



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

RECONVERSIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN CON DISTINTAS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

TRINIDAD IGNACIA ARAYA ALVARADO

PROFESOR GUÍA:
Patricio Mendoza Araya

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
José Cardemil Iglesias
Andrés Caba Rutte

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
Proyecto SERC Chile, FONDAP 1523A0006

SANTIAGO DE CHILE
2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA
POR: TRINIDAD IGNACIA ARAYA ALVARADO
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: PATRICIO MENDOZA ARAYA

RECONVERSIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN CON DISTINTAS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

Chile se adhirió al acuerdo de París junto a más países para hacerse cargo de las emisiones de efecto invernadero y desarrolló el plan de descarbonización enfocado en la transición a tecnologías no contaminantes. Dentro de este plan de descarbonización se consideran alternativas de energías renovables y combustibles mixtos.

En base a lo anterior el objetivo general del trabajo de título es proponer una metodología para evaluar las distintas alternativas de reconversión con el propósito de aprovechar la infraestructura de las centrales térmicas con otra tecnología menos contaminante.

Se plantea entonces los objetivos específicos para lograr el objetivo general que son realizar un análisis comparativo entre las distintas tecnologías. Luego del análisis de alternativas se obtienen aquellas que sean más viables en Chile para desarrollar una metodología de reconversión para luego validarla con una central a carbón del país.

Las principales conclusiones son:

- Se identificaron y evaluaron variadas alternativas de reconversión, incluyendo gas natural, biomasa, energías renovables, almacenamiento, uso de H₂ y derivados, así como también opciones innovadoras como la reconversión a desalinizadoras.
- Se elabora una propuesta metodológica utilizando el método Analytic Hierarchy Process (AHP) para clasificar las opciones de reconversión.
- La metodología fue validada con el caso de la central Guacolda, ya que se conocía información del porqué otras alternativas fueron descartadas. Se obtuvo que para la central Guacolda ubicada en Huasco las mejores alternativas bajo los criterios estudiados son las baterías de Carnot, co-combustión con amoníaco y biomasa.

Dedicado a mis padres

Agradecimientos

Agradezco en primer lugar a mi mamá por su esfuerzo durante todos estos años, que aguantó el tener que no vernos todos los días durante toda la carrera, por entregarme su amor y cuidarme. A mi papá por darme la fuerza de seguir avanzando y creciendo a pesar de ya no estar con nosotras.

A mis amigos de sección con los que compartí largas jornadas de estudios durante los primeros años de la carrera. Especialmente a las niñas que a pesar de escoger distintas carreras siguen ofreciendo su amistad Vale, Pili y Cami. También a los amigos que hice en los últimos años de eléctrica volviendo de la pandemia que hicieron de mi paso por la carrera mucho más ameno.

A los profesores Patricio Mendoza y José Miguel Cardemil que han estado apoyándome en mi trabajo de título durante estos meses y me incluyeron al proyecto del Centro de Energía.

Agradezco a todos aquellos que he conocido estos años en la universidad y que han dejado alguna enseñanza en mi camino.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Contexto	1
1.2. Justificación	4
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivo general	4
1.3.2. Objetivos específicos	4
1.4. Alcances	5
1.5. Estructura	5
2. Marco Teórico y Estado del Arte	6
2.1. Central termoeléctrica a carbón	6
2.1.1. Historia y evolución de las centrales termoeléctricas a carbón	6
2.1.2. Funcionamiento y componentes principales	7
2.1.3. Impacto ambiental de las centrales a carbón	8
2.1.4. Relevancia económica y social	9
2.1.5. Impacto del retiro de unidades en el sistema eléctrico	9
2.2. Alternativas para el cierre de termoeléctricas a carbón	10
2.2.1. Análisis comparativo de alternativas de reconversión	13
2.2.2. Alternativas de reacondicionamiento o repotenciamiento	16
2.2.2.1. Biomasa	16
2.2.2.1.1 Ejemplos de conversión de carbón a biomasa	20
2.2.2.1.2 Industria de biomasa en Chile	21
2.2.2.2. Gas natural	21
2.2.2.2.1 Ejemplos de conversión de carbón a gas natural	24
2.2.2.2.2 Industria de gas natural en Chile	25
2.2.2.3. H ₂ y derivados	25
2.2.2.3.1 Ejemplos de conversión de carbón a H ₂ y derivados	29
2.2.2.3.2 Amoníaco	30
2.2.2.3.3 Industria de H ₂ y NH ₃ en Chile	33
2.2.3. Alternativas de reconversión	34
2.2.3.1. Baterías de Carnot	34
2.2.3.1.1 Industria de sales solares en Chile	43
2.2.4. Alternativa de cierre y reutilización de la infraestructura	43
2.2.4.1. Generación con incineración de residuos	43
2.2.5. Otras Alternativas	44
2.2.5.1. Hierro	44
2.2.5.2. Nuclear	45

2.3.	Proyectos de reconversión en Chile	45
2.4.	Métodos de toma de decisión	47
2.4.1.	Criterio de Hurwicz	47
2.4.2.	Criterio del máximo esperado	48
2.4.3.	Método Analytic Hierarchy Process (AHP)	49
2.4.4.	Criterio experto	51
3.	Metodología	52
3.1.	Metodología del trabajo de título	52
4.	Metodología Propuesta para Reconversión	54
4.1.	Diagrama de flujo de la propuesta metodológica	54
4.2.	Tecnologías aplicables en Chile	55
4.3.	Criterios	55
4.4.	Datos	56
4.5.	Caso de estudio	58
4.6.	Método AHP aplicado	60
4.6.1.	Matriz de comparación entre criterios	60
4.6.2.	Matriz de comparación entre alternativas	61
5.	Resultados y Discusión	62
5.1.	Resultados de la aplicación de la propuesta metodológica a la central Guacolda	62
5.1.1.	Matriz de comparación entre criterios	62
5.1.2.	Matrices de comparación entre alternativas	63
5.1.2.1.	Criterio: Disponibilidad del recurso	63
5.1.2.2.	Criterio: LCOE	65
5.1.2.3.	Criterio: Reutilización de Activos	66
5.1.2.4.	Criterio: CAPEX	67
5.1.2.5.	Criterio: Costo de mantenimiento	69
5.1.2.6.	Criterio: Madurez tecnológica	70
5.1.2.7.	Criterio: Vida útil	71
5.1.3.	Vector columna final	72
5.1.4.	Consistencia de las matrices	74
6.	Conclusiones	76
	Bibliografía	78
	Anexos	87
A.	Centrales con planes de reconversión o reconvertidas de carbón a biomasa . .	87
B.	Proyectos de producción de amoniaco verde en Chile	89

Índice de Tablas

1.1.	Centrales a carbón retiradas hasta mayo 2024 [8],[9].	3	
1.2.	Centrales a carbón comprometidas a reconversión o cierre antes del 2030 [8],[10],[11],[12].	3	3
1.3.	Centrales a carbón que aún no declaran su plan de acción [8].	4	
2.1.	Matriz de las soluciones de reacondicionamiento y cierre parcial con reutilización de infraestructura clasificadas según grado de madurez de la tecnología, emisiones de gases de efecto invernadero y eficiencia. Extraído de [28],[31],[32].	14	
2.2.	Infraestructura reutilizada para cada alternativa. *Significa que para algunas alternativas se deben realizar modificaciones a la caldera para su reutilización. Extraído de [28],[31],[32].	15	
2.3.	Componentes nuevos para la central según tecnología. Extraído de [28],[31],[32].	16	
2.4.	Ventajas y desventajas de la generación con biomasa. Elaboración en base a lo reportado en [34].	17	
2.5.	Comparación de los sistemas tipo batería de Carnot principales y alternativas comerciales [79], [80].	36	
2.6.	Desarrollo comercial en reconversión de centrales termoeléctricas a baterías de Carnot [83].	42	
2.7.	Información de centrales con plan de reconversión disponibles en el SEIA [99], [100].	47	
2.8.	Escala fundamental [104].	49	
2.9.	Porcentajes máximos del ratio de consistencia CR [106].	50	
2.10.	Índice aleatorio (RI) [106].	50	
4.1.	Datos de las alternativas aplicables en Chile. En base a: [28],[31],[38], [108], [109], [110], [111], [112], [113],[114],[115], [116], [117].	57	
4.2.	Regiones y ciudades con disponibilidad de cada recurso necesario para cada alternativa. En base a: [48],[60],[94],[95],[74].	57	
4.3.	Información de las unidades de la central Guacolda [118].	59	
4.4.	Matriz de comparación entre criterios.	60	
4.5.	Matriz de comparación entre alternativas.	61	
5.1.	Matriz de comparación entre criterios.	62	
5.2.	Matriz de comparación entre alternativas para el criterio de disponibilidad del recurso.	64	
5.3.	Matriz de comparación entre alternativas para el criterio de LCOE.	65	
5.4.	Matriz de comparación entre alternativas para el criterio de reutilización de activos.	67	
5.5.	Matriz de comparación entre alternativas para el criterio de CAPEX.	68	
5.6.	Matriz de comparación entre alternativas para el criterio de costos de mantenimiento.	69	
5.7.	Matriz de comparación entre alternativas para el criterio de madurez tecnológica.	70	

5.8.	Matriz de comparación entre alternativas para el criterio de vida útil.	71
5.9.	Valores obtenidos de CI y CR para las matrices.	75
A.1.	Centrales con planes de reconversión a biomasa en el mundo. Elaborado en base a: [28], [40], [45], [96], [119], [120], [121], [122], [123], [124], [125], [126], [127] . .	87
A.2.	Proyectos de reconversión de centrales térmicas de carbón a biomasa en el mundo. Elaborado en base a: [28], [40], [45], [96], [119], [120], [121], [122], [123], [124], [125], [126], [127].	88

Índice de Ilustraciones

1.1.	Generación eléctrica global a carbón durante el 2023 [2].	1
2.1.	Central termoeléctrica a carbón [20].	7
2.2.	Diagrama con alternativas de reconversión de centrales a carbón. En base a [28],[29],[30].	11
2.3.	Tipos de calderas [36].	18
2.4.	Esquema de central a carbón con las modificaciones e infraestructura reutilizada para biomasa [37].	19
2.5.	Comparación entre alternativas de reconversión [38].	19
2.6.	Diagrama de una central de ciclo combinado y los ciclos de Brayton y Rankine [50].	22
2.7.	Líneas de gaseoductos en Chile [60].	25
2.8.	Resumen de las características diferenciadoras de la combustión del H ₂ versus derivados [30].	26
2.9.	Calderas Bosch para quemar H ₂ [62].	27
2.10.	Turbina Siemens SGT-800 H ₂ [62].	27
2.11.	Proyecto Hyflexpower [64].	28
2.12.	Distribución de costos para la conversión de una planta de ciclo combinado de 404 [MW] [66].	29
2.13.	Relación entre la tasa de co-combustión de NH ₃ y la emisión de NO _x [73].	32
2.14.	Proyectos en desarrollo de demanda interna y exportación de H ₂ y NH ₃ en Chile [74].	33
2.15.	Proyección de mercados chilenos de hidrógeno verde y derivados (BUSD) [75].	34
2.16.	Principio de funcionamiento de Carnot [77].	34
2.17.	Reconversión de central eléctrica a carbón en sistema de almacenamiento [32].	37
2.18.	Propuesta de concepto en uso de bomba de calor para la reconversión de centrales termoeléctricas y evaluación económica preliminar [84], [86].	38
2.19.	Propuesta de reconversión de central termoeléctrica a carbón mediante sales fundidas (DLR-GIZ) en caso de estudio para Chile [32].	39
2.20.	Concepto de planta de generación de electricidad con almacenamiento térmico (Thermal storage power plant) [90].	40
2.21.	Reconversión de infraestructura de centrales termoeléctricas con combustibles fósiles para almacenamiento de energía [92].	41
2.22.	Plantas de SQM en la pampa y los puertos del norte [95].	43
2.23.	Esquema del ciclo de reducción-oxidación de hierro libre de CO ₂ para el suministro de energía [97].	44
2.24.	Densidades energéticas volumétricas y gravimétricas de portadores energéticos químicos [97].	45
2.25.	Chile y las centrales desde el Plan de Descarbonización [8],[9],[10],[11],[12].	46

2.26.	Árbol de decisiones [101].	48
2.27.	Matriz de escenarios [101].	48
2.28.	Método AHP.	49
3.1.	Esquema de la metodología utilizada para el desarrollo del trabajo de título. . .	53
4.1.	Diagrama de flujo de la propuesta metodológica para la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón.	54
4.2.	Ubicación e infraestructura de la central Guacolda. Fuente: Google Earth. . . .	58
4.3.	Unidad de generación a carbón de la central Guacolda.	59
B.1.	Proyectos de producción de NH ₃ verde en Chile.	89

Capítulo 1

Introducción

En esta sección, se procederá a la identificación y formulación del problema que servirá como base para el desarrollo del trabajo de título. Asimismo, se establecerán tanto los objetivos generales como los específicos que orientarán esta investigación.

1.1. Contexto

Durante el 2023, la capacidad operativa global de las termoeléctricas a carbón fue de 2130 [GW] [1]. En ese mismo año, la producción energética se muestra en la Figura 1.1, donde los países con mayor generación eléctrica a carbón medida en terawatt-horas son, en primer lugar, China, seguido por India, Estados Unidos, Japón e Indonesia.

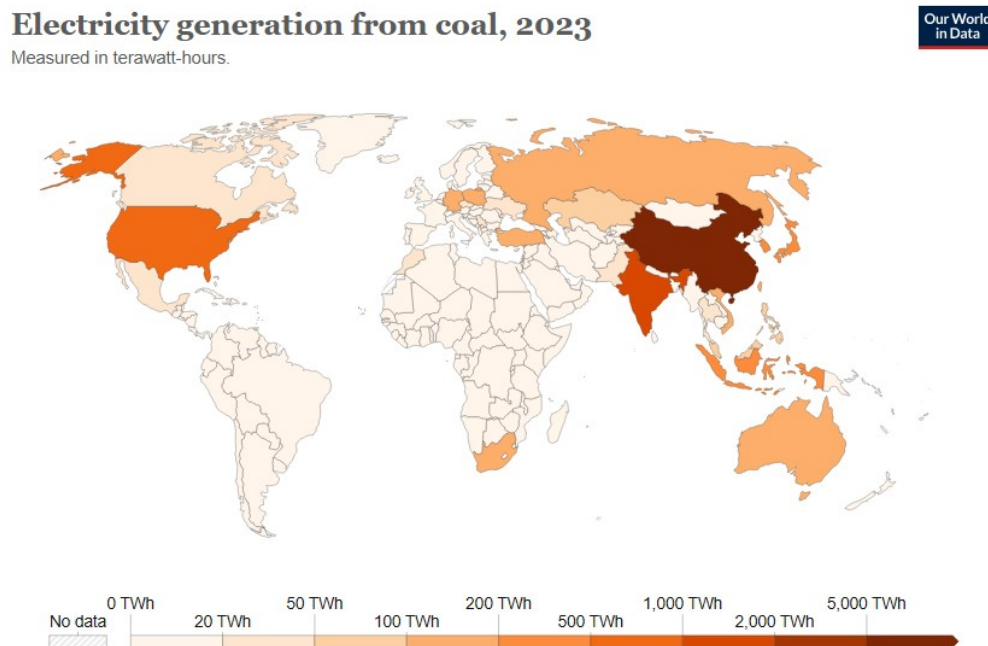


Figura 1.1: Generación eléctrica global a carbón durante el 2023 [2].

En ese mismo año, el carbón representó aproximadamente el 35 % [3] de la electricidad generada a nivel mundial, convirtiéndose en la principal fuente de energía eléctrica. Sin embargo, también fue la fuente con la mayor contribución a las emisiones del sector.

Durante la Conferencia de las Partes (COP21) llevada a cabo en diciembre de 2015 en París, se estableció un tratado internacional debido a las preocupaciones sobre las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y su impacto en el calentamiento global. Este tratado tuvo como objetivo limitar el aumento de la temperatura del planeta, comprometiendo a los países a desarrollar y presentar estrategias de largo plazo con bajas emisiones de GEI para el año 2020 [4].

Durante una nueva versión de la Conferencia de las Partes (COP28) en 2023 en Dubái, se estableció un nuevo acuerdo que principalmente mantiene la visión de reducir las emisiones de GEI. Entre las medidas acordadas se incluye avanzar hacia sistemas energéticos con emisiones netas cero a nivel mundial para el año 2050, utilizando combustibles de baja o nula emisión de carbono, así como el desarrollo de tecnologías limpias [5].

Estos acuerdos mundiales refuerzan la importancia de la transición hacia fuentes de energía más sostenibles, un objetivo que ha sido impulsado por varios países, incluyendo a Chile.

La matriz energética de Chile experimentó un cambio significativo a partir de 2022, con la generación bruta de energías renovables que representaron un 55,7% [6] del total de dicho año, superando así a las fuentes no renovables. Esta tendencia al alza de las renovables se espera que perdure gracias al desarrollo tecnológico en este sector y al compromiso con el Plan de Descarbonización.

El objetivo del Plan de Descarbonización es alcanzar y mantener la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2050 del sector eléctrico chileno. Además, el plan está diseñado para fortalecer la capacidad de adaptación al cambio climático, reduciendo la vulnerabilidad y mejorando la resiliencia ante los efectos adversos del mismo [7].

En el año 2018, en Chile estaban en funcionamiento un conjunto de 28 centrales termoeléctricas a base de carbón, las cuales representaban el 37,6% de la totalidad de la generación eléctrica en el país [8]. Dentro de este conjunto, se ha procedido al retiro de 11 unidades en el periodo comprendido entre junio de 2019 y mayo de 2024 que se muestran en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1: Centrales a carbón retiradas hasta mayo 2024 [8],[9].

Ubicación	Nombre Central/Unidad	Año de Retiro	Empresa	Capacidad [MW]
Tocopilla	Tocopilla U12 y U13	2019	ENGIE	173
Iquique	Tarapacá	2019	Enel	158
Coronel	Bocamina 1	2020	Enel	128
Puchuncaví	Ventanas 1	2020	AES	114,2
Tocopilla	Tocopilla U14 y U15	2022	ENGIE	268
Coronel	Bocamina 2	2022	Enel	350
Ventanas	Ventanas 2	2023	AES	208
Tocopilla	Norgener NT01 y NT02	2024	AES	276

Por otro lado, existen 8 centrales pertenecientes a las empresas Engie, AES y Guacolda que ya han hecho público su compromiso de cierre o reconversión. Estas centrales están detalladas en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2: Centrales a carbón comprometidas a reconversión o cierre antes del 2030 [8],[10],[11],[12].

Ubicación	Nombre Central/Unidad	Año de Retiro /Reconversión	Empresa	Capacidad [MW]
Tocopilla	Ex Central Tocopilla	Reconversión a BESS para 2024	AES	116
Mejillones	Mejillones CTM1 y CTM2	Retiro para 2025	ENGIE	334
Mejillones	Andinas CTA y Hornitos CTH	Reconversión a biomasa para 2025	ENGIE	371
Mejillones	Infraestructura Energética Mejillones	Reconversión a gas natural para 2025	ENGIE	376
Mejillones	Angamos 1 y 2	Reconversión a Carnot para 2025	AES	558
Puchuncaví	Nueva Ventanas	Retiro para 2025	AES	267
Puchuncaví	Campiche	Retiro para 2025	AES	270
Huasco	Guacolda 1,2, 3,4 y 5	Reconversión a co-combustión NH ₃	Guacolda	760

Además de las 8 centrales se incluye en la Tabla 1.2 la antigua Central Térmica Tocopilla (CTT), cuyas últimas unidades (U14 y U15) fueron retiradas en 2022. Ahora, en 2024, la empresa Engie anunció el desarrollo de un sistema de almacenamiento en el terreno de la CTT [11]. Respecto a la central Guacolda ubicada en Huasco el proceso de reconversión está siendo llevado a cabo por Mitsubishi Heavy Industries y tienen planeado la co-combustión de amoniaco (NH_3) verde junto a carbón, para esto han realizado estudios sobre el suministro de quemadores [12].

Quedan pendientes únicamente 3 de las 28 unidades térmicas a carbón que aún no han informado su plan de acción para antes del 2030. Estas unidades se detallan en la Tabla 1.3.

Tabla 1.3: Centrales a carbón que aún no declaran su plan de acción [8].

Ubicación	Nombre Central/Unidad	Empresa	Capacidad [MW]
Mejillones	Cochrane 1 y 2	AES	550
Coronel	Santa María	Colbún	374

1.2. Justificación

En el marco del contexto actual en Chile, surgen las siguientes preguntas:

- ¿Cuál será el destino de las centrales térmicas?
- ¿Qué ocurrirá con el personal que opera estas instalaciones?
- ¿Cuáles son las posibles formas de reutilizar la infraestructura existente?

Este trabajo propone abordar estos desafíos mediante una metodología de reconversión de las centrales térmicas, haciendo uso de diversas tecnologías existentes, ya sea desarrolladas a diferentes escalas o en fase de estudio, y que puedan ser aplicadas tanto en las centrales que ya cuentan con un plan de retiro como en aquellas que aún no han definido su curso de acción para los próximos años.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general del trabajo de título consiste en proponer una metodología para evaluar las distintas alternativas de reconversión con el propósito de aprovechar la infraestructura de las centrales térmicas con otra tecnología menos contaminante.

1.3.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos del trabajo de título son los siguientes:

1. Realizar un análisis comparativo entre las distintas tecnologías existentes para la reconversión de centrales térmicas a carbón.
2. Proponer una metodología de reconversión a través de un diagrama de flujo, considerando parámetros económicos y técnicos.
3. Validar la metodología de reconversión con un caso de estudio.

1.4. Alcances

Existen diversas alternativas disponibles para sustituir las centrales térmicas a carbón en todo el mundo. Algunas de estas alternativas son soluciones convencionales ya implementadas a nivel comercial, mientras que otras se encuentran en fase de proyectos piloto o desarrollo. Sin embargo, este trabajo se enfoca en explorar aquellas soluciones que sean más factibles de aplicar en el contexto nacional. Para esto se tendrá en cuenta las limitaciones tecnológicas, económicas, ambientales y geográficas del país para identificar las opciones más viables.

1.5. Estructura

La estructura del trabajo de título sigue este esquema:

- **Introducción:** En este primer capítulo se contextualiza el problema, se establece el objetivo general junto a sus objetivos específicos.
- **Marco Teórico y Estado del Arte:** En este segundo capítulo se obtienen los antecedentes sobre la reconversión de centrales térmicas, las tecnologías disponibles y los aspectos económicos, técnicos y ambientales.
- **Metodología:** En este tercer capítulo se realiza una descripción del enfoque metodológico aplicada en el trabajo de título.
- **Metodología Propuesta para Reconversión:** En este cuarto capítulo se realiza la selección de las tecnologías aplicables en Chile y se detalla la propuesta metodológica de reconversión.
- **Resultados y Discusión:** En este quinto capítulo se presentan los resultados obtenidos al aplicar la metodología de reconversión a un caso de estudio y se interpretan los resultados de la aplicación de la metodología de reconversión, se compara con estudios previos y se obtienen implicaciones prácticas y teóricas.
- **Conclusiones:** En este sexto capítulo se realiza un resumen de los resultados obtenidos, las limitaciones que existieron en el presente trabajo de título y las recomendaciones para futuras investigaciones.
- **Bibliografía:** En este capítulo se presentan todas las fuentes utilizadas en la investigación.
- **Anexos:** Se presentan en este último capítulo todos los datos adicionales.

Capítulo 2

Marco Teórico y Estado del Arte

En esta sección, se llevará a cabo la identificación de los fundamentos teóricos que guardan relación con el proyecto del trabajo de título y se incluye un análisis del estado del arte actual en el campo de estudio.

2.1. Central termoeléctrica a carbón

2.1.1. Historia y evolución de las centrales termoeléctricas a carbón

La primera central eléctrica a carbón fue construida a principios de enero de 1882 en el viaducto de Holborn, en Londres, por la empresa Edison Electric Light Company, perteneciente a Thomas Edison. Para la generación de electricidad, se utilizaron máquinas de vapor Porter-Allen, que en su primera puesta en marcha suministraron energía a 968 bombillas, iluminando así un gran número de restaurantes, comercios, hoteles y otros establecimientos [13].

Ese mismo año, se construyó en Nueva York otra central a carbón por la compañía Edison Electric Illuminating Company, perteneciente también a Thomas Edison. Conocida como Pearl Street Station, fue inaugurada en una zona densamente poblada con una mezcla de usos comerciales y residenciales, incluyendo al periódico New York Times [14].

Pearl Street comenzó a operar el 4 de septiembre de 1882 con 400 bombillas iniciales en servicio y 85 clientes. En un año, este número aumentó a 10.000 bombillas en servicio para 513 clientes [14].

A fines del siglo XVIII, las máquinas de vapor comenzaron a popularizarse. Inicialmente, las centrales térmicas a carbón utilizaban estas máquinas hasta que, en 1884, Charles Parsons introdujo la primera turbina de vapor satisfactoria para producir electricidad, tecnología que sigue en uso hasta la fecha [15].

Alrededor de 60 años tuvieron que pasar para que en Chile se inaugurara la primera central termoeléctrica a carbón. La Central Laguna Verde, ubicada en la región de Valparaíso, entró en funcionamiento en el año 1939 [16]. En el país, existió un desarrollo de otro tipo de tecnologías, como las hidroeléctricas, siendo la primera central eléctrica del país de este

tipo, conocida como la Hidroeléctrica Chivilingo, ubicada a 14 kilómetros al sur de Lota en la región del Biobío [16],[17].

Además, en Chile se desarrollaron centrales a gas natural, combustible importado desde Argentina durante los años 90. Sin embargo, no fue hasta 2006, cuando la nación trasandina cortó el suministro y, sumado a la escasez hídrica del país, que en Chile se volvió al desarrollo de centrales termoeléctricas a carbón [16],[17].

2.1.2. Funcionamiento y componentes principales

Las centrales termoeléctricas utilizan combustibles fósiles (carbón, diésel y gas natural) para generar energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico de agua-vapor. El término convencional se utiliza para diferenciarlas de otras centrales térmicas, como las de ciclo combinado o las nucleares [18].

Las centrales termoeléctricas emplean turbinas de vapor que operan a través del ciclo termodinámico denominado Ciclo de Rankine. En este proceso, un líquido, generalmente agua, se evapora para impulsar la turbina. El vapor resultante, a alta temperatura y presión, se utiliza de manera eficiente al pasar por turbinas de alta, media y baja presión en varias etapas [19].

El Ciclo de Rankine involucra una secuencia de procesos que se desarrollan en cada uno de los componentes de la central termoeléctrica, los cuales se enuncian a continuación y se muestran en la Figura 2.1.

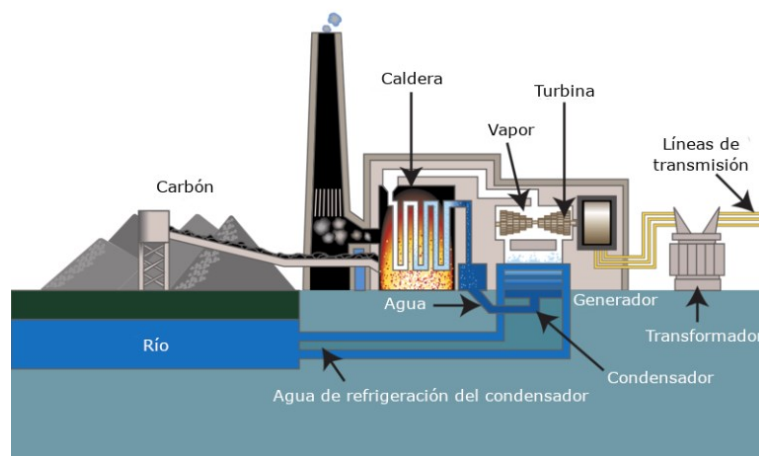


Figura 2.1: Central termoeléctrica a carbón [20].

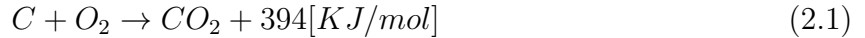
- **Caldera:** En este espacio, el agua se convierte en vapor mediante la combustión de un combustible. Durante este proceso, la energía química contenida en el combustible se transforma en energía térmica.
- **Serpentines:** Son conductos con forma de espiral por donde circula el agua que se convertirá en vapor. En estos serpentines, se produce el intercambio de calor entre los

gases generados por la combustión y el agua, lo que permite la transformación del agua en vapor.

- **Turbina de vapor:** Esta máquina tiene la función de captar el vapor de agua y, gracias a un complejo sistema de presiones y temperaturas, logra hacer girar el eje que la atraviesa. Normalmente, la turbina de vapor consta de varios cuerpos, cada uno operando a alta, media y baja presión, para aprovechar al máximo la energía contenida en el vapor de agua.
- **Generador:** Es una máquina encargada de transformar la energía mecánica generada en el eje de la turbina en energía eléctrica, utilizando el principio de la inducción electromagnética. En las centrales eléctricas, la energía mecánica del eje se convierte en una corriente eléctrica trifásica y alterna. El generador conecta los ejes que atraviesan los diferentes cuerpos de la turbina para realizar esta conversión.
- **Condensador:** Esta máquina tiene la función de transformar el vapor que ha pasado a través de la turbina en agua mediante un proceso de condensación.

2.1.3. Impacto ambiental de las centrales a carbón

La combustión del carbón produce anhídrido carbónico el cual es emitido a la atmósfera y se muestra en la ecuación 2.1. Además del CO_2 que es un gas de efecto invernadero, la combustión de carbón emite dióxido de azufre SO_2 , óxidos de nitrógeno NO_x y material particulado a la atmósfera.



El carbón además del carbono contiene otros elementos como el hidrógeno, azufre, oxígeno y nitrógeno. Durante su combustión, el azufre presente se convierte en SO_2 , un contaminante perjudicial para la salud. La principal fuente de SO_2 en la atmósfera proviene de la quema de combustibles fósiles en plantas de energía y otras instalaciones industriales [21].

Además, en la combustión se producen NO_x , que son nocivos para la salud y contribuyen a la formación de smog, así como al calentamiento global. Cuando se forma dióxido de nitrógeno (NO_2), este crea una capa rojiza o marrón en el aire junto con las partículas en suspensión, que cubre muchas áreas urbanas [22].

Otro contaminante asociado a la combustión del carbón es el material particulado (MP), una mezcla de partículas sólidas y gotas líquidas presentes en el aire. Algunas de estas partículas, como el hollín, cenizas y humo, son visibles a simple vista, mientras que otras son extremadamente pequeñas. Estas partículas pueden clasificarse en diversas categorías según su tamaño, que incluyen las partículas gruesas inhalables (PM_{10}), con un diámetro de entre 2,5 y 10 micrómetros, y las partículas finas ($PM_{2.5}$), con diámetros inferiores a 2,5 micrómetros [23].

En la Mesa de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón, organizada por el Ministerio de Energía en 2020, se discutió que una de las principales consecuencias del retiro de las unidades a carbón es la disminución de consultas médicas, del consumo de medicamentos

en pacientes asmáticos, y de las hospitalizaciones por causas respiratorias y cardiovasculares [24]. Además, en la misma mesa de trabajo se señala que debido a la norma de emisión para termoeléctricas, se observa una disminución de 83% en MP, 70% de NO_x y 72% de SO₂, lo cual se traduciría en una reducción de 282 muertes por año.

2.1.4. Relevancia económica y social

Según [24], la relevancia de las centrales a carbón dependerá de su ubicación, como es el caso de las comunas de:

- **Mejillones, Tocopilla y Huasco:** En estas comunas se tiene que la industria eléctrica a carbón representa el 4%, 4% y 7% del empleo comunal respectivamente. Debido al cierre y reconversión de estas centrales, será necesario implementar programas de asistencia directa para los trabajadores afectados, además de iniciativas de desarrollo comunal o regional que generen nuevas fuentes de empleo.
- **Puchuncaví y Coronel:** Estas comunas poseen una mayor diversificación productiva, pero presentan tasas de desocupación y carencias de protección social que también requieren programas de asistencia directa y desarrollo comunal o regional.
- **Iquique:** Esta comuna sólo contaba con una central, por lo que las medidas necesarias para los trabajadores se pueden abordar con programas de asistencia directa.

2.1.5. Impacto del retiro de unidades en el sistema eléctrico

Los principales aspectos que influyen en la correcta operación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son:

- **Frecuencia:** Relacionado al balance de potencia activa entre la carga y generación.
- **Voltaje:** Relacionado al balance de potencia reactiva entre la demanda y la generación.
- **Sincronismo entre generadores:** Relacionado al balance de torque, debido a que los generadores deben girar a la misma velocidad determinada por la frecuencia de la red.

Los generadores sincrónicos (GS), presentes en las centrales a carbón, aportan sincronismo a la red eléctrica, porque su velocidad de rotación es constante y está sincronizada con la frecuencia de la red. Además, contribuyen al control de frecuencia y voltaje: ajustan la potencia activa generada para responder a desviaciones en la frecuencia de la red y controlan la generación de potencia reactiva para mantener la tensión de la red alrededor de su valor nominal [25].

Con el retiro de las termoeléctricas a carbón y el aumento de las energías renovables en el SEP, se deberán realizar inversiones significativas para resguardar el sincronismo, la frecuencia y la tensión de la red. Los sistemas de generación renovable, como los fotovoltaicos, no aportan respuesta inercial directamente, lo que significa que no contribuyen de la misma manera que los GS al control de la frecuencia. Sin embargo, es posible realizar control de frecuencia mediante el uso coordinado de sistemas de almacenamiento de energía (ESS) como volantes de inercia, supercapacitores o baterías. Por otro lado, los aerogeneradores en las

plantas eólicas pueden proporcionar una respuesta inercial virtual [26].

Respecto al control de tensión, los GS están equipados con un regulador automático de voltaje (AVR), que les permite manejar la tensión en bornes mediante la corriente de excitación [27]. En el caso de las fuentes renovables, se utilizan inversores o convertidores electrónicos para regular la salida de potencia reactiva, manteniendo así la tensión dentro de los límites aceptables.

Dado lo anterior se tiene que para asegurar la suficiencia y seguridad del servicio eléctrico, es necesario desarrollar tanto la infraestructura de generación como la de transmisión a nivel nacional. Las inversiones en generación se centran principalmente en tecnologías que sustituyen al carbón, como la fotovoltaica, eólica e hidráulica, así como en tecnologías de generación flexible como la concentración solar de potencia (CSP), el bombeo hidráulico, el gas natural y el gas natural licuado (GNL). En cuanto a la transmisión, las inversiones incluyen los enlaces de corriente continua entre Kimal y Lo Aguirre, y entre Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre, además de mejoras en la transmisión local en zonas con grandes termoeléctricas a carbón [24].

2.2. Alternativas para el cierre de termoeléctricas a carbón

Existen diversas alternativas a considerar para el futuro de las termoeléctricas a carbón, bajo el contexto del Plan de Descarbonización del país. Estas alternativas se resumen en la Figura 2.2, de color azul se muestran las distintas clasificaciones de estas alternativas que van desde el reacondicionamiento de las centrales, el cierre definitivo y retiro de las instalaciones, hasta la posibilidad de utilizar las instalaciones como una reserva estratégica del sistema eléctrico.

En la Figura 2.2 se considera un código de tres colores para evidenciar qué sucede con el nivel de emisiones de GEI según las alternativas existentes. El color gris indica que la solución mejora la eficiencia de la planta, manteniendo un nivel de emisiones equivalente. El rosado indica una reducción parcial de las emisiones, mientras que el color verde denota la eliminación completa de las emisiones de gases de efecto invernadero.

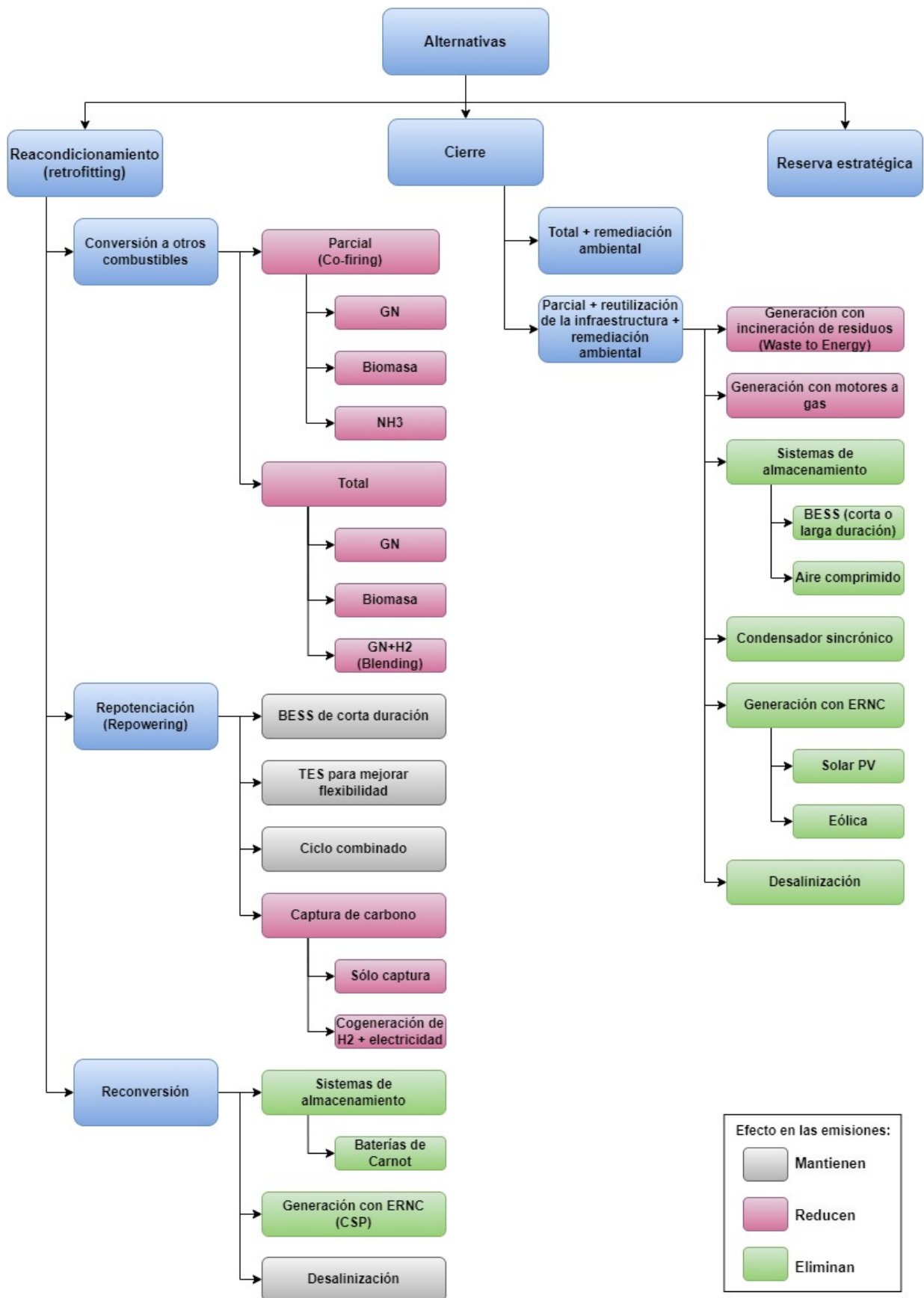


Figura 2.2: Diagrama con alternativas de reconversión de centrales a carbón. En base a [28],[29],[30].

El término reacondicionamiento se define como la viabilidad de aprovechar parcial o totalmente los activos físicos de la central. Entre los equipos que se consideran, están la turbina, el generador, los sistemas de enfriamiento, la subestación eléctrica, las líneas de transmisión y la toma de agua, entre otros. Por otra parte, la opción de retirar la central implica su cierre total o un cierre parcial que podría estar vinculado a la reutilización de la infraestructura existente mediante la implementación de otras tecnologías o usos alternativos. Finalmente, la alternativa de reserva estratégica implica el uso exclusivo de las centrales termoelectricas en situaciones de emergencia, en las cuales se requiere una respuesta rápida, o cuando la demanda eléctrica supera ampliamente la capacidad de generación del parque en operación.

En la Figura 2.2 se considera un enfoque principal en las opciones de reacondicionamiento o de cierre parcial de la central. La diferencia entre el cierre parcial y el reacondicionamiento radica en el grado de reutilización de la infraestructura. En el caso del cierre parcial, se considera un proceso de desmantelamiento del ciclo de potencia, comúnmente Rankine, el cual comprende entre sus componentes principales: bombas, calderas, turbinas, condensador, regeneradores, desgasificadores, y otros dispositivos menores. Además, se contempla la reutilización de una sección reducida de la central, centrándose en la subestación, las líneas de transmisión y la toma de agua. En contraste, en el caso del reacondicionamiento, se evidencia un nivel significativo de reutilización de componentes de la central. Este escenario no solo considera los componentes reutilizados en un cierre parcial, sino que también incluye elementos fundamentales como caldera, turbinas, generador, entre otros.

En el contexto de la categoría de reacondicionamiento (retrofitting), se consideran diversas tecnologías para aumentar la eficiencia y/o reducir los impactos ambientales de la operación de las instalaciones existentes. A modo de resumen, las opciones descritas en la Figura 2.2 consideran la siguiente subclasificación:

- **Conversión a otros combustibles:** Se reemplaza de manera parcial o total el uso de carbón para la generación eléctrica a través del uso de otros combustibles como el gas natural, biomasa, hidrógeno y amoníaco, entre otros.
- **Repotenciación:** Se incorporan a la central térmica tecnologías modernas con el fin de mejorar la eficiencia de la planta. Entre estas tecnologías se incluyen el empleo de baterías de corta duración, sistemas de almacenamiento térmico, o la implementación de un ciclo combinado. Alternativamente, se puede integrar tecnología destinada a la captura de carbono para reducir las emisiones.
- **Reconversión:** Implica la reutilización de los componentes del ciclo de potencia para su aplicación en otras tecnologías que emplean métodos distintos para impulsar la turbina. Entre estas alternativas se considera la implementación de conceptos denominados baterías de Carnot o una planta de concentración solar de potencia. Como una alternativa adicional de reconversión, el funcionamiento de la central de carbón se podría integrar una planta desalinizadora.

En la categoría de cierre parcial (Ver Figura 2.2) se contemplan las siguientes opciones a seguir:

- Sistemas de almacenamiento de tipo baterías (BESS) o de aire comprimido.

- Generación con incineración de residuos.
- Condensador sincrónico.
- Generación con motores a gas.
- Generación con renovables de tipo solar y eólica.
- Desalinización.

Respecto al cierre total, esta alternativa considera principalmente el uso del terreno existente para el desarrollo de otras actividades industriales, residenciales o mixtas. Además, es posible considerar el uso de puertos marítimos, la remediación y restauración ambiental del sitio para que su nuevo uso sea compatible con el medio ambiente.

2.2.1. Análisis comparativo de alternativas de reconversión

Se realiza un análisis comparativo entre las alternativas del tipo reacondicionamiento (retrofitting) y las del tipo cierre parcial con reutilización de la infraestructura. La comparación se realizará según las características de madurez, efecto en las emisiones de gases y de la eficiencia.

Sobre la madurez tecnológica esta se clasifica según:

- **Desarrollo y evolución:** A partir de esto se evidencia las diversas etapas de mejora de la tecnología.
- **Estabilidad y fiabilidad:** Se considera una tecnología madura si ha superado problemas significativos y posee un rendimiento constante.
- **Costos:** Se considera una tecnología más madura si existe una disminución con el tiempo de los costos asociados al desarrollo, fabricación y mantenimiento.
- **Unidades:** Que una tecnología sea popular implica que ha alcanzado un nivel de madurez.
- **Ciclo de vida:** Si una tecnología posee ciclos de vida definidos y prolongados se considera más madura.

En el contexto de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), el criterio para determinar si estas se reducen, mantienen o disminuyen está estrechamente vinculado a la actividad de la tecnología. Aquellas opciones que continúan utilizando combustibles fósiles se consideran como una reducción de emisiones en comparación con una central térmica que opera exclusivamente con carbón. Sin embargo, es fundamental destacar que estas reducciones son relativas y no eliminan completamente el impacto ambiental. En contraste, las opciones que no están asociadas a la combustión de combustibles fósiles tienen el potencial de eliminar considerablemente las emisiones.

Respecto al efecto de la reconversión en la eficiencia de la central se obtuvieron los datos del informe de Inodú [28] para algunas alternativas.

En la Tabla 2.1 se ilustra el nivel de madurez tecnológica, la capacidad para reducir las emisiones en comparación con centrales termoeléctricas convencionales, así como el efecto en la eficiencia de la central de las alternativas de tipo reacondicionamiento (retrofitting) y cierre parcial con reutilización de la infraestructura.

Tabla 2.1: Matriz de las soluciones de reacondicionamiento y cierre parcial con reutilización de infraestructura clasificadas según grado de madurez de la tecnología, emisiones de gases de efecto invernadero y eficiencia. Extraído de [28],[31],[32].

Alternativa Tecnológica			Madurez de la tecnología	Efecto emisiones	Efecto eficiencia	
Reacondicionamiento (Retrofitting)	Conversión a otros combustibles	Parcial (Co-firing)	GN	Madura	Reducen	Disminuye 2-3 %
			Biomasa	Madura	Reducen	Disminuye
			NH ₃	No madura	Reducen	-
		Total	GN	Madura	Reducen	Disminuye 5 %
			Biomasa	Madura	Reducen	Disminuye
			GN+H ₂ (Blending)	No madura	Reducen	-
	Repotenciación (Repowering)	Bess de corta duración		No madura	Mantienen	Aumenta
		TES (flexibilidad)		No madura	Mantienen	Aumenta
		Ciclo combinado		Madura	Mantienen	Aumenta
		Captura de carbono	Sólo captura	No madura	Reducen	Disminuye 20 %
	Cogeneración de H ₂ y electricidad		No madura	Reducen	Aumenta 35-60 %	
	Reconversión	Almacenamiento	Batería de Carnot	No madura	Eliminan	-
		Generación con ERNC (CSP)		Madura	Eliminan	-
		Desalinización		Madura	Mantienen	-
	Cierre parcial con reutilización de la infraestructura	Almacenamiento	BESS (corta o larga duración)	No madura	Eliminan	-
Aire comprimido			No madura	Eliminan	-	
Condensador sincrónico		Madura	Eliminan	-		
Generación con ERNC		Solar PV	Madura	Eliminan	-	
		Eólica	Madura	Eliminan	-	
Desalinización		Madura	Reducen	-		
Generación a partir de residuos (Waste-to-Energy)		Madura	Reducen	Disminuye		
Generación con motores a gas		Madura	Reducen	-		

En la Tabla 2.2 se muestra una matriz resumen con los elementos de la infraestructura que pueden ser reutilizados según cada alternativa.

Tabla 2.2: Infraestructura reutilizada para cada alternativa. *Significa que para algunas alternativas se deben realizar modificaciones a la caldera para su reutilización. Extraído de [28],[31],[32].

Alternativa Tecnológica			Infraestructura reutilizada						
			Caldera	Turbina	Generador	Sist. de aire	S/E y líneas	Toma de agua	
Reacondicionamiento (Retrofitting)	Conversión a otros combustibles	Parcial (Co-firing)	GN	✓*	✓	✓	✓	✓	✓
			Biomasa	✓*	✓	✓	✓	✓	✓
			NH ₃	✓*	✓	✓	✓	✓	✓
		Total	GN	✓*	✓	✓	✓	✓	✓
			Biomasa	✓*	✓	✓		✓	✓
			GN+H ₂ (Blending)				✓	✓	✓
	Repotenciación (Repowering)	Bess de corta duración		✓	✓	✓	✓	✓	✓
		TES (flexibilidad)		✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Ciclo combinado			✓	✓	✓	✓	✓
		Captura de carbono	Sólo captura	✓	✓	✓	✓	✓	✓
			Cogeneración de H ₂ y electricidad	✓*	✓	✓	✓	✓	✓
	Reconversión	Almacenamiento	Batería de Carnot		✓	✓	✓	✓	✓
		Generación con ERNC (CSP)			✓	✓	✓	✓	✓
		Desalinización		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Cierre parcial con reutilización de la infraestructura	Almacenamiento	BESS (corta o larga duración)					✓	
Aire comprimido							✓	✓	
Condensador sincrónico				✓	✓	✓			
Generación con ERNC		Solar PV					✓		
		Eólica					✓		
Desalinización							✓		
Generación a partir de residuos (Waste-to-Energy)						✓	✓		
Generación con motores a gas				✓		✓	✓		

En la Tabla 2.2 de la reutilización de componentes se observa que existen alternativas que reutilizan bastantes componentes de la central, incluyendo el grupo caldera, turbina y generador. Principalmente, son aquellas alternativas que mantienen el proceso de combustión las que reutilizan más componentes. En este caso, se trata de opciones de reconversión que queman otros combustibles como el gas natural, biomasa y mezcla de carbón con amoníaco, u opciones que consideran mantener la central a carbón, pero incorporando un nuevo sistema para repotenciar la central, como por ejemplo BESS de corta duración, almacenamiento térmico (TES), sistemas de captura de carbono (CCS) o cogeneración de hidrógeno con electricidad. También se incluyen alternativas en las que se reconvierte la central a baterías de Carnot o energía solar de concentración (CSP) que reutilizan varios componentes excepto la caldera.

En la Tabla 2.3 se muestra una matriz resumen con los nuevos componentes que se deben instalar para cada alternativa de reacondicionamiento o cierre parcial.

Tabla 2.3: Componentes nuevos para la central según tecnología. Extraído de [28],[31],[32].

Alternativa Tecnológica				Componentes nuevos									
				Quemadores	Calderas	Turbina	Sist. de aire	Sist. de captura CO ₂	Motores	Baterías	Caverna	Almacena- miento térmico	Condensador
Reacondicionamiento (Retrofitting)	Conversión a otros combustibles	Parcial (Co-firing)	GN	✓									
			Biomasa	✓									
			NH ₃	✓									
		Total	GN	✓									
			Biomasa	✓									
	Repotenciación (Repowering)	Bess de corta duración	TES (flexibilidad)							✓			
			Ciclo combinado									✓	
			Sólo captura										
			Cogeneración de H ₂ y electricidad	✓									
		Captura de carbono				✓	✓						
	Reconversión	Almacenamiento	Batería de Carnot									✓	
			Generación con ERNC (CSP)									✓	
		Desalinización											
		Almacenamiento	BESS (corta o larga duración)								✓		
			Aire comprimido									✓	
Condensador sincrónico												✓	
Cierre parcial con reutilización de la infraestructura	Generación con ERNC	Solar PV											
		Eólica											
	Desalinización												
	Generación a partir de residuos (Waste-to-Energy)			✓			✓						
	Generación con motores a gas												✓

En la Tabla 2.3 de los componentes nuevos necesarios según tecnología, se observa que para aquellas alternativas en las que el reacondicionamiento implica la combustión de otro combustible, será necesario modificar la caldera mediante el cambio de los quemadores de carbón a quemadores de gas natural, biomasa, amoníaco e hidrógeno.

2.2.2. Alternativas de reacondicionamiento o repotenciamiento

2.2.2.1. Biomasa

Las centrales termoeléctricas a biomasa operan a través del ciclo termodinámico de Rankine, el mismo utilizado en las termoeléctricas a carbón. Este tipo de central utiliza biomasa como fuente energética para producir electricidad. Algunos ejemplos de tipos de biomasa comúnmente utilizados en estas centrales son [33]:

- Residuos de la industria forestal (cortezas, aserrín, virutas, residuos de poda, raleo y corta final, etc.)
- Madera natural y usada.
- Residuos agrícolas (paja, corontas de choclo, cuescos de frutas, etc.)
- Residuos sólidos orgánicos.
- Cultivos dendroenergéticos.

Santillán et al. en [34] llevaron a cabo un análisis comparativo de las ventajas y desventajas asociadas al empleo de biomasa en la generación de energía, cuyos principales resultados

se resumen en la comparación presentada en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4: Ventajas y desventajas de la generación con biomasa. Elaboración en base a lo reportado en [34].

Ventajas	Desventajas
Alta relación costo-beneficio por ser materia prima de bajo costo	Ocupación de áreas dedicadas a la explotación agrícola y/o forestal
Mejora en la matriz energética por mayor diversificación de combustibles	Altos niveles de toxicidad de algunos compuestos que afectan el rendimiento del biogás
Fácil de almacenar	Se requiere de la producción de otros subproductos para aumentar la rentabilidad
Alta versatilidad	Bajo potencial energético
Reducción de emisiones de CO ₂	Su rendimiento depende de las condiciones climáticas y de las propias especies (en especial la humedad)
Reducción de especies que presentan amenazas a ecosistemas	Transformación de áreas vírgenes en zonas rurales
Aumento de la calidad de vida en lugares remotos	Efectos destructores debido a la interferencia humana en procesos naturales
Creación de nuevas fuentes de trabajo	Dependiendo de los niveles de producción, puede incidir en la seguridad alimentaria

La opción de reconversión de centrales termoeléctricas a carbón para que operen usando biomasa puede llevarse a cabo de manera parcial, a través de la co-combustión de carbón y biomasa, o de manera total. En el caso de la reconversión parcial, ésta se caracteriza por no implementar cambios significativos en la caldera existente; sin embargo, es necesario considerar la instalación de nuevos sistemas para el almacenamiento, manejo y alimentación de la biomasa.

Adicionalmente, se requiere la implementación de nuevas instalaciones para aumentar el suministro de aire y, en caso de mantener la caldera de combustible pulverizado, se hace necesario realizar modificaciones o reemplazo de quemadores. En este contexto, se acepta un porcentaje específico de biomasa en forma de pellets; mientras que, para aumentar la participación de la biomasa, se requiere una transformación adicional de la caldera a una de tipo lecho fluidizado, BFB por sus siglas en inglés (Bubbling Fluidized Bed) [28].

Para la reconversión total, existen dos enfoques distintos indicados en [28]. El primer caso, implica la utilización de biomasa forestal, se contempla la transformación de la caldera a tipo BFB o a parrilla móvil, en caso de que originalmente sea de tipo carbón pulverizado. Este proceso conlleva cambios en los sistemas de aires y unidades de convección, así como el reemplazo de los sistemas de alimentación de combustible de carbón por sistemas adaptados a la biomasa. Además, incluye la instalación de nuevos elementos como sistemas de extracción de cenizas de la caldera, quemadores de partida, ventiladores de aire de fluidización y modificaciones en el sistema de aire sobre-fuego.

En el segundo caso de reconversión total indicado en [28], se realiza el uso de biomasa peletizada. En este escenario se conservan las estructuras fundamentales de la caldera y los

quemadores, pero se añaden nuevos molinos al proceso para facilitar la adaptación y aprovechamiento eficiente de la biomasa peletizada.

En las calderas de lecho fluidizado, se introduce arena caliente en la cámara de combustión, y mediante la inyección de aire, se ajusta la densidad de la arena. Esta mezcla de arena y aire se comporta como un líquido, permitiendo controlar la distribución de la temperatura en la caldera. Tras quemar la biomasa, los residuos al tener más densidad que la arena, se desplazan hacia abajo y se recolectan fácilmente. Existen dos tipos de calderas de lecho fluido: las de lecho burbujeante y las de lecho circulante.

Las calderas de lecho burbujeante propuestas para la reconversión a biomasa, operan con aire de fluidificación a baja velocidad, siendo óptimas para combustibles con altos contenidos de volátiles y mayor humedad. Esta tecnología ofrece una eficiente transferencia de calor y previene la formación de gases contaminantes [35]. En la Figura 2.3.a se muestran los principales componentes de la caldera de lecho fluidizado.

Las calderas de tipo parrilla son la opción más económica y ampliamente adoptada. Emplea sistemas móviles para trasladar el combustible dentro de la caldera, y las parrillas pueden tener formas como parrilla viajera, parrilla inclinada o parrilla escalonada. Durante este proceso, el aire entra por debajo de las parrillas mediante una inyección principal, cumpliendo la doble función de refrigerar las parrillas y proporcionar comburente. Además, se realiza una inyección secundaria de aire por encima de las parrillas para facilitar la combustión de los volátiles [35]. En la Figura 2.3.b se muestran los principales componentes de la caldera de parrilla.

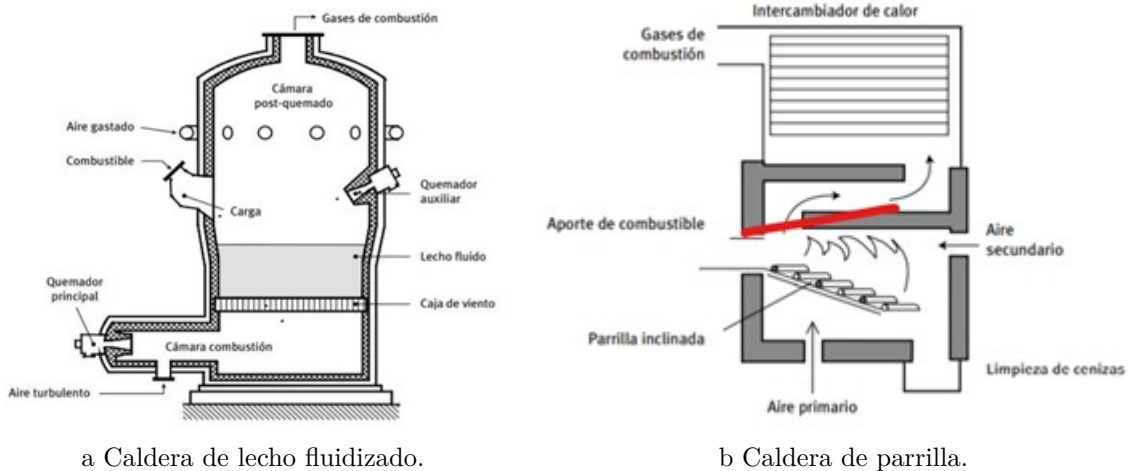


Figura 2.3: Tipos de calderas [36].

En la Figura 2.4 se presenta el esquema de una central a carbón con infraestructura reutilizada, destacando las adaptaciones necesarias para la combustión de biomasa. La reutilización abarca la infraestructura de la turbina, el generador, los sistemas de refrigeración, la subestación y las líneas de transmisión. Además, se contempla la reutilización de la caldera, sujeta a modificaciones específicas en el caso de su conversión a un modelo de tipo BFB (lecho fluidizado burbujeante). Se efectúan ajustes tanto en los quemadores como en los suministros

de combustibles.

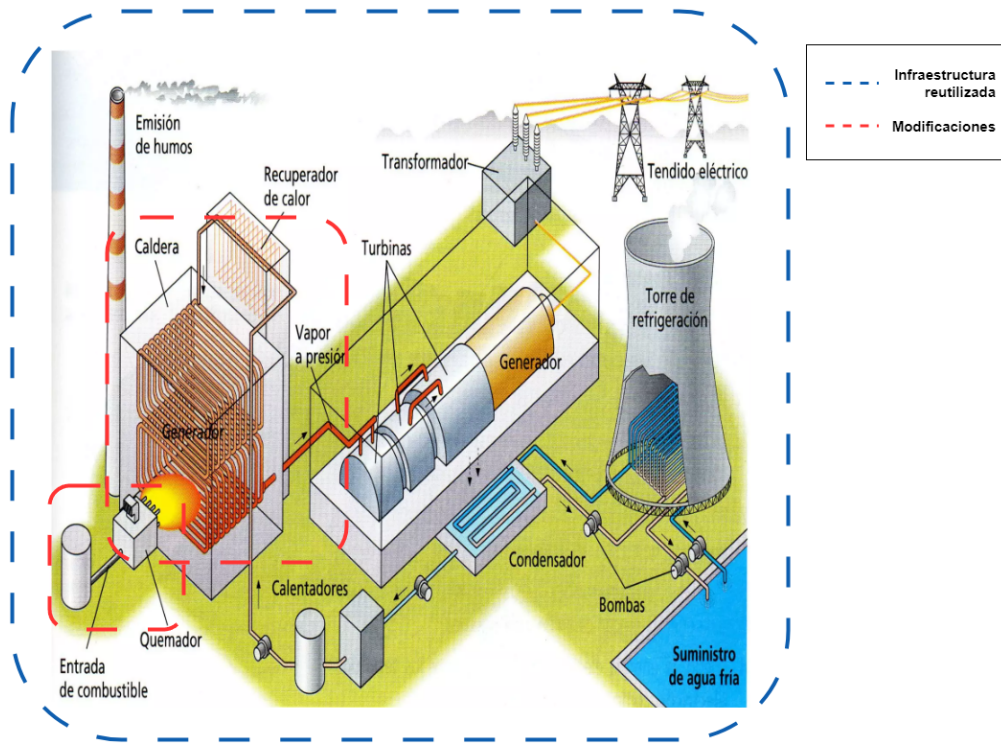


Figura 2.4: Esquema de central a carbón con las modificaciones e infraestructura reutilizada para biomasa [37].

La Figura 2.5 presenta una comparación detallada entre las alternativas de reconversión total y parcial a biomasa. La evaluación abarca diversos aspectos, incluyendo los efectos en las emisiones de CO₂, la flexibilidad operativa, los costos de inversión y el impacto en el empleo. En lo que respecta a las emisiones de CO₂, se destaca una reducción más significativa en el caso de la reconversión total. Por otro lado, la flexibilidad operativa se incrementa en el caso de la reconversión parcial, dado que la capacidad de utilizar dos tipos de combustibles permite diversificar el suministro y ajustarse a la disponibilidad de cada uno.

Alternatives	CO ₂ emissions	Operational flexibility	Investment cost	Effect on employment
Options for partial or total conversion of the coal power plant to another fuel				
Natural gas conversion	↓↓	↑↑	50-231 [kUSD/MW]	Slight reduction
Partial conversion to natural gas	↓	↑↑	5-10 [kUSD/MW]	Neutral
Conversion to forest biomass	↓↓↓	↓	473-1,213 [kUSD/MW]	Neutral
Co-combustion of coal with natural gas	↓	↓	54 [kUSD/MW]	Neutral
Co-combustion of coal with forest biomass	↓	↑	537 [kUSD/MW]	Neutral

Figura 2.5: Comparación entre alternativas de reconversión [38].

En [39] se destaca la combustión simultánea de carbón y biomasa como una opción prometedora, destacando sus beneficios tanto en la reducción de costos como en la disminución de emisiones en calderas alimentadas con carbón. Se enfatiza que la incorporación de biomasa en calderas presenta numerosas ventajas, incluida la mitigación de emisiones peligrosas como CO₂, NO_x, SO_x, CO, así como mejoras en la eficiencia de combustión, longitud y temperatura de la llama, entre otros aspectos.

En Europa las actualizaciones de calderas se han centrado en la implementación de sistemas de pretratamiento y alimentación de biomasa en calderas de combustible pulverizado, así como en el desarrollo de la infraestructura logística necesaria para asegurar un suministro efectivo de este recurso [40].

En Chile, ENGIE ha asumido un compromiso para el año 2025, con el objetivo de convertir dos centrales térmicas a carbón, Andina (CTA) y Hornitos (CTH), inauguradas en 2011, para que operen con biomasa [41].

2.2.2.1.1. Ejemplos de conversión de carbón a biomasa

Algunos ejemplos de reconversión de carbón a biomasa se detallan a continuación.

- **Suzukawa [42],[43]:**

- Operación: 2026-2027
- Capacidad instalada: 85,4 [MW]
- Ubicación: Prefectura Shizouka, Japón
- Costo: 21,9 millones USD (3,2 billones yenes)
- Combustible: 100 % biomasa (pellet de madera)
- Tecnología: Pulverized Fuel (PF)

- **Amer 9 [44]:**

- Conversión: 2019
- Capacidad instalada: 600 [MW] en electricidad y 350 [MW] en calefacción
- Ubicación: Geertruidenberg, Países Bajos
- Combustible: 80 % biomasa (pellet de madera) y 20 % carbón
- Tecnología: Pulverized Fuel (PF)

- **Asnæs [45]:**

- Conversión: 2017-2019
- Capacidad instalada: 30 [MW]
- Ubicación: Kalundborg, Dinamarca
- Costo: 103 millones USD (94 millones euros)
- Combustible: 100 % biomasa (astillas de madera)
- Tecnología: Bubbling Fluidized Bed (BFB)

- **Drax [46],[47]:**

- Conversión: 2013-2019
- Capacidad instalada: 645 [MW] cada unidad (total de 4 unidades)
- Ubicación: Drax, North Yorkshire, Inglaterra, Reino Unido
- Costo: 126,7 millones USD (100 millones libras)
- Combustible: 100 % biomasa (material sólido)
- Tecnología: Pulverized Fuel (PF)

En el Anexo A se incluyen más proyectos en el mundo de plantas convertidas o en proyecto de conversión de carbón a biomasa.

2.2.2.1.2. Industria de biomasa en Chile

Las regiones con mayor superficie de plantaciones forestales son Biobío (875.178 ha), Araucanía (652.646 ha) y Maule (634.893 ha). Las principales especies de plantaciones forestales son *Pinus radiata*, *Eucalyptus globulus* y *Eucalyptus nitens* [48].

De [48] se extraen las empresas productoras de biomasa en Chile. Las empresas del grupo Arauco, Celulosa Arauco y Constitución y Paneles Arauco, participan con el 47,9 % de las exportaciones forestales, seguidas por las empresas del grupo CMPC (CMPC Pulp, CMPC Maderas, Cartulinas CMPC y Compañía Papelera del Pacífico) que reúnen el 28,5 %. Bastante más atrás le siguen empresas como MASISA (4,6 % del total exportado por el sector forestal), Promasa (1,8 %), Consorcio Maderero (1 %), Foraction Chili (1 %) y Masonite Chile (0,9 %).

También existe un mercado secundario de residuos de los aserraderos (lampazos, cortezas, despuntes, astillas y aserrín) que son comercializados para la producción de pulpa, tableros, pellet y combustible para calor o electricidad. Los principales aserraderos en funcionamiento durante 2022, según la capacidad instalada a un turno, son Maderas Arauco (1.366.200 m^3), CMPC Maderas (534.000 m^3) y Forestal Santa Blanca (261.260 m^3) [28].

2.2.2.2. Gas natural

Existen centrales termoeléctricas de gas natural de tipo convencional que son aquellas que operan a través del ciclo termodinámico de Rankine y también existen las centrales de ciclo combinado (CC) que transforman la energía térmica del gas natural en electricidad mediante el trabajo conjunto de una turbina de gas y otra de vapor. El proceso implica la puesta en marcha de dos ciclos consecutivos: el ciclo de Brayton, que corresponde a la turbina de gas convencional, y el ciclo de Rankine, que opera con la turbina de vapor [49].

En la Figura 2.6 se muestran los componentes de una central de ciclo combiando que participan en el ciclo de Brayton y el de Rankine.

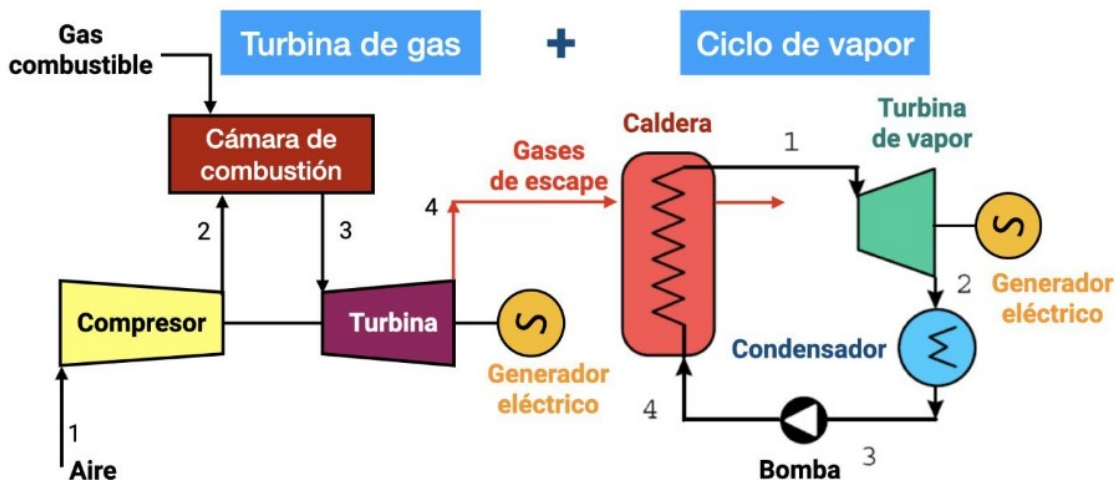


Figura 2.6: Diagrama de una central de ciclo combinado y los ciclos de Brayton y Rankine [50].

A nivel internacional, se observan en general dos opciones para convertir una planta de generación desde carbón a gas natural. Una opción es el retiro de la central a carbón y sustitución por una central de ciclo combinado de gas natural. La otra alternativa es la modificación del sistema de caldera y quemadores para cambio de combustible a gas a natural, pero manteniendo el ciclo de potencia original en base a vapor.

En el caso de un reemplazo completo e instalación de un nuevo sistema de ciclo combinado, se debe considerar la incorporación de todo el equipamiento necesario para abastecer de gas natural a la central. En el caso de un reemplazo de la caldera a carbón, se debe agregar una nueva turbina de gas, utilizando el sistema de recuperación de calor para generar vapor y alimentar a su vez la turbina de vapor. De igual forma es necesario el equipamiento adicional para las conexiones y abastecimiento de gas natural. El reemplazo de la planta a ciclo combinado de gas conlleva un aumento en la eficiencia y reducción de emisiones de CO_2 .

Por otro lado, en la conversión de la caldera de una central termoeléctrica de carbón a gas natural, hay tres opciones:

- Conversión total
- Co-combustión de gas y carbón
- Uso de gas natural en operación a mínimo técnico y partidas

Todas estas opciones también deben incluir todo el equipamiento necesario para abastecer de gas natural a la central. Comercialmente, hay mayor cantidad de proyectos realizados en la co-combustión o uso de gas natural en operación a mínimo técnico y partidas, que la conversión total.

Desde el punto de vista técnico, la conversión total a gas es la que requiere mayores modificaciones e inversiones para poder lograr la operación a carga nominal con gas natural. Adicionalmente, es posible la instalación quemadores duales para poder realizar la combus-

tión con carbón cuando no se disponga de gas, lo que otorga mayor flexibilidad en la operación.

Sin embargo, en la conversión total a gas natural, si bien se reducen significativamente las emisiones de CO₂, debido al diseño original del hogar de la caldera y a los subproductos de la combustión, es de esperarse una disminución en la capacidad total de generación de la planta y de una pérdida en la eficiencia de hasta 5 % [51]. Por otro lado, el uso de gas natural en operación a mínimo técnico y partidas es la opción que requiere menor cantidad de modificaciones.

En cuanto al diseño de la modificación de la caldera, de acuerdo a [52], los principales aspectos a tener en cuenta son la temperatura del gas de salida de la caldera, la absorción radiativa del sobrecalentador, los flujos de aire y gases de escape, la transferencia de calor a través de las secciones, la eficiencia de la caldera, flujo del atemperador y las temperaturas de las paredes.

En general cuando es realizada la conversión, la temperatura de los gases de escape tiende a aumentar; la absorción radiativa en el sobrecalentador típicamente disminuye produciendo una temperatura final del vapor menor a la de diseño; los flujos de exceso de aire y gases de escape se reducen (es importante la evaluación de este parámetro para el control de emisiones); la eficiencia de las calderas en general disminuye entre 2 % y 5 % luego de la conversión, lo cual reafirma lo comentado sobre el estudio [51].

Por otro lado, además de las modificaciones requeridas en el sobrecalentador, los componentes más importantes en la conversión son los quemadores, los cuales deben ser reemplazados en mayor o menor medida por quemadores de gas, o quemadores duales en el caso de elegir realizar la co-combustión de carbón y gas.

Finalmente, en el estudio se realizan las siguientes recomendaciones para tener en cuenta en el diseño:

- La configuración de encendido y desempeño de los quemadores debe ser acoplada con los requerimientos del desempeño térmico de la caldera.
- Los requerimientos de emisiones necesitan ser considerados en la selección del diseño del sistema de combustión.
- El suministro de gas debe ser diseñado para la operación segura y que cumpla con la flexibilidad requerida en el encendido de la caldera.
- Los sistemas de manejo y control de los quemadores necesitan ser actualizados para el control del nuevo combustible.

Sobre el aspecto ambiental, el impacto de la combustión de gas natural es mejor entendido y predecible que el de la biomasa. Los beneficios son claros teniendo en cuenta que la combustión de gas natural produce cerca de 45 % menos emisiones de CO₂ que la de carbón [53], y menos emisiones de otros contaminantes como óxidos de nitrógeno, sulfuros, mercurio y material particulado.

Un estudio realizado en [54] sobre la conversión de centrales de carbón a gas en China, mostró evidencias empíricas de los potenciales beneficios de la conversión. Los resultados, aunque marginalmente significativos, indicaron que la conversión de carbón a gas produce un aumento de precio de 11 % de las residencias en las poblaciones aledañas a la central. De acuerdo con el mismo estudio, estos resultados se deben (con bastante probabilidad) a la disminución de contaminantes en el aire luego de la conversión de la central, dentro de los que se incluyen una reducción de 4,9 % en material particulado y de 5,2 % en SO₂; mientras que también se produce un incremento en la concentración O₃, con un aumento de 6,3 %.

Por otro lado, el gas natural sigue siendo un combustible fósil que emite CO₂ durante su combustión y su extracción a gran escala si no es manejada apropiadamente, podría tener otros efectos negativos en recursos hídricos, uso de tierra y biodiversidad.

2.2.2.2.1. Ejemplos de conversión de carbón a gas natural

Algunos ejemplos de reconversión de carbón a gas natural ubicados en Estados Unidos se detallan a continuación.

- **Alabama Gaston [55],[56]:**

- Operación: 2015
- Capacidad instalada: 1000 [MW]
- Ubicación: Wilsonville, Estados Unidos
- Costo: 181 millones USD
- Combustible: 100 % gas natural

- **Dover Municipal [57]:**

- Operación: 2013
- Capacidad instalada: 18 [MW]
- Ubicación: Dover, Estados Unidos
- Costo: 26.5 millones USD
- Combustible: 100 % gas natural

- **Perry K Steam Plant [58]:**

- Operación: 2014
- Capacidad instalada: 20 [MW]
- Ubicación: Indianápolis, Estados Unidos
- Costo: 9 millones USD
- Combustible: 100 % gas natural

- **Belews Creek Steam Station [59]:**

- Conversión: 2029-2039
- Capacidad instalada: 2160 [MW]
- Ubicación: Belews Lake, Estados Unidos

- Costo: 117 millones USD
- Combustible: parcial 50 % gas natural

ENGIE en Chile está llevando a cabo la reconversión de la central Infraestructura Energética Mejillones a gas natural, con planes de iniciar operaciones en 2026 [8].

2.2.2.2.2. Industria de gas natural en Chile

En [60], la Comisión Nacional de Energía (CNE) generó un mapa con las líneas de gaseoductos, que se observan en la Figura 2.7.

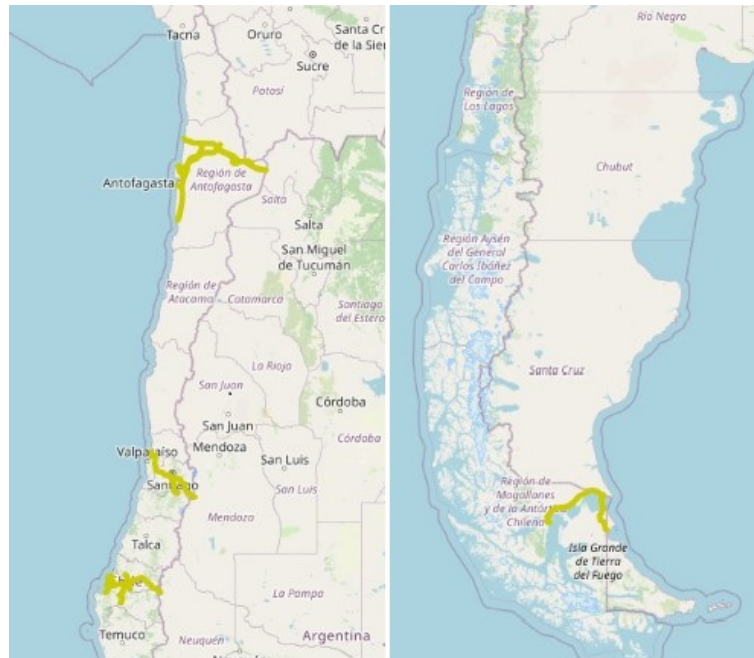


Figura 2.7: Líneas de gaseoductos en Chile [60].

Las ubicaciones de los gaseoductos mostrados en la Figura 2.7 son:

- **Antofagasta:** Antofagasta, Mejillones, Taltal, Calama, María Elena, San Pedro de Atacama y Tocopilla.
- **Valparaíso:** Quintero, Quillota y Limache.
- **Metropolitana:** San Bernardo y Pirque.
- **O'Higgins:** Machalí.
- **Biobío:** Coronel, Lota, Arauco, Hualqui, Talcahuano, Pinto, Pemuco, Quillón, Laja y Nacimiento.
- **Magallanes:** Punta Arenas, San Gregorio, Porvenir y Primavera.

2.2.2.3. H₂ y derivados

Las opciones de conversión a combustibles renovables se encuentran a nivel de desarrollo, estudios preliminares y etapas de pilotos preindustriales. De hecho, no se registran aún

proyectos de unidades de generación a carbón convertidas a H_2 verde, NH_3 verde u otros derivados del H_2 en operación comercial o industrial en régimen.

Las opciones que están en estudio a la fecha son las siguientes: uso de amoníaco en co-combustión (co-firing) con carbón, en calderas de carbón adaptadas; uso directo de amoníaco en turbinas adaptadas; uso de gas natural en mezcla (blending) con H_2 , (en centrales previamente convertidas desde carbón a gas natural, mediante adaptación a funcionamiento como unidades de ciclo combinado); y como extensión de este último caso, uso de 100% H_2 en turbinas H_2 -ready.

En [30] se sugiere que se debe utilizar H_2 verde por sobre alternativas como el NH_3 , CH_4 y CH_3OH requieren de una etapa intermedia de síntesis, la cual disminuirá la eficiencia máxima a alcanzar por parte del ciclo completo de transformación. Además, la utilización de CH_4 o CH_3OH como combustibles involucra emisiones de CO_2 , mientras que el NH_3 y CH_4 poseen características de combustión menos favorables que el H_2 como se observa en la Figura 2.8.

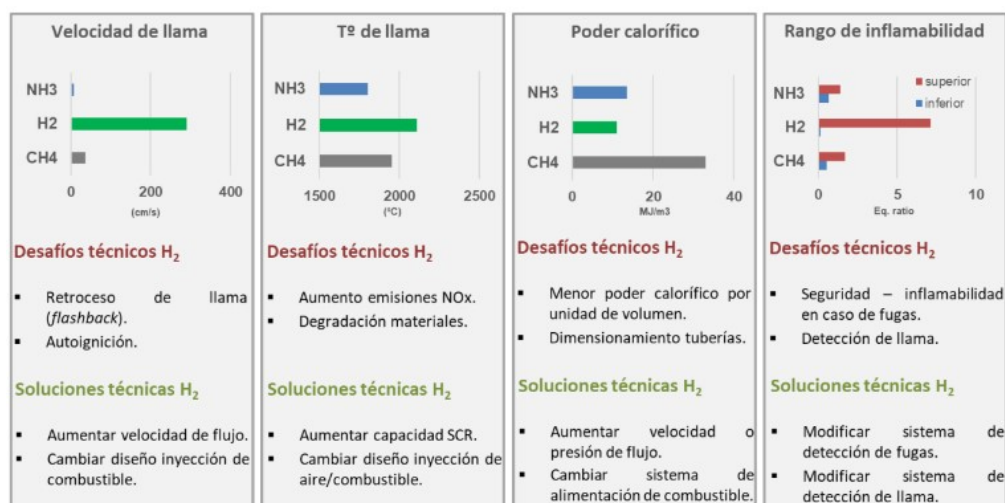


Figura 2.8: Resumen de las características diferenciadoras de la combustión del H_2 versus derivados [30].

Adicionalmente, en algunos casos se ha considerado el uso de parte de la infraestructura existente en centrales de carbón, como la conexión a la red, el puerto de embarque, las zonas de acopio y las tomas de agua, para incorporarla a futuros Hydrogen Hubs. Estos hubs están planificados como centros de producción de hidrógeno verde a gran escala, y algunas infraestructuras de centrales de generación a base de carbón podrían ser elementos clave. Se podrían usar puertos para el embarque o desembarque de H_2 y sus derivados, tomas de agua para la instalación de desaladoras, y transformar los activos de generación eléctrica en sistemas de almacenamiento mediante la incorporación de baterías de Carnot u otras formas de almacenamiento como BESS y flywheels.

Una primera opción es la reconversión de plantas a carbón a gas natural como paso inicial para su posterior conversión a H_2 . Aunque actualmente no hay experiencias prácticas concretas a nivel internacional para esta modalidad, sí existe experiencia en la incorporación de hidrógeno en diversos porcentajes en calderas de uso industrial, por parte de fabricantes como General Electric [31] y Bosch [61].



Bosch Industrial can offer two solutions	
<p><u>Hydrogen Firing</u></p> <p>Boiler and Burner fully equipped to burn H₂. The main criteria to have 100% hydrogen firing in a project, is the availability of H₂.</p>  <ul style="list-style-type: none"> - Oversize boiler body +10% - Special gas supply components - External recirculation installed - Fully equipped H₂ burner (+100%) 	<p><u>Hydrogen Ready</u></p> <p>Boiler ready to burn 100% hydrogen. Burner, gas supply, controls, etc. has to be modified/replaced in the future to burn hydrogen.</p>  <ul style="list-style-type: none"> - Oversize boiler body +10% <p>Advantages:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Boiler has not to be replaced when using H₂ - Bosch supports a CO₂ free future

Figura 2.9: Calderas Bosch para quemar H₂ [62].

Para centrales de gas de ciclo combinado, fabricantes de turbinas como Siemens [63] están desarrollando equipos adaptados para la quema de mezclas de gas natural y H₂. A nivel de pilotos tecnológicos, a escala semi-industrial, se han logrado mezclas de hasta un 75 % de H₂, gracias a la adaptación de la turbina Siemens Energy SGT-800.

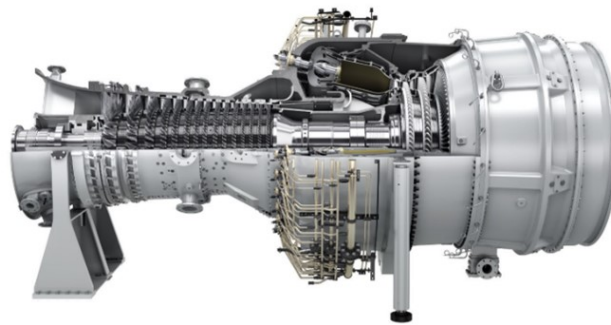


Figura 2.10: Turbina Siemens SGT-800 H₂ [62].

En [30] se indica que la disponibilidad en el mercado de turbinas de gas con capacidad para quemar 100 % hidrógeno en el rango de cientos de [MW] se espera en un plazo de 5 a 10 años. Actualmente, los porcentajes de mezcla predominantes en el mercado oscilan entre el 30 % y el 50 % en volumen, dependiendo de la clase, el modelo y el sistema de combustión. El desarrollo futuro de estas turbinas dependerá en última instancia de la evolución del mercado.

El proyecto Hyflexpower consiste en la demostración práctica del uso de H₂ en una turbina de gas para una aplicación ‘P-to-X-to-P’ (Power-to-Hydrogen-to-Power). Este proyecto cuenta con la participación de Engie Solutions, Siemens Gas and Power, Centrax, Arttic, el Centro Aeroespacial Alemán (DLR) y cuatro universidades europeas. El presupuesto total del proyecto asciende a 15,2 millones de euros, de los cuales 10,5 millones serán financiados íntegramente por la Unión Europea en el marco del programa Horizonte 2020 [64].

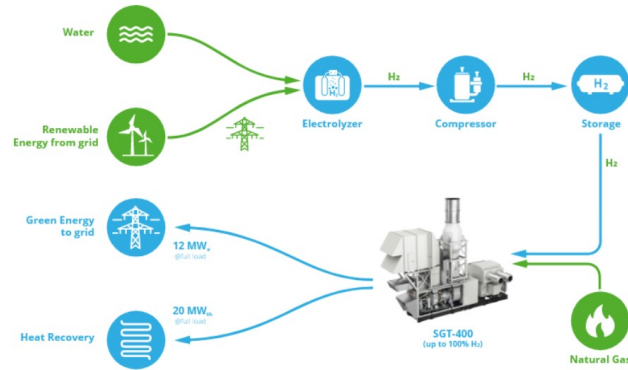


Figura 2.11: Proyecto Hyflexpower [64].

El Proyecto HYFLEXPOWER, con una duración de 4 años, comenzó en mayo de 2020. El 20 de octubre de 2023, el consorcio anunció que había logrado operar una turbina Siemens con un 100 % de hidrógeno en una instalación industrial en Francia, en la empresa de embalajes en papel Smurfit Kappa. El proyecto consiste en producir, almacenar y reelectrificar hidrógeno 100 % renovable. El hidrógeno se produce en un electrolizador de 1 [MW] en el mismo lugar, luego se almacena en un estanque y, finalmente, alimenta una turbina Siemens Energy SGT-400 [65].

El Gobierno Federal de Alemania ha lanzado recientemente un plan para preparar tanto las centrales de generación existentes como las nuevas para el uso de hidrógeno (H_2). Este proceso presenta desafíos significativos, tanto técnicos como regulatorios. El Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima (BMWK) anunció que, en el marco de su estrategia para centrales eléctricas, promoverá esta iniciativa entre 2024 y 2026, con una licitación inicial de 10 [GW] y posteriormente otros 5 [GW] para nuevas o existentes centrales eléctricas de gas. Estas centrales operarán inicialmente con gas natural y, posteriormente, con hidrógeno verde. Deben estar completamente adaptadas para funcionar con hidrógeno a más tardar en 2035 [66].

En este contexto, se ha realizado un estudio para evaluar los costos e implicancias de la conversión. El objetivo es que la transición al uso de hidrógeno al 100 % como combustible no supere el 10 % de los costos de inversión originales de la central eléctrica. Además, se requiere la producción de grandes cantidades de hidrógeno verde para llevar a cabo este plan. Por ejemplo, una central eléctrica de 400 [MW] necesitará más de 700 [MWh] de hidrógeno por hora, lo que equivale a 12 grandes camiones tipo tube-trailer [66]. El desglose de los costos de conversión para una central eléctrica de ciclo combinado se estima de la siguiente manera:

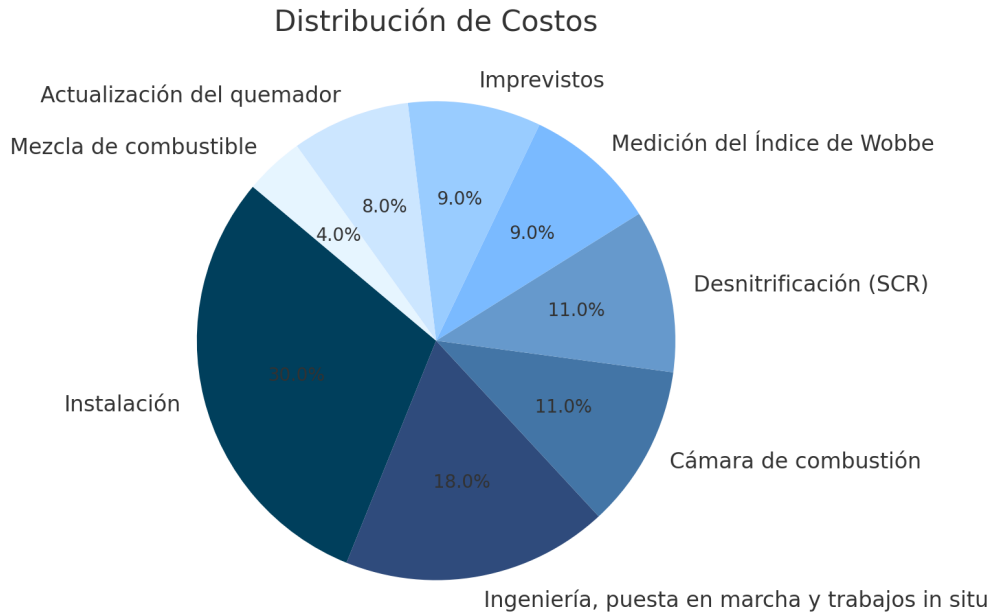


Figura 2.12: Distribución de costos para la conversión de una planta de ciclo combinado de 404 [MW] [66].

2.2.2.3.1. Ejemplos de conversión de carbón a H₂ y derivados

- **Central de Heilbronn [67]:**

- Conversión: gas natural 2023-2026 y H₂ antes del 2030
- Ubicación: Heilbronn, Alemania
- Costo: 500 millones de euros
- Combustible: 100 % gas “verde” como el H₂

- **Central de Mooburg [68]:**

- Conversión: 2021-2026
- Capacidad instalada: 100 [MW]
- Ubicación: Hamburgo, Alemania
- Combustible: electrólisis de H₂

El caso de la Central de Heilbronn [67] es un ejemplo de reconversión de una central termoeléctrica a carbón a una de ciclo combinado. Inicialmente, se utilizará gas natural y, posteriormente, con el desarrollo de gases verdes como el H₂, se llevará a cabo una segunda conversión de la central para que funcione al 100 % con H₂.

Otro caso es el de la central de Mooburg [68] que fue cerrada y desmantelada en el 2021. Se reutilizarán algunos componentes para instalar en el Hub de H₂, en donde se utilizará electricidad proveniente de fuentes renovables para realizar el proceso de electrólisis del agua y obtener H₂.

2.2.2.3.2. Amoníaco

El amoníaco puede utilizarse para la generación de energía eléctrica de dos maneras principales: mediante la co-combustión en calderas de centrales térmicas junto con carbón, o en turbinas de gas adaptadas para usar amoníaco como combustible.

En cuanto a los costos de inversión asociados a la conversión de centrales a carbón para utilizar amoníaco, los datos concretos son escasos debido a la falta de desarrollos comerciales en curso; la mayoría de los esfuerzos se encuentran en etapas de estudio o pruebas piloto. Japón lidera esta iniciativa, con proyectos similares en Indonesia y Tailandia.

Japón es el principal impulsor de la tecnología de combustión de amoníaco debido a sus ambiciosas metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 46 % para 2030. En marzo, JERA, uno de los mayores productores de energía del país, comenzó la primera prueba mundial de co-combustión de amoníaco al 20 % en una planta de energía a carbón. Esta prueba es la primera en su tipo que utiliza grandes volúmenes de amoníaco en una instalación de generación de electricidad en funcionamiento [69].

Hasta el momento la única referencia encontrada se refiere a un estudio realizado en Japón, que compara los costos de producción de energía en US\$ (JPY) por kWh, entre las opciones Carbón con Captura de CO₂ (CCS), Carbón-Amoníaco cofiring con CCS, y quema de amoníaco 100 % [70].

La combustión conjunta de amoníaco implica reemplazar parte del carbón utilizado en las centrales eléctricas con amoníaco y luego quemar ese amoníaco junto con el carbón para generar energía. La co-combustión de amoníaco es todavía una tecnología no probada a escala; sólo existen unos pocos proyectos en fase de demostración para la co-combustión de amoníaco al 20 % y están recién en fase de pruebas iniciales con proporciones más altas. La relación de co-combustión se refiere a la división del contenido de energía; por ejemplo, una proporción de co-combustión del 20 % significa que el amoníaco reemplaza el 20 % del carbón por contenido energético.

El amoníaco se produce a partir de hidrógeno y actualmente se utiliza directamente como fertilizante y materia prima química, aunque también puede servir como portador de energía. De hecho, es visto a nivel mundial como un portador de hidrógeno bastante eficiente, resuelve en buena medida el problema de transportar hidrógeno puro en forma gaseosa o líquida, lo que es muy costoso y poco eficiente dada la baja densidad de este gas en su estado puro.

Al igual que el hidrógeno el amoníaco también posee el código de colores gris, azul y verde para clasificar la producción de amoníaco. El color gris indica que se deriva del hidrógeno producido a partir de gas fósil o carbón. Más del 99 % del amoníaco producido hoy en día entra dentro de esta categoría. El color azul indica que también se deriva de combustibles fósiles, pero existen procesos de captura y almacenamiento integrados de carbono. De esta forma se produce menos del 1 % del amoníaco. El color verde indica que se produce mediante electrólisis del agua alimentada por electricidad renovable. Sólo el 0,01 % del amoníaco se produjo con energía renovable en 2021.

El amoníaco se promociona como un combustible bajo en carbono porque no produce

emisiones directas de carbono cuando se quema. Reducir significativamente las emisiones de una central eléctrica de carbón mediante el uso de amoníaco como combustible requiere una monocombustión de amoníaco al 100%; lo que aún no se ha probado a escala industrial, y se encuentra en desarrollo, fundamentalmente por parte de la empresa Mitsubishi Heavy Industries de Japón.

Convertir una central eléctrica alimentada por carbón a una generación de energía basada en amoníaco es un proceso complejo y especializado que implica importantes desafíos técnicos y de ingeniería. El amoníaco no se suele utilizar como combustible primario para la generación de energía del mismo modo que el carbón o el gas natural.

Modificar o reemplazar una caldera de carbón existente con un sistema de combustión diseñado para amoníaco requiere quemadores y diseños de cámaras de combustión especializados. Este es un paso crítico ya que la combustión de amoníaco tiene características diferentes a las de la combustión de carbón. Esta diferencia en el proceso de combustión incide también en el sistema de control de emisiones, es necesario instalar sistemas adecuados para la combustión de amoníaco. Esto puede incluir sistemas de reducción catalítica selectiva (SCR - Selective Cathalytic Reduction) para el control de óxidos de nitrógeno (NOx) y otras tecnologías para controlar el deslizamiento de amoníaco y otras emisiones.

Adicionalmente, es necesario adaptar la infraestructura de la planta de energía para manejar el amoníaco, incluidos los tanques de almacenamiento, los sistemas de entrega y las medidas de seguridad, dado que se trata de un elemento tóxico cuyo manejo en cantidades industriales es altamente complejo.

En todo caso el uso industrial del amoníaco es bastante extenso, se cuenta con las tecnologías y procesos necesarios, solo que estos deben ser adaptados a instalaciones de generación de energía.

Es esencial reconocer que la generación de energía basada en amoníaco no es una tecnología común, y los pasos y requisitos específicos variarán significativamente dependiendo de la tecnología elegida y de las características de la planta de carbón existente. Además, la combustión de amoníaco puede presentar sus propios desafíos ambientales, como emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx) y posibles fugas de amoníaco.

La empresa Mitsubishi Power está en proceso de desarrollo de una turbina para combustión directa (100%) de amoníaco [71], de una potencia de 40 [MW]. Se espera comercialización de turbinas de uso directo de amoníaco a partir de 2025, según Mitsubishi Power. Además, la misma empresa realiza pruebas y estudios para convertir calderas de carbón hacia el uso de amoníaco como combustible. Aún estas tecnologías están en etapa de pruebas y pilotaje. Un problema importante en la combustión de amoníaco se refiere a las altas emisiones de NOx. Adicionalmente, la empresa GE Vernova (grupo General Electric), acaba de anunciar el inicio del desarrollo de una línea de turbinas de gas, aún a nivel de technology roadmap, adaptadas para el uso de amoníaco [72].

El uso de amoníaco para co-combustión con carbón, también denominado combustión conjunta, en centrales térmicas presenta importantes desafíos tecnológicos. El amoníaco que-

ma a baja velocidad, cerca de 1/5 de la observada en el caso del metano, y además incluye nitrógeno. Esto produce el desafío de reducir el amoníaco no quemado aguas abajo en la caldera y el manejo de las emisiones de NOx. Para resolver estos desafíos, es necesario realizar una ignición estable del quemador de amoníaco y controlar el área de combustión con una distribución de aire adecuada, correspondiendo a desafíos a enfrentar en el quemador. Además, se presentan desafíos en la caldera misma, ya que es necesario estudiar los efectos de los cambios originados en la temperatura de la llama y en las características del gas de combustión.

La caldera de prueba de combustión básica es un horno eléctrico de dos etapas, que simula el ambiente de alta temperatura dentro de una caldera y, como se muestra en la imagen más arriba, la cantidad de aire de combustión y la temperatura en las etapas superior e inferior pueden ajustarse de forma independiente. Las condiciones de combustión se pueden establecer para la etapa superior del horno eléctrico de dos etapas para simular el área de combustión del quemador de una caldera y para la etapa inferior para simular el área de combustión completa.

Adicionalmente a las modificaciones en los aspectos de combustión y control de emisiones, el manejo del acopio o suministro de amoníaco en la central es también complejo. El amoníaco es altamente tóxico, deben incluirse equipos de control de emisiones tóxicas y detectores de fugas.

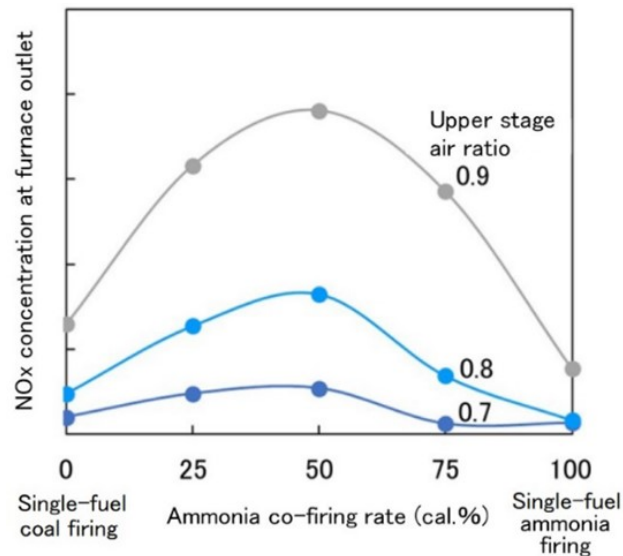


Figura 2.13: Relación entre la tasa de co-combustión de NH₃ y la emisión de NOx [73].

El gráfico muestra la medición de la generación de NOx en la caldera de combustión básica al mezclar carbón y amoníaco, al variar la tasa de co-combustión y la entrada de aire en la etapa superior. La emisión de NOx fue compensada reduciendo la tasa de entrada de aire [73].

2.2.2.3.3. Industria de H₂ y NH₃ en Chile

La industria del hidrógeno y amoníaco como vectores energéticos ha ido en aumento en el país. Tal como se muestra en la Figura 2.14, existen actualmente 64 proyectos en desarrollo de hidrógeno y amoníaco para la demanda interna y exportación [74].



Figura 2.14: Proyectos en desarrollo de demanda interna y exportación de H₂ y NH₃ en Chile [74].

En la Figura 2.14 se muestra que en la región de Antofagasta existen 2 proyectos de exportación de hidrógeno, 6 proyectos de exportación de amoníaco y 1 proyecto de exportación de ambos compuestos. En la región de Magallanes, hay un proyecto de exportación de hidrógeno, 10 proyectos de exportación de amoníaco y un proyecto de exportación de ambos.

En la Figura 2.15 se muestra la proyección del mercado chileno en miles de millones de dólares (BUSD) del hidrógeno y sus derivados. La figura indica que el mercado relacionado con las aplicaciones domésticas y exportaciones irá en aumento, siendo el mercado de exportaciones el que experimentará un crecimiento más significativo.

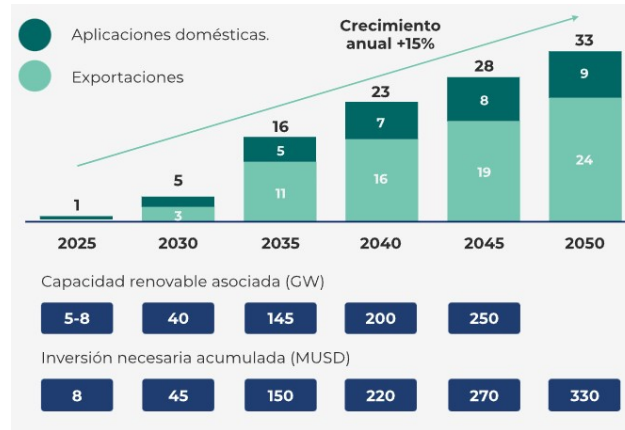


Figura 2.15: Proyección de mercados chilenos de hidrógeno verde y derivados (BUSD) [75].

En el Anexo B se encuentra más información relacionada a los proyectos de producción de amoniaco verde en Chile.

2.2.3. Alternativas de reconversión

2.2.3.1. Baterías de Carnot

Las baterías de Carnot son un grupo de tecnologías que se basan en el uso de ciclos termodinámicos y sistemas de almacenamiento térmico, para el almacenamiento de electricidad en forma de energía térmica. A su vez, hacen parte de un grupo más amplio de tecnologías de almacenamiento termo-mecánico que incluye al almacenamiento con aire comprimido (CAES, por sus siglas en inglés) [76].

Cuando hay surplus de electricidad de la red (preferiblemente de fuentes renovables de energía), durante el ciclo de carga mostrado en la Figura 2.16 en la parte izquierda, la electricidad es convertida en calor mediante un ciclo termodinámico, o directamente con resistencias eléctricas.

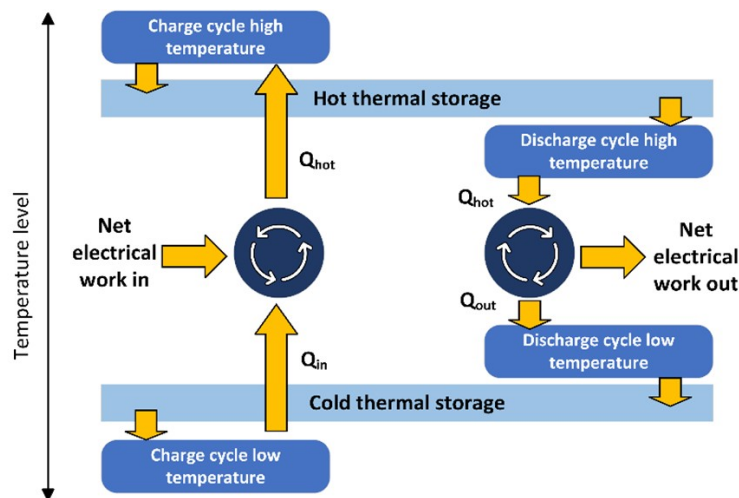


Figura 2.16: Principio de funcionamiento de Carnot [77].

El calor producido es de alta temperatura y es almacenado en un sistema de almacenamiento térmico (TES, por sus siglas en inglés) de alta temperatura apropiado. En caso de que el ciclo termodinámico sea una bomba de calor, por ejemplo, esta requerirá calor de baja temperatura, el cual puede ser suministrado por aire a temperatura ambiente y en sentido más general, suministrado por un TES de baja temperatura cargado previamente o durante el mismo ciclo de carga.

El calor es almacenado hasta el momento en que se requiera descargar el sistema, tiempo en el cual estará sujeto a pérdidas térmicas. Durante el ciclo de descarga, una máquina térmica es operada entre el nivel de alta temperatura y el ambiente (o entre ambos niveles de temperatura, de alta y baja, creados por una bomba de calor) y el calor almacenado es convertido nuevamente en electricidad.

Para las fases de carga y descarga pueden ser usados dos ciclos o sistemas de conversión termodinámica diferentes o el mismo sistema usado durante la carga funcionando en sentido contrario en la descarga.

El concepto de batería de Carnot fue propuesto desde hace muchos años con el trabajo de Marguerre en 1924 para el almacenamiento de electricidad en forma de agua condensada usando un compresor axial de vapor [77]. Sin embargo, el estudio científico sistemático comenzó en años recientes con el trabajo realizado por Desrues et al. en 2010 [78].

En [78] se propuso la implementación de una bomba de calor de gas ideal de alta temperatura (más de mil grados Celsius), con sentido de flujo reversible para realizar la carga y descarga. En este caso, el sistema de almacenamiento propuesto son reservorios de material sólido refractario de alta y baja temperatura con los que el fluido de trabajo intercambia el calor generado por la compresión.

La principal limitante de este sistema es la turbomaquinaria necesaria, especialmente el compresor, el cual todavía no está disponible a los niveles de temperatura estudiados. En revisiones científicas posteriores, este tipo de sistemas ha sido catalogado como un sistema flexible con potencial prometedor para el almacenamiento de electricidad a gran escala y competir con alternativas comerciales como el bombeo en embalses de agua, aire comprimido en cavernas subterráneas y baterías de litio [79], [80].

Esto teniendo en cuenta sus múltiples ventajas como:

- No hay limitaciones geográficas.
- Impacto ambiental mínimo.
- Vida útil de 20-30 años.
- Alta eficiencia de almacenamiento carga-descarga (Round Trip Efficiency)
- Bajo costo por unidad de energía.

Actualmente, los sistemas que considerados como baterías de Carnot se agrupan en:

- **Electro-Thermal Energy Storage (ETES):** Los ETES son sistemas que usan resistencias eléctricas para la carga y un ciclo Rankine o Brayton para la descarga
- **Liquified Air Energy Storage (LAES):** Los LAES son sistemas que almacenan electricidad en forma de aire licuado, los cuales son una modificación de los sistemas de aire comprimido que no necesitan el almacenamiento en cavernas subterráneas
- **Sistemas Lamm-Honigmann:** Los sistemas Lamm-Honigmann basados en el principio termoquímico de absorción-desorción para el almacenamiento de electricidad
- **Pumped Thermal Energy Storage (PTES):** Los PTES son sistemas que usan bombas de calor

En la Tabla 2.5 se presenta una comparación de la eficiencia, costo capital por unidad de energía y costo nivelado de electricidad almacenada, de las alternativas de baterías de Carnot descritas y dos sistemas comerciales.

Tabla 2.5: Comparación de los sistemas tipo batería de Carnot principales y alternativas comerciales [79], [80].

Nombre Completo	Sistema (Sigla)	RTE [%]	Costo Energía [\$kWh]	LCOS [\$kWh]
Pumped Hydroelectric Storage	PHS	70-85	5-100	0.14-0.42
Lithium Batteries	LiB	70-90	164-3800	0.3-0.86 (2015) 0.1-0.3 (2050)
Electro-Thermal Energy Storage	ETES	12-55	94	-
Liquified Air Energy Storage	LAES	12-60	66-1200	0.14-0.69
Lamm-Honigmann System	LH	44-62	-	-
Pumped Thermal Energy Storage	PTES	30-80	43-1100	0.05-0.65

Como se puede observar en la Tabla 2.5, los sistemas PTES exhiben un gran potencial, pero a la vez gran nivel de incertidumbre en su desempeño. Es por esto por lo que han sido los sistemas más estudiados, iniciando con el trabajo de Desrués et al. 2010 [78] y luego con estudios que han explorado el uso de otros fluidos de trabajo, alternativas de almacenamiento térmico y posibles combinaciones [81],[82].

Sin embargo, a la fecha, el desarrollo en plantas piloto ha estado más enfocado a los sistemas LAES y ETES [83]. Especialmente el uso de sistemas ETES integrados en centrales termoeléctricas existentes como el mostrado en la Figura 2.17 y propuesto por la agencia DLR-GIZ [32] ha ganado atención por la potencial reducción en costos de inversión inicial (en comparación a sistemas LAES y PTES creados desde cero) e impulsar el desarrollo de demostraciones del concepto de baterías de Carnot.

Otros motivos para la integración de ETES en plantas existentes son la reconversión de estas a sistemas de almacenamiento de electricidad, reutilizando gran parte de la infraestructura (ciclo Rankine, sistema de enfriamiento, generador y conexiones eléctricas) mientras se

minimizan las emisiones de gases contaminantes. Por otro lado, también se evita la problemática social a la generación de desempleo por el cierre prematuro de plantas que todavía tienen vida útil para la operación y, además, garantizar la seguridad de los sistemas eléctricos en materia de estabilidad de red y regulación de frecuencia, ya que estas plantas proveen servicios de inercia fundamentales para la operación de las redes.

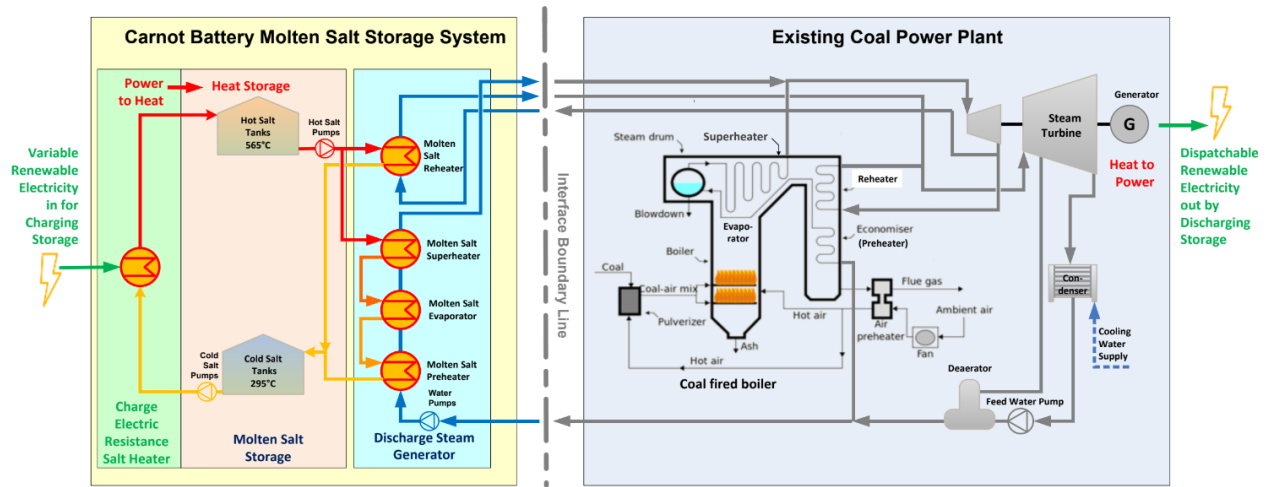


Figura 2.17: Reconversión de central eléctrica a carbón en sistema de almacenamiento [32].

En el sistema mostrado en la Figura 2.17, se propone el uso de calentadores eléctricos para convertir la electricidad proveniente de sistemas de generación con fuentes de energía renovable en forma de calor. Este calor se utiliza específicamente para calentar sales fundidas, las cuales son almacenadas en dos reservorios de alta y baja temperatura.

Luego, mediante un sistema de intercambiadores de calor, las sales fundidas son descargadas y usadas para generar el vapor requerido por el ciclo Rankine, volviendo a convertir la energía en electricidad. De esta forma, la caldera original puede ser usada como sistema de respaldo en las primeras fases del proyecto y luego eliminada completamente.

Este concepto tiene ventajas adicionales, ya que los sistemas de resistencias eléctricas, tanques e intercambiadores de calor son componentes comerciales con un estado del arte avanzado y probados en plantas de concentración solar tipo CSP.

En años recientes, se han realizado algunos estudios específicos sobre la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón, e incluso plantas modernas con ciclos supercríticos, en sistemas de almacenamiento de electricidad a gran escala mediante baterías de Carnot. Los trabajos se han centrado principalmente en el uso de sistemas ETES, aunque también se ha propuesto la integración de sistemas PTES y el uso de bombas de calor para la reconversión de las centrales. Esto se debe al potencial aumento en la eficiencia de almacenamiento y a la baja eficiencia teórica de los sistemas ETES integrados en centrales termoeléctricas, como se muestra en la Tabla 2.5.

La mayoría de los estudios con sistemas ETES o PTES han sido preliminares y han evaluado el potencial termodinámico de la integración con bombas de calor, así como la comparación

económica entre ambas alternativas.

En el trabajo de Vinnemeier et al. 2016 [84], se estudió la integración de una bomba de calor con recuperación y extracción de calor del ambiente para la reconversión de centrales termoeléctricas, como se muestra en la Figura 2.18. En este estudio, se evaluaron tres fluidos de trabajo diferentes: aire, argón y CO₂, así como distintos niveles de integración (rango de temperatura) en la central.

Como resultado, se encontró que la alternativa de integración que generaba la mayor eficiencia y presentaba menores desafíos tecnológicos para la turbina de la bomba de calor era la integración en la unidad de generación de vapor, en paralelo a la caldera original. Adicionalmente, los fluidos de trabajo recomendados fueron aire y argón.

En la operación del sistema, era necesario que a la salida del compresor el fluido de trabajo alcanzara temperaturas cercanas a los 600 °C. De acuerdo con los fabricantes de compresores, la máxima temperatura alcanzable por compresores dinámicos de aire se encuentra en este valor, pero se requeriría desarrollo tecnológico para que los compresores pudieran operar nominalmente a la temperatura requerida [85].

Por este motivo, también se analizó la implementación de un calentador en serie a la bomba de calor para calentar un porcentaje final del rango de temperatura. Esta implementación obtuvo una leve disminución en la eficiencia del sistema de carga, pero permitió la operación del compresor a menor temperatura.

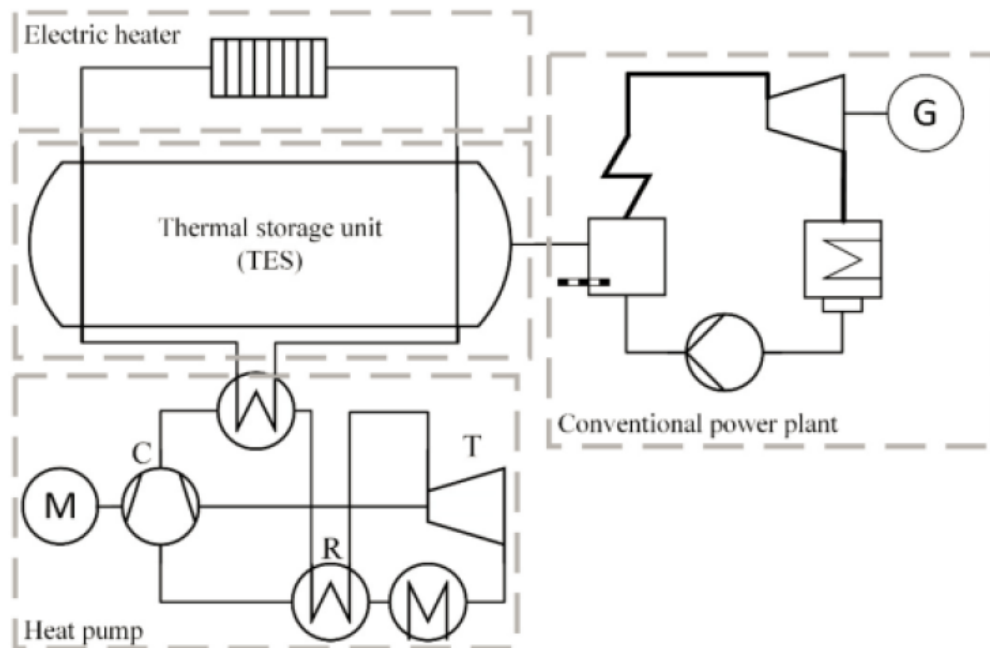


Figura 2.18: Propuesta de concepto en uso de bomba de calor para la reconversión de centrales termoeléctricas y evaluación económica preliminar [84], [86].

Por otro lado, en [86] se analizó el sistema propuesto por [84] en un estudio económico

para la factibilidad de reconversión de centrales termoeléctricas en Alemania, utilizando un algoritmo de optimización que simulaba la generación en el mercado eléctrico.

En este trabajo [86], además, se realizó una comparación de desempeño con el uso de calentadores eléctricos. Para el sistema TES, aunque no se especificó el tipo, se estableció un costo unitario por unidad de energía y el tamaño se determinó como un parámetro variable que dependería del algoritmo de optimización.

Como resultado, obtuvieron un panorama poco prometedor debido a los costos capitales, y los costos de compra y venta de la electricidad. En este análisis, la instalación de un TES no resultaba económicamente rentable y el calor generado con la electricidad durante la carga debía ser utilizado inmediatamente en la descarga de la central.

En este caso, el sistema con calentadores eléctricos podría producir algunos beneficios económicos.

Posteriormente, el estudio de reconversión de centrales termoeléctricas a carbón fue retomado en [32] con el concepto propuesto por DLR-GIZ de usar calentadores eléctricos y sales fundidas, mencionado anteriormente. Este concepto fue aplicado a un caso de estudio en Chile para la reconversión de una central de 250 [MW] netos de generación eléctrica (Figura 2.19).

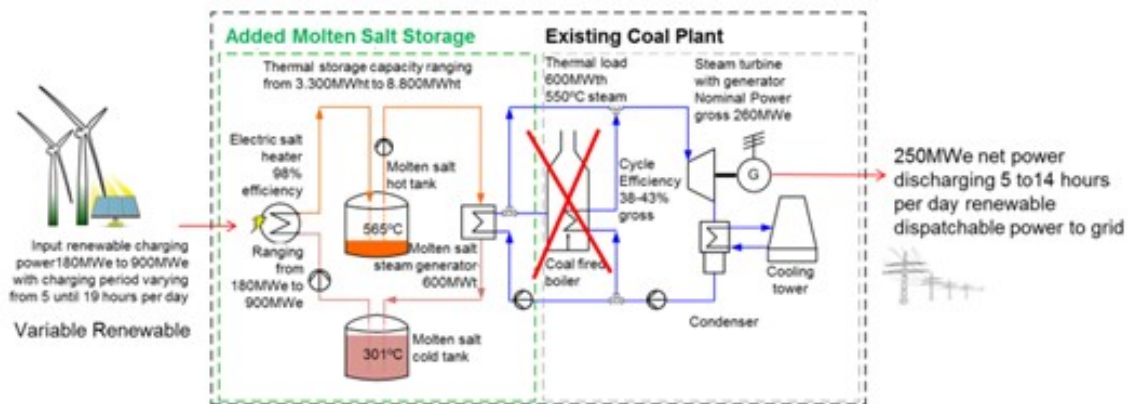


Figura 2.19: Propuesta de reconversión de central termoeléctrica a carbón mediante sales fundidas (DLR-GIZ) en caso de estudio para Chile [32].

En los resultados para el mejor escenario, se obtuvo una eficiencia de almacenamiento del 38 % y un costo nivelado de electricidad descargada de 90 [USD/MWh], siempre que el periodo de descarga esté entre 12 y 14 horas. En base a esto, se determinó preliminarmente que la reconversión planteada tenía potencial y se recomendaba realizar un estudio de ingeniería detallada para evaluar la factibilidad económica.

Sin embargo, estos resultados dependen de garantizar largos periodos de descarga y realizar una modificación de las remuneraciones de capacidad para este tipo de sistemas, lo cual, a la fecha, sigue siendo un desafío por solucionar.

Otros trabajos realizados en la reconversión de centrales termoeléctricas, principalmente

en Alemania, han estado enfocados en la propuesta y defensa del concepto de integración mostrado en la Figura 2.20. Este sistema integrado, denominado planta de generación con almacenamiento térmico (TSPP por sus siglas en inglés: Thermal Storage Power Plants), se basa en la reutilización del ciclo de potencia de una central termoeléctrica. El sistema está acoplado a un TES capaz de recibir calor de calentadores eléctricos, un quemador de biomasa de respaldo y calor residual de una turbina de gas [87].

Los autores del estudio aseguran que este enfoque es una forma flexible de lograr una transición energética en Alemania. Permite implementar una mayor capacidad de sistemas fotovoltaicos y eólicos, reducir las emisiones de gases, y reutilizar la infraestructura de centrales en desuso, mientras se mantiene la seguridad en el suministro y la calidad de la generación eléctrica en la red.

En base a esta propuesta, se realizaron estudios posteriores, incluyendo el análisis preliminar de la conversión de la mayoría de las centrales termoeléctricas de Alemania y la posible ubicación de plantas fotovoltaicas adicionales alrededor de estas centrales [88]. Además, se llevaron a cabo análisis de costos comparativos y discusiones sobre el rol fundamental que tendría este sistema integrado en la transición hacia un sistema eléctrico con 100 % de energía renovable [89], [90]. Este concepto también ha sido discutido por otros autores, quienes han propuesto el concepto más simple de batería de Carnot, como se muestra en la Figura 2.20 [90].

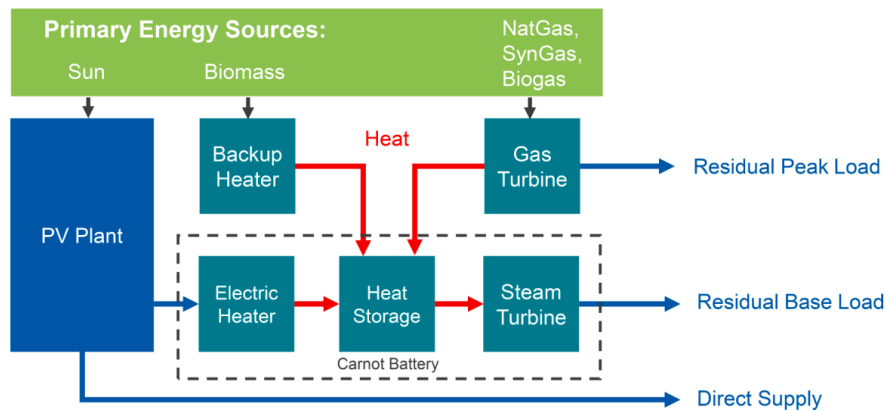


Figura 2.20: Concepto de planta de generación de electricidad con almacenamiento térmico (Thermal storage power plant) [90].

Además de las propuestas de concepto y estudios preliminares mencionados, uno de los pocos estudios que ha profundizado en el detalle del análisis termodinámico y económico de la reconversión de centrales termoeléctricas con combustibles convencionales es realizado en el reporte técnico de la empresa Malta Inc. para Duke University [92] y mostrado en la Figura 2.21.

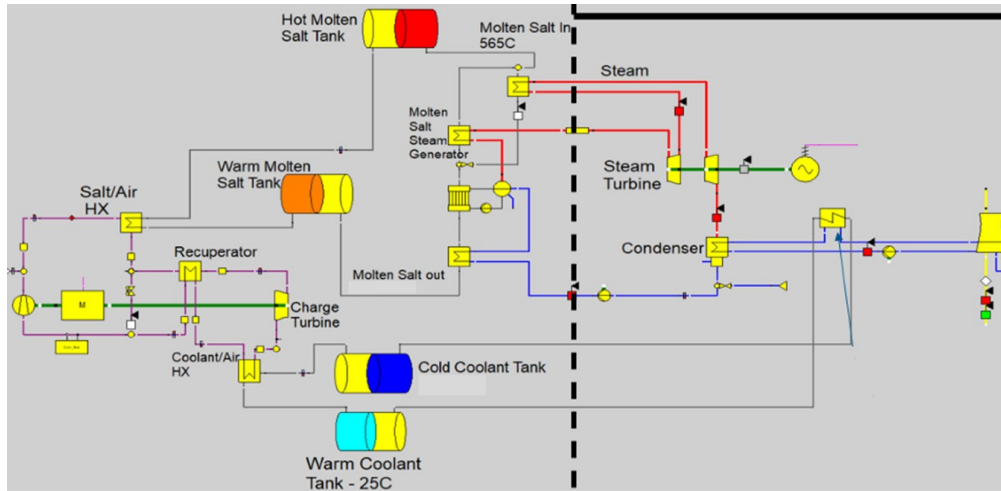


Figura 2.21: Reconversión de infraestructura de centrales termoeléctricas con combustibles fósiles para almacenamiento de energía [92].

En el estudio de la empresa Malta [92] se evaluaron tres posibilidades para la reconversión de una central termoeléctrica a carbón en Estados Unidos. La primera es el uso de calentadores eléctricos únicamente acoplado a un TES con sales fundidas y un tren de intercambiadores de calor para la generación de vapor. La segunda opción es el uso del sistema PTES patentado de la empresa Malta Inc. que es la opción mostrada en la Figura 2.21.

Originalmente, el sistema PTES (Pump-Turbine Energy Storage) está diseñado para ser construido desde cero. Este sistema incluye una bomba de calor con recuperación, que puede operar en modo reversible para realizar tanto la carga como la descarga. Además, cuenta con un TES (sistema de almacenamiento térmico) de alta temperatura basado en sales fundidas y otro de baja temperatura con metanol.

En la primera opción estudiada, se utiliza únicamente el modo bomba de calor del sistema PTES de Malta Inc., lo que permite un ahorro en las turbomáquinas adicionales (turbina y compresor) necesarias para el modo de descarga. En esta configuración, el TES de baja temperatura se conecta al sistema de condensación del ciclo de potencia de la central, con el objetivo de reducir la presión del condensado y aumentar la generación en las turbinas, así como la eficiencia total de la descarga.

La segunda opción implica la instalación del sistema PTES de Malta Inc. operando en ambos modos de carga y descarga, pero solo se recuperan la subestación eléctrica y las líneas de transmisión. En este caso, el generador original también se elimina, ya que el sistema PTES patentado está diseñado para una generación máxima de 100 [MW] durante la descarga, mientras que la capacidad base de la unidad estudiada es de 250 [MW].

Los resultados indicaron que la primera opción, que utiliza únicamente calentadores eléctricos, no era rentable. Esto se debe a la baja eficiencia de almacenamiento, del orden del 35 %, lo que limita los escenarios de rentabilidad para aplicaciones de larga duración, dado que el TES representa un costo determinante. Por otro lado, la tercera opción fue la más favorable. Se determinó que, debido a la edad de la planta y el estado de los componentes originales, un overhaul mayor aumentaba los costos de la segunda opción. A pesar de esto, la

segunda opción presentó un costo nivelado de electricidad almacenada prometedor y permitió conservar la capacidad original de la central.

Finalmente, se resalta que, aunque la mayoría de estudios en reconversión de centrales termoeléctricas a baterías de Carnot consideran el uso de TES líquido con sales fundidas, existen algunos proyectos y estudios que impulsan el uso de TES con lecho de rocas (u otros componentes sólidos de desecho industrial) con aire como fluido de transferencia de calor durante la fase de carga, para disminuir los costos capitales, incluso a escalas de más de 100 [MW] de generación en la descarga como el presentado en [93]. Típicamente este tipo de TES con lecho empacado de materiales sólidos se ha estudiado para potencias de 1-10 [MW] debido al incremento de flujo de aire que se requeriría.

El desarrollo comercial de este tipo de reconversión se muestra en la Tabla 2.6, en donde se caracteriza si el proyecto de reconversión de tipo comercial se encuentra en desarrollo, finalizado o en ejecución.

Tabla 2.6: Desarrollo comercial en reconversión de centrales termoeléctricas a baterías de Carnot [83].

Compañía	Periodo	Carga	Escala	Ubicación	Estatus
Malta Inc, New Brunswick Power	2021-2024	PTES	100 MW/1 GWh	Canada	En desarrollo
Malta Iberia, Siemens, Alfa Laval	2022-	PTES	100 MW/10-200 h	España	En desarrollo
Malta Inc, Duke Energy	2021-2022	PTES	100 MW/1 GWh	US	Finalizado
DLR, RWE	2020-	EH	-	Chile	En desarrollo
RWE, Store2Power	2020-	EH	100MW	Alemania	-
AES Andes	2022-	EH	560MW	Chile	Tramitación ambiental
Stiesdal Storage Techs Andel	2021-2022	PTES	2-4 MW/10 MWh	Dinamarca	En construcción (retrasado)
E2S Power	2020-	EH	1-100MW	Suiza	Lab. prueba de concepto
Siemens Gamesa	2019-	EH	100MW/24 h	Alemania	Demo en desarrollo

La mayoría de los proyectos son estudios preliminares o de ingeniería, como los llevados a cabo por la empresa Malta en diversos países, algunos son plantas piloto para demostración de concepto ya construidas como el de Siemens Gamesa y otros son proyectos de demostración, pero ya de escala comercial, como el de la empresa AES Andes en Chile para la reconversión de una sus centrales que está actualmente en tramitación ambiental. En la Tabla 2.6 se muestran cuáles de estos proyectos consideran el uso de sistemas PTES o calentadores eléctricos (EH) para la carga. Además, en color más oscuro se resaltan los proyectos que consideran TES líquido con sales fundidas; y en color claro los proyectos que consideran el uso de TES con lecho empacado de diversos materiales sólidos.

En el trabajo de revisión realizado por [83] se resalta el hecho de que los estudios científicos detallados en la reconversión de centrales termoeléctricas son limitados, y que por otra parte hay una discrepancia entre esta literatura científica y los varios proyectos de interés comercial que se están desarrollando. Es por esto que se recomienda realizar más investigaciones del desempeño técnico y económico de esta alternativa de reconversión para aumentar el número de proyectos comerciales, que ayuden a demostrar a su vez esta propuesta tecnológica.

En Chile, AES Andes ha asumido un compromiso para el año 2025, con el objetivo de reconvertir la central Angamos para que opere con batería de Carnot.

2.2.3.1.1. Industria de sales solares en Chile

El nitrato de sodio (NaNO_3) y el nitrato de potasio (KNO_3) son conocidos como sales solares (termosolares). Para producir nitrato de sodio, se utiliza como materia prima el caliche, que se extrae de los yacimientos en el desierto de Atacama y se extrae la salmuera del salar de Atacama para producir nitrato de potasio [94].

El principal productor de sales solares en Chile es SQM, con su planta Nueva Victoria ubicada en la región de Tarapacá. En la Figura 2.22 se muestra la planta Nueva Victoria junto a las demás plantas de SQM ubicadas en el norte del país. También se observa la comunicación entre las plantas y los principales puertos del norte.



Figura 2.22: Plantas de SQM en la pampa y los puertos del norte [95].

2.2.4. Alternativa de cierre y reutilización de la infraestructura

2.2.4.1. Generación con incineración de residuos

Dentro de las alternativas de aprovechamiento de la infraestructura de una termoeléctrica a carbón que vaya a ser cerrada, es la utilización de residuos sólidos municipales (RSM) para la generación de electricidad.

Esta alternativa no es tenida en cuenta dentro del grupo de alternativas de reacondicionamiento con conversión a otros combustibles porque, por la naturaleza y cantidad de los RSM, se requeriría utilizar un sistema de caldera y turbina diferente al de la planta termoeléctrica original. Además, no hay estudios de momento sobre la posibilidad de realizar modificaciones a la caldera original para la incineración de RSM (suponiendo que se cuente con la cantidad y calidad apropiada de RSM para la operación a una potencia similar a la nominal de diseño). Es por esto que la reutilización de la infraestructura estaría limitada a los componentes de transmisión eléctrica y agua de enfriamiento.

Sobre instalación de una nueva planta de incineración de RSM en el terreno de una central termoeléctrica en proceso de cierre, además del ahorro en costos por reutilización de los com-

ponentes ya mencionados, otros beneficios son de carácter ambiental y social que deben ser evaluados en cada caso específico. Uno de ellos es la posible reducción de costos de transporte de los RSM y uso de vertederos municipales y otro es la potencial reducción en emisiones de gases de efecto invernadero en los vertederos por disminución en la materia orgánica que llega.

Dos aspectos principales que deben tenerse en cuenta en la evaluación de proyectos de incineración de residuos sólidos, en una localidad específica, son la facilidad de acceso y la composición específica de los RSM. De acuerdo con [96], el poder calorífico de los RSM debe ser de al menos 7 [MJ/kg] en promedio, para que la combustión sea sostenible. Este poder calorífico disminuye a mayor cantidad de materia orgánica, y aumenta a mayor cantidad de residuos provenientes de plásticos, cartones y papeles. En cuanto al aspecto técnico, comúnmente son utilizados dos tipos de incineradores para la combustión de RSM: el incinerador de parrilla, que es el más común, y el incinerador de lecho fluidizado.

2.2.5. Otras Alternativas

2.2.5.1. Hierro

En [97] se propone el uso de metales como una solución para reemplazar la combustión de hidrocarburos, destacando el hierro como un combustible reciclable y libre de carbono para la generación de energía a gran escala. La Figura 2.23 muestra el esquema de funcionamiento del hierro en el suministro de energía. En el lado derecho, se observa la generación de electricidad utilizando hierro como combustible, el cual se quema para liberar calor durante su oxidación a alta temperatura, de manera similar a la combustión tradicional de combustibles sólidos, pero no produce emisiones de CO_2 .

Además, en la Figura 2.23 se muestra que debido a la combustión se obtienen óxidos de hierro sólidos (Fe_xO_y), que pueden capturarse fácilmente y transportarse a instalaciones de reducción, donde se utiliza energía renovable para reducirlos mediante métodos electroquímicos o termoquímicos. En la ruta termoquímica, se emplea hidrógeno verde como agente reductor. Ambas opciones permiten regenerar el combustible de hierro. El ciclo se cierra cuando el combustible de hierro reciclado se transporta de nuevo a la central eléctrica (parte superior), estableciendo así una economía energética circular.

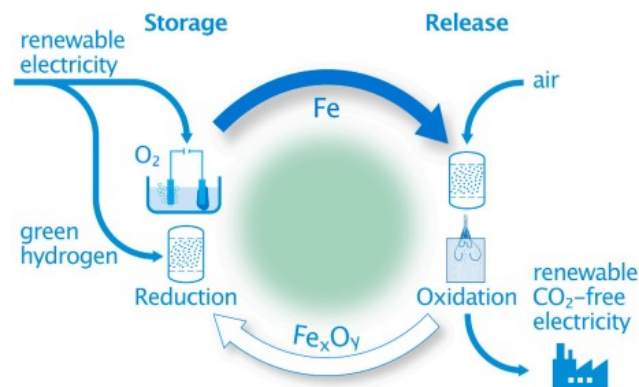


Figura 2.23: Esquema del ciclo de reducción-oxidación de hierro libre de CO_2 para el suministro de energía [97].

Otras características destacables en [97] del hierro es que es un elemento estable, abundante y con alta densidad energética volumétrica, como se muestra en la Figura 2.24. Además, el hierro tiene baja toxicidad y bajo costo de mercado. También cuenta con una infraestructura existente para su producción y una red de transporte bien desarrollada.

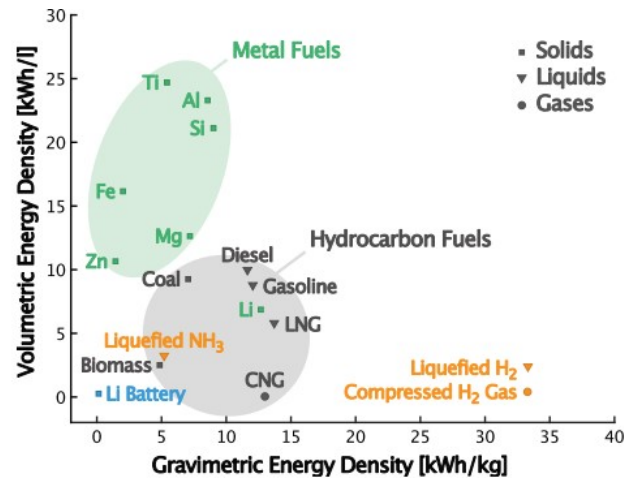


Figura 2.24: Densidades energéticas volumétricas y gravimétricas de portadores energéticos químicos [97].

2.2.5.2. Nuclear

En [98] se realiza una investigación de los beneficios y desafíos relacionados a la transición de las centrales retiradas a carbón por centrales nucleares en Estados Unidos. Las principales conclusiones que se extraen:

- Los reactores avanzados de escala inferior a un gigawatt se pueden ubicar en el 80 % de los sitios de centrales a carbón que fueron aprobadas en la primera ronda de selección del estudio.
- La transición de carbón a nuclear ofrece ahorros significativos en costos de capital que van de un 15 % a un 35 % y obtener un mejor rendimiento económico en comparación con proyectos nucleares nuevos.
- Las comunidades se beneficiarán con la generación de empleos y la mitigación de los impactos negativos asociados al cierre de plantas. El crecimiento de empleos podría aumentar en más de 650 nuevos empleos permanentes, lo que generará casi \$270 millones en una nueva actividad económica.
- Se reducirían las emisiones de gases de efecto invernadero en hasta un 86 %.

2.3. Proyectos de reconversión en Chile

La Figura 2.25 muestra las centrales termoeléctricas a carbón que han sido cerradas desde el 2019 con el Plan de Descarbonización, también aquellas centrales que poseen un plan de retiro, aquellas con plan de reconversión y aquellas sin plan de acción declarado.

Actualmente son cinco centrales que poseen un plan de reconversión siendo Guacolda la última en declararlo. Por otro lado las centrales de Cochrane y Santa María aún no declaran su plan a seguir.

Las centrales con plan de reconversión incluyen tecnologías térmicas de gas natural o biomasa, co-combustión de amoníaco y sistemas de almacenamiento térmico o con baterías.

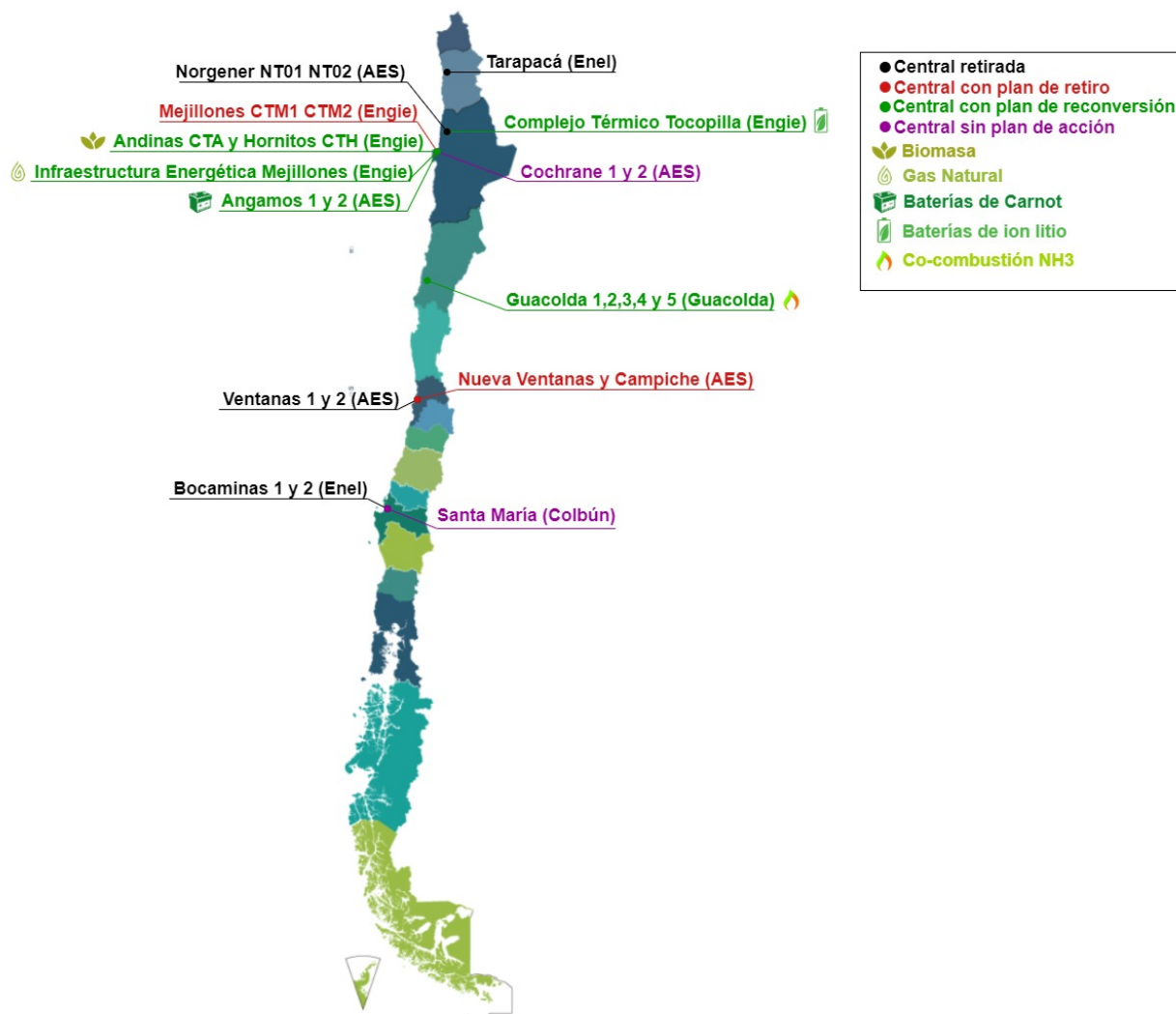


Figura 2.25: Chile y las centrales desde el Plan de Descarbonización [8],[9],[10],[11],[12].

En la Tabla 2.7 se muestra la información de las centrales IEM, CTA/CTH, Angamos y CTT cuando operan/operaron como centrales térmicas a carbón y la información relacionada a su reconversión a otra tecnología.

Tabla 2.7: Información de centrales con plan de reconversión disponibles en el SEIA [99], [100].

Termoeléctrica	Central	IEM	CTA/CTH	Angamos	BESS Tocopilla
	Empresa	Engie	Engie	AES Andes	Engie
	Ubicación	Mejillones	Mejillones	Mejillones	Tocopilla
	Unidades Generadoras	Unidad 5 (IEM 1)	CTA y CTH	Unidad 1 y 2	Unidades 12,13,14 y 15
	Combustible principal	Carbón	Carbón	Carbón	Carbón
	Combustible secundarios	Biomasa	Petcoke	Diesel	-
	Total capacidad instalada [MW]	375	354	558	141
Superficie del terreno	-Unidades de generación: 8,5 -Cancha de carbón: 2,5 -Depósito de cenizas: 90	15	-Unidades 88 -Depósito de cenizas 100	-	
Acceso a puerto	✓	✓	✓	✓	
Cierre	2025	2025	2025	2019 y 2022	
Alternativa de reconversión	Proceso	Reconversión	Reconversión	Reconversión	Cierre y reconversión
	Tecnología	Gas Natural	Biomasa	Carnot	BESS
	Combustible de respaldo	Diesel	-	n/a	n/a
	Operación	1 de julio de 2026	-	-	-
	Vida útil [años]	35	50	20	30
	Inversión [US\$ millones]	50	12	450	180
	Superficie [ha]	7,12	15	3	3,3
	Capacidad instalada (alternativa) [MW]	375	177 c/u	560	116
	EIA/DIA/Pertinencia	DIA	DIA	DIA	Pertinencia
	Participación ciudadana en la evaluación ambiental	X	X	✓	n/a

Para el desarrollo de un proyecto, uno de los primeros pasos es que sea evaluado por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) para obtener la resolución de calificación ambiental (RCA). Según la información presentada en la Tabla 2.7, los proyectos de reconversión de las centrales IEM, CTA/CTH y Angamos solo requieren presentar la declaración de impacto ambiental (DIA). En contraste, el proyecto BESS Tocopilla no necesitaba ser ingresado al SEA.

Someterse a un estudio de impacto ambiental (EIA) es un proceso más complejo. Este estudio según el artículo N°11 de la Ley N°19.300 se aplica a proyectos que presentan riesgos asociados a la salud de la población, efectos adversos sobre los recursos renovables, alteración significativa de los sistemas de vida de comunidades, localización en áreas próximas a poblaciones, recursos o áreas protegidas, alteración significativa del paisaje o impactos sobre monumentos con valor antropológico, histórico o arqueológico.

2.4. Métodos de toma de decisión

Existen varios métodos de decisión utilizados para seleccionar la mejor opción entre varias alternativas. Se revisan algunas metodologías.

2.4.1. Criterio de Hurwicz

La implementación de este criterio para el proceso de toma de decisiones se ejemplifica con el árbol de de decisiones de la Figura 2.26 en donde se tienen n alternativas que deben ser evaluadas en m escenarios [101].

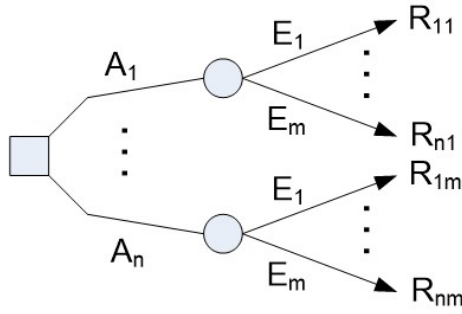


Figura 2.26: Árbol de decisiones [101].

Es posible expresar el árbol de decisiones como una matriz de escenarios como la que se muestra en la Figura 2.27. En esta matriz, la cantidad de filas está definida por las alternativas A_i , con $i \in \{1, \dots, n\}$, existentes del plan a seguir, mientras que las columnas dependen de la cantidad de escenarios E_j con $j \in \{1, \dots, m\}$. Así se arma la matriz de escenarios, en donde cada elemento R_{ij} representa el resultado de la alternativa i dado el escenario j [101].

	E_1	...	E_m
A_1	R_{11}	...	R_{1m}
\vdots	\vdots		\vdots
A_n	R_{n1}	...	R_{nm}

Figura 2.27: Matriz de escenarios [101].

Este criterio permite establecer grados de aversión al riesgo que se ubican dentro de un extremo optimista y uno pesimista. Para esto, el criterio se apoya en un parámetro α para representar la actitud del tomador de decisiones frente a la incertidumbre. Este parámetro varía entre 0 (pesimista) y 1 (optimista). De esta manera, el valor representativo de cada estrategia j se calcula como se muestra en (2.2):

$$H(A_i) = \alpha \cdot \text{Max}R_{ij} + (1 - \alpha) \cdot \text{min}R_{ij} \quad (2.2)$$

El $\text{Max}R_{ij}$ representa el mejor escenario de la alternativa A_i (escenario optimista) y el $\text{min}R_{ij}$ representa el peor escenario de la alternativa A_i (escenario pesimista) [102]. Luego se selecciona la alternativa A_i con el mayor valor $H(A_i)$.

2.4.2. Criterio del máximo esperado

Este criterio consiste en calcular el valor esperado de las utilidades que obtendría cada alternativa, ponderando cada escenario por una probabilidad de ocurrencia [101].

$$\mu(A_i) = \sum_j^s \text{probabilidad}(j) \cdot (\text{utilidad } A_i \text{ para escenario } j) \quad (2.3)$$

Luego se selecciona la alternativa A_i con el mayor valor $\mu(A_j)$.

2.4.3. Método Analytic Hierarchy Process (AHP)

Para el desarrollo de la propuesta metodológica se necesita un ranking de las alternativas, para esto se utiliza el método Analytic Hierarchy Process. Este método fue desarrollado por el Profesor Thomas Saaty en la década de 1970 y se basa en la teoría de medida relativa basada en la comparación entre pares utilizados para tablas estandarizadas de números absolutos cuyos elementos luego se utilizan como prioridades [103].

Según Saaty [104], este método ha encontrado sus aplicaciones más amplias en la toma de decisiones multicriterio, la planificación y asignación de recursos, y en la resolución de conflictos. El modelo jerárquico de un problema se estructura desde un objetivo general hasta los criterios, subcriterios y, finalmente, las alternativas entre las cuales se debe hacer la elección. La estructuración de estos componentes se muestran en la Figura 2.28.

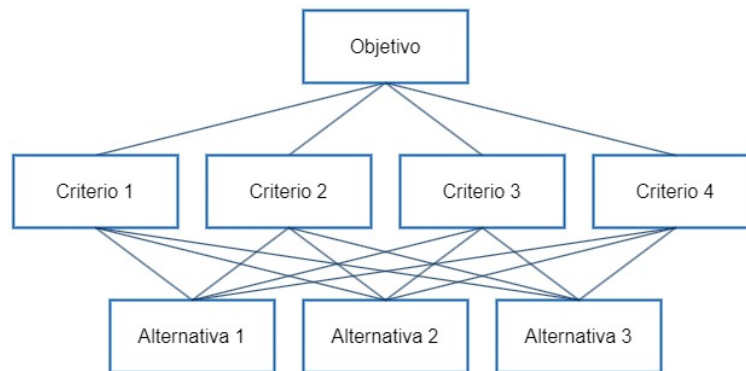


Figura 2.28: Método AHP.

Para realizar las comparaciones por pares, se utiliza una escala numérica que indica la importancia relativa de una actividad sobre otra. Esta escala va del 1 al 9: un valor de 1 significa igual importancia, es decir, que ambas actividades contribuyen igualmente al objetivo; mientras que un valor de 9 indica que una actividad es extremadamente más importante que la otra. En la Tabla 2.8 se muestran los valores numéricos y sus significados.

Tabla 2.8: Escala fundamental [104].

Escala numérica	Escala verbal
1	Igual importancia
3	Moderadamente más importante un elemento que otro
5	Fuertemente más importante un elemento que otro
7	Mucho más fuerte la importancia de un elemento que otro
9	Importancia extrema de un elemento frente a otro

Al utilizar el AHP para modelar un problema, se necesita una estructura jerárquica o de red para representar el problema y las comparaciones por pares para establecer relaciones

dentro de la estructura. En los casos discretos las comparaciones conducen al uso de matrices de dominancia de los cuales se derivan escalas de relación en forma de vectores propios principales, o funciones propias, según sea el caso [104].

En [105] se señala que los elementos de las matrices deben cumplir con las siguientes características de robustez matemática:

- **Reprociudad:** Si $a_{ij} = x$, entonces $a_{ji} = 1/x$, con $1/9 \leq x \leq 9$
- **Homogeneidad:** Si los elementos i y j son considerados igualmente importantes entonces $a_{ij} = a_{ji} = 1$, además $a_{ii} = 1$ para todo i
- **Consistencia:** Se satisface $a_{ik} * a_{kj}$ para todo $1 \leq i, j, k \leq q$

En [106], basado en lo expuesto por Saaty, se indica que junto al vector propio se debe obtener la razón de consistencia (CR) para cada matriz. El CR permite conocer que en la matriz no hay información incoherente. Para ello, se mide el CR y, según su ratio de consistencia, si es menor al indicado en la Tabla 2.9 para una matriz de $n \times n$, se muestra si una matriz es adecuada.

Tabla 2.9: Porcentajes máximos del ratio de consistencia CR [106].

Tamaño de la matriz (n)	Ratio de consistencia [%]
3	5
4	9
5 o mayor	10

Para el cálculo de esta razón de consistencia (CR) se debe, en primer lugar, calcular el índice de consistencia (CI) que se indica en la ecuación (2.4), el cual dependerá de λ_{max} (el máximo autovalor) y del tamaño n de la matriz.

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (2.4)$$

El λ_{max} se obtiene de la ecuación (2.5), en donde A representa la matriz de comparación y w es el vector promedio obtenido.

$$A \times w = \lambda_{max} \times w \quad (2.5)$$

En segundo lugar se debe obtener el índice aleatorio (RI) que es un valor que depende del tamaño de la matriz, tal como se muestra en la Tabla 2.10.

Tabla 2.10: Índice aleatorio (RI) [106].

Tamaño de la matriz n	3	4	5	6	7	8	9	10
Índice aleatorio (RI)	0,58	0,9	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49

Finalmente con los valores de CI y RI es posible calcular el CR de la matriz utilizando la ecuación (2.6).

$$CR = \frac{CI}{RI} \quad (2.6)$$

Saaty [104] señala que el número de decisiones necesarios para una matriz de comparación pareada de orden n , con n siendo el número de criterios que se comparan, es $n(n - 1)/2$, debido a que la matriz es recíproca y los elementos de la diagonal son iguales a la unidad.

Los pasos para implementar el método AHP son:

1. **Definir el objetivo:** Primero, se debe establecer el objetivo, que servirá como el punto de referencia del problema a resolver mediante el método AHP.
2. **Identificar alternativas y criterios de decisión:** Es necesario identificar las alternativas disponibles y los criterios que estas deben cumplir en relación con el objetivo.
3. **Construir la matriz de comparación entre criterios:** Se debe construir una matriz de comparación por pares entre los criterios. Esta matriz debe normalizarse para obtener el vector propio, que indica la importancia de cada criterio y se utiliza como ponderador.
4. **Construir la matriz de comparación entre alternativas:** Se debe construir una matriz de comparación por pares entre las alternativas para cada criterio. Esta matriz debe normalizarse para obtener el vector propio según el criterio evaluado.
5. **Calcular el vector columna final:** Este vector se obtiene multiplicando la matriz de ponderaciones de la comparación de alternativas según cada criterio (donde cada columna es un vector propio obtenido para cada criterio) por el vector ponderador derivado de la comparación entre criterios. El vector columna final indica el peso de cada alternativa para escoger la mejor.

2.4.4. Criterio experto

El criterio de experto es entendido como el método empírico de carácter subjetivo que utiliza individuos, grupos de personas u organizaciones, quienes son seleccionados para ofrecer valoraciones conclusivas sobre un problema o sus soluciones y hacer recomendaciones respecto a sus aspectos fundamentales con un máximo de competencia. En este proceso, la experticia de aquellas personas consideradas expertas se convierte en la materia prima que necesita el investigador para la concreción de un resultado científico, de ahí la importancia de aplicar este método de forma eficiente [107].

Capítulo 3

Metodología

3.1. Metodología del trabajo de título

La metodología se encuentra en la Figura 3.1 y consiste en los siguientes procesos:

1. **Revisión bibliográfica y análisis de marcos de referencia:** La revisión bibliográfica incluye documentación nacional e internacional sobre la reconversión de centrales termoeléctricas hacia otras tecnologías y los niveles de reutilización de sus componentes. También se recopilan casos existentes de reconversión, las metodologías de toma de decisiones y las características técnicas y económicas de diversas tecnologías.
2. **Comparación y evaluación de tecnologías de reconversión:** A partir de la lista de tecnologías y sus características, se elaborará un cuadro comparativo de las tecnologías. Mediante este cuadro comparativo de las distintas alternativas de reconversión, se identificará qué componentes pueden ser reutilizados en diferentes alternativas, proporcionando así una base para la toma de decisiones.
3. **Aplicabilidad de las tecnologías identificadas en Chile:** Se realiza una selección de aquellas alternativas más viables aplicadas al contexto chileno para ser utilizadas en la fase del desarrollo de la propuesta metodológica.
4. **Desarrollo de la propuesta metodológica de reconversión:** A partir de tecnologías aplicables en Chile y la metodología de toma de decisión seleccionada se desarrolla la propuesta metodológica de reconversión de centrales a carbón. Esta será una guía que evaluará distintos parámetros y valorizará su importancia en el proceso de reconversión además de establecer un ranking de las alternativas.
5. **Validar la propuesta metodológica de reconversión con un caso de estudio:** Se lleva a cabo una validación de la propuesta mediante un caso de estudio de una central chilena que tenga definido un plan de reconversión. Se obtendrán los resultados de esta validación y en caso de existir se detectarán los ajustes para aplicar nuevamente al proceso de desarrollo de la propuesta metodológica.
6. **Evaluación de resultados:** En caso de que no se deba ajustar la metodología propuesta se evalúan los resultados obtenidos.
7. **Conclusiones:** Posterior a validar la propuesta metodológica y obtener resultados se extraen las principales conclusiones.

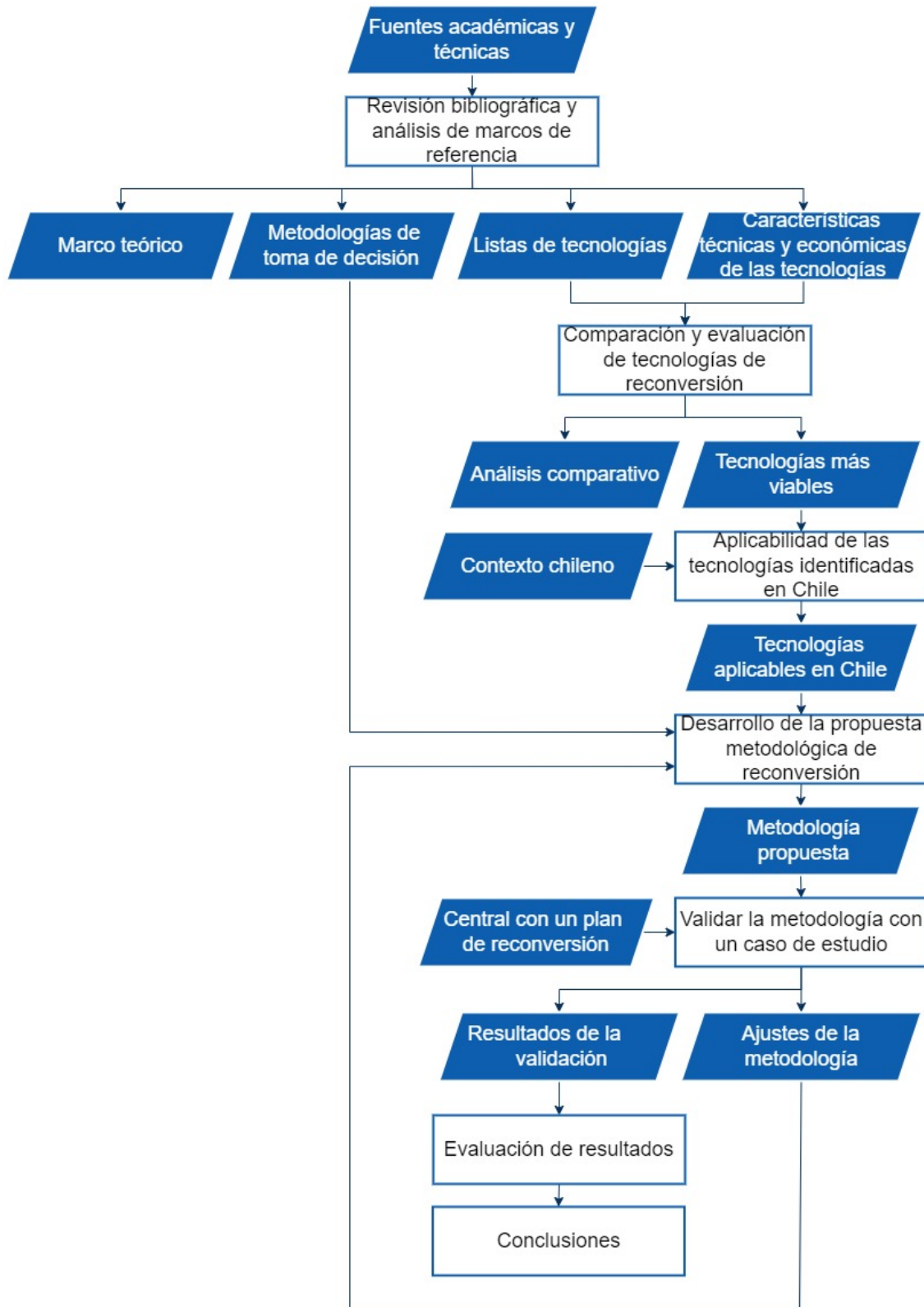


Figura 3.1: Esquema de la metodología utilizada para el desarrollo del trabajo de título.

Capítulo 4

Metodología Propuesta para Reconversión

4.1. Diagrama de flujo de la propuesta metodológica

En la Figura 4.1 se muestra el diagrama de flujo para la propuesta metodológica. Como método de decisión se utilizará el método AHP, cuyo objetivo es escoger la mejor alternativa de reconversión para una central termoeléctrica en Chile. Las entradas deben incluir los datos de la central, como ubicación y acceso a puerto, las alternativas aplicables en Chile, los criterios relevantes para la reconversión y los datos correspondientes a cada criterio según la alternativa.

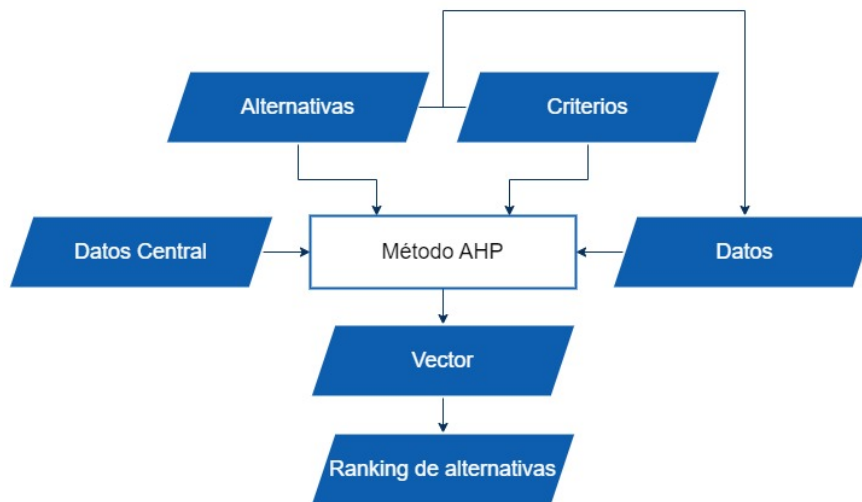


Figura 4.1: Diagrama de flujo de la propuesta metodológica para la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón.

En el diagrama de flujo de la Figura 4.1, la aplicación del método AHP genera un vector columna con diferentes valores para cada alternativa. Un valor alto en este vector indica una mejor valoración de la alternativa de reconversión, ya que significa que dicha alternativa cumple de manera más adecuada con los criterios evaluados. Con el vector obtenido, se puede armar un ranking de alternativas, ordenándolas de mejor a peor según su valoración.

4.2. Tecnologías aplicables en Chile

Considerando los objetivos del Plan de Descarbonización en Chile, el desarrollo de nuevas tecnologías innovadoras para el país y los ejemplos actuales de tecnologías empleadas en la reconversión, se han identificado las siguientes alternativas tecnológicas viables en Chile:

- **Alternativa 1:** Biomasa
- **Alternativa 2:** Gas natural
- **Alternativa 3:** Baterías de Carnot
- **Alternativa 4:** Blending de hidrógeno (H_2)
- **Alternativa 5:** Co-combustión de amoníaco (NH_3)

Las alternativas de biomasa y gas natural se incluyen debido a que son tecnologías maduras, como se indicó anteriormente en la Tabla 2.2 del marco teórico, y poseen un alto nivel de reutilización de la infraestructura de la central a carbón. Los elementos que son reutilizados para estas tecnologías se muestran en la Tabla 2.3, en donde se observa que los principales componentes del ciclo termodinámico (caldera, turbina y generador) pueden ser reutilizados. Además, existen proyectos actuales de reconversión en Chile, como las centrales Andinas y Hornitos a biomasa y la central IEM a gas natural.

Respecto a la alternativa de baterías de Carnot, a pesar de no ser una tecnología madura como las mencionadas anteriormente, actualmente la central Angamos 1 y 2 está siendo reconvertida a esta tecnología.

La reconversión mediante blending con hidrógeno y la co-combustión con amoníaco son alternativas bastante nuevas, pero el gobierno tiene un alto interés en evaluar estas tecnologías. Existe un proyecto de reconversión de la central Guacolda a co-combustión de NH_3 .

4.3. Criterios

Los criterios considerados en la propuesta de reconversión son los siguientes:

- **Criterio 1:** Disponibilidad del recurso en la región
- **Criterio 2:** Levelized Cost of Energy (LCOE)
- **Criterio 3:** Capacidad de reutilización de los activos
- **Criterio 4:** Capital Expenditure (CAPEX)
- **Criterio 5:** Costos de mantenimiento anual
- **Criterio 6:** Madurez de la tecnología
- **Criterio 7:** Vida útil

Los criterios de disponibilidad del recurso, capacidad de reutilización de activos, madurez de la tecnología y vida útil están más relacionados con la parte técnica, mientras que los criterios de LCOE, CAPEX y costos de mantenimiento están relacionados con la parte económica.

Los 7 criterios establecidos poseen diferentes valorizaciones de importancia. El orden establecido de mayor a menor importancia se define a continuación:

1. **Disponibilidad del recurso:** La disponibilidad del recurso es fundamental porque determina si la nueva tecnología puede ser implementada de manera factible. Un recurso disponible en la región implica menores costos asociados al transporte, mientras que un recurso que no esté disponible localmente puede aumentar los costos de transporte y requerir un mayor almacenamiento para enfrentar las demoras del transporte, lo que puede hacer que la tecnología deje de ser una opción viable.
2. **LCOE:** El LCOE es el segundo criterio más importante, ya que es una medida la cual permite comparar diferentes tecnologías en términos de costos y eficiencia. Un valor más bajo de LCOE indica que una tecnología es más competitiva económicamente.
3. **Reutilización de activos y CAPEX:** En tercer lugar de importancia se encuentran los criterios de reutilización de activos y CAPEX. A mayor cantidad de componentes de la central que pueden ser reutilizados, se reducen los costos de inversión asociados con la implementación de la nueva tecnología.
4. **Costo de mantenimiento:** En cuarto lugar de importancia se encuentra el costo de mantenimiento, que es un gasto recurrente y afecta la rentabilidad a largo plazo de un proyecto. Una tecnología con bajos costos de mantenimiento será más atractiva porque reduce los gastos operativos.
5. **Madurez tecnológica y vida útil:** En quinto lugar de importancia se encuentran los criterios de madurez tecnológica y vida útil. Estos criterios pueden considerarse menos relevantes en comparación con los anteriores, ya que la madurez tecnológica, desde una perspectiva más innovadora, no resta atractivo a las alternativas que han sido desarrolladas en menos tiempo o que están en etapas más experimentales que comerciales. Además, no existe una diferencia extrema en la vida útil entre las distintas tecnologías.

4.4. Datos

Se construye la Tabla 4.1 con la información para cada criterio según alternativa, esta tabla se utilizará para obtener las 7 matrices de comparación de alternativas según cada criterio.

Tabla 4.1: Datos de las alternativas aplicables en Chile. En base a: [28],[31],[38], [108], [109], [110], [111], [112], [113],[114],[115], [116], [117].

	Disponibilidad recurso	LCOE [US\$/MWh]	Reutilización activos	CAPEX [US\$/kW]	Costo mto. anual (% valor de inversión)	Madurez tecnológica	Vida útil [Años]
Biomasa	Depende de la ubicación	80	Partes de caldera, turbina, generador, S/E y toma de agua	1.213	1-2	Madura	20-25
Gas natural	Depende de la ubicación	120	Partes de caldera, turbina, generador, sist. aire, S/E y toma de agua	231	2-3	Madura	30-40
Baterías de Carnot	Depende de la ubicación	100-110	Turbina, generador, sist. aire, S/E y toma de agua	565	3	No madura	20-30
Blending H2	Depende de la ubicación	156	Sist. aire, S/E y toma de agua	1.300	2	No madura	30-40
Co-combustión NH3	Depende de la ubicación	120	Partes de caldera, turbina, generador, sist. aire y toma de agua	1.200	5	No madura	35-40

En la Tabla 4.1 se tiene que la disponibilidad del recurso es el único criterio que variará según la ubicación del proyecto de reconversión. Con base en esto, se ha elaborado la Tabla 4.2, que presenta las principales regiones y/o ciudades donde se extrae o importa el recurso principal para cada alternativa dentro del país.

Tabla 4.2: Regiones y ciudades con disponibilidad de cada recurso necesario para cada alternativa. En base a: [48],[60],[94],[95],[74].

	Biomasa (Bosques)	Gas natural (Gasoductos)	Baterías de Carnot (Exportación)	Blending H2 (Exportación H2 y gasoductos)	Co-combustión NH3 (Exportación)
Ubicación Regiones y/o ciudades	1) Maule 2) La Araucanía 3) Los Lagos 4) Biobío	1) Antofagasta: Antofagasta, Mejillones, Taltal, Calama, María Elena, San Pedro de Atacama y Tocopilla. 2) Valparaíso: Quintero, Quillota y Limache. 3) Metropolitana: San Bernardo y Pirque. 4) O'Higgins: Machalí. 5) Biobío: Coronel, Lota, Arauco, Hualqui, Talcahuano, Pinto, Pemuco, Quillón, Laja y Nacimiento. 6) Magallanes: Punta Arenas, San Gregorio, Porvenir y Primavera.	1) Iquique 2) Tocopilla 3) Antofagasta	Para H2: 1) Antofagasta 2) Magallanes Para GN: 1) Antofagasta: Antofagasta, Mejillones, Taltal, Calama, María Elena, San Pedro de Atacama y Tocopilla. 2) Valparaíso: Quintero, Quillota y Limache. 3) Metropolitana: San Bernardo y Pirque. 4) O'Higgins: Machalí. 5) Biobío: Coronel, Lota, Arauco, Hualqui, Talcahuano, Pinto, Pemuco, Quillón, Laja y Nacimiento. 6) Magallanes: Punta Arenas, San Gregorio, Porvenir y Primavera.	1) Antofagasta 2) Magallanes

Para las tecnologías más recientes como el caso de la reconversión con blending de H₂ y

co-combustión de NH_3 se debieron estimar algunos valores para poder realizar la comparación entre alternativas.

Para el caso de blending de H_2 se estimó el CAPEX a partir del estudio técnico-económico para una central de 400 [MW] de ciclo combinado [112] con el cual se obtuvo un CAPEX aproximado de 1300 [USD/kW] junto con un costo de mantenimiento aproximado de un 2% en relación a la inversión. Respecto a la vida útil se estimó que sería mayor a la de una central a gas natural.

En el caso de la co-combustión con NH_3 , se estimó el CAPEX combinando el costo de inversión para la reconversión de una central a carbón con captura de carbono, que es de 1319 [USD/kW] según el estudio de [28], y el costo de inversión en tecnología de amoníaco, que es de 766 [USD/kW] según [113]. Al considerar una co-combustión de 20% amoníaco y 80% carbón, el costo de inversión aproximado se estima en 1200 [USD/kW]. Además, se estimó un costo de mantenimiento alto del 5%, asociado al manejo de amoníaco, y la vida útil se considera igual o mayor que la de una central a carbón [116].

4.5. Caso de estudio

Se escoge la central Guacolda para aplicar la propuesta metodológica porque, dentro del estudio realizado por el Centro de Energía, se efectuó una visita técnica a esta central, ubicada en Huasco, Atacama. Durante la visita, se proporcionó información sobre su plan de reconversión a co-combustión con amoníaco, el análisis realizado por la empresa, la participación de Mitsubishi en la reconversión y los planes a futuro para la ex-central diésel ubicada al lado de la central Guacolda.

En la Figura 4.2, se ilustra la ubicación de la central Guacolda, así como la ex-central diésel TG, que fue adquirida por Guacolda. También se puede ver el puerto adyacente a la central.

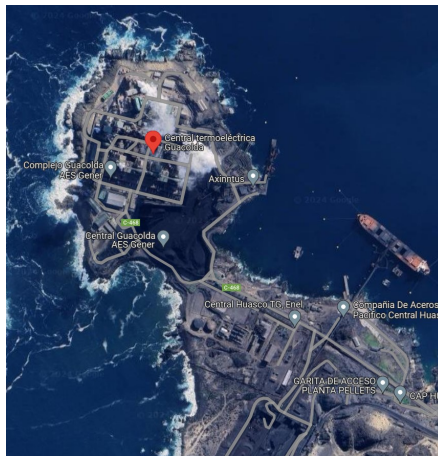


Figura 4.2: Ubicación e infraestructura de la central Guacolda. Fuente: Google Earth.

A continuación en la Tabla 4.3 se muestra el detalle de las unidades de la central:

Tabla 4.3: Información de las unidades de la central Guacolda [118].

Unidad	Estatus	Combustible	Capacidad [MW]	Año de inicio
1	Operando	Carbón bituminoso	152	1995
2	Operando	Carbón bituminoso	152	1996
3	Operando	Carbón bituminoso	152	2009
4	Operando	Carbón bituminoso	152	2010
5	Operando	Carbón bituminoso	152	2015

En la Figura 4.3 se muestra una unidad de generación de la central, la central genera emisiones de NO_x, material particulado y SO₂. Para controlar y manejar estas emisiones, la central está equipada con un sistema SCR en las unidades 1, 4 y 5 para las emisiones de NO_x. Para controlar las emisiones de material particulado, la central utiliza filtros de mangas con un 99 % de eficiencia en las unidades 1, 2 y 4, así como precipitadores electrostáticos con un 95 % de eficiencia en las unidades 3 y 5. En cuanto a las emisiones de SO₂, la central cuenta con un sistema FDG seco instalado en las unidades 1, 2 y 4, mientras que las unidades 3 y 5 están equipadas con FDG húmedo. Los sistemas FDG cuentan con un 97 % de eficiencia en la captura de SO₂.



Figura 4.3: Unidad de generación a carbón de la central Guacolda.

La economía de Huasco se sustenta en dos pilares industriales: la central termoeléctrica Guacolda y CMP. En el caso de la central Guacolda, esta representa una fuente significativa de empleo en la región. Se estima que alrededor de 600 personas trabajan como contratados y colaboradores dentro de sus instalaciones. Este número no solo refleja la importancia de la central como generadora de energía, sino también su impacto en la dinámica laboral y socioeconómica de la comunidad huasquina.

El desarrollo de la ciudad de Huasco se ve impulsado por la presencia de estas industrias,

lo que ha generado un crecimiento significativo en el sector de servicios, especialmente en hostelería y restaurantes. La demanda de servicios de alojamiento y alimentación ha aumentado para satisfacer las necesidades de los trabajadores y visitantes relacionados con la actividad industrial.

Es por lo anterior que el cierre de la central impactaría directamente a la población de Huasco. Por ello, se consideran opciones de reconversión para mantener la central en operación. Además, la última unidad que se muestra en la Tabla 4.3 fue instalada en 2015, es decir, cuatro años antes de la implementación del plan de descarbonización.

4.6. Método AHP aplicado

4.6.1. Matriz de comparación entre criterios

La matriz de comparación entre criterios seguirá la estructura presentada en la Tabla 4.4. Se añadirá una fila de sumatorias a la matriz para cada columna, que servirá para su normalización.

Tabla 4.4: Matriz de comparación entre criterios.

	Criterio 1	Criterio 2	Criterio 3	Criterio 4	Criterio 5	Criterio 6	Criterio 7
Criterio 1	a_{11}	a_{12}	a_{13}	a_{14}	a_{15}	a_{16}	a_{17}
Criterio 2	a_{21}	a_{22}	a_{23}	a_{24}	a_{25}	a_{26}	a_{27}
Criterio 3	a_{31}	a_{32}	a_{33}	a_{34}	a_{35}	a_{36}	a_{37}
Criterio 4	a_{41}	a_{42}	a_{43}	a_{44}	a_{45}	a_{46}	a_{47}
Criterio 5	a_{51}	a_{52}	a_{53}	a_{54}	a_{55}	a_{56}	a_{57}
Criterio 6	a_{61}	a_{62}	a_{63}	a_{64}	a_{65}	a_{66}	a_{67}
Criterio 7	a_{71}	a_{72}	a_{73}	a_{74}	a_{75}	a_{76}	a_{77}
SUMA	$\sum_{i=1}^7 a_{i1}$	$\sum_{i=1}^7 a_{i2}$	$\sum_{i=1}^7 a_{i3}$	$\sum_{i=1}^7 a_{i4}$	$\sum_{i=1}^7 a_{i5}$	$\sum_{i=1}^7 a_{i6}$	$\sum_{i=1}^7 a_{i7}$

Es importante que la matriz presentada en 4.4 cumpla con las reglas de reciprocidad, homogeneidad y consistencia. La reciprocidad se expresa en que los elementos sobre la diagonal son inversos a los elementos bajo la diagonal. La homogeneidad se observa en la diagonal de la matriz y en aquellos elementos i y j que posean igual importancia. La consistencia debe ser obtenida a partir de la ecuación (2.6).

4.6.2. Matriz de comparación entre alternativas

Las matrices de comparación entre alternativas seguirán la estructura presentada en la Tabla 4.5. De manera similar a la matriz presentada en la Tabla 4.4, se añadirá una fila para calcular la sumatoria de cada columna, la cual se utilizará posteriormente para obtener la matriz normalizada.

Tabla 4.5: Matriz de comparación entre alternativas.

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
Alternativa 1	a_{11}	a_{12}	a_{13}	a_{14}	a_{15}
Alternativa 2	a_{21}	a_{22}	a_{23}	a_{24}	a_{25}
Alternativa 3	a_{31}	a_{32}	a_{33}	a_{34}	a_{35}
Alternativa 4	a_{41}	a_{42}	a_{43}	a_{44}	a_{45}
Alternativa 5	a_{51}	a_{52}	a_{53}	a_{54}	a_{55}
SUMA	$\sum_{i=1}^7 a_{i1}$	$\sum_{i=1}^7 a_{i2}$	$\sum_{i=1}^7 a_{i3}$	$\sum_{i=1}^7 a_{i4}$	$\sum_{i=1}^7 a_{i5}$

Análogo a lo descrito para la Tabla 4.4, dada la cantidad de criterios, se obtendrán siete matrices de comparación entre alternativas, las cuales deben cumplir con las reglas de reciprocidad, homogeneidad y consistencia.

Capítulo 5

Resultados y Discusión

5.1. Resultados de la aplicación de la propuesta metodológica a la central Guacolda

5.1.1. Matriz de comparación entre criterios

Utilizando los siete criterios escogidos, se construye la matriz de comparación entre ellos, que se muestra en la Tabla 5.1, con el objetivo de obtener el vector ponderador de la importancia de cada criterio.

Tabla 5.1: Matriz de comparación entre criterios.

	Disponibilidad recurso	LCOE [US\$/MWh]	Reutilización activos	CAPEX [US\$/kW]	Costo mto. anual (% valor de inversión)	Madurez tecnología	Vida útil [Años]
Disponibilidad recurso	1	3	5	5	7	9	9
LCOE [US\$/MWh]	1/3	1	3	3	5	7	7
Reutilización activos	1/5	1/3	1	1	3	5	5
CAPEX [US\$/kW]	1/5	1/3	1	1	3	5	5
Costo mto. anual (% valor de inversión)	1/7	1/5	1/3	1/3	1	3	3
Madurez tecnología	1/9	1/7	1/5	1/5	1/3	1	1
Vida útil [Años]	1/9	1/7	1/5	1/5	1/3	1	1
SUMA	2,098	5,152	10,733	10,733	19,667	31	31

A partir de la Tabla 5.1 se obtiene la matriz normalizada que se muestra en la ecuación (5.1), con la matriz normalizada se calculará el vector propio obtenido en la ecuación (5.2), que indica la ponderación de cada criterio.

El vector ponderador obtenido en (5.2) muestra que se cumple la importancia de los criterios definida en la propuesta metodológica, donde el criterio de disponibilidad del recurso ocupa el primer lugar y los criterios de madurez tecnológica y vida útil ocupan el quinto lugar.

$$M_c = \begin{pmatrix} 0,477 & 0,582 & 0,466 & 0,466 & 0,356 & 0,290 & 0,290 \\ 0,159 & 0,194 & 0,280 & 0,280 & 0,254 & 0,226 & 0,226 \\ 0,095 & 0,065 & 0,093 & 0,093 & 0,153 & 0,161 & 0,161 \\ 0,095 & 0,065 & 0,093 & 0,093 & 0,153 & 0,161 & 0,161 \\ 0,068 & 0,039 & 0,031 & 0,031 & 0,051 & 0,097 & 0,097 \\ 0,053 & 0,028 & 0,019 & 0,019 & 0,017 & 0,032 & 0,032 \\ 0,053 & 0,028 & 0,019 & 0,019 & 0,017 & 0,032 & 0,032 \end{pmatrix} \quad (5.1)$$

$$V_p = \begin{pmatrix} 0,418 \\ 0,231 \\ 0,117 \\ 0,117 \\ 0,059 \\ 0,028 \\ 0,028 \end{pmatrix} \quad (5.2)$$

Aplicando la ecuación (2.5) con w el vector ponderador obtenido en la ecuación (5.2) y A la matriz de la Tabla 5.1 se obtiene el vector de λ que se muestra en la ecuación (5.3). Sacando el promedio del vector V_λ se obtiene que $\lambda_{max} = 7,317$.

$$V_\lambda = \begin{pmatrix} 7,679 \\ 7,653 \\ 7,306 \\ 7,306 \\ 7,013 \\ 7,129 \\ 7,129 \end{pmatrix} \quad (5.3)$$

5.1.2. Matrices de comparación entre alternativas

5.1.2.1. Criterio: Disponibilidad del recurso

En el caso de la central Guacolda, esta cuenta con acceso al puerto de Huasco, lo que hace posibles alternativas como el blending con hidrógeno, la co-combustión con amoníaco y el uso de sales térmicas que pueden ser transportadas de puerto a puerto.

Utilizando la Tabla 4.2, se deduce que la exportación de hidrógeno, amoníaco y sales térmicas puede realizarse desde el puerto de Antofagasta que sería el más cercano a Huasco.

Se establece un orden en relación con la disponibilidad del recurso según la ubicación de la Central Guacolda y cada recurso, siendo de mayor a menor cercanía:

1. **Baterías de Carnot y co-combustión con amoníaco:** Ambas alternativas están en el primer nivel. El transporte de sales térmicas y amoníaco es posible mediante vía marítima entre los puertos de Antofagasta y Huasco.

2. **Blending con hidrógeno:** Esta alternativa se ubica en el segundo nivel, considerando el transporte de 20 % hidrógeno mediante vía marítima entre los puertos de Antofagasta y Huasco, y el transporte de 80 % gas natural proveniente de la región de Antofagasta.
3. **Gas natural:** Esta alternativa se ubica en el tercer nivel, considerando el transporte del gas natural desde la región de Antofagasta.
4. **Biomasa:** Esta alternativa se ubica en el último nivel, ya que la ubicación del recurso se encuentra al sur del país, mientras las otras alternativas están ubicadas al norte del país.

Se debe notar que la diferencia de la disponibilidad del recurso de biomasa con las otras alternativas es mucho mayor que entre las demás. Por lo tanto, si la alternativa de baterías de Carnot o co-combustión de amoníaco es 5 veces mejor que la de gas natural, lo mismo al comparar las alternativas anteriores (baterías de Carnot y amoníaco) con la biomasa serán 9 veces mejor.

Dado lo anterior, se construye la matriz de comparación entre alternativas para el criterio de disponibilidad del recurso, como se muestra en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: Matriz de comparación entre alternativas para el criterio de disponibilidad del recurso.

Criterio: Disponibilidad del recurso	Biomasa	Gas natural	Batería de Carnot	Blending H_2	Co-combustión de NH_3
Biomasa	1	1/5	1/9	1/7	1/9
Gas natural	5	1	1/5	1/3	1/5
Batería de Carnot	9	5	1	3	1
Blending H_2	7	3	1/3	1	1/3
Co-combustión de NH_3	9	5	1	3	1
SUMA	31	14,2	2,644	7,476	2,644

A partir de la Tabla 5.2 se obtiene la matriz normalizada que se muestra en la ecuación (5.4), con la matriz normalizada se calcula el vector propio (5.5) para el criterio de disponibilidad del recurso.

$$M_{a1} = \begin{pmatrix} 0,032 & 0,014 & 0,042 & 0,019 & 0,042 \\ 0,161 & 0,070 & 0,076 & 0,045 & 0,076 \\ 0,290 & 0,352 & 0,378 & 0,401 & 0,378 \\ 0,226 & 0,211 & 0,126 & 0,134 & 0,126 \\ 0,290 & 0,352 & 0,378 & 0,401 & 0,378 \end{pmatrix} \quad (5.4)$$

$$V_1 = \begin{pmatrix} 0,030 \\ 0,086 \\ 0,360 \\ 0,165 \\ 0,360 \end{pmatrix} \quad (5.5)$$

El vector (5.5) representa una numeralización del orden establecido para la disponibilidad del recurso el cual será utilizado en la ecuación (2.5) junto con la matriz de la Tabla 5.2 para obtener el vector λ que se muestra en la ecuación (5.6). Al sacar el promedio del vector V_λ , se obtiene que $\lambda_{max} = 5,202$.

$$V_\lambda = \begin{pmatrix} 5,034 \\ 5,074 \\ 5,307 \\ 5,288 \\ 5,307 \end{pmatrix} \quad (5.6)$$

5.1.2.2. Criterio: LCOE

Mientras menor sea el LCOE, más atractiva es la alternativa, estableciéndose así el siguiente orden de menor a mayor LCOE:

1. **Biomasa**
2. **Baterías de Carnot**
3. **Gas natural y co-combustión con amoníaco**
4. **Blending con hidrógeno**

La matriz de comparación entre alternativas para el criterio LCOE se muestra en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3: Matriz de comparación entre alternativas para el criterio de LCOE.

Criterio: LCOE	Biomasa	Gas natural	Batería de Carnot	Blending H_2	Co-combustión de NH_3
Biomasa	1	5	3	9	5
Gas natural	1/5	1	1/3	5	1
Batería de Carnot	1/3	3	1	7	3
Blending H_2	1/9	1/5	1/7	1	1/5
Co-combustión de NH_3	1/5	1	1/3	5	1
SUMA	1,844	10,2	4,81	27	10,2

A partir de la Tabla 5.3 se obtiene su matriz normalizada en la ecuación (5.7) con el cual se obtiene el vector propio (5.8) para el criterio de LCOE.

$$M_{a2} = \begin{pmatrix} 0,542 & 0,490 & 0,624 & 0,333 & 0,490 \\ 0,108 & 0,098 & 0,069 & 0,185 & 0,098 \\ 0,181 & 0,294 & 0,208 & 0,259 & 0,294 \\ 0,060 & 0,020 & 0,030 & 0,037 & 0,020 \\ 0,108 & 0,098 & 0,069 & 0,185 & 0,098 \end{pmatrix} \quad (5.7)$$

$$V_2 = \begin{pmatrix} 0,496 \\ 0,112 \\ 0,247 \\ 0,033 \\ 0,112 \end{pmatrix} \quad (5.8)$$

El vector 5.8 representa una numeralización del orden establecido para el criterio de LCOE el cual será utilizado en la ecuación (2.5) junto con la matriz de la Tabla 5.3 para obtener el vector λ que se muestra en la ecuación (5.9). Al sacar el promedio del vector V_λ , se obtiene que $\lambda_{max} = 5,193$.

$$V_\lambda = \begin{pmatrix} 5,353 \\ 5,111 \\ 5,323 \\ 5,066 \\ 5,111 \end{pmatrix} \quad (5.9)$$

5.1.2.3. Criterio: Reutilización de Activos

Para evaluar la reutilización de activos se establece que la caldera, la turbina y el generador sean los componentes más importantes. Por lo tanto:

1. Si la alternativa A_i posee un elemento que A_j no tiene, en la comparación entre estas alternativas, A_i tiene una valoración de 3 por sobre A_j .
2. Si la alternativa A_i posee dos elementos que A_j no tiene, en la comparación entre estas alternativas, A_i tiene una valoración de 5 por sobre A_j .
3. Si la alternativa A_i posee tres elementos que A_j no tiene, en la comparación entre estas alternativas, A_i tiene una valoración de 5 por sobre A_j .

La matriz de comparación entre alternativas para el criterio reutilización de activos se muestra en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4: Matriz de comparación entre alternativas para el criterio de reutilización de activos.

Criterio: Reutilización de activos	Biomasa	Gas natural	Batería de Carnot	Blending H_2	Co-combustión de NH_3
Biomasa	1	1	3	7	3
Gas natural	1	1	3	7	3
Batería de Carnot	1/3	1/3	1	5	1/3
Blending H_2	1/7	1/7	1/5	1	1/7
Co-combustión de NH_3	1/3	1/3	3	7	1
SUMA	2,81	2,81	10,2	27	7,476

A partir de la Tabla 5.4 se obtiene su matriz normalizada en la ecuación (5.10) con el cual se obtiene el vector propio (5.11) para el criterio de reutilización de activos.

$$M_{a3} = \begin{pmatrix} 0,356 & 0,356 & 0,294 & 0,259 & 0,401 \\ 0,356 & 0,356 & 0,294 & 0,259 & 0,401 \\ 0,119 & 0,119 & 0,098 & 0,185 & 0,045 \\ 0,051 & 0,051 & 0,020 & 0,037 & 0,019 \\ 0,119 & 0,119 & 0,294 & 0,259 & 0,134 \end{pmatrix} \quad (5.10)$$

$$V_3 = \begin{pmatrix} 0,333 \\ 0,333 \\ 0,113 \\ 0,035 \\ 0,185 \end{pmatrix} \quad (5.11)$$

El vector (5.11) representa una numeralización del orden establecido para el criterio de reutilización de activos el cual será utilizado en la ecuación (2.5) junto con la matriz de la Tabla 5.4 para obtener el vector λ que se muestra en la ecuación (5.12). Al sacar el promedio del vector V_λ , se obtiene que $\lambda_{max} = 5,276$.

$$V_\lambda = \begin{pmatrix} 5,427 \\ 5,427 \\ 5,081 \\ 5,064 \\ 5,379 \end{pmatrix} \quad (5.12)$$

5.1.2.4. Criterio: CAPEX

Mientras menor sea el CAPEX, más atractiva es la alternativa, estableciéndose así el siguiente orden de menor a mayor CAPEX:

1. Gas natural
2. Batería de Carnot

3. Biomasa y co-combustión de amoniaco

4. Blending de hidrógeno

Se debe notar que la mayor diferencia de CAPEX es entre la alternativa de gas natural con una inversión para la reconversión de 231 [USD/kW] y el blending con hidrógeno con una inversión de 1300 [USD/kW], por lo que se asociará que la alternativa de gas natural es 9 veces mejor que la del blending con hidrógeno.

La matriz de comparación entre alternativas para el criterio CAPEX se muestra en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5: Matriz de comparación entre alternativas para el criterio de CAPEX.

Criterio: CAPEX	Biomasa	Gas natural	Batería de Carnot	Blending H_2	Co-combustión de NH_3
Biomasa	1	1/7	1/5	3	1
Gas natural	7	1	3	9	7
Batería de Carnot	5	1/3	1	7	5
Blending H_2	1/3	1/9	1/7	1	1/3
Co-combustión de NH_3	1	1/7	1/5	3	1
SUMA	14,333	1,730	4,543	23	14,333

A partir de la Tabla 5.5 se obtiene su matriz normalizada en la ecuación (5.13) con el cual se obtiene el vector propio (5.14) para el criterio de CAPEX.

$$M_{a4} = \begin{pmatrix} 0,070 & 0,083 & 0,044 & 0,130 & 0,070 \\ 0,488 & 0,578 & 0,660 & 0,391 & 0,488 \\ 0,349 & 0,193 & 0,220 & 0,304 & 0,349 \\ 0,023 & 0,064 & 0,031 & 0,043 & 0,023 \\ 0,070 & 0,083 & 0,044 & 0,130 & 0,070 \end{pmatrix} \quad (5.13)$$

$$V_4 = \begin{pmatrix} 0,079 \\ 0,521 \\ 0,283 \\ 0,037 \\ 0,079 \end{pmatrix} \quad (5.14)$$

El vector (5.14) representa una numeralización del orden establecido para el criterio CAPEX el cual será utilizado en la ecuación (2.5) junto con la matriz de la Tabla 5.5 para obtener el vector λ que se muestra en la ecuación (5.15). Al sacar el promedio del vector V_λ , se obtiene que $\lambda_{max} = 5,184$.

$$V_{\lambda} = \begin{pmatrix} 5,057 \\ 5,400 \\ 5,336 \\ 5,073 \\ 5,057 \end{pmatrix} \quad (5.15)$$

5.1.2.5. Criterio: Costo de mantenimiento

Para realizar las comparaciones entre alternativas, se considera que el costo de mantenimiento en las alternativas de reconversión a biomasa y gas natural de la Tabla 4.1 será el valor mayor del rango que presentan.

Por lo tanto a menor porcentaje de costo de mantenimiento, más atractiva es la alternativa, estableciéndose así el siguiente orden de menor a mayor:

1. **Biomasa, blending con hidrógeno**
2. **Gas natural, baterías de Carnot**
3. **Co-combustión con amoníaco**

La matriz de comparación entre alternativas para el criterio costos de mantenimiento se muestra en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6: Matriz de comparación entre alternativas para el criterio de costos de mantenimiento.

Criterio: Costo de mantenimiento	Biomasa	Gas natural	Batería de Carnot	Blending H_2	Co-combustión de NH_3
Biomasa	1	3	3	1	7
Gas natural	1/3	1	1	1/3	5
Batería de Carnot	1/3	1	1	1/3	5
Blending H_2	1	3	3	1	7
Co-combustión de NH_3	1/7	1/5	1/5	1/7	1
SUMA	2,81	8,2	8,2	2,81	25

A partir de la Tabla 5.6 se obtiene su matriz normalizada en la ecuación (5.16) con el cual se obtiene el vector propio 5.17 para el criterio de costos de mantenimiento.

$$M_{a5} = \begin{pmatrix} 0,356 & 0,366 & 0,366 & 0,356 & 0,280 \\ 0,119 & 0,122 & 0,122 & 0,119 & 0,200 \\ 0,119 & 0,122 & 0,122 & 0,119 & 0,200 \\ 0,356 & 0,366 & 0,366 & 0,356 & 0,280 \\ 0,051 & 0,024 & 0,024 & 0,051 & 0,040 \end{pmatrix} \quad (5.16)$$

$$V_5 = \begin{pmatrix} 0,345 \\ 0,136 \\ 0,136 \\ 0,345 \\ 0,038 \end{pmatrix} \quad (5.17)$$

El vector (5.17) representa una numeralización del orden establecido para el criterio de costos de mantención el cual será utilizado en la ecuación (2.5) junto con la matriz de la Tabla 5.6 para obtener el vector λ que se muestra en la ecuación (5.18). Al sacar el promedio del vector V_λ , se obtiene que $\lambda_{max} = 5,095$.

$$V_\lambda = \begin{pmatrix} 5,145 \\ 5,085 \\ 5,085 \\ 5,145 \\ 5,016 \end{pmatrix} \quad (5.18)$$

5.1.2.6. Criterio: Madurez tecnológica

Al existir sólo 2 opciones de madurez tecnológica se utilizará el valor de 9 cuando una alternativa sea madura y la otra no. De esta manera la matriz de comparación entre alternativas para el criterio de madurez tecnológica se muestra en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7: Matriz de comparación entre alternativas para el criterio de madurez tecnológica.

Criterio: Madurez tecnológica	Biomasa	Gas natural	Batería de Carnot	Blending H_2	Co-combustión de NH_3
Biomasa	1	1	9	9	9
Gas natural	1	1	9	9	9
Batería de Carnot	1/9	1/9	1	1	1
Blending H_2	1/9	1/9	1	1	1
Co-combustión de NH_3	1/9	1/9	1	1	1
SUMA	2,33	2,33	21	21	21

A partir de la Tabla 5.7 se obtiene su matriz normalizada en la ecuación (5.19) con el cual se obtiene el vector propio (5.20) para el criterio de madurez de tecnología.

$$M_{a6} = \begin{pmatrix} 0,429 & 0,429 & 0,429 & 0,429 & 0,429 \\ 0,429 & 0,429 & 0,429 & 0,429 & 0,429 \\ 0,048 & 0,048 & 0,048 & 0,048 & 0,048 \\ 0,048 & 0,048 & 0,048 & 0,048 & 0,048 \\ 0,048 & 0,048 & 0,048 & 0,048 & 0,048 \end{pmatrix} \quad (5.19)$$

$$V_6 = \begin{pmatrix} 0,429 \\ 0,429 \\ 0,048 \\ 0,048 \\ 0,048 \end{pmatrix} \quad (5.20)$$

El vector (5.20) representa una numeralización del orden establecido para el criterio de madurez tecnológica el cual será utilizado en la ecuación (2.5) junto con la matriz de la Tabla 5.7 para obtener el vector λ que se muestra en la ecuación (5.21). Al sacar el promedio del vector V_λ , se obtiene que $\lambda_{max} = 5$.

$$V_\lambda = \begin{pmatrix} 5,000 \\ 5,000 \\ 5,000 \\ 5,000 \\ 5,000 \end{pmatrix} \quad (5.21)$$

5.1.2.7. Criterio: Vida útil

Para comparar las alternativas, se utilizará el promedio de los rangos de vida útil y se ordenarán de mayor a menor cantidad de años, quedando el orden de esta manera:

1. **Co-combustión de amoníaco:** Vida útil promedio de 37,5 años.
2. **Gas natural y blending con hidrógeno:** Vida útil promedio de 35 años.
3. **Baterías de Carnot:** Vida útil promedio de 25 años.
4. **Biomasa:** Vida útil promedio de 22,5 años.

La matriz de comparación entre alternativas para el criterio de madurez tecnológica se muestra en la Tabla 5.8.

Tabla 5.8: Matriz de comparación entre alternativas para el criterio de vida útil.

Criterio: Vida útil	Biomasa	Gas natural	Batería de Carnot	Blending H_2	Co-combustión de NH_3
Biomasa	1	1/5	1/3	1/5	1/7
Gas natural	5	1	3	1	1/3
Batería de Carnot	3	1/3	1	1/3	1/5
Blending H_2	5	1	3	1	1/3
Co-combustión de NH_3	7	3	5	3	1
SUMA	21	5,53	12,33	5,53	2,01

A partir de la Tabla 5.8 se obtiene su matriz normalizada en la ecuación (5.22) con el cual se obtiene el vector propio (5.23) para el criterio de vida útil.

$$M_{a7} = \begin{pmatrix} 0,048 & 0,036 & 0,027 & 0,036 & 0,071 \\ 0,238 & 0,181 & 0,243 & 0,181 & 0,166 \\ 0,143 & 0,060 & 0,081 & 0,060 & 0,100 \\ 0,238 & 0,181 & 0,243 & 0,181 & 0,166 \\ 0,333 & 0,542 & 0,405 & 0,542 & 0,498 \end{pmatrix} \quad (5.22)$$

$$V_7 = \begin{pmatrix} 0,044 \\ 0,202 \\ 0,089 \\ 0,202 \\ 0,464 \end{pmatrix} \quad (5.23)$$

El vector (5.23) representa una numeralización del orden establecido para el criterio de vida útil el cual será utilizado en la ecuación (2.5) junto con la matriz de la Tabla 5.8 para obtener el vector λ que se muestra en la ecuación (5.24). Al sacar el promedio del vector V_λ , se obtiene que $\lambda_{max} = 5,128$.

$$V_\lambda = \begin{pmatrix} 5,045 \\ 5,380 \\ 5,019 \\ 5,234 \\ 5,380 \end{pmatrix} \quad (5.24)$$

5.1.3. Vector columna final

A partir de los vectores propios obtenidos en las ecuaciones (5.5),(5.8), (5.11), (5.14), (5.17), (5.20) y (5.23), se construye la matriz de ponderaciones, donde cada vector propio constituye una columna de dicha matriz y esta se multiplica con el vector de la ecuación (5.2) para obtener el vector final que se muestra en la ecuación (5.25).

$$V_r = \begin{pmatrix} 0,030 & 0,496 & 0,333 & 0,079 & 0,345 & 0,429 & 0,044 \\ 0,086 & 0,112 & 0,333 & 0,521 & 0,136 & 0,429 & 0,202 \\ 0,360 & 0,247 & 0,113 & 0,283 & 0,136 & 0,048 & 0,089 \\ 0,165 & 0,033 & 0,035 & 0,037 & 0,345 & 0,048 & 0,202 \\ 0,360 & 0,112 & 0,185 & 0,079 & 0,038 & 0,048 & 0,464 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 0,418 \\ 0,231 \\ 0,117 \\ 0,117 \\ 0,059 \\ 0,028 \\ 0,028 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,209 \\ 0,188 \\ 0,266 \\ 0,112 \\ 0,224 \end{pmatrix} \quad (5.25)$$

En la ecuación (5.25) se obtiene el el vector V_r con el siguiente ranking de propuestas de reconversión:

1. **Reconversión a baterías de Carnot**
2. **Co-combustión con NH₃**
3. **Combustión a biomasa**

4. Combustión a gas natural

5. Blending con H₂

Respecto al ranking de alternativas obtenido en la ecuación (5.25), la primera posición corresponde a la reconversión a baterías de Carnot con un valor de 0,266. Esto puede estar relacionado con el hecho de que esta alternativa destacó por sobre otras en el criterio de disponibilidad del recurso, ya que las sales necesarias pueden ser obtenidas del desierto de Atacama y transportada por los puertos del norte del país.

La central Guacolda descartó la alternativa de las baterías de Carnot debido a que la cantidad de sales necesarias para mantener la capacidad instalada implicaba una disminución en la eficiencia. Sin embargo, se está considerando para un terreno adyacente a la central, donde anteriormente se ubicaba la central diésel.

Es interesante notar que en la Tabla 2.7 se mostraba que la central Angamos ubicada en Mejillones también sigue el proceso de reconversión a baterías de Carnot para replicar la capacidad instalada de 558 [MW] valor cercano a los 760 [MW] de Guacolda, esta coincidencia valida el primer lugar obtenido, ya que sería una central de características similares.

La segunda posición en el ranking obtenido con la ecuación (5.25) corresponde a la alternativa de co-combustión con NH₃ con un valor de 0,224. Esta alternativa destaca en los criterios de disponibilidad del recurso ya que el acceso al puerto de la central Guacolda facilita el transporte de amoníaco por vía marítima y destaca también en el criterio de vida útil.

La central Guacolda confirmó que, a través de la colaboración con Mitsubishi, están avanzando con esta alternativa de reconversión. Mitsubishi está compitiendo tecnológicamente con otros fabricantes, como IHI, para reconvertir sus calderas de combustión de carbón en calderas capaces de quemar un porcentaje de amoníaco en reemplazo del carbón.

La tercera posición en el ranking obtenido con la ecuación (5.25) corresponde a la alternativa de reconversión a biomasa con un valor de 0,209. Esta alternativa destaca en los criterios de LCOE, reutilización de activos y madurez tecnológica. La relación entre madurez tecnológica y LCOE se debe a que, al ser una tecnología más madura, el LCOE tiende a disminuir debido al menor riesgo asociado. La biomasa ha sido probada y mejorada, lo que resulta en menores costos de operación y mantenimiento, y no hay costos asociados a incertidumbres tecnológicas. Una tecnología madura implica que ha sido implementada a gran escala, lo que contribuye a reducir el LCOE, así como los costos de desarrollo e implementación.

Para la empresa Guacolda, esta alternativa debió ser descartada debido a que la biomasa debe ser transportada desde regiones del sur del país, y no se puede garantizar que este transporte sea completamente libre de emisiones.

La Tabla 2.7 muestra que las centrales térmicas Andina y Hornitos están en proceso de reconversión a biomasa. Por lo tanto, a pesar de que la central esté ubicada en Mejillones, no es sorprendente que también se considere la biomasa en esta región. Aunque hay que notar que la capacidad instalada de esta central es 354 [MW] y Guacolda el doble de esa capacidad.

La cuarta posición en el ranking obtenido con la ecuación (5.25) corresponde a la alternativa de reconversión a gas natural con un valor de 0,188. Esta alternativa destaca en el criterio de reutilización de activos, CAPEX de la reconversión y madurez tecnológica.

La última posición en el ranking obtenido con la ecuación (5.25) corresponde a la alternativa de blending de H_2 con un valor de 0,112. Esta alternativa destaca en los criterios de disponibilidad del recurso y costos de mantenimiento, ya que el acceso al puerto de la central Guacolda facilita el transporte de tanques de hidrógeno por vía marítima.

Respecto a la reconversión a gas natural, la empresa Guacolda descartó esta alternativa debido a los elevados costos de reconversión de la caldera. Por consiguiente, también se descarta la reconversión a blending de H_2 , ya que esta implica primero la reconversión de la central a gas natural y luego hacer las modificaciones necesarias para combustionar la mezcla de hidrógeno y gas natural.

La Tabla 2.7 muestra que la central térmica IEM está en proceso de reconversión a gas natural, probablemente debido a la presencia de gasoductos en la zona. En contraste, la central Guacolda considera la reconversión a gas natural en cuarto lugar, principalmente porque en Huasco no hay gasoductos disponibles directamente.

La metodología se valida principalmente por los siguientes puntos:

- El primer lugar del ranking toma sentido al ser comparado con la central Angamos ubicada en Mejillones que posee una capacidad instalada de 558 [MW] y la reconversión con baterías de Carnot busca mantener esa capacidad. El valor de la capacidad es cercano a la capacidad instalada de Guacolda.
- El segundo lugar del ranking coincide con ser la opción escogida por la central Guacolda debido a una colaboración con la empresa Mitsubishi que es el fabricante de las turbinas y calderas de la central. Actualmente Mitsubishi se encuentra realizando pruebas en calderas combustionando mezclas de carbón pulverizado con amoníaco para luego implementarlo en Guacolda.

Los resultados obtenidos son totalmente dependientes de las variables que se establezcan al usar el método AHP, ya que al agregar/quitar criterios o alternativas los resultados del ranking obtenido variarán. Lo mismo pasará si se modifica la importancia que se le da a un criterio por sobre otro. Dado lo anterior la metodología propuesta tiene la característica de ser adaptable.

5.1.4. Consistencia de las matrices

Para comprobar que las matrices no presenten datos incoherentes a partir de las ecuaciones (2.4) y (2.6) se calculan los valores de CI y CR. En la Tabla 5.9 se muestran los valores obtenidos y se corrobora que no existen errores en los datos ingresados.

Tabla 5.9: Valores obtenidos de CI y CR para las matrices.

Matriz	CI	CR [%]	Máximo CR [%]
Entre criterios	0,053	4	10
Disponibilidad del recurso	0,050	4,5	
LCOE	0,048	4,3	
Reutilización de activos	0,069	6,2	
CAPEX	0,046	4,1	
Costo mantenimiento	0,024	2,1	
Madurez tecnológica	0	0	
Vida útil	0,032	2,9	

Capítulo 6

Conclusiones

El trabajo de título presentado logra cumplir con el objetivo general que es implementar una propuesta metodológica de las diversas alternativas de reconversión con el propósito de aprovechar la infraestructura de las centrales térmicas con otra tecnología menos contaminante. También se cumplen los objetivos específicos planteados.

El primer objetivo específico era realizar un análisis comparativo entre las distintas tecnologías existentes para la reconversión de centrales térmicas. Este análisis incluyó el estudio de las características de madurez tecnológica, el efecto en las emisiones de GEI y la eficiencia, así como los componentes reutilizables de la central a carbón y los nuevos componentes necesarios.

El segundo objetivo específico era desarrollar una propuesta metodológica para la reconversión. Para esto, se estudiaron varios métodos de toma de decisión, escogiendo el método AHP para clasificar las alternativas. Esta propuesta analiza opciones de reconversión que contribuyen a la reducción de emisiones contaminantes aplicables en Chile y de esta manera transitar a una matriz energética con menos emisiones de gases de efecto invernadero.

El tercer objetivo específico era validar la metodología de reconversión con un caso de estudio. Este fue validado exitosamente gracias a que se aplicó la metodología propuesta en la central Guacolda, aprovechando la información detallada obtenida durante una visita técnica previa a esta central.

La propuesta metodológica de reconversión de centrales proporciona una guía para este proceso. La matriz de reconversión permite la adaptación de sus variables y criterios a las necesidades específicas de cada proyecto. La flexibilidad de la matriz de reconversión asegura que las opiniones y requerimientos de cada empresa sean considerados y reflejados adecuadamente en la valorización de los criterios. Por ejemplo, se podrían incluir criterios sobre cómo afecta la reconversión a la eficiencia de la central, así como un criterio que relacione la tecnología de reconversión con la opinión de la comunidad que vive cerca de estas centrales, la valorización de la central en función de los empleos que generará, entre otros aspectos que pueden incluirse en la metodología propuesta.

Para la propuesta metodológica, se evaluaron las alternativas de reconversión a biomasa, gas natural, baterías de Carnot, co-combustión con amoníaco y blending con hidrógeno. Este

análisis se realizó bajo criterios clave como disponibilidad del recurso, LCOE, reutilización de activos, CAPEX, costo de mantenimiento, madurez tecnológica y vida útil, utilizando el caso de la Central Guacolda como referencia.

Para la Central Guacolda, el análisis de la metodología reveló que las tres mejores alternativas son baterías de Carnot, co-combustión con amoníaco y biomasa. Inicialmente, la central evaluó diversas alternativas de reconversión, incluyendo el uso de biomasa, gas natural, co-combustión con amoníaco y sales fundidas. Después de descartar algunas opciones basadas en diferentes criterios, y bajo la dirección de la empresa Mitsubishi, se optó por la co-combustión con amoníaco como la alternativa preferida, dejando la opción de baterías de Carnot para ser evaluada en otra central perteneciente a Guacolda.

Además de las contribuciones mencionadas, esta investigación también aporta al proyecto “Estudio de factibilidad técnica-financiera y plan de ejecución para la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón mediante la utilización de combustibles menos contaminantes o alternativas renovables” del Centro de Energía. Este proyecto, iniciado en noviembre de 2023 y previsto para finalizar en noviembre de 2024, se desarrolla de manera paralela a esta investigación, pero ambos están conectados en varias temáticas. El trabajo de título se enfocó principalmente en validar la metodología utilizando el caso de la central Guacolda mientras que el proyecto del Centro de Energía abordará la evaluación de más centrales para el estudio de factibilidad.

Los principales hallazgos del trabajo de título fueron identificar y evaluar las distintas tecnologías de reconversión disponibles, como lo son la adaptación a gas natural, biomasa, energías renovables, sistemas de almacenamiento, blending con hidrógeno, co-combustión con amoníaco e incluso opciones de otras áreas como sería la opción de reconvertir a una desalinizadora.

El trabajo a futuro relacionado con este trabajo de título se enfoca principalmente en los siguientes aspectos:

- **Desarrollo tecnológico:** A medida que se desarrollen más las tecnologías de blending de hidrógeno y co-combustión con amoníaco, se obtendrán datos más exactos sobre los costos de inversión, operación y mantenimiento. Además, los precios de LCOE disminuirán, lo cual permitirá actualizar la propuesta metodológica.
- **Aplicación a centrales retiradas:** Aplicar la propuesta metodológica a la reconversión de centrales que fueron retiradas hace unos años, pero cuyo terreno sigue disponible para emplazar una nueva central. Incluyendo otras alternativas estudiadas.
- **Aplicación a otras tecnologías:** Utilizar la propuesta metodológica como referencia para futuras investigaciones y proyectos relacionados con la modernización de infraestructuras energéticas de centrales a gas natural y diésel.
- **Aplicación a otras industrias:** Adaptar la metodología desarrollada para ser aplicada en proyectos de reconversión de otras industrias, ampliando el alcance y utilidad.

Bibliografía

- [1] Global Energy Monitor, “Global Coal Plant Tracker Dashboard”. [En línea]. Disponible en: <https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/dashboard/>
- [2] Our World in Data, “Electricity Generation by Fuel Type”, basado en datos de Ember (2024) and Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2023). [En línea]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/grapher/electricity-coal?time=latest>.
- [3] Ember, “Global Electricity Review 2024”. [En línea]. Disponible en: <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2024/>
- [4] United Nations Climate Change. “¿Qué es el Acuerdo de París?”. [En línea]. Disponible en: <https://unfccc.int/es/most-requested/que-es-el-acuerdo-de-paris>
- [5] Pacto Mundial. “COP28: el inicio del fin de los combustibles fósiles”, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.pactomundial.org/noticia/cop28-el-inicio-del-fin-de-los-ombustibles-fosiles/>
- [6] Generadoras de Chile, “Reporte Anual 2022”, Santiago, Chile, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://generadoras.cl/media/page-files/2490/Reporte%20Anual%202022.pdf>.
- [7] Ministerio de Energía, “Plan de Descarbonización”. [En línea]. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/descarbonizacion_gestion_ambiental_28_sept.pdf
- [8] Larraín, S & Melej, G., “RETIRO DEL CARBÓN AL 2030 AVANCES Y TAREAS PENDIENTES EN EL CRONOGRAMA DE DESCARBONIZACIÓN EN CHILE”, Chile Sustentable, Julio 2023. [En línea] Disponible en: <https://www.chilesustentable.net/wp-content/uploads/2023/08/avances-de-descarbonizacion-web-1.pdf>
- [9] Peña, K., “Descarbonización: este lunes se concretó el retiro de las unidades 1 y 2 de central Norgener de AES Andes en medio de polémica”, Diario Financiero, 15 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.df.cl/empresas/energia/descabornizacion-este-lunes-se-concreto-retiro-de-centrales-norgener-1>.
- [10] Peña, K., “Engie informa de desconexión de dos unidades a carbón del Complejo Térmico de Mejillones para fines de 2025”, Diario Financiero, 15 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.df.cl/empresas/energia/engie-informa-desconexion-de-dos-unidades-a-carbon-del-complejo-termico>.
- [11] “Anunciamos la reconversión de nuestro Complejo Térmico de Tocopilla en una planta de almacenamiento de energía renovable”, Engie, 11 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://engie-energia.cl/anunciamos-la-reconversion-de-nuestro-complejo-termico-d-e-tocopilla-en-una-planta-de-almacenamiento-de-energia-renovable/>
- [12] “Guacolda Energía avanza con su proyecto de co-combustión de amoníaco verde”, Guacolda. [En línea]. Disponible en: <https://guacoldaenergia.cl/comunicados/>

- [13] M. Oleskiv. (2024, febrero 13). “History of the world’s first coal-fired power plant”. [En línea]. Disponible en: <https://londoname.com/en/eternal-2191-history-of-the-worlds-first-coal-fired-power-plant>
- [14] Sulzberger, C., “Thomas Edison’s 1882 Pearl Street Generating Station”, IEEE Global History Network, 2010. [En línea]. Disponible en: https://ethw.org/w/images/a/ae/Edison_and_Pearl_Street,_Text,_031410.pdf
- [15] R.H. Parsons. “*La turbina de vapor y otros inventos de Sir Charles Parsons, O.M.*”. Longmans Green and Company, 1943.
- [16] Fundación Futuro, “Línea de Tiempo-Energía”. [En línea]. Disponible en: <https://www.fundacionfuturo.cl/wp-content/uploads/2020/09/LT-Energia.pdf>
- [17] K. González, “Hidroeléctricas, termoeléctricas y energías renovables: la historia de las tecnologías que han iluminado a Chile”, *La Tercera*, Enero 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.latercera.com/laboratoriodecontenidos/noticia/hidroelectricas-termoelctricas-y-energias-renovables-la-historia-de-las-tecnologias-que-han-iluminado-a-chile/RD7SSSA4J5HKPG5L7V62QGHQTY/#>
- [18] Fundación Endesa, “Central térmica convencional”, [En línea]. Disponible en: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/centrales-electricas-convencionales/central-termica-convencional>
- [19] “Energía Térmica y Generación Termoeléctrica”, notas de clase de EL6026-1 Sistemas de Generación y Acumulación de la Energía, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Otoño 2023.
- [20] Enciclopedia de Energía, “Central eléctrica de carbón”, [En línea]. Disponible en: https://energyeducation.ca/Enciclopedia_de_Energia/index.php/Central_el%C3%A9ctrica_de_carb%C3%B3n
- [21] S. Dahiya y L. Myllyvirta, “Base de datos de puntos críticos de emisiones globales de SO₂”, Greenpeace, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.greenpeace.org/static/planet4-mexico-stateless/2019/08/ae5fe956-reporte-de-puntos-criticos-de-contaminacion-c3b3n-por-so2-2.pdf>
- [22] European Commission, “Óxidos de nitrógeno (NO_x)”. [En línea]. Disponible en: <https://ec.europa.eu/health/opinions/es/contaminacion-aire-interior/glosario/mno/oxidos-nitrogeno-nox-oxido-nitrico-no-dioxido-nitrogeno-no2.htm#:~:text=Las%20principales%20fuentes%20de%20NOx,tener%20consecuencias%20para%20la%20salud>
- [23] Enciclopedia de Energía, “Material Particulado”. [En línea]. Disponible en: https://energyeducation.ca/es/Material_particulado
- [24] Ministerio de Energía, “Plan de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón”. [En línea]. Mayo de 2020. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/plan_de_retiro_y_o_reconversion_centrales_carbon.pdf
- [25] “Introducción a los SEP”, class notes for EL4103 Sistemas de Energía y Equipos Eléctricos, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile, Primavera 2022.
- [26] K. Oureilidis et al., “Ancillary services market design in distribution networks: Review and identification of barriers”, *Energies*, vol. 13, n.o 4, p. 917, 2020.

- [27] “Control de tensión”, class notes for EL4103 Sistemas de Energía y Equipos Eléctricos, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile, Primavera 2022.
- [28] “Estudio de Alternativas Tecnológicas al Retiro y/o Reconversión de las Unidades de Carbón en Chile”, Inodú, Tec, N°83296674, 30 de noviembre, 2018.
- [29] “Investigating Benefits and Challenges of Converting Retiring Coal Plants into Nuclear Plants”, U.S. Department of Energy, Tec, INL/RPT-22-67964, 13 de septiembre, 2022.
- [30] “Estudio de Análisis de dos opciones tecnológicas de reconversión”, 4echile, Tec, 28 de septiembre, 2021
- [31] “Estudio de análisis de dos opciones tecnológicas de reconversión de las termoeléctricas y su integración al Sistema Eléctrico Nacional”, GIZ, Téc. 2021.
- [32] DLR, “Repurposing of existing coal-fired power plants into Thermal Storage Plants for renewable power in Chile”. Téc. 2020.
- [33] “Guía para la descripción de centrales de generación de energía eléctrica con biomasa y biogás en el SEIA (segunda edición)” SEA Chile. [En línea]. Disponible en: <https://www.sea.gob.cl/documentacion/guias-y-criterios/guia-para-la-descripcion-de-centrales-de-generacion-de-energia>
- [34] J. R. Valenzuela Santillán, “Ventajas y desventajas en la obtención de energía a partir de biomasa natural y carbón mineral: una revisión sistemática”. Universidad César Vallejo, Lima, Perú, 2021.
- [35] S. García. “Centrales Termoeléctricas de Biomasa”. Renovetec editorial, 2014.
- [36] M. Domínguez, “Centrales de Biomasa: Tipos de caldera y caso práctico”. Octubre 2018.
- [37] “Centrales térmicas clásicas”, Escholarium. [En línea]. Disponible en: https://escholarium.educarex.es/useruploads/r/c/9872/scorm_imported/31224473588732363393/page_29.htm
- [38] “Coal Phase-out in Chile”. [En línea]. Disponible en: <https://www.energypartnership.cl/newsroom/coal-phase-out-in-chile/>
- [39] S. G. Sahu, N. Chakraborty, and P. Sarkar, “Coal–biomass co-combustion: An overview”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 39, pp. 575–586, Nov. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.106.
- [40] V. Tzelepi et al., “Biomass Availability in Europe as an Alternative Fuel for Full Conversion of Lignite Power Plants: A Critical Review”. Energies, vol. 13, no. 13, Art. no. 13, Jan. 2020, doi: 10.3390/en13133390.
- [41] Engie, “ENGIE ANUNCIA EL DESARROLLO DE CARTERA DE ENERGÍAS RENOVABLES POR CERCA DE 2.000 MW Y UNA SALIDA TOTAL DEL CARBÓN PARA 2025”, Engie. Accessed: Jan. 05, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.engie.cl/engie-anuncia-el-desarrollo-de-cartera-de-energias-renovables-por-cerca-de-2-000-mw-y-una-salida-total-del-carbon-para-2025/>
- [42] Power Technology (2024, Mayo 31), “Power plant profile: Fuji Suzukawa Biomass Power Plant, Japan”. [En línea]. Disponible en: <https://www.power-technology.com/marketdata/power-plant-profile-fuji-suzukawa-biomass-power-plant-japan/?cf-view>
- [43] Mitsubishi Corporation (2019, Diciembre 4), “Dedicated Biomass Power Generation at

- Suzukawa Energy Center”. [En línea]. Disponible en: <https://www.mitsubishicorp.com/jp/en/pr/archive/2019/html/0000038843.html>
- [44] RWE, “Amer power plant”. [En línea]. Disponible en: <https://benelux.rwe.com/en/locations-and-projects/amer-power-plant/>
- [45] Global Energy Monitor Wiki, “Asnaes power station”. [En línea]. Disponible en: https://www.gem.wiki/Asnaes_power_station#Table_1:_Project-level_location_details
- [46] Global Energy Monitor Wiki, “Drax power station”. [En línea]. Disponible en: https://www.gem.wiki/Drax_power_station#cite_note-autoref_1-2
- [47] Drax, “Our transition from Coal to Biomass”. [En línea]. Disponible en: <https://www.drax.com/about-us/our-history/>
- [48] P. Poblete et al., “Anuario Forestal 2023”, Instituto Forestal, Chile. Boletín Estadístico N° 192. P. 280
- [49] “Central térmica de ciclo combinado”, Endesa. [En línea]. Disponible en: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/centrales-electricas-convencionales/central-termica-convencional-ciclo-combinado>.
- [50] “Centrales Térmicas de Ciclo Combinado”, PumpsBombas, 12-oct-2020. [En línea]. Disponible en: <https://pumpsbombas.com/curso/curso-bombas-en-centrales-de-ciclo-combinado/leccion/centrales-termicas-de-ciclo-combinado/>.
- [51] J. C. Lee and M. Coyle, “Leveraging Natural Gas: Technical Considerations for the Conversion of Existing Coal-Fired Boilers”. presented at the ASME 2014 Power Conference, American Society of Mechanical Engineers Digital Collection, Nov. 2014. doi: 10.1115/POWER2014-32272.
- [52] S. Black and D. Bielunis, “Challenges when Converting Coal-Fired Boilers to Natural Gas”. Babcock Power, RPI-TP-0232-v1-2013, Aug. 2013.
- [53] Y. Mei, L. Gao, W. Zhang, and F.-A. Yang, “Do homeowners benefit when coal-fired power plants switch to natural gas? Evidence from Beijing, China”. Journal of Environmental Economics and Management, vol. 110, p. 102566, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.jeem.2021.102566.
- [54] Global Energy Monitor, “Coal plant conversion projects”. [En línea] Disponible en: https://www.gem.wiki/Coal_plant_conversion_projects
- [55] G. Brooks (2014, Noviembre 14), “E.C. Gaston Steam Plant projects will affect workplace and bill costs”. [En línea]. Disponible en: <https://www.shelbycountyreporter.com/2014/11/14/e-c-gaston-steam-plant-projects-will-affect-workplace-and-bill-costs/>
- [56] Global Energy Monitor Wiki, “Gaston Steam Plant”. [En línea]. Disponible en: https://www.gem.wiki/Gaston_Steam_Plant
- [57] Natural Gas Intelligence, “Dover Power Plant Switching From Coal to Natural Gas”. [En línea] Disponible en: <https://www.naturalgasintel.com/news/dover-power-plant-switching-from-coal-to-natural-gas/>
- [58] Indianapolis Business Journal, “Citizens to convert downtown steam plant from coal to gas”. [En línea]. Disponible en: <https://www.ibj.com/articles/30810-citizens-to-convert-downtown-steam-plant-from-coal-to-gas>
- [59] S. Robertson, “Why Duke Energy is spending \$283M on retrofitting coal plants to burn

- natural gas - Charlotte Business Journal”. [En línea]. Disponible en: <https://www.ncwarn.org/2021/04/duke-spending-283m-on-retrofitting-coal-plants/>
- [60] CNE, “Energía Maps”. [En línea]. Disponible en: <https://energiamaps.cne.cl/>
- [61] Bosch, “Bosch is supplying hydrogen boiler”. [En línea]. Disponible en: <https://www.bosch-presse.de/pressportal/de/en/bosch-is-supplying-hydrogen-boiler-221184.html>
- [62] F. Guerrero, D. Gosse, y D. Matthias, “STEAM · HEAT · POWER”, Bosch. [En línea]. Disponible en: https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/09/Decarbonisation-of-Heating-and-process-heat_EN_public.pdf
- [63] R. de Vos, “Ten fundamentals to hydrogen readiness”, Siemens-energy. [En línea]. Disponible en: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/stories/hydrogen-ready.html>
- [64] “WHY HYFLEXPOWER?”, Hyflexpower, 21-sep-2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.hyflexpower.eu/>.
- [65] R. Roca, “Hito mundial: consiguen operar una turbina de gas con hidrógeno 100 % renovable”, El Periódico de la Energía, 19 oct 2023. [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/hito-mundial-consiguen-operar-una-turbina-de-gas-con-hidrogeno-100-renovable/>
- [66] C. Gossmann, “H2-ready-Kraftwerke: Studie zeigt Ansätze für die Umrüstung von Gaskraftwerken”, H2-news, 12 dic 2023. [En línea]. Disponible en: <https://h2-news.de/wirtschaft-unternehmen/h2-ready-kraftwerke-studie-zeigt-herausforderungen-und-loesungsansaetze-fuer-die-umruestung-von-gaskraftwerken/>
- [67] EnBW, “Heizkraftwerk Heilbronn: Kohleausstieg bis 2026 anvisiert”. [En línea]. Disponible en: <https://www.enbw.com/unternehmen/presse/ende-der-kohleverstromung-in-heilbronn-bis-2026-anvisiert.html>
- [68] Hghh, “Hamburg Green Hydrogen Hub”. [En línea]. Disponible en: <https://www.hghh.eu/en>
- [69] “Japanese power giant begins testing ammonia co-firing in groundbreaking trial”, ICSC, 28-mar-2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.sustainable-carbon.org/japanese-power-giant-begins-testing-ammonia-co-firing-in-groundbreaking-trial/>.
- [70] S. H. Crolus, “The evolving context of ammonia-coal co-firing”, Ammonia Energy Association, 18 julio 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.ammoniaenergy.org/articles/the-evolving-context-of-ammonia-coal-co-firing/>
- [71] Mitsubishi Power, “Mitsubishi power”. [En línea]. Disponible en: <https://power.mhi.com/news/20210301.html>
- [72] GE, “GE Vernova and IHI announce next phase of the technology roadmap aiming to develop a 100 % ammonia capable gas turbine combustion system by 2030”. [En línea]. Disponible en: <https://www.ge.com/news/press-releases/ge-vernova-and-ihi-announce-next-phase-of-the-technology-roadmap-aiming-to-develop-a>
- [73] Mitsubishi Heavy Industries Technical Review Vol. 59 No. 4 (December 2022)
- [74] “Mapa de proyectos – H2Chile”, H2chile.cl. [En línea]. Disponible en: <https://h2chile.cl/mapa-de-proyectos/>.
- [75] “¿Por qué chile? – H2Chile”, H2chile.cl. [En línea]. Disponible en: <https://h2chile.cl/p>

or-que-chile/.

- [76] A. V. Olympios et al., “Progress and prospects of thermo-mechanical energy storage—a critical review”, *Prog. Energy*, vol. 3, n.o 2, p. 022001, 2021.
- [77] M. Mercangöz, J. Hemrle, L. Kaufmann, A. Z’Graggen, y C. Ohler, “Electrothermal energy storage with transcritical CO₂ cycles”, *Energy (Oxf.)*, vol. 45, n.o 1, pp. 407-415, 2012.
- [78] T. Desrues, J. Ruer, P. Marty, y J. F. Fourmigué, “A thermal energy storage process for large scale electric applications”, *Appl. Therm. Eng.*, vol. 30, n.o 5, pp. 425-432, 2010.
- [79] A. Benato y A. Stoppato, “Pumped Thermal Electricity Storage: A technology overview”, *Therm. Sci. Eng. Prog.*, vol. 6, pp. 301-315, 2018.
- [80] O. Dumont, G. F. Frate, A. Pillai, S. Lecompte, M. De paepe, y V. Lemort, “Carnot battery technology: A state-of-the-art review”, *J. Energy Storage*, vol. 32, n.o 101756, p. 101756, 2020.
- [81] J. D. McTigue, P. Farres-Antunez, K. Sundarnath, C. N. Markides, y A. J. White, “Techno-economic analysis of recuperated Joule-Brayton pumped thermal energy storage”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 252, n.o 115016, p. 115016, 2022.
- [82] Y. Zhao et al., “Thermo-economic assessments of pumped-thermal electricity storage systems employing sensible heat storage materials”, *Renewable Energy*, vol. 186, pp. 431–456, Mar. 2022, doi: 10.1016/j.renene.2022.01.017.
- [83] A. Vecchi et al., “Carnot Battery development: A review on system performance, applications and commercial state-of-the-art”, *J. Energy Storage*, vol. 55, n.o 105782, p. 105782, 2022.
- [84] P. Vinnemeier, M. Wirsum, D. Malpiece, y R. Bove, “Integration of heat pumps into thermal plants for creation of large-scale electricity storage capacities”, *Appl. Energy*, vol. 184, pp. 506-522, 2016.
- [85] V. Aga, E. Conte, B. Burcker, M. Ramond, and R. Carroni, “Supercritical CO₂ based heat pump cycle for electrical energy storage for utility scale dispatchable renewable energy power plants GE Renewable Energy”, *The 5th International Supercritical CO₂ Power Cycles Symposium*, pp. 94–94, 2016.
- [86] K. Risthaus and R. Madlener, “Economic Analysis of Electricity Storage Based on Heat Pumps and Thermal Storage Units in Large-Scale Thermal Power Plants”, *Energy Procedia*, vol. 142, pp. 2816–2823, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.12.427.
- [87] F. Trieb and A. Thess, “Storage plants – a solution to the residual load challenge of the power sector?”, *Journal of Energy Storage*, vol. 31, p. 101626, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.est.2020.101626.
- [88] P. Liu and F. Trieb, “Transformation of the electricity sector with thermal storage power plants and PV – A first conceptual approach”, *Journal of Energy Storage*, vol. 44, p. 103444, Dec. 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.103444.
- [89] P. Liu and F. Trieb, “Cost comparison of thermal storage power plants and conventional power plants for flexible residual load coverage”, *Journal of Energy Storage*, vol. 56, p. 106027, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.106027.
- [90] F. Trieb, J. Jäger, M. Geyer, G. Koll, and P. Liu, “Thermal storage power plants – Key

- for transition to 100 % renewable energy”, *Journal of Energy Storage*, vol. 74, p. 109275, Dec. 2023, doi: 10.1016/j.est.2023.109275.
- [91] V. A. Kayayan, “Are Carnot Batteries an Alternative When Repurposing Coal Power Plants in Europe?”, presented at the International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2022), Atlantis Press, May 2023, pp. 3–13. doi: 10.2991/978-94-6463-156-2_2.
- [92] B. Truong and B. Bollinger, “Repurposing Fossil-Fueled Assets For Energy Storage”, Malta Inc., Cambridge, MA (United States), FINAL-REPORT-DOE-MALTA INC-FE0032004, Jun. 2022. doi: 10.2172/1874051.
- [93] M. I. R. Serrano, K. Knobloch, S. Giuliano, K. Engelbrecht, and T. Hirsch, “Retrofit of a coal-fired power plant with a rock bed thermal energy storage”, *Journal of Energy Storage*, vol. 75, p. 109238, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.est.2023.109238.
- [94] “Sales Termo-Solares”, SQM, 03-may-2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.sqm.com/producto/sales-termo-solares/>.
- [95] “SQM en el norte”, SQM. [En línea]. Disponible en: <https://www.sqm.com/sqmeninfografias/presencia.html>.
- [96] Oresundskraft, “Västhamnsverket”. [En línea]. Disponible en: <https://www.oresundskraft.se/om-oss/vasthamnsverket/>.
- [97] P. Debiagi, R. C. Rocha, A. Scholtissek, J. Janicka, y C. Hasse, “Iron as a sustainable chemical carrier of renewable energy: Analysis of opportunities and challenges for retrofitting coal-fired power plants”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 165, n.o 112579, p. 112579, 2022.
- [98] J. Hansen et al., “Investigating benefits and challenges of converting retiring coal plants into nuclear plants”, Office of Scientific and Technical Information (OSTI), 2022.
- [99] V. Guillou, “Comisión Nacional de Energía aprueba plan de Engie para reconvertir a gas natural su central carbonífera en Mejillones”, *La Tercera*, Marzo 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.latercera.com/pulso/noticia/comision-nacional-de-energia-a-prueba-plan-de-engie-para-reconvertir-a-gas-natural-su-central-carbonifera-en-mejillones/DSPU4JTJGJG37GVPO45IRPXGY4/#>
- [100] SEA Chile. [En línea]. Disponible en: <https://www.sea.gob.cl/>.
- [101] “Decisiones en un Mercado Eléctrico”, class notes for EL7018 Mercados Internacionales de la Energía, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile, Primavera 2023.
- [102] M. Wen y K. Iwamura, “Fuzzy facility location-allocation problem under the Hurwicz criterion”, *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 184, n.o 2, pp. 627-635, 2008.
- [103] P. H. Dos Santos, S. M. Neves, D. O. Sant’Anna, C. H. de Oliveira, y H. D. Carvalho, “The analytic hierarchy process supporting decision making for sustainable development: An overview of applications”, *J. Clean. Prod.*, vol. 212, pp. 119-138, 2019.
- [104] R. W. Saaty, “The analytic hierarchy process—what it is and how it is used”, *Math. Model.*, vol. 9, n.o 3-5, pp. 161-176, 1987.
- [105] [Universitat Politècnica de València-UPV, “Proceso Analítico Jerárquico. AHP (Analytic Hierarchy Process) | | UPV”, 17-nov-2012. [En línea]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=gaML3XIHGc>.

- [106] V. Yepes, “Cálculo de la consistencia y el vector propio en AHP”, Upv.es. [En línea]. Disponible en: <https://victoryepes.blogs.upv.es/2022/02/15/calculo-de-la-consistencia-y-el-vector-propio-en-ahp/>.
- [107] Dr. G. Pérez, Dr. C. Nuñez, M. M. Orquera, Ed., “Assessment of the scientific result of the investigation. An experience from the application of the expert criteria”, vol. 14, n.o 46. Olimpia, 2017.
- [108] C. Herrera, R. Román & D. Sims, “El costo nivelado de energía y el futuro de la energía renovable no convencional en Chile: derribando algunos mitos”, NRDC, Estados Unidos, Tech. 2012.
- [109] “Reconversión de centrales a carbón en centrales de almacenamiento térmico renovable y su integración a la matriz energética chilena”, 4e Chile [En línea]. Disponible en: https://4echile.cl/wp-content/uploads/2024/01/Estudio-reconversion-centrales-a-carbon-a-baterias-carnot_esp.pdf.
- [110] “2023 levelized cost of energy+”, Lazard. [En línea]. Disponible en: <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>.
- [111] “Informe de Costos de Tecnologías de Generación y Almacenamiento”, CNE, Chile, Tech. Rep., Mayo 2024.
- [112] J.-Y. Ryu, S. Park, C. Lee, S. Hwang, y J. Lim, “Techno-economic analysis of hydrogen–natural gas blended fuels for 400 MW combined cycle power plants (CCPPs)”, Energies, vol. 16, n.o 19, p. 6822, 2023.
- [113] Z. Cesaro, M. Ives, R. Nayak-Luke, M. Mason, y R. Bañares-Alcántara, “Ammonia to power: Forecasting the levelized cost of electricity from green ammonia in large-scale power plants”, Appl. Energy, vol. 282, n.o 116009, p. 116009, 2021.
- [114] “Suministro de biomasa”, Remasa. [En línea]. Disponible en: <https://www.selvicultor.net/wp-content/uploads/2012/03/Cuaderno-biomasa-parte-2.pdf>.
- [115] “Centrales térmicas de biomasa (CHP)”, HoSt, 07-may-2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.host-bioenergy.com/es/soluciones/calderas-de-biomasa-y-residuos/centrales-t%C3%A9rmicas-de-biomasa-chp/>.
- [116] “¡Larga vida a las centrales eléctricas!”, Expansion.com, 10-dic-2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.expansion.com/empresas/energia/2017/12/10/5a2d7029ca4741d6478b45ff.html>.
- [117] “Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN”, Coordinador Eléctrico Nacional. [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/09/2308-Estudio-de-Almacenamiento-2023.pdf>.
- [118] “Guacolda power station”, Global Energy Monitor, 17-jul-2024. [En línea]. Disponible en: https://www.gem.wiki/Guacolda_power_station.
- [119] “¡Ha llegado el momento de cambiar de energía! TODO LO QUE NECESITA SABER”, Albioma. [Online]. Disponible en: <https://www.albioma.com/en>
- [120] C. Raso, “Cómo convertir una central de carbón en una de biomasa”, El Economista. [Online]. Disponible en: <https://www.economista.es/energia/noticias/10334204/02/20/Como-convertir-una-central-de-carbon-en-una-de-biomasa.html>
- [121] “Drax Power Station”, Drax Global. [Online]. Disponible en: <https://www.drax.com/a>

- bout-us/our-sites-and-businesses/drax-power-station/
- [122] Global Energy Monitor, "Herning power station". [Online]. Disponible en: <https://datasets.wri.org/dataset/globalpowerplantdatabase>
- [123] "Leading the Transition to Renewable Energy", Ørsted Global. [Online]. Disponible en: https://orsted.com/-/media/www/docs/corp/com/our-business/bioenergy-and-thermal-power/plants-brochures/avedrevrket_brochure_eng_web.ashx
- [124] "Atikokan Power station", Global Energy Monitor. [Online]. Available: https://www.gem.wiki/Atikokan_power_station
- [125] B. International, "Suzukawa Energy Center to be converted from coal to wood pellets", Bioenergy International. [Online]. Disponible en: <https://bioenergyinternational.com/suzukawa-energy-center-to-be-converted-from-coal-to-wood-pellets/>
- [126] "Yongdong power station", Global Energy Monitor. [Online]. Disponible en: https://www.gem.wiki/Yongdong_power_station
- [127] "Rodenhuize power station", Global Energy Monitor. [Online]. Disponible en: https://www.gem.wiki/Rodenhuize_power_station

Anexos

Anexo A. Centrales con planes de reconversión o reconvertidas de carbón a biomasa

Tabla A.1: Centrales con planes de reconversión a biomasa en el mundo. Elaborado en base a: [28], [40], [45], [96], [119], [120], [121], [122], [123], [124], [125], [126], [127]

Nombre Planta	Unidad	Conversión	Tipo de Biomasa	Otros Combustibles	Capacidad (MW)	Estado	Inicio de Reconversión	Operador	Propietario	País o Región	Inversión inicial (Millones USD)	Costo de Inversión (MILUSD/MW)	Latitud	Longitud
Rodenizze	1	Total	Madera	n/a	205	Operando	2011	-	Engie SA	Bélgica	227.7	1.11	51.130257	3.759061
Tuzla Thermal	3	Parcial	Madera	Desechos	100	Anunciada	2023	-	Elektroprivreda Bosne i Hercegovine (EPBiH)	Bosnia y Herzegovina	54.1	0.54	44.52104	18.606443
Atikokan	1	Total	Madera	n/a	205	Operando	2014	Ontario Power Generation	Ontario Power Generation	Canadá	219.3	1.07	48.838089	-91.570573
Andina-Hornitos	1 (Andina)	-	-	-	177	Anunciada	-	Engie Energía Chile SA	Engie Energía Chile SA	Chile	-	-	-23.087707	-70.407472
Andina-Hornitos	2 (Hornitos)	-	-	-	178	Anunciada	-	Engie Energía Chile SA	Engie Energía Chile SA	Chile	-	-	-23.087707	-70.407472
Leiyang Baiyang	2	Parcial	Madera	Residuos Agrícolas	45	Operando	2019	Shaoneng Group Leiyang Electric Power Industry CO LTD	Guangdong Shaoneng Group CO LTD	China	10.26	0.23	26.459482	112.868107
Seagull	3	Total	Madera	n/a	60	Operando	2021	-	SGC Energy	Corea del Sur	-	0.00	35.977864	126.638267
Yongdong	2	Total	Madera	n/a	200	Operando	2017	-	Korea South-East Power CO LTD (KOEN)	Corea del Sur	-	-	37.738959	128.980391
Yongdong	1	Total	Madera	n/a	125	Operando	2020	-	Korea South-East Power CO LTD (KOEN)	Corea del Sur	106.27	0.85	37.738959	128.980391
Amager	1	Total	Madera	n/a	68	Operando	2010	-	HOFOR AS	Dinamarca	-	0.00	55.686777	12.627702
Asnaes	8	Total	Madera	n/a	30	Operando	2017	-	Ørsted A/S	Dinamarca	238.6	8.62	55.661528	11.980892
Avedøre	1	Parcial	Madera	Carbón, Gas Natural	835	Operando	2016	-	Ørsted A/S	Dinamarca	135.88	0.16	55.60216	12.479064
Herring	1	Total	Madera	n/a	80	Operando	2006	-	Ørsted A/S	Dinamarca	23.43	0.29	56.1214	9.9068
Handers	1	Total	Madera	n/a	52	Operando	2009	-	Verdo Holding AS	Dinamarca	-	0.00	56.4579	10.0466
Studstrup	3	Total	Madera	n/a	362	Operando	2016	Ørsted A/S	Ørsted A/S	Dinamarca	251.8	0.70	56.250196	10.344861
Central IGCC de Puertollano	1	Total	Madera	n/a	50	Operando	2017	Euce	Euce	España	150.7	3.01	38.659	-3.9806
La Pereda Humosa	1	Parcial	Madera	Desechos	50	Construcción	2024	-	Grupo Humosa	España	61.21	1.22	43.247303	-5.754558
Altavista	1	Parcial	Madera	Gas Natural	71	Operando	2013	Virginia Electric Power CO	Virginia Electric Power CO	Estados Unidos	179.3	2.53	37.118481	-79.273027
Black River Generating Facility Coastal Carolina Clean	GEN1	Parcial	Madera	Líquidos Fósiles	56	Operando	2013	Black River Generation LLC	Black River Generation LLC	Estados Unidos	-	0.00	44.036717	-75.771528
Fernandina Beach Mill	1	Total	Madera	n/a	32	Operando	2006	ReEnergy Holdings LLC	Coastal Carolina Clean Power	Estados Unidos	21.78	0.68	35.0218	-77.8585
Fernandina Beach Mill	GEN5	Parcial	Madera	Residuos de Papelera, Gas Natural	37	Operando	2015	WestRock Fernandina Beach	WestRock Fernandina Beach	Estados Unidos	-	0.00	30.681589	-81.45622
Fernandina Beach Mill	GEN6	Parcial	Madera	Residuos de Papelera, Gas Natural	60	Operando	2015	WestRock Fernandina Beach	WestRock Fernandina Beach	Estados Unidos	-	0.00	30.681589	-81.45622
Hopewell	1	Total	Madera	n/a	71	Operando	2013	Virginia Electric Power CO	Virginia Electric Power CO	Estados Unidos	179.3	2.53	37.297396	-77.283502
Kapstone Power Plant	1	Parcial	Madera	Carbón, Residuos de Papelera	99	Operando	2016	WestRock North Charleston	WestRock North Charleston	Estados Unidos	-	0.00	32.897056	-79.967944
Lumberton Power Plant	GEN1	Parcial	Madera	Residuos Agrícolas	35	Operando	2015	WestRock Power - Lumberton LLC	WestRock Power - Lumberton LLC	Estados Unidos	-	0.00	34.590221	-78.996542
Mt. Poso Cogeneration Plant	TG01	Parcial	Madera	Gas Natural	62	Operando	2012	Mt Poso Cogeneration CO	Mt Poso Cogeneration CO	Estados Unidos	61.19	0.99	35.576316	-119.006553
Schiller Station	5	Parcial	Madera	Carbón	50	Operando	2006	Granite Shore Power	Granite Shore Power	Estados Unidos	-	0.00	43.096778	-70.784167
Southampton	1	Total	Madera	n/a	71	Operando	2013	Virginia Electric Power CO	Virginia Electric Power CO	Estados Unidos	179.3	2.53	36.652187	-76.994911
Stockton Cogeneration Facility	1	Parcial	Madera	Gas Natural	54	Operando	2014	DTE Stockton LLC	DTE Stockton LLC	Estados Unidos	16.03	0.30	37.912456	-121.261444
WestRock Florence Power Plant	GEN3	Parcial	Madera	Carbón, Líquidos Fósiles	77	Operando	2012	WestRock Florence	WestRock Florence	Estados Unidos	-	0.00	34.152889	-79.559767

Tabla A.2: Proyectos de reconversión de centrales térmicas de carbón a biomasa en el mundo. Elaborado en base a: [28], [40], [45], [96], [119], [120], [121], [122], [123], [124], [125], [126], [127].

Nombre Planta	Unidad	Conversión	Tipo de Biomasa	Otros Combustibles	Capacidad (MW)	Estado	Inicio de Reconversión	Operador	Propietario	País o Región	Inversión Inicial (Millones USD)	Costo de Inversión (Mill. USD/MW)	Latitud	Longitud
Provence	4	Parcial	Madera	Carbón	150	Operando	2016	-	n/a	Francia	0.00		43.469475	5.487544
Le Moule	3	Total	Bagazo de caña de azúcar	n/a	102	Operando	2020	Albioma	Albioma	Guadalupe	101.64	1.00	16.304873	-61.326223
Bakony	6	Parcial	Madera	Desechos, Carbón	30	Operando	-	Bakonyi Erőmű	Bakonyi Erőmű	Hungría	0.00		47.0956	17.558444
Bakony	7	Parcial	Madera	Desechos, Carbón	30	Operando	-	Bakonyi Erőmű	Bakonyi Erőmű	Hungría	0.00		47.0956	17.558444
Oroszlány	1R	Parcial	Madera	Desechos	50	Anunciada	2015	-	MVM Group	Hungría	0.00		47.501741	18.271075
Oroszlány	2R	Parcial	Madera	Desechos	50	Anunciada	2015	-	MVM Group	Hungría	0.00		47.501741	18.271075
Pecs	5R	Total	Madera	n/a	35	Operando	2013	Pannon Hőerőmű	Pannon Power Holding	Hungría	0.00		46.064103	18.263048
Mercurie	1	Total	Madera	n/a	41	Operando	-	Mercurie SRL	F2i	Italia	0.00		39.9516	15.9597
Hibikiada Thermal	1	Total	Madera	n/a	112	Anunciada	2026	Hibikiada Thermal CO LTD	Daiwa House Group	Japón	0.00		33.9400	130.830563
Mikawa	1	Total	Madera	n/a	50	Operando	2017	SIGMA POWER Ariake CORP	Toshiba CORP	Japón	248.51	4.97	33.019859	130.422645
Suzukama Energy Center	1	Parcial	Madera	Líquidos Fieles	84	Operando	2022	-	Mitsubishi Corporation Power: Nippon Paper Industries	Japón	33.98	0.40	35.143303	138.714274
Amer	9	Parcial	Madera	Carbón	600	Operando	2020	-	RWE AG	Países Bajos	0.00		51.709806	4.843661
Białystok	1R	Total	Madera	n/a	55	Operando	2012	-	Enea Ciepło	Polonia	0.00		53.147965	23.169649
Jaworzno	1R	Total	Madera	n/a	50	Operando	2012	-	TAURON Wydobycie SA	Polonia	0.00		50.213351	19.22806
Konin	5	Total	Madera	n/a	50	Pre-Construcción	2021	-	Ze Pak SA	Polonia	27.82	0.56	52.283657	18.269475
Polaniec	8R	Parcial	Madera	Residuos Agrícolas	225	Operando	2012	Enea Elektrownia Polaniec	ENEA	Polonia	513.9	2.28	50.437685	21.33769
Tychy	1R	Total	Madera	n/a	40	Operando	2012	TAURON Ciepło SA	TAURON Ciepło SA	Polonia	345.4	8.64	50.106	19.014
Blackburn Meadows	1	Total	Madera	n/a	30	Operando	2008	E.ON UK	E.ON UK	Reino Unido	274.5	9.15	53.4204	-1.4007
Drax	1	Total	Madera	n/a	645	Operando	2013	Drax Power LTD	Powes LTD	Reino Unido			53.737196	-0.999021
Drax	2	Total	Madera	n/a	645	Operando	2014	Drax Power LTD	Powes LTD	Reino Unido			53.737196	-0.999021
Drax	3	Total	Madera	n/a	645	Operando	2016	Drax Power LTD	Powes LTD	Reino Unido	1108.8	0.43	53.737196	-0.999021
Drax	4	Total	Madera	n/a	645	Operando	2018	Drax Power LTD	Powes LTD	Reino Unido			53.737196	-0.999021
Lynemouth	1	Total	Madera	n/a	140	Operando	2018	Lynemouth Power LTD	Energetický a Průmyslový Holding (EPH)	Reino Unido			55.20475	-1.520356
Lynemouth	2	Total	Madera	n/a	140	Operando	2018	Lynemouth Power LTD	Energetický a Průmyslový Holding (EPH)	Reino Unido			55.20475	-1.520356
Lynemouth	3	Total	Madera	n/a	140	Operando	2018	Lynemouth Power LTD	Energetický a Průmyslový Holding (EPH)	Reino Unido	671.8	1.60	55.20475	-1.520356
Hodonin	4	Total	Madera	n/a	30	Operando	2009	-	ČEZ Group	República Checa	0.00		48.847759	17.120129
Bois-Rouge	1	Total	Bagazo de caña de azúcar	n/a	30	Construcción	2023	-	Albioma	Réunion			-20.913831	55.636348
Bois-Rouge	2	Total	Bagazo de caña de azúcar	n/a	30	Construcción	2023	-	Albioma	Réunion	23.45	0.39	-20.913831	55.636348
Le Gol	1	Parcial	Madera	Residuos Agrícolas	32	Anunciada	2024	-	Albioma	Réunion	0.00		-21.278861	55.388008
Le Gol	2	Parcial	Madera	Residuos Agrícolas	32	Anunciada	2024	-	Albioma	Réunion	0.00		-21.278861	55.388008
Hässelby	1	Total	Madera	n/a	75	Operando	1994	Stockholm Energi	Stockholm Energi	Suecia	0.00		59.3617	17.8244
Igelsta CHP	1	Parcial	Madera	Desechos	85	Operando	-	-	Söderenergi	Suecia	273.828	3.22	59.176	17.6646
KV Linköping	1	Total	Madera	n/a	65	Operando	-	-	Tekniska Verken	Suecia	21.89	0.34	58.4188	15.6239
Västhamnsverket	1	Total	Madera	n/a	70	Operando	1996	-	Öresundskraft	Suecia	28.66	0.41	56.037	12.6936

Anexo B. Proyectos de producción de amoniaco verde en Chile

Nombre proyecto	Desarrollador	Inicio de operaciones	Producción amoniaco [ton/año]	Ubicación	Destino final
HyEx	Engie, Enaex	2025 (Planta piloto) 2030 (Planta industrial)	18.000 (Piloto) 700.000 (Industrial)	Antofagasta	- ENAEX, utilizará 350.000 toneladas de amoniaco por año para su planta Prillex de nitrato de amonio, reemplazando la actual importación de amoniaco gris. La producción restante se comercializará en los mercados locales para aplicaciones mineras y producción de fertilizantes, y se exportará a compradores internacionales.
AES Andes	AES Andes	2025	250.000	Antofagasta	- Se ha firmado un memorando que compromete el 100% de la producción de amoniaco verde para su uso como combustible marítimo y exportación internacional por un plazo de hasta 30 años.
ACH-MRP	AKER Clean Hydrogen, Mainstream Renewable Power	2027	1.000.000	Antofagasta	- AKER Clean Hydrogen ha firmado un MoU con su socio de grado de inversión no revelado.
HOASIS	TCI Geocomp	2024	250.000	Antofagasta	- Potenciales compradores en las industrias minera y química - Producción de fertilizantes y productos agrícolas.
Pauna Greener Future	Statkraft	2025	170.000	Antofagasta	- Inyección de electricidad al SEN. - Exportación de amoniaco verde a los mercados internacionales.
HNH Energy	Austriaenergy, ökowind	2026	850.000	Magallanes	- Trammo DMCC, anunció un memorando de entendimiento que destaca la compra de la producción total de este proyecto.
H1 Magallanes	CWP Global	2028	1.000.000	Magallanes	- Se está trabajando en acuerdos de compra de amoniaco financiados a largo plazo con varios socios en todo el mundo.
H2 Magallanes	Total Eren	2027	4.400.000	Magallanes	- Exportación a los mercados internacionales
SELKNAM	Albatros, Alfamar	2026	500.000	Magallanes	- El proyecto SELKNAM busca socios para establecer acuerdos de compra.
TANGO	HyNewGen, Linde, Vopak, GASCO, Port of Rotterdam	2027	170.000	-	- Exportación a Europa.

Figura B.1: Proyectos de producción de NH₃ verde en Chile.