y la energía para calor de procesos industriales asociada a cada etapa:

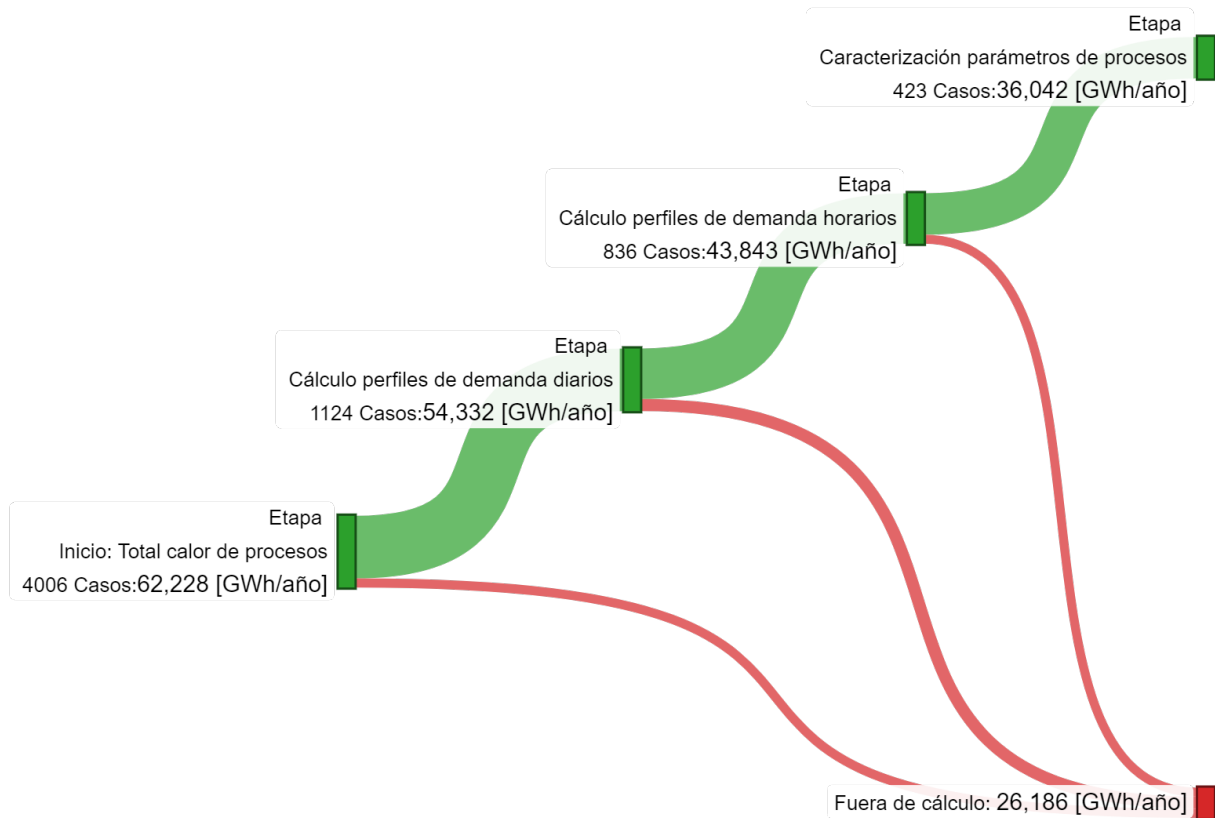


Figura 4.14: Flujo energético caracterizado por etapa

La figura 4.14 muestra que al inicio del estudio, 4006 casos utilizan calor de procesos industriales a lo largo del país y son responsables del consumo de aproximadamente 62,000 GWh al año. La segunda etapa para el cálculo de los perfiles de demanda diarios redujo la cantidad de casos factibles a 1124, responsables de un consumo total de aproximadamente 54,000 GWh de energía al año.

El cálculo de perfiles de demanda térmica diaria y horaria redujo los casos factibles a 836, representando cerca de 44,000 GWh de energía al año. Finalmente, la caracterización de pa-

rámetros termodinámicos para los procesos (temperatura de retorno global y flujos másicos), redujo los casos factibles a la muestra final de 423 casos, asociados a aproximadamente 36,000 GWh de energía anuales.

Lo anterior implica que para este estudio quedaron aproximadamente 26,000 GWh al año de energía térmica para procesos industriales que no se pudieron caracterizar mediante la metodología implementada, quedando fuera del cálculo.

Finalmente, es importante notar que los 423 casos estudiados en este trabajo corresponden a cerca del 10 % de los casos totales para calor de procesos industriales, sin embargo, representan cerca del 58 % de la energía total, indicando que en Chile, pocas empresas concentran gran parte del consumo energético del país.

4.5. Simulaciones

La siguiente sección muestra los resultados obtenidos para las simulaciones de integración de las tecnologías solar térmico, solar fotovoltaico y energía eólica. Primero se muestra el análisis paramétrico para las simulaciones solares térmicas, seguido por los resultados para costos nivelados y emisiones evitadas. Posteriormente se exponen los resultados de costos y emisiones evitadas para los modelos fotovoltaicos y eólicos. Finalmente, se presenta un gráfico de recomendaciones para la integración basado en los casos de estudio, concluyendo los resultados de este trabajo.

4.5.1. Solar térmico

4.5.1.1. Agua caliente

La figura 4.15 representa la variación del LCOH en función de la fracción solar para las configuraciones paramétricas de simulación en sistemas solares térmicos para agua caliente. Este análisis considera los valores inferiores al criterio de 80 \$/MWh, establecido en la sección 3.3.3. En el gráfico se observa como cambia la relación entre costo nivelado y fracción solar de acuerdo a las configuración analizada.

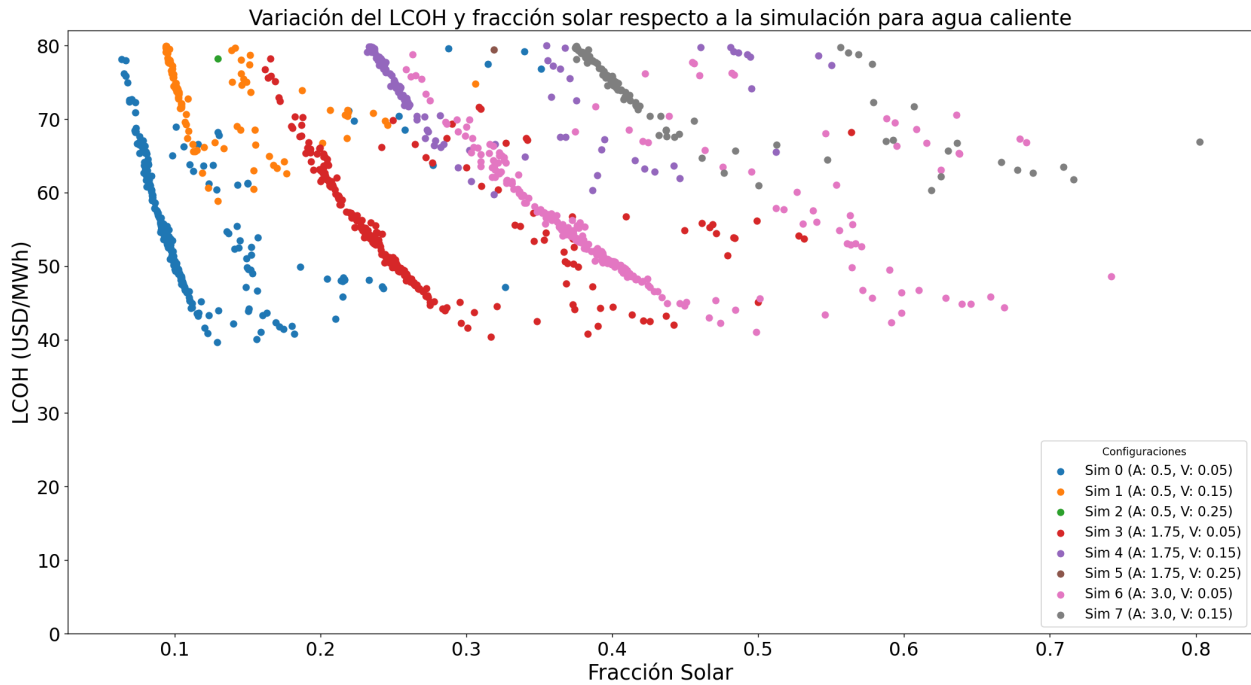


Figura 4.15: Variación de LCOH y fracción solar respecto a la configuración de simulación para agua caliente.

La fracción solar representa la generación energética de la planta solar en respecto a la demanda. Una mayor fracción solar es deseable ya que significa una cumplimiento mayor de la demanda. Al mismo tiempo, para determinar que configuración de simulación tiene un

mejor desempeño, se selecciona el menor LCOH, ya que implica un menor costo económico por generación de energía. Lo anterior sugiere que la mejor configuración de simulación, a nivel global, corresponde a “Sim 6”, de color rosado, ya que posee una mayor fracción solar por un menor LCOH. Esto, ya que para los casos donde varios sistemas tengan LCOH menor al criterio de factibilidad, (sección 3.3.3), se selecciona el caso con mayor fracción solar, maximizando la demanda cubierta por la tecnología.

La figura 4.16 muestra los resultados de LCOH promedio por región para agua caliente. En el gráfico se observa que la región con menor LCOH promedio es la región de Tarapacá con 44.68 \$/MWh, mientras que la región de Los Lagos posee el mayor LCOH promedio con 76.14 \$/MWh.

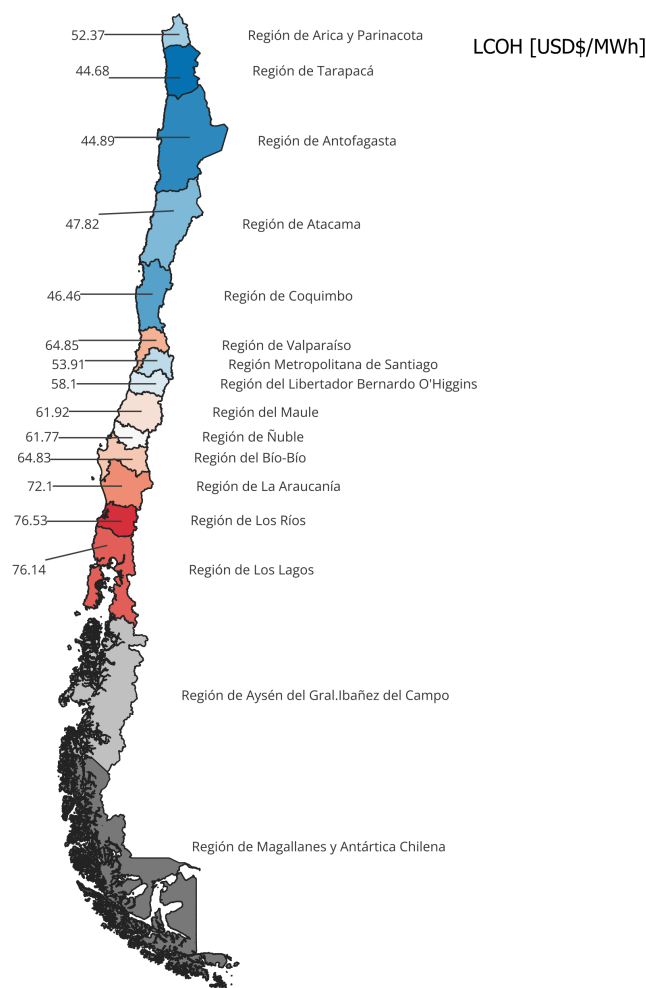


Figura 4.16: LCOH promedio por región para sistemas solares térmicos de agua caliente

En la figura 4.16, la distribución de costos promedio en el país se explica por la disponibilidad de recurso solar en las distintas regiones del país. De acuerdo los datos del explorador solar, herramienta usada para este estudio, la zona norte de Chile posee elevados niveles de

radiación solar y temperatura ambiente, los cuales disminuyen hacia el sur del país [27]. Esto favorece la generación térmica en el norte, reflejado en menores LCOH. Dicho esto, en la región de Arica se observa un LCOH ligeramente superior que el resto de la región norte, lo que puede deberse a que la fracción solar sea mayor para algún caso, a costo de un LCOH más elevado. Por otro lado, en las zonas centro y sur del país, los valores para LCOH aumentan, como consecuencia de la reducción del recurso solar disponible y temperatura ambiente.

La figura 4.17 expone los resultados de las emisiones de CO₂ promedio evitadas (si se desarrollasen todos los proyectos) por región de Chile. En la imagen, se observa que la región con mayor masa de CO₂ evitado corresponde a Coquimbo, mientras que la región de Arica y Parinacota tiene la menor. Es importante notar que las emisiones de CO₂ evitadas sirven como métrica para cuantificar el impacto ambiental teórico que tendría la implementación de sistemas solares térmicos en las regiones de estudio. Debido a la naturaleza de las emisiones evitadas, se considera que siempre tendrá un efecto positivo para una región, independiente de la cantidad de emisiones evitadas.

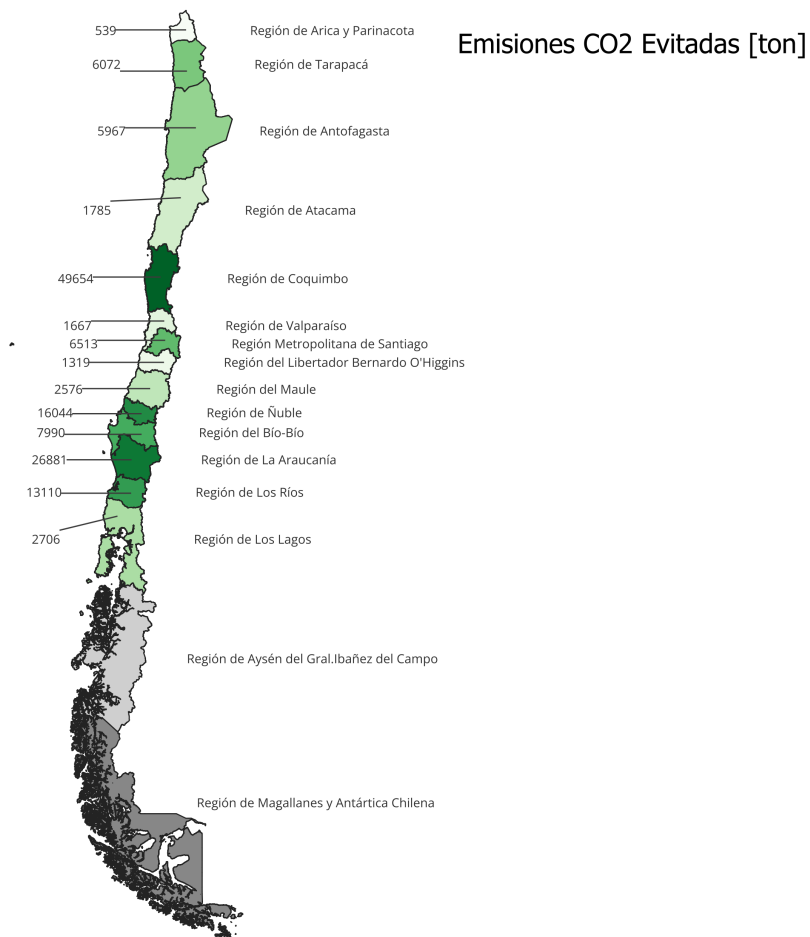


Figura 4.17: Promedio emisiones CO₂ evitadas por sistemas solares térmicos de agua caliente por región

4.5.1.2. Vapor

El gráfico 4.18 muestra la variación del LCOH y la fracción solar para las configuraciones paramétricas en sistemas solares térmicos para vapor, que cumplen el criterio de factibilidad. Similar a lo observado en la figura 4.15, los resultados indican que la mejor configuración de simulación nuevamente corresponde a “*Sim 6*”, en rosado, ya que demuestra una elevada fracción solar por un bajo costo.

La configuración “*Sim 6*”, en las figuras 4.15 y 4.18, posee factor de área más grande, mientras que tiene el menor ponderador de volumen de almacenamiento térmico. Esto explica los valores obtenidos, pues se dimensiona el campo solar para suplir una mayor fracción de la demanda térmica. Al mismo tiempo, el sistema de almacenamiento térmico es pequeño, lo que evita gastos adicionales que no se traducen en una mayor fracción solar.

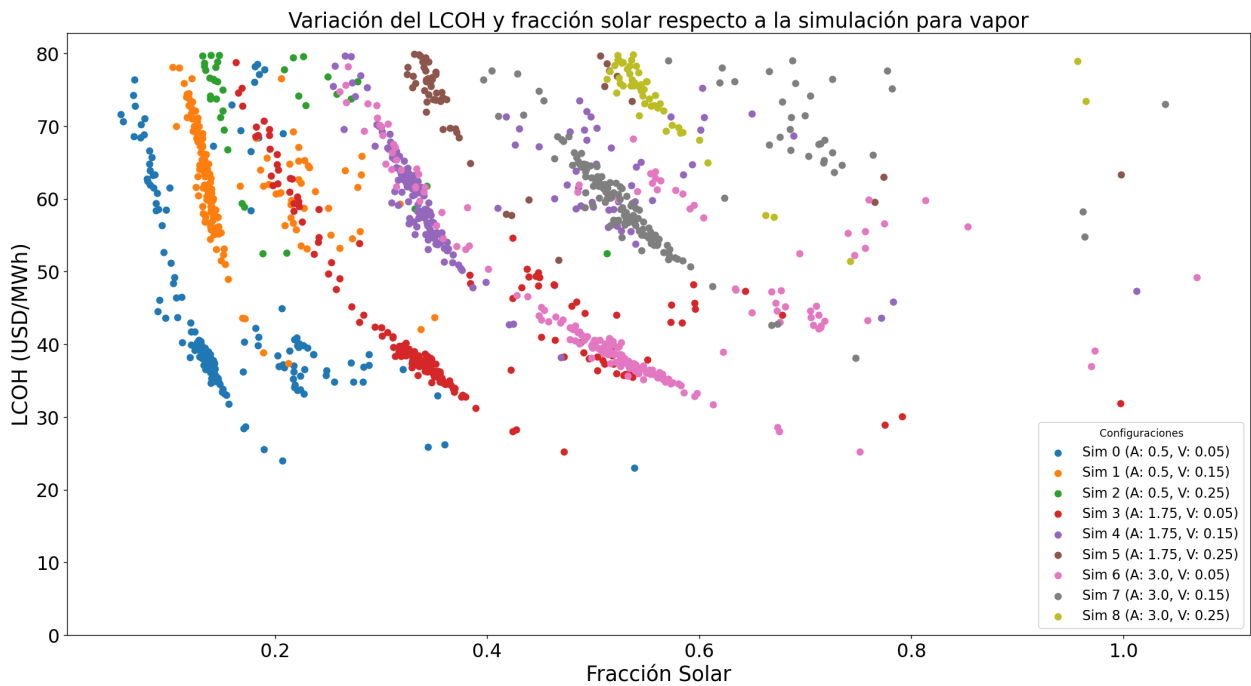


Figura 4.18: Variación de LCOH y fracción solar respecto a la configuración de simulación para vapor.

La figura 4.19 muestra los resultados de LCOH promedio por región para sistemas de vapor. Los resultados indican que el menor LCOH se encuentra en la región de Arica y Parinacota, mientras que el mayor LCOH se obtuvo en la región de Aysén.

Nuevamente, la abundancia de recurso solar en la zona norte explica el menor costo nivelado para la integración de sistemas solares térmicos. Por otro lado, la reducción de radiación solar en conjunto con menores temperaturas en la zona sur explican el aumento en LCOH, dificultando su implementación.

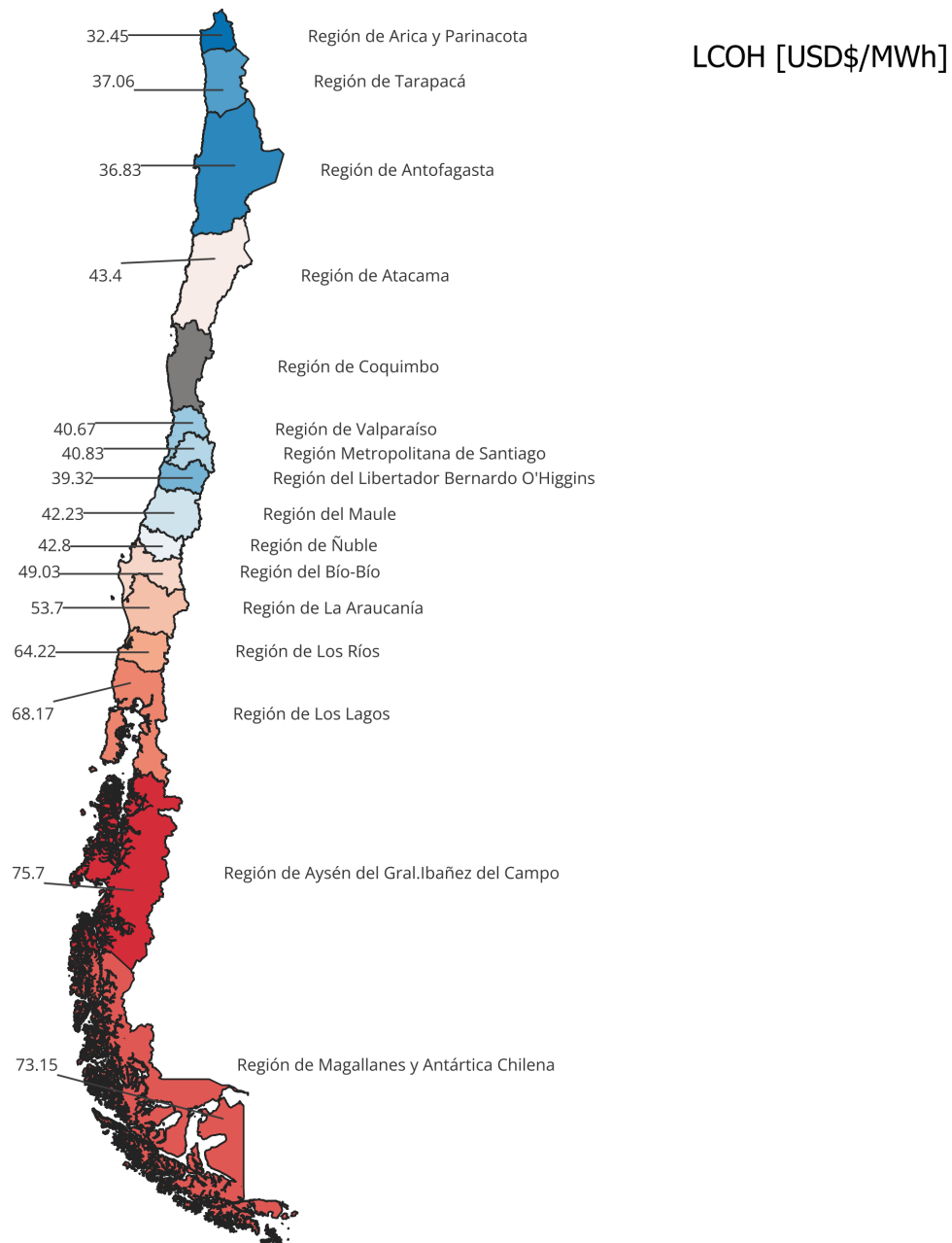


Figura 4.19: LCOH promedio por región para sistemas solares térmicos de vapor

La figura 4.20 ilustra los resultados para las emisiones de promedio CO₂ evitables (si se desarrollaran l) por región de Chile. Esta imagen expone que la región de la Araucanía es la región más beneficiada por la implementación de tecnologías solares térmicas para vapor, evitando cerca de 62 kton de CO₂.

Por otro lado, la región de Magallanes tiene la menor masa de CO₂ evitada en el país, lo que puede ser efecto de la baja disponibilidad de recurso solar en la zona sur y la cantidad de casos presentes en esa región.

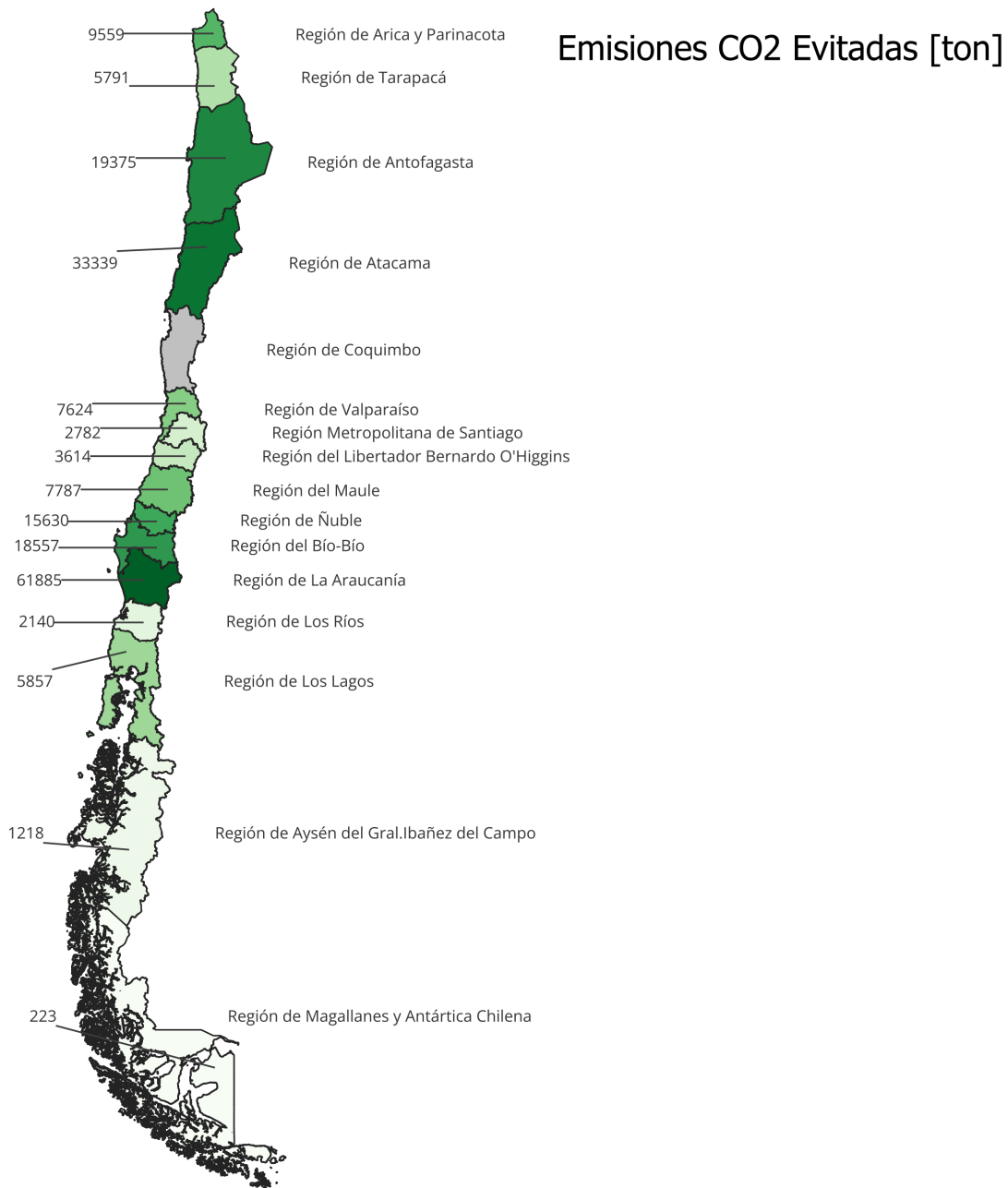


Figura 4.20: Promedio emisiones CO₂ evitadas por sistemas solares térmicos de vapor por región

Al considerar el total de emisiones CO₂ evitadas si se desarrollasen todos los proyectos solares térmicos, para agua caliente y vapor, se desplazaría aproximadamente el 45 % del total de emisiones CO₂ del país, lo que indica el elevado potencial de descarbonización de esta tecnología.

4.5.2. Solar fotovoltaico

La figura 4.21 representa el LCOE promedio por región para sistemas solares fotovoltaicos. La región de Arica y Parinacota posee el menor LCOE, con 48.09 \$/MWh, mientras que la región de Aysén tiene el LCOE más elevado, con 105.35 \$/MWh.

Debido a que los sistemas solares operan en base a los niveles de radiación solar para generar energía, resulta natural que la distribución de costos siga un patrón similar. Se observan menores costos nivelados para la zona norte del país, debido a la mayor radiación solar en la ubicaciones. Las regiones centrales y sur del país muestran un aumento para el LCOE, por la disminución de los niveles de radiación.

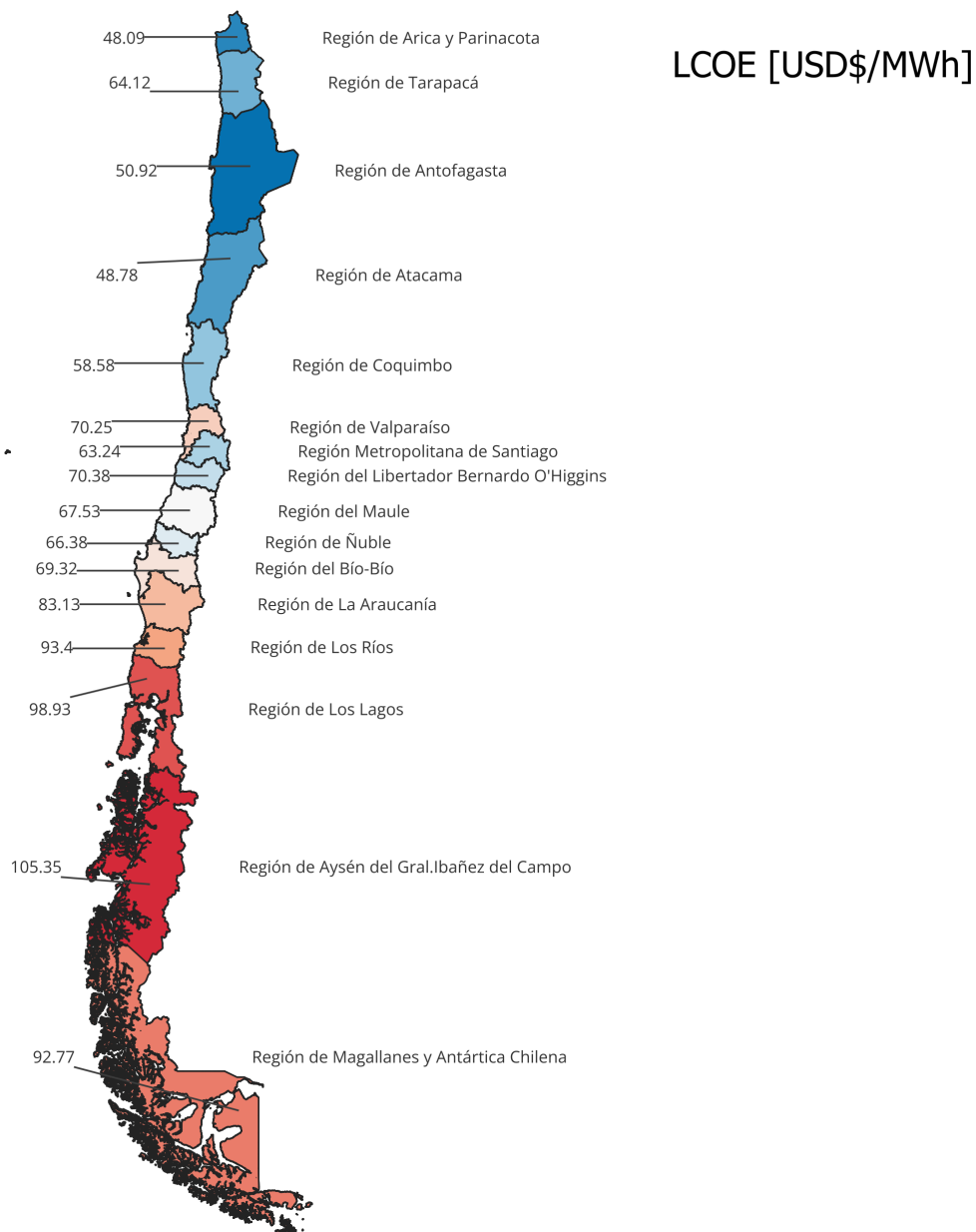


Figura 4.21: LCOE promedio por región para sistemas solares fotovoltaicos

La figura 4.22 representa las emisiones promedio de CO₂ evitadas por la implementación de sistemas fotovoltaicos. En este caso, la región de Coquimbo es la más beneficiada y nuevamente se observa que la región de Magallanes es la menos afectada, en términos ambientales, por la implementación.

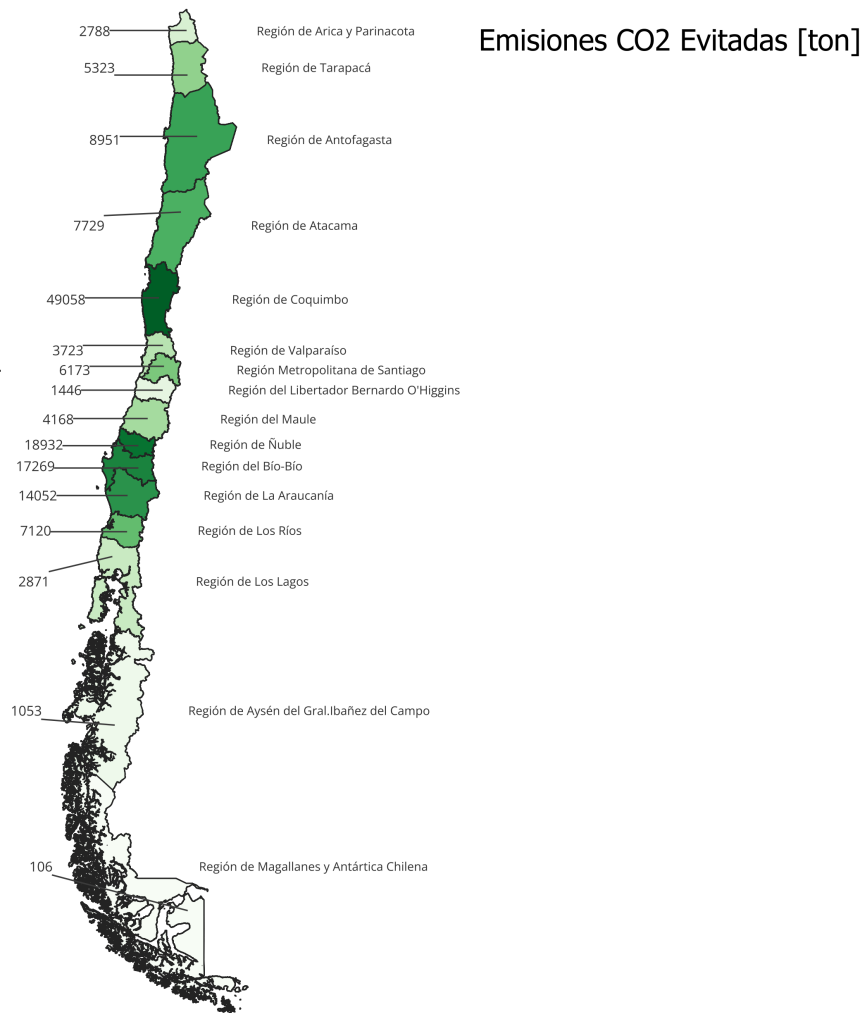


Figura 4.22: Promedio emisiones CO₂ evitadas por sistemas solares fotovoltaicos por región.

4.5.3. Eólico

La figura 4.23 muestra los resultados de LCOE para los sistemas eólicos para calor de procesos industriales. En ella, se observa que el menor LCOE se encuentra en la región de Magallanes con 59.6 \$/MWh, mientras que el mayor LCOE está en la región de Tarapacá con 1409.2 \$/MWh.

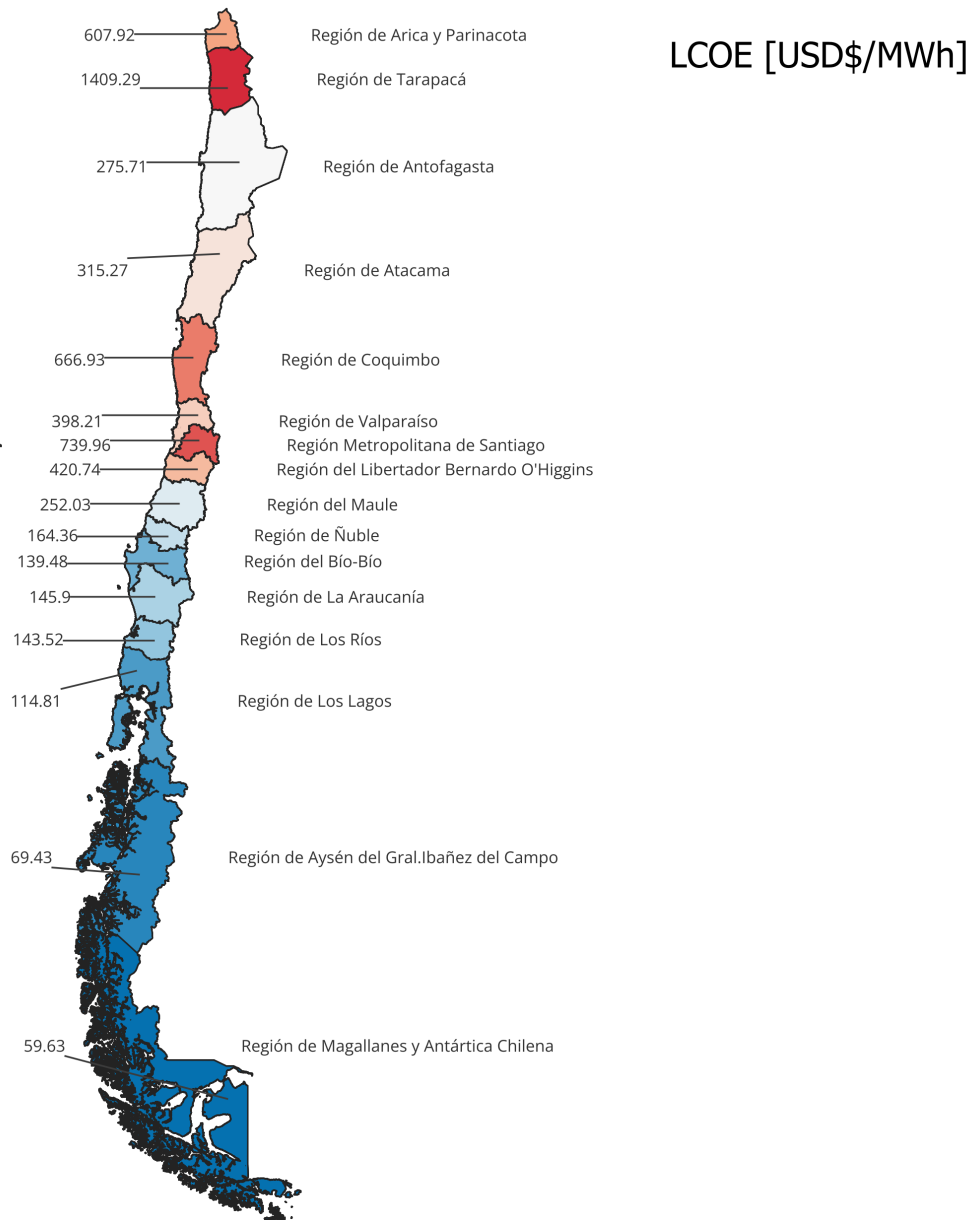


Figura 4.23: LCOE promedio por región para sistemas eólicos.

La distribución de LCOE para el país indica que la zona sur es más competitiva para la integración de esta tecnología, mientras que en el norte no es económicamente viable. El modelo eólico depende principalmente de la velocidad del viento en la ubicación de estudio. De acuerdo a los datos del explorador eólico, utilizado en este estudio, la zona norte posee

una baja velocidad de viento mientras que hacia el sur del país, los valores aumentan [34].

Es importante destacar que los resultados mostrados en la figura 4.23 consideran el supuesto de instalar la planta eólica en la misma ubicación donde se encuentra la industria. Debido a que pocas industrias en este estudio se ubican donde el recurso eólico es ideal, el valor para LCOE aumenta drásticamente.

Además, la operación de una turbina eólica está determinada por su respectiva curva de potencia. La curva de potencia representa la relación entre la potencia eléctrica generada y la velocidad del viento. La figura 4.24 muestra la curva de potencia para una turbina eólica, desde el software de modelamiento, SAM [41].

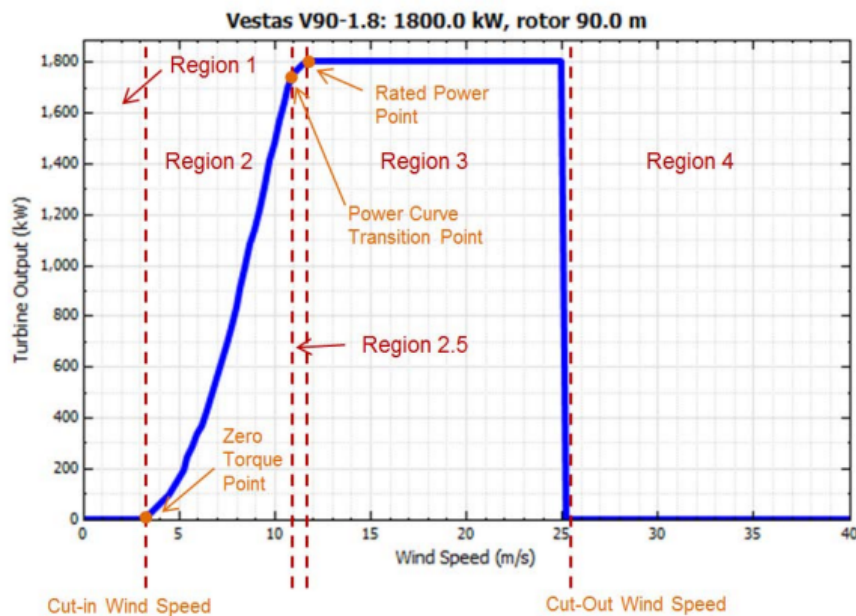


Figura 4.24: Curva de potencia de una turbina eólica. [41].

La curva de potencia de la turbina en conjunto con menores velocidades de viento en la mayoría de ubicaciones industriales, explica por que el LCOE es elevado, ya que el viento disponible no es suficiente para generar una cantidad significativa de potencia eléctrica.

En base a lo anterior, el modelo de negocio más adecuado para la tecnología eólica sería que la empresa generadora de electricidad instale su planta en zonas donde el recurso eólico es abundante, para posteriormente vender y distribuir la energía a un cliente industrial.

La figura 4.25 expone la masa promedio de CO₂ evitada por región para los sistemas eólicos. Aquí se observa que la región más beneficiada por la implementación sería Biobío, mientras que la RM es la menos beneficiada.

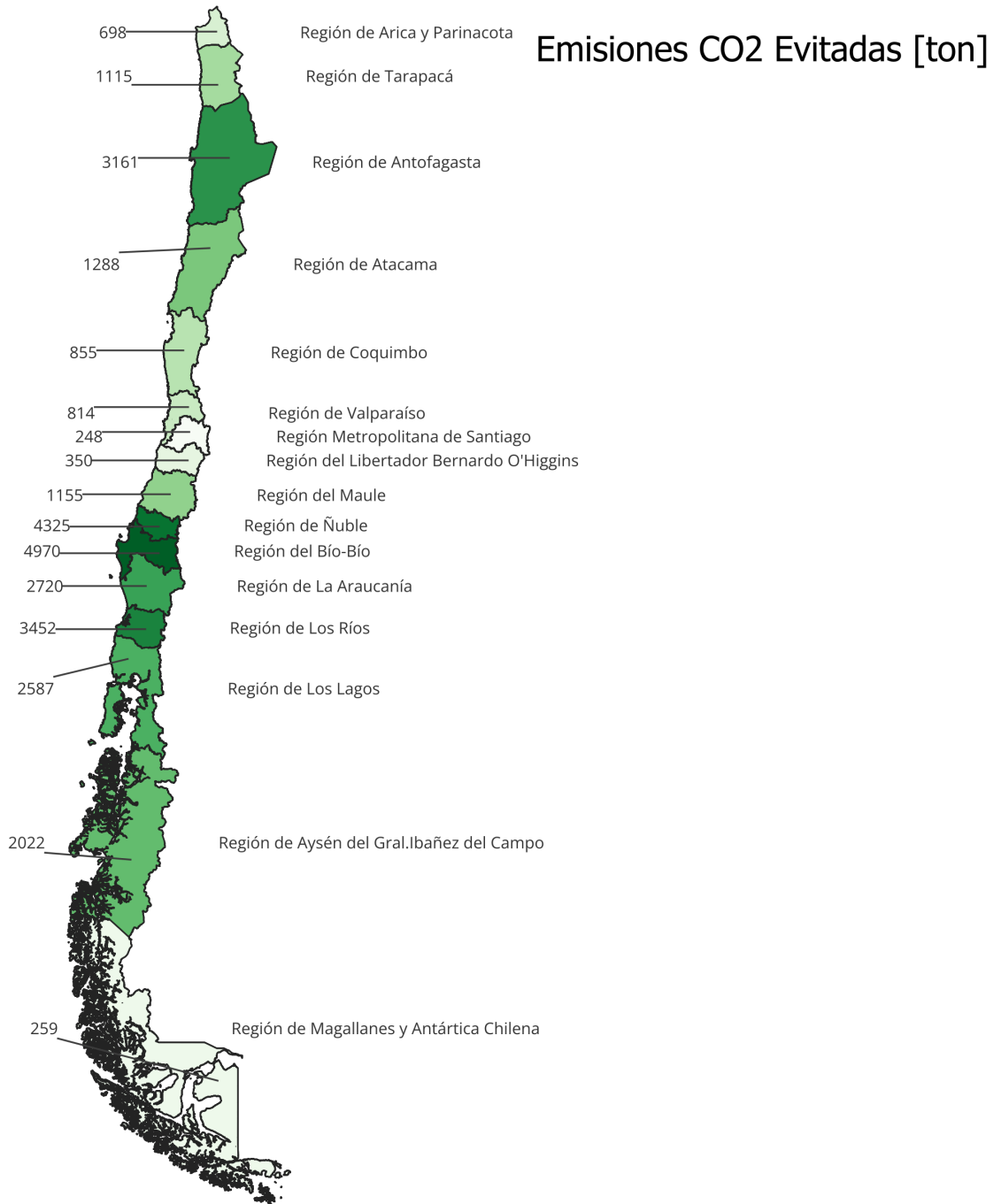


Figura 4.25: Promedio emisiones CO₂ evitadas por sistemas eólicos por región.

4.6. Implementación por caso

En base a los resultados para el costo nivelado mostrados en la sección anterior, se evalúa la opción más atractiva para cada caso. La figura 4.26 muestra las tecnologías seleccionadas por caso analizado en este trabajo:

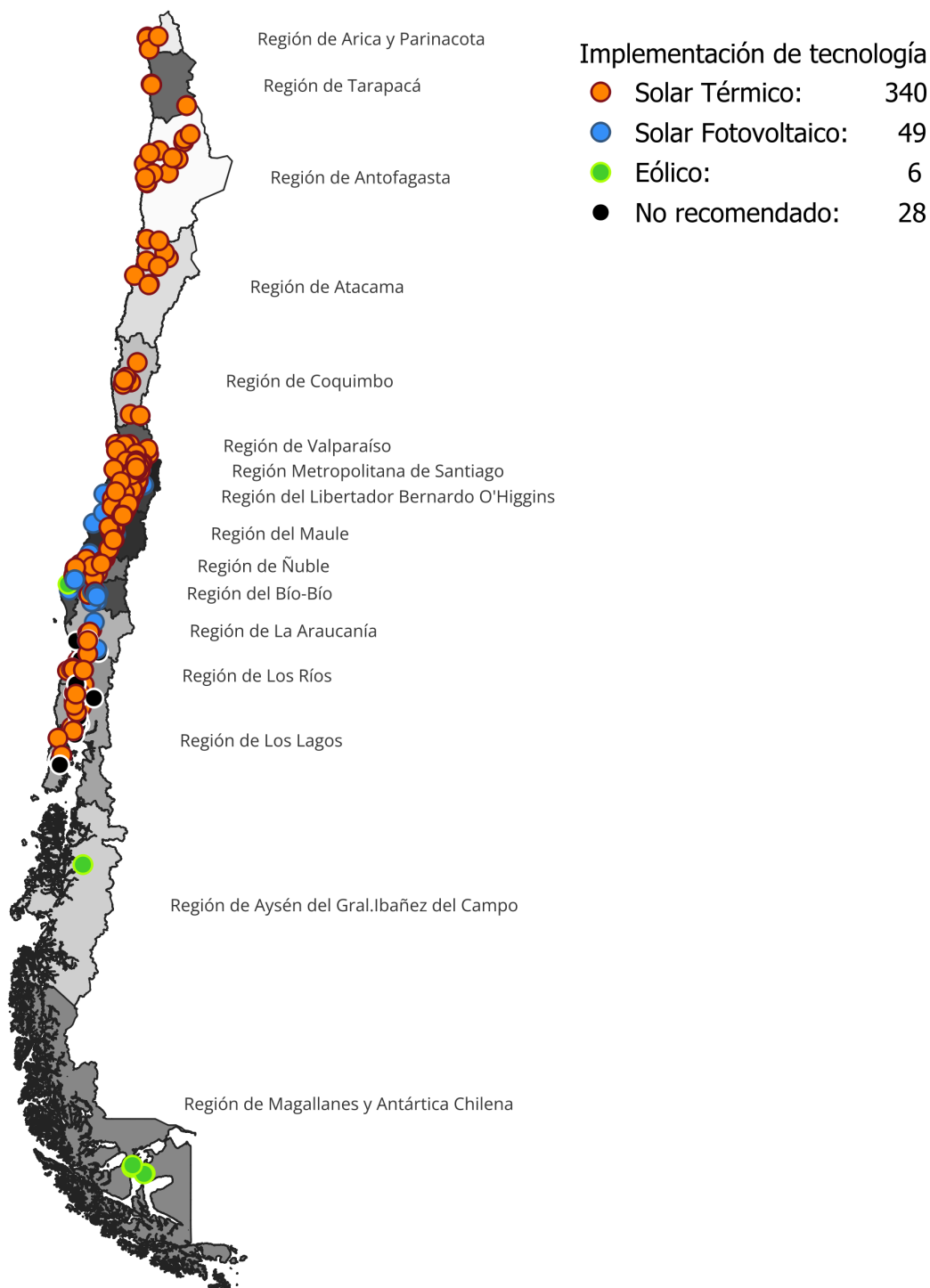


Figura 4.26: Mejor tecnología por caso de estudio

En la figura 4.26, se observa que la integración de sistemas solares térmicos es factible para 340 casos, cubriendo desde la región de Arica hasta la región de Los Lagos. La tecnología fotovoltaica es recomendable en 49 casos, principalmente en la zona central del país, desde la región de O'Higgins hasta los Ríos. Por otro lado, los sistemas eólicos son recomendables en 6 casos, correspondientes a la región del Biobío y en la zona extremo sur del país, en las regiones de Aysén y Magallanes. Finalmente, existen 28 casos donde no es recomendado integrar ninguna tecnología, presentes en la región de La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos. Lo anterior indica que la implementación de alguna de las 3 tecnologías es recomendable en el 93.3% de los casos de estudio.

El gráfico se confeccionó considerando el resultado de costo nivelado de energía para las tres tecnologías, en cada caso de estudio. La implementación de la tecnología indica la recomendación para cada caso uno, considerando el menor costo nivelado de energía de los tres sistemas evaluados.

Es importante notar que para recomendar la integración de una de las tres tecnologías evaluadas, el costo nivelado obtenido para ese caso debe ser menor al criterio de factibilidad de 80\$/MWh, definido en la sección 3.3.3. En los casos donde ninguna simulación logró un costo nivelado menor al criterio, se considera que no es recomendable la integración renovable en el proceso, ya que es más costoso que utilizar combustibles fósiles.

El gráfico indica que la tecnología solar térmica es la opción más recomendable en la mayoría de los casos de estudio en el país. Lo anterior puede atribuirse a dos factores. Primero, el uso final de energía propuesto para este trabajo coincide con el objetivo de un sistema solar térmico, favoreciendo la eficiencia de la planta. En segundo lugar, los sistemas solares térmicos son la única tecnología en este estudio que posee un sistema de almacenamiento térmico. El almacenamiento de energía, dimensionado de forma adecuada, favorece la generación de energía térmica, disminuyendo los costos.

A medida que disminuye la disponibilidad solar, comienzan a aparecer casos donde la tecnología solar fotovoltaica resulta más económicamente viable. Finalmente, la zona sur del país posee una baja incidencia de radiación solar, sin embargo posee los valores más elevados para la velocidad del viento. Lo anterior justifica que la tecnología eólica sea la más recomendable para la zona extremo sur del país.

Respecto a las tres tecnologías evaluadas, los sistemas solares térmicos resultaron ser los más competitivos, cubriendo cerca del 80% de los casos totales. Lo anterior se explica por el uso final de la energía y buenos niveles de radiación solar zonas con elevada concentración de casos.

Si se considera que todas las recomendaciones de tecnologías representadas en la figura

4.26 son implementadas, anualmente se desplazarían aproximadamente 16 TWh de energía fósil y 3.8 Mton de CO₂. Estos valores cuantifican el impacto positivo de la implementación de estas tecnologías, aportando a los objetivos de descarbonización planteados a nivel nacional.

El gráfico 4.26 indica que en la integración de tecnologías para la descarbonización es factible en aproximadamente el 93 % de los casos estudiados. Esto significa que existe un elevado potencial para su implementación en Chile, enfocado en calor para procesos industriales térmicos.

La figura 4.27 muestra los resultados para el costo de CO₂ evitado (LCOCO₂) promedio por región de Chile, considerando las tecnologías recomendadas en la figura 4.26.

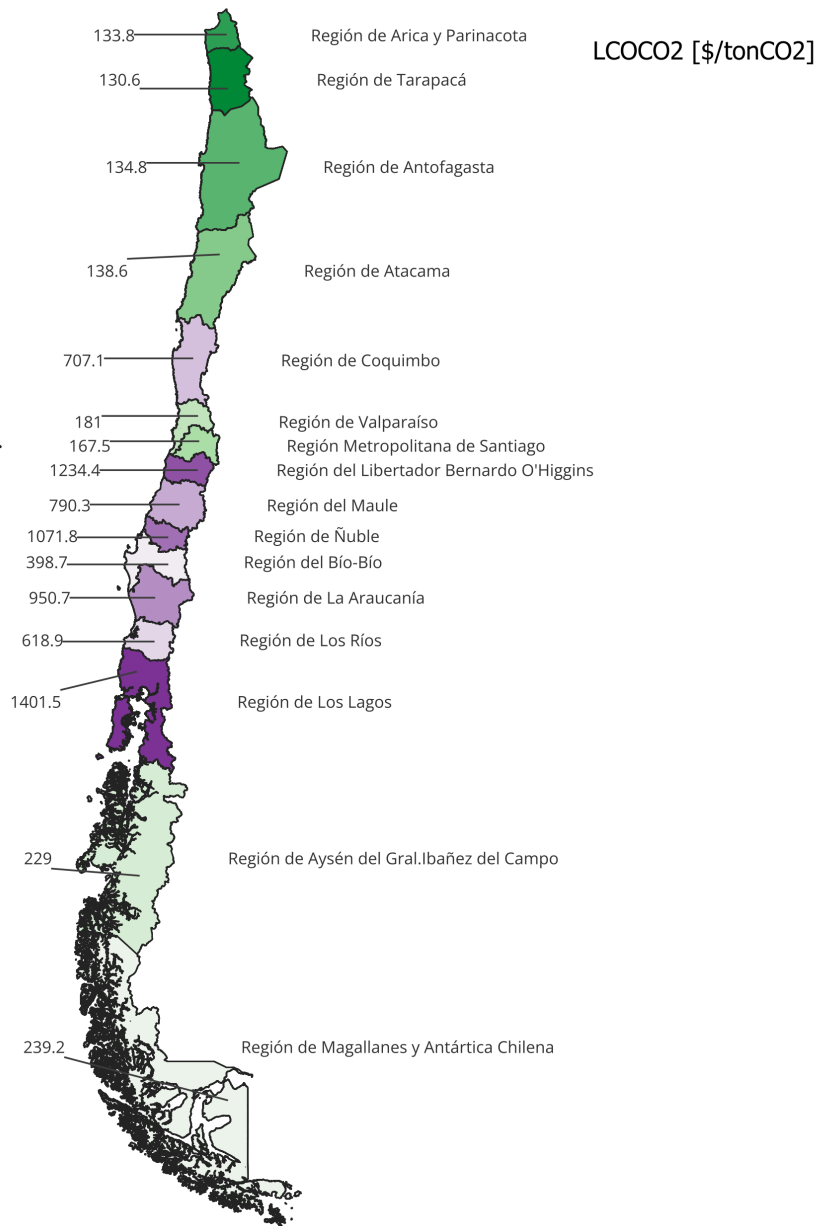


Figura 4.27: LCOCO₂ promedio por región para las tecnologías seleccionadas.

En la figura se aprecia que el costo mínimo de CO₂ evitado es de 130.6 \$/ton_{CO2} en la región de Tarapacá, mientras que tiene un valor máximo de 1401.5 \$/ton_{CO2} en la región de Los Lagos. La distribución de costos representa valores más bajos en la zona norte del país, mientras que en la zona central, los costos aumentan considerablemente, exceptuando las regiones de Valparaíso y Metropolitana.

Se destaca que en el norte de Chile, de acuerdo a la figura 4.26, domina la tecnología solar térmica, indicando que es la más eficiente de las tres para reducir las emisiones de CO₂.

Adicionalmente, la diferencia en el LCOCO₂ por región puede deberse a que las tecnologías

seleccionadas desplazan una masa de CO_2 no proporcional a la energía requerida por el proceso en algunas regiones. Esto apunta a que en la zona central del país, existen múltiples casos donde las tecnologías no están evitando suficientes emisiones en relación a la energía generada, elevado en sobremanera los costos.

4.7. Tecnologías emergentes

A partir de los resultados de costo nivelado mostrados en este capítulo, se realiza una breve comparación con las tecnologías emergentes dispuestas en los antecedentes, correspondientes a H_2V , CCS y combustibles sintéticos.

Respecto a la producción de H_2V en Chile, el LCOH_2 obtenido desde el EHV, para una zona con abundante recurso solar, es de 103.8 \$/MWh. Es importante considerar que este costo es más elevado que utilizar combustible fósil, para una región del país donde las condiciones climáticas son ideales. Si se extrapola este valor al resto del país, es posible deducir que al desplazarse hacia la zona sur, el costo debería aumentar, ya que hay menos recurso solar disponible. Además, el valor de 103.8 \$/MWh es mayor a las tecnologías evaluadas en la figura 4.26, apuntando a que la producción de H_2V no es viable actualmente en Chile.

En relación a la CCS, el LCOCO_2 estimado para una planta de captura de carbono es de 788.3 \$/ton CO_2 , lo que es similar a los resultados de costos en la zona central del país, mostrados en la figura 4.27. Por otro lado, los resultados de LCOCO_2 en la zona norte del país indican que los sistemas solares térmicos son más costo-eficientes para desplazar emisiones de CO_2 .

Es importante mencionar que en los resultados de costos expuestos en la figura 4.27 no consideran el costo base del combustible fósil, debido a que corresponden a tecnologías renovables. Por otro lado, para que una planta de CCS opere, se necesita haber quemado combustible fósil previamente, con tal de generar CO_2 para almacenar. Es por ello que como base, las tecnologías renovables son 80\$/MWh de costo de combustible más baratos que una planta de CCS. Por lo tanto, no sería recomendable el uso de CCS actualmente en Chile.

Finalmente, respecto a los combustibles sintéticos, se seleccionó el metano para la comparación debido a su uso como compuesto principal del gas natural. El LCOM corresponde a 113.3 \$/MWh, valor que también es mayor que el criterio de factibilidad y supera la norma de costo nivelado, obtenido para las tecnologías.

En base a lo anterior, el H_2V , CCS y combustibles sintéticos, particularmente el metano, no indican ser competitivos económicamente con las tecnologías solares y eólicas en la actualidad, requiriendo un mayor desarrollo a futuro para reducir sus costos de implementación.

Capítulo 5

Conclusiones

Este trabajo se llevó a cabo con el objetivo de evaluar la integración de tecnologías de descarbonización (solar térmica, solar fotovoltaico y energía eólica) enfocado en procesos industriales térmicos en Chile.

Para ello, se buscó determinar el potencial de integración renovable en los distintos sectores productivos del país. El análisis se realizó mediante la simulación de cada tecnología propuesta, comparando los resultados de costo nivelado y emisiones de CO₂ evitadas por las tecnologías. En base a lo anterior, las principales conclusiones de este trabajo son las siguientes:

Se identifica que aproximadamente el 60 % de las emisiones de CO₂ para procesos industriales térmicos son generadas por sistemas de calderas, de tipo industrial o de agua caliente. Respecto a la energía de proceso, se determinó que la RM tiene el mayor consumo, con el 20.4 % del total para la industria. Por otro lado, los sub-rubros con mayor consumo industrial en el país corresponden a *“Aserrado y acepilladura de madera”*, seguido por *“Elaboración de otros productos alimenticios”*.

Durante el desarrollo del trabajo, se analizaron 4006 casos a nivel nacional, los que fueron filtrados progresivamente, debido a cálculo de perfiles de demanda térmica diaria, horaria y la caracterización de parámetros termodinámicos. Como resultado de estos filtros, se obtuvo una muestra final para su evaluación de 423 casos de estudio. Se determinó que la muestra de 423 casos a evaluar representa cerca del 58 % de la energía total consumida en Chile, caracterizando una fracción importante del total. Además, lo anterior refleja que existe una elevada concentración energética en pocas empresas en el país.

Se modelaron las tecnologías solar térmica, solar fotovoltaica y de energía eólica, mediante TRNSYS, y SAM respectivamente. Se logra caracterizar el potencial de integración para los 423 casos de estudio a lo largo del país, mediante análisis de costo nivelado para cada tecnología. Este trabajo determinó, a nivel de ingeniería de perfil, que las tres tecnologías

analizadas resultan competitivas en alguna de las regiones del país.

La tendencia mostró mejor desempeño de las tecnologías en zonas donde su recurso ambiental (solar o eólico) respectivo es abundante. Los sistemas solares térmicos resultaron ser los más económicamente competitivos de los tres, cubriendo 340 casos, seguidos por 49 casos de implementación fotovoltaica y 6 casos de uso eólico. Hubo 28 casos donde ninguna tecnología fue económicamente viable. Esto significa que la implementación de alguna de las 3 tecnologías fue recomendable en el 93.3 % de los casos de estudio, obteniendo una elevada tasa de éxito para su integración. Si se considera que todas las plantas renovables representadas en la figura 4.26 son implementadas (395 en total), anualmente se desplazarían aproximadamente 16 TWh de energía fósil y 3.8 Mton de CO₂.

Desde una perspectiva técnica, el mejor desempeño de los sistemas solares térmicos se explica por la incorporación de almacenamiento térmico, el cual compensa los costos adicionales con una mayor generación de energía. Además, el uso final de la energía analizada para este estudio es para fines térmicos. Lo anterior evita las pérdidas energéticas de los sistemas fotovoltaicos y eólicos, que requieren convertir la energía desde electricidad a calor. Por lo tanto, en este contexto, los sistemas solares térmicos poseen una mayor eficiencia energética que las otras alternativas.

Por otro lado, los sistemas solares fotovoltaicos también resultaron atractivos, sin embargo, no logran superar el desempeño económico de los sistemas térmicos. Por último los sistemas eólicos son los menos competitivos de los tres, no obstante, resultan ser la única opción viable para zonas en el extremo sur, donde el recurso eólico es más abundante que el solar.

En base a lo observado en los resultados, se determina que no existe una tecnología para la descarbonización que sea superior en todos los escenarios. Si bien existen tendencias de acuerdo al objetivo de generación, la implementación debe ser acompañada de un análisis de la ubicación de estudio, además de un dimensionamiento adecuado para reducir los costos.

Respecto a los objetivos ambientales, se logra cuantificar la cantidad de emisiones evitadas de CO₂ a raíz de la implementación de las tecnologías, lo que puede utilizarse como indicador. Para propósitos de este trabajo, la cantidad de emisiones de CO₂ evitadas no fue un factor relevante en la toma de decisiones, sino una métrica para determinar el beneficio teórico de la implementación. Dicho esto, en casos de proyectos con objetivos de descarbonización, corresponde a un indicador crítico a sopesar en la evaluación del proyecto.

Adicionalmente, se compararon las tecnologías emergentes de H₂V, CCS y combustibles sintéticos con los resultados de este estudio. El análisis determinó que estas alternativas para la descarbonización no resultan económicamente viables en la actualidad, requiriendo un mayor desarrollo futuro.

En conclusión, este estudio comprueba la factibilidad de integración de los sistemas solar térmico, solar fotovoltaico y eólico enfocado en calor para procesos en Chile. Este trabajo, realizado a nivel de ingeniería de perfil, evidencia que existe potencial para la implementación de tecnologías renovables en el país, permitiendo reducir las emisiones CO₂ en el sector industrial.

5.1. Trabajo propuesto

A partir del trabajo realizado, se propone explorar los siguientes aspectos:

- Extender el uso de sistemas de almacenamiento térmico a las tecnologías fotovoltaicas y eólicas. Esto permitirá comparar las alternativas propuestas y analizar los efectos del almacenamiento en la generación energética y costos del proyecto.
- Considerar un criterio ambiental para la toma de decisiones. Incorporar un criterio ambiental para determinar la viabilidad del proyecto serviría para robustecer la decisión tomada, alineado a las metas de descarbonización nacionales.
- Considerar proyecciones de costos para tecnologías emergentes. De acuerdo a los antecedentes de este trabajo, el H₂V, CCS y los combustibles sintéticos permitirían descarbonizar los procesos industriales. Para futuros análisis, es posible incorporar un análisis de costos proyectados a los años 2030, 2040 y 2050, para determinar si en el futuro sería viable su integración, complementando la metodología de este trabajo.
- Sensibilizar costo de combustible fósil. Ejecutar un análisis de sensibilidad para el costo de combustible fósil, descrito en la sección 3.3.3, entregaría una mayor precisión al momento de seleccionar la tecnología de descarbonización adecuada.

Bibliografía

- [1] Core Writing Team, H. L. y Romero, J., “IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC, Geneva, Switzerland.”, rep. tec., 2023.
- [2] “World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway”, rep. tec., International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2023.
- [3] “World Energy Outlook 2023”, rep. tec., International Energy Agency, Paris, License: CC BY 4.0 (report); CC BY NC SA 4.0 (Annex A), 2023.
- [4] “Chile - Countries Regions - IEA”, <https://www.iea.org/countries/chile/efficiency-demand>.
- [5] “Estrategia Nacional de Calor y Frío”, <https://caloryfrio.minenergia.cl/>.
- [6] “World Energy Balances - Data product - IEA”, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances>.
- [7] McAllister, S., Chen, J.-Y., y Fernandez-Pello, A. C., Fundamentals of combustion processes. 2011, [doi:10.1007/978-1-4419-7943-8](https://doi.org/10.1007/978-1-4419-7943-8).
- [8] Schoeneberger, C., McMillan, C., Kurup, P., Akar, S., Margolis, R., y Masanet, E., “Solar for industrial process heat: A review of technologies, analysis approaches, and potential applications in the United States”, *Energy*, vol. 206, p. 118083, 2020, [doi:10.1016/j.energy.2020.118083](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118083).
- [9] Carmona-Martínez, A. A., Fresneda-Cruz, A., Rueda, A., Birgi, O., Khawaja, C., Jansen, R., Davidis, B., Reumerman, P., Vis, M., Karampinis, E., Grammelis, P., y Jarauta-Córdoba, C., “Renewable power and heat for the decarbonisation of Energy-Intensive industries”, *Processes*, vol. 11, p. 18, 2022, [doi:10.3390/pr11010018](https://doi.org/10.3390/pr11010018).
- [10] Rosales-Pérez, J. F., Villarruel-Jaramillo, A., Romero-Ramos, J. A., García, M. P., Cardemil, J. M., y Escobar, R., “Hybrid system of photovoltaic and solar thermal technologies for industrial process heat”, *Energies*, vol. 16, p. 2220, 2023, [doi:10.3390/en16052220](https://doi.org/10.3390/en16052220).
- [11] Iyer, K., Roozbahani, H., Alizadeh, M., y Handroos, H., “A novel approach for direct conversion of wind energy to heat utilizing a hydraulic medium for domestic heating applications”, *Energy Reports*, vol. 8, pp. 11139–11150, 2022, [doi:10.1016/j.egyr.2022](https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022).

- [12] Kumar, S. S. y Lim, H., “An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production”, *Energy Reports*, vol. 8, pp. 13793–13813, 2022, doi:10.1016/j.egy.2022.10.127.
- [13] Ishaq, H., Dincer, I., y Crawford, C., “A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities”, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, pp. 26238–26264, 2022, doi:10.1016/j.ijhydene.2021.11.149.
- [14] Vidas, L. y Castro, R., “Recent Developments on Hydrogen Production Technologies: State-of-the-Art Review with a Focus on Green-Electrolysis”, *Applied Sciences*, vol. 11, p. 11363, 2021, doi:10.3390/app112311363.
- [15] “FRAUNHOFER APP - EHV”., <https://www.exploradorhidrogenoverde.cl/>.
- [16] Olabi, A. G., Wilberforce, T., Elsaid, K., Sayed, E. T., Maghrabie, H. M., y Abdelkareem, M. A., “Large scale application of carbon capture to process industries – A review”, *Journal of Cleaner Production*, vol. 362, p. 132300, 2022, doi:10.1016/j.jclepro.2022.132300.
- [17] Ishaq, H. y Crawford, C., “CO₂-based alternative fuel production to support development of CO₂ capture, utilization and storage”, *Fuel*, vol. 331, p. 125684, 2023, doi:10.1016/j.fuel.2022.125684.
- [18] Ram, V. y Salkuti, S. R., “An overview of major synthetic fuels”, *Energies*, vol. 16, p. 2834, 2023, doi:10.3390/en16062834.
- [19] Hidalgo, D. y Martín-Marroquín, J., “Power-to-methane, coupling CO₂ capture with fuel production: An overview”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 132, p. 110057, 2020, doi:10.1016/j.rser.2020.110057.
- [20] Al-Breiki, M. y Bicer, Y., “Techno-economic evaluation of a power-to-methane plant : Levelized cost of methane, financial performance metrics, and sensitivity analysis”, *Chemical Engineering Journal*, vol. 471, p. 144725, 2023, doi:10.1016/j.cej.2023.144725.
- [21] Mazloomi, K. y Gomes, C., “Hydrogen as an energy carrier: Prospects and challenges”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 3024–3033, 2012, doi:10.1016/j.rser.2012.02.028.
- [22] “Ministerio del Medio Ambiente”., <https://mma.gob.cl>.
- [23] “Welcome to Python.org”, 2024, <https://www.python.org/about/>.
- [24] “pandas documentation — pandas 2.2.2 documentation”., <https://pandas.pydata.org/docs/>.
- [25] e Media Resources, “Welcome | TRNSYS : Transient System Simulation Tool”., <https://www.trnsys.com/>.
- [26] Janse van Vuuren, P., Basson, L., Buckley, A., y Terblanche, U., “Industrial scale solar heat in south africa: opportunities in agri-processing and textiles”, 2017, doi:10.13140

[/RG.2.2.23782.32324.](#)

- [27] “Explorador solar”, <https://solar.minenergia.cl/exploracion>.
- [28] Solarthermalworld, “IEA SHC recommends conversion factor 0.7 kWth/m2 for statistics on concentrating collectors | Solarthermalworld”, 2023, <https://solarthermalworld.org/news/iea-shc-recommends-conversion-factor-0-7-kwth-m2-for-statistics-on-concentrating-collectors/>.
- [29] “Home - System Advisor Model - SAM.”, <https://sam.nrel.gov/>.
- [30] “PYSAM - System Advisor Model - SAM.”, <https://sam.nrel.gov/software-development-kit-sdk/pysam.html>.
- [31] Schoeneberger, C., Zhang, J., McMillan, C., Dunn, J. B., y Masanet, E., “Electrification potential of U.S. industrial boilers and assessment of the GHG emissions impact”, *Advances in Applied Energy*, vol. 5, p. 100089, 2022, [doi:10.1016/j.adapen.2022.100089](https://doi.org/10.1016/j.adapen.2022.100089).
- [32] Energía, S. I. C. N., “Costos de Tecnologías de Generación - Comisión Nacional de Energía”, rep. tec.
- [33] Han, X., Wang, F., Tian, C., Xue, K., y Zhang, J., “Economic evaluation of actively consuming wind power for an integrated energy system based on game Theory”, *Energies*, vol. 11, p. 1476, 2018, [doi:10.3390/en11061476](https://doi.org/10.3390/en11061476).
- [34] “Explorador eólico”, <https://eolico.minenergia.cl/exploracion>.
- [35] “ambiance”, 2022, <https://pypi.org/project/ambiance/>.
- [36] Bouselamti, L. y Cherkaoui, M., “Modelling and Assessing the performance of hybrid PV-CSP plants in Morocco: a parametric study”, *International Journal of Photoenergy*, vol. 2019, pp. 1–15, 2019, [doi:10.1155/2019/5783927](https://doi.org/10.1155/2019/5783927).
- [37] de Energía, M., “Informe Balance Nacional de Energía 2020”, rep. tec., 2020.
- [38] “BNE”, <https://energia.gob.cl/pelp/balance-nacional-de-energia>.
- [39] Cochilco, “Emisiones GEI en la minería del cobre al 2022 y análisis del contexto actual”, rep. tec.
- [40] Ritchie, H., Rosado, P., y Samborska, V., “Climate change”, *Our World in Data*, 2024. <https://ourworldindata.org/climate-change>.
- [41] “Reference Manual for the System Advisor Model’s Wind Power Performance Model”, rep. tec.
- [42] Ergul, M. y Selimli, S., “An applied study on energy analysis of a coke oven”, *Science and technology for energy transition*, vol. 79, p. 1, 2024, [doi:10.2516/stet/2023042](https://doi.org/10.2516/stet/2023042).
- [43] “Group 4: Production processes”, https://www.eea.europa.eu/publications/EMEPC_ORINAIR5/page013.html.
- [44] “wood hot water boiler,biomass hot water boiler,firewood hot water boiler”, <https://www.yd-boiler.com/products/hot-water-boiler/wood-hot-water-boiler.html>.

- [45] “Guía metodológica para la estimación de emisiones provenientes de fuentes puntuales”, rep. tec., 2019.
- [46] “RHEEM - Commercial gas water heaters”.,
- [47] “Caldera de aceite térmico a biomasa de modelo ylw - caldera de aceite térmico - zoen caldera”., https://es.zoen.com/products/d_5bed070ea6246377201cfadf.html.
- [48] Casasso, A., Capodaglio, P., Simonetto, F., y Sethi, R., “Environmental and Economic Benefits from the Phase-out of Residential Oil Heating: A Study from the Aosta Valley Region (Italy)”, *Sustainability*, vol. 11, p. 3633, 2019, [doi:10.3390/su11133633](https://doi.org/10.3390/su11133633).
- [49] Elmes, M. A. F., “Optimización del sistema de alimentación de combustible a caldera no 1 en aserradero los coigües”.
- [50] “SZW Coconut Shell Reciprocating Grate Boiler-Biomass Boiler|Product - sitong boiler”., https://www.sitong-boiler.com/product/biomass-fuel-boiler/SZW_Coconut_Shell_Reciprocating_Grate_Boiler_204.html.
- [51] Bhatt, A., Ravi, V., Zhang, Y., Heath, G., Davis, R., y Tan, E. C. D., “Emission factors of industrial boilers burning biomass-derived fuels”, *Journal of the Air Waste Management Association*, vol. 73, pp. 241–257, 2023, [doi:10.1080/10962247.2023.2166158](https://doi.org/10.1080/10962247.2023.2166158).
- [52] Junga, R., Pospolita, J., Niemiec, P., Dudek, M., y Szleper, R., “Improvement of coal boiler’s efficiency after application of liquid fuel additive”, *Applied thermal engineering*, vol. 179, p. 115663, 2020, [doi:10.1016/j.applthermaleng.2020.115663](https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.115663).
- [53] Lee, C.-L., Jou, C.-J. G., Tsai, C.-H., y Wang, H. P., “Improvements in the performance of a medium-pressure-boiler through the adjustment of inlet fuels in a refinery plant”, *Fuel*, vol. 86, pp. 625–631, 2007, [doi:10.1016/j.fuel.2006.09.001](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2006.09.001).
- [54] Coupan, R., Baccouche, A., y Szymanski, P., *Thermodynamic Modelling and Performance Analysis of Power Plant for Switching from Coal to Biomass*. 2023, [doi: 10.1016/b978-0-443-15274-0.50454-6](https://doi.org/10.1016/b978-0-443-15274-0.50454-6).
- [55] “Artículo Técnico: Análisis de Eficiencia en Calderas”., https://www.thermal.cl/docs/articulos_tecnicos/articulo____eficiencia_en_calderas.pdf.
- [56] Dzurenda, L. y Banski, A., “The effect of firewood moisture content on the atmospheric thermal load by flue gases emitted by a boiler”, *Sustainability*, vol. 11, p. 284, 2019, [doi:10.3390/su11010284](https://doi.org/10.3390/su11010284).
- [57] “Keystone Series: 3 PASS SCOTCH MARINE BOILER”., <https://www.columbiaboiler.com/wp-content/uploads/2022/01/boiler-specifications-keystone-series.pdf>.
- [58] Rothgeb, S. y Rothgeb, S., “Measure guideline: High efficiency natural gas furnaces”, 2012, <https://research-hub.nrel.gov/en/publications/measure-guideline-high-efficiency-natural-gas-furnaces>.
- [59] Gutiérrez, A. S., Martínez, J. B. C., y Vandecasteele, C., “Energy and exergy assessments of a lime shaft kiln”, *Applied thermal engineering*, vol. 51, pp. 273–280, 2013, [doi: 10.1016/j.applthermaleng.2013.05.011](https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.05.011).

10.1016/j.applthermaleng.2012.07.013.

- [60] Wu, E., Wang, Q., Ke, L., y Zhang, G., “Study on Carbon Emission Characteristics and Emission Reduction Measures of Lime Production—A Case of Enterprise in the Yangtze River Basin”, *Sustainability*, vol. 15, p. 10185, 2023, doi:10.3390/su151310185.
- [61] Kodak, O., Sadeghi-Khaneghah, F., Konukman, A. E. , Kılıç, L., Arzan, N., y Dural, G., Energy usage in glass industry: past, today, and tomorrow. 2023, doi:10.1007/978-3-031-30171-1_12.
- [62] “Group 3: Combustion in manufacturing industry”., <https://www.eea.europa.eu/publications/EMEPCORINAIR3/Group-3.pdf/view>.
- [63] T. Morakinyo, A., Omidiji, B., y Owolabi, H., “Development and optimization of operational parameters of a gas-fired baking oven”, *Leonardo J. Sci.*, vol. 16, no. 31, pp. 45–64, 2017, http://ijs.academicdirect.org/A31/045_064.pdf.
- [64] Cstep, “Decarbonising the cooking sector”., <https://cstep.in/publications-details.php?id=1035>.
- [65] Kosemani, B. S., Ilori, A. T., y Atere, A. O., “Modification and optimization of a baking oven for small scale bread production”, *Agricultural sciences*, vol. 12, pp. 630–644, 2021, doi:10.4236/as.2021.126041.
- [66] Fellaou, S. y Bounahmidi, T., “Evaluation of energy efficiency opportunities of a typical moroccan cement plant: Part i. energy analysis”, *Applied thermal engineering*, vol. 115, pp. 1161–1172, 2017, doi:10.1016/j.applthermaleng.2017.01.010.
- [67] Beguedou, E., Narra, S., Armoo, E. A., Agboka, K., y Damgou, M. K., “Alternative fuels substitution in cement industries for improved energy efficiency and sustainability”, *Energies*, vol. 16, p. 3533, 2023, doi:10.3390/en16083533.
- [68] “Improving of refinery furnaces efficiency using mathematical modeling - volume 1 number 1 (apr. 2011) - international journal of modeling and optimization”., <https://www.ijmo.org/show-7-17-1.html>.
- [69] “ETC/CCA Report 2003/10: Comparison of CO2 emission factors for fuels used in greenhous gas inventories and consequences for monitoring and reporting under the EC emissions trading scheme”., https://www.eionet.europa.eu/etcs/etc-cme/products/etc-cme-reports/etcacc_techpaper2003_10_co2_ef_fuels-1.
- [70] Chukwudi, B. C. y Ogunedo, M. B., “Design and development of a gas fired reverberatory furnace: In view of huge gas reserves in nigeria. pacific journal of science and technology”, *The Pacific Journal of Science and Technology*, vol. 18, no. 1, pp. 13–21, 2017, https://www.akamai.university/files/theme/AkamaiJournal/PJST18_1_13.pdf.
- [71] Wu, H., Cai, J., Ren, Q., Cao, X., y Lyu, Q., “Experimental Investigation of Cutting Nitrogen Oxides Emission from Cement Kilns using Coal Preheating Method”, *Journal of Thermal Science/Journal of thermal science*, vol. 30, pp. 1097–1107, 2021, doi:10.100

7/s11630-021-1492-6.

- [72] Li, P., Li, B., Liu, Z., y Yu, Y., “A synergy model of material and energy flow analysis for the calcination process of green petroleum coke in rotary kiln”., <https://doiserbia.nb.rs/Article.aspx?id=0354-98362100188L>.
- [73] Panepinto, D., Tedesco, V., Brizio, E., y Genon, G., “Environmental performances and energy efficiency for MSW gasification treatment”, Waste and biomass valorization, vol. 6, pp. 123–135, 2014, [doi:10.1007/s12649-014-9322-7](https://doi.org/10.1007/s12649-014-9322-7).

Anexos

Anexo A. Eficiencias de combustión y factores de emisión por fuente

Tabla A.1: Eficiencias de combustión y factores de emisiones para las fuentes emisoras prioritarias en la industria chilena.

Fuente	Combustible primario	Eficiencia	Factor de Emisiones [kg _{CO₂} /MJ]	Referencias
Batería de Coque	Gas de Alto Horno	0.512	0.19250	[42],[43]
Caldera Agua Caliente	Biomasa Combustible	0.820	0.11200	[44],[45]
Caldera Agua Caliente	Gas Licuado de Petróleo	0.800	0.06310	[46],[45]
Caldera Agua Caliente	Gas Natural	0.800	0.05610	[46],[45]
Caldera Agua Caliente	Leña	0.820	0.11200	[44],[45]
Caldera Agua Caliente	Petróleo N 2 (Diesel)	0.800	0.07410	[46],[45]
Caldera de Fluido Térmico	Biomasa Combustible	0.850	0.07440	[47],[48]
Caldera Industrial	Aserrín	0.650	0.00528	[49],[48]
Caldera Industrial	Biomasa Combustible	0.820	0.09286	[50],[51]
Caldera Industrial	Carbón Bituminoso	0.860	0.09610	[52],[45]
Caldera Industrial	Gas de Refinería	0.918	0.05760	[53],[45]
Caldera Industrial	Gas Licuado de Petróleo	0.920	0.07500	[54],[48]
Caldera Industrial	Gas Natural	0.820	0.05610	[55],[45]
Caldera Industrial	Leña	0.800	0.00167	[56],[48]
Caldera Industrial	Petróleo N 2 (Diesel)	0.880	0.07410	[55],[45]
Caldera Industrial	Petróleo N 6	0.860	0.07740	[57],[45]
Caldera Industrial	Viruta, Despuntos	0.650	0.11200	[49],[45]
Horno	Gas Natural	0.815	0.05450	[58],[43]
Horno de Cal	Petróleo N 6	0.716	0.07000	[59],[60]
Horno de Fusión	Gas Natural	0.420	0.05650	[61],[62]
Horno de Panadería	Gas Licuado de Petróleo	0.878	0.06324	[63],[64]
Horno de Panadería	Gas Natural	0.703	0.05624	[65],[64]
Horno Precalcinador	Coke de Petróleo (Petcoke)	0.627	0.10050	[66],[43]
Horno Precaentador	Carbón Coke	0.627	0.08600	[66],[43]
Horno Precaentador	Coke de Petróleo (Petcoke)	0.500	0.10050	[67],[43]
Horno Proceso	Gas de Refinería	0.760	0.06670	[68],[69]
Horno Reverbero	Gas Licuado de Petróleo	0.270	0.06500	[70],[62]
Horno Rotatorio	Carbón Bituminoso	0.951	0.09900	[71],[43]
Horno Rotatorio	Coke de Petróleo (Petcoke)	0.377	0.10050	[72],[43]
Incinerador Subproductos	Gas de Coque Diluido	0.800	0.09170	[73],[45]

Anexo B. Características de procesos industriales

Tabla B.1: Temperaturas y consumo energético por proceso. Datos proporcionados por FCR.

Actividad económica	Operación	Tret [C]	Timp [C]	Consumo %
Elaboración de azúcar	Evaporación	105	117	0.2932
Elaboración de azúcar	Filtración	82	105	0.0814
Elaboración de azúcar	Carbonatación	70	82	0.0424
Elaboración de azúcar	Difusión	41	70	0.2488
Elaboración de bebidas malteadas	Cocción	95.6	108	0.1876
Elaboración de bebidas malteadas	Maceración	80.2	87	0.0521
Elaboración de bebidas malteadas	Limpieza	40	80	0.0039
Elaboración de bebidas malteadas	Lavado	15	62	0.0523
Elaboración de bebidas malteadas	Pasteurización	20	60	0.0979
Elaboración de bebidas no alcohólicas	Cocción	83.2	90	0.446
Elaboración de bebidas no alcohólicas	Pasteurización	82.68	87	0.0063
Elaboración de bebidas no alcohólicas	Limpieza	40	80	0.1315
Elaboración de bebidas no alcohólicas	Lavado botellas	15	62	0.4162
Elaboración de productos de confitería	Cocción	122.5	132.5	0.0422
Elaboración de productos de confitería	Calentamiento	93.2	100	0.0028
Elaboración de productos de confitería	Limpieza	40	80	0.0527
Elaboración de productos farináceos	Limpieza	40	80	0.3659
Elaboración de productos farináceos	Calentamiento	0	45	0.0249
Elaboración de pisco	Destilación	29.7	99	0.957
Elaboración de pisco	Limpieza	40	80	0.006
Elaboración de pisco	Lavado botellas	15	62	0.0192
Elaboración de pisco	Fermentacion	25.2	32	0.0178
Elaboración de productos de panadería	Cocción	95.6	200	0.0563
Elaboración de productos de panadería	Fermentacion	35.14	45	0.0229
Elaboración de productos lácteos	Esterilización	66.98	142	0.2398
Elaboración de productos lácteos	Pasteurización	87	92	0.0013
Elaboración de productos lácteos	Pasteurización	74.3	92	0.0239
Elaboración de productos lácteos	Limpieza	40	80	0.6047
Elaboración de productos lácteos	Pasteurización	63.2	72	0.0553
Elaboración de productos lácteos	Pasteurización	38.78	72	0.0278
Elaboración de productos lácteos	Calentamiento	4	32	0.0471
Elaboración de vinos	Destilación	29.7	99	0.957
Elaboración de vinos	Limpieza	40	80	0.006
Elaboración de vinos	Lavado botellas	15	62	0.0192
Elaboración de vinos	Fermentacion	25.2	32	0.0178
Elaboración y conservación de frutas	Pelado	90	165	0.1935
Elaboración y conservación de frutas	Esterilización	90	115	0.026
Elaboración y conservación de frutas	Concentración	90	110	0.0359
Elaboración y conservación de frutas	Escaldado	88	98	0.0923
Elaboración y conservación de frutas	Limpieza	40	60	0.6393
Elaboración y conservación de frutas	Tratamiento enzimático	25	53	0.0085
Elaboración y conservación de frutas	Maceración	14	25	0.0033

Actividad económica	Operación	Tret [C]	Timp [C]	Consumo %
Producción de aguas minerales	Cocción	83.2	90	0.446
Producción de aguas minerales	Pasteurización	82.68	87	0.0063
Producción de aguas minerales	Limpieza	40	80	0.1315
Producción de aguas minerales	Lavado botellas	15	62	0.4162
Curtido y adobo de cueros	Calentamiento	0	45	0.2779
Fabricación de cemento, cal y yeso	Curado alto	170	190	0.474
Fabricación de cemento, cal y yeso	Curado bajo	80	100	0.3386
Mezclas de bebidas alcohólicas	Calentamiento	25.2	32	0.0178
Mezclas de bebidas alcohólicas	Destilación	29.7	99	0.957
Mezclas de bebidas alcohólicas	CIP	40	80	0.006
Mezclas de bebidas alcohólicas	Lavado	15	62	0.0192
Fabricación de hojas de madera	Impregnación	93.2	100	0.1754
Fabricación de hojas de madera	Recubrimiento	15	120	0.1023
Fabricación de hojas de madera	Baño alta	3.2	100	0.0804
Fabricación de hojas de madera	Baño baja	3.2	70	0.2573
Fabricación de hojas de madera	Otros	15	200	0.0439
Fabricación de muebles de madera	Impregnación	93.2	100	0.1754
Fabricación de muebles de madera	Recubrimiento	15	120	0.1023
Fabricación de muebles de madera	Baño alta	3.2	100	0.0804
Fabricación de muebles de madera	Baño baja	3.2	70	0.2573
Fabricación de muebles de madera	Otros	15	200	0.0439
Fabricación de colchones y otros muebles	Impregnación	93.2	100	0.1754
Fabricación de colchones y otros muebles	Recubrimiento	15	120	0.1023
Fabricación de colchones y otros muebles	Baño alta	3.2	100	0.0804
Fabricación de colchones y otros muebles	Baño baja	3.2	70	0.2573
Fabricación de colchones y otros muebles	Otros	15	200	0.0439
Fabricación de papel y cartón ondulado	Baños calientes	43	53	0.1103
Fabricación de papel y cartón ondulado	Cocción	100	160	0.1217
Fabricación de papel y cartón ondulado	Deslignificación	80	100	0.0266
Fabricación de papel y cartón ondulado	Postcombustión	15	950	0.0875
Fabricación de papel y cartón ondulado	Recuperación	15	500	0.1293
Fabricación de papel y cartón ondulado	Otros	100	200	0.0494
Elaboración de aceites y grasas	Desgomado	50	80	0.0879
Elaboración de aceites y grasas	Desgomado	80	90	0.0293
Elaboración de aceites y grasas	winterización	4	17	0.0727
Elaboración de aceites y grasas	Limpieza	60	90	0.0119
Elaboración de aceites y grasas	Limpieza	80	90	0.004
Elaboración de aceites y grasas	Blanqueamiento	80	90	0.0294
Elaboración de aceites y grasas	Desodorización	180	200	0.0588
Elaboración de aceites y grasas	Lavado	14	40	0.0735
Elaboración de aceites y grasas	Fusión	57.2	63	0.3016
Elaboración de aceites y grasas	Preparación	51.2	58	0.3016
Fabricación de plaguicidas	Mezcla	102.2	108	0.0965

Actividad económica	Operación	Tret [C]	Timp [C]	Consumo %
Fabricación de partes y piezas de carpintería	Impregnación	93.2	100	0.1754
Fabricación de partes y piezas de carpintería	Recubrimiento	15	120	0.1023
Fabricación de partes y piezas de carpintería	Baño alta	3.2	100	0.0804
Fabricación de partes y piezas de carpintería	Baño baja	3.2	70	0.2573
Fabricación de partes y piezas de carpintería	Otros	15	200	0.0439
Fabricación de recipientes de madera	Impregnación	93.2	100	0.1754
Fabricación de recipientes de madera	Recubrimiento	15	120	0.1023
Fabricación de recipientes de madera	Baño alta	3.2	100	0.0804
Fabricación de recipientes de madera	Baño baja	3.2	70	0.2573
Fabricación de recipientes de madera	Otros	15	200	0.0439
Fabricación de jabones y detergentes	Saponificación	93.2	100	0.6009
Fabricación de jabones y detergentes	Mantención	83.2	90	0.0124
Fabricación de jabones y detergentes	Pre calentamiento	113.2	120	0.0613
Fabricación de jabones y detergentes	Mezcla	63.2	70	0.1494
Fabricación de otros productos de madera	Impregnación	93.2	100	0.1754
Fabricación de otros productos de madera	Recubrimiento	15	120	0.1023
Fabricación de otros productos de madera	Baño alta	3.2	100	0.0804
Fabricación de otros productos de madera	Baño baja	3.2	70	0.2573
Fabricación de otros productos de madera	Otros	15	200	0.0439
Producción de harina de pescado	Esterilización	90	115	0.0447
Producción de harina de pescado	Cocción	90	110	0.2368
Producción de harina de pescado	Cocción	90	100	0.0002
Elaboración y conservación de otros pescados	Esterilización	90	115	0.0447
Elaboración y conservación de otros pescados	Cocción	90	110	0.2368
Elaboración y conservación de otros pescados	Cocción	90	100	0.0002
Fabricación de otros productos de caucho	Vulcanización	100	150	0.8
Fabricación de otros productos de caucho	Extrusión	70	100	0.2
Fabricación de otros artículos de papel y cartón	Baños calientes	43	53	0.1103
Fabricación de otros artículos de papel y cartón	Cocción	100	160	0.1217
Fabricación de otros artículos de papel y cartón	Deslignificación	80	100	0.0266
Fabricación de otros artículos de papel y cartón	Postcombustión	15	950	0.0875
Fabricación de otros artículos de papel y cartón	Recuperación	15	500	0.1293
Fabricación de otros artículos de papel y cartón	Otros	100	200	0.0494
Fabricación de plásticos y caucho sintético	LDPE	112.4	240	0.0363
Fabricación de plásticos y caucho sintético	LDPE	75.32	160	0.0363
Fabricación de plásticos y caucho sintético	HDPE	20	90	0.2367
Fabricación de plásticos y caucho sintético	Poliprop	20	85	0.0427
Fabricación de plásticos y caucho sintético	Poliesti	84.1	145	0.0128
Fabricación de plásticos y caucho sintético	Poliesti	154.5	240	0.0128
Fabricación de plásticos y caucho sintético	Stripping	75.2	81	0.189
Fabricación de plásticos y caucho sintético	Polinylon	254.2	260	0.1034
Extracción y procesamiento de cobre	Calentamiento	18	93	0.2023
Extracción y procesamiento de cobre	Electrorefinación ER	60	62	0.0055
Extracción y procesamiento de cobre	Pre calentamiento EW	38	46	0.7922

Actividad económica	Operación	Tret [C]	Timp [C]	Consumo %
Fabricación de papel y cartón	Baños calientes	43	53	0.1103
Fabricación de papel y cartón	Cocción	100	160	0.1217
Fabricación de papel y cartón	Deslignificación	80	100	0.0266
Fabricación de papel y cartón	Postcombustión	15	950	0.0875
Fabricación de papel y cartón	Recuperación	15	500	0.1293
Fabricación de papel y cartón	Otros	100	200	0.0494
Elaboración y conservación de carne	Cocción	80	90	0.0225
Elaboración y conservación de carne	Esterilización	15	82	0.054
Elaboración y conservación de carne	Lavado	15	60	0.9234
Extracción de madera	Impregnación	93.2	100	0.1754
Extracción de madera	Recubrimiento	15	120	0.1023
Extracción de madera	Baño alta	3.2	100	0.0804
Extracción de madera	Baño baja	3.2	70	0.2573
Extracción de madera	Otros	15	200	0.0439
Fabricación de celulosa y pastas de madera	Impregnación	93.2	100	0.1754
Fabricación de celulosa y pastas de madera	Recubrimiento	15	120	0.1023
Fabricación de celulosa y pastas de madera	Baño alta	3.2	100	0.0804
Fabricación de celulosa y pastas de madera	Baño baja	3.2	70	0.2573
Fabricación de celulosa y pastas de madera	Otros	15	200	0.0439
Fabricación de artículos de hormigón	Curado alto	170	190	0.474
Fabricación de artículos de hormigón	Curado bajo	80	100	0.3386
Aserrado y acepilladura de madera	Impregnación	93.2	100	0.1754
Aserrado y acepilladura de madera	Recubrimiento	15	120	0.1023
Aserrado y acepilladura de madera	Baño alta	3.2	100	0.0804
Aserrado y acepilladura de madera	Baño baja	3.2	70	0.2573
Aserrado y acepilladura de madera	Otros	15	200	0.0439
Fabricación de productos de plástico	LDPE	112.4	240	0.0363
Fabricación de productos de plástico	LDPE	75.32	160	0.0363
Fabricación de productos de plástico	HDPE	20	90	0.2367
Fabricación de productos de plástico	Poliprop	20	85	0.0427
Fabricación de productos de plástico	Poliesti	84.1	145	0.0128
Fabricación de productos de plástico	Poliesti	154.5	240	0.0128
Fabricación de productos de plástico	Stripping	75.2	81	0.189
Fabricación de productos de plástico	Polinylon	254.2	260	0.1034
Fabricación de productos farmacéuticos	Vulcanización	100	150	0.8
Fabricación de productos farmacéuticos	Extrusión	70	100	0.2
Fabricación de productos farmacéuticos	vapor	80	150	0.0002
Fabricación de productos farmacéuticos	Granulación	45.2	80	0.3125
Fabricación de productos farmacéuticos	CIP	95.6	200	0.3125
Fabricación de productos farmacéuticos	Esterilización	66.2	130	0.065