

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AMBIENTAL
VALPARAÍSO - CHILE



**Evaluación de Impactos Ambientales de la
Generación Eléctrica en Chile mediante la
Metodología de Análisis de Ciclo de Vida (ACV)**

Javier Alonso Cuadra Puentes

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
QUÍMICO**

Profesor Guía: Adrián Ortiz

Profesor Correferente: Camila Mery

Diciembre – 2024

Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la Institución

Agradecimientos

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a las personas que han sido fundamentales en este camino.

A mis padres, por ser el pilar más sólido de mi vida. Gracias por su amor incondicional, por enseñarme con su ejemplo el valor del esfuerzo, la perseverancia y por sobre todo el cariño. Todo lo que soy y lo que he logrado se lo debo a ustedes.

A mi abuelita y mi tata, por su amor y los cuidados que me han dado desde pequeño. Su apoyo constante, sus palabras llenas de amor y las ricas comidas me han acompañado siempre.

A mi polola, por ser mi compañera en los últimos años de esta aventura, por ayudar a encontrarme cuando estaba perdido, y por recordarme siempre la importancia de disfrutar el proceso. Tu amor, cariño y bromas me ha dado la claridad para seguir adelante.

A mis amigos, por estar ahí, gracias por apañar y hacer algunos días pesados más livianos.

A mi perrito Sam, por darme tranquilidad, distracción y alegrías.

Cada uno de ustedes ha sido clave en esta etapa tan importante de mi vida. Este logro no solo es mío, sino también suyo. Gracias, de corazón.

*A mis padres, por su amor incondicional; mis
abuelos, por su apoyo y cariño; mi polola, por su
preciosa compañía y comprensión; y mis amigos,
por las risas.*

Resumen

Este trabajo evalúa los impactos ambientales asociados a la generación eléctrica en Chile utilizando el ACV, se define como impacto el valor que toman las categorías de impacto ambiental, en este caso son 11: acidificación (AP), calentamiento global (GWP), ecotoxicidad de agua dulce (FAETP), ecotoxicidad marina (MAETP), ecotoxicidad terrestre (TETP), agotamiento de fósiles (ADPf), eutrofización (EP), toxicidad humana (HTP), agotamiento de minerales (ADP), degradación de capa de ozono (ODP) y formación de ozono fotoquímico (POCP). Se elaboró un inventario detallado con datos primarios del CNE, CEN y SMA, abordando extracción, transporte de combustibles, construcción de plantas y factores de emisión. Los datos se modelaron en OpenLCA, complementados con la base Ecoinvent V3.10, para obtener resultados cuantitativos de los impactos. Finalmente, se analizó la sustentabilidad.

El análisis identificó que las tecnologías con mayores impactos son el carbón, gas natural, energía eólica y solar. El carbón destaca en 9 de los 11 indicadores (AP, GWP, FAETP, MAETP, TETP, ADPf, EP, HTP y POCP) debido a emisiones y estériles generados. El gas natural comparte algunos impactos con el carbón (GWP, TETP, ADPf y HTP), contribuyendo además al ODP por el uso de Halón 1301 en su extracción “offshore”. Las energías solar y eólica generan impactos por su alta dependencia de acero y cobre, afectando indicadores de toxicidad y agotamiento abiótico. Hidroeléctricas y geotérmica presentan los menores impactos. Chile se posiciona como una matriz de impacto intermedio en el mundo.

Comparando con 2014, disminuyeron AP, MAETP, TETP y ADPf, gracias a una reducción del 39% en combustibles fósiles. AP, FAETP, EP, HTP y POCP permanecieron constantes. Finalmente, ADP y ODP aumentaron por tecnologías renovables y gas natural, respectivamente.

Se concluye que la descarbonización y disminución de fósiles avanza positivamente aportando en la reducción de todos los impactos, menos ADP, pero en cuánto a renovables, aún se requiere abordar desafíos relacionados con el uso de materiales (acero, cobre y plata). Se recomienda priorizar tecnologías como la hidroeléctrica y la geotérmica, y fomentar una minería sostenible que provea de insumos a las energías renovables, además de reciclaje.

Palabras clave: Generación eléctrica en Chile, Impactos ambientales, Análisis de Ciclo de Vida (ACV).

Abstract

Life Cycle Assessment (LCA). Impact is defined as the value of environmental impact categories, which in this case include 11 categories: acidification (AP), global warming potential (GWP), freshwater ecotoxicity (FAETP), marine ecotoxicity (MAETP), terrestrial ecotoxicity (TETP), fossil depletion (ADP_f), eutrophication (EP), human toxicity (HTP), mineral depletion (ADP), ozone layer depletion (ODP), and photochemical ozone formation (POCP). A detailed inventory was created using primary data from CNE, CEN, and SMA, covering fuel extraction, transportation, plant construction, and emission factors. Data was modeled in OpenLCA, complemented with the Ecoinvent V3.10 database, to obtain quantitative impact results. Finally, sustainability was analyzed.

The analysis identified that technologies with the highest impacts are coal, natural gas, wind, and solar energy. Coal stands out in 9 of the 11 indicators (AP, GWP, FAETP, MAETP, TETP, ADP_f, EP, HTP, and POCP) due to emissions and waste generated. Natural gas shares some impacts with coal (GWP, TETP, ADP_f, and HTP) and contributes to ODP due to the use of Halon 1301 in offshore extraction. Solar and wind energy generate impacts due to their high dependency on steel and copper, affecting toxicity and abiotic depletion indicators. Hydroelectric and geothermal technologies have the lowest impacts. Chile ranks as an intermediate-impact matrix globally.

Compared to 2014, AP, MAETP, TETP, and ADP_f decreased due to a 39% reduction in fossil fuels. AP, FAETP, EP, HTP, and POCP remained constant. Finally, ADP and ODP increased due to renewable technologies and natural gas, respectively.

It is concluded that decarbonization and reduction of fossil fuels are progressing positively, contributing to the reduction of all impacts except ADP. However, renewable energies still face challenges related to material use (steel, copper, and silver). It is recommended to prioritize technologies such as hydroelectric and geothermal energy, and to promote sustainable mining to supply inputs for renewable energies, as well as recycling.

Keywords: Electricity generation in Chile, Environmental impacts, Life Cycle Assessment (LCA).

Glosario

ACV: Análisis de Ciclo de Vida

ADP: Potencial de Agotamiento Abiótico

ADPf: Potencial de Agotamiento Abiótico de Fósiles

AP: Potencial de Acidificación

EP: Potencial de Eutrofización

FAETP: Potencial de Toxicidad de Agua Fresca

GWP: Potencial de Calentamiento Global

HTP: Potencial de Toxicidad Humana

MAETP: Potencial de Toxicidad de Agua Marina

ODP: Potencial de Agotamiento de Ozono

POCP: Potencial de Formación de Ozono Fotoquímico

TETP: Potencial de Toxicidad Terrestre

Índice de Contenidos

1.	Introducción.....	1
1.1	Objetivo General:	3
1.2	Objetivos Específicos:	3
1.3	Estado del Arte:	4
1.4	Justificación de la investigación:	7
1.5	Análisis de ciclo de vida:	8
2.	Objetivo y Alcance:	11
2.1	Objetivo	11
2.2	Alcance	11
3.	Análisis de Inventario	13
3.1	Recopilación y uso de datos:	13
3.2	Presentación Matriz:	14
3.3	Inventario Tecnologías:	16
4.	Evaluación de Impactos:	28
4.1	Categorías de impacto:	28
4.2	Resultados, impacto matriz 2014 y 2023	30
4.3	Resultados, participación e impacto por etapas del Carbón	33
4.4	Participación e impacto por etapas del Diésel	36
4.5	Participación e impacto por etapas del Gas Natural	40
4.6	Participación e impacto por etapas de la Biomasa	44
4.7	Participación e impacto por etapas del Biogás	46
4.8	Participación e impacto por etapas de la Hidroeléctrica de Reserva	49
4.9	Participación e impacto por etapas de la Hidroeléctrica de Pasada	51
4.10	Participación e impacto por etapas del Eólica	53

4.11	Participación e impacto por etapas del Solar.....	55
4.12	Participación e impacto por etapas del Termosolar	57
4.13	Participación e impacto por etapas del Geotérmica.....	59
5.	Interpretación y Análisis de Resultados:	61
5.1	Verificación resultados:	61
5.2	Comparación de matrices:	70
5.3	Sostenibilidad de Potencial de Acidificación de la matriz:	72
5.4	Sostenibilidad de Potencial de Calentamiento Global de la matriz:.....	74
5.5	Sostenibilidad de Potencial de Ecotoxicidad de agua fresca de la matriz:	76
5.6	Sostenibilidad de Potencial de Ecotoxicidad de agua marina de la matriz:	77
5.7	Sostenibilidad de Potencial de Ecotoxicidad Terrestre de la matriz:.....	79
5.8	Sostenibilidad de Potencial de agotamiento de fósiles de la matriz:	81
5.9	Sostenibilidad de Potencial de Eutrofización de la matriz:	82
5.10	Sostenibilidad de Potencial de Toxicidad Humana de la matriz:	83
5.11	Sostenibilidad de Potencial de Agotamiento de Minerales de la matriz:	86
5.12	Sostenibilidad de Potencial de Degradación de Capa de Ozono de la matriz:	87
5.13	Sostenibilidad de Potencial de Producción de Ozono Fotoquímico de la matriz:	88
5.14	Análisis Global:	90
6.	Conclusiones:	91
7.	Referencias	93
8.	Anexo A:.....	103
8.1	Recopilación plantas de generación eléctrica Chile	103

Índice de Figuras

Figura 1.1.1: Proyección Generación Eléctrica renovable en el mundo (IEA, 2023)	1
Figura 1.1.2: Evolución de la generación eléctrica de la matriz eléctrica chilena	3
Figura 1.4.1: Comparación tecnologías y participación generación matriz eléctrica chilena 2014-2023 (CNE, 2024)	8
Figura 1.5.1: Diagrama ACV simplificado	9
Figura 2.2.1: Alcance del Sistema	12
Figura 4.2.1: Comparativa impactos matriz 2014 vs 2023 por kWh.....	32
Figura 4.2.2: Participación por tecnología en los impactos de la matriz del 2014.....	32
Figura 4.2.3: Participación por tecnología en los impactos de la matriz del 2023	32
Figura 4.3.1: Impacto de Operación y Construcción del Carbón	35
Figura 4.3.2: Impactos de la operación por etapa: Carbón.....	35
Figura 4.4.1: Impacto de Operación y Construcción del Diésel CC	38
Figura 4.4.2: Impacto de Operación y Construcción del Diésel OC	38
Figura 4.4.3: Impacto de Operación y Construcción del Diésel DE	38
Figura 4.4.4: Impactos de la operación por etapa: Diésel CC	39
Figura 4.4.5: Impactos de la operación por etapa: Diésel OC	39
Figura 4.4.6: Impactos de la operación por etapa: Diésel DE	40
Figura 4.5.1: Impacto de Operación y Construcción del Gas Natural CC	42
Figura 4.5.2: Impacto de Operación y Construcción del Gas Natural OC	42
Figura 4.5.3: Impacto de la operación por etapa: Gas Natural CC.....	43
Figura 4.5.4: Impacto de la operación por etapa: Gas Natural OC	43
Figura 4.6.1: Impacto de Operación y Construcción de la Biomasa	45
Figura 4.6.2: Impacto de la operación por etapa: Biomasa	46
Figura 4.7.1: Impacto de Operación y Construcción del Biogás.....	48
Figura 4.7.2: Impacto de la operación por etapa: Biogás	48
Figura 4.8.1: Impacto de Operación y Construcción de Hidro Reserva.....	50
Figura 4.8.2: Impacto de la operación por etapa: Hidro Reserva	50
Figura 4.9.1: Impacto de Operación y Construcción de la Hidro Pasada.....	52
Figura 4.9.2: Impacto de la operación por etapa: Hidro Pasada.....	53
Figura 4.10.1: Impacto de Operación y Construcción de Energía Eólica	54

Figura 4.10.2: Impacto de la operación por etapa: Eólica	55
Figura 4.11.1: Impacto de Operación y Construcción de la Energía Solar	56
Figura 4.12.1: Impacto de Operación y Construcción de la Energía Termosolar.....	58
Figura 4.13.1: Impacto de Operación y Construcción de Energía: Geotérmica.....	60
Figura 5.1.1: Indicadores Carbón 2023 vs Referencias Bibliográficas (Escalados)	63
Figura 5.1.2: Indicadores Diésel 2023 vs Referencias (Escalados).....	63
Figura 5.1.3: Indicadores Gas Natural 2023 vs Referencias (Escalados).....	64
Figura 5.1.4: Indicadores Biomasa 2023 vs Referencias (Escalados).....	65
Figura 5.1.5: Indicadores Biogás 2023 vs Referencias (Escalados).....	65
Figura 5.1.6: Indicadores Hidro Reserva 2023 vs Referencias (Escalados).....	66
Figura 5.1.7: Indicadores Hidro Pasada 2023 vs Referencias (Escalados)	66
Figura 5.1.8: Indicadores Eólica 2023 vs Referencias (Escalados).....	67
Figura 5.1.9: Indicadores Solar 2023 vs Referencias (Escalados)	68
Figura 5.1.10: Indicadores Termosolar 2023 vs Referencias (Escalados).....	68
Figura 5.1.11: Indicadores Geotérmica 2023 vs Referencias (Escalados)	69
Figura 5.1.12: Indicadores Matriz 2023 vs Referencias (Escalados)	70
Figura 5.2.1: Comparativa impactos por kWh de matrices 2014 y 2023 desglosado por tecnología y escalado.....	70
Figura 5.3.1: Potencial de Acidificación de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg SO ₂ eq/kWh]	73
Figura 5.3.2: Potencial de Acidificación de matrices del mundo [kg SO ₂ eq/kWh].....	74
Figura 5.4.1: Potencial de Calentamiento Global de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg CO ₂ eq/kWh].....	75
Figura 5.4.2: Potencial de Calentamiento Global de Matrices del Mundo [kg CO ₂ eq/kWh]..	75
Figura 5.5.1: Potencial de Ecotoxicidad de Agua Fresca de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg 1,4 DCB eq/kWh]	76
Figura 5.5.2: Potencial de Ecotoxicidad de Agua Dulce de matrices del mundo [kg 1,4 DCB eq/kWh]	77
Figura 5.6.1: Potencial de Ecotoxicidad Marina de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg 1,4 DCB eq/kWh].....	78

Figura 5.6.2: Potencial de Ecotoxicidad Marina de matrices del mundo [kg 1,4 DCB eq/kWh]	78
Figura 5.7.1: Potencial de Ecotoxicidad Terrestre de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg 1,4 DCB eq/kWh]	80
Figura 5.7.2: Potencial de Ecotoxicidad Terrestre de matrices del mundo [kg 1,4 DCB eq/kWh]	80
Figura 5.8.1: Potencial de Agotamiento de Fósiles de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [MJ/kWh]	81
Figura 5.8.2: Potencial de Agotamiento Abiótico de Fósiles de matrices del mundo [MJ/kWh]	82
Figura 5.9.1: Potencial de Eutrofización de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg PO_4^{3-} eq/kWh]	83
Figura 5.9.2: Potencial de Eutrofización de matrices del mundo [kg PO_4^{3-} eq/kWh]	83
Figura 5.10.1: Potencial de Toxicidad Humana de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg 1,4 DCB eq/kWh]	85
Figura 5.10.2: Potencial de Toxicidad Humana de matrices del mundo [kg 1,4 DCB eq/kWh]	85
Figura 5.11.1: Potencial de Agotamiento de Minerales de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg Sb eq/kWh]	86
Figura 5.11.2: Potencial de Agotamiento Abiótico de Elementos de matrices del mundo [kg Sb eq/kWh]	87
Figura 5.12.1: Potencial de Degradación de la Capa de Ozono de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg R11 eq/kWh]	88
Figura 5.12.2: Potencial de Agotamiento de la Capa de Ozono de matrices del mundo [kg R11 eq/kWh]	88
Figura 5.13.1: Potencial de Formación de Ozono Fotoquímico de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg C_2H_4 eq/kWh]	89
Figura 5.13.2: Potencial de Formación de Ozono Fotoquímico de matrices del mundo [kg C_2H_4 eq/kWh]	90

Índice de Tablas

Tabla 1.3.1: Impactos Ambientales Matriz Eléctrica Chilena 2014 (Gaete-Morales et Al., 2018)	5
Tabla 3.2.1: Generación por fuente de generación y tecnología, matriz 2023 Chile.....	15
Tabla 3.3.1: Inventario Carbón	16
Tabla 3.3.2: inventario Petcoke	17
Tabla 3.3.3: Inventario Carbón y Petcoke Unidad Funcional.....	17
Tabla 3.3.4: Inventario Diésel.....	18
Tabla 3.3.5: Inventario Diésel Unidad Funcional.....	19
Tabla 3.3.6: Inventario Crudo Unidad Funcional	19
Tabla 3.3.7: Inventario Gas Natural.....	20
Tabla 3.3.8: Inventario Gas Natural Unidad Funcional.....	21
Tabla 3.3.9: Inventario Gas Natural Licuado Unidad Funcional.....	21
Tabla 3.3.10: Inventario Biomasa.....	22
Tabla 3.3.11: Inventario Biomasa unidad funcional	22
Tabla 3.3.12: Inventario Biogás.....	23
Tabla 3.3.13: Inventario Biogás Unidad Funcional.....	23
Tabla 3.3.14: Inventario Energía Solar	24
Tabla 3.3.15: Inventario Energía Solar Unidad Funcional	24
Tabla 3.3.16: Inventario Termosolar.....	24
Tabla 3.3.17: Inventario Termosolar Unidad Funcional	25
Tabla 3.3.18: Inventario Eólica.....	25
Tabla 3.3.19: Inventario Eólica Unidad Funcional.....	25
Tabla 3.3.20: Inventario Hidroeléctrica de Reserva	26
Tabla 3.3.21: Inventario Hidroeléctrica de Reserva Unidad Funcional	26
Tabla 3.3.22: Inventario Hidroeléctrica de Pasada	26
Tabla 3.3.23: Inventario Hidroeléctrica de Pasada Unidad Funcional	27
Tabla 3.3.24: Inventario Geotérmica	27
Tabla 3.3.25: Inventario Geotérmica Unidad Funcional	27
Tabla 4.2.1: Impactos de cada tecnología por kWh, matriz 2023	30
Tabla 4.2.2: Impacto general matriz 2014 y 2023 por kWh	31

Tabla 4.3.1: Participación Carbón en categorías de impacto 2023	34
Tabla 4.3.2: Desglose Impacto Carbón por Etapa por kWh de generación	34
Tabla 4.4.1: Participación Diésel en categorías de impacto 2023	36
Tabla 4.4.2: Desglose Impacto Diésel CC por Etapa por kWh de generación	37
Tabla 4.4.3: Desglose Impacto Diésel OC por Etapa por kWh de generación	37
Tabla 4.4.4: Desglose Impacto Diésel DE por Etapa por kWh de generación	37
Tabla 4.5.1: Participación Gas Natural en categorías de impacto 2023	40
Tabla 4.5.2: Desglose Impacto Gas Natural CC por Etapa por kWh de generación	41
Tabla 4.5.3: Desglose Impacto Gas Natural OC por Etapa por kWh de generación	41
Tabla 4.6.1: Participación Biomasa en categorías de impacto 2023	44
Tabla 4.6.2: Desglose Impacto Biomasa por Etapa por kWh de generación	45
Tabla 4.7.1: Participación Biogás en categorías de impacto 2023	47
Tabla 4.7.2: Desglose Impacto Biogás por Etapa por kWh de generación	47
Tabla 4.8.1: Participación Hidro Reserva en categorías de impacto 2023	49
Tabla 4.8.2: Desglose Impacto Hidro Reserva por Etapa por kWh de generación	49
Tabla 4.9.1: Participación Hidro Pasada en categorías de impacto 2023	51
Tabla 4.9.2: Desglose Impacto Hidro Pasada por Etapa por kWh de generación	52
Tabla 4.10.1: Participación Eólica en categorías de impacto 2023	54
Tabla 4.10.2: Desglose Impacto Eólica por Etapa por kWh de generación	54
Tabla 4.11.1: Participación Solar en categorías de impacto 2023	56
Tabla 4.11.2: Desglose Impacto Solar por Etapa por kWh de generación	56
Tabla 4.12.1: Participación Termosolar en categorías de impacto 2023	57
Tabla 4.12.2: Desglose Impacto Termosolar por Etapa por kWh de generación	58
Tabla 4.13.1: Participación Geotérmica en categorías de impacto 2023	59
Tabla 4.13.2: Desglose Impacto Energía Geotérmica por Etapa por kWh de generación	59
Tabla 5.1.1: Unidades y Factores de Escalamiento para Matriz y Tecnologías Combustibles ..	61
Tabla 5.1.2: Unidades y Factores de Escalamiento para Tecnologías Renovables	62
Tabla 8.1.1: Plantas a Carbón	103
Tabla 8.1.2: Planta a Petcoke	104
Tabla 8.1.3: Plantas Diésel CC	105
Tabla 8.1.4: Plantas Diésel OC	105

Tabla 8.1.5: Plantas Diésel DE	107
Tabla 8.1.6: Planta Gas Natural CC.....	118
Tabla 8.1.7: Planta Gas Natural OC	119
Tabla 8.1.8: Planta de Biogás 1	120
Tabla 8.1.9: Planta de Biogás 2	121
Tabla 8.1.10: Planta de Biomasa	123
Tabla 8.1.11: Plantas solares fotovoltaicas	126
Tabla 8.1.12: Planta Concentradora Solar	164
Tabla 8.1.13: Planta Eólica	164
Tabla 8.1.14: Planta Hidroeléctrica de Reserva.....	168
Tabla 8.1.15: Planta Hidroeléctrica de Pasada	169
Tabla 8.1.16: Planta Geotérmica.....	180

1. Introducción

Hoy en día, es prácticamente imposible llevar a cabo la producción y consumo de energía sin generar impactos ambientales negativos, ya que están íntimamente ligados (European Environment Agency, 2024). El sector eléctrico es actualmente la segunda mayor fuente de emisiones de dióxido de carbono a nivel mundial (EPA, 2024), siendo responsable del 25% de los gases de efecto invernadero en países como Estados Unidos (EPA, 2024). Este fenómeno se debe principalmente al uso de combustibles fósiles para la generación de energía, que contribuyen no solo al cambio climático, sino también a problemas como la contaminación del aire, afectaciones a los cuerpos de agua y la generación de residuos sólidos. Por ejemplo, las operaciones relacionadas con el petróleo implican riesgos como derrames, mientras que la minería del carbón puede alterar los flujos de agua subterránea y generar drenaje ácido, afectando así los ecosistemas locales (European Environment Agency, 2024).

En respuesta a los desafíos ambientales, la comunidad internacional ha comenzado una transición energética hacia sistemas de generación más sostenibles. Según la “Net Zero Roadmap” de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2024), el panorama energético apunta a que para 2050 las emisiones de gases de efecto invernadero podrían reducirse en un 97% respecto a los niveles actuales (IEA, 2023). En esta visión, las energías renovables jugarán un rol central, con una proyección de que su capacidad instalada se triplique hacia 2030 (Figura 1.1.1) y que representen el 90% de la matriz energética global para 2050. La energía solar y eólica liderarán este cambio, alcanzando el 70% de la generación total (IEA, 2023).

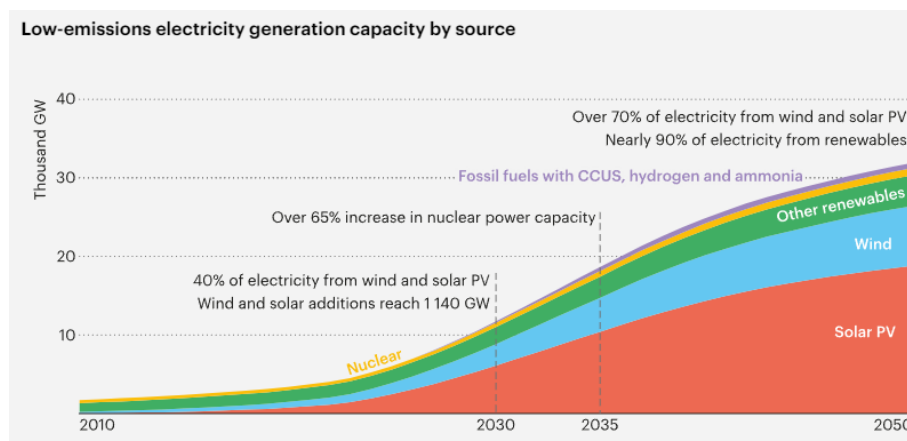


Figura 1.1.1: Proyección Generación Eléctrica renovable en el mundo (IEA, 2023)

Chile no ha sido ajeno a esta transformación global. En 2023, el 60% de la generación eléctrica del país provino de fuentes renovables, impulsada principalmente por un aumento en la generación hidroeléctrica y el crecimiento sostenido de la energía solar y eólica, que juntas alcanzaron un tercio del total de generación eléctrica. Este progreso es parte de los esfuerzos del país por descarbonizar su matriz energética, como lo demuestra su compromiso de eliminar las centrales a carbón a más tardar en 2040 (IEA, 2024) y alcanzar un 70% de participación de energías renovables en su matriz para 2050 (Ministerio de Energía, 2016).

Si bien las tecnologías bajas en carbono prometen reducir las emisiones, no siempre son equitativas, justas ni completamente ecológicas (Sovacool et Al., 2023). La transición energética debe alinearse con los principios del desarrollo sostenible, minimizando los impactos negativos mientras se maximizan los beneficios ambientales, sociales y económicos (Li & Ge, 2023). Para lograr esto, es crucial evaluar los impactos asociados a cada tecnología no solo durante su operación, sino a lo largo de todo su ciclo de vida, desde la extracción de recursos hasta su disposición final (Sanes & Amante, 2023).

El Análisis de Ciclo de Vida (ACV) es una metodología ampliamente reconocida, estandarizada por la ISO 14040, que permite evaluar de manera integral los impactos ambientales de productos o procesos, entendiendo como impacto ambiental el valor que tome cierta categoría de impacto ambiental, como por ejemplo “el impacto de calentamiento global es 0,5 kg/kWh”. El ACV se estructura en cuatro fases: definición de objetivos y alcance, análisis del inventario, evaluación del impacto ambiental e interpretación de resultados (ISO, 2006). Esta herramienta ha sido aplicada con éxito en numerosos países (Gran Bretaña, Brasil, Portugal, Bélgica, Canadá, Malasia, Noruega, Italia, Turquía, Dinamarca, España, Pakistán, Madagascar, Francia y México) con la finalidad de evaluar la generación eléctrica, demostrando su capacidad para identificar puntos críticos y proponer mejoras (Barros et Al., 2020).

En Chile, se han realizado ACV de la matriz eléctrica para los años 2014 y 2015, revelando que los mayores valores en los indicadores de impacto ambiental están asociados a los combustibles fósiles, mientras que las hidroeléctricas presentan las menores cifras (Gaete-Morales et Al., 2018). Los impactos principalmente están asociados a las emisiones generadas en la operación de las termoeléctricas, aunque el agotamiento de minerales, agotamiento de la capa de ozono y

oxidación fotoquímica están asociadas a la extracción de los fósiles (Vega-Coloma & Zaror, 2018).

Desde el 2014, la matriz eléctrica chilena ha cambiado, reduciendo la participación de tecnologías fósiles del 60% en 2014 al 36% en 2023 (CNE, 2024), con un aumento considerable en tecnologías solares y eólicas (Figura 1.1.2). Este cambio sugiere que los impactos ambientales también han variado, haciendo necesaria una actualización de su cuantificación.

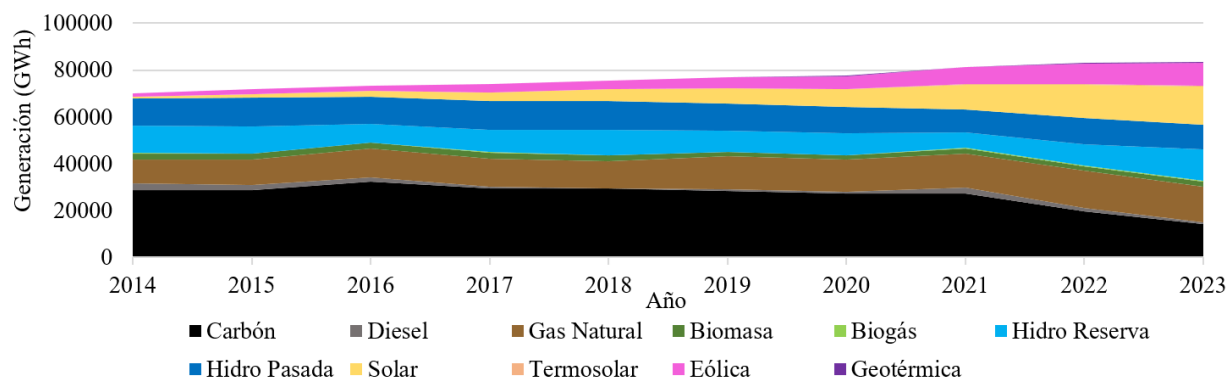


Figura 1.1.2: Evolución de la generación eléctrica de la matriz eléctrica chilena

Esta investigación cuantifica los impactos ambientales de la actual generación eléctrica en Chile utilizando la metodología de ACV. A través del análisis y la evaluación de los impactos se formularán recomendaciones de sustentabilidad. Además, se proporcionará información relevante para la toma de decisiones en el ámbito de la energía, como también, para la realización ACV de procesos que utilicen electricidad en Chile.

1.1 Objetivo General:

Evaluar los impactos ambientales de la generación eléctrica actual en Chile mediante la metodología de análisis de ciclo de vida.

1.2 Objetivos Específicos:

- Realizar un inventario de materiales y energía para la generación eléctrica en Chile (LCIA).
- Estimar los impactos ambientales mediante un análisis de ciclo de vida (ACV) utilizando el software openLCA y la base de datos Ecoinvent.

-Analizar la sustentabilidad ambiental de la generación eléctrica en Chile.

1.3 Estado del Arte:

El análisis de ciclo de vida (ACV) se ha consolidado como una herramienta esencial en la evaluación de sistemas energéticos, contribuyendo al incremento del conocimiento técnico y, en ocasiones, influenciando decisiones de políticas públicas en el ámbito energético (Jordaan et Al., 2021). Su aplicación en matrices de generación eléctrica es amplia a nivel mundial, abarcando estudios en países como Gran Bretaña, Brasil, Portugal, Bélgica, Canadá, Malasia, Noruega, Italia, Turquía, Dinamarca, España, Pakistán, Madagascar, Francia y México. De manera general, los estudios concluyen que las tecnologías solares y eólicas presentan los menores índices de impacto ambiental (Barros et Al., 2020). Sin embargo, persisten desafíos metodológicos, como la variación espacial, los horizontes temporales y la singularidad técnica local, que deben abordarse para mejorar la precisión de los análisis (Jordaan et Al., 2021).

En Chile, existen tres investigaciones destacadas sobre los impactos ambientales de su matriz eléctrica. La primera, realizada por Zaror y Vega en 2022, analiza el período 2005-2015, enfocándose en la variación de indicadores ambientales. Este estudio concluyó que, gracias a políticas públicas más estrictas, la acidificación atribuida al carbón se redujo en un 400% durante ese periodo (Vega-Coloma & Zaror, 2022).

Un estudio previo de los mismos autores, publicado en 2018, amplió el análisis al periodo 1995-2015, evaluando el impacto ambiental de las principales tecnologías de generación eléctrica en Chile mediante el modelo CML2000. Los resultados identificaron a las plantas termoeléctricas a carbón como las mayores contribuyentes a indicadores como eutrofización, toxicidad humana, ecotoxicidad (agua dulce, marina y terrestre), agotamiento de recursos abióticos, acidificación y calentamiento global. Esto se atribuye a la tecnología obsoleta y de baja eficiencia energética de estas plantas. Por el contrario, las plantas basadas en energías renovables mostraron valores de impacto menores en la mayoría de las categorías analizadas (Vega-Coloma & Zaror, 2018).

El estudio más completo realizado en Chile hasta la fecha fue desarrollado por Gaete-Morales, Gallego-Schmid, Stamford y Azapagic en 2018 (Gaete-Morales et Al., 2018). Este análisis abarca no solo los impactos ambientales de la matriz eléctrica, sino también una revisión

detallada por tecnología y por etapa del ciclo de vida (extracción, procesamiento, transporte, operación, construcción, relleno sanitario y reciclaje). Aunque el estudio fue publicado en 2018, la evaluación corresponde a la matriz eléctrica chilena de 2014. La presente investigación tomará este estudio como marco comparativo para analizar la matriz de 2023. A continuación, para futuras referencias se mostrarán los resultados de esta investigación de matriz chilena del año 2014. Los resultados se presentarán ordenados de mayor a menor impacto, junto con un análisis de su contribución a la matriz.

Los principales resultados encontrados en esa investigación se presentan en la Tabla 1.3.1.

Tabla 1.3.1: Impactos Ambientales Matriz Eléctrica Chilena 2014 (Gaete-Morales et Al., 2018)

Impacts per kWh	Electricity sources and technologies											
	Coal PC ^a	Oil CC ^a	Oil OC ^a	Oil DE ^a	Gas CC ^a	Gas OC ^a	Biogas	Biomass CHP ^a	Solar PV ^a	Wind onshore	Hydro reservoir	Hydro RoR ^a
GWP [g CO ₂ eq.]	1039	836	988	924	632	975	36	50	40	8	3	2
HTP [g DCB eq.]	394	100	126	97	46	74	9	120	53	25	3	2
ADP [μg Sb eq.]	33	121	154	191	27	47	36	30	1165	81	6.1	5.4
ADP _{fossil} [kJ]	10,342	9454	12,213	11,807	8713	14,454	312	595	419	91	20	17
AP [mg SO ₂ eq.]	6070	4131	8783	7911	682	473	340	776	254	33	8	6
EP [mg PO ₄ ⁻³ eq.]	1913	666	818	1546	193	149	40	218	104	21	3	3
ODP [μg R11 eq.]	15	101	129	125	0.9	1.4	2.9	5.4	6.3	0.5	0.2	0.1
POCP [mg C ₂ H ₄ eq.]	298	253	462	779	75	87	34	424	22	3.6	0.9	0.7
FAETP [g DCB eq.]	308	28	40	58	11	21	7.4	8.3	49	26	0.8	0.7
MAETP [kg DCB eq.]	2403	53	69	76	15	26	10	12	173	18	1.4	1.2
TETP [mg DCB eq.]	2200	770	830	1150	300	420	210	580	450	570	90	70

El carbón emerge como el principal contribuyente a múltiples categorías de impacto, representando en promedio el 79% del total de impactos en la matriz. Destacan sus efectos en el potencial de calentamiento global, la toxicidad humana, la eutrofización y la contaminación de cuerpos de agua, tanto dulce como marina y terrestre. Estos impactos son resultado tanto de las emisiones durante la operación (combustión), que incluyen CO₂ y NO_x, como de los subproductos generados en la extracción minera, como el selenio y los fosfatos. Asimismo, se observan valores elevados en el potencial de agotamiento abiótico de fósiles, acidificación y potencial fotoquímico de formación de ozono. Estas repercusiones se atribuyen principalmente a los procesos de extracción minera y a las emisiones de gases como SO₂, NO_x, CO y NMVOC durante la combustión.

El diésel, si bien menos prominente que el carbón, exhibe un valor de impacto alto, con un promedio del 8% en la matriz y siendo la segunda tecnología con el mayor impacto en la matriz.

Sus principales impactos están relacionados al agotamiento abiótico de combustibles fósiles, Acidificación, Calentamiento global, agotamiento de ozono, potencial fotoquímico de formación de ozono, eutrofización y toxicidad terrestre. Esto se debe principalmente a la producción del combustible como por ejemplo las emisiones de selenio en las minas, y a la combustión, viéndose que los impactos son generados, por ejemplo, gracias a la generación de SO₂, NO_x e hidrocarburos policíclicos aromáticos. Aunque, en cuanto al aporte de impactos que se hacen en la matriz, destaca el potencial de agotamiento de ozono y el potencial de agotamiento abiótico, contribuyendo con un 39% y un 15% respectivamente.

El gas natural, aunque considerado una alternativa más limpia entre los combustibles fósiles, no está exento de impactos ambientales. Es la tercera tecnología con más impacto, tiene altas las categorías de potencial de agotamiento abiótico de combustibles fósiles debido a la Extracción de combustibles, y potencial de calentamiento global por la Combustión, aunque es la opción de menor impacto en este ítem entre los fósiles debido a su alta eficiencia. También estos son los impactos que más contribuyeron a la matriz eléctrica chilena por parte del gas natural, con un 17% y 21% de participación respectivamente. Impactos medianamente altos son la acidificación, eutrofización y potencial fotoquímico de creación de ozono. Estos efectos se atribuyen principalmente a la combustión, aunque la extracción y el transporte también tienen cierta implicación.

A partir de ahora, siguen las tecnologías renovables, estas tecnologías tienen un impacto que en general es casi despreciable en cuanto a la matriz, por lo que no se discutirá su efecto en el sistema eléctrico a menos que su aporte sea relevante. Sin embargo, vale la pena analizar cuáles son los impactos que posee cada una como tecnología.

La biomasa, aunque renovable, presenta impactos comparables e incluso superiores al gas natural en algunas categorías, lo que es suficiente para posicionarla como la peor de las tecnologías renovables. La producción y combustión de biomasa poseen una gran contribución a la toxicidad humana y terrestre, así como a la acidificación y eutrofización, además de afectar al Potencial fotoquímico de creación de ozono y al Potencial de agotamiento de ozono.

La energía solar, tiene todos sus impactos relacionados a la etapa de construcción. Destaca el impacto en su potencial de agotamiento abiótico de elementos, ya que aporta con un 23% en esa

categoría a la matriz, aun cuando solo genera un 0.7% de la electricidad del sistema, esto se debe principalmente al uso de oro y plata en los circuitos de los paneles. También tiene impactos en la toxicidad tanto humana, como de agua fresca, como marina y terrestre, además del potencial de agotamiento de ozono.

La energía eólica, aunque más prometedora en términos de sostenibilidad, también presenta impactos asociados principalmente con la construcción. Se destacan principalmente el potencial de agotamiento abiótico de fósiles y la toxicidad en entornos terrestres y acuáticos.

El biogás, por otra parte, tiene sus mayores impactos asociados al potencial de agotamiento abiótico de fósiles, acidificación y agotamiento de ozono. Esto tiene su causa en la producción del biogás y su operación, donde a través de la combustión se genera SO_2 y NO_x .

Finalmente, la energía hidroeléctrica destaca por sus impactos relativamente bajos en comparación con otras fuentes de generación. Aunque se observan algunos impactos ligeramente superiores cuando diferenciamos las centrales de reservas con aquellas de río, estos son mínimos en el contexto general de la matriz energética chilena.

1.4 Justificación de la investigación:

Si bien se ha estudiado antes el impacto ambiental de la matriz eléctrica chilena y sus tecnologías asociadas, los estudios relacionados datan del año 2018-2019, basándose en matrices del 2014-2015, en ésta última década la matriz y las tecnologías han sufrido cambios, actualmente, la matriz está compuesta por carbón, diésel, gas natural, biocombustibles, eólica, solar fotovoltaica, hidráulica de pasada, hidráulica de embalse, geotérmica y concentración solar; agregándose estas últimas dos tecnologías. Sus porcentajes de participación en la generación eléctrica también difieren de la matriz del 2014 ya que esta tenía un porcentaje de fósiles muy superior llegando al 60% mientras que la actual del 2023 los combustibles fósiles fueron reducidos a un 36%, las matrices se pueden ver en la Figura 1.4.1, con sus respectivas participaciones.

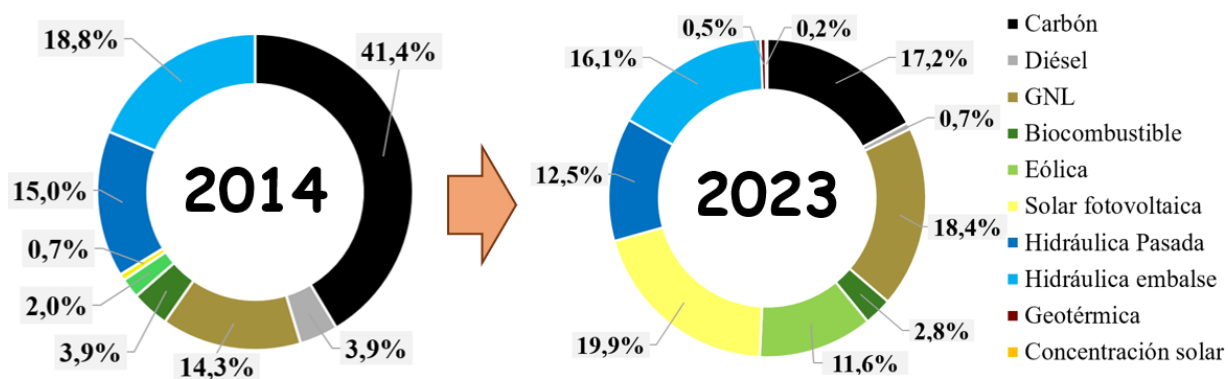


Figura 1.4.1: Comparación tecnologías y participación generación matriz eléctrica chilena 2014-2023 (CNE, 2024)

Se destaca la participación de la energía solar y eólica que aumentaron sus porcentajes de participación en la generación eléctrica de un 0.7% a un 19.9% y de 2% a 11.6% respectivamente.

1.5 Análisis de ciclo de vida:

Se utiliza la metodología de Análisis de Ciclo de Vida (ACV). Su procedimiento es descrito en la norma ISO14040 y 14044 y su objetivo es analizar aspectos e impactos ambientales de un producto a través de su vida, esto quiere decir a través de su producción, uso y deposición. Un esquema simplificado de la vida de un producto se ve como el de la Figura 1.5.1, sin embargo, no hay que olvidar que esto se puede complejizar, pues se pueden tener diversas materias primas, transporte, uso de energía, formación de subproductos, productos intermedios, etcétera (Klopffer & Grahl, 2014).



Figura 1.5.1: Diagrama ACV simplificado

La realización del análisis de ciclo de vida se divide en 4 fases (Klopffer & Grahl, 2014):

i) Definición de Objetivo y Alcance: El objetivo corresponde a una declaración que debe incluir el objetivo del estudio, el interés en su realización, el grupo objetivo y si se realizarán afirmaciones comparativas, mientras que, el alcance, corresponde a la definición del sistema de productos con sus respectivos límites; además en esta fase se define la unidad funcional, que corresponde a una decisión de qué se está estudiando y cuánto de eso se está estudiando, es decir, una cantidad común basada en la función principal de un sistema que permite la comparación entre sistemas. En la presente investigación los objetivos de la metodología se condicen con los del presente estudio, la unidad funcional será 1 kWh de generación eléctrica y el alcance se definirá más a detalle en el desarrollo de la presente memoria.

ii) Análisis de inventario de ciclo de vida: En ella se compila y se cuantifica las entradas y salidas de cada uno de los procesos del sistema identificado en todo su ciclo de vida. En la presente investigación la recopilación de información se dará a través de fuentes primarias como el coordinador eléctrico nacional, la comisión nacional de energía (CNE) o la superintendencia de medio ambiente (SMA) y será complementada por la base de datos Ecoinvent v3.10.

iii) Evaluación de impacto de ciclo de vida: Fase donde se entiende y se evalúan la magnitud de los impactos ambientales de un sistema de producto durante todo su ciclo de vida. En la presente investigación la simulación será realizada en el software OpenLCA, y la evaluación de impactos ambientales de la simulación vendrá dada a través del método CML puesto que es el que se utiliza en los estudios de la matriz eléctrica chilena (Gaete-Morales et Al., 2018; Vega-Coloma & Zaror, 2018) y también, en cuanto a los ACV de matrices eléctricas o tecnologías de generación eléctrica al año 2019, la metodología CML fue la más utilizada del mundo (Barros et Al., 2020).

iv) Interpretación: En esta última etapa se obtienen las conclusiones de los resultados del inventario y de la evaluación de impactos a través del análisis y discusión de estos. En el presente trabajo se discutirá la sustentabilidad de la matriz actual, se comparará con la matriz del 2014, se comparará el impacto por tecnología respecto a bibliografía actual y finalmente se identificarán puntos calientes y se entregarán recomendaciones.

2. Objetivo y Alcance:

2.1 Objetivo

El objetivo del análisis de ciclo de vida se condice con el del presente estudio el cuál corresponde a evaluar los impactos ambientales de la generación eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) del año 2023 mediante la metodología de Análisis de Ciclo de Vida (ACV), para lo cuál se cuenta con 3 objetivos específicos:

- Realizar un inventario de materiales y energía para la generación eléctrica en Chile (LCIA).
- Estimar los impactos ambientales mediante un análisis de ciclo de vida (ACV) utilizando el software openLCA y la base de datos Ecoinvent.
- Analizar la sustentabilidad ambiental de la generación eléctrica en Chile.

Para lograr estos objetivos es que la unidad funcional seleccionada es 1 kWh de generación eléctrica.

2.2 Alcance

El alcance del estudio se define desde una perspectiva “de la cuna a la puerta”, es decir, se incluyen las fases que abarcan desde la extracción y procesamiento de combustibles fósiles, el transporte, y las etapas asociadas a la planta de generación, que comprenden la construcción y operación de las instalaciones. Sin embargo, No se consideran los procesos de transmisión ni el uso final de la electricidad, ya que el enfoque está únicamente en la fase de generación, como se muestra en la Figura 2.2.1.

En la evaluación de impactos, los desechos se consideran implícitamente en los impactos de cada etapa, salvo en la planta, donde se muestran explícitamente como Deposición. El decomiso de la planta se incluye en el impacto de construcción.

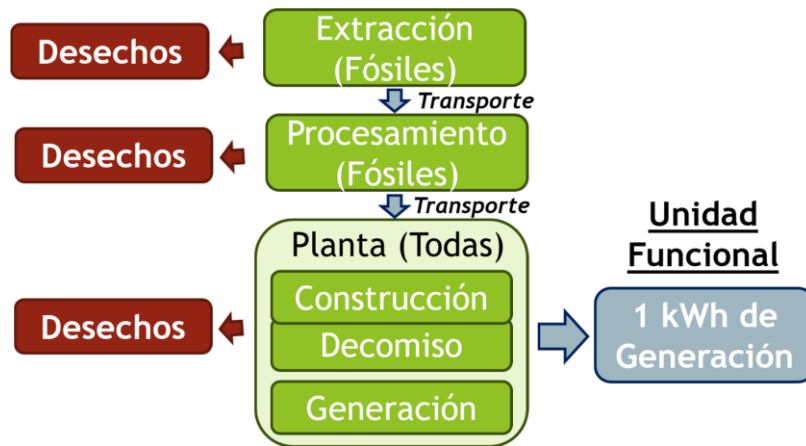


Figura 2.2.1: Alcance del Sistema

En este análisis, se estudiarán fuentes no renovables como las plantas de carbón, gas natural y diésel, y fuentes renovables como la energía solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa, biogás y geotérmica. Para cada una de estas fuentes se evaluará el impacto de sus tecnologías asociadas que se verán en la Tabla 3.2.1.

3. Análisis de Inventario

3.1 Recopilación y uso de datos:

Para el análisis de inventario se ocuparon fuentes diversas nacionales para encontrar ciertas piezas de información, que serán presentadas a continuación.

El Anuario CNE 2023 (CNE, 2023), infotécnica del coordinador eléctrico nacional (Coordinador Eléctrico Nacional, 2024) y base de datos del CNE de energía abierta (CNE, 2024) fueron utilizadas para recopilar los datos de generación, capacidad instalada, tecnologías, procesamiento de fósiles, consumo de combustibles y participación de combustibles.

La superintendencia de medio ambiente (SMA) fue utilizada para obtener las emisiones de cada una de las tecnologías, a excepción de biogás, ya que, no se encuentra en la base de datos (SMA, 2024), por lo que se utiliza la información del estudio de Gaete-Morales (Gaete-Morales et Al., 2018). Y también para obtener la vida útil de las tecnologías a través de su documentación de evaluación de impacto ambiental de los proyectos individuales (SMA, 2024). La única excepción a esta búsqueda son las hidroeléctricas, ya que su vida útil fue utilizada usando las mismas que el estudio del 2014.

Todos los datos fueron recopilados y se encuentran en el Anexo A por cada fuente de generación.

Estos datos fueron utilizados de la siguiente manera para ser pasados a la unidad funcional correspondiente. El consumo de combustible por kWh de generación se calculó según la Ecuación 3.1.1, el transporte de los combustibles fue calculado en toneladas por kilómetros respecto de la generación de acuerdo a la Ecuación 3.1.2, el ítem planta por kWh fue calculado de acuerdo a la Ecuación 3.1.3 para la mayoría de los casos, sin embargo, para las hidroeléctricas la base de datos Ecoinvent modela para el conjunto de plantas, es por eso que en ese caso la fórmula cambia a la Ecuación 3.1.4. Finalmente, los factores de emisión ya vienen dados por la SMA en kg/kWh.

$$\text{Consumo combustible unidad funcional} = \frac{\text{Consumo combustible año}}{\text{Generación eléctrica combustible año}}$$

Ecuación 3.1.1: Consumo de combustible a unidad funcional

$$\text{Transporte combustible unidad funcional} = \sum \frac{\text{Importación país/ industria } i * \text{Distancia país/industria } i}{\text{Generación eléctrica combustible año}}$$

Ecuación 3.1.2: Transporte de combustible a unidad funcional

$$\text{Ítem Construcción} = (\text{Capacidad instalada} * \text{Vida útil} * \text{Factor de planta})^{-1}$$

Ecuación 3.1.3: ítem Construcción unidad funcional

$$\text{Ítem Construcción Hidroeléctrica} = (\text{Generación} * \text{Vida útil})^{-1}$$

Ecuación 3.1.4: Factor de planta hidroeléctrica unidad funcional

El proceso de modelación fue usar la base de datos Ecoinvent, en donde se utilizaron los inventarios ya creados para las fuentes de generación en nuestro país, y se reemplazaron aquellos datos obtenidos desde fuentes primarias para obtener una evaluación más acertada de la situación actual del país.

El software utilizado fue OpenLCA.

3.2 Presentación Matriz:

La matriz eléctrica de Chile en el año 2023 generó un total de 83.198 GWh, distribuida entre 10 fuentes de generación. De estas, tres corresponden a fuentes no renovables: carbón, gas natural y diésel, con participaciones respectivas del 17,2%, 18,6% y 0,6%. Las fuentes renovables, por su parte, incluyen energía solar, hidroeléctrica, eólica, biomasa, geotérmica y biogás, con participaciones de 20,1%, 28,7%, 11,7%, 2,4%, 0,5% y 0,2%, respectivamente (CNE, 2024).

La fuente restante es el caso particular de la Planta de Ácido Sulfúrico de Mejillones la cuál quema azufre para generar energía y entrega sus excedentes al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), su participación es del 0,2%, a pesar de tener una generación comparable al biogás y superior a la termosolar (0,16% e incluida en energía solar), esta no será analizada puesto que corresponde a un caso particular y no representa una tecnología en la que Chile planea invertir a futuro para la generación eléctrica, a diferencia del resto de generadoras. Es por esto que se considerarán únicamente 9 fuentes de generación de las 10 reportadas.

Los impactos ambientales serán discutidos por tecnología, incluyendo plantas de carbón pulverizado (17,2%), plantas de ciclo combinado (16,1%) y ciclo abierto (2,8%) para gas natural

y diésel, y plantas de motores de combustión de diésel (0,3%). También se evaluarán plantas de cogeneración de biomasa (2,4%), motores de combustión de biogás (0,2%), paneles solares fotovoltaicos (19,9%), plantas concentradoras solares (0,2%), turbinas eólicas (11,7%), hidroeléctricas de reserva (16,2%), hidroeléctricas de pasada (12,6%) y plantas de energía geotérmica (0,5%) (Coordinador Eléctrico Nacional, 2024).

En la Tabla 3.2.1 se muestra la generación y participación por tecnología y fuente de generación.

Tabla 3.2.1: Generación por fuente de generación y tecnología, matriz 2023 Chile

Tecnología/ Fuentes GWh	Carbón	GN	Diesel	Biomasa	Biogás	Solar	Eólica	Hidro Eléctrica	Geo Térmica	Total Tecnologías	Participación Tecnologías %
Carbón Pulverizado	14.315									14.315	17,2%
Ciclo Combinado		13.249	138							13.387	16,1%
Ciclo Abierto		2.196	174							2.370	2,8%
Motor de Combustión Diesel			225							225	0,3%
Cogeneración				1.961						1.961	2,4%
Motor de Combustión Biogás					165					165	0,2%
Panel Solar Fotovoltaico						16.592				16.592	19,9%
Concentradora Solar						132				132	0,2%
Turbina Eólica							9.709			9.709	11,7%
Hidroeléctrica Reserva								13.458		13.458	16,2%
Hidroeléctrica Pasada								10.448		10.448	12,6%
Planta Geotérmica									437	437	0,5%
Total Fuentes de Generación	14.315	15.445	537	1.961	165	16.724	9.709	23.905	437		
Participación Fuentes %	17,2%	18,6%	0,6%	2,4%	0,2%	20,1%	11,7%	28,7%	0,5%		

A continuación, se procederá al desarrollo de la metodología de Análisis de Ciclo de Vida (ACV), dividido en las cuatro fases clave mencionadas en la introducción: definición de

objetivos y alcance, análisis de inventario del ciclo de vida, evaluación de impactos ambientales e interpretación de resultados.

3.3 Inventario Tecnologías:

3.3.1 Inventario Carbón:

Existen 12 plantas a carbón, que hacen una generación de 13.932 GWh para lo que utilizan 5,2 millones de toneladas de carbón este carbón proviene de Colombia, Australia, Estados Unidos y Canadá con participaciones respectivas de 47,5%; 34,7%; 13,1% y 4,7%. Su tecnología es de carbón pulverizado con una vida útil de 25 años, eficiencia del 33% y un factor de capacidad de planta del 46%.

También existe 1 planta a petcoke que genera 383 GWh con 173 mil toneladas, este petcoke proviene desde Chile, la planta posee una vida útil de 37 años, una capacidad de 75 MW, un factor de capacidad de 58% y una eficiencia de 27,3%.

Toda la información se encuentra en la Tabla 3.3.1 y Tabla 3.3.2, además, el detalle de cada una de las plantas se encuentra en el anexo A (Tabla 8.1.1 y Tabla 8.1.2).

Tabla 3.3.1: Inventario Carbón

Etapa ciclo de vida	Datos	
Extracción	Consumo: 5.166.537 toneladas de carbón	
	Carbón Colombiano: 47,5%; 5.582 km	
	Carbón Australia: 44,7%; 11.608 km	
	Carbón Estadounidense: 13,1%; 8.214 km	
	Carbón Canadá: 4,7%; 10.955 km	
Planta Carbón	Capacidad instalada carbón: 4.067MW	
	Capacidad instalada ponderada carbón: 498MW	
	Generación Carbón: 13.932 GWh	
	Eficiencia Carbón: 33%	
	Factor de generación: 46%	
	Vida útil: 25 años	
Emisiones	CO ₂ kg/kWh:	0,975
	NO _x kg/kWh:	0,014
	SO ₂ kg/kWh	0,0047

Tabla 3.3.2: inventario Petcoke

Etapa ciclo de vida	Datos
Extracción	Consumo: 172.524 toneladas de petcoke Petcoke Chileno: 100%
Planta Petcoke	Capacidad instalada petcoke: 75MW Generación Petcoke: 383 GWh Eficiencia petcoke: 27% Factor de generación: 58% Vida útil: 37 años
Emisiones	CO ₂ kg/kWh: 0,975 NO _x kg/kWh: 0,014 SO ₂ kg/kWh 0,0047

Al traspasar cada uno de los datos a unidad funcional se obtiene la Tabla 3.3.3.

Tabla 3.3.3: Inventario Carbón y Petcoke Unidad Funcional

Etapa ciclo de vida	Datos
Extracción	kg carbón/kWh 0,36
	kg petcoke/kWh 0,012
Transporte	Colombia ton*km/kWh 0,96
	Australia ton*km/kWh 1,45
	Estados Unidos ton*km/kWh 0,39
	Canadá ton*km/kWh 0,18
	Argentina ton*km/kWh 4,91,E-04
	TOTAL ton*km/kWh 2,98
Construcción	Planta carbón/kWh 2,0,E-11
	Planta petcoke/kWh 7,1,E-11
Emisiones	CO ₂ kg/kWh: 0,975
	NO _x kg/kWh: 0,014
	SO ₂ kg/kWh 0,005

3.3.2 Inventario Diésel:

Existen 118 plantas a diésel, que hacen una generación de 537 GWh para lo que utilizan 114 mil toneladas de diésel, de este diésel, un 63% es importado, proveniente de Estados Unidos, Japón y Corea del Sur, con participaciones respectivas de 89%; 10%; y 1%, mientras que, el 37% restante lo aporta la refinería chilena, el crudo necesario para producir el diésel nacional es un 36% nacional y un 64% importado que proviene un 70% desde Brasil, un 16% desde Ecuador y un 15% desde Argentina.

Las tecnologías se dividen en 3, plantas de ciclo combinado, plantas de ciclo abierto y motor de combustión.

Las plantas de ciclo combinado son 6 y generan 138 GWh con 24 mil toneladas de diésel poseen una vida útil de 35 años y un factor de capacidad de planta del 28%.

Las plantas de ciclo abierto son 19 y generan 174 GWh con 39 mil toneladas de diésel poseen una vida útil de 29 años y un factor de capacidad de planta del 3%.

Finalmente, las plantas de motor de combustión son 93 y generan 225 GWh con 50 mil toneladas de diésel poseen una vida útil de 25 años y un factor de capacidad de planta del 11%.

Toda la información se encuentra en la Tabla 3.3.4 y el detalle de cada una de las plantas se encuentra en el anexo A (Tabla 8.1.3, Tabla 8.1.4 y Tabla 8.1.5).

Tabla 3.3.4: Inventario Diésel

Etapa ciclo de vida	Datos			
Extracción	Consumo: 114.226 toneladas de Diésel			
	Diésel Nacional: 37%			
	Diésel Importado: 63%			
	Diésel Estados Unidos: 89%; 7.745 km			
	Diésel Japón: 10%; 17.190 km			
	Diésel Corea del Sur: 1%; 18.259 km			
	Crudo Nacional: 36%			
	Crudo Importado: 64%			
	Crudo Brasil: 70%; 6.788 km			
	Crudo Ecuador: 16%; 4.028 km			
	Crudo Argentina: 15%; 3.695 km			
Planta		Ciclo Combinado	Ciclo abierto	Motor de combustión
	Capacidad instalada	821 MW	1.952 MW	1.547 MW
	Capacidad instalada ponderada:	106 MW	123 MW	59 MW
	Generación:	137.820 MWh	174.399 MWh	224.880 MWh
	Consumo	24.315 ton	39.443 ton	50.468 ton
	Factor de generación:	28%	3%	11%
	Vida útil:	35 años	29 años	25 años
Emisiones				
	CO ₂ kg/kWh:	1,040	0,810	0,615
	NO _x kg/kWh:	0,00261	0,00341	0,00670
	SO ₂ kg/kWh	0,00004	0,00264	0,00160

De esta manera para realizar la modelación se traspasan los datos a unidad funcional obteniéndose la Tabla 3.3.5, además se hace una modelación en unidad funcional del crudo que va a la refinería en la Tabla 3.3.6.

Tabla 3.3.5: Inventario Diésel Unidad Funcional

Etapa ciclo de vida	Datos Diésel	CC	OC	DE
Extracción	kg diésel/kWh	0,176424	0,226164	0,224425
Transporte	Estados Unidos ton*km/kWh	0,766	0,982	0,974
	Japón ton*km/kWh	0,183	0,234	0,232
	Corea del Sur ton*km/kWh	0,023	0,029	0,029
	China ton*km/kWh	0,007	0,009	0,009
	Nacional ton*km/kWh	0,043	0,056	0,055
	TOTAL ton*km/kWh	0,978	1,254	1,245
Construcción		CC	OC	DE
	Planta ítem/kWh	1,09,E-10	9,74,E-10	7,19,E-10
Emisiones		CC	OC	DE
	CO ₂ kg/kWh:	1,040	0,810	0,615
	NO _x kg/kWh:	0,0026	0,0034	0,0067
	SO ₂ kg/kWh	0,000038	0,0026	0,0016

Tabla 3.3.6: Inventario Crudo Unidad Funcional

Etapa ciclo de vida	Datos Crudo
Extracción	kg crudo/kg diésel 1,000
Transporte	Brasil ton*km/kg diésel 2,973
	Ecuador ton*km/kg diésel 0,400
	Argentina ton*km/kg diésel 0,343
	TOTAL ton*km/kg diésel 3,715

3.3.3 Inventario Gas Natural:

Existen 27 plantas de gas natural, que hacen una generación de 15.456 GWh para lo que utilizan 3.330 millones de metros cúbicos de gas natural, un 51% del gas natural proviene por gaseoducto de 463 km desde Argentina el resto proviene en forma de gas natural Licuado por medio de barco metanero desde Trinidad y Tobago, Estados Unidos, Guinea Ecuatorial y Egipto con participaciones respectivas de 28%; 12%; 8% y 1%.

Las tecnologías se dividen en 3, plantas de ciclo combinado, plantas de ciclo abierto y motor de combustión. sin embargo, solo se considerarán las de ciclo combinado y ciclo abierto ya que las

de motor corresponder a un 0,07% de generación, en este sentido se considera como el total de 21 plantas con una generación de 15.455 GWh y 3.328 millones de m³.

Las plantas de ciclo combinado son 9 y generan 13.249 GWh con 2.623 millones de m³ de gas natural poseen una vida útil de 29 años y un factor de capacidad de planta del 44%.

Las plantas de ciclo abierto son 12 y generan 2.196 GWh con 705 2.623 millones de m³ de gas natural poseen una vida útil de 27 años y un factor de capacidad de planta del 28%.

Toda la información se encuentra en la Tabla 3.3.7 y el detalle de cada una de las plantas se encuentra en el anexo A (Tabla 8.1.6 y Tabla 8.1.7).

Tabla 3.3.7: Inventario Gas Natural

Etapa ciclo de vida		Datos	
Extracción		Consumo: 3.327.903.502 m ³ de Gas Natural	
		GN Argentina: 50,7%; 463 km (Gaseoducto)	
		GN Trinidad y Tobago: 28,0%; 7.026 km	
		GN Estados Unidos: 12,4%; 7.640 km	
		GN Guinea Ecuatorial: 7,6%; 12.432 km	
		GN Egipto: 1,3%; 16.255 km	
Planta		Ciclo Combinado	Ciclo abierto
	Capacidad instalada	4.050 MW	1.375 MW
	Capacidad instalada ponderada:	447 MW	207 MW
	Generación:	13.249.041 MWh	2.196.018 MWh
	Consumo	2.622.801.767 m ³	705.101.735 m ³
	Factor de generación:	44%	28%
	Vida útil:	29 años	27 años
Emisiones			
	CO ₂ kg/kWh:	0,772	0,874
	NO _x kg/kWh:	0,00117	0,00203
	SO ₂ kg/kWh	0,000037	0,0019

De esta manera para realizar la modelación se traspasan los datos a unidad funcional obteniéndose la Tabla 3.3.8 y Tabla 3.3.9.

Tabla 3.3.8: Inventario Gas Natural Unidad Funcional

Etapa ciclo de vida	Datos	CC	OC
Extracción	m ³ GN/kWh	0,198	0,321
Transporte	Argentina ton*km/kWh	0,030	0,049
	LNG incluido en procesamiento		
		CC	OC
Construcción	Planta ítem/kWh	2,03,E-11	7,16,E-11
		CC	OC
Emisiones	CO ₂ kg/kWh:	0,772	0,874
	NO _x kg/kWh:	0,00117	0,00203
	SO ₂ kg/kWh	0,000037	0,0019

Tabla 3.3.9: Inventario Gas Natural Licuado Unidad Funcional

Etapa ciclo de vida	Datos Procesamiento LNG	
Extracción	m ³ LNG/m ³ GN	1,000
Transporte	Trinidad y Tobago ton*km/m ³	2,871
	Estados Unidos ton*km/m ³	1,380
	Guinea Ecuatorial ton*km/m ³	1,376
	Egipto ton*km/m ³	0,301
	TOTAL	5,927

3.3.4 Inventario Biomasa:

Existen 18 plantas de biomasa, que hacen una generación de 1.961 GWh para lo que utilizan 2,98 millones de toneladas de biomasa, de esta biomasa un 97% proviene de industrias y otro 3% desde industrias agrícolas, es por esto que se considerará un 100% de las plantas como Forestales.

Su tecnología es de caldera de biomasa con una vida útil de 23 años y un factor de capacidad de planta del 53%.

Toda la información se encuentra en la Tabla 3.3.10 y el detalle de cada una de las plantas se encuentra en el anexo A (Tabla 8.1.10).

Tabla 3.3.10: Inventario Biomasa

Etapa ciclo de vida	Datos
Extracción	Consumo: 2.982.204 toneladas de biomasa Transporte desde forestal a planta: 20 km
Planta	Capacidad instalada: 533 MW Capacidad instalada ponderada: 48MW Generación: 1.960.950 MWh Factor de generación: 53% Vida útil: 23 años
Emisiones	NO _x kg/kWh: 0,00355

Estos datos fueron traspasados al marco de referencia de unidad funcional, obteniéndose los valores mostrados en la Tabla 3.3.11.

Tabla 3.3.11: Inventario Biomasa unidad funcional

Etapa ciclo de vida	Datos	
Extracción	kg biomasa/kWh	1,52
Transporte	ton*km/kWh	0,030
Construcción	Planta ítem/kWh	1,94,E-10
Emisiones	NO _x kg/kWh:	0,0036

3.3.5 Inventario Biogás:

Existen 8 plantas de biogás, que hacen una generación de 165 GWh para lo que utilizan 3,76 millones de m³ de biogás, de este biogás un 96% proviene de relleno sanitario y otro 3% repartido principalmente en digestión anaeróbica de lodos y desechos agrícolas, debido a estos últimos bajos porcentajes de participación es que se considerará un 100% de la generación perteneciente a rellenos sanitarios.

Su tecnología es de motor de combustión con una vida útil de 28 años y un factor de capacidad de planta del 41%.

Toda la información se encuentra en la Tabla 3.3.12 y el detalle de cada una de las plantas se encuentra en el anexo A (Tabla 8.1.8 y Tabla 8.1.9).

Tabla 3.3.12: Inventario Biogás

Etapa ciclo de vida	Datos
Extracción	Consumo: 3.763.643 m ³
Planta	Capacidad instalada: 57 MW Capacidad instalada ponderada: 17 MW Generación: 165.038 MWh Factor de generación: 41% Vida útil: 28 años
Emisiones	NO _x kg/kWh: 0,000394 SO ₂ kg/kWh: 0,000113

Estos datos fueron traspasados al marco de referencia de unidad funcional, obteniéndose los valores mostrados en la Tabla 3.3.13.

Tabla 3.3.13: Inventario Biogás Unidad Funcional

Etapa ciclo de vida	Datos	
Extracción	m ³ biogás/kWh	0,0228
Construcción	Planta ítem/kWh	5,84,E-10
Emisiones	NO _x kg/kWh:	0,000394
	SO ₂ kg/kWh:	0,000113

3.3.6 Inventario Solar Fotovoltaica:

Existen 525 plantas solares en Chile, que hacen una generación de 16.592 GWh. Su tecnología es de panel solar multi cristalino con una vida útil de 30 años y un factor de capacidad de planta del 29%.

Toda la información se encuentra en la Tabla 3.3.14 y el detalle de cada una de las plantas se encuentra en el anexo A (Tabla 8.1.11).

Tabla 3.3.14: Inventario Energía Solar

Etapa ciclo de vida	Datos
Planta	Capacidad instalada: 9.113 MW Capacidad instalada ponderada: 124 MW Generación: 16.592.029 MWh Factor de generación: 29% Vida útil: 30 años

Estos datos fueron traspasados al marco de referencia de unidad funcional, obteniéndose los valores mostrados en la Tabla 3.3.15.

Tabla 3.3.15: Inventario Energía Solar Unidad Funcional

Etapa ciclo de vida	Datos
Construcción	Planta ítem/kWh 2,28,E-08

3.3.7 Inventario Termosolar:

Existe únicamente una planta termosolar en Chile, CSP Cerro Dominador en la Comuna de María Elena, posee una generación 131 GWh. Su tecnología es una torre de concentración solar con una vida útil de 30 años y un factor de capacidad de planta del 13%.

Toda la información se encuentra en la Tabla 3.3.16 y el detalle de cada una de las plantas se encuentra en el anexo A (Tabla 8.1.12).

Tabla 3.3.16: Inventario Termosolar

Etapa ciclo de vida	Datos
Planta	Capacidad instalada: 114 MW Generación: 131.515 MWh Factor de generación: 13% Vida útil: 30 años

Estos datos fueron traspasados al marco de referencia de unidad funcional, obteniéndose los valores mostrados en la Tabla 3.3.17.

Tabla 3.3.17: Inventario Termosolar Unidad Funcional

Etapa ciclo de vida	Datos
Construcción	Planta ítem/kWh 2,53,E-10

3.3.8 Inventario Eólica:

Existen 58 plantas eólicas en Chile, que hacen una generación de 9.709 GWh. Su tecnología son turbinas eólicas con una vida útil de 25 años y un factor de capacidad de planta del 26%.

Toda la información se encuentra en la Tabla 3.3.18 y el detalle de cada una de las plantas se encuentra en el anexo A (Tabla 8.1.13).

Tabla 3.3.18: Inventario Eólica

Etapa ciclo de vida	Datos
Planta	Capacidad instalada: 5.005 MW Capacidad instalada ponderada: 128 MW Generación: 9.078.061 MWh Factor de generación: 26% Vida útil: 25 años

Estos datos fueron traspasados al marco de referencia de unidad funcional, obteniéndose los valores mostrados en la Tabla 3.3.19.

Tabla 3.3.19: Inventario Eólica Unidad Funcional

Etapa ciclo de vida	Datos
Construcción	Planta ítem/kWh 5,48,E-09

3.3.9 Inventario Hidroeléctrica de Reserva:

Existen 12 plantas hidroeléctricas de reserva en Chile, que hacen una generación de 13.458 GWh. Poseen una vida útil de 100 años y un factor de capacidad de planta del 45%.

Toda la información se encuentra en la Tabla 3.3.20 y el detalle de cada una de las plantas se encuentra en el anexo A (Tabla 8.1.14).

Tabla 3.3.20: Inventario Hidroeléctrica de Reserva

Etapa ciclo de vida	Datos
Planta	Capacidad instalada: 3.745 MW Capacidad instalada ponderada: 469 MW Generación: 13.457.696 MWh Factor de generación: 45% Vida útil: 100 años
Emisiones	CH4 kg/kWh: 0,014

Estos datos fueron traspasados al marco de referencia de unidad funcional, obteniéndose los valores mostrados en la Tabla 3.3.21.

Tabla 3.3.21: Inventario Hidroeléctrica de Reserva Unidad Funcional

Etapa ciclo de vida	Datos
Construcción	Planta ítem/kWh 7,43,E-13

3.3.10 Inventario Hidroeléctrica de Pasada:

Existen 157 plantas hidroeléctricas de pasada en Chile, que hacen una generación de 10.448 GWh. Poseen una vida útil de 80 años y un factor de capacidad de planta del 45%.

Toda la información se encuentra en la Tabla 3.3.22 y el detalle de cada una de las plantas se encuentra en el anexo A (Tabla 8.1.15).

Tabla 3.3.22: Inventario Hidroeléctrica de Pasada

Etapa ciclo de vida	Datos
Planta	Capacidad instalada: 3.971 MW Capacidad instalada ponderada: 117 MW Generación: 10.447.528 MWh Factor de generación: 45% Vida útil: 80 años

Estos datos fueron traspasados al marco de referencia de unidad funcional, obteniéndose los valores mostrados en la Tabla 3.3.23.

Tabla 3.3.23: Inventario Hidroeléctrica de Pasada Unidad Funcional

Etapas ciclo de vida	Datos
Construcción	Planta ítem/kWh 1,20,E-12

3.3.11 Inventario Geotérmica:

Existe únicamente una planta geotérmica en Chile, geotérmica Cerro Pabellón en la comuna de Ollagüe, posee una generación 437 GWh. Posee una vida útil de 50 años y un factor de capacidad de planta del 53%.

Toda la información se encuentra en la Tabla 3.3.24 y el detalle de cada una de las plantas se encuentra en el anexo A (Tabla 8.1.16).

Tabla 3.3.24: Inventario Geotérmica

Etapas ciclo de vida	Datos
Planta	Capacidad instalada: 95 MW Generación: 437.488 MWh Factor de generación: 53% Vida útil: 50 años

Estos datos fueron traspasados al marco de referencia de unidad funcional, obteniéndose los valores mostrados en la Tabla 3.3.25.

Tabla 3.3.25: Inventario Geotérmica Unidad Funcional

Etapas ciclo de vida	Datos
Construcción	Planta ítem/kWh 4,57,E-11

4. Evaluación de Impactos:

4.1 Categorías de impacto:

La metodología que se utilizará será la CML, esto debido a que es la metodología utilizada en todas las investigaciones a la matriz eléctrica de Chile y, además, es la más utilizada en la generación eléctrica del mundo. Esta metodología tiene 11 categorías de impacto, estas son: el potencial de acidificación (AP), potencial de calentamiento global (GWP), ecotoxicidad de agua dulce, marina y terrestre (FAETP, MAETP y TETP), potencial de agotamiento abiótico de fósiles (ADPf), potencial de eutrofización (EP), potencial de toxicidad humana (HTP), potencial de agotamiento abiótico de elementos (ADP), potencial de degradación de la capa de ozono (ODP) y potencial de formación de ozono fotoquímico (POCP). Se explicará cada una de estas categorías para entender mejor a qué se refieren cuando se estudien los impactos de la matriz (Acero et Al., 2016).

1. Potencial de Acidificación (AP)

El AP mide la contribución de las emisiones a la acidificación de suelos y cuerpos de agua. Sustancias como el SO_2 , NO_x y NH_3 generan ácidos al reaccionar con la humedad atmosférica. Este indicador, expresado en equivalentes de SO_2 , es relevante para evaluar daños en ecosistemas, agricultura y calidad del agua.

2. Potencial de Calentamiento Global (GWP):

El GWP mide el impacto de los gases de efecto invernadero (GEI) en el calentamiento de la atmósfera. Evalúa las emisiones de CO_2 , CH_4 , N_2O y otros gases en términos de equivalentes de CO_2 , considerando su capacidad de atrapar calor en un horizonte temporal de 100 años. Este indicador es crucial para identificar actividades que contribuyen al cambio climático y priorizar estrategias de mitigación.

3. Ecotoxicidad de Agua Dulce (FAETP)

El FAETP evalúa el impacto de sustancias químicas tóxicas en los ecosistemas de agua dulce. Se mide en equivalentes de 1,4 DCB y se centra en la afectación de organismos como peces y plantas acuáticas, que son fundamentales para el equilibrio ecológico.

4. Ecotoxicidad Marina (MAETP)

El MAETP estima los efectos tóxicos de compuestos químicos en ecosistemas marinos. Expresado en equivalentes de 1,4 DCB, este indicador aborda la salud de organismos marinos y la sostenibilidad de los recursos pesqueros.

5. Ecotoxicidad Terrestre (TETP)

El TETP mide el impacto de sustancias químicas en los ecosistemas terrestres. También expresado en equivalentes de 1,4 DCB, este indicador evalúa riesgos para plantas, microorganismos y otros organismos terrestres clave para la biodiversidad.

6. Potencial de Agotamiento Abiótico de Fósiles (ADP_f)

El ADP-Fósiles evalúa el consumo de recursos energéticos fósiles como petróleo, gas y carbón, expresado en mega julios (MJ). Este indicador es clave para comprender la dependencia energética y diseñar estrategias de transición hacia fuentes renovables.

7. Potencial de Eutrofización (EP)

El EP evalúa el exceso de nutrientes, como nitrógeno (N) y fósforo (P), que causan proliferación de algas en cuerpos de agua y desequilibrios ecológicos. Se mide en equivalentes de PO_4^{3-} . Este indicador es crítico para abordar problemas como la pérdida de biodiversidad y la degradación de aguas superficiales y subterráneas.

8. Potencial de Toxicidad Humana (HTP)

El HTP mide los riesgos de sustancias químicas para la salud humana, considerando su exposición a través de aire, agua o suelo. Su análisis, expresado en equivalentes de 1,4-diclorobenceno (1,4 DCB), permite identificar los contaminantes más peligrosos y proteger la salud pública.

9. Potencial de Agotamiento Abiótico de Minerales (ADP)

El ADP-Minerales mide el agotamiento de recursos no renovables, como metales y minerales, utilizando como referencia el antimonio (Sb). Este indicador es esencial para evaluar la presión

sobre la extracción de materias primas, promoviendo la economía circular y la sostenibilidad de los recursos.

10. Potencial de Degradación de la Capa de Ozono (ODP)

El ODP refleja el potencial de las emisiones de ciertas sustancias químicas, como los clorofluorocarbonos (CFC) y halones, para destruir moléculas de ozono estratosférico. Su impacto se mide en equivalentes de CFC-11, dado que este gas es un referente por su alta capacidad destructiva. Este indicador es clave para proteger la capa de ozono, que filtra la radiación ultravioleta dañina.

11. Potencial de Formación de Ozono Fotoquímico (POCP)

El POCP analiza la formación de ozono troposférico, conocido como smog, por la interacción de compuestos orgánicos volátiles (COV) y óxidos de nitrógeno (NO_x) bajo luz solar. Expresado en equivalentes de C₂H₄, su análisis ayuda a mitigar problemas de calidad del aire que afectan la salud humana y la productividad agrícola.

4.2 Resultados, impacto matriz 2014 y 2023

Al evaluar los impactos de cada una de las tecnologías al año 2023 se obtiene la Tabla 4.2.1.

Tabla 4.2.1: Impactos de cada tecnología por kWh, matriz 2023

Indicadores	Carbón	Diesel CC	Diesel OC	Diesel DE	Gas Natural CC	Gas Natural OC	Biomasa	Biogás	Hidro Reserva	Hidro Pasada	Eólica	Solar	Termo Solar	Geo Térmica
AP [mg SO ₂ eq]	13390	2060	5700	6030	940	3800	1924	337	39	24	260	160	120	23
GWP [g CO ₂ eq]	1047	1223	1021	819	898	1077	27	11	13	7	27	30	44	6
FAETP [g 1,4 DCB eq]	689	171	129	102	51	75	13	1	18	16	449	69	64	10
MAETP [kg 1,4 DCB]	2500	617	484	431	165	247	27	1	48	45	413	152	170	33
TETP [g 1,4 DCB eq]	3	18	16	15	3	4	5	0	1	1	5	2	3	1
ADPf [kJ]	10385	9196	11623	11474	8251	13361	222	16	95	57	256	326	602	57
EP [mg PO ₄ ³⁻ eq]	5070	570	690	1080	240	410	636	59	16	10	120	100	37	18
HTP [g 1,4 DCB eq]	892	1372	987	861	462	692	223	4	131	124	909	308	472	81
ADP [ug SB eq]	162	749	672	231	189	231	36	6	50	32	3108	1235	214	11
ODP [ug R11 eq]	2	13	16	16	21	34	1	0	0	0	0	2	1	0
POCP [mg C ₂ H ₄ eq]	660	170	320	360	77	220	209	28	3	2	15	10	10	2

Se puede observar en ella que los mayores impactos están asociados a los combustibles fósiles, aunque la energía eólica y solar destacan con ciertas participaciones más elevadas que el resto, como ADP, y la eólica en particular destaca por su elevada ecotoxicidad (FAETP, MAETP y TETP) y toxicidad humana. La biomasa también posee impactos que se equiparan a los del diésel en Acidificación (AP), Eutrofización (EP) y potencial de oxidación fotoquímica (POCP).

Por otra parte, al combinar cada una de estas tecnologías en las proporciones correspondientes a la generación eléctrica de la matriz del año 2014 y 2023, se obtienen los impactos ambientales de ambas matrices, sus valores se encuentran en la Tabla 4.2.2, mientras que una comparativa más visual se encuentra en la Figura 4.2.1. En ellos se ve que gran parte de los impactos se mantienen constantes (AP, FAETP, EP, HTP y POCP), otra cantidad no menor se redujo (GWP, MAETP, TETP y ADP_f) mientras que el potencial de agotamiento abiótico y agotamiento de la capa de ozono presentaron un gran aumento en esta última década, sobre todo el agotamiento de elementos que alcanzó un incremento del 300%.

Tabla 4.2.2: Impacto general matriz 2014 y 2023 por kWh

Indicadores	2014	2023	Aumento / Reducción
AP [mg SO ₂ eq]	2725	2705	-1%
GWP [g CO ₂ eq]	563	371	-34%
FAETP [g 1,4 DCB eq]	195	201	3%
MAETP [kg 1,4 DCB eq]	903	559	-38%
TETP [g 1,4 DCB eq]	3	3	-17%
ADP _f [kJ]	5669	3649	-36%
EP [mg PO ₄ ⁻³ eq]	988	977	-1%
HTP [g 1,4 DCB eq]	491	463	-6%
ADP [ug SB eq]	159	690	333%
ODP [ug R11 eq]	3	5	67%
POCP [mg C ₂ H ₄ eq]	139	139	0%

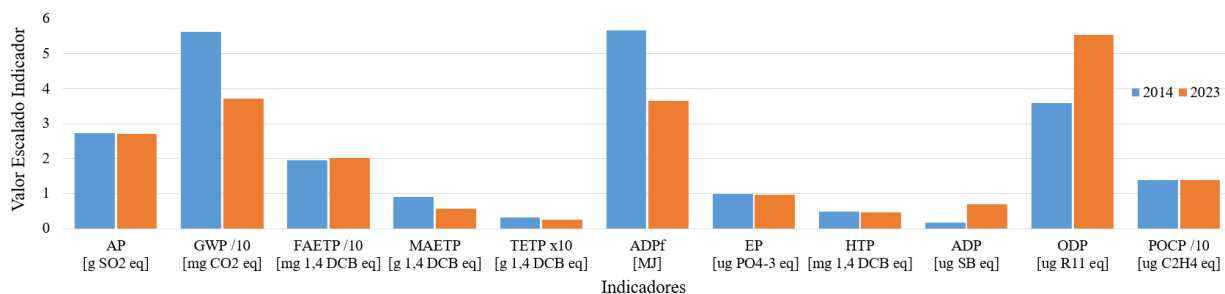


Figura 4.2.1: Comparativa impactos matriz 2014 vs 2023 por kWh

En la Figura 4.2.2 y Figura 4.2.3 puede verse el desglose de los impactos por participación de cada una de las tecnologías de generación eléctrica en ambas matrices.

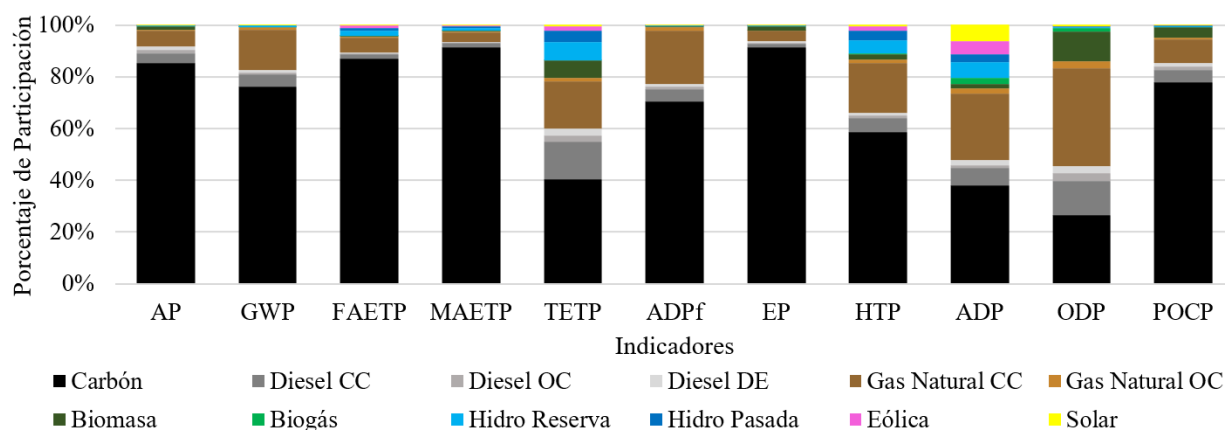


Figura 4.2.2: Participación por tecnología en los impactos de la matriz del 2014

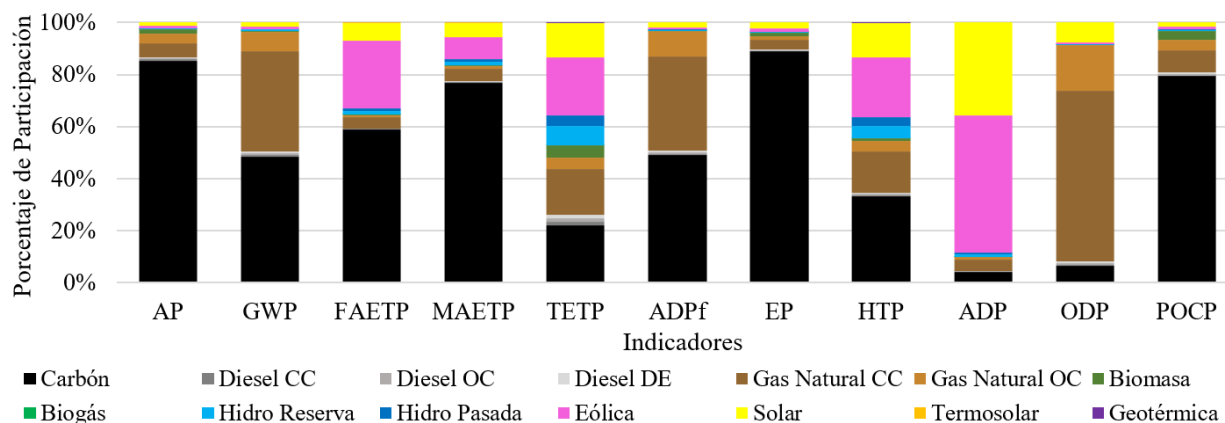


Figura 4.2.3: Participación por tecnología en los impactos de la matriz del 2023

Se puede observar en ambas matrices una marcada participación de los combustibles fósiles en los impactos ambientales, sobre todo el carbón, sin embargo, en la matriz del 2023 hubo una

reducción de la participación de los impactos de los fósiles donde ahora nuevas tecnologías están tomando lugar, por ejemplo, en las categorías de ecotoxicidad (FAETP, MAETP y TETP), toxicidad humana (HTP) y agotamiento abiótico (ADP) la generación solar y por sobre todo la eólica están teniendo mayores participaciones, en el caso de ADP, su participación es alta, alcanzando en su conjunto un 88% de participación. Otro gran cambio es el del agotamiento de la capa de ozono, donde el gas natural tomó un rol más participativo abarcando el 83% de los impactos a diferencia del 2014 que tenía 40% de participación.

A continuación, se presentan los datos por tecnología, se incluye cuál fue la participación del método de generación de electricidad en las categorías de impacto y cómo se distribuyeron estos impactos de acuerdo con cada etapa del ciclo de vida del proceso de la tecnología. Se ha marcado en amarillo cuando la tecnología tiene una participación mayor al 10% en algún indicador para la matriz del 2023.

Las etapas definidas fueron la extracción, procesamiento y transporte, asociado a los combustibles, la generación asociada a las emisiones directas o impactos de insumos cuando se opera la planta, la construcción que abarca los materiales utilizados y el desuso de la planta, y el desecho, que abarca la deposición de aquellos desechos que pudiesen tenerse en la operación planta. Además, se analizan 2 ítems globales, el primero es la operación que incluye la extracción, procesamiento, transporte, generación y desecho; y el segundo la construcción.

4.3 Resultados, participación e impacto por etapas del Carbón

En la Tabla 4.3.1 se presenta el porcentaje de contribución de la generación por carbón a los impactos ambientales de la matriz eléctrica chilena. Se observa que esta tecnología posee un gran impacto, presentando una participación mayor al 10% en nueve de los once indicadores en comparación con el resto. Esto es relevante considerando que posee una participación de la matriz del 17,2% lo que indica que el carbón genera un impacto mucho mayor que su nivel de participación (al menos en las 9 categorías mencionadas), llegando a involucrarse en un 89% de los impactos de potencial de toxicidad humana de la matriz.

Tabla 4.3.1: Participación Carbón en categorías de impacto 2023

Participación Impacto	AP	GWP	FAETP	MAETP	TETP	ADPf	EP	HTP	ADP	ODP	POCP
Carbón	85,3%	48,6%	59,0%	76,9%	22,2%	49,0%	88,9%	33,2%	4,0%	6,5%	79,4%

Los impactos se desglosarán por etapa en la Tabla 4.3.2, donde, en color rojo se pueden ver los mayores impactos, que en el caso del carbón están asociados a la extracción y generación. En color verde los menores impactos, que, respecto a esta tecnología, en general, corresponden a la construcción o transporte.

Tabla 4.3.2: Desglose Impacto Carbón por Etapa por kWh de generación

Indicadores	Extracción	Transporte	Generación	Construcción	Desecho	TOTAL
AP [mg SO ₂ eq]	358	450	12564	13	5	13390
GWP [g CO ₂ eq]	43	21	979	3	1	1047
FAETP [g 1,4 DCB eq]	406	8	1	14	259	689
MAETP [kg 1,4 DCB eq]	902	25	1185	41	348	2500
TETP [g 1,4 DCB eq]	0,7	0,6	1,4	0,7	0,0	3
ADPf [kJ]	10077	254	11	21	22	10385
EP [mg PO ₄ ⁻³ eq]	2490	48	1796	7	729	5070
HTP [g 1,4 DCB eq]	295	76	253	112	156	892
ADP [ug SB eq]	52	24	1	82	4	162
ODP [ug R11 eq]	0,5	0,2	1,1	0,0	0,0	2
POCP [mg C ₂ H ₄ eq]	23	22	609	1	5	660

Para obtener una perspectiva de manera más visual se separan los impactos en operación y construcción en la Figura 4.3.1. Se observa que este es un proceso mucho más intensivo en su fase operativa que de construcción, donde su único valor relevante viene dado en el potencial de agotamiento abiótico de minerales, lo cual es razonable pues esa etapa está relacionada con el uso de minerales y la construcción es intensiva en ello.

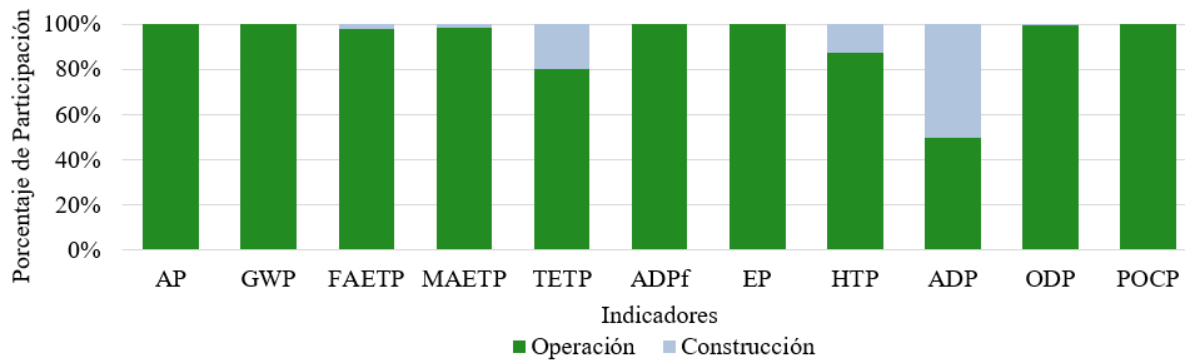


Figura 4.3.1: Impacto de Operación y Construcción del Carbón

Finalmente, en la Figura 4.3.2, se muestra un desglose visual de las etapas que componen la operación. Ahora se observa de manera más visual la tendencia mostrada en la tabla, se observa una marcada participación tanto de la extracción como la generación. La operación impacta sobre todo a las categorías de potencial de acidificación (AP), potencial de calentamiento global (GWP), potencial de degradación de capa de ozono (ODP) y potencial de formación de ozono fotoquímico (POCP), la extracción impacta preferentemente al potencial de agotamiento de fósiles (ADPf), al potencial de ecotoxicidad de agua fresca (FAETP) y al potencial de agotamiento de minerales (ADP), pero en general corresponde a una mezcla entre ambos, como en el caso del potencial de ecotoxicidad marina (MAETP), ecotoxicidad terrestre (TETP), eutrofización (EP) y toxicidad humana (HTP). Se destaca la participación de desecho para FAETP y transporte en ADP.

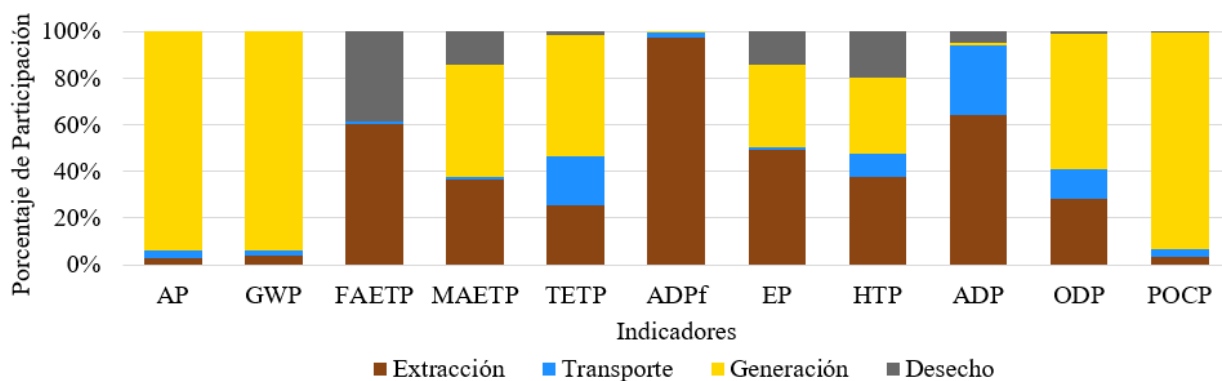


Figura 4.3.2: Impactos de la operación por etapa: Carbón

Cada una de las etapas mencionadas tiene su origen en algún elemento. Los impactos de generación están directamente relacionado a las emisiones ocasionadas por la producción de

electricidad en la termoeléctrica. En la extracción, los impactos están asociados al estéril de carbón. Todos aquellos impactos de desechos operativos corresponden al tratamiento de las cenizas generadas por la planta a carbón. Finalmente, los impactos de construcción en todas las categorías se deben, en su mayoría, al impacto del acero reforzado, en particular al coque necesario para la producción de arrabio, sin embargo, hay una excepción, el impacto de construcción del indicador ADP se debe al cobre requerido en la construcción.

4.4 Participación e impacto por etapas del Diésel

En la Tabla 4.4.1 se presenta el porcentaje de contribución de la generación por diésel (por cada tecnología) a los impactos ambientales de la matriz eléctrica chilena. Se observa que esta tecnología posee un impacto pequeño, no superando el 4% de participación en ninguna categoría. Esto se explica por el bajo porcentaje de contribución en la matriz, del 0,7%.

Tabla 4.4.1: Participación Diésel en categorías de impacto 2023

Participación Impacto	AP	GWP	FAETP	MAETP	TETP	ADPf	EP	HTP	ADP	ODP	POCP
Diesel CC	0,60%	0,54%	0,14%	0,18%	1,16%	0,42%	0,10%	0,50%	0,18%	0,41%	0,19%
Diesel OC	0,44%	0,57%	0,13%	0,18%	1,27%	0,66%	0,15%	0,44%	0,20%	0,67%	0,47%
Diesel DE	0,13%	0,59%	0,14%	0,21%	1,57%	0,85%	0,30%	0,51%	0,09%	0,85%	0,68%
Diesel Total	1,17%	1,71%	0,41%	0,57%	3,99%	1,94%	0,55%	1,45%	0,47%	1,94%	1,35%

Los impactos se desglosarán por etapa en la Tabla 4.4.2, Tabla 4.4.3 y Tabla 4.4.4, que corresponden a la tecnología de ciclo combinado, ciclo abierto y motor de combustión respectivamente. En color rojo se pueden ver los mayores impactos, que en el caso del diésel están asociados sobre todo a la generación para cada una de las 3 tecnologías, el ciclo cerrado posee también una notable participación de la construcción, mientras que, para el ciclo abierto y motor de combustión destaca por sobre todo la extracción. Por otra parte, en color verde, los menores impactos respecto a esta tecnología corresponden a los desechos y procesamiento.

Tabla 4.4.2: Desglose Impacto Diésel CC por Etapa por kWh de generación

Indicadores	Extracción	Transporte	Procesamiento	Generación	Construcción	Desecho	TOTAL
AP [mg SO ₂ eq]	363	202	21	1355	119	1	2060
GWP [g CO ₂ eq]	117	16	9	1060	19	2	1223
FAETP [g 1,4 DCB eq]	35	6	1	37	86	7	171
MAETP [kg 1,4 DCB eq]	119	20	2	234	235	7	617
TETP [g 1,4 DCB eq]	2,3	0,4	0,0	11,5	4,0	0,1	18
ADPf [kJ]	8721	212	45	47	169	1	9196
EP [mg PO ₄ ⁻³ eq]	67	37	6	411	48	2	570
HTP [g 1,4 DCB eq]	302	57	6	357	642	9	1372
ADP [ug SB eq]	66	30	4	9	641	0	749
ODP [ug R11 eq]	12,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,0	13
POCP [mg C ₂ H ₄ eq]	46	11	8	96	9	0	170

Tabla 4.4.3: Desglose Impacto Diésel OC por Etapa por kWh de generación

Indicadores	Extracción	Transporte	Procesamiento	Generación	Construcción	Desecho	TOTAL
AP [mg SO ₂ eq]	467	259	26	4885	63	0	5700
GWP [g CO ₂ eq]	150	21	11	831	6	2	1021
FAETP [g 1,4 DCB eq]	44	8	1	37	32	7	129
MAETP [kg 1,4 DCB eq]	153	26	3	233	62	7	484
TETP [g 1,4 DCB eq]	3,0	0,5	0,1	11,5	0,8	0,1	16
ADPf [kJ]	11180	271	58	48	65	1	11623
EP [mg PO ₄ ⁻³ eq]	86	47	7	515	33	2	690
HTP [g 1,4 DCB eq]	388	73	7	358	152	9	987
ADP [ug SB eq]	84	38	5	9	535	0	672
ODP [ug R11 eq]	16	0	0	0	0	0	16
POCP [mg C ₂ H ₄ eq]	58	14	10	235	4	0	320

Tabla 4.4.4: Desglose Impacto Diésel DE por Etapa por kWh de generación

Indicadores	Extracción	Transporte	Procesamiento	Generación	Construcción	Desecho	TOTAL
AP [mg SO ₂ eq]	463	257	26	5277	7	0	6030
GWP [g CO ₂ eq]	149	21	11	636	0	2	819
FAETP [g 1,4 DCB eq]	44	8	1	37	6	7	102
MAETP [kg 1,4 DCB eq]	152	26	2	233	10	7	431
TETP [g 1,4 DCB eq]	3,0	0,5	0,1	11,5	0,1	0,1	15
ADPf [kJ]	11095	268	56	49	3	1	11474
EP [mg PO ₄ ⁻³ eq]	84	46	7	937	3	2	1080
HTP [g 1,4 DCB eq]	385	72	7	362	26	9	861
ADP [ug SB eq]	84	38	5	9	95	0	231
ODP [ug R11 eq]	15,6	0,4	0,1	0,1	0,0	0,0	16
POCP [mg C ₂ H ₄ eq]	58	14	10	278	0	0	360

Para obtener una perspectiva de manera más visual se separan los impactos en operación y construcción en la Figura 4.4.1, Figura 4.4.2 y Figura 4.4.3 para las tecnologías CC, OC y DE. Se observa que este es un proceso mucho más intensivo en su fase operativa que de construcción, aunque para las plantas de ciclo abierto, si posee alta participación, sobre todo en ADP, y las

toxicidades, destacándose el HTP y FAETP. En ciclo abierto y motor de combustión, solo el ADP se mantiene relevante la etapa de construcción.

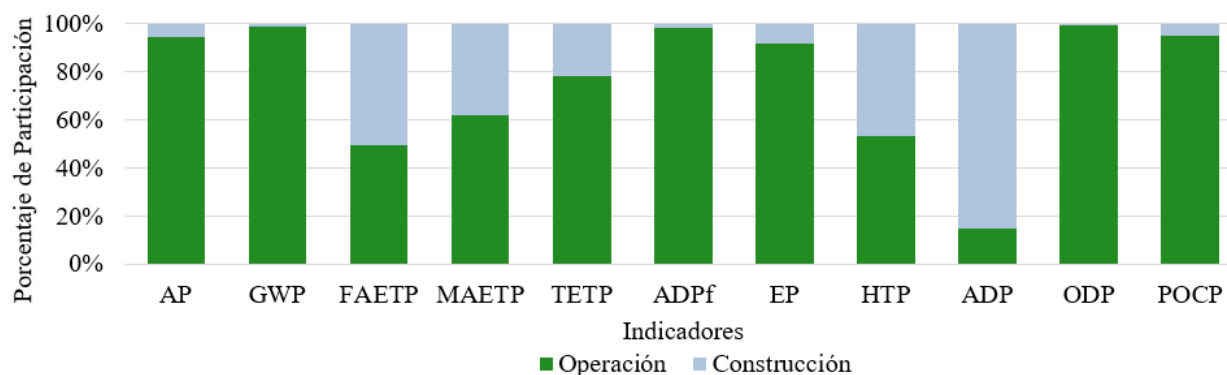


Figura 4.4.1: Impacto de Operación y Construcción del Diésel CC

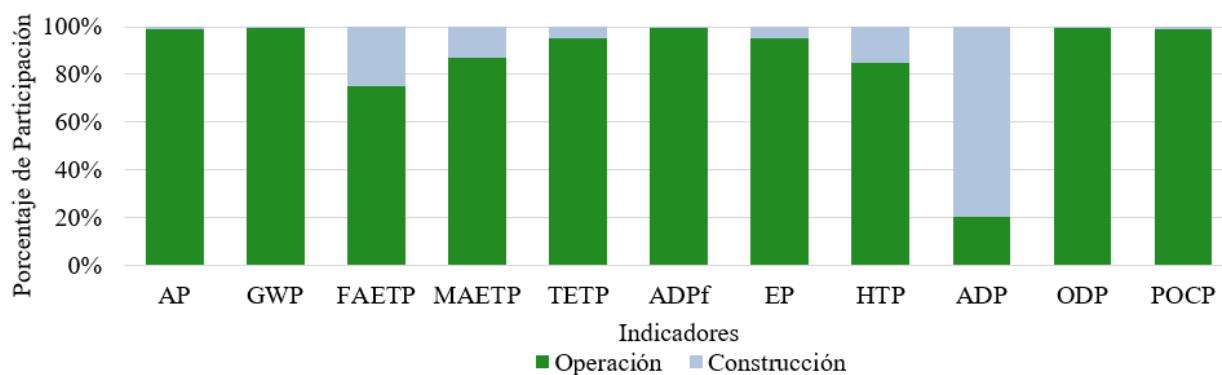


Figura 4.4.2: Impacto de Operación y Construcción del Diésel OC

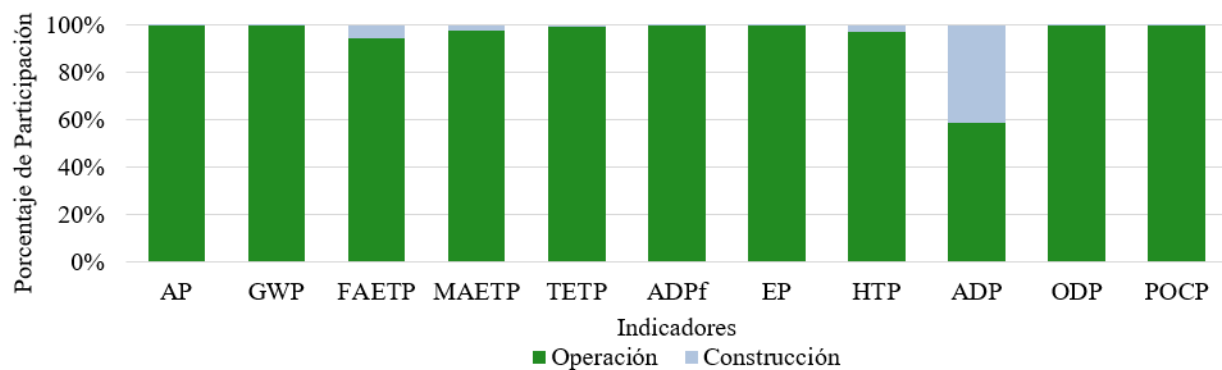


Figura 4.4.3: Impacto de Operación y Construcción del Diésel DE

Finalmente, en la Figura 4.4.4, Figura 4.4.5 y Figura 4.4.6 se muestra un desglose visual de las etapas que componen la operación para cada una de las tecnologías (CC, OC y DE). Es posible

notar que las figuras son prácticamente idénticas, lo cual hace sentido pues en un ámbito operativo el método de generación es el mismo, el diésel. Existe una marcada participación tanto de la extracción como la generación. La generación impacta sobre todo a las categorías de potencial de acidificación (AP), potencial de calentamiento global (GWP), potencial de ecotoxicidad terrestre (TETP), potencial de eutrofización (EP) y potencial de formación de ozono fotoquímico (POCP). Por otra parte, la extracción impacta preferentemente al potencial de agotamiento de fósiles (ADP_f), al potencial de degradación de capa de ozono (ODP) y al potencial de agotamiento de minerales (ADP). Pero en general corresponde a una mezcla entre ambos, como en el caso del potencial de ecotoxicidad de agua dulce (FAETP), ecotoxicidad marina (MAETP), toxicidad humana (HTP). Se destaca el aporte del transporte al ADP.

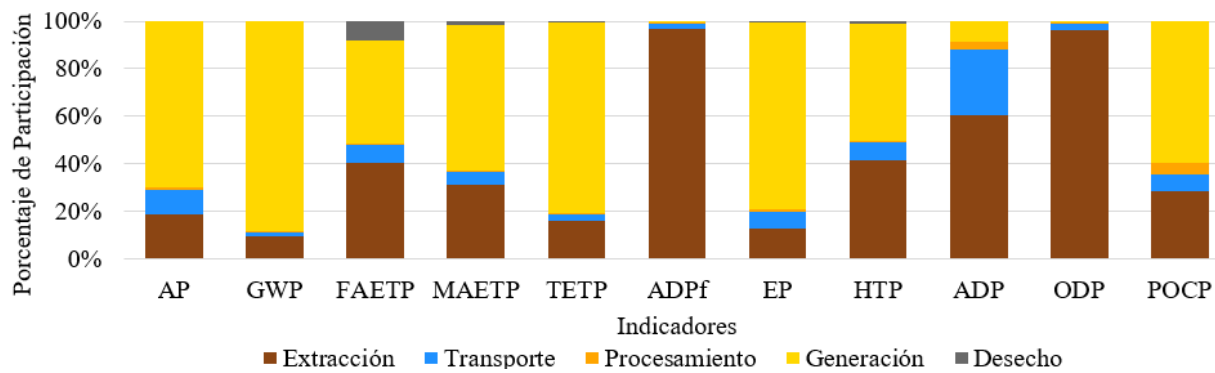


Figura 4.4.4: Impactos de la operación por etapa: Diésel CC

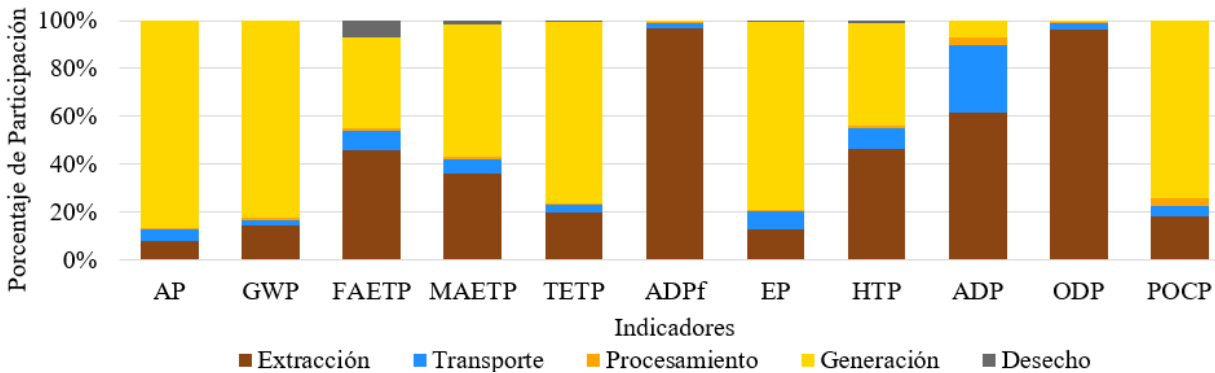


Figura 4.4.5: Impactos de la operación por etapa: Diésel OC

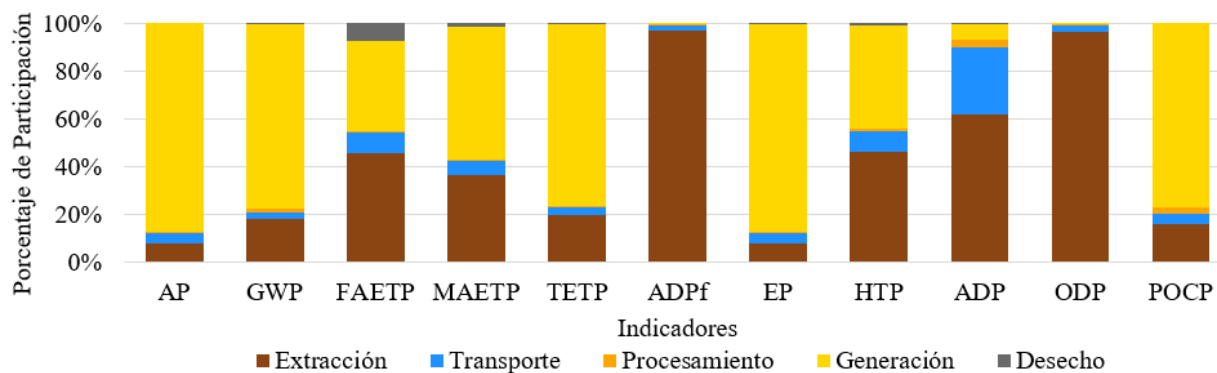


Figura 4.4.6: Impactos de la operación por etapa: Diésel DE

La generación está asociada a las emisiones generadas en la combustión del diésel en las plantas. Los procesos que aportan en la extracción son los referentes al petróleo en particular en la construcción de pozo de extracción y tuberías ya que son intensivos en acero reforzado, el cual requirió para su producción arrabio que a su vez requirió coque. Los impactos por construcción también se deben al acero reforzado utilizado en la construcción de la planta.

4.5 Participación e impacto por etapas del Gas Natural

En la Tabla 4.5.1 se presenta el porcentaje de contribución de la generación por gas natural (por cada tecnología) a los impactos ambientales de la matriz eléctrica chilena. Se observa que esta tecnología posee un gran impacto en ciertas tecnologías, las cuales son el GWP, TETP, HTP, ODP y POCP, ya que superan el 10% de contribución a los impactos. Aunque, considerando que el gas natural posee una participación en la matriz del 18,4% es posible explicar bien el TETP, HTP y POCP que poseen una contribución similar de impacto, en los que realmente destaca el gas natural es en el GWP con un 46% y en el ODP con un 83%.

Tabla 4.5.1: Participación Gas Natural en categorías de impacto 2023

Participación Impacto	AP	GWP	FAETP	MAETP	TETP	ADPf	EP	HTP	ADP	ODP	POCP
Gas Natural CC	6%	39%	4%	5%	18%	36%	4%	16%	4%	65%	9%
Gas Natural OC	4%	8%	1%	1%	4%	10%	1%	4%	1%	18%	4%
Gas Natural Total	9%	46%	5%	6%	22%	46%	5%	20%	5%	83%	13%

Los impactos se desglosarán por etapa en la Tabla 4.5.2 y Tabla 4.5.3, que corresponden a la tecnología de ciclo combinado y ciclo abierto respectivamente. En color rojo se pueden ver los mayores impactos, que en el caso del gas natural están asociados sobre todo a la extracción y la

generación. Por otra parte, en color verde, los menores impactos respecto a esta tecnología corresponden a los desechos, transporte y procesamiento. El único que no sigue esta tendencia es el procesamiento en la categoría de ADP ya que posee un alto impacto. La tendencia es la misma para ambas tecnologías a pesar de que los valores son mucho mayores para el ciclo abierto.

Tabla 4.5.2: Desglose Impacto Gas Natural CC por Etapa por kWh de generación

Indicadores	Extracción	Transporte	Procesamiento	Generación	Construcción	Desecho	TOTAL
AP [mg SO ₂ eq]	107	151	40	630	12	0	940
GWP [g CO ₂ eq]	101	10	11	775	2	0	898
FAETP [g 1,4 DCB eq]	30	2	12	0	7	0	51
MAETP [kg 1,4 DCB eq]	105	8	36	0	15	0	165
TETP [g 1,4 DCB eq]	1,9	0,2	0,5	0,0	0,3	0,0	3
ADPf [kJ]	8000	113	120	2	17	0	8251
EP [mg PO ₄ ⁻³ eq]	46	17	19	152	6	0	240
HTP [g 1,4 DCB eq]	282	23	79	36	41	0	462
ADP [ug SB eq]	41	6	71	0	71	0	189
ODP [ug R11 eq]	17	4	0	0	0	0	21
POCP [mg C ₂ H ₄ eq]	20	8	3	46	1	0	77

Tabla 4.5.3: Desglose Impacto Gas Natural OC por Etapa por kWh de generación

Indicadores	Extracción	Transporte	Procesamiento	Generación	Construcción	Desecho	TOTAL
AP [mg SO ₂ eq]	174	244	65	3312	5	0	3800
GWP [g CO ₂ eq]	164	16	17	880	0	0	1077
FAETP [g 1,4 DCB eq]	48	4	20	0	2	0	75
MAETP [kg 1,4 DCB eq]	170	13	59	1	5	0	247
TETP [g 1,4 DCB eq]	3,1	0,3	0,8	0,0	0,1	0,0	4
ADPf [kJ]	12975	183	194	4	5	0	13361
EP [mg PO ₄ ⁻³ eq]	76	29	32	271	2	0	410
HTP [g 1,4 DCB eq]	457	38	128	58	11	0	692
ADP [ug SB eq]	66	9	115	1	39	0	231
ODP [ug R11 eq]	27	7	0	0	0	0	34
POCP [mg C ₂ H ₄ eq]	32	13	4	171	0	0	220

Para obtener una perspectiva de manera más visual se separan los impactos en operación y construcción en la Figura 4.5.1 y Figura 4.5.2 para las tecnologías CC y OC. Se observa que este es un proceso mucho más intensivo en su fase operativa que de construcción, el único indicador donde la construcción posee un impacto a considerar (aunque no mayoritario) es en el ADP. También el impacto de construcción de las plantas de ciclo combinado es mayor que las de ciclo abierto, esto se debe a que las plantas de ciclo combinado poseen una mayor capacidad

de generación, 447 MW sobre 207MW que poseen las de ciclo abierto, lo que resulta en una modelación de una instalación de mayor envergadura, que por tanto posee mayores impactos.

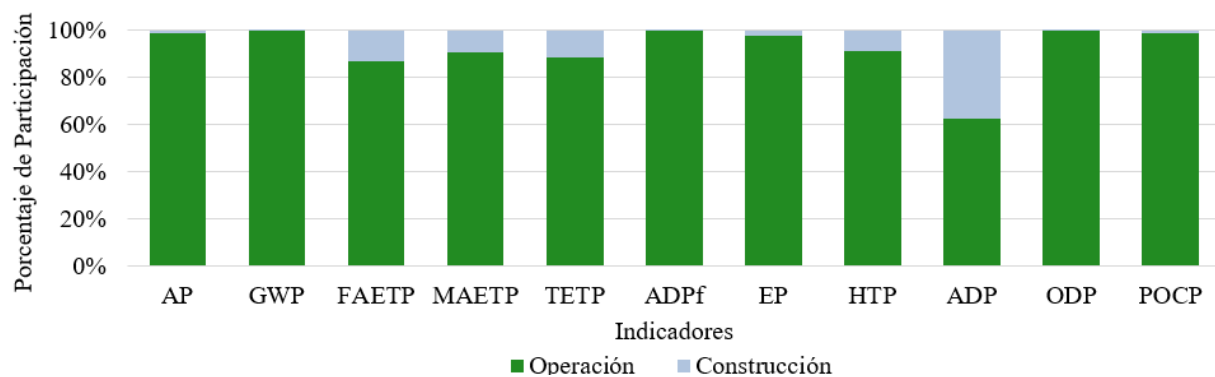


Figura 4.5.1: Impacto de Operación y Construcción del Gas Natural CC

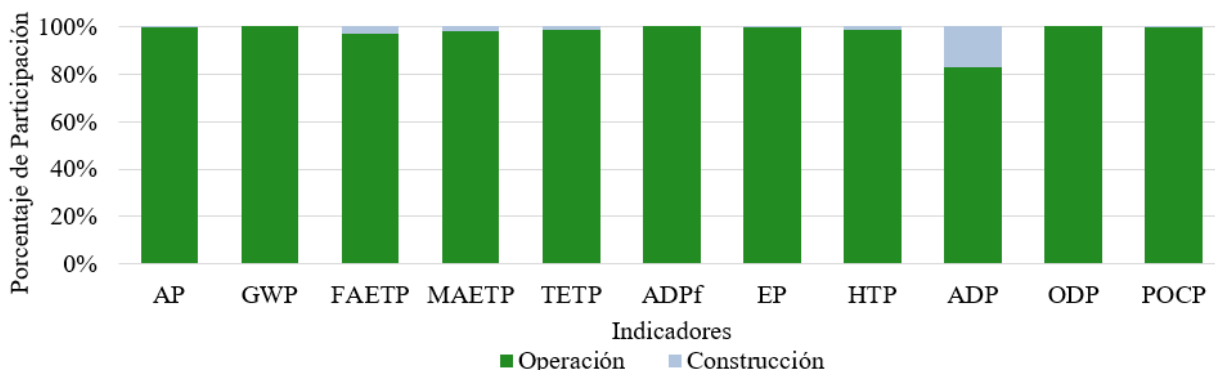


Figura 4.5.2: Impacto de Operación y Construcción del Gas Natural OC

Finalmente, en la Figura 4.5.3 y Figura 4.5.4 se muestra un desglose visual de las etapas que componen la operación para cada una de las tecnologías (CC y OC). Es posible notar que las figuras son prácticamente idénticas, lo cual hace sentido pues en un ámbito operativo el método de generación es el mismo, el gas natural. Existe una marcada participación tanto de la extracción como la generación, pero por sobre todo en la extracción. La extracción impacta sobre todo a las toxicidades (FAETP, MAETP, TETP y HTP), además del ODP y el ADP. Por otra parte, la generación impacta sobre todo a las categorías de AP, GWP, EP y POCP. Se destaca la participación del procesamiento, aunque en menor medida en las toxicidades y en mayor medida en el ADP.

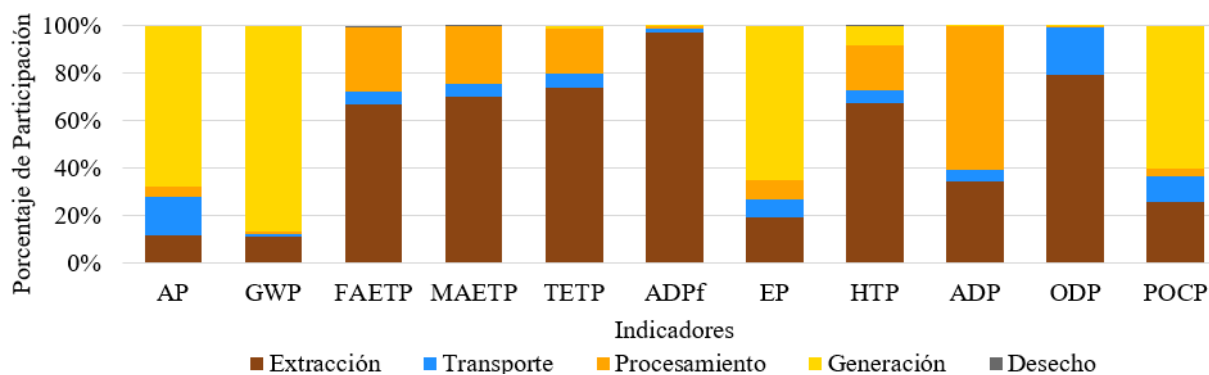


Figura 4.5.3: Impacto de la operación por etapa: Gas Natural CC

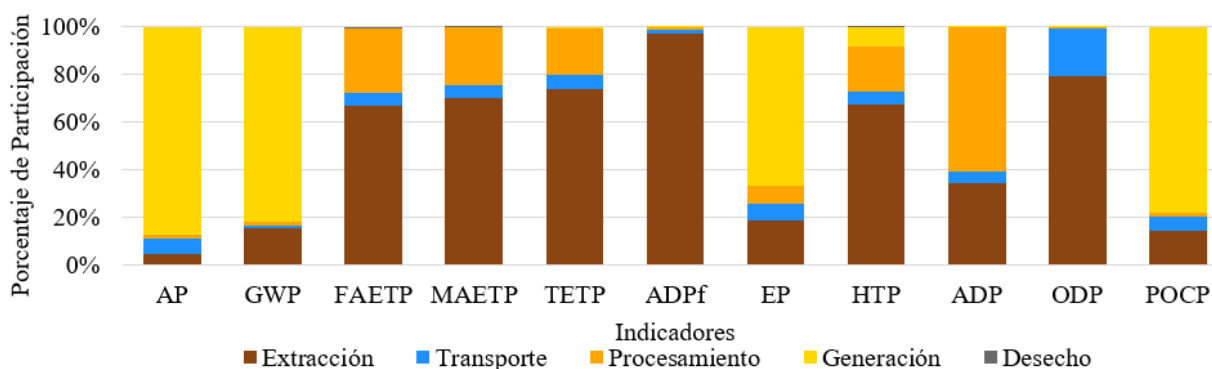


Figura 4.5.4: Impacto de la operación por etapa: Gas Natural OC

Los impactos referidos a extracción, en su mayoría, están asociados a la extracción del gas natural, en particular a la construcción de las tuberías, la planta y en menor medida del pozo de extracción, todos estos se deben a la utilización de acero reforzado, que al seguir su ciclo de vida se utilizó arrabio que es intensivo en el uso de coque y causa un gran impacto en la mayoría de los indicadores. Excepciones son el ADPf, que su impacto se debe al uso de recursos fósiles, y el ODP, que se debe a las emisiones generadas en la extracción del gas natural, en particular, se debe al proceso de extracción “offshore” ya que requiere de Halón 1301 para su funcionamiento, posee un ODP 16 veces superior al del CFC-11, y se usa en sistemas de extinción de fuego que operan en alta mar (survitec, 2025).

La operación es referida a las emisiones generadas por el gas natural en la generación de energía eléctrica en la planta.

El procesamiento se debe a los impactos del uso de hipoclorito de sodio utilizado en la regasificación, en particular a la electricidad utilizada y al acero utilizado en la construcción de

la fábrica, el único indicador diferente es en el ADP donde el impacto viene dado por el cobre utilizado en la construcción de la fábrica.

La mayor parte de los impactos de la construcción viene dada por el acero utilizado, que cómo se mencionó con anterioridad debe sus impactos al coque utilizado en etapas tempranas de su producción, el único indicador que no sigue esta tendencia es el ADP que debe a la utilización de cobre su impacto.

4.6 Participación e impacto por etapas de la Biomasa

En la Tabla 4.6.1 se presenta el porcentaje de contribución de la generación por biomasa a los impactos ambientales de la matriz eléctrica chilena. Se observa que esta tecnología posee un bajo impacto, con una participación máxima del 4,8%. Esto se explica por su bajo aporte en la matriz, equivalente a 2,6%.

Tabla 4.6.1: Participación Biomasa en categorías de impacto 2023

Participación Impacto	AP	GWP	FAETP	MAETP	TETP	ADPf	EP	HTP	ADP	ODP	POCP
Biomasa	1,7%	0,2%	0,2%	0,1%	4,8%	0,1%	1,5%	1,1%	0,1%	0,2%	3,4%

Los impactos se desglosarán por etapa en la Tabla 4.6.2, donde, en color rojo se pueden ver los mayores impactos, que en el caso de la biomasa están asociados a la extracción y generación. Y en color verde los menores impactos, que, respecto a esta tecnología, en general, corresponden a la construcción. Hay impactos que tienen participaciones variadas entre alto, medio y bajo impacto que son transporte y desecho.

Tabla 4.6.2: Desglose Impacto Biomasa por Etapa por kWh de generación

Indicadores	Extracción	Transporte	Generación	Construcción	Desecho	TOTAL
AP [mg SO ₂ eq]	33	20	1870	0	1	1924
GWP [g CO ₂ eq]	10	6	11	0	0	27
FAETP [g 1,4 DCB eq]	4,4	2,4	0,6	0,5	5,4	13
MAETP [kg 1,4 DCB eq]	12	8	2	1	3	27
TETP [g 1,4 DCB eq]	0,3	0,1	0,4	0,0	4,5	5
ADP _f [kJ]	128	80	9	1	4	222
EP [mg PO ₄ ⁻³ eq]	17	7	504	0	109	636
HTP [g 1,4 DCB eq]	36	21	150	3	13	223
ADP [ug SB eq]	16	15	3	1	2	36
ODP [ug R11 eq]	0,1	0,2	0,0	0,2	0,0	0,5
POCP [mg C ₂ H ₄ eq]	7	2	199	0	0	209

Para obtener una perspectiva de manera más visual se separan los impactos en operación y construcción en la Figura 4.6.1. Se observa que este es un proceso mucho más intensivo en su fase operativa que de construcción, donde su único valor relevante viene dado por el ODP.

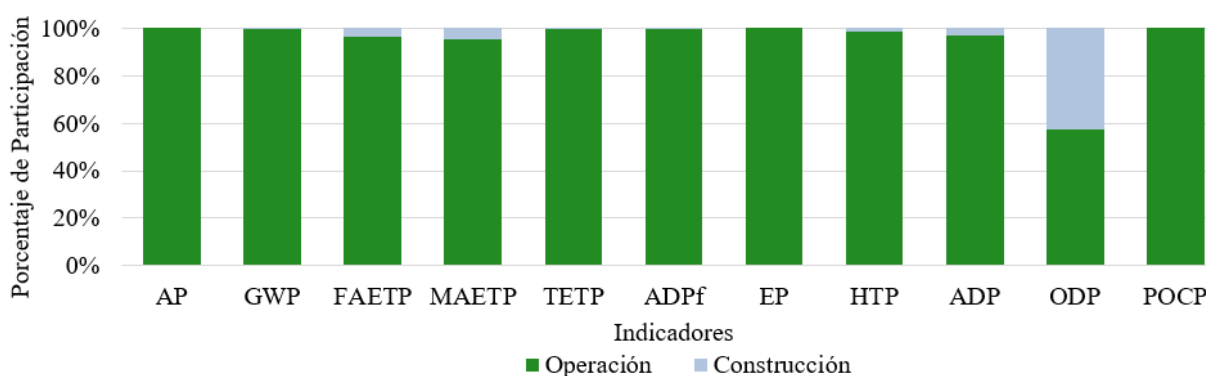


Figura 4.6.1: Impacto de Operación y Construcción de la Biomasa

Finalmente, en la Figura 4.6.2, se muestra un desglose visual de las etapas que componen la operación. Ahora se observa de manera más visual la tendencia mostrada en la tabla, se observa una participación variada. La operación impacta sobre todo a las categorías de AP, EP, HTP y POCP. Una mezcla entre extracción y transporte impacta al MAETP, ADP_f, ADP y ODP. El desecho destaca en particular en el TETP. Finalmente, el GWP y FAETP son una mezcla de 3 etapas, el primero es extracción, transporte y generación, y el segundo es extracción, transporte y desecho.

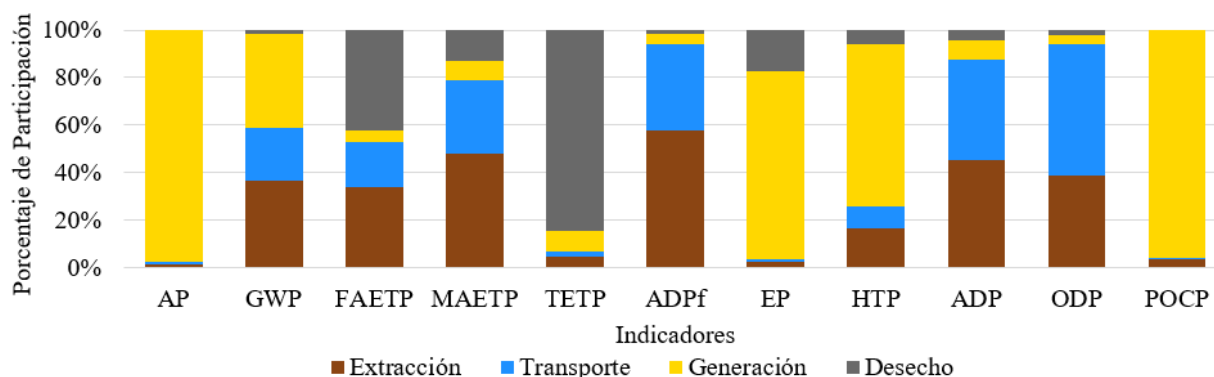


Figura 4.6.2: Impacto de la operación por etapa: Biomasa

Los impactos asociados a la operación se deben a las emisiones generadas en la quema de la biomasa.

Las emisiones por extracción están relacionadas al equipamiento. GWP es por las emisiones de trituración de madera y tala. Las toxicidades vienen en particular del coque utilizado para producir el acero que es parte de la cosechadora, astilladora y autocargadora de madera. El agotamiento de fósiles es por el diésel utilizado por las máquinas. El ADP es por los materiales de la maquinaria en particular electrónica, aunque también acero y cobre. Finalmente, el ODP es causado por las emisiones de petróleo utilizado para la producción del diésel que es utilizado por la maquinaria del proceso.

Los impactos del transporte, en general, están asociados al acero para construir los camiones y los caminos. Los únicos ligeramente diferentes son el ADP de materiales, que tiene su principal impacto en la construcción de camiones, en particular por su electrónica, pero también con participación del acero y cobre, y el ODP, el cual es causado por el impacto generado por el petróleo que da vida al diésel que es utilizado por los camiones.

Construcción, el único impacto relevante de la construcción es el ODP, que se debe a las emisiones generadas por el refrigerante utilizado en la planta de CHP.

4.7 Participación e impacto por etapas del Biogás

En la Tabla 4.7.1 se presenta el porcentaje de contribución de la generación por biogás a los impactos ambientales de la matriz eléctrica chilena. Se observa que esta tecnología posee un bajo impacto, alcanzando un máximo de 0,04%. Esto es lógico por dos razones, la primera es

que la participación es de 0,2% y la segunda es que al tener una participación exclusiva de relleno sanitario no se consideran impactos de extracción, lo que disminuye en gran medida los impactos del biogás.

Tabla 4.7.1: Participación Biogás en categorías de impacto 2023

Participación Impacto	AP	GWP	FAETP	MAETP	TETP	ADPf	EP	HTP	ADP	ODP	POCP
Biogás	0,02%	0%	0%	0%	0%	0%	0,02%	0%	0%	0%	0,04%

Los impactos se desglosarán por etapa en la Tabla 4.7.2, donde, en color rojo se pueden ver los mayores impactos, que en el caso del biogás están asociados exclusivamente a la generación. Y en color verde los menores impactos, que, respecto a esta tecnología, corresponden al desecho y la construcción.

Tabla 4.7.2: Desglose Impacto Biogás por Etapa por kWh de generación

Indicadores	Generación	Construcción	Desecho	TOTAL
AP [mg SO ₂ eq]	336	1	0	337
GWP [g CO ₂ eq]	11	0	0	11
FAETP [g 1,4 DCB eq]	0,3	0,3	0,0	0,5
MAETP [kg 1,4 DCB eq]	0,7	0,6	0,0	1,4
TETP [g 1,4 DCB eq]	0,0	0,0	0,0	0,0
ADPf [kJ]	15	1	0	16
EP [mg PO ₄ ⁻³ eq]	58,4	0,3	0,1	59
HTP [g 1,4 DCB eq]	2,0	1,5	0,1	3,6
ADP [ug SB eq]	3,3	2,4	0,0	5,7
ODP [ug R11 eq]	0,0	0,0	0,0	0,0
POCP [mg C ₂ H ₄ eq]	28	0	0	28

Para obtener una perspectiva de manera más visual se separan los impactos en operación y construcción en la Figura 4.7.1. Se observa que este es un proceso mucho más intensivo en su fase operativa que la de construcción. Aunque esta última presenta impactos razonables y casi equivalentes a los de la operación en las toxicidades (FAETP, MAETP, TETP y HTP), además del ADP.

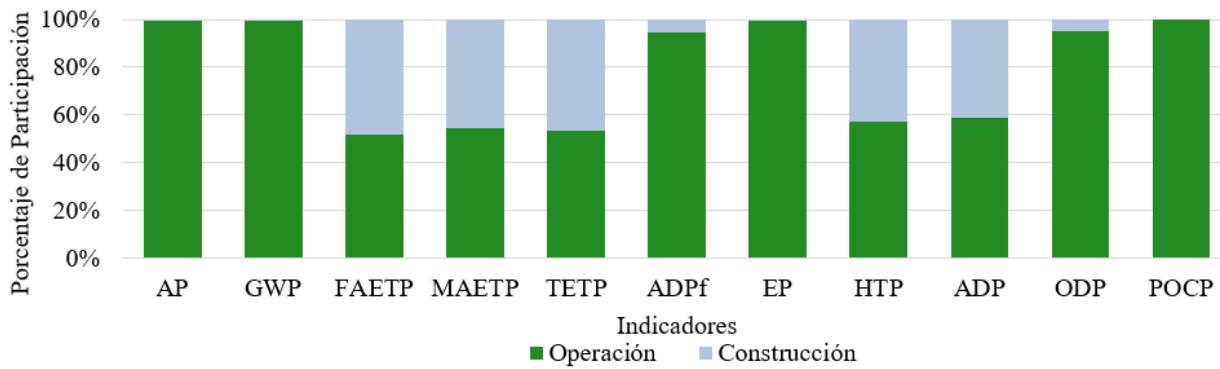


Figura 4.7.1: Impacto de Operación y Construcción del Biogás

Finalmente, en la Figura 4.7.2, se muestra un desglose visual de las etapas que componen la operación. Es claro que la generación es la etapa dominante de cada uno de los impactos.

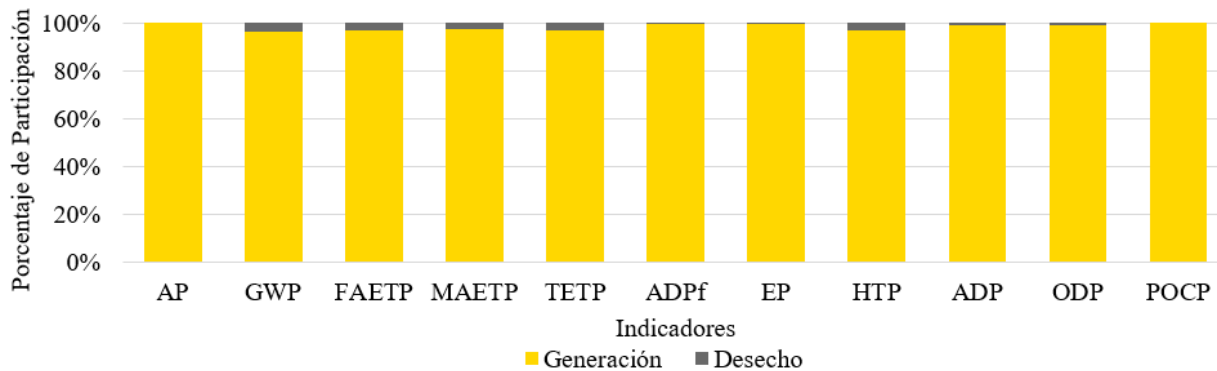


Figura 4.7.2: Impacto de la operación por etapa: Biogás

Los impactos asociados a la generación en los ítems de AP, GWP, EP y POCP están relacionados a las emisiones generadas de la combustión del biogás. Por otra parte, las toxicidades de agua fresca, marítima, terrestre y humana (FAETP, MAETP, TETP y HTP) se deben al aceite lubricante utilizado en la planta y en particular, a las emisiones asociadas a la producción de los químicos que, requeridos en la fabricación de este aceite, destacándose, aunque no por mucho, el diésel. El agotamiento de fósiles (ADPf) se debe al diésel utilizado en el aceite lubricante. El agotamiento de minerales (ADP) se debe al cobre y acero utilizado en la construcción de la fábrica de los químicos utilizados para hacer el aceite lubricante. El ODP está relacionado a las emisiones generadas en la extracción del petróleo para producir el diésel del aceite lubricante utilizado en el proceso.

Por otra parte, los impactos asociados a la construcción en el caso de las toxicidades que son donde se tienen impactos notables de esta etapa, se debe al acero utilizado en la construcción, a excepción del agua fresca que se debe principalmente al platino utilizado en el catalizador, ya que para su extracción se generaron relaves sulfídicos. El acero al igual que se ha visto en otras tecnologías debe su impacto a que se requiere de coque para su producción. En el caso del ADP su impacto se debe al cobre utilizado en la construcción.

4.8 Participación e impacto por etapas de la Hidroeléctrica de Reserva

En la Tabla 4.8.1 se presenta el porcentaje de contribución de la generación por hidroeléctrica de reserva a los impactos ambientales de la matriz eléctrica chilena. Se observa que esta tecnología no posee un gran impacto, ya que su mayor aporte es de un 7,4%, esto refuerza su posición como una fuente de generación eléctrica amigable, pues tiene una participación en la generación de 16,1%.

Tabla 4.8.1: Participación Hidro Reserva en categorías de impacto 2023

Participación Impacto	AP	GWP	FAETP	MAETP	TETP	ADPf	EP	HTP	ADP	ODP	POCP
Hidro Reserva	0,2%	0,6%	1,4%	1,4%	7,4%	0,4%	0,3%	4,6%	1,2%	0,2%	0,3%

Los impactos se desglosarán por etapa en la Tabla 4.8.2, donde, en color rojo se pueden ver los mayores impactos, que, en este caso, están asociados a la construcción. Y en color verde los menores impactos, que corresponden a la generación y al desecho. Es razonable en este tipo de método de generación pues no se generan emisiones directas, y el impacto recae en la planta.

Tabla 4.8.2: Desglose Impacto Hidro Reserva por Etapa por kWh de generación

Indicadores	Generación	Construcción	Desecho	TOTAL
AP [mg SO ₂ eq]	0	39	0	39
GWP [g CO ₂ eq]	0,4	12,4	0,0	12,8
FAETP [g 1,4 DCB eq]	0,0	17,8	0,0	17,8
MAETP [kg 1,4 DCB eq]	0,0	48,0	0,0	48,0
TETP [g 1,4 DCB eq]	0,0	1,2	0,0	1,2
ADPf [kJ]	0,5	94,5	0,0	95
EP [mg PO ₄ ⁻³ eq]	0,1	16,1	0,0	16,1
HTP [g 1,4 DCB eq]	0	131	0	131
ADP [ug SB eq]	0	50	0	50
ODP [ug R11 eq]	0,0	0,1	0,0	0,1
POCP [mg C ₂ H ₄ eq]	0,1	3,0	0,0	3,1

Para obtener una perspectiva de manera más visual se separan los impactos en operación y construcción en la Figura 4.8.1. A diferencia de aquellos métodos basados en combustibles, la hidroeléctrica de reserva, es un proceso que debe sus impactos casi exclusivamente a su fase de construcción, incluso en el gráfico la operación es casi inapreciable a excepción de GWP y POCP.

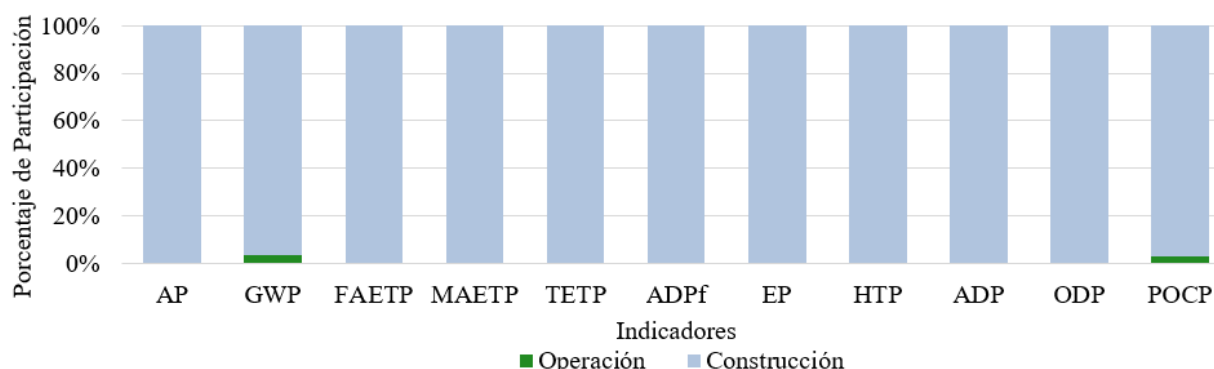


Figura 4.8.1: Impacto de Operación y Construcción de Hidro Reserva

Finalmente, en la Figura 4.8.2, a pesar de su baja participación, se muestra un desglose visual de las etapas que componen la operación, esto es con la finalidad de entender por separado aquellos impactos operativos. En todos y cada uno de los indicadores la generación es el principal aporte.

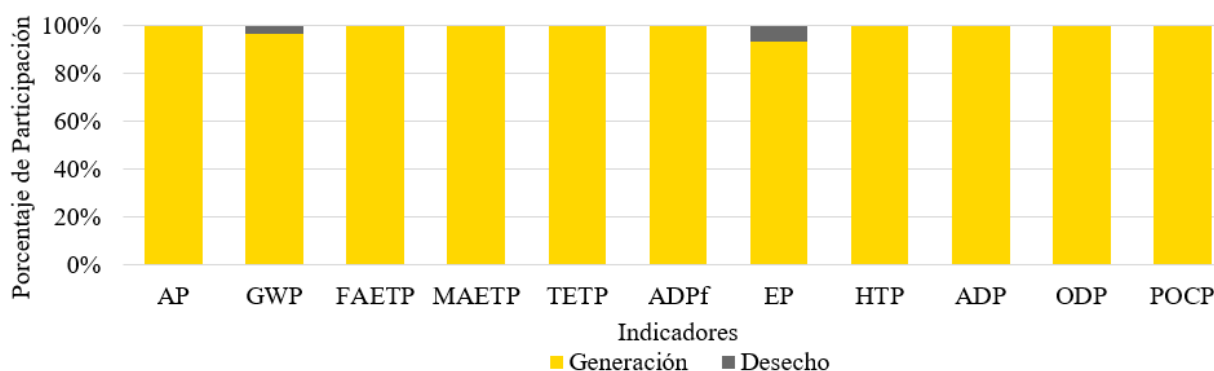


Figura 4.8.2: Impacto de la operación por etapa: Hidro Reserva

Debido a la baja participación del resto de etapas, solo se mostrarán las causas de los impactos de la etapa de construcción. Las toxicidades (FAETP, MAETP, TETP y HTP) tienen que ver con el acero utilizado en la construcción de la planta, ya que para su producción se requirió el uso intensivo de coque. El AP, GWP, EP y POCP, dicen relación a varios de componentes utilizados

en la construcción, en particular, al cemento que su impacto está asociado a las emisiones de la producción de “Clinker”, la deposición del acero reforzado, los fósiles asociados al uso de electricidad en el proceso, la producción de grava y diésel. El ADP de fósiles está asociado a los combustibles utilizados en la producción de los componentes de la construcción de la planta, mientras que el ADP de elementos tiene su mayor impacto en acero para construcción, aunque también existe participación del cemento ya que se requiere lime para su producción que utiliza zinc, causante del impacto. El ODP se debe principalmente a la deposición del concreto reforzado, en particular a su transporte y al “pitch” utilizado en el relleno sanitario.

4.9 Participación e impacto por etapas de la Hidroeléctrica de Pasada

En la Tabla 4.9.1 se presenta el porcentaje de contribución de la generación por hidroeléctrica de pasada a los impactos ambientales de la matriz eléctrica chilena. Se observa que esta tecnología no posee un gran impacto, ya que su mayor aporte es de un 4,2%, esto refuerza su posición como una fuente de generación eléctrica amigable, pues tiene una participación en la generación de 12,5%.

Tabla 4.9.1: Participación Hidro Pasada en categorías de impacto 2023

Participación Impacto	AP	GWP	FAETP	MAETP	TETP	ADPf	EP	HTP	ADP	ODP	POCP
Hidro Pasada	0,1%	0,2%	1,0%	1,0%	4,2%	0,2%	0,1%	3,4%	0,6%	0,1%	0,2%

Los impactos se desglosarán por etapa en la Tabla 4.9.2, donde, en color rojo se pueden ver los mayores impactos, que, en este caso, están asociados a la construcción. Y en color verde los menores impactos, que corresponden a la generación y al desecho. Este comportamiento es razonable en este tipo de método de generación pues no se producen emisiones directas, y el impacto recae en la planta.

Tabla 4.9.2: Desglose Impacto Hidro Pasada por Etapa por kWh de generación

Indicadores	Generación	Construcción	Desecho	TOTAL
AP [mg SO ₂ eq]	0	24	0	24
GWP [g CO ₂ eq]	0,0	7,0	0,0	7,0
FAETP [g 1,4 DCB eq]	0,0	15,8	0,0	15,8
MAETP [kg 1,4 DCB eq]	0,0	45,3	0,0	45,3
TETP [g 1,4 DCB eq]	0,0	0,9	0,0	0,9
ADPf [kJ]	0,5	57,0	0,0	57,5
EP [mg PO ₄ ⁻³ eq]	0	10	0	10
HTP [g 1,4 DCB eq]	0	124	0	124
ADP [ug SB eq]	0	32	0	32
ODP [ug R11 eq]	0	0	0	0
POCP [mg C ₂ H ₄ eq]	0	2	0	2

Para obtener una perspectiva de manera más visual se separan los impactos en operación y construcción en la Figura 4.9.1. A diferencia de aquellos métodos basados en combustibles, la hidroeléctrica de pasada, es un proceso que debe sus impactos exclusivamente a su fase de construcción, incluso en el gráfico la operación es inapreciable.

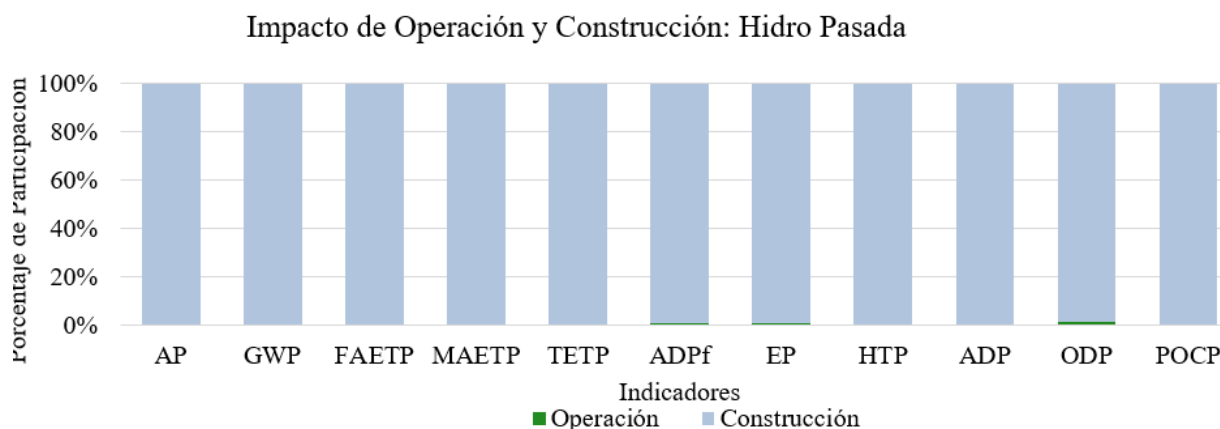


Figura 4.9.1: Impacto de Operación y Construcción de la Hidro Pasada

Finalmente, en la Figura 4.9.2, a pesar de su baja participación, se muestra un desglose visual de las etapas que componen la operación, esto es con la finalidad de entender por separado aquellos impactos operativos. En todos los indicadores la generación es el principal aporte, aunque en GWP los desechos toman una participación relevante.

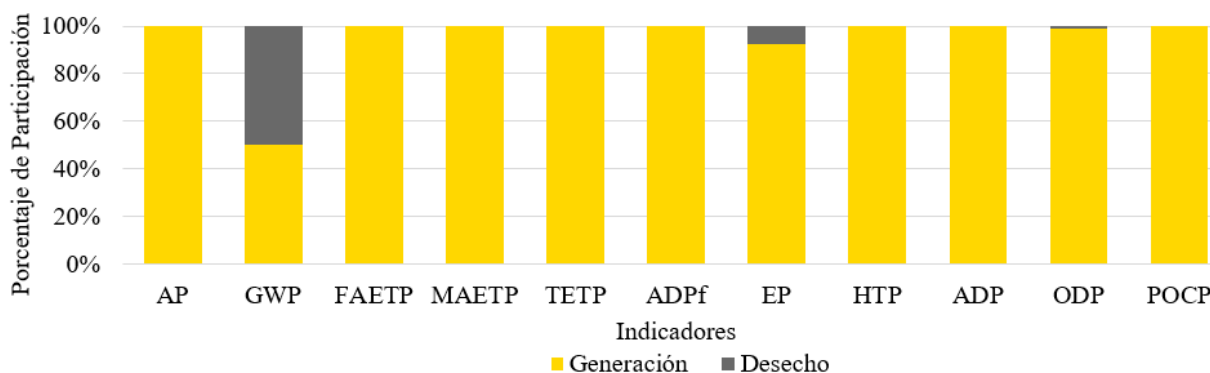


Figura 4.9.2: Impacto de la operación por etapa: Hidro Pasada

Debido a la baja participación del resto de etapas, solo se mostrarán las causas de los impactos de la etapa de construcción. Las toxicidades (FAETP, MAETP, TETP y HTP) tienen que ver con el acero para la construcción de la planta ya que para su producción se requirió el uso intensivo de coque. El AP, GWP, EP y POCP, dicen relación a gran cantidad de componentes utilizados en la construcción, en particular al cemento que su impacto está asociado a las emisiones de la producción de “Clinker”, el acero utilizado en la construcción con sus impactos asociados al coque y el ferroníquel, y al diésel quemado en las máquinas de construcción. El ADP de fósiles está asociado a los combustibles utilizados en la producción de los componentes de la construcción de la planta, mientras que el ADP de elementos tiene su mayor impacto en acero para construcción, aunque también existe participación del cemento ya que se requiere lime para su producción, y este utiliza zinc, principal causante del impacto. El ODP se debe principalmente al diésel utilizado en las maquinarias, en particular a los impactos asociados al petróleo que dio origen a ese diésel, también participa la deposición del concreto reforzado, en particular a su transporte y al pitch utilizado en el relleno sanitario, y el acero y cemento.

4.10 Participación e impacto por etapas del Eólica

En la Tabla 4.10.1 se presenta el porcentaje de contribución de la generación por energía eólica a los impactos ambientales de la matriz eléctrica chilena. Se observa que esta tecnología posee 4 indicadores que sobrepasan el 10% de participación (FAETP, TETP, HTP y ADP), esto la hace una tecnología de alto impacto, sobre todo considerando que su participación en la matriz es del 11,6% y en estas categorías la cifra como mínimo se duplica.

Tabla 4.10.1: Participación Eólica en categorías de impacto 2023

Participación Impacto	AP	GWP	FAETP	MAETP	TETP	ADPf	EP	HTP	ADP	ODP	POCP
Eólica	1,1%	0,8%	26,1%	8,6%	22,0%	0,8%	1,4%	22,9%	52,6%	0,6%	1,2%

Los impactos se desglosarán por etapa en la Tabla 4.10.2, donde, en color rojo se pueden ver los mayores impactos, que, en este caso, están asociados a la construcción. Y en color verde los menores impactos, que corresponden a la generación y al desecho. Este comportamiento es razonable en este tipo de método de generación pues no se producen emisiones directas, y el impacto recae en la planta.

Tabla 4.10.2: Desglose Impacto Eólica por Etapa por kWh de generación

Indicadores	Generación	Construcción	Desecho	TOTAL
AP [mg SO ₂ eq]	0	260	0	260
GWP [g CO ₂ eq]	0	27	0	27
FAETP [g 1,4 DCB eq]	0	449	0	449
MAETP [kg 1,4 DCB eq]	0	413	0	413
TETP [g 1,4 DCB eq]	0	5	0	5
ADPf [kJ]	2	254	0	256
EP [mg PO ₄ ⁻³ eq]	0	120	0	120
HTP [g 1,4 DCB eq]	0	909	0	909
ADP [ug SB eq]	0,6	3107,7	0,0	3108,3
ODP [ug R11 eq]	0,0	0,3	0,0	0,3
POCP [mg C ₂ H ₄ eq]	0,0	15,4	0,0	15,4

Para obtener una perspectiva de manera más visual se separan los impactos en operación y construcción en la Figura 4.10.1. A diferencia de aquellos métodos basados en combustibles, la energía eólica, es un proceso que debe sus impactos casi exclusivamente a su fase de construcción, incluso en el gráfico la operación es inapreciable.

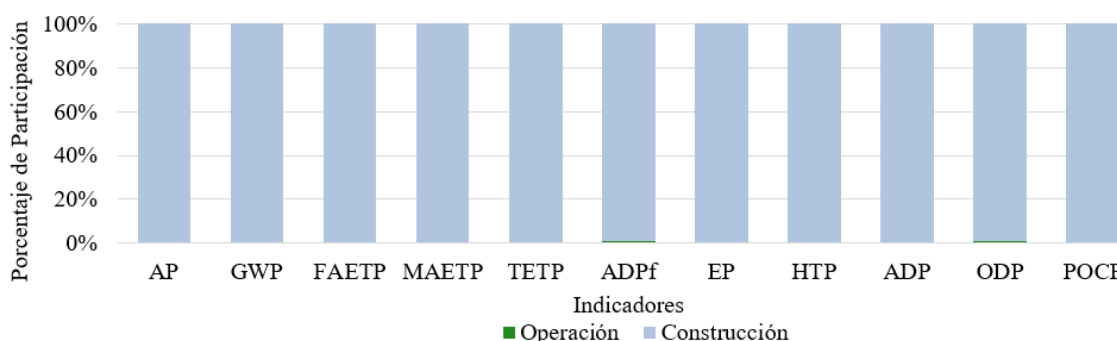


Figura 4.10.1: Impacto de Operación y Construcción de Energía Eólica

Finalmente, en la Figura 4.10.2, a pesar de su baja participación, se muestra un desglose visual de las etapas que componen la operación, esto es con la finalidad de entender por separado aquellos impactos operativos. En todos los indicadores la generación es el principal aporte, aunque en el GWP, los desechos presentan una participación importante.

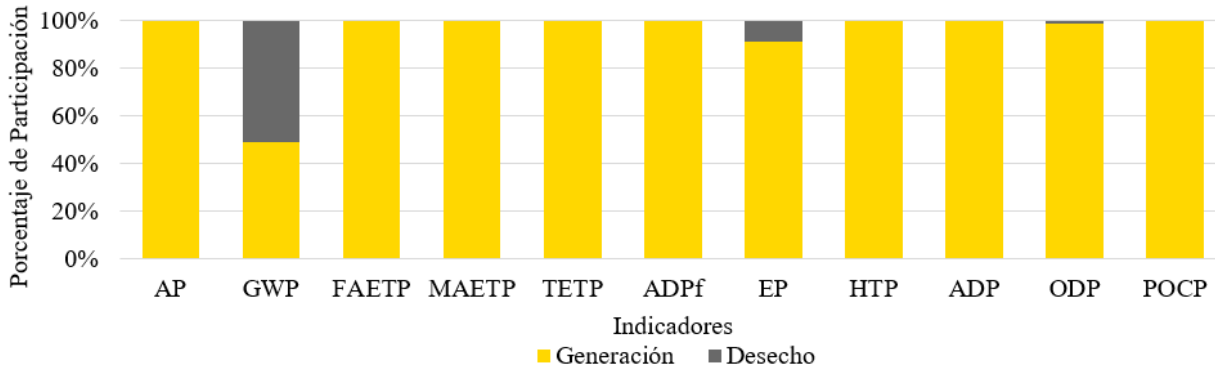


Figura 4.10.2: Impacto de la operación por etapa: Eólica

Debido a la baja participación del resto de etapas, solo se mostrarán las causas de los impactos de la etapa de construcción. En general, los efectos de todos los indicadores están asociados siempre a los mismos ítems, el acero genera un impacto por el coque utilizado en la producción de arrabio, el cobre posee impactos por las emisiones generadas en la fundición de cobre y los relaves sulfurosos en la mina al extraerlo. En particular, discutiendo en más detalle los impactos más notables, el FAETP es diferente al resto, teniendo sus emisiones por la deposición del cobre de la planta, generando emisiones por las cenizas de fondo de horno, además de tener impacto asociado al cobre, que viene desde emisiones por la fundición hasta los relaves sulfurosos en su extracción. El TETP se debe principalmente al acero y en particular al coque utilizado en su producción. El HTP también se debe al acero y cobre. Finalmente, el ADP se debe al agotamiento de cobre en la construcción.

4.11 Participación e impacto por etapas del Solar

En la Tabla 4.11.1 se presenta el porcentaje de contribución de la generación por energía solar a los impactos ambientales de la matriz eléctrica chilena. Se observa que esta tecnología posee 3 indicadores que sobrepasan el 10% de participación (TETP, HTP y ADP), esto la hace una tecnología de alto impacto, aunque la única de estas categorías que supera su aporte en la generación en la matriz (19,9%) es el ADP.

Tabla 4.11.1: Participación Solar en categorías de impacto 2023

Participación Impacto	AP	GWP	FAETP	MAETP	TETP	ADPf	EP	HTP	ADP	ODP	POCP
Solar	1,2%	1,6%	6,8%	5,4%	13,2%	1,8%	2,1%	13,3%	35,7%	7,6%	1,4%

El valor de los impactos se muestra en la Tabla 4.11.2. En este caso, todos y cada uno de los impactos corresponden a la construcción, no existe participación de ningún otro indicador, esto también se expresa en la Figura 4.11.1.

Tabla 4.11.2: Desglose Impacto Solar por Etapa por kWh de generación

Indicadores	Construcción	TOTAL
AP [mg SO ₂ eq]	160	160
GWP [g CO ₂ eq]	30	30
FAETP [g 1,4 DCB eq]	69	69
MAETP [kg 1,4 DCB eq]	152	152
TETP [g 1,4 DCB eq]	2	2
ADPf [kJ]	326	326
EP [mg PO ₄ ⁻³ eq]	100	100
HTP [g 1,4 DCB eq]	308	308
ADP [ug SB eq]	1235	1235
ODP [ug R11 eq]	2	2
POCP [mg C ₂ H ₄ eq]	10	10

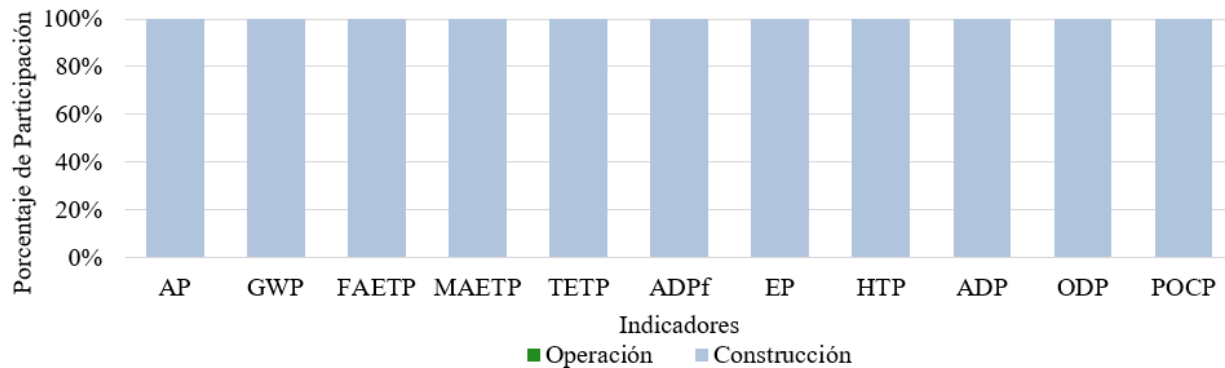


Figura 4.11.1: Impacto de Operación y Construcción de la Energía Solar

Se detallan las causas de los impactos de la etapa de construcción, puesto que es la única en la generación solar. El mayor impacto asociado a todos los indicadores (menos al ADP y ODP) es la electricidad de la matriz china requerida para producir la silicona utilizada en la fabricación del panel solar, en particular, debido al uso intensivo de fósiles en esa matriz, también la

electricidad de la matriz china requerida para el aluminio de la montura. En el caso de las toxicidades, además del impacto asociado a la electricidad, se agrega el impacto del coque en la producción de silicona y el impacto que tienen los relaves sulfurosos de las minas de plata para la fabricación de la plata utilizada en la pasta de metalización del panel solar (esto último exclusivo para FAETP, MAETP y TETP, no para HTP). El ADP se debe principalmente a la plata utilizada en la pasta de metalización del panel solar y del cobre utilizado en el panel e inversor. El ODP se debe principalmente al tetrafluoretileno y el polietileno tereftalato utilizados en la fabricación del panel solar, su impacto se debe a que para la producción del primero se requirió cloro fluoro metano y cloroformo, y para el segundo ácido tereftalato.

4.12 Participación e impacto por etapas del Termosolar

En la Tabla 4.12.1 se presenta el porcentaje de contribución de la generación por termosolar a los impactos ambientales de la matriz eléctrica chilena. Se observa que esta tecnología no posee un gran impacto, ya que su mayor aporte es de un 0,2%, lo que es razonable puesto que su participación en la generación es igualmente de 0,2%.

Tabla 4.12.1: Participación Termosolar en categorías de impacto 2023

Participación Impacto	AP	GWP	FAETP	MAETP	TETP	ADPf	EP	HTP	ADP	ODP	POCP
Termosolar	0,01%	0,02%	0,05%	0,05%	0,20%	0,03%	0,01%	0,16%	0,05%	0,02%	0,01%

Los impactos se desglosarán por etapa en la Tabla 4.12.2, donde, en color rojo se pueden ver los mayores impactos, que, en este caso, están asociados en su mayor parte a la construcción. Y en color verde los menores impactos, que corresponden a la generación. Aunque esto se invierte para el GWP, ADPf y ODP.

Tabla 4.12.2: Desglose Impacto Termosolar por Etapa por kWh de generación

Indicadores	Generación	Construcción	TOTAL
AP [mg SO ₂ eq]	18	102	120
GWP [g CO ₂ eq]	30	14	44
FAETP [g 1,4 DCB eq]	3	61	64
MAETP [kg 1,4 DCB eq]	10	160	170
TETP [g 1,4 DCB eq]	0,2	3,2	3,4
ADPf [kJ]	479	123	602
EP [mg PO ₄ ⁻³ eq]	6,0	31,4	37,4
HTP [g 1,4 DCB eq]	29	443	472
ADP [ug SB eq]	9	205	214
ODP [ug R11 eq]	0,5	0,1	0,6
POCP [mg C ₂ H ₄ eq]	2,4	7,2	9,7

Esto se puede apreciar de manera visual colocando los impactos de operación y construcción en la Figura 4.12.1, como se observó en la tabla los impactos de operación solo corresponden a los de generación.

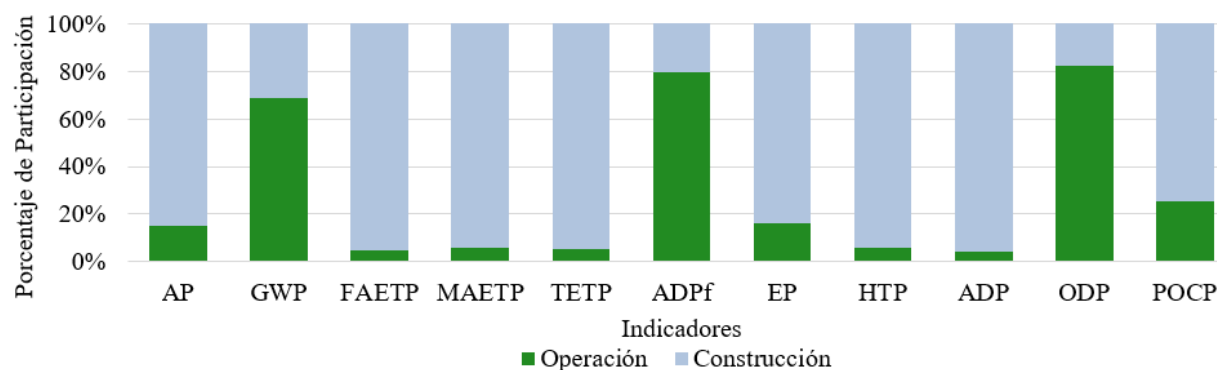


Figura 4.12.1: Impacto de Operación y Construcción de la Energía Termosolar

Los impactos relacionados a la operación (GWP, ADPf y ODP) están relacionados al gas natural utilizado en sus quemadores, ya sea por sus emisiones (GWP) o extracción (ADPf y ODP).

Por otra parte, en la construcción, en general las toxicidades (FAETP, MAETP, TETP y HTP) dicen relación con el acero para la fabricación de diversas partes del sistema, destaca la superficie del campo colector, este impacto viene del coque requerido para la producción del acero y de la escoria del horno de oxígeno básico. El AP y el POCP tienen que ver con las emisiones de la mina de platino requerida para la obtención de níquel, que usa en la aleación hierro níquel cromo que requiere el receptor de la concentradora solar. El EP está repartido entre componentes, en particular el acero, cobre, aluminio, concreto. Finalmente, el ADP dice

relación con el cobre para la construcción del colector y “power block”, y el níquel para aleación de hierro, níquel y cromo del “receiver”.

4.13 Participación e impacto por etapas del Geotérmica

En la Tabla 4.13.1 se presenta el porcentaje de contribución de la generación por geotermia a los impactos ambientales de la matriz eléctrica chilena. Se observa que esta tecnología no posee un gran impacto, ya que su mayor aporte es de un 0,12%, lo que es razonable puesto que su participación en la generación es de 0,5%.

Tabla 4.13.1: Participación Geotérmica en categorías de impacto 2023

Participación Impacto	AP	GWP	FAETP	MAETP	TETP	ADPf	EP	HTP	ADP	ODP	POCP
Geotérmica	0%	0,01%	0,03%	0,03%	0,12%	0,01%	0,01%	0,09%	0,01%	0%	0,01%

Los impactos se desglosarán por etapa en la Tabla 4.13.2, donde, en color rojo se pueden ver los mayores impactos, que, en cada uno de los indicadores están asociados a la construcción. Y en color verde los menores impactos, que corresponden a la generación.

Tabla 4.13.2: Desglose Impacto Energía Geotérmica por Etapa por kWh de generación

Indicadores	Generación	Construcción	TOTAL
AP [mg SO ₂ eq]	0	23	23
GWP [g CO ₂ eq]	0	6	6
FAETP [g 1,4 DCB eq]	0	10	10
MAETP [kg 1,4 DCB eq]	0	33	33
TETP [g 1,4 DCB eq]	0,0	0,6	0,6
ADPf [kJ]	0	57	57
EP [mg PO ₄ ⁻³ eq]	0	18	18
HTP [g 1,4 DCB eq]	6	75	81
ADP [ug SB eq]	0	11	11
ODP [ug R11 eq]	0	0	0
POCP [mg C ₂ H ₄ eq]	0,7	1,5	2,2

Esto se puede apreciar de manera visual colocando los impactos de operación y construcción en la Figura 4.13.1, como se observó en la tabla los impactos de operación solo corresponden a los de generación. El POCP y el HTP presentan impactos apreciables de generación.

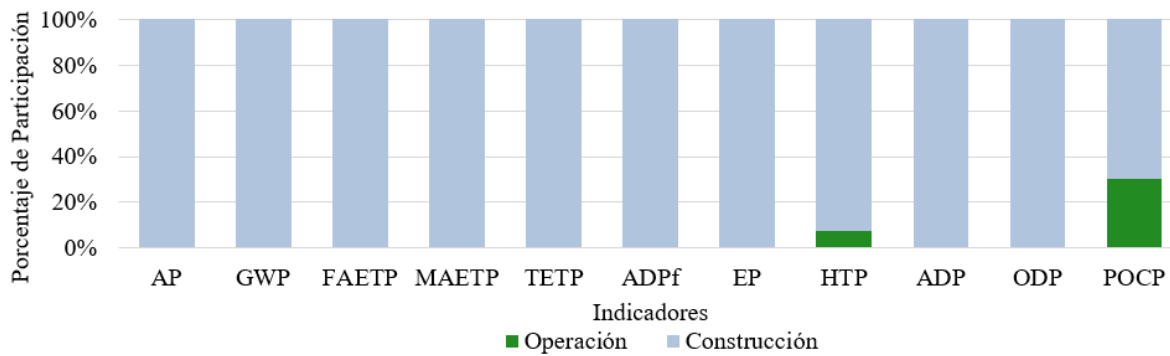


Figura 4.13.1: Impacto de Operación y Construcción de Energía: Geotérmica

Los impactos asociados a operación dicen relación con las pérdidas de refrigerante (benzeno) que ocurren en las plantas geotérmicas.

Los impactos de construcción en AP, GWP, EP, ODP y POCP están relacionados a la electricidad que ocupa la planta, estos impactos se asocian a los fósiles que tiene la matriz. y en menor medida aporta el acero que trae su impacto por el coque que se requiere para su producción. Por otra parte, la situación se invierte para las toxicidades donde el mayor impacto proviene del acero (mismas razones) y le sigue la electricidad, la única excepción es el TETP que su segundo impacto más fuerte son las emisiones relacionadas al tratamiento de residuos de perforación. El ADPf es por los fósiles utilizados en la electricidad. Y finalmente el ADP es por el acero utilizado en la construcción.

5. Interpretación y Análisis de Resultados:

5.1 Verificación resultados:

Para la verificación de los resultados se compararon los valores obtenidos con literatura que evaluaba impactos ambientales con el método CML tanto para matrices como para tecnologías. Para una comparación más visual se mostrará en un gráfico de cajas y bigotes la comparación a nivel tecnología y a nivel matriz, donde en color azul se indicarán los datos obtenidos de la bibliografía, mientras que el punto rojo representará el resultado obtenido de la presente memoria. Los extremos de los bigotes indican los valores mínimo y máximo observados, excepto en casos atípicos que se encuentren a una distancia superior a 1,5 veces el rango intercuartílico. La caja central representa el rango intercuartílico (del primer al tercer cuartil), y la línea en el centro de la caja corresponde a la mediana, es decir, el valor central de los datos bibliográficos. Para poder ver en un mismo gráfico los indicadores, se han escalado los impactos de acuerdo con los factores mostrados en la Tabla 5.1.1 y Tabla 5.1.2.

Tabla 5.1.1: Unidades y Factores de Escalamiento para Matriz y Tecnologías Combustibles

Indicadores	Matrices	Carbón	Diésel	GN	Biomasa	Biogás
AP	[g SO ₂ eq] /10	[g SO ₂ eq]	[g SO ₂ eq]	[g SO ₂ eq]	[g SO ₂ eq]	[g SO ₂ eq]
GWP	[g CO ₂ eq] *10	[kg CO ₂ eq] /10	[kg CO ₂ eq] /10	[kg CO ₂ eq] /10	[g CO ₂ eq] *10	[kg CO ₂ eq] /10
FAETP	[g 1,4 DCB eq] *10	[kg 1,4 DCB eq] /10	[g 1,4 DCB eq] *10	[g 1,4 DCB eq] *10	[g 1,4 DCB eq] *10	[g 1,4 DCB eq] *10
MAETP	[ton 1,4 DCB eq] /10	[ton 1,4 DCB eq]	[ton 1,4 DCB eq] /10	[ton 1,4 DCB eq] /10	[kg 1,4 DCB eq] *10	[kg 1,4 DCB eq] *10
TETP	[g 1,4 DCB eq]	[g 1,4 DCB eq]	[g 1,4 DCB eq]	[g 1,4 DCB eq]	[g 1,4 DCB eq]	[g 1,4 DCB eq]
ADP _f	[MJ]	[MJ]	[MJ]	[MJ]	[MJ] /10	[MJ] /10
EP	[g PO ₄ ⁻³ eq] /10	[g PO ₄ ⁻³ eq]	[g PO ₄ ⁻³ eq]	[g PO ₄ ⁻³ eq] /10	[g PO ₄ ⁻³ eq] /10	[g PO ₄ ⁻³ eq] /10
HTP	[g 1,4 DCB eq] *10	[kg 1,4 DCB eq] /10	[kg 1,4 DCB eq] /10	[kg 1,4 DCB eq] /10	[kg 1,4 DCB eq] /10	[g 1,4 DCB eq] *10
ADP	[mg SB eq] /10	[ug SB eq] *10	[mg SB eq] /10	[mg SB eq] /10	[mg SB eq] /10	[mg SB eq] /10
ODP	[ug R11 eq] *10	[ug R11 eq]	[ug R11 eq] *10	[ug R11 eq] *10	[ug R11 eq] *10	[ug R11 eq] *10
POCP	[mg C ₂ H ₄ eq] *10	[g C ₂ H ₄ eq] /10	[g C ₂ H ₄ eq] /10	[g C ₂ H ₄ eq] /10	[g C ₂ H ₄ eq] /10	[mg C ₂ H ₄ eq] *10

Tabla 5.1.2: Unidades y Factores de Escalamiento para Tecnologías Renovables

Indicadores	Hidro Reserva	Hidro Pasada	Eólica	Solar	Termosolar	Geotérmica
AP	[g SO ₂ eq] /10	[mg SO ₂ eq] *10	[mg SO ₂ eq] *10	[g SO ₂ eq] /10	[g SO ₂ eq] /10	[g SO ₂ eq] /10
GWP	[g CO ₂ eq] *10	[g CO ₂ eq] *10	[g CO ₂ eq]	[g CO ₂ eq] *10	[g CO ₂ eq] *10	[g CO ₂ eq]
FAETP	[g 1,4 DCB eq] *10	[g 1,4 DCB eq]	[g 1,4 DCB eq] *10	[g 1,4 DCB eq] *10	[g 1,4 DCB eq] *10	[g 1,4 DCB eq]
MAETP	[kg 1,4 DCB eq] *10	[kg 1,4 DCB eq] *10	[kg 1,4 DCB eq] *10	[ton 1,4 DCB eq] /10	[kg 1,4 DCB eq] *10	[kg 1,4 DCB eq]
TETP	[g 1,4 DCB eq]	[g 1,4 DCB eq] /10	[g 1,4 DCB eq] /10	[g 1,4 DCB eq]	[g 1,4 DCB eq]	[g 1,4 DCB eq] /10
ADP _f	[kJ] *10	[kJ] *10	[kJ] *10	[MJ] /10	[MJ] /10	[g] *10
EP	[mg PO ₄ ⁻³ eq] *10	[mg PO ₄ ⁻³ eq] *10	[mg PO ₄ ⁻³ eq] *10	[g PO ₄ ⁻³ eq] /10	[mg PO ₄ ⁻³ eq] *10	[mg PO ₄ ⁻³ eq] *10
HTP	[g 1,4 DCB eq] *10	[g 1,4 DCB eq] *10	[g 1,4 DCB eq] *10	[kg 1,4 DCB eq] /10	[kg 1,4 DCB eq] /10	[g 1,4 DCB eq]
ADP	[ug SB eq] *10	[ug SB eq] *10	[mg SB eq] /10	[mg SB eq]	[mg SB eq]	[ug SB eq]
ODP	[ug R11 eq] /10	[ug R11 eq] /10	[ug R11 eq]	[ug R11 eq]	[ug R11 eq] *10	[ug R11 eq] /10
POCP	[mg C ₂ H ₄ eq]	[mg C ₂ H ₄ eq]	[mg C ₂ H ₄ eq]	[mg C ₂ H ₄ eq] *10	[mg C ₂ H ₄ eq] *10	[mg C ₂ H ₄ eq]

En el caso del carbón se compara con 7 referencias que abarcan desde el año 2013 al 2022 (Atilgan & Azapagic, 2016; Gaete-Morales et Al., 2018; Li et Al., 2023; Marashli et Al., 2022; Mahmud & Farjana, 2022; Mahmud et Al., 2020; Turconi et Al., 2013 y Zhu et Al., 2022). Pueden observarse en la Figura 5.1.1. Posee más alto los indicadores de AP, FAETP, EP, HTP, ADP y POCP. Hay que tener en cuenta que solo 2 de las referencias encontradas toman en cuenta los indicadores que se encuentran por sobre o por debajo, así que se puede estar en un caso de falta información. Sin embargo, en el caso del AP, EP, HTP y POCP se debe al alto nivel de NO_x en las emisiones respecto de las referencias. Y para el HTP y FAETP existe un alto impacto por el estéril de carbón.

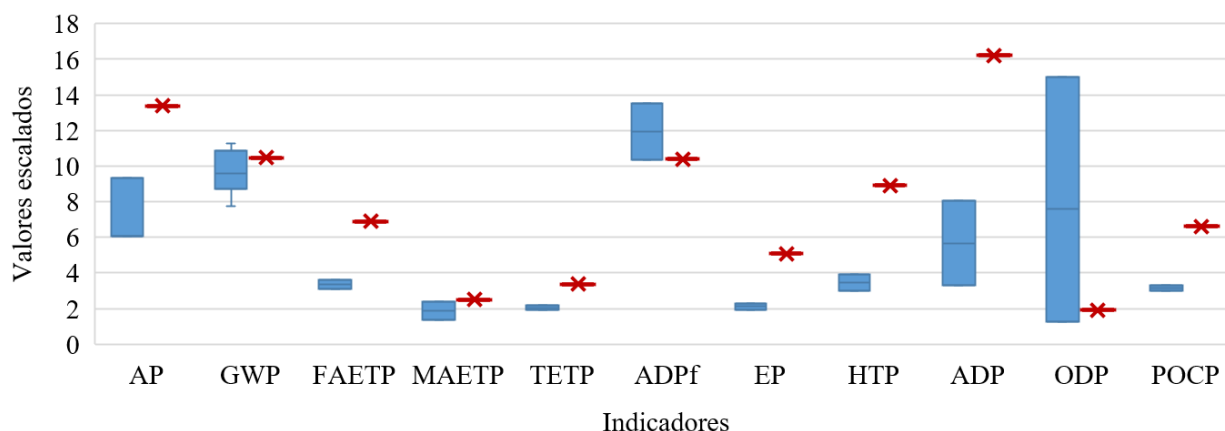


Figura 5.1.1: Indicadores Carbón 2023 vs Referencias Bibliográficas (Escalados)

En el caso del diésel se compara con 5 referencias que abarcan desde el año 2013 al 2022 (Gaete-Morales et Al., 2018; Marashli et Al., 2022; Ramirez et Al., 2020; Ramirez et Al., 2019 y Turconi et Al., 2013). Pueden observarse en la Figura 5.1.2. Está más alto en FAETP, MAETP. TETP. HTP y ADP. Por otra parte, el ODP está bajo. Las toxicidades están altas por el impacto del acero y la generación, ya que presenta un nivel de emisiones de SO_2 más alto que lo usual. El ADP se ve afectado por el cobre en la construcción de la planta.

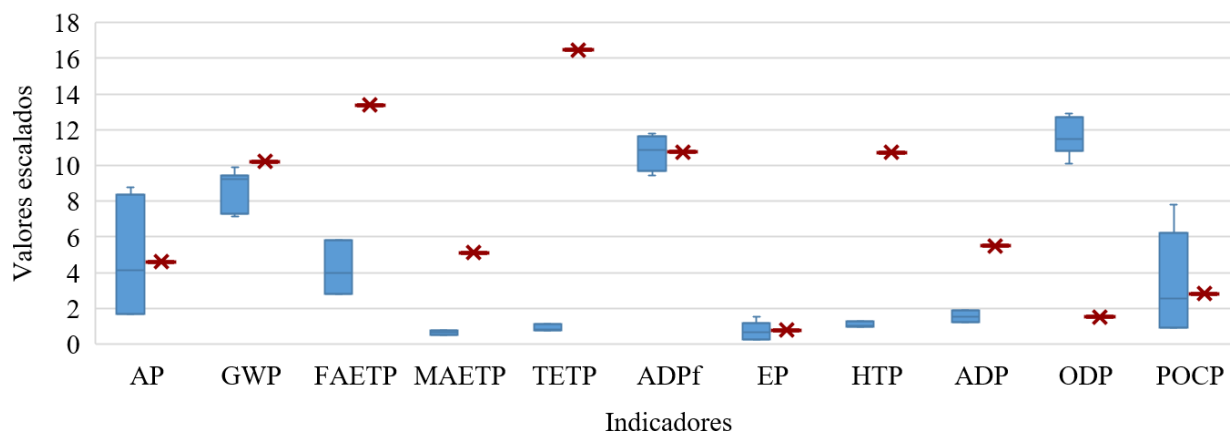


Figura 5.1.2: Indicadores Diésel 2023 vs Referencias (Escalados)

En el caso del gas natural se compara con 9 referencias que abarcan desde el año 2009 al 2022 (Atilgan & Azapagic, 2016; Gaete-Morales et Al., 2018; Goas-Martín, 2021; Marashli et Al., 2022; Mahmud & Farjana, 2022; Mahmud et Al., 2020; Phumpradab et Al., 2009; Ramirez et Al., 2019 y Turconi et Al., 2013) y. Esto se observa en la Figura 5.1.3. Está más alto en GWP, FAETP, MAETP, TETP y HTP. En el caso de las toxicidades se debe al acero utilizado en la

construcción de las instalaciones de extracción del gas natural, es decir, la planta, tuberías y pozo de extracción. Por otra parte, el GWP suele ser menor, pero en este caso las emisiones reportadas por la SMA son mucho mayores que las usuales del gas natural, por ejemplo, en la matriz de Chile del 2014 se producían 0,475 kg CO₂ por kWh, en cambio en el 2023 aumenta a 0,77 kg de CO₂ por kWh.

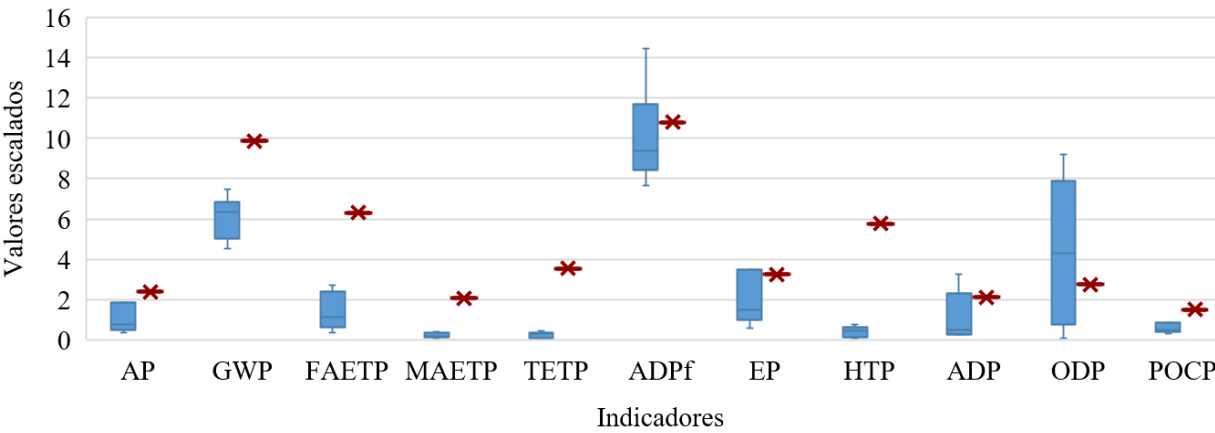


Figura 5.1.3: Indicadores Gas Natural 2023 vs Referencias (Escalados)

En el caso de la biomasa se compara con 9 referencias que abarcan desde el año 2013 al 2022 (Briones-Hidrovo et Al., 2021; Gaete-Morales et Al., 2018; Goas-Martín, 2021; Marashli et Al., 2022; Mahmud & Farjana, 2022; Mahmud et Al., 2020; Turconi et Al., 2013; Xu et Al., 2021 y Zhu et Al., 2022). Se puede observar en la Figura 5.1.4. Está más alto TETP, EP y HTP. Y más bajo está GWP y ADPf. El nivel superior de EP y HTP se puede explicar porque son procesos intensivos en generación, y en general de acuerdo a los datos obtenidos esta tecnología generó 2 veces más NO_x que lo que generó en Chile el 2014, por otra parte, el TETP tiene relación con los desechos, en particular al alto impacto de las cenizas al deponerlas aplicándola en suelos agrícolas. El GWP y ADPf tienen impactos reducidos pues son tecnologías muy dependientes de la extracción, al considerarse un impacto únicamente del 15% proveniente de este sector es que se consigue estos valores bajos.

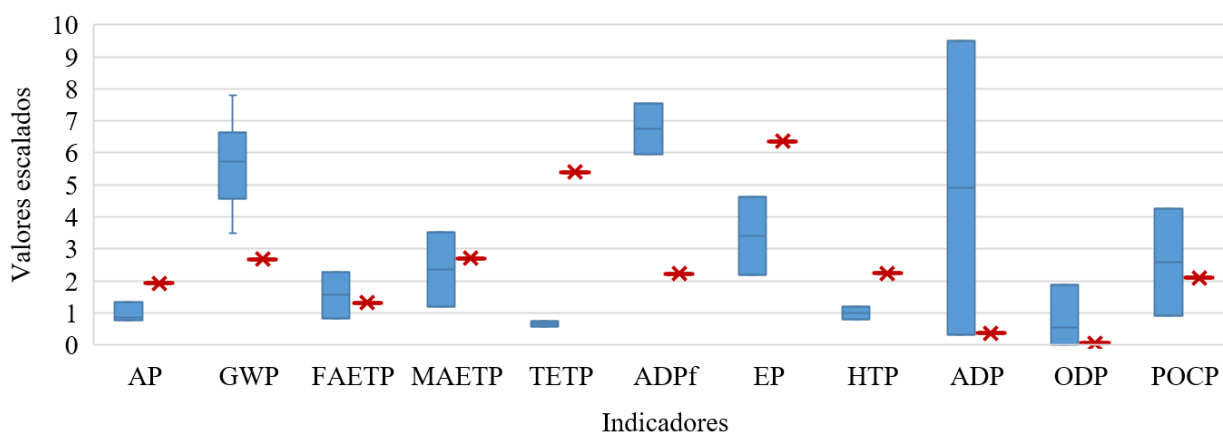


Figura 5.1.4: Indicadores Biomasa 2023 vs Referencias (Escalados)

En el caso del biogás se compara con 2 referencias, una del 2018 y otra del 2021 (Gaete-Morales et Al., 2018; Goas-Martín, 2021). Se puede observar en la Figura 5.1.5. Está más bajo en todas las categorías. Esto se debe a que el biogás producido en el 2023 fue en su mayoría por relleno sanitario, que, al considerarse libre de impacto por extracción, hace que sus valores en los indicadores se reduzcan en gran medida.

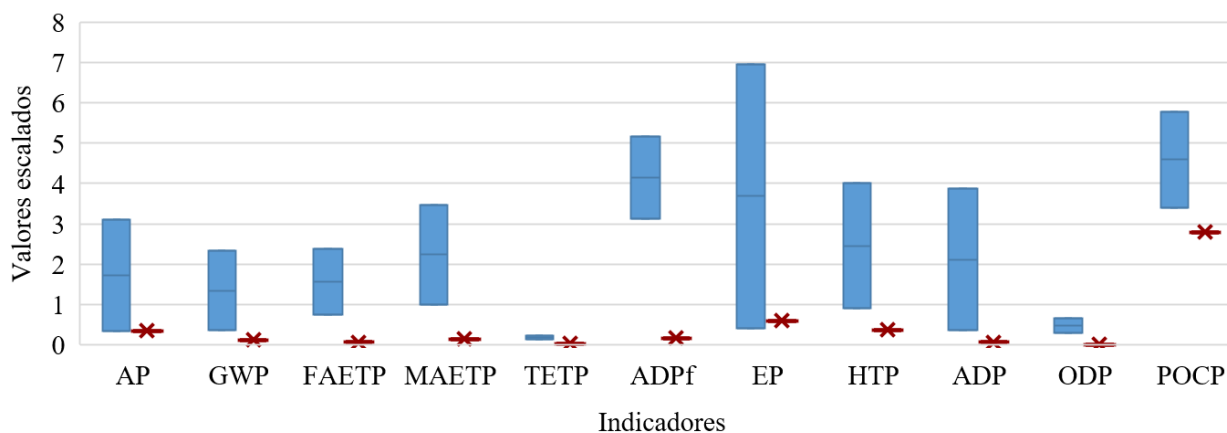


Figura 5.1.5: Indicadores Biogás 2023 vs Referencias (Escalados)

En el caso de la hidroeléctrica de reserva se compara con 12 referencias que abarcan desde el año 2013 al 2023 (Atilgan & Azapagic, 2016; Aung et Al., 2020; Gaete-Morales et Al., 2018; Goas-Martín, 2021; Goswami et Al., 2023; Marashli et Al., 2022; Mahmud & Farjana, 2022; Ramirez et Al., 2020; Siddiqui & Dincer, 2017; Turconi et Al., 2013 y Zhu et Al., 2022). Se puede observar en la Figura 5.1.6. Está más alto en las toxicidades (FAETP, MAETP, TETP y

HTP), además de en el ADPf. El gran impacto de las toxicidades se debe al acero y su alto impacto por el coque utilizado en su producción. En el ADPf se debe al cobre utilizado.

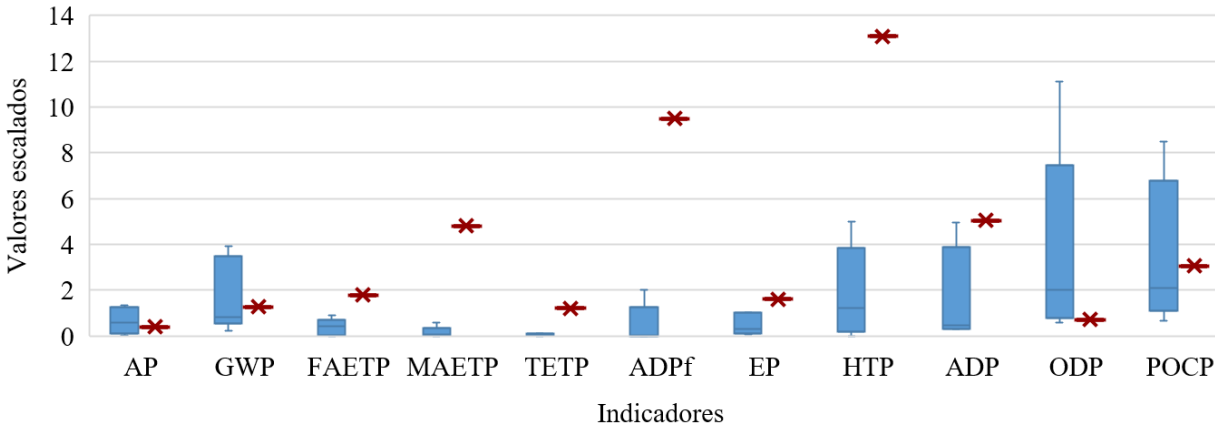


Figura 5.1.6: Indicadores Hidro Reserva 2023 vs Referencias (Escalados)

En el caso de la hidroeléctrica de pasada se compara con 6 referencias que abarcan desde el año 2010 al 2021 (Atilgan & Azapagic, 2016; Bor & Üçtuğ, 2021; Gaete-Morales et Al., 2018; Goas-Martín, 2021 y Ramirez et Al., 2020). Se puede observar en la Figura 5.1.7. Está más alto en las toxicidades (FAETP, MAETP, TETP y HTP), además de en el ADPf. El gran impacto de las toxicidades se debe al acero y su alto impacto por el coque utilizado en su producción. En el ADPf se debe al cobre utilizado.

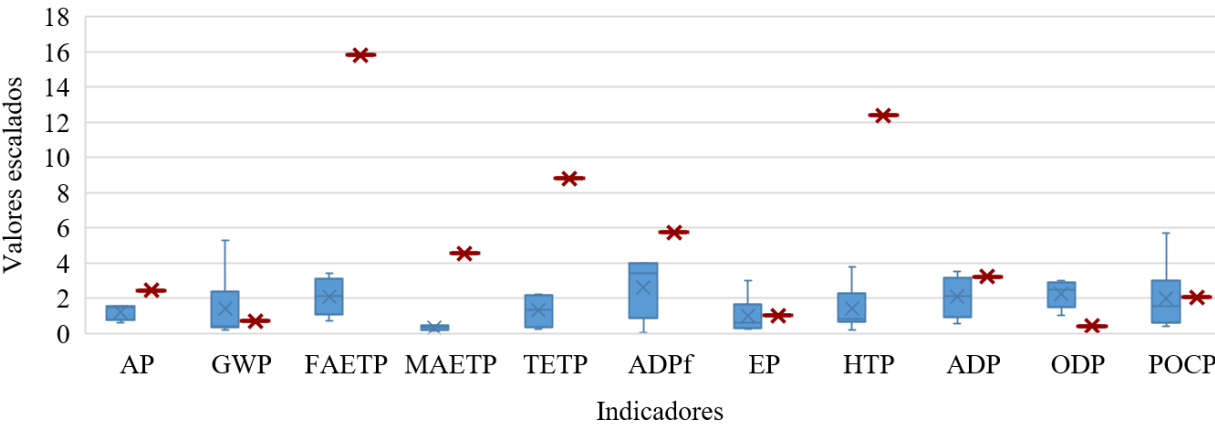


Figura 5.1.7: Indicadores Hidro Pasada 2023 vs Referencias (Escalados)

En el caso de la energía eólica se compara con 12 referencias que abarcan desde el año 2013 al 2024 (Atilgan & Azapagic, 2016; Gaete-Morales et Al., 2018; Goas-Martín, 2021; Li et Al., 2019; Marshli et Al., 2022; Ozsahin et Al., 2022; Siddiqui & Dincer, 2017; Turconi et Al.,

2013; Turkmen & Babuna, 2024; Xu et Al., 2018 y Zhu et Al., 2022). Se puede observar en la Figura 5.1.8. Está más alto en todas las categorías menos GWP y ODP, esto se debe a que se consideran turbinas con una generación mayor a 3W, diferente al resto de estudios, a excepción del estudio (Goas-Martín, 2021) donde sí se considera, y los resultados son muy similares, solo que en el gráfico al tener valores muy alejados del resto, se considera como “outlier” y aparece como un punto, observándose que casi todos los valores están en el interior a excepción del TETP y HTP, que su impacto está asociado al acero y a su vez al coque.

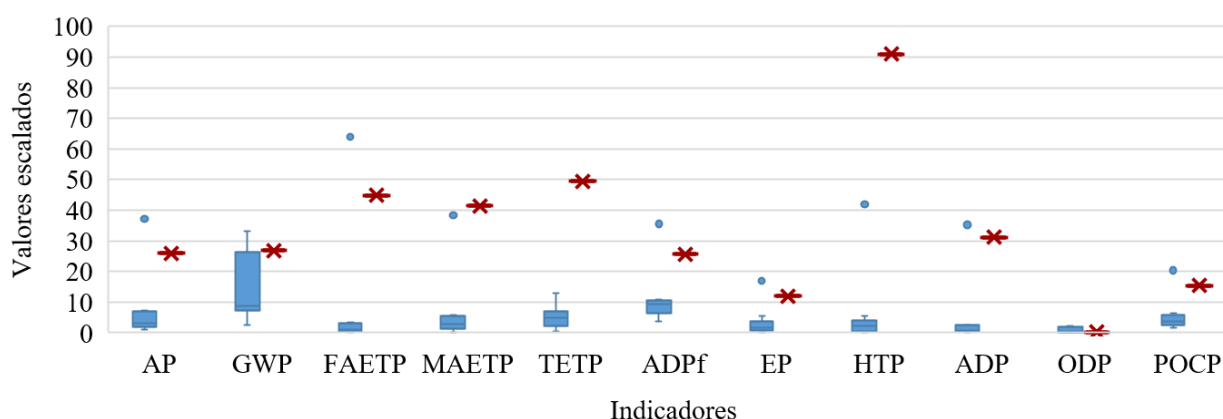


Figura 5.1.8: Indicadores Eólica 2023 vs Referencias (Escalados)

En el caso de la energía solar fotovoltaica se compara con 10 referencias que abarcan desde el año 2013 al 2022 (Ali et Al., 2022; Fu et Al., 2015; Gaete-Morales et Al., 2018; Goas-Martín, 2021; Marashli et Al., 2022; Mahmud & Farjana, 2022; Mahmud et Al., 2020; Santoyo-Castelazo et Al., 2021; Turconi et Al., 2013 y Zhu et Al., 2022). Se puede observar en la Figura 5.1.9. Están todos los valores dentro del rango a excepción de ligeras desviaciones hacia arriba en TETP y HTP, al igual que ligeras desviaciones hacia abajo en ADPf, ODP y POCP. Sin embargo, las desviaciones son muy bajas para presentar un real impacto.

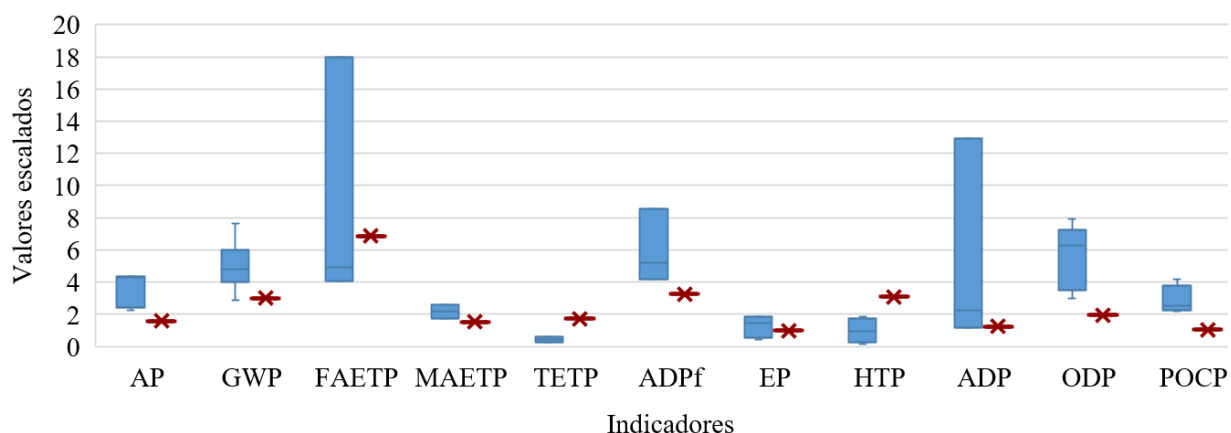


Figura 5.1.9: Indicadores Solar 2023 vs Referencias (Escalados)

En el caso de la tecnología termosolar se compara con 5 referencias que abarcan desde el año 2013 al 2022 (Corona et Al., 2014; Gasa et Al. 2021; Losada, 2011; Marashli et Al., 2022 y Mazzaferro, 2017). Se puede observar en la Figura 5.1.10. No se encontraron datos para ADP ni ADPf. Está más alto en las toxicidades FAETP, MAETP, TETP y HTP. Esto puede que no sea tan representativo, debido a que solo existen 2 de las 5 referencias que presentan esos indicadores, y además son del 2011 y 2017. Esto tiene sentido respecto al resto de indicadores ya que se relaciona con el acero empleado para la construcción (uso de coque en etapas tempranas)

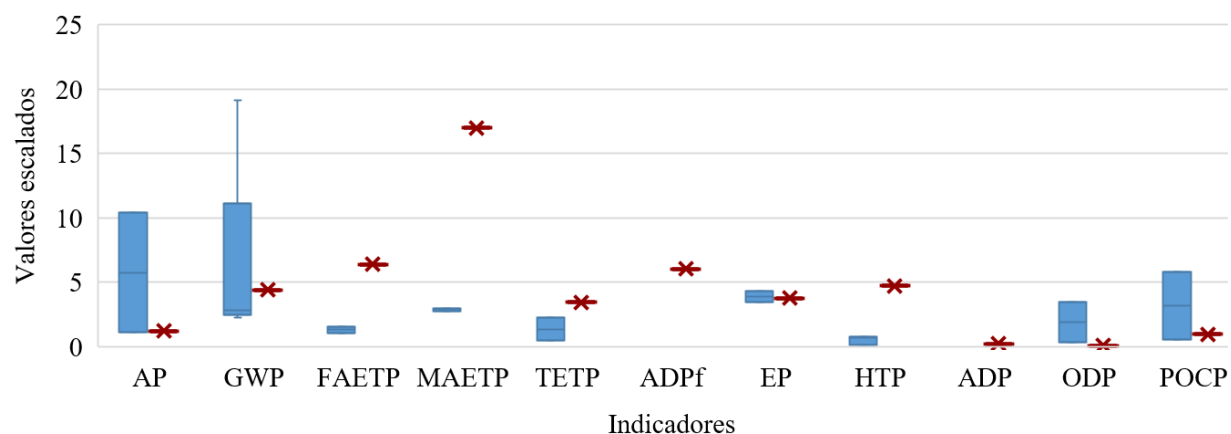


Figura 5.1.10: Indicadores Termosolar 2023 vs Referencias (Escalados)

En el caso de la generación geotérmica, se compara con 6 referencias que abarcan desde el año 2010 al 2022 (Atilgan & Azapagic, 2016; Douziech et Al., 2021; Marashli et Al., 2022; Tomasini-Montenegro et Al., 2017 y Wang et Al., 2020). Se puede observar en la Figura 5.1.11.

Está más alto en las toxicidades (FAETP, MAETP, TETP y HTP). Esto puede que no sea tan representativo, debido a que solo existen 2 de las 6 referencias que presentan esos indicadores, y además son del 2010 y 2017. Esto tiene sentido respecto al resto de indicadores ya que los impactos de las toxicidades se relacionan con el acero empleado para la construcción (uso de coque en etapas tempranas)

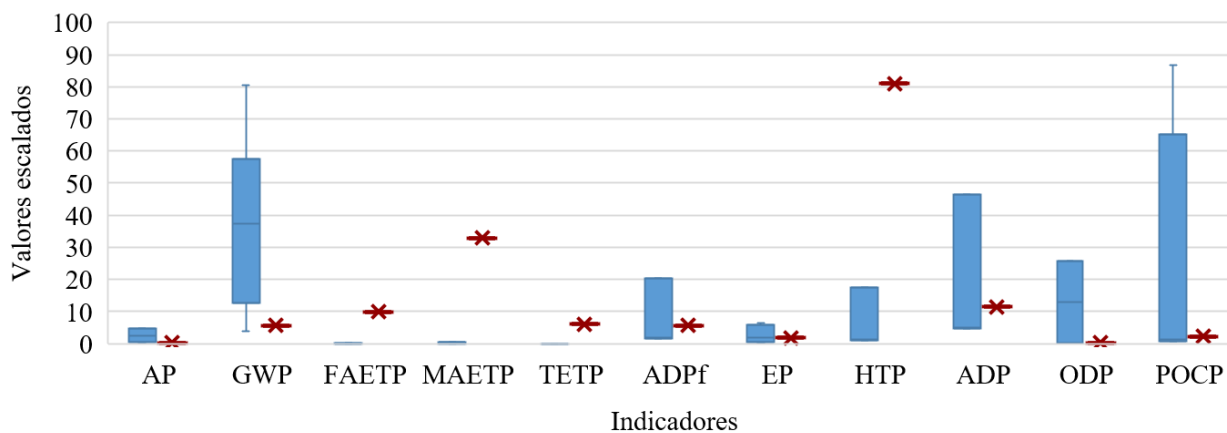


Figura 5.1.11: Indicadores Geotérmica 2023 vs Referencias (Escalados)

Finalmente, al comparar la matriz obtenida con 10 referencias (Atilgan & Azapagic, 2016; Ayala-Chauvin et Al., 2021; Carvalho et Al., 2022; Gaete-Morales et Al., 2018; García-Gusano et Al., 2017; Goas-Martín, 2021; Naumann et Al., 2024; Ramirez et Al., 2020; Vega-Coloma & Zaror, 2018 y Zhu et Al., 2022) de matrices del mundo (Figura 5.1.12), se ve que la matriz chilena para todos sus indicadores se encuentra en el rango aceptable, lo que permite validar los resultados como un todo. El ODP parece en el extremo inferior lo cual es lógico pues cada una de las tecnologías parecía indicar un valor bajo lo esperado, lo que hace esperar que en su conjunto se comporte de la misma manera. Lo que hay que destacar del gráfico son las toxicidades, sobre todo, FAETP, MAETP y TETP, donde a pesar de que en la gran mayoría de tecnologías tengan un aporte por sobre los valores esperados, a nivel matriz ocupan los sectores inferiores de la distribución, lo que indica que en el global las desviaciones no son tan relevantes, ya que a pesar de sobrepasar a la literatura siguen estando en rangos razonables de desviación.

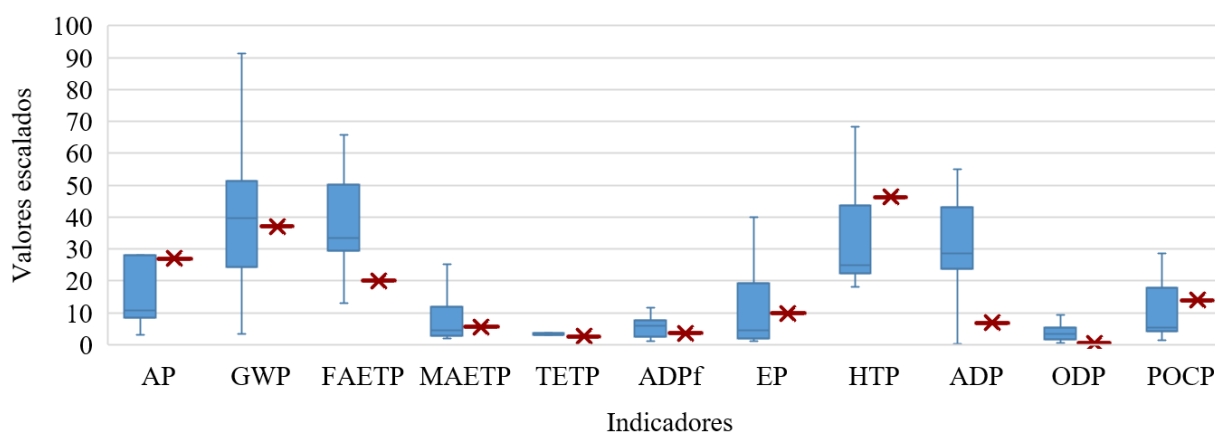


Figura 5.1.12: Indicadores Matriz 2023 vs Referencias (Escalados)

Se observa que los indicadores que suelen estar con mayor desviación que el resto son las toxicidades, en ellas, de acuerdo con lo visto en los resultados, el proceso del acero es uno de los principales contribuyentes, es este el que les otorga esos altos valores de impacto. Por lo que, valdría la pena la generación de un ACV del acero más específico, ya que quizás la noción más general utilizada por la base de datos de Ecoinvent puede que no vaya de acuerdo con las necesidades específicas del país, además de los proveedores y procesos actualizados.

5.2 Comparación de matrices:

De acuerdo con los resultados obtenidos en la Tabla 4.2.2, además de las participaciones se fabrica el gráfico de la Figura 5.2.1. En él se puede apreciar cada uno de los indicadores de manera escalada para apreciar su variación en el tiempo, además de cómo los impactos están distribuidos por tecnología.

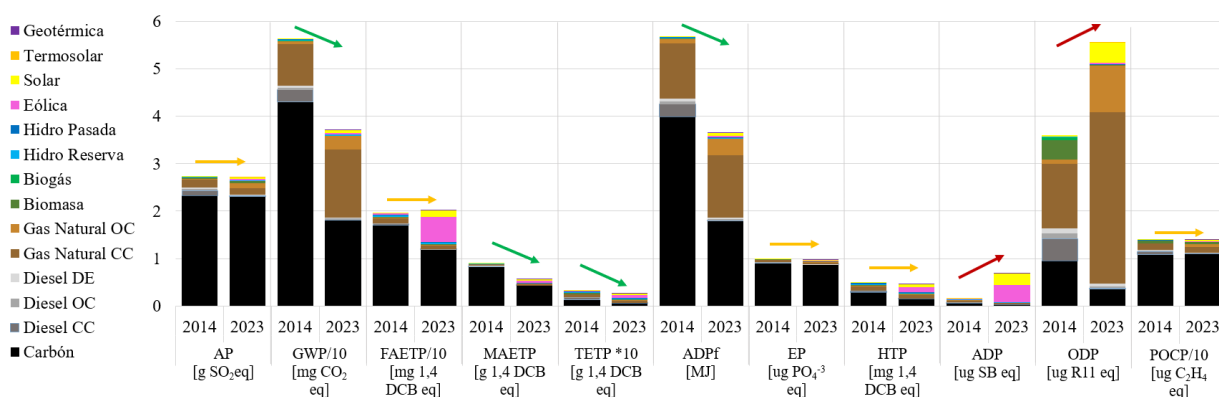


Figura 5.2.1: Comparativa impactos por kWh de matrices 2014 y 2023 desglosado por tecnología y escalado

De acuerdo con la Figura 5.2.1, se observa que 4 de los 11 indicadores han disminuido, estos indicadores son el potencial de calentamiento global GWP, la toxicidad marítima MAETP, la toxicidad terrestre TETP y el ADPf.

La baja en calentamiento global (GWP) se puede explicar con la tabla de impactos por tecnología (Tabla 4.2.1), en ella se puede observar que los impactos de GWP de tecnologías de combustibles fósiles son entre 50 a 100 veces más grandes que el de las tecnologías renovables, considerando, además, que, de acuerdo con la Figura 1.4.1, existió una reducción del 39% de los combustibles fósiles en la matriz del 2023 respecto a la del 2014, se hace lógico que exista una reducción similar del indicador. Para el agotamiento de fósiles (ADPf) el argumento se mantiene, además también hace sentido lógico que este ítem se reduzca con la disminución de los combustibles fósiles puesto que este indicador mide que tanto se agotan este tipo de recursos. En el caso del MAETP cambia un poco el argumento puesto que los impactos de energía eólica y solar no son tan bajos e incluso son comparables al diésel y el gas natural, sin embargo el carbón posee un impacto que es por lo menos 4 veces más grande que cualquiera de las otras tecnologías, es por esto, que a pesar de que incrementen tecnologías renovables con un impacto medianamente alto, aún se puede tener una disminución cuando la disminución de carbón es alta pues tiene un impacto muchísimo mayor, y es exactamente lo que ocurre, con una disminución del carbón de un 58% de lo que había originalmente. En el TETP el caso es similar.

Por otra parte, existieron 5 indicadores de 11 (AP, FAETP, EP, HTP y POCP) que se mantuvieron constantes, para el FAETP y HTP esto se debe a que las disminuciones de los impactos de los fósiles se vieron solventadas por los impactos, ya sea de los renovables o del gas natural, que fue el único renovable en aumentar su participación. Sin embargo, a pesar de haber disminuido la participación del carbón, su impacto parece no haber disminuido nada para el AP, EP y POCP, se mantuvo constante, esto se explica puesto que para la simulación del 2014 se tomó como referencia la investigación de Carlos, donde la única gran diferencia en la simulación, se debe a las emisiones de SO₂ fue de 0,0034 kg por kWh mientras que en 2023 fue de 0,0047 kg por kWh, pero por sobre todo a las emisiones de NO_x, las cuales aumentaron de 0,0017 kg por kWh en 2014 a 0,014 kg por kWh en 2023, eso es casi 10 veces más. Los químicos acidificantes que afectan al AP son principalmente los SO_x, el ácido clorhídrico HCl, el amoníaco NH₃ y los óxidos nitrosos NO_x (LCANZ, 2007). Las sustancias que afectan principalmente al POCP son

los compuestos orgánicos volátiles y el NO_x (LCANZ, 2019). Finalmente, los nutrientes que afectan principalmente a la eutrofización (EP) son el fósforo y el nitrógeno (LCANZ, 2007), el cual sí puede ser producido por los NO_x (EPA, 1999). Lo que permite concluir que el aumento de los NO_x es lo que ha afectado a que, a pesar de la disminución de la participación del carbón, el impacto se ha mantenido.

Finalmente, hubo 2 indicadores que aumentaron, el primero de ellos es el agotamiento de la capa de ozono ODP, esto se explica debido a que el gas natural es aquel con las mayores emisiones, y desde el 2014 al 2023 aumentó en un 28% su porcentaje participación respecto al valor original. De hecho, al ver la Figura 4.2.3 de los impactos de la matriz del 2023 se ve que ese factor corresponde totalmente al gas natural y en la Figura 4.5.3 se ve que también corresponde a la extracción de gas natural.

Por otra parte, el aumento de ADP también es lógico puesto que las tecnologías con mayores impactos en ese indicador (solar y eólica) pasaron el 2014 de tener 0.7% y 2% respectivamente a tener 19.9% y 11.6%, lo que traería un aumento en igual medida del agotamiento de recursos. De hecho, esto lo comprobamos con la Figura 4.2.3, donde vemos que la mayor causa de este impacto son principalmente las eólicas y los paneles solares.

A continuación, se discutirá la sostenibilidad de la matriz actual. También se realizarán comparaciones con las matrices de otros países, entre ellos están Alemania, Dinamarca, Estonia, Francia, Holanda, Irlanda, Polonia, Reino Unido, España, Portugal, Finlandia, Bélgica, Italia, China, Turquía y Ecuador. Entre todas se abarcan un total de 8 referencias (Atilgan & Azapagic, 2016; Ayala-Chauvin et Al., 2021; Carvalho et Al., 2022; García-Gusano et Al., 2017; Goas-Martín, 2021; Naumann et Al., 2024; Ramirez et Al., 2020 & Zhu et Al., 2022).

5.3 Sostenibilidad de Potencial de Acidificación de la matriz:

En el caso del potencial de acidificación (AP), la matriz aporta con 0,0027 kg de SO₂ equivalente por kWh, lo que acumula en el año, para la generación del año 2023, un total aproximado de 225 millones de kilogramos de SO₂. Para poner en visión ese número con elementos más comunes, eso equivale al impacto que genera la producción de 11 millones de toneladas de carne de cerdo (Gislason et Al., 2023; Washington State University, 2021), que corresponde a 34 veces

más de lo que se consumió en Chile el año 2022 (Asociación de Productores de Cerdos de Chile, 2022).

En la Figura 5.3.1, se presenta de una manera más visual los resultados entregados, donde se puede ver el desglose de los impactos del potencial de acidificación (AP) en la matriz chilena por tecnología, además de la identificación de las etapas que más afectan a cada una de estas. Se observa que el carbón, por mucho, es la principal tecnología que afecta a este indicador. En particular, por la generación, es decir, las emisiones producidas por la quema del carbón.

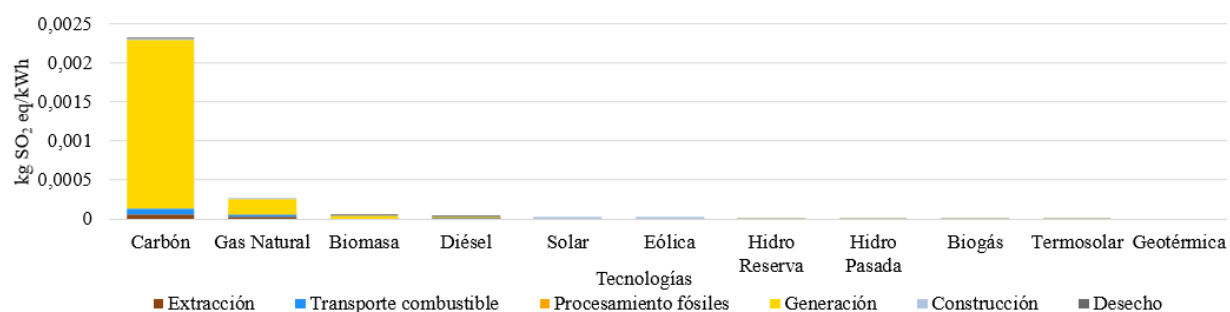


Figura 5.3.1: Potencial de Acidificación de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg SO₂ eq/kWh]

En el marco internacional con las investigaciones encontradas y expresado gráficamente en la Figura 5.3.2, Chile se encuentra en un punto intermedio de este impacto en comparación al resto de países, posee un impacto similar al de Turquía, menor al de Polonia y Estonia, y mayor por 2 o 3 veces más al resto países europeos en estudio. Esto tiene sentido pues Estonia y Polonia basan su matriz en tecnologías térmicas con 71,8% y 83,8% respectivamente, donde las principales contribuciones vienen dadas por el petróleo y carbón, respectivamente, los cuales tienen los mayores impactos en esta categoría, en cambio, Chile posee una participación del 36,4% lo que permite posicionarlo en una posición intermedia, pero no tan bajo puesto que existen países como Francia que poseen una contribución de fósiles de 7,91%. Cabe destacar que países como Bélgica, Holanda o Irlanda, entre otros, que están bajos en la lista, poseen participaciones térmicas de 37%, 76% y 60% respectivamente, sin embargo, se encuentran bajos en la lista debido a que la mayor parte de ese aporte viene desde el gas natural (34%, 58% y 52%, en ese orden), lo cual es un indicador con mucho menor impacto que el carbón o el diésel.

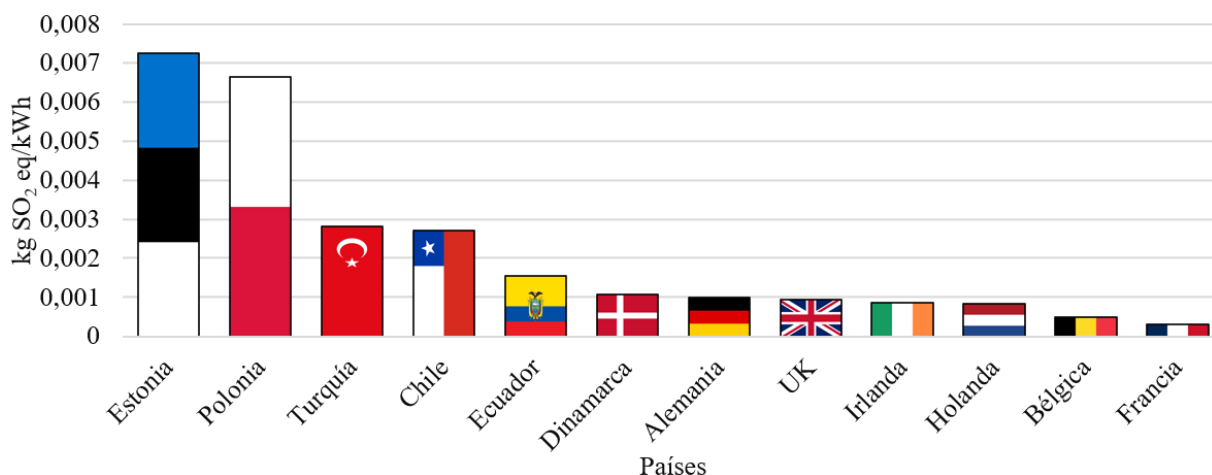


Figura 5.3.2: Potencial de Acidificación de matrices del mundo [kg SO₂ eq/kWh]

Para lograr disminuir este indicador, debido a que está directamente relacionado al carbón, una solución posible sería eliminarlo de la matriz, lo cual demuestra que Chile va en buen camino con su plan de descarbonización que busca eliminar las centrales a carbón para el año 2040 (IEA, 2024).

5.4 Sostenibilidad de Potencial de Calentamiento Global de la matriz:

En el caso del potencial de Calentamiento Global (GWP), la matriz aporta con 0,37 kg de CO₂ equivalente por kWh, lo que acumula en el año, para la generación del año 2023, un total aproximado de 31 mil millones de kilogramos de CO₂. Para poner en visión ese número con elementos más comunes, eso equivale al impacto de las emisiones generadas por 9 millones de autos chilenos (Bieker, 2021), considerando un kilometraje promedio anual de 21000 km (Dily, 2024).

En la Figura 5.4.1, se presenta de una manera más visual los resultados entregados, donde se puede ver el desglose de los impactos del potencial de calentamiento global (GWP) en la matriz chilena por tecnología, además de la identificación de las etapas que más afectan a cada una de estas. Se observa que el carbón y el gas natural son, por mucho, las principales tecnologías que afectan a este indicador, teniendo una repartición de los impactos casi equitativa. La principal etapa que afecta a este indicador es la generación, es decir, está relacionado a las emisiones producidas en el carbón y gas natural.

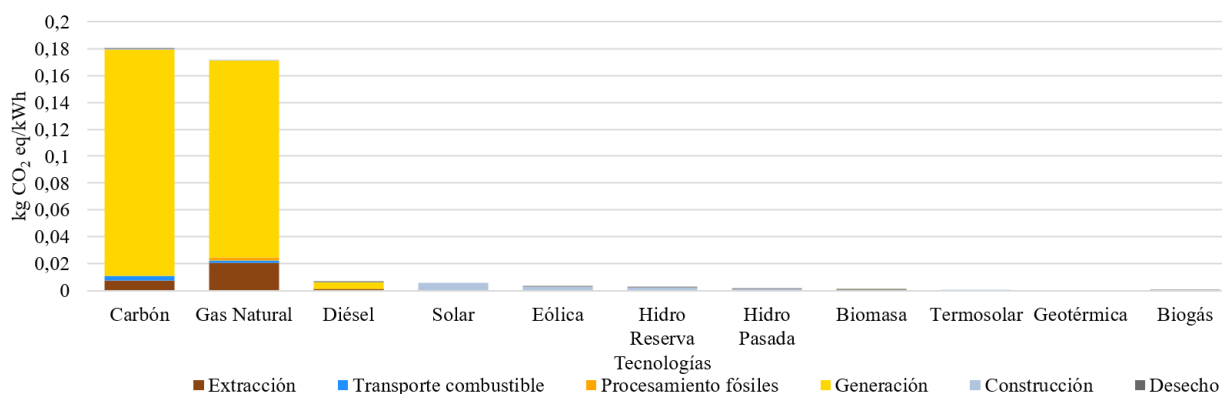


Figura 5.4.1: Potencial de Calentamiento Global de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg CO2 eq/kWh]

En el marco internacional con las investigaciones encontradas y expresado gráficamente en la Figura 5.4.2, Chile se encuentra en un punto intermedio bajo de este impacto en comparación al resto de países, posee un impacto similar al de Irlanda. Liderando la lista nuevamente se encuentra Polonia y Estonia, y al final de esta se encuentra Francia de nuevo. La explicación a este fenómeno es la misma que en el caso anterior, la gran participación de tecnologías térmicas en Polonia y Estonia, y viceversa con el bajo aporte de Francia. Sin embargo, vemos una serie de países que pasaron del indicador anterior a estar por debajo de Chile a estar por sobre, eso es porque el gas natural que no tenía un impacto tan grande en el indicador AP, ahora sí lo tiene en el GWP.

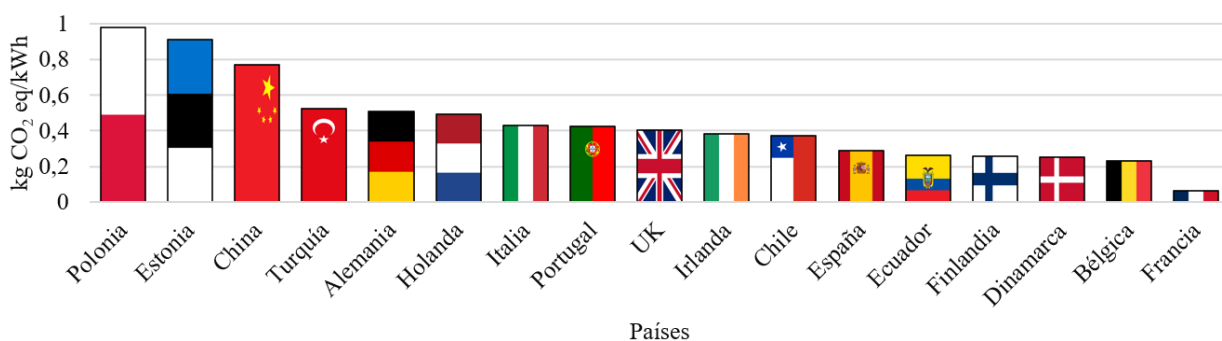


Figura 5.4.2: Potencial de Calentamiento Global de Matrices del Mundo [kg CO2 eq/kWh]

Para lograr disminuir este indicador, debido a que está directamente relacionado al carbón, una solución posible sería eliminarlo de la matriz, lo cual demuestra que Chile va en buen camino con su plan de descarbonización que busca eliminar las centrales a carbón para el año 2040 (IEA, 2024). Además, también se haría necesario disminuir el gas natural, Chile va en buen

camino, la proyección eléctrica de la planificación energética a largo plazo del ministerio de energía, indica que se espera que la participación del gas natural pase del 18,6% actual a un 3% el año 2030 en el escenario más conservador (Ministerio de Energía, 2024).

5.5 Sostenibilidad de Potencial de Ecotoxicidad de agua fresca de la matriz:

En el caso del potencial de ecotoxicidad de agua fresca (FAETP), la matriz aporta con 0,2 kg de 1,4 DCB equivalente por kWh, lo que acumula en el año, para la generación del año 2023, un total aproximado de 17 mil millones de kilogramos de 1,4 DCB equivalente. Para poner en visión ese número con elementos más comunes, eso equivale al impacto del uso y deposición de 3 mil billones de cigarrillos (Zafeiridou et Al., 2018), eso es 419 veces más de lo que se consumió en el mundo el año 2019 (BBC, 2021).

En la Figura 5.5.1, se presenta de una manera más visual los resultados entregados, donde se puede ver el desglose de los impactos del potencial de ecotoxicidad de agua fresca (FAETP) en la matriz chilena por tecnología, además de la identificación de las etapas que más afectan a cada una de estas. Se observa que el carbón es la principal tecnología que afecta, sin embargo, la eólica no se queda atrás acumulando casi la mitad de los impactos que produce el carbón. Hay 2 etapas que afectan al carbón en este ítem, la extracción y el desecho, la primera dice relación con el estéril de carbón, mientras que la última al tratamiento de las cenizas generadas por la planta a carbón. En el caso de la energía eólica está muy relacionado al cobre utilizado en la construcción, en particular, en su formación por las emisiones generadas en la ceniza de fondo de horno, las emisiones en la fundición del cobre y las emisiones de los relaves sulfurosos.

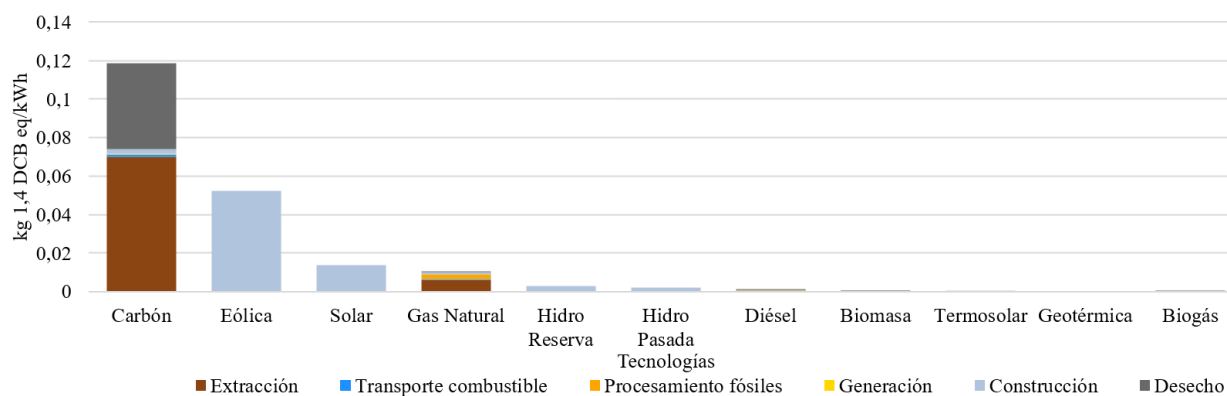


Figura 5.5.1: Potencial de Ecotoxicidad de Agua Fresca de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg 1,4 DCB eq/kWh]

En el marco internacional con las investigaciones encontradas y expresado gráficamente en la Figura 5.5.2, Chile se encuentra en el punto más bajo de emisiones, aun cuando las tecnologías de carbón y eólica se encontraban por sobre el promedio bibliográfico en esta categoría. Polonia sigue en la cabeza, por su alto porcentaje de participación del carbón.

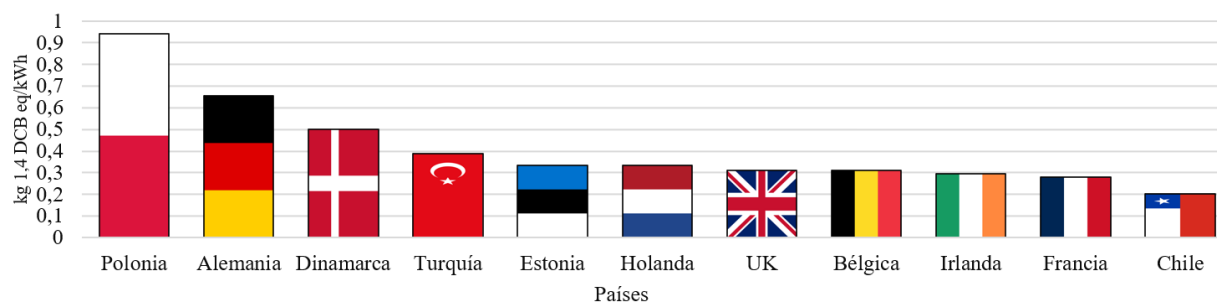


Figura 5.5.2: Potencial de Ecotoxicidad de Agua Dulce de matrices del mundo [kg 1,4 DCB eq/kWh]

Para lograr disminuir esta categoría, debido a que está relacionado al carbón, una posible respuesta sería eliminarlo de la matriz, lo cual demuestra que Chile va en buen camino con su plan de descarbonización que busca eliminar las centrales a carbón para el año 2040 (IEA, 2024). Pero se debe tener cuidado, puesto que un aumento en la tecnología eólica podría traer consecuencias contrarias, sobre todo cuando se espera que ésta pase a tener un 49% de participación a 2030 (Ministerio de Energía, 2024).

Se podría optar por turbinas eólicas que se hayan construido con cobre que provenga de proveedores alineados con una minería verde y además promover el reciclaje posterior de los metales.

5.6 Sostenibilidad de Potencial de Ecotoxicidad de agua marina de la matriz:

En el caso del potencial de ecotoxicidad de agua marina (MAETP), la matriz aporta con 559 kg de 1,4 DCB equivalente por kWh, lo que acumula en el año, para la generación del año 2023, un total aproximado de 46,5 billones de kilogramos de 1,4 DCB equivalente. Para poner en visión ese número con elementos más comunes, eso equivale al impacto del uso y deposición de 10 trillones de cigarrillos (Zafeiridou et Al., 2018) eso es 1.4 millones de veces más de lo que se consumió en el mundo el 2019 (BBC, 2021).

En la Figura 5.6.1, se presenta de una manera más visual los resultados entregados, donde se puede ver el desglose de los impactos del potencial de ecotoxicidad de agua marina (MAETP) en la matriz chilena por tecnología, además de la identificación de las etapas que más afectan a cada una de estas. Se observa que el carbón es la principal tecnología que afecta. En él las principales 2 etapas que logran un mayor impacto son la extracción y la generación. En la extracción los impactos están asociados al estéril de carbón, mientras que en la generación a las emisiones producidas al operar la planta.

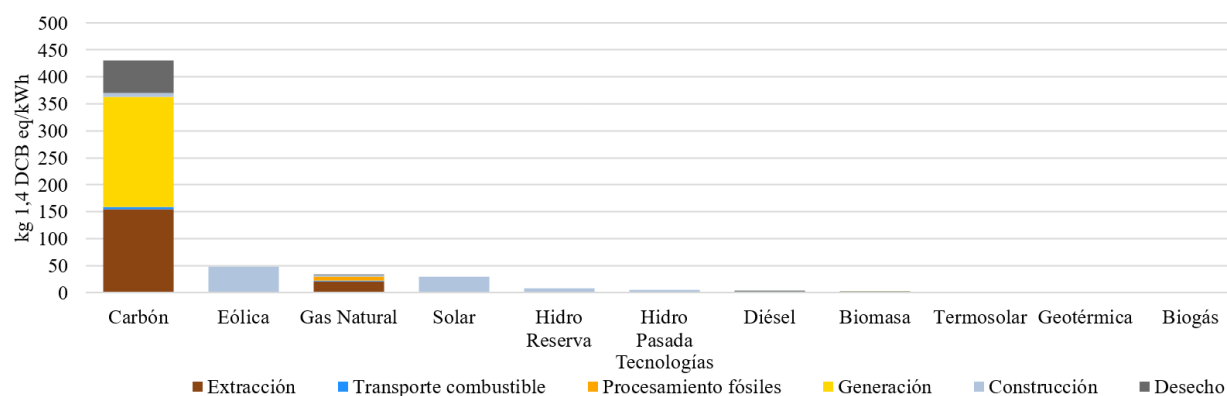


Figura 5.6.1: Potencial de Ecotoxicidad Marina de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg 1,4 DCB eq/kWh]

En el marco internacional con las investigaciones encontradas y expresado gráficamente en la Figura 5.6.2, Chile se encuentra en un punto intermedio de emisiones. Polonia sigue en la cabeza, por su alto porcentaje de participación del carbón. Se observa que existe una distribución similar al caso del AP, esto se debe a que la categoría MAETP y AP se ven muy afectadas por la tecnología del carbón, sin embargo, Estonia ha bajado, es porque en MAETP, el petróleo no tiene un impacto tan fuerte.

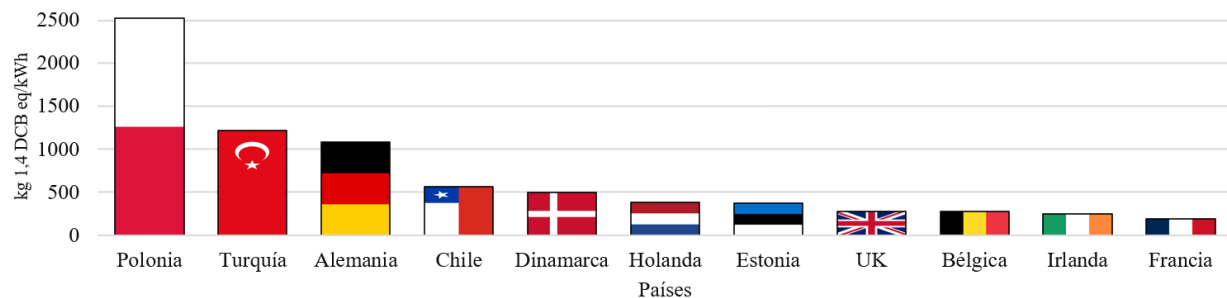


Figura 5.6.2: Potencial de Ecotoxicidad Marina de matrices del mundo [kg 1,4 DCB eq/kWh]

Para lograr disminuir esta categoría, debido a que está relacionado casi exclusivamente al carbón, lo ideal sería eliminarlo de la matriz, lo cual ya está ocurriendo en Chile con su plan de descarbonización que busca eliminar las centrales a carbón para el año 2040 (IEA, 2024).

5.7 Sostenibilidad de Potencial de Ecotoxicidad Terrestre de la matriz:

En el caso del potencial de ecotoxicidad terrestre (TETP), la matriz aporta con 2,6 g de 1,4 DCB equivalente por kWh, lo que acumula en el año, para la generación del año 2023, un total aproximado de 218 millones de kilogramos de 1,4 DCB equivalente. Para poner en visión ese número con elementos más comunes, eso equivale al impacto del uso y deposición de 205 billones de cigarrillos (Zafeiridou et Al., 2018) eso es 28 veces más de lo que se consumió en el mundo el 2019 (BBC, 2021).

En la Figura 5.7.1, se presenta de una manera más visual los resultados entregados, donde se puede ver el desglose de los impactos del potencial de ecotoxicidad terrestre (TETP) en la matriz chilena por tecnología, además de la identificación de las etapas que más afectan a cada una de estas. Se observa que existe un aporte repartido equitativamente entre el carbón, energía eólica y gas natural, con una participación menor pero igual relevante de energía solar fotovoltaica.

La energía eólica y solar tienen su impacto principalmente en la construcción, en la eólica dice relación del acero utilizado en la construcción, que al seguir su ciclo de vida tuvo un uso intensivo de coque en sus etapas tempranas, mientras que, la energía solar dice relación con la matriz eléctrica donde fueron producidos (China), además del impacto del coque en la producción de silicona y el impacto que tienen los relaves sulfurosos de las minas de plata para la fabricación de la plata utilizada en la pasta de metalización del panel solar. Por otra parte el carbón tiene múltiples etapas, sobre todo destaca la generación que dice relación con las emisiones de la planta, el resto dice relación con el acero utilizado para la construcción de la planta o de los barcos del transporte. Finalmente, el gas natural tiene un mayor impacto en la extracción, seguido del procesamiento, esto es por el acero utilizado en la construcción de la planta que extrajo ese gas natural, además de las tuberías; en el procesamiento es la construcción de la planta procesadora.

Es decir, los puntos clave de este indicador son el uso de carbón y gas natural, y por sobre todo el uso de acero que no proviene desde un proveedor que sea verde.

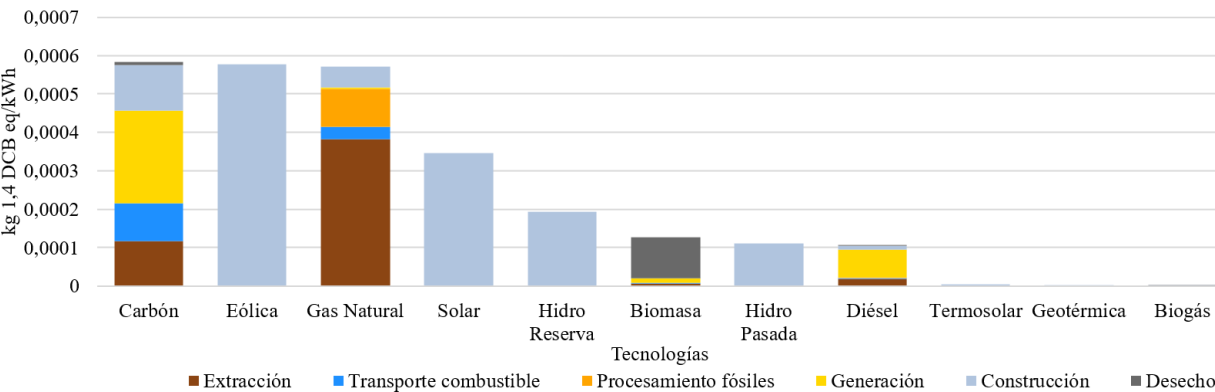


Figura 5.7.1: Potencial de Ecotoxicidad Terrestre de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg 1,4 DCB eq/kWh]

En el marco internacional con las investigaciones encontradas y expresado gráficamente en la Figura 5.7.2, Chile se encuentra en un punto intermedio bajo de emisiones. Polonia sigue en la cabeza, por su alto porcentaje de participación del carbón. El resto de las tecnologías tiene un impacto que es similar, esto se debe a que cuentan con un gran aporte en su matriz de tecnologías que poseen un impacto de TETP, que son el carbón, eólica, gas natural, petróleo, solar y nuclear, por lo que al mezclarse en proporciones se obtienen matrices con impactos relativamente similares a pesar de las grandes diferencias de las matrices que la componen.

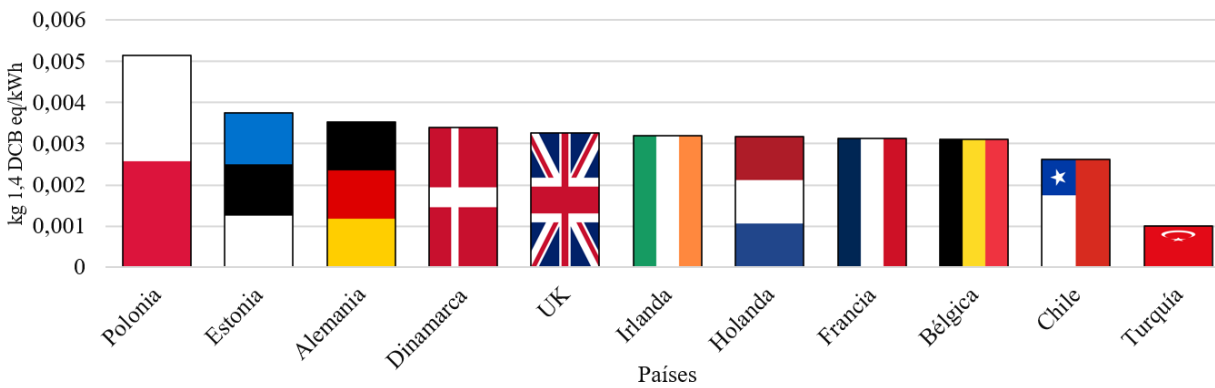


Figura 5.7.2: Potencial de Ecotoxicidad Terrestre de matrices del mundo [kg 1,4 DCB eq/kWh]

Para lograr disminuir esta categoría, el camino debiese ser la descarbonización y reducción de gas natural, cosas que ya está haciendo Chile (IEA, 2024; Ministerio de Energía, 2024).

Pero por sobre todo optar en cada parte del proceso por un proveedor de acero que sea verde, debido a que es la principal causa en gas natural y eólica, además del reciclaje de este después de la vida útil.

5.8 Sostenibilidad de Potencial de agotamiento de fósiles de la matriz:

En el caso del potencial de agotamiento de fósiles (ADPf), la matriz aporta con 3,6 MJ por kWh, lo que acumula en el año, para la generación del año 2023, un total aproximado de 300 mil millones de MJ. Para poner en visión ese número con elementos más comunes, La matriz agota en un año lo equivalente a lo que consumen 5,7 millones de autos chilenos (Boros et Al., 2020), considerando un promedio de kilometraje anual de 21000 km (Dily, 2024).

En la Figura 5.8.1, se presenta de una manera más visual los resultados entregados, donde se puede ver el desglose de los impactos del potencial de agotamiento de fósiles (ADPf) en la matriz chilena por tecnología, además de la identificación de las etapas que más afectan a cada una de estas. Se observa que el carbón y gas natural son las tecnologías con mayor y casi exclusivo aporte, teniendo una participación casi equitativa con una ligera superioridad del carbón. La principal etapa en ambos procesos son la extracción, lo cual dice total relación, puesto que esta categoría corresponde a la utilización de recursos fósiles, y esos son los más utilizados en Chile y en proporciones casi idénticas.

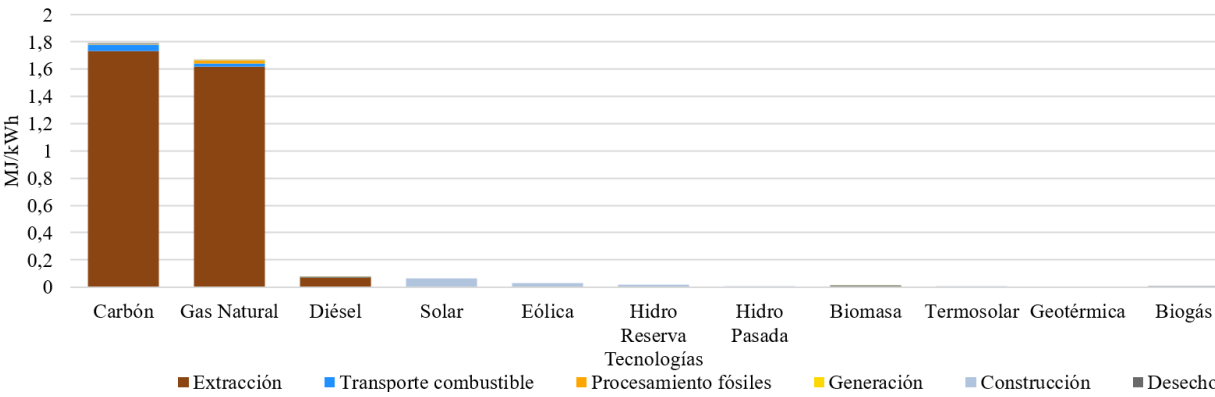


Figura 5.8.1: Potencial de Agotamiento de Fósiles de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [MJ/kWh]

En el marco internacional con las investigaciones encontradas y expresado gráficamente en la Figura 5.8.2, Chile se encuentra en un punto intermedio bajo de emisiones. Estonia y Polonia siguen a la cabeza, por su alto porcentaje de participación térmica. En este caso la tendencia del

indicador está fuertemente relacionado al porcentaje de participación de tecnologías con combustibles fósiles, aquellos con mayor porcentaje tenderán a estar arriba y aquellos con menor abajo.

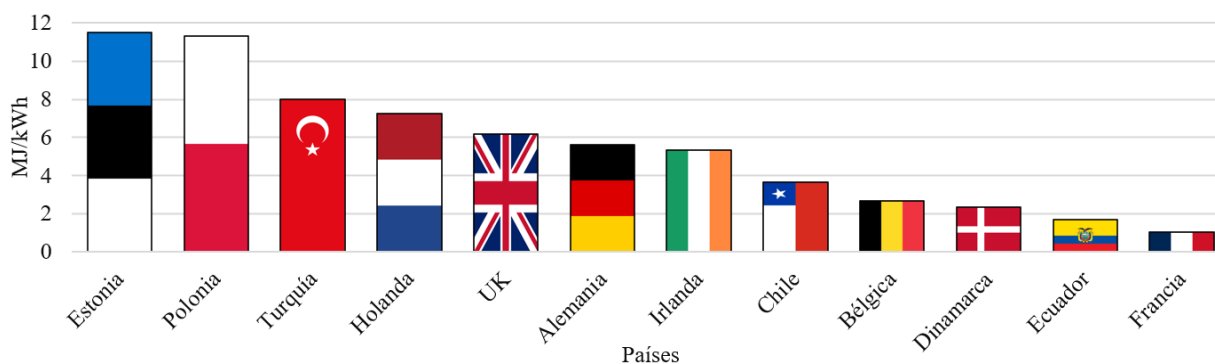


Figura 5.8.2: Potencial de Agotamiento Abiótico de Fósiles de matrices del mundo [MJ/kWh]

Para lograr disminuir esta categoría, debido a que está exclusivamente relacionado a los fósiles, el camino debiese ser la descarbonización y reducción de gas natural, un sendero que Chile ya está recorriendo (IEA, 2024; Ministerio de Energía, 2024).

5.9 Sostenibilidad de Potencial de Eutrofización de la matriz:

En el caso del potencial de eutrofización (EP), la matriz aporta con 0,98 g de PO_4^{3-} equivalente por kWh, lo que acumula en el año, para la generación del año 2023, un total aproximado de 81 millones de kilogramos de PO_4^{3-} equivalente. Para poner en visión ese número con elementos más comunes, la matriz chilena genera un potencial de eutrofización equivalente a las aguas residuales que producen 16,2 millones de chilenos (Torre, 2022; Gobierno de Chile, 2015).

En la Figura 5.9.1, se presenta de una manera más visual los resultados entregados, donde se puede ver el desglose de los impactos del potencial de eutrofización (EP) en la matriz chilena por tecnología, además de la identificación de las etapas que más afectan a cada una de estas. Se observa que el carbón es la principal tecnología que afecta. En él las principales 2 etapas que logran un mayor impacto son la extracción y la generación. En la extracción los impactos están asociados al estéril de carbón, mientras que en la generación a las emisiones producidas al operar la planta.

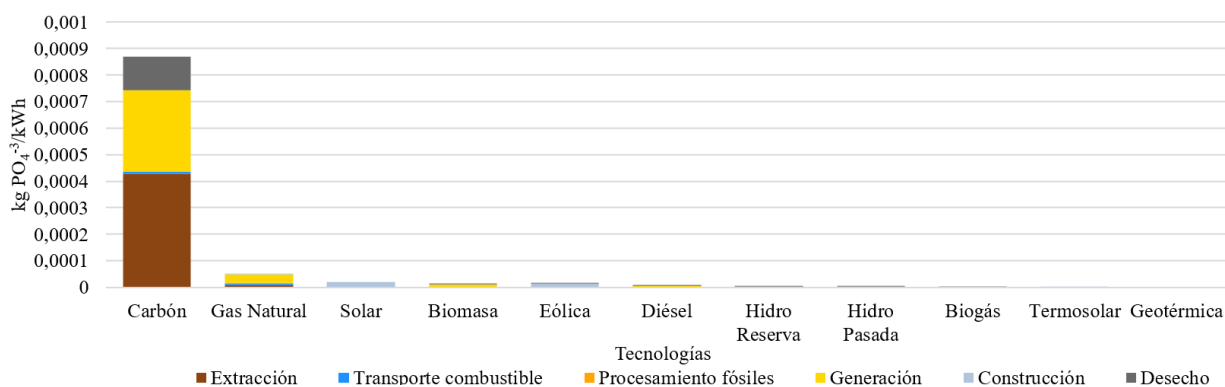


Figura 5.9.1: Potencial de Eutrofización de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg PO₄³⁻ eq/kWh]

En el marco internacional con las investigaciones encontradas y expresado gráficamente en la Figura 5.9.2, Chile se encuentra en un punto intermedio de emisiones. Polonia sigue en la cabeza, por su alto porcentaje de participación del carbón. Se observa que existe una distribución similar al caso del AP y MAETP, esto se debe a que las categorías EP, MAETP y AP se ven muy afectadas por la tecnología del carbón, sin embargo, el EP sigue el mismo comportamiento que MAETP con Estonia en bajo impacto, es porque en MAETP, el petróleo no tiene un impacto tan fuerte como el carbón.

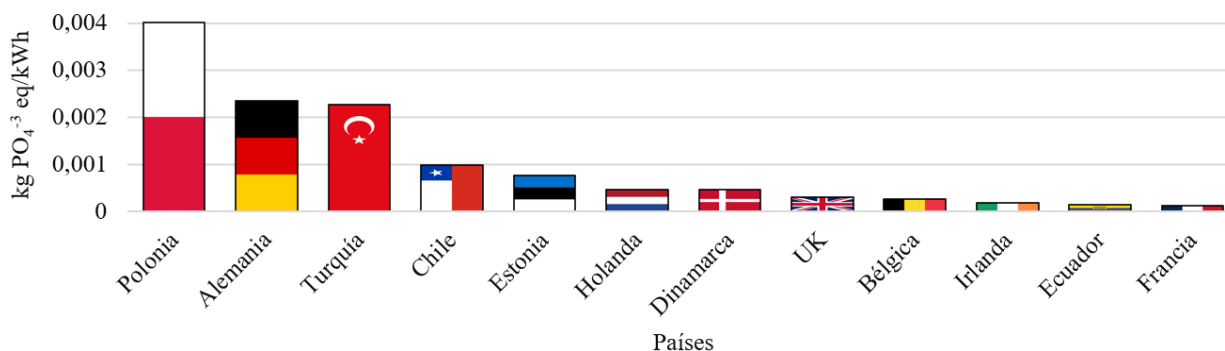


Figura 5.9.2: Potencial de Eutrofización de matrices del mundo [kg PO₄³⁻ eq/kWh]

Para lograr disminuir esta categoría, debido a que está relacionado casi exclusivamente al carbón, lo ideal sería eliminarlo de la matriz, lo cual ya está ocurriendo en Chile con su plan de descarbonización que busca eliminar las centrales a carbón para el año 2040 (IEA, 2024).

5.10 Sostenibilidad de Potencial de Toxicidad Humana de la matriz:

En el caso del potencial de toxicidad humana (HTP), la matriz aporta con 0,46 kg de 1,4 DCB equivalente por kWh, lo que acumula en el año, para la generación del año 2023, un total aproximado de 38,5 mil millones de kilogramos de 1,4 DCB equivalente. Para poner en visión ese número con elementos más comunes, eso equivale al impacto del uso y deposición de 366 billones de cigarrillos (Zafeiridou et Al., 2018) eso es 49 veces más de lo que se consumió en el mundo el 2019 (BBC, 2021).

En la Figura 5.10.1, se presenta de una manera más visual los resultados entregados, donde se puede ver el desglose de los impactos del potencial de toxicidad humana (HTP) en la matriz chilena por tecnología, además de la identificación de las etapas que más afectan a cada una de estas. Se observa que el carbón es la principal tecnología que afecta, siguiéndole con participaciones similares, la eólica y el gas natural, con una menor participación de la solar.

La energía eólica y solar tienen su impacto principalmente en la construcción, en la eólica dice relación del acero utilizado en la construcción, que al seguir su ciclo de vida tuvo un uso intensivo de coque en sus etapas tempranas, mientras que, la energía solar dice relación con la matriz eléctrica donde fueron producidos (China), además del impacto del coque en la producción de silicona. Por otra parte, el carbón tiene múltiples etapas, sobre todo destaca la extracción que dice relación con el estéril de carbón, la generación con las emisiones y los desechos con el tratamiento de las cenizas. Finalmente, el gas natural tiene un mayor impacto en la extracción, seguido del procesamiento, esto es por el acero utilizado en la construcción de la planta que extrajo ese gas natural, además de las tuberías; en el procesamiento es la construcción de la planta procesadora.

Es decir, los puntos clave de este indicador son el uso de carbón y gas natural, y por sobre todo el uso de acero que no proviene desde un proveedor que sea verde.

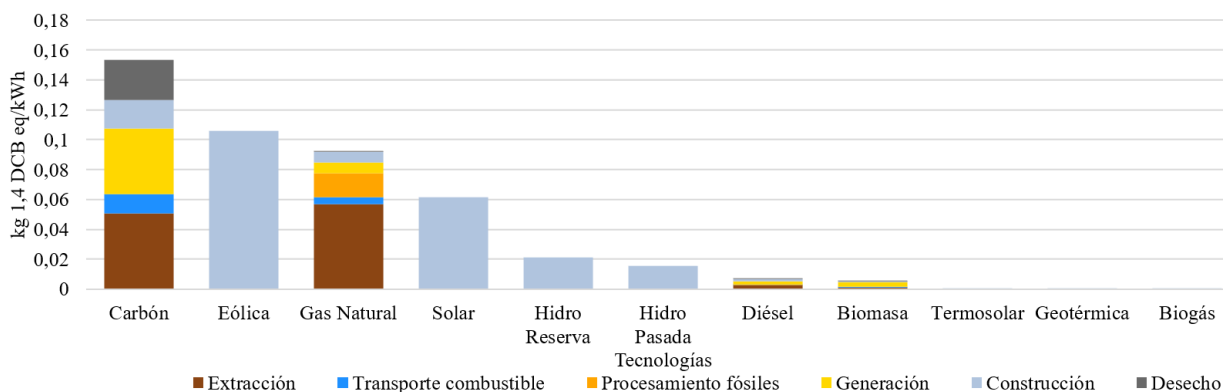


Figura 5.10.1: Potencial de Toxicidad Humana de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg 1,4 DCB eq/kWh]

En el marco internacional con las investigaciones encontradas y expresado gráficamente en la Figura 5.10.2, Chile se encuentra en un punto intermedio alto de emisiones, esto se debe a la alta participación de carbón, gas natural, eólica y solar dentro de la matriz alcanzando una participación de 67% en la matriz, sobre todo considerando que la energía eólica tiene impactos mucho mayores para el HTP, lo que podría hacer que se posicionara mucho más alto. Polonia sigue en la cabeza, por su alto porcentaje de participación del carbón. Se posicionan por sobre el resto tecnologías predominantemente de carbón, mientras que bajo el resto tecnologías que predominan en gas natural, además del caso de estonia que se ubica de manera intermedia pues tiene una matriz enfocada en petróleo, que tiene un impacto intermedio entre esas 2 tecnologías.

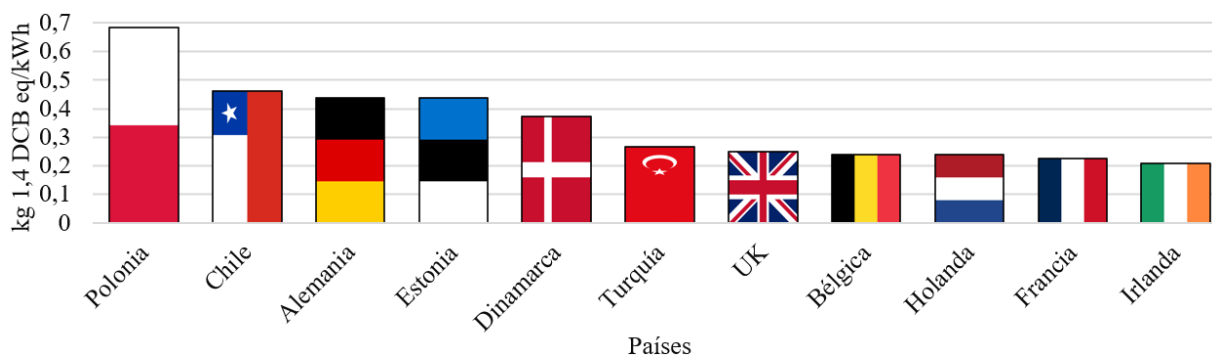


Figura 5.10.2: Potencial de Toxicidad Humana de matrices del mundo [kg 1,4 DCB eq/kWh]

Para lograr disminuir esta categoría, el camino debiese ser la descarbonización y reducción de gas natural, tal cual como Chile se encuentra ejecutando (IEA, 2024; Ministerio de Energía, 2024).

Pero por sobre todo optar en cada parte del proceso por un proveedor de acero que sea verde, debido a que es la principal causa en gas natural y eólica, además del reciclaje de este después de la vida útil.

5.11 Sostenibilidad de Potencial de Agotamiento de Minerales de la matriz:

En el caso del potencial de agotamiento de minerales (ADP), la matriz aporta con 0,69 mg de Sb equivalente por kWh, lo que acumula en el año, para la generación del año 2023, un total aproximado de 57 mil kilogramos de 1,4 DCB equivalente. Para poner en visión ese número con elementos más comunes, Equivale a lo utilizado para producir 115 millones de celulares (Romare et Al., 2021) que es 4,3 veces más la cantidad de celulares que existe en Chile (Subtel, 2024).

En la Figura 5.11.1, se presenta de una manera más visual los resultados entregados, donde se puede ver el desglose de los impactos del potencial de agotamiento de minerales (ADP) en la matriz chilena por tecnología, además de la identificación de las etapas que más afectan a cada una de estas. Se observa que las tecnologías principales que aportan son la eólica y solar, en las cuales predomina la etapa de construcción como fuente del impacto. Esto se debe en el caso de la eólica al agotamiento de cobre en la construcción, mientras que, en la solar en el agotamiento de plata en la pasta de metabolización del panel solar, y el cobre utilizado en el panel solar e inversor.

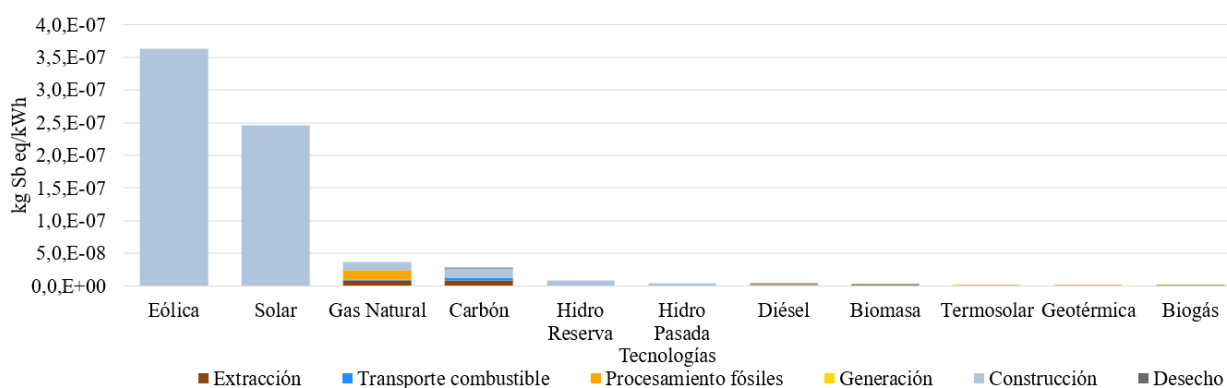


Figura 5.11.1: Potencial de Agotamiento de Minerales de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg Sb eq/kWh]

En el marco internacional con las investigaciones encontradas y expresado gráficamente en la Figura 5.11.2, Chile se encuentra en un punto bajo de emisiones. Lo cual es contrario a lo

esperado, considerando que los países se posicionan de acuerdo a su participación en las tecnologías solares, nucleares y eólicas, esto probablemente se debe a que el impacto de la energía solar en Chile se encontraba en el extremo inferior de lo esperado, cuando es la energía solar la que usualmente posee un ADP superior a la eólica y causando el orden que se ve en el gráfico.

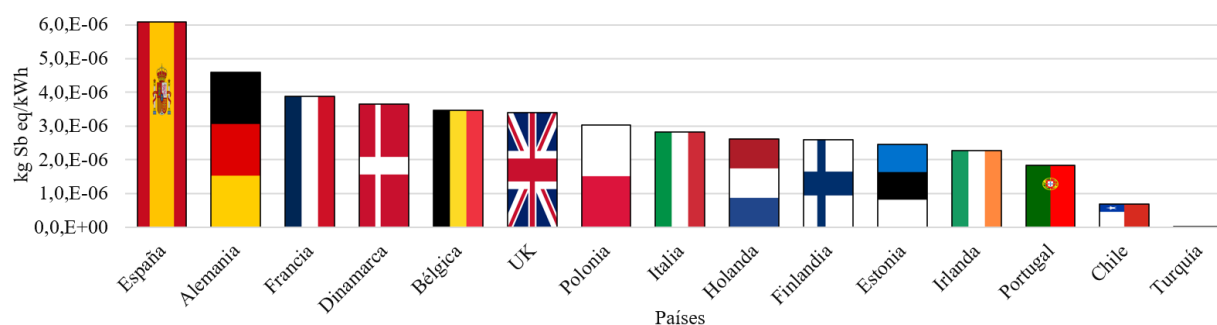


Figura 5.11.2: Potencial de Agotamiento Abiótico de Elementos de matrices del mundo [kg Sb eq/kWh]

Para lograr disminuir esta categoría, se propone aumentar la tasa de reciclaje, para lograr un mejor aprovechamiento de los recursos minerales.

5.12 Sostenibilidad de Potencial de Degradación de Capa de Ozono de la matriz:

En el caso del potencial de degradación de capa de ozono (ODP), la matriz aporta con 5,1 ug de R11 equivalente por kWh, lo que acumula en el año, para la generación del año 2023, un total aproximado de 427 kilogramos de R11 equivalente. Para poner en visión ese número con elementos más comunes, Equivale a lo que emiten 83 millones de refrigeradores (Xiao et Al., 2015). Que son 12 veces más de la cantidad de refrigeradores que existe en Chile (UNEP, 2022).

En la Figura 5.12.1, se presenta de una manera más visual los resultados entregados, donde se puede ver el desglose de los impactos del potencial de degradación de la capa de ozono (ODP) en la matriz chilena por tecnología, además de la identificación de las etapas que más afectan a cada una de estas. Se observa que el gas natural es la principal tecnología que afecta. En él la principal etapa que logra un mayor impacto es la extracción, se debe principalmente a la extracción “offshore”, ya que en ella existe el Halón 1301.

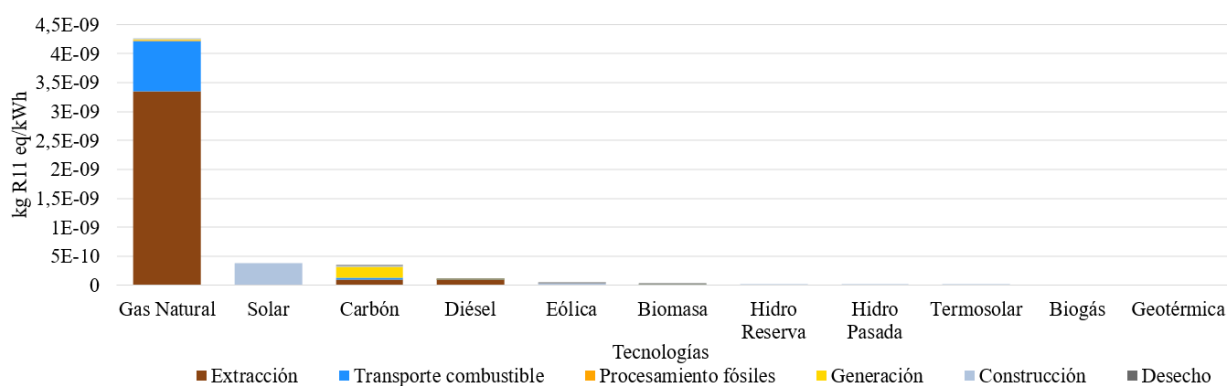


Figura 5.12.1: Potencial de Degradación de la Capa de Ozono de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg R11 eq/kWh]

En el marco internacional con las investigaciones encontradas y expresado gráficamente en la Figura 5.12.2, Chile se encuentra en un punto muy bajo de emisiones. En general están ordenados respecto a los países que poseen participaciones relacionadas a petróleo, energía nuclear y gas natural. Chile posee un impacto muy bajo debido a que en todas las tecnologías demostró tener un ODP inferior a lo esperado por la bibliografía.

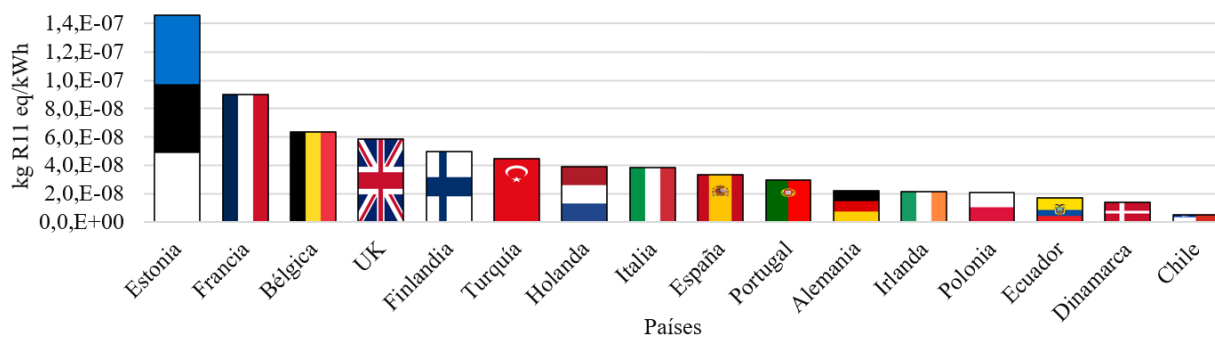


Figura 5.12.2: Potencial de Agotamiento de la Capa de Ozono de matrices del mundo [kg R11 eq/kWh]

Para lograr disminuir esta categoría, se haría necesario disminuir el gas natural, esto Chile ya lo está haciendo, de acuerdo con la proyección eléctrica de la planificación energética a largo plazo del ministerio de energía, indica que se espera que la participación del gas natural pase del 18,6% actual a un 3% el año 2030 en el escenario más conservador (Ministerio de Energía, 2024).

5.13 Sostenibilidad de Potencial de Producción de Ozono Fotoquímico de la matriz:

En el caso del potencial de producción de ozono fotoquímico (POCP), la matriz aporta con 0,14 g de C_2H_4 equivalente por kWh, lo que acumula en el año, para la generación del año 2023, un total aproximado de 11,6 millones de kilogramos de C_2H_4 equivalente. Para poner en visión ese número con elementos más comunes, de esta manera, la matriz chilena produce en un año el equivalente a lo que emiten 55 millones de autos chilenos (Rinawati et Al., 2023), considerando que el kilometraje promedio anual en Chile es de 21000 km (Dily, 2024).

En la Figura 5.13.1, se presenta de una manera más visual los resultados entregados, donde se puede ver el desglose de los impactos del potencial de producción de ozono fotoquímico (POCP) en la matriz chilena por tecnología, además de la identificación de las etapas que más afectan a cada una de estas. Se observa que el carbón es la principal tecnología que afecta. La etapa más relevante de este proceso es la generación, es decir, el POCP está asociado a las emisiones del carbón.

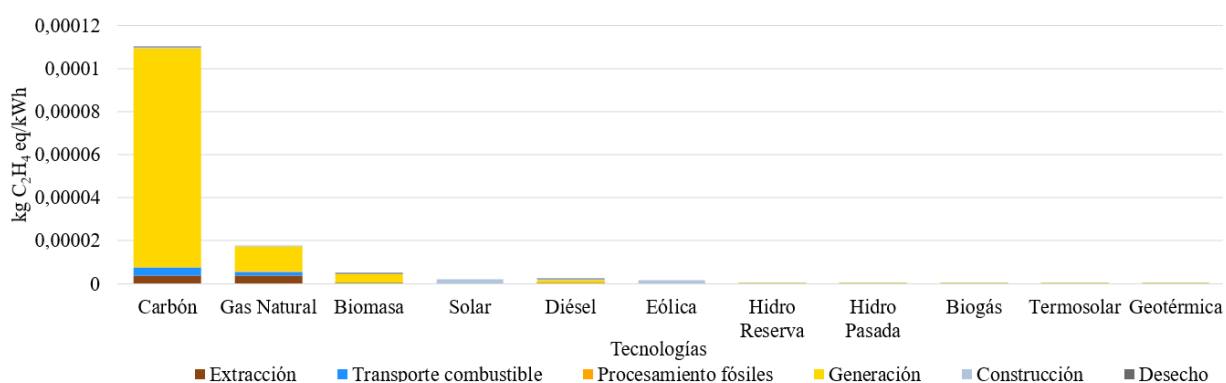


Figura 5.13.1: Potencial de Formación de Ozono Fotoquímico de la Matriz Chilena 2023 por tecnología y etapa [kg C_2H_4 eq/kWh]

En el marco internacional con las investigaciones encontradas y expresado gráficamente en la Figura 5.13.2, Chile se encuentra en un punto intermedio superior de emisiones. En este caso dominan fuertemente matrices con altas participaciones de petróleo y carbón. Chile está tan alto en el ranking probablemente porque presenta un POCP en el carbón mayor a la bibliografía.

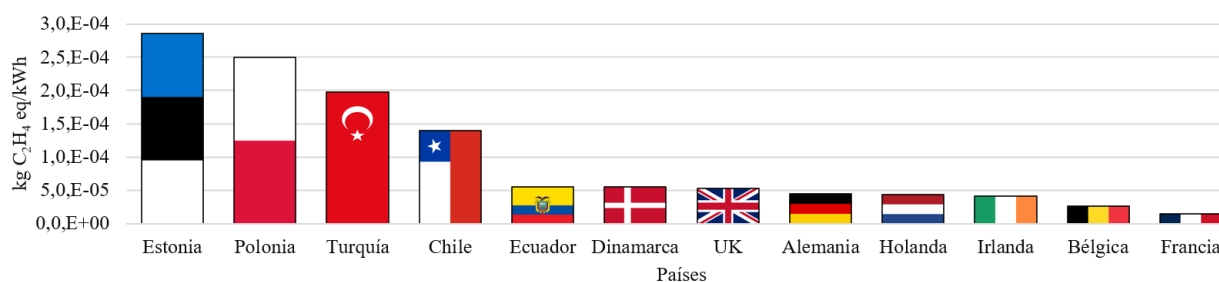


Figura 5.13.2: Potencial de Formación de Ozono Fotoquímico de matrices del mundo [kg C₂H₄ eq/kWh]

Para lograr disminuir esta categoría, debido a que está relacionado casi exclusivamente al carbón, lo ideal sería eliminarlo de la matriz, lo cual ya está ocurriendo en Chile con su plan de descarbonización que busca eliminar las centrales a carbón para el año 2040 (IEA, 2024).

5.14 Análisis Global:

A modo de análisis general la reducción de los combustibles fósiles ha reducido en varios indicadores el impacto, sin embargo, muchos de ellos se han compensado con las nuevas tecnologías, el ciclo de vida de los metales como el acero o el cobre ha hecho que tecnologías intensivas en estos (eólica, solar y termosolar) se vean perjudicadas con altos impactos haciendo que un futuro dependiente de ellas aún tenga desafíos que resolver en temas de sustentabilidad.

Se recomienda a futuro el uso de hidroeléctricas de reserva o de pasada, al igual que geotérmicas puesto que son las que poseen los menores impactos. La disminución de las tecnologías basadas en fósiles. Y el aumento de tasas de reciclajes de metales además de optar por proveedores de minería y procesos verdes en la industria del metal, con el fin de minimizar los impactos que tendrán las tecnologías que predominarán en Chile (eólica, solar y termosolar).

6. Conclusiones:

La matriz eléctrica chilena ha cambiado desde 2014, con una disminución del 39% en el uso de combustibles fósiles y un aumento en energías renovables como la solar y la eólica. Esto ha reducido indicadores ambientales como el Potencial de Calentamiento Global (GWP), Potencial de Ecotoxicidad Marina (MAETP), Potencial de Ecotoxicidad Terrestre (TETP) y Agotamiento de Combustibles Fósiles (ADPf). Sin embargo, persisten desafíos: indicadores como el Agotamiento de Recursos (ADP) y el Agotamiento de la Capa de Ozono (ODP) han aumentado por el uso de tecnologías renovables intensivas en materiales (ADP) como acero (eólica), cobre (eólica y solar) y plata (solar), y el mayor uso de gas natural (ODP). Otros indicadores, como el Potencial de Ecotoxicidad de Agua Fresca (FAETP) y el Potencial de Toxicidad Humana (HTP), permanecieron constantes, demostrando que los impactos fósiles están siendo reemplazados por los renovables. Esto muestra que, aunque la transición hacia una matriz más limpia avanza, los beneficios ambientales no son uniformes.

Los resultados principales muestran que los mayores impactos de la matriz eléctrica de Chile son generados por el carbón, seguido del gas natural, la energía eólica y solar. En cuanto a categorías de impacto de la matriz, el AP genera 0,0027 kg SO₂ eq/kWh siendo el carbón el principal responsable, posicionando a Chile en un rango intermedio superior respecto al resto de países. En GWP, produce 0,37 kg CO₂ eq/kWh, donde el impacto proviene equitativamente del carbón y gas natural; colocando a Chile en un nivel intermedio bajo en comparación a otras matrices del mundo. En FAETP, genera 0,2 kg 1,4 DCB eq/kWh, en esta categoría, el carbón domina, especialmente por el manejo de estériles y cenizas; Chile está en el rango más bajo de impacto en contraste con otros países. En MAETP, impacta con 559 kg 1,4 DCB eq/kWh, el carbón sigue liderando; y Chile se posiciona intermedia de acuerdo con otras matrices del globo. En TETP, se producen 2,6 g 1,4 DCB eq/kWh, en este indicador, el carbón, la energía eólica y el gas natural contribuyen, principalmente por el uso de acero y emisiones; y Chile se compara con el resto de los países teniendo valores algo inferiores al promedio. El ADPf, con 3,6 MJ/kWh, se debe al uso de carbón y gas natural, en su etapa de extracción, ubican a Chile en un rango intermedio bajo respecto a matrices del mundo. En EP, genera 0,98 g PO₄⁻³ eq/kWh, el carbón es el responsable, principalmente por emisiones y estériles; Chile se localiza en un nivel

intermedio alto al compararse con otros países. En HTP, con 0,46 kg 1,4 DCB eq/kWh, el carbón, la eólica y el gas natural lideran, principalmente por el uso de acero; Chile está en el extremo superior al contrastar con matrices del globo. En ADP, con 0,69 mg Sb eq/kWh, las tecnologías como la eólica y solar están a la cabeza; Chile tiene un impacto bajo respecto a otros países. En ODP, con 5,1 µg R11 eq/kWh, el gas natural, especialmente “offshore”, tiene el mayor impacto debido al uso de Halón 1301; Chile posee una baja participación en el mundo. Finalmente, en POCP, con 0,14 g C₂H₄ eq/kWh, el carbón lidera en emisiones; Chile está en el rango intermedio superior con respecto a otros países.

En general, la matriz se encuentra en un punto relativamente alto para las categorías AP, MAETP, EP, HTP, POCP, esto se debe a que el impacto es muy favorecido por la participación de carbón en la matriz. Para el resto se encuentran desde un punto intermedio a bajo, lo que la posiciona como una matriz de impacto intermedio. Pero que tiene potencial de disminución ya que 9 de esas 11 categorías dependen casi exclusivamente del carbón y 10 de las 11 dependen de fósiles, por lo que Chile va en buena dirección con la ruta de descarbonización y reducción de los fósiles. Pero que debe tener cuidado con el TETP, HTP y ADP, ya que tiene participaciones relevantes de eólica y solar que al aumentar en la matriz va a traer aumento en los impactos.

En conclusión, se determina que la disminución en tecnologías basadas en fósiles sí es el camino que seguir, pero que se debe tener cuidado con ciertas tecnologías que a pesar de ser renovables sí tienen impacto en su construcción como la eólica, solar y termosolar. Estas tecnologías pasarán a tener una alta participación a nivel nacional, por ello, se recomienda un aumento del reciclaje e idealmente que opten por proveedores de metales que provengan de una industria verde. Si esto no es factible, se podría optar por una matriz enfocada en tecnologías con menor impacto general como las hidroeléctricas o geotérmica.

Finalmente, la evaluación realizada en la presente memoria es únicamente ambiental, para evaluar de manera integral la mejor matriz para Chile se requerirán evaluar otros aspectos como por ejemplo económico o social. Por otra parte, para mejorar el presente estudio se recomienda agregar a través de fuentes primarias la producción de acero, ya que muchos de los impactos son altamente dependientes de este proceso y puede que existan variaciones respecto a la base de datos de Ecoinvent.

7. Referencias

- Acero, A. P., Rodríguez, C., & Ciroth, A. (2016). *Impact assessment methods in Life Cycle Assessment and their impact categories*. GreenDelta. LCIA methods. <https://www.openlca.org/wp-content/uploads/2016/08/LCIA-METHODS-v.1.5.5.pdbf>.
- Ali, A., Koch, T. W., Volk, T. A., Malmsheimer, R. W., Eisenbies, M. H., Kloster, D., Brown, T. R., Naim, N. & Therasme, O. (2022). *The environmental life cycle assessment of electricity production in New York state from distributed solar photovoltaic systems*. *Energies*, 15(19), 7278.
- Asociación de Productores de Cerdos de Chile. (2022). *Análisis sectorial*. ASPROCER. <https://www.asprocer.cl/industria/analisis-sectorial/#:~:text=El%20consumo%20de%20carne%20de,preferidas%20por%20las%20familias%20chilenas>
- Atilgan, B., & Azapagic, A. (2016). *An integrated life cycle sustainability assessment of electricity generation in Turkey*. *Energy Policy*, 93, 168–186. doi:10.1016/j.enpol.2016.02.055
- Atilgan, B., & Azapagic, A. (2016). *Renewable electricity in Turkey: Life cycle environmental impacts*. *Renewable Energy*, 89, 649–657. doi:10.1016/j.renene.2015.11.08
- Aung, T. S., Fischer, T. B., & Azmi, A. S. (2020). *Are large-scale dams environmentally detrimental? Life-cycle environmental consequences of mega-hydropower plants in Myanmar*. *The International Journal of Life Cycle Assessment*. doi:10.1007/s11367-020-01795-9
- Ayala-Chauvin, M., Samaniego-Ojeda, C., Riba, G., & Maldonado-Correa, J. (2021). Lifecycle assessment of electricity generation transition in Ecuador. In *Innovations in Electrical and Electronic Engineering: Proceedings of ICEEE 2021* (pp. 1-10). Singapore: Springer Singapore. https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-981-16-0749-3_1
- Barros, M. V., Salvador, R., Piekarski, C. M., de Francisco, A. C., & Freire, F. M. C. S. (2020). *Life cycle assessment of electricity generation: a review of the characteristics of existing literature*. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 25, 36-54. doi:10.1007/s11367-019-01652-4

BBC. (28 de Mayo de 2021). *Tabaquismo: por qué el número de fumadores en el mundo ha llegado a un nuevo récord (y qué pasa en América Latina)*. Obtenido de BBC NEWS MUNDO: <https://www.bbc.com/mundo/noticias-57290659>

Bieker, G. (2021). A global comparison of the life-cycle greenhouse gas emissions of combustion engine and electric passenger cars. *communications*, 49(30), 847129-102. https://uk.eragroup.com/wp-content/uploads/2021/09/Global-LCA-passenger-cars-jul2021_summary.pdf

Bor, A., & Üçtuğ, F. G. (2021). *Environmental And Economic Life Cycle Assessment Of A Run-Of-The-River Type Hydroelectricity Power Plant In Turkey*. *Environmental Progress & Sustainable Energy*. doi:10.1002/ep.13716

Boros, R. R., Bodnár, I., Kalász, D., & Jobbágy, M. (2020). Life Cycle Assessment Of Vehicles. *VILLAMOSENERGIA-FELHASZNÁLÁST OPTIMALIZÁLÓ INNOVATÍV RENDSZER FEJLESZTÉSE IPARI-, LAKOSSÁGI FOGYASZTÓK ÉS ELEKTROMOS JÁRMŰVEK SZÁMÁRA*, 51. https://geik.unimiskolc.hu/intezetek/EEI/news_files/37_0.pdf#page=51

Briones-Hidrovo, A., Copa, J., Tarelho, L. A. C., Gonçalves, C., Pacheco da Costa, T., & Dias, A. C. (2021). *Environmental and energy performance of residual forest biomass for electricity generation: Gasification vs. combustion*. *Journal of Cleaner Production*, 289, 125680. doi:10.1016/j.jclepro.2020.125680

Carvalho, M. L., Marmiroli, B., & Girardi, P. (2022). *Life cycle assessment of Italian electricity production and comparison with the European context*. *Energy Reports*, 8, 561-568. doi:10.1016/j.egyr.2022.02.252

CNE. (2023). *Anuario Estadístico de Energía*.

CNE. (2024). *Energía Abierta*. <http://www.energiaabierta.cl>

CNE. (2024). *Generación Bruta*. <http://www.energiaabierta.cl>

Coordinador Eléctrico Nacional. (2024). *Información de Instalaciones*. Obtenido de Infotécnica: <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/unidades-generadoras>

- Corona, B., Miguel, G. S., & Cerrajero, E. (2014). *Life cycle assessment of concentrated solar power (CSP) and the influence of hybridising with natural gas. The international journal of life cycle assessment*, 19, 1264-1275. <https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-014-0728-z>
- Dily. (28 de Noviembre de 2024). *Kilometraje promedio de un auto al año*. Obtenido de Dily: <https://blog.dily.cl/informe-historial/kilometraje-promedio-de-un-auto-al-a%C3%B1o>
- Douziech, M., Tosti, L., Ferrara, N., Parisi, M. L., Pérez-López, P., & Ravier, G. (2021). *Applying harmonised geothermal life cycle assessment guidelines to the rittershoffen geothermal heat plant. Energies*, 14(13), 3820. doi:10.3390/en14133820
- EPA. (1999). *Nitrogen Oxides (NOx), Why and How They Are Controlled*. <https://www3.epa.gov/ttn/catc1/dir1/fnoxdoc.pdf>
- EPA. (21 de Octubre de 2024). *Human Health & Environmental Impacts of the Electric Power Sector*. Obtenido de EPA United States Environmental Protection Agency: <https://www.epa.gov/power-sector/human-health-environmental-impacts-electric-power-sector#:~:text=Electric%20power%20generation%20is%20the,communities%2C%20economies%2C%20and%20people>
- EPA. (22 de Octubre de 2024). *Sources of Greenhouse Gas Emissions*. Obtenido de EPA United States Environmental Protection Agency: <https://www.epa.gov/ghgemissions/sources-greenhouse-gas-emissions>
- European Environment Agency. (2024). *Environmental impact of energy*. Obtenido de European Environment Agency: <https://www.eea.europa.eu/help/glossary/eea-glossary/environmental-impact-of-energy>
- Fu, Y., Liu, X., & Yuan, Z. (2015). *Life-cycle assessment of multi-crystalline photovoltaic (PV) systems in China. Journal of Cleaner Production*, 86, 180–190. doi:10.1016/j.jclepro.2014.07.0
- Gaete-Morales, C., Gallego-Schmid, A., Stamford, L., & Azapagic, A. (2018). *Assessing the environmental sustainability of electricity generation in Chile. Science of The Total Environment*, 636, 1155–1170. doi:10.1016/j.scitotenv.2018.04.346

García-Gusano, D., Garraín, D., & Dufour, J. (2017). Prospective life cycle assessment of the Spanish electricity production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 21–34. doi:10.1016/j.rser.2016.10.045

Gasa, G., Lopez-Roman, A., Prieto, C., & Cabeza, L. F. (2021). *Life Cycle Assessment (LCA) of a Concentrating Solar Power (CSP) Plant in Tower Configuration with and without Thermal Energy Storage (TES)*. *Sustainability*, 13(7), 3672. doi:10.3390/su13073672

Gislason, S., Birkved, M., & Maresca, A. (2023). *A systematic literature review of life cycle assessments on primary pig production: impacts, comparisons, and mitigation areas*. *Sustainable Production and Consumption*. doi:[10.1016/j.spc.2023.09.005](https://doi.org/10.1016/j.spc.2023.09.005)

Goas-Martín, J. (2021). *Evaluación De La Sostenibilidad De Mixes De Generación Eléctrica De Países Con Planes De Desarrollo De Energía Eólica Marina Mediante El Análisis De Ciclo de Vida*. <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/51667/TFM-%20Goas%20Martin%2C%20Jorge.pdf?sequence=1>

Gobierno de Chile. (14 de Enero de 2015). *Cuidemos el agua: Cifras y recomendaciones*. Obtenido de Gob: <https://www.gob.cl/noticias/cuidemos-el-agua-cifras-y-recomendaciones/#:~:text=Sumando%20las%20comidas%20y%20bebidas,sector%20orientado%20de%20la%20capital>

Goswami, D., Bhattacharjee, A., Basak, P., Das, U., & Nandi, C. (2023). *Life cycle assessment: A perspective of improvement of hydro-plants for intensify “green electricity”*. *Energy Nexus*, 10, 100201. doi:10.1016/j.nexus.2023.100201

IEA. (Septiembre de 2023). *Fossil fuel supply*. Obtenido de IEA: <https://www.iea.org/reports/fossil-fuel-supply#dashboard>

IEA. (Septiembre de 2023). *Low-emissions sources of electricity*. Obtenido de IEA: <https://www.iea.org/reports/low-emissions-sources-of-electricity#dashboard>

IEA. (2024). *Electricity 2024: Analysis and forecast to 2026*. Obtenido de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/18f3ed24-4b26-4c83-a3d2-8a1be51c8cc8/Electricity2024-Analysisandforecastto2026.pdf>

ISO. (2006). *Gestión ambiental — Análisis del ciclo de vida — Principios y marco de referencia*. Obtenido de ISO Online Browsing Platform: <https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:14040:ed-2:v1:es>

Jordaan, S. M., Combs, C., & Guenther, E. (2021). *Life cycle assessment of electricity generation: A systematic review of spatiotemporal methods*. *Advances in Applied Energy*, 3, 100058. doi:10.1016/j.adapen.2021.100058

Klöpffer, W., & Grahl, B. (2014). *Life cycle assessment (LCA): a guide to best practice*. John Wiley & Sons.

LCANZ. (2007). *Impact Category. Acidification Potential*. Obtenido de https://lcanz.org.nz/wp/wp-content/uploads/2007/01/acidification_lcanz.pdf

LCANZ. (2007). *Impact Category. Eutrophication Potential*. Obtenido de https://lcanz.org.nz/wp/wp-content/uploads/2007/01/eutrophication_lcanz.pdf

LCANZ. (2019). *Impact Category. Photochemical oxidation Potential*. Obtenido de https://lcanz.org.nz/wp/wp-content/uploads/2019/06/photochemical_oxidation_lcanz.pdf

Li, D., & Ge, A. (2023). *New energy technology innovation and sustainable economic development in the complex scientific environment*. *Energy Reports*, 9, 4214-4223. doi:10.1016/j.egyr.2023.03.029

Li, H., Jiang, H.-D., Dong, K.-Y., Wei, Y.-M., & Liao, H. (2019). *A comparative analysis of the life cycle environmental emissions from wind and coal power: Evidence from China*. *Journal of Cleaner Production*, 119192. doi:10.1016/j.jclepro.2019.119192

Losada, G. B. (2011). Análisis de ciclo de vida de una central termosolar. *Universidad Carlos III de Madrid, Leganés*. <https://e-archivo.uc3m.es/rest/api/core/bitstreams/81b9e36d-58dc-4188-b3d9-39c065d46555/content>

Marashli, A., Gasaymeh, A., & Shalby, M. (2022). *Comparing the Global Warming Impact from Wind, Solar Energy and Other Electricity Generating Systems through Life Cycle Assessment Methods (A Survey)*. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 12(2), 899-920. <https://www.researchgate.net/profile/Abdullah->

Marashli/publication/361460661_Comparing_the_Global_Warming_Impact_from_Wind_Solar_Energy_and_Other_Electricity_Generating_Systems_through_Life_Cycle_Assessment_Methods_A_Survey/links/645210c1809a53502146700b/

Mazzaferro, A. (2017). *Life Cycle Assessment of Electricity Production from Concentrating Solar Thermal Power Plants*. <https://thesis.unipd.it/handle/20.500.12608/24770>

Ministerio de Energía. (2016). *Energía 2050*. Obtenido de https://energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf

Ministerio de Energía. (2024). *Planificación Energética a Largo Plazo*. Obtenido de Ministerio de Energía: <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-electricas>

Naumann, G., Famiglietti, J., Schropp, E., Motta, M., & Gaderer, M. (2024). *Dynamic life cycle assessment of European electricity generation based on a retrospective approach*. *Energy Conversion and Management*, 311, 118520. doi: [10.1016/j.enconman.2024.118520](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118520)

Ozsahin, B., Elginöz, N., & Germirli Babuna, F. (2022). *Life cycle assessment of a wind farm in Turkey*. *Environmental Science and Pollution Research*, 29(47), 71000-71013. doi:10.1007/s11356-022-20783-0

Mahmud, M. P., & Farjana, S. H. (2022). *Comparative life cycle environmental impact assessment of renewable electricity generation systems: A practical approach towards Europe, North America and Oceania*. *Renewable Energy*, 193, 1106-1120. doi:10.1016/j.renene.2022.05.031

Mahmud, M. A. P., Huda, N., Farjana, S. H., & Lang, C. (2020). *Life-cycle impact assessment of renewable electricity generation systems in the United States*. *Renewable Energy*, 151, 1028–1045. doi:10.1016/j.renene.2019.11.090

Phumpradab, K., Gheewala, S. H., & Sagisaka, M. (2009). *Life cycle assessment of natural gas power plants in Thailand*. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 14(4), 354–363. doi:10.1007/s11367-009-0082-8

Ramirez, A. D., Boero, A., Rivela, B., Melendres, A. M., Espinoza, S., & Salas, D. A. (2020). *Life cycle methods to analyze the environmental sustainability of electricity generation*

in Ecuador: Is decarbonization the right path? Renewable and Sustainable Energy Reviews, 134, 110373. doi:10.1016/j.rser.2020.110373

Ramirez, A. D., Rivela, B., Boero, A., & Melendres, A. M. (2019). *Lights and shadows of the environmental impacts of fossil-based electricity generation technologies: A contribution based on the Ecuadorian experience*. *Energy Policy*, 125, 467–477. doi:10.1016/j.enpol.2018.11.005

Rinawati, D. I., Keeley, A. R., Takeda, S., Itsubo, N., & Managi, S. (2023). *Potential for reducing CO2 emissions from passenger cars in Japan by 2030 to achieve carbon neutrality*. *IATSS Research*, 47(2), 185-195. doi:10.1016/j.iatssr.2023.02.004

Romare, M., Harris, S., Zhang, Y., Hennlock, M., & Steen, B. (2021). *Investigating the potential circularity of a phone using Life Cycle Assessment*. <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1556714/FULLTEXT01.pdf>

Sanes, A., & Amante, B. (2023). *Revisión bibliográfica del análisis de ciclo de vida (ACV) en el sector energético*. http://dspace.aeipro.com/xmlui/bitstream/handle/123456789/3439/AT04-041_23.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Santoyo-Castelazo, E., Solano-Olivares, K., Martínez, E., García, E. O., & Santoyo, E. (2021). *Life cycle assessment for a grid-connected multi-crystalline silicon photovoltaic system of 3 kWp: A case study for Mexico*. *Journal of Cleaner Production*, 316, 128314. doi:10.1016/j.jclepro.2021.128314

Siddiqui, O., & Dincer, I. (2017). *Comparative assessment of the environmental impacts of nuclear, wind and hydro-electric power plants in Ontario: A life cycle assessment*. *Journal of Cleaner Production*, 164, 848–860. doi:10.1016/j.jclepro.2017.06.237

SMA. (2024). *Catastro de Unidades Fiscalizables*. Obtenido de Sistema Nacional de Información de Fiscalización Ambiental: <https://snifa.sma.gob.cl/UnidadFiscalizable>

SMA. (2024). *Termoeléctricas*. Obtenido de Sistema Nacional de Información de Fiscalización Ambiental: <https://snifa.sma.gob.cl/DatosAbiertos>

Sovacool, B. K., Bell, S. E., Daggett, C., Labuski, C., Lennon, M., Naylor, L., Klinger, J., Leonard, K. & Firestone, J. (2023). *Pluralizing energy justice: Incorporating feminist, anti-*

racist, Indigenous, and postcolonial perspectives. Energy Research & Social Science, 97, 102996. doi:10.1016/j.erss.2023.102996

Subtel. (17 de Abril de 2024). *Chile es digital: 5G roza los 4 millones de dispositivos y conexiones satelitales al hogar crecieron un 88% en un año*. Obtenido de Subsecretaría de Telecomunicaciones: <https://www.subtel.gob.cl/chile-es-digital-5g-roza-los-4-millones-de-dispositivos-y-conexiones-satelitales-al-hogar-crecieron-un-88-en-un-ano/#:~:text=Adem%C3%A1s%20las%20estad%C3%ADsticas%20dan%20cuenta,lo%20que%20va%20de%20Gobierno>

survitec. (2025). *1230 Clean Agent Fire Extinguishing System*. Recuperado el 5 de Enero de 2025, de survitec survival technology: <https://survitecgroup.com/Systems/1230-Clean-Agent-System>

Tomasini-Montenegro, C., Santoyo-Castelazo, E., Gujba, H., Romero, R. J., & Santoyo, E. (2017). *Life cycle assessment of geothermal power generation technologies: An updated review*. *Applied Thermal Engineering*, 114, 1119–1136. doi:10.1016/j.applthermaleng.2016

Torre, A. (2022). *Selección de alternativas de tratamiento para EDARs de gran escala en megaciudades del Sur Global: Un marco decisional que engloba herramientas de simulación, metodologías de ciclo de vida y análisis multicriterio*. <https://riUNET.upv.es/bitstream/handle/10251/189680/Torre%20-%20Seleccion%20de%20alternativas%20de%20tratamiento%20para%20EDARs%20de%20gran%20escala%20en%20megaciudades%20del%20Su....pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Turconi, R., Boldrin, A., & Astrup, T. (2013). *Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28, 555–565. doi:10.1016/j.rser.2013.08.013

Turkmen, B. A., & Babuna, F. G. (2024). Life cycle environmental impacts of wind turbines: a path to sustainability with challenges. *Sustainability*, 16(13), 5365. <https://www.mdpi.com/2071-1050/16/13/5365>

UNEP. (31 de Agosto de 2022). *Cómo Chile se deshace de sus refrigeradores antiguos*. Obtenido de ONU programa para el medio ambiente: <https://www.unep.org/es/noticias-y->

[reportajes/reportajes/como-chile-se-deshace-de-sus-refrigeradores-antiguos#:~:text=En%20Chile%20hay%20m%C3%A1s%20de,hogares%20poseen%20al%20menos%20uno](#)

Vega-Coloma, M., & Zaror, C. (2022). *The Life Cycle Sustainability Indicators for Electricity Generation in Chile: Challenges in the Use of Primary Information. Towards a Sustainable Future-Life Cycle Management: Challenges and Prospects*, 229-239. doi:10.1007/978-3-030-77127-0_21

Vega-Coloma, M., & Zaror, C. A. (2018). *Environmental impact profile of electricity generation in Chile: A baseline study over two decades. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 154–167. doi:10.1016/j.rser.2018.05.058

Wang, Y., Du, Y., Wang, J., Zhao, J., Deng, S., & Yin, H. (2020). *Comparative life cycle assessment of geothermal power generation systems in China. Resources, Conservation and Recycling*, 155, 104670. doi:10.1016/j.resconrec.2019.104670

Washington State University. (2021). *From Pig to Pork Chop: How Much Meat to Expect from a Butcher Hog*.
<https://s3.wp.wsu.edu/uploads/sites/2049/2021/02/02.21PorkFabVideoDataFactSheet02.16.2021.pdf>

Xiao, R., Zhang, Y., Liu, X., & Yuan, Z. (2015). *A life-cycle assessment of household refrigerators in China. Journal of Cleaner Production*, 95, 301–310. doi:10.1016/j.jclepro.2015.02.031

Xu, H., Latta, G., Lee, U., Lewandrowski, J., & Wang, M. (2021). Regionalized life cycle greenhouse gas emissions of forest biomass use for electricity generation in the United States. *Environmental Science & Technology*, 55(21), 14806-14816.
<https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.est.1c04301?ref=PDF>

Xu, L., Pang, M., Zhang, L., Poganietz, W.-R., & Marathe, S. D. (2018). *Life cycle assessment of onshore wind power systems in China. Resources, Conservation and Recycling*, 132, 361–368. doi:10.1016/j.resconrec.2017.06.014

Zafeiridou, M., Hopkinson, N. S., & Voulvoulis, N. (2018). *Cigarette Smoking: An Assessment of Tobacco's Global Environmental Footprint Across Its Entire Supply Chain*. *Environmental Science & Technology*, 52(15), 8087-8094. doi:10.1021/acs.est.8b01533

Zhu, X., Wang, S., & Wang, L. (2022). Life cycle analysis of greenhouse gas emissions of China's power generation on spatial and temporal scale. *Energy Science & Engineering*, 10(4), 1083-1095. doi:10.1002/ese3.1100

8. Anexo A:

8.1 *Recopilación plantas de generación eléctrica Chile*

En el presente anexo se tiene la recopilación de todas las plantas existentes en Chile de generación eléctrica separadas por fuente de generación.

Tabla 8.1.1: Plantas a Carbón

Planta	Comuna	Consumo Ton	Capacidad de planta MW	Generación MWh	Aporte	Factor de planta	Ton / MWh	Eficiencia	Vida útil
TER ANGAMOS	Mejillones	1.191.287	558	3.197.900	23,0%	65%	0,373	33,0%	14
TER GUACOLDA	Huasco	1.041.086	764	2.742.030	19,7%	41%	0,380	32,4%	35
TER COCHRANE	Mejillones	954.290	550	2.596.818	18,6%	54%	0,367	33,4%	30
TER SANTA MARIA	Coronel	517.580	374	1.553.260	11,1%	47%	0,333	36,9%	30
TER Norgener	Tocopilla	370.429	276	894.052	6,4%	37%	0,414	29,7%	30
TER IEM	Mejillones	285.638	377	814.808	5,8%	25%	0,351	35,1%	8
TER NUEVA	Puchuncaví	296.710	267	813.810	5,8%	35%	0,365	33,7%	15

VENTANAS									
Ventanas 2	Puchuncaví	181.589	208	453.306	3,3%	25%	0,401	30,7%	47
TER CAMPICHE	Puchuncaví	147.583	270	395.144	2,8%	17%	0,373	32,9%	13
TER ANDINA	Mejillones	86.365	177	229.886	1,7%	15%	0,376	32,7%	15
TER HORNITOS	Mejillones	69.561	174	182.414	1,3%	12%	0,381	32,2%	15
TER MEJILLONES	Mejillones	24.419	73	58.937	0,4%	9%	0,414	29,7%	30

Tabla 8.1.2: Planta a Petcoke

Planta	Comuna	Consumo Ton	Capacidad de planta MW	Generación MWh	Factor de planta	Ton / MWh	Eficiencia	Vida útil
TER PETROPOWER	Hualpén	172.524	75	382.873	58%	0,451	27,3%	37

Tabla 8.1.3: Plantas Diésel CC

Nombre	Comuna	Capacidad MW	Tecnología	Generación MWh	Consumo Ton	Ton/MWh	Factor de planta	Aporte	Vida Útil
TER ATACAMA	Mejillones	24,3	CC	54.650	10.106	0,18	26%	39,7 %	41
TER NUEVA RENCA	Renca	9,2	CC	43.283	7.255	0,17	54%	31,4 %	30
TER KELAR	Mejillones	473,6	CC	24.899	4.367	0,18	1%	18,1 %	30
TER MEJILLONES	Mejillones	13	CC	10.864	1.783	0,16	9%	7,9%	30
TER SAN ISIDRO II	Quillota	300,1	CC	3.310	550	0,17	0%	2,4%	
TER TOCOPILLA	Tocopilla	0,29	CC	815	254	0,31	32%	0,6%	

Tabla 8.1.4: Plantas Diésel OC

Nombre	Comuna	Capacidad MW	Tecnología	Generación MWh	Ton Combustible	Ton/MWh	Factor de Capacidad	Participación %	Vida Útil
TER LOS PINOS	Cabreño	107,7	OC	55.863	10.576	0,19	6%	32,0%	30

TER ANTILHUE	Valdivia	95,9	OC	29.494	6.700	0,23	4%	16,9%	
TER LOS VIENTOS	Llay Llay	129,8	OC	28.737	7.345	0,26	3%	16,5%	30
TER COLMITO	Concón	57,6	OC	11.960	2.509	0,21	2%	6,9%	25
TER CANDELARIA	Mostalzal	239,4	OC	8.023	1.974	0,25	0%	4,6%	30
TER SANTALIDIA	Cabrerro	142,4	OC	7.459	1.901	0,25	1%	4,3%	25
TER LOS GUINDOS	Cabrerro	273,1	OC	7.351	1.824	0,25	0%	4,2%	25
TER CARDONES	Copiapó	150,2	OC	6.226	1.495	0,24	0%	3,6%	
TER ESPERANZA	Requínoa	19,4	OC	5.706	1.778	0,31	3%	3,3%	
TER TALTAL	Taltal	242,4	OC	5.037	1.358	0,27	0%	2,9%	
TER CORONEL	Coronel	41,7	OC	4.631	1.020	0,22	1%	2,7%	
TER YUNGAY	Cabrerro	200,0	OC	3.199	796	0,25	0%	1,8%	

TER EMELDA	Diego de Alma gro	72,0	OC	202	51	0,25	0%	0,1%	
TER PUNTA COLORA DA	La Higue ra	16,1	OC	171	18	0,11	0%	0,1%	
TER NEWEN	Hualp én	13,4	OC	118	28	0,24	0%	0,1%	
TER TARAPA CA	Iquiqu e	20,0	OC	109	29	0,26	0%	0,1%	
TER SAN LORENZ O DE D. DE ALMAGR O	Diego de Alma gro	63,0	OC	97	34	0,35	0%	0,1%	
TER HUASCO	Huasc o	58,0	OC	9	3	0,35	0%	0,0%	
TER NUEVA ALDEA II	Ránqu il	10,3	OC	8	2	0,29	0%	0,0%	

Tabla 8.1.5: Plantas Diésel DE

Nombre	Comu na	Capa cidad MW	Tecn ología	Generación MWh	Ton Combusti ble	Ton/ MWh	Facto r de	Partici pación %	Vi da
--------	------------	---------------------	----------------	-------------------	------------------------	-------------	---------------	------------------------	----------

							Capa cidad		Út il
TER TENÓ	Teno	59	DE	88.612	19.313	0,22	17%	39,4%	25
TER TRAPEN	Puerto Montt	81	DE	67.390	14.803	0,22	9%	30,0%	25
TER TRINCAO	Quelló n	18,0	DE	16.666	3.347	0,20	11%	7,4%	25
TER EL PEÑÓN	Coqui mbo	81,0	DE	7.278	1.630	0,22	1%	3,2%	25
TER LOS ESPINOS	Los Vilos	125,7	DE	4.747	1.026	0,22	0%	2,1%	
TER CONSTIT UCION	Constit ución	9,6	DE	3.923	866	0,22	5%	1,7%	
PMGD Ter Orafti	Pemuc o	8,2	DE	3.397	985	0,29	5%	1,5%	
TER UJINA	Pica	37,1	DE	2.774	665	0,24	1%	1,2%	
PMGD TER PRP LAS QUEMAS	Osorno	9,0	DE	2.754	814	0,30	3%	1,2%	
TER CHUYAC A	Osorno	14,3	DE	1.853	460	0,25	1%	0,8%	
TER SAN JAVIER I	San Javier	26,0	DE	1.761	377	0,21	1%	0,8%	
TER MANTOS	Antofa gasta	28,6	DE	1.537	342	0,22	1%	0,7%	

BLANCO S									
TER MAULE	Constitución	6,1	DE	1.387	315	0,23	3%	0,6%	
TER DEGAÑ 2	Ancud	19,2	DE	1.371	519	0,38	1%	0,6%	
TER OLIVOS	Los Vilos	102,5	DE	1.300	290	0,22	0%	0,6%	
TER CHIOLE	Quellón	9,2	DE	1.164	249	0,21	1%	0,5%	
TER MAITEN CILLO	Freirina	69,2	DE	1.143	258	0,23	0%	0,5%	
TER LLANOS BLANCO S	Coquimbo	153,7	DE	1.078	226	0,21	0%	0,5%	
TER DEGAÑ	Ancud	32,8	DE	1.042	519	0,50	0%	0,5%	
TER ARICA	Arica	10,3	DE	1.029	258	0,25	1%	0,5%	
TER ANDES GENERA CION	Diego de Almagro	35,1	DE	920	162	0,18	0%	0,4%	
TER COMBAR BALA	Combarbalá	77,7	DE	856	187	0,22	0%	0,4%	
PMGD TER PRP	La Unión	3,0	DE	812	240	0,30	3%	0,4%	

CAMPESINA (EX ALDEA)									
PMGDT TER PRP RAPACO	La Unión	3,0	DE	812	240	0,30	3%	0,4%	
PMGDT TER PRP LOS NEGROS	Osorno	3,0	DE	790	233	0,30	3%	0,4%	
PMGDT TER CIRUELI LLO	Ancud	3,0	DE	788	233	0,30	3%	0,4%	
PMGDT TER PRP CHIFIN	Río Negro	3,0	DE	727	215	0,30	3%	0,3%	
PMGDT TER GAMI	San Pablo	2,9	DE	644	190	0,30	3%	0,3%	
TER CHAGUAL	Los Vilos	103,3	DE	625	135	0,22	0%	0,3%	
PMGDT TER PRP TAMBOR ES	Río Bueno	3,0	DE	589	174	0,30	2%	0,3%	
TER TERMOP ACIFICO	Copiapó	86,5	DE	579	141	0,24	0%	0,3%	

TER PAJONAL ES	Vallen ar	104,2	DE	538	26	0,05	0%	0,2%	
PMGD TER GENERA DORA LAGUNIT AS	Puerto Montt	2,5	DE	470	124	0,26	2%	0,2%	
PMGD TER RASO POWER	Constit ución	8,5	DE	392	128	0,33	1%	0,2%	
PMGD TER CAÑETE	Cañete	4,4	DE	353	93	0,26	1%	0,2%	
TER AGUAS BLANCA S	Antofa gasta	1,8	DE	342	80	0,23	2%	0,2%	
PMGD TER DOÑA JAVIERA	San Felipe	2,0	DE	307	89	0,29	2%	0,1%	
PMGD TER TIRUA	Tirúa	1,9	DE	181	54	0,30	1%	0,1%	
TER CEMENT OS BIO	Teno	12,5	DE	180	32	0,18	0%	0,1%	

BIO CENTRO									
TER EL TOTORAL	El Quisco	3,1	DE	176	35	0,20	1%	0,1%	
PMGD TER CURACA UTIN	Curaca utín	2,4	DE	147	33	0,22	1%	0,1%	
PMGD TER ZOFRI	Iquique	5,8	DE	130	11	0,09	0%	0,1%	
PMGD TER LOS SAUCES	Los Sauces	3,0	DE	106	28	0,26	0%	0,0%	
PMGD TER LONQUI MAY	Lonqui may	1,2	DE	98	26	0,27	1%	0,0%	
PMGD TER TRONGO L- CURANIL AHUE	Curanil ahue	2,4	DE	89	24	0,27	0%	0,0%	
TER PLACILLA	Valpar aíso	2,4	DE	88	18	0,20	0%	0,0%	

TER QUINTA Y	Casabl anca	3,0	DE	67	14	0,21	0%	0,0%	
TER LAS VEGAS	Llay Llay	2,2	DE	63	14	0,22	0%	0,0%	
TER CONCON	Concó n	2,3	DE	57	12	0,22	0%	0,0%	
PMGD TER LOUSIAN A PACIFIC	Pangui pulli	3,0	DE	48	11	0,22	0%	0,0%	
PMGD TER AROMOS	Los Sauces	3,0	DE	46	13	0,29	0%	0,0%	
PMGD TER PICOLTU E	Mulché n	6,0	DE	40	12	0,29	0%	0,0%	
PMGD TER EL JARDIN	Mauullí n	3,0	DE	38	10	0,26	0%	0,0%	
TER SAN JAVIER II	San Javier	26,0	DE	35	7	0,21	0%	0,0%	
PMGD TER EL NOGAL	San Bernar do	3,0	DE	34	8	0,24	0%	0,0%	
PMGD TER REY	Corral	0,8	DE	32	7	0,22	0%	0,0%	

PMGD TER EL CANELO	Puerto Varas	3,0	DE	32	23	0,73	0%	0,0%	
PMGD TER CHUFKE N	Traigu én	2,4	DE	31	8	0,26	0%	0,0%	
PMGD TER CALFUC O	Puerto Montt	3,0	DE	28	8	0,29	0%	0,0%	
PMGD TER RIO AZUL	Puerto Montt	3,0	DE	24	7	0,29	0%	0,0%	
PMGD TER BLUEGA TE	Puerto Montt	3,0	DE	23	6	0,26	0%	0,0%	
PMGD TER CALAFA TE	Puerto Montt	3,0	DE	22	5	0,22	0%	0,0%	
PMGD TER CURAUM A	Valpar aíso	2,5	DE	22	6	0,26	0%	0,0%	
PMGD TER ESTANCI LLA	San Bernar do	3,0	DE	21	5	0,24	0%	0,0%	

PMGD TER ALERCE	Puerto Montt	3,0	DE	20	7	0,33	0%	0,0%	
PMGD TER MIMBRE	Chimb arongo	3,0	DE	19	5	0,26	0%	0,0%	
PMGD TER CONCHA LI	Los Vilos	3,0	DE	19	5	0,29	0%	0,0%	
PMGD TER CASABL ANCA	Casabl anca	1,6	DE	18	5	0,26	0%	0,0%	
PMGD TER SEPULTU RA	San Antoni o	3,0	DE	18	5	0,29	0%	0,0%	
PMGD TER ERMITA ÑO	San Antoni o	3,0	DE	17	5	0,29	0%	0,0%	
PMGD TER ZAPALL AR	Curicó	3,0	DE	16	5	0,29	0%	0,0%	
PMGD TER LAS DALIAS	Maullí n	3,0	DE	16	4	0,26	0%	0,0%	

PMGD TER RAMADILLA	Los Vilos	3,0	DE	16	5	0,29	0%	0,0%	
Diésel Inacal	Antofa gastea	5,9	DE	15	4	0,24	0%	0,0%	
PMGD TER BOLDOS	Mulché n	3,0	DE	14	4	0,29	0%	0,0%	
PMGD TER LOS ALAMOS	Los Alamo s	0,8	DE	14	4	0,26	0%	0,0%	
PMGD TER YUMBEL	Yumbe l	3,0	DE	13	4	0,29	0%	0,0%	
PMGD TER LOUSIAN A PACIFIC II	Lautar o	3,0	DE	11	3	0,24	0%	0,0%	
TER LINARES NORTE	Linares	0,5	DE	8	2	0,21	0%	0,0%	
PMGD TER MULTIEX PORT II	Puerto Montt	1,6	DE	7	7	1,04	0%	0,0%	

TER SAN GREGORIO	Ñiquén	0,4	DE	7	1	0,21	0%	0,0%	
PMGD TER EL FARO	Los Vilos	3,0	DE	5	1	0,29	0%	0,0%	
PMGD TER CHILLAN	Chillán Viejo	2,9	DE	4	1	0,29	0%	0,0%	
PMGD TER CORTES	Panquehue	3,0	DE	4	1	0,26	0%	0,0%	
PMGD TER CENTRAL DE RESPALDO TIGRE	Talagante	3,0	DE	3	1	0,26	0%	0,0%	
PMGD TER MONTE PATRIA	Monte Patria	9,0	DE	2	-	0,00	0%	0,0%	
PMGD TER PUNITAQUI	Punitaqui	9,0	DE	1	-	0,00	0%	0,0%	
PMGD TER DON PEDRO	San Pedro de la Paz	2,9	DE	1	0	0,29	0%	0,0%	

PMGD TER AGNI	Quilicu ra	3,0	DE	1	0	0,26	0%	0,0%	
PMGD TER AGGREK O 01	Quilicu ra	3,0	DE	1	0	0,29	0%	0,0%	
PMGD TER DIÉSEL CEREZO	Teno	3,0	DE	1	0	0,29	0%	0,0%	
PMGD TER CAMPIN G DIÉSEL	Talaga nte	3,0	DE	1	0	0,29	0%	0,0%	
PMGD TER MULTIEX PORT	Puerto Montt	0,8	DE	1	1	1,11	0%	0,0%	

Tabla 8.1.6: Planta Gas Natural CC

Nombre	Comu na	Capaci dad Máxim a	Tecnol ogía	m ³	MWh	m ³ /k Wh	Factor de Capaci dad	Particip ación %	Vi da Úti l
TER SAN ISIDRO II	Quillot a	390,7	CC	393.531 .189	2.088. 593	0,188	61%	15,8%	25

TER NEHUENCO II	Quillot a	411,2	CC	345.999 .019	1.831. 657	0,189	51%	13,8%	30
TER NUEVA RENCA	Renca	371,6	CC	347.984 .951	1.749. 477	0,199	54%	13,2%	30
TER KELAR	Mejill ones	528,0	CC	380.746 .954	1.615. 740	0,236	35%	12,2%	30
TER ATACAMA	Mejill ones	707,8	CC	335.243 .696	1.593. 898	0,210	26%	12,0%	41
TER SAN ISIDRO	Quillot a	378,9	CC	290.582 .516	1.563. 670	0,186	47%	11,8%	25
TER TOCOPILLA	Tocopi lla	433,2	CC	216.915 .140	1.210. 817	0,179	32%	9,1%	25
TER NEHUENCO	Quillot a	335,4	CC	229.056 .009	1.196. 013	0,192	41%	9,0%	30
TER MEJILLONES	Mejill ones	493,3	CC	82.742. 293	399.1 76	0,207	9%	3,0%	30

Tabla 8.1.7: Planta Gas Natural OC

Nombre	Comu na	Capac idad Máxi ma	Tecnol ogía	m ³	MW h	m ³ /k Wh	Factor de Capac idad	Particip ación %	Vi da Út il
TER QUINTERO	Quinter o	249,9	OC	274.30 9.430	860. 232	0,319	39%	39,2%	25
TER CANDELARIA	Mostaz al	249,7	OC	225.40 2.990	620. 739	0,363	28%	28,3%	30
TER TALTAL	Taltal	238,8	OC	60.139. 279	194. 526	0,309	9%	8,9%	25

TER CMPC CORDILLERA	Puente Alto	52,9	OC	34.633. 618	137. 035	0,253	30%	6,2%	30
TER NEHUENCO 9B	Quillot a	108,0	OC	33.216. 476	105. 019	0,316	11%	4,8%	
TER COLMITO	Concó n	58,0	OC	18.707. 904	76.3 59	0,245	15%	3,5%	
TER ACONCAGUA	Concó n	27,3	OC	20.185. 894	65.3 54	0,309	27%	3,0%	
TER LOS VIENTOS	Llay Llay	126,1	OC	14.000. 905	45.2 08	0,310	4%	2,1%	
TER YUNGAY	Yungai	200,0	OC	9.407.8 26	34.2 66	0,275	2%	1,6%	
TER CORONEL	Corone l	45,4	OC	8.341.7 57	30.1 72	0,276	8%	1,4%	
TER NEWEN	Hualpé n	14,7	OC	5.580.4 90	19.2 82	0,289	15%	0,9%	
TER CMPC TISSUE	Talaga nte	3,9	OC	1.175.1 68	7.82 5	0,150	23%	0,4%	

Tabla 8.1.8: Planta de Biogás 1

Nombre	Comuna	Capacid ad Máxima	Tecnolo gía	m ³	MW h	m ³ / kW h	Factor de Capacid ad	Participac ión %	Vid a Úti l
PMGD TER BIO CRUZ	La Cruz	5,3	Motor de combusti ón interna	1.466.8 49	5.55 4	0,26 4	12%	52,5%	10

PMGD TER TOMAV AL	La Cruz	2,9	Motor de combusti ón interna	1.150.3 74	4.35 8	0,26 4	17%	41,2%	10
PMGD TER ELECTRI CA PINARES LIMITAD A	Constituc ión	8,6	Motor de combusti ón interna	153.28 2	581	0,26 4	1%	5,5%	
PMGD TER HBS GNL	Los Angeles	3,5	Motor de combusti ón interna	17.962	70	0,25 6	0%	0,7%	
PMGD TER TAPIHUE	Casablan ca	6,4	Motor de combusti ón interna	6.866	23	0,29 3	0%	0,2%	
Lipigas Concón	Concón	6,0	Motor de combusti ón interna	347	1	0,26 4	0%	0,0%	

Tabla 8.1.9: Planta de Biogás 2

Nombre	Comu na	Tipo de Tecnología	Capa cidad Insta	Gener ación MWh	Combust ible m ³	m ³ / kWh	Particip ación %	Fact or de Capa	Vida Útil [año]
--------	------------	-----------------------	------------------------	-----------------------	--------------------------------	-------------------------	------------------------	-----------------------	---------------------------

			lada MW					cida d	
TER LOMA LOS COLORA DOS II	Tiltil	Motor de combustión interna	22,32	90.768	211.718	0,0023	55%	46%	30
TER SANTA MARTA	Talaga nte	Motor de combustión interna	15,01	42.397	3.543.678	0,0836	26%	32%	25
PMGD TER EL MOLLE	Valpar aíso	Motor de combustión interna	4,5	20.050	4.721	0,0002	12%	51%	25
PMGD TER TREBAL MAPOC HO	Padre Hurtad o	Motor de combustión interna	9,284	5.532	1.461	0,0003	3%	7%	Inde finid a
PMGD TER LOS PINOS	Penco	Motor de combustión interna	3	4.725	1.661	0,0004	3%	18%	25
PMGD TER HBS	Los Angele s	Motor de combustión interna	1	1.216	311	0,0003	1%	13%	-
PMGD TER EL CAMPE SINO	Melipil la	Motor de combustión interna	1	238	63	0,0003	0%	3%	-

PMGD TER COPIUL EMU	Florida	Motor de combustión interna	1	111	29	0,0003	0%	1%	-
------------------------------	---------	-----------------------------------	---	-----	----	--------	----	----	---

Tabla 8.1.10: Planta de Biomasa

Nombre	Comuna	Capacidad Instalada MW	Tecnología	Combustible Ton	Generación MWh	Ton/MWh	% Participación	Factor de Capacidad	Vida útil [años]
TER SANTA FE	Nacimiento	69	Termoeléctrica de turbina a vapor	780.661	339.655	2,30	17,3%	56%	20
TER NUEVA ALDEA	Ránquil	51	Termoeléctrica de turbina a vapor	403.474	290.093	1,39	14,8%	65%	-
TER LAUTARO	Lautaro	48	Termoeléctrica de turbina a vapor	552.249	257.325	2,15	13,1%	61%	30
TER ARAUCO	Arauco	67	Termoeléctrica de	49.391	207.423	0,24	10,6%	35%	10

			turbina a vapor						
TER VIÑALES	Constitución	22	Termoeléctrica de turbina a vapor	221.509	163.716	1,35	8,3%	85%	20
TER CMPC PACÍFICO	Collipulli	33	Termoeléctrica de turbina a vapor	179.537	151.866	1,18	7,7%	53%	20
TER CMPC LAJA	Laja	89	Termoeléctrica de turbina a vapor	133.806	126.396	1,06	6,4%	16%	30
TER ENERGÍA PACÍFICO	Mostazal	16	Termoeléctrica de turbina a vapor	165.380	105.512	1,57	5,4%	77%	30
TER VALDIVIA	Mariquina	61	Termoeléctrica de turbina a vapor	125.328	104.473	1,20	5,3%	20%	30
TER CHOLGUAUEN	Yungay	13	Termoeléctrica de	85.877	60.129	1,43	3,1%	53%	25

			turbina a vapor						
TER MASISA	Cabrero	11	Termoelétrica de turbina a vapor	65.360	44.536	1,47	2,3%	46%	30
TER LAJA	Cabrero	13	Termoelétrica de turbina a vapor	101.434	38.130	2,66	1,9%	35%	20
TER CELCO	Constitución	8	Termoelétrica de turbina a vapor	38.608	28.712	1,34	1,5%	41%	-
TER ESCUADRON	Coronel	14	Termoelétrica de turbina a vapor	39.704	21.462	1,85	1,1%	17%	-
TER LICANTEN	Licantén	6	Termoelétrica de turbina a vapor	21.294	14.233	1,50	0,7%	27%	-
PMGDT	Coleman	7,1	Motor de combusti	17.946	4.752	3,78	0,2%	8%	30

COELE MU			ón interna						
PMGD TER LOMAS COLOR ADAS	Corone l	3	Termoel éctrica de turbina a vapor	647	2.522	0,26	0,1%	9%	
PMGD TER CENTR AL LA GLORI A 21	Descon ocido	2,9	Descono cido	-	15	-	0,0%	0%	25

Tabla 8.1.11: Plantas solares fotovoltaicas

Nombre	Comuna	Capacidad instalada	Generació n MWh	% Participació n	Factor de capacida d	Vida útil [años]
PFV CAMPOS DEL SOL	Copiapó	381,00	792.290	4,8%	23,7%	28
PFV SOL DEL DESIERTO	María Elena	230,48	563.057	3,4%	27,9%	30
PFV FINIS TERRAE	María Elena	248,21	545.670	3,3%	25,1%	31
PFV MALGARIDA	Diego de Almagro	204,32	520.509	3,1%	29,1%	
PFV GUANCHOI	Diego de Almagro	366,47	490.737	3,0%	15,3%	

PFV DIEGO DE ALMAGRO SUR	Diego de Almagro	211,60	475.580	2,9%	25,7%	
Solar El Romero	Vallenar	196,00	411.926	2,5%	24,0%	
PFV COYA	María Elena	181,25	383.903	2,3%	24,2%	30
PFV SOL DE LILA	Antofagasta	152,28	367.160	2,2%	27,5%	
PFV DOMEYKO	Antofagasta	207,29	360.454	2,2%	19,9%	
PFV ATACAMA SOLAR II	Pica	170,65	353.154	2,1%	23,6%	
PFV RÍO ESCONDIDO	Tierra Amarilla	160,65	322.580	1,9%	22,9%	
Luz del Norte	Copiapó	141,04	301.323	1,8%	24,4%	
PFV VALLE DEL SOL	María Elena	153,24	287.250	1,7%	21,4%	
PFV BOLERO	Sierra Gorda	138,20	281.263	1,7%	23,2%	
PFV TAMAYA SOLAR	Tocopilla	115,03	265.426	1,6%	26,3%	
PFV GRANJA SOLAR	Pozo Almonte	111,40	261.269	1,6%	26,8%	
Conejo Solar	Taltal	104,00	243.240	1,5%	26,7%	
PFV SAN PEDRO DE ATACAMA	Calama	104,49	233.264	1,4%	25,5%	
PFV CERRO DOMINADOR	María Elena	100,22	231.862	1,4%	26,4%	30
PFV VALLE ESCONDIDO	Tierra Amarilla	107,66	231.370	1,4%	24,5%	

PFV NUEVO QUILLAGUA	María Elena	96,52	226.159	1,4%	26,7%	
El Pelicano	La Higuera	108,10	225.335	1,4%	23,8%	
PFV PAMPA TIGRE	Antofagasta	103,65	223.920	1,3%	24,7%	
Llano de Llampos	Copiapó	101,02	204.460	1,2%	23,1%	
PFV SOL DE LOS ANDES	Diego de Almagro	82,36	201.211	1,2%	27,9%	
Solar Carrera Pinto	Copiapó	93,00	179.559	1,1%	22,0%	
PFV LA HUELLA	La Higuera	85,21	176.376	1,1%	23,6%	
PFV ANDES SOLAR II-B	Antofagasta	207,48	172.343	1,0%	9,5%	
PFV CAPRICORNIO	Antofagasta	90,37	171.820	1,0%	21,7%	
Quilapilún	Colina	113,91	171.566	1,0%	17,2%	
HUATACONDO	Pozo Almonte	89,47	169.304	1,0%	21,6%	
Santiago Solar	Tiltil	92,73	155.064	0,9%	19,1%	
PMGD PFV PRETTY FIELD	Ovalle	2,80	153.426	0,9%	625,5%	
Pampa Solar Norte	Taltal	69,39	142.513	0,9%	23,4%	
PFV ALMEYDA	Chañaral	56,80	141.656	0,9%	28,5%	
PFV MARIA ELENA	María Elena	68,00	141.119	0,9%	23,7%	

PFV AZABACHE	Calama	58,99	137.814	0,8%	26,7%	
PFV ANDES SOLAR II	Antofagasta	86,75	126.913	0,8%	16,7%	
PFV LA CRUZ SOLAR	María Elena	52,81	126.623	0,8%	27,4%	
PFV USYA	Calama	55,93	124.966	0,8%	25,5%	
Solar Lalackama	Taltal	55,00	120.494	0,7%	25,0%	
Solar Javiera	Chañaral	69,02	119.951	0,7%	19,8%	
PFV URIBE SOLAR	Antofagasta	52,80	108.936	0,7%	23,6%	
Solar PV Salvador	Diego de Almagro	68,00	106.077	0,6%	17,8%	
PFV MESETA DE LOS ANDES	Calle Larga	152,46	105.828	0,6%	7,9%	
Parque Solar Los Loros	Tierra Amarilla	46,00	89.279	0,5%	22,2%	
PFV SANTA ISABEL	Antofagasta	170,19	84.531	0,5%	5,7%	
PFV JAMA	Calama	52,65	75.513	0,5%	16,4%	
Solar Diego de Almagro	Diego de Almagro	32,00	73.028	0,4%	26,1%	
PFV WILLKA	Arica	98,97	72.324	0,4%	8,3%	
Solar San Andrés	Copiapó	50,60	72.151	0,4%	16,3%	
Solar Chañares	Diego de Almagro	36,00	66.597	0,4%	21,1%	
PFV JAMA	Calama	52,65	54.026	0,3%	11,7%	
PFV ANDES SOLAR	Antofagasta	21,80	49.844	0,3%	26,1%	

Solar Doña Carmen Solar	La Ligua	34,62	46.876	0,3%	15,5%	
PFV LA HUAYCA II	Pozo Almonte	26,73	40.782	0,2%	17,4%	
PFV POZO ALMONTE SOLAR III	Pozo Almonte	16,04	39.074	0,2%	27,8%	
Solar Lalackama 2	Taltal	55,00	36.679	0,2%	7,6%	
PFV ELENA	María Elena	67,50	31.298	0,2%	5,3%	
CALAMA SOLAR 1	Calama	9,00	29.709	0,2%	37,7%	
PMGD PFV PAINE	Calama	9,10	28.770	0,2%	36,1%	
PMGD PFV VICTORIA	Calama	9,00	27.027	0,2%	34,3%	
PMGD PFV PAS1	Pozo Almonte	9,00	26.735	0,2%	33,9%	
PMGD PFV GABRIELA	Vicuña	9,15	26.730	0,2%	33,3%	
PFV PUERTO SECO SOLAR	Calama	9,00	26.541	0,2%	33,7%	
Cachiyuyo Solar 2	Tierra Amarilla	9,00	26.270	0,2%	33,3%	
PMGD PFV COVADONGA	Chañaral	9,00	25.835	0,2%	32,8%	
PMGD PFV QUETENA	Calama	9,06	25.807	0,2%	32,5%	
Malaquita Solar 2	Tierra Amarilla	9,00	25.207	0,2%	32,0%	

PFV DE LOS ANDES	Antofagasta	9,66	24.716	0,1%	29,2%	
PMGD PFV GRANATE	Ovalle	9,15	24.203	0,1%	30,2%	
PMGD PFV CKILIR	Antofagasta	9,17	24.175	0,1%	30,1%	
PFV GR ALCÓN SOLAR	Marchihue	9,15	23.903	0,1%	29,8%	
PMGD PFV ANAKENA	Ovalle	9,35	23.707	0,1%	28,9%	
PARQUE PFV SUNHUNTER	Ovalle	9,15	23.040	0,1%	28,7%	
PMGD PFV LOS MOLINOS	Melipilla	9,02	22.980	0,1%	29,1%	
PMGD PFV CHACABUCO	Rinconada	9,00	22.888	0,1%	29,0%	
PMGD PFV PASTRÁN	Ovalle	9,15	22.862	0,1%	28,5%	
PMGD PFV ASTILLAS	Vallenar	9,15	22.849	0,1%	28,5%	
PMGD PFV LAS MAJADAS	Monte Patria	9,05	22.749	0,1%	28,7%	
PMGD PFV DON ENRIQUE	Punitaqui	9,15	22.704	0,1%	28,3%	
PMGD PFV LLAY LLAY	Llay Llay	9,01	22.681	0,1%	28,7%	
PMGD PFV Bellavista 1	Pozo Almonte	9,00	22.665	0,1%	28,7%	

PMGD PFV SOL DEL NORTE	Vicuña	2,96	22.146	0,1%	85,4%	
Solar Antay	Copiapó	9,00	22.084	0,1%	28,0%	
Valle Solar Este 2	Copiapó	9,00	21.547	0,1%	27,3%	
Piquero	Casablanca	9,25	21.085	0,1%	26,0%	
Valle Solar Oeste 2	Copiapó	9,00	20.769	0,1%	26,3%	
PMGD PFV LA PALMA SOLAR	Chillán	9,01	20.375	0,1%	25,8%	
PMGD PFV ALCON SOLAR	Marchihue	9,15	20.370	0,1%	25,4%	
PFV DEL DESIERTO	Antofagasta	8,45	20.297	0,1%	27,4%	
PMGD PFV GR PITAO	Teno	9,11	20.277	0,1%	25,4%	
PMGD PFV JAVIERA CARRERA	Buin	9,14	20.060	0,1%	25,1%	
PMGD PFV DUQUECO SOLAR	Los Angeles	9,01	19.904	0,1%	25,2%	
PMGD PFV CORTIJO	Cabrero	9,06	19.766	0,1%	24,9%	
PFV POZO ALMONTE SOLAR II	Pozo Almonte	7,52	19.607	0,1%	29,8%	

PMGD PFV EL GUANACO SOLAR	Padre Hurtado	9,01	19.569	0,1%	24,8%	
PMGD PFV NAHUEN	Melipilla	9,16	19.265	0,1%	24,0%	
PFV PMGD PEPA SOLAR	Isla de Maipo	9,56	19.218	0,1%	22,9%	
PMGD PFV FLORENCIA SOLAR	Los Vilos	9,50	19.207	0,1%	23,1%	
PMGD PFV CABILDO SUNLIGHT	Cabildo	9,01	19.195	0,1%	24,3%	
PLANTA PFV LA COLONIA	Buin	9,01	19.079	0,1%	24,2%	
PLANTA PFV LOCKMA	Antofagasta	9,16	19.003	0,1%	23,7%	
PMGD PFV EL LITRE SOLAR	Tiltil	9,00	18.963	0,1%	24,1%	
PMGD PFV LITORAL SUNLIGHT	El Quisco	9,02	18.951	0,1%	24,0%	
PMGD PFV PACHIRA	Linares	9,02	18.936	0,1%	24,0%	
PMGD PFV QUINANTU SOLAR	Talca	9,07	18.809	0,1%	23,7%	
PMGD PFV AVEL SOLAR	No Clasificado	9,01	18.682	0,1%	23,7%	

PMGD PFV PENAFLOR	Padre Hurtado	9,04	18.669	0,1%	23,6%	
PMGD PFV BERRUECO	Chillán Viejo	9,00	18.631	0,1%	23,6%	
PMGD PFV GR PEUMO	San Vicente de Tagua Tagua	8,09	18.547	0,1%	26,2%	
PMGD PFV DARLIN SOLAR	Isla de Maipo	9,00	18.499	0,1%	23,5%	
PMGD PFV MOYA	Cabrero	9,00	18.373	0,1%	23,3%	
PMGD PFV VENTISQUERO	Chimbarong o	9,01	18.229	0,1%	23,1%	
La Blanquina	Codegua	9,00	17.974	0,1%	22,8%	
PMGD PFV PARQUE SOLAR OVALLE NORTE	Ovalle	9,01	17.858	0,1%	22,6%	
PMGD PFV VENTURADA	Chillán Viejo	9,00	17.824	0,1%	22,6%	
PFV Mostazal	Mostazal	9,00	17.760	0,1%	22,5%	
El Roble	San Pedro	9,00	17.674	0,1%	22,4%	
Olivillo	Casablanca	9,00	17.613	0,1%	22,3%	
PMGD PFV PALTO SUNLIGHT	Quillota	9,02	17.583	0,1%	22,3%	
Parque Solar Ovejería	Tiltil	9,00	17.543	0,1%	22,3%	

PFV MACHICURA	Colbún	9,23	17.514	0,1%	21,7%	
Encon Solar	San Felipe	8,64	17.498	0,1%	23,1%	
PMGD PFV PARAGUAY	Molina	9,00	17.169	0,1%	21,8%	
PMGD PFV SAN RAMIRO	San Pedro	9,00	17.112	0,1%	21,7%	
PFV PAMPA CAMARONES	Camarones	6,24	17.070	0,1%	31,2%	
PMGD PFV PARQUE ROMERIA	Romeral	9,01	17.049	0,1%	21,6%	
PMGD PFV RECOLETA	Ovalle	5,52	16.985	0,1%	35,1%	
PMGD PFV TARANTO	Casablanca	9,01	16.968	0,1%	21,5%	
GR Santa Rosa	San Pedro	9,00	16.936	0,1%	21,5%	
PMGD PFV EL FLAMENCO	Linares	9,01	16.927	0,1%	21,4%	
PMGD PFV MUTUPIN	San Carlos	9,02	16.761	0,1%	21,2%	
PMGD PFV GR RAULÍ	Molina	9,14	16.697	0,1%	20,9%	
PMGD PFV RDCL SAN	Limache	7,51	16.587	0,1%	25,2%	
PMGD PFV SANTA ELIZABETH	Rengo	9,01	16.451	0,1%	20,8%	
Talca	Talca	9,00	16.398	0,1%	20,8%	

PFV TENO SOLAR	Teno	7,40	16.381	0,1%	25,3%	
PMGD PFV CAÑONES SUNLIGHT	Calera	9,01	16.296	0,1%	20,6%	
PMGD PFV LAS TENCAS	San Vicente de Tagua Tagua	9,02	16.095	0,1%	20,4%	
PMGD PFV LAS CACHAÑAS	San Fernando	9,02	16.058	0,1%	20,3%	
PMGD PFV SANTA CRUZ	Santa Cruz	9,01	16.027	0,1%	20,3%	
PMGD PFV PARQUE SOLAR EL OLIVAR	Los Angeles	9,04	16.026	0,1%	20,2%	
Doñihue	Coinco	7,50	15.973	0,1%	24,3%	
PMGD PARQUE SOLAR SANTA FE	San Javier	9,00	15.902	0,1%	20,2%	
PMGD PFV PICUNCHE	Mostazal	9,16	15.879	0,1%	19,8%	
PMGD PFV RAUQUÉN	Romeral	9,03	15.825	0,1%	20,0%	
PMGD PFV PARQUE SOLAR FOTOVOLTAIC	Chillán	9,02	15.709	0,1%	19,9%	

O LA VICTORIA						
PMGD PFV SOL DE SEPTIEMBRE	Lampa	9,00	15.687	0,1%	19,9%	
PMGD PFV RINCONADA	Rengo	8,00	15.573	0,1%	22,2%	
PMGD PFV PARQUE CURICURA	Romeral	9,01	15.499	0,1%	19,6%	
PMGD PFV Placilla Solar	Placilla	9,00	15.171	0,1%	19,2%	
PMGD PFV GRANADA	Linares	9,01	14.940	0,1%	18,9%	
PMGD PFV Huaquelon	Punitaqui	9,15	14.854	0,1%	18,5%	
PMGD PFV EL ROMERAL	Chimbarong o	8,10	14.756	0,1%	20,8%	
PFV Marchigue II	Marchihue	9,00	14.644	0,1%	18,6%	
PMGD PFV SANTA EMILIA	Rancagua	9,11	14.600	0,1%	18,3%	
Solar Esperanza II	Diego de Almagro	2,88	14.585	0,1%	57,8%	
La Lajuela	Santa Cruz	6,90	14.540	0,1%	24,1%	
PMGD PFV ECLIPSE SOLAR	San Pedro	9,00	14.048	0,1%	17,8%	
Solar El Boco	Quillota	7,72	14.018	0,1%	20,7%	

PMGD PFV PARQUE VALPARAISO	Llay Llay	6,01	13.938	0,1%	26,5%	
PMGD PFV AVILES	San Pedro	8,32	13.901	0,1%	19,1%	
PMGD PFV MELI	Graneros	9,02	13.846	0,1%	17,5%	
PMGD PFV PARQUE PVP ITIHUE	San Carlos	9,01	13.836	0,1%	17,5%	
PMGD PFV Colina	Colina	9,02	13.767	0,1%	17,4%	
PMGD PFV CASABERMEJ A	Curacavi	6,89	13.592	0,1%	22,5%	
Tricahue 2	Cabildo	3,00	13.515	0,1%	51,4%	
PMGD PFV SAN ANTONIO	Linares	9,05	13.310	0,1%	16,8%	
Laurel	El Monte	7,50	13.239	0,1%	20,2%	
Los Libertadores	Graneros	8,00	12.893	0,1%	18,4%	
San Francisco Solar	Colina	3,00	12.835	0,1%	48,8%	
PMGD PFV JAHUEL	Santa Maria	6,00	12.749	0,1%	24,3%	
PMGD PFV CANTILLANA	Paine	9,01	12.678	0,1%	16,1%	
PMGD PFV PARQUE SOLAR ALCALDESA	Quirihue	6,01	12.636	0,1%	24,0%	

PMGD PFV CIPRES	Linares	9,05	12.542	0,1%	15,8%	
PMGD PFV SANTA FRANCISCA	Vicuña	6,01	12.436	0,1%	23,6%	
PMGD PFV LAS CATITAS	Linares	9,02	12.403	0,1%	15,7%	
PMGD PFV GUADALUPE	Los Andes	6,00	12.356	0,1%	23,5%	
PMGD PFV LINARES SOLAR	Linares	9,00	12.329	0,1%	15,6%	
PMGD PFV PARQUE SOLAR MECO CHILLAN	Bulnes	6,01	12.248	0,1%	23,3%	
Rovián	Nancagua	7,00	12.152	0,1%	19,8%	
PMGD PFV VILLA ALEGRE	Villa Alegre	9,00	12.072	0,1%	15,3%	
La Acacia	San Vicente de Tagua Tagua	8,57	11.886	0,1%	15,8%	
PMGD PFV EL CASTAÑO	Las Cabras	8,60	11.483	0,1%	15,2%	
PMGD PFV LAS ROJAS	La Serena	3,00	11.421	0,1%	43,5%	
PMGD PFV LOS TORDOS	Talca	5,01	11.122	0,1%	25,3%	

PMGD PFV CABRERO SOLAR	Cabrero	9,50	10.981	0,1%	13,2%	
PMGD PFV ARGOMEDO	Quinta de Tilcoco	8,00	10.867	0,1%	15,5%	
PMGD PFV PANGUILEMO AEROPUERTO	Talca	5,51	10.852	0,1%	22,5%	
Solar Luna	Las Cabras	2,96	10.601	0,1%	40,9%	
PMGD PFV PARQUE SOLAR SAN JAVIER	San Javier	6,01	10.418	0,1%	19,8%	
PMGD PFV MANDINGA	Melipilla	9,02	10.318	0,1%	13,1%	
PMGD PFV TALLADO	Mejillones	9,01	10.162	0,1%	12,9%	
PMGD PFV NANCAGUA	Nancagua	6,01	10.152	0,1%	19,3%	
Panquehue II	Panquehue	6,00	10.151	0,1%	19,3%	
PMGD PFV PSF HORIZONTE	Paine	6,01	10.088	0,1%	19,2%	
PMGD PFV GR LEMU	San Javier	5,00	9.920	0,1%	22,6%	
PMGD PFV AYLA SOLAR	Rancagua	9,02	9.783	0,1%	12,4%	
PMGD PFV MITCHI	Antofagasta	9,13	9.779	0,1%	12,2%	
PMGD PFV DON MARTIN	Los Angeles	2,75	9.358	0,1%	38,8%	

PMGD PFV LLANOS DE POTROSO	La Serena	9,01	9.297	0,1%	11,8%	
PMGD PFV SOLAR TORINO	Teno	8,10	9.145	0,1%	12,9%	
PFV LAS SALINAS	Sierra Gorda	46,05	8.986	0,1%	2,2%	
PMGD PFV TIERRA	Tierra Amarilla	4,03	8.904	0,1%	25,2%	
PMGD PFV EL GAVIOTIN	La Serena	9,02	8.719	0,1%	11,0%	
Solar Esperanza	Diego de Almagro	2,88	8.710	0,1%	34,5%	
PMGD PFV PARQUE PUEBLO SECO	San Ignacio	9,01	8.693	0,1%	11,0%	
PMGD PFV PARQUE EL TRIGAL	San Ignacio	9,01	8.559	0,1%	10,8%	
PMGD PFV LOS TILOS	Hijuelas	3,60	8.262	0,0%	26,2%	
PMGD PFV EL SALITRAL	Combarbalá	3,00	8.155	0,0%	31,0%	
PMGD PFV PATRICIA DEL VERANO SOLAR	Talagante	9,01	7.839	0,0%	9,9%	

PMGD PFV PARQUE ALHUE	San Pedro	6,01	7.839	0,0%	14,9%	
PMGD PFV ARMAZONES	Antofagasta	5,02	7.837	0,0%	17,8%	
Alturas de Ovalle	Ovalle	6,00	7.688	0,0%	14,6%	
PMGD PFV LIQUIDAMBA R	San Esteban	9,02	7.627	0,0%	9,7%	
PMGD PFV SATURNO NORTE	Colbún	4,53	7.401	0,0%	18,6%	
PMGD PFV TAMARUGO	Pozo Almonte	3,00	7.373	0,0%	28,1%	
PMGD PFV RINCONADA NORTE (SLK 808)	Putando	3,00	7.180	0,0%	27,3%	
Cruz solar	Panquehue	3,00	7.162	0,0%	27,3%	
Canesa Solar I	Illapel	3,00	7.121	0,0%	27,1%	
PMGD PFV DON JORGE (ex Peralillo)	Peralillo	3,01	7.074	0,0%	26,8%	
Marín	San Felipe	3,00	6.992	0,0%	26,6%	
PMGD PFV SAN JOSÉ II	San Carlos	3,01	6.970	0,0%	26,5%	
PMGD PFV LUMBRERAS	Melipilla	3,01	6.937	0,0%	26,3%	
PMGD PFV GUADALAO	La Estrella	3,00	6.904	0,0%	26,3%	

PMGD PFV PSF PUANGUE	Melipilla	4,01	6.889	0,0%	19,6%	
El Divisadero	Punitaqui	3,00	6.820	0,0%	26,0%	
Illapel 5x	Illapel	3,00	6.798	0,0%	25,9%	
Santuario Solar	Rinconada	3,00	6.777	0,0%	25,8%	
Las Codornices	San Carlos	3,00	6.736	0,0%	25,6%	
Talhuén	Ovalle	3,00	6.725	0,0%	25,6%	
El Pilpen	Maria Pinto	3,00	6.654	0,0%	25,3%	
Calle Larga	Calle Larga	3,00	6.644	0,0%	25,3%	
PMGD PFV EL CHERCAN	Curicó	9,02	6.619	0,0%	8,4%	
PMG CASTILLA	Copiapó	2,75	6.597	0,0%	27,4%	
PMGD PFV PAILLIHUE	No Clasificado	9,00	6.553	0,0%	8,3%	
Chalinga Solar	Salamanca	3,00	6.549	0,0%	24,9%	
Amparo del Sol	Ovalle	3,00	6.527	0,0%	24,8%	
PFV Ocoa	Hijuelas	3,00	6.513	0,0%	24,8%	
Catán Solar	San Esteban	3,00	6.498	0,0%	24,7%	
PMGD PFV QUEMADOS	Rancagua	7,01	6.442	0,0%	10,5%	
PFV Las Lechuzas	San Carlos	3,00	6.411	0,0%	24,4%	
PFV Las Palomas	Bulnes	3,00	6.406	0,0%	24,4%	
El Queuele	Las Cabras	7,00	6.404	0,0%	10,4%	
PFV PMGD SANTA AMELIA	Pichidegua	3,00	6.378	0,0%	24,3%	

PMGD PFV MANAO	No Clasificado	3,01	6.346	0,0%	24,1%	
PFV Luders	Mostazal	3,00	6.324	0,0%	24,1%	
Pedrerros Solar	Panquehue	3,00	6.306	0,0%	24,0%	
PMGD PFV PLAYERITO	Chanco	3,01	6.299	0,0%	23,9%	
PMGD PFV ESCORIAL DEL VERANO SOLAR	Panquehue	3,01	6.296	0,0%	23,9%	
Los Patos	San Rafael	3,00	6.275	0,0%	23,9%	
Montt Solar	Petorca	3,00	6.256	0,0%	23,8%	
El Quemado	Cabildo	3,00	6.254	0,0%	23,8%	
Solar Sol	Coquimbo	3,15	6.239	0,0%	22,6%	
PMGD PFV EL QUELTEHUE	Melipilla	3,00	6.238	0,0%	23,7%	
PMGD PFV PLAYERO	Chanco	3,05	6.216	0,0%	23,3%	
Tucúquere	Catemu	3,00	6.167	0,0%	23,5%	
PMGD PFV CURACAVI	Curacavi	2,70	6.161	0,0%	26,0%	
PMGD PFV LOS CISNES	No Clasificado	6,01	6.138	0,0%	11,7%	
PMGD PFV SLK CB NUEVE	Putando	3,03	6.135	0,0%	23,1%	
PMGD PFV EL PIUQUEN	Bulnes	3,01	6.134	0,0%	23,3%	
PMGD PFV CANELILLO	Illapel	2,78	6.108	0,0%	25,0%	

PMGD PFV LOS MAGNOLIOS SOLAR	Casablanca	3,00	6.070	0,0%	23,1%	
PMGD PFV DON RODRIGO	Talca	4,51	6.062	0,0%	15,4%	
PMGD PFV LINGUE	Casablanca	3,01	6.060	0,0%	23,0%	
PMGD PFV HOMERO SOLAR	Mostazal	3,00	6.047	0,0%	23,0%	
PMGD PFV DADINCO	San Nicolás	3,01	6.017	0,0%	22,8%	
PMGD PFV LAS TORTOLAS DEL VERANO	Calle Larga	3,01	6.006	0,0%	22,8%	
PFV Los Gorriones	Retiro	3,00	6.004	0,0%	22,8%	
PMGD PFV NIHUE	San Pedro	2,91	5.996	0,0%	23,6%	
El Chincol	Ñiquén	3,00	5.981	0,0%	22,8%	
PFV El Picurio	Chimbarongo	3,00	5.970	0,0%	22,7%	
PMGD PFV TRINIDAD	Marchihue	3,00	5.962	0,0%	22,7%	
PMGD PFV NAZARINO DEL VERANO SOLAR	El Monte	3,01	5.953	0,0%	22,6%	

La Quinta Solar	Colina	3,00	5.930	0,0%	22,6%	
PMGD PFV PILPILÉN	Litueche	2,75	5.922	0,0%	24,6%	
El Sauce	Las Cabras	2,98	5.914	0,0%	22,7%	
PMGD PFV REXNER	Calle Larga	3,01	5.914	0,0%	22,5%	
PMGD PFV PITRA	Algarrobo	3,01	5.897	0,0%	22,4%	
PMGD PFV TREBO	Melipilla	2,98	5.871	0,0%	22,5%	
PMGD PFV COCINILLAS	Illapel	2,78	5.867	0,0%	24,1%	
PMGD PFV EL MONTE	El Monte	3,01	5.812	0,0%	22,1%	
PMGD PFV SAN CAMILO	Molina	3,01	5.803	0,0%	22,0%	
PMGD PFV SANTA INÉS SOLAR	Tiltil	3,00	5.802	0,0%	22,1%	
PMGD PFV PEGASUS SOLAR	Coihueco	2,99	5.783	0,0%	22,1%	
PMGD PFV PLAYERON	Chanco	3,05	5.769	0,0%	21,6%	
PMGD PFV ORION SOLAR	Chillán	2,99	5.734	0,0%	21,9%	
PMGD PFV FILOMENA SOLAR	Santa Maria	3,00	5.732	0,0%	21,8%	

PMGD PFV PSF CHAMPA	Buin	1,76	5.717	0,0%	37,1%	
PMGD PFV CANDELARIA SOLAR	Mostazal	2,76	5.715	0,0%	23,7%	
Santa Julia	Petorca	3,00	5.705	0,0%	21,7%	
PMGD PFV LAS TORCAZAS	Marchihue	3,01	5.702	0,0%	21,6%	
PMGD PFV LAS TORTOLAS	Bulnes	3,01	5.700	0,0%	21,6%	
PMGD PFV YAHUTELA	Catemu	6,02	5.670	0,0%	10,8%	
El Pitío	Longaví	3,00	5.649	0,0%	21,5%	
PMGD PFV EL RAYADOR	No Clasificado	9,02	5.646	0,0%	7,1%	
PMGD PFV PARQUE SOLAR LOS PALTOS	Cabildo	2,70	5.646	0,0%	23,9%	
PMGD PFV FOSTER	Quillota	3,01	5.643	0,0%	21,4%	
PMGD PFV PARQUE SOLAR BICENTENARI O	Parral	2,99	5.630	0,0%	21,5%	
PMGD PFV FARAMALLA	Alhue	3,05	5.622	0,0%	21,0%	

PMGD PFV LOICA	San Javier	3,01	5.602	0,0%	21,2%	
PMGD PFV SANTA ESTER	San Carlos	3,00	5.568	0,0%	21,2%	
PMGD PFV FARDELA NEGRA	Algarrobo	3,00	5.556	0,0%	21,1%	
PMGD PFV SANTA RITA	Chillán	2,70	5.542	0,0%	23,4%	
PMGD PFV SALERNO SOLAR	San Pedro	2,85	5.520	0,0%	22,1%	
PMGD PFV LA CHIMBA BIS	Ovalle	2,78	5.517	0,0%	22,7%	
PMGD PFV MARIA PINTO	Maria Pinto	3,00	5.517	0,0%	21,0%	
PMGD PFV PUELCHE SOLAR	Los Angeles	2,62	5.515	0,0%	24,1%	
PMGD PFV SDSI	Los Angeles	2,61	5.511	0,0%	24,1%	
PMGD PFV RIMINI	San Antonio	9,04	5.495	0,0%	6,9%	
PMGD PFV LIRIO DEL CAMPO	Melipilla	2,78	5.488	0,0%	22,5%	
PMGD ÑIQUÉN	Ñiquén	3,00	5.484	0,0%	20,9%	
Tambo Real	Vicuña	2,94	5.482	0,0%	21,3%	

PMGD PFV PUENTE SOLAR	Padre Hurtado	3,03	5.477	0,0%	20,6%	
PMGD PFV La Ligua	La Ligua	3,00	5.466	0,0%	20,8%	
Vituco 2B	Marchihue	2,95	5.445	0,0%	21,1%	
Las Perdices	Talca	3,00	5.433	0,0%	20,7%	
PMGD PFV GABARDO DEL VERANO SOLAR	Paine	3,01	5.432	0,0%	20,6%	
Lipangue	Lampa	3,00	5.420	0,0%	20,6%	
PMGD PFV SAN CARLOS SOLAR	San Carlos	2,61	5.417	0,0%	23,7%	
PMGD PFV SANTA LUISA	San Carlos	2,61	5.412	0,0%	23,7%	
Solar Chuchiñi	Salamanca	2,88	5.409	0,0%	21,4%	
PMGD PFV COCHARCAS	San Nicolás	2,80	5.400	0,0%	22,0%	
Alicahue	Cabildo	3,00	5.395	0,0%	20,5%	
PMGD PFV CONDOR PELVIN	Peñaflor	3,02	5.388	0,0%	20,4%	
PMGD PFV EL ZORZAL	San Rafael	3,05	5.388	0,0%	20,2%	
Rodeo	Catemu	3,00	5.387	0,0%	20,5%	
PMGD PFV VILLA MOSCOSO	Villa Alemana	3,01	5.383	0,0%	20,4%	

Pirque	Pirque	2,80	5.380	0,0%	21,9%	
PMGD PFV ERINOME	Talca	2,76	5.379	0,0%	22,2%	
PMGD PFV HELIOS	Llay Llay	3,01	5.376	0,0%	20,4%	
PMGD PFV CUZ CUZ	Illapel	3,00	5.370	0,0%	20,4%	
Portezuelo	La Estrella	3,00	5.366	0,0%	20,4%	
PMGD PFV QUILLAY	Melipilla	3,00	5.342	0,0%	20,3%	
PMGD PFV EL SHARON	Las Cabras	3,01	5.338	0,0%	20,3%	
PMGD PFV LA FORESTA	Hualañé	2,75	5.328	0,0%	22,1%	
PMGD PFV EL CHUCAO	Retiro	3,01	5.310	0,0%	20,1%	
PMGD PFV PIDUCO	Pencahue	3,01	5.303	0,0%	20,1%	
PMGD PFV MERCURIO SUR	Colbún	3,02	5.295	0,0%	20,0%	
PMGD DON MARIANO	San Fernando	3,00	5.283	0,0%	20,1%	
PFV QUILMO	No Clasificado	9,00	5.280	0,0%	6,7%	
PMGD PFV LO CHACON	San Pedro	3,00	5.280	0,0%	20,1%	
PMGD PFV LOS TAURETES	Colina	2,91	5.279	0,0%	20,7%	

PMGD PFV DON ANDRÓNICO	San Pedro	2,75	5.278	0,0%	21,9%	
PMGD PFV QUELTEHUE SOLAR	Rengo	3,00	5.271	0,0%	20,1%	
PFV San Pedro	Calama	104,49	5.260	0,0%	0,6%	
PFV Marchigue VII	Marchihue	2,95	5.259	0,0%	20,4%	
Población	Peralillo	2,95	5.251	0,0%	20,3%	
Santa Clara	Ovalle	2,75	5.240	0,0%	21,8%	
PMGD PFV VILLA CRUZ	San Javier	2,95	5.215	0,0%	20,2%	
PMGD PFV SANTA CAROLINA	Chimbarong o	3,04	5.208	0,0%	19,6%	
PMGD PFV HUAPE	Chillán	2,98	5.196	0,0%	19,9%	
PMGD PFV Parque Jotabeche	Tierra Amarilla	3,62	5.189	0,0%	16,4%	
PMGD PFV VILLA SOLAR	Sagrada Familia	2,75	5.187	0,0%	21,5%	
Cabilsol	Cabildo	3,00	5.186	0,0%	19,7%	
PMGD PFV PARQUE SOLAR RIO PEUCO	Mostazal	2,76	5.185	0,0%	21,5%	
PMGD PFV LAS CHACRAS	La Ligua	3,00	5.183	0,0%	19,7%	

PMGD PFV CLEMENTINA	No Clasificado	6,02	5.171	0,0%	9,8%	
Casuto	Rinconada	2,80	5.159	0,0%	21,0%	
PMGD PFV PARQUE SOLAR LA MURALLA SPA	San Vicente de Tagua Tagua	3,00	5.154	0,0%	19,6%	
PMGD PFV PULLALLI SOLAR	La Ligua	3,00	5.147	0,0%	19,6%	
PMGD PFV NEWENTUN	Peralillo	6,01	5.125	0,0%	9,7%	
PARQUE PENCAHUE ESTE	Pencahue	3,00	5.116	0,0%	19,5%	
PMGD PFV PALMAS VERANO SOLAR	San Antonio	2,81	5.109	0,0%	20,8%	
Valle de la Luna II	Lampa	3,00	5.098	0,0%	19,4%	
PMGD PFV LOS PERALES	Quilpué	3,00	5.094	0,0%	19,4%	
PMGD PFV PARQUE SOLAR MARAMBIO	Melipilla	2,71	5.092	0,0%	21,4%	
PMGD PFV LAS CABRAS	Pichidegua	3,00	5.084	0,0%	19,4%	
Santa Laura	Cabildo	3,00	5.073	0,0%	19,3%	

PLANTA PFV NAN	Graneros	1,54	5.069	0,0%	37,6%	
PMGD GIRASOLES	Curacavi	2,63	5.066	0,0%	22,0%	
PMGD PFV Luce Solar	San Pedro	2,70	5.063	0,0%	21,4%	
PMGD PFV SANTA MARGARITA	Peralillo	3,01	5.051	0,0%	19,2%	
PMGD PFV KONDA	San Felipe	3,00	5.041	0,0%	19,2%	
PMGD PFV EL HUASO	Catemu	2,71	5.039	0,0%	21,2%	
Punta Baja Solar	La Higuera	2,00	5.030	0,0%	28,7%	
PMGD PFV San Isidro	Requínoa	2,73	5.012	0,0%	21,0%	
PMGD PFV LAS GOLONDRINA S	Linares	9,02	4.966	0,0%	6,3%	
Jaururo Solar	La Ligua	2,73	4.957	0,0%	20,7%	
PMGD ANTONIA SOLAR	Rengo	3,00	4.947	0,0%	18,8%	
PMGD PFV TREBAL SOLAR	Maipu	3,00	4.932	0,0%	18,8%	
PFV EL AGUILA	Arica	2,02	4.905	0,0%	27,7%	
PSF Lo Sierra	San Pedro	2,97	4.861	0,0%	18,7%	

PMGD PFV DON MARTIN	Los Angeles	2,75	4.823	0,0%	20,0%	
Ariztía	La Ligua	3,00	4.807	0,0%	18,3%	
PMGD PFV IDAHUE DEL VERANO SOLAR	Coltauco	3,01	4.805	0,0%	18,2%	
PMGD PFV SAN EMILIO SOLAR 1	Curicó	3,01	4.804	0,0%	18,2%	
PMGD PFV EL RESPLANDOR	Cabrero	2,63	4.770	0,0%	20,7%	
PV Ranguil	Lolol	2,95	4.763	0,0%	18,4%	
Crucero	Peralillo	2,95	4.755	0,0%	18,4%	
PMGD LORETO SOLAR	Coltauco	3,00	4.733	0,0%	18,0%	
PMGD PFV PITOTOY	Rengo	3,00	4.725	0,0%	18,0%	
Chancón	Rancagua	3,00	4.713	0,0%	17,9%	
PMGD PFV TRICA-DOS	Yerbas Buenas	2,80	4.666	0,0%	19,0%	
Santa Cecilia	Vallenar	2,96	4.647	0,0%	17,9%	
PMGD PFV LAS ROJAS	La Serena	3,00	4.608	0,0%	17,5%	
PMGD PFV PRETTY FIELD	Ovalle	2,80	4.593	0,0%	18,7%	
PMGD PFV ARICA	Arica	3,96	4.504	0,0%	13,0%	

PMGD PFV CITRINO	Padre Hurtado	2,80	4.504	0,0%	18,4%	
PMGD LAJA ANDINO	No Clasificado	9,01	4.477	0,0%	5,7%	
PMGD PFV SANTA LUCIA	Ovalle	6,91	4.464	0,0%	7,4%	
PMGD PFV VIOLETA	Padre Hurtado	7,41	4.454	0,0%	6,9%	
PMGD PFV LAS MERCEDES	Requínoa	3,00	4.431	0,0%	16,9%	
PMGD PFV BERGAMO	Teno	3,95	4.428	0,0%	12,8%	
PMGD PFV CARACOLES	Yerbas Buenas	2,71	4.388	0,0%	18,5%	
Solar El Pilar - Los Amarillos	Diego de Almagro	3,00	4.381	0,0%	16,7%	
PMGD PFV LOS JOTES	Cabildo	3,01	4.334	0,0%	16,5%	
PMGD PFV RATULEMUS	Cauquenes	3,15	4.323	0,0%	15,7%	
PMGD PFV SAMO BAJO	Ovalle	2,79	4.284	0,0%	17,5%	
PMGD PFV VICENTE SOLAR	Pirque	2,75	4.278	0,0%	17,8%	
PMGD PFV CATEMU	Catemu	2,00	4.271	0,0%	24,4%	
PMGD PFV Villa Seca	Retiro	3,00	4.258	0,0%	16,2%	

PMGD PFV COLCHAGUA	Palmilla	2,71	4.234	0,0%	17,8%	
Solar La Silla	La Higuera	1,53	4.197	0,0%	31,3%	
Solar Lagunilla	Ovalle	3,00	4.192	0,0%	16,0%	
PMGD PFV LA ESTANCIA	Alhue	3,01	4.095	0,0%	15,5%	
Don Eugenio	Las Cabras	3,00	4.092	0,0%	15,6%	
PMGD PFV LOS LIRIOS	Requínoa	4,77	4.074	0,0%	9,8%	
Chimbarongo	Chimbarongo	3,00	3.996	0,0%	15,2%	
PFV Santa Adriana	Talagante	3,00	3.980	0,0%	15,1%	
Las Turcas	Melipilla	3,00	3.980	0,0%	15,1%	
La Manga I	San Pedro	2,96	3.975	0,0%	15,3%	
PMGD PFV BULNES LOS BARONES	Bulnes	2,91	3.969	0,0%	15,6%	
PMGD PFV LOS LAGOS	Las Cabras	2,20	3.942	0,0%	20,4%	
PMGD PFV SIETE COLORES	Illapel	9,00	3.917	0,0%	5,0%	
PMGD PFV EL ESTERO	Las Cabras	2,70	3.911	0,0%	16,5%	
PMGD PFV PARQUE SOLAR MEMBRILLO	Chimbarongo	3,00	3.885	0,0%	14,8%	

PMGD PFV RLA SOLAR	San Pedro	2,70	3.884	0,0%	16,4%	
Villa Prat	Sagrada Familia	2,96	3.875	0,0%	14,9%	
PMGD PFV CANTERA	San Pedro	3,05	3.866	0,0%	14,5%	
La Chapeana	Ovalle	2,93	3.822	0,0%	14,9%	
PFV CHERCAN SOLAR	Coquimbo	9,10	3.813	0,0%	4,8%	
PMGD PFV MALINKE	Melipilla	3,01	3.783	0,0%	14,4%	
Bellavista	Illapel	3,00	3.756	0,0%	14,3%	
Norte Chico I	Los Vilos	1,95	3.715	0,0%	21,7%	
PMGD PFV ENCINO	Requínoa	1,91	3.684	0,0%	22,0%	
Altos de Til Til	Tiltil	3,00	3.544	0,0%	13,5%	
PMGD PFV PARANAL	Antofagasta	4,02	3.473	0,0%	9,9%	
Solar Hormiga	San Felipe	2,54	3.451	0,0%	15,5%	
El Cernícalo 1	Ninhue	1,50	3.443	0,0%	26,2%	
PMGD PFV La Gamboina	Rancagua	5,01	3.439	0,0%	7,8%	
Tiltil Solar	Tiltil	2,50	3.425	0,0%	15,6%	
PMGD PFV ITAHUE SOLAR	Río Claro	2,29	3.421	0,0%	17,1%	
PMGD PFV GUARANA	Litueche	1,11	3.373	0,0%	34,7%	
PMGD PFV PEQUEN	Teno	2,91	3.347	0,0%	13,1%	

PMGD PFV PSF EL PERAL	Buin	9,01	3.296	0,0%	4,2%	
El Cernícalo 2	Ninhue	1,50	3.216	0,0%	24,5%	
Peralillo	Hualañé	2,96	3.189	0,0%	12,3%	
PMGD PFV PLOMO VERANO	Maipu	2,41	3.188	0,0%	15,1%	
PMGD PFV FULGOR	Negrete	1,96	3.100	0,0%	18,1%	
PMGD PFV CAUQUENES	Cauquenes	3,15	3.057	0,0%	11,1%	
Solar PSF Pama	Combarbalá	2,00	3.020	0,0%	17,2%	
PMGD PFV ESFENA	Petorca	6,74	2.996	0,0%	5,1%	
Solar PSF Lomas Coloradas	Combarbalá	2,00	2.973	0,0%	17,0%	
PFV José Soler Mallafré	Teno	1,33	2.923	0,0%	25,1%	
PMGD PFV MILÁN A	Teno	3,15	2.897	0,0%	10,5%	
Las Mollacas	Ovalle	2,93	2.828	0,0%	11,0%	
PMGD PFV CONDOR PETORCA	Petorca	0,92	2.790	0,0%	34,8%	
PMGD PFV PSF COYUNCHE	Los Angeles	2,70	2.734	0,0%	11,6%	
PMGD PFV MAIKONO	Quintero	3,00	2.708	0,0%	10,3%	

PMGD PFV TRANQUE DEL SOL	Nogales	9,02	2.677	0,0%	3,4%	
PROYECTO PFV EL INGENIO	La Ligua	9,01	2.664	0,0%	3,4%	
Las Terrazas	Tierra Amarilla	3,00	2.562	0,0%	9,7%	
PMGD PFV OLIVIA	Vicuña	3,15	2.484	0,0%	9,0%	
PMGD PFV MALLOCO	Peñaflor	2,56	2.409	0,0%	10,8%	
PMGD PFV INDEPENDENC IA	Tiltil	2,71	2.367	0,0%	10,0%	
PMGD PFV REN	Renaico	3,01	2.243	0,0%	8,5%	
PMGD PFV EL CÓNDOR	Teno	1,34	2.219	0,0%	19,0%	
PMGD PFV COLTAUCO ALMENDRO	Coltauco	2,91	2.187	0,0%	8,6%	
PMGD PFV EL TIUQUE	San Javier	1,50	2.006	0,0%	15,2%	
Alto Solar	San Pedro	2,96	1.996	0,0%	7,7%	
PMGD PFV OLIVIER	Vicuña	2,55	1.939	0,0%	8,7%	
PMGD PFV LOS NOGALES	Ovalle	2,15	1.932	0,0%	10,3%	
SDGx01	Andacollo	1,28	1.842	0,0%	16,4%	

PMGD PFV LO MIGUEL	Rengo	3,37	1.825	0,0%	6,2%	
Solar Ñilhue	Catemu	1,10	1.653	0,0%	17,1%	
PMGD PFV DOÑA IGNA	Melipilla	2,24	1.604	0,0%	8,2%	
PMGD PFV MAITENLAHUE	San Pedro	2,91	1.491	0,0%	5,8%	
PMGD PFV Pelumpen	Olmué	2,92	1.416	0,0%	5,5%	
PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO MARAÑÓN	Huasco	9,01	1.412	0,0%	1,8%	
PMGD PFV PELLÍN	Yungay	9,01	1.410	0,0%	1,8%	
Solar Loma Los Colorados	Combarbalá	2,00	1.388	0,0%	7,9%	
PMGD PFV PARQUE LA TRAVESIA	Copiapó	1,41	1.279	0,0%	10,4%	
PMGD PFV TIJERAL	No Clasificado	3,00	1.255	0,0%	4,8%	
PMGD PFV Rosario	Rengo	0,91	1.227	0,0%	15,5%	
PMGD PFV Pichon	Linares	3,01	1.163	0,0%	4,4%	
PMGD PFV CONDOR CHEPICA	No Clasificado	3,02	1.142	0,0%	4,3%	

PMGD PFV BLU	Chillán	2,31	1.091	0,0%	5,4%	
PMGD PFV MAIMALICAN	Los Vilos	9,01	1.060	0,0%	1,3%	
PFV LIMA	No Clasificado	3,02	1.056	0,0%	4,0%	
PMGD PFV LAS ARBOLEDAS	No Clasificado	3,00	1.053	0,0%	4,0%	
PMGD PFV SAN EUGENIO SOLAR	Graneros	1,54	914	0,0%	6,8%	
PMGD PFV COINCO	Valparaíso	0,10	789	0,0%	90,0%	
PMGD PFV PARQUE SOLAR EL RECONQUISTA DOR	Quirihue	2,50	767	0,0%	3,5%	
PMGD PFV PICA	Pica	0,63	702	0,0%	12,7%	
PMGD PFV DON MATIAS	San Fernando	2,74	689	0,0%	2,9%	
PMGD PFV LO BOZA	Pudahuel	0,80	586	0,0%	8,4%	
PMGD PFV MALVILLA	San Antonio	3,02	584	0,0%	2,2%	
PMGD PFV AVELLANO SOLAR	Los Angeles	6,01	577	0,0%	1,1%	

PMGD PFV EL CUERVO	Licantén	3,01	576	0,0%	2,2%	
PMGD PFV ORQUIDEA SOLAR	Ovalle	3,00	567	0,0%	2,2%	
PMGD PFV RENGÓ SOLAR	Teno	1,33	530	0,0%	4,5%	
Piloto Solar Cardones	Copiapó	0,40	376	0,0%	10,7%	
PFV CARACAS II	Los Vilos	9,38	358	0,0%	0,4%	
PMGD PFV CARA DE GALLO	Coltauco	2,74	355	0,0%	1,5%	
PMGD PFV UTFSM VIÑA DEL MAR	Viña del Mar	0,50	281	0,0%	6,4%	
PMGD PFV FOTOVOLT LIN	Linares	3,61	269	0,0%	0,8%	
Solar Hornitos	Tierra Amarilla	0,32	143	0,0%	5,0%	
PMGD PFV CAIMI	Casablanca	0,20	132	0,0%	7,5%	
PMGD PFV Malloco	Peñaflor	2,56	107	0,0%	0,5%	
PMGD PFV CHILENER	No Clasificado	2,81	99	0,0%	0,4%	
PMGD PFV SOLARPARK	Villa Alemana	3,00	85	0,0%	0,3%	

VILLA ALEMANA						
PMGD PFV LAS BANDURRIAS	Curicó	3,01	80	0,0%	0,3%	
PMGD PFV UTFSM VALPARAÍSO VALDÉS	Valparaíso	0,22	59	0,0%	3,1%	
PMGD PFV PARQUE SOLAR EL PALQUI	Pirque	2,80	30	0,0%	0,1%	
Cordillerilla	Curicó	1,33	24	0,0%	0,2%	
PMGD TER LAS DALIAS	Sierra Gorda	46,05	16	0,0%	0,0%	
PMGD PFV UTFSM VITACURA	Valparaíso	0,22	10	0,0%	0,5%	
PMGD PFV JARDIN SOLAR PETORCA	No Clasificado	0,21	8	0,0%	0,5%	
PMGD PFV KAUFMANN	Lampa	0,84	4	0,0%	0,1%	
PMGD PFV ICB	Quilicura	0,39	3	0,0%	0,1%	
PMGD PFV FUSTER DEL VERANO	Calama	3,01	3	0,0%	0,0%	

PFV ANDES SOLAR IV	Antofagasta	21,80	0	0,0%	0,0%	
-----------------------	-------------	-------	---	------	------	--

Tabla 8.1.12: Planta Concentradora Solar

Nombre	Comuna	Capacidad instalada MW	Generación MWh	Factor de Capacidad	Vida útil [años]
CSP CERRO DOMINADOR	María Elena	114,4	131.515	13%	30

Tabla 8.1.13: Planta Eólica

Nombre	Comuna	N° Unidades generadoras	Capacidad instalada MW	Generación MWh	Participación %	Factor de Capacidad	Vida útil [años]
PE SAN JUAN	Freirina	56	193	477.575	4,9%	28,2%	27
PE SAN GABRIEL	Renaico	61	183	471.847	4,9%	29,4%	25
PE SARCO	Freirina	50	170	411.336	4,2%	27,6%	23
PE TCHAMMA	Calama	35	158	391.795	4,0%	28,4%	25
PE CABO LEONES III	Freirina	44	190	376.521	3,9%	22,6%	29
PE MALLECO SUR	Collipulli	39	135	360.858	3,7%	30,5%	20

PE CABO LEONES	Freirina	no aplica	190	345.710	3,6%	20,7%	26
PE PUELICHE SUR	Frutillar	32	160	329.661	3,4%	23,5%	
PE MALLECO NORTE	Collipulli	39	138	325.221	3,3%	26,9%	
PE CALAMA	Calama	36	163	314.058	3,2%	22,0%	
PE CERRO TIGRE	Antofagasta	44	185	302.292	3,1%	18,7%	
PE CABO LEONES II	Freirina	49	207	300.665	3,1%	16,6%	27
PE LLANOS DEL VIENTO	Antofagasta	no aplica	160	292.426	3,0%	20,9%	
PE SIERRA GORDA ESTE	Sierra Gorda	56	112	291.605	3,0%	29,7%	
PE RENAICO II	Renaico	32	145	283.298	2,9%	22,3%	
PE LOS OLMOS	Mulchén	23	110	279.518	2,9%	28,9%	
PE AURORA	Llanquihue	43	129	278.872	2,9%	24,7%	
PE EL ARRAYAN	Ovalle	50	115	277.829	2,9%	27,6%	
PE TOLPAN SUR	Renaico	28	84	272.696	2,8%	37,3%	
PE PUNTA SIERRA	Ovalle	32	83	236.575	2,4%	32,7%	
PE RENAICO I	Renaico	44	88	226.449	2,3%	29,4%	

PE TALTAL	Taltal	33	99	221.400	2,3%	25,5%	
PE ALENA	Los Angeles	18	86	204.655	2,1%	27,1%	
PE LOS CURUROS	Ovalle	57	109	200.471	2,1%	20,9%	
PE TALINAY PONIENTE	Ovalle	32	60	179.080	1,8%	33,8%	
PE TALINAY ORIENTE	Ovalle	45	90	176.318	1,8%	22,4%	
PE ATACAMA	Freirina	29	166	170.246	1,8%	11,7%	
PE LOMAS DE DUQUECO	Los Angeles	14	59	168.395	1,7%	32,7%	
PE VALLE DE LOS VIENTOS	Calama	45	90	155.164	1,6%	19,7%	
PE MESAMAVIDA	Los Angeles	12	57	137.431	1,4%	27,5%	
PE SAN PEDRO II	Dalcahu e	13	65	122.445	1,3%	21,5%	
PE CANELA II	Canela	40	60	103.420	1,1%	19,7%	
PE NEGRETE	Negrete	10	36	102.020	1,1%	32,4%	
PE PUNTA PALMERAS	Canela	15	45	100.833	1,0%	25,6%	
PE LA ESTRELLA	Lituech e	11	50	88.421	0,9%	20,2%	
PE NEGRETE	Negrete	10	36	78.690	0,8%	25,0%	

PE MONTE REDONDO	Ovalle	24	48	77.563	0,8%	18,4%	
PE LOS BUENOS AIRES	Los Angeles	12	24	72.900	0,8%	34,7%	
PE TOTORAL	Canela	23	46	72.880	0,8%	18,1%	
PE LA FLOR	Renaico	9	32	72.808	0,7%	25,7%	
PE SAN PEDRO	Dalcahu e	20	36	66.735	0,7%	21,2%	
PE LA CABAÑA	Renaico	22	108	52.622	0,5%	5,6%	
PMGD PE LAS PEÑAS	Arauco	4	8	32.380	0,3%	44,0%	
PMGD PE EL ARREBOL	Lebu	3	10	29.500	0,3%	33,7%	
PE CANELA	Canela	11	18	25.027	0,3%	15,7%	
PMGD PE RAKI	Lebu	3	9	24.748	0,3%	31,4%	
PE EL MAITEN	Laja	3	11	23.390	0,2%	23,3%	
PMGD PE EL NOGAL	Mulché n	3	9	21.823	0,2%	27,7%	
PMGD PE HUAJACHE	Lebu	2	6	18.802	0,2%	35,8%	
PE LA ESPERANZA	Negrete	5	11	18.487	0,2%	20,1%	
PMGD PE UCUQUER	Lituech e	4	7	12.707	0,1%	20,1%	

PE UCUQUER II	Litueche	5	11	11.173	0,1%	11,9%	
PE ATACAMA	Freirina	29	166	9.944	0,1%	0,7%	
PE LEBU	Lebu	9	10	4.742	0,0%	5,4%	
PMGD PE LEBU III	Lebu	3	5	4.252	0,0%	9,2%	
PE PUNTA COLORADA	La Higuera	10	20	381	0,0%	0,2%	
PE VALLE DE LOS VIENTOS	Calama	45	90	-	0,0%	0,0%	
PE SIERRA GORDA ESTE	Sierra Gorda	56	112	-	0,0%	0,0%	

Tabla 8.1.14: Planta Hidroeléctrica de Reserva

Nombre	Comuna	Capacidad Instalada MW	Generación MWh	% Participación	Factor de Capacidad
HE RALCO	Alto Biobío	690	2.710.954	20,1%	44,8%
HE PEHUENCHE	Colbún	573	2.372.603	17,6%	47,2%
HE COLBUN	Colbún	467	2.272.739	16,9%	55,5%
HE PANGUE	Alto Biobío	467	1.890.399	14,0%	46,2%

HE RAPEL	Litueche	364	914.352	6,8%	28,7%
HE ANGOSTURA	Santa Bárbara	324	862.691	6,4%	30,4%
HE CANUTILLAR	Cochamó	172	824.436	6,1%	54,7%
HE EL TORO	Antuco	453	662.563	4,9%	16,7%
HE MACHICURA	Colbún	95	468.104	3,5%	56,2%
HE CIPRESES	San Clemente	98	309.119	2,3%	36,0%
HIDROELÉCTRICA EMBALSE ANCOA SPA	Colbún	25	115.657	0,9%	53,5%
HE CONVENTO VIEJO	Chimbarongo	17	54.078	0,4%	36,2%

Tabla 8.1.15: Planta Hidroeléctrica de Pasada

Nombre	Comuna	Capacidad MW	Generación MWh	% Participación	Factor de Capacidad
Antuco	Tucapel	329,1	1.395.617	13,4%	48%
HP RUCUE	Quilleco	178,4	761.260	7,3%	49%
HP ALFALFAL	San José de Maipo	178,0	560.139	5,4%	36%

HP CHACAYES	Machalí	112,0	503.752	4,8%	51%
Angostura		323,8	441.849	4,2%	16%
HP SAUZAL	Machalí	83,1	353.601	3,4%	49%
HP ISLA	San Clemente	70,0	342.289	3,3%	56%
HP QUILLECO	Quilleco	70,8	299.021	2,9%	48%
HP JUNCAL	Los Andes	29,2	257.876	2,5%	101%
HP CURILLINQUE	San Clemente	92,0	253.092	2,4%	31%
HP PALMUCHO	Alto Biobío	32,0	247.814	2,4%	88%
HP LA CONFLUENCIA	San Fernando	163,2	242.281	2,3%	17%
Pilmaiquén	Río Bueno	40,8	228.963	2,2%	64%
HP RUCATAYO	Puyehue	59,5	216.700	2,1%	42%
HP LA HIGUERA	San Fernando	155,0	212.609	2,0%	16%
HP PEUCHEN	Santa Bárbara	85,0	201.152	1,9%	27%
HP PULLINQUE	Panguipulli	51,4	200.683	1,9%	45%
HP MAMPIL	Santa Bárbara	55,0	164.105	1,6%	34%

HP LOS QUILOS	San Esteban	32,0	161.713	1,5%	58%
HP ABANICO	Antuco	100,0	146.639	1,4%	17%
HP QUELTEHUES	San José de Maipo	49,0	140.035	1,3%	33%
HP SAN ANDRES	San Fernando	40,3	126.015	1,2%	36%
HP HORNITOS	Los Andes	57,6	119.927	1,1%	24%
HP LIRCAY	San Clemente	19,0	114.914	1,1%	69%
HP EL PASO	San Fernando	60,0	114.637	1,1%	22%
HP SAN IGNACIO	Yerbas Buenas	37,0	113.816	1,1%	35%
HP LAJA I	Laja	34,4	113.224	1,1%	38%
HP CHACABUQUITO	San Esteban	25,7	95.083	0,9%	42%
HP CARILAFQUEN	Melipeuco	19,8	83.583	0,8%	48%
HP LOMA ALTA	San Clemente	40,0	81.413	0,8%	23%
HP CUMBRES	Río Bueno	18,0	78.160	0,7%	50%
HP LICAN	Río Bueno	18,0	72.291	0,7%	46%
HP RIO PICOIQUEN	Angol	19,6	70.510	0,7%	41%

HP MOCHO	Río Bueno	14,9	69.320	0,7%	53%
HP CAPULLO	Puyehue	12,0	66.658	0,6%	63%
HP CHIBURGO	Colbún	19,4	63.562	0,6%	37%
HP PUNTILLA	Pirque	21,8	63.464	0,6%	33%
HP LOS HIERROS	Colbún	25,1	62.278	0,6%	28%
HP RIO COLORADO	San Clemente	16,5	61.178	0,6%	42%
HP DIGUA	Parral	22,5	59.983	0,6%	30%
HP LA MINA	San Clemente	37,4	59.552	0,6%	18%
HP FLORIDA II	La Florida	19,9	53.541	0,5%	31%
HP PULELFU	Puyehue	9,0	52.601	0,5%	67%
HP GUAYACAN	San José de Maipo	12,0	50.959	0,5%	48%
HP OJOS DE AGUA	San Clemente	9,0	49.361	0,5%	63%
HP ITATA	Yungay	20,0	48.269	0,5%	28%
HP CARENA	Curacavi	10,0	44.873	0,4%	51%
HP CHAPIQUIÑA	Putre	10,9	44.570	0,4%	47%

HP SAUZALITO	Machalí	11,3	40.736	0,4%	41%
HP MC1	Puerto Octay	9,0	38.168	0,4%	48%
HP VOLCAN	San José de Maipo	13,0	37.520	0,4%	33%
HP RENAICO	Mulchén	6,3	36.777	0,4%	67%
HP MALALCAHUELLO	Melipeuco	9,2	31.143	0,3%	39%
HP NALCAS	Puerto Octay	7,1	29.138	0,3%	47%
PMGD HP EL MANZANO (MELIPEUCO)	Melipeuco	4,9	27.152	0,3%	64%
HP CORRENTOSO	Puyehue	8,5	26.629	0,3%	36%
HP PALMAR	Puyehue	8,7	26.624	0,3%	35%
PMGD HP COLLIL	Chonchi	7,0	26.283	0,3%	43%
PMGD HP EL CANELO	Melipeuco	6,0	24.769	0,2%	47%
PMGD HP LOS BAJOS	Puente Alto	5,5	24.735	0,2%	51%
HP AILLIN	Santa Bárbara	7,0	22.924	0,2%	37%
PMGD HP MALLARAUCO	Melipilla	3,4	22.762	0,2%	76%
PMGD HP LA ARENA	Puerto Montt	6,8	22.678	0,2%	38%

HP PROVIDENCIA	San Clemente	14,2	22.210	0,2%	18%
PMGD HP ALLIPEN	Cunco	2,7	20.620	0,2%	88%
PMGD HP DON WALTERIO	Río Bueno	3,0	19.809	0,2%	77%
HP MARIPOSAS	San Clemente	6,3	19.740	0,2%	36%
PMGD HP EL DIUTO	Los Angeles	3,3	19.654	0,2%	68%
PMGD HP AUXILIAR DEL MAIPO	San Bernardo	5,1	18.916	0,2%	42%
PMGD HP RIO TRUENO	Vilcún	5,6	18.502	0,2%	38%
HP FLORIDA III	La Florida	2,5	18.212	0,2%	83%
HP LOS MOLLES	Monte Patria	18,0	17.265	0,2%	11%
PMGD HP CHANLEUFU II	Puyehue	3,4	16.810	0,2%	56%
PMGD HP CUMPEO	Molina	5,8	16.665	0,2%	33%
PMGD HP DONGO	Chonchi	6,0	15.265	0,1%	29%
HP CIPRESILLOS	Machalí	12,0	15.024	0,1%	14%
HP PUNTA DEL VIENTO	San Fernando	3,0	14.358	0,1%	55%
HP SAN CLEMENTE	San Clemente	5,9	14.276	0,1%	28%

PMGD HP MELO	Quilleco	3,0	13.926	0,1%	54%
PMGD HP TRANQUIL	Panguipulli	3,0	13.841	0,1%	53%
HP CORRALES	San Fernando	3,0	13.815	0,1%	53%
PMGD HP LOS CORRALES	Río Bueno	0,8	12.974	0,1%	185%
HP PIEDRAS NEGRAS		3,0	12.841	0,1%	49%
Hidroriñinahue		1,0	12.789	0,1%	146%
PMGD HP MSA-I	Villarrica	3,0	12.037	0,1%	46%
HP MC3	Puerto Octay	2,3	11.445	0,1%	57%
HP CALLAO	Puerto Octay	3,3	10.450	0,1%	36%
PMGD HP LA COMPAÑIA II	Codegua	2,6	10.411	0,1%	46%
HP MC2	Puerto Octay	3,2	10.379	0,1%	37%
PMGD HP EL AGRIO	Curacautín	2,5	9.304	0,1%	42%
PMGD HP TRAILELFU	Villarrica	2,5	9.162	0,1%	42%
PMGD HP ROBLERIA	Linares	4,0	9.144	0,1%	26%
HP RIO HUASCO	Vallenar	5,1	8.165	0,1%	18%

PMGD HP RIO MULCHEN	Mulchén	3,0	8.036	0,1%	31%
PMGD HP RECA	Panguipulli	1,7	7.929	0,1%	53%
PMGD HP LAS FLORES	Futrono	1,6	7.928	0,1%	57%
PMGD HP SANTA ELENA	Cunco	2,8	7.885	0,1%	33%
PMGD HP EL TORO N°2	Alto Hospicio	1,1	7.861	0,1%	82%
HP LLAUQUEREO	Santa Bárbara	1,8	7.843	0,1%	50%
PMGD HP LOS MORROS	San Bernardo	3,1	7.661	0,1%	28%
PMGD HP ALTO HOSPICIO	Alto Hospicio	1,1	7.644	0,1%	79%
PMGD HP ENSENADA	Puerto Varas	1,2	7.633	0,1%	73%
HP ALTO RENAICO	Mulchén	1,4	7.501	0,1%	61%
PMGD HP EL COLORADO	Puerto Montt	2,0	7.225	0,1%	41%
PMGD HP CALIBORO	Quilleco	1,4	7.086	0,1%	58%
PMGD HP BUREO	Negrete	2,2	6.755	0,1%	35%
PMGD HP LOS PADRES	Quilleco	2,2	6.234	0,1%	32%
PMGD HP TRUFULTRUFUL	Melipeuco	0,8	6.145	0,1%	84%

PMGD HP EL GALPON	Río Claro	1,3	5.676	0,1%	50%
PMGD HP CENTRAL EL ATAJO	Mulchén	1,3	5.535	0,1%	49%
PMGD HP PUCLARO	Vicuña	5,6	5.234	0,1%	11%
PMGD HP PICHILONCO	Lago Ranco	1,2	5.147	0,0%	49%
HP LOS HIERROS II	Colbún	6,0	4.347	0,0%	8%
PMGD HP LOS CORRALES	Río Bueno	0,8	4.228	0,0%	60%
PMGD HP SANTA ISABEL	Los Angeles	1,5	3.894	0,0%	31%
HP EL PINAR	Yungay	11,6	3.863	0,0%	4%
PMGD HP PEHUI	Río Bueno	1,1	3.754	0,0%	39%
PMGD HP COSAPILLA	Putre	0,5	3.611	0,0%	82%
PMGD HP SANTA ROSA	Alto Hospicio	1,3	3.603	0,0%	33%
HP PALACIOS	San Fernando	3,0	3.137	0,0%	12%
PMGD HP LAS VERTIENTES	Pirque	1,9	2.946	0,0%	18%
PMGD HP SAUCE ANDES	Los Andes	1,4	2.881	0,0%	23%
PMGD HP MUNILQUE II	Mulchén	0,6	2.850	0,0%	59%

PMGD HP LA VIÑA - ALTO LA VIÑA	Mulchén	0,6	2.785	0,0%	58%
PMGD HP CAVANCHA	Iquique	2,6	2.622	0,0%	12%
PMGD HP MUNILQUE	Mulchén	0,6	2.544	0,0%	53%
PMGD HP LA MONTAÑA	Teno	3,0	2.289	0,0%	9%
PMGD HP MAISAN	Pitrufquén	0,6	2.154	0,0%	41%
PMGD HP DOÑA HILDA	Lago Ranco	0,4	2.145	0,0%	58%
HP EL RINCON	La Florida	0,3	2.119	0,0%	84%
PMGD HP PURISIMA	Molina	0,4	1.984	0,0%	53%
PMGD HP EYZAGUIRRE	Puente Alto	1,9	1.971	0,0%	12%
PMGD HP MUCHI	Lago Ranco	1,0	1.923	0,0%	22%
HP JUNCALITO	Los Andes	1,5	1.774	0,0%	13%
PMGD HP EL LLANO	Pirque	1,9	1.500	0,0%	9%
PMGD HP MOLINERA VILLARRICA	Villarrica	0,6	1.495	0,0%	28%
PMGD HP LA MONTAÑA II	Teno	1,9	1.427	0,0%	9%
PMGD HP ARRAYAN	Lo Barnechea	1,2	1.274	0,0%	12%

PMGD HP DONGUIL	Gorbea	0,3	1.054	0,0%	48%
PMGD HP MARIA ELENA	Puyehue	0,3	781	0,0%	29%
PMGD HP LA BIFURCADA	Mulchén	0,2	775	0,0%	39%
PMGD HP EL BRINCO	Mulchén	0,3	565	0,0%	26%
PMGD HP QUILLAILEO	Santa Bárbara	0,8	508	0,0%	7%
PMGD HP EL MIRADOR	Alto Biobío	3,0	441	0,0%	2%
HP DOS VALLES	San Fernando	4,5	337	0,0%	1%
PMGD HP LA PALOMA	Ovalle	4,6	4	0,0%	0%
HP MAITENES	San José de Maipo	27,0	2	0,0%	0%
HP CHAPIQUIÑA	Putre	10,9	-	0,0%	0%
HP SAUZAL	Machalí	83,1	-	0,0%	0%
HP FLORIDA	La Florida	6,0	-	0,0%	0%
HP COYA	Machalí	12,0	-	0,0%	0%
PMGD HP EL TARTARO	Putendo	0,1	-	0,0%	0%
PMGD HP TRANQUIL	Panguipulli	3,0	-	0,0%	0%

PMGD HP BOQUIAMARGO	Alto Biobío	1,1	-	0,0%	0%
MGD HP PANGUIPULLI		0,3	-	0,0%	0%
HP ALFALFAL II	San José de Maipo	259,6	-	0,0%	0%
HP LAS LAJAS	San José de Maipo	277,7	-	0,0%	0%

Tabla 8.1.16: Planta Geotérmica

Nombre	Comuna	Capacidad instalada MW	Generación MWh	Factor de Capacidad	Vida útil [años]
GEO CERRO PABELLON	Ollagüe	95	437.488	53%	50