



UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE CIENCIAS AMBIENTALES



ANÁLISIS COMPARATIVO AMBIENTAL ENTRE UNA CENTRAL HIDROELECTRICA DE BOMBEO CONVENCIONAL Y COSTERA

Por: Camila Andrea Godoy Agüero

Habilitación presentada para optar al título de
Ingeniera Ambiental

Marzo, 2024.
Concepción, Chile.

Profesor Guía: Dr. Pedro Arriagada
Profesora Co-Guía: Dra. Yannay Casas

“ANÁLISIS COMPARATIVO AMBIENTAL ENTRE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE BOMBEO CONVENCIONAL Y COSTERA”

Profesor Guía: Dr. Pedro Arriagada Sanhueza



Profesor Comisión: Dra. Yannay Casas Ledón



Profesor Comisión: Dr. Mauricios Aguayo Arias



CONCEPTO: APROBADO CON DISTINCIÓN MÁXIMA

Conceptos que se indica en el Título

- ✓ Aprobado por Unanimidad : (En Escala de 4,0 a 4,9)
- ✓ Aprobado con Distinción (En Escala de 5,0 a 5,6)
- ✓ Aprobado con Distinción Máxima (En Escala de 5,7 a 7,0)

Concepción, abril 2024

Agradecimientos

A los proyectos ANID/FONDAP/15130015 y ANID/FONDAP/1523A0001, por el financiamiento otorgado para poder utilizar el software SimaPro.

A mi familia, sobre todo por los últimos 8 meses, que tocaron bien duros, gracias por su apoyo y su contención en esta etapa, frente a la adversidad nos unimos como nunca antes se había logrado.

A mi perro Malilla, TODO es mejor y NADA es tan terrible si tu estas a mi lado, tu amor incondicional me ha salvado de los momentos más oscuros desde que era pequeña.

A los amigos que hice en esta etapa, pero por sobre todo a mi negri, Catalina. Soy muy buena para tomar malas decisiones, cambiarme de carrera al 4to año es una de esas malas decisiones, pero ahora, que tengo a alguien como tú en mi pequeña familia, me doy cuenta que no fue una mala decisión, la vida suena más bonita desde que tu amistad se incorporó.

A mis profesores Pedro Arriagada y Yannay Casas, por su tiempo y dedicación que me entregaron para desarrollar esta tesis y soportar mi ansiedad que en esta etapa se multiplico a cantidades insospechadas.

Un énfasis a usted, Pedro, sin duda alguna eres el mejor profesor que pude escoger para esta etapa final, gracias por todo lo compartido en estos cinco años y que espero este no sea el final, ya que siempre es un gusto aprender de usted.

Finalmente, a mí, que si no puedo volar, corro y si no puedo correr, camino, y si no puedo caminar me arrastro, pero avanzo hasta lograrlo, incluso cuando todo está en contra.

Índice

Introducción.....	10
Marco Teórico.....	13
2.1 Antecedentes energéticos en Chile	13
2.2 Plan Descarbonización 2030	16
2.3 Desarrollo de energía solar y eólica en Chile	19
2.4 Vertimientos de energía	21
2.5 Necesidad de almacenamiento energético	23
2.5.1 Alternativas de almacenamiento.....	23
2.5.2 Proyectos de almacenamientos energéticos con BESS en Chile	26
2.5.3 Ley de almacenamiento de energía.....	28
2.5.4 Necesidad de almacenamiento a largo plazo	29
2.6 Centrales hidráulicas de bombeo	31
2.6.1 Clasificación de CHB.	32
2.7 Potencial de almacenamiento con CHB en Chile	35
2.8 Análisis de ciclo de vida	37
2.8.1.Ventajas y desventajas de un ACV.....	39
2.8.2 Potencialidades de un análisis de ciclo de vida	41
2.9 Análisis de ciclo de vida en centrales hidroeléctricas de bombeo	43
3.1 Pregunta de Investigación	50
3.2 Objetivo General	50
3.2.1 Objetivos Específicos	50
Metodología.....	51
4.1 Casos de estudio	52
4.2 Simulación de etapas de construcción	55
4.3 Elección de equipamiento y materiales	64
4.4 Inventario de ciclo de vida	66
4.4.1 Definir objetivo y alcance	66

4.4.2 Unidad funcional	67
4.4.3 Limites del sistema.....	67
4.4.4 Análisis de inventario	72
4.4.5 Selección de categorías de impacto, indicadores y modelo	84
Resultados.....	87
5.1 Análisis de aspectos ambientales	87
5.2 Análisis comparativo ambiental para la construcción de ambas centrales.....	93
5.3 Limitaciones para el análisis de ciclo de vida de ambas centrales.....	102
Conclusiones	105
Referencias.....	107
Anexos.....	125

Índice de figuras

Figura 1: Matriz de generación eléctrica de Chile en el año 2020.....	14
Figura 2: Proyección de la Matriz de generación eléctrica en Chile para el año 2050	15
Figura 3: Ubicación de centrales a carbón cerradas en Chile	17
Figura 4: Capacidad total instalada en Chile	20
Figura 5: Capacidad total instalada en Chile	22
Figura 6: Clasificación de las tecnologías de almacenamiento de energía, según potencia y tiempo de almacenamiento	25
Figura 7: Esquema de una central hidroeléctrica de bombeo convencional	32
Figura 8: Clasificación de las CHB.....	33
Figura 9: Esquema de una central hidroeléctrica de bombeo costera.....	35
Figura 10: Tipos de emplazamientos para CHB en Chile.	37
Figura 11: Esquema de la metodología de un Análisis de Ciclo de Vida.....	38
Figura 12: Resumen metodológico, elaboración propia.....	52

Figura 13: Área de estudio CHB costera	53
Figura 14: Área de estudio CHB convencional	53
Figura 15: Esquema representativo lateral para central costera (a) y central convencional (b).....	56
Figura 16: Esquema representativo frontal de una presa	58
Figura 17: Límites del sistema, de la cuna a la puerta.	69
Figura 18: Cantidad de materia prima para cada central.	88
Figura 19: Cantidad de materia prima para equipamiento de cada central.....	91
Figura 20: Peso total por cantidad de material para ambas centrales.	92
Figura 21: Comparativa de daño total entre la construcción de ambas centrales hidroeléctrica de bombeo.....	93
Figura 22: Comparativa por categoría de daño para la construcción de ambas centrales hidroeléctrica de bombeo.....	94
Figura 23: Perfil ambiental de la contribución de cada etapa del ciclo de vida para ambas centrales	97
Figura 24: Comparativa de las ponderaciones de las categorías de impacto para la construcción de ambas centrales hidroeléctricas de bombeo	101

Índice de tablas

Tabla 1: Listado de proyectos para almacenamiento energético en Chile.....	27
Tabla 2: Resumen de estudios de ACV para centrales hidroeléctricas de bombeo.	44
Tabla 3: Usos de suelo en área utilizada para CHB costera	54
Tabla 4: Usos de suelo en área utilizada para CHB convencional.....	54
Tabla 5: Datos técnicos de las centrales hidráulicas de bombeo seleccionadas.	55
Tabla 6: Medidas de los embalses para central hidroeléctrica costera y convencional .	59
Tabla 7: Medidas de las presas para central hidroeléctrica costera y convencional.	60

Tabla 8: Medidas de las anclas para las centrales hidroeléctricas de bombeo costera y convencional.	62
Tabla 9: Medidas de las compuertas para las centrales hidroeléctricas de bombeo.....	64
Tabla 10: Cantidad de material para la construcción de ambas centrales.	77
Tabla 11: Cantidad de material para equipamiento de ambas centrales.	79
Tabla 12: Transporte de materia prima para ambas centrales hidroeléctricas de bombeo.	80
Tabla 13: Transporte de equipamiento para ambas centrales hidroeléctricas de bombeo.	81
Tabla 14: Transporte de material removido para ambas centrales hidroeléctricas de bombeo.	82
Tabla 15: Uso de diésel y sus respectivas emisiones para ambas centrales.	82
Tabla 16: Inventario de cada etapa para el ciclo de vida de ambas centrales.	83

Resumen

El contexto energético de Chile se destaca por su transición hacia fuentes renovables, con un énfasis en el desarrollo de energía solar y eólica, motivado por el objetivo de carbono neutralidad al 2050. Sin embargo, la intermitencia de estas fuentes resalta la importancia del almacenamiento energético, donde las centrales hidroeléctricas de bombeo (CHB) juegan un papel crucial.

En este trabajo se realizó un análisis comparativo entre dos tipos de CHB: una central hidroeléctrica costera, la cual utiliza el mar como contraembalse y una central hidroeléctrica convencional (dos embalses).

La metodología empleada incluye la simulación de etapas de construcción, la selección de materiales, y el análisis de impacto ambiental mediante análisis de ciclo de vida de las CHB, considerando variables como el cambio climático, la toxicidad, el uso de recursos naturales, entre otros.

Los resultados muestran diferencias significativas en los impactos ambientales de cada tipo de central, indicando que la central costera

podría tener ventajas en términos de impacto ambiental comparado con la convencional.

El estudio concluye que la central costera representa una alternativa viable y potencialmente más sostenible, debido a que la central convencional tiene un mayor impacto 173 eco puntos en total en comparación con la costera con 90 eco puntos, esta diferencia se debe principalmente a las emisiones de la extracción de materias primas y el transporte.

La categoría de daño con mayor impacto salud humana, con 78,6 eco puntos para la central convencional y 37,5 eco puntos para la central costera.

Capítulo 1

Introducción

La energía desempeña un papel fundamental en el desarrollo de la vida moderna, impulsando actividades económicas y sociales que mejoran constantemente nuestra calidad de vida [1]. Actualmente, las fuentes energéticas provienen en su mayoría de fuentes no renovables, principalmente combustibles fósiles, representando un 61,8% en comparación con el 38,2% de energías renovables [2].

Con el objetivo de cambiar su matriz energética y reducir las emisiones globales de gases de efecto invernadero, Chile se proyecta para una matriz con 0% de carbón para el año 2050, aumento a más de un 50% la participación de energía solar y eólica [3]. En los últimos años, se ha observado un aumento en el uso de energías renovables, como la solar y eólica, que representaron aproximadamente 32% de la generación total de energía eléctrica en 2023 [4].

Sin embargo, las fuentes de energía solar y eólica presentan un desafío debido a su intermitencia, ya que su capacidad de generación eléctrica está

sujeta a las condiciones climáticas y por lo tanto, no se puede contar con un suministro continuo de electricidad [5]. La solución a esta problemática es incorporar almacenamiento eléctrico a la matriz, capturando y almacenando energía para su uso cuando sea necesario. Además, permite reducir los costos de producción de energía junto con el control de carga, contribuyendo a la estabilización de la red eléctrica [6].

Las tecnologías de almacenamiento existentes se pueden clasificar según su forma de energía utilizada, dividiéndose en 4 clasificaciones:

Tecnología de almacenamiento mecánica, donde se encuentran las centrales de bombeo y aire comprimido; almacenamiento químico, tales como baterías de hidrogeno, baterías electroquímicas (Pb-acido, NiCd, ion litio, NaS, NaNiCl) y baterías de flujo redox; almacenamiento electroquímico de bobinas superproductoras y finalmente, almacenamiento térmico, las cuales son reservas de calor, materiales de cambio de fase, materiales termoquímicos [7].

Una opción para el almacenamiento energético son las centrales hidráulicas de bombeo (CHB), las cuales aprovechan la energía potencial del agua almacenada en embalses para generar energía eléctrica cuando se

requiere [8]. Sin embargo, la construcción de estos embalses y las infraestructuras asociadas para el transporte del agua inevitablemente tienen un impacto ambiental. Por esta razón, una herramienta clave para predecir y evaluar estos impactos es el análisis del ciclo de vida, que será utilizado en el presente estudio, definiendo sus cuatro etapas. El objetivo de este análisis del ciclo de vida es evaluar los impactos ambientales asociados con la construcción de una central de bombeo costera, la cual utiliza el mar como contra-embalse y una CHB convencional, la que requiere dos embalses. Para así comparar ambas opciones en términos ambientales, considerando los índices de impacto de cambio climático, agotamiento de recursos naturales, uso de agua, uso de suelo, toxicidad humana, efectos de ecotoxicidad, acidificación, eutrofización y oxidación fotoquímica para ambas centrales. Finalmente se interpretarán los resultados de todas las categorías de impacto y determinar su grado de importancia e impacto mismo.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1 Antecedentes energéticos en Chile

Chile es un país con una gran capacidad climática para la implementación y aumento de energías renovables, debido a su alta radiación solar presentada en la zona norte del país y a sus fuertes vientos en la zona sur [9].

Con los antecedentes antes mencionados, en el año 2015 nace la política “Energía 2050”, política de motivación para un futuro energético sustentable y diversificado en el país, política que daría inicio al plan de descarbonización 2030.

Dentro de las metas de esta política a largo plazo esta contar con una matriz energética que se estructure de al menos el 85% de la energía eléctrica producida sea de fuentes renovables no convencionales para el año 2050, para así reducir las emisiones GEI en al menos un 30% [9].

La matriz energética de Chile para el año 2020 (Figura 1) está compuesta por un 51% de fuentes energéticas que corresponden a energías renovables, siendo el 13% energía solar y el 10% energía eólica [3].

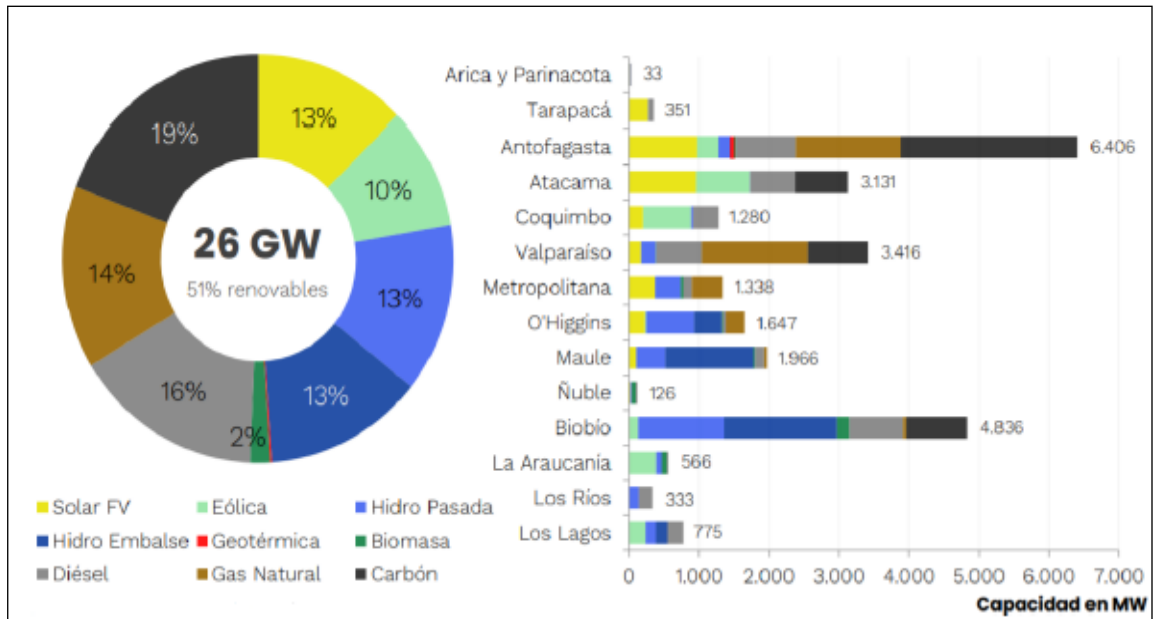


Figura 1: Matriz de generación eléctrica de Chile en el año 2020 [3].

Las consideraciones de la planificación energética a largo plazo de Chile, se realizaron proyecciones para el año 2050, donde se espera que el 85% de la matriz energética se sostenga de energías renovables, como se muestra en la Figura 2, además se pretende aumentar el protagonismo de energías

renovables no convencionales como la eólica y la solar [3].

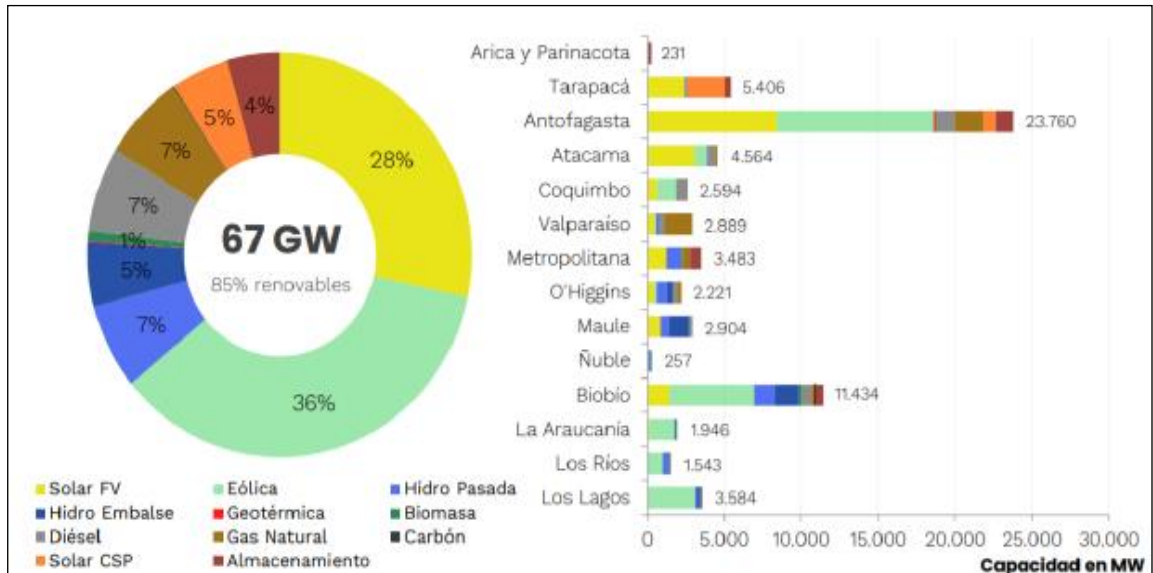


Figura 2: Proyección de la Matriz de generación eléctrica en Chile para el año 2050 [3].

En la proyección mostrada en la Figura 2, se logra ver un significativo aumento en la energía eólica, siendo los puntos máximos en la región de Antofagasta y Bío-bío, sin embargo, surge una problemática en relación con las energías renovables no convencionales y es que su producción de energía es variable. Esto implica que no generan un flujo constante de energía, lo cual significa que no pueden satisfacer la demanda eléctrica durante todas las horas del año. Estas fuentes de energía están dispersas geográficamente y pueden experimentar fluctuaciones temporales significativas. Estas

características dificultan su integración en el sistema de suministro de energía actual en Chile [10].

2.2 Plan Descarbonización 2030

El plan de descarbonización en Chile es una estrategia creada para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y promover la transición hacia una economía baja en carbono. El objetivo final es alcanzar **la carbono neutralidad** al año 2050. Esto implica que las emisiones netas de GEI de Chile serán iguales a cero [11].

Para lograr esto, se establecieron cinco objetivos principales:

- **Retiro gradual de centrales a carbón**

Se espera eliminar todas las centrales a carbón del país al año 2030 [12], las cuales generaron el 27% de la electricidad en 2022 [13]. Estas centrales son una fuente importante de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), responsables del cambio climático [14].

Se proyecta que al 2025, el 71% de las centrales a carbón estén fuera de operación, reduciendo así 30 millones de toneladas de CO₂eq [12].

Desde junio de 2019 hasta julio 2023, se han cerrado 8 centrales a carbón a lo largo del país, los cuales están representados en la Figura 3. Se espera que para el año 2025 se retiren 7 centrales más, además de 5 unidades que deberán ser reconvertidas, esto contribuirá significativamente a la reducción de las emisiones de CO₂.

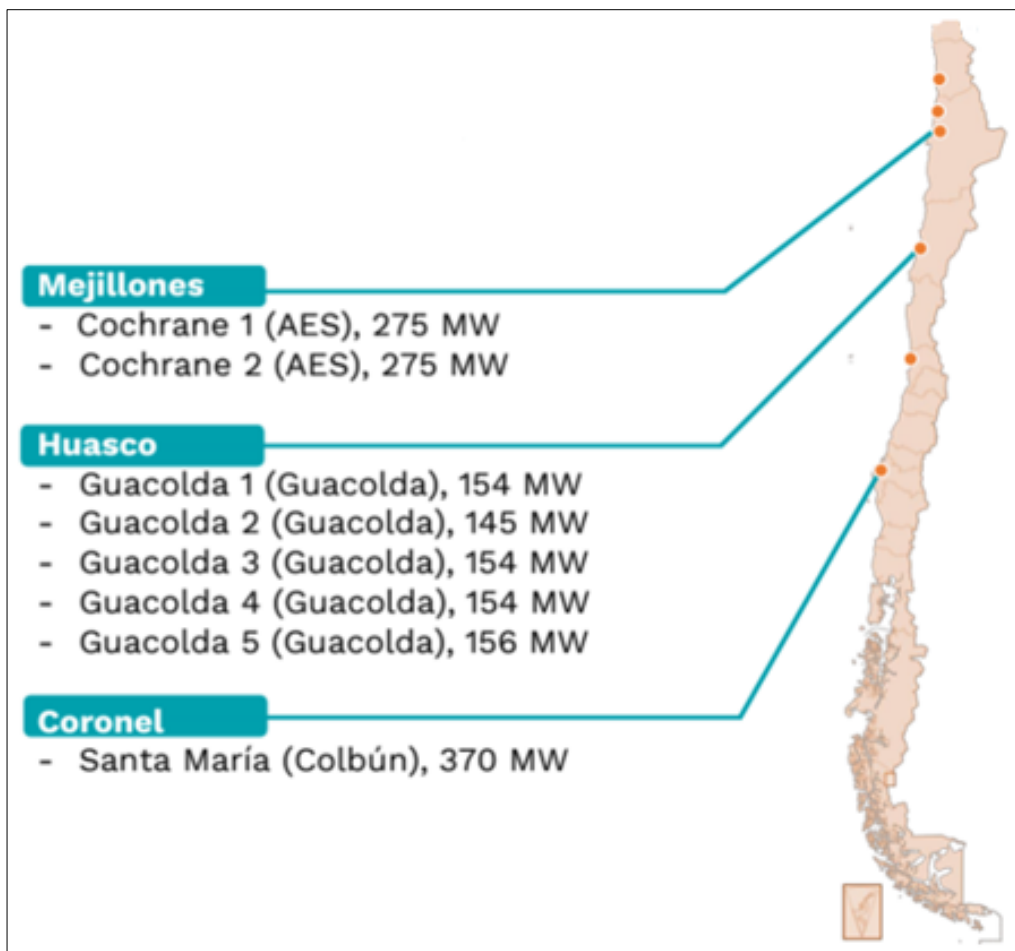


Figura 3: Ubicación de centrales a carbón cerradas en Chile. Adaptado de [15].

- **Fomento de las energías renovables**

Alcanzar el 60% de participación de renovables en generación eléctrica al 2030 y 100% al 2050 [11]. Actualmente aportan el 23%, con expectativas de invertir US\$30 mil millones [16]. Además, se destaca el alto potencial de Chile para el desarrollo de energía solar y eólica [17].

- **Electrificación del transporte**

El objetivo es sustituir gradualmente el transporte a combustión fósil por vehículos eléctricos. Dado que el transporte es uno de los principales sectores emisores de gases de efecto invernadero en Chile, representando el 22% de las emisiones en 2022 [18]. Se espera que la venta de vehículos eléctricos alcance el 100% del parque automotor nuevo al 2035 [19].

- **Eficiencia energética**

El objetivo es reducir el consumo de energía en todos los sectores de la economía.

La eficiencia energética se considera una herramienta fundamental para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como destaca la

Agencia Internacional de Energía [20], además, Chile tiene potencial de ahorro del 20% al 2030 [21].

- **Tecnologías de captura y almacenamiento de carbono**

El objetivo es capturar y almacenar las emisiones de gases de efecto invernadero que no pueden ser reducidas por otras medidas [22].

Las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono son consideradas una herramienta importante para alcanzar la neutralidad de carbono. Chile está desarrollando proyectos piloto en esta área, y se espera que estas tecnologías sean escalables [23].

2.3 Desarrollo de energía solar y eólica en Chile

Chile posee una gran capacidad para generar energía a partir de fuentes renovables. En los últimos años, ha habido una creciente presión para reducir de manera significativa las emisiones de carbono, lo que ha llevado a un notable aumento en la capacidad instalada de energías renovables, desde aproximadamente el año 2010. Este crecimiento ha sido impulsado principalmente por proyectos de energía solar fotovoltaica y eólica. Según datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE) hasta febrero de 2023, el

mercado eléctrico chileno cuenta con una capacidad instalada neta de 30,55 GW. De esta capacidad, el 20,44% corresponde a plantas solares fotovoltaicas y el 12,51% a parques eólicos. [24].

Esta cifra, un año después, febrero de 2024 aumento a 33,2 GW, siendo el 26,14% a energía solar y 13,58% de energía eólica [25], ambas energías renovables aumentaron su capacidad instalada, sobrepasando al gas natural (11,73%), carbón (12,1%) y petróleo Diésel (11,85%), como se puede ver en la Figura 4.

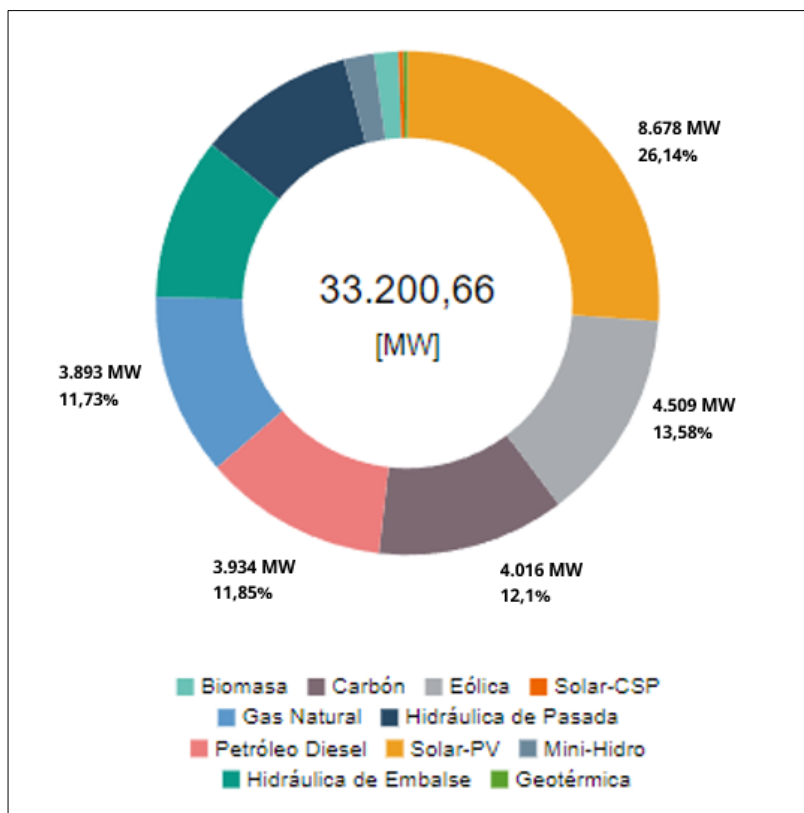


Figura 4: Capacidad total instalada en Chile [25].

2.4 Vertimientos de energía

El rápido crecimiento en la capacidad de energía renovable en Chile genera una gran serie de desafíos, uno de ellos es el vertimiento energético, que se refiere a la energía renovable generada, que finalmente no puede ser inyectada a la red eléctrica debido a problemas en el despacho, por lo que las plantas generadoras se ven obligadas a reducir su producción para no saturar y dañar las líneas de transmisión eléctrica. Esto ocurre cuando la oferta supera la capacidad del sistema para transportar, distribuir y almacenar dicha energía. [26].

Durante los primeros seis meses del año 2022 se habían superado los 300 GWh, superando el vertimiento total del año 2021, solo en el mes de abril hubo un aumento de 1.220% en vertimiento energético, como se puede ver en la Figura 5 [27].

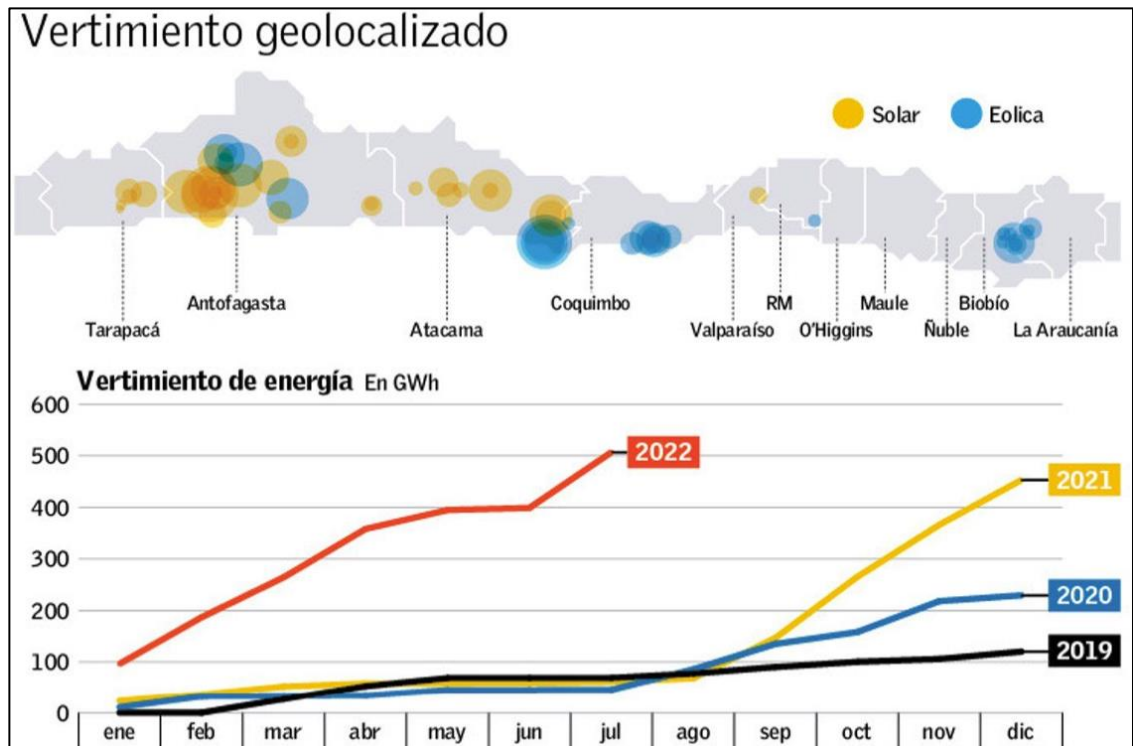


Figura 5: Capacidad total instalada en Chile [27].

Durante el año 2022 se registró un vertimiento de 2.074 GWh provenientes de centrales solares (1.301 GWh) y eólicas (731 GWh) en Chile. Esto implicó un aumento de 156% respecto al año anterior. Las regiones con mayor vertimiento fueron Antofagasta (636 GWh), Atacama (582 GWh) y Coquimbo (357 GWh) [26].

En el año 2023, el vertimiento de energía renovables alcanzó 1.824 GWh, lo que corresponde a un 2,2% de la energía total producida en el año. De estos 1.328 GWh corresponde a plantas solares y 495,6 GWh a parques eólicos [28].

2.5 Necesidad de almacenamiento energético

La necesidad del almacenamiento energético surge principalmente por la creciente integración de fuentes de energía renovable variable, como la solar y eólica, dentro de las matrices eléctricas [29].

Las fuentes de energía renovables son de una naturaleza intermitente, por lo cual son difíciles de controlar, impredecibles y dependientes de condiciones climáticas, impidiendo la generación de energía continua [30].

Una opción para el desafío de la intermitencia en las energías renovables, son las tecnologías de almacenamiento, las cuales permiten la acumulación de energía cuando la producción excede el consumo y posteriormente utilizar esta energía almacenada en los momentos que no exista producción, permitiendo que el suministro sea constante [31].

2.5.1 Alternativas de almacenamiento

Existen diversos tipos de almacenamiento de energía, entre los más comunes se encuentran:

- Almacenamiento de energía en baterías

Es uno de los métodos de almacenamiento de energía más utilizados en la actualidad. Permiten almacenar la energía eléctrica producida por una fuente renovable y liberarla cuando se necesita [32].

- Almacenamiento térmico

Este tipo de almacenamiento aprovecha la energía térmica generada por una fuente de energía renovable, como la solar, y la almacena en líquidos o sólidos [6].

- Almacenamiento hidroeléctrico

Este tipo de almacenamiento utiliza la energía potencial del agua almacenada en embalses para generar energía eléctrica cuando se necesita, estas serían las centrales hidráulicas de bombeo [8].

- Almacenamiento en aire comprimido

Consiste en comprimir el aire y almacenarlo en un contenedor para luego expandirlo y utilizarlo para generar energía eléctrica, sin embargo, se considera altamente volátil, teniendo bajas las condiciones de seguridad [6].

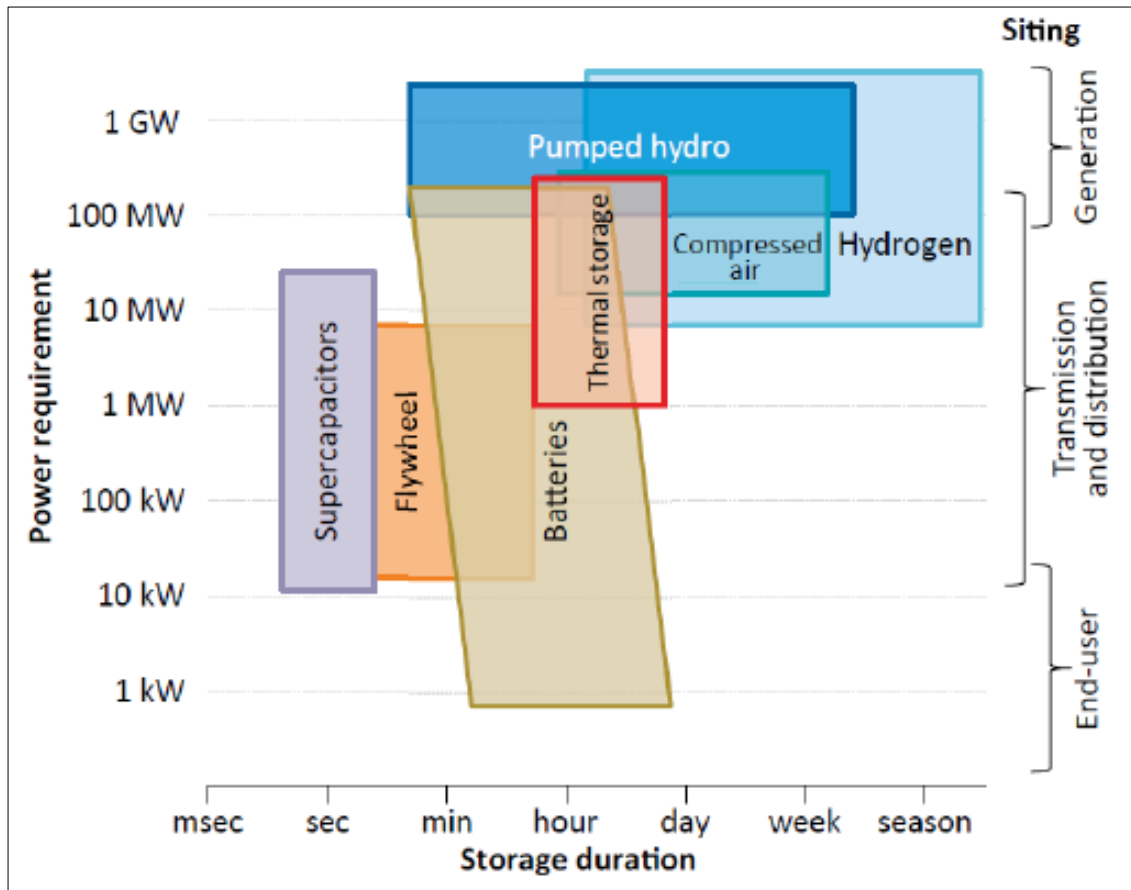


Figura 6: Clasificación de las tecnologías de almacenamiento de energía, según potencia y tiempo de almacenamiento [33].

Como se puede ver en la Figura 6, las baterías tienen la capacidad de almacenar energía por horas o máximo día en una potencia de máximo 100, a diferencia de las centrales hidráulicas de bombeo y aire comprimido que pueden almacenar energía por semanas e incluso estaciones, con una potencia superior a 1 GW.

2.5.2 Proyectos de almacenamientos energéticos con BESS en Chile

Las baterías BESS (Battery Energy Storage System) son sistemas electroquímicos que pueden cargar energía desde la red o una planta de energía y posteriormente descargarla para proveer electricidad u otros servicios a la red cuando sea necesario [34].

Las baterías BESS pueden diseñarse para diferentes duraciones de descarga. Por ejemplo, el almacenamiento de corta duración puede proveer hasta 10 horas de descarga a capacidad nominal antes de que la capacidad de energía almacenada se agote y un ciclo de vida de 5-15 años, dependiendo factores como la profundidad de descarga, temperatura de operación y la calidad de construcción y mantenimiento [35].

Los proyectos de almacenamiento de energía con baterías BESS (Battery Energy Storage System) han adquirido un gran interés en Chile debido a varios factores clave relacionados con el desarrollo y la necesidad de la integración de energías renovables en el país, como por ejemplo los proyectos para almacenamiento con BESS, como el sistema de almacenamiento de Engie Energía Chile, uno de los más grandes de América Latina, ubicado en la planta solar PV Coya [36] Además, Greenergy ha comenzado la

construcción del proyecto Oasis de Atacama, que será el "más grande del mundo" con una capacidad de 4.1 GWh y una generación adicional de 1 GW de solar PV [37].

En la Tabla 1 se presenta un listado de proyectos ya en operación y en proceso de construcción.

Tabla1: Listado de proyectos para almacenamiento energético en Chile.

Proyecto	Ubicación	Capacidad	Descripción	Fuente
Sistema de Almacenamiento de AES Andes	“Central Angamos”, Región de Antofagasta	50 - 100 MWh	Operativo Primer sistema de almacenamiento a gran escala.	[38]
Sistema de Almacenamiento de Enel Green Power	Planta fotovoltaica “El Pelicano”, Región de Atacama	25 - 50 MWh	Operativo	[39]
Sistema de Almacenamiento de Mainstream Renewable Power	Parque “eólico Cerro Tigre” Región de Coquimbo.	23 - 46 MWh	Operativo Se encuentra en operación desde 2022.	[40]
BESS Coya (ENGIE)	María Elena, Región de Antofagasta	300 - 600 MWh	Construcción Será el sistema de almacenamiento de energía más grande de América Latina.	[41]
BESS Tamaya (ENGIE)	Calama, Región de Antofagasta	100 - 200 MWh	Construcción Entrada en operación 2024.	[42]

Fuente: Elaboración propia.

2.5.3 Ley de almacenamiento de energía

La Ley 21.505, publicada en abril de 2022, tiene como propósito incentivar el desarrollo de sistemas de almacenamiento eléctrico y promover la electromovilidad en Chile.

Esta ley introduce modificaciones legales para eliminar barreras que dificultaban la implementación de proyectos de almacenamiento a gran escala y para usuarios residenciales.

Entre los beneficios esperados por esta legislación se encuentran:

- Mayor penetración de energías renovables intermitentes como la solar y eólica.
- Reducción de los costos para el usuario final.
- Aumento de la resiliencia del sistema eléctrico.
- Disminución de emisiones con la electromovilidad.

Esta ley busca sentar las bases para impulsar el desarrollo del almacenamiento eléctrico y la movilidad sustentable en Chile en las próximas décadas [43].

2.5.4 Necesidad de almacenamiento a largo plazo

Se estima que el retiro de las centrales a carbón en Chile implicaría desarrollar al menos 15.000 MW de capacidad solar y eólica, lo que duplicaría la capacidad actual de estas fuentes. Ante este crecimiento, se proyectan más de 3.300 MW de capacidad de almacenamiento al 2050 [28].

La necesidad de almacenamiento resulta clave para viabilizar el cambio hacia una matriz con predominio solar y eólico. Estas fuentes tienen factores de planta bajos, de 10-20% en solar [44] y 25-50% en eólica [45], con variabilidad estacional. La inclinación solar, los patrones de viento y eventos climáticos impactan la generación a lo largo del año.

Esta intermitencia conlleva riesgos como los black outs o apagones, cortes masivos de electricidad por colapso del sistema. Se producen por desbalances entre oferta y demanda, fallas en centrales, eventos climáticos extremos o cascadas de fallas [46].

Si bien existen proyectos para el almacenamiento energético en Chile, que se mencionaron anteriormente, las baterías BESS (Battery Energy Storage System) presentan limitaciones para satisfacer los requerimientos de almacenamiento energético a gran escala en Chile. Esto se debe a factores

técnicos y económicos que restringen su implementación masiva [47]. Por un lado, la capacidad de almacenamiento de las baterías actuales resulta insuficiente para soportar varios ciclos diarios de carga y descarga, considerando los crecientes excedentes renovables proyectados y la demanda nocturna en el sistema chileno [48]. Además, su vida útil de 10 a 15 años implica reemplazos frecuentes del sistema de almacenamiento, encareciendo los costos a largo plazo [49].

Por otro lado, los costos de inversión de las baterías BESS por unidad de energía almacenada son aún elevados en comparación a tecnologías alternativas [50]. Esto limita su rentabilidad y despliegue masivo en Chile por parte de las empresas eléctricas [51]. Ante estas restricciones, resulta clave complementar la capacidad de almacenamiento con centrales de bombeo hidroeléctrico, las cuales presentan eficiencias sobre 80%, larga vida útil, bajos costos de mantenimiento y capacidad de almacenar grandes volúmenes de energía [47].

La integración de bombeo hidráulico junto con baterías de menor escala permite optimizar técnica y económicamente el almacenamiento necesario para la transición energética chilena [49].

Las centrales de bombeo brindan almacenamiento masivo para los excedentes renovables diarios, mientras que las baterías gestionan los requerimientos de corto plazo y servicios complementarios [50]. Esta combinación de tecnologías resulta clave en la planificación energética chilena.

2.6 Centrales hidráulicas de bombeo

Las centrales hidroeléctricas de bombeo (CHB) son una forma de almacenar la energía eléctrica excedente producida por otras fuentes renovables, como la energía eólica y solar. Estas centrales tienen dos embalses, uno en un nivel superior y otro en un nivel inferior, y un túnel que conecta ambos embalses, como se representa en la Figura 7. Cuando hay excedente de energía, se usa para bombear agua desde el embalse inferior al superior, generando energía potencias y cuando se necesita energía adicional, el agua se libera del embalse superior para pasar por una turbina, generando así electricidad por la transformación de la energía potencial a cinética [52].

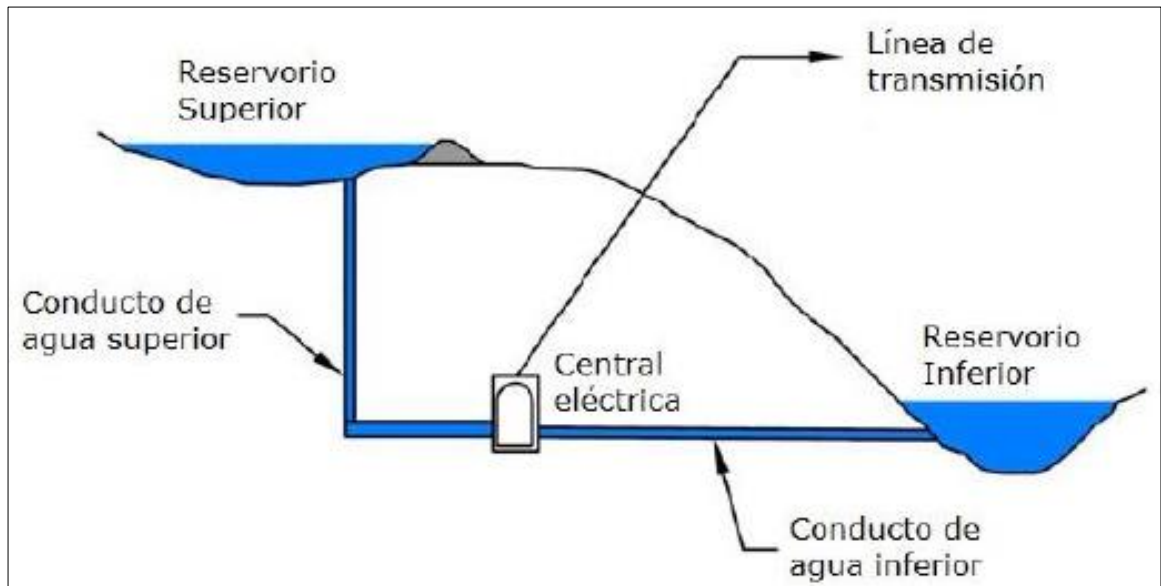


Figura 7: Esquema de una central hidroeléctrica de bombeo convencional [52].

2.6.1 Clasificación de CHB.

Las centrales hidroeléctricas de bombeo se pueden clasificar según la ubicación de su reservorio inferior, tipo de circuito, maquinaria utilizada y variabilidad de la velocidad [53].

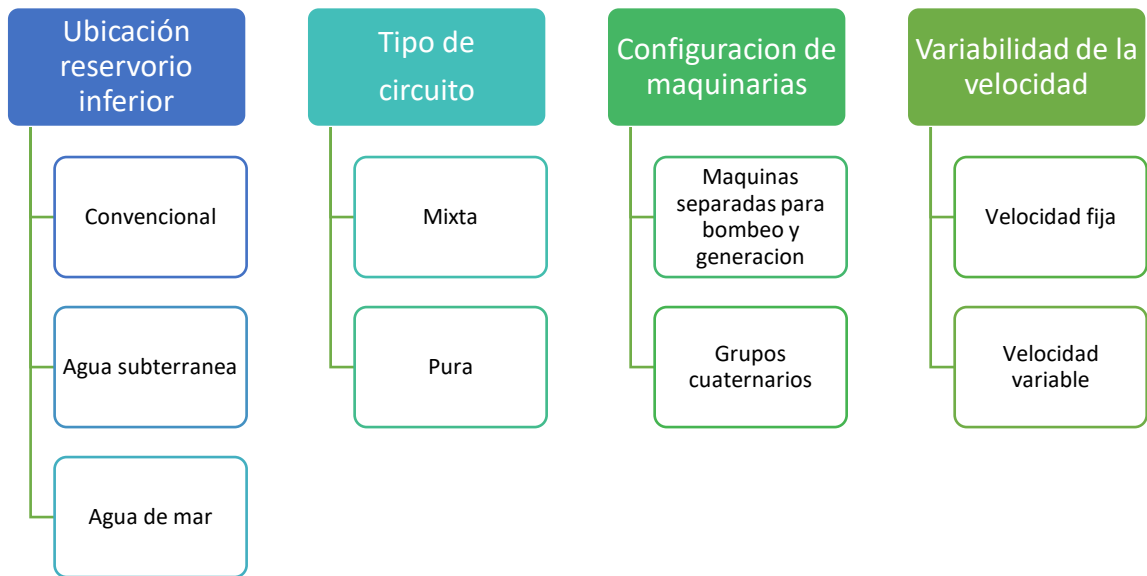


Figura 8: Clasificación de las CHB [53].

Como se puede ver en la Figura 8, existen 4 tipos de clasificaciones:

Tipo de circuito se define en pura y mixta, las centrales puras consisten en un circuito cerrado entre los dos reservorios de agua, por lo que no reciben un aporte de un afluente hídrico, por otro lado las mixtas son de circuito abierto utilizando la mezcla entre el agua bombeada desde el reservorio superior y un flujo natural de agua [53].

Para la clasificación de maquinaria utilizada y configuración de la velocidad hace referencia a la disposición de turbinas, bombas y generadores y si esta

utiliza un sistema bomba/turbina de velocidad fija o variable, respectivamente [54].

En cuanto a la clasificación de la ubicación del reservorio inferior, se encuentran 3 tipos: convencional, agua de mar y agua subterránea.

Una central hidráulica de bombeo convencional consta de dos embalses, uno ubicado a una altura mayor que el otro, el reservorio inferior puede ser artificial, una laguna o lago, como se puede apreciar en la Figura 7 [55].

En cuanto a la de agua de mar, también conocida como costera, su embalse inferior se encuentra en la costa, de esta manera utiliza el mar como fuente de energía en lugar de un río, lago o embalse artificial. En este caso el embalse inferior sería la propia costa. Es una versión alternativa de una central hidroeléctrica de bombeo convencional, ya que aprovechan la interacción entre la tierra y el mar para obtener energía adicional [56].

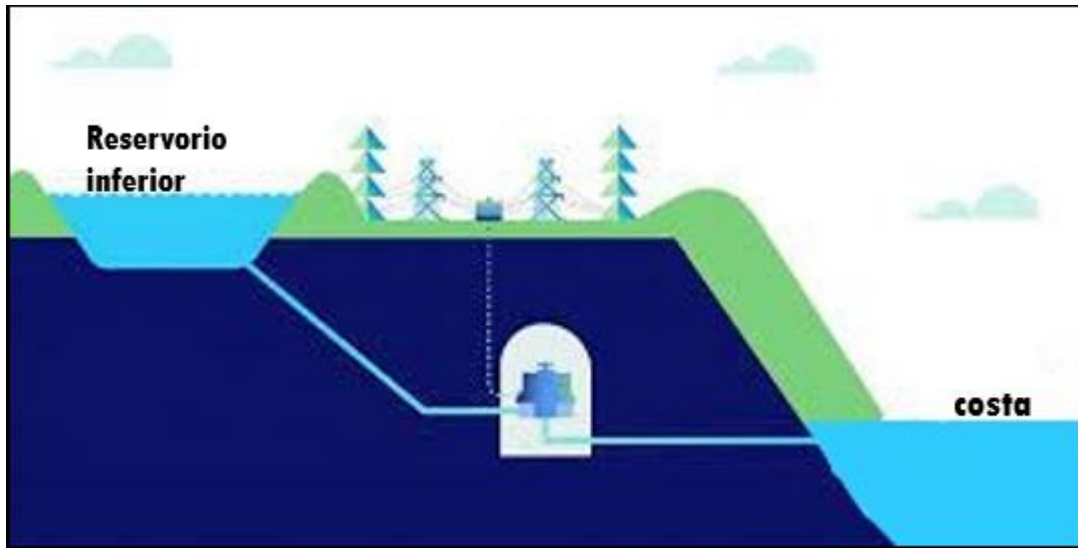


Figura 9: Esquema de una central hidroeléctrica de bombeo costera. Elaboración propia con información extraída de [57].

Finalmente, la clasificación de agua subterránea, es el mismo principio que las dos anteriores, pero el embalse inferior será de aguas subterráneas como lo dice su nombre [53].

2.7 Potencial de almacenamiento con CHB en Chile

Chile posee una geografía excepcionalmente apta para la implementación de centrales de bombeo hidroeléctrico. La extensa Cordillera de Los Andes, la Cordillera de la Costa y la Depresión Intermedia, un relieve con grandes desniveles que permiten obtener importantes saltos hidráulicos [58].

Se identifican más de 100 posibles emplazamientos rentables para este tipo de centrales en el país, con una capacidad de almacenamiento energético total de alrededor de 50 TWh, los cuales se pueden ver representados en la Figura 8. Esto equivale a más de 10 veces la actual capacidad de almacenamiento de Chile [58].

Las regiones de Antofagasta, Atacama y Coquimbo reúnen la mayor cantidad de sitios, gracias a sus pronunciados gradientes topográficos. No obstante, en todas las regiones se hallaron oportunidades para desarrollar bombeo hidroeléctrico [58].

Este tipo de centrales pueden complementar eficientemente la generación renovable variable, entregando capacidad firme al sistema eléctrico y permitiendo integrar mayor cantidad de energía solar y eólica [58].

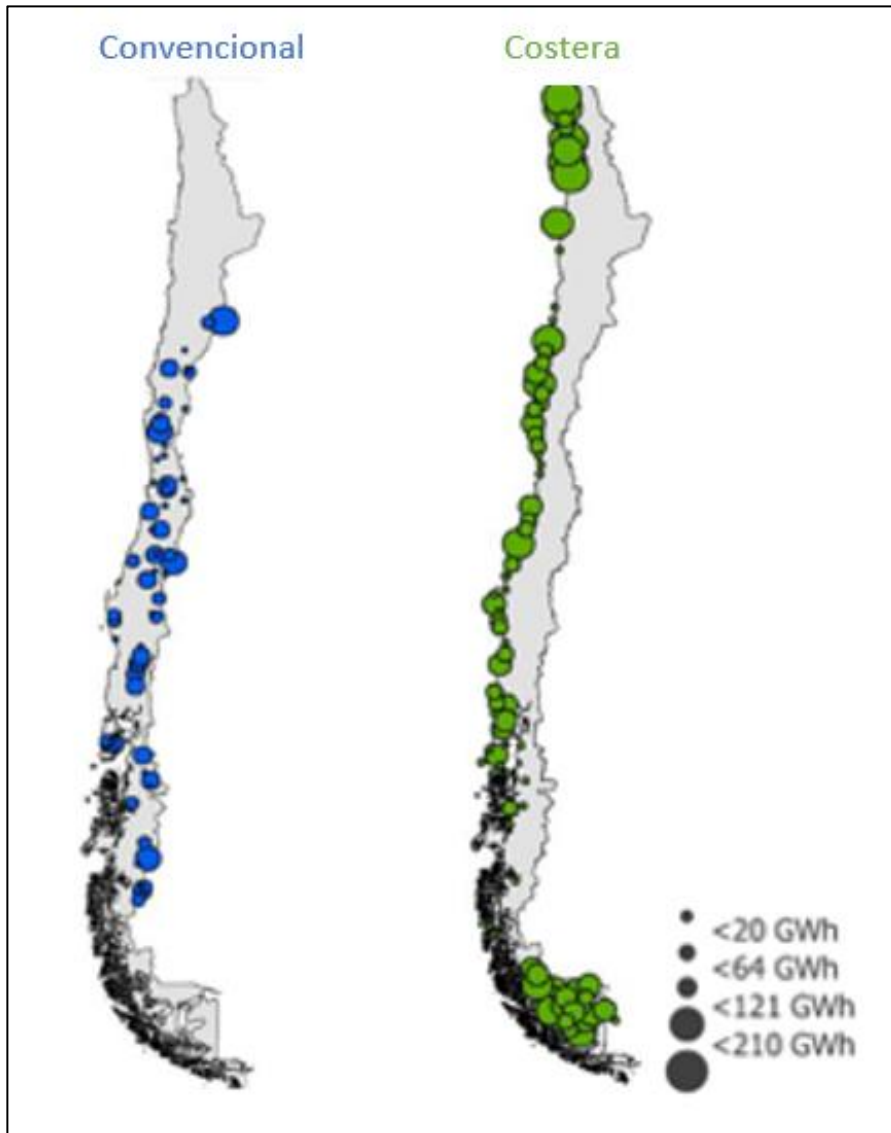


Figura 10: Tipos de emplazamientos para CHB en Chile [58].

2.8 Análisis de ciclo de vida

El análisis de ciclo de vida es una metodología que se utiliza para estudiar y analizar los impactos ambientales asociados de un producto o servicio a lo

largo de todo su ciclo de vida, desde la extracción de las materias primas hasta su disposición final [59].

Esta metodología está normalizada por la Organización Internacional de Normalización mediante las normas ISO 14040:2006 e ISO 14044:2006, donde se establecen cuatro etapas de estudio: definición de objetivos y alcance, análisis del inventario, evaluación del impacto e interpretación, los cuales se muestran en la Figura 9 [60].



Figura 11: Esquema de la metodología de un Análisis de Ciclo de Vida, Adaptado de [59].

2.8.1. Ventajas y desventajas de un ACV

El Análisis de Ciclo de Vida (ACV) es una herramienta ampliamente utilizada para evaluar los impactos ambientales de un producto, proceso o servicio a lo largo de todas las etapas de su vida [61].

Una de las principales aplicaciones del ACV es la comparación de diferentes alternativas que cumplen una función similar, como en el caso de las centrales de bombeo. Al evaluar los impactos ambientales de cada alternativa a lo largo de su ciclo de vida, el ACV permite determinar cuál es la opción más sostenible y con el menor impacto ambiental global [62].

A continuación, se presentan las ventajas y desventajas del Análisis de Ciclo de Vida:

- **Ventajas de un Análisis de Ciclo de Vida (ACV)**

1. Identificación de oportunidades de mejora: Permite identificar áreas donde se pueden reducir los impactos ambientales y mejorar la eficiencia de los recursos en todas las etapas del ciclo de vida de un producto o servicio [61].

2. Toma de decisiones informada: Los resultados de un ACV proporcionan información valiosa para la toma de decisiones estratégicas, como el diseño de productos, la selección de materiales y la optimización de procesos [63].
3. Cumplimiento de regulaciones y estándares: El ACV ayuda a las organizaciones a cumplir con las regulaciones ambientales y los estándares de sostenibilidad, como la ISO 14040 y la ISO 14044 [62].
4. Mejora de la imagen y la competitividad: Al demostrar un compromiso con la sostenibilidad y la reducción de los impactos ambientales, las organizaciones pueden mejorar su imagen y competitividad en el mercado [64].
5. Comparación de alternativas: Permite comparar diferentes productos, procesos o sistemas que cumplen una función similar, como en el caso de las centrales de bombeo. Al evaluar los impactos ambientales de cada alternativa a lo largo de su ciclo de vida, se puede determinar cuál es la opción más sostenible [62]. Esto ayuda a tomar decisiones informadas y a seleccionar la alternativa con el menor impacto ambiental global.

- **Desventajas de un Análisis de Ciclo de Vida (ACV)**

1. Complejidad y requisitos de datos: La realización de un ACV puede ser compleja y requerir una gran cantidad de datos detallados sobre los procesos y materiales involucrados que no siempre se logran obtener [63].
2. Incertidumbre y variabilidad: Los resultados de un ACV pueden estar sujetos a incertidumbres y variabilidad debido a la calidad de los datos, las suposiciones realizadas y las limitaciones metodológicas [63].

2.8.2 Potencialidades de un análisis de ciclo de vida

En cuanto a las potencialidades del ACV, se destaca su utilidad como herramienta de ecodiseño, permitiendo identificar etapas y procesos del ciclo de vida con mayor carga ambiental, y así enfocar los esfuerzos de mejora. También permite comparar el desempeño ambiental de productos que cumplen la misma función, útil para definir la mayor carga ambiental a tecnologías de almacenamiento energético.

Para centrales hidroeléctricas de bombeo, el ACV puede ser útil al momento de seleccionar tecnologías, materiales de construcción, sistemas de

generación, o definir estrategias de operación y mantenimiento. Permite cuantificar y comparar los impactos de distintas configuraciones y alternativas tecnológicas a lo largo del ciclo de vida.

Una de las principales ventajas del ACV es que permite una visión integral de los impactos ambientales de un producto o proceso a lo largo de todo su ciclo de vida, desde la extracción de materias primas hasta la disposición final, pasando por manufactura, transporte y uso [64]. En cambio, una evaluación de impacto ambiental se enfoca en los impactos dentro del área de influencia directa del proyecto [66].

En relación a comparar distintas tecnologías o alternativas de un mismo producto o proceso, cuantificando sus impactos ambientales relativos [65]. La EIA no está diseñada para comparar alternativas, solo evalúa los impactos de un proyecto específico [66].

El ACV considera una amplia gama de categorías de impacto como calentamiento global, toxicidad humana, agotamiento de recursos, entre otros [65]. La EIA pone énfasis en impactos locales y no siempre de forma cuantitativa [66].

2.9 Análisis de ciclo de vida en centrales hidroeléctricas de bombeo

Se han realizado múltiples análisis de ciclo de vida en el mundo energético y por consiguiente, también para distintos tipos de almacenamiento de energía, dentro de ellas están las centrales hidroeléctricas de bombeo.

Dentro de los estudios revisados para la creación de este escrito, se pueden encontrar mayormente, dos tipos de estudios, un análisis de ciclo de vida para una central específica, donde los límites del sistemas son desde “la cuna a la tumba”, integrando la etapa de manufactura, construcción, operación y desmantelamiento y el otro estudio es un análisis comparativo, donde una de las tecnologías escogidas es una central hidroeléctrica de bombeo (generalmente de una planta ya existente) y otra tecnología que puede ser aire comprimido o baterías, que al igual que el caso anterior, los límites de sistema son desde “la cuna a la tumba”.

En la Tabla 2 se resumen los estudios utilizados como referencia para la creación de este escrito.

Tabla 2: Resumen de estudios de ACV para centrales hidroeléctricas de bombeo.

Caso de estudio	Descripción	Impactos evaluados	Unidad funcional	Fuente
Revisión de estudios de análisis de ciclo de vida de sistemas de almacenamiento de energía, incluyendo centrales hidroeléctricas de bombeo.	Este estudio revisa y compara los resultados de análisis de ciclo de vida de diferentes tecnologías de almacenamiento de energía, incluyendo centrales hidroeléctricas de bombeo, baterías y almacenamiento de energía de aire comprimido. Los autores analizan los impactos ambientales, la metodología utilizada y las limitaciones de cada estudio. Concluyen que las centrales hidroeléctricas de bombeo tienen un menor impacto ambiental en comparación con otras tecnologías de almacenamiento	Emisiones de gases de efecto invernadero, agotamiento de recursos, toxicidad humana y ecotoxicidad.	1 kWh de electricidad almacenada	[67]
Análisis de ciclo de vida de una central hidroeléctrica de bombeo en Finlandia.	Este estudio evalúa los impactos ambientales de una central hidroeléctrica de bombeo en Finlandia utilizando la metodología de análisis de ciclo de vida (ACV). Se consideran las etapas de construcción, operación y desmantelamiento. Los resultados muestran que la etapa de operación contribuye significativamente a los impactos ambientales, principalmente debido a las emisiones de la red eléctrica utilizada para el bombeo. Recomiendan el uso de energías renovables para reducir los impactos.	Cambio climático, agotamiento de recursos fósiles, acidificación, eutrofización y toxicidad humana	1 kWh de electricidad almacenada	[68]

Fuente: Elaboración propia.

Continuación Tabla 2

Caso de estudio	Descripción	Impactos evaluados	Unidad funcional	Fuente
Comparación de las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida de diferentes tecnologías de energía renovable y almacenamiento, incluyendo centrales hidroeléctricas de bombeo.	Este estudio compara las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida de diferentes tecnologías de energía renovable (eólica y solar) y almacenamiento de energía, como centrales hidroeléctricas de bombeo, baterías de iones de litio y almacenamiento de energía de aire comprimido. Los resultados indican que las centrales hidroeléctricas de bombeo tienen emisiones de gases de efecto invernadero relativamente bajas en comparación con otras tecnologías de almacenamiento, pero dependen de la fuente.	Emisiones de gases de efecto invernadero (CO ₂ equivalente).	1 kWh de electricidad almacenada	[69]
Análisis de ciclo de vida de una central hidroeléctrica de bombeo en los Estados Unidos.	Se analiza el papel del almacenamiento de energía en la integración de energías renovables, centrándose en las centrales hidroeléctricas de bombeo. Se realiza un análisis de ciclo de vida para evaluar los impactos ambientales de una central hidroeléctrica de bombeo en los Estados Unidos. Los resultados muestran que las emisiones de gases de efecto invernadero y otros impactos ambientales son relativamente bajos en comparación con otras tecnologías de almacenamiento y generación de energía.	Emisiones de gases de efecto invernadero, uso de agua y uso de la tierra.	1 MWh de electricidad almacenada	[70]

Fuente: Elaboración propia.

Continuación Tabla 2

Caso de estudio	Descripción	Impactos evaluados	Unidad funcional	Fuente
Análisis de ciclo de vida de una central hidroeléctrica de bombeo en Portugal	Este estudio evalúa los impactos ambientales de una central hidroeléctrica de bombeo en Portugal utilizando la metodología de análisis de ciclo de vida. Se consideran las etapas de construcción, operación y desmantelamiento. Los resultados indican que la etapa de construcción tiene un impacto significativo en la mayoría de las categorías de impacto, mientras que la etapa de operación contribuye principalmente a las emisiones de gases de efecto invernadero debido a la mezcla de electricidad utilizada para el bombeo.	Cambio climático, agotamiento de recursos fósiles, acidificación, eutrofización, toxicidad humana y ecotoxicidad	1 kWh de electricidad almacenada	[71]
Análisis de ciclo de vida de una central hidroeléctrica de bombeo de agua de mar (costera) en comparación con una central hidroeléctrica de bombeo convencional.	Este estudio compara los impactos ambientales de una central hidroeléctrica de bombeo de agua de mar (costera) con una central hidroeléctrica de bombeo convencional en China, utilizando la metodología de análisis de ciclo de vida. Se consideran las etapas de construcción, operación y desmantelamiento de ambas centrales. Los resultados muestran que la central hidroeléctrica de bombeo costera tiene un impacto ambiental ligeramente menor en comparación con la central convencional, principalmente debido a la construcción de la infraestructura adicional necesaria para el manejo del agua de mar (desalar) y la protección contra la corrosión. Sin embargo, ambas tecnologías presentan impactos ambientales relativamente bajos en comparación con otras tecnologías de almacenamiento de energía.	Cambio climático, agotamiento de recursos fósiles, acidificación, eutrofización, toxicidad humana y ecotoxicidad.	1 MWh de electricidad almacenada	[72]

Fuente: Elaboración propia.

Como se logra ver en la Tabla 2, la mayoría de los análisis de ciclo de vida se utiliza para comparar distintas tecnologías de almacenamiento energético, con la misma unidad funcional directamente relacionada a la energía acumulada o almacenada de cada tecnología.

Dentro de las categorías de impacto se pueden ver emisiones de gases de efecto invernadero, emisiones de CO₂ y uso de agua que presentan el mayor impacto en la etapa de operación, siendo muy pequeña en la etapa de construcción en comparación. Las otras categorías de impacto son agotamiento de recursos fósiles, acidificación, eutrofización, toxicidad humana, ecotoxicidad y uso de tierra, estas categorías presentan un mayor impacto en la etapa de construcción, aun así la etapa de operación sigue superando a estas categorías.

Los estudios para las centrales hidroeléctrica de bombeo costera son muy pocos, debido a que es una nueva alternativa y además que son pocos los países que tienen un gran potencial para considerar el cambio de una central tradicional a una central costera.

En el estudio mencionado para comparación de una central hidroeléctrica costera con una central hidroeléctrica convencional, se muestra que la central

costera presenta levemente mayores impactos, siendo la de mayor diferencia la ecotoxicidad, esto se debe a la infraestructura adicional que se debe construir para desalar agua de mar y el material anticorrosivo, la idea de esta estructura adicional es alargar la vida útil de la central costera y tener la misma unidad funcional, se escoge esta opción por la dificultad en la obtención de información para mantención de equipos que necesitaría una central costera.

El uso de agua es una categoría que no se integra dentro del estudio ya que los autores mencionan que para ese impacto se recomienda un estudio local debido a las diferencias para obtención de ese recurso en las distintas posiciones geográficas.

Como conclusión, el análisis de ciclo de vida es una herramienta altamente utilizada para la toma de decisiones entre distintas tecnologías que cumplen con la misma función, o una misma tecnología con cambios dentro de la misma, como el caso de la central costera con una central tradicional.

Si se desea alargar la vida útil de una central costera, para un análisis de cuna a tumba, claramente podría presentar mayores impactos, sin embargo faltan estudios donde se pueda integrar la mantención de equipos y poder notar si

un embalse menos podría hacer una diferencia sustancial y por supuesto tomar en cuenta dentro de los posibles estudios el uso de agua estando en una época de mega sequía en el país.

Capítulo 3

3.1 Pregunta de Investigación

¿Será ambientalmente recomendable la construcción de una central hidráulica de bombeo costera por sobre una central hidráulica de bombeo convencional?

3.2 Objetivo General

- Evaluar los impactos ambientales asociados a la construcción de una central hidroeléctrica de bombeo convencional y una costera.

3.2.1 Objetivos Específicos

- Elaborar los inventarios de la fase de construcción de una central hidroeléctrica de bombeo costero y convencional.
- Calcular los impactos ambientales asociados a la construcción de una central hidráulica de bombeo costera y convencional.
- Comparar impactos ambientales que produce una central hidráulica de bombeo costera v/s una central hidráulica de bombeo convencional.

Capítulo 4

Metodología

En la Figura 12 se resume la metodología que se utilizó para determinar los impactos ambientales de las centrales de bombeo seleccionadas para elaborar este escrito.

Para ello, los tres objetivos específicos se dividen en acciones, que permiten cumplir con el objetivo general, el cual será evaluar los impactos ambientales asociados a la construcción de una central hidroeléctrica de bombeo convencional y una costera, para determinar si la central de bombeo costera es ambientalmente viable en relación con una central de bombeo convencional.

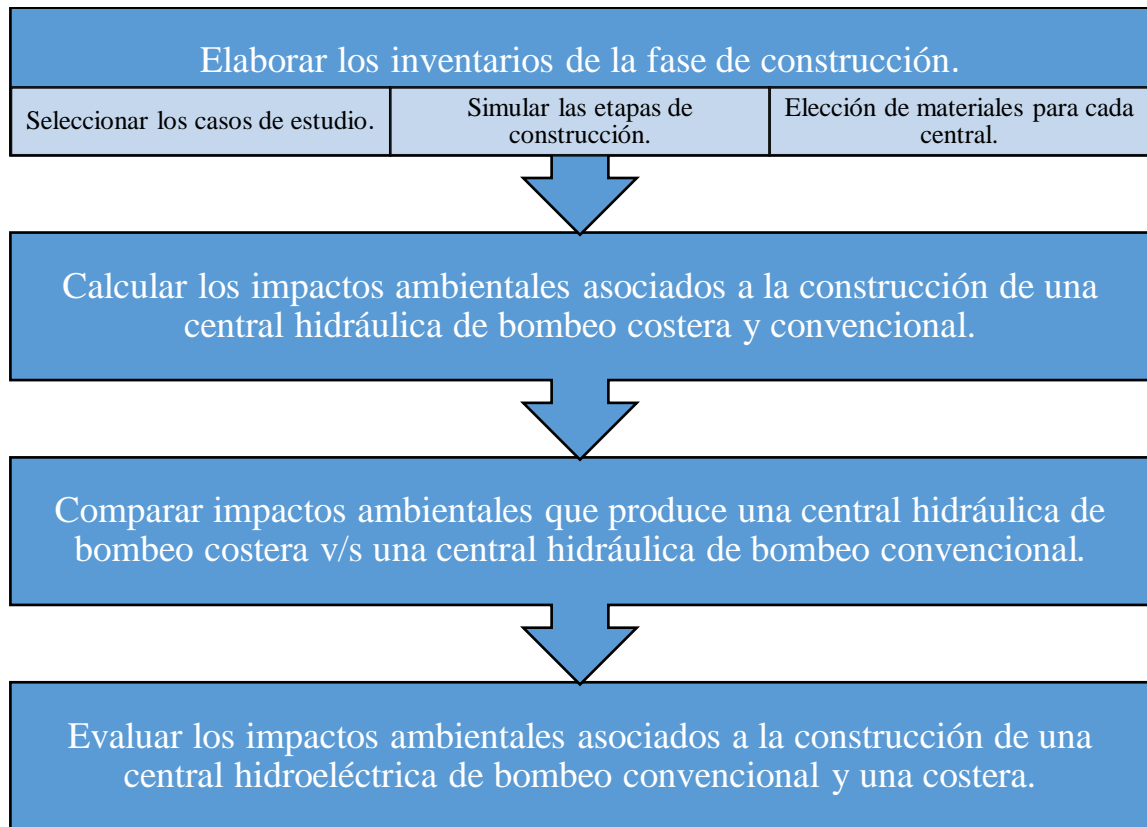


Figura 12: Resumen metodológico, elaboración propia.

4.1 Casos de estudio

Los siguientes diseños fueron seleccionados bajo la ya confirmada perfectibilidad técnica económica que poseen, e igual energía acumulada [73]. Estos serán la base para generar los inventarios de cada central.

Caso 1: Central de bombeo costera

Central hidroeléctrica de bombeo costera, se ubica en Tirúa, Provincia de Arauco, Chile, la cual se representa en la Figura 13.



Figura 13: Área de estudio CHB costera [73].

Caso 2: Central de bombeo convencional

Central hidroeléctrica convencional, se ubica en Quilaco, Provincia de Biobío, Chile, la cual se representa en la Figura 14.

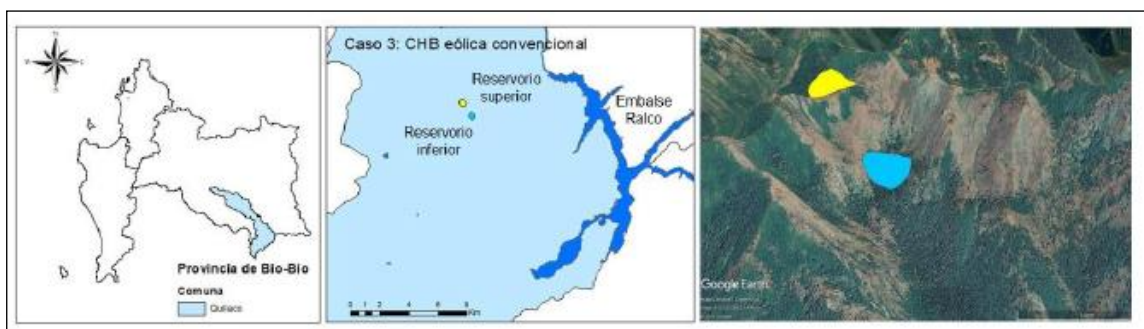


Figura 14: Área de estudio CHB convencional [73].

Para determinar los usos de suelo se utilizaron los shape de cada central previamente creados en ArcGis, los cuales se representan en la Tabla 3 y 4.

Tabla 3: Usos de suelo en área utilizada para CHB costera.

Uso tierra	Uso	Área (m ²)
Rotación Cultivo-Pradera	Terrenos agrícolas	57.674
Praderas perennes	Praderas y matorrales	75.322
Plantación joven o recién cosecha	Bosques	87.388
Bosque nativo renoval denso	Bosque nativo	74.602
Matorral-Padrea semidenso	Praderas y matorrales	13.205

Fuente: Elaborada con datos extraídos de shape [73]

Tabla 4: Usos de suelo en área utilizada para CHB convencional.

Uso tierra	Uso	Área (m ²)
Embalse Superior		
Matorral Semidenso	Matorral	81.020
Bosque nativo adulto-renoval semidenso	Bosque nativo	73.495
Bosque nativo achaparado denso	Bosque nativo	73.495
Embalse Inferior		
Matorral Semidenso	Matorral	65.079
Bosque nativo adulto-renoval semidenso	Bosque nativo	116.952

Fuente: Elaborada con datos extraídos de shape [73]

Además, de los usos de suelo se identifica la entrada de agua para la central costera, el cual sería el Rio Grande.

Para determinar el material subterráneo, se utilizó el mapa de portal Geomin [74], y se interceptaron con los datos de la ubicación de ambas centrales, esto

determino que el material subterráneo en ambas zonas es **arena y grava**, sin embargo, no entrega datos de cantidad, por lo que se tendrá el supuesto 1, siendo 50% arena y 50% grava.

Dentro de los aspectos definidos anteriormente para las centrales hidroeléctricas de bombeo se encuentran: la energía acumulada, la potencia instalada, la caída bruta y el caudal máximo de la central. Estos datos se representan en la Tabla 5.

Tabla 5: Datos técnicos de las centrales hidráulicas de bombeo seleccionadas.

Descripción	Central Costera	Central Convencional	Unidad
Energía acumulada	2,7	2,7	GWh
Potencia instalada	55,6	37,6	MW
Caída bruta	232	151	m
Caudal máximo	23,9	25,4	m ³ /s
Volumen embalsado	4,13	6,60	Mm ³

Fuente: Elaborada con datos extraídos de [73].

4.2 Simulación de etapas de construcción

Para determinar las partes necesarias en la etapa de construcción de los embalses, se utilizó la EIA del proyecto espejo de Tarapacá [75], las cuales son: presas, anclas y compuertas.

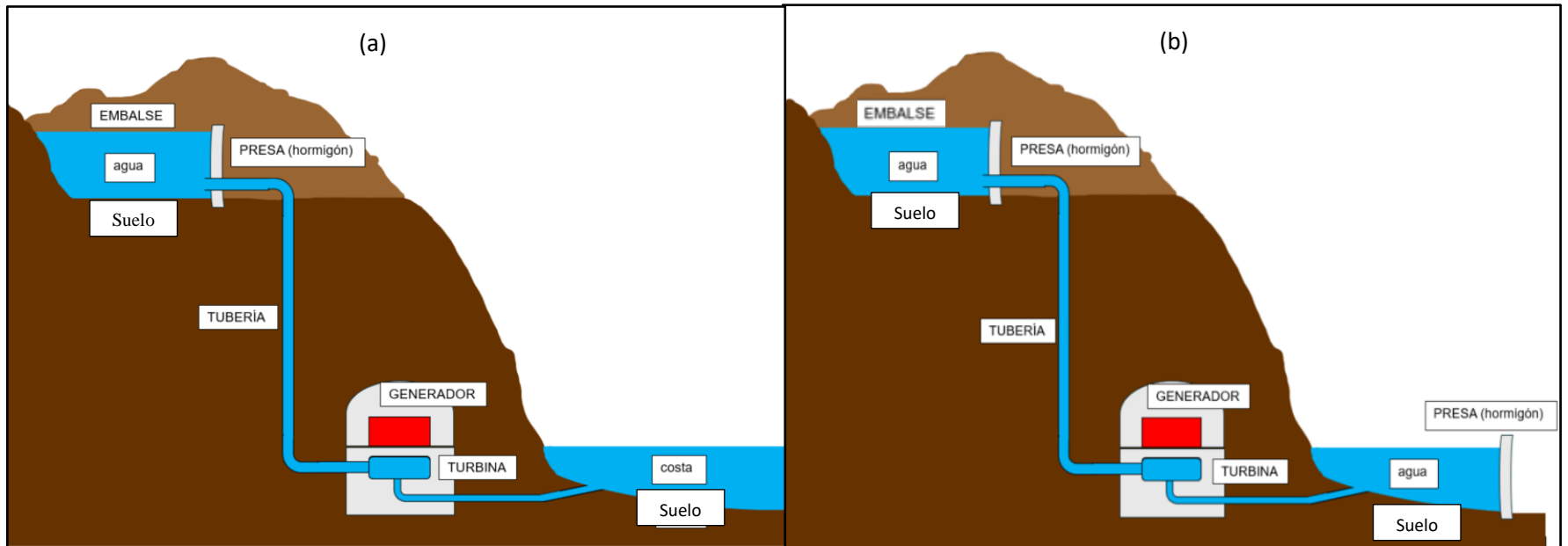


Figura 15: Esquema representativo lateral para central costera (a) y central convencional (b).
Elaboración propia.

La estructura de construcción se muestra en la Figura 15, aquí se puede notar la diferencia que la central convencional se compone de un embalse más, que tiene como función retener el agua, al ser ambos artificiales a diferencia de la central costera que su embalse inferior es la costa.

Para la estructura de la presa se utiliza hormigón armado, i.e. hormigón reforzado con barras acero corrugado [75], esta se recubre en la parte interior que tiene contacto con el agua con una geomembrana para evitar la corrosión en el caso de la central costera y para el caso de la central convencional para evitar infiltraciones de agua, también se puede utilizar pintura anticorrosiva para la presa, que cumpliría la misma función que la geomembrana en el caso de la central costera, pero tiene una menor vida útil, la selección del alternativa se define principalmente por temas económicos [72], sin embargo para este caso de estudio, no serán evaluadas ninguna de las dos alternativas al ser menos del 5% del material total (ver anexo 1).

La presa se compone de compuertas y anclas. Las compuertas son las que abren y cierran el flujo de agua según sea necesario para almacenar y crear energía, el material de construcción para estas es acero estructural. Las anclas tienen la función de sostener el peso de la presa y del agua almacenada en el

embalse, el material de construcción de estas es acero en su interior y un revestimiento de hormigón alrededor del acero, esto se representa en la Figura 16, que es el esquema utilizado para ambas centrales [72].

La cantidad y tamaño de las compuertas y anclas se definirá según la longitud y altura de la presa, al igual que las anclas.

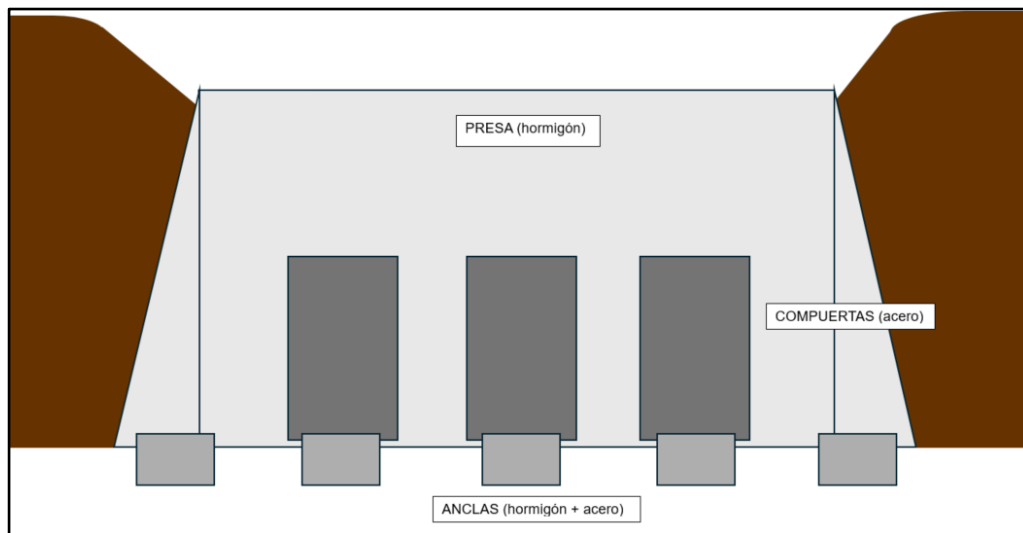


Figura 16: Esquema representativo frontal de una presa. Elaboración propia.

Para las tuberías que será lo que transporte el agua, su instalación será subterránea y el material para cada central será determinado según las necesidades de cada central. Estas se pueden ver representadas en la Figura 15.

- Embalses

Los embalses fueron previamente establecidos en [73], los cuales son mostrados en la Tabla 6.

Tabla 6: Medidas de los embalses para central hidroeléctrica costera y convencional.

Datos	Central costera		Central convencional		Unidad
	Embalse superior	Embalse inferior	Embalse superior	Embalse inferior	
Área	253.305	No aplica	174.562	182.541	m ²
Altura promedio	16,3	No aplica	18,5	18,5	m

Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de shape [73]

Es importante tener en cuenta que es la altura promedio, debido a que la altura cambia en los distintos puntos del embalse.

- Presas

Para determinar las medidas de los embalses se utiliza el DEM previamente creado con la herramienta ArcGis para visualizarlo en Google Earth y alinear las represas con las entradas de agua.

Las medidas de las presas se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7: Medidas de las presas para central hidroeléctrica costera y convencional.

Datos	Central costera		Central convencional		Unidad
	Presa superior	Presa inferior	Presa superior	Presa inferior	
Longitud (LR)	190	No aplica	110	126	m
Ancho (AR)	6	No aplica	6	6	m
Altura (HR)	18	No aplica	20	20	m

Fuente: Elaboración propia.

- Anclas

Para hacer una estimación de las medidas de las anclas, se debe considerar las medidas de las represas y el material subterráneo sobre el cual se sostendrá la presa, en este caso, arena y grava.

La longitud mínima de un ancla construida sobre arena y grava debe ser 20% mayor que la altura de la presa [76].

$$\text{Longitud del ancla (LA)} = \text{HA} * 1.2 \quad (1)$$

Siendo,

HA = Altura de la presa

Para estimar el diámetro del ancla de las características anteriores, se recomienda como mínimo que las barras de acero sean de 300 mm y como máximo 500 mm [77], se utiliza el promedio de lo recomendado.

Diámetro del ancla (DA): 400 mm (supuesto 2).

Para el espaciado entre anclas, se utiliza la recomendación de un mínimo de 6 metros y un máximo de 10 metros [78], se utiliza el promedio de lo recomendado.

Espacio entre anclas (EA): 8 metros (supuesto 3).

La cantidad de anclas para cada Presase calcula con la longitud total de la presa y la suma de la longitud del ancla y el espaciado entre ellas.

$$\text{Numero de anclas (NA)} = \frac{\text{LR}}{(\text{LA} + \text{EA})} \quad (2)$$

Siendo,

LR = Longitud de la represa.

LA = Longitud del ancla.

EA = Espaciado entre anclas.

Los datos para cada ancla en ambas centrales se representan en la Tabla 8.

Tabla 8: Medidas de las anclas para las centrales hidroeléctricas de bombeo costera y convencional.

Datos	Central costera		Central convencional		Unidad
	Presa superior	Presa inferior	Presa superior	Presa inferior	
Cantidad	7	No aplica	4	4	-
Longitud	21,6	No aplica	24	24	m
Diámetro	0,4	No aplica	0,4	0,4	m
Espaciado	8	No aplica	8	8	m

Fuente: Elaboración propia.

- Compuertas

Para la cantidad de compuertas, en represas entre 12 a 30 metros de altura, se debe considerar un mínimo de 4 a 5 compuertas [79].

Se considera un mínimo de 5 compuertas para las 3 represas (supuesto 4).

El ancho de cada compuerta debe ser aproximadamente $\frac{1}{4}$ del ancho o la altura de la presa, el que sea menor [80], en este caso el ancho de cada presa.

$$\text{Ancho de compuerta (AC)} = \frac{AR}{4} \quad (3)$$

Siendo,

AR = Ancho de la presa

La altura se determina en relación con el ancho de la compuerta, que se recomienda una relación de alto:ancho entre 2:1 y 5:1 [77], se utilizó una

relación de 4:1 ya que entrega la mejor combinación para la integridad de la estructura, estabilidad frente a cargas hidráulicas y mínima obstrucción al flujo [77].

$$\text{Altura de la compuerta (HC)} = \frac{\text{AC}}{\text{Relación} \left(\frac{\text{ancho}}{\text{alto}} \right)} \quad (4)$$

Siendo,

AC = Ancho de la compuerta

La longitud de las compuertas debe estar entre el 25% al 50% de la longitud de la presa, esto porque es el porcentaje que permite la regulación y control adecuado del embalse para el paso de crecidas [81].

Para este caso se utiliza el 25% para disminuir los gastos económicos y además que está comprobado que ese porcentaje es satisfactorio para manejar las crecidas.

$$\text{Longitud de la compuerta (LC)} = \frac{\text{LR} * 0,25}{\text{Número de compuertas (NC)}} \quad (5)$$

Siendo,

LR = Longitud de la presa.

Las dimensiones se resumen en la Tabla 9.

Tabla 9: Medidas de las compuertas para las centrales hidroeléctricas de bombeo.

Medidas	Central costera		Central convencional		Unidades
	Presa superior	Presa inferior	Presa superior	Presa inferior	
Cantidad	5	No aplica	5	5	-
Longitud	9,5	No aplica	5,5	6,3	m
Ancho	1,5	No aplica	1,5	1,5	m
Altura	6	No aplica	6	6	m

Fuente: Elaboración propia.

4.3 Elección de equipamiento y materiales

En esta sección se definen los equipos necesarios para las centrales hidroeléctricas de bombeo. La materialidad adecuada para los equipos y finalmente el material utilizado en los diseños anteriormente creados (represas, anclas y compuertas).

- Turbina Reversible

Se escoge una turbina reversible Francis debido a que este tipo de turbinas logran mejores eficiencias en operación tanto como turbina como en bombeo [82]. La turbina reversible Francis posee una eficiencia de turbinado de 0,9205 y una eficiencia de bombeo de 0,91 [83].

Para estimar el peso de la turbina, dato necesario para la etapa de transporte, y cálculo de materiales, se calcula una relación lineal entre el peso y la

potencia [84]. Para esto se utilizan como referencia los datos técnicos de turbinas Francis reversibles del fabricante Andritz Hydro, el cual tiene un modelo de 800 MW con un peso aproximado de 200 toneladas [85]. A partir de estos datos se extrapola una relación lineal entre potencia y peso.

- Motor Generador

Se escoge un motor generador a Diésel de MAN Energy Solutions, debido a la información encontrada de proveedores [86]

El motor generador, posee una eficiencia de motor de 0,984, según datos técnicos de fabricantes [87].

Para estimar el peso del generador, dato necesario para la etapa de transporte, se calcula una relación lineal entre el peso y la potencia [84], para esto se utilizan como referencia los datos técnicos [86] el cual tiene un modelo de 14 MW con un peso aproximado de 2 toneladas [88]. A partir de estos datos se extrapola una relación lineal entre potencia y peso.

- Tubería

El largo de las tuberías se estimó anteriormente [73] considerando las distancias entre reservorios para la central convencional y la costa para la central costera. Además de la caída bruta de cada central.

En cuanto a los materiales se escogió polietileno de alta densidad (HDPE) para la central convencional, siendo uno de los materiales más utilizados por su bajo coeficiente de rugosidad, que permite reducir pérdidas de carga [89]. Para las tuberías de la central costera, se escogió plástico reforzado con fibra de vidrio (GRP), por ser más resistente a la corrosión [90].

4.4 Inventario de ciclo de vida

4.4.1 Definir objetivo y alcance

El objetivo de un estudio de Análisis del Ciclo de Vida (ACV) es establecer el tema de investigación, las razones para realizarlo, el público al que va dirigido. Por otro lado, el alcance especifica todos los detalles de la metodología, incluyendo el sistema del producto, la unidad funcional, límites del sistema y la regla de distribución de cargas para procesos multi-productos [59].

Para este estudio es determinar los impactos ambientales generados por la etapa de construcción de una central hidroeléctrica de bombeo convencional y una central hidroeléctrica de bombeo costera y posteriormente comparar

los impactos de ambos centrales para determinar cuál es la construcción con mayor y menor impacto ambiental.

4.4.2 Unidad funcional

Describe la función principal del sistema analizado, proporcionando una referencia matemática para normalizar las entradas y salidas del sistema. Esta referencia permite obtener resultados que pueden ser comparados según las categorías de impacto seleccionadas.

Acorde a la norma ISO 14040, (2006), la unidad funcional se utiliza como la unidad de referencia para el estudio de un ACV, para ambos escenarios, en este estudio, la unidad funcional será la construcción de una central hidroeléctrica de bombeo (1p) con una capacidad de energía acumulada de 2,7 GWh.

4.4.3 Limites del sistema

Determinan qué procesos unitarios deben incluirse en el ACV. Para realizar un análisis más completo, generalmente se consideran las etapas dentro del límite de "De la cuna a la tumba", que incluye la cadena de producción de energía y materiales y todos los procesos desde la extracción de materias primas hasta la disposición final y el fin del ciclo de vida del producto. En el

caso del análisis de un servicio, se considera la fabricación de equipos y suministros, la construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento de la planta.

Sin embargo, en algunos casos puede ser apropiado utilizar un alcance más acotado, como "De la cuna a la puerta", que excluye la etapa de uso y disposición final.

Los límites del sistema (Figura 17) son donde se identifican los procesos a considerar dentro del análisis ambiental. El enfoque empleado para este estudio es de la cuna a la puerta, en donde se evalúan los procesos desde que se extraen las materias primas, equipamiento, transporte para ambas etapas y la etapa de construcción, donde se considera la extracción de arena y grava, su transporte hasta el acopio y el uso de combustible para las presas.

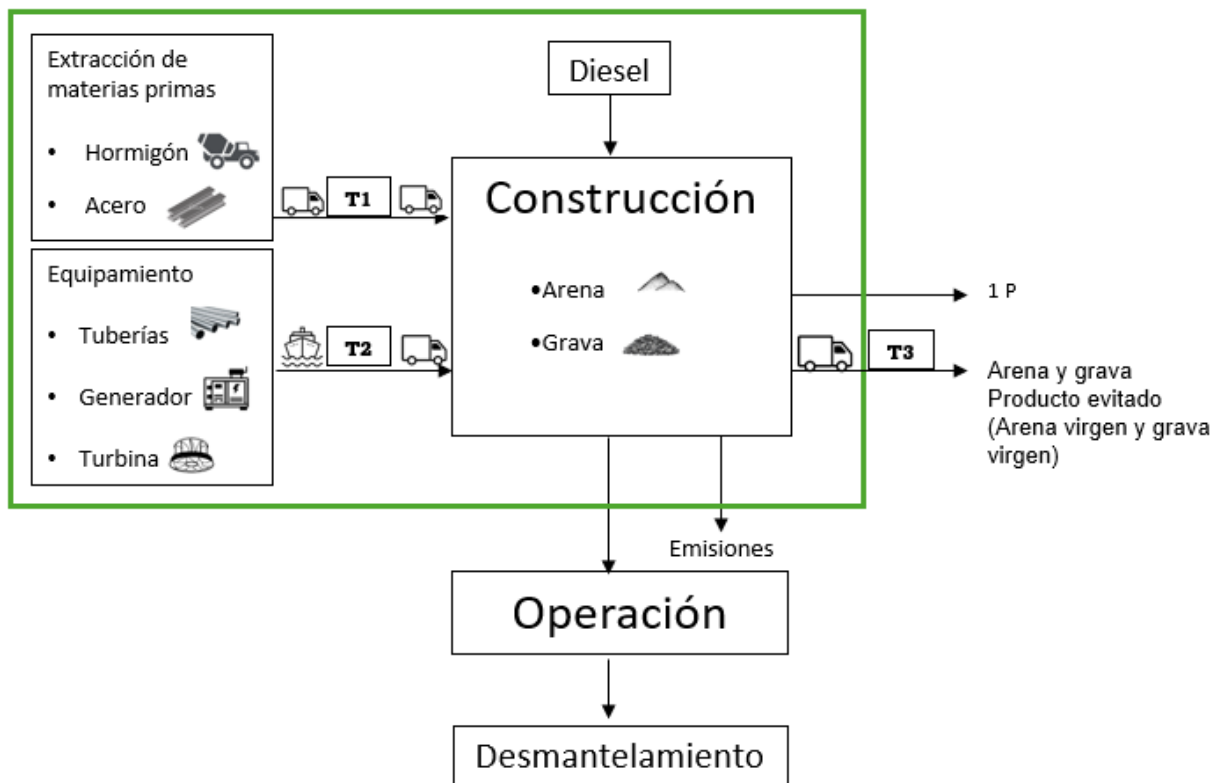


Figura 17: Límites del sistema, de la cuna a la puerta.

Elaboración propia.

- **Regla de distribución de cargas**

La regla de asignación de cargas es aplicada para proceso con múltiples productos, como el caso de centrales hidroeléctricas de bombeo. El objetivo de esta asignación de carga es distribuir los impactos ambientales ya sean asociados a las emisiones como los recursos, mediante una relación física por criterios másico, contenido energético o el valor económico.

- **Producto evitado**

En el contexto de un ACV, un producto evitado se refiere a un producto o material que se habría producido y utilizado en un escenario alternativo si el sistema o producto estudiado no existiera.

Este es aquel que se reemplaza o se evita como resultado directo de la implementación del sistema o producto analizado.

La consideración de aquello en un ACV permite evaluar los beneficios ambientales adicionales asociados al sistema o producto estudiado. Al evitar la producción y el uso de ciertos productos o materiales, se pueden reducir los impactos ambientales negativos que habrían sido generados en su ciclo de vida.

Al definir los límites del sistema, es importante considerar si existen productos evitados relevantes para el estudio, para este caso de estudio se tendrán dos productos evitados, que sería arena y grava virgen que se extrae para la creación de los embalses e instalación de tuberías.

Al considerarse estos productos evitados, es necesario ampliar los límites del sistema, como se muestra en la Figura 17, para considerar la arena y grava

dentro de este y así considerar que se evitara la etapa de extracción en algún otro proceso que utilice este material.

Estos productos se puede utilizar para:

- Construcción de edificios y viviendas: En la fabricación de hormigón para cimientos, muros, losas y otros elementos estructurales de edificios y viviendas, además se usan en la fabricación de bloques, ladrillos y otros materiales de albañilería [91].
- Construcción de caminos y carreteras: La grava se utiliza como material granular en la construcción de bases y sub-bases de caminos y carreteras y la arena se usa en la fabricación de hormigón y asfalto para pavimentar [92].
- Obras hidráulicas: La arena y grava se utilizan en la construcción de diques, espigones, escolleras, gaviones y otras obras de ingeniería para el control y conducción de aguas [93].
- Filtración de aguas: La arena se utiliza como material filtrante en plantas de tratamiento de agua potable y de aguas servidas [94].
- Agricultura: La arena gruesa se utiliza para mejorar el drenaje y aireación de suelos arcillosos [95].

- **Industria:** La arena y grava se utilizan como materia prima en la fabricación de vidrio, fundición de metales, abrasivos, y otros procesos industriales [96].

La arena y la grava virgen tiene una gran variedad de usos, lo que evitaría el proceso de extracción de cualquiera de esos procesos al ya realizarse esta etapa en la creación de los embalses e instalación de tuberías subterráneas.

Sin embargo, es importante tomar en cuenta que antes de usar estos productos evitados debe saberse su granulometría, lo que sería la gradación que debe estar regida por la norma NCh163 [97], la que definirá su calidad y también si cumple con los requisitos de cada uno de los posibles usos antes mencionados.

4.4.4 Análisis de inventario

El análisis de inventario constituye una fase crucial del ACV, en la que se recopilan datos para cuantificar las entradas y salidas del sistema a lo largo de su ciclo de vida. Esta etapa implica un proceso iterativo de recolección, cálculo y validación de la información.

La confiabilidad del estudio dependerá en gran medida de la calidad de los datos de actividad e información técnica utilizada. Por ello es muy importante

considerar la representatividad de los datos en términos de ubicación geográfica, periodo de tiempo y tecnologías específicas. El uso de bases de datos con información estandarizada y transparente sobre inventarios de ciclo de vida es esencial para obtener resultados sólidos. Una base de datos de alta calidad como Ecoinvent, que es la base de datos que se utilizara para realizar este estudio, permite realizar el ACV de manera eficiente [59].

Descripción de las etapas asociadas a la construcción de una CHB.

Para la etapa de construcción de ambas centrales hidroeléctricas de bombeo, se consideró la construcción de las presas, anclas y compuertas, si bien existen otras partes como por ejemplo caminos, distribución eléctrica, entre otros, no se consideran por la falta de información y la imposibilidad para la estimación.

En equipamiento se considera la turbina, generador y tuberías, tal como en el caso anterior, materiales como membrana de impermeabilidad, pintura anticorrosiva, entre otros, no se consideran por ser menos del 5% de la materialidad total (ver anexo 1).

Para la construcción de ambas centrales se consideraron:

1. Extracción de materias:

En esta etapa se consideran los materiales necesarios para la construcción de presas, anclas y compuertas, siendo estas hormigón y acero.

Se presenta la metodología para calcular la cantidad de material que se utilizara para las partes de las centrales (presa, anclas y compuertas).

- Anclas

Los materiales necesarios para la construcción de anclas en una presa serán acero y hormigón [78].

Para estimar el volumen de hormigón y acero que ocupa cada anclaje, se calcula primero el área de la sección transversal del agujero de perforación utilizando el diámetro establecido de 0,4 metros, sin embargo, el diámetro utilizado para calcular la cantidad de acero debe ser aproximadamente la mitad del diámetro total del ancla y para el diámetro utilizado en el cálculo de hormigón deber ser 1,5 veces el diámetro de la varilla de acero, para tener el recubrimiento adecuado [98].

$$Va = (\pi * r^2 * LD * NA) \quad (6)$$

Siendo,

Va = Volumen de acero (m³)

r = Radio de perforación (0,1 m)

π = Constante matemática pi (3,1416)

LD = Longitud de ancla (m)

NA = Numero de anclas

ρ_a = Densidad del acero (7.850 kg/m³)

Para estimar el volumen de hormigón, se utiliza la misma fórmula del volumen del acero, pero restando el volumen del acero previamente calculado.

$$V_h = ((\pi * r^2 * LD * NA) - V_a) * \rho_h \quad (7)$$

Siendo,

V_h = Volumen de hormigón (m³)

r = Radio de perforación (0,15 m)

π = Constante matemática pi (3,1416)

LD = Longitud de ancla (m)

ρ_h = Densidad de hormigón (2.400 kg/m³)

- Compuertas

Para las compuertas se utilizará acero y para estimarlo se debe calcular el volumen de cada compuerta [75].

$$Va = (HC * LC * AC * NC) * \rho a \quad (8)$$

Siendo,

HC= Altura de la compuerta (m)

LC = Longitud de la compuerta (m)

LD = Longitud de la compuerta (m)

NC = Numero de compuertas

ρa = Densidad del acero (7.850 kg/m³)

- Presas

Para las presas se utilizará hormigón y para estimarlo se debe calcular el volumen de la presa y restar el volumen de cada compuerta [75].

$$Vr = ((HR * LR * AR) - (HC * LC * AC * NC)) * \rho h \quad (9)$$

Siendo,

HR= Altura de la presa (m)

LR= Longitud de la presa (m)

LR = Longitud de la presa (m)

HC= Altura de la compuerta (m)

LC = Longitud de la compuerta (m)

LD = Longitud de la compuerta (m)

NC = Numero de compuertas

ρh = Densidad de hormigón (2.400 kg/m³)

En la Tabla 10 se presenta la cantidad de material para la construcción de cada una de las centrales hidroeléctricas de bombeo.

Tabla 10: Cantidad de material para la construcción de ambas centrales.

Construcción	Materiales	Cantidad (Ton)	
		Central costera	Central convencional
Represa	Hormigón	48.222	66.694
Anclas	Hormigón	14,3	18,1
	Acero	37,3	47,4
Compuertas	Acero	3.356	4.168

Fuente: Elaboración propia.

2. Equipamiento:

En esta etapa se consideran los materiales necesarios para la construcción de los equipamientos, siendo estos son, una turbina reversible, un generador y tuberías. Se presenta la metodología para calcular la cantidad de material que se utilizara para los equipos mencionados.

- Turbina

Como se mencionó anteriormente se puede establecer una relación lineal entre el peso de la turbina con su potencia, además se tiene que la materialidad para una turbina reversible de estas características es: 50% de acero de carbono, 45% de acero y 5% de cobre [69].

- Generador

Al igual que la turbina, se establece una relación lineal entre su peso y su potencia, además se tiene que la materialidad consiste en: 70% de hierro fundido y 30% de cobre [84].

- Tuberías

En el caso de las tuberías de polietileno de alta densidad (HDPE) para la central convencional, se tendrá un largo de 1.229 metros y un diámetro de 1,4 metros [73] y su materialidad será de polietileno HDPE granulado [82].

Para las tuberías de la central costera, se escogió plástico reforzado con fibra de vidrio (GRP), con un largo de 1798 metros y un diámetro de 1,6 metros [83] y su materialidad será de resina epoxi líquida, fibra de vidrio, bitumen [99].

Se determinará la cantidad de cada material estableciendo la relación lineal del volumen de la fuente utilizada con el volumen de cada tubería.

En la Tabla 11 se presenta la cantidad de material para el equipamiento de cada una de las centrales hidroeléctricas de bombeo.

Tabla 11: Cantidad de material para equipamiento de ambas centrales.

Equipamiento	Materiales	Cantidad (Ton)	
		Central costera	Central convencional
Turbina reversible	Acero de carbono	6,5	4,75
	Acero inoxidable	6,3	4,28
	Cobre	0,7	0,48
Generador	Cobre	1,4	0,95
	Hierro fundido	3,27	2,22
	Resina epoxi líquida	4,1	-
	Fibra de vidrio	3,5	-
Tuberías	Bitumen	0,061	-
	Polietileno HDPE granulado	-	8,4

Fuente: Elaboración propia.

3. Transporte:

Para la etapa de transporte se dividirá en tres:

Transporte 1 (T1): Será el transporte de materias primas (hormigón y acero), de los cuales serán proveedores locales y el transporte será por camiones de

cargas pesadas o similares. En el caso de Chile, la normativa define el parque vehicular como EURO 4 [100].

Tabla 12: Transporte de materia prima para ambas centrales hidroeléctricas de bombeo.

	Material	Proveedor	Inicio - Final	Distancia (km)
Central costera	Hormigón	Ready Mix Hormigones Ltda.	Los Alamos - Tirúa	93,1
	Acero	Siderúrgica Huachipato CAP Acero	Talcahuano – Tirúa	209
Central convencional	Hormigón	Hormigones Prefabricados Manque	Los Angeles – Quilaco	38,5
	Acero	Siderúrgica Huachipato CAP Acero	Talcahuano – Quilaco	234

Fuente: Elaboración de propia con Google Maps.

Transporte 2 (T2): Será el transporte para equipamiento (turbina reversible, generador y tuberías), debido a que este tipo de equipamiento no se realiza en Chile, será de proveedores internacionales.

Para este estudio tanto la turbina reversible como el generador se exportarán desde Alemania y las tuberías desde China, en esta etapa los equipos se

transportarán en barco hasta el puerto San Vicente, Talcahuano y posteriormente en camiones de carga pesada.

Tabla 13: Transporte de equipamiento para ambas centrales hidroeléctricas de bombeo.

	Equipo	Proveedor	Inicio - Final	Distancia (km)
Transporte en barco	Turbina reversible Generador	Iberdrola	Puerto Hamburgo – Puerto San Vicente	12.786
	Tuberías	Taiwan Everplast	Puerto Kaohsiung – Puerto San Vicente	17.971
Transporte en tierra	Central costera		Central convencional	
	Inicio - Final	Distancia (km)	Inicio - Final	Distancia (km)
	Talcahuano – Tirúa	213	Talcahuano – Quilaco	188

Fuente: Elaboración de propia con Google Maps.

Transporte 3 (T3): Sera el transporte del material subterráneo (arena y grava), para la creación de los embalses y el material removido para la instalación de las tuberías subterráneas, en el caso de arena y grava se extrae el 10% del volumen total embalsado y material removido para tuberías [84].

El material removido se transportará a 5 kilómetros a un acopio temporal, este será el **supuesto 5**.

Tabla 14: Transporte de material removido para ambas centrales hidroeléctricas de bombeo.

	Material removido	Cantidad (Ton)	Distancia (km)
Central costera	Arena	313.504	5
	Grava	313.504	
Central convencional	Arena	496.793	5
	Grava	496.793	

Fuente: Elaboración de propia con Google Maps.

4. Construcción:

Para la construcción se necesitará diésel, en la que se establece una relación lineal con el tamaño de la presa con la cantidad de diésel utilizado para la construcción [101], el uso de este generara emisiones [102,103] que se presentan en la Tabla 15.

Tabla 15: Uso de diésel y sus respectivas emisiones para ambas centrales.

Emisiones	Central costera	Central convencional	Factor de emisión	Fuente
Diésel (L)	2.200.000	3.040.000		
Emisiones (Ton)				
Dióxido de carbono (CO ₂)	5.940	8.208	2,7 kg CO ₂ /litro diésel	[102]
Metano (CH ₄)	0,440	0,608	0,2 g CH ₄ /litro diésel	[102]

Óxidos de nitrógeno (NO _x)	0,440	0,608	0,2 g NO _x /litro diésel	[103]
Monóxido de carbono (CO)	72,6	100,32	33 g CO/litro diésel	[103]
Dióxido de azufre (SO ₂)	15,4	21,28	12 g SO ₂ /litro diésel	[103]
Material particulado (MP 2.5)	26,4	36,48	12 g MP/litro diésel	[103]

Fuente: Elaboración propia.

Es importante mencionar que para los procesos de producción de materias primas, procesos de producción de los materiales para los equipos, emisiones y uso de combustible en el transporte, se utiliza la base de datos Ecoinvent, esto se ilustra en la Tabla 16.

Tabla 16: Inventario de cada etapa para el ciclo de vida de ambas centrales.

Proceso		Fuente
Extracción de materia prima	Hormigón	[75], Ecoinvent
	Acero	[75], Ecoinvent
Equipamiento	Turbina	[69]
	Generador	[84]
	Tubería (convencional)	[82]
	Tubería (costera)	[99]
Transporte (tkm)	Materia prima	Ecoinvent
	Equipamiento	Ecoinvent
	Arena y grava	Ecoinvent
Construcción	Uso de diésel	[101]

Fuente: Elaboración propia.

4.4.5 Selección de categorías de impacto, indicadores y modelo

La evaluación de impacto es la tercera fase de un ACV, en la cual los datos del inventario se traducen a impactos ambientales potenciales.

Para la evaluación de impactos se utilizará el software SimaPro V8.1 el cual permite la realización del análisis de ciclo de vida.

La metodología de evaluación seleccionada es ReCiPe Midpoint (H), este se enfoca en los impactos intermedios, lo que es útil para analizar los impactos por cada etapa en la construcción de cada central, esto permite una mejor interpretación y entendimiento de los impactos ambientales, al modelarlos en 18 categorías, las cuales son:

- Cambio climático (kg CO₂ equivalente)
- Agotamiento de capa de ozono (kg CFC-11 equivalente)
- Acidificación terrestre (kg SO₂ equivalente)
- Eutrofización del agua dulce (kg P equivalente)
- Eutrofización marina (kg N equivalente)
- Toxicidad humana (kg 1,4-DB equivalente)
- Formación de oxidantes fotoquímicos (kg NMVOC)
- Formación de partículas (kg PM10 equivalente)

- Ecotoxicidad terrestre (kg 1,4-DB equivalente)
- Ecotoxicidad en agua dulce (kg 1,4-DB equivalente)
- Ecotoxicidad marina (kg 1,4-DB equivalente)
- Radiación ionizante (kBq U235 equivalente)
- Ocupación del suelo agrícola (m²a)
- Ocupación del suelo urbano (m²a)
- Transformación del suelo natural (m²)
- Agotamiento del agua (m³)
- Agotamiento de metales (kg Fe equivalente)
- Agotamiento de fósiles (kg petróleo equivalente)

También se utilizará el método ReCiPe (H) Endpoint, que va un paso más allá y permite evaluar los daños finales y los clasifica en tres categorías de impacto, que son: salud humana, calidad de ecosistemas y recursos naturales.

Estos daños se expresan en “eco puntos”, lo cual es la unidad en común, lo que permite la comparación de las dos alternativas de almacenamiento energético, además de eso, son un buen indicador para tomar decisiones entre diferentes categorías de impacto y priorizar las acciones de mejora.

Finalmente, es importante entender que para transicional de un método midpoint a un endpoint, se requieren varios pasos adicionales, los cuales son:

- Normalización: Los resultados de los indicadores midpoint se dividen por un valor de referencia, para expresarlos en una unidad adimensional y facilitar su comparación.
- Ponderación: Se asignan factores de ponderación a cada categoría de impacto normalizada según su importancia relativa.
- Agrupación: Las categorías de impacto ponderadas se agregan en las tres áreas de protección (salud humana, calidad de los ecosistemas y recursos naturales) utilizando factores de caracterización endpoint.
- Cálculo de eco puntos: Los resultados agregados en cada área de protección se suman para obtener un único valor de eco puntos, que representa el impacto ambiental global del sistema estudiado [104].

Capítulo 5

Resultados

5.1 Análisis de aspectos ambientales

- Extracción de materias primas

Dentro de la etapa de la extracción de materias primas, para la construcción de ambas centrales hidroeléctricas de bombeo, con una capacidad de 2,7 GWh de energía acumulada, se considera hormigón preparado y acero estructural, siendo para ambas centrales un material decisivo para su análisis de ciclo de vida.

El hormigón preparado, siendo 48,2 miles de toneladas para la construcción de la central costera y 66,7 miles de toneladas para la central convencional, estas cantidades son la suma de la presa y el revestimiento de las anclas. En cuanto al acero estructural necesario para las compuertas de la presa y el interior de las anclas, se necesita 3,4 miles de toneladas para la central costera y 4,2 miles de toneladas para la central convencional. Ambos materiales se representan en la Figura 18.

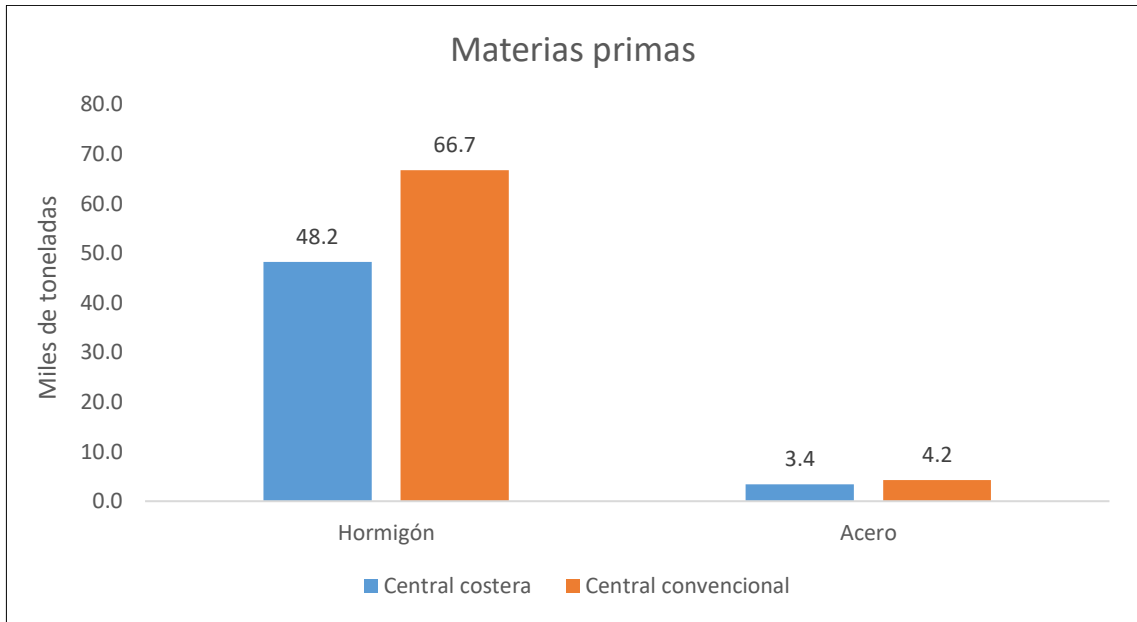


Figura 18: Cantidad de materia prima para cada central.

Elaboración propia con datos del inventario de ciclo de vida.

El porcentaje total para cada central, entre las dos materias primas es bastante similar, siendo un 93% de hormigón y un 7% de acero para la central costera, versus un 94% de hormigón y un 6% de acero, la diferencia de este 1% es que en proporción, se debe a que, el uso de hormigón en las anclas es levemente mayor, ya que se necesitan 7 anclas en total para una sola presa en el caso de la central costera y 8 para ambas presas en la central convencional, esto se debe a que la longitud de la presa en la central costera es mayor que cada represa de la central convencional, por cada presa de forma individual,

sin embargo la suma de estas supera en necesidad de proporción de la cantidad de hormigón que necesita la central costera (ver Tabla 8).

En relación a la cantidad de acero, existe el mismo comportamiento, pero inverso, si bien en la central costera son 5 compuertas para la presa, su longitud es de 9,5 metros y para la central convencional son 5 para el presa superior, con una longitud de 5,5 metros y para la presa inferior son 5 compuertas de 6,3 metros (ver Tabla 9), esto sumado a la diferencia con la anclas antes explicado, la cantidad de acero necesario para la central costera en proporción con la central convencional es un 1% mayor.

En conclusión, la cantidad de hormigón necesario para la central convencional es un 38% más que la central costera y en el caso del acero es un 24% más, lo que será decisivo en la comparación final.

- Equipamiento

En cuanto a la materialidad de los equipos, se puede notar en la Figura 19, que para ambas centrales la mayor cantidad de material se utiliza en la turbina reversible, continuado de las tuberías y finalmente el generador.

Para la turbina reversible de ambas centrales se utiliza acero de carbono, acero inoxidable y cobre, sin embargo, existe una diferencia de 1,75 toneladas, 2,02 toneladas y 0,22 toneladas respectivamente, como se puede ver en la Figura 18, esto se debe a que los equipos para la central costera son de mayor tamaño, ya que se estimó la cantidad de material según su potencia instalada, siendo esta mayor en la central costera (ver Tabla 5).

El mismo procedimiento se utilizó para el generador, el cual se construye con cobre y hierro fundido. Para la central costera se necesita 0,46 toneladas de cobre y 1,05 toneladas de hierro fundido más que para la central convencional.

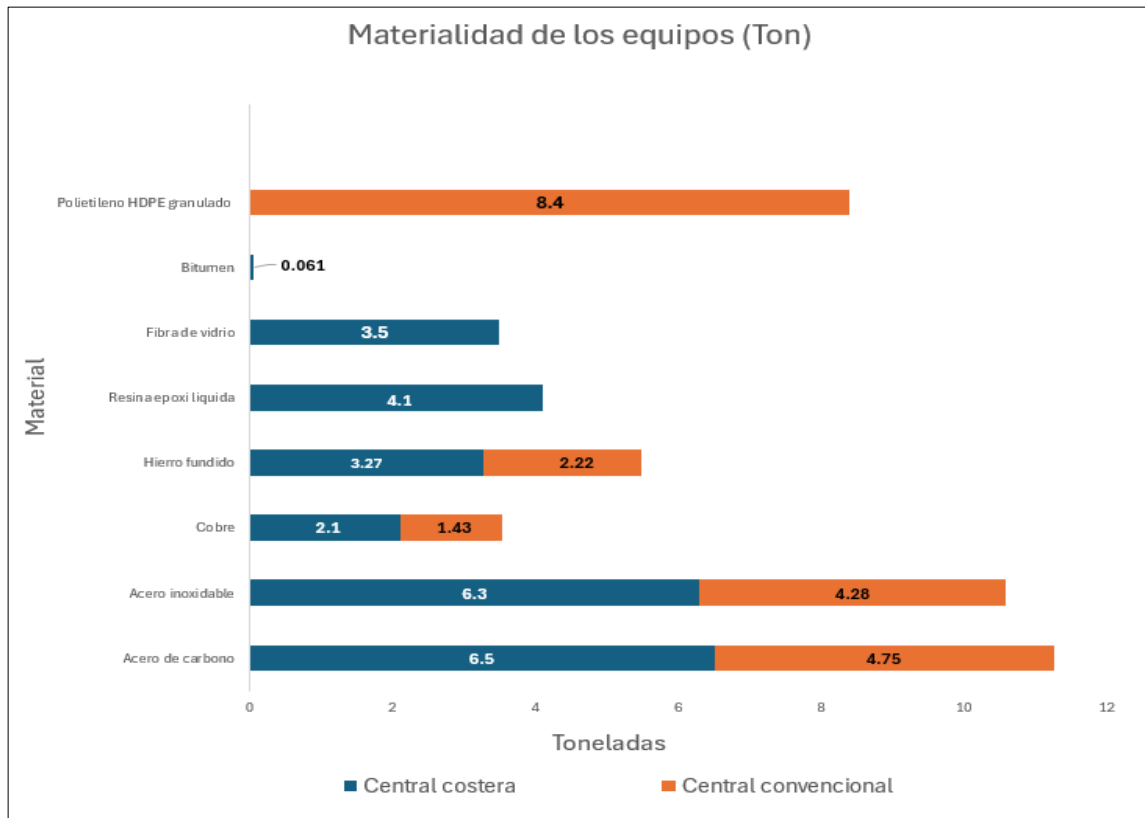


Figura 19: Cantidad de materia prima para equipamiento de cada central. Elaboración propia con datos del inventario de ciclo de vida.

Para la central costera se utilizan tuberías de plástico reforzado con fibra de vidrio, con una longitud de 1.798 metros, para lo cual se necesita resina epoxica liquida, fibra de vidrio y bitumen siendo un total de 7,7 toneladas de material en total. Para la central convencional se utilizan tuberías de polietileno de alta densidad, con una longitud de 1.229 metros, para lo cual se necesitan 8,4 toneladas polietileno HDPE granulado, esto se puede ver representado en la Figura 20.

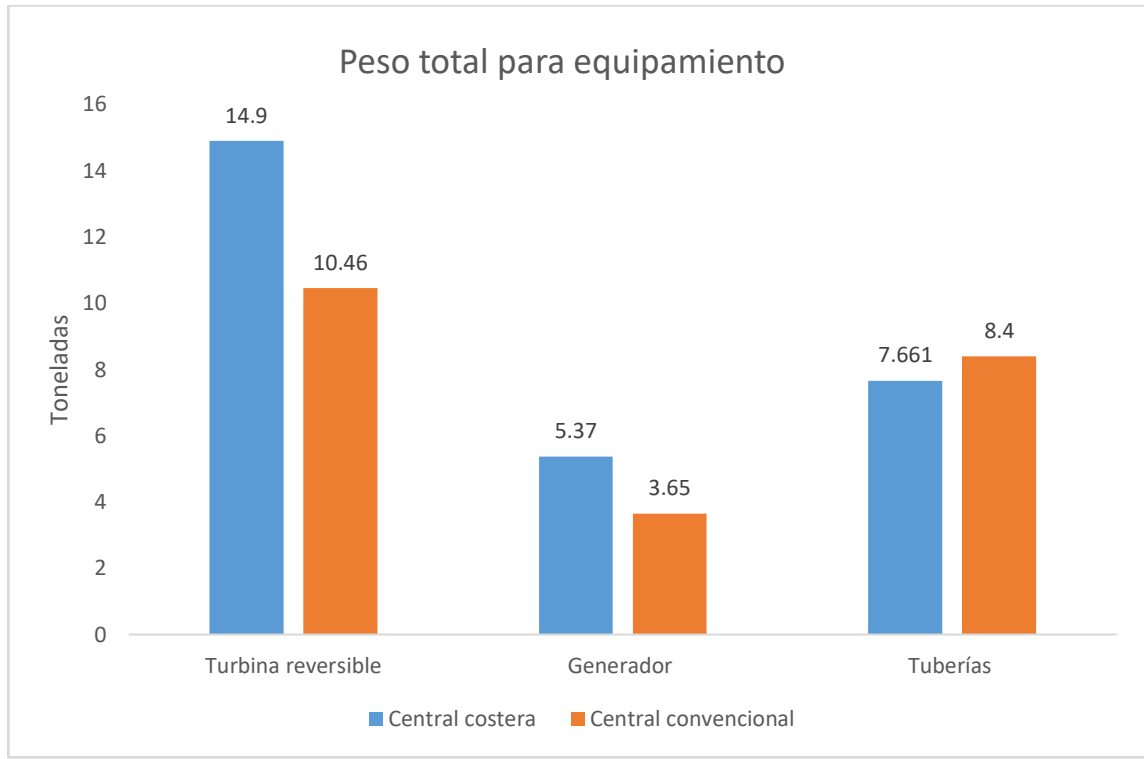


Figura 20: Peso total por cantidad de material para ambas centrales.
Elaboración propia con datos del inventario de ciclo de vida.

Es importante mencionar que el total de material para la construcción de la presa es de 51.600 toneladas para la central costera y 70.900 toneladas para la central convencional y el total de material en toneladas para el equipamiento de la central costera es de 27,97 y 22,51 para la central convencional, por lo que no será significativa para ninguna de las categorías de al ser una tan gran diferencia. Esto se mostrará más a fondo en el epígrafe siguiente.

5.2 Análisis comparativo ambiental para la construcción de ambas centrales

Para este análisis de ciclo de vida se abarcaron las etapas de extracción de materias primas, equipamiento, transporte y construcción, con una unidad funcional de 2,7 GWh de energía acumulada.

Para representar este análisis comparativo se mostrará la evaluación del daño, la que estará representada en eco puntos, como se ilustra en la Figura 21.

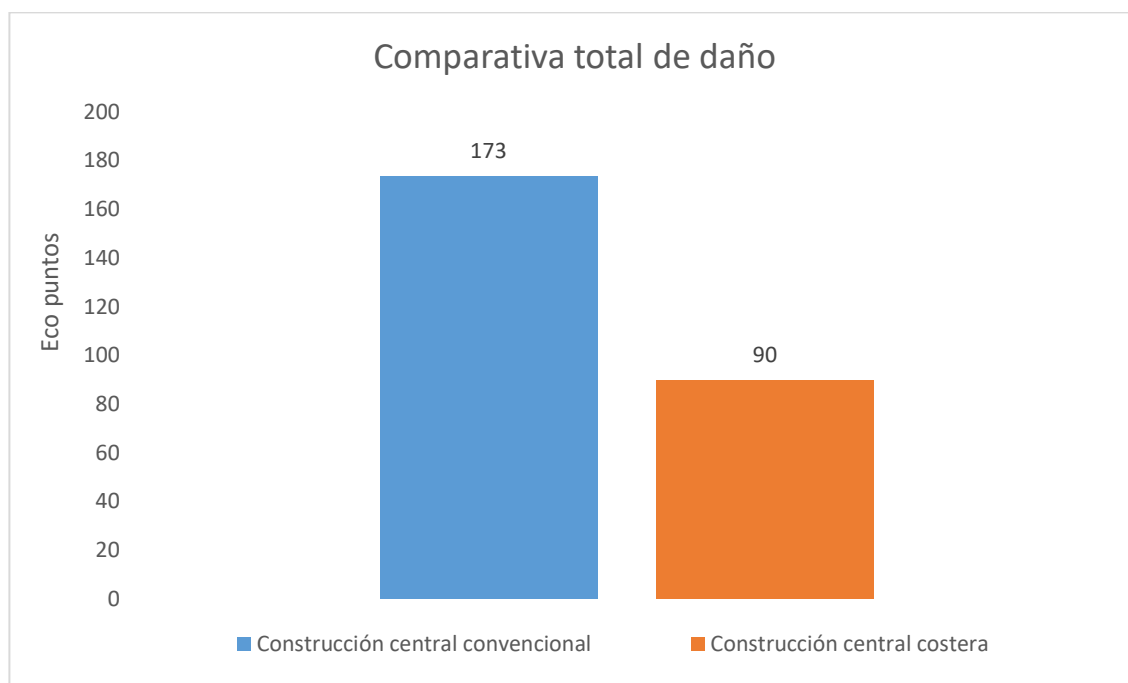


Figura 21: Comparativa de daño total entre la construcción de ambas centrales hidroeléctrica de bombeo, con capacidad de 2,7 GWh de energía acumulada.

Se puede notar que para la construcción de la central costera se tiene una disminución de 83 eco puntos, siendo una disminución del 48%, esto se debe claramente a la diferencia en la cantidad de materia prima, transporte de esta y uso de diésel en la construcción, la cual es mayor en la central convencional al necesitar un embalse más que la central costera.

Esto refleja que la construcción de la central convencional tiene mayores impactos que la central costera, por la diferencia en cantidad de material y que la materialidad específica para las tuberías no representa un impacto significativo al final del ciclo de vida.

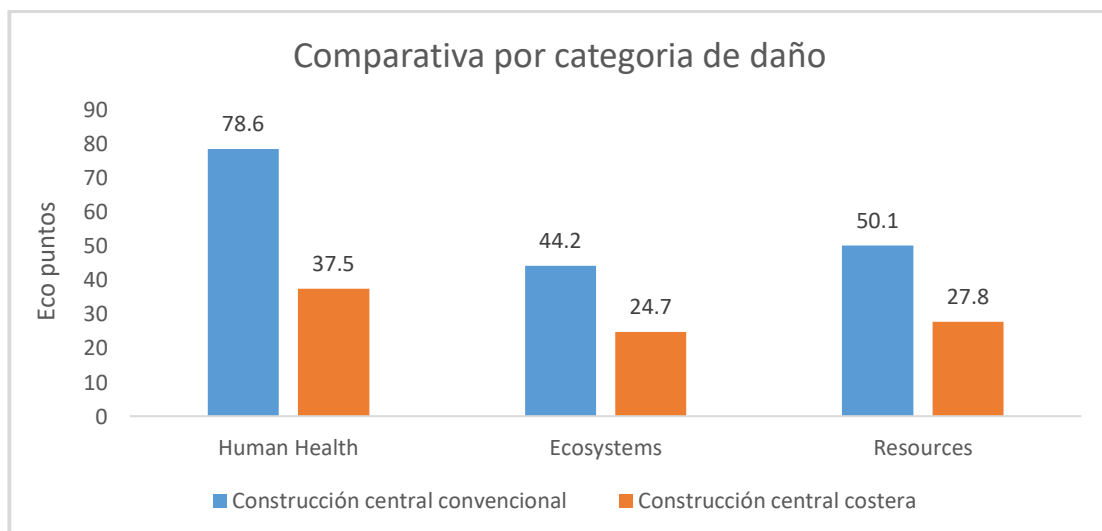


Figura 22: Comparativa por categoría de daño para la construcción de ambas centrales hidroeléctrica de bombeo, con capacidad de 2,7 GWh de energía acumulada.

Como se logra ver en la Figura 22, el mayor impacto en ambas centrales es en salud humana, con 78,6 eco puntos para la central convencional y 37,5 eco puntos para la central costera, provocado por las emisiones que genera la extracción de materias primas, que es el hormigón y el acero, aumentado por el transporte de ellas, además de que se necesita más cantidad de diésel para la construcción de la central convencional al tener un embalse más y por ende una represa más.

El siguiente impacto continúa en recursos, siendo 50,1 eco puntos para la central convencional y 27,8 eco puntos para la central costera, con un aumento de 22,3 eco puntos provocado por mayor cantidad de materia prima necesaria para la central convencional.

Finalmente el menor impacto para ambas centrales esta ecosistemas, siendo 44,2 eco puntos para la central convencional, versus 24,7 eco puntos para la central costera, la explicación de este impacto es por el uso de los suelos en donde se debe construir las centrales, siendo mayor para la central convencional ya que el área intervenida será mayor por el embalse extra, además del uso materias primas extraídos de la tierra para la creación de las

materiales utilizados, como por ejemplo arena, grava y agua para la creación de hormigón.

Es importante mencionar que esta categoría podría tener un mayor impacto si los límites del sistema se expandieran hasta operación, ya que se debería tomar en cuenta el uso de agua continental, que tendría que ser extraída y utilizada del río grande para la central convencional por 100 años de vida media.

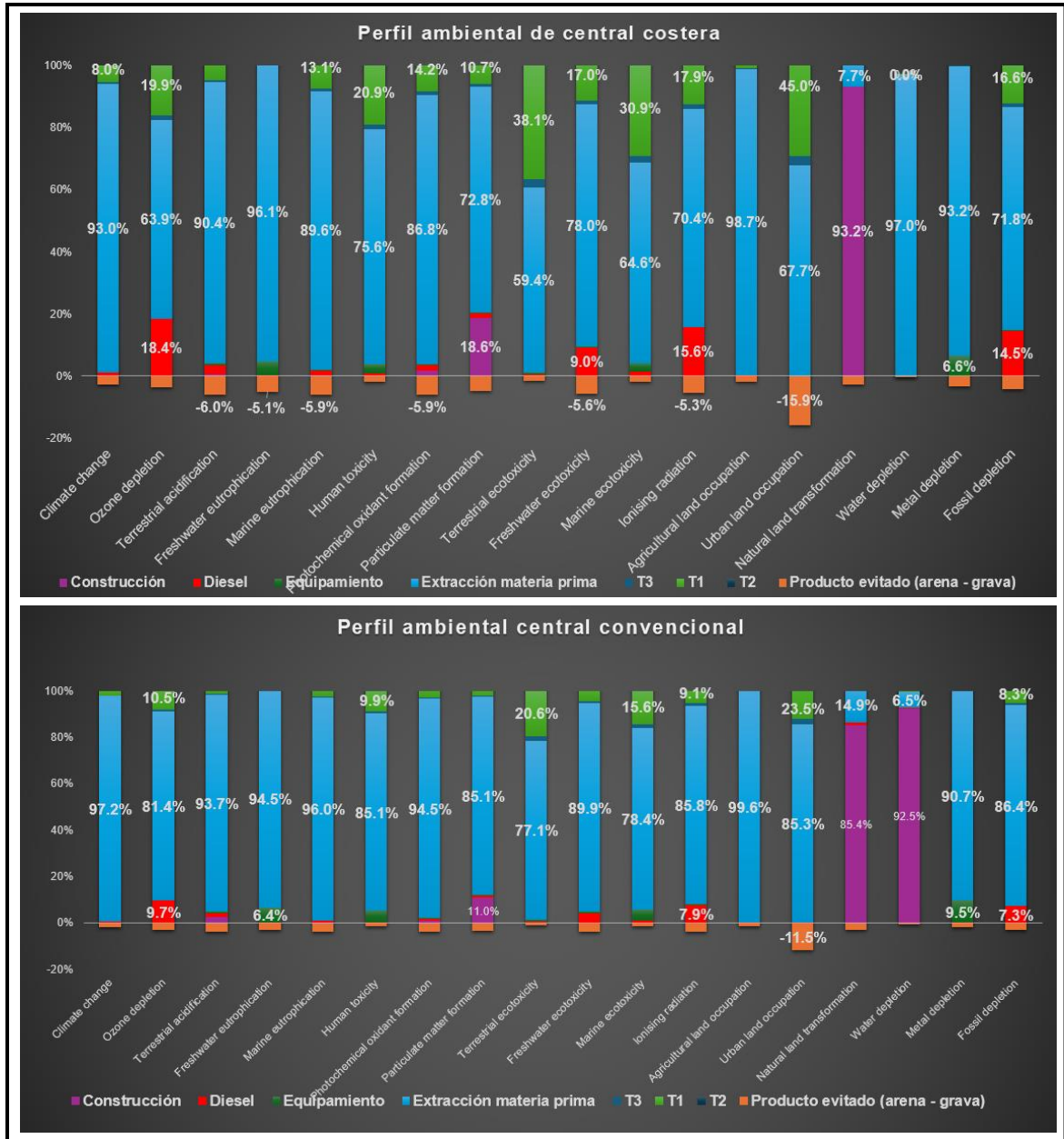


Figura 23: Perfil ambiental de la contribución de cada etapa del ciclo de vida para ambas centrales con capacidad de 2,7 GWh de energía acumulada.

Como se puede apreciar en la Figura 23, para la central costera, la etapa de extracción de materias primas es la etapa que causa mayor impacto en todas

las categorías, exceptuando la categoría de impacto transformación de suelo natural, que prima la etapa de construcción provocado por el suelo que se debe transformar para la creación del embalse.

Más específicamente, los mayores impactos producidos por la extracción de materia prima, son en las categorías de cambio climático, toxicidad humana, y agotamiento de metales.

Para el caso de cambio climático la central convencional, al necesitar un 38% más de hormigón que la central costera y un 24% más de acero, muestra un impacto significativamente mayor en esta categoría, siendo 87.000 toneladas de CO₂ equivalente para la central costera y 184.530 toneladas de CO₂ equivalente para la central convencional, siendo un 211% superior para la central convencional, igual para el acero, siendo 952,5 toneladas de CO₂ equivalente para la central costera y 1.207 toneladas de CO₂ equivalente para la central convencional, siendo un 127% mayor para la central convencional (ver anexo 2 y 3).

En el caso de toxicidad humana la central costera emite 6.372 toneladas de 1,4 – DB equivalente y la central convencional 13.516 toneladas, siendo un 212% superior para la central convencional, esto se debe a que la central

convencional utiliza un 38% más de hormigón que la costera, para el acero la central convencional emite 211 toneladas de 1,4 – DB equivalente y la central costera 166 toneladas, con un 124% mayor en la central convencional (ver anexo 2 y 4).

La central convencional tiene un impacto un 44% mayor en el agotamiento de metales en comparación con la central costera, emitiendo 15.520 toneladas de Fe equivalente en la central convencional, en comparación a 7.633 toneladas de la central costera. Este incremento se debe principalmente al 24% más de acero en la central convencional (ver anexo 2 y 5).

La etapa de transporte de materias primas muestra sus mayores impactos en las categorías de: toxicidad humana, ecotoxicidad terrestre, ecotoxicidad marina y ocupación de terreno urbano, superando al transporte de los equipos, esto se debe a que si bien la etapa de transporte para equipamiento se deben recorrer distancias casi 100 veces más largas al ser equipos que deben exportarse desde Alemania y China (ver tabla 13), la cantidad de materialidad de hormigón y acero en total es casi 2000 veces más (ver tabla 10 y 11), que la cantidad de material transportado en los equipos.

En relaciona las categorías mencionadas, se explican por el uso de combustible diésel para el transporte, lo que emite emisiones de CO₂ por la quema del combustible del motor afectando a toxicidad humana y residuos líquidos en la producción del diésel que seria los impactos a las otras categorías mencionadas. En cuanto al producto evitado, se ve que su mayor impacto es en ocupación de suelo urbano con -15,9%, ya que la extracción de esta arena y grava virgen evitara la intervención de otros terrenos para extraer esa cantidad de grava y arena, por lo cual esta etapa disminuye los impactos totales.

En la caso de la central convencional nuevamente la etapa de extracción de materias primas prima en casi todas las categorías, exceptuando la categoría de transformación de suelo natural y agotamiento de agua, lo que se explica por el uso del territorio que se debe intervenir para la creación de los embalses, en este caso dos embalses y el caso de agotamiento de agua, la construcción de estos embalses necesita al menos 3,3 Mm³ de agua, con lo que se podría llenar uno de los embalses de la central.

En cuanto al producto evitado, ocurre el mismo caso, sin embargo es un 4,4% menos en la disminución de los impactos totales, esta disminución entre una

y otra central, se puede explicar que en proporción la etapa de extracción de materias primas es mayor que en la central costera, por lo cual en proporción la disminución del impacto es menor.

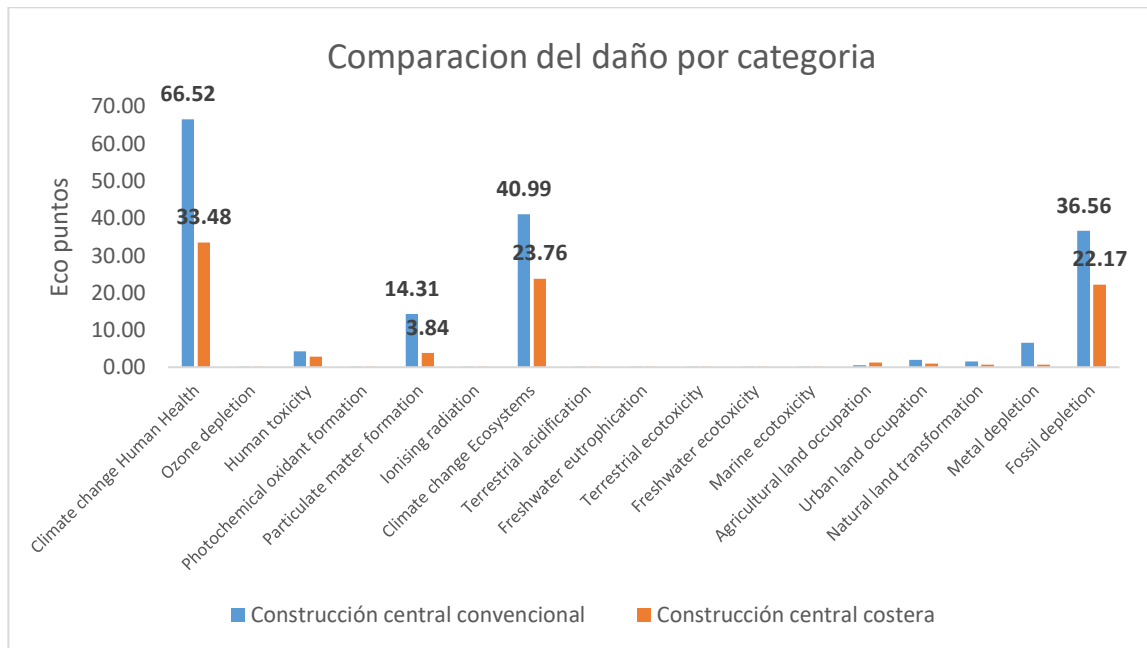


Figura 24: Comparativa de las ponderaciones de las categorías de impacto para la construcción de ambas centrales ambas centrales hidroeléctricas de bombeo, con capacidad de 2,7 GWh de energía acumulada.

Como se logra ver en la Figura 24, se destacan 4 categorías de impacto más relevantes en el daño total (ver anexo 6), que serían: cambio climático para salud humana, formación de material particulado, cambio climático para ecosistemas y agotamiento de fósiles.

La categoría de daño cambio climático para salud humana muestra una reducción de 33 eco puntos para la central costera, siendo un 50% menos en el daño en comparación con la central convencional.

Para la categoría de cambio climático para ecosistemas se muestra una reducción de 10,97 eco puntos 3,84 siendo un 73% menos en el impacto del daño en esta categoría en comparación a la central convencional.

Para el caso de la categoría formación de material particulado se ve una reducción de 17,23 eco puntos para la central costera, siendo un 62% menos del daño en comparación a la central convencional.

Finalmente, en la categoría de agotamiento de fósiles, se ve una disminución de 14,39 eco puntos en la central costera siendo un 40% menos del daño en comparación con la central convencional.

5.3 Limitaciones para el análisis de ciclo de vida de ambas centrales

Dentro de las limitaciones que se encontraron para el desarrollo de este documento, se encuentran primeramente en la simulación de cada parte de

las presas en ambas centrales, teniendo que realizar supuestos y relaciones lineales que se mencionan en metodología como:

Supuesto 1: El material subterráneo será 50% grava y 50% arena.

Supuesto 2: Diámetro del ancla de 0,4 m, promedio entre las magnitudes recomendadas.

Supuesto 3: Espaciado entre anclas 8 m, promedio entre las magnitudes recomendadas.

Supuesto 4: Numero de compuertas 5, se escoge ese número para mayor seguridad de crecidas, sin embargo, también se pudiesen usar 4 de acuerdo a la literatura.

Supuesto 5: El material removido se transportara a 5 kilómetros, se define un centro de acopio a esa distancia.

También se presentaron limitaciones en los equipos, para la turbina reversible y generador, usando una relación lineal entre la cantidad de materiales con el peso de los equipos, esta relación lineal se utilizó en estudios como en Kapila, S. 2021 y Denholm, P.2020.

Para la etapa de construcción se tuvieron que sacar del análisis etapas como la construcción de red eléctrica y caminos de acceso, además de esto se realizó una relación lineal entre el tamaño de las represas con los litros de diésel utilizado, al igual que el estudio de Miller, W.2017 esto puede provocar una infraestimación del diésel utilizado. Además en cuanto a las categorías de impacto se esperaba que en algunas aumentara, como en cambio climático, agotamiento de fósiles por la infraestimación del diésel que se menciona en Miller, W.2017 y el uso de suelo al ser más actividades y etapas que intervengan el territorio.

Sin embargo, al comparar las proporciones con otros estudios como Zhang, J. 2019 en porcentaje de impacto por etapa es bastante cercano, siendo 62% para la etapa de extracción de materias primas, 11% de los impactos en materiales de los equipos, 18% para la etapa de transporte de equipos y materias primas y finalmente 9% para la etapa de construcción.

Conclusiones

Este estudio muestra los resultados de una comparación detallada de los impactos ambientales de una central hidroeléctrica de bombeo convencional, versus una central hidroeléctrica de bombeo costera, con el objetivo de poder definir cuál de las dos centrales tendrá menores impactos ambientales y así poder determinar si el potencial para centrales hidroeléctricas de bombeo costera es ambientalmente factible.

A partir de la extracción de materias primas, se destaca que, para ambas centrales, el hormigón y el acero son materiales críticos, con 48,2 miles de toneladas de hormigón y 3,4 miles de toneladas de acero necesarios para la central costera, frente a 66,7 y 4,2 miles de toneladas respectivamente para la convencional.

Finalmente se determina que la central convencional tiene un mayor impacto en salud humana (78,6 eco puntos) en comparación con la costera (37,5 eco puntos), principalmente debido a las emisiones de la extracción de materias primas y el transporte.

En cuanto a los recursos, la central convencional también presentó un impacto mayor (50,1 eco puntos) frente a la costera (27,8 eco puntos).

Por último, los impactos en los ecosistemas fueron mayores en la central convencional (44,2 eco puntos) comparado con la central costera (24,7 eco puntos), debido al uso más intensivo de suelos y materiales.

Esto determina que efectivamente la falta de un embalse en la central costera provoca menos impactos aun necesitando materialidad más específica al tener que utilizar agua de mar, sin embargo, es importante continuar con el estudio, ya que la vida útil de cada central, al ser menor en la central costera podría cambiar el resultado del impacto final.

Referencias

- [1] Pastén, C. (2012). Chile, energía y desarrollo. Obras y proyectos, (11), 28– 39. <https://doi.org/10.4067/s0718-28132012000100003>
- [2] Ministerio de Energía de Chile. "Estadísticas Energéticas de Chile 2019". <https://www.energia.gob.cl/wp-content/uploads/2020/08/Estadi%CC%81sticas-Energe%CC%81ticas-2019.pdf>
- [3] Ministerio de Energía (2020), PELP. Capacidad instalada de generación Noviembre 2020, Informe de actualización de antecedentes 2020
- [4] Comisión Nacional de Energía de Chile. "Informe Anual del Estado de la Energía 2023". <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/reportes/informacion-y-estadisticas/>
- [5] International Energy Agency. "Renewables Integration in Power Grids" (2020): <https://www.iea.org/reports/renewables-integration-in-power-grids>

[6] Chen, H., Cong, T. N., Yang, W., Tan, C., Li, Y., & Ding, Y. (2009). Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, 19(3), 291-312.

[7] Argyrou, M. C., Christodoulides, P. and Kalogirou, S. A. (2018) “Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier Ltd, 94(July), pp. 804–821. doi: 10.1016/j.rser.2018.06.044.

[8] Zakeri, B., & Syri, S. (2015). Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 569-596. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>

[9] Ministerio de Energía (2014), *Energías renovables en Chile el potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé*.

[10] Aguirre, S. (2015), *Potencialidad de un sistema BESS para regular la variabilidad de centrales ERNC* Universidad Católica de Chile.

[11] Ministerio de Energía (2023). *Plan de descarbonización 2050*. <https://energia.gob.cl/plandedescarbonizacion>

[12] Ministerio de Energía (2023). *Cierre de centrales a carbón en Chile*. <https://energia.gob.cl/cierrecentralescarbon>

[13] CNE (2022). Informe Anual 2022. Comisión Nacional de Energía de Chile. <https://www.cne.cl/nuestros-informes/informe-anual/>

[14] IPCC (2021). Climate Change 2021: The Physical Science Basis. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>

[15] Comisión Nacional de Energía (CNE). (2020). Informe Final Plan de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/12/Informe-Final-Plan-de-Retiro-y_o-Reconversion-de-Unidades-a-Carbon.pdf

[16] IRENA (2022). Renewable Power Generation Costs in 2021. <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generations-Costs-in-2021>

[17] Acero, A. (2023). Potencial solar y eólico en Chile. Revista de Energías Renovables.

[18] Ministerio de Medio Ambiente (2022). Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero de Chile. <https://mma.gob.cl/inventario-nacional-de-gases-de-efecto-invernadero/>

[19] Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones (2022). Electromovilidad para Chile. <https://www.mtt.gob.cl/electromovilidad>

[20] IEA (2023). Energy Efficiency Report 2022.
<https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2022>

[21] Agencia Chilena de Eficiencia Energética (2023). Potencial de eficiencia energética en Chile. <https://www.acee.cl>

[22] Ministerio de Energía (2023). Tecnologías de captura y almacenamiento de carbono.
<https://energia.gob.cl/capturayalmacenamientodecarbono>

[23] IPCC (2022). Mitigation of Climate Change Report.
<https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>

[24] “Electricidad - Comisión Nacional de Energía.”
<https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>

[25] Energía Abierta. (2024). Capacidad Instalada Recuperado de:
<http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>

[26] von Papp, J. (2022). Vertimiento de energía de centrales eólicas y solares fotovoltaicas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en Chile durante 2022. Recuperado de: <https://www.fraunhofer.cl/es/publicaciones/white-papers/vertimiento-energia-centrales-eolicas-y-solares-fotovoltaicas-del-sistema-electrico-nacional-2022.html>

[27] Generadoras de Chile. (2022). Comentarios de Generadoras de Chile al PL de promoción del almacenamiento en Com Min y Energía del Senado [PDF]. Recuperado de: <https://generadoras.cl/media/page-files/2182/221005%20Presentacion%20AG%20186-2022%20Comentarios%20de%20Generadoras%20de%20Chile%20al%20PL%20de%20promocion%20del%20almacenamiento%20en%20Com%20Min%20y%20Energia%20del%20Senado.pdf>

[28] Generadoras: Vertimiento de energías renovables alcanza 1.824 GWh durante 2023 - Electricidad. (2023, 28 diciembre). <https://www.revistaei.cl/2023/12/28/generadoras-vertimiento-de-energias-renovables-alcanza-1-824-gwh-durante-2023/>

[29] International Renewable Energy Agency. (2017). Renewable Energy Statistics 2017. <https://www.irena.org/publications/2017/Jul/Renewable-Energy-Statistics-2017>

[30] Wu, J., Li, Y., & Pal, B. (2019). Intermittency of Wind and Solar PV Power Generation - A Review of Modelling and Mitigation Strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 107, 468-478. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.018>

[31] Morante, J. R. (2014). El almacenamiento de la electricidad [PDF]. Red Eléctrica de España.

https://www.ree.es/sites/default/files/170215_almacenamiento_electricidad.pdf

[32] Luo, X., Wang, J., Dooner, M., & Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied energy*, 137, 511-536. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>

[33] International Energy Agency (2016) “World Energy Outlook 2016,” *World Energy Outlook 2016*. doi: 10.1787/weo-2016-en.

[34] National Renewable Energy Laboratory. (2019). Grid-Scale Battery Storage [Almacenamiento de energía a escala de la red]. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74426.pdf>

[35] Sepúlveda, C. A., Jenkins, J. D., de Sisternes, F. J., & Lester, R. K. (2021). Beyond short-duration energy storage. *Nature Energy*, 6(5). <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00837-2>

[36] Revista EI. (2022, 12 de diciembre). Uno de los más grandes de Latinoamérica: Engie construirá sistema BESS. Recuperado de <https://www.revistaei.cl/2022/12/12/engie-anuncia-la-construccion-de-sistema-de-almacenamiento-de-mas-de-630-mwh-en-la-planta-solar-pv-coya/>

[37] Energy Storage News: Energy Storage News. (2023). Greenergy plans 'world's largest' 4.1GWh Chile battery storage. Recuperado de <https://www.energy-storage.news/greenergy-unveils-2023-26-plans-including-worlds-largest-4-1gwh-chile-bess-project/>

[38] AES Andes. (2023). AES Andes alcanza más de la mitad de su portafolio en energías renovables. Recuperado de <https://www.aesandes.com/es/press-release/aes-andes-alcanza-mas-de-la-mitad-de-su-portafolio-en-energias-renovables>

[39] Enel Green Power Chile. (2023). Enel Green Power Chile inicia operación comercial de nuevo parque eólico. Recuperado de <https://www.enel.cl/es/conoce-enel/prensa/press-enel-green-power-chile/d202308-enel-green-power-chile-inicia-operacion-comercial-de-nuevo-parque-eolic>

[40] Mainstream Renewable Power. (2023). Mainstream renegotiates USD-1bn debt of Chilean wind, solar units. Recuperado de <https://renewablesnow.com/news/mainstream-renegotiates-usd-1bn-debt-of-chilean-wind-solar-units-840332/>

[41] ENGIE. (2023). H1 2023 financial results. Recuperado de <https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2023-07/ENGIE%20H1%202023%20Presentation%20VDEF.pdf>

[42] ENGIE. (2023). FY 2023 financial results. Recuperado de https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-02/FY%202023%20Presentation%20-%20VDEF_0.pdf

[43] Congreso Nacional de Chile. (2022, 12 abril). Ley 21.505 Fomenta el almacenamiento de energía eléctrica y el desarrollo de la electromovilidad. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1167321>

[44] Santos-Alamillos, F.J., Brayshaw, D.J., Methven, J., Thomaidis, G.C., Ruiz-Arias, J.A., & Pozo-Vázquez, D. (2017). Integrating solar forecasting in energy markets: The case of the Iberian electricity market. *Energy Economics*, 66, 122-132.

[45] Jurasz, J., Campana, P.E., Waş, A., & Mikulik, J. (2020). Forecasting and modelling time series of wind speed and photovoltaic power generation—Guidelines and benchmarking. *Energy*, 194, 116856.

[46] Kittner, N., Lill, F., & Kammen, D. M. (2017). Energy storage deployment and innovation for the clean energy transition. *Nature Energy*, 2(9), 17125.

[47] Ministerio de Energía. (2020). Hoja de Ruta 2050: Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva.

[48] Ministerio de Energía. (2020). Hoja de Ruta 2050: Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva.

[49] Henríquez, J. R., Mocarquer, S., & Rudnick, H. (2021). Planning the transition to 100% renewable power systems in Chile by 2050. *Renewable Energy*, 163, 1209-1227.

[50] Kumar, N. M., Bisk, A., Garimella, N., & Folsom, C. (2021). Battery energy storage technologies for integrating renewable energy with the grid. *Nature Energy*, 6(1), 11-20.

[51] Comisión Nacional de Energía. (2021). Actualización Proyección de Demanda y Oferta de Energía en el Sistema Eléctrico Nacional. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/02/Informe-Final-Proyeccion-2021-2040.pdf>

[52] Chiemeka, O. F., & Ani, J. U. (2016). The role of pumped hydro energy storage systems in mitigating wind and solar power fluctuations in off-grid locations. *Energy Procedia*, 103, 243-248. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.11.240>.

[53] Monsalve, J. and Moreno, R. (2016) “Evaluación Del Beneficio De Una Unidad De Almacenamiento Por Bombeo En Colbún Bajo Requerimientos De Riego.”

[54] Jiménez, R. and Jorquera, A. (2012) “Estudio de los factores técnicos y económicos que condicionan la instalación de centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo (Technical and economic factors that conditionate the instalation of pumpstorage in Chile).”

[55] Sioshansi, R. (2012). Energy storage: A key ingredient in the transition to a low-carbon power sector. *Energy Policy*, 43, 704-718. <https://doi.org/10>

[56] López-Orozco, J. A., Palomares, A. E., Ramírez-Camperos, A. L., & Palomares, J. M. (2017). Marine pumped-storage and hydrogen production as key elements for a 100% renewable energy system in the Balearic Islands. *Applied Energy*, 203, 99-110. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.025>

[57] Fernández García, B. (2004). Centrales hidroeléctricas de bombeo. *Ensayos de materiales*, (43), 83-87

[58] Haas, J., Cebulla, F., Nowak, W., Palma-Behnke, R., & Rahmann, C. (2022). Revisiting the potential of pumped-hydro energy storage: A method to detect economically attractive sites. *Energy Conversion and Management*, 252, 115517. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.115517>

[59] Hauschild, M. Z., Rosenbaum, R. K., Olsen, S. I. (2018). Life cycle assessment (Vol. 2018). Springer International Publishing, Cham. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-56475-3>.

[60] International Organization for Standardization. 2000. Environmental management- Life cycle assessment- Life cycle impact assessment: ISO 14042.

[61] Curran, M. A. (2017). Overview of goal and scope definition in life cycle assessment. In Goal and Scope Definition in Life Cycle Assessment (pp. 1-62). Springer, Dordrecht. https://doi.org/10.1007/978-94-024-0855-3_1

[62] Finnveden, G., Hauschild, M. Z., Ekvall, T., Guinée, J., Heijungs, R., Hellweg, S., ... & Suh, S. (2009). Recent developments in life cycle assessment. *Journal of Environmental Management*, 91(1), 1-21. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2009.06.018>

[63] Hauschild, M. Z., Rosenbaum, R. K., & Olsen, S. I. (2018). Life cycle assessment: Theory and practice. Springer.

[64] Guinée, J. B., Heijungs, R., Huppes, G., Zamagni, A., Masoni, P., Buonamici, R., ... & Rydberg, T. (2011). Life cycle assessment: past, present, and future. *Environmental Science & Technology*, 45(1), 90-96. <https://doi.org/10.1021/es101316v>

[65] International Organization for Standardization. (2006). ISO 14040: Environmental management–Life cycle assessment–Principles and framework. <https://www.iso.org/standard/37456.html>

[66] Ley 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente, Chile. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=30667>

[67] Kapila, S., Oni, A. O., Gemechu, E. D., & Kumar, A. (2021). Life cycle assessment of energy storage systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 143, 110919. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110919>

[68] Immonen, P., Kara, S., & Hannu, J. (2020). Life cycle assessment of pumped hydro energy storage. *Journal of Energy Storage*, 32, 101747. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101747>

[69] Peng, W., Wagner, F., Ramana, M. V., Zhai, H., Small, M. J., Dalin, C., Zhang, X., & Socolow, R. H. (2020). Comparing the life cycle greenhouse gas emissions from wind energy, solar energy, and energy storage technologies. *Applied Energy*, 279, 115766. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115766>

[70] Denholm, P., Ela, E., Kirby, B., & Milligan, M. (2010). The role of energy storage with renewable electricity generation. *National Renewable*

Energy Laboratory, NREL/TP-6A2-47187.
<https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47187.pdf>

[71] Zhang, J., Xu, L., & Li, X. (2019). Life cycle assessment of a pumped-storage power plant: environmental impacts from construction phase , 24, 100758. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100987>

[72] Sánchez-Díez, E., Pérez-Díaz, J. I., & Chazarra, M. (2021). Life cycle assessment of a seawater pumped storage hydropower plant. Energy, 231, 120954. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120954>

[73] Henríquez, M, 2019. ANÁLISIS TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL DE IMPLEMENTAR CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE BOMBEO COMPLEMENTADAS CON ENERGÍA EÓLICA EN LA REGIÓN DEL BIOBÍO.

[74] Servicio Nacional de Geología y Minería, Publicación geológica, Geología básica (1:1.000.000) <https://portalgeomin.sernageomin.cl/>

[75] Espejo de Tarapacá (2014) “EIA Espejo de Tarapacá, Capítulo 1: Descripción de Proyecto,” pp. 1–165. Available at: http://seia.sea.gob.cl/archivos/Cap_01_Descripcion_de_Proyecto_2014073_0.pdf.

[76] U.S. Army Corps of Engineers (2004). Diseño y Construcción de Represas Pequeñas. Washington DC: U.S. Army Corps of Engineers.

https://www.publications.usace.army.mil/Portals/76/Publications/EngineerManuals/EM_1110-2-2300.pdf

[77] U.S. Bureau of Reclamation. (1987). Diseño de Pequeñas Presas. Denver, CO: U.S. Bureau of Reclamation. Disponible en:

<https://www.scribd.com/document/470322470/Diseno-de-pequenas-presas-Bureau-of-Reclamation-pdf>

[78] U.S. Army Corps of Engineers & International Commission on Large Dams. (2015). Selecting Hydraulic Gates and Valves. In R. L. Sanks, G. Asce, T. Tadic, F. Asce, & G. M. Besuner (Eds.), Dam safety guidelines (pp. 127–164). Reston, VA: American Society of Civil Engineers.

<https://doi.org/10.1061/9780784413487.ch05>

[79] U.S. Army Corps of Engineers. Guía de Diseño de Presas Pequeñas. Disponible en: <https://udhconecta.com/inicio/libro-diseno-de-pequenas-presas-2da-version-bureau-of-reclamation/>

[80] U.S. Bureau of Reclamation. Guía Técnica de Diseño de Compuertas de Presas. Disponible en:

<https://www.scribd.com/document/362574657/Diseno-de-Pequeñas-Presas-Bureau-of-Reclamation-Castellano>

[81] U.S. Army Corps of Engineers & International Commission on Large Dams. (2015). Selecting Hydraulic Gates and Valves. Engineering and Design Manual. Retrieved from https://www.publications.usace.army.mil/Portals/76/Publications/EngineerManuals/EM_1110-2-2702.pdf

[82] Rehman, S., Al-Hadhrami, L. M. and Alam, M. M. (2015) “Pumped hydro energy storage system: A technological review,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, 44, pp. 586–598. doi: 10.1016/j.rser.2014.12.040

[83] CENTER E. Life-cycle energy costs and greenhouse gas emissions for gas turbine power. 2000

[84] Kapila, S., Oni, A. O., Gemechu, E. D., & Kumar, A. (2018). Development of net energy ratios and life cycle greenhouse gas emissions of large-scale mechanical energy storage systems. Energy, 163, 391-407.

[85] InnovMetric Software Inc. Andritz Hydro Extends 3D Scanning Automation Across 30 Sites Worldwide with PolyWorks Metrology Software. Recuperado de: <https://www.innovmetric.com/es/case-studies/andrit>

[86] Generadores diésel de 4 tiempos: <https://www.man-es.com/docs/default-source/shopwaredocuments/man-diesel-se-gensets-4t.pdf?sfvrsn=18>

[87] Engineers A.S.o.C. Compendium of pumped storage plants in the United States. New York, NY: American Society of Civil Engineers; 1993. p. 744.

[88] "Onshore Turbine Generator Weights and Dimensions" <https://www.renewablesfirst.co.uk/windpower/windpower-learning-centre/onshore-turbine-generator-weights-and-dimensions/>

[89] Hermosin, A. and Sanz, Í. (2016) "Diseño y estudio de viabilidad de una central hidroeléctrica reversible en la Isla de La Gomera." Available at: <https://www.iit.comillas.edu/pfc/resumenes/578f28a3bd4d3.pdf>.

[90] Portero, U., Velázquez, S. and Carta, J. A. (2015) "Sizing of a wind-hydro system using a reversible hydraulic facility with seawater. A case study in the Canary Islands," Energy conversion and Management. Elsevier Ltd, 106, pp. 1251–1263. doi: 10.1016/j.enconman.2015.10.054.

[91] Cámara Chilena de la Construcción. (2021). Informe anual de la construcción en Chile. <https://www.cchc.cl>

[92] Dirección de Vialidad, Ministerio de Obras Públicas. (2020). Manual de Carreteras. <https://www.mop.cl/>

[93] Dirección General de Aguas, Ministerio de Obras Públicas. (2017). Estadísticas de obras hidráulicas. <https://dga.mop.gob.cl/>

[94] Instituto de Investigaciones Agropecuarias. (2015). Mejoramiento de suelos agrícolas. <http://www.inia.cl/>

[95] Sociedad de Fomento Fabril. (2017). Estudio de mercado de áridos en Chile. <https://www.sofofa.cl/>

[96] Superintendencia de Servicios Sanitarios. (2021). Informe de gestión del agua. <http://www.siss.gob.cl/>

[97] Instituto Nacional de Normalización. (1979). NCh163 Of79 - Áridos para morteros y hormigones - Requisitos generales. <https://www.inn.cl/>

[98] U.S. Army Corps of Engineers. (1992). Design of Foundations for Structures. In Engineering Manual EM 1110-1-1905. Washington, DC: Department of the Army.

[99] Vahidi, E., Jin, E., Das, M., Singh, M., & Zhao, F. (2015). Comparative Life Cycle Analysis of Materials in Wastewater Piping Systems.

Procedia Engineering, 118, 1177-1188.
<https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.08.461>

[100] Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones. (2011). Decreto 135: Establece norma de emisión de vehículos livianos y medianos que indica. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=274262>

[101] Miller, W., Vine, D., & Amin, Z. M. (2017b). Energy efficiency of housing for older citizens: Does it matter? Energy Policy, 101, 216-224.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.050>

[102] Valores del IPCC (Panel Intergubernamental de Cambio Climático) para factores de emisión de CO₂, CH₄ y N₂O de combustibles fósiles: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

[103] Valores de la EPA (Agencia de Protección Ambiental de EE.UU.) para factores de emisión de contaminantes criterio (NO_x, CO, SO₂, MP) de motores diésel: <https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPDF.cgi?Dockkey=P100OA05.pdf>

[104] Vidal, G., Neumann, P., & Hospido, A. (2021). Análisis de ciclo de vida: Fundamentos y aplicaciones para la gestión sustentable de los recursos hídricos. Universidad de Concepción.

Anexos

Anexo 1: Porcentaje de materialidad para geomembrana, pintura anticorrosiva y acero para las presas de ambas centrales.

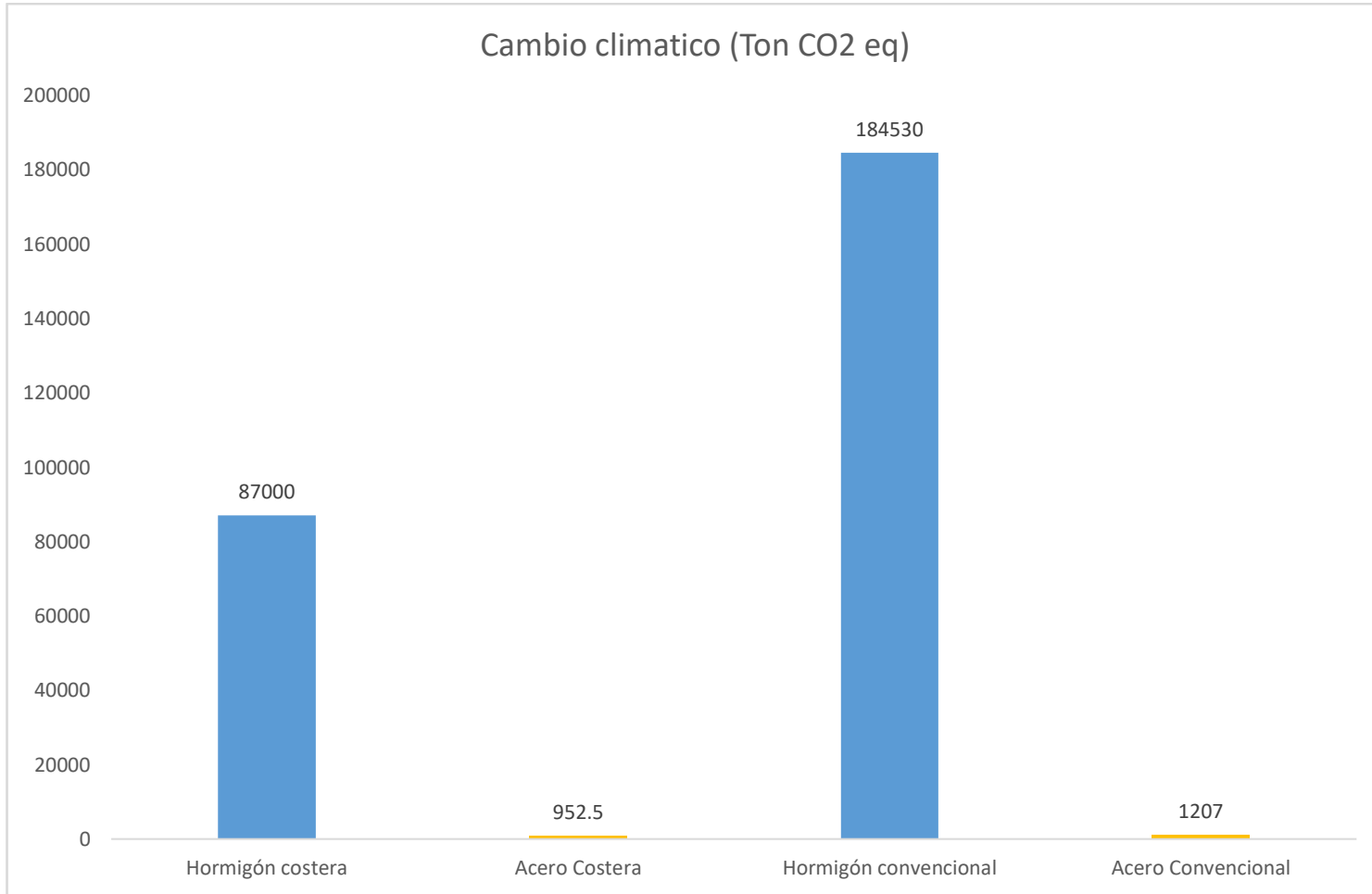
Material	Central costera			Fuente
	Embalse superior	Embalse Inferior	% material total	
Hormigón	20.520 m ³	No Aplica	95,5%	[72]
Geomembrana	8,55 m ³	No Aplica	0,43%	[75]
Pintura anticorrosiva	3,42 m ³	No Aplica	0,016%	[75]
Acero	410 kg	No Aplica	4%	[72]
Material	Central Convencional			Fuente
	Embalse superior	Embalse Inferior	% material total	
Geomembrana	13.200 m ³	15.120 m ³	95,6%	[75]
Pintura anticorrosiva	5,5 m ³	6,3 m ³	0,042%	[75]
Acero	No Aplica	No Aplica	-	[72]
Hormigón	264 kg	303 kg	4%	[72]

Elaboración propia.

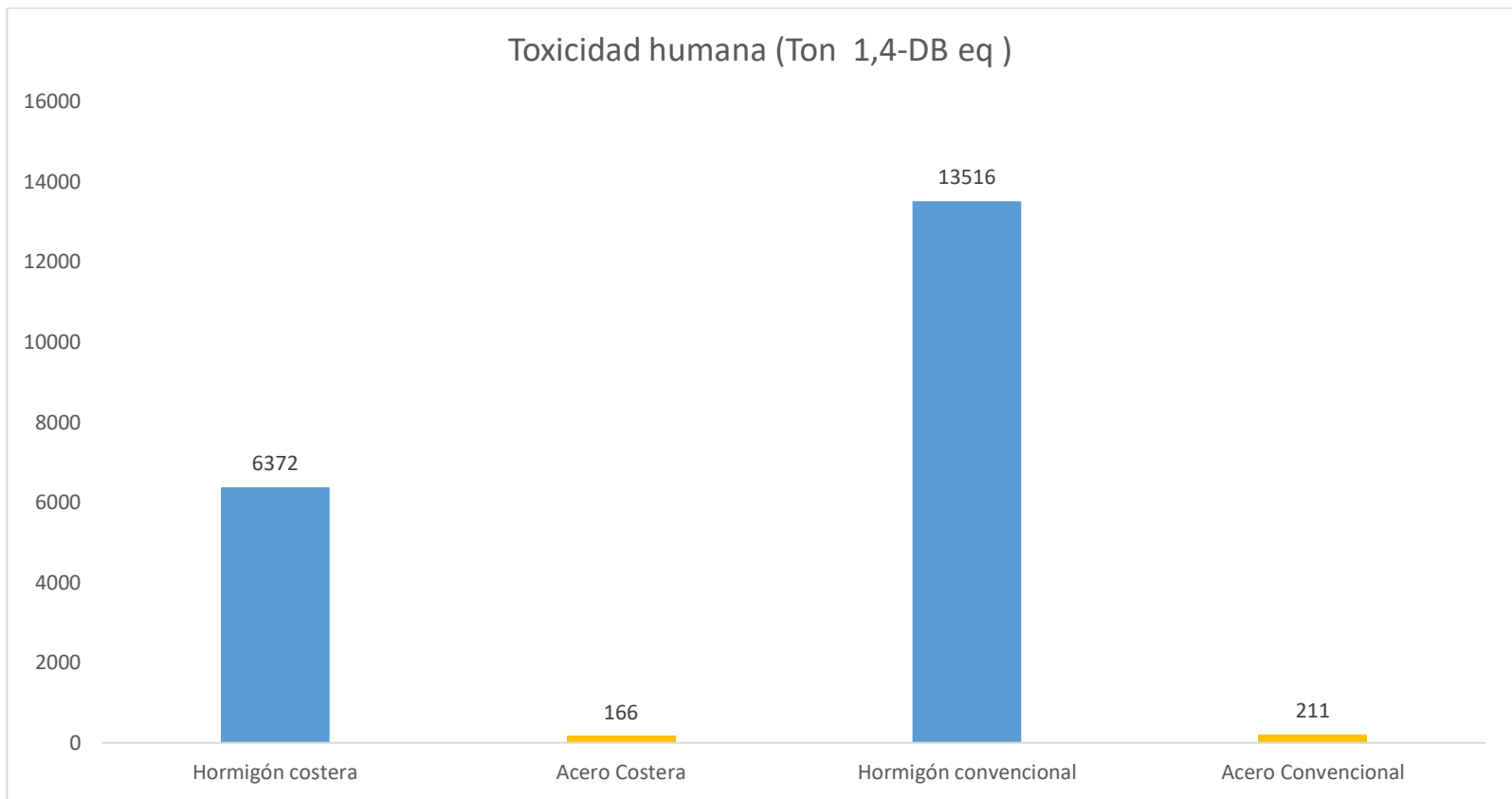
Anexo 2 : Caracterización de los potenciales impactos ambientales generados por la extracción de materias primas, para ambas centrales.

Categoría de impacto	Central costera			Central convencional		
	Hormigón	Acero	Total	Hormigón	Acero	Total
Cambio climático (Ton CO ₂ equivalente)	87.000	9.525	8.7953	184.530	1.207	185.737
Agotamiento de capa de ozono (Ton CFC-11 equivalente)	0	0	0	0	0	0
Acidificación terrestre (Ton SO ₂ equivalente)	259	4	262	549	5	553
Eutrofización del agua dulce (Ton P equivalente)	2	0	2	5	0	5
Eutrofización marina (Ton N equivalente)	9	0	9	20	0	20
Toxicidad humana (Ton 1,4-DB equivalente)	6.372	166	6.539	13.516	211	13.727
Formación de oxidantes fotoquímicos (Ton NMVOC)	256	4	260	543	5	548
Formación de partículas (Ton PM10 equivalente)	113	3	116	239	4	243
Ecotoxicidad terrestre (Ton 1,4-DB equivalente)	6	0	6	13	0	14
Ecotoxicidad en agua dulce (Ton 1,4-DB equivalente)	25	1	26	53	1	54
Ecotoxicidad marina (Ton 1,4-DB equivalente)	66	1	67	140	1	142
Radiación ionizante (Ton Bq U235 equivalente)	2.044	20	2.063	4.335	25	4.360
Ocupación del suelo agrícola (m ² a)	18.599	4.754.834	4.773.433	23.575	28.599	52.174
Ocupación del suelo urbano (m ² a)	10.725	1.219.252	2.563.313	13.595	2.576.908	10.725
Transformación del suelo natural (m ²)	98	13.349	28.104	125	28.229	98
Agotamiento del agua (m ³)	14.157	839.554	1.750.688	17.945	1.768.633	14.157
Agotamiento de metales (Ton Fe equivalente)	784	6.849	7.633	994	14.526	15.520
Agotamiento de fósiles (Ton petróleo equivalente)	12.073	190	12.262	25.606	241	25.847

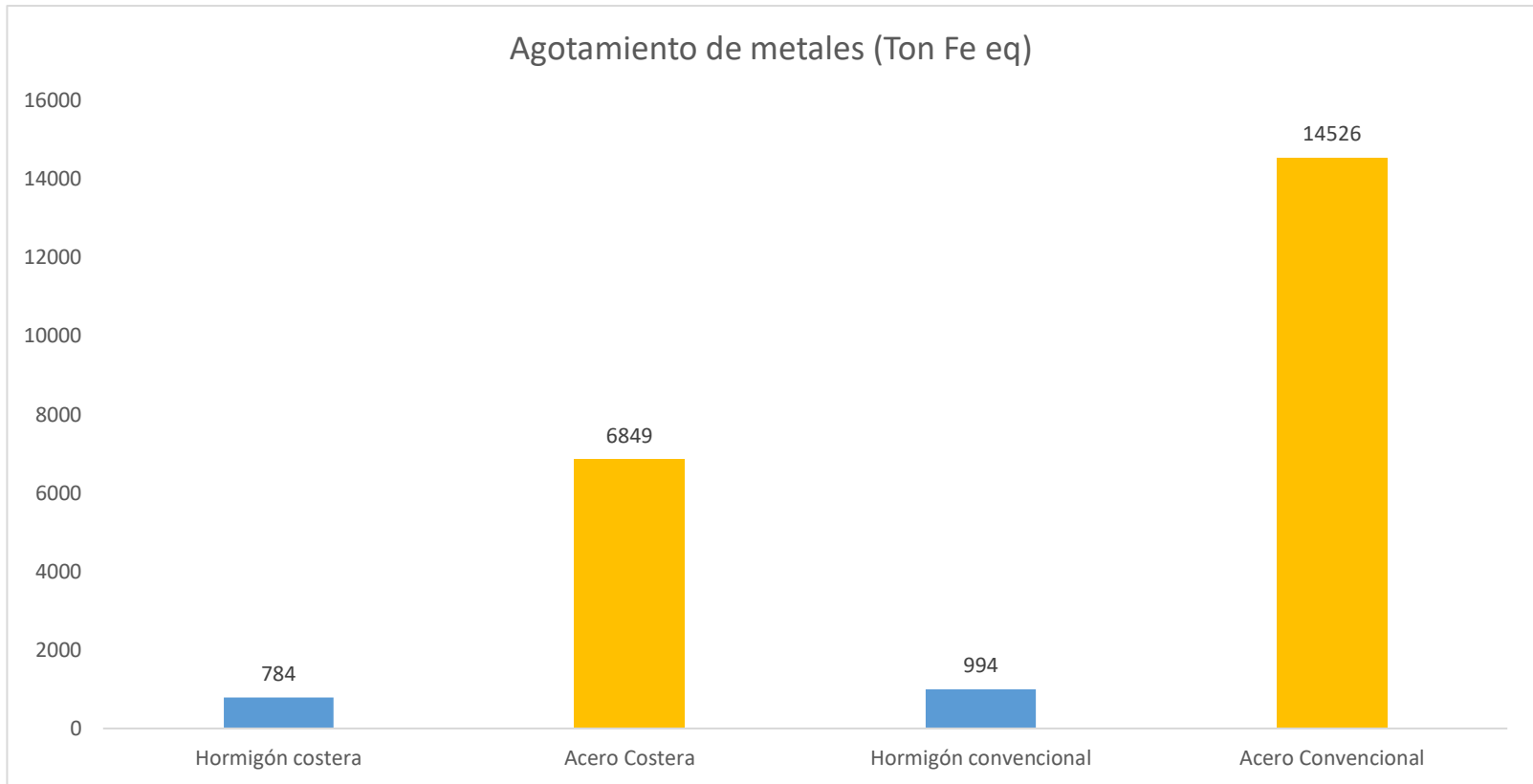
Elaboración propia, con datos extraídos del software SimaPro.



Anexo 3: Toneladas de CO₂ emitidas en la etapa de extracción de materias primas para ambas centrales con capacidad de 2,7 GWh de energía acumulada.



Anexo 4: Toneladas de 1,4-DB equivalente emitidas en la etapa de extracción de materias primas para ambas centrales con capacidad de 2,7 GWh de energía acumulada.



Anexo 5: Toneladas de Fe equivalente emitidas en la etapa de extracción de materias primas para ambas centrales con capacidad de 2,7 GWh de energía acumulada.

Anexo 6: Caracterización de los potenciales impactos ambientales generados por el equipamiento para la central costera.

Categoría de impacto	Acero inoxidable	Acero de carbono	Hierro fundido	Cobre	Resina epoxica liquida	Bitumen	Fibra de vidrio	Total
Cambio climático (kg CO2 equivalente)	17.155	22.583	6.361	14.681	277	0	310	61.366
Agotamiento de capa de ozono (kg CFC-11 equivalente)	0	0	0	0	0	0	0	0
Acidificación terrestre (kg SO2 equivalente)	997	139	26	55	2	0	1	1.220
Eutrofización del agua dulce (kg P equivalente)	109	1	0	1	0	0	0	111
Eutrofización marina (kg N equivalente)	11	3	1	1	0	0	0	17
Toxicidad humana (kg 1,4-DB equivalente)	250.812	13.858	4.502	2.542	25	0	4	27.1743
Formación de oxidantes fotoquímicos (kg NMVOC)	151	85	25	60	2	0	1	323
Formación de partículas (kg PM10 equivalente)	228	131	21	48	1	0	0	429
Ecotoxicidad terrestre (kg 1,4-DB equivalente)	48	6	1	1	0	0	0	56
Ecotoxicidad en agua dulce (kg 1,4-DB equivalente)	50	22	4	8	0	0	0	85
Ecotoxicidad marina (kg 1,4-DB equivalente)	2.677	159	11	17	0	0	0	2.864
Radiación ionizante (kBq U235 equivalente)	1.040	965	129	280	0	0	4	2.418
Ocupación del suelo agrícola (m2a)	977	1.872	54	165	0	0	8	3.076
Ocupación del suelo urbano (m2a)	811	229	33	78	0	0	1	1.151
Transformación del suelo natural (m2)	4	1	0	0	0	0	0	6
Agotamiento del agua (m3)	354	166	56	220	6	0	7	810
Agotamiento de metales (kg Fe equivalente)	439.008	82.350	2.866	12.339	0	0	2	536.565
Agotamiento de fósiles (kg petróleo equivalente)	4.402	5.707	1.305	2.871	109	1	98	14.492

Elaboración propia, con datos extraídos del software SimaPro.

Anexo 7: Caracterización de los potenciales impactos ambientales generados por el equipamiento para la central convencional.

Categoría de impacto	Acero inoxidable	Acero de carbono	Hierro fundido	Cobre	Polietileno granulado de alta densidad	Total
Cambio climático (kg CO2 equivalente)	11.643	19.874	4.318	1.131	7.880	54.847
Agotamiento de capa de ozono (kg CFC-11 equivalente)	0	0	0	0	0	0
Acidificación terrestre (kg SO2 equivalente)	677	111	18	43	24	873
Eutrofización del agua dulce (kg P equivalente)	74	1	0	1	0	76
Eutrofización marina (kg N equivalente)	7	3	0	1	1	12
Toxicidad humana (kg 1,4-DB equivalente)	170.233	4.750	3.056	1.944	38	180.020
Formación de oxidantes fotoquímicos (kg NMVOC)	102	77	17	46	35	278
Formación de partículas (kg PM10 equivalente)	155	104	14	36	8	318
Ecotoxicidad terrestre (kg 1,4-DB equivalente)	32	3	1	1	0	37
Ecotoxicidad en agua dulce (kg 1,4-DB equivalente)	34	14	3	6	1	58
Ecotoxicidad marina (kg 1,4-DB equivalente)	1.817	103	7	13	1	1.941
Radiación ionizante (kBq U235 equivalente)	706	597	87	228	1	1.619
Ocupación del suelo agrícola (m2a)	663	1.501	37	217	2	2.420
Ocupación del suelo urbano (m2a)	550	355	22	125	1	1.053
Transformación del suelo natural (m2)	3	2	0	1	0	6
Agotamiento del agua (m3)	240	138	38	165	45	627
Agotamiento de metales (kg Fe equivalente)	297.965	58.992	1.945	9.166	6	368.075
Agotamiento de fósiles (kg petróleo equivalente)	2.988	4.504	886	2.219	6.496	17.093

Elaboración propia, con datos extraídos del software SimaPro.

Anexo 8: Caracterización de los potenciales impactos ambientales generados por el transporte materia prima y equipamiento para ambas centrales.

Categoría de impacto	Central costera			Central convencional		
	Transporte materia prima	Transporte equipamiento	Total	Transporte materia prima	Transporte equipamiento	Total
Cambio climático (kg CO ₂ equivalente)	7.571.340	14.372	7.585.711	8.662.076	14	8.662.090
Agotamiento de capa de ozono (kg CFC-11 equivalente)	1	0	1	2	0	2
Acidificación terrestre (kg SO ₂ equivalente)	30.947	223	31.170	35.405	0	35.406
Eutrofización del agua dulce (kg P equivalente)	97	0	97	111	0	111
Eutrofización marina (kg N equivalente)	1.367	6	1.374	1.564	0	1.564
Toxicidad humana (kg 1,4-DB equivalente)	1.811.947	1.427	1.813.373	2.072.978	1	2.072.979
Formación de oxidantes fotoquímicos (kg NMVOC)	42.641	178	42.819	48.784	0	48.784
Formación de partículas (kg PM10 equivalente)	17.086	74	17160	19.548	0	19.548
Ecotoxicidad terrestre (kg 1,4-DB equivalente)	4.091	3	4.094	4.680	0	4.680
Ecotoxicidad en agua dulce (kg 1,4-DB equivalente)	5.565	8	5.573	6.367	0	6.367
Ecotoxicidad marina (kg 1,4-DB equivalente)	32.156	50	32.205	36.788	0	36.788
Radiación ionizante (kBq U235 equivalente)	524.269	952	525.221	599.796	1	599.797
Ocupación del suelo agrícola (m ² a)	133.659	165	133.823	152.914	0	152.914
Ocupación del suelo urbano (m ² a)	809.823	275	810.098	926.487	0	926.487
Transformación del suelo natural (m ²)	2.936	5	2.941	3.359	0	3.359
Agotamiento del agua (m ³)	29.815	42	29.857	39.815	0	39.815
Agotamiento de metales (kg Fe equivalente)	265.125	419	265.544	303.319	0	303.320
Agotamiento de fósiles (kg petróleo equivalente)	2.829.016	4.845	2.833.861	3.236.568	5	3.236.572

Elaboración propia, con datos extraídos del software SimaPro.

Anexo 9: Puntuación en eco puntos por categoría de daño para la construcción de ambas centrales.

Categoría de impacto	Unidad	Central convencional	Central convencional
Climate change Human Health	Eco puntos	66,52	33,48
Ozone depletion	Eco puntos	0,01	0,00
Human toxicity	Eco puntos	4,20	2,83
Photochemical oxidant formation	Eco puntos	0,01	0,00
Particulate matter formation	Eco puntos	14,31	3,84
Ionising radiation	Eco puntos	0,04	0,02
Climate change Ecosystems	Eco puntos	40,99	23,76
Terrestrial acidification	Eco puntos	0,10	0,04
Freshwater eutrophication	Eco puntos	0,03	0,01
Terrestrial ecotoxicity	Eco puntos	0,07	0,03
Freshwater ecotoxicity	Eco puntos	0,03	0,01
Marine ecotoxicity	Eco puntos	0,01	0,00
Agricultural land occupation	Eco puntos	0,54	1,30
Urban land occupation	Eco puntos	1,96	0,93
Natural land transformation	Eco puntos	1,56	0,63
Metal depletion	Eco puntos	6,52	0,66
Fossil depletion	Eco puntos	36,56	22,17

Elaboración propia, con datos extraídos del software SimaPro,