

inodú

energy & sustainability

INFORME - LICITACIÓN N° 83296674

ESTUDIO DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS AL RETIRO Y/O
RECONVERSIÓN DE LAS UNIDADES DE CARBÓN EN CHILE

PREPARADO PARA:

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

30 de noviembre, 2018

[PAGINA EN BLANCO INTENCIONALMENTE]

ÍNDICE DE INFORME

1	RESUMEN EJECUTIVO	5
2	OBJETIVOS.....	9
3	INTRODUCCIÓN.....	10
4	DINÁMICAS EMERGENTES EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO.....	11
5	CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A CARBÓN EN CHILE	27
5.1	Emplazamiento de centrales termoeléctricas a carbón en Chile	28
5.2	Caracterización de unidades termoeléctricas a carbón existentes	35
6	ALTERNATIVAS DE CONVERSIÓN, CIERRE Y/O REUTILIZACIÓN DE CENTRALES A CARBÓN	42
6.1	Conversión de centrales existentes a otros combustibles.....	44
6.1.1	Desafíos en la reutilización de calderas heredadas	44
6.1.2	Infraestructura existente de suministro de gas natural y biomasa	48
6.1.3	Conversión parcial o total a gas natural.....	50
6.1.3.1	Alternativa 1a – Conversión total a gas natural.....	53
6.1.3.2	Alternativa 1b – Co-combustión de carbón y gas natural.....	56
6.1.3.3	Alternativa 1c – Uso de gas natural en operación a mínimo técnico y partidas	58
6.1.4	Conversión parcial o total a biomasa forestal	60
6.1.4.1	Alternativa 2a – Conversión total a biomasa forestal.....	63
6.1.4.2	Alternativa 2b – Co-combustión de carbón y biomasa forestal	66
6.2	Adaptación de centrales existentes para capturar carbono.....	68
6.2.1	Alternativa 3 – Captura y almacenamiento de carbono	69
6.2.2	Alternativa 4 – Conversión a cogeneración de electricidad e hidrógeno	73
6.3	Alternativa 5a – Cierre y desmantelamiento	75
6.3.1	Alternativa 5b – Opción de mantener una unidad en reserva estratégica.....	78
6.4	Alternativas maduras para reutilizar la infraestructura de una central	79
6.4.1	Alternativa 6 – Incineración de residuos sólidos municipales	79
6.4.2	Alternativa 7 – Generación eléctrica mediante motores a gas.....	83
6.4.3	Alternativa 8 – Desalinización de agua de mar	84
6.5	Alternativas emergentes para reutilizar la infraestructura de una central	87
6.5.1	Alternativa 9 – Sistema de almacenamiento de corta duración.....	87
6.5.2	Alternativa 10 – Sistema de almacenamiento con aire comprimido.....	88

6.5.3	Alternativa 11 – Sistema de almacenamiento térmico.....	89
7	DESAFÍOS Y RECOMENDACIONES	91
8	BIBLIOGRAFÍA.....	98
9	ANEXO A – Acceso a biomasa, gas natural y residuos municipales.....	108
9.1	Distribución GN	108
9.2	Distribución industrial maderera	113
9.3	Residuos municipales.....	117
10	ANEXO B- Memo conversiones a gas natural y biomasa	122
11	ANEXO C - Memo CCS, cogeneración de hidrógeno y desalinización de agua de mar	135
11.1	Captura y almacenamiento de carbono (CCS)	135
11.2	Producción de hidrógeno y compuestos derivados.....	152
11.3	Desalinización de agua de mar	158
11.4	Material de apoyo.....	170

1 RESUMEN EJECUTIVO

En Chile existen 27 unidades termoeléctricas de generación a carbón, además de una unidad en construcción, que totalizan alrededor de 5.500 MW de potencia instalada de tecnología subcrítica. El 70% de la capacidad instalada está localizada en la zona norte del país, donde existe un alto potencial de generación solar. Todas las centrales de carbón están instaladas en zonas costeras y utilizan agua del Océano Pacífico para su refrigeración. Además, las unidades más antiguas están co-emplazadas con unidades que actualmente tienen menos de 10 años de operación. La mayoría de las unidades comparten infraestructura de soporte como, por ejemplo, el puerto; ya sea entre ellas o con terceros.

Recientemente se ha podido observar que el costo nivelado de la generación solar fotovoltaica está siendo menor que el costo variable de generación termoeléctrica a carbón. Esto puede llevar a procesos más rápidos de integración de energía solar fotovoltaica, especialmente en la zona norte del país. Además, la adición de capacidad de energía renovable variable suele ser más veloz que el desarrollo de infraestructura de transmisión que es necesaria para transportar la electricidad producida hacia los consumos. Por lo tanto, al menos en la zona norte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), las centrales a carbón deberán operar de manera más flexible para apoyar en la transición hacia un sistema con menores emisiones de gases de efecto invernadero.

El contexto de desarrollo de centrales a carbón en Chile es muy distinto al contexto internacional. Al año 2030, el 65% de la capacidad instalada a carbón en el país tendrá 20 años o menos desde la fecha de su puesta en servicio, como se muestra en la Figura 1.

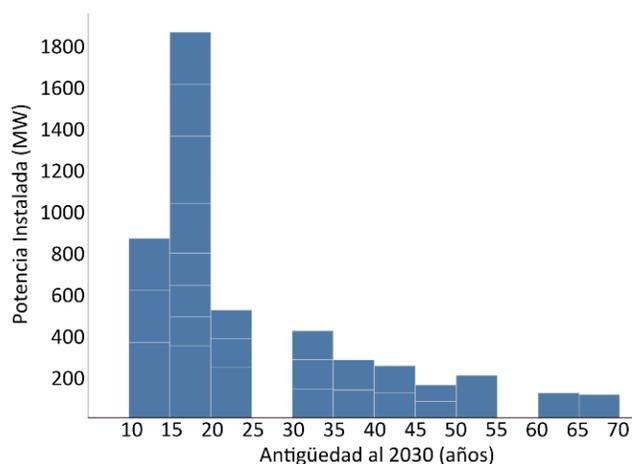


Figura 1: Antigüedad de unidades a carbón en Chile al año 2030. Fuente: Elaboración propia.

En contraste, múltiples centrales a carbón han cerrado o se han reconvertido en Estados Unidos luego de perder competitividad en el mercado eléctrico frente a centrales de generación a gas natural debido a la baja de precios de este combustible. Además, algunas compañías han decidido cerrar centrales que han requerido inversiones significativas para poder cumplir las nuevas regulaciones de emisiones atmosféricas. En general, las unidades que se han cerrado han alcanzado, o están próximas a alcanzar, su vida útil (Figura 2).

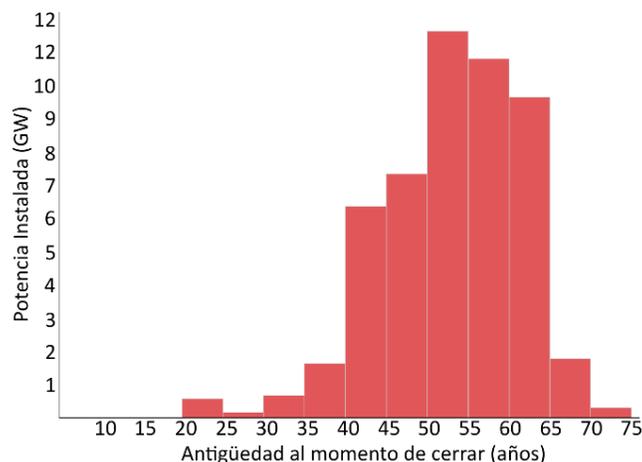


Figura 2: Edad de unidades a carbón en los EEUU cerradas entre 2007 y 2016. Fuente: Elaboración propia.

En Europa, los gobiernos de algunos países se han comprometido a eliminar la generación a carbón mediante distintas políticas e instrumentos. Como se observa en la Figura 3, la mayoría de las centrales afectadas por compromisos o declaraciones de intención de cierre corresponden a unidades que al momento de la fecha de cierre habrán cumplido más de 30 años de operación. Las excepciones son los Países Bajos e Italia, que cuentan con capacidad a carbón recientemente instalada, particularmente las centrales Maasvlakte 3 (unidades 1 y 2) y Eemshaven (unidades A y B), y las centrales Torrevaldaglia (unidades 2, 3 y 4) y Sulcis (unidad 2).

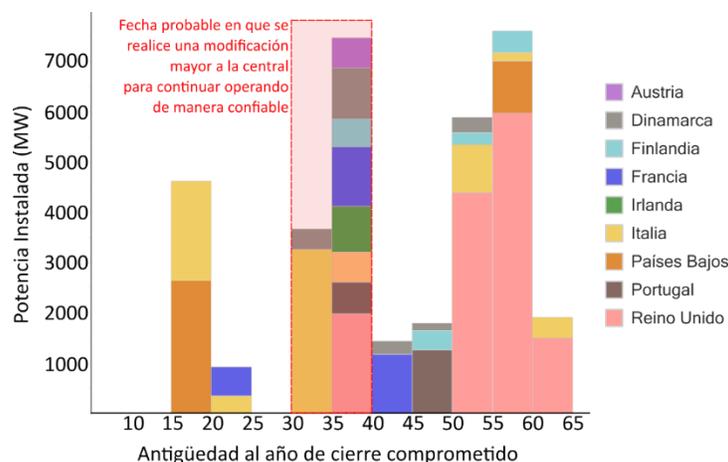


Figura 3: Antigüedad de unidades a carbón en Europa en el año de cierre comprometido¹. Fuente: Elaboración propia.

Al observar el contexto internacional de Europa y Estados Unidos, es posible inferir que solo las centrales Maasvlakte 3 y Eemshaven en los Países Bajos, y las centrales Torrevaldaglia y Sulcis en Italia enfrentan un contexto, en términos de años de operación esperados al 2030, similar al que enfrentará la mayoría

¹ Se incluyen las unidades que operaban al momento en que el gobierno correspondiente anuncia el compromiso.

de las unidades a carbón en Chile. No obstante, en la mayoría de los casos se trata de tecnología super crítica, por lo que representan una base tecnológica distinta a la presente en Chile.

En un contexto de alta penetración de energía renovable variable se tendrá una mayor complejidad en la programación y operación del sistema eléctrico. En ese contexto, el valor de los activos térmicos se medirá de una manera distinta a la histórica; es decir, otras propiedades, adicionales al valor de inversión, costo variable a capacidad nominal y emisiones a carga nominal, serán relevantes para definir la competitividad de los activos y permitir una operación más económica del sistema eléctrico en su conjunto (Figura 4).

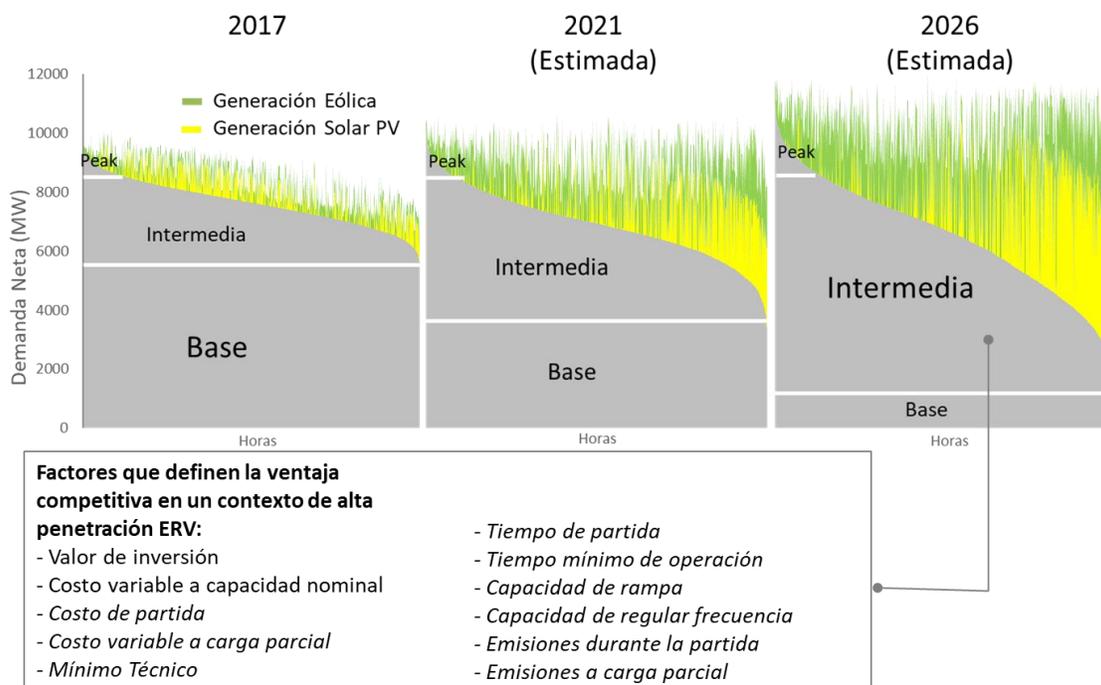


Figura 4: Competitividad de centrales termoeléctricas en un contexto de alta penetración de energía renovable variable.
Fuente: Elaboración propia.

Como parte de este reporte se han revisado 13 alternativas de conversión de centrales a carbón y la opción de cierre de dichas centrales. Las opciones fueron clasificadas según su nivel de madurez tecnológica y comercial. Las opciones maduras han sido clasificadas en dos grupos: aquellas que consideran convertir la central a otro combustible (gas o biomasa), ya sea de manera parcial o total, y las opciones que reutilizan parte de la infraestructura de la central. Por otra parte, las opciones emergentes también fueron clasificadas en dos grupos: las opciones permiten seguir utilizando carbón, pero capturan el CO₂, y las opciones que aprovechan infraestructura de la central. En cada caso, se ha indicado la capacidad de contribuir a la reducción de emisiones de GEI, los cambios en la flexibilidad operacional, el costo de inversión y afectación de empleo.

El alcance de la revisión considera:

1. Alternativas tecnológicas al retiro y/o reconversión de centrales que únicamente operan con carbón como combustible primario.

2. Alternativas que contribuyen a la descarbonización y/o que reutilizan infraestructura de las unidades existentes de forma significativa².
3. Que todos los costos de inversión están expresados en dólares americanos (USD o US\$) corregidos por inflación a diciembre de 2017 (CPI).
4. Que los costos y consecuencias operacionales de las alternativas estudiadas son referenciales, pues consideran estudios internacionales, documentación de proveedores o casos reales de reconversiones en otros países.

Costos y efectos de reconversiones particulares en la operación de unidades específicas en Chile deben ser estudiados en detalle. El análisis realizado sintetiza las características actuales de las opciones de conversión. No obstante, se espera que los atributos de las alternativas que hoy son emergentes evolucionen en el tiempo, mejorando su rendimiento, disminuyendo sus costos actuales y reduciendo sus riesgos de implementación.

² A excepción de la alternativa de cierre y desmantelamiento. No se consideraron alternativas que no reutilizan infraestructura de una central termoeléctrica a carbón y/o que no contribuyen a la descarbonización.

2 OBJETIVOS

La asesoría tiene la intención de recopilar y analizar alternativas tecnológicas para un posible futuro aprovechamiento de las actuales unidades de carbón y así crear insumos para las discusiones sobre la descarbonización de la matriz eléctrica de Chile.

3 INTRODUCCIÓN

Este reporte se analizan alternativas tecnológicas para un posible futuro aprovechamiento de las actuales unidades de carbón con el objeto de facilitar insumos para las discusiones sobre la descarbonización de la matriz eléctrica de Chile.

En la Sección 4 se presentan las dinámicas operacionales emergentes en el Sistema Eléctrico Nacional. Se presenta también una discusión sobre los parámetros relevantes al momento de evaluar activos termoeléctricos de mayor flexibilidad en el contexto operacional futuro con mayor penetración de energía renovable variable. De este análisis se conceptualizan algunos de los requerimientos técnicos que deberán cumplir las unidades termoeléctricas que pretendan contribuir de manera eficiente y sustentable a una transición hacia una matriz de generación descarbonizada

Las unidades termoeléctricas a carbón existentes en Chile son presentadas y descritas en la Sección 5. Especial énfasis se pone en la caracterización de su ubicación, infraestructura y en un análisis comparativo, o *benchmark*, de sus parámetros tecno-económicos vigentes a agosto de 2018. En adición, se explicita la infraestructura que es compartida por más de una unidad de generación y se detallan los sistemas de control de emisiones instalados.

En la Sección 6 se presentan las alternativas de reconversión o cierre de unidades termoeléctricas a carbón estudiadas. Las alternativas son analizadas en términos de (1) la reducción de emisiones de CO₂ que producen en la central, (2) sus efectos en la flexibilidad de la central, (3) sus costos de inversión, (4) su madurez tecnológica, (5) el grado de reutilización de infraestructura que permiten y (6) una evaluación conceptual de sus impactos sociales locales. Adicionalmente, se presentan casos de referencia de reconversiones existentes o proyectos actualmente en construcción a nivel internacional para diversas alternativas.

Finalmente, se exponen las conclusiones del estudio en la Sección 7.

4 DINÁMICAS EMERGENTES EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

El contexto general del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) durante el año 2017 se presenta en la Figura 5. Durante el año en cuestión, la generación del sistema eléctrico unificado fue 74 TWh; la demanda máxima coincidente fue alrededor de 10 GW; y la máxima rampa de demanda neta³ en una hora fue de aproximadamente 900 MW [1]. Debido a la penetración de generación solar fotovoltaica, los costos marginales de energía han disminuido durante las horas de sol en toda la zona norte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN-Norte)⁴, llegando a ser persistentemente cero en múltiples barras del sistema durante el horario de generación solar debido a congestiones en el sistema de transmisión en la zona.

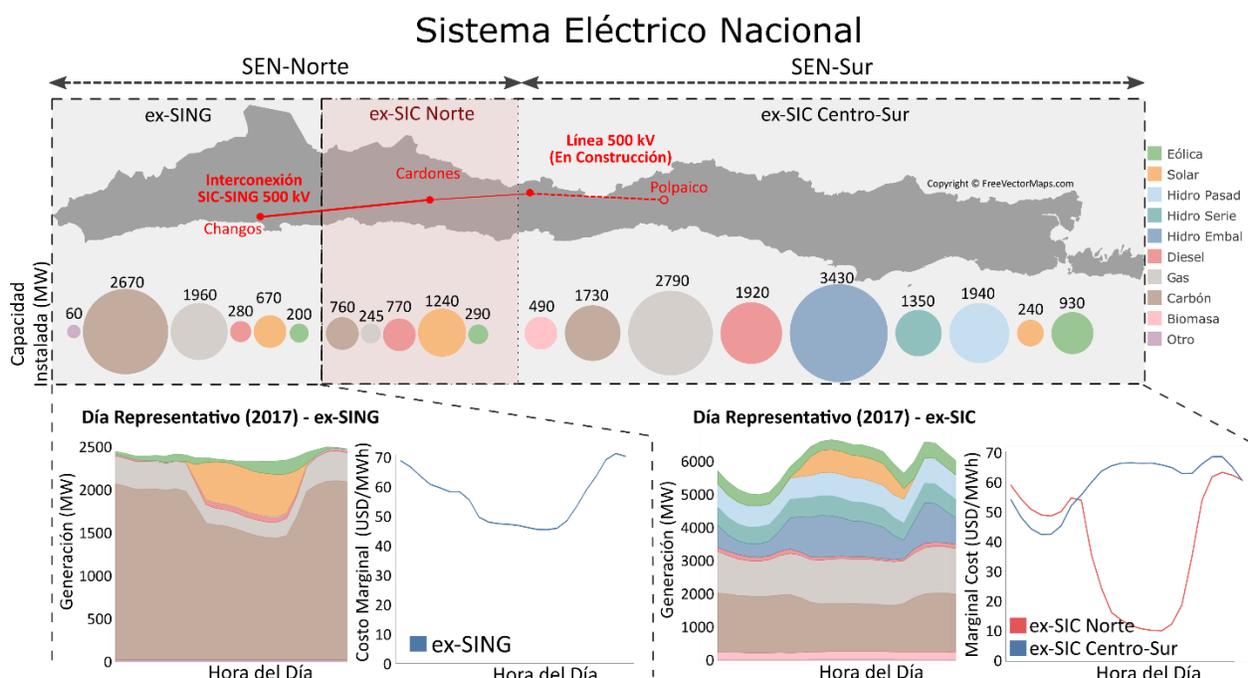


Figura 5: Contexto del Sistema Eléctrico Nacional durante el año 2017. Fuente: Elaboración propia.

La demanda de clientes regulados está altamente concentrada en la zona central del país, particularmente, el 77% del consumo de energía de clientes regulados se encuentra entre la Región de Valparaíso y la Región del Biobío (subestaciones Quillota y Charrúa). En las zonas norte y sur se tiene, en partes prácticamente equivalentes, alrededor del 12% de la demanda de clientes regulados del país. Por su parte, la demanda de clientes libres está más distribuida, y se encuentra mayoritariamente entre la zona central y norte del SEN [2].

Actualmente se cuenta con 5.535 MW de generación térmica a carbón (en operación y construcción), además de 4.995 MW de generación térmica a gas instalados. Dada las condiciones de mercado del año

³ Demanda neta: demanda menos generación renovable variable (eólica y solar fotovoltaica).

⁴ Como se indica en la Figura, la zona definida como SEN-Norte incluye el ex Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y la zona norte del ex Sistema Interconectado Central (SIC), los que se interconectaron el 21 de noviembre de 2017, creando el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

2017, el 40% de la generación del SEN fue provista por centrales a carbón, siendo la principal fuente de generación del país, como se observa en la Figura 6. El 63% de la generación a carbón a nivel nacional se produjo en el SEN-Norte. Adicionalmente, un 16% de la energía del sistema fue generada por unidades a gas.

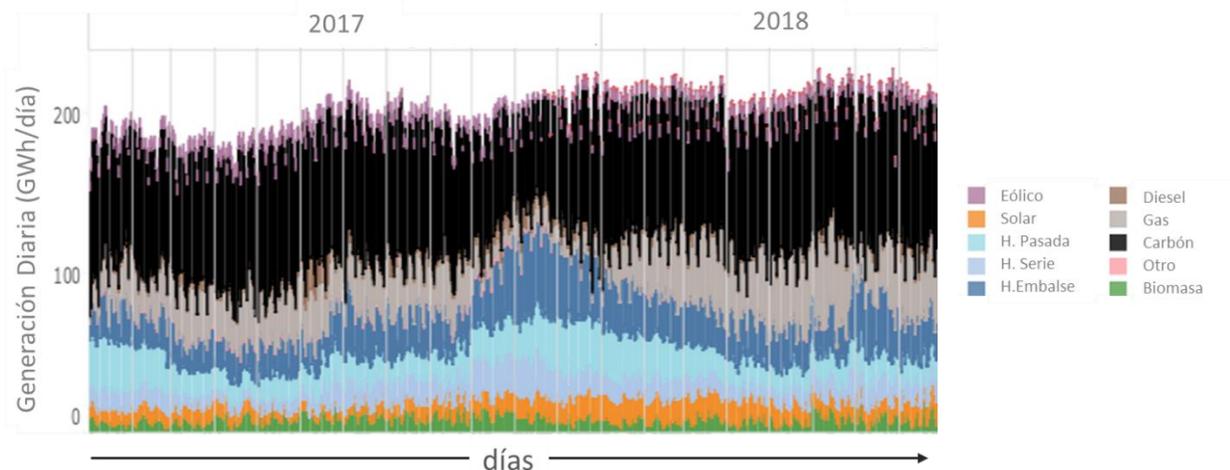


Figura 6: Generación diaria en el SEN según fuente durante los años 2017 y 2018 (hasta septiembre).

Fuente: Elaboración propia.

Según información reportada a la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) [3], durante el año 2017 el sector de generación eléctrica emitió un total de 43,5 millones toneladas de CO₂, de los cuales casi 36 millones de toneladas (82%) correspondieron a unidades a carbón.

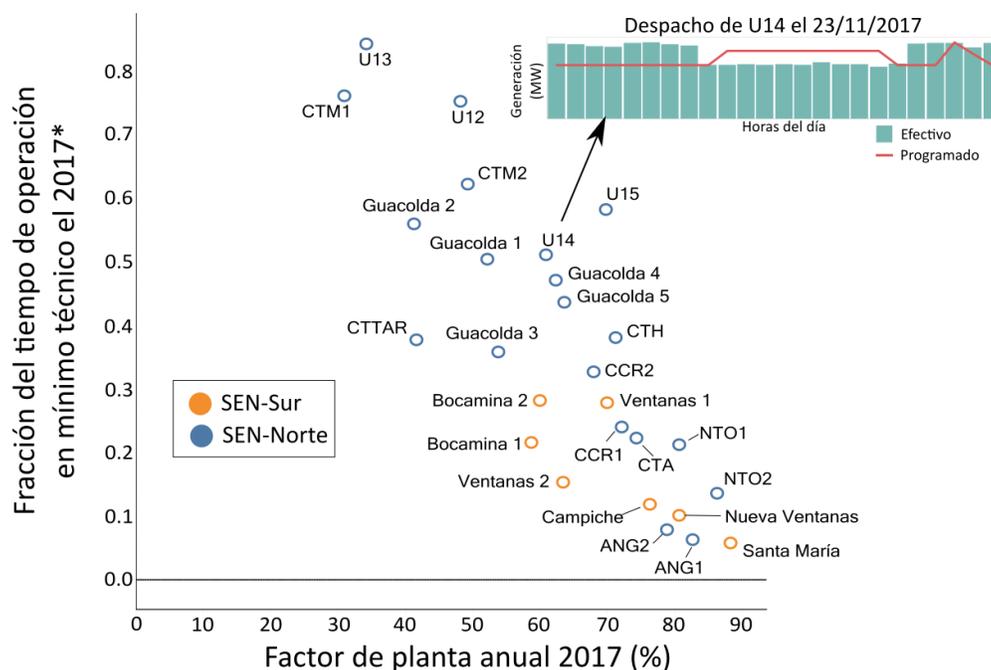
Independiente de la capacidad de generación térmica disponible, por otra parte, es posible afirmar que el mercado eléctrico chileno ha tenido la capacidad de integrar Energía Renovable Variable (ERV, energía solar fotovoltaica y eólica) a una de las tasas más altas, en relación con el tamaño del mercado, en el mundo. Durante el 2017, la producción mensual de energía ERV superó el 10%; mientras que en septiembre de 2018 prácticamente el 14% de la energía fue generada por fuentes ERV. El aporte horario de las energías renovables variables ha superado el 30% de la generación en algunas horas del año.

La generación renovable en la zona norte del sistema eléctrico ha afectado la operación de centrales termoeléctricas a carbón y gas. Durante el año 2017 algunas unidades térmicas a carbón del SEN-Norte han operado, aproximadamente, entre 40% y 80% del tiempo a mínimo técnico⁵. El factor de planta anual

⁵ El mínimo técnico de una unidad se define como la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al sistema eléctrico en forma continua. En el artículo 8 del Anexo Técnico de Determinación de Mínimos Técnicos de Unidades Generadoras se indica que el valor de mínimo técnico debe ser representativo de las características técnicas propias de las unidades, sin considerar restricciones operativas como restricciones del sistema de transmisión, ambientales, convenios de riego, entre otras.

Recientemente se ha trabajado en definir el mínimo nivel de operación con consideraciones ambientales (principalmente derivadas de requerimientos de emisiones asociadas al DS 13). Para más información se sugiere revisar el estudio: “Flexibilidad de Operación de Centrales Termoeléctricas chilenas con los instrumentos de gestión ambiental vigentes”, desarrollado por inodú para el Ministerio de Energía el año 2017 [4].

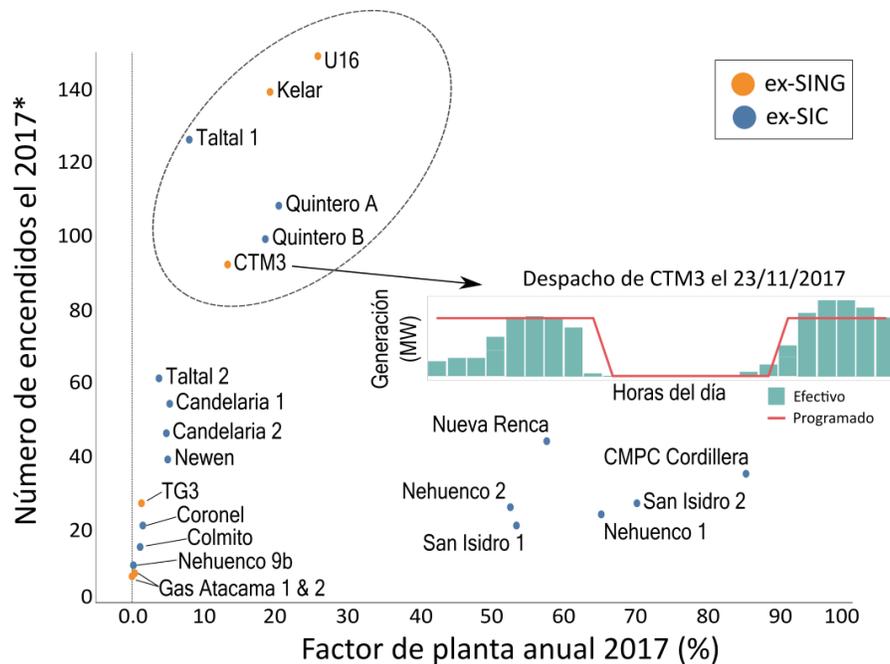
de algunas de estas unidades fue incluso menor a 50% el 2017, como se muestra en la Figura 7. El listado y una descripción general de las unidades mostradas en esa Figura, se esquematiza más adelante en la Figura 19.



*: Se considera que opera en mínimo técnico cuando su potencia difiere en hasta 10% respecto a la potencia mínima usada en la programación de la operación de enero 2017.

Figura 7: Operación de unidades a carbón en el SEN durante el año 2017. Fuente: Elaboración propia.

De manera similar, las unidades a gas del SEN-Norte han debido operar bajo nuevos modos de operación de ciclaje, aunque, en contraste con las unidades de carbón, en algunos casos se trata de encendidos y apagados diarios. Para ciertas unidades a gas se observaron entre 90 y 150 partidas durante el año 2017, como se muestra en la Figura 8.



*: En caso de ciclos combinados, se consideran solo encendidos de la turbina de vapor.

Figura 8: Operación de unidades a gas en el SEN durante el año 2017. Fuente: Elaboración propia.

La provisión de reservas para la regulación de frecuencia en el sistema eléctrico es un servicio crítico en la operación. Para el contexto de diciembre de 2017, la Figura 9 presenta la necesidad (o requerimiento) de reserva en giro y la oferta programada de reserva en giro para regulación de frecuencia⁶ en el ex-SING y ex-SIC. Existen requerimientos particulares de reserva para el Control Automático de Generación (AGC). Por ejemplo, para realizar la programación de la operación durante el primer semestre de 2018 el Coordinador Eléctrico Nacional ha utilizado las siguientes restricciones para el AGC: en el caso del SEN-Norte se programan tres unidades que participen en el AGC, con una restricción de rampa mínima 8 MW/min; para el caso del SEN-Centro-Sur se ha utilizado un requerimiento mínimo de 60 MW.

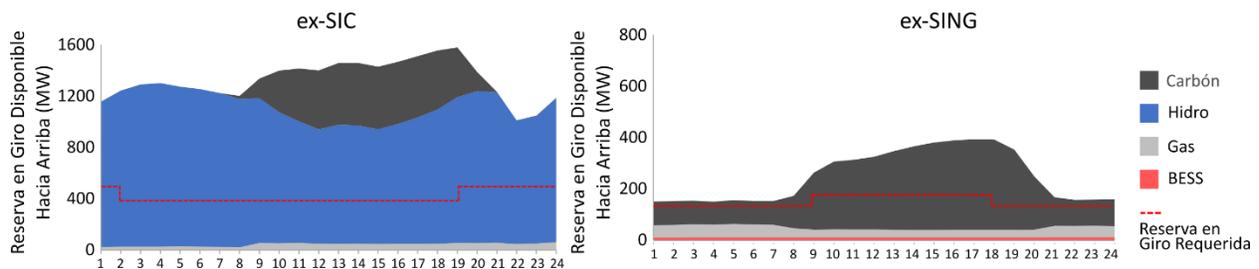


Figura 9: Necesidad y oferta programada de reservas para regulación de frecuencia en el SEN. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar de la Figura 9, la disponibilidad de reserva en giro programada se diferencia entre el día y la noche, particularmente en el ex - SING. Dado el nivel de penetración de generación renovable ha sido económico operar centrales a carbón a mínimo técnico, creando una sobre oferta de

⁶ Primaria por contingencia, primaria por regulación y secundaria, todas hacia arriba.

reserva secundaria (hacia arriba) en la zona norte del Sistema Eléctrico Nacional durante el día. No obstante, la oferta programada para regulación de frecuencia primaria en la misma zona en está más ajustada, siendo prácticamente invariante tanto en el día como en la noche (alrededor de 100 MW).

En este contexto, dada la necesidad de proporcionar reservas al sistema, es necesario observar los desafíos de descarbonización de manera zonal, distinguiendo la operación de centrales térmicas de la zona norte del Sistema Eléctrico Nacional de las centrales ubicadas en la zona centro y sur del Sistema Eléctrico Nacional.

A modo de ejemplo, la Figura 10 presenta la operación reciente del Sistema Eléctrico Nacional, particularmente el 4 de septiembre de 2018⁷. Se ilustra la generación agregada por tipo de tecnología y el factor de emisiones estimado a nivel sistémico; la generación solar y eólica por zona; y la generación a carbón y gas en la zona norte del sistema eléctrico.

Durante el día en cuestión, la generación renovable variable (eólica y solar) fue un 11,9% de la generación diaria, no obstante, a las 3 pm la generación renovable variable representó un 25% de la demanda⁸. Adicionalmente, el conjunto las centrales a carbón del ex - SIC Norte operaron ciclando entre 171 MW y 618 MW. Por su parte, las centrales a carbón ubicadas en el ex – SING, a nivel agregado, operaron ciclando entre 889 MW y 2055 MW. En este contexto, cada una de las centrales termoeléctricas operaron entre el mínimo nivel de operación que permite el cumplimiento de límites de emisión definidos en los instrumentos de gestión ambiental que afectan la operación de la unidad y su potencia nominal.

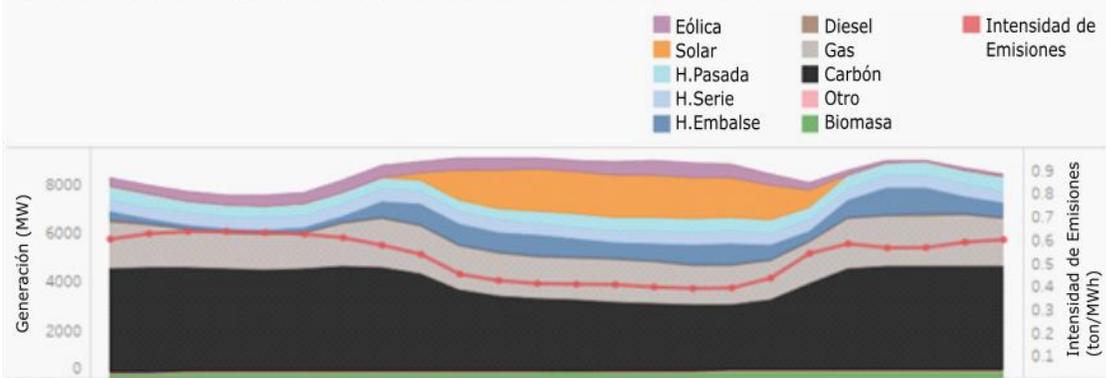
Por su parte, las centrales a gas en el norte grande ciclaron en modo prendido y apagado diario, es decir se detienen durante la mañana cuando comienza a aumentar la generación solar fotovoltaica y se encienden nuevamente al final de la tarde.

La intensidad de emisiones de CO₂ mínima y máxima estimada a nivel de sistema es 0,39 ton/MWh y 0,63 ton/MWh respectivamente. Por lo tanto, es crítico notar que la intensidad de emisiones estimada durante la noche es un 61% superior a la intensidad de emisiones estimada durante el día.

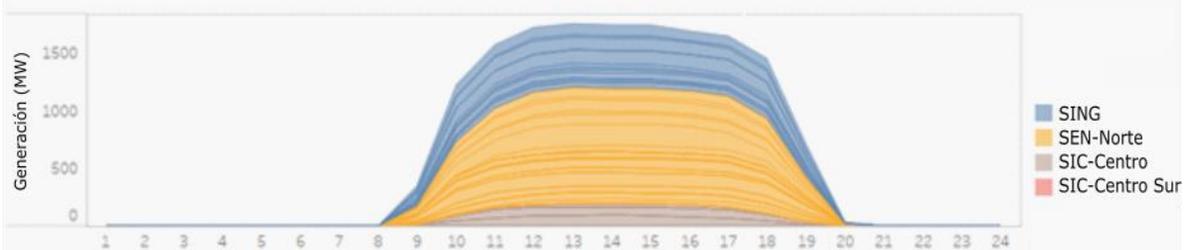
⁷ Día escogido al azar.

⁸ La generación diaria fue 203 GWh; la demanda máxima 9 GW a las 10 AM; y la demanda neta máxima fue 8,9 GW a las 10 PM. La generación renovable variable fue 24,3 GWh (un 11,9% de la generación total diaria). La generación renovable variable máxima fue 2,2 GW a las 3pm (un 25% de la demanda a las 3PM). La generación solar fue 14,9 GWh, la generación solar máxima fue 1,59 GW a las 1PM (17% de la demanda a las 1 PM). La generación eólica fue 9,4 GWh, la generación eólica máxima fue 609 MW a las 4 PM.

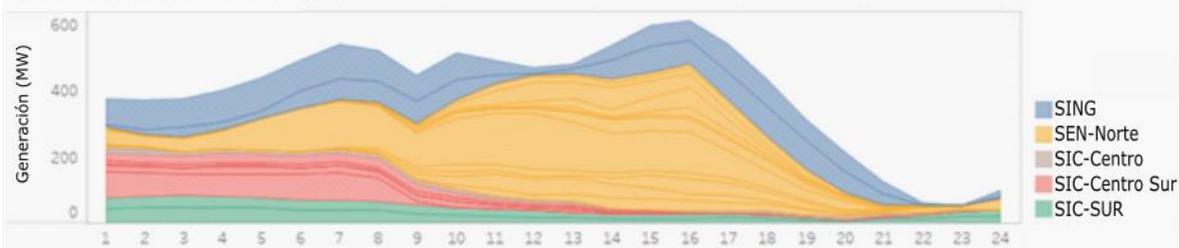
Generación por tipo de fuente e intensidad de emisiones



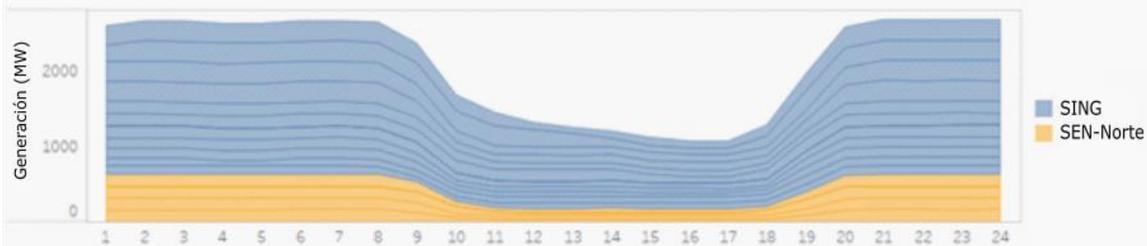
Generación Solar Fotovoltaica en el SEN



Generación Eólica en el SEN



Generación a Carbón en el SEN Norte



Generación a Gas en el SING

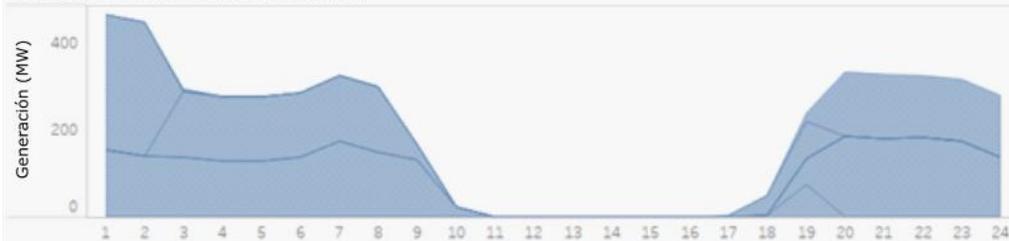


Figura 10: Operación SEN – 4 de septiembre de 2018. Fuente: Elaboración propia.

El SEN Norte ha tenido una rápida transformación en 12 meses. La Figura 11 presenta la generación solar del SEN Norte durante el 4 de septiembre de 2017 (imagen superior) y 2018 (imagen inferior). En un año, se observa un aumento de 37% en la generación solar fotovoltaica durante horario de generación peak⁹. Respecto a la intensidad de emisiones estimada en el SEN Norte, hace un año, durante el día la intensidad de emisiones fue 0,52 ton/MWh aproximadamente, y 0,78 ton/MWh durante la noche. Un año después la intensidad de emisiones durante el día es 0,35 ton/MWh aproximadamente y 0,88 ton/MWh en la noche¹⁰.

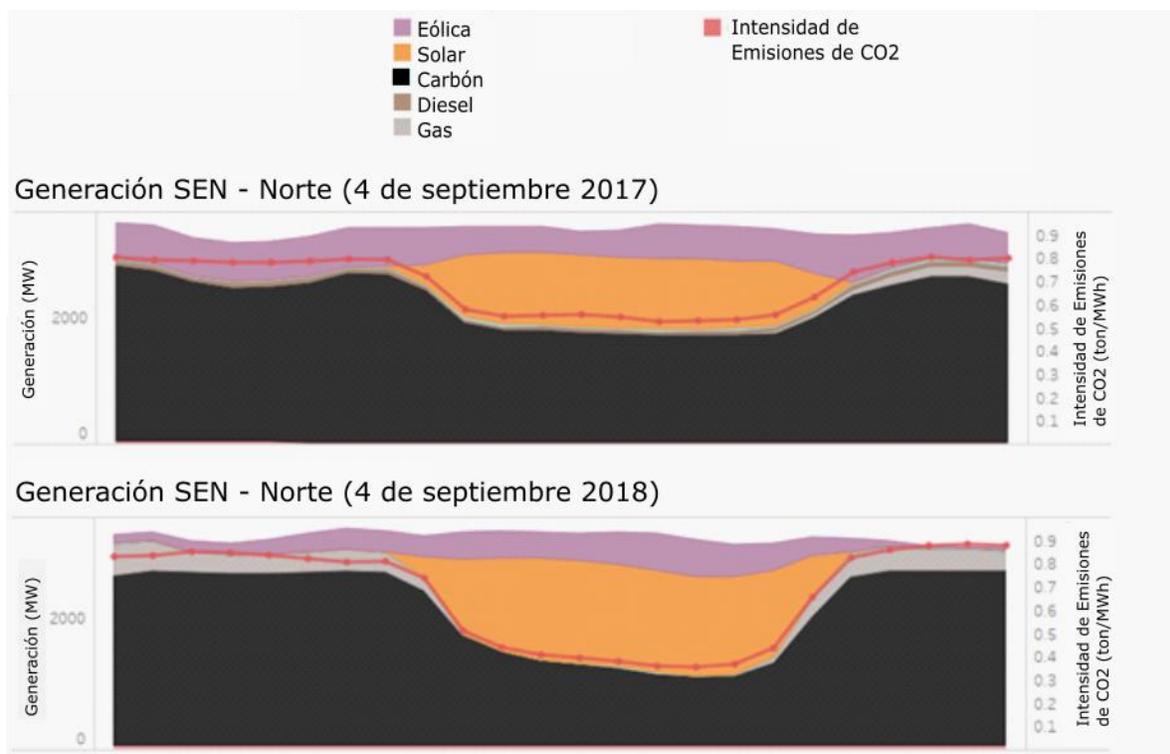


Figura 11: Comparación de la operación del SEN Norte en 12 meses - indicativo asumiendo operación conjunta el 2017.
Fuente: Elaboración propia.

Se espera que los desafíos de flexibilidad se incrementen en el corto plazo¹¹, sobre todo previo a la entrada en operación del tercer tramo de la línea Cardones Polpaico. Hacia fines del año 2018 se estima que 100 MW de generación solar fotovoltaica y 250 MW de generación eólica entrarán en operación en el SEN Norte. Por su parte, 341 MW de generación eólica deberían entrar en operación en al sur de subestación

⁹ El aumento puede estar afectado por el vertimiento de generación solar, presente durante el 2017.

¹⁰ Hace un año se observó una menor intensidad de emisiones durante la noche principalmente por generación eólica observada durante la noche el día en que se realizó el cálculo.

¹¹ Por desafío de flexibilidad se entiende como la necesidad de variar la generación en una cantidad determinada (X), en un tiempo determinado (Y), a un costo también determinado (Z).

Charrúa. También, existe un desarrollo creciente de generación solar fotovoltaica menor a 9 MW que está siendo instalado de manera distribuida en la zona central y norte del país.

En el mediano y largo plazo se espera una mayor instalación de generación renovable variable debido principalmente a renovación de contratos de clientes libres, entrada en operación de nuevos contratos a clientes regulados y la mayor competitividad de la generación renovable variable frente a los costos variables de generación a gas y carbón. En este contexto, dada las condiciones de mercado, hacia el año 2030 se podría tener que hasta un 80% de la generación del país sea provista con energía renovable (incluida generación hidroeléctrica en escenario de hidrología húmeda). Esta capacidad adicional de generación renovable variable instalada podría hacer que las necesidades de rampa en 1 hora prácticamente se tripliquen al año 2026, respecto de los niveles observados el año 2017¹².

Adicionalmente, se tiene la intención de contar con holguras de transmisión en el largo plazo, no obstante, la tensión existente entre la intención de holgura de transmisión y su definición, la intención de contar con eficiencia económica, y rapidez de desarrollo de sistemas renovables variables distribuidos hace que el concepto de holgura de transmisión esté en evaluación.

A nivel internacional se han comenzado a aplicar distintas políticas para reducir emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico, entre las cuales se encuentra: prohibición de generar con carbón, estándares de emisiones de CO₂ (límites de emisiones por unidad de energía producida), mercado de permisos de emisiones de gases de efecto invernadero, impuesto a emisiones, acuerdos voluntarios público – privados, o una combinación de ellos. Para ejemplificar un par de escenarios posibles de la evolución de la producción de energía eléctrica en Chile, a modo de referencia, la Figura 12 presenta la curva de duración de la demanda neta del sistema eléctrico y la generación renovable variable coincidente en distintos escenarios (2017, 2021 y 2026).

La curva de duración de la demanda neta ha sido segmentada de acuerdo con la fuente de generación que se utiliza para abastecer dicha demanda (carbón, gas, hidroeléctrica de pasada, hidroeléctrica de embalse u otra fuente de generación) [4]. Si bien al año 2021 se espera un fuerte aumento de la generación renovable variable, también se espera que a medida que la demanda aumenta, se cuente con una mayor utilización de las centrales a carbón existentes y, posiblemente, una menor utilización de centrales a gas¹³.

En comparación con la generación proyectada al año 2021, la generación a carbón comenzaría a disminuir nuevamente hacia el año 2026 debido a una mayor penetración de fuentes de generación renovables variables. En caso de implementarse una política de mayor impuesto al CO₂, incorporado en el costo

¹² No obstante, dada las deferencias de perfiles de generación eólica a lo largo del país, las necesidades efectivas de rampa dependerán no sólo de la cantidad de nueva generación renovable que se instale, sino también de qué tipo y dónde se instale dicha capacidad. Más información en: “*Renewable Energy Integration Opportunities in Chile*”. Presentación realizada por inodú en MIT (mayo 2018) [121].

¹³ Bajo el contexto de costos combustibles observados durante el año 2017. No se consideró take-or-pay de gas, es decir, gas inflexible a costo variable combustible igual a cero, ni disponibilidad de gas argentino.

marginal, una mayor cantidad de generación a carbón podría ser desplazada, en parte, por generación en base a gas natural¹⁴. Lo anterior implica que mediante una política de impuesto a CO₂ apropiadamente alineada con el objetivo de reducir emisiones de gases de efecto invernadero, ciertas centrales a carbón dejarían de operar por condiciones de mercado. No obstante, mientras no se cuente con otro tipo sistemas capaces de proveer servicios de regulación de frecuencia primaria y secundaria en la zona norte del SEN, cierto nivel de generación a carbón seguiría siendo necesaria en dicha zona del sistema eléctrico¹⁵.

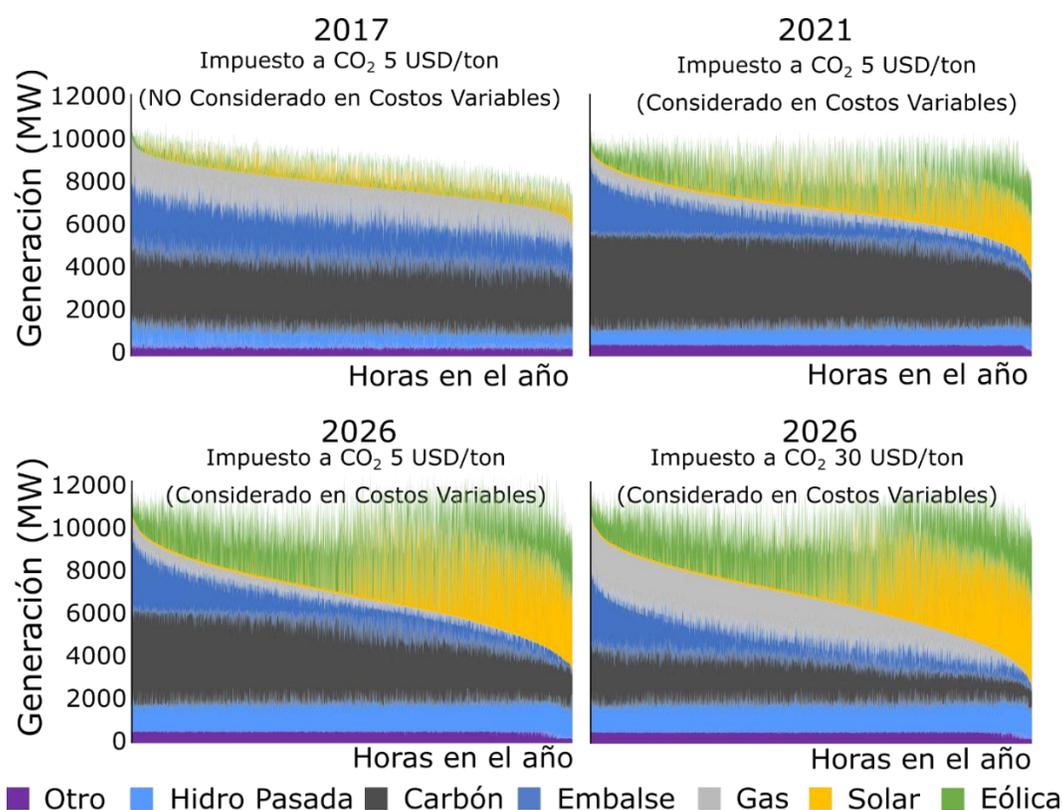


Figura 12: Operación del sistema eléctrico en 2017, estimada 2021 y 2026 [4].

Tomando como referencia el desarrollo actual y previsible en un periodo de 5 años del parque de generación¹⁶; del sistema de transmisión; la demanda; la señal de costo de inversión; y el precio de energía, potencia y servicios complementarios vigente; la necesidad de abastecer la demanda neta del

¹⁴ El nivel de generación a carbón desplazada depende de varios factores, entre ellos, el nivel del impuesto, y el precio relativo del gas respecto del carbón. El ejercicio realizado consideró la aplicación de un impuesto a las emisiones de CO₂ a todas las unidades, independiente de su tamaño.

¹⁵ Más información en: “*Renewable Energy Integration Opportunities in Chile*”. Presentación realizada por inodú en MIT (mayo 2018) [121].

¹⁶ Junto a los parámetros técnicos vigentes.

sistema eléctrico de manera segura y económica produce que unidades térmicas deban operar en frecuentemente a mínimo técnico o de manera intermitente (modo de partida y parada diaria).

La Figura 13 (imagen izquierda) ilustra, en la parte superior, la curva de consumo específico de una unidad a carbón tipo, y en la parte inferior, la operación esperada de una central termoeléctrica a carbón en la zona norte de Chile. La figura también presenta el histograma de operación esperada para un periodo de un año: en el eje x se presenta el factor de planta horario (en porcentaje) respecto de la capacidad nominal de la central. Se espera a futuro una cantidad significativa de horas de operación a mínimo técnico (definido, a modo ilustrativo, como el 40% de la potencia nominal de la central), por lo que en un contexto de alta disponibilidad de generación solar fotovoltaica es crítico que el mínimo técnico de las centrales a carbón sea lo menor posible¹⁷.

Por su parte, la sección derecha de la Figura 13 ilustra un modo de operación probable para central de ciclo combinado operando con gas, donde también la operación a mínimo técnico (definido, para esa unidad como el 50% de la potencia nominal), sería un modo de operación frecuente, incluso más utilizado que el modo de operación a potencia nominal. Al igual que lo indicado para las centrales a carbón, en un contexto de alta integración renovable es crítico que el mínimo técnico de las unidades a gas sea lo menor posible.

Considerando los modos de operación esperados, se visualiza que las centrales térmicas comienzan a evolucionar hacia un modo de operación donde su valor se encuentra en la opción de complementar a las energías renovables variables mediante provisión de reservas y la opción de modificar su nivel de producción de manera rápida, competitiva y sostenible en el tiempo.

Dado los costos actuales de generación solar fotovoltaica, es posible indicar que una mayor penetración de energía solar se podría justificar como medida de eficiencia económica para disminuir los costos variables de operación y la intensidad de emisiones a nivel de sistema durante las horas de sol, creando la necesidad, incluso, de operar, en la medida que sea posible, centrales a carbón en modo de partida y parada diaria. Lo indicado anteriormente podría ser un siguiente paso hacia una mayor descarbonización del sistema eléctrico, sin cambiar significativamente (reconvertir) los sistemas de generación térmicos existentes en el sistema eléctrico chileno.

¹⁷ Teniendo en consideración que el mínimo técnico depende de las condiciones de diseño y prácticas de operación vigentes en un momento determinado. Cambios en las condiciones de diseño, mediante inversiones, y/o prácticas de operación pueden hacer factible una reducción del mínimo técnico.

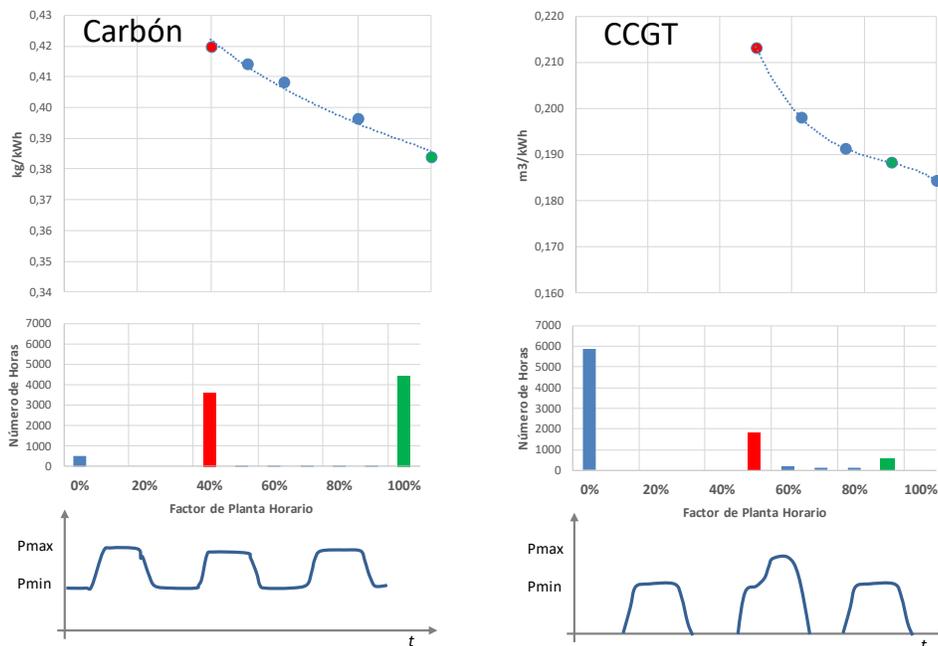


Figura 13: Factor de planta horario esperado y consumo específico de una central térmica a carbón y CCGT en un año [5]¹⁸.

¹⁸ Pmax: Potencia máxima; Pmin: Potencia mínima o mínimo técnico.

Desafío de emisiones de NOx de centrales de ciclo combinado a mínimo técnico

Los modos de operación más flexibles que se proyectan como necesarios para centrales a gas difieren de aquellos esperados en un contexto sin alta penetración de ERNC, como los previstos hace unos años y evaluados en el proceso de definición del DS N° 13 y en Resoluciones de Calificación Ambiental; por lo tanto, uno de los aspectos críticos que se debe verificar tiene relación con los requerimientos de los instrumentos de gestión ambiental asociados a emisiones atmosféricas de NOx (DS 13 y RCAs).

En este contexto, una operación persistente a mínimo técnico, la exigencia de mínimos técnicos más bajos (o mayor *turndown* de la central), un mayor número de encendidos y apagados, y una menor razón de ciclaje producen diversos desafíos que hacen necesaria una revisión de los límites de emisión definidos en el DS 13, particularmente en condiciones de partida y detención, y en operación a carga parcial de unidades a gas natural¹⁹. A modo de ejemplo, la Figura 14 presenta las emisiones típicas de una central de gas natural tipo ciclo combinado durante su operación. Los puntos indicados en color verde representan una condición de operación en régimen; los puntos en color gris representan instantes de partida y detención. Se observa como, durante la condición de operación en régimen, particularmente en el rango inferior de potencia de operación hay instantes con mayores emisiones.

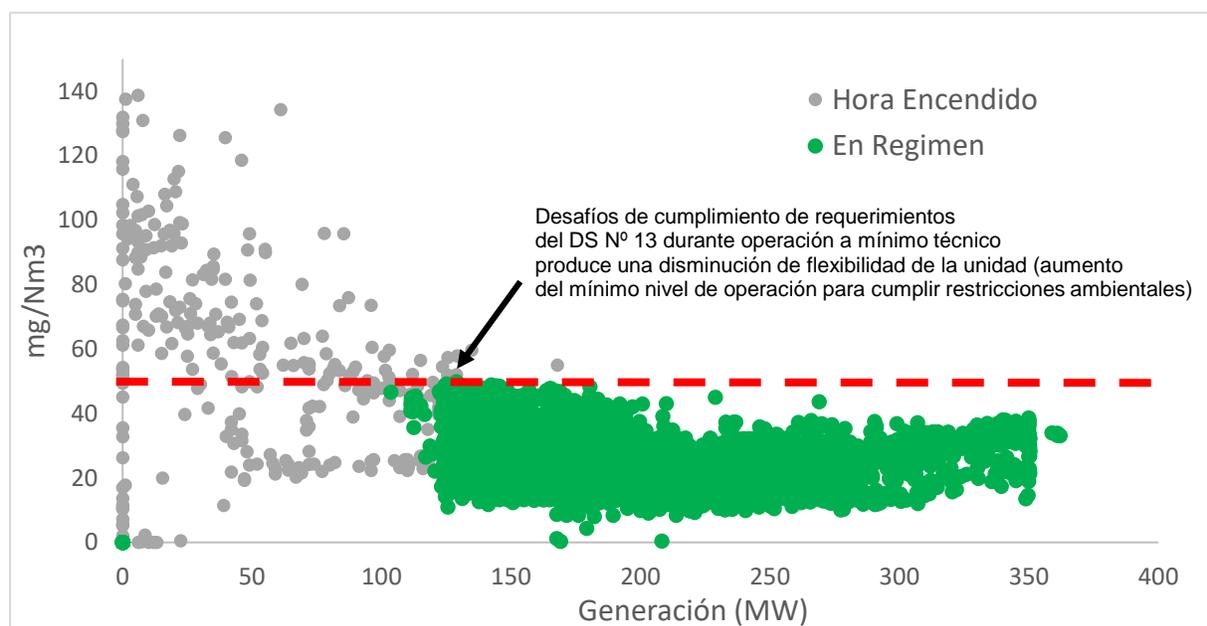


Figura 14: Emisiones de NOx de una central de ciclo combinado

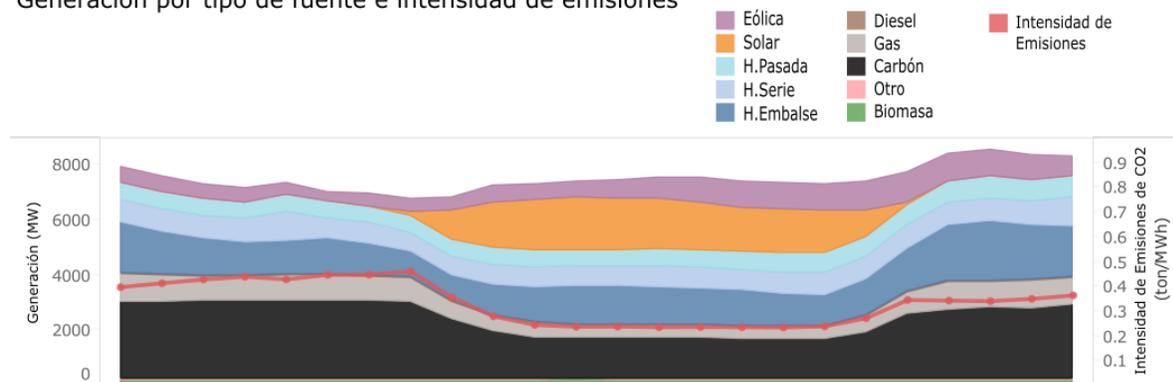
Los límites de emisiones durante operación a carga parcial y durante procesos de partida y detención son críticos para definir, apropiadamente, los requerimientos de los activos térmicos flexibles que

¹⁹ La norma de emisiones para unidades a gas en Estados Unidos y Europa define requerimientos distintos para unidades operando a carga parcial. Más información en el estudio "Flexibilidad de Operación de Centrales Termoeléctricas chilenas con los instrumentos de gestión ambiental vigentes", desarrollado para el Ministerio de Energía el año 2017 [4].

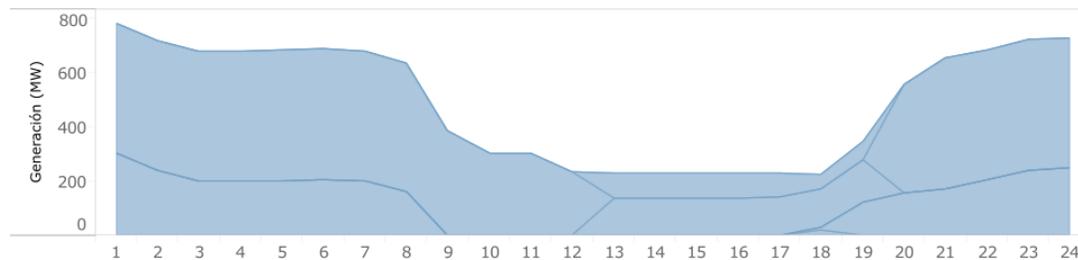
contribuirán al proceso de transición hacia una matriz con menos emisiones de gases de efecto invernadero. Actualmente la restricción de mínimos técnicos de unidades a gas (por ejemplo, U16 y Kelar) ha producido, en ciertos días, vertimiento de generación ERNC en la zona norte, es decir, dificulta que toda la energía ERNC disponible en ciertos instantes pueda ser inyectada al sistema.

Para ilustrar el desafío mencionado, en la Figura 15 se presenta el caso de la operación del sistema eléctrico nacional el día 14 de octubre de 2018. Si bien, en una primera mirada la operación del día se percibe como normal (sección superior de la imagen), entre las 12 y 17 horas no se pudo inyectar toda la energía solar fotovoltaica disponible al sistema eléctrico debido, en parte, al requerimiento de mínimo nivel de operación con cumplimiento de norma de emisiones de una unidad de ciclo combinado durante el día (Kelar). Es crítico notar también que durante las horas de vertimiento el costo marginal de energía en la zona norte fue cero, lo que afecta la sostenibilidad económica de las centrales.

Generación por tipo de fuente e intensidad de emisiones



Generación a Gas Natural en el SEN Norte



Generación Solar Fotovoltaica en el SEN Norte

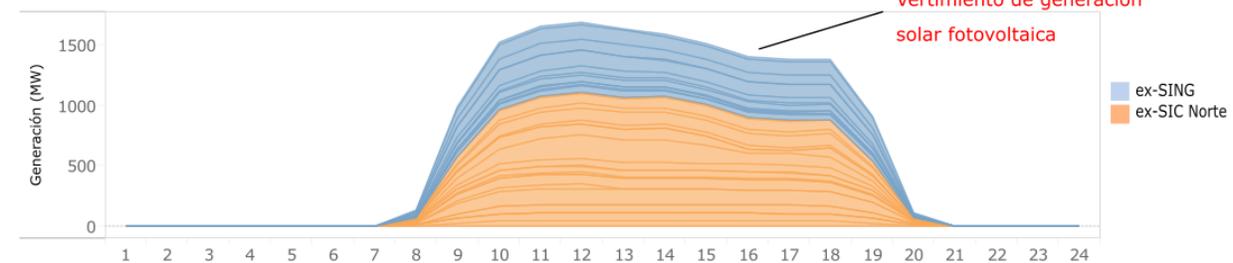
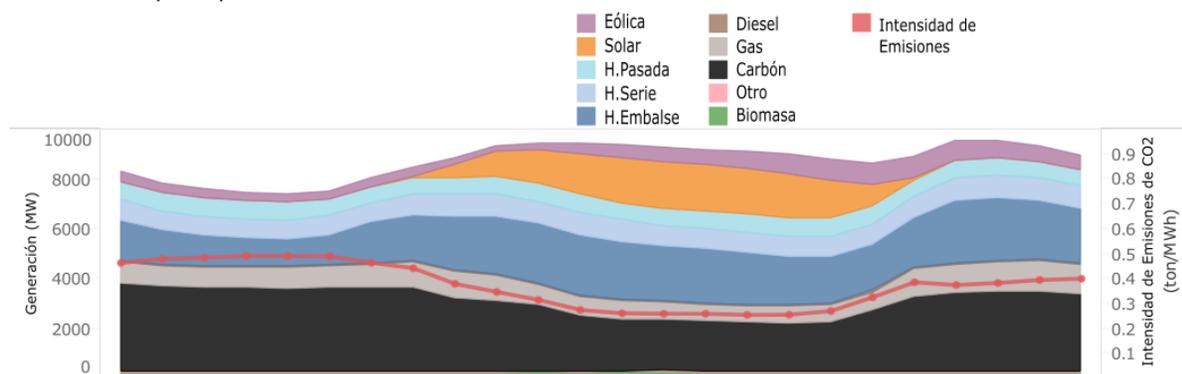


Figura 15: Caso de operación del SEN el 14 de octubre – vertimiento de energía solar. Fuente: Elaboración propia.

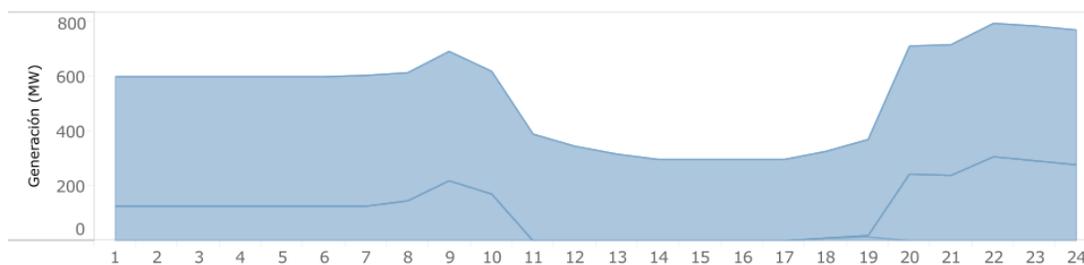
Desafío de capacidad de rampas de unidades térmicas y coordinación de la operación

La Figura 16 presenta el caso de la operación del sistema eléctrico nacional el día 12 de octubre de 2018.

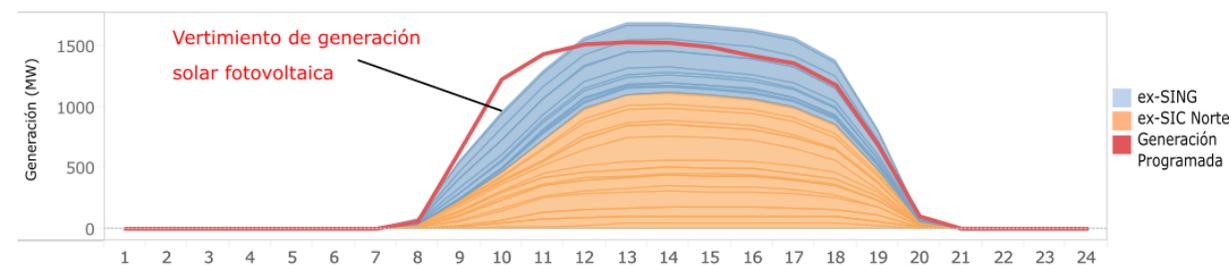
Generación por tipo de fuente e intensidad de emisiones



Generación a Gas Natural en el SEN Norte



Generación Solar Fotovoltaica en el SEN Norte



Generación a Carbón en el SEN Norte

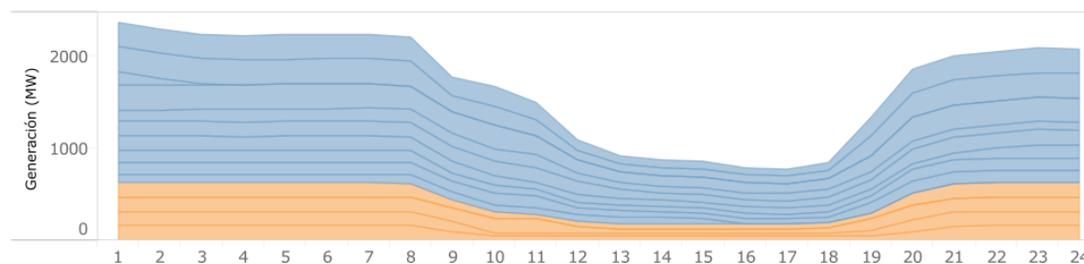


Figura 16: Caso de operación del SEN el 12 de octubre – vertimiento de energía solar. Fuente: Elaboración propia.

Si bien, en una primera mirada la operación del día se percibe como normal (sección superior de la imagen), entre las 9 y 11 horas no se pudo inyectar toda la energía solar fotovoltaica disponible al sistema eléctrico debido, en parte, a la coordinación de la operación de las unidades a gas (U16) y capacidad de rampa para disminuir la generación de unidades térmicas (gas y carbón).

De acuerdo a lo ilustrado en esta sección, en un contexto de alta penetración de energía renovable variable se tendrá una mayor complejidad en la programación y operación del sistema eléctrico. Por su parte, el valor de los activos térmicos se mide de una manera distinta a la utilizada históricamente; en este nuevo contexto, otras propiedades adicionales al valor de inversión, costo variable a capacidad nominal y emisiones a carga nominal, son relevantes para definir la competitividad de los activos y permitir una operación más económica del sistema eléctrico en su conjunto (Figura 17).

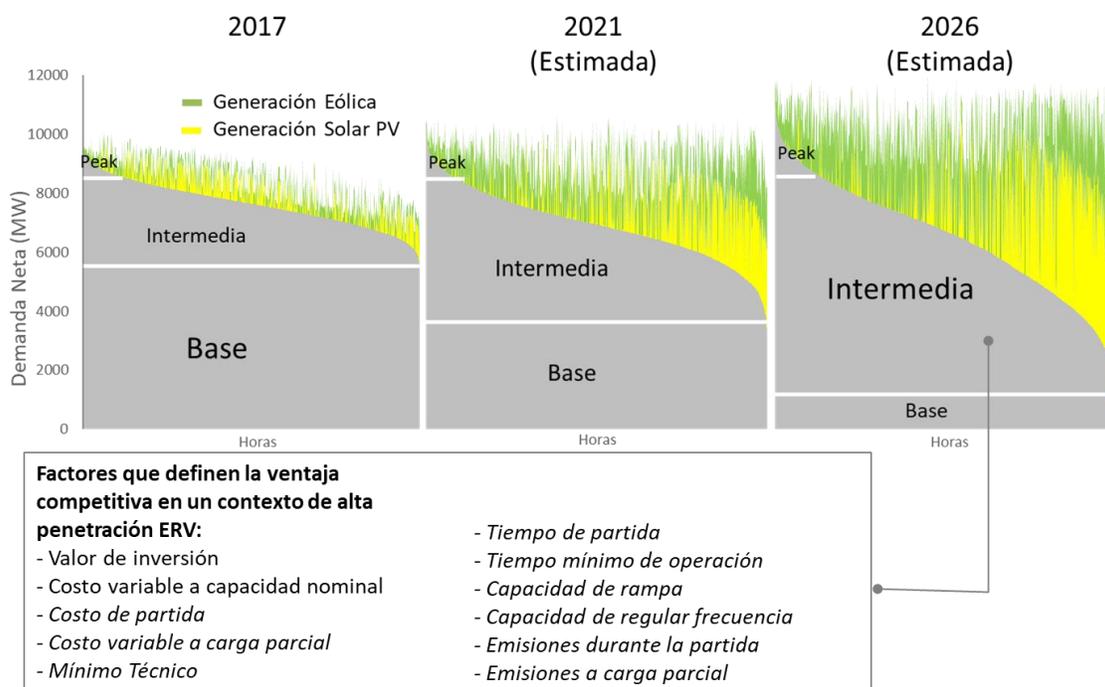


Figura 17: Competitividad de centrales termoeléctricas en un contexto de alta penetración de energía renovable variable.
 Fuente: Elaboración propia.

Las medidas de performance indicadas en la Figura 17 son críticas al momento de considerar competitividad de las opciones de mejora o reconversión de centrales a carbón existentes, posibles de implementar tanto en el corto plazo como en el largo plazo. La definición del grado de transformación requerido en la planta, y su conveniencia económica, dependerá de factores como la regulación del mercado, la estrategia corporativa de la empresa propietaria de la central, las necesidades del sistema eléctrico y/o el cliente que se suministrará, la competitividad del mercado, el nivel de desarrollo y maduración tecnológica de la alternativa que se considere, la rentabilidad esperada de la central, la complejidad de implementación, requerimientos operacionales y costos de operación, la posibilidad de evolución, y el impacto ambiental y emisiones de CO2 (Figura 18).

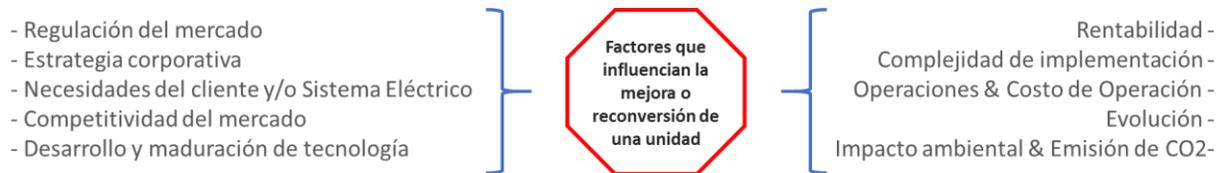


Figura 18: Factores que influyen la mejora o reconversión de una unidad

5 CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A CARBÓN EN CHILE

Existen 15 centrales de generación termoeléctrica a carbón, distribuidas en 6 comunas a lo largo del país, que en conjunto agrupan 28 unidades [6]. En algunos casos, las unidades comparten ciertas instalaciones e infraestructura de soporte, por ejemplo: el muelle, la cancha de carbón, la chimenea, la captación y descarga de agua, las plantas de tratamiento de agua, vertedero de cenizas, entre otras. Por lo tanto, la reconversión o el cierre programado de algunas unidades más antiguas se desarrollará en un terreno donde continúa estando operativa otra unidad de generación, generalmente más nueva.

La Figura 19 muestra la ubicación de unidades de generación a carbón, junto a su capacidad y año de puesta en servicio²⁰. Las centrales se ubican en el borde costero del Océano Pacífico debido a las condiciones favorables, económicas y de simplicidad operativa, que presenta el borde costero para el suministro de carbón. La mayoría de las unidades son de carbón pulverizado subcríticas; sólo dos unidades son de tipo lecho fluidizado, lo que les permitiría quemar biomasa realizando modificaciones menores.

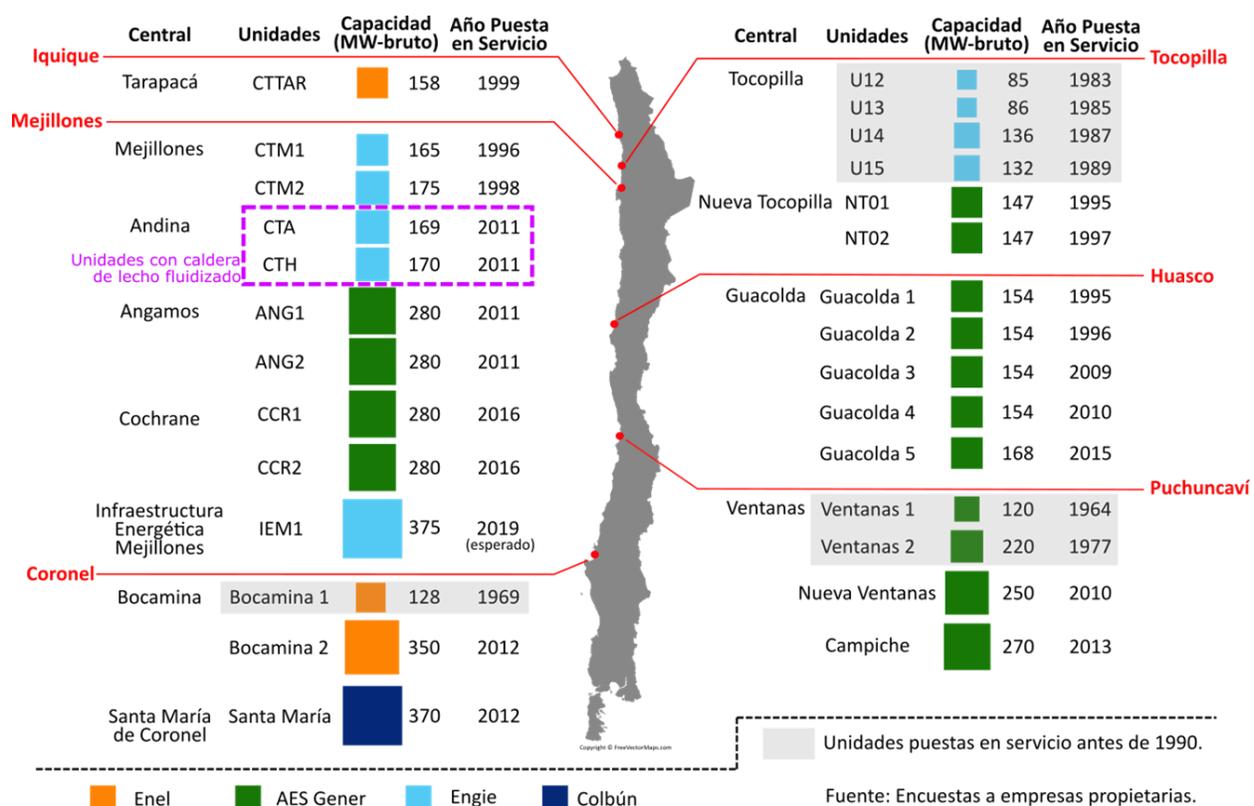


Figura 19: Mapa de unidades de generación a carbón operativas y en construcción en Chile. Fuente: Elaboración propia.

Tomando como referencia la fecha de puesta en servicio de las distintas unidades indicada en la Figura 19, se determinó la distribución de la vida útil proyectada de las distintas unidades al año 2030 (Figura 20). Se observa que la mayor parte de la capacidad instalada a carbón tendrá menos de 20 años desde la

²⁰ No se considera la central de Petropower en la región del Biobío porque corresponde a cogeneración.

fecha de puesta en servicio. Esta situación que representa un desafío importante respecto al contexto de reconversión o cierre de unidades que se observa a nivel internacional en Estados Unidos y Europa.

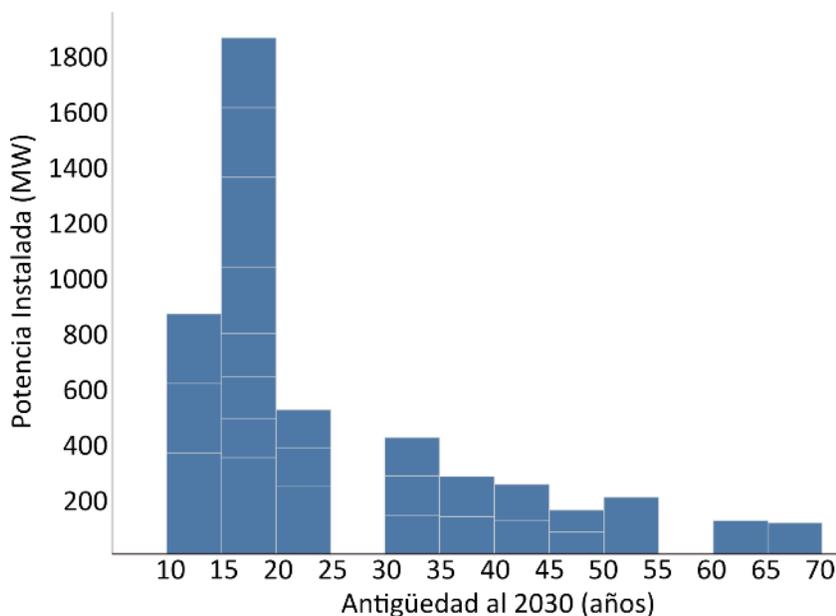


Figura 20: Edad de unidades a carbón en Chile al año 2030. Fuente: Elaboración propia.

5.1 Emplazamiento de centrales termoeléctricas a carbón en Chile

En esta sección se presentan diagramas con la estructura de los distintos complejos de generación termoeléctrica presentes en el país.

La Figura 21 presenta una vista superior del Central Térmica Tarapacá, que está emplazada en un terreno de 22 hectáreas, ubicado a un costado del Puerto de Collahuasi. Se ubica a 11 km de la caleta de Chanavayita y unos 65 km de la ciudad de Iquique. Para la descarga de carbón se utilizan las instalaciones de Terminal Marítimo Patache, propiedad de Compañía Minera Cordillera. Posee un vertedero de uso exclusivo.



Figura 21: Central Térmica Tarapacá. Fuente: Elaboración propia.

La Figura 22 presenta una vista superior del complejo Tocopilla – Nueva Tocopilla, donde están emplazadas unidades que fueron puestas en servicio en los años ochenta y noventa. Dentro del complejo también se ubican unidades a gas (TG1, TG2, TG3 y U16). El complejo está emplazado en una zona industrial ubicado en el sector sur de la ciudad de Tocopilla.

Las unidades de Nueva Tocopilla (AES Gener) comparten la cancha de carbón y muelle con las unidades de Tocopilla (Engie). Engie es la propietaria de puerto. Las unidades U12 y U13 comparten la chimenea. También comparten la chimenea las unidades U14 y U15. En ambos casos la chimenea tiene 75 metros de altura. Las unidades de Engie y AES Gener tienen el vertedero de cenizas en la zona de Barriles.

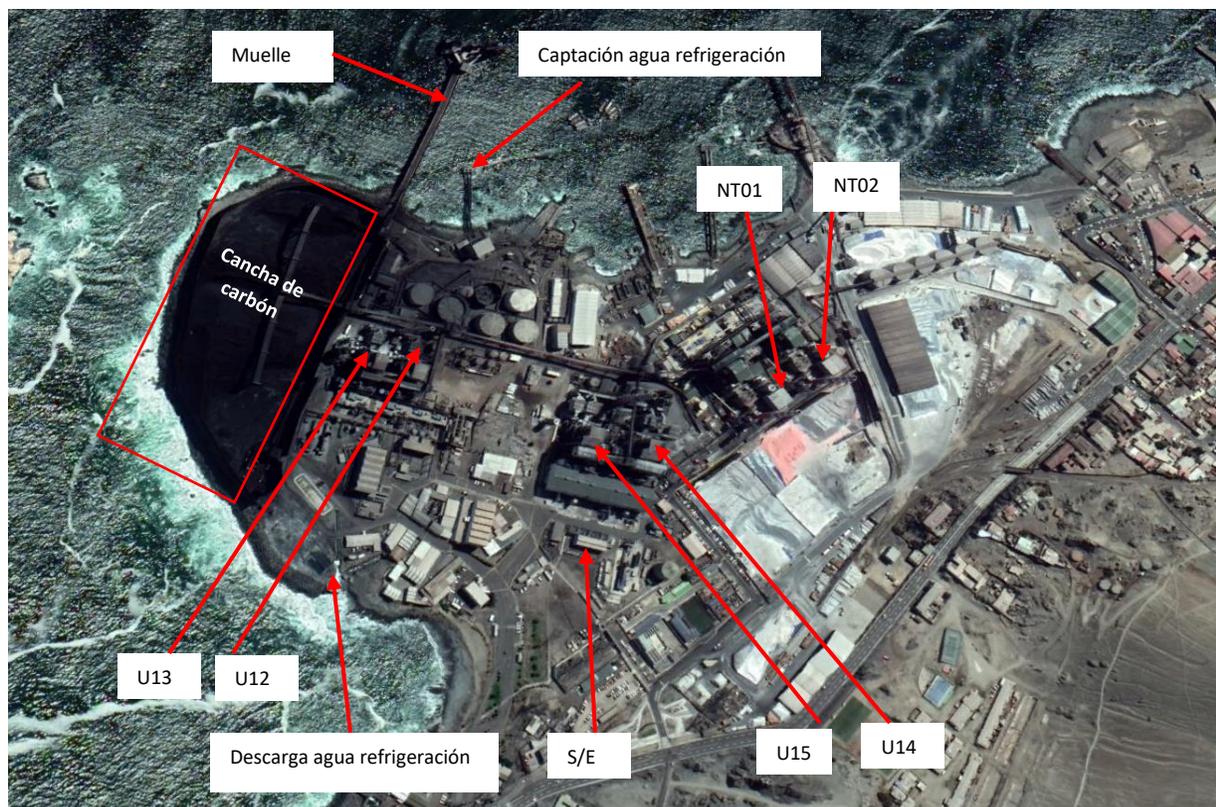


Figura 22: Complejo termoeléctrico Tocopilla – Nueva Tocopilla. Fuente: Elaboración propia.

La Figura 23 presenta una vista superior del complejo que agrupa las centrales de Angamos – Cochrane, puestas en servicio el año 2011 y 2016 respectivamente. El complejo está emplazado en un terreno de 88 hectáreas, ubicado 8 km al noreste de la ciudad de Mejillones, e inmediatamente al sur del Complejo GNL Mejillones (1 km).

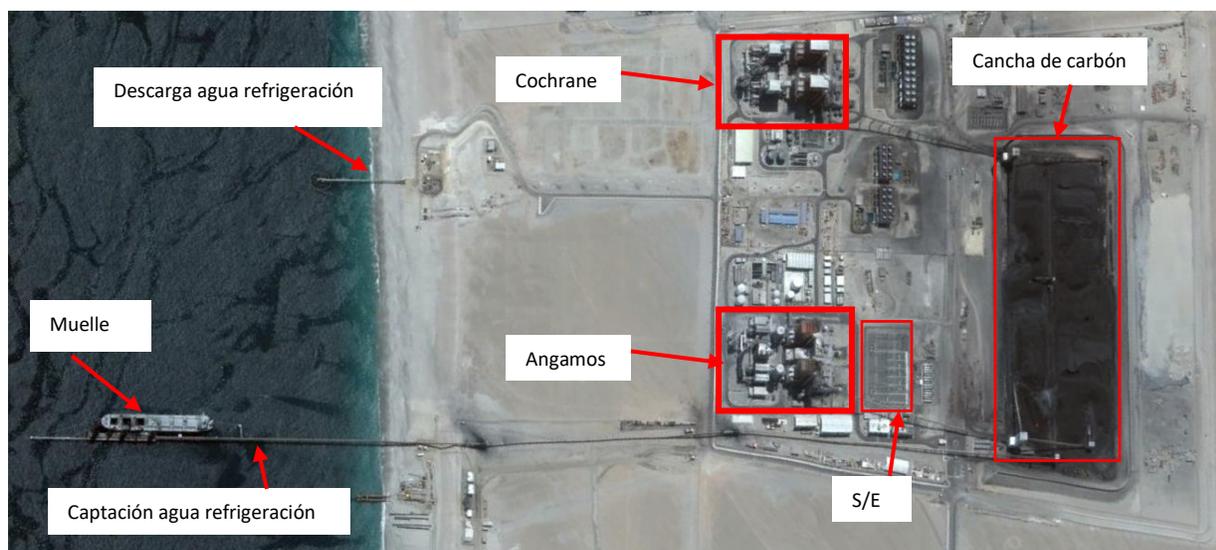


Figura 23: Complejo termoeléctrico Angamos – Cochrane. Fuente: Elaboración propia.

Las centrales de Angamos y Cochrane comparten el muelle de descarga y cancha de carbón. Las unidades Cochrane I y II comparten la chimenea. Las unidades Angamos I y II también comparten la chimenea. En ambos casos la chimenea tiene 96 metros. Las centrales tienen un contrato para transferencia de carbón con Terminal de Graneles del Norte, filial de Puerto Angamos. Adicionalmente, ambas centrales utilizan el vertedero Cerro Gris.

La Figura 24 presenta una vista superior del complejo que agrupa las centrales de CTM 1, CTM 2, CTA, CTH y IEM, puestas en servicio los años 1996, 1998, 2011, 2011 y 2018 respectivamente. El complejo está emplazado en un terreno de 75 hectáreas, ubicado 3,5 km al noreste de la ciudad de Mejillones, a un costado del complejo termoeléctrico de centrales de ciclo combinado de Gas Atacama. En el lugar también se ubica la central CTM3 a gas natural. Las centrales comparten el muelle de descarga de carbón. Actualmente, una cancha para almacenamiento de carbón se comparte entre CTM1 y CTM2, y otra para CTA y CTH. CTM 1, CTM 2, CTA y CTH comparten el vertedero de CTM. Se proyecta que IEM utilice el vertedero en la zona de Cerro Gris.

Las centrales CTA y CTH son de tipo lecho fluidizado circulante por lo que tienen capacidad de quemar biomasa, aunque actualmente operan de manera exclusiva con carbón. La cancha para almacenamiento de biomasa instalada en estas centrales es indicada en la Figura 8.

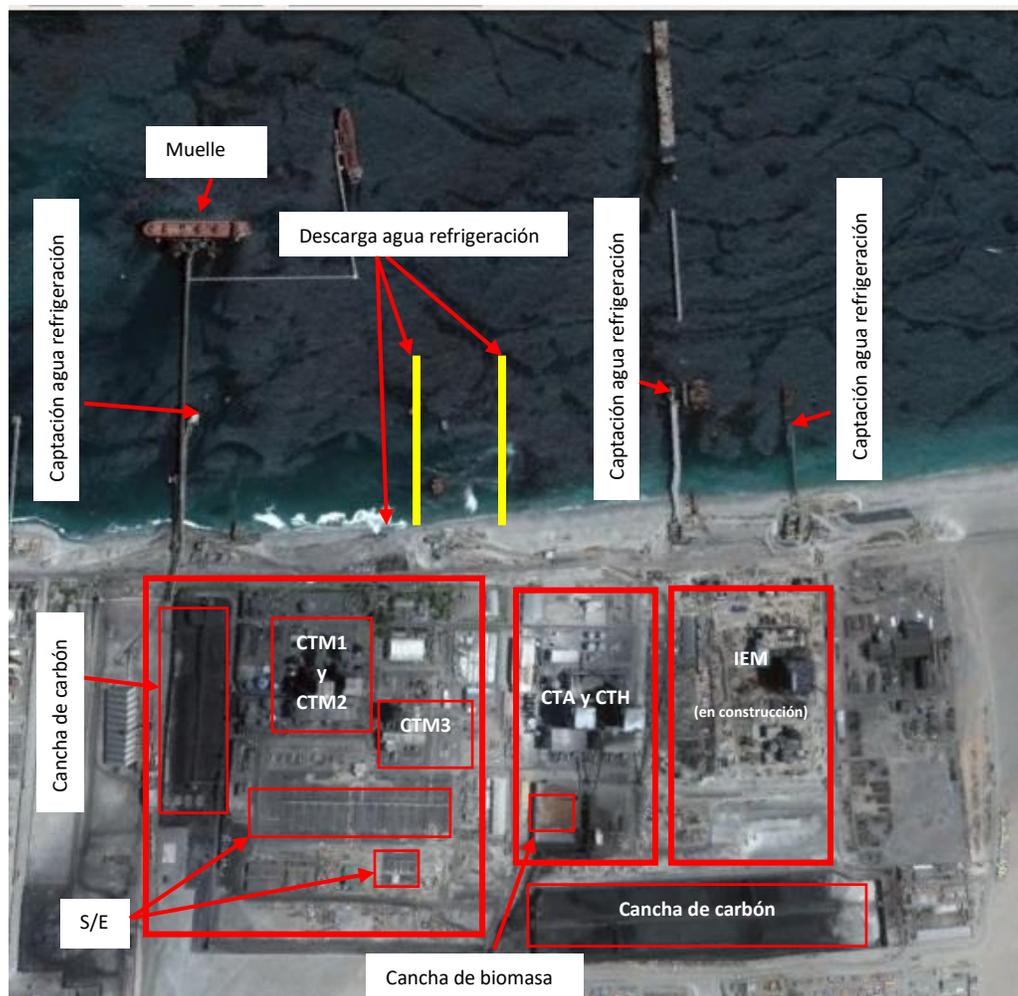


Figura 24: Complejo termoeléctrico Mejillones. Fuente: Elaboración propia.

La Figura 25 presenta una vista superior del complejo que agrupa las centrales de Guacolda 1, 2, 3, 4 y 5, puestas en servicio los años 1996, 1996, 2009, 2010 y 2015 respectivamente. El complejo está en un terreno de 31 hectáreas, ubicado a un costado de instalaciones de CAP y 3,6 km de la ciudad de Huasco.

Todas las unidades comparten el muelle para descarga de carbón y la cancha para su almacenamiento. Las unidades I y II de Guacolda comparten una chimenea de 80 metros. Todas las unidades comparten el uso del vertedero.



Figura 25: Complejo termoelectrico Guacolda. Fuente: Elaboración propia.

La Figura 26 presenta una vista superior del complejo Ventanas, donde hay unidades puestas en servicio en 1964 (Ventanas I), 1977 (Ventanas II), Nueva Ventanas (2010) y Campiche (2013). La instalación está emplazada en un terreno de 30 hectáreas, ubicado un costado del Puerto Ventanas, a 3,4 km del terminal GNL Quintero, 1,0 km de la Fundición de Codelco Ventanas y 400 metros de la localidad de La Greda.

Para la descarga de carbón se utilizan las instalaciones de Puerto Ventanas, que es propiedad de Sigdo Koppers. Las unidades comparten la cancha de carbón y el vertedero Pangué.

El complejo Ventanas es un caso donde la subestación existente tiene un rol crítico para mitigar efectos percibidos asociados al retiro de centrales más antiguas. Si bien el retiro de centrales como Ventanas I y Ventanas II podría tener un efecto en el sistema de transmisión de la zonal, generando una percepción de necesidad de nuevas inversiones en transmisión; estas necesidades pueden ser mitigadas completamente mediante medidas operativas en la subestación Ventanas y subestación Nueva Ventanas que permitan la inyección de central Nueva Ventanas, o central Campiche, al sistema de transmisión zonal de 110 kV²¹.

²¹ Actualmente las centrales Nueva Ventanas y Campiche inyectan a S/E Nogales, pero subestación Nueva Ventanas 220 kV tiene una conexión a subestación ventanas 110 kV mediante un transformador de 300 MVA 220/110 kV. Fuente: Diagrama Unilineal ex – SIC 2017. Link:

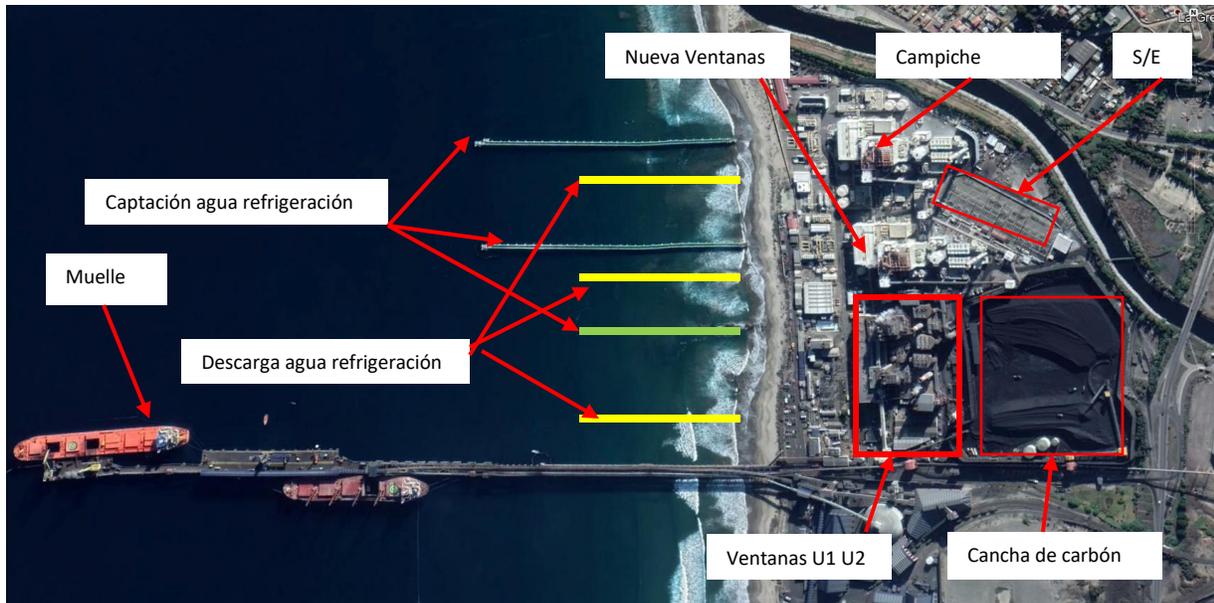


Figura 26: Complejo termoeléctrico Ventanas. Fuente: Elaboración propia.

La Figura 27 presenta una vista superior del complejo Bocamina, la cual está inserta en un costado de la ciudad de Coronel en un terreno de 17 hectáreas. Las instalaciones comparten una cancha techada de carbón. Para la descarga de carbón se utiliza la infraestructura de Portuaria Cabo Froward (del Grupo de Empresas Navieras SA). Las unidades de Bocamina comparten el uso del vertedero.

La Figura 28 presenta una vista superior del complejo Santa María, que está emplazado en un terreno de 10 hectáreas en el sector sur de la ciudad de Coronel. Para la descarga de carbón se utilizan las instalaciones del terminal granelero de la empresa Puerto Coronel. La central Santa María tiene un vertedero de uso exclusivo.



Figura 27: Complejo termoeléctrico Bocamina. Fuente: Elaboración propia.



Figura 28: Complejo termoeléctrico Santa María. Fuente: Elaboración propia.

5.2 Caracterización de unidades termoeléctricas a carbón existentes

La Figura 29 sintetiza la información de consumo específico a potencia nominal y tiempo de encendido en caliente para cada unidad. El tiempo de encendido en caliente se ha segmentado en dos intervalos: el tiempo requerido entre la orden de encender y sincronización y el tiempo que toma la unidad, una vez sincronizada, en alcanzar su mínimo técnico. Las cinco unidades de menor consumo específico se

encuentran en el rango de 0,352 y 0,376 ton/MWh. Por su parte, las cinco unidades de consumo específico más elevado se encuentran en el rango de 0,415 y 0,463 ton/MWh. La mediana es 0,384 ton/MWh.

En promedio el consumo específico a mínimo técnico para las unidades del ex SING es un 13% superior al consumo específico a capacidad nominal, llegando a ser en algunos casos hasta un 23% superior²².

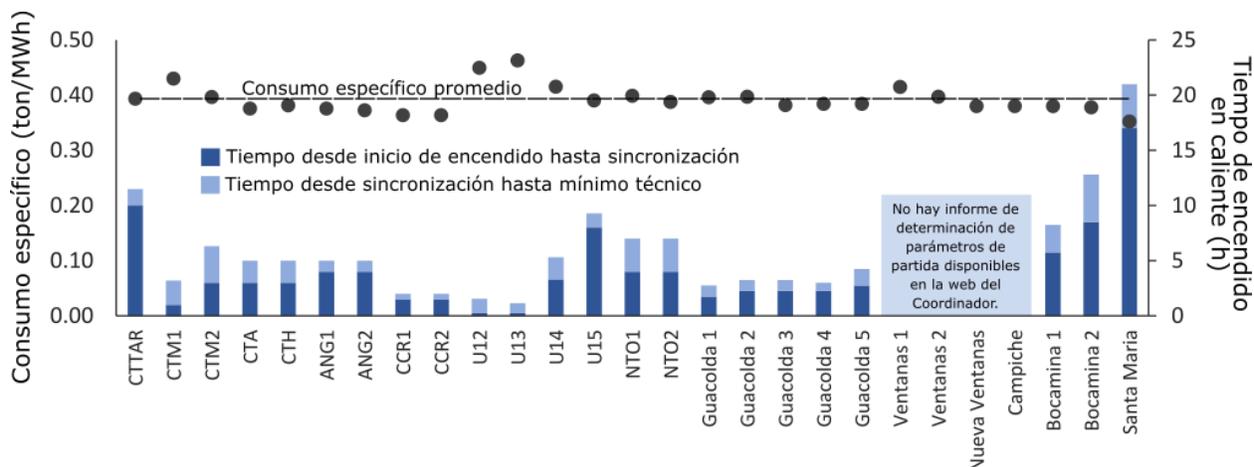


Figura 29: Consumo específico y tiempo de encendido. Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional para la programación de la operación en agosto 2018.

Desde el punto de vista de flexibilidad, la Figura 30 presenta el rango operacional y el rango operacional relativo de las distintas unidades²³. La estimación se realizó tomando como referencia el mínimo técnico, sin considerar capacidad de regulación de frecuencia, reportado por el Coordinador durante septiembre de 2018. Se observa que las cinco unidades de mejor desempeño tienen un rango operacional relativo entre 70% y 75%. En contraste, las cinco unidades de menor flexibilidad tienen un rango operacional relativo entre 31% y 50%.

²² En base a polinomios de consumo específico utilizados por el ex CDEC SING.

²³ El rango operacional es la diferencia entre la potencia máxima y la potencia a mínimo técnico de una unidad. El rango operacional relativo es el rango operacional dividido por la potencia máxima: $1 - P_{\min}/P_{\max}$. Cálculos realizados con datos disponibles a agosto de 2018.

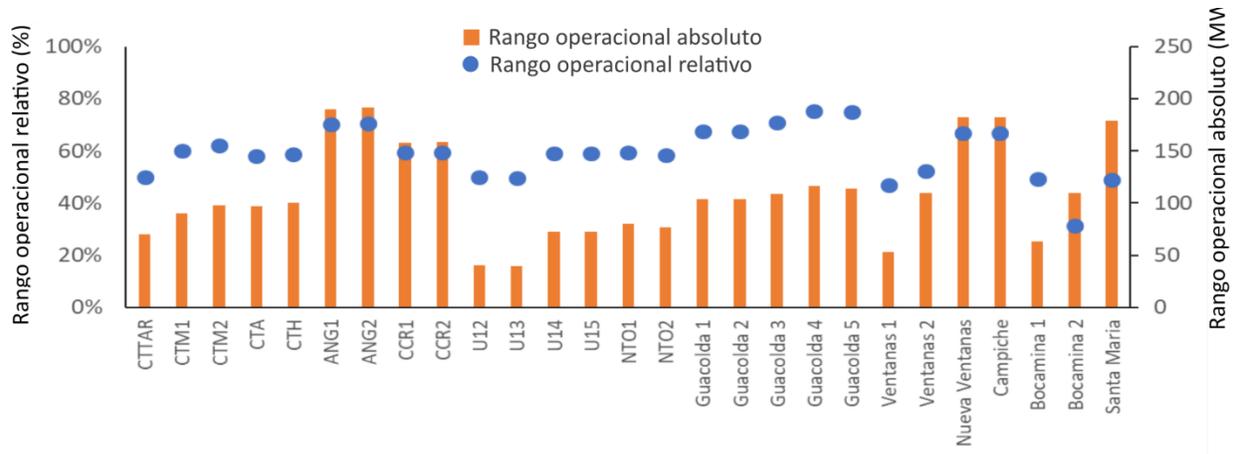


Figura 30: Rango operacional absoluto y relativo de unidades de carbón. Fuente: Elaboración propia.

Es posible observar que, en promedio, las unidades del SEN-Norte actualmente tienen un rango operacional relativo superior a las unidades del SEN-Sur (62% vs 52%)²⁴.

Tomando como referencia los costos de carbón y costos variables no combustibles reportados a agosto de 2018, la Figura 31 presenta el costo variable de generación de las unidades a carbón²⁵. Las cinco unidades de menor costo variable se encuentran en el rango de 36,85 y 42,35 USD/MWh. En contraste, las cinco unidades de mayor costo variable se encuentran en el rango de 52,91 y 66,14 USD/MWh. Adicionalmente, la figura presenta el costo de partida según la capacidad de las distintas unidades.

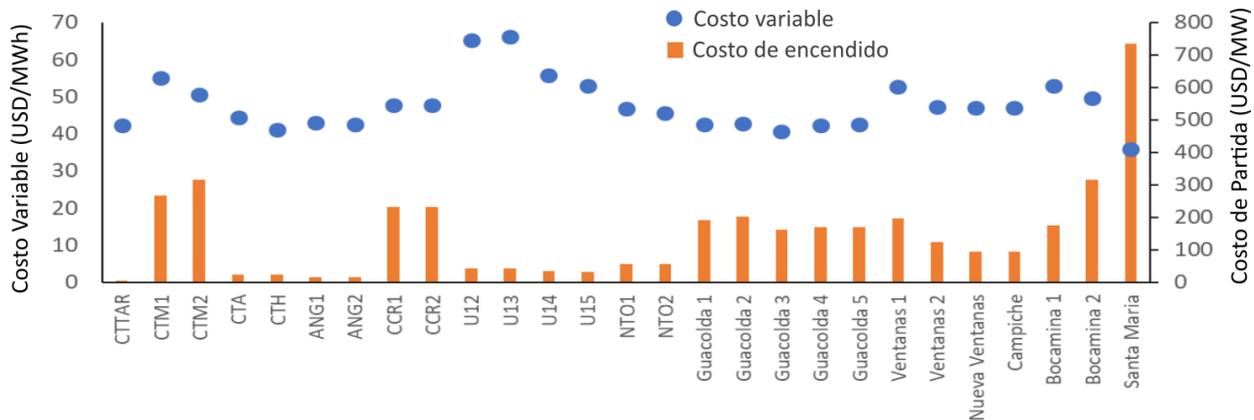


Figura 31: Costo variable y costo de encendido. Fuente: Elaboración propia.

Tomando como referencia la operación durante el año 2017, la Figura 32 presenta la generación anual, el factor de planta, el número de partidas observado y la energía que potencialmente podría generar cada unidad.

²⁴ Basado en datos publicados a agosto de 2018.

²⁵ De acuerdo a la legislación vigente, el valor indicado en la figura no incluye el costo del impuesto a emisiones.

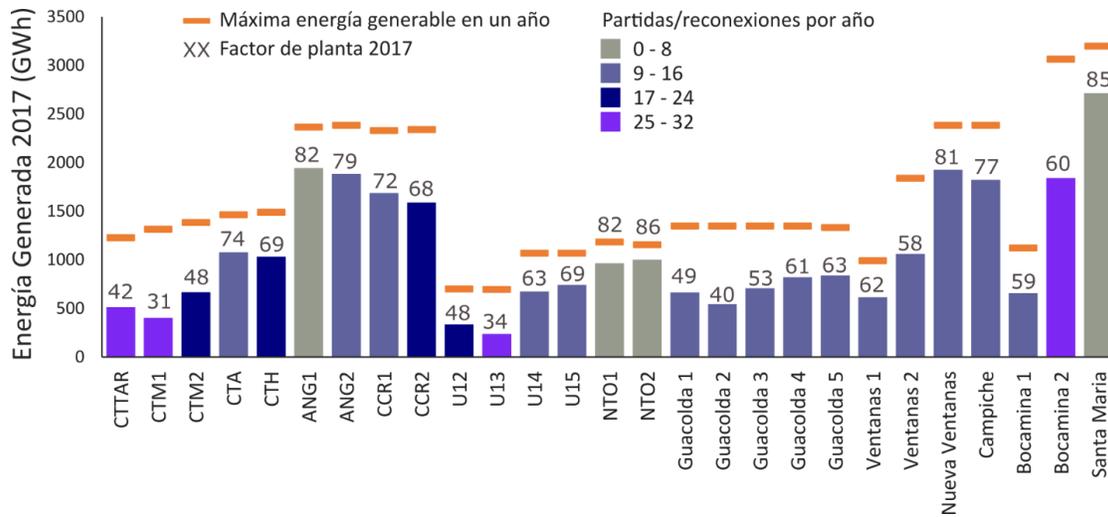
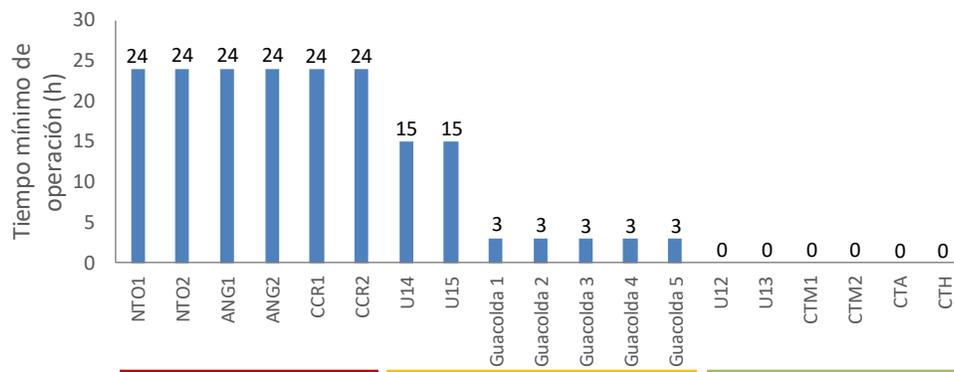


Figura 32: Energía generada, factor de planta y número de partidas. Fuente: Elaboración propia.

En función de la información reportada por las compañías en los Informes de Determinación de Parámetros para Procesos de Partida y Detención (PPyD) de unidades, y validada por el Coordinador Eléctrico, la Figura 33 presenta el tiempo mínimo de operación de las unidades a carbón ubicadas en el SEN-Norte. Actualmente, no hay parámetros de tiempo mínimo de operación validado por el Coordinador para las unidades del SEN-Sur²⁶. Los tiempos indicados consideran paradas programadas.



Justificaciones entregadas en los informes:

- Riesgos de corrosión y necesidad de estabilizar valores de pH en agua de caldera.
- Dilatación térmica completa y estable.
- Siempre y cuando su tiempo de apagado sea menor a 96 horas.

Figura 33: Tiempo mínimo de operación. Fuente: Elaboración propia con datos del CEN.

²⁶ Los informes de PPyD de las unidades de Bocamina especifican que este parámetro “quedará condicionado a las horas de compensación para cumplir el DS N°13/11”. El informe de la unidad Santa María de Coronel no menciona el parámetro de tiempo mínimo de operación. Por último, a la fecha de elaboración de este análisis, no hay informes disponibles en la página web del Coordinador sobre los PPyD de las unidades del complejo Ventanas.

En relación a aspectos ambientales, las centrales a carbón en Chile retiran, en promedio, 131 m³/MWh de agua de mar si poseen un sistema de enfriamiento abierto y 5,7 m³/MWh si el sistema es cerrado²⁷. La cantidad de agua requerida para enfriamiento depende del tamaño de la central, su eficiencia, y el tipo de sistema de enfriamiento — independiente del tipo de combustible utilizado. Aproximadamente el 95% del agua retirada se utiliza para enfriamiento de la central²⁸.

La Tabla 1 sintetiza la información disponible de los sistemas de control de emisiones atmosféricas que se han instalado como parte de las medidas para cumplir con la norma de emisiones de centrales termoeléctricas (DS N° 13). Por su parte, la Figura 34 sintetiza las emisiones de CO₂, NO_x, MP y SO₂, totales anuales y por unidad de energía generada, en cada chimenea asociada a las centrales a carbón existentes. Las unidades con mayor intensidad de emisiones por energía generada son la U12 y U13; unidades que recientemente se han comprometido a retiro.

²⁷ Para una central con sistema de enfriamiento abierto el retiro mínimo de agua observado es 81,5 m³/MWh y el retiro máximo es 218,8 m³/MWh.

²⁸ Más información en el estudio “Estudio de Antecedentes Técnicos, Económicos, Normativos y Ambientales de Tecnologías de Centrales Termoeléctricas y sus Sistemas de Refrigeración,” desarrollado por inodú para el Ministerio de Energía el año 2014.

Tabla 1: Sistemas de control de emisiones instalados en las centrales a carbón. Fuente: Elaboración propia en base a encuestas a empresas.

Unidad	Control de MP (Eficiencia, Flujo de diseño)	Control de SO ₂ (Eficiencia, Flujo de diseño)	Control de NO _x (Eficiencia, Flujo de diseño)
CTTAR	Filtro de mangas (99,6%, 1150k m ³ /h)	FGD	
U12	Filtro de mangas (99,95%, 370k m ³ /h)	FGD seco (87,86%, 450k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x
U13	Filtro de mangas (99,95%, 370k m ³ /h)	FGD seco (87,86%, 450k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x
U14	Filtro de mangas (99,95%, 570k m ³ /h)	FGD seco (87,86%, 570k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x
U15	Filtro de mangas (99,95%, 570k m ³ /h)	FGD seco (87,86%, 570k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x
NTO1	Filtro de mangas (45 mg/Nm ³ 580k Nm ³ /h)	FGD seco (95%, 580km ³ /h)	Quemadores Low NO _x (500 mg/m ³)
NTO2	Filtro de mangas (45 mg/Nm ³ 580k Nm ³ /h)	FGD seco (95%, 580kNm ³ /h)	Quemadores Low NO _x (500 mg/m ³)
CCR1	Filtro de mangas (99,9973%, 1228k m ³ N/h)	FGD seco (90,9441%, 1269k m ³ N/h)	SCR (50%, 785k m ³ N/h)
CCR2	Filtro de mangas (99,9973%, 1228k m ³ N/h)	FGD seco (90,9441%, 1269k m ³ N/h)	SCR (50%, 785k m ³ N/h)
ANG1	Filtro de mangas (99,99%, 1375k m ³ /h)	FGD (88,6%, 1375k m ³ /h)	
ANG2	Filtro de mangas (99,99%, 1375k m ³ /h)	FGD (88,6%, 1375k m ³ /h)	
CTM1	Filtro de mangas (99,95%, 560k m ³ /h)	FGD seco (76,44%, 560k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x
CTM2	Filtro de mangas (99,95%, 600k m ³ /h)	FGD seco (76,44%, 600k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x
CTA	P. Electrostático (99,9%, 520k m ³ /h)	Inyección de caliza (99,9%, 520k m ³ /h)	L. fluidizado mantiene baja T° de caldera.
CTH	P. Electrostático (99,9%, 520k m ³ /h)	Inyección de caliza (99,9%, 520k m ³ /h)	L. fluidizado mantiene baja T° de caldera.
IEM	P. Electrostático o F. de mangas	FGD húmedo	Quemadores Low NO _x y SCR
Guacolda 1	Filtro de mangas (99,85%, 610km ³ N/h)	FGD seco (91,0%, 610 km ³ N/h)	SCR (89,91%, 610 km ³ N/h)
Guacolda 2	Filtro de mangas (99,85%, 610km ³ N/h)	FGD seco (91,0%, 610 km ³ N/h)	n/a
Guacolda 3	P. Electrostático (99,85%, 638k m ³ N /h)	FGD húmedo (90,5%*, 618k m ³ N/h)	Quemadores Low NO _x (30%**)
Guacolda 4	Filtro de mangas (99,85%, 610k m ³ N/h)	FGD seco (87,5%, 610k m ³ N/h)	SCR (83%, 567k m ³ /h)
Guacolda 5	P. Electrostático (99,9%, 617km ³ N/h)	FGD húmedo (90,5***, 572k m ³ N/h)	SCR (83,30%, 463k m ³ N/h)
Ventanas 1	Filtro de mangas (99,9%, 500k m ³ /h)	FGD CDS (90%, 500k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x (~50%)
Ventanas 2	Filtro de mangas (99,9%, 1055k m ³ /h)	FGD SW (80%, 1055k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x (45%, 1095k m ³ /h)
Nueva Ventanas	Filtro de mangas (99,99%, 936k m ³ /h)	FGD SDA (74,5%, 912k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x (50%, 936k m ³ /h)
Campiche	Filtro de mangas (99,99%, 936k m ³ /h)	FGD SDA (74,5%, 912k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x (50%, 936k m ³ /h)
Bocamina 1	Filtro de mangas (99%, 700k m ³ /h)	FGD SDA	
Bocamina 2	Filtro de mangas (99%, 1303 m ³ /h)	FGD (98%, 1215k m ³ /h)	
Santa María	P. Electrostático (99,7%, 1500 m ³ /h)	FGD húmedo (78%, 1500k m ³ /h)	Quemadores Low NO _x (50%, 1500k m ³ /h)

SCR: Selective Catalyst Reduction

FGD: Flue Gas Desulphurization

SW: Sea Water

SDA: Spray-dry Absorber

CDS: Circulating Dry Scrubber

* valor garantizado de 10.8 t/d a la salida.

** valor garantizado de 8.8 t/d a la salida.

*** valor garantizado de 200 mg/m³N a la salida, base seca.

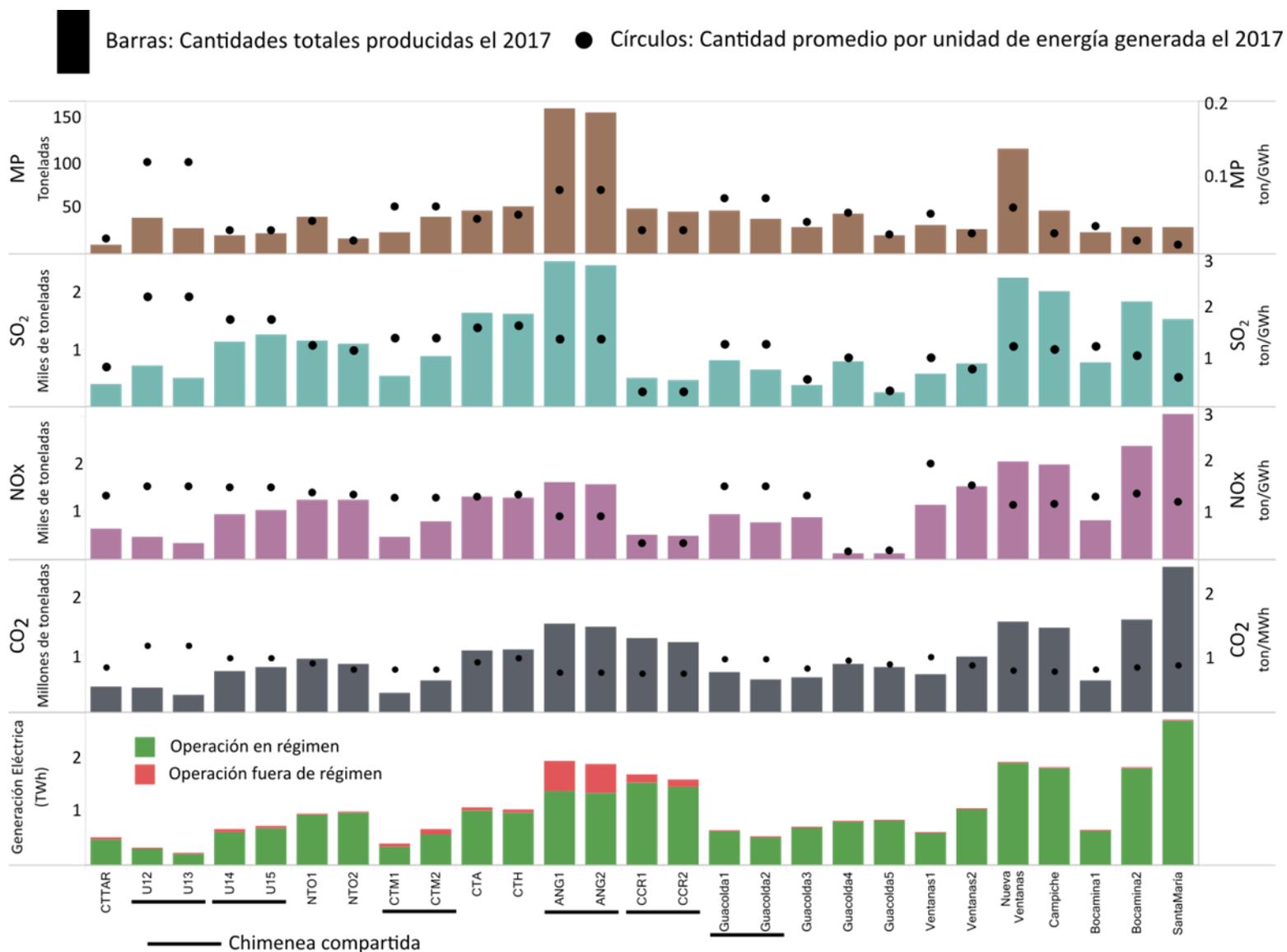


Figura 34: Emisiones de las unidades a carbón durante el año 2017. Fuente: Elaboración propia con datos reportados por la SMA.

6 ALTERNATIVAS DE CONVERSIÓN, CIERRE Y/O REUTILIZACIÓN DE CENTRALES A CARBÓN

En este estudio se revisan en distinto nivel de detalle 15 alternativas de cierre y/o reconversión de centrales a carbón. Tres alternativas tienen relación a la conversión parcial o total de una central a uso de gas natural. Dos opciones están relacionadas al uso parcial o total de biomasa. Se consideró también la opción de conversión total a uso de residuos sólidos domiciliarios, desalación de agua de mar, cogeneración de hidrógeno y electricidad, uso de sistemas de captura y secuestro de emisiones de CO₂, utilizar la instalación para emplazar motores a gas, sistemas de almacenamiento de corto plazo (baterías), sistemas de almacenamiento mediante aire comprimido, y desarrollo de sistemas híbridos mediante sistemas de almacenamiento de larga duración con sales fundidas.

Las alternativas fueron analizadas en términos de costos de inversión, estimación de reducción de emisiones de GEI en la unidad, cambios en los impactos ambientales locales y cambios en la flexibilidad operacional de la unidad convertida. La evaluación presentada en esta Sección se realizó en base a los casos y estudios internacionales consultados, considerando el contexto de mercado actual y futuro descrito en la Sección 4.

Para el contexto de este estudio, se considera que la reutilización de infraestructura de una central es un factor importante, por lo que todas las alternativas mencionadas consideran la utilización parcial o total de la infraestructura asociada a una central existente²⁹. Como se ha indicado, en una central termoeléctrica a carbón se pueden compartir estructuras que son funcionales a las múltiples unidades de generación que forman parte de una central. Parte de las instalaciones y servicios compartidos se ilustran en la Figura 35.

²⁹ A excepción de la alternativa de cierre y desmantelamiento. No se consideraron alternativas que no reutilizan infraestructura de una central termoeléctrica a carbón y/o que no contribuyen a la descarbonización.

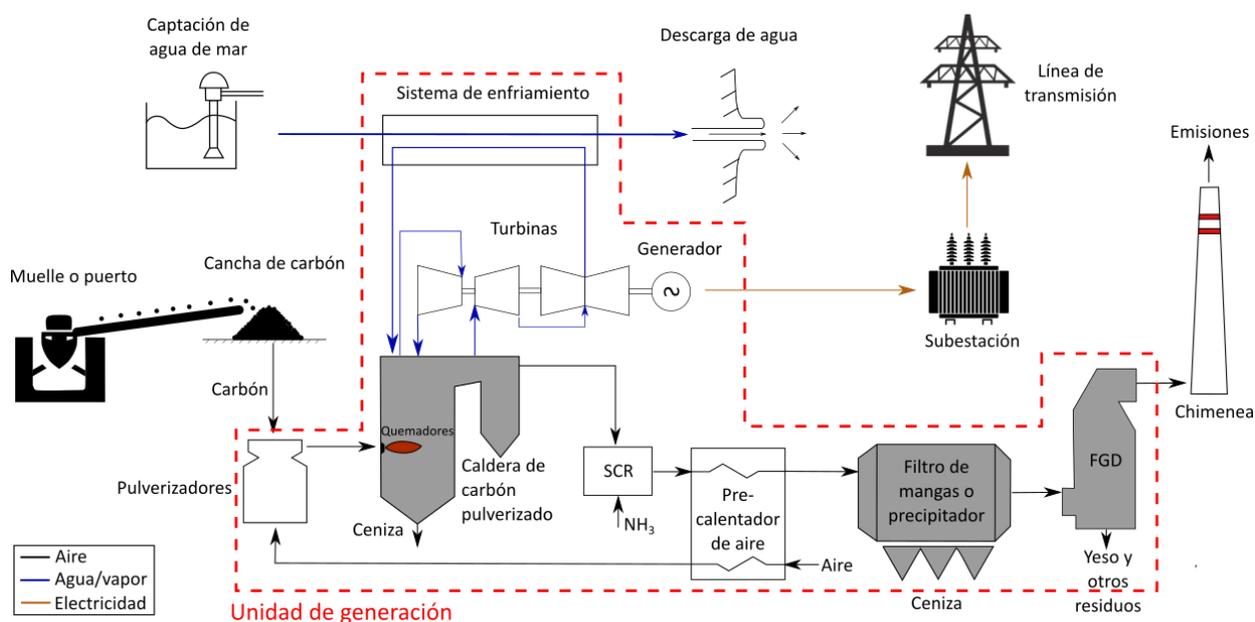


Figura 35: Componentes generales de una central a carbón. Fuente: Elaboración propia.

La evaluación y estimación de reducción de emisiones de GEI, cambios en la flexibilidad operacional, costo de inversión y grado de reutilización de infraestructura es altamente dependiente del caso específico de la central que se desea evaluar. En este estudio se describen referencias internacionales sobre distintos tipos de casos; por una parte, se tiene estudios o casos de centrales termoeléctricas que se reconvierten o cierran por completo todas sus unidades, por otra parte, se tiene casos donde se reconvierte solo una unidad de la central. Los atributos estimados para una alternativa cambian si es que se considera una reconversión o cierre de distinto número de unidades³⁰.

Se analiza de manera cualitativa el impacto de cada alternativa de conversión sobre los aspectos técnicos y operacionales que a su vez determinan el valor de señales económicas en el mercado de generación de energía. En particular, se discute el impacto de cada conversión sobre la eficiencia de la unidad y se presentan los desafíos asociados al costo del nuevo combustible a utilizar, ambos factores que impactan en el Costo Variable Combustible.

Además, se discute el impacto de las alternativas de conversión sobre los costos de abatimiento de emisiones y sobre otros costos variables de operación y mantenimiento, ambos factores que determinan el Costo Variable No-Combustible de una unidad.

El impacto de una conversión sobre las dos señales económicas mencionadas anteriormente es crítico de analizar en un contexto de mercado que contempla un despacho centralizado determinado por costos variables auditados, pues la competitividad de una unidad estará fuertemente influenciada por su Costo

³⁰ Pueden existir economías de escala o diluciones de costos de inversión/fijos cuando se reconvierta mayor número de unidades en una misma central. También puede cambiar el grado de aprovechamiento de infraestructura.

Variable de producción. El costo variable de producción es la suma entre el costo variable combustible y el costo variable no combustible.

Es importante notar que el impuesto vigente sobre las emisiones de CO₂ provenientes de fuentes térmicas fijas mayores a 50 MW térmicos se determina de forma anual ex-post a las operaciones del sistema eléctrico. Por lo tanto, no se incluye actualmente en la señal económica de Costo Variable que influencia la competitividad de una unidad en el despacho del mercado eléctrico.

6.1 Conversión de centrales existentes a otros combustibles

Dentro de las alternativas estudiadas, la conversión a uso de gas natural y biomasa cuentan con el potencial de reutilizar la caldera existente de una unidad a carbón y se encuentran tecnológicamente maduras. En la Sección 6.1.1 se presentan los principales aspectos a tener en cuenta al momento de decidir reutilizar una caldera existente bajo una de estas alternativas.

La factibilidad de convertir una unidad de generación de carbón a biomasa o gas natural depende de las restricciones que genera la infraestructura de soporte existente en Chile para suministrar dicho combustible. Estas restricciones se presentan en la Sección 6.1.2.

A continuación, se desarrollan 5 alternativas de conversión de centrales existentes:

Combustible Primario	#	Tipo de conversión
Gas Natural	1a	Conversión total a gas natural
	1b	Co-combustión de carbón y gas natural
	1c	Uso de gas natural en operación a mínimo técnico y partidas
Biomasa	2a	Conversión total a biomasa forestal
	2b	Co-combustión de carbón y biomasa forestal

6.1.1 Desafíos en la reutilización de calderas heredadas

En la Sección 5 se describen las unidades a carbón instaladas en el país. Es crítico notar que cada unidad es diferente. Incluso las unidades de similar capacidad, percibidas como “*duplicadas*” por estar instaladas una junto a la otra en una misma central tienen diferencias en su rendimiento y operación. Esto se debe a las características particulares de cada caldera y a las diferencias y variabilidad del combustible utilizado. Por lo tanto, ante una potencial modificación de una central se recomienda contactar al fabricante de la caldera de cada unidad para que este realice una evaluación del diseño que permita minimizar desafíos que afecten significativamente el costo de una reconversión y posibles efectos en el rendimiento.

Las calderas están diseñadas teniendo en cuenta un tipo de combustible en particular³¹. En la Figura 36 se ilustra cómo cambia el tamaño del hogar de una caldera –lugar donde ocurre la combustión y transferencia de calor por radiación– dependiendo del tipo de combustible a utilizar [7] [8]. Adicionalmente, si durante la etapa de diseño el propietario de la central a carbón solicita considerar la operación con más de un tipo de carbón, el diseñador probablemente considerará las características del combustible de peor calidad. Por este motivo, la caldera de una unidad que quema carbón bituminoso es considerablemente más pequeña que una caldera en que se quema carbón de lignito para la misma potencia. Lo indicado anteriormente tiene implicancias al momento de evaluar la conversión de tipo de combustible o incluso para quemado simultáneo de dos tipos de combustible.

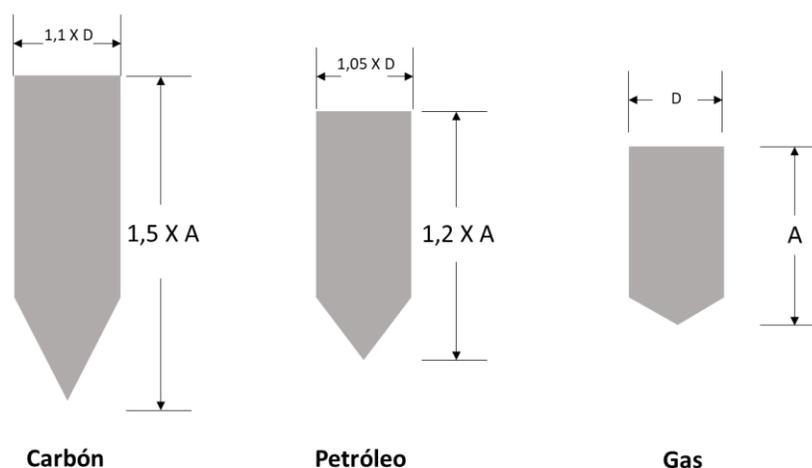


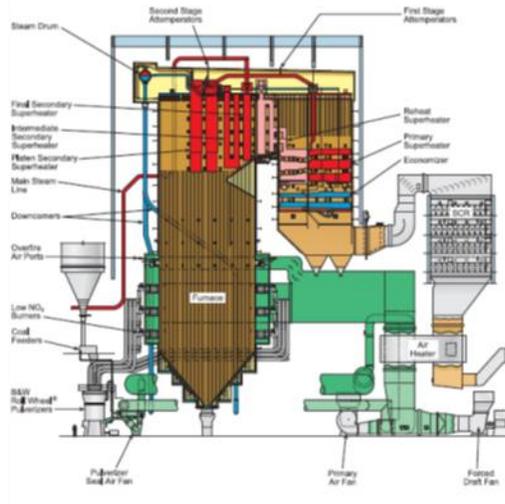
Figura 36 : Diferencias en tamaños del hogar de una caldera que utilice quemadores para distintos combustibles.

Fuente: Elaboración propia en base a [7] [8].

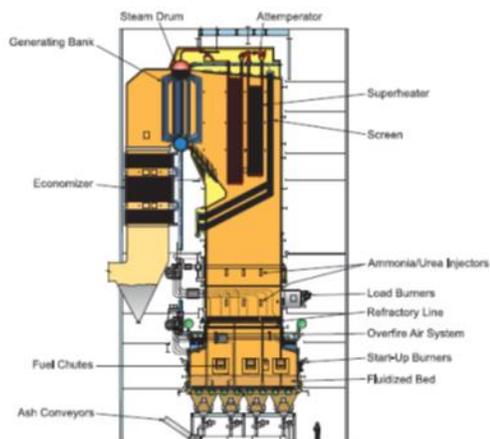
Además de la forma y tamaño del hogar, también pueden requerirse cambios relevantes en la estructura de una caldera al cambiar el tipo de combustible a combustionar. En la Figura 37 se presenta un esquema con las diferencias constructivas generales de calderas de carbón pulverizado, biomasa y gas natural.

³¹ Se considera, entre otros, los siguientes aspectos para una caldera a carbón [6]: A medida que disminuye la calidad del carbón, se debe aumentar el área de hogar y la altura vertical; para obtener el tiempo de retención adecuado para la combustión, se debe considerar una altura adecuada entre la fila superior de los quemadores y la salida del hogar; para minimizar la deposición y el ensuciamiento de los bancos de tubos, se debe considerar suficiente superficie de transferencia de calor en la pared para permitir el enfriamiento del gas de combustión para que las cenizas volantes se solidifiquen antes de que entren en el primer banco de tubos; etc.

Caldera Carbón Pulverizado



Caldera BFB (Biomasa)



Caldera a Gas

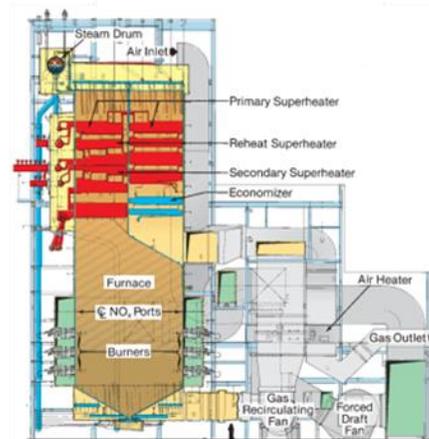


Figura 37: Diferencias estructurales entre una caldera de carbón pulverizado y calderas de biomasa y gas natural. Fuente: [9].

Incluso para cambios menores, como la co-combustión en baja proporción de otros combustibles además del carbón, existen factores específicos a cada caldera en los que dependerá el costo de reconversión y la resultante flexibilidad y eficiencia. Por ejemplo, el tipo y distribución de los quemadores en una caldera de carbón pulverizado tiene un impacto en el costo de conversión. La Figura 38 ilustra las distintas configuraciones generales de quemadores.

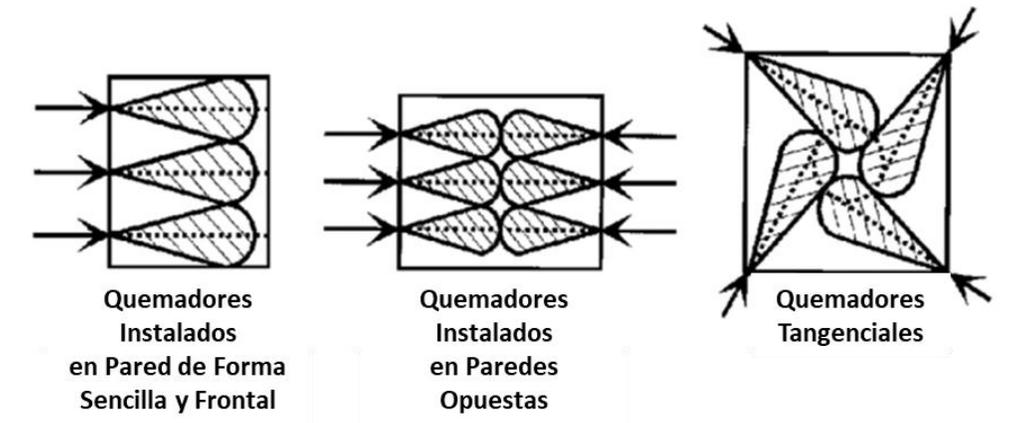


Figura 38: Configuraciones posibles de quemadores en una caldera de carbón pulverizado. Fuente: [10].

Por lo tanto, el costo de conversión de una caldera de carbón pulverizado a un combustible no contemplado en la etapa de diseño es afectado por los siguientes factores:

- Estructura de la caldera:
 - Tamaño y estructura de la caldera.
 - Configuración y tipo de quemadores.
 - Estructura y capacidad de la unidad de convención.
- Proveedor de la caldera.
- Año de instalación y estado de mantención.
- La zona donde está instalada la planta:
 - Costos y productividad de mano de obra local.
 - Actividad sísmica.

Sobre estos factores también depende la eficiencia y capacidad de generación resultantes luego de una reconversión de una unidad de carbón a otro combustible.

6.1.2 Infraestructura existente de suministro de gas natural y biomasa

La infraestructura existente en Chile para suministrar gas y biomasa es un factor crítico en la determinación de la factibilidad de convertir una central existente de carbón a cualquiera de las alternativas mencionadas. En esta sección se sintetiza la relación entre la ubicación de las centrales existentes, la infraestructura de gasoductos, y la distribución de la industria forestal primaria. Más detalles se pueden encontrar en el Anexo A.

Distribución de gas natural

Durante los últimos años, el gas natural en Chile ha sido importado principalmente en forma de Gas Natural Licuado (GNL), el que se recibe y almacena en los terminales de Mejillones y Quintero. Existen gasoductos para distribuir el gas natural que llega a los terminales hacia sus puntos de consumo. La red de gasoductos también está interconectada con Argentina, país desde el que recientemente han comenzado importaciones de gas natural extraído de sus reservas de *shale gas* [11]. La disponibilidad de largo plazo de gas natural argentino actualmente es incierta y depende de la producción futura de gas en dicho país, el que cuenta con una de las mayores reservas de *shale gas* del mundo.

La mayoría de las centrales a carbón existentes están emplazadas en las inmediaciones de un gasoducto, o incluso limitan con uno. Esto es de crítica importancia, porque la necesidad de construir un gasoducto para el suministro de una central convertida puede determinar la factibilidad económica de un proyecto de conversión. Las únicas centrales que no están emplazadas en las inmediaciones de un gasoducto son las centrales Tarapacá y Guacolda.

Información específica sobre los gasoductos ubicados cerca de centrales existentes y mapas de su ubicación pueden encontrarse en el Anexo A. Comentarios sobre impactos del costo del nuevo combustible en los costos variables de operación de una central convertida se incluyen en las Secciones que describen las alternativas.

El uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP), en reemplazo de GNL, en la conversión de calderas de carbón a gas no está limitado por aspectos técnicos de su quemado. Su potencial uso depende del acceso y costo, comparado al gas natural. En Chile, actualmente más del 80% del GLP es importado.

Distribución de biomasa forestal

Se considera que la biomasa forestal disponible actualmente en Chile consiste mayoritariamente de desechos de la industria forestal en forma de aserrín y corteza; desechos del esquema de producción integrado de dicha industria, que produce madera, paneles, celulosa y energía.

Los costos de transporte dependen en gran medida de la distancia de transporte y de la densidad energética de la biomasa, la que depende de su fuente y humedad. Para la combustión en calderas se puede utilizar biomasa no tratada (corteza y aserrín) con una humedad típica de entre 35 y 50% en peso,

o biomasa tratada en forma de pellet blando o duro³², los que pueden incluso llegar a presentar humedad despreciable. Cuando la biomasa se trasladada distancias significativas, usualmente se considera su peletización, lo que requiere la instalación de plantas de peletizado. Entonces, los costos de biomasa dependen de las zonas con disponibilidad de desechos forestales, existencia de plantas de peletizado y la logística del transporte. Algunos factores que afectan el costo de suministro de biomasa se esquematizan en la Figura 39.



Figura 39: Comportamiento del costo de suministro de biomasa y variables que lo afectan. Fuente: Elaboración propia.

Las centrales de generación localizadas en áreas de alta concentración y explotación de bosque minimizarían los costos de recolección, traslado y el impacto ambiental del transporte de la biomasa. Por ejemplo, la planta Lautaro de Comasa tiene una capacidad de 47 MWe y opera completamente con una mezcla de residuos forestales y agrícolas. Su estrategia de suministro es comprar los residuos dentro de un área de influencia, los que se transportan en camiones hacia la central.

Si se considera la distribución de biomasa forestal en el país mostrada en el Anexo A, se puede observar, de manera preliminar, que las centrales ubicadas en Coronel podrían posiblemente obtener un suministro de biomasa forestal sin la necesidad de peletizado. Sin embargo, es necesario evaluar si se puede disponer de biomasa suficiente y el costo de producción, recolección, almacenamiento y transporte de biomasa en cantidades suficientes para producir electricidad a potencia nominal de la unidad, en caso de una conversión total³³.

³² El pellet blando es simplemente biomasa comprimida en forma de pellet. En su manejo puede requerir un sistema de control de polvo, protección a la lluvia y el uso de sistemas separados de recepción y molienda.

El pellet duro puede ser madera secada a niveles muy bajos de humedad y luego comprimido, o madera torrefactada mediante un proceso termoquímico realizado a 200–300°C y un tiempo de residencia de 1 hora, que forma un pellet duro impermeable a la humedad, el que puede pulverizarse como el carbón.

³³ Teniendo en consideración la cantidad de biomasa/día requerida para una operación continua de una central de generación, se requiere desarrollar plantaciones forestales de un tamaño mínimo que permitan el ciclo de crecimiento del árbol de 15 – 17 años, edad estimada para que un árbol como el pino o el eucalipto logren un tamaño económicamente explotable (diámetro y densidad). La tasa de crecimiento del árbol depende en gran medida de la especie y del medio ambiente (disponibilidad de agua). Similar estrategia se desarrolla en la industria

En general, la disponibilidad de biomasa forestal debe estar asociada a contratos de largo plazo que permitan asegurar un suministro mínimo para la recuperación del capital de la inversión. Además, si se pretende realizar una conversión para disminuir emisiones de GEI para combatir el cambio climático, se debe asegurar que la cadena de suministro de la biomasa sea sustentable, para que las emisiones de carbono producidas en su combustión sean efectiva y prontamente capturadas y fijadas en nueva vegetación.³⁴

6.1.3 Conversión parcial o total a gas natural

El costo de construcción de un gasoducto para el suministro de combustible de una central puede ser comparativamente alto en comparación al costo de modificación de una caldera en una unidad a carbón para el uso de gas natural como combustible. Por lo tanto, en esta sección solo se presentan casos referenciales que consideran unidades ubicadas en la vecindad de un gasoducto y con un suministro de gas natural suficiente.

En esta sección se presentan tres alternativas de conversión de una central de carbón para el uso de gas natural, las que difieren principalmente en la cantidad de suministro de gas requerido para su operación, el alcance de las modificaciones a la caldera, y el modo de operación en que se utiliza el gas natural:

1. **Conversión total a gas:** Esta opción considera convertir la unidad para poder operar hasta carga nominal con gas natural. Requiere comparativamente mayores cambios e inversión que las alternativas anteriores. Esta conversión se puede implementar de forma que la unidad también pueda seguir combustionando carbón, lo que otorga flexibilidad operacional de largo plazo para cambiar de combustible. Los costos y comportamiento operacional luego de una conversión total a gas son altamente dependientes de las características de cada caldera específica, por lo que cada unidad debe analizarse detalladamente antes de desarrollar una conversión.
2. **Co-combustión de gas y carbón:** Existe la posibilidad de utilizar gas natural en los procesos de partida de la unidad, en operación a mínimo técnico y en una pequeña proporción respecto al carbón, durante operación a cargas más altas. Esta opción incluye la capacidad de variar la proporción de ambos combustibles hasta cierto límite³⁵, lo que otorga flexibilidad en el uso de combustible para cambiar su proporción dependiendo de su disponibilidad y costo relativo.

forestal (madera, paneles, celulosa) que deben tener plantaciones para la operación de las plantas en un régimen de funcionamiento continuo máximo. Estas plantaciones deben considerar en su tamaño los riesgos de incendio.

³⁴ En algunos contextos, como el de UK, se ha indicado que el uso de biomasa para reemplazar generación a carbón no sería una medida efectiva para combatir el cambio climático. Más información en: <https://mitsloan.mit.edu/press/displacing-coal-wood-power-generation-will-worsen-climate-change-say-mit-umass-lowell-and>

³⁵ Usualmente la proporción gas/carbón en co-combustión es baja. Si bien es factible realizar una conversión para la co-combustión con proporciones más altas de gas, no se ha encontrado documentación de experiencias de este tipo en este estudio. Es posible que la falta de experiencias con fracciones altas de co-combustión de gas se deba a que la unidad reconvertida puede perder potencia de generación con fracciones altas de gas/carbón, como se explica

- 3. Uso de gas natural en operación a mínimo técnico y partidas:** La capacidad de utilizar gas natural solo durante procesos de encendido y en operación a mínimo técnico de una unidad a carbón requiere cambios menores a la unidad, en comparación a convertir la unidad para permitir la co-combustión de gas y carbón en operación a cargas más altas. En algunos casos, es posible operar exclusivamente con gas natural en mínimo técnico solo con la adición de ignitores y algunos quemadores de gas.

En un proceso de conversión los principales sistemas que se tienen que modificar son los quemadores, las cajas de aire, las cañerías y, potencialmente, las partes de presión (sobrecalentador). Además, se deben agregar los sistemas de alimentación de combustible.

Las modificaciones más importantes que deben considerarse en un proceso de conversión a gas natural son la instalación de una nueva estación de medida y reducción de presión de gas, junto al *pipng* necesario para distribuirlo al interior de la central. Además, se debe instalar una estación de alimentación de gas a los quemadores de la caldera. Estas instalaciones se operan con normas de seguridad más exigentes que las de manejo de carbón.

Por otra parte, se deben agregar nuevos quemadores o reemplazar los quemadores existentes para permitir la combustión de gas natural. Distintas opciones (o una combinación de ellas), que permiten la combustión de carbón y gas natural en distintas proporciones, son aplicables a distintos tipos de caldera y tienen distinto costo de inversión. Las opciones generalmente consideradas son:

- **Agregar quemadores piloto de gas en los quemadores de carbón existentes.** Estos quemadores piloto se pueden utilizar para encender, apoyar y mantener la llama de un quemador principal³⁶.
- **Agregar quemadores de gas adicionales a los quemadores de carbón pulverizado existentes.** Dependiendo de la configuración de los quemadores de carbón existentes, los nuevos quemadores de gas adicionales podrían requerir distinta inversión y podrían ser más difíciles de instalar³⁷. Esta opción permite el uso de gas en encendidos y en mínimo técnico, además de co-combustión en bajas proporciones gas/carbón.

más adelante en esta Sección. Es posible mantener la capacidad de la unidad al utilizar fracciones altas gas/carbón, aunque esto requiere una transformación de mayor costo.

³⁶ Mayores detalles sobre ignitores, quemadores piloto y quemadores principales se puede encontrar en https://www.eecpowerindia.com/codelibrary/ckeditor/ckfinder/userfiles/files/EEC-GIZ_sli_Ignition_Scanner_Camera-RZ.pdf.

³⁷ Para calderas de quemado tangencial, las cajas de aire (también llamadas “cámaras plenas” (o en inglés, *windboxes*) que tienen instalados los quemadores y boquillas de aire están instaladas en las esquinas de la caldera, normalmente hay espacio para agregar quemadores de gas en las ubicaciones de aire secundario de la caja de aire. Para las unidades con quemadores de pared, la situación es un poco diferente. En estas unidades, las boquillas de carbón son como verdaderos quemadores individuales. Instalar quemadores de gas en la misma pared puede resultar más difícil sin alterar el patrón de quemadores existentes, sin embargo, se puede utilizar la pared opuesta. En cualquiera de los dos casos, la transformación es más extensa que en el caso de existir quemadores tangenciales.

- **Reemplazar algunos o todos los quemadores de carbón pulverizado por quemadores de gas.** En este caso, los nuevos quemadores de gas no pueden quemar carbón. Esta opción típicamente se considera para la co-combustión gas/carbón en calderas que no tienen suficiente espacio para agregar quemadores de gas adicionales a los existentes de carbón, o en casos en que se quiere convertir una unidad totalmente a gas natural sin la posibilidad de volver a utilizar carbón.
- **Reemplazar algunos o todos los quemadores de carbón pulverizado por quemadores duales,** los que pueden ajustarse a utilizar tanto gas como carbón. Esta opción permite una mayor flexibilidad operacional, pues se puede elegir el combustible a utilizar. Dependiendo del número de quemadores duales instalados, esta opción puede permitir co-combustión de gas y carbón o la utilización únicamente de gas o carbón en distintos periodos de operación.

Independiente de la nueva configuración de quemadores en una unidad convertida, se debe reajustar el sistema de control de quemadores (*Burner Management System*) para que los quemadores produzcan una combustión eficiente y segura. Este reajuste también debe considerar la combustión de gas con bajas emisiones (*low NOx burning*).

Se debe considerar que, en general, la potencia eléctrica generada por la unidad disminuirá en cierta medida después de una conversión para el uso de gas natural. Usualmente, el hogar de una caldera de carbón queda sobredimensionado cuando se utiliza gas natural, por lo que la temperatura de los gases que entran en contacto con el sobrecalentador de la caldera es mayor que en operación con carbón [12]³⁸. Esto arriesga daño a algunas partes de la caldera, lo que obliga a operar con un menor flujo de combustible que cuando se opera solo con carbón. En última instancia, esto implica que no se podrá alcanzar la misma potencia eléctrica máxima. Para conversiones totales a gas, se puede evitar la disminución de la potencia de la unidad haciendo modificaciones mayores a la caldera, pero esto requiere una inversión mayor.

Generalmente, co-combustionar gas natural en una caldera a carbón produce una leve disminución de la eficiencia de la unidad [12]. El gas natural tiene un mayor contenido de hidrógeno respecto al carbón, por lo que se produce más vapor de agua cuando se combustiona, lo que enfría los gases de la combustión. La eficiencia de la unidad podría disminuir entre un 2 a 3% para mezclas de hasta 50% de gas y carbón, como se explica en el Anexo B. En el caso de una conversión total a gas natural se podría esperar una disminución de hasta 5% en la eficiencia neta de la unidad [13].

Respecto al posible efecto que una conversión parcial o total a gas natural pueda tener en el empleo, acotado a la central de generación, no se anticipan efectos significativos respecto de los que podrían esperarse en el caso base (sin conversión). El caso de la conversión total a gas natural puede significar un

³⁸ Los principales motivos son: (1) Para la combustión de gas natural, la combustión suele ser mucho más rápida que la combustión de carbón, por lo que no se requiere una caldera del mismo tamaño. (2) Poca ceniza recubre las paredes del hogar durante la operación. (3) La densidad del gas de combustión para una unidad de carbón típica es mayor que la de una unidad de gas natural típica (1.010 lb/MMBTU en comparación con 879 lb/MMBTU). (4) La llama de gas natural es de mayor temperatura. Todos estos factores aumentan la transferencia de calor por radiación en el hogar de la caldera.

efecto algo mayor debido a cambios en la gestión de combustible (no se requiere carbón) y equipo de abatimiento de emisiones.

6.1.3.1 Alternativa 1a – Conversión total a gas natural

Una alternativa para reducir la intensidad de emisiones de GEI de una unidad a carbón durante su operación es la conversión de la unidad para que utilice únicamente gas natural como combustible. A nivel internacional, existen múltiples casos de conversión de centrales de carbón para permitir la co-combustión de gas natural y carbón, pero existen pocos casos de conversiones totales a uso de gas. Estos casos están concentrados en los EEUU debido a un contexto de bajos precios de gas natural y nueva regulación de emisiones en termoeléctricas. El costo de inversión de esta conversión es influenciado por posibles modificaciones mayores en la caldera, que dependerán de cada unidad específica³⁹. La factibilidad técnica de realizar la conversión también debe ser evaluada en estudios detallados para cada unidad específica.

Como se indica en la Sección 6.1.3, la conversión completa a gas se puede implementar de distintas formas. Una opción es cambiar todos los quemadores de carbón por quemadores de gas, o eliminar los quemadores de carbón e instalar nuevos quemadores de gas, pero se pierde la capacidad de volver a utilizar carbón en un futuro. Otra opción es reemplazar los quemadores de carbón por quemadores duales, que permiten flexibilidad en el combustible utilizado. La Tabla 2 presenta a modo referencial una estimación de costos para experiencias de conversión con quemadores duales, que es la experiencia más común.

La Tabla 3 muestra los efectos esperables en parámetros de desempeño ambiental causados por la conversión total a gas. Estos son efectos que en general se han observado en experiencias de conversión, pero unidades particulares pudiesen presentar un comportamiento distinto.

³⁹ En una conversión completa, entre otros, se tienen que considerar los siguientes cambios operacionales:

- Posible aumento en el flujo de agua del atomizador en el atemperador del SH y/o del RH,
- Posible aumento en el flujo volumétrico de aire del ventilador de tiro forzado.
- Las temperaturas de vapor de salida de SH y RH pueden no alcanzarse en algunos casos, para lo cual puede ser necesario modificar el SH y RH.
- Las temperaturas de los tubos de metal para las superficies de calentamiento de la caldera podrían ser más altas de lo permitido, por lo que podría ser necesario modificar los tubos o reemplazarlos.

Tabla 2: Costos de conversión total de caldera para utilizar gas natural.

Tipo de Costo	Fuente	Valor	Supuestos y comentarios
Costo de inversión (kUSD/MW)	Estudio conceptual de Sargent & Lundy [14].	50	Unidad base de 350 MWe brutos, subcrítica. No incluye modificaciones a la caldera para mantener la potencia de generación eléctrica. La potencia baja a 245 MW brutos después de la conversión. Excluye instalación de sistemas de alimentación y distribución de gas natural en la central.
	Estudio conceptual de Sargent & Lundy [14].	60	Unidad base de 350 MWe brutos, subcrítica. Incluye modificaciones a la caldera para mantener la potencia de generación eléctrica en 350 MWe. Excluye instalación de sistemas de alimentación y distribución de gas natural en la central.
	Estudio de EIA [15].	231	Unidad base de 300 MWe brutos, subcrítica ⁴⁰ . Incluye modificaciones a la caldera para mantener la potencia de generación eléctrica en 300 MWe. Excluye instalación de sistemas de alimentación y distribución de gas natural en la central.

Tabla 3 : Efectos en parámetros de desempeño ambiental causados por conversión total a gas.

Parámetro	Efectos de la conversión
Emisiones de NO _x	Disminuyen hasta en 70% [13].
Emisiones de MP	Disminuyen en casi 100% [13].
Emisiones de SO ₂	Disminuyen en 100% [13].
Emisiones de CO ₂	Disminuyen en más de 50% en operación en régimen [13].
Generación de residuos	Prácticamente se elimina la producción de residuos sólidos.

En la Tabla 4 se sintetizan algunos efectos en parámetros de desempeño operacional provocados por una conversión total a gas. Estos son efectos que en general se han observado en experiencias de conversión, pero unidades particulares pudiesen presentar un comportamiento distinto.

⁴⁰ Vapor de 2.600 psia y 1.005 °F en la entrada de la turbina. La tasa de calor nominal considerada fue de 10.300 BTU/kWh – HHV.

Tabla 4 : Efectos en parámetros de desempeño operacional causados por conversión total a gas.

Parámetro	Efectos de la conversión
Flexibilidad	<ul style="list-style-type: none"> - Mínimo técnico: Disminuye (magnitud depende de la nueva configuración de la caldera). Por ejemplo, la unidad 1 de la central Domtar Nekoosa Paper Mill, en los EEUU, fue convertida a gas natural cambiando todos los quemadores de carbón por quemadores de gas en 2 semanas y logró disminuir su mínimo técnico al 6% de la potencia máxima. - Capacidad de rampa: Aumenta en hasta 33% [16]. - Tiempo de partida y parada: Disminuyen en hasta 33% [16].
Eficiencia	<p>Como se explica en la Sección 6.1.3, generalmente se produce una disminución de la eficiencia bruta de la unidad debido al mayor contenido de hidrógeno en el gas natural respecto al carbón, lo que produce más vapor de agua en la combustión, por lo que se pierde más energía en los gases de la combustión. Se puede experimentar una reducción de hasta 4% o 5% en la eficiencia bruta a potencia nominal de una unidad luego de su conversión [12, 13].</p> <p>Por otra parte, es probable que disminuyan los consumos auxiliares de energía eléctrica [12, 13], porque se elimina el sistema suministro de carbón (gestión de zona de almacenamiento, correas transportadoras, molinos de carbón y otros), se elimina el sistema de descarga de residuos de la caldera y se elimina el consumo eléctrico asociado a los equipos de control de MP y SOx.</p> <p>La eficiencia neta resultante luego de una reconversión podría, entonces, ser ligeramente menor o mayor que en operación con carbón, lo que dependerá de si la disminución de los consumos auxiliares puede compensar la pérdida de eficiencia en la caldera o no. La magnitud del cambio dependerá de la unidad específica a convertir.</p>
Control de emisiones	Disminuye requerimiento de insumos para abatimiento, dado que se producen menos emisiones en la combustión, como se indica en la Tabla 3.
Residuos	Se elimina el tránsito de camiones y las emisiones locales por manejo de cenizas, debido a la nula producción de estas. Aumenta significativamente la vida útil del vertedero de cenizas ⁴¹ .

El precio del gas natural al que pueda acceder el propietario de la unidad, junto al nuevo consumo específico de la unidad, determinarán el costo variable combustible de la central⁴². Manteniendo el modo de operación invariante, el costo variable no combustibles de la unidad puede disminuir respecto al de una central a carbón. No obstante, en el contexto de mercado descrito en la Sección 4, el incremento en la flexibilidad de la unidad podría llevar a un modo de operación con ciclos más frecuentes de encendido y apagado de la unidad. Se ha estimado que el costo variable no combustible de una unidad de 280 MW de carbón pulverizado que experimente 200 encendidos al año podría aumentar hasta en 4 veces respecto a la operación en base, aumentando, por ejemplo, de 2 USD/MWh a 8 USD/MWh⁴³.

⁴¹ Se puede eventualmente realizar un análisis costo-beneficio de cerrar una porción o la totalidad de este.

⁴² Un costo de carbón de 90 USD/ton (con base calorífica 6.350 kcal/kg.) es equivalente a un costo de gas natural de 5,22 USD/MMBTU.

⁴³ <https://sdm.mit.edu/renewable-energy-integration-opportunities-in-chile/>

La eficiencia de una central de carbón convertida totalmente a gas natural es menor que la eficiencia que tiene una central con tecnología de ciclo combinado a gas natural (CCGT) o que tiene una nueva central con motores a gas. Adicionalmente, dado el contexto de alta penetración de energía renovable, es crítico considerar el desempeño ante una operación flexible (encendidos y apagados frecuentes o operación a mínimo técnico persistente). Estos factores deben ser evaluados específicamente caso a caso.

6.1.3.2 Alternativa 1b – Co-combustión de carbón y gas natural

Una alternativa de conversión para aumentar la flexibilidad operacional de una unidad a carbón sin realizar modificaciones mayores es modificar la caldera existente para que tenga la capacidad de operar con gas natural en mínimo técnico y co-combustionar carbón y gas hasta cierta proporción en potencias más altas. Además, esta opción permitiría una reducción menor de emisiones de GEI, posiblemente en transición hacia una conversión completa a gas natural. El costo de inversión de esta transformación es específico a cada unidad, por lo que se requiere de estudios detallados para determinar la factibilidad técnica y económica de la conversión.

Como se indica en la Sección 6.1.3, la co-combustión de carbón y gas se puede implementar de diversas formas. La Tabla 5 indica costos referenciales para este tipo de conversión considerando el reemplazo de todos los quemadores de carbón pulverizado por quemadores duales en una unidad subcrítica de 200 MWe. En el estudio referenciado, se considera el uso de gas para el proceso de encendido, operación a mínimo técnico y co-combustión de gas y carbón a capacidad nominal.

Tabla 5: Costos de conversión de caldera con co-combustión de carbón y gas.

Tipo de Costo	Fuente	Valor	Supuestos y comentarios
Costo de inversión (kUSD/MW)	Estudio de NREL [16].	54	Estimación sobre una unidad tipo subcrítica de 200 MWe, que mantiene su capacidad nominal. Reemplazo de todos los quemadores de carbón pulverizado por quemadores duales. Excluye instalación de sistemas de alimentación y distribución de gas natural en la central.

La Tabla 6 muestra los efectos esperables en parámetros de desempeño ambiental causados por la conversión a co-combustión de carbón y gas. Estos son efectos que en general se han observado en experiencias de conversión, pero unidades particulares pudiesen presentar un comportamiento distinto.

Tabla 6 : Efectos en parámetros de desempeño ambiental causados por conversión a co-combustión con gas.

Parámetro	Efectos de la conversión
Emisiones de NO _x	Disminuye la producción de estos contaminantes, aunque se requiere estudiar el efecto de cada conversión particular sobre los equipos y sistemas de control específicos instalados en la unidad (FGD, SCR, filtros de manga, etc).
Emisiones de MP	
Emisiones de SO ₂	Disminuyen tanto en operación en régimen como durante las partidas.
Emisiones de CO ₂	Disminuyen tanto en operación en régimen como durante las partidas.
Generación de residuos	Disminuye producción de ceniza en la caldera y de yeso en el FGD.

En la Estos son efectos que en general se han observado en experiencias de conversión, pero unidades particulares pudiesen presentar un comportamiento distinto.

Tabla 7 se sintetizan algunos efectos en parámetros de desempeño operacional provocados por una conversión a co-combustión de gas y carbón. Estos son efectos que en general se han observado en experiencias de conversión, pero unidades particulares pudiesen presentar un comportamiento distinto.

Tabla 7 : Efectos en parámetros de desempeño operacional causados por conversión a co-combustión con gas.

Parámetro	Efectos de la conversión
Flexibilidad	- Mínimo técnico: Disminuye (magnitud depende de la nueva configuración). - Capacidad de rampa: Aumenta hasta en 33% [16]. - Tiempos de partida y parada: Disminuyen hasta en 33% [16].
Eficiencia	Como se explica en la Sección 6.1.3, generalmente se produce una disminución de la eficiencia debido al mayor contenido de hidrógeno en el gas natural respecto al carbón, lo que produce más vapor de agua en la combustión [12].
Control de emisiones	Probablemente disminuye requerimiento de insumos para abatimiento, dado que se producen menos emisiones en la combustión, como se indica en la Tabla 6.
Residuos	Aumenta vida útil del vertedero, disminuye tránsito de camiones y disminuyen emisiones locales por manejo de cenizas, debido a la menor producción de estas en la caldera.

El precio del gas natural y carbón al que pueda acceder el propietario de la unidad, junto al nuevo consumo específico de la unidad, determinarán el costo variable combustible de la central⁴⁴. Manteniendo el modo de operación invariante, el costo variable no combustibles de la unidad puede se mantendría prácticamente constante respecto al de una central a carbón. No obstante, en el contexto de mercado descrito en la Sección 4, el incremento en la flexibilidad de la unidad podría llevar a un modo de operación con ciclos más frecuentes de encendido y apagado de la unidad. Se ha estimado que el costo variable no combustible de una unidad de 280 MW de carbón pulverizado que experimente 200 encendidos al año podría aumentar hasta en 4 veces respecto a la operación en base, aumentando, por ejemplo, de 2 USD/MWh a 8 USD/MWh⁴⁵.

La eficiencia de una central de carbón convertida parcialmente a gas natural es menor que la eficiencia de la unidad a carbón sin convertir. Dado el contexto de alta penetración de energía renovable, es crítico considerar el desempeño ante una operación flexible (encendidos y apagados frecuentes o operación a mínimo técnico persistente). Estos factores deben ser evaluados específicamente caso a caso.

⁴⁴ Un costo de carbón de 90 USD/ton (con base calorífica 6.350 kcal/kg.) es equivalente a un costo de gas natural de 5,22 USD/MMBTU.

⁴⁵ <https://sdm.mit.edu/renewable-energy-integration-opportunities-in-chile/>

6.1.3.3 Alternativa 1c – Uso de gas natural en operación a mínimo técnico y partidas

Otra alternativa para utilizar gas natural en una unidad de carbón es modificar ligeramente la caldera existente para que tenga la capacidad de combustionar gas natural durante procesos de partida y en operación a potencia mínima (mínimo técnico). El costo de inversión de esta transformación es significativamente menor a la Alternativa 1a y permite incrementar la flexibilidad de la unidad, además de reducir emisiones de CO₂ durante la operación a potencias bajas. Este aumento de flexibilidad y reducción parcial de emisiones pueden posiblemente ser parte de una transición hacia una conversión completa a gas natural.

Históricamente, para una unidad a carbón la definición del mínimo técnico equivalente al 50% de la potencia nominal ha sido un nivel cómodo para los operadores de la unidad. En dicha potencia, todos los pulverizadores y quemadores de la unidad están en operación, lo que simplifica su gestión y control. Adicionalmente, la temperatura de los gases de combustión es suficientemente alta para permitir la correcta operación del SCR, en caso de que la unidad lo posea. No obstante, el contexto del mercado eléctrico de Chile explicado en la Sección 4 ha creado presiones para disminuir los mínimos técnicos de estas unidades, lo que levanta las siguientes preocupaciones de los operadores:

- i. **Estabilidad de llama:** A medida que se reduce la potencia de operación, se reduce el flujo de aire y la alimentación de carbón; y se llega a un límite en que se arriesga la estabilidad de la llama. A cargas muy reducidas, dependiendo de las condiciones de operación de la unidad y el sistema de control (*Burner Management System*), se puede arriesgar un trip de la unidad.
- ii. **Pulverizadores:** Los pulverizadores experimentan vibraciones cuando operan bajo el 50% de su carga, por lo que se busca que operen sobre el 50% de su carga. A medida que se reduce la potencia despachada de la unidad, algunos pulverizadores se apagan (Figura 40). Históricamente, los operadores utilizan al menos 2 pulverizadores, lo que limita la potencia mínima que puede alcanzar la unidad. Es posible llegar a potencias más bajas utilizando un solo pulverizador, condición operacional que tiene un mayor riesgo de *trip*⁴⁶.

⁴⁶ No obstante, eso no significa que no deba ser evaluada. Es deseable conocer tasas históricas de pulverizadores.

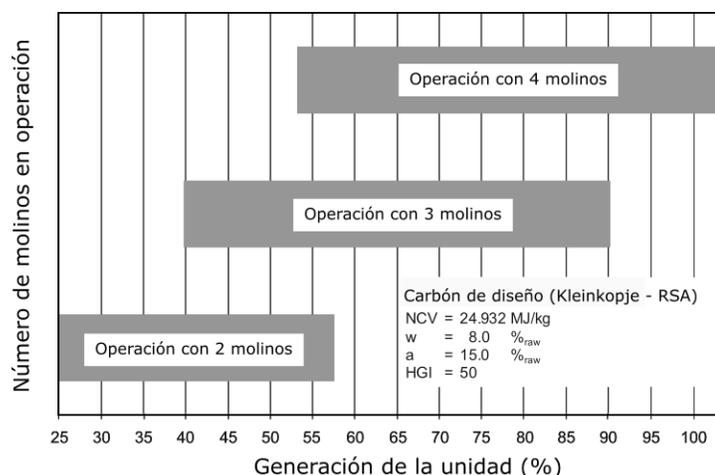


Figura 40: Rango de operación de los pulverizadores en una unidad a carbón en Sudáfrica.

Fuente: Traducido de [17].

- iii. **SCR:** El catalizador para el sistema SCR que controla las emisiones de NO_x opera idealmente con temperaturas de alrededor de 370°C. De acuerdo a la EPA, un sistema de SCR típico puede tolerar variaciones de temperatura de +/- 93°C y operar de manera efectiva. Si una unidad opera en una potencia mínima que provoque que la temperatura de los gases de combustión disminuya a tal punto que el sistema SCR no es efectivo en el control de las emisiones NO_x, entonces se incumpliría la norma de emisiones vigente en Chile (DS13/2011), haciendo infactible su operación a esa potencia⁴⁷.

El desafío de estabilización de la llama en el hogar de la caldera puede ser efectivamente resuelto para lograr potencias mínimas más bajas que una unidad a carbón convencional mediante la utilización de quemadores o pilotos de gas, los que pueden combustionar cantidades relativamente menores de gas natural durante la operación a mínimo técnico para permitir una llama estable a menores potencias. Además, los desafíos relacionados a la operación de los pulverizadores y al sistema SCR pueden eventualmente ser solucionados mediante nuevas prácticas operacionales, experimentación y cambios procedimentales y regulatorios, permitiendo una reducción del mínimo técnico de unidades de carbón. Entonces, el uso de gas en operación a potencia mínima, en conjunto a otras medidas, puede disminuir significativamente el mínimo técnico de las unidades a carbón y por consiguiente reducir las emisiones a nivel global en el sistema al permitir mayor penetración de generación solar fotovoltaica y eólica.

Adicionalmente, la instalación de un sistema de alimentación y distribución de gas a una central a carbón permite el uso de gas natural como combustible complementario durante los procesos de partida, en los que tradicionalmente se combustiona petróleo diésel hasta que los componentes de la unidad alcanzan una temperatura adecuada para su operación normal y se ha estabilizado la llama de carbón pulverizado.

⁴⁷ No obstante, a futuro, utilizando gas natural, se puede explorar estándares de emisiones a carga parcial.

Como se muestra en la Tabla 8, los costos de inversión para operar con gas natural en mínimo técnico y en procesos de partida pueden ser hasta 10 veces menores que los costos de conversión estimados para co-combustionar gas y carbón en potencias altas, mostrados en la Sección 6.1.3.1.

Tabla 8: Costos de conversión de caldera para utilizar gas en operación a mínimo técnico y durante encendidos.

Tipo de Costo	Fuente	Valor	Supuestos y comentarios
Costo de inversión (kUSD/MW)	Estimación de consultor independiente (Anexo B).	5	Estimación sobre una unidad tipo subcrítica de 200 MWe con quemadores tangenciales. Solo considera incorporación de quemadores ignitores de gas adicionales y excluye sistema de alimentación de combustible.
	Estudio de NREL [16].	10	Estimación sobre una unidad tipo subcrítica de 200 MWe con quemadores de pared. Solo considera incorporación de quemadores ignitores de gas adicionales y excluye sistema de alimentación de combustible.

El principal efecto en los parámetros de desempeño operacional es la reducción del mínimo técnico, lo que permite complementar de manera más efectiva, eficiente, y ambientalmente sostenible a las centrales de energía renovable variable (Sección 4). Por otra parte, el principal efecto en el desempeño ambiental es la reducción de emisiones de CO₂ durante la operación a mínimo técnico. También se reducen emisiones de contaminantes asociados al DS 13 durante los procesos de partida y detención.

Considerando que los cambios solo involucrarían el uso de gas a mínimo técnico o durante las partidas, no existirían cambios en el costo variable combustible de la unidad al operar en cargas intermedias o a potencia nominal, lo que contrasta con la Alternativa 1. Por su parte, el costo variable no combustible se mantiene prácticamente invariante y depende del modo de operación de la central. (como se explica en la Sección 6.1.3.1).

6.1.4 Conversión parcial o total a biomasa forestal

En esta sección se presentan dos alternativas de conversión para el uso de biomasa forestal.

- 1. Conversión total a biomasa forestal:** Esta opción considera convertir la unidad para poder operar a cualquier carga con únicamente biomasa como combustible. Requiere modificaciones mayores a la caldera, pues convertir una caldera de carbón pulverizado para el uso de biomasa no peletizada requiere transformar la caldera a lecho fluidizado (BFB, o *Bubbling Fluidized Bed*, como se indica en la Figura 37) o a parrilla móvil. Además, se pueden requerir cambios a los sistemas de aire y unidades de convección [18]. En el caso de conversión total a uso de biomasa peletizada, existen proveedores que ofrecen conversiones que mantienen la estructura de la caldera y utilizan combustible pulverizado, pero requieren el uso de biomasa en forma de pellets⁴⁸. En dicho caso, se evita tener que

⁴⁸ Por ejemplo, Doosan Babcock convirtió las primeras 4 unidades de Drax Power Station, UK, desde tecnología de carbón pulverizado a uso exclusivo de biomasa peletizada mediante nuevos molinos y quemadores.

modificar el fondo de la caldera y se mantiene parte de la infraestructura de los quemadores. Esta última opción no fue considerada en la estimación de costos de este estudio.

2. **Co-combustión de carbón y biomasa forestal:** Existen múltiples experiencias a nivel internacional de unidades a carbón que son diseñadas o convertidas para co-combustionar biomasa y carbón en proporciones de hasta un 20% en términos de energía [19]⁴⁹. Esta opción generalmente incluye la capacidad de quemar proporciones variables de ambos combustibles, para poder operar solo con carbón en caso de que existan problemas con el suministro de biomasa. La implementación de esta conversión generalmente no implica grandes cambios a la caldera de la unidad. En algunos casos, es incluso posible co-combustionar una proporción menor de biomasa mediante un ajuste al sistema de combustión existente, siendo la biomasa introducida directamente para su pulverización. La Figura 41 muestra un ejemplo de esto en una central a carbón en Australia.



Figura 41: Mezclado de chips de biomasa con carbón en Wallerawang, Australia. Fuente: [20].

Los costos y comportamiento operacional luego de una conversión total a biomasa son altamente dependientes de las características específicas de cada caldera, por lo que cada unidad debe analizarse detalladamente antes de desarrollar una conversión.

La modificación más importante en una unidad que debe considerarse en un proceso de conversión a uso de biomasa, fuera de la caldera, es la instalación de nuevos sistemas de almacenamiento, manejo y alimentación de combustible. Puede eventualmente reutilizarse algunas instalaciones y equipos que son utilizados para el almacenamiento, manejo y alimentación de carbón. Además, se deben instalar nuevos sistemas de suministro de aire y pueden necesitarse modificaciones o reemplazo de quemadores (en caso de que se mantenga una caldera de combustible pulverizado). De todas maneras, se deberá reajustar el sistema de control de seguridad, quemadores y llama (*Burner Management System*) para que los quemadores produzcan una combustión eficiente y segura.

⁴⁹ La co-combustión de biomasa y carbón hasta este porcentaje se define, en parte, para que los gases de combustión y las cenizas se comporten de manera similar a la combustión de carbón. A nivel internacional se han hecho evaluaciones para realizar co-combustión con hasta 50% de biomasa, pero aún no existen experiencias comerciales.

La biomasa debe prepararse de modo que pueda ser transportada neumáticamente al sistema de quemado. Para la mayoría de los tipos de biomasa, se requiere algún tipo de trituración. Algunos cambios en la unidad de carbón dependerán del tipo de pellet a quemar: blando o duro⁵⁰. El pellet blando no puede pulverizarse por lo cual debe ser triturado. El uso de pellets duros requiere de menos cambios en una unidad de generación de carbón pulverizado, pues son duros e impermeables a la humedad, por lo que pueden ser alimentados directamente al pulverizador de carbón.

Independiente de si se co-combustiona biomasa o se realiza una conversión total, surgen nuevos desafíos operacionales al combustionar biomasa respecto a solo combustionar carbón. En primer lugar, puede aumentar la corrosión en la caldera debido a la composición de la biomasa forestal. En segundo lugar, las propiedades de la biomasa son más variables que las del carbón, y dependen de su origen y sus procesos de fabricación, transporte, almacenamiento y manejo. En particular, el contenido variable de humedad de la biomasa influye en la eficiencia y la cantidad de combustible necesario⁵¹. Por lo tanto, el sistema de control de combustión es más complejo debido a que debe adaptarse ante la variabilidad de la biomasa.

En Chile, según sus Resoluciones de Calificación Ambiental, actualmente existen dos unidades a carbón en operación que tienen la capacidad de co-combustionar carbón y biomasa forestal en proporción de hasta 10%: Central Térmica Andina y Central Térmica Hornitos. Ambas unidades poseen calderas de lecho fluidizado circulante (CFB). Además, la unidad IEM en construcción declara tener la capacidad de co-combustionar hasta un 5% de biomasa en forma de pellet en su caldera de carbón pulverizado.

Respecto al potencial de reducción de emisiones de GEI al convertir parcial o totalmente una unidad para la utilización de biomasa, es crítico considerar dos efectos sistémicos. Si bien existe una reducción en la intensidad de las emisiones de CO₂ al utilizar biomasa forestal en la combustión respecto a la operación total con carbón, pueden existir efectos sistémicos indeseados.

En primer lugar, la huella de carbono en la cadena de suministro de biomasa forestal podría ser significativa [21]. En segundo lugar, el CO₂ emitido al combustionar biomasa forestal toma un tiempo en volver a ser capturado y fijado en nueva vegetación, posiblemente causando un incremento en la concentración de CO₂ en la atmósfera por un periodo de hasta décadas, dependiendo de la confiabilidad y sustentabilidad del proveedor de biomasa. Un estudio sobre la transformación de unidades a carbón en el Reino Unido para que utilicen biomasa importada desde Estados Unidos postula que esta es una iniciativa poco efectiva para reducir emisiones de manera sostenible y combatir el cambio climático en el

⁵⁰ El pellet blando es biomasa comprimida en forma de pellet que se transforma en papilla cuando se moja.

El pellet duro usualmente es fabricado secando partículas de madera mediante calor y aplicando presión para obtener compactación y baja humedad. Otro tipo de pellet duro (negro) es fabricado mediante torrefacción, que consiste en calentar biomasa a altas temperaturas sin presencia de oxígeno y por un menor tiempo, resultando en una sustancia negra, fina, de baja humedad y alta densidad energética, que luego es comprimida en forma de pellet.

⁵¹ Un mayor contenido de humedad en el combustible implica que se produce más vapor de agua en la combustión, lo que enfría los gases dentro de la caldera y provoca mayores pérdidas de energía en los gases de la combustión que salen por la chimenea. Esto resulta en una menor eficiencia bruta de la unidad.

corto plazo “... a pesar de que la bioenergía de la madera puede disminuir la concentración de CO₂ a largo plazo comparado con combustibles fósiles, su primer impacto es un incremento en el CO₂, empeorando el calentamiento global en el periodo crítico hasta 2100 (...) Declarar que los biocombustibles son carbono-neutrales (...) asume erróneamente que los bosques se regeneran en corto tiempo y que compensan por completo las emisiones en la producción y combustión de biocombustibles. El supuesto de neutralidad no es válido, pues ignora el incremento transiente del CO₂” [22].

Respecto al posible efecto que una conversión parcial o total a biomasa pueda tener en el empleo, acotado a la central de generación, no se anticipan efectos significativos respecto de los que podrían esperarse en el caso base (sin conversión).

6.1.4.1 Alternativa 2a – Conversión total a biomasa forestal

A nivel internacional, existen múltiples casos de conversión de centrales de carbón para permitir la co-combustión de biomasa y carbón, pero existen pocos casos de conversiones totales a uso de biomasa. El costo de inversión de esta alternativa es significativamente mayor a la co-combustión, debido a modificaciones mayores en la caldera y otros sistemas⁵². La factibilidad técnica de realizar la conversión también debe ser evaluada en estudios detallados para cada unidad específica.

En la Tabla 9 se indican costos estimados de conversión total a biomasa usando tecnología BFB, en base a estimación de estudios y proveedores.

⁵² En una conversión completa se tienen que considerar los siguientes cambios en adición a los mencionados para la co-combustión de biomasa, en la Sección 6.1.4:

- Si es que la caldera existente es de carbón pulverizado, se debe reemplazar el hogar bajo por lecho fluidizado circulante o parrilla móvil,
- Reemplazo sistema alimentación de combustible,
- Instalación del sistema de extracción de cenizas de la caldera,
- Instalación de quemadores de partida,
- Instalación de ventilador de aire de fluidización, y
- Modificación del sistema de aire sobre-fuego.

Tabla 9: Costos de conversión total de caldera para utilizar biomasa.

Tipo de Costo	Fuente	Valor	Supuestos y comentarios
Costo de inversión (kUSD/MW)	Estimación del consultor en base a información de proveedores	473-947	La estimación consideró que el costo de inversión en una central nueva de biomasa de 50 MWe con lecho fluidizado burbujeante (BFB) que utiliza 2000 toneladas al día de biomasa con 50% de humedad es de 4.985 USD/kW [15]. Además, se estima que el costo de una caldera BFB nueva equivale al 31% del costo total de una planta nueva [23], o aproximadamente 1.545 USD/kW. Por último, un proveedor estima que el costo de conversión de una caldera de carbón pulverizado a una de tipo BFB es de entre 30 a 60% de una caldera nueva [24].
	Caso Altavista, EEUU (Fuente: [25])	1213	Dominion Power convirtió 3 unidades de carbón a biomasa en Virginia, en la central Altavista. Las 3 unidades de lecho fluidizado fueron originalmente diseñadas con una potencia de 63 MW cada una, pero esta se redujo a 51 MW luego de la conversión. Utilizan biomasa forestal residual es transportada en camiones. Cada unidad requiere alrededor de 100 camiones al día. Se anticipa que las unidades funcionen al 92% de la capacidad, ya que la biomasa es local y de relativo bajo costo.

Los costos de inversión pueden variar de forma significativa dependiendo de la unidad. La Tabla 10 muestra los efectos esperables en parámetros de desempeño ambiental causados por la conversión a total a biomasa. Estos son efectos que en general se han observado en experiencias de conversión, pero unidades particulares pudiesen presentar un comportamiento distinto.

Tabla 10 : Efectos en parámetros de desempeño ambiental causados por conversión total a biomasa forestal.

Parámetro	Efectos de la conversión
Emisiones de NO_x	Disminuye significativamente [26].
Emisiones de MP	Se mantiene (considerando solo PM10) [26].
Emisiones de SO₂	Prácticamente se elimina. [26].
Generación de residuos	Prácticamente se elimina producción de residuos en el FGD.
Emisiones de CO₂	Los efectos sistémicos y transientes de la utilización de biomasa respecto a las emisiones de CO ₂ se indican en la Sección 6.1.4.

En general, la capacidad nominal de una unidad convertida totalmente a biomasa puede disminuir en hasta un 25%. Si es que la biomasa se utiliza en forma de pellets, podría ser posible que la planta alcance una capacidad cercana a la carga nominal original mediante modificaciones importantes a la caldera.

En la Tabla 11 se estiman cualitativamente algunos efectos en parámetros de desempeño operacional provocados por una conversión total a biomasa; no obstante, unidades particulares podrían presentar un comportamiento distinto.

Tabla 11 : Efectos en parámetros de desempeño operacional causados por conversión total a biomasa.

Parámetro	Efectos de la conversión
Flexibilidad	<p>Disminuye. Depende del tipo de biomasa (astillas, aserrín, o pellet) y el proceso.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Mínimo técnico: Puede aumentar para poder lograr un mayor control de estabilidad de la llama, debido a la variabilidad de las propiedades del nuevo combustible. - Capacidad de rampa: Disminuye, ya que la biomasa posee menor densidad energética que el carbón. <p>En general, no es posible encontrar documentación sobre la flexibilidad de calderas de biomasa, ya que usualmente son diseñadas para operar en base o cogenerar.</p>
Eficiencia	<p>Disminuye, ya que la combustión de biomasa produce mayor ensuciamiento, escoria y corrosión asociada en el interior de la caldera (en especial, si es que la biomasa contiene alta cantidad de álcalis), lo que reduce la transferencia de calor [27]. Además, se reduce la eficiencia en los casos en que se utiliza biomasa con mayor contenido de humedad, como fue discutido en la Sección 6.1.4.</p>
Control de emisiones	<p>Probablemente disminuye requerimiento de insumos para abatimiento, dado que se producen menos emisiones en la combustión.</p>
Residuos	<p>Aumenta vida útil del vertedero, disminuye tránsito de camiones y disminuyen emisiones locales por manejo de cenizas, debido a la menor producción de estas en la caldera.</p>

Se pueden esperar cambios al costo variable combustible de la unidad convertida. Por una parte, se espera una disminución de la eficiencia de la unidad al operar con biomasa, lo que aumentaría el costo variable combustible. Por otra parte, existe un cambio de combustible a biomasa, cuyo precio relativo al carbón depende en gran parte del acceso a biomasa. Como se indica en la Sección 6.1.2, el precio de la biomasa dependerá del costo de producción, procesamiento (posible peletizado) y transporte a la central.

Se requiere una menor cantidad de insumos de abatimiento para el control de emisiones. Adicionalmente, disminuye el costo de mantención porque los sistemas de alimentación y quemado son más simples en una caldera BFB que una caldera de carbón pulverizado. Dependiendo de la biomasa utilizada, esta disminución podría ser compensada por un aumento en las necesidades de mantención por corrosión⁵³.

La Tabla 12 muestra dos casos de conversiones de calderas de carbón pulverizado subcríticas a biomasa y biomasa de pellet.

⁵³ La escoria, el ensuciamiento y la corrosión causados por un alto contenido de álcalis en la biomasa pueden incluso llevar a una falla de la unidad. Una vez que comienza corrosión localizada en los tubos del sobrecalentador, puede pasar poco tiempo hasta que exista una fuga, debido a que las sales de potasio tienen una baja temperatura de fusión.

Tabla 12 : Casos de conversión a biomasa.

Caso	Lugar	Alcance	Comentarios
Herning Power Plant [28]	Dinamarca	Conversión de quemadores a quemadores de pulverizados de biomasa de pellet	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unidad que actualmente tiene 95 MW, instalada en 1982 para quemar carbón. ▪ En 2000 tiene una primera conversión donde se instalan quemadores de gas/petróleo. ▪ En 2002 tiene una segunda conversión donde se elimina un quemador de gas/petróleo y se instala una parrilla vibratoria para quemar biomasa (astilla de madera). La capacidad de quemado de biomasa es aproximadamente el 45% de la carga. ▪ En 2009 tiene una tercera conversión donde se revisan los quemadores para quemar gas/petróleo y se instalan quemadores de gas/petróleo/biomasa (pulverizada). La capacidad de quemar biomasa es hasta un 90% de biomasa.
Elektrocieplownia Bialystok [29]	Polonia	Conversión de caldera de quemado de carbón pulverizado a biomasa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 75 MWth de vapor ▪ Conversión de caldera de carbón pulverizado a tipo BFB. ▪ Combustible de partida petróleo liviano.

6.1.4.2 Alternativa 2b – Co-combustión de carbón y biomasa forestal

Una alternativa para reducir la intensidad de emisiones de CO₂ en la operación de una unidad de generación es realizar ligeros cambios a la caldera existente para que tenga la capacidad de co-combustionar carbón y biomasa en distintas proporciones, generalmente hasta 20%. El costo de inversión de esta transformación es específico a cada unidad, por lo que se requiere de estudios detallados para determinar la factibilidad técnica y económica de la conversión. En particular, la concentración de álcalis y cloruros en combinación con la ceniza de carbón, así como el perfil de temperatura dentro del hogar, suelen ser los factores limitantes al porcentaje de biomasa que puede ser co-combustionada, como se explica en el Anexo B.

La Tabla 13 indica costos referenciales para una co-combustión de 10% de biomasa con carbón en una unidad subcrítica de carbón pulverizado de 300 MWe. Se considera biomasa seca en forma de pellet duro que es molida y mezclada directamente en el pulverizador de carbón.

Tabla 13: Costos de conversión de caldera a co-combustión 90% carbón y 10% biomasa.

Tipo de Costo	Fuente	Valor	Supuestos y comentarios
Costo de inversión (kUSD/MW)	Estudio de EIA [30].	537	Estimación sobre una unidad tipo subcrítica de 300 MWe, que mantiene su capacidad nominal. Incluye costos de área de almacenamiento a granel, de sistema de alimentación de biomasa, de silo de almacenamiento de biomasa de alimentación a la caldera y sopladores de hollín a instalarse dentro de la caldera.

La Tabla 14 muestra los efectos esperables en parámetros de desempeño ambiental causados por la conversión a co-combustión de carbón y biomasa. Estos son efectos que en general se han observado en experiencias de conversión, pero unidades particulares pudiesen presentar un comportamiento distinto.

Tabla 14 : Efectos en parámetros de desempeño ambiental causados por conversión a co-combustión con biomasa.

Parámetro	Efectos de la conversión
Emisiones de NO_x	Disminuye levemente. Se han observado emisiones 10% menores con co-combustión de 15% de biomasa [26].
Emisiones de MP	Se mantienen (considerando solo PM10) [26].
Emisiones de SO₂	Disminuye levemente. Se han observado emisiones 15% menores con co-combustión de 15% de biomasa [26].
Generación de residuos	Disminuye producción de residuos en el FGD.
Emisiones de CO₂	La disminución esperada de CO ₂ en una caldera subcrítica, de un 37% de eficiencia neta (HHV), quemando carbón Pittsburg #8 y 10% de biomasa es alrededor de 0,09 tonCO ₂ /MWh o 10% [31].
	Los efectos sistémicos y transientes de la utilización de biomasa respecto a las emisiones de CO ₂ se indican en la Sección 6.1.4.

En la Tabla 15 se indican de manera cualitativa el cambio en algunos parámetros de desempeño operacional.

Tabla 15: Efectos en parámetros de desempeño operacional causados por conversión a co-combustión con biomasa.

Parámetro	Efectos de la conversión
Flexibilidad	<ul style="list-style-type: none"> - Mínimo técnico: Puede aumentar para poder lograr un mayor control de estabilidad de la llama, debido a la variabilidad de las propiedades del nuevo combustible. - Capacidad de rampa: Disminuye, ya que la biomasa posee menor densidad energética que el carbón. - Tiempos de partida y parada: No cambian.
Eficiencia	Generalmente, se produce una disminución de la eficiencia bruta al co-combustionar biomasa, ya que la combustión de biomasa produce mayor ensuciamiento, escoria y corrosión asociada en el interior de la caldera, lo que reduce la transferencia de calor

	[27]. Además, se reduce la eficiencia en los casos en que se utiliza biomasa con mayor contenido de humedad, como fue discutido en la Sección 6.1.4.
Control de emisiones	Probablemente disminuye levemente requerimiento de insumos para abatimiento, dado que se producen menos emisiones en la combustión, como se indica en la Tabla 14.
Residuos	Aumenta vida útil del vertedero, disminuye tránsito de camiones y disminuyen emisiones locales por manejo de cenizas, debido a la menor producción de estas en la caldera.

Se pueden esperar cambios al costo variable combustible de la unidad. Por una parte, se espera una leve disminución de la eficiencia de la unidad al operar con un porcentaje de biomasa, lo que aumentaría el costo variable combustible. Por otra parte, existe un cambio de combustible a biomasa, cuyo precio relativo al carbón depende en gran parte del acceso a biomasa. Como se indica en la Sección 6.1.2, el precio de la biomasa dependerá del costo de producción, procesamiento (posible peletizado) y transporte a la central.

En base a los efectos de esta alternativa de conversión en los requerimientos de insumos de abatimiento y necesidades de mantención, se puede inferir que el costo variable no combustible de la unidad debiese resultar similar al de la operación total con carbón.

6.2 Adaptación de centrales existentes para capturar carbono

Se estudian y presentan dos alternativas para continuar operando una central a carbón sin cambiar el combustible, pero equipándola con tecnología que permita capturar una fracción significativa de las emisiones de CO₂. Estas dos alternativas contemplan la reutilización completa de la central, aunque actualmente no se encuentran maduras desde el punto de vista tecnológico-comercial. Sin embargo, se han observado reducciones de costo significativas a medida que se han instalado nuevas plantas pilotos de algunas tecnologías de captura.

Es crítico notar que para que la captura de CO₂ emitido en procesos industriales o de generación eléctrica sea una herramienta efectiva para la reducción de emisiones y combate al cambio climático, entonces el CO₂ capturado debe ser:

- Almacenado en un reservorio de largo plazo (siglos), o
- Utilizado en algún proceso industrial. En los dos casos de captura y secuestro de carbono que se han implementado en el mundo se está utilizando el CO₂ capturado para procesos de recuperación asistida de petróleo.

6.2.1 Alternativa 3 – Captura y almacenamiento de carbono

La captura y almacenamiento, o secuestro, de carbono (CCS, por sus siglas en inglés) es un grupo de tecnologías que permiten reducir las emisiones de dióxido de carbono de un flujo de gases mediante su captura, licuefacción, transporte y almacenamiento permanente o utilización. Hoy existe poca experiencia internacional en plantas de CCS a escala comercial. Los proyectos desarrollados internacionalmente han incluido la venta de CO₂ capturado a terceros y/o subsidios del gobierno en sus modelos de negocios⁵⁴.

De las distintas tecnologías, el proceso de captura post-combustión es el que requiere menores cambios y ajustes para ser incorporado a una central de carbón existente. Dos requerimientos relevantes son:

1. La necesidad de remover los óxidos de nitrógeno (NO_x), el dióxido de azufre (SO₂) y el material particulado (MP) de los gases de la combustión antes de intentar capturar el CO₂.
2. Una fuente significativa de calor. Este calor puede provenir de vapor de la misma unidad de generación (“planta integrada”) o de una fuente dedicada.

Los procesos de pre-combustión y oxicomustión enfrentan una mayor incertidumbre tecnológica y requieren cambios mayores para ser incorporados a una unidad existente, por lo que no se consideran en este análisis. Debido a un conjunto de desafíos técnicos, económicos y comerciales, las tecnologías CCS todavía no se han desarrollado en la escala suficiente para probar su conveniencia [32], aunque sí existen actualmente dos plantas operando comercialmente descritas en la Tabla 16 y Figura 42.

Tabla 16 : Características de centrales con CCS.
Fuentes: [33, 34] y entrevista telefónica con el International CCS Knowledge Centre.

Unidad	Región	País	Entrada en operación	Capacidad (MW)	Fuente de vapor de la planta de captura
Boundary Dam 3	Saskatchewan	Canadá	Oct 2014	150 bruta 110 neta	Integrada con la unidad termoeléctrica
WA Parish 8	Texas	EEUU	Ene 2017	240 bruta ⁵⁵	Turbina de gas dedicada

⁵⁴Proyectos comerciales hoy en operación, Boundary Dam 3 y WA Parish 8, incluyeron en su caso de negocios dos aspectos clave que los viabilizaron:

- La venta de CO₂ capturado a terceros. En ambos casos se vende este insumo para la recuperación mejorada de petróleo en yacimientos agotados (EOR, por sus siglas en inglés). En el caso de Boundary Dam 3, el precio del CO₂ vendido el 2017 fue de 11 CA\$/ton aproximadamente. No fue posible detectar en el presente análisis industrias en Chile que requirieran una cantidad de CO₂ como insumo en cantidad comparable a la que podría ser capturada en una central termoeléctrica a carbón.
- Subsidios del gobierno. El Departamento de Energía de los EE. UU. entregó un subsidio de 167 MMUS\$ para el proyecto de WA Parish 8 y el gobierno federal de Canadá entregó 240 MMC\$ para el proyecto Boundary Dam 3. En ambos casos, el subsidio equivalió a 16% del costo total de inversión.

⁵⁵ La unidad 8 de WA Parish posee una capacidad neta de 654 MW. La planta de captura de CO₂ fue diseñada para recibir el equivalente a 240 MW brutos en gases de combustión de la unidad termoeléctrica.



Figura 42: Centrales Boundary Dam y WA Parish con sus plantas de captura de CO₂ en recuadros amarillos.
Fuentes: Power Technology y EIA.

La adición de una planta de captura de carbono post-combustión a una unidad de generación a carbón existente incluye, de manera referencial, los cambios y nuevas instalaciones mostradas en la Figura 43. Los principales cambios incluyen el desarrollo de una planta de captura, piping de extracción/transporte de vapor, estación de compresión de CO₂, sistema de transporte de CO₂ licuado e instalaciones de control de emisiones de NO_x y SO₂. Las emisiones de MP, NO_x y SO₂ se deben mantener en nivel de trazas al momento de entrar a la planta de captura de CO₂, o la solución de aminas sufre degradación significativa.

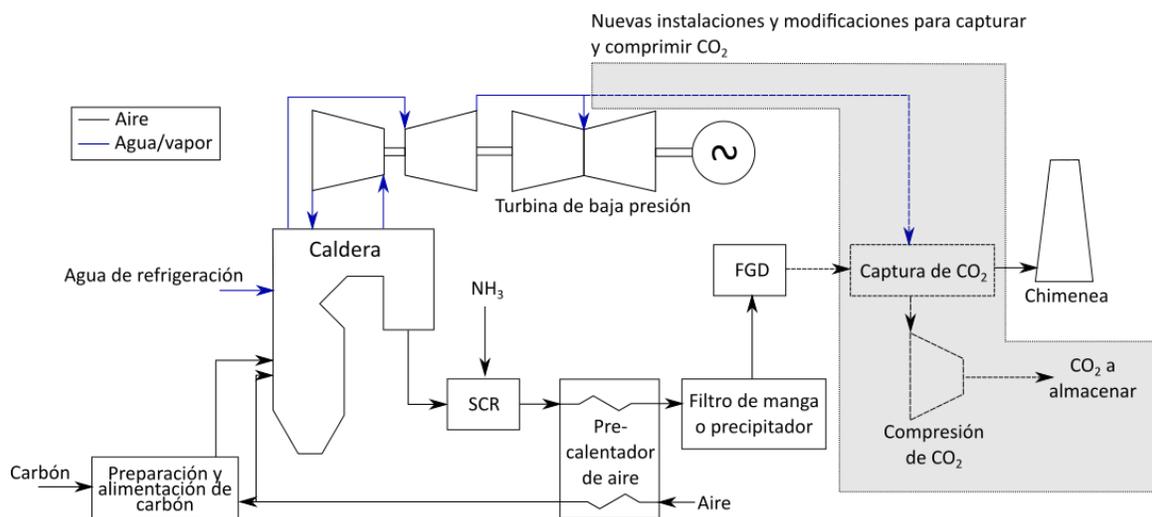


Figura 43: Diagrama de bloques de una central termoeléctrica de carbón pulverizado y nuevas instalaciones para capturar y comprimir CO₂. Fuente: Elaboración propia en base a [35].

El análisis de costo mostrado en la Tabla 17 refleja las experiencias obtenidas en el *retrofitting* y operación de sistema de captura de carbono en Boundary Dam 3, en Canadá, y WA Parish 8, en los EEUU. Las plantas de captura de CO₂ instaladas capturan el 90% del CO₂ producido y son de postcombustión en base a absorción por aminas. En ambos casos, los costos de inversión no incluyen el costo de exploración y desarrollo de un almacenamiento geológico o marino, pues el CO₂ capturado es vendido a terceros para su inyección en pozos de petróleo para la recuperación mejorada de petróleo en yacimientos agotados.

Tabla 17: Costos de inversión de retrofitting con sistemas de captura y secuestro de carbono.

Tipo de Costo	Caso	Valor	Supuestos y comentarios
Costo de inversión (kUSD/MW)	Boundary Dam 3 (Fuente: [33])	10.135	Los sistemas de captura de SO ₂ y CO ₂ y la estación de compresión costaron 705 MMUS\$. El costo de sistema de extracción de vapor y <i>overhaul</i> a la unidad generadora fue de 418 MMUS\$. Estos costos no incluyen la prospección, desarrollo y mantenimiento de un lugar de almacenamiento del CO ₂ , pues este se utiliza por un tercero para recuperación de petróleo.
	WA Parish 8 o "Petra Nova" (Fuente: [36])	4.308	Solo se incluyó la instalación de una turbina de gas dedicada para producir vapor para la planta de captura, pero no se debieron instalar sistemas de control de emisiones, ya que existían previamente. Estos costos no incluyen la prospección, desarrollo y mantenimiento de un lugar de almacenamiento del CO ₂ , pues este se utiliza por un tercero para recuperación de petróleo.

Los costos varían de forma significativa dependiendo del emplazamiento y el alcance. Por ejemplo, el proyecto Parish solo incluyó la instalación de una turbina de gas dedicada para producir vapor para la planta de captura, pero no incluyó la instalación de sistemas de control de emisiones, que ya estaban en funcionamiento. Se decidió instalar una turbina de gas, en vez de extraer vapor desde la turbina de baja presión de la unidad a carbón, porque el propietario tiene acceso a gas natural a precios competitivos en el contexto del sur de los EEUU.

De todas formas, se espera que los costos de esta tecnología se reduzcan en cuanto la tecnología madure. Un estudio industrial plantea que se podría llegar a costos de inversión de 1.319 US\$/kW [37]. Por otra parte, un reciente estudio de factibilidad para la instalación de una planta de captura post-combustión de carbono en la planta de carbón pulverizado de 300 MWe Shand, en Canadá, estima un costo nivelado de captura de carbono de **45 US\$/tonCO₂** [38].

Al instalar un sistema CCS, los costos variables de O&M de la unidad a carbón aumentarían principalmente por los siguientes dos factores:

1. Disminución de energía generada en un año (causada por extracción de vapor para su uso en la planta de captura y por el aumento en consumos auxiliares, en especial, compresión del CO₂).
2. Aumento en costo de insumos por necesidad de mayor abatimiento de emisiones y por necesidad de restitución de aminas en la planta de captura.

El costo fijo de O&M de la unidad a carbón con el sistema CCS aumenta principalmente por el incremento en el número de operadores (entre 3 y 10 adicionales).

Las principales variables que afectan el incremento del costo unitario de la electricidad para una planta con CCS, en orden decreciente de importancia, son: el porcentaje de captura, el consumo de calor en

planta de captura, el factor de planta de la central, la inversión requerida, y el costo de la energía no generada debido a la reducción en la eficiencia de la central.

En la Tabla 18 se muestra cómo cambian los parámetros de desempeño técnicos cuando se incorpora un sistema de captura y secuestro de carbono en una unidad a carbón.

Tabla 18 : Efectos en parámetros de desempeño operacional causados por conversión.

Parámetro	Efectos de la conversión
Flexibilidad	<p>- Mínimo técnico: Restringido sobre el 50% de la potencia nominal de la central, debido a la necesidad de extraer vapor con cierta entalpía y flujo mínimos para el proceso de captura. Se puede evitar esta inflexibilidad si es que se obtiene calor desde una fuente dedicada como, por ejemplo, la instalación de una turbina de gas.</p> <p>- Tiempo de encendido: No es afectado por razones técnicas. No obstante, la planta de captura solo comienza a capturar efectivamente las emisiones de CO₂ después de entre 3 a 4 horas de la partida de la unidad termoeléctrica.</p>
Eficiencia	<p>Disminuye alrededor de 20% debido a la extracción de vapor para alimentar la planta de captura y al aumento de los consumos parásitos de electricidad por la compresión del CO₂. Ambos procesos consumen alrededor del 9% de la potencia bruta de la central [39]. Se puede evitar esta pérdida de eficiencia, acotado sólo a la unidad de generación, si es que se obtiene calor desde una fuente dedicada como, por ejemplo, la instalación de una turbina de gas; no obstante, como sistema completo, disminuye.</p>
Control de emisiones	<p>Probablemente aumenten los costos de insumos debido a la necesidad de mayor control de emisiones de NO₂ y SO₂.</p> <p>La planta de captura toma entre 2 a 4 horas después de la partida de la unidad a carbón en alcanzar su rendimiento de captura nominal (~90%), por lo que durante esas horas no está controlando completamente las emisiones de carbono.</p> <p>Se podrían flexibilizar el mínimo técnico y el retraso en comenzar el control de emisiones después de una partida si es que el vapor se obtiene de una fuente dedicada, pero esto aumenta los costos de inversión y de operación en la mayoría de los casos.</p>

La Tabla 19 muestra los efectos y los parámetros del entorno.

Tabla 19 : Efectos en parámetros de desempeño ambiental causados por conversión.

Parámetro	Efectos de la conversión
Emisiones de NO_x	El proceso de captura de carbono no disminuye <i>per se</i> las emisiones de estos contaminantes. Sin embargo, si es que los sistemas de control de emisiones de la unidad generadora no son capaces de controlar las emisiones hasta el nivel requerido por la planta de captura (NO ₂ en trazas; SO ₂ <1 ppm), entonces se deben instalar nuevos equipos o modificar los existentes para disminuir las emisiones hasta el nivel requerido.
Emisiones de MP	
Emisiones de SO₂	
Emisiones de CO₂	Actualmente, se busca lograr niveles de captura de 90% del CO ₂ emitido ^{56, 57} . Si es que el CO ₂ capturado no es utilizado en algún proceso industrial, entonces debe ser almacenado.
Consumo de agua	No es modificado. Puede ser incluso reducido respecto a una unidad convencional si es que se recicla agua de los gases de escape. La temperatura de los gases de salida del proceso de captura es menor a la temperatura en la chimenea de una unidad a carbón convencional.
Uso de terreno	Como referencia, si es que no hay mayores modificaciones o adiciones a los sistemas de abatimiento, una planta para una unidad de 430 MW necesita aproximadamente 1,6 ha.

El principal desafío de esta tecnología es que, para ser una herramienta efectiva para la reducción del cambio climático, el CO₂ capturado debe ser almacenado en algún reservorio de largo plazo (siglos) o utilizado en algún proceso industrial. La demanda global por CO₂ se estima actualmente en 222 millones de toneladas al año [40], concentrada principalmente en países productores de petróleo. Se estima que en Chile la demanda de CO₂ es del orden de 50.000 toneladas al año. Esto contrasta con los más de 3 millones de toneladas de CO₂ que puede llegar a producir una unidad de carbón de 250 MW al año.

Respecto al posible efecto del uso de sistema CCS en el empleo, acotado a la central de generación, se podría anticipar un efecto levemente positivo respecto del que se podría esperar en el caso base (sin CCS).

6.2.2 Alternativa 4 – Conversión a cogeneración de electricidad e hidrógeno

El hidrógeno es el elemento más abundante en la tierra, pero no se encuentra naturalmente en su forma molecular (H₂). Se puede producir por tres clases de métodos: 1) termoquímicos, 2) electrolíticos, y 3) biológicos [41] [42]. La mayor parte del H₂ en el mundo se produce mediante procesos termoquímicos a partir de gas natural (48%), petróleo (30%), y carbón (18%), y solo 4% por electrólisis del agua [43]. Es importante considerar que en Chile existen solo dos plantas de producción de H₂ en las refinerías de petróleo de ENAP en Hualpén y Aconcagua. Esta última tiene capacidad para producir 1 millón de m³/día

⁵⁶ Es importante notar que la reducción de las emisiones por unidad de energía eléctrica neta entregada por la central es menor, ya que la eficiencia disminuye. Una reducción de 90% del CO₂ emitido podría resultar en una reducción del 85% de la intensidad de emisiones de la unidad.

⁵⁷ Se han planteado diseños que logran capturar hasta el 96% de las emisiones de CO₂, pero en estos casos se estima una reducción de más del 40% de la eficiencia de la central, por lo que los costos aumentarían prohibitivamente [59].

de H₂ [44]. Posibles futuros usos de una producción de hidrógeno a gran escala incluyen la producción de amoníaco, usado a su vez para producir explosivos, o en el desarrollo de un mercado de hidrógeno como combustible.

La producción de hidrógeno a partir de combustibles con métodos termoquímicos produce emisiones de CO₂. Con el fin de promover la descarbonización, se deben considerar alternativas en las que el CO₂ emitido en la producción sea capturado y almacenado, o usado por alguna industria. Además, si es que se busca reutilizar la infraestructura de unidades de carbón existentes, se debe considerar una conversión en que se pueda utilizar el hidrógeno producido en la caldera existente, con las modificaciones necesarias.

Múltiples proveedores como General Electric, Kawasaki, Siemens, Mitsubishi, entre otros, ofrecen actualmente, o están desarrollando, tecnologías de combustión de hidrógeno en turbinas de gas o en ciclos combinados. Sin embargo, estas alternativas no presentan una reutilización significativa de la infraestructura de una central a carbón existente, sino solo de la subestación y líneas eléctricas. La implementación de estas tecnologías equivaldría a una central de generación nueva. Estas alternativas son de interés, aunque no se analizaron en este estudio.

Una alternativa tecnológica que se ha planteado para reutilizar centrales a carbón existentes es la cogeneración de hidrógeno y potencia a partir del carbón mediante la integración de los tres procesos mostrados Figura 44: (1) la producción de gas sintético (*syngas*, una mezcla principalmente compuesta de H₂ y CO), (2) la separación del hidrógeno y (3) la generación de potencia. Dicho proceso completo se denomina ciclo combinado con gasificación integrada del carbón y captura y secuestro de carbono, o IGCC-CCS por sus siglas en inglés. Esta alternativa podría ser implementable en calderas de carbón pulverizado, aunque se requerirían modificaciones para poder producir vapor quemando *syngas* en vez de carbón.

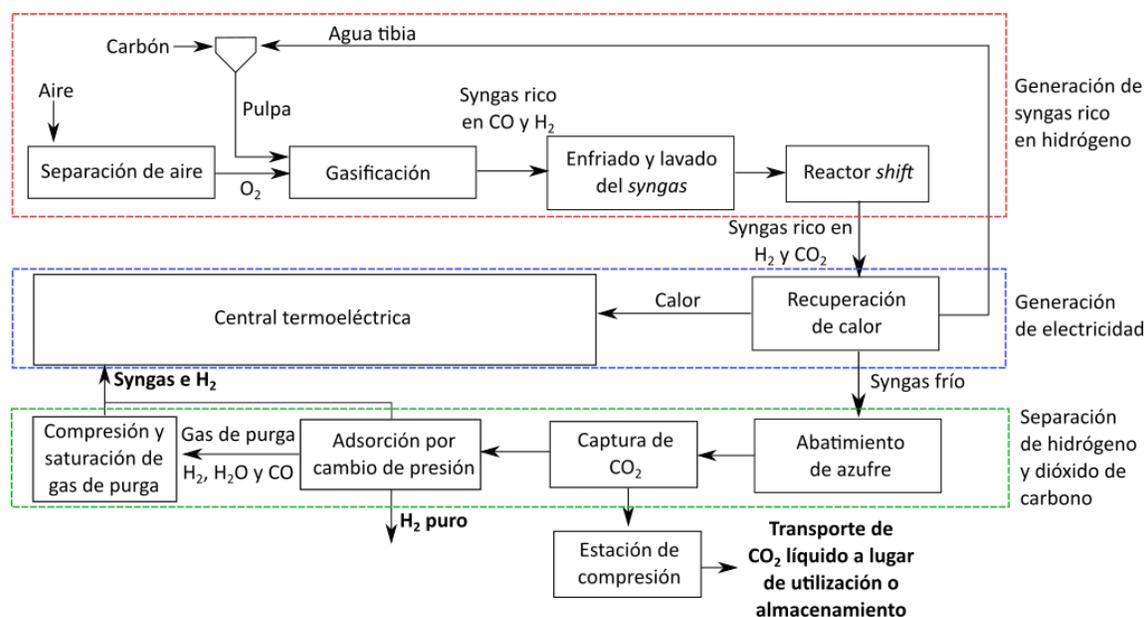


Figura 44: Esquema de una planta IGCC-CCS de cogeneración de hidrógeno y electricidad. Fuente: Elaboración propia en base a [45].

El proceso de gasificación requeriría la instalación de una planta separadora de aire para producir oxígeno, un gasificador de carbón, un enfriador de gases, y un reactor *shift* que completa la producción de hidrógeno. El proceso de separación de H₂ consistiría en un sistema de captura de azufre, otro de captura de CO₂ y un purificador de H₂ (PSA, *pressure swing adsorber*). Finalmente, el proceso de generación de potencia eléctrica corresponde a la central existente, donde se tendría que cambiar o modificar los quemadores y conductos de aire y combustible para poder quemar el flujo de descarte del purificador de hidrógeno e hidrógeno puro en mezcla. Estas tres unidades intercambiarían flujos de gases y calor, buscando incrementar la eficiencia del proceso integrado.

La tecnología IGCC-CCS aún solo existe en escala de planta demostrativa. El proyecto más desarrollado a escala piloto a la fecha estaba siendo construido por Mississippi Power Company en los Estados Unidos [46]. Este proyecto -Kemper Project, de 580 MW- fue suspendido en el 2017 por problemas de gestión del proyecto. Existen otros proyectos en construcción, como la planta demostrativa Osaki CoolGen en Japón [47] [48], pero ninguno a escala comercial.

Dado el nivel de desarrollo conceptual de esta tecnología, no se cuenta con información representativa de costos de inversión y operación de una planta integrada. Sin embargo, este análisis de costo considera como referencia un estudio encargado por IEAGHG⁵⁸ a Foster Wheeler sobre la cogeneración de hidrógeno y electricidad a partir de carbón. Este estudio, que estima costos de inversión y producción, fue actualizado en 2008 [48] y resumido en una publicación de 2010 [49]. El costo nivelado de electricidad para la planta estudiada se estima entre 160 y 171 US\$/MWh y depende fuertemente del precio de venta del hidrógeno supuesto.

Las principales variables de costo en la producción de hidrógeno por métodos termoquímicos son, en orden de importancia, el combustible, la recuperación del capital, y la mantención y operación. Ninguno de los documentos consultados indica la contribución porcentual de estos factores para la cogeneración de hidrógeno y electricidad.

Respecto al posible efecto del uso de sistema IGCC-CCS en el empleo, acotado a la central de generación, se podría anticipar un efecto levemente positivo respecto del que se podría esperar en el caso base (sin IGCC-CCS).

6.3 Alternativa 5a – Cierre y desmantelamiento

El cierre y desmantelamiento parcial o total de una central a carbón permite aprovechar parte de la infraestructura existente o al menos el terreno para la instalación de otras actividades industriales o, eventualmente, residenciales o mixtas. El Electric Power Research Institute (EPRI) ha publicado diversas

⁵⁸ *International Energy Agency Greenhouse Gas Research and Development Programm*, organización formada por 16 países, la Comisión Europea, la OPEP, y 16 patrocinadores multinacionales.

guías con recomendaciones para procesos de cierre de plantas de generación eléctrica y, en particular, de centrales a carbón [50, 51, 52]. En general, el EPRI recomienda seguir el siguiente proceso:

1. Levantamiento de requerimientos asociados a la regulación ambiental a la que está sujeto el sitio y determinación de responsabilidades ambientales.
2. Investigación ambiental del sitio. Se recomienda seguir normas internacionales: ASTM E1527-13 y ASTM E1903-11. Respecto al proceso de investigación ambiental y posterior planificación de acciones de remediación, se recomienda revisar recursos de instituciones reconocidas internacionalmente que proponen procesos para llevar a cabo remediación ambiental a satisfacción de todos los grupos de interés, como [53, 54, 55].
3. Planificación:
 - a. Determinar alcance de acciones de remediación ambiental a realizar.
 - b. Identificar situaciones que requerirán atención especial, como presencia de plomo, asbestos, registro de accidentes previos, presencia de flora y fauna en el sitio, entre otros.
 - c. Elaborar un listado de tareas específicas y un cronograma que sea comunicado de manera transparente a todos los grupos de interés.
4. Suscripción de contratos y solicitud de permisos.
5. Apagado de planta:
 - a. Coordinación con operador del sistema.
 - b. Intentar vaciar almacenamientos de insumos y *piping*.
6. Actividades de preparación del sitio y transporte de insumos y maquinaria.
7. Desmantelamiento:
 - a. Reciclar y revender lo que sea posible.
 - b. Especial cuidado con asbestos y pinturas con plomo.
 - c. Excavación de fundaciones y *piping* solo hasta donde sea necesario.
8. Remediación y restauración ambiental del sitio. Los principales costos de remediación provienen de:
 - a. Limpieza de cancha de carbón: Usualmente involucra excavación de tierra bajo la cancha hasta que no haya presencia de carbón, para luego almacenar los áridos en el depósito de cenizas antes de su cierre.
 - b. Cierre de depósito de cenizas: En el caso de ser seco, usualmente involucra la instalación de una cobertura, restauración del terreno con flora nativa y la instalación o coordinación de algún equipo o proceso de monitoreo periódico⁵⁹.
 - c. Limpieza de terreno bajo estanques y líneas de combustible: Es crítico remover y disponer adecuadamente del material del terreno que haya sido contaminado por derrames durante la operación normal o durante accidentes de la central.

⁵⁹ Un ejemplo de regulación de cierre de vertederos que se recomienda revisar es la Parte 257 del Capítulo 40 del CFR, publicado por la US EPA en 2015 y modificado en 2018, sobre *Hazardous and Solid Waste Management System; Disposal of Coal Combustion Residuals From Electric Utilities*.

- d. Remoción de asbestos: De especial relevancia si es que la central es antigua. Debe ser realizado antes de iniciar las otras laboras de desmantelamiento de la central, para evitar exposición de trabajadores.

En adición, para entender los **impactos socioeconómicos** del cierre y desmantelamiento parcial o total de una central eléctrica se recomienda consultar reportes de la industria nuclear [56], documentos de la EPA [57], guías de organizaciones no gubernamentales [58], entre otras referencias.

Existen economías de escala en el cierre y desmantelamiento de centrales con múltiples unidades, pues estas pueden compartir infraestructura significativa. La Tabla 20 presenta costos de desmantelamiento para tres casos en el Estado de Carolina del Norte, en EEUU. La chatarra y ciertos materiales recuperados durante el desmantelamiento pueden ser vendidos como insumos a otras industrias.

Tabla 20 : Casos de cierre y desmantelamiento de centrales a carbón en Carolina del Norte [59] .

	Planta Mayo	Planta Ashville	Planta Roxboro
Tipo de unidades	2 calderas y una turbina a vapor	2 calderas y 2 turbinas	4 calderas y 4 turbinas
Capacidad total	727 MW	378 MW	2.439 MW
Número de unidades	1	2	4
Costo de desmantelamiento	53,2 kUS\$/MW	60,8 kUS\$/MW	35,2 kUS\$/MW
Valor de chatarra	10,2 kUS\$/MW	14 kUS\$/MW	8,5 kUS\$/MW
Costo neto	43 kUS\$/MW	46,8 kUS\$/MW	26,7 kUS\$/MW

En un proceso de desmantelamiento existen costos principalmente asociados a la mano de obra, el uso de materiales y equipo, la disposición de residuos, los costos de remediación ambiental y otros imprevistos. Los costos más relevantes están asociadas a variables que son específicas a cada sitio, como potencial contaminación del sitio que deba ser remediada, la configuración de la central, la cercanía a accesos logísticos, entre otras. A modo de referencia, la Figura 45 muestra la descomposición de costos de cierre y desmantelamiento en 3 centrales a carbón en los EEUU. En estos casos, se consideró que la chatarra rescatada podría ser vendida a terceros, cuyo valor osciló entre 18% y 25% del costo total de desmantelamiento de cada central. En el estudio citado, no se incluye el costo de cierre del vertedero de cenizas asociado a cada central.

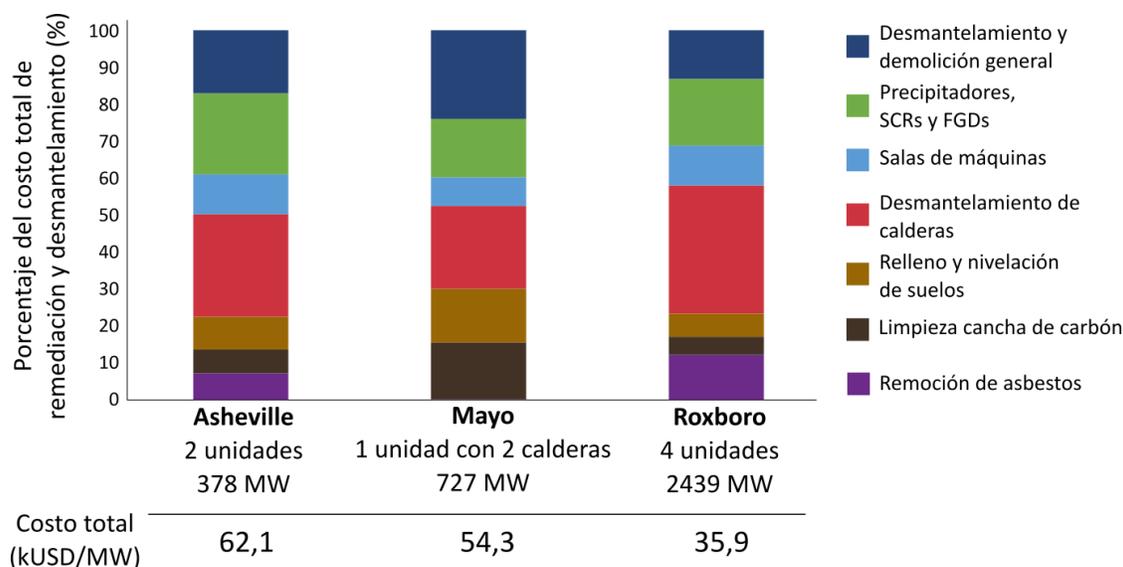


Figura 45: Descomposición de costos de desmantelamiento de 3 centrales de carbón pulverizado en los EEUU. Fuente: Elaboración propia en base a datos en [59].

Respecto al efecto en el empleo, se puede anticipar un efecto significativo (negativo) respecto del que se podría esperar en el caso base (mantener las unidades a carbón sin conversión). Es deseable también evaluar los efectos en puertos que brindan servicios a las centrales, además de otros servicios.

6.3.1 Alternativa 5b – Opción de mantener una unidad en reserva estratégica

En algunos países se ha optado por retirar algunas unidades del despacho del sistema para dejarlas en modo de “reserva estratégica”, “reserva fría” o “mothballed”. El objetivo de esta alternativa es reducir la generación eléctrica a partir del carbón, pero dejar abierta la opción de utilizar dicha capacidad para suplir necesidades eléctricas en periodos de escasez de suficiencia. Los aspectos regulatorios específicos que se utilizan para remunerar estas centrales no forman parte del alcance del estudio.

A continuación, se sintetizan antecedentes de dos países donde se ha optado por esta alternativa para retirar del despacho algunas unidades a carbón:

Alemania: Se decidió dejar 8 unidades de lignito, que totalizan 2,7 GW, en reserva estratégica durante 4 años cada una antes de ser cerradas definitivamente [60]. Se les requiere estar disponibles para ser despachadas con mínimo 11 días de antelación. Se definió un esquema de pagos de reserva, cuyos costos se socializan entre los consumidores de energía. El monto total que será pagado a las 8 unidades corresponde a 1,6 billones de Euros, lo que implica aproximadamente 168 USD/kW/año para cada unidad. Todas las unidades que se dejaron o dejarán en reserva estratégica tendrán más de 30 años al momento de entrar en ese modo de operación.

Sudáfrica: La *utility* estatal, Eskom, decidió dejar 13 unidades a carbón (3,7 GW) en reserva en frío dado que el sistema posee una sobreoferta significativa de capacidad debido a sobreinversión reciente en centrales a carbón [61]. Las unidades en reserva en frío deben poder ser despachadas con hasta 5 días de anticipación.

En los dos casos internacionales indicados anteriormente, se observa que las unidades que entran en este modo de operación son centrales antiguas, de baja eficiencia en comparación a la flota completa y que ya han visto extinguida su deuda.

De manera general, los costos de mantener una unidad en reserva en frío, o *mothballed*, son similares a los costos fijos de operación y mantenimiento (O&M) de la central cuando opera en régimen. Existe un ahorro al no incurrir en costos variables. Los costos fijos promedio de O&M en centrales de carbón de los EEUU se estiman entre 25 y 33 USD/kW/año para unidades de carbón pulverizado subcríticas [62]. A estos costos se deben agregar los costos de seguros, contribuciones y otros costos fijos de la empresa por mantener el sitio industrial en condición de utilizarse para producción.

Se deben considerar rutinas de mantenimiento de diversos componentes y estructuras de la central mientras la unidad está en reserva en frío. Se recomienda revisar los manuales de proveedores de equipos e instalaciones, los que generalmente incluyen estas rutinas. En general, se observa la necesidad de tener especial cuidado con los siguientes procesos:

- Monitorear y controlar **corrosión** en caldera y circuito de refrigeración debido a condensación.
- Rotación periódica de **elementos rotatorios** (turbinas, generador) para evitar deformaciones.
- Recircular **lubricantes** periódicamente para mantener sus propiedades.

Respecto al efecto en el empleo, se puede anticipar un efecto significativo (negativo) respecto del que se podría esperar en el caso base (mantener las unidades a carbón sin conversión).

6.4 Alternativas maduras para reutilizar la infraestructura de una central

Se revisaron múltiples alternativas de posibles proyectos que se podrían formular con el fin de aprovechar la infraestructura existente de una central a carbón que sea eventualmente cerrada y desmantelada. Todas estas alternativas tienen el potencial de reutilizar la infraestructura eléctrica (subestación y líneas) y la costera (captación y descarga de agua). Las alternativas presentadas son variadas y resuelven distintas necesidades locales, tanto socio-ambientales, como del sistema eléctrico.

6.4.1 Alternativa 6 – Incineración de residuos sólidos municipales

Una alternativa para reutilizar el terreno y parte de la infraestructura de una central de generación a carbón, luego de su cierre y desmantelamiento parcial, es la instalación de una planta de generación eléctrica en base a residuos sólidos domiciliarios o municipales (RSM)⁶⁰.

Los principales beneficios socioambientales de la instalación de una planta de RSM (unidades que son comúnmente llamadas *Waste-to-Energy*, o WtE) son la reducción de costos de transporte de RSM a los

⁶⁰ La definición y composición de lo que puede ser considerado RSM se encuentran en el DS N°189/2008 del Ministerio de Salud – “Aprueba reglamento sobre condiciones sanitarias y de seguridad básica en los rellenos sanitarios”.

vertederos municipales, ahorro en el uso de espacio en los vertederos y la potencial reducción de emisiones de GEI por descomposición en el vertedero [63], el que recibiría menos cantidad de materia orgánica. Se debe estudiar si la reutilización de infraestructura de alguna de las centrales de carbón existentes en Chile generaría estos beneficios, dadas las ubicaciones de las unidades.

Un aspecto crítico a considerar en la vecindad en que se emplaza una central WtE es el acceso a los RSM y la composición específica de estos, que provienen de actividades humanas, domésticas, comerciales, industriales, y agrícolas⁶¹. Como regla general, los RSM disponibles deben tener un poder calorífico promedio de al menos 7 MJ/kg, para que el proceso de combustión sea autosostenible [64]. El poder calorífico de los RSM es menor si es que se componen de mayor parte de materia orgánica, mientras que aumenta si es que los RSM poseen una proporción mayor de plásticos, papeles, cartones y textiles. La composición promedio de los RSM en Chile se presenta en la Tabla 21.

Tabla 21 : Caracterización de los RSM, base 2009 [65]

Tipo de Residuo	Composicion (%)
Papeles y Cartones	12,4
Textiles	2,0
Plásticos	9,4
Vidrios	6,6
Metales	2,3
Materia Orgánica	53,3
Otros	14,0
Total	100

Se estima que para el 2016 el poder calorífico de los RSM de la ciudad de Santiago es de 8,73 MJ/kg, por lo que una central de entre 20 y 29 MW ubicada en Santiago necesitaría aproximadamente 330.000 toneladas de RSM por año para operar a plena carga (el 10% de los RSM anuales de la Región Metropolitana) [66]. Este requisito anual se debe contrastar con la información pública disponible sobre cantidad aproximada de RSM disponibles en la vecindad de las centrales a carbón instaladas en Chile, mostrada en la Tabla 22, y su composición.

⁶¹ La producción de RSM es proporcional a los ingresos de los habitantes de un sector o comuna; a mayor ingreso per cápita, mayor consumo y mayor generación de residuos.

Tabla 22: Estimación de cantidad de RSM disponible para las centrales existentes a carbón dentro de un radio [65].

Centrales	Radio utilizado para estimar RSM disponible (km)	Cantidad aproximada de RSM disponibles (ton/año)
Bocamina y Santa María	50	272.716
Ventanas, Nueva Ventanas y Campiche	50	354.332
Guacolda	50	35.937
Cochrane, Angamos, Mejillones, Andina e IEM	60	126.756
Tocopilla y Nueva Tocopilla	50	9.300
Tarapacá	65	165.397

Las plantas WtE normalmente se utilizan 2 tipos de incineradores: incinerador de parrilla e incinerador de lecho fluidizado. La elección de la tecnología depende de la composición y el volumen de los RSM disponibles. Alrededor del 80% de la capacidad WtE instalada en el mundo utiliza incineradores de parrilla, debido a su simplicidad de operación [66]. Este tipo de caldera es significativamente distinto a las calderas de carbón pulverizado, por lo que se requerirían modificaciones extensas a la caldera de una unidad existente de carbón pulverizado para su conversión a WtE, en particular, la parte inferior del hogar.

Otro desafío importante al considerar una conversión a uso de RSM, es que el hogar de la caldera debe ser altamente resistente a la corrosión. La alta temperatura del gas de combustión y la presencia de componentes con azufre y cloro provenientes del combustible, junto a los componentes de condensación de los metales Zn y Pb sobre los tubos de la caldera, producen un ambiente de corrosión agresiva [67].

Los factores mencionados implican que la conversión de una caldera de carbón pulverizado existente requeriría modificar su estructura y revestimientos de manera tan extensiva, que se vuelve comparable a la instalación de una caldera completamente nueva. Además, los sistemas de almacenamiento, pretratamiento y alimentación de RSM a la caldera serán nuevos y habrá que instalar nuevas alimentaciones de aire. No se encontraron referencias de proveedores para convertir una caldera a carbón pulverizado a quema de RSM⁶², por lo que se considera el costo referencial de la instalación de una planta WtE nueva. Los costos de inversión para una planta nueva de generación con RSM con parrilla móvil con capacidad de 15 MW se estimaron entre 7.000 y 11.000 kUSD/MW [64].

⁶² De ser necesaria la evaluación, se sugiere desarrollar una especificación de planta a carbón pulverizado típica y solicitar una propuesta a nivel referencial a una selección de proveedores especialista en Waste to Energy para visualizar costos y alcances técnicos.

Tabla 23 : Efectos en parámetros de desempeño operacional causados por conversión total a RSM.

Parámetro	Efectos de la conversión
Flexibilidad	Dado el tamaño de la unidad, no es un factor relevante para la operación del sistema eléctrico. No obstante, las plantas de WtE son poco flexibles. Normalmente, el tiempo de residencia de los residuos sobre la parrilla limita la capacidad de una central WtE de cambiar su nivel de carga rápidamente o de apagarse [68]. El funcionamiento de las centrales WtE instaladas está limitado solo a operar como plantas de base [69].
Eficiencia	Disminuye, ya que los RSM contienen un alto porcentaje de humedad si es que se alimentan directamente sin un pretratamiento y son heterogéneos. Se puede aplicar un pretratamiento térmico para disminuir la cantidad de humedad en los RSM, pero este proceso es complejo y requiere energía. Además, el proceso de combustión de los RSM en sí es uno de los más complejos de controlar y optimizar.
Residuos	Una planta WtE produce residuos sólidos en el incinerador que consisten en una mezcla de cenizas, cerámicos, metales, vidrios y otros materiales que no son volatilizados en la combustión. Estos residuos pueden contener hasta 20% en peso de materiales relativamente grandes (>10 cm) [68]. Además, se producen cenizas en el sistema de abatimiento de material particulado y yeso en el FGD.

Las plantas de incineración de RSM pueden tener un impacto negativo en la calidad del aire de la localidad en que se emplazan. Los residuos en sí pueden generar olor y polvo en el entorno inmediato, y los gases de combustión contienen partículas y vapores que se extienden por un área mayor, lo que reduce la calidad general del aire si no se tratan adecuadamente con sistemas de abatimiento adecuados. Las emisiones de sistemas de incineración son normadas por el DS N°19 de 2013⁶³, el que establece estándares sobre más tipos de emisiones que el DS13 de 2011 que aplica a unidades de generación eléctrica formadas por calderas o turbinas, debido al combustible más heterogéneo que utilizan. Un incinerador WtE contribuye a disminuir gases de efecto invernadero porque evita la generación de metano de los vertederos [63].

En la Tabla 24 se muestran algunos casos recientes de desarrollo de centrales WtE que han sido reconocidos por el Solid Waste Association of North America (SWANA).

⁶³ “ESTABLECE NORMA DE EMISIÓN PARA INCINERACIÓN, COINCINERACIÓN Y COPROCESAMIENTO Y DEROGA DECRETO N° 45, DE 2007, DEL MINISTERIO SECRETARÍA GENERAL DE LA PRESIDENCIA”, del Ministerio del Medio Ambiente.

Tabla 24 : Casos de desarrollo de plantas WtE.

Caso	Lugar	Alcance	Comentarios
Durhan York Energy Centre [70]	Durham, Ontario, Canadá	Planta WtE que utiliza la tecnología de quemado de masa térmica para producir energía en forma de vapor y electricidad.	<ul style="list-style-type: none"> • 2018 SWANA Excellence Award Entry Waste to Energy. • Planta WtE (greenfield).
Palm Beach County [71]	Palm Beach County, Florida	Planta WtE que utiliza la tecnología de quemado de masa térmica para producir energía en forma de vapor y electricidad.	<ul style="list-style-type: none"> • 2017 SWANA Excellence Award Entry Waste to Energy. • Planta WtE (greenfield)

Respecto al efecto en el empleo, dado el tamaño de un proyecto tipo WtE, se puede anticipar un efecto significativo (negativo) respecto del que se podría esperar en el caso base (mantener las unidades a carbón sin conversión).

6.4.2 Alternativa 7 – Generación eléctrica mediante motores a gas

Otra alternativa para reutilizar infraestructura eléctrica (subestación y líneas) de una central a carbón que sea cerrada y desmantelada, es la instalación de algún nuevo proyecto de generación eléctrica flexible. Se pueden considerar la instalación de ciclos combinados a gas natural, motores a gas, u otras tecnologías. En este estudio, se provee información sobre sistemas modulares de generación con motores de gas natural. Esta alternativa permitiría reutilizar la infraestructura eléctrica, edificios administrativos y potencialmente la chimenea, con el fin de emitir los gases de escape en altura para facilitar su difusión.

Un proyecto de motores de gas puede tener las siguientes características [72]:

- Eficiencia máxima de motor entre 46–48% (Figura 46),
- Para cada motor, mínimo técnico equivalente de 30% de la potencia nominal,
- Dependiendo del número de motores instalados, para el conjunto de motores se podría tener un mínimo técnico menor a 5% de la potencia nominal de la central⁶⁴,
- Los motores tienen capacidad de aumentar su producción desde el mínimo técnico (30%) a su potencia nominal (100%) en menos de un minuto,
- Tiempo de partida entre 1 y 5 minutos, con potencia inyectada a la red en 30 segundos,
- Partidas y paradas diarias ilimitadas,
- Número de partidas y paradas no tiene impacto en costo de operación y mantenimiento.

⁶⁴ Como referencia, actualmente la unidad de carbón con el menor mínimo técnico respecto a su potencia nominal es Guacolda 5, con un mínimo técnico de aproximadamente 25% de la potencia nominal bruta.

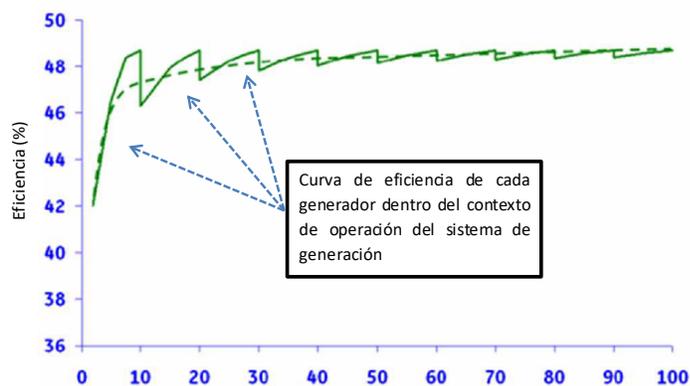


Foto: Fuente Power Engineering International
Credit: GE (imagen superior), Wärtsilä (imagen inferior)



Figura 46: Central con motores a gas – curva de eficiencia.

Los costos de instalación son inferiores a 1.300 kUSD/MW (2016). Por su parte, los costos variables de operación y mantenimiento son del orden de 5 a 6 USD/MWh [30].

Respecto al efecto en el empleo, se puede anticipar un efecto significativo (negativo) respecto del que se podría esperar en el caso base (mantener las unidades a carbón sin conversión).

6.4.3 Alternativa 8 – Desalinización de agua de mar

Otra alternativa de reutilización de infraestructura de una central a carbón que sea eventualmente cerrada y desmantelada, pero que además aproveche la infraestructura mientras la central sigue operando, es la instalación de una planta de desalación de agua de mar. El riesgo tecnológico de desarrollar una planta desaladora compartiendo infraestructura con central a carbón es bajo porque la tecnología de desalinización está en un nivel maduro. Además, existe una necesidad creciente de agua desalada en la zona norte de Chile, tanto para usos industriales, como sanitarios.

Los procesos de desalinización convencionales se dividen en evaporación térmica⁶⁵ y separación por membrana⁶⁶. Hoy, en el norte de Chile existe demanda por agua de mar desalinizada para uso residencial

⁶⁵ **Evaporación térmica:** Consumen calor para evaporar agua pura del agua de mar, la que luego se condensa. Los procesos térmicos usados son la evaporación flash multietapa (MSF), la destilación de efectos múltiples (MED) y la compresión de vapor (VC).

⁶⁶ **Separación por membrana:** Emplean una fuerza motriz para conducir el agua a través de una membrana semipermeable que no permite el paso de la sal. El único de estos procesos que es actualmente aplicable al agua de

y en la minería, por ello se han instalado plantas desaladoras para ambos usos. Por ejemplo, la ciudad de Antofagasta tiene una planta de desalinización por osmosis reversa con capacidad de 0,6 m³/s [73].

Construir una planta de desalinización en el mismo sitio que una central a carbón permite aprovechar calor que es perdido en la descarga de agua de la central para producir agua desalada con menor huella de carbono, en comparación a desalar más agua fría. Además, permite utilizar de mejor forma la infraestructura de captación existente mientras la central esté en operación, además de darle un uso rentable a esos activos una vez que la central sea cerrada. Una desaladora agregaría instalaciones adicionales que aprovecharían la infraestructura existente de una central termoeléctrica. La Figura 47 ilustra las instalaciones adicionales a una central termoeléctrica, las que incluyen principalmente las siguientes unidades [74]:

- Estación de bombeo y pretratamiento a la salida del condensador de la central termoeléctrica⁶⁷.
- Planta de desalinización (bombeo de alta presión, módulos de osmosis reversa y sistema de recuperación de energía).
- Sistema de descarga de salmuera que mezcle esta con el agua de refrigeración de la unidad termoeléctrica no desalada. Este mezclado permite obtener una salmuera con menor concentración de sales mientras la planta termoeléctrica esté en operación.
- Sistema de impulsión de agua desalada.

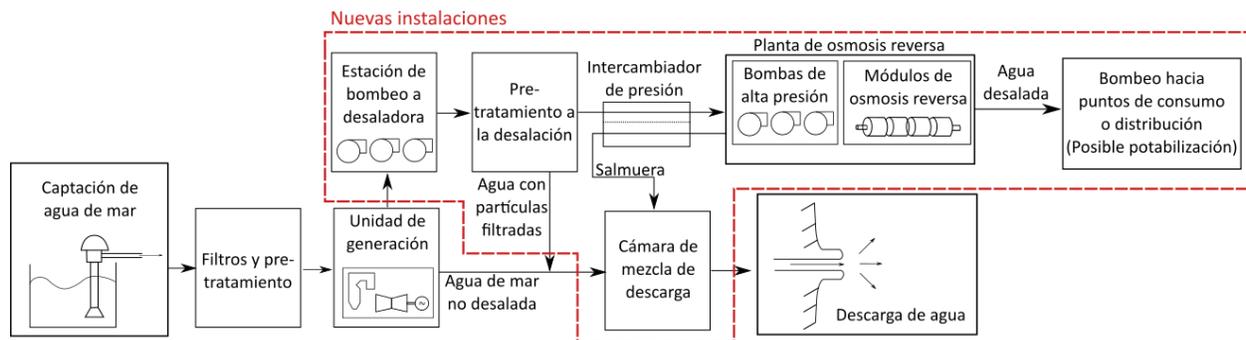


Figura 47: Esquema de una planta desalinizadora por osmosis reversa integrada a una central termoeléctrica.

Fuente: Elaboración propia en base a [75, 76].

El análisis de costo considera el caso en que una planta desalinizadora por OR se localiza e integra con una central termoeléctrica a carbón que se mantiene en operación. Se considera que el sistema de bombeo y *piping* permite que la planta desaladora funcione recibiendo agua de descarga de la central termoeléctrica, y también de manera independiente, en caso de que esta última se apague o sea cerrada. No se considera la alternativa de desmantelamiento de la central y uso de los sistemas de agua, pues tal proyecto contribuiría a la descarbonización en la misma medida que un cierre de planta.

mar es el uso de presión como fuerza motriz, el que se conoce como osmosis reversa (OR). Es el proceso más empleado por su bajo costo y conveniencia

⁶⁷ El diseño de este sistema debe considerar que la calidad del agua de salida del condensador es fluctuante.

El hecho de aprovechar los sistemas de captación y descarga de agua, además de otras estructuras e instalaciones como, por ejemplo, edificios administrativos o instalaciones eléctricas, permite reducir los costos de inversión del proyecto de desalinización, lo que reduce el costo nivelado del agua desalada [76].

En la Tabla 25 se resumen los costos de inversión y producción de dos plantas desaladoras existentes que captan agua desde la descarga de una central termoeléctrica. Las plantas Carlsbad y Tampa Bay están ubicadas en los Estados de California y Florida, EE. UU., respectivamente. El costo de inversión de cada proyecto tiene alcances distintos, como la construcción de un gran estanque de almacenamiento en el caso de Carlsbad. Adicionalmente, los costos son independientes del tamaño de la central termoeléctrica ya que en general las plantas desaladoras son instaladas para satisfacer demanda de agua industrial o residencial. Como referencia, una planta de OR convencional requiere una inversión de entre 900 y 2.500 US\$/ $(\text{m}^3/\text{día})$ y consume entre 3 y 4 kWh/ m^3 [76].

Tabla 25: Costos de dos plantas de desalinización integradas a unidades termoeléctricas existentes. Fuentes: [77, 78, 79].

Proyecto	Unidad termoeléctrica	Inversión (MMUS\$)	Capacidad de producción ($\text{m}^3/\text{día}$)	Costo Inversión (US\$/ $(\text{m}^3/\text{día})$)	Energía eléctrica (kWh/ m^3)	Costo del agua* (US\$/ m^3)
Carlsbad	Encina Power Station	537	190.000	2826	3,08	1,946
Tampa Bay	Big Bend Power Station	110	95.000	1158	2,24 – 2,93	0,655

*El costo de cada proyecto considera distintos costos de electricidad y distinta salinidad y temperatura del agua de mar.

Los atributos de flexibilidad de una central termoeléctrica en donde se encuentra la planta desaladora co-localizada no cambiarían. También la planta desaladora no cambiaría de forma significativa en eficiencia, control de emisiones ni costos de O&M. Sin embargo, dependiendo del diseño de la planta desaladora podría ser posible gestionar la demanda de la planta desalinizadora para consumir energía generada en la central termoeléctrica en momentos de baja demanda neta del sistema. De esta forma, eventualmente se podría:

- Evitar apagar la unidad cuando el Coordinador lo indique por entrada de generación solar. En horas del día, la central simplemente proveería de más energía a la planta desaladora.
- Reducir la potencia inyectada por la central directamente a la red, dado que se aumentaría el consumo interno para abastecer a la planta desaladora.

El principal efecto ambiental de la desalinización es la descarga de una salmuera de mayor salinidad que el agua de mar. Sin embargo, si es que la planta de desalinización opera al mismo tiempo que la central termoeléctrica, este problema se reduce por la dilución de la salmuera de la desalinización en la descarga del agua de enfriamiento de la central [80, 76]. De forma similar, esta mezcla de descargas podría reducir la temperatura de descarga de la central termoeléctrica. Co-localizar una planta desaladora que comparta infraestructura con una central a carbón no genera efectos en las emisiones atmosféricas de la planta a carbón, pero sí puede aumentar la eficiencia de la planta desaladora.

Respecto al efecto en el empleo, se puede anticipar un efecto significativo (negativo) respecto del que se podría esperar en el caso base (mantener las unidades a carbón sin conversión). Inicialmente, si se mantiene la central, el efecto en el empleo sería positivo.

6.5 Alternativas emergentes para reutilizar la infraestructura de una central

Se revisó algunas alternativas de posibles proyectos con tecnología emergente que se podrían formular con el fin de aprovechar la infraestructura existente de una central a carbón que sea eventualmente cerrada y desmantelada. Las alternativas revisadas tienen el potencial de reutilizar la infraestructura eléctrica (subestación y líneas). Se consideraron tres tipos de sistemas de almacenamiento distintos, que tienen como finalidad proveer flexibilidad al sistema eléctrico y apoyar la transición a un sistema descarbonizado y con mayor integración de ERV.

6.5.1 Alternativa 9 – Sistema de almacenamiento de corta duración

La alternativa de incorporar almacenamiento de corta duración a una unidad a carbón ya se ha desarrollado en el país. Chile fue uno de los primeros países en el mundo de instalar almacenamiento de energía de corta duración para otorgar flexibilidad a la escala de tiempo de minutos. Los primeros 12 MW de un sistema de almacenamiento de energía de corto plazo, con capacidad de inyección durante 15 minutos, fueron instalados en el SING en el 2009; desde entonces, un total de 52 MW han sido instalados.

Estas baterías de litio fueron instaladas bajo circunstancias técnico, económicas y regulatorias distintas a las presentes actualmente en el sistema. La justificación de la inversión fue poder otorgar la reserva en giro asignada a las unidades de carbón mediante baterías, con el fin de poder aumentar los niveles de generación de las unidades a carbón. En el 2009, cuando el primer set de baterías comenzó a operar, el promedio mensual del costo marginal de energía en la barra de Crucero (SING) excedió constantemente los 150 USD/MWh y la provisión de seguridad se remuneraba mediante las definiciones establecidas en la Resolución Exenta N° 39.

Actualmente, las baterías suministran la mayoría de las necesidades de reserva primaria por contingencia en el SEN-Norte. La Figura 48 ilustra la utilización de la reserva primaria por contingencia provista por uno de los sistemas de almacenamiento por baterías (BESS, por sus siglas en inglés) del SEN-Norte durante el periodo agosto - octubre de 2018.

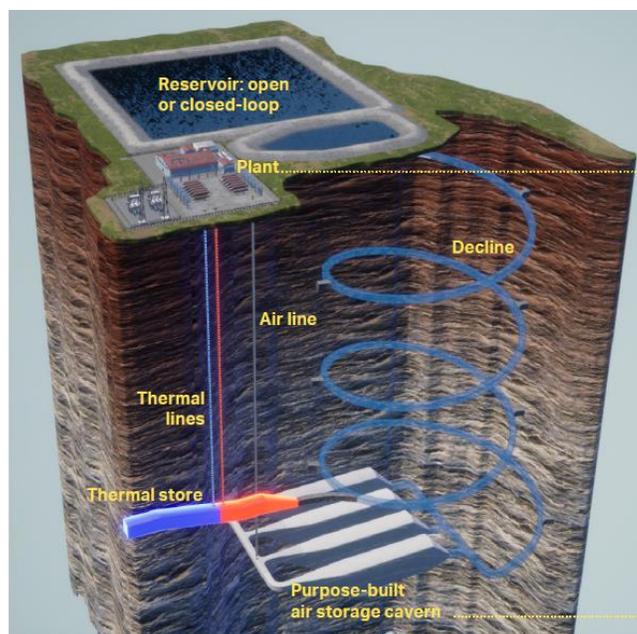


Figura 49: Esquema de sistema de almacenamiento con aire comprimido. Fuente: Hydrostor.

Si bien no existe experiencia de la aplicación de este concepto al nivel de una central de escala, respecto al efecto en el empleo, se puede anticipar un efecto significativo (negativo) respecto del que se podría esperar en el caso base (mantener las unidades a carbón sin conversión).

6.5.3 Alternativa 11 – Sistema de almacenamiento térmico

Los sistemas de almacenamiento térmico mediante sales fundidas se utilizan comúnmente en las centrales de Concentración Solar de Potencia (CSP). Dependiendo del diseño de la central, tienen la capacidad de proveer desde 1 a 15 horas de almacenamiento. En una central de CSP, el sistema de almacenamiento térmico representa alrededor del 8% - 10% del costo de inversión [83, 84, 85, 86]. Los principales factores que definen el costo de un sistema de almacenamiento térmico son los estanques (27% a 30%) y las sales (50% a 57%). Se estima que el costo de desarrollo de esta tecnología rodea los 30 US\$/kWh_{th}.

Actualmente se está desarrollando un piloto en Alemania para utilizar esta tecnología de almacenamiento térmico como complemento a las plantas a carbón [87]⁶⁸. Inicialmente, el sistema de almacenamiento operaría como complemento a la central a carbón (como un sistema híbrido); posteriormente se retiraría la caldera y se dejaría sólo el sistema de almacenamiento térmico acoplado a la turbina de vapor de la central. El sistema de almacenamiento de sales fundidas se calentaría entonces mediante un calentador eléctrico que utilizaría energía desde la red eléctrica durante horas de mayor generación de energía

⁶⁸ Este piloto está siendo desarrollado por el centro DLR para una de las principales empresas eléctricas alemanas.

renovable variable, para luego liberar el calor hacia el circuito de vapor y producir energía eléctrica en la turbina de vapor en horas en que hay menor generación de energía renovable variable.

Este sistema, inicialmente híbrido, permite dar más flexibilidad a la operación de centrales a carbón existentes. Luego, cuando la caldera sea retirada, se aprovecharía la turbina y parte de la infraestructura de soporte disponible, como la subestación, las turbinas, las líneas de transmisión y el sistema de refrigeración.

Se debe tener presente que los sistemas de almacenamiento térmicos son una tecnología probada. Para el 2017, excluyendo los sistemas de almacenamiento por bombeo, los sistemas de almacenamiento térmicos representan aproximadamente el 50% de la capacidad de almacenamiento instalada en el mundo [81]. Lo que aún no se ha probado es la arquitectura que considera acoplar un sistema de almacenamiento térmico a una central a carbón.

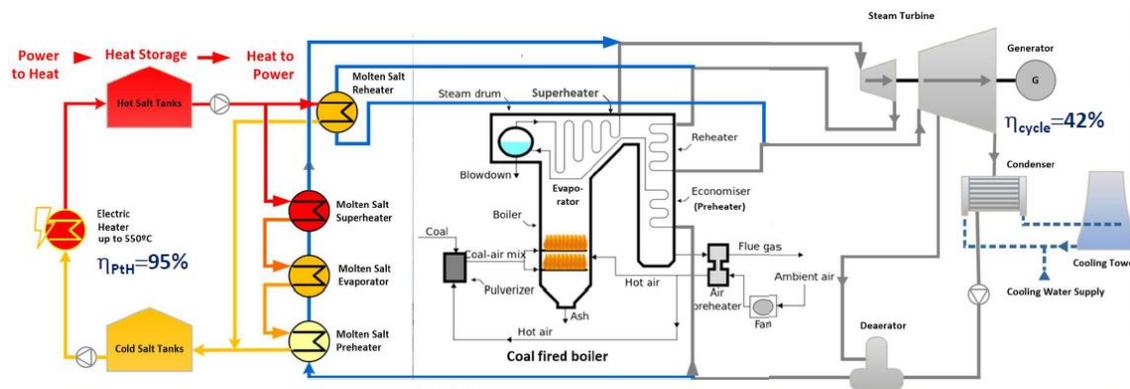


Figura 50: Esquema conceptual de un sistema híbrido central a carbón – almacenamiento térmico. Fuente: DLR [87].

Se sugiere explorar con más detalle esta alternativa de reutilización de la infraestructura termoeléctrica existente debido a que combina una tecnología de almacenamiento validada. Para el caso de Chile, a nivel sistémico, se complementa con el potencial desarrollo de generación solar fotovoltaica en la zona norte para proveer energía eléctrica durante 24 horas. Mediante la reutilización de la infraestructura de centrales a carbón existentes, el desarrollo de este sistema de almacenamiento térmico permite ahorrar una de las principales componentes de inversión de una central de tipo CSP, como lo son el campo de heliostatos y la torre de concentración.

Si bien no existe experiencia de la aplicación de este concepto al nivel de una central de escala, respecto al efecto en el empleo, se puede anticipar un efecto significativo (negativo) respecto del que se podría esperar en el caso base (mantener las unidades a carbón sin conversión).

7 DESAFÍOS Y RECOMENDACIONES

Como parte de los esfuerzos de descarbonización del sector eléctrico se creó un grupo multilateral de trabajo, conocido como Mesa de Descarbonización, para analizar los elementos y condiciones que permitirían establecer un cronograma de cese programado y gradual de la operación de centrales a carbón que no cuenten con sistemas de captura y secuestro de carbono o tecnologías equivalentes.

Este estudio es formulado como un insumo técnico a las discusiones de la Mesa de Descarbonización. **El objetivo del estudio ha sido recopilar y analizar alternativas tecnológicas para un posible futuro aprovechamiento de las actuales unidades de carbón.**

Todas las unidades de generación termoeléctrica a carbón son de tipo subcríticas; están emplazadas en la costa del Océano Pacífico y utilizan agua de mar para enfriamiento. El 70% de la capacidad de generación térmica a carbón instalada en el país está en la zona norte. Con excepción de la Central Tarapacá y Santa María, las unidades de generación están emplazadas en complejos de generación que comparten infraestructura y servicios de soporte entre las unidades de generación que forman parte del mismo complejo. Por lo tanto, **la reconversión o el cierre programado de algunas unidades más antiguas se desarrollará en un complejo de generación donde continúa estando operativa una unidad más nueva.** En particular, se tiene:

- **7 de las 28 unidades fueron construidas antes de 1990.** Estas unidades representan 907 MW y están ubicadas en partes prácticamente iguales entre la zona norte (ex – SING) y zona central del país (Quintero y Coronel). Dos de las siete unidades entraron en operación antes de 1970 y una unidad fue puesta en servicio en los años setenta.
- **7 de las 28 unidades fueron puestas en servicio en los años noventa para abastecer principalmente a clientes libres.** Estas unidades representan 1100 MW y están en su totalidad emplazadas en la zona norte del país.
- **14 de las 28 unidades fueron puestas en servicio a partir del año 2009, como respuesta a la crisis de abastecimiento de gas argentino.** Estas unidades representan 3550 MW. El 65% de esa capacidad está ubicada en la zona norte del país.

Diversos factores influyen las posibles acciones de conversión y reutilización de la infraestructura disponible. Las alternativas se pueden agrupar en diversas categorías como se ilustra en la Figura 51.



Figura 51: Alternativas para definir un nuevo propósito a una central

La viabilidad de las opciones dependerá de una evaluación del propietario sobre la infraestructura existente, lo que está influenciado por las condiciones regulatorias, las necesidades del mercado (en términos de los recursos técnicos requeridos para su operación económica y segura), y la competitividad de las distintas opciones frente a requerimientos de contratación de los clientes libres y regulados. La Figura 52 sintetiza los factores que influenciarán la conversión de unidades termoeléctricas en un contexto de alta penetración de energía renovable variable.

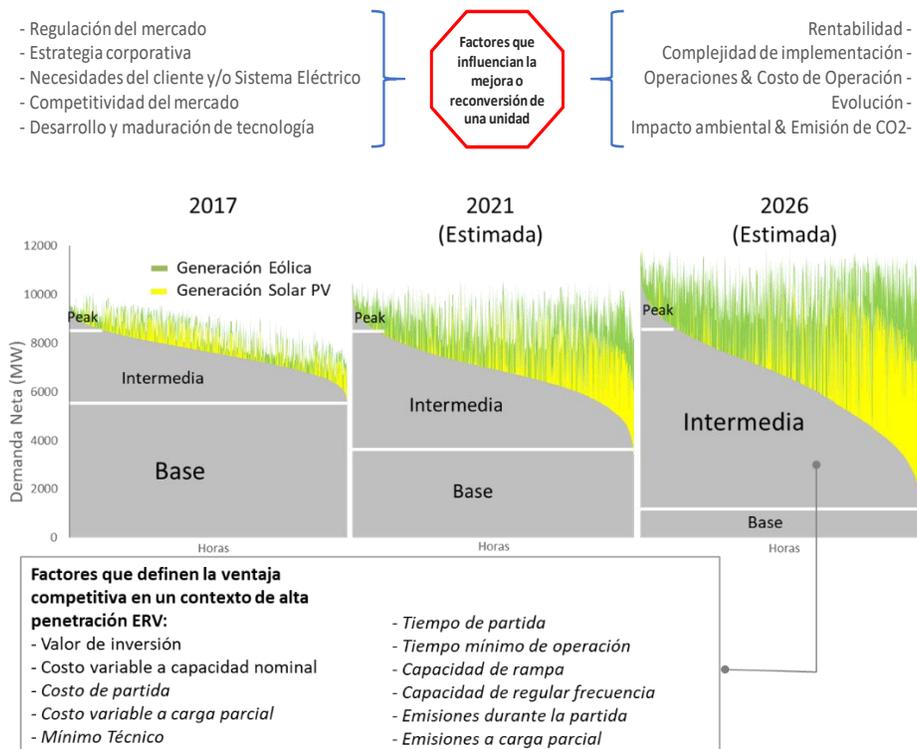


Figura 52: Factores que influyen la conversión o cierre de unidades termoeléctricas en un contexto de alta penetración de energía renovable variable. Fuente: Elaboración propia.

Considerar la evolución de la capacidad instalada de la energía renovable variable es crítico porque las centrales térmicas comienzan a evolucionar hacia un modo de operación donde su valor se encuentra en la opción de complementar a las energías renovables variables mediante provisión de reservas y la opción de modificar su nivel de producción de manera rápida, competitiva y sostenible en el tiempo. Por lo tanto, a partir del contexto de mercado eléctrico chileno actual y futuro, **el aumento en la flexibilidad operacional de una unidad termoeléctrica permite la incorporación de mayor energía renovable variable, lo que a su vez contribuye a disminuir las emisiones de GEI del sector de generación de energía eléctrica en su conjunto.** Adicionalmente, como se ha indicado en el informe, los requerimientos y la oferta de reserva para regulación de frecuencia son distintos en la zona norte y en la zona central del país. **Uno de los desafíos en la zona norte contar con oferta de reservas con menores emisiones de gases de efecto invernadero.**

No obstante, se necesita dar certeza sobre eventuales nuevos requerimientos de regulación ambiental que influenciarán las expectativas de funcionamiento de las unidades termoeléctricas, como por ejemplo, los requerimientos que establecerá la anunciada Ley de Cambio Climático y posibles nuevos requerimientos que pueden surgir por una modificación del DS 13. **La definición de los nuevos factores de regulación ambiental que influenciarán la operación de las centrales es crítica para evaluar la viabilidad de las opciones de conversión.**

En el corto y mediano plazo, **los desafíos operativos son también un factor técnico – económico crítico que genera oportunidades para la reconversión de centrales de manera de avanzar de manera más efectiva, eficiente y armónica en la transición hacia una matriz de generación baja en emisiones de GEI, particularmente durante el día.** Teniendo en consideración el hecho que el costo nivelado de generación solar fotovoltaica emplazada en la zona norte del país es más económico que el costo variable de la generación a carbón, se tiene la oportunidad de buscar opciones para reducir los mínimos técnicos de las unidades a carbón. Ello puede ser justificado, tanto a nivel de sistema como por clientes⁶⁹ como una medida de eficiencia económica mediante eficiencia de producción.

Como parte del desarrollo de este estudio, se han recopilado y analizado 14 alternativas tecnológicas para un posible futuro aprovechamiento de las actuales unidades de carbón. Las opciones fueron clasificadas según su nivel de madurez tecnológica y comercial. La Tabla 26 sintetiza la comparación cualitativa de las distintas opciones consideradas como maduras. Estas han sido clasificadas en dos grupos: las opciones que consideran convertir la central a otro combustible (gas o biomasa), ya sea de manera parcial o total, y las opciones que reutilizan parte de la infraestructura de la central. En cada caso, de acuerdo a los antecedentes levantados en el estudio, se indica la capacidad de contribuir a la reducción de emisiones de GEI, los cambios en la flexibilidad operacional, el costo de inversión y afectación de empleo.

Para aquellas cinco alternativas que tienen la intención de reutilizar la caldera, la conveniencia de la conversión dependerá del costo y acceso al nuevo combustible (gas o biomasa), así como también de la política de impuesto a emisiones de CO₂ o límite a emisiones.

⁶⁹ Principalmente aquellos clientes que cuenten con contratos de suministro asociado a una central específica bajo ciertas condiciones comerciales que traspasen costos de producción.

Para el caso de conversión total a gas natural se han observado costos de inversión referenciales entre USD 50 – 231 mil por MW. Para el caso de conversión parcial a gas natural se han observado costos de inversión referenciales de hasta USD 54 mil por MW⁷⁰. Para el caso de conversión total a biomasa se ha observado un costo referencial de USD 473 – 1212 mil por MW.

Tabla 26: Comparación de alternativas maduras de cierre y/o conversión de centrales termoeléctricas a carbón.

	Alternativa	Emisiones de CO ₂	Cambios en flexibilidad de la central	Costo de inversión según capacidad	Efecto en empleo	
Conversión de la central a otro combustible	Conversión total a gas natural	↓↓	↑↑	Medio	Reducción leve	
	Conversión total a biomasa forestal	↓↓↓ ⁷¹	↓	Medio	Neutral	
	Conversión Parcial	Co-combustión de carbón y gas natural	↓	↑↑	Bajo	Neutral
		Uso de gas natural en operación a mínimo técnico y partida	↓	↑↑	Muy bajo	Neutral
		Co-combustión de carbón y biomasa forestal	↓	↓	Medio	Neutral
Reutilizan la infraestructura de la central	Cierre y desmantelamiento de la central	↓↓↓	No aplica	Bajo	Reduce	
	Reserva en frío o <i>mothballing</i>	↓↓↓	No aplica	Muy bajo	Reduce	
	Conversión total a residuos sólidos domiciliarios	↓	↓↓↓	Muy Alto	Reduce	
	Reemplazo unidad por motores a gas	↓	↑↑↑	Alto	Reduce	
	Desalinización de agua de mar	Neutral	Neutral	No aplica	Reduce	

Se debe notar que cada unidad instalada es diferente. Incluso las unidades de similar capacidad, percibidas como “duplicadas” por estar instaladas una junto a la otra en una misma central tienen diferencias en su rendimiento y operación. Por lo tanto, ante una evaluación de modificación de una central se recomienda contactar al fabricante de la caldera de cada unidad para que este realice una evaluación del diseño que

⁷⁰ Excluye costo de sistema de suministro y adaptación de combustible y gasoducto.

⁷¹ Acotado a la central. El supuesto de neutralidad ignora el incremento transiente del CO₂ en la atmósfera.

permita minimizar desafíos que afecten significativamente el costo de una reconversión y posibles efectos en el rendimiento. Además, los impactos esperados en las emisiones de GEI o flexibilidad de una unidad convertida pueden variar, incluso con la misma tecnología de conversión, entre distintas unidades.

Desde el punto de vista de acceso a combustible, **la mayoría de las centrales a carbón existentes están emplazadas en las inmediaciones de un gasoducto, o incluso limitan con uno.** Las únicas centrales que no están emplazadas en las inmediaciones de un gasoducto son las centrales Tarapacá y Guacolda. Por otra parte, las centrales ubicadas en Coronel podrían posiblemente obtener un suministro de biomasa forestal sin la necesidad de peletizado. Sin embargo, es necesario evaluar si se puede disponer de biomasa suficiente a un costo competitivo para producir electricidad. Dada la distancia a los centros de producción de biomasa, las otras centrales presenten en el país deberían utilizar pellets.

En el corto plazo, **la alternativa de conversión parcial a uso de gas natural en operación a mínimo técnico y procesos de partida**⁷² involucra relativamente bajos costos de inversión y permite reducir emisiones, ya sea disminuyendo la intensidad de emisiones de la unidad, o mediante un aumento en la flexibilidad, lo que a su vez permite integrar mayor cantidad de energía renovable variable. Esta opción mantiene la capacidad de adaptar la central a otro tipo de opciones, en la medida que estas vayan madurando y reduciendo su incertidumbre.

A continuación, la Tabla 27 sintetiza la comparación de las alternativas emergentes de conversión de centrales que se han identificado. Estas han sido clasificadas en dos grupos: las opciones permiten seguir utilizando carbón, pero capturan el CO₂, y las opciones que aprovechan infraestructura de la central. En cada caso, se indica la capacidad de contribuir a la reducción de emisiones de GEI, los cambios en la flexibilidad operacional, el costo de inversión y afectación de empleo.

Actualmente los costos de inversión de las alternativas indicadas en la Tabla 27 son altos o desconocidos. Por ejemplo, sólo hay dos experiencias de uso de sistema de captura y secuestro de carbono a escala industrial instalados en centrales termoeléctricas a carbón. De todas formas, se espera que los costos de esta tecnología se reduzcan en cuanto la tecnología madure. Un estudio industrial plantea que se podría llegar a costos de inversión de 1.319 US\$/kW. Por otra parte, un estudio de factibilidad reciente para la instalación de una planta de captura de carbono en la planta de carbón pulverizado de 300 MWe Shand, en Canadá, estima un **costo nivelado de captura de carbono de 45 US\$/tonCO₂**. No obstante, se espera que un sistema de captura y secuestro de carbono reduzca la flexibilidad de una central a carbón, aumentando su mínimo técnico (estimaciones iniciales indican que debería ser del orden de 50% de la potencia nominal de la unidad). Este efecto es negativo para la integración de energía renovable variable.

El almacenamiento de energía va a ser una opción importante en el mercado en el largo plazo, sobre todo en Chile donde hay un recurso solar abundante. Existen distintas alternativas cuyo desempeño técnico y costo está cambiando rápidamente. Como parte de este informe se han presentado tres alternativas de

⁷² De las centrales existentes, sólo la central Guacolda y Tarapacá están alejadas de gasoductos. En estos casos se sugiere evaluar si es factible técnica y económicamente la opción de utilizar gas natural licuado transportado en camiones. En caso de que ello no sea así, la alternativa sugerida número 2 no sería factible para esas centrales.

almacenamiento que podrían ser utilizadas, en distinta escala y con distinto nivel de reutilización de infraestructura en el emplazamiento de las centrales a carbón existentes. Se sugiere monitorear a futuro opciones de sistemas de almacenamiento de larga duración que puedan ser emplazados en las centrales a carbón. A modo de ejemplo, uno de estos casos corresponde al uso de sistemas de almacenamiento mediante sales fundidas, que actualmente se utilizan en sistemas de concentración solar de potencia.

Tabla 27: Comparación de alternativas emergentes de cierre y/o conversión de centrales termoeléctricas a carbón.

	Alternativa	Emisiones de CO ₂	Cambios en flexibilidad de la central	Costo de inversión según capacidad	Efecto en empleo
Conversión de la central que permite seguir utilizando carbón, pero capturan el CO ₂	Adaptación con sistemas de captura de carbono	↓↓↓	↓↓	Muy Alto	Aumenta
	Cogeneración de hidrógeno y electricidad	↓↓↓	Desconocido	Muy Alto	Aumenta
Aprovechan otra infraestructura dentro de la central	Sistema de almacenamiento corta duración (baterías)	↓↓↓	↑↑	Muy alto	Reduce
	Sistema de almacenamiento mediante aire comprimido	↓↓↓	↑↑↑	Alto	Reduce
	Sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas	↓↓↓	↑↑↑	Desconocido	Reduce

El posible efecto en el empleo que se ha indicado en todos los casos corresponde a un análisis cualitativo, acotado a la central de generación, y comparado con respecto a la trayectoria que tendría el empleo en un caso base (sin conversión).

Es crítico notar que el análisis cualitativo presentado sintetiza las características actuales de las opciones de conversión. **Se espera que los atributos de las alternativas que hoy no están maduras tecnológicamente (o emergentes) evolucionen en el tiempo, mejorando su rendimiento, disminuyendo sus costos actuales y reduciendo sus riesgos de implementación.** En el largo plazo, algunas de las opciones emergentes presentadas tienen el potencial de contribuir de manera más eficiente a reducir las emisiones de GEI y flexibilizar el sistema eléctrico.

Adicionalmente, las alternativas presentadas no comprenden un listado exhaustivo. Existen otras opciones para la reutilización de infraestructura de centrales a carbón que no fueron incluidas en este estudio. Se debe tener presente que los actores que se ven enfrentados a la opción de reconversión deben considerar también las opciones que otros actores están desarrollando para suministrar las necesidades de potenciales clientes de manera competitiva (en precio y requerimientos de indexación de precio). En este contexto surgen varias preguntas, como por ejemplo:

¿Cuáles serán los factores de regulación ambiental y del mercado eléctrico que se utilizarán para influenciar las posibles acciones de conversión de la infraestructura de generación disponible?

Frente a una potencial nueva regulación ¿qué será más conveniente: el cierre y desarrollo de otro activo para suministrar a los clientes de manera competitiva o la reconversión de una unidad?

¿Cuáles son las opciones que se tienen para rentabilizar cambios incrementales a una unidad que pueden mejorar el costo del suministro a clientes particulares y la eficiencia de producción del sistema en su conjunto en la transición hacia una mayor penetración de energía renovable variable?

¿En qué momento se debe considerar un cambio significativo en la estructura de la unidad de generación existente para mejorar su desempeño?

¿Cuáles irán evolucionando las necesidades de flexibilidad del sistema y cómo esas necesidades se relacionan a la oferta existente de flexibilidad?

¿Cómo se podría incentivar el desarrollo de soluciones híbridas y transitorias que permitan reducir emisiones y otorgar flexibilidad para integrar mayor nivel de energía renovable variable?

Existe una tensión entre continuar operando centrales a carbón mediante cambios incrementales, que introduzcan mejoras de desempeño, o una transformación significativa. En gran medida, la urgencia de los cambios necesarios dependerá de la rapidez de incorporación de más energía renovable variable, necesidades locales de flexibilidad, definiciones regulatorias, definiciones comerciales con clientes, maduración tecnológica y evolución del costo de las opciones de conversión, entre otros factores.

Hoy no existen los antecedentes para definir ciertamente qué activos de generación gestionable serán los más eficientes para complementar a las fuentes de generación renovable variable en el largo plazo (por ejemplo, a partir del 2030). Esto lleva a la **necesidad de separar aquellas soluciones de largo plazo de aquellas soluciones de corto plazo que pueden ser costo efectivas y proveen los recursos técnicos que el sistema necesita para una mayor descarbonización.**

8 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional, «Reporte Anual 2017,» 2017.
- [2] CNE, «Informe Preliminar de Prevision de Demanda 2017-2037,» Santiago, 2017.
- [3] Sistema Nacional de Información de Fiscalización Ambiental, «Datos reportados con respecto a la norma de emisión de centrales termoeléctricas: DS N°13/2011,» 2017.
- [4] B. Maluenda, J. Moreno, D. Holaschutz y E. Gil, «New Market Interactions in the Chilean Electricity System with High Integration of Variable Renewable Energy,» de *41st IAEE International Conference*, Groningen, 2018.
- [5] Inodú, «Flexibilidad de Operación de Centrales Termoeléctricas chilenas con los instrumentos de gestión ambiental vigentes,» Ministerio de Energia, Santiago, 2017.
- [6] CNE, «Capacidad Instalada Generación: Julio,» 2018.
- [7] Steag, «Boiler Construction, Pressure Parts & Drum Internals,» Steag, 2013.
- [8] Alstom, «WPCA Natural Gas Conversion,» World Pollution Control Association, 2013, 2012.
- [9] Babcock & Wilcox, «Quality Products for the Power Generation Industry,» Deryck A. Gibson Ltd., 2008.
- [10] European Commission, «Best Available Technologies (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants,» European IPPC Bureau, Seville, 2017.
- [11] Revista IE, «Tras 11 años, vuelven envíos de gas argentino a la zona central y ponen presión al carbón,» 30 10 2018. [En línea]. Available: <http://www.revistaei.cl/2018/10/30/tras-11-anos-vuelven-envios-gas-argentino-la-zona-central-ponen-presion-al-carbon/#>.
- [12] S. & B. D. Black, «Challenges when converting coal-fired boilers to natural gas,» Babcock Power Inc, 2013.
- [13] J. & C. M. Lee, «Leveraging Natural Gas: Technical Considerations for the Conversion of Existing Coal-Fired Boilers,» Babcock Power, 2014.
- [14] Sargent & Lundy, «Natural Gas Conversion Conceptual Study,» Public Service of New Mexico, Chicago, 2011.

- [15] U.S. Energy Information Administration, «Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants,» EIA, Washington DC, 2016.
- [16] NREL, «Cost-Benefits Analysis of Flexibility Retrofits for Coal and Gas-Fueled Power Plants,» NREL, Golden, 2013.
- [17] H. & M. T. Brüggemann, «Conventional Firing Systems for Future Power Plants,» ALSTOM Boiler Deutschland GmbH, Stuttgart, 2012.
- [18] Doosan Babcock, «Biomass: Coal-to-biomass conversions for efficient thermal power».
- [19] I. Barnes, «Understanding pulverised coal, biomass and waste combustion,» IEA Clean Coal Centre, 2012.
- [20] J. Koppejan, «Cofiring and co-processing biomass with coal,» Thermal NET, 2008.
- [21] Environment Agency, «Minimising greenhouse gas emissions from biomass energy generation,» Environment Agency, Bristol, 2009.
- [22] J. Sterman, «Does replacing coal with wood lower CO₂ emissions? Dynamic lifecycle analysis of wood bioenergy,» *Environmental Research Letters*, vol. 13, 2018.
- [23] Black & Veatch, «Cost and Performance Data for Power Generation Technologies,» NREL, 2012.
- [24] Metso, «Conversion of a coal-fired power boiler: Green electricity through biomass combustion. Experience from EC Białystok SA,» 2010.
- [25] PR Newswire, «Dominion Virginia Power Completes Biomass Conversion At Altavista Power Station,» 15 7 2013. [En línea]. Available: <https://www.prnewswire.com/news-releases/dominion-virginia-power-completes-biomass-conversion-at-altavista-power-station-215510471.html>.
- [26] R. Bain, «An Introduction to Biomass Thermochemical Conversion,» NREL, 2004.
- [27] IEA ETSAP and IRENA, «Biomass Co-firing Technology Brief,» IEA-ETSAP and IRENA , 2013.
- [28] C. B. Petersen, «Conversion of a traditional coal fired boiler to a multi fuel biomass unit,» Power-Gen Europe, Milan, 2011.
- [29] K. Kupianen y R. Szerszen, «Conversion of a coal-fired power boiler: Green electricity through biomass combustion. Experience from EC Białystok S.A.,» Metso, Warsaw, 2010.

- [30] EIA, «Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants,» EIA, Washington DC, 2016.
- [31] S. Dalton, «Overview of Advanced Coal Technology for Electric Power Generation,» EPRI, Washington DC, 2007.
- [32] M. Bui, C. S. Adjiman, A. Bardow y et al., «Carbon capture and storage (CCS): the way forward,» *Energy & Environmental Science*, vol. 11, nº 5, pp. 1062-1176, 2018.
- [33] M. Monea, «Saskpower CCS: Boundary Dam CCS Project,» SaskPower, 2015.
- [34] S. Patel, «Capturing Carbon and Seizing Innovation: Petra Nova Is POWER's Plant of the Year,» *POWER Magazine*, 1 8 2017.
- [35] A. Maxon y D. Thimsen, «The Future of Coal,» *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 47 - 55, May/June 2013.
- [36] JX Nippon Oil & Gas Exploration Corporation, «Petra Nova CCUS Project in USA,» 2018.
- [37] National Energy Technology Laboratory, «Carbon Dioxide capture from existing coal-fired power plants,» US DOE NETL; Research and Development Solutions LLC; Alstom Power Inc.; ABB Lummus Global Inc.; Alstom Power Generation AG; American Electric Power, 2007.
- [38] B. Corwyn, G. Stavroula, J. Brent, S. Wayuta y J. Dominika, «Post combustion CO2 capture retrofit of SaskPower's Shand Power Station: Capital and operating cost reduction of a 2nd generation capture facility,» de *14th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-14*, Melbourne, 2018.
- [39] G. Reitenbach, «SaskPower's Boundary Dam Carbon Capture Project Wins POWER's Highest Award,» *POWER Magazine*, 1 8 2015.
- [40] IEA Clean Coal Centre, «Developments in CO2 utilisation technologies,» 2018.
- [41] R. Vásquez y F. Salinas, «Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile,» GIZ, 2018.
- [42] The Partnership's Hydrogen Production Technical Team, «Hydrogen Production. Overview of Technology Options,» January 2009. [En línea]. Available: https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/h2_tech_roadmap.pdf.
- [43] R. Kothari, D. Buddhi y R. L. Sawhney, «Comparison of environmental and economic aspects of various hydrogen production methods,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, p. 553–563, 2008.

- [44] Federación Nacional de Sindicatos de Trabajadores del Petróleo, «Venta de plantas de Hidrógeno Refinería ENAP Biobío,» Comisión de Minería y Energía, Cámara de Diputados, 2018.
- [45] P. Chiesa, S. Consonni, T. Kreutz y R. Williams, «Co-production of hydrogen, electricity and CO₂ from coal with commercially ready technology. Part A: Performance and emissions,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 30, p. 747 – 767, 2005.
- [46] Global CCS Institute, «Pre-combustion capture progress in power generation,» 2012. [En línea]. Available: <https://hub.globalccsinstitute.com/publications/global-status-ccs-2012/pre-combustion-capture-progress-power-generation>. [Último acceso: October 2018].
- [47] L. Varro, «We can't let Kemper slow the progress of carbon capture and storage,» International Energy Agency, 7 July 2017. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/newsroom/news/2017/july/commentary-we-cant-let-kemper-slow-the-progress-of-carbon-capture-and-storage.html>. [Último acceso: October 2018].
- [48] IEA GHG, «Co-production of hydrogen and electricity by coal gasification with CO₂ capture - Updated economic analysis,» 2008.
- [49] J. Davison, S. Arienti, P. Cotone y L. Mancuso, «Co-production of hydrogen and electricity with CO₂ capture,» *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 4, p. 125–130, 2010.
- [50] EPRI, «Decommissioning Handbook for Coal Power Plants,» 2004.
- [51] EPRI, «Guidance for Transition from Operations to Decommissioning,» 2016.
- [52] EPRI, «Power Plant Closure Guidebook,» 2010.
- [53] US EPA, «Brownfields Road Map to Understanding Options for Site Investigation and Cleanup,» 2017.
- [54] Resources for the Future, «Decommissioning US Power Plants: Decisions, Costs, and Key Issues,» 2017.
- [55] IAEA, «Cost-Effectiveness and Reducing Costs in Decommissioning,» 2013.
- [56] IAEA, «Managing the socioeconomic impact of the decommissioning of nuclear facilities,» 2008.
- [57] US EPA, «Coal plant decommissioning: Stakeholder identification and facilitation,» 2016.
- [58] Delta Institute, «Coal Plant Redevelopment Roadmap: A Guide for Communities in Transition,» 2018.

- [59] Burns & McDonnell, «Decommissioning Cost Estimate Study,» Duke Energy, Raleigh, 2017.
- [60] H. Brauers y e. al, «Coal transition in Germany: Learning from past transitions to build phase-out pathways,» DIW Berlin, 2018.
- [61] J. Burton, T. Caetano y B. McCall, «Coal transitions in South Africa: Understanding the implications of a 2°C-compatible coal phase-out plan for South Africa,» ERC, University of Cape Town, 2018.
- [62] NETL, «Updated Costs (June 2011 Basis) for Selected Bituminous Baseline Cases,» 2012.
- [63] World Bank, «World Bank Technical Guidance Report - Municipal Solid Waste Incineration,» World Bank, Washington DC, 1999.
- [64] World Energy Council, «World Energy Resources Waste to Energy 2016,» World Energy Council, 2016.
- [65] COMISIÓN NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE, «Primer Reporte Sobre Manejo de Residuos Sólidos en Chile,» Gobierno de Chile, Santiago, 2010.
- [66] S. Calixto, *Pre-feasibility study of a waste-to-energy plant in Santiago, Chile*, Columbia University: Submitted in partial fulfillment of the requirements for M.S. in Earth Resources Engineering, 2017.
- [67] B&W Volund, «B&W Volund,» [En línea]. Available: http://www.volund.dk/Waste_to_Energy/Technologies/Boiler_technologies. [Último acceso: 15 October 2017].
- [68] The Chartered Institution of Wastes Management, «Energy from Waste: A good practice guide,» Northampton, UK, 2003.
- [69] L. Branchini, «Advanced Waste-to-Energy Cycles,» Alma Mater Studiorum – Università di Bologna, Bologna, 2012.
- [70] Solid Waste Authority, «2018 SWANA Excellence Award Entry Waste to Energy,» SWA, Ontario, 2018.
- [71] Solid Waste Authority, «2017 SWANA Excellence Award Entry Waste to Energy,» Solid Waste Authority, Palm Beach, 2017.
- [72] Wärtsilä & Energy Exemplar, «Power System Optimization by Increased Flexibility,» 2014.
- [73] «Aguas Antofagasta,» 27 Septiembre 2018. [En línea]. Available: <http://www3.aguasantofagasta.cl/desalacion.html>.

- [74] Water Research Foundation, «Desalination - Technologies, Challenges, and Implementation,» 24 Septiembre 2018. [En línea]. Available: http://www.waterrf.org/knowledge/WaterSupplyDiversification/FactSheets/SupplyDiversification_Desal_FactSheet.pdf.
- [75] N. Ghaffour, T. M. Missimer y G. L. Amy, «Technical review and evaluation of the economics of water desalination: Current and future challenges for better water supply sustainability,» *Desalination*, vol. 309, pp. 197 - 207, 2013.
- [76] N. Voutchkov, *Desalination Engineering*, McGraw-Hill , 2013.
- [77] Carlsbad Seawater Desalination Project, «Energy Minimization and Greenhouse Gas Reduction Plan,» 2008.
- [78] San Diego County Water Authority, «Seawater Desalination: The Claude "Bud" Lewis Desalination Plant and Related Facilities,» 2018.
- [79] Tampa Bay Water, «The Tampa Bay Water Desalination Facility,» 2013.
- [80] Inodú, «Propuesta de Regulacion Ambiental para Sistemas de Refrigeracion de Centrales Termoelectricas y otros Sectores que Succionan Agua y Descargan Cursos de Agua en sus Procesos Industriales,» Ministerio de Energia, 2015, 2015.
- [81] IRENA, «Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030,» IRENA, 2017.
- [82] Hydrostor, «Hydrostor Brochure,» Hydrostor, 2018.
- [83] NREL, «Thermal Storage Commercial Plant Design Study for a 2-Tank Indirect Molten Salt System,» NREL, 2006.
- [84] G. Kolb, C. Ho, M. Thomas y J. Gary, «Power Tower Technology Roadmap and Cost Reduction Plan,» Sandia National Laboratories, Albuquerque, 2011.
- [85] IRENA, «Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series,» IRENA, 2012.
- [86] C. Turchi y G. Heath, «Molten Salt Power Tower Cost Model for the System Advisor Model (SAM),» NREL, Golden, 2013.
- [87] M. Geyer, F. Trieb y G. Koll, «Thermal Storage Power Plants for the decarbonization of coal fired power,» DLR, 2018.
- [88] Revista Lignum, «Disponibilidad de madera es casi 20% menor a la demanda prevista a 2022,» 6 Noviembre 2018.

- [89] G. Schaffer, «Long-term effectiveness and consequences of carbon dioxide sequestration,» *NATURE GEOSCIENCE*, vol. 3, pp. 464 - 467, 2010.
- [90] Power Technology Magazine, «SaskPower Boundary Dam and Integrated CCS,» 30 Agosto 2018. [En línea]. Available: <https://www.power-technology.com/projects/sask-power-boundary/>.
- [91] IEA, «20 Years of Carbon Capture and Storage - Accelerating Future Deployment,» 2016.
- [92] P. Markewitz y R. Bongartz, «Chapter 2 Carbon Capture Technologies,» de *Carbon Capture, Storage and Use*, W. Kuckshinrichs y J. F. Hake, Edits., Springer, 2015.
- [93] R. Bongartz, J. Linssen y P. Markew, «Chapter 3 CO2 Transportation,» de *Carbon Capture, Storage and Use*, W. Kuckshinrichs y J. Hake, Edits., Springer, 2015.
- [94] M. K. Chandel, B. R. Gurjar, C. S. P. Ojha y R. Y. Surampalli, «Chapter 17 Modeling and Uncertainty Analysis of Transport and Geological Sequestration of CO2,» de *Carbon Capture and Storage. Physical, Chemical, and Biological Methods*, R. Y. Surampalli y e. al., Edits., American Society of Civil Engineers, 2015.
- [95] EIA, «Today in Energy,» 31 October 2017. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=33552>.
- [96] NETL, «Carbon Dioxide Capture from Existing Coal-Fired Power Plants,» 2007.
- [97] NETL, «Engineering Feasibility of CO2 Capture on an Existing US Coal-Fired Power Plant,» Washington DC, 2001.
- [98] E. S. Rubin, J. E. Davison y H. J. Herzog, «The cost of CO2 capture and storage,» *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 40, pp. 378-400, 2015.
- [99] «SaskPower,» 31 agosto 2018. [En línea]. Available: <https://www.saskpower.com/about-us/our-company/blog/bd3-status-update-april-2018>.
- [100] C. K. Preston, «Integrated Carbon Capture and Storage Project at SaskPower's Boundary Dam Power Station,» 2015.
- [101] B. Johnstone, «Regina Leader-Post,» 17 November 2015. [En línea]. Available: <https://leaderpost.com/business/energy/carbon-capture-project-what-went-wrong-and-right>.
- [102] J. Glennie, «Analysis of the Cash and Carbon Flows of Boundary Dam Power Station,» 2015.
- [103] B. Banks y M. Bigland-Pritchard, «SaskPower's Carbon Capture Project: What Risk? What Reward?,» Regina, SK, Canada, 2015.

- [104] «CBC News,» 9 July 2018. [En línea]. Available: <https://www.cbc.ca/news/canada/saskatoon/saskpower-abandons-carbon-capture-at-boundary-dam-4-and-5-1.4739107>.
- [105] «International CCS Knowledge Center Newsroom,» 20 July 2018. [En línea]. Available: <https://ccsknowledge.com/news/decision-on-bd-4and5-signal-2nd-generation-ccs>.
- [106] M. Moneas y C. Bruce, Interviewees, *Notes on conference call between Inodú and the International CCS Knowledge Centre*. [Entrevista]. 27 Septiembre 2018.
- [107] «International CCS Knowledge Center,» 7 septiembre 2018. [En línea]. Available: <https://ccsknowledge.com/>.
- [108] Cansolv Technologies Inc., «TESTING OF CANSOLV DC-201 CO2 CAPTURE SYSTEM AT THE NATIONAL CARBON CAPTURE CENTER SUMMER 2014 ,» 2017.
- [109] D. Shaw, «Cansolv: capturing attention at Boundary Dam,» *Carbon Capture Journal*, May-June 2012.
- [110] K. Stéphenne, «Start-Up of World's First Commercial Post-Combustion Coal Fired CCS Project: Contribution of Shell Cansolv to SaskPower Boundary Dam ICCS Project,» *Energy Procedia*, vol. 63, p. 6106 – 6110, 2014.
- [111] D. Shaw, 5 septiembre 2018. [En línea]. Available: https://www.platts.com/IM.Platts.Content/ProductsServices/ConferenceandEvents/2013/pc365/presentations/18_Devin_Shaw.pdf.
- [112] SaskPower CCS GC, 31 agosto 2018. [En línea]. Available: www.ccsassociation.org/index.php/download_file/view/542/98/.
- [113] B. A. Rojas y N. P. Martorell, «Enaex, Informe de clasificación,» 2012.
- [114] Economía y Negocios de El Mercurio, «Dos consorcios probarán en Chile inédita tecnología: construirán motores a hidrógeno para la industria minera,» 4 Marzo 2018. [En línea]. Available: <http://www.economiaynegocios.cl/noticias/noticias.asp?id=448065>.
- [115] Revista Minería Chilena, «Explorarán la producción de hidrógeno verde para la gran minería de la región de Antofagasta,» 1 Octubre 2018. [En línea]. Available: <http://www.mch.cl/2018/10/01/exploraran-la-produccion-hidrogeno-verde-la-gran-mineria-la-region-antofagasta/>.

- [116] El Mercurio de Calama, «Dos consorcios adaptan equipos mineros para que utilicen hidrógeno verde como combustible,» 20 Octubre 2018.
- [117] S.-Y. Lin, «Chapter 3. Hydrogen Production from Coal,» de *Hydrogen Fuel. Production, Transport and Storage*, R. B. Gupta, Ed., CRC Press, 2009.
- [118] T. Kreutz, R. Williams, S. Consonni y P. Chiesa, «Co-production of hydrogen, electricity and CO₂ from coal with commercially ready technology. Part B: Economic analysis,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 30, p. 769 – 784, 2005.
- [119] C. García-Cortés, E. Tzimas y S. D. Peteves, «Technologies for Coal based Hydrogen and Electricity Co-production Power Plants with CO₂ Capture,» 2009.
- [120] P. E. Dodds y W. McDowall, «A review of hydrogen production technologies for energy system models for energy systems models,» 2012.
- [121] P. Nikolaidis y A. Poullikkas, «A comparative overview of hydrogen production processes,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, p. 597–611, 2017.
- [122] J. E. Miller, «Review of Water Resources and Desalination Technologies,» 2003.
- [123] Revista Minería Chilena, «Autoridad da luz verde a la mayor desaladora a nivel continental,» 28 Septiembre 2018. [En línea]. Available: <http://www.mch.cl/2018/09/28/autoridad-da-luz-verde-la-mayor-desaladora-nivel-continental/>.
- [124] Revista Minería Chilena, «Suez invertirá más de US\$100 millones en proyectos de desalación en cinco años,» 16 Octubre 2018. [En línea]. Available: <http://www.mch.cl/2018/10/16/suez-invertira-mas-us-100-millones-proyectos-desalacion-cinco-anos/>.
- [125] Inodú, «Estudio de antecedentes técnicos, económicos, normativos y ambientales de tecnologías de centrales termoeléctricas y sus sistemas de refrigeración,» 2014.
- [126] «Mar de Chile,» 1 Octubre 2018. [En línea]. Available: http://www.mardechile.cl/index.php?option=com_content&view=article&id=46:salinidad&catid=19:ocos-y-fondos&Itemid=66.
- [127] American Water Works Association, *Desalination of Seawater*, 2011.
- [128] N. M. Wade, «Distillation plant development and cost update,» *Desalination*, vol. 136, pp. 3-12, 2001.
- [129] I. C. Watson, O. J. Morin y L. Hen, «Desalting Handbook for Planners, Third Edition,» 2003.

- [130] Hitachi Aqua-Tech Engineering, 24 Septiembre 2018. [En línea]. Available: http://www.hitachi-aqt.com/products/standard_products/reverse_osmosis/sea_water/pdf/SeaWater.pdf.
- [131] T. Lockwood, «A compararitive review of next-generation carbon capture technologies for coal-fired power plant,» *Energy Procedia*, vol. 114, p. 2658 – 2670, 2017.
- [132] M. Tatsumi, Y. Yagi, K. Kadono, K. Kaibara, M. Iijima, T. Ohishi, H. Tanaka, T. Hirata y R. Mitchell, «New Energy Efficient Processes and Improvements for Flue Gas CO₂ Capture,» *Energy Procedia*, 2010.
- [133] «US DOE - NETL,» 6 septiembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/water-gas-shift>.
- [134] R. B. Gupta, Ed., *Hydrogen Fuel. Production, Transport and Storage*, CRC Press, Taylor and Francis, 2009.
- [135] Y. Wang y S. Zhang , «Economic assessment of selected hydrogen production methods: A review,» *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 2017.
- [136] A. Damle, «Chapter 8. Hydrogen Separation and Purification,» de *Hydrogen Fuel. Production, Transport and Storage*, R. B. Gupta, Ed., CRC Press, 2009.
- [137] TKI Nieuw Gas, «Outlines of a Hydrogen Roadmap,» Mayo 2018. [En línea]. Available: <https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/20180514%20Roadmap%20Hydrogen%20TKI%20Nieuw%20Gas%20May%202018.pdf>.
- [138] Inodú, «Renewable Energy Integration Opportunities in Chile,» MIT, May 2018. [En línea]. Available: <http://sdm.mit.edu/renewable-energy-integration-opportunities-in-chile/>. [Último acceso: October 2018].
- [139] S. Gil, P. Givogri y L. Codesiera, «El gas natural en Argentina: Propuestas periodo 2016-2025,» Cámara Argentina de la Construcción, 2015.

9 ANEXO A – Acceso a biomasa, gas natural y residuos municipales

9.1 Distribución GN^{73 74}

Efectuada una revisión preliminar en relación con la ubicación de las centrales y los gasoductos existentes, se puede indicar preliminarmente que solo las centrales Tarapacá y Guacolda no tienen un gasoducto cercano.

Al revisar las centrales de Bocamina, Mejillones, Andina, Hornitos, Tocopilla y Nueva Tocopilla y el trazado del gasoducto más cercano, este se encuentra en los límites de la propiedad.

Actualmente, la importación de GN llega a nuestro país por los terminales GN Mejillones y GN Quinteros.

En julio 2018, GN Talcahuano obtuvo la concesión definitiva para el transporte de gas de red en la comuna de Talcahuano. Este proyecto contempla la construcción de un terminal marítimo que operara en balsa de almacenamiento y regasificación ubicada a 3,7 km de la costa de la bahía de Concepción la que se conectara con el Gasoducto del Pacífico.

Existen una serie de gasoductos con Argentina los cuales actualmente tienen el suministro interrumpido. Según se indica en las noticias de septiembre 2018, se reanuda la importación de GN a Methanex a través de las empresas Argentinas Total Austral, Pan American y Compañía General de Combustibles. Se encuentra en estudio ampliar autorizaciones a otras empresas.

Para determinar la factibilidad de suministrar GN a las distintas centrales, es necesario estudiar la capacidad de los Terminales de Regasificación existentes, la red de gasoductos y los requerimientos de las centrales a gas existentes (ciclo simple y ciclo combinado).

Coronel

Se analiza la factibilidad de suministro de GN a las centrales Bocamina y Santa María de Coronel.

La Figura 53 muestra los gasoductos existentes en Coronel. Se indica el trazado del gasoducto Coronel-Lota de Innergy que conecta al gasoducto Lateral La Leonera-Coronel de Gasoducto del Pacífico. Se indican además las ubicaciones de las centrales Bocamina y Santa María de Coronel para visualizar las distancias relativas a los gasoductos indicados.

La Figura 54 muestra el gasoducto Lota-Arauco de Innergy que alimenta Celulosa Arauco (Planta Arauco y una turbina a gas de 24 MW). Se desconoce su trazado entre Lota y el Gasoducto del Pacífico. Luego, no es posible visualizar la distancia relativa a la Central Santa María.

⁷³ <http://www.geoportal.cl/visorgeoportal/>

⁷⁴ <http://energiamaps.cne.cl/#>



Figura 53 : Gasoductos en Coronel (Coronel-Lota).



Figura 54 : Gasoductos en Coronel (Lota-Arauco).

Puchuncaví

Se analiza la factibilidad de suministro de GN a las centrales Ventanas, Nueva Ventanas y Campiche.

La Figura 55 muestra el Terminal GN Quinteros y el gasoducto existente en Puchuncaví. Se indica el gasoducto Quintero-Quillota de Electrogas que conecta al Terminal GN Quintero. Se indican además las ubicaciones de las centrales Ventanas, Nueva Ventanas y Campiche para visualizar las distancias relativas al gasoductos indicados.

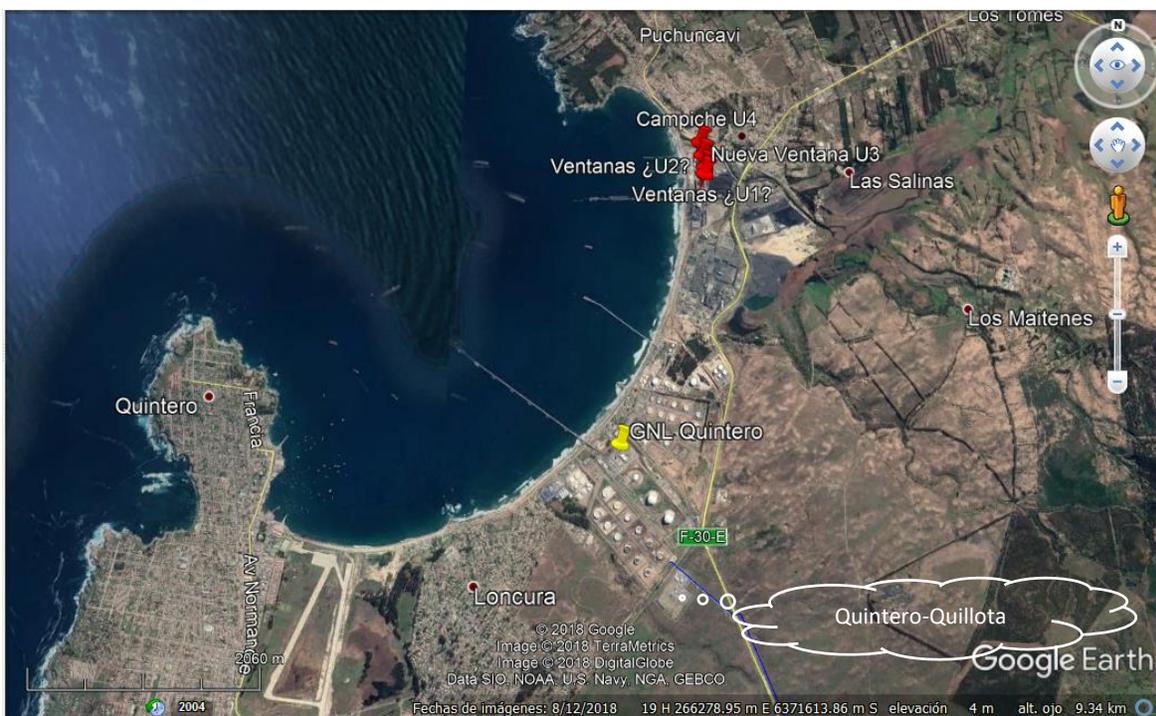


Figura 55: Gasoductos en Puchuncaví.

Huasco

Se analiza la factibilidad de suministro de GN a las Central Guacolda.

En las cercanías de la Central Guacolda no se dispone de un gasoducto en las cercanías.

Mejillones

Se analiza la factibilidad de suministro de GN a las centrales Mejillones, Andina, Hornitos, Angamos y Cochrane.

La Figura 56 muestra el Terminal GN Mejillones y los gasoductos existentes en Mejillones. Se indican los gasoductos Crucero-Mejillones de Nor Andino y Atacama de GasAtacama. Adicionalmente se indica el gasoducto GN Mejillones que conecta con ambos gasoductos. Se indican además las ubicaciones de las

centrales Mejillones, Andina, Hornitos, Angamos y Cochrane para visualizar las distancias relativas a los gasoductos indicados.



Figura 56 : Gasoductos en Mejillones.

Tocopilla

Se analiza la factibilidad de suministro de GN a las centrales Tocopilla y Nueva Tocopilla.

La Figura 57 muestra el gasoducto existente en Tocopilla. Se indica el gasoducto Crucero-Tocopilla de Nor Andino. Se indican además las ubicaciones de las centrales Tocopilla y Nueva Tocopilla para visualizar las distancias relativas a los gasoductos indicados.



Figura 57: Gasoductos en Tocopilla

Iquique

Se analiza la factibilidad de suministro de GN a las Central Tarapaca.

En las cercanías de la Central Tarapaca no se dispone de un gasoducto en las cercanías.

9.2 Distribución industrial maderera^{75 76}

En la generación de energía eléctrica con biomasa, un aspecto importante ha sido hasta ahora considerar como material combustible mayoritariamente los desechos del negocio forestal (aserrín y corteza) considerando un esquema de producción integrado del recurso forestal (madera, paneles, celulosa y energía). Teniendo esto en consideración, las centrales de generación con biomasa debieran estar localizada en áreas de alta concentración y explotación de bosque, con centrales de un tamaño adecuado considerando un área de influencia de recolección, de forma de minimizar los costos de recolección, traslado y el impacto ambiental del transporte. Comasa en su planta Lautaro con una generación nominal total de 47 MW (U1 + U2) utiliza como combustible 100% biomasa considera una mezcla de residuos forestal + agrícola (aserrín, corteza, viruta, paja de trigo y cascara de nuez) en una estrategia de suministro de 100% comprado a terceros y recolección y transporte en camiones dentro de una zona de influencia.

Teniendo en consideración la cantidad de biomasa/día requerida para una operación continua de una central de generación, se requiere desarrollar plantaciones forestales de un tamaño mínimo que permitan el ciclo de crecimiento del árbol de 15 – 17 años, edad estimada para que un árbol como el pino o el eucalipto tengan un tamaño económicamente explotable (diámetro y densidad). La tasa de crecimiento del árbol depende en gran medida de la especie y del medio ambiente (disponibilidad de agua). Similar estrategia se desarrolla en la industria forestal (madera, paneles, celulosa) que deben tener plantaciones para la operación día de las plantas en un régimen de funcionamiento continuo máximo (mínimo costo O&M). Estas plantaciones deben considerar en su tamaño los riesgos de incendio.

Para las centrales en las comunas de Puchuncaví (centrales Ventanas, Nueva Ventanas y Campiche) y Coronel (centrales Bocamina y Santa María de Coronel), aún cuando están ubicadas en una zona forestal, se sugiere estudiar a nivel de prefactibilidad la infraestructura requerida y los costos asociados a la producción, recolección, almacenamiento, embarque y traslado de la biomasa hasta las centrales de generación. En general, esta disponibilidad debiera estar asociada a contratos de largo plazo que permitan asegurar un suministro mínimo dentro de un tiempo para la recuperación del capital de la inversión.

Energía Verde (AES Gener) con su planta de cogeneración en Constitución de 9 MW (1989-1990) inicialmente desarrolló un contrato con Arauco (Aserradero Viñales) en el cual Energía Verde instaló la Central. Arauco le vendía los residuos de biomasa del aserradero y Energía Verde le vendía vapor y energía eléctrica. En el año 2012, Arauco puso en marcha el proyecto Planta Térmica de Cogeneración Viñales (41 MW) en la cual se utilizan los residuos del Aserradero Viñales, Forestal Arauco y se crea un canal de compra a terceros.

Adicionalmente a la planta de Constitución, Energía Verde opera las centrales en base a biomasa de cogeneración de Laja (12,7 MW) y Mostazal (25 MW)⁷⁷.

⁷⁵ Infor_Memoria 2016

⁷⁶ Odepa_Estudio de caracterización de la cadena de producción y comercialización de la industria forestal: Estructura, Agentes y Prácticas

⁷⁷ <http://www.centralenergia.cl/actores/generacion-chile/>

En relación con la biomasa, para el quemado en calderas, se puede utilizar biomasa no tratada (astillas, corteza, aserrín) o biomasa tratada en forma de pellet.

La biomasa no tratada, por lo general tiene una humedad entre 35 - 50%. Luego, para su traslado en grandes distancias, se considerará su peletización, lo que requiere la instalación de plantas de peletizado.

Los costos de transporte dependen en gran medida de la densidad de energía (valor calorífico) de la biomasa. La peletización de la biomasa es una forma de aumentar significativamente el valor calorífico por volumen.

El pellet se puede encontrar básicamente en dos tipos: pellet blando y pellet duro.

El pellet blando es simplemente biomasa comprimida en forma de pellet. Tienden a convertirse en papilla cuando están húmedos con un mal clima. En su manejo, puede requerir un sistema de control de polvo, protección a la lluvia y el uso de sistemas separados de recepción y molienda.

El pellet duro puede ser madera torrefactada (proceso termoquímico realizado a 200–300°C y un tiempo de residencia de 1 hr por lo general, en este proceso, la biomasa emite sustancias volátiles produciendo el pellet) que forma un pellet duro impermeable a la humedad y puede pulverizarse como el carbón. Otra alternativa es el pellet negro (madera seca a niveles muy bajos de humedad y luego comprimido).

El pellet requiere de un proceso adicional que aumenta el costo de la biomasa, por otra parte, el costo de traslado disminuye (aumenta de densidad y disminuye la humedad) y mejora sus condiciones para el almacenamiento. Para determinar la factibilidad de transporte de biomasa sin tratar (35 - 50% humedad) o pellet, es necesario estudiar las zonas de disponibilidad de biomasa, planta de peletizado y la logística del transporte.

La Figura 58 muestra el catastro de la industria forestal primaria.

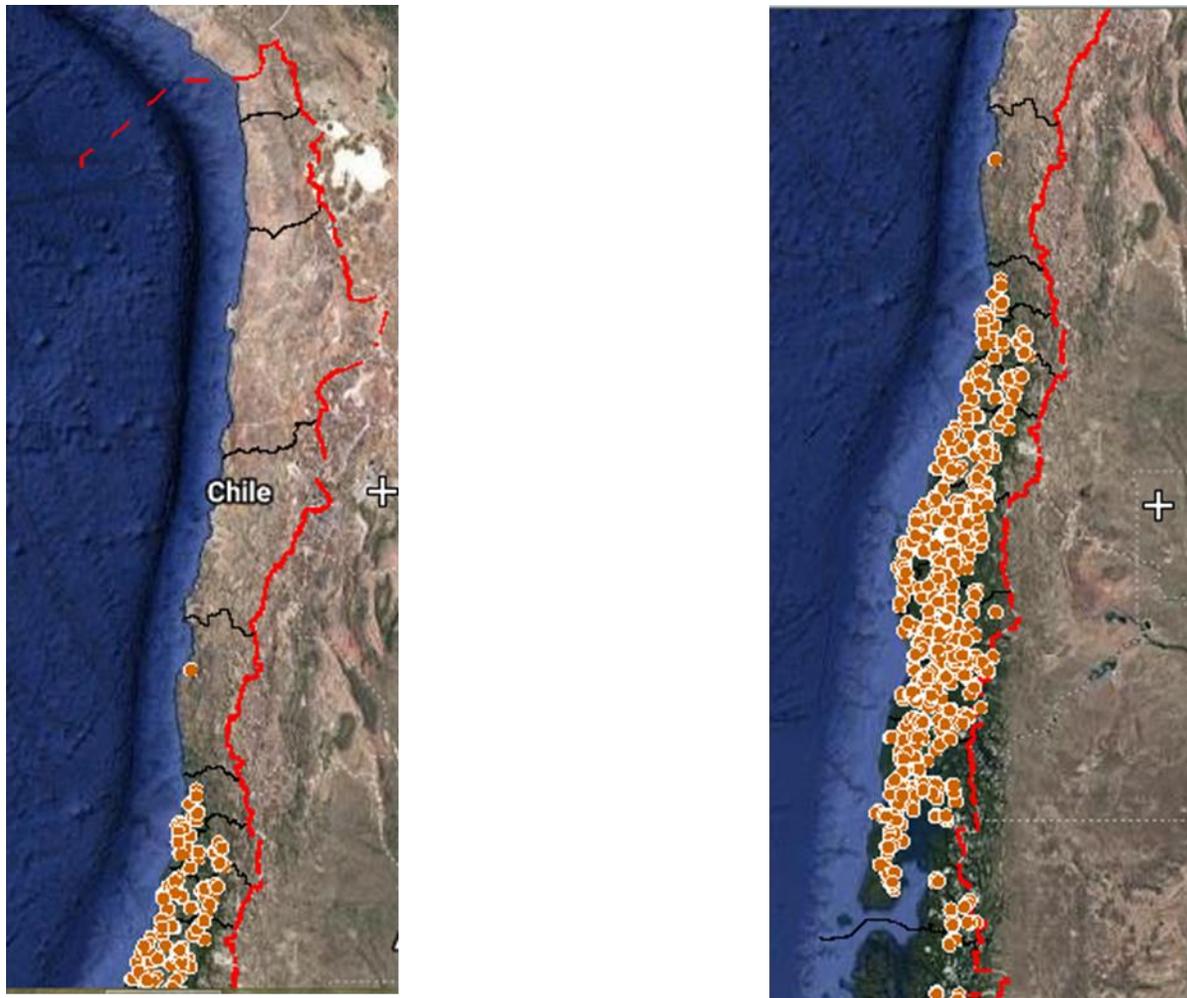


Figura 58 : Catastro de la industria forestal primaria⁷⁸

Las regiones de Valparaíso al Sur concentran la totalidad de la biomasa forestal explotable.

Las regiones del Maule, Bio Bio y La Araucanía, concentran el 76,4% de la superficie plantada.

La superficie total de las plantaciones en pie es de 2.396.562 ha, dentro de la cual destacan *Pinus radiata* (58,4%), *Eucalyptus globulus* (24,1%) y *Eucalyptus nitens* (10,8%) como las principales especies que componen las plantaciones del país. Sumadas representan el 93,3% de la superficie plantada. Es crítico notar que debido a la prolongada sequía reciente en Chile y a la disminución de superficie disponible de plantaciones, en especial de pino, se proyecta un déficit de producción de madera en el corto plazo en el país [88]. Además, se observa una migración de los productores desde la producción de pino hacia otras especies, como el eucalipto.

⁷⁸ Ministerio de Agricultura_INFOR_Catastro de la industria forestal primaria (2016)

El 51% de las plantaciones forestales de todas las especies inventariadas en Chile en el 2014, de acuerdo con INFOR, es de propiedad de las empresas: Forestal Arauco (29,64%), CMPC-Mininco (19,37%) y Masisa (2,03%). El resto de las plantaciones forestales está en manos de otras forestales, aserraderos y personas naturales, que en total suman 22.223 propietarios, de los cuales solamente 10 son empresas medianas que poseen patrimonios forestales entre las 5 mil y 30 mil ha.

En la actualidad existen 3 empresas que poseen plantas de elaboración de pulpa mecánica (cartulinas) y química (celulosa) que desarrollan un negocio integrado de la madera: Celulosa Arauco y Constitución, CMPC y Papeles Bio Bio (cartulinas).

Adicionalmente existe un mercado secundario de residuos de los aserraderos (lampazos, cortezas, despuntes, astillas y aserrín), que es comercializado para utilizarse en la producción de pulpa, tableros, pellet y combustible para generar calor o electricidad.

9.3 Residuos municipales

Los desechos en general provienen de actividades humanas, domésticas, comerciales, industriales, agrícolas, tratamiento de aguas residuales, otros.

Por otra parte, la generación de residuos municipales está asociada a la cantidad e ingresos (a mayor ingreso, mayor consumo, mayor generación de residuos) de los habitantes de un sector o comuna.

La Figura 59 muestra un vertedero de residuos municipales.



Figura 59 : Manejo de vertedero de residuos sólidos municipales⁷⁹

Si el desecho no se maneja y trata adecuadamente de una manera integral en todo su ciclo, tiene un impacto negativo en las condiciones ambientales (higiénicas), contamina el aire, las aguas superficiales y subterráneas, así como también, el suelo y los cultivos. Un sistema ambiental y eficiente de recolección y eliminación de los desechos municipales es fundamental para cualquier comunidad.

Un aspecto importante para considerar en esta alternativa es el suministro de RSM y su jerarquización.

Actualmente, a nivel de políticas públicas, se está desarrollando un plan de gestión de residuos sólidos, que considera como ejes centrales un manejo ambientalmente racional y la promoción de una “Estrategia Jerarquizada” relacionada con su manejo, como lo señala la Ley Marco para la Gestión de Residuos⁸⁰. Esta política considera como ejes centrales el reciclaje y la minimización de los residuos.

Este plan de jerarquización debiera disminuir la cantidad de residuos como papeles y cartones, plásticos, vidrio y metales, aumentando el % de residuos de materia orgánica, lo que haría disminuir el poder calorífico.

⁷⁹ World Bank_What a Waste_A Global review of solid waste management

⁸⁰ Ley N°20920/2016 de Ministerio del Medio Ambiente – Establece marco para la gestión de residuos, la responsabilidad extendida del productor y fomento de reciclaje

En la generación de los gases GEI especial importancia tiene la jererquización de los RSM. Por ejemplo: los residuos de madera limpia se pueden reciclar en tableros de partículas, lo que disminuye el uso de madera virgen.

En Chile, las emisiones de un incinerador WtE están reguladas por el DS N°29/2013 del MMA – Norma de Emisión para Incineración, Coincineración y Coprocesamiento (deroga el DS N°45/2007 del MISEGPRES).

Se define como incinerador toda construcción donde se realiza un tratamiento de destrucción térmica de sustancias o materiales distintos a los combustibles tradicionales. Incluye la incineración de gases generados en procesos de pirólisis o gasificación.

Jerarquización de los RSM

Dentro de la problemática de jerarquización de la gestión de los residuos, el primer objetivo es prevenir (evitar) su generación; si esto no es posible, se debe revisar su reutilización (minimizar); si esto no es posible, se debe gestionar su reciclaje; si esta no es posible, se debe revisar su valorización de incineración con recuperación energética (uso como combustible); si esto no es posible, revisar su eliminación.

La Figura 60 muestra la jerarquía en la gestión de residuos.

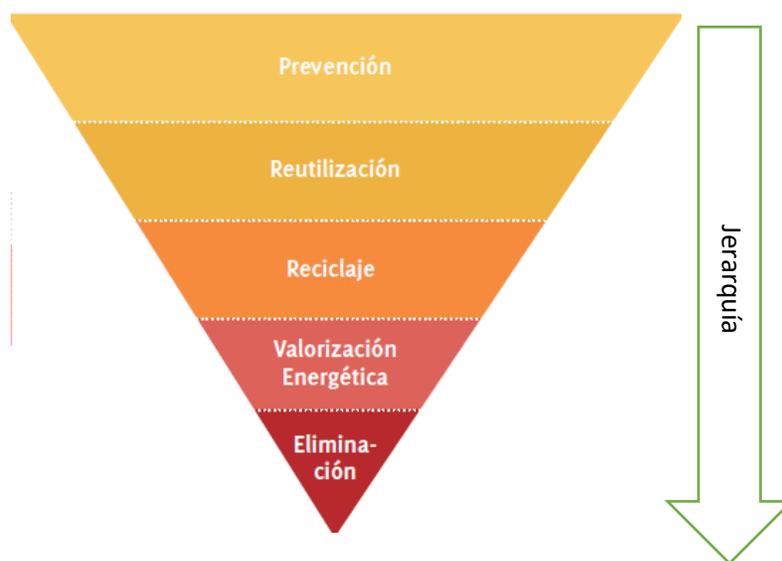


Figura 60 : Jerarquía en la gestión de los residuos⁸¹

Norma de Emisión para incineración, coincineración y coprocesamiento

Las emisiones atmosféricas de un incinerador deben cumplir con los límites definidos en el DS 29/2013 MMA, Norma de Emisión para incineración, coincineración y coprocesamiento.

⁸¹ Ministerio del Medio Ambiente_Capítulo 3 - Residuos

En la Tabla 28 se muestran los contaminantes y concentraciones máximas que limita el DS 29/2013.

Tabla 28: Valores límites de emisión para la incineración

Contaminante		Unidad	
Material particulado	MP	mg/Nm ³	30
Dióxido de azufre	SO ₂	mg/Nm ³	50
Óxidos de Nitrógeno	NO _x	mg/Nm ³	300
Carbono orgánico total	COT	mg/Nm ³	20
Monóxido de carbono	CO	mg/Nm ³	50
Cadmio y sus compuestos, indicado como metal	Cd	mg/Nm ³	0,1
Mercurio y sus compuestos, indicado como metal	Hg	mg/Nm ³	0,1
Berilio y sus compuestos, indicado como metal	Be	mg/Nm ³	0,1
Plomo + Zinc y sus compuestos, indicado como metal, suma total	Pb + Zn	mg/Nm ³	1
Arsénico + Cobalto + Níquel + Selenio + Telurio y sus compuestos, indicado como elemento, suma total	As + Co + Ni + Se + Te	mg/Nm ³	1
Antimonio + Cromo + Manganeso + Vanadio	Sb + Cr + Mn + V	mg/Nm ³	5
Compuestos inorgánicos clorados gaseosos indicados como ácido clorhídrico	HCl	mg/Nm ³	20
Compuestos inorgánicos fluorados gaseosos indicados como ácido fluorhídrico	HF	mg/Nm ³	2
Benceno	C ₆ H ₆	mg/Nm ³	5
Dioxinas y furanos ⁸²	TEQ	mg/Nm ³	0,2

Composición de los RSM

La Tabla 29 muestra la composición de los RSM base 2009. De esta ilustración se puede concluir que aproximadamente el 50% de los residuos este compuesto por materia orgánica.

Tabla 29: Caracterización de los RSM base 2009⁸³

⁸² 1 TEQ: Factor tóxico equivalente para mamíferos de la Organización Mundial de la Salud 1998

⁸³ Ministerio del Medio Ambiente_Primer reporte del Manejo de residuos sólidos

Tipo de residuo	Composición (%)
Papeles y Cartones	12,4
Textiles	2,0
Plásticos	9,4
Vidrios	6,6
Metales	2,3
Materia Orgánica	53,3
Otros	14,0

Generación de los RSM por habitantes

La Figura 61, muestra la tasa anual de generación de residuos sólidos municipales por habitantes entre los años 2000 al 2009. De esta ilustración se puede concluir que la generación de RSM en el año 2000 fue de 326 kg/habitantes y que la generación de RSM en el año 2009 fue de 384 kg/habitantes. Luego, la tasa de crecimiento de los RSM entre el año 2000 al 2009 fue de aproximadamente 17,8%, lo que representa una tasa de crecimiento anual de un 2%.

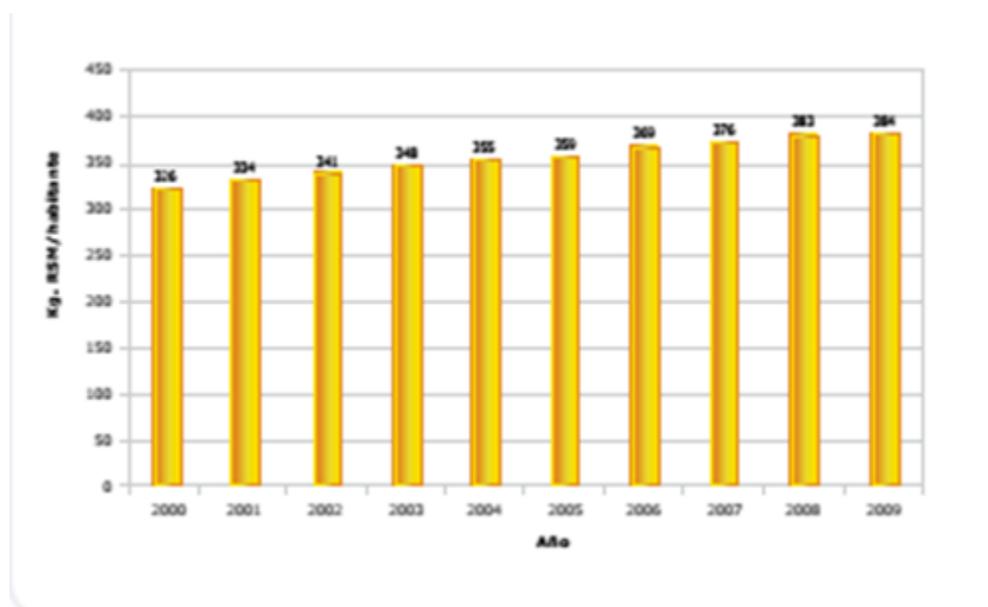


Figura 61: Tasa anual de generación de residuos sólidos municipales por habitante base 2009⁸⁴

Generación de los RSM por Región

La Figura 62, muestra la generación de residuos a nivel regional base 2015. De esta ilustración se puede concluir que, en el año 2015, las regiones que registran mayores cantidades de residuos totales generados son la Región Metropolitana (6.207.793 ton), Biobío (3.030.960 ton) y Maule (1.722.425 ton).

⁸⁴ Ministerio del Medio Ambiente_Primer reporte del Manejo de residuos sólidos

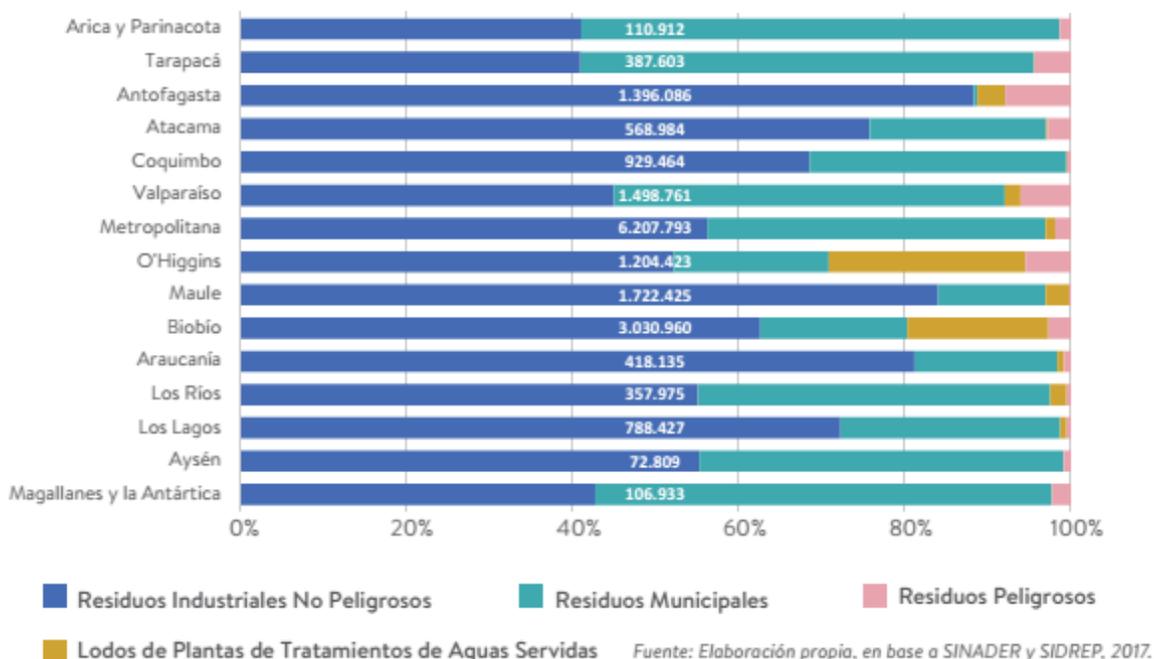


Figura 62 : Generación de residuos a nivel regional base 2015 (toneladas)⁸⁵

Generación de los RSM por comuna⁸⁶

Coronel

Las centrales existentes en la comuna de Coronel son Bocamina y Santa María de Coronel. La Tabla 30 muestra el listado de comunas y cantidades de RSM dentro de un area de influencia de 50 km.

Tabla 30: Listado de comunas y cantidad de RSM disponibles dentro de un area de influencia de 50 km

Comuna	RSM ton/año ₂₀₀₉	Ciudad
Coronel	32.283	Coronel
Concepción	87.471	Concepción
Talcahuano	51.566	Talcahuano
Penco	14.081	Penco
Tomé	16.745	Tomé
La Florida	4.683	La Florida
Chiguayante	34.643	Chiguayante
Santa Juana	3.449	Santa Juana
Laja	4.163	Laja
Lota	15.275	Lota
Arauco	12.357	Arauco

⁸⁵ Ministerio del Medio Ambiente_Tercer reporte del estado del medio ambiente

⁸⁶ Ministerio del Medio Ambiente_Primer reporte del Manejo de residuos sólidos

10 ANEXO B- Memo conversiones a gas natural y biomasa

MEMO

Inodú – Energy & Sustainability
Eliodoro Yáñez 2876, Oficina 31
Providencia, Santiago
Teléfono +56 2 2502 0626

Reference: Coal Plant Conversions to Natural Gas and Biomass
Prepared by: Carl Bozzuto (Independent Consultant)
Date: October 19th, 2018

The primary objective of this memo is to provide an overview of the options for converting coal units to utilize natural gas and biomass. Both co-firing and full conversion options are reviewed. The memo is divided into six sections:

- Background
- Partial Conversion to Gas
- Full Conversion to Gas
- Partial Conversion to Biomass
- Full Conversion to Biomass
- Summary and Conclusions

1.0 Background

In the US, there have been a number of coal fired units that have been retired or converted to other fuels such as natural gas or biomass. The advent of shale gas and increased concerns over the environmental impacts of coal firing have increased interest in looking at alternatives for existing pulverized coal fired units.

In the US, the low price of natural gas has been the major driver for such conversions, followed by environmental concerns. With the success of improved fracking and horizontal drilling, gas production has increased to the point where the US is now exporting LNG and there is access to low cost natural gas, a very different scenario from a decade ago, when the US was planning to import substantial amounts of LNG to make up for a perceived shortage of natural gas.

Natural gas prices are not “low” everywhere. Those parts of the world that need to import LNG for their gas supply see higher prices than those in the US. None the less, today’s prices are lower, in general, than they were just a decade ago.

In addition to relatively lower natural gas prices, there are incentives in some countries for the use of biomass. This stems from the treatment of biomass as a carbon neutral fuel. Where such subsidies exist,

biomass is often imported (in the form of pellets) to provide enough fuel to reliably feed the converted units.

1.1 Advantages of Partial Conversion (Co-Firing) vs. Full Conversion

Conversion alternatives include co-firing or a full conversion to natural gas or biomass. Co-firing provides the advantage of retaining the ability to fire coal in the event of high prices or curtailments of natural gas. Historically, gas prices can spike for a number of reasons. Pipeline congestion, very cold weather, storm damage to production and transportation facilities, and even pipeline explosions can all lead to a temporary shortage of natural gas locally and subsequently higher prices.

In the US, in the northeastern part of the country, the combination of cold winter weather and a lack of delivery pipelines lead to a 2 week spike in the spot price of natural gas to over \$100/MMBTU. Such considerations lead prudent owners to provide options such as the continued ability to burn coal in their future planning.

Co-firing also requires less capital as pressure part modifications are not usually required in order for the unit to carry full load when needed. In the case of co-firing natural gas, the fuel burns readily and reduces emissions. There are no changes to the coal ash, thus reducing any concerns about slagging and fouling. The flame characteristics still resemble coal firing, but with a lower ash content and can usually be handled by the existing control system.

Just as with gas reconversions, there are advantages for opting for a partial conversion to biomass through co-firing instead of a full reconversion. Biomass can be co-fired with coal up to 20% in heating value without jeopardizing the operation of the unit. The 20% co-firing of biomass with coal has been used as an “industry rule of thumb”.

1.2 Converting Coal Units to Natural Gas and Biomass Creates Challenges

Every unit is different. Therefore, for any unit to be modified, it is recommended that a performance evaluation be done by the boiler manufacturer to assure that some particular aspect of the modification does not cause a performance problem. Even so called duplicate units sitting next to each other exhibit differences in performance and operation. This is due to the complexity of the boiler itself and the differences and variability in fuels. Additionally, in a unit conversion the performance has to be evaluated so that the proper modifications can be made.

Coal fired units are designed with a particular fuel in mind which has implications for units which undergo a full fuel switch or even co-firing. If more than one coal source is requested by the owner at the time of the design, the designer will design for the characteristics of the worst quality fuel. Hence, a 300 MW coal fired unit burning an export quality coal will be considerably smaller than a 300 MW coal fired unit burning a lignite type of coal.

The coal fired unit is typically “oversized” for gas firing because of the following reasons:

1. For natural gas firing, the burnout is typically much quicker than for coal firing.

2. There is very little ash to coat the walls of the furnace.
3. The flue gas weight for a typical coal fired unit is 1010 lb/MMBTU fired compared to 879 lb/MMBTU fired for a typical natural gas fired unit. Additionally, the moisture content for a gas unit is closer to 20% compared to a coal fired unit which is around 10%, which increases the stack loss.

To convert a unit from coal firing to biomass firing, there are 3 major concerns. The first is the ash properties of the biomass. Biomass varies greatly with the source of the biomass. The soil conditions often dictate the ash characteristics. Wood that is “floated” to its collection point picks up minerals from the water that is used to transport the wood. Crops pick up minerals used for fertilizers. High concentrations of alkalis will cause a reduction in the melting temperature of the coal ash. Potassium is a particularly bad actor and is often used in fertilizer (potash). Thus, biomass from one source may experience more corrosion from alkalis in the ash than the same type of biomass from a different source.

The moisture content of the biomass influences the gas weight and the combustion process. Moisture content also tends to vary significantly, which impacts gas weights and stack losses. When biomass is introduced into a furnace, the moisture is evaporated fairly quickly, which cools the particle that needs to burn as well as the surrounding gas. If these temperatures drop too much, the fuel fails to burn and unburned carbon and CO tend to increase. Further, since the stack losses increase with increasing moisture levels, the overall efficiency decreases. This, in turn requires more fuel to be burned, which increases the total amount of flue gas that has to be handled. As a result, there may not be enough fan capacity to handle the gas flows.

Finally, the inherent variability of the biomass can create problems for the control system. For example, variations in the moisture content will cause variations in the heating value of the biomass, as fired. Typical raw biomass is in the range of 50 – 55% moisture with a higher heating value of 4400 BTU/lb. Air dried biomass might have only 20% moisture with a consequential increase in heating value to nearly 7000 BTU/lb (HHV). Such variations are not unusual depending upon how the biomass is received, stored, and prepared for combustion. Feeding a constant amount of fuel will not necessarily result in a constant level of heat release, thus making a constant steam flow at the required temperature and pressure more difficult.

1.3 Costs are Site Specific and Vary Widely

As can be seen from the discussions above, the costs for these conversion projects are strongly site specific and can vary widely. A number of factors are involved including fuel availability and cost, infrastructure requirements, planning and permitting costs, existing plant design, labor costs, and material costs. As with any capital expenditure, the cost of capital is always a major influence on the final cost analysis. Finally, any subsidies that might be available must be accounted for in determining the plant economics.

2.0 Partial Conversion from Coal to Natural Gas (Co-Firing Natural Gas)

2.1 High Level Overview of Conversion Process

Each plant is different and needs to be fully analyzed before any conversion or addition is attempted. The most significant modifications which must be considered in a conversion process are the burners, the windboxes, the piping, and potentially the pressure parts (superheater). Natural gas supply and handling equipment will be needed. Safety issues are different with natural gas. Some coal can be spilled on the ground without incident. A gas leak is a serious potential safety hazard and must be treated accordingly.

There must be a gas supply sufficient to provide the amount of natural gas to the unit. Once inside the plant perimeter, the transmitted gas must be regulated (reduced pressure), heated, metered, and then conveyed through a piping and valve train system, to the gas burners at the boiler. A new low emissions gas firing system must be installed at the boiler interface and integrated with a complex flame safety, burner management, and control system.

Co-firing of natural gas can be achieved by adding gas burners to the existing boiler. The ease, or difficulty of doing so is dependent upon the type of firing system in the original boiler. For tangential fired boilers, the windboxes which bring the fuel and air into the unit are in the corners of the boiler. Typically, there is room for the addition of gas burners in the secondary air locations of the windbox. A typical windbox for a tangential fired unit is shown in Figure 1.

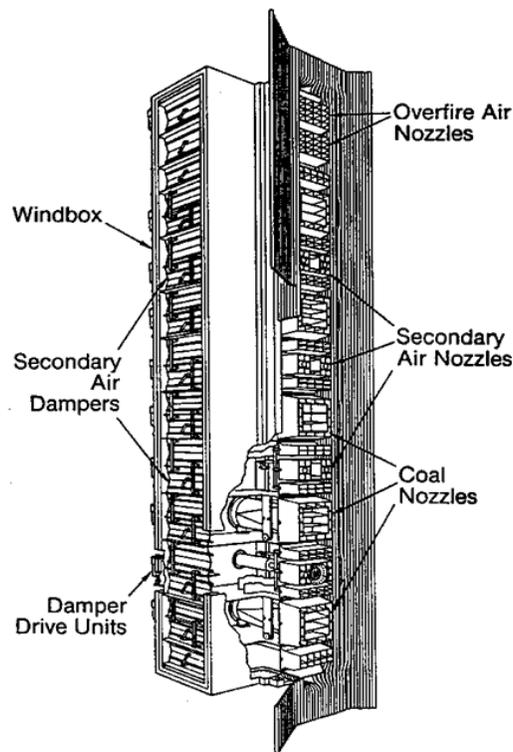


Figure 1 – Windbox and burner assembly for a tangential fired boiler.

In this figure the coal nozzles are surrounded by secondary air nozzles. The coal is transported by primary air with about 1 – 1.5 lb air/lb coal. The secondary air is in the range of 9 lb air/lb coal. A gas nozzle is relatively small in comparison and requires no primary air. A gas nozzle can be located in the secondary air nozzle fairly easily. Gas fired ignitors are already located in this manner.

Typically, enough gas nozzles to carry about 2/3 load are added to the unit. Since the unit is still firing coal, the water walls will retain their “seasoned” condition. That means that the walls will not be clean and free of any ash. That, in turn, means the heat transfer to the wall will be similar to what is observed in normal coal firing.

For wall fired units, the situation is a little different. In these units, the coal nozzles are more like true individual burners. Adding gas burners into the same wall might be more difficult without upsetting the existing burner pattern. However, the opposite wall can be utilized. Or, if some coal capability can be sacrificed, gas burners can replace coal burners on the current wall. In this case, coal can no longer be fired in the new gas burners.

2.2 Performance Changes and Cost Drivers for Conversion

In a partial conversion to natural gas, combustion efficiency will improve slightly, but boiler efficiency will drop slightly. Combustion efficiency refers to the fraction of the fuel that is burned. Boiler efficiency refers to the fraction of the fuel energy that ends up in the steam. The change in boiler efficiency will be caused by a higher moisture content in the flue gas as a result of burning the natural gas with its higher hydrogen content, thus producing more water vapor. The heat rate will typically increase by 2 – 3% for 50 – 60% co-firing. Capital costs for co-firing tend to be in the \$5 - \$10/Kw range for the amount of Kw fired by natural gas.

There must be a gas supply sufficient to provide the amount of natural gas to the unit. The overall cost of the project will partly depend upon how far away the particular unit is from the nearest gas pipeline. Pipeline costs are expensive and often attract local opposition. The benefits of a pipeline are achieved at either end. The gas supplier puts gas into the pipeline for sale and gets paid. The end user gets to use the gas. Those in between get their land dug up. Large gas pipelines often have to be run in excess of 20 miles from a suitable source, which can be very costly both for the hardware and the regulatory and permitting of a new natural gas corridor.

One of the issues that has to be covered with the regulatory agencies is the ratcheting down of emissions limits over time. There are flexibility advantages to being able to co-fire natural gas. Units can turn down to much lower loads than on coal alone. Gas can respond somewhat more rapidly to load swings. Low priced coal can still be utilized, especially when gas prices are high or gas is curtailed. These advantages will be lost if the regulations are changed each year to reflect the emission levels achieved when firing gas. Thus, when firing gas, sulfur emissions will be reduced. If the reduced rate becomes the new standard for the plant, the ability to fire coal will be severely curtailed, or even eliminated, thus denying the plant the flexibility it thought it was getting from co-firing rather than complete conversion.

There are potential cost savings which will depend upon the relative costs of coal and natural gas delivered to the plant. Gas firing will save on operating costs. In particular, less limestone will be needed for the SO₂ scrubbing system. Less coal ash will need to be handled and disposed of. Less ammonia will likely be needed for the SCR system.

Historically, most coal fired units were not operated much below 50% load. The “50% minimum load” is comfortable for the operators and the control system. Operation at very low loads can be stabilized by co-firing with natural gas. Companies such as GE are now developing software for control systems that would allow more automatic control at these low load conditions. On a unit with 5 pulverizers in service, operating with just one mill at half load could, in theory, allow the operation at 10% load. Supplementary gas firing would be needed at these very low levels to provide flame stabilization.

2.3 High Level Cost Analysis for Conversion

In the case of gas co-firing, the costs are still very much site specific. Detailed studies and evaluations are needed to determine the plant economics. There are too many site-specific variables to estimate for any generalizations to be made.

It was seen that the easiest case was a burner only retrofit costing \$5/Kw⁸⁷, not including any infrastructure needs or permit activities. Thus, for 200 MW of gas firing capability, the cost would be \$1 million. If a 250 Mw coal fired unit were converted to be able to carry 150 Mw on gas and 100 Mw on coal (i.e. co-firing), the cost of the burner system would be \$750,000. However, if gas is not available and a pipeline has to be built, along with associated preparation and control equipment, the costs could increase to tens of millions of dollars.

3.0 Full Conversion from Coal to Natural Gas

The full conversion of a coal fired unit to natural gas firing may result from many different drivers. However, when a full conversion to natural gas is being considered, it is usually because coal is not planned to be a fuel choice in the reasonable future. Often times, this is an environmental decision. For example in Connecticut, coal units were converted to low sulfur oil in the 60s. New York City made a similar decision. Although these units were theoretically capable of being converted back to coal, only Bridgeport Harbor #3 did so, as it was capable of burning coal, oil, or natural gas independently.

Many times plants are fully converted for reasons that are not associated to environmental concerns. The Connecticut plants which were converted to low sulfur oil in the 60s switched to gas in 90s. However, oil fired plants on Long Island are still burning oil as there is not enough pipeline capacity to utilize natural gas. Also, an explosion at Brooklyn Union Gas in the 70s has dampened enthusiasm for LNG in the New York Area. Sometimes when plants are not being used they have been torn down and scrapped to save

⁸⁷ It is assumed that gas ignitors already exist, and only additional gas introduction nozzles are required to provide more gas capacity. The costs are relatively low because a full-blown burner is not required. This would be true of all tangential fired units. The numbers are based upon a recent quotation for a gas co-firing job in the US. The cost does not include any owner's costs for things like studies or hiring an A/E to represent the owner. This is just the cost to modify the existing firing system to handle additional gas.

money on such things as property taxes, insurance, and maintenance costs on equipment that was not being used.

3.1 High Level Overview of Conversion Process

The full reconversion process is similar to the partial conversion process, except that now the plant has to carry full load on natural gas. The coal equipment might be torn out, as was the case in Connecticut and New York. The same subsystems in a full reconversion need to be analyzed than those analyzed for a partial reconversion.

The first thing that has to happen to fully convert a unit is a performance study on the unit in question. Once the unit performance has been established, the amount of gas to be fired will be known. The next issue is the gas supply. The most obvious change to a power plant that switches from coal to gas will be the modifications to the fuel handling, storage, and distribution equipment. In many cases, existing coal plants lack sufficient infrastructure for gas delivery and distribution and it must be constructed. The plant must receive natural gas via a pipeline spur from a local main transmission line.

Once inside the plant perimeter, the transmitted gas must be regulated (pressure reduced), heated, metered, and then conveyed through a piping and valve train system, to the gas burners at the boiler. A new low emissions gas firing system will have to be installed at the boiler interface and integrated with a complex flame safety, burner management, and combustion control system.

3.2 Performance Changes and Cost Drivers for Conversion

In a full conversion to natural gas, boiler efficiency is reduced when firing natural gas due to the higher concentration of hydrogen in methane (25% by weight), the major component of natural gas. That means more fuel will have to be fired in order to generate the same number of Mw. Overall plant efficiency usually drops by around 4%. That means the heat rate increases by 4% at full load. More BTUs will need to be fired on gas due to the drop in boiler efficiency resulting in higher stack losses. Thus, if the heat rate at full load was 9650 BTU/Kwhr on coal (35.4% efficiency), it will now be 10,036 BTU/Kwhr on gas (34% efficiency). This difference will persist throughout the load range.

If the water wall condition is not cleaned up (i.e. completely free of any ash deposits), the combustion of natural gas will radiate less to the water wall, as gas flames have a lower emissivity than coal flames. This would produce a higher gas temperature leaving the lower furnace and would likely lead to overheating of the superheater surface. On the other hand, if the furnace design was more generous and the water wall was relatively clean, then the opposite problem will occur. Since natural gas firing uses less excess air.

In addition to the furnace performance, the needs for auxiliary equipment should be analyzed. For example, with natural gas firing, there will no longer be a need for the SO₂ scrubber or the particulate removal system. Therefore, the energy losses associated with that equipment will be eliminated. Additionally, no limestone will be needed. Plus the NO_x generation is typically lower with natural gas. Hence, the lower concentration of NO_x going into the SCR will likely result in less ammonia being required.

Modifications to the fuel handling, storage, and distribution equipment can be one of the most significant costs in a coal to gas conversion project. If a pipeline spur from a local main transmission line to feed generation facility does not currently exist, the plant will need to evaluate the costs and activities, including permits and land rights, associated with constructing a new spur. Large gas pipelines often must be run more than 20 miles from a suitable source, which can be very costly both for the hardware and the regulatory and permitting of a new natural gas corridor.

3.3 High Level Cost Analysis for Reconversion

Capital costs for a gas pipeline range from \$2.5 million/mile to \$6.6 million/mile depending upon construction labor and permitting requirements, with delays in permitting adding significantly to the cost. Thus, a 20 mile pipeline spur could cost in the range of \$50 million to \$132 million. The actual burner costs are relatively smaller compared to the potential for pipeline costs or for pressure part modifications. Operational costs will increase due to the relative price differentials between coal and natural gas. If coal is available for \$2/MMBTU delivered and gas costs \$4/MMBTU delivered, the fuel costs will double. These costs will be offset somewhat by not using the scrubber, the particulate control system, and the reduced ammonia costs. Each plant will have somewhat different values for each of these considerations.

4.0 Partial Conversion from Coal to Biomass (Co-Firing Biomass)

4.1 High Level Overview of Conversion Process

Each plant is different and needs to be fully analyzed before any conversion or addition is attempted. The most significant modifications which must be considered in a conversion process are a new feed system for biomass, storage and handling facilities, firing system equipment, and any pressure part modifications.

Biomass is low in ash (around 1%) compared to coal. Typically, biomass can be co-fired with coal up to about 20% by heat input. This figure is based on the low ash content of the biomass which, at that level, would cause little change in the behavior of the coal ash. Co-firing of biomass will require a biomass feed system.

If enough biomass is available to provide more than 20% co-firing, then an analysis must be done to determine the overall concentration of alkalis (and/or chlorides) in combination with the coal ash, as well as the temperature profile inside the furnace. This will likely be the limiting factor as to the overall percentage of biomass that can be co-fired. Additional soot blowers may be needed in order to keep the heat transfer surfaces relatively clean.

The biomass has to be prepared so that it can be pneumatically conveyed to the firing system. For most biomass types, some kind of shredding is usually required. For wood pellets, there are two types of pellets: soft pellets and hard pellets. Some of the changes to the coal unit will depend on the type of pellet used. Soft pellets, as the name implies, are merely biomass that is compressed into a pellet. They tend to turn to mush when wet and they weather badly. They cannot be pulverized, but must be shredded for feed to a pneumatic conveying system.

The use of hard pellets will create the need for less changes to the coal generation unit. There are a couple of means to generate hard pellets. Hard pellets can substituted for coal and fed directly to a pulverizer. One such process is torrefied wood. Torrefied wood is generated by heating wood in the absence of oxygen to a fairly high temperature. The wood gives up some of its more volatile components which are recycled to provide the heat energy for the process. Natural gas is used for startup. The dried out wood can now be ground and pelletized to a product that is hard and durable. The HHV can be as high as 10,000 to 11,000 BTU/lb. Another process uses heat to dry the wood to very low levels and then compresses the wood to form a hard, black pellet. This pellet is impervious to moisture and can be pulverized like coal.

4.2 Performance Changes and Cost Drivers for Conversion

Biomass can be co-fired with coal. Normally, the problem for biomass is getting enough biomass to feed the boiler. Biomass is typically high in moisture and, as a result, is generally not economical to ship very far. For example, as received wood has a moisture content in the range of 50 – 55%. When shipping such wood, there is a significant cost for transporting water that will eventually be pumped up the stack as part of the flue gas, which will decrease the boiler efficiency and the overall efficiency of the plant. Additionally, plant products tend to deteriorate in storage. Thus, obtaining a reliable and consistent supply of biomass is often difficult.

In the northern latitudes of the US, it takes 15 years to grow a tree to a reasonable size for harvesting. One can imagine a circle in which, each year, 1/15th of the circle is harvested and replanted with new trees. In this manner, the circle becomes completely sustainable as the crop is renewed continuously over the growing process. The pulp and paper industry knows this and properly manages their forests so that they don't run out of the resource that is needed to make the paper. For a 100 Mw power plant, the diameter of the circle needed for continuous supply to the plant would be 75 miles. Some amount of storage will also be required as the planting and harvesting is not a continuous. For this reason, many biomass operations use co-firing rather than 100% conversion.

Never-the-less, there are locations in the world where biomass firing is incentivized with large production credits. In these areas, biomass is imported from North America in the form of wood pellets. Although the fuel cost is relatively high, the incentives in the form of production credits and CO2 credits provide the project with adequate economic returns.

Biomass tends to be more variable than coal and the heating values of these fuels vary significantly. This is partly due to the variable nature of the growing site (time of year, type of run off, method of transportation, etc.). It is also due to the likely need for more than one source of the biomass. Biomass comes from all sorts of operations. Theses could range from wood and wood wastes to sawdust, railroad ties, construction debris, rice hulls, almond shells, corn husks, and many other plant products. Electric utility consumption of wood has generally been modest due to the cost of obtaining the wood and the quantities required.

The lower efficiency from the biomass fuel means that more BTUs will have to be fired to get the same steam flow rate. That translates into an increase in gas flow rate for the biomass for the same steam flow rate. Typically, the boiler is not designed for an increase in gas flow rate. Thus, a derating would be

necessary if 100% biomass firing were required. However, if only a modest amount of biomass were to be co-fired, the boiler would not likely need to undergo pressure part modifications, provided that the fuel can be prepared so as to be pneumatically conveyed to the firing system.

The next issue is the ash composition, particularly the alkalis, although chlorides can also be a concern. When co-firing, the coal ash acts as a moderator to the problem of alkali content in the biomass ash. The rule of thumb of 20% co-firing is based upon the low ash content of the biomass not making a significant impact on the behavior of the bulk of the ash coming from the coal.

Controls can be an issue if the HHV of the biomass varies significantly. The typical control system measures the oxygen content in the flue gas and compares it to a set point for the desired excess air. This measurement controls the air flow. The drum pressure controls the fuel flow. If an increase in load is desired, the steam valves open to allow more steam to flow to the steam turbine. This causes a temporary drop in drum pressure and signals the fuel feed system to add more fuel. As more fuel is added the oxygen level will decrease, which signals the air system to add more air. This feedback control system is highly reliable and does not require measuring the actual fuel flow or the actual air flow. However, if the fuel composition varies significantly, the two critical measurements of drum pressure and oxygen concentration can get out of synchronization. The control system will likely have to be retuned in order to get reliable steam flows and consistent operation.

Again, with 20% biomass feed compared to the 80% coal feed, a 5% variation in biomass HHV would only cause a 1% variation in the feed system. This level of variation would typically not be a big problem for the existing control system. For every 10% by weight of moisture content in the overall fuel, the boiler efficiency drops by roughly 1%. This additional moisture is essentially boiled inside the furnace and pumped up the stack creating an energy loss. Thus, if 10% by weight of wood pellets with 20% moisture is co-fired, the additional moisture in the total fuel flow goes up by about 2%. The change in boiler efficiency is 0.2%, which will be reflected in the plant heat rate. If the plant heat rate was 9650 BTU/Kwhr (35.4% efficiency), the heat rate when co-firing would be 9670 BTU/Kwhr (35.3% efficiency). Of course with higher moisture fuels, the impact is greater.

The use of soft pellets can be an expensive process because of the following requirements: dust control; protection for the pellets from rain, snow, and humidity; and the use of separate receiving mechanisms and grinding processes. Hard pellets can actually be fed to a pulverizer. However, additional heat energy is used, making the hard pellets somewhat more expensive. Of course, with the better heating value, the boiler efficiency is improved. The UK is the largest importer of biomass fuels, particularly pellets. The Drax plant alone has received over \$580 million in subsidies to burn biomass.

4.3 High Level Cost Analysis for Conversion

The cost of a fuel feed system runs in the range of \$100 – 150/Kw capacity. A new feed system with appropriate receiving, storage, handling, and conveying will be needed for the level of biomass to be fired. Thus, for a 250 Mw unit that fires 10% of biomass, the capital cost of the new feed system will be in the range of \$2.5 – 3.75 million. There will be additional O&M costs for the biomass, but they are on the same order of magnitude as for the coal fired unit, so the overall O&M will not change significantly. The big

question will be the cost of the biomass fuel. Forest leavings are relatively cheap, but are strongly dependent upon shipping costs. Pellets are driven more by manufacturing costs due to the heat energy that goes into making the pellets. One black pellet manufacturer was offering pellets at 70% of the price of oil. In most cases, the cost of biomass on a \$/MMBTU basis is more than coal. The exceptions tend to be site locations close to a source of “waste” biomass.

5.0 Full Conversion from Coal to Biomass

5.1 High Level Overview of Conversion Process

In order to convert a coal unit to fire 100% biomass, enough biomass has to be located to continuously feed the unit. Further, due to the higher moisture content of the biomass and the reduced heating value of the biomass, the boiler efficiency will suffer and much more fuel will need to be processed in order to produce the desired steam generation.

For example, a typical bituminous coal with an HHV of 11,200 BTU/lb and 7% moisture content would produce 1010 lb of flue gas/MMBTU fired and have a boiler efficiency of 88.8%. A typical raw biomass with an HHV of 4375 BTU/lb and 50% moisture content would produce 1087 lb of flue gas/MMBTU fired and have a boiler efficiency of 74.3%. The difference in boiler efficiency would require nearly 20% more BTUs to be fired to achieve the same steam generation rate. This, in turn, increases the flue gas flow rate by 30% from that of the coal fired boiler. The plant heat rate will increase accordingly. Thus, for a coal unit at 9650 BTU/Kwhr, the heat biomass heat rate will increase to 11,533 BTU/Kwhr (29.6% efficiency).

Again, depending upon the fuel cost of the biomass, the increased heat rate translates into an overall increase in fuel costs. The increase in gas flow rate typically causes a derating of the unit. In addition, a complete new feed system with its costs will add to the capital cost of the plant conversion.

5.2 Performance Changes and Cost Drivers for Conversion

For the reasons mentioned above, full conversion to 100% biomass firing usually results in a derating of the unit. The typical derating is to the 75% level of full load on coal. Never-the-less, it is possible to do enough modifications to allow a plant to carry full load on biomass pellets.

By contrast, if 100% biomass were to be fired and the alkali content of the ash was relatively high, then slagging, fouling, and corrosion will all be experienced. Recognize that slagging, fouling and corrosion can lead to a unit failure. Once localized corrosion begins due to say potassium salts having a low melting temperature, it doesn't take much to keep corroding away the metal and causing a tube leak.

5.3 High Level Cost Analysis for Conversion

Drax Plant Case UK

The Drax plant in the UK was originally a 6 x 660 Mw coal fired power plant. The UK has established a CO₂ tax equivalent to \$1.77/MMBTU on coal (roughly double the US price of coal). As biomass is considered

a renewable fuel (with the proper production caveats), the burning of biomass avoids the carbon tax. Consequently, the Drax plant spent \$1.2 billion to convert 3 of the units to biomass firing.

Nearly all of the pellets for the Drax plant come from the US. Indeed, as part of the cost, Drax owns several pellet plants in the US. The total consumption of pellets is on the order of 7 to 8 million tons/yr. The cost of the pellets on the market is around \$185/ton.

In addition to the unit conversion costs, special transportation rail cars were developed with covers to avoid problems with rain, wind, and weather. Drax now owns 200 such rail cars. The rail cars can hold about 86 tons of biomass. The volume of the cars is 30% larger than any other rail cars in the UK. After delivery to the site by train, pellets are automatically unloaded as the train passes, without stopping, through a dedicated, multi-level, unloading building incorporating a 45 ft deep sheet piled basement.

The fuel is then transported via a system of conveyers, most supported on steel gantries, to a maximum height of 215 ft. A process building facilitates the screening of the fuel to remove oversized materials and ferrous contaminants. The fuel is then conveyed to one of four 207 ft diameter, 150 ft high storage domes, each one capable of storing more than 3.9 million ft³ of biomass.

Drax is in the process of converting the 4th unit at the site. Units 5 and 6 will be converted to a closed cycle gas turbine system that is under development. The capital cost for unit 4 is anticipated to be less than the cost for the first 3 as critical infrastructure is already available. Thus, with enough time and money, it is certainly possible to convert a coal fired unit to 100% biomass firing.

Dominion Power Case

Larger units have been more likely to co-fire biomass at the 20% level. Dominion Power converted 3 coal fired units to biomass in Virginia at their Altavista station. The 3 fluid bed units were originally designed for 63 Mw each, but were derated to 51 Mw with the conversion. The total cost was \$166 million. The wood waste is delivered by truck. Each unit requires about 100 trucks/day. The units had been relegated to peaking duty, but are anticipated to run at 92% capacity factor as the waste wood is local and relatively inexpensive. In this instance, the capital cost works out to \$1085/Kw. This cost is relatively low compared to the cost of building a new facility at a greenfield site. A new combined cycle plant would cost around \$1100/Kw and would burn more expensive natural gas. In this case, the combination of power need and low cost waste fuel availability made economic sense. However, imagine a 500 Mw plant burning the same fuel and needing 1000 trucks/day to deliver the fuel. Besides the lack of such fuel availability, the plant would not be able to get a fugitive dust permit for such an operation

6.0 Summary and Conclusions

It is clearly technically possible to convert coal fired units to either natural gas firing or biomass firing. The costs of such conversions are extremely site specific. Factors that must be considered include the original design and fuel for the boiler, infrastructure requirements, fuel availability and costs for natural gas and for biomass, subsidies that might be available, financing, and environmental concerns. Technical issues for natural gas include superheat temperatures and respective metal temperatures if the gas temperature

entering the superheater increases. There is also the estimated 4% loss in generation efficiency. For biomass, the issues are increased gas weights, the loss of efficiency, and the potential for corrosion from undesirable ash constituents (alkalis and chlorides). Performance studies on the unit in question are an absolute necessity. These evaluations will provide the groundwork for what is possible and what is required for any type of unit conversion.

All that being said, the most common conversions are for co-firing of these fuels, particularly for the larger sized units. This approach tends to preserve flexibility going forward and tends to minimize the costs and potential problems that might be encountered during and after the conversion. For natural gas firing, roughly 2/3 load capability on gas appears to be a common result. For biomass, about 20% of the heat input is typically selected. That is not to say that other ratios cannot be obtained. These results have been somewhat typical in the US. Results will obviously be different in other countries. The UK is a clear example in the case of biomass.

11 ANEXO C - Memo CCS, cogeneración de hidrógeno y desalinización de agua de mar

MEMO

Inodú – Energy & Sustainability
Eliodoro Yáñez 2876, Oficina 31
Providencia, Santiago
Teléfono +56 2 2502 0626

Referencia: CCS, producción de hidrógeno, desalinización de agua de mar
Preparado por: Juan de Dios Rivera (Consultor Independiente)
Fecha: 25 de octubre, 2018

11.1 Captura y almacenamiento de carbono (CCS)

La captura y almacenamiento, o secuestro, de carbono (CCS) es generalmente aceptada como una tecnología que permite reducir las emisiones de gases invernadero (GHG) con relativamente bajo costo. Más aún, esta tecnología permite producir “emisiones negativas” si se usa con biomasa. Sin embargo, todavía no hay instalaciones a una escala suficientemente grande para probar su conveniencia, debido a un conjunto de problemas técnicos, económicos y comerciales [32].

Los procesos de CCS tienen al menos tres etapas: captura, transporte, y almacenamiento o utilización del CO₂. En la primera etapa este gas se separa de los productos de combustión, o del combustible, según sea el caso, y se acondiciona y comprime para su posterior transporte, almacenamiento o uso. En la segunda etapa, el CO₂ se transporta, ya sea por un conducto, barco o camión, hasta el punto donde se almacenará permanentemente o donde se le dará uso. En la etapa de almacenamiento, el CO₂ se inyecta en alguna formación geológica o en el mar, donde pueda permanecer estable por largo tiempo, al menos 100.000 años [89], hasta que el calentamiento global ya no sea un problema. Es importante mencionar que se usa grandes cantidades de CO₂ en la recuperación mejorada de petróleo (EOR), para desplazar el residuo de petróleo de la formación geológica donde se encuentra, después de que el yacimiento esté agotado de acuerdo a la tecnología convencional; este CO₂ queda almacenado en forma estable. En este caso se trata de un uso que lo deja almacenado y los documentos consultados lo consideran como almacenamiento, no como uso. Finalmente, hay oportunidades donde el CO₂ capturado puede usarse en algún proceso industrial (especialmente industria alimenticia) en lugar de almacenarlo, en remplazo de CO₂ que habría que generar por otros medios.

En el caso chileno, los pozos de petróleo se encuentran en Magallanes, muy lejos de las centrales termoeléctricas a carbón, incluso las que están en Coronel. La distancia y la geografía accidentada hace muy difícil justificar una cañería para transportar CO₂ desde Coronel a Magallanes. Sin embargo, si el precio del petróleo es suficientemente alto, eventualmente podría justificar su transporte en barco. Por

otro lado, el consumo anual de CO₂ industrial en Chile es del orden de 0,05·10⁶ ton/año, que es muy poco comparado con la producción de una central a carbón de 110 MW, que produciría del orden de 10⁶ ton/año si captura el 90% del CO₂ [90]. Adicionalmente, gran parte del consumo de CO₂ industrial en Chile es abastecido principalmente por dos plantas que capturan el CO₂ de la planta de hidrógeno de las refinerías de Enap, gas que, de lo contrario, sería descargado a la atmósfera. En resumen, el destino más probable para el CO₂ capturado en centrales termoeléctricas a carbón en Chile es el almacenamiento de largo plazo.

Procesos de captura de CO₂

Los procesos más desarrollados de captura de CO₂ se dividen en tres grandes tipos: post-combustión, pre-combustión y oxicomcombustión, como muestra la Figura 63. Fuera de ellos, existen muchos otros en distintas etapas de desarrollo, como ser combustión de combustibles sólidos en ciclos químicos, procesos de captura post-combustión con ciclos de calcio, separación de CO₂ a baja temperatura mediante absorbentes sólidos, y membranas de polímeros para post-combustión [91]. Mas detalles se pueden encontrar en el Capítulo 2 del texto de Kuckshinrichs y Hake “Carbon Capture, Storage and Use” [92], en [91] y en el material de apoyo.

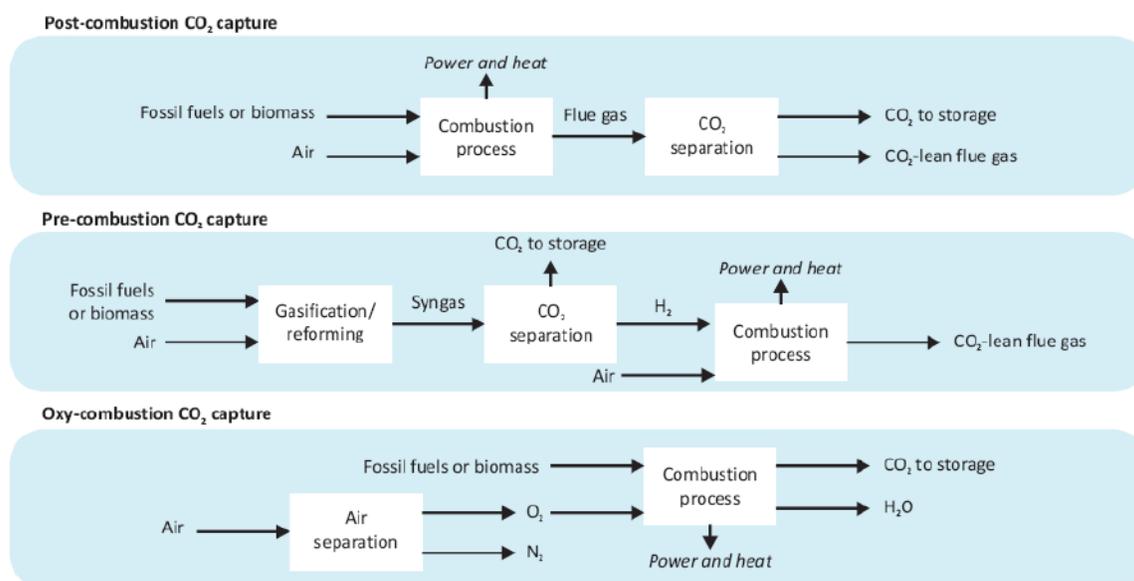


Figura 63: Esquema de los tres principales tipos de procesos de captura de carbono [91].

Transporte de CO₂

El dióxido de carbono se puede transportar como cualquier otro fluido, es decir, por medio de gasoductos, barco o camión. Dado el gran volumen de CO₂ que habría que transportar, normalmente se consideran sólo las opciones de gasoducto y barco. El medio de transporte y los materiales empleados imponen restricciones a las impurezas del CO₂, debido a posible corrosión y formación de compuestos que obstruyan válvulas y cañerías, por seguridad de las personas, o por limitaciones del sitio geológico donde se almacenará [93]. La Tabla 31 ilustra algunos límites de impurezas recomendados.

Tabla 31: Límites recomendados para impurezas del CO₂ [92].

Compuesto	Límite
H ₂ O	500 ppm
H ₂ S	200 ppm
CO	2000 ppm
SO _x	100 ppm
NO _x	100 ppm

Existe amplia experiencia en el transporte comercial de CO₂ por cañerías, siendo esta una tecnología madura. El punto crítico del CO₂ se encuentra a 7,36 MPa (73,6 bar) y 31 °C, por lo que el transporte en cañería se hace a presiones superiores a la crítica para asegurar que en ningún caso habrá flujo en dos fases (el fluido será líquido si la temperatura es inferior a 31 °C, o supercrítico, si la temperatura es mayor) [94]. No es técnicamente conveniente transportar en cañería un fluido en dos fases. Fuera de esta consideración, el diseño de las cañerías para transportarlo sigue los procedimientos corrientes para cualquier fluido.

En cuanto al transporte de grandes cantidades CO₂ por barco, hay poca experiencia, y en los casos existentes el volumen transportado es significativamente menor de lo habitual para LPG y LNG. Barcos hechos para transportar LPG se pueden usar para CO₂, operándolos a 0,65 MPa (6,5 bar) y -52 °C. Estudios indican que las condiciones más económicas para transportarlo por barco son de 1,5 MPa (15 bar) y -30 °C [94].

Almacenamiento de CO₂

El dióxido de carbono se puede almacenar por tiempos muy largos en los océanos, en algunas formaciones geológicas profundas, y en la carbonatación de minerales [94]. El almacenamiento en océanos no ha sido probado y está objetado por su efecto en ecosistemas marinos, acidificación del agua, y filtración del CO₂ de vuelta a la atmósfera [89]. La carbonatación de minerales es más cara que los otros dos, y también enfrenta objeciones ambientales. Finalmente, el almacenamiento en formaciones geológicas tiene un gran potencial y está probado para algunos casos. Este es el único tipo de almacenamiento que analizaremos en este informe.

Las formaciones geológicas que se han identificado con buenas perspectivas son a) yacimientos agotados de hidrocarburos, incluyendo la recuperación mejorada de petróleo y gas natural, b) mantos de carbón, y c) acuíferos salinos. El CO₂ también puede ser almacenado en cavidades subterráneas, como ser cavernas de sal, tal como se hace con el GN. Sin embargo, su capacidad es reducida comparada con el volumen de CO₂ que se debe almacenar, por lo que no se considera para el CCS, salvo como almacenamiento temporal. De todos estos medios, los acuíferos salinos son los de mayor potencial por su ubicación más corriente y su enorme capacidad de almacenamiento [94]. Dada la ubicación de las centrales termoeléctrica a carbón en Chile, sólo consideraremos los acuíferos salinos, por ser esta la única tecnología probada. Para que sea efectivo en mitigar el calentamiento global, el almacenamiento debe tener una tasa de filtración a la

atmósfera menor a 1 % cada 1.000 años [89]. Los mantos de carbón de la zona de Arauco podrían ser una alternativa de almacenamiento, pero no hay estudios que indiquen su capacidad de almacenamiento ni la retención del gas durante el largo período de tiempo necesario.

Una alternativa a su almacenamiento es la utilización del CO₂ capturado en algún proceso industrial. La demanda global por CO₂ se estima actualmente en 222 millones de toneladas al año [40], concentrada principalmente en países productores de petróleo. Existen diversas aplicaciones del CO₂ en múltiples industrias. Además, existe una intensa investigación y pruebas piloto que buscan desarrollar nuevos procesos industriales que lo utilicen como insumo. Un resumen de las alternativas actualmente en etapa comercial y en desarrollo se muestra en la Figura 64.

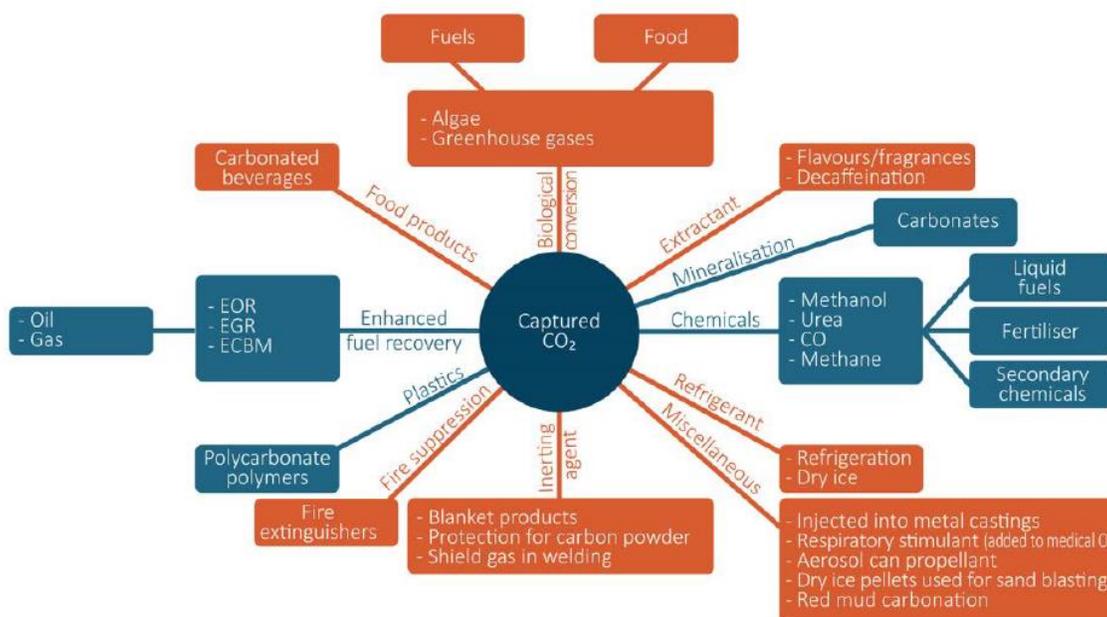


Figura 64: Usos potenciales del CO₂ en procesos industriales. Fuente: NETL, mostrado en [40].

Nivel de desarrollo de la tecnología

El nivel de desarrollo de las distintas tecnologías de CCS en términos del índice “*Technology Readiness Level*”, en una escala de TRL1 a TRL9, se muestra en la Fig. 5.2.2. El progreso de la tecnología pasado el TRL3 exige una inversión significativa en investigación, mientras que llevar la tecnología más allá del nivel TRL5 o TRL7 requiere financiamiento importante de plantas piloto y proyectos demostrativos, e interés comercial de las empresas. A continuación, analizaremos brevemente el nivel de desarrollo de las tecnologías de captura, transporte, almacenamiento y, eventualmente, utilización de CO₂.

Tabla 5.2.2. Nivel de desarrollo de las distintas tecnologías (Technology Readiness Level, TRL) [32].

	TRL2 Formulación	TRL3 Prueba de concepto	TRL4 Prototipo de laboratorio	TRL5 Planta escala laboratorio	TRL6 Planta piloto	TRL7 Demostración	TRL8 Requiere refinamiento comercial	TRL9 Comercial
Captura		PstComb ¹ líquidos iónicos Generación BECCS ² PrComb ³ separación baja temp. Membranas densas inorgánicas	Turbina a gas con oxi-combustión	Membranas densas inorgánicas (separación de H ₂ para reformador)	Membranas poliméricas PstComb ¹ solventes bifásicos Combustión con ciclado químico (CLC) Ciclado con carbonato de calcio (CaL)	Membranas poliméricas PrComb ³ IGCC ⁴ + CCS ⁵ Centrales carbón con oxidación PstComb ¹ adsorción BECCS ² industrial Captura directa del aire (DAC)		PstComb ¹ aminas en CenTerm ⁶ PrComb ³ procesamiento de GN ⁷
Transporte								Cañerías en tierra y submarinas Barcos
Almacenamiento	Océano	Mineral				Yacimientos de petróleo y GN ⁷ agotados EGR ⁸ con CO ₂		Formaciones salinas EOR ⁹
Uso					Uso de CO ₂ , excluido EOR ⁹			

Notas: ¹PstComb = post combustión; ²BECCS = bio-energía con CCS; ³PrComb = pre combustión; ⁴IGCC = gasificación integrada con ciclo combinado; ⁵CCS = captura y almacenamiento de carbono; ⁶CenTerm = central termoeléctrica; ⁷GN = gas natural; ⁸EGR = recuperación mejorada de gas natural; ⁹EOR = recuperación mejorada de petróleo

Captura de CO₂

La absorción química mediante soluciones de aminas ha sido usada por décadas para remover el CO₂ del GN, por lo que se considera con TRL9. Adicionalmente, esta tecnología ha sido usada en dos plantas comerciales instaladas recientemente, Boundary Dam (2014) en Saskatchewan, Canadá [90], y Petra Nova (2017), en Texas [95]. Por otro lado, el desarrollo de membranas poliméricas (Polaris y Air Products) ha llevado esta tecnología al nivel TRL7. Otras tecnologías que alcanzan el nivel TRL7, como la de oxi-combustión, podrían llegar al nivel comercial en el futuro próximo. En contraste con las tecnologías de post-combustión, la IGCC-CCS no ha sido igualmente exitosa, con algunos proyectos cancelados recientemente por problemas técnicos y costos mayores a los presupuestados [32].

En resumen, la captura de CO₂ mediante absorción por una solución de amina está relativamente probada, con dos plantas comerciales en operación. Sin embargo, estos son proyectos pioneros, y los costos pueden reducirse todavía significativamente (ver sección “Proyecto de conversión de la Unidad 3 de la central Boundary Dam de SaskPower”).

Transporte de CO₂

Estas tecnologías están maduras y bien establecidas, existiendo más de 6 500 km de gasoductos en el mundo que transportan CO₂, la mayoría asociados a operaciones de EOR (recuperación mejorada de petróleo). El transporte en barco también está relativamente maduro [32].

Almacenamiento de CO₂

El almacenamiento asociado con EOR (CCS-EOR) está ampliamente probado a escala comercial (TRL9), ya que la tecnología EOR lleva ya muchos años de desarrollo y tiene su motivación propia en la producción de petróleo. En contraste, el almacenamiento asociado a EGR (*Enhanced Gas Recovery*) y en yacimientos agotados de petróleo y GN no alcanza aún al nivel comercial (TRL7). Por otro lado, el almacenamiento en depósitos salinos ya ha sido demostrado en proyectos a escala comercial (TRL9), tanto en tierra como bajo el mar. El almacenamiento en el mar y en estructuras minerales bajo tierra están todavía en etapas tempranas de desarrollo (TRL2 y TRL3, respectivamente).

Uso de CO₂

El CO₂ capturado tiene usos en la industria alimenticia, por ejemplo, carbonatación de bebidas y preservación de alimentos frescos, y en la industria química, como ser, para la síntesis de metanol y urea. También ha sido usado en invernaderos, para acelerar el crecimiento de las plantas [32]. Sin embargo, la producción de CO₂ de una central de carbón de 250 MW puede ser mayor a 3 millones de toneladas al año, lo que es muy superior al consumo de Chile, del orden de 50.000 toneladas al año.

Costos

Los costos de un sistema de CCS dependen fuertemente de la central termoeléctrica y su ubicación. Sin embargo, se necesita alguna referencia de costo para evaluar en forma muy preliminar la factibilidad de esta tecnología.

Costos de captura

Analizaremos los costos de captura de CO₂ por el proceso de absorción con solución de amina, ya que como vimos en la sección “Nivel de desarrollo de la tecnología” es el único probado a nivel comercial. Para esto tomaremos el análisis realizado en 2007 por un equipo liderado por el NETL (*National Energy Technology Laboratory* del *Department of Energy* de EE. UU.), que incorporó a Alstom Power Inc., AEP, ABB, Science Applications International Corporation (SAIC) y Research and Development Solutions (RDS) [96], el que expande otro estudio realizado en 2001 [97]. Este estudio considera la conversión de la Unidad 5 de la central Conesville, perteneciente a AEP de Columbus, Ohio, que tiene seis unidades con una capacidad total de ~2.080 MWe. La Unidad 5 tiene una potencia nominal de 450 MWe, quema carbón

bituminoso de Ohio y data de 1976. La caldera es subcrítica, con quemadores tangenciales de inclinación ajustable. El Anexo Procesos de CCS da más detalles de esta unidad.

El estudio se hizo para porcentajes de captura de CO₂ de 90, 70, 50 y 30 %. La Tabla 5.2.3. resume los costos adicionales que significa la implementación de CCS en la central termoeléctrica existente, para 90 y 30 % de captura de CO₂. La capacidad de generación y eficiencia disminuye desde 434 MW y 35,0 % hasta 303 MW y 24,5 %, respectivamente, con 90 % de captura (reducción de 30 % en la capacidad). Esta reducción en la capacidad neta y en la eficiencia se debe tanto al calor consumido por la captura de CO₂ como al nuevo consumo parásito. Este último se debe principalmente a la compresión y licuefacción del CO₂. El factor de planta considerado es 85 %. El costo incremental de la electricidad (LCOE) incluye el costo de recuperación del capital, considerando un horizonte de 20 años, tasa de impuesto a las utilidades de 38 %, una tasa de descuento de 9,67%, y sin considerar venta de CO₂. Tanto este costo como la inversión total, muestran un comportamiento casi lineal con el porcentaje de captura. Por otro lado, el incremento en costo de la energía eléctrica también tiene un comportamiento casi lineal con el factor de planta, el monto de la inversión, y el costo de la electricidad no generada, como muestra la Fig. 5.2.2.

Tabla 5.2.3. Costos incrementales de instalar un sistema CCS de postcombustión por absorción con amina a una central termoeléctrica a carbón existente de 434 MW. Costos en USD de 2006 [96].

	Unidad	90% captura	30% captura
Incremento de costos			
Inversión total	10 ⁶ USD	400,09	211,84
Inversión total unitaria	USD/kW	1.319	540
Operación y mantención fijos	10 ⁶ USD/año	2,49	1,87
Operación y mantención variables	10 ⁶ USD/año	17,65	7,02
Costo electricidad no producida	10 ⁶ USD/año	62,19	19,89
Venta de CO ₂	10 ⁶ USD/año	0,00	0,00
¹ Consumo gas natural	10 ⁶ USD/año	0,65	0,21
Incremento costo electricidad			
Costo capital	USD/kWh	31,0	12,7
O y M fijos	USD/kWh	1,3	0,7
O y M variables	USD/kWh	36,6	9,6
Insumos O y M	USD/kWh	0,3	0,1
Total	USD/kWh	69,2	23,1
² Costo mitigación CO ₂	USD/ton	89	113
¹ Costo captura CO ₂	USD/ton	59	77

Notas: ¹ El gas natural se usa para la regeneración del desecante en la unidad de secado de CO₂. ² El costo de captura corresponde al costo de cada ton de CO₂ que la planta captura. El costo de mitigación es el costo de cada ton de CO₂ evitado por unidad de energía neta generada; es mayor que el costo de captura porque la generación neta disminuye con la planta de captura y, por lo tanto, se produce más CO₂ por unidad de energía eléctrica neta generada.

Los costos no consideran costos de transporte y almacenamiento, ni inversión en cañería de transporte o instalaciones de carga de CO₂, para el caso de que el transporte se haga por barco o camión. Todas las

estructuras fueron diseñadas suponiendo que no hay terremotos. Los costos de inversión fueron estimados con un margen de 30 %. También excluyen los costos de los permisos ambientales, derechos de importación, costos financieros y otros.

El consumo de calor en la planta de captura y la inversión requerida que se han reducido con el desarrollo de la tecnología, y tienen un efecto importante en el incremento de costo de la electricidad. En efecto, entre el estudio anterior [97] y este, se estima una reducción en el consumo de calor desde 5.466 hasta 3.605 kJ/kg CO₂ (34 % menos), lo que mejora la eficiencia de generación de 20,3 a 24,5 %. También se estimó una reducción en la inversión de 52 %, que, en conjunto, redujo el incremento en el costo de la electricidad en 43 %. Lo más probable es que tanto el calor consumido como el monto de la inversión sigan bajando. El incremento en costo de la electricidad es impactado por, en orden de importancia, nivel de captura de CO₂, consumo de calor en la planta de captura, factor de planta, inversión, y costo de la electricidad no generada. La reducción del consumo de calor en la captura influye significativamente en la eficiencia de central y en el incremento de costo de la electricidad. En efecto, una reducción de 1.000 kJ/kg de CO₂ en la captura de 90 %, aumenta la eficiencia neta en 1,6 puntos porcentuales y reduce el incremento de costo en 4,3 % respecto al caso base.

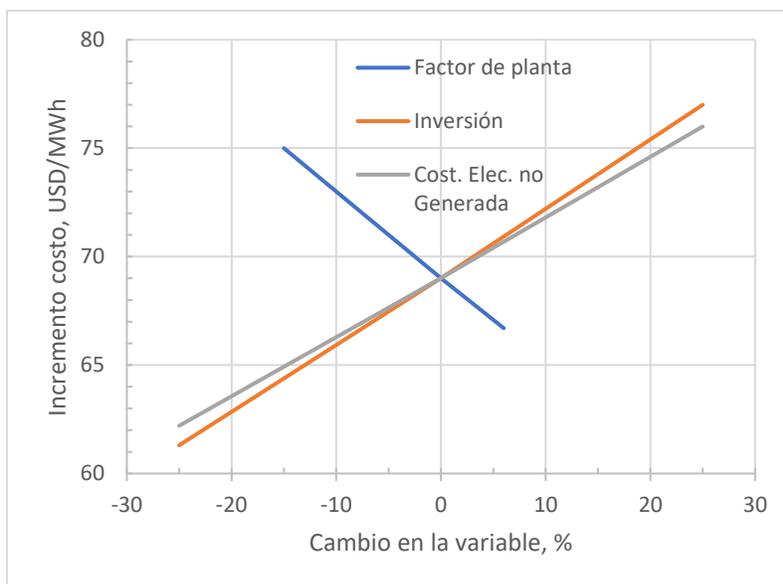


Figura 5.2.2: Cambio del incremento en el costo de la electricidad al variar algunos factores de un proyecto de CCS.

Costo de transporte

Las opciones de transporte de CO₂ son cañería, barco y camión, todas ellas probadas, aunque sea a pequeña escala. Para los volúmenes que hay que transportar en CCS, el transporte por cañería es el más indicado, a menos que las distancias y accidentes geográficos lo hagan excesivamente caro. En estos casos, la alternativa es el transporte en barco. El transporte en camión se descarta, ya que es impracticable al nivel necesario para CCS. A pesar de que muchas publicaciones mencionan el transporte en barco como

una opción válida, no hay estudios de costo para esta alternativa, por lo que aquí consideraremos solo los costos de transporte por cañería [98].

El costo de construir un conducto es muy variable, dependiendo de lo accidentado del terreno y el uso que se le esté dando (agricultura, desarrollos urbanos, industriales, etc.). Las economías de escala son importantes tanto en cuanto al largo del conducto como en su capacidad. En términos de capacidad, las economías de escala se hacen modestas para capacidades mayores a 10 MtCO₂/año⁸⁸. El costo del transporte por conducto reportado por tres importantes estudios fue puesto en la misma base por Rubin et al. [98], y es resumido en la Tabla 5.2.4.

Tabla 5.2.4 Resumen de costos de transporte por conducto terrestre y submarino reportado por tres estudios, en USD de 2013 por millón de tonelada de CO₂ transportada 250 km

Capacidad del conducto	USD/tCO ₂ /250 km		
	3 MtCO ₂ /año	10 MtCO ₂ /año	30 MtCO ₂ /año
<i>Terrestre</i>			
Alto	10,9	3,7	2,2
Bajo	4,3	2,2	1,3
Promedio	6,8	3,1	1,7
<i>Submarino</i>			
Alto	14,8	4,8	2,4
Bajo	7,2	3,4	1,9
Promedio	10,3	4,2	2,2

Costo de almacenamiento

La única tecnología de almacenamiento considerada actualmente como opción válida es en formaciones geológicas. Consecuentemente, los estudios de costo más recientes se refieren exclusivamente a esta alternativa. Existe gran incertidumbre en los costos debido a posibles nuevas regulaciones a este tipo de almacenamiento, dificultad para conseguir permisos ambientales, e incertidumbre sobre la aceptación pública de la tecnología. Rubin et al. [98] resumen y compatibilizan cuatro estudios de costo del almacenamiento geológico de CO₂, llegando a un promedio de 9 USD/tCO₂, con un máximo de 18 y un mínimo de 1 USD/tCO₂, todos en USD de 2013.

Proyecto de reconversión de la Unidad 3 de la central Boundary Dam de SaskPower

Los procesos de captura de carbono de postcombustión son los que mejor se adaptan a la reconversión de plantas generadoras a carbón, debido a que requieren menores cambios y ajustes a la planta existente. Adicionalmente, los procesos de captura mediante absorción en solución de aminas son los únicos probados a escala comercial (ver Tabla 5.2.2). En efecto, han sido probados en la Unidad 3 de la planta Boundary Dam (BD3) en Saskatchewan, Canadá, y en la Unidad 8 de la planta WA Parish, Texas, USA. En el primer caso, la planta de CCS procesa la totalidad de los gases de la Unidad 3 de 139 MW; en el segundo

⁸⁸ Mega (un millón) toneladas de CO₂ al año.

caso, la planta procesa una parte equivalente a 240 MWe de los gases de la Unidad 8, de 640 MWe, es decir, el 37,5 % del total de los gases de la unidad. De estas dos, hemos seleccionado a BD3 como caso de estudio ya que lleva más tiempo de operación y, consecuentemente, ha acumulado más experiencia e información.

La Unidad 3 de Boundary Dam (BD3) es la primera generadora a carbón en el mundo a nivel comercial con un sistema CCS [90], y ha operado en forma casi continua desde el 2 de octubre de 2014 hasta al menos abril de 2018 [99]. La central Boundary Dam, cuyo propietario es SaskPower, tiene seis unidades que dan una potencia total de 824 MW. La Unidad 3 estaba programada para cerrar en 2013, después de servir por 45 años, pero se propuso su readecuación con un sistema de captura de CO₂ postcombustión, que prolongaría su vida por 30 años, en lugar de desmantelarla y construir una nueva unidad.

El plan original era desmantelar la Unidad 3, construida en 1970, [100], y construir una nueva planta a carbón de 300 MW. Sin embargo, el costo de la nueva planta escaló de USD 1.500·10⁶ a USD 3.800·10⁶ y se consideró una reconversión más barata. La readecuación se aprobó en 2008, la decisión final se tomó en 2010, la construcción de las partes críticas se inició a principios de 2011 y la planta se terminó en diciembre de 2013, para iniciar la operación en octubre de 2014 [90].

La remodelación de la Unidad 3 permite **capturar el 90% de las emisiones de CO₂**, pero **redujo su potencia nominal de 139 MW a 110 MW**. El CO₂ capturado se transporta por una **cañería de 66 km hasta Weyburn**, donde se usa en la recuperación mejorada de petróleo (*Enhanced Oil Recovery*, EOR). Esta es una operación de Cenovus Energy, quién firmó contrato con SaskPower para comprar la producción total de **10⁶ ton (1.000 kg) de CO₂ al año**. El CO₂ que eventualmente sobre se envía para ser almacenado en un pozo experimental de inyección en Aquistore, muy cerca de Boundary Dam, el que es administrado por el Petroleum Technology Research Centre. La reconversión consideró también un sistema de desulfuración de gases (*Flue Gas Desulfurization*, FGD), para permitir la captura de CO₂. Con esto se alimenta una planta de ácido sulfúrico de 50 ton/día. También se cambió la turbina a vapor por una nueva para integrarla a la captura de CO₂ y al sistema de FGD, haciendo el conjunto más eficiente. Se hicieron varias otras mejoras a la planta, como ser la instalación de quemadores de bajo NO_x, remodelación de la caldera con mayor superficie convectiva para aumentar la temperatura del vapor sobrecalentado de 538 a 566 °C (1.000 a 1.050 °F), cambios en cañerías de vapor y condensado, nuevo sistema de control, y otras menores [39]. La Fig. 5.2.3 muestra un esquema del proyecto y la Fig. 5.2.4 reproduce una fotografía de la central donde se distingue la unidad de captura de CO₂.

Además de reducir las emisiones de CO₂, la conversión de la Unidad 3 disminuyó las emisiones de otros contaminantes, como muestra la Tabla 5.2.5. Las emisiones de aguas contaminadas de la planta de captura de SO₂ y CO₂ se incineran en la misma caldera, por lo que no producen impacto ambiental [39]. La planta de ácido sulfúrico reduce a cero la producción de residuos sólidos, generando, en cambio, un producto comercial.

Tabla 5.2.5. Generación, consumos parásitos y reducción de las emisiones atmosféricas logradas con la conversión de la Unidad 3 de Boundary Dam [39].

Variable	Original (1969)	Convertida (2014)
Generación y consumos parásitos, MW		
Potencia bruta	150	161,1 ^a
Servicios de generación	11	11,9
Servicios de captura		11,4
Compresión CO ₂		13,9
Calor consumido en captura		13,7 ^b
Potencia neta	139	110,2
Emisiones específicas, ton/GWh netas		
CO ₂	1.040	130
SO _x	6,5	0
NO _x	2,2	1,21
PM10	0,173	0,014
PM2,5	0,059	0,006
Emisiones, 90 % factor planta, ton/año		
CO ₂	1.139.700	112.700
SO _x	7.123	0
NO _x	2.410	1.050
PM10	190	15
PM2,5	65	7

Notas: ^a Esta es la generación sin considerar el consumo de vapor de las plantas de captura de SO₂ y CO₂; ^b Corresponde a la potencia que deja de generar la turbina debido a la extracción de vapor para las plantas de captura de SO₂ y CO₂.

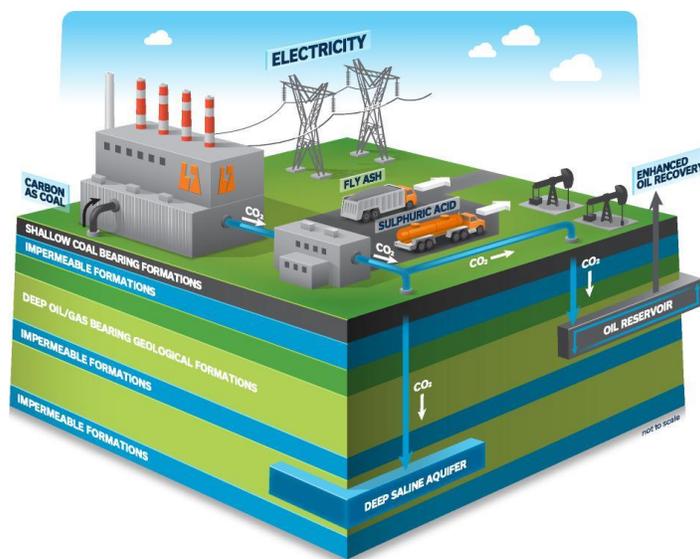


Figura 5.2.3. Esquema del proyecto BD3 de SaskPower [100].



Figura 5.2.4. Foto de la Central Boundary Dam de SaskPower, donde se ve a la derecha (recuadro amarillo) la planta Cansolv de captura de SO₂ y CO₂ [90].

La realización de este proyecto fue posible gracias a la visión de largo plazo de SaskPower, unido al apoyo del Gobierno de Saskatchewan, motivado por las enormes reservas locales de carbón y la necesidad de CO₂ para la recuperación mejorada de petróleo (EOR) de yacimientos cercanos [100]. En efecto, desde la década de 1980 SaskPower estaba convencido que el público no aceptaría más centrales a carbón, a menos que fueran con tecnologías limpias. A mediados de esa década, SaskPower inició la operación de una planta piloto de captura de CO₂. Junto con esto, los yacimientos locales de petróleo empezaron a

probar distintas tecnologías para revitalizar sus pozos, cuya producción iba decayendo. Esto creó una demanda por CO₂, importado desde EE. UU., que se manifestó en repetidas conversaciones entre los productores de petróleo y SaskPower con el fin de que este último pudiera suplir el CO₂ necesario para la EOR [100]. El gobierno de Saskatchewan aportó USD 219·10⁶ (CAD 240·10⁶)

Los subproductos de valor, CO₂, ácido sulfúrico y ceniza volante, fueron claves para la viabilidad del proyecto [100]. Cuando se tomó la decisión, implementar CCS en BD3 era más económico que instalar una nueva planta con gas natural y ciclo combinado (NGCC), debido al alto precio del GN en ese momento; años más tarde este precio bajó.

SaskPower considera que el proyecto resultó exitoso, ya que se cumplieron las especificaciones técnicas, a pesar de los problemas iniciales [100] [101], y que han continuado en menor grado hasta la fecha. Sin embargo, el éxito económico no está claro. En efecto, el proyecto ha resultado muy caro, costo que han pagado los clientes de SaskPower [102]. En efecto, detractores del proyecto afirman que hay otras alternativas de reducción de emisiones de CO₂ más económicas [103]. Esta visión se ve reafirmada por la reciente decisión de SaskPower de no aplicar la misma tecnología en las unidades BD4 y BD5, que están programadas para cerrar en 2019 [104]. Sin embargo, Corwyn Bruce, Head of Technical Services, International CCS Knowledge Centre, manifestó en una entrevista [105] que la decisión de SaskPower no significa que haya perdido interés en CCS, y que estudia aplicar PC-CCS (Post Combustion CCS) de segunda generación en su planta Shand Power Station. Las razones tienen que ver con la antigüedad de las unidades BD4 y BD5, su tamaño relativamente pequeño (150 MW cada una), y la dificultad para extraer vapor de la turbina para usar en el proceso de CCS. Las unidades de Shand Power Station, por otro lado, son de 300 MW y, con modificaciones menores, se puede extraer vapor de las turbinas para la planta de CCS. A fines de 2018 el *International CCS Knowledge Center* publicará un estudio completo de la reconversión de una unidad en la central Shand Power Station.

Costos y beneficios del proyecto

Hay al menos tres referencias para el costo de capital del proyecto. La primera [90] indica que la remodelación de la Unidad 3 costó USD 354·10⁶, incluida la turbina nueva, a lo que hay que agregar aproximadamente USD 1.400·10⁶ por el sistema CCS. Con esto, el costo total asciende a USD 1.754·10⁶. El Gobierno de Saskatchewan aportó USD 219·10⁶ (CAD 240·10⁶) en 2008. Las otras dos [100] [102] coinciden en que el costo total fue USD 1.338·10⁶ (CAD 1.467·10⁶, a una tasa de cambio de 0,912 USD/CAD, al 01/05/2014), incluyendo remodelación, turbina y sistema CCS. Según [100], el costo de capital se desglosa en 30% en mejoras a la planta, 20% en control de emisiones y aumento de la eficiencia, y 50% en la captura de CO₂. El costo total del proyecto es elevado debido a que, al ser la primera planta comercial de CCS, existe mucha redundancia de equipos y se cometieron algunos errores. Con la experiencia ganada, estiman que la inversión se puede reducir en 80 a 90 % [106]. El costo de la cañería que conduce el CO₂ hasta Weyburn no está considerado, ya que se asignó a la recuperación de petróleo.

No encontramos publicaciones oficiales de SaskPower con los costos de operación y mantención. Sin embargo, SaskPower creó el “International CCS Knowledge Center” [107] para compartir la experiencia de este proyecto y otros. Por otro lado, grupos detractores del proyecto han publicado estimaciones de

costos que parecen razonablemente justificadas [102] [103]. La Tabla 5.2.6 resume el flujo de caja estimado durante una vida útil del proyecto de 30 años. Esta estimación considera un factor de carga de 72%, con una generación neta anual de 757 GWh, un valor de venta de la electricidad de USD 58,81 (CAD 64,48), y costo promedio de operación, mantenimiento y combustible para la generación eléctrica de 31,46 USD/MWh (34,50 CAD/MWh). Por otro lado, para la planta de CCS considera un consumo parásito de electricidad de 253 GWh/año a un costo unitario de 65,46 USD/MWh (71,78 CAD/MWh), costo unitario de operación y mantenimiento de 8,94 USD/MWh (9,80 CAD/MWh), captura anual de un millón de ton/año de CO₂ que se vende a 20,98 USD/ton (23 CAD/ton) para EOR en Wayburn, y producen 15.500 ton/año de ácido sulfúrico que se vende a 45,6 USD/ton (50 CAD/ton).

Tabla 5.2.6 Flujo de caja estimado del proyecto BD3 para 30 años (CAD·10⁶) [102].

	Planta termoeléctrica	Planta captura CO ₂ y SO ₂	Total
	USD	USD	USD
Inversión			
Gobierno Federal	-82	-137	-219
SaskPower	-420	-700	-1119
Subtotal	-502	-836	-1338
Operación			
<i>Ingresos</i>			0
Venta electricidad	1782		1782
Venta ceniza volante	30		30
Venta CO ₂		629	629
Venta H ₂ SO ₄		21	21
<i>Gastos</i>			0
Operación, mantenimiento y comb.	-953	-268	-1221
Consumo parásito electricidad		-496	-496
Ganancia operacional	858	-114	744
Ganancia neta	357	950	1307

Contratistas y proveedores

El sistema de CCS fue contratado en marzo 2010, en modo EPC (*Engineering, Procurement and Construction*), con SNC-Lavalin y Cansolv Technologies. La readecuación de la caldera fue asignada en enero 2011 a Babcock & Wilcox en un contrato por USD 107·10⁶, quién suministro componentes críticos, como superficies de intercambio de calor y un nuevo sistema de combustión LowNOx. En febrero 2010 SaskPower firmo un acuerdo de colaboración con Hitachi, para trabajar en mejorar e implementar la tecnología CCS, incluyendo el sistema de control de la calidad del aire, caldera y turbogeneradores a vapor. Hitachi Canadá también suministró la turbina especialmente diseñada. Posteriormente, un consorcio entre Alberici Western Contractors y Balzer's Canada instaló la turbina en 2013 [90].

Descripción del sistema de captura de CO₂

La planta Cansolv de captura de CO₂ requiere que los gases ingresen con un contenido muy bajo de SO₂ (1 ppmv) y sólo trazas de NO₂ [106]. Ambos límites son necesarios porque estos contaminantes reaccionan con la amina de la solución que captura el CO₂, incrementando significativamente el consumo del reactivo, que es un factor importante del costo de operación. Para reducir el contenido de SO₂, SaskPower optó por integrar dos plantas Cansolv, una para capturar SO₂ y la otra para capturar CO₂. El proceso de ambas plantas es el mismo, absorción y desorción con soluciones de amina, cambiando sólo las especificaciones de la solución, las temperaturas de operación y los caudales de solución y producto. La integración de las dos plantas redujo el consumo de energía y los costos de inversión [100]. Cada planta consiste de un absorbedor, donde los humos se ponen en contacto con la solución a baja temperatura, un desorbedor, donde la solución rica en SO₂ o CO₂, según el caso, se calienta para expulsar el gas absorbido, y un conjunto de bombas, intercambiadores de calor y otros equipos auxiliares, como muestra la Fig. 5.2.5. Para una descripción más detallada, consultar [100] [108] [109] [110]. Para cumplir con la exigencia de trazas de NO₂, cambiaron los quemadores por unos con tecnología de bajas emisiones de NOx. El Anexo Procesos de CCS entrega una descripción mas detallada del proceso.

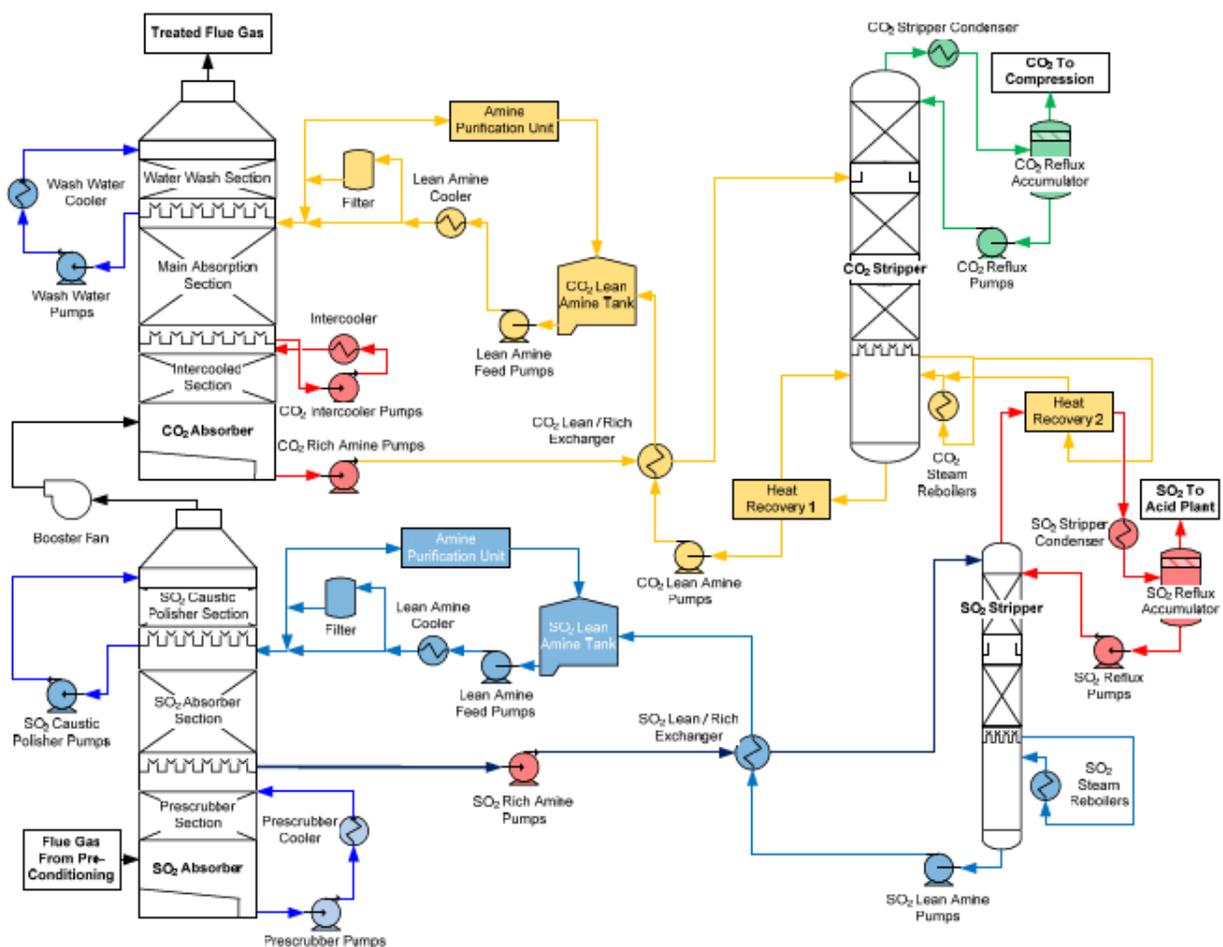


Figura 5.2.5. Esquema de la planta Cansolv para la captura de SO₂ y CO₂ [110].

El proceso captura más del 90% de CO₂ y prácticamente la totalidad del SO₂, consumiendo aproximadamente 2.500 kJ por kg de CO₂ [111] con una pureza de 99% [100]. Algunos de los aspectos clave de la planta es que produce cantidades mínimas de desechos sólidos y líquidos, con un muy buen control de las emisiones de amina. Adicionalmente, tiene muy buen control de la temperatura en las distintas etapas del proceso, para obtener el máximo rendimiento y eficiencia sin degradar la solución. El consumo parásito de energía se ilustran en la Fig. 5.2.6.

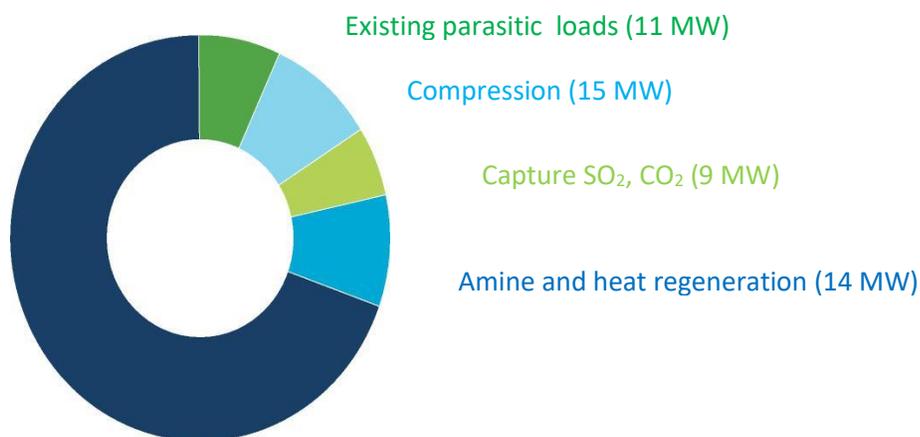


Figura 5.2.6. Consumo parásito de energía de la central BD3 [100].

Antes de ingresar a la planta Cansolv, los humos deben ser procesados para reducir el MP a menos de 10 mg/m³N y reducir su temperatura a la de saturación adiabática en el absorbedor de SO₂. Esto se logra mediante un precipitador electrostático (ESP) y un enfriador que recicla el calor al agua que retorna del condensador de la turbina. La Fig. 5.2.7 ilustra el esquema completo de tratamiento de los humos y destino de los gases capturados.

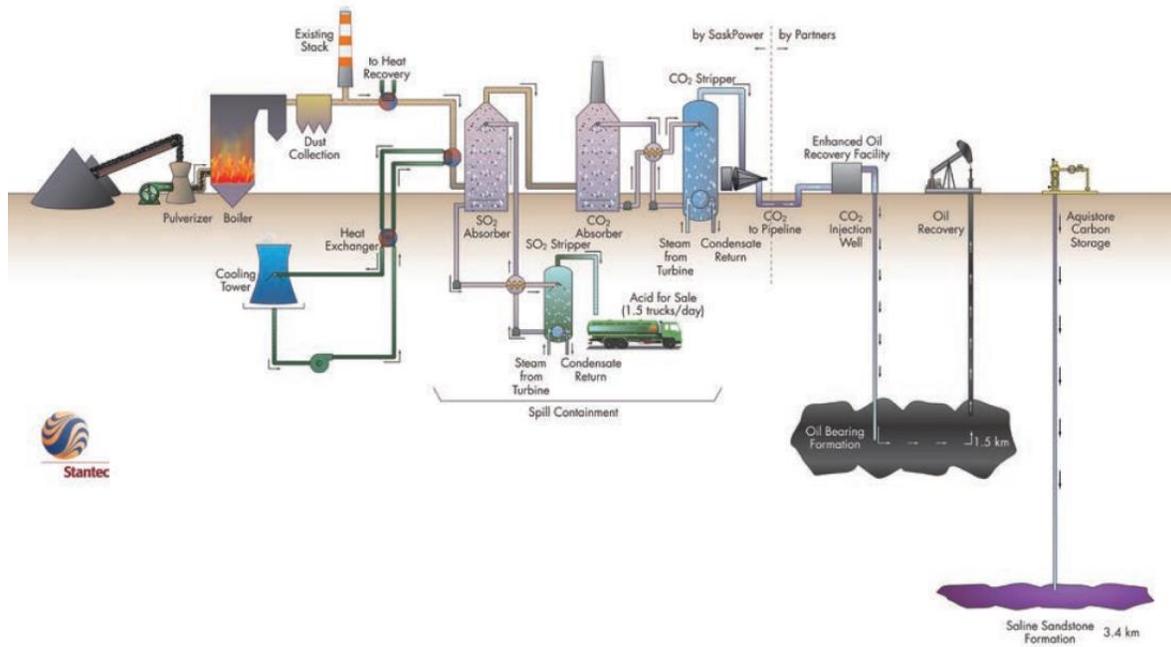


Figura 5.2.7. Esquema del sistema completo con el pretratamiento de los humos y el destino de los gases capturados [112].

11.2 Producción de hidrógeno y compuestos derivados

El hidrógeno es el elemento más abundante en la tierra, pero no se encuentra naturalmente en su forma molecular (H_2). Sin embargo, se puede producir a partir de sustancias muy comunes, como el agua, usando diversas fuentes de energía, que puede ser un combustible fósil o renovable, electricidad, o radiación solar. Todos los procesos de producción de H_2 consumen energía, necesaria para reducir el hidrógeno del compuesto químico que lo contiene (por ejemplo, agua o un hidrocarburo) a H_2 . Cuando el hidrógeno se usa como combustible, se oxida formando agua y liberando energía (poder calorífico inferior igual a 120 MJ/kg de H_2). En resumen, el hidrógeno se considera una forma conveniente y no contaminante de almacenar y transportar energía [41] [42].

A continuación, en la sección 5.3.1, resumimos los usos del hidrógeno y los métodos de generación más importantes, para concluir cuál de ellos sería más apropiado para la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón existentes. En la sección 5.3.2 analizamos la cogeneración de hidrógeno y electricidad, que es una alternativa interesante de reconversión y, además, está bastante estudiada, aunque no implementada a escala comercial. Luego, en la sección 5.3.3 indicamos el desarrollo alcanzado por la tecnología y, finalmente, en la sección 5.3.4, resumimos algunos datos de costo de la cogeneración de hidrógeno y electricidad.

Usos y generación de hidrógeno

El hidrógeno hoy se usa principalmente en industrias químicas, petroquímicas, alimenticias y otras. El uso más importante se encuentra en la fabricación de amoníaco, que consume el 54 % de la producción mundial de H_2 [41].

El amoníaco, a su vez, se usa en grandes cantidades como insumo en la fabricación de fertilizantes, como urea y nitrato de amonio. Por otro lado, en Chile existe una gran demanda y producción de nitrato de amonio, que es usado como base del explosivo ANFO (*Amonium Nitrate Fuel Oil*) por la minería y empresas de construcción. En efecto, Enaex tiene una planta en Mejillones con capacidad para producir 800.000 ton/año de esta sal, siendo un productor de nivel mundial y abasteciendo cerca del 45 % de la demanda del cono sur de Sudamérica. Enaex fabrica el nitrato de amonio a partir de amoníaco que importa. Sin embargo, el precio internacional del amoníaco es muy volátil, fluctuando entre 200 y 750 USD/ton, aproximadamente, entre 2007 y 2012. Esto ha llevado a Enaex a estudiar la construcción de una planta de amoníaco, asociado al grupo Brescia de Perú [113].

Otros usos convencionales, como en refinerías de petróleo, industria alimenticia y otras, son menos interesantes para la producción masiva y concentrada de hidrógeno en las centrales a carbón chilenas.

Por otro lado, en el futuro puede haber una gran demanda de hidrógeno para usarse como combustible no contaminante, ya sea directamente en motores de combustión o en celdas de combustible. Cabe mencionar que existen dos Consorcios Corfo, licitados en 2017, para el uso de hidrógeno como combustible en la minería del cobre [114] [115] [116].

Fuera de los usos más corrientes mencionados, el hidrógeno puede usarse como materia prima para sintetizar muchos otros combustibles, tanto gaseosos como líquidos. En efecto, reaccionando con CO o C puede producir metano (GN sintético) y metanol. También, a través del proceso Fischer-Tropsch, puede producir una variedad de combustibles líquidos, como gasolina y diésel [117].

El hidrógeno se puede producir por tres grandes clases de métodos: 1) termoquímicos, 2) electrolíticos, y 3) biológicos y otros [41] [42]. El último grupo de tecnologías está todavía en etapas tempranas de desarrollo. A nivel mundial el H₂ se produce principalmente por métodos termoquímicos y electrolíticos. La mayoría se produce mediante procesos termoquímicos a partir de metano (GN, 48%), petróleo (30%), y carbón (18%). El resto se produce por electrólisis del agua (4%) [41] [43]. Para la reconversión de centrales termoeléctricas a carbón para producir H₂, sólo algunos métodos termoquímicos son aplicables, dado que los otros usan energía eléctrica o solar, o están en etapas muy tempranas de desarrollo. En el párrafo siguiente damos una breve descripción de los métodos termoquímicos, para identificar aquellos de interés para este estudio.

Los métodos termoquímicos usan parte de la energía química almacenada en combustibles para liberar el hidrógeno contenido en ellos, o usan calor en combinación a ciclos químicos para liberar hidrógeno del agua [42]. Estos métodos se pueden dividir en tres, a) reforma de combustibles gaseosos (GN, biogás) o líquidos, b) gasificación de combustibles sólidos (carbón, biomasa, desechos), y c) procesos térmicos. En la **reforma de combustibles gaseosos o líquidos** el combustible reacciona a alta temperatura con un oxidante, que puede ser agua, oxígeno o una combinación de ambos, para producir H₂ y CO₂, que posteriormente se separan. La reforma de GN (SMR, *Steam Methane Reforming*) es el método más usado hoy para producir H₂ en gran escala y es una tecnología madura. En la **gasificación de combustibles sólidos**, el combustible se hace reaccionar con vapor de agua y cantidades reducidas de oxígeno o aire, o se quema parcialmente, para producir un gas de síntesis (syngas) que contiene fundamentalmente H₂ y CO. El syngas se somete a limpieza y un proceso llamado *water-gas shift* (WGS), en el cual el CO reacciona con vapor de agua para convertirse en H₂ y CO₂. Los **procesos térmicos** usan ciclos de reacciones a alta temperatura para disociar el agua en H₂ y O₂. Estas reacciones se producen a temperaturas del orden de 2.500 °C, normalmente usando energía solar concentrada o energía nuclear. Son procesos en desarrollo que todavía presentan grandes desafíos en materiales y en el costo de producción.

La producción de hidrógeno a partir de combustibles produce cantidades importantes de CO₂, que antiguamente se descargaba a la atmósfera. Sin embargo, hoy las grandes plantas de H₂ capturan el CO₂ para otros usos. En efecto, las dos grandes plantas de H₂ en Chile, una en cada refinería de petróleo, captura el CO₂ para ser comercializado por empresas de gases para su uso en la industria alimenticia principalmente. Para los efectos de este estudio consideraremos la captura y almacenamiento de este gas con el fin de mitigar el calentamiento global. Tanto en la reforma de combustibles líquidos y gaseosos como en la gasificación de combustibles sólidos es relativamente fácil procesar el CO₂ producido para ser transportado y almacenado geológicamente. En efecto, al final del proceso el CO₂ necesariamente debe separarse del H₂, que es el producto deseado.

Por otro lado, en estos métodos hay etapas que se realizan a alta temperatura, con enfriamiento posterior de los productos, y reacciones exotérmicas en las que hay que controlar la temperatura. Esto genera flujos

importantes de calor perdido, que reducen la eficiencia global. Por esta razón es conveniente integrar la planta de producción de H₂ con una de generación de potencia. La energía eléctrica cogenerada aprovechando los calores perdidos se usa en la misma planta y, si sobra, se puede vender. La cogeneración es particularmente interesante para la producción de H₂ a partir de un combustible sólido, por su mayor disponibilidad, y precio bajo y estable. Por lo tanto, la gasificación de combustibles sólidos para producir H₂ se presta bien para cogenerar este gas y energía eléctrica. Por otro lado, la cogeneración permite gran flexibilidad en la razón entre la energía producida como H₂ y la producida como electricidad, fluctuando entre 1,3:1 y 3,1:1 en un estudio consultado [49]. En efecto, las plantas de cogeneración podrían operar con un alto factor de carga, cambiando la relación de producción hidrógeno/electricidad cada hora, de acuerdo a la demanda eléctrica del momento y según la flexibilidad efectiva de la planta específica. Adicionalmente, esta flexibilidad permitiría bajar el costo de la electricidad producida en hasta 20 % [49].

De todos los esquemas conocidos y relativamente bien desarrollados, la gasificación de carbón integrada con ciclo combinado y con captura y almacenamiento de carbono (IGCC-CCS) parece ser el método más próximo a la escala comercial para la cogeneración de hidrógeno y electricidad, ya que se puede construir integrando procesos probados comercialmente. En efecto, hay varias publicaciones que analizan este esquema [49] [45] [118] [119]. La sección siguiente describe este esquema con cierto detalle. La cogeneración de hidrógeno y electricidad a partir de carbón aumenta la eficiencia global del sistema (conversión de energía a hidrógeno más electricidad), llegando a valores de entre 35 % y 60 % [120].

Cogeneración de hidrógeno y electricidad mediante IGCC-CCS

Este método combina la producción convencional de hidrógeno a partir de carbón con IGCC-CCS. Las partes integrantes del método están probadas comercialmente (gasificación de carbón, producción de hidrógeno, generación de electricidad), pero no su integración. La Fig. 5.3.1 muestra un esquema del proceso completo, que se puede dividir en cuatro unidades, generación de un syngas⁸⁹ rico en hidrógeno, generación de electricidad, separación de hidrógeno, y transporte y almacenamiento de CO₂. Las tres primeras unidades intercambian flujos de calor que mejoran la eficiencia del conjunto. Adicionalmente, la purga del adsorbedor, PSA, se usa como combustible para la generación de electricidad mediante ciclo combinado. El hidrógeno que sale de la unidad de remoción de CO₂ es suficientemente puro para usarse como combustible en motores de combustión interna y celdas de combustible de alta temperatura, pero no en celdas de combustibles de baja temperatura, tipo PEM. La unidad PSA eleva la pureza del hidrógeno a 99,999 %, haciéndolo apto para cualquier uso. La producción de electricidad también se puede hacer en un ciclo de vapor sin turbina a gas (ciclo Rankine simple, no combinado), especialmente cuando se maximiza la producción de H₂ o cuando la purga del PSA es de bajo poder calorífico. El azufre se puede retirar en forma elemental, y el CO₂ es suficientemente puro para no presentar problemas en el transporte y almacenamiento. Más detalles del proceso se pueden encontrar en [45] y en el Anexo Métodos de producción de hidrógeno.

⁸⁹ Gas sintético.

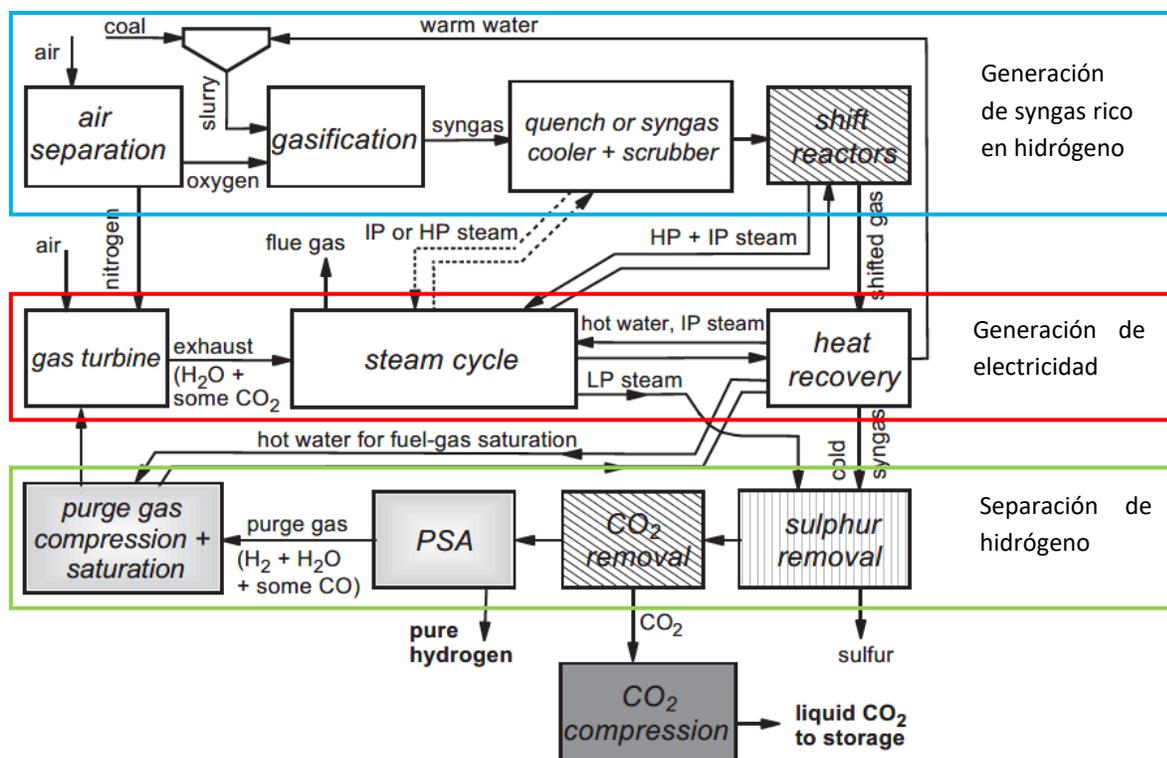


Figura 5.3.1. Esquema de una planta IGCC-CCS de cogeneración de hidrógeno y electricidad [45].

Nivel de desarrollo de la tecnología

Aunque cada una de las partes del proceso están bien desarrollada y constituyen tecnologías maduras, la integración de ellas no está probada a escala comercial. En efecto, la gasificación de carbón es una tecnología desarrollada a fines del siglo XIX y que tuvo avances importantes a mediados del siglo XX. Lo mismo ocurre con la producción de hidrógeno y la generación de electricidad. Sin embargo, la tecnología de IGCC-CCS no está probada a nivel comercial [32], y menos unido a la producción de hidrógeno.

Costos estimados de la cogeneración de hidrógeno y electricidad

Foster Wheeler Italiana terminó en 2007 un informe encargado por IEA GHG sobre la cogeneración de hidrógeno y electricidad a partir de carbón, contemplando varias alternativas que incluyen la CCS. Este estudio, que estima costos de inversión y producción, fue actualizado en 2008 [48] y resumido en una publicación de 2010 [49]. A continuación, hacemos un extracto de estas publicaciones.

El estudio analiza cinco plantas alternativas a base de carbón: 1) generación de electricidad sin CCS, 2) generación de electricidad con CCS, 3) generación de hidrógeno con CCS junto a electricidad suficiente para abastecer las necesidades de la planta (consumos parásitos), 4) cogeneración de H₂ y electricidad en razón fija con CCS, y 5) cogeneración de H₂ y electricidad en razón variable con CCS. La primera alternativa no la consideraremos para este informe ya que no considera CCS. La Tabla 5.3.1 resume los datos de operación de estas plantas. Los subproductos considerados son azufre elemental, CO₂ para almacenar, y

ceniza volante, escoria o torta de filtro, según la tecnología de gasificación. Las emisiones cumplen con los estándares europeos.

Tabla 5.3.1 Datos de operación de las cuatro alternativas con CCS; las últimas dos columnas corresponden a la misma planta, pero con razón hidrógeno:electricidad en los extremos del rango de flexibilidad [49].

	Electricidad	H ₂	Elect. + H ₂ (razón fija)	Elect. + H ₂ (bajo H ₂)	Elect. + H ₂ (alto H ₂)
Potencia térmica, MW	1962,5	1962,5	1962,5	1962,5	1962,5
Pot eléctrica neta, MW	655,8	0,1	317,1	363,1	236,6
Gen eléctrica, GWh/año	4880		2360	2700	1760
Pot H ₂ neta, MW		1110,7	599,0	484,0	734,1
Gen H ₂ , TJ/año		29770	16060	12970	19680
Gen H ₂ , 10 ⁶ ton/año		248	134	108	164
Razón H ₂ :electricidad			1,89	1,33	3,10
Eficiencia a electricidad, %	33,4		16,2	18,5	12,1
Eficiencia a H ₂ , %		56,6	30,5	24,7	37,4
Eficiencia total, %	33,4	56,6	46,7	43,2	49,4
CO ₂ almacenado (85%), 10 ⁶ ton	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08
CO ₂ emitido (15%), 10 ⁶ ton	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
CO ₂ generado (100%), 10 ⁶ ton	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80

En la segunda versión del estudio los costos se actualizaron al segundo trimestre de 2008, con una tasa de cambio de 1,5 USD/€, 85 % de captura de CO₂, factor de carga de 85 % (7.446 h/año), 10 % de tasa de descuento y vida útil de 25 años. No hay una forma única para distribuir los costos entre la generación de H₂ y electricidad, lo que debe hacerse arbitrariamente. Para este efecto, se decidió fijar el costo unitario del H₂ igual 2,84 USD/kg (23,7 USD/GJ), correspondiente al que tiene una planta que produce sólo hidrógeno. Los costos de las alternativas con CCS están resumidos en la Tabla 5.3.2. En todos los cálculos se considera el poder calorífico inferior (PCI, 120 MJ/kg H₂). No se considera el costo de transporte y almacenamiento de CO₂⁹⁰, por lo que el costo del CO₂ evitado corresponde sólo a su captura. Consecuentemente, como en el proceso de producción de H₂ el CO₂ debe separarse necesariamente, no existe costo de CO₂ evitado, salvo el de transporte y almacenamiento, que en este estudio no se ha considerado⁹¹. Tampoco se considera el costo de almacenamiento y transporte del hidrógeno.

Entre los años 2006 y 2009 hubo cambios importantes en los costos de las plantas y de la electricidad, primero con fuertes incrementos y, luego, con fuertes bajas. Esta fue la razón de actualizar en 2008 el estudio finalizado en 2007, ya que en ese período se produjo un gran cambio de los costos. Sin embargo, al finalizar la actualización de 2008, los costos estaban bajando significativamente, por lo que existe

⁹⁰ Estos costos están en el capítulo “Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS)”.

⁹¹ En el capítulo “Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS)” se estima los costos promedio de transporte por un conducto terrestre de 250 km y de almacenamiento geológico en 6,8 y 9 USD por tonelada de CO₂, respectivamente, lo que da un total de 15,8 USD/tCO₂. Ambas estimaciones tienen un amplio margen de variación.

incertidumbre en los valores absoluto de la Tabla 5.3.2. Sin embargo, los autores tienen confianza en que la relación de costo entre las distintas plantas tiene una incertidumbre mucho menor [49]. El carbón considerado tiene un costo de 5,81 USD/GJ.

Tabla 5.3.2 Costos de las alternativas con CCS; las últimas dos columnas corresponden a la misma planta, pero con razón electricidad:H₂ en los extremos del rango de flexibilidad. Los costos unitarios incluyen capital, operación, mantención e intereses. (Costos en USD al segundo trimestre de 2008)

Costos	Electricidad	H ₂	Electricidad + H ₂		
			Razón fija	Bajo H ₂	Alto H ₂
Capital, 10 ⁶ USD	2.924	2.246	2.508	2.534	2.534
Capital, USD/MW _{termicos}	1.490	1.144	1.278	1.291	1.291
Capital, USD/MW _{elect+H2}	2.993	1.767	2.142	2.317	2.022
<i>Costos unitarios</i>					
H ₂ , USD/GJ		23,7	23,7	23,7	23,7
H ₂ , USD/kg		2,84	2,84	2,84	2,84
Electricidad, USD/MWh	171,0		160,5	169,5	168,0
CO ₂ evitado, USD/ton	72				

El valor de venta del hidrógeno producido afecta fuertemente la rentabilidad del proyecto, permitiendo ofrecer la energía eléctrica a menor precio. El costo de producción de hidrógeno, que incide directamente en el precio al que este se transa, es de alrededor de 2,27 USD/kg producido por SMR con CCS, 5,78 a 23,7 USD/kg producido por electrólisis con energía solar fotovoltaica, y 5,89 a 6,03 USD/kg producido por electrólisis con energía eólica [121]. Es decir, la cogeneración de hidrógeno y electricidad con carbón podría ser competitiva con hidrógeno producido por SMR si sus costos bajaran, y sería competitiva con hidrógeno producido mediante energía solar o eólica con los costos estimados.

11.3 Desalinización de agua de mar

La Tierra tiene una cantidad enorme de agua, alrededor de 1.400 millones de km^3 , pero sólo el 2,5% de ella es agua dulce, y gran parte es inaccesible por encontrarse congelada en los hielos polares y glaciares (1,73% del total). Se estima que solo el 0,77% del agua del planeta se encuentra como agua dulce en el subsuelo, como agua superficial (lagos, ríos, pantanos), en las plantas y en la atmósfera. Sin embargo, de esta fracción, 0,755% es agua subterránea no renovable, por lo que el agua dulce potencialmente disponible al hombre en forma sustentable alcanza apenas al 0,015% del total [122]. La gran cantidad de agua de mar hace que esta sea una fuente casi inagotable de agua para desalinizar en aquellos lugares donde no hay suficiente agua dulce. Sin embargo, aunque lo más corriente es desalinizar agua de mar, en ocasiones también se desaliniza agua salobre de pozos u otras fuentes. Cuando la concentración de sal de estas aguas es menor que la del mar, el proceso consume menos energía y es, por lo tanto, más barato.

En el norte de Chile existe una gran demanda actual y futura por agua de mar desalinizada. En efecto, la ciudad de Antofagasta tiene una planta de desalinización por osmosis reversa con capacidad de $0,6 \text{ m}^3/\text{s}$ [73]. Por otro lado, en 2019 se construirá la mayor planta de desalinización del continente, con una capacidad de $2,63 \text{ m}^3/\text{s}$. Esta planta será construida por Energías y Aguas del Pacífico en la Región de Atacama, con una inversión de $\text{USD } 500 \cdot 10^6$ en la planta y más de $\text{USD } 500 \cdot 10^6$ en conductos para llevar el agua hasta los puntos de consumo. La planta abastecerá a varios clientes mineros y se espera que entre en servicio en 2021. La energía eléctrica necesaria será suministrada por una central fotovoltaica de 100 MW construida especialmente para este propósito [123]. Adicionalmente, la empresa sanitaria multinacional de origen francés Suez, instalada en Chile en enero de 2018 y dueña del 50,1 % de Aguas Andinas, declaró que existe una demanda potencial de $10 \text{ m}^3/\text{s}$, que ellos están interesados en abastecer. Por de pronto, participarán en un proyecto para producir $1 \text{ m}^3/\text{s}$ ($86.000 \text{ m}^3/\text{día}$) y que costará $\text{USD } 1.000 \cdot 10^6$ [124]. Estos caudales de agua desalinizada se comparan favorablemente con los caudales de agua de mar que retiran las centrales a carbón. En efecto, las centrales a carbón chilenas succionan del mar en promedio $131 \text{ m}^3/\text{MWh}$ [125], lo que significa que, por ejemplo, la central de Iquique de 150 MW retira un caudal de $5,5 \text{ m}^3/\text{s}$ aproximadamente.

Revisaremos ahora algunos conceptos básicos de desalinización de agua de mar. De ellos se desprenden los tres parámetros fundamentales de diseño de una planta de desalinización, estos son la razón de recuperación, la eficiencia del proceso y la calidad del agua obtenida [122]. La razón de recuperación es la fracción del agua de mar que se convierte en agua dulce, y debe ser optimizada en función del consumo de energía y otras variables que afectan el costo del proyecto. Por otro lado, siempre existen ineficiencias en el proceso, las que están relacionadas con el costo de la energía consumida y el costo de la planta. En efecto, al aumentar la eficiencia de la planta sube el costo de inversión, pero disminuye el consumo de energía. Por lo tanto, existe una eficiencia óptima, que minimiza la suma del costo de capital y el costo de operación. Finalmente, la calidad del agua dependerá del uso que se le dé, que puede ser para agricultura, consumo industrial o consumo humano. Al aumentar la calidad requerida, aumenta el costo de operación y el costo de la planta.

La salinidad del agua se mide en mg/l (miligramo por litro) de sólidos totales disueltos (STD o, en inglés, TDS). Se define como agua apta para consumo humano la que tiene menos de 500 mg/l de STD. El agua

de mar tiene sobre 15.000 mg/l; lo que se encuentra entre los 500 y los 15.000 mg/l se clasifica como agua salobre [76]. La salinidad en la superficie del mar chileno sube de sur a norte, variando entre 32.500 mg/l en Puerto Aisén y 35.000 en Arica, debido al balance entre la evaporación y la contribución de las lluvias [126].

El consumo de energía mínimo teórico para desalinizar el agua de mar es poco menos de 0,83 kWh/m³ de agua dulce (3 kJ/kg). Sin embargo, este valor sube en la medida que aumenta la razón de recuperación. Por ejemplo, el consumo de energía teórico para una razón de recuperación de 80% es aproximadamente 1,39 kWh/m³ (5 kJ/kg). Más aún, al aumentar la razón de recuperación aumentan los problemas de cristalización, aumenta el consumo teórico de energía, y hay más objeciones a descargar una salmuera muy concentrada. Desde este punto de vista parece conveniente trabajar con una razón de recuperación muy baja, pero hay varios costos asociados a la cantidad de agua tratada. En efecto, al disminuir la razón de recuperación aumenta el caudal de agua salada y, consecuentemente, aumentan el costo de bombeo desde el punto de extracción y el costo de pretratamiento del agua. Adicionalmente, aumenta el caudal que se elimina como salmuera, con lo que suben ciertas pérdidas de energía y otras ineficiencias. En resumen, la razón de recuperación es una variable de diseño que hay que escoger cuidadosamente para optimizar el proyecto [122].

Un sistema de desalinización tiene cinco operaciones sucesivas: 1) toma de agua de alimentación, 2) pretratamiento, 3) desalinización, 4) postratamiento, y 5) eliminación de salmuera concentrada [74]. El uso de tomas de agua de mar existentes en las centrales a carbón chilenas representa importantes ahorros en infraestructura y permisos. El tipo de pretratamiento depende de la calidad del agua de mar y del tipo de planta desalinizadora, pero incluye al menos filtrado y adición de algunos productos químicos, como el que se hace en las centrales termoeléctricas. El objetivo del pretratamiento es proteger la planta de desalinización de ensuciamiento, corrosión, incrustación y de agentes biológicos. El agua desalinizada es altamente corrosiva, por lo que necesita postratamiento con productos químicos y, eventualmente, hay que potabilizarla si se destina al consumo humano. Finalmente, la salmuera concentrada que resulta hay que eliminarla con mínimo impacto ambiental. Al respecto, siempre existe preocupación sobre cómo se descarga al mar. Este hecho puede hacer que la planta se deba operar a una razón de recuperación menor al óptimo económico, con el fin de reducir la concentración de la salmuera que se descarga.

El uso de tomas de agua de mar existentes en las centrales a carbón chilenas representa importantes ahorros en infraestructura y permisos. Adicionalmente, el pretratamiento en desalinización es similar al que se hace en las centrales termoeléctricas, aunque depende de la calidad del agua de mar y del tipo de planta desalinizadora. Finalmente, la salmuera concentrada que resulta debe eliminarse con mínimo impacto ambiental, lo que se minimiza al diluirla con el agua de enfriamiento de la central termoeléctrica.

Procesos de desalinización

Los procesos de desalinización corrientemente usados se dividen en dos grandes grupos, evaporación térmica y separación por membrana. Los procesos térmicos consumen calor para evaporar agua de la solución salina, la que luego se condensa como agua dulce. Los procesos de separación por membrana emplean presión mecánica, potencial eléctrico, o gradientes de concentración como fuerza motriz para

conducir el agua a través de una membrana semipermeable que no permite el paso de la sal. La desalinización por membrana usando presión como fuerza motriz se conocen como procesos de osmosis reversa (OR, o RO en inglés). Fuera de estos procesos, en aplicaciones particulares y de poco volumen, también se desaliniza por membrana con electrodiálisis (ED) y por intercambio iónico (IX). Cada uno de estos procesos están limitados por razones técnicas y económicas a la salinidad del agua a tratar, como ilustra la Tabla 5.4.1 [76]. De esta tabla se desprende que sólo los procesos de evaporación térmica y osmosis reversa son aplicables a la desalinización de agua de mar en Chile, cuya salinidad es de 32.500 a 35.000 mg/l.

Tabla 5.4.1 Aplicabilidad de los procesos de desalinización más corrientes [76].

Proceso	Rango de salinidad del agua tratada, mg/l (STD)
Evaporación térmica	20.000 – 100.000
Osmosis reversa	50 – 46.000
Electrodiálisis	200 – 3.000
Intercambio iónico	1 – 800

Los procesos de evaporación térmica fueron los únicos empleados comercialmente hasta el desarrollo de las membranas de osmosis reversa (OR) en la década de 1960. A partir de ese momento, las membranas de OR han mejorado continuamente, lo mismo que la eficiencia del proceso, hasta que se constituyó en la tecnología estándar de desalinización, gracias a su simplicidad y economía. Ya en de la década de 1970 los procesos de membrana competían con los procesos térmicos [75], y en este siglo la gran mayoría de las plantas de desalinización que se han instalado son de OR, con la excepción del Medio Oriente, donde una energía muy barata hacía relativamente competitivas las desalinizadoras por evaporación térmica [127]. La Fig. 5.4.1 ilustra esta tendencia. Fuera de estas dos técnicas de desalinización bien establecidas, existe un gran número de otras que están en etapa de desarrollo o no han alcanzado los bajos costos y conveniencia de las anteriores.

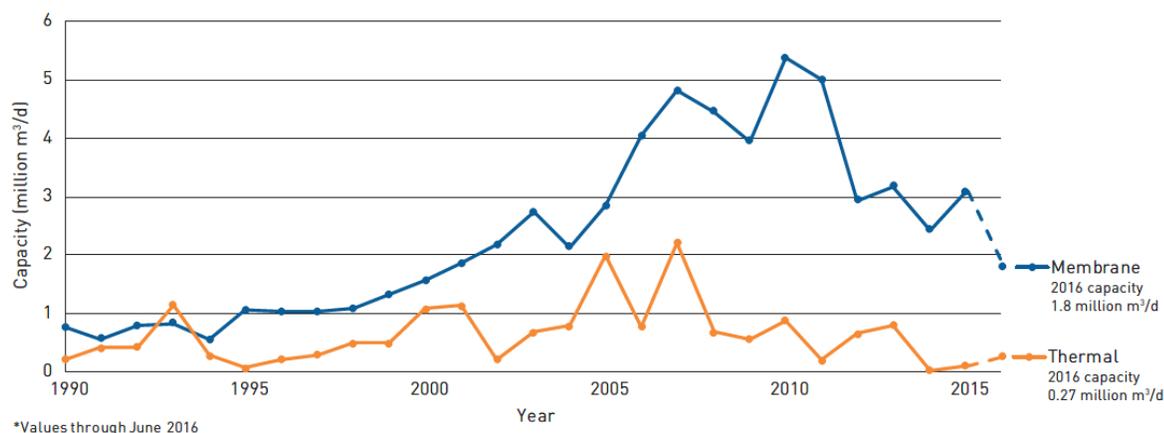


Figura 5.4.1 Capacidad de desalinización de agua de mar contratada cada año según el tipo de tecnología, entre 1990 y 2016 [74].

En las dos secciones siguiente describiremos con algún detalle la desalinización por evaporación térmica y por osmosis reversa. Le daremos más énfasis a la primera, por ser la que se adapta mejor a una central termoeléctrica, ya que puede usar extracción de vapor de la turbina de baja presión de la central. Sin embargo, existe también la alternativa de emplear sólo la toma de agua de mar y el sistema de pretratamiento de las centrales a carbón existentes para una planta de OR, y desmantelar el resto de la central. Finalmente, existe una opción híbrida de evaporación térmica y OR, que puede ser particularmente atractiva para plantas termoeléctricas de operación intermitente. No describiremos los otros procesos, ya que son muchos y ninguno será competitivo con los procesos convencionales en el mediano plazo.

Desalinización por evaporación térmica

Para evaporar agua pura del agua salada hay que calentarla hasta su temperatura de ebullición y, luego, entregarle el calor latente de evaporación. En la siguiente etapa, el vapor se enfría, quitándole el calor latente de evaporación, para obtener agua destilada líquida. El principal inconveniente de la desalinización térmica es la gran cantidad de calor que se necesita para evaporar el agua. Sin embargo, el consumo de calor se puede reducir significativamente reciclando parte del calor de enfriamiento, usándolo para calentar el agua salada. En efecto, los procesos térmicos de desalinización emplean entre 52,2 y 80,6 kWh/m³ de agua destilada (188 y 290 kJ/kg, respectivamente) [128], lo que se compara favorablemente con el calor latente de evaporación de agua, que es del orden de 627 kWh/m³ (2.257 kJ/kg)⁹². Este sistema se emplea en las dos principales tecnologías de desalinización por evaporación térmica. El consumo de calor de baja temperatura, entre 65 y 110 °C, es la razón por la cual las grandes plantas de desalinización térmica normalmente están integradas a centrales termoeléctricas [127] [122].

La desalinización térmica no requiere un pretratamiento del agua salada muy riguroso, permite desalinizar aguas con alto contenido de sal (hasta 70.000 mg/l), produce agua con muy bajo contenido de sólidos totales disueltos (TDS), menos de 10 mg/l [127], bajo contenido de patógenos y otros contaminantes importantes, como boro, bromuros y compuestos orgánicos [76]. Sin embargo, exige el uso de materiales especiales por problemas de corrosión.

Existen tres procesos de desalinización térmica bien desarrollados: el de expansión rápida (flash) multietapa (MSF, Multi Stage Flash), el de destilación por efectos múltiples (MED, Multi Effect Distillation⁹³), y el de compresión de vapor (VC, Vapor Compression). Los dos primeros (MSF y MED) típicamente usan vapor de baja presión para suministrar el calor necesario, el que puede venir de una central termoeléctrica. El tercero, VC, usa el calor de compresión del vapor para evaporar agua de la salmuera; puede ser combinado con el proceso MED. El proceso MED se empezó a usar en la década de 1950, pero presentaba problemas de incrustación en las superficies de intercambio de calor, por lo que fue desplazado por el proceso MSF, a pesar de ser menos eficiente. Consecuentemente, hasta principios de este siglo el proceso MSF ha sido más usado que el MED. Sin embargo, con mejores diseños y menores

⁹² Varía ligeramente con la presión a la que se realiza el cambio de fase.

⁹³ “Etapas” y “Efectos” en estos casos son equivalentes.

temperaturas los problemas de incrustación se han reducido, y el proceso MED está ganando terreno debido a su mayor eficiencia [122, 128].

En las tres secciones siguientes describiremos estos procesos, dándole mayor atención a los dos primeros, que son los más indicados para integrar a centrales termoeléctricas.

Flash multietapa (MSF)

El proceso tiene varios recipientes en los que se evapora la salmuera y se condensa el vapor. Cada recipiente constituye una etapa, las que típicamente van de 15 a 25. Las etapas están ordenadas según presión decreciente, y la salmuera que se evapora fluye desde la de mayor hacia la de menor presión, como muestra la Fig. 5.4.2. La salmuera que entra a una etapa de menor presión se expande rápidamente, produciendo vapor (flashing) y bajando su temperatura a la de equilibrio (saturación) de acuerdo a la nueva presión. Por otro lado, el vapor generado se condensa calentando la salmuera fresca que inicia el proceso. El calentador de salmuera antes de la primera etapa es el único punto donde se consume energía térmica. Las etapas trabajan a presiones subatmosféricas, salvo posiblemente las primeras, si la temperatura de salida del calentador de salmuera es superior a 100 °C. El proceso está limitado a razones de recuperación de 10 a 30 %.

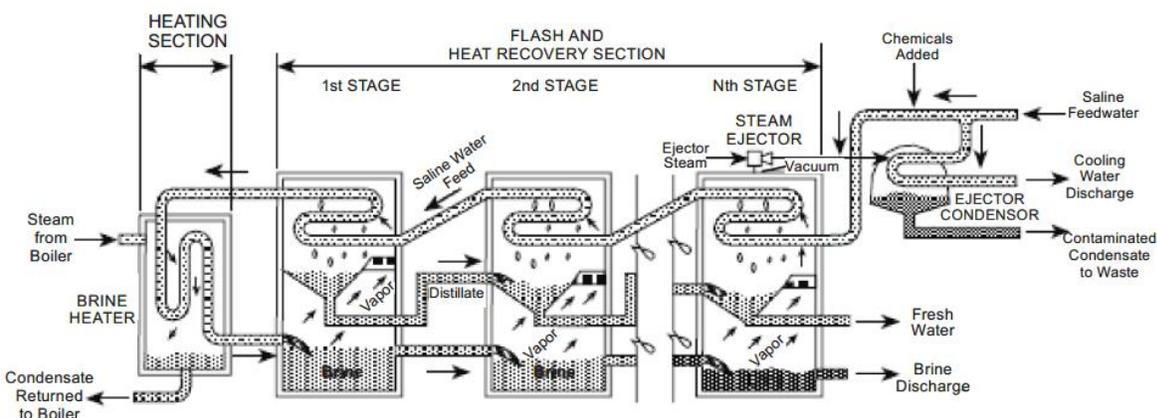


Figura 5.4.2 Esquema de un proceso de desalinización MSF [127].

Destilación por efectos múltiples (MED)

Este proceso es similar al MSF en cuanto tiene múltiples etapas, aquí llamadas efectos, y recicla calor de la condensación del vapor para calentar la salmuera, como muestra la Fig. 5.4.3. A diferencia del proceso MSF, en este la evaporación se produce en una película de salmuera en la superficie de tubos calentados por condensación de vapor. Este mecanismo de transferencia de calor es muy efectivo, haciendo el proceso más eficiente que en el proceso MSF para la misma superficie de intercambio de calor. Sin embargo, facilita la incrustación de los tubos, reduciendo la tasa de transporte de calor. Para reducir la incrustación, la temperatura máxima en el primer efecto se limita a 65°C. Esto, unido a un diseño cuidadoso, uso de aditivos y buen control de la temperatura, minimiza el problema de incrustación,

haciéndolo más competitivo que el proceso MSF [128]. La razón de recuperación fluctúa entre 30 y 50 % [76].

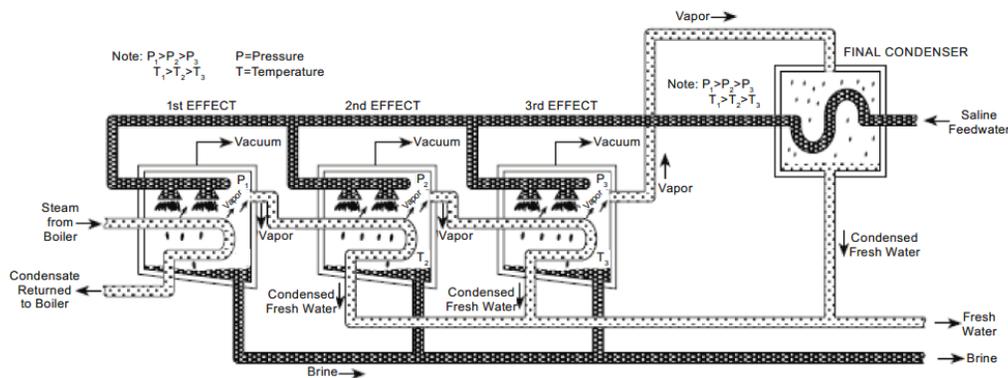


Figura 5.4.3 Esquema de un proceso de desalinización MED [127].

Destilación por compresión de vapor

En la destilación por compresión de vapor, el calor necesario para evaporar la salmuera es suministrado por un compresor, como muestra la Fig. 5.4.4. Este proceso puede reemplazar el primer efecto de un MED, reduciendo el consumo de energía del conjunto. El compresor de vapor puede ser mecánico, impulsado por un motor eléctrico, o ser del tipo termo-compresor (eyector), impulsado por vapor.

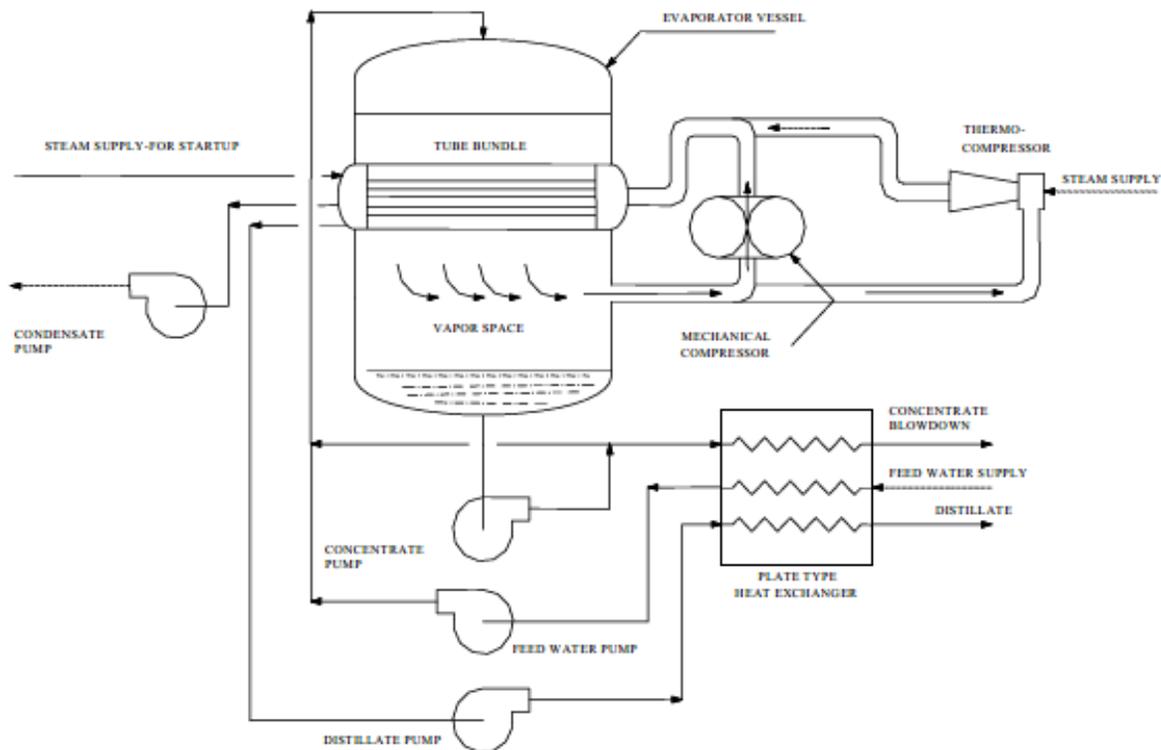


Figura 5.4.4 Esquema de un proceso de desalinización VC [129].

Desalinización por osmosis reversa

Las primeras membranas de osmosis reversa aparecieron en la década de 1960. Luego de un mejoramiento continuo de las membranas, y del desarrollo de sistemas para recuperar energía de la descompresión del flujo que se descarta, la osmosis reversa constituye hoy el estado del arte en desalinización de agua de mar.

El sistema completo tiene una etapa de pretratamiento, desalinización propiamente tal, postratamiento, y sistema de limpieza. En OR el pretratamiento es muy importante para mantener las membranas en buen estado y prolongar su vida útil. El postratamiento depende del uso que se le dará al agua y, en algunos casos, no es necesario. Finalmente, el sistema de limpieza es fundamental para evitar incrustaciones en las membranas cuando la planta de detiene.

El agua de mar se alimenta a alta presión (5,5 a 6,9 MPa [127]) a los módulos de membrana, separándose en un flujo que atraviesa las membranas, el agua desalinizada, y otro de salmuera, con mayor salinidad que al agua alimentada, que se descarta. El agua desalinizada sale a baja presión, pero la salmuera de descarte sale a una presión similar a la de alimentación. Parte de la energía mecánica que tiene este caudal debido a su presión se recupera en un intercambiador de presión, y es entregada a una fracción del caudal de alimentación, como muestra la Fig. 5.4.5. Este dispositivo es fundamental en la economía del proceso, ya que el consumo de energía de bombeo es un factor gravitante del costo de operación de la planta.

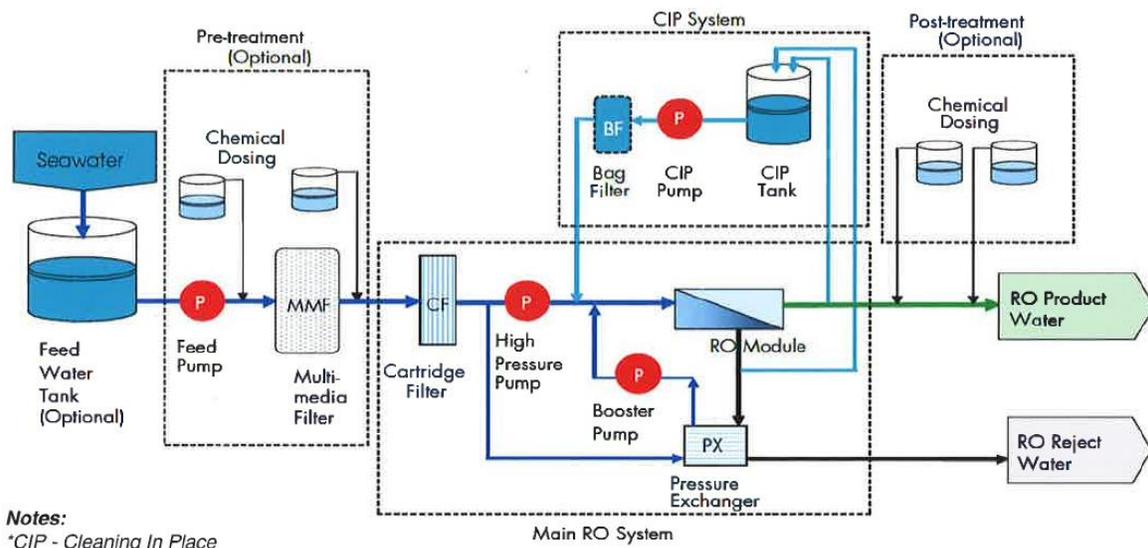


Figura 5.4.5 Esquema de un sistema de desalinización de agua de mar por osmosis reversa [130]

Co-desalinización y generación de potencia

La toma conjunta de agua de mar para la central termoeléctrica y planta de desalinización es favorable porque aprovecha el agua de enfriamiento de la central para alimentar la desalinizadora, y para diluir la salmuera concentrada que descarta la desalinización [76]. El uso de la infraestructura existente de la central reduce entre 3 y 30 % de la inversión de la desalinizadora. Adicionalmente, como el calor consumido en la desalinización térmica es de baja temperatura (entre 65 y 110 °C), es aún más conveniente integrarla a una central termoeléctrica. En efecto, todas las centrales termoeléctricas botan al ambiente entre 35 y 70 % del calor generado por la combustión, como resultado de limitaciones termodinámicas e ineficiencias del proceso. Este calor es de baja temperatura en las centrales más eficientes, por lo que es difícil de aprovechar. Consecuentemente, la integración de una planta de desalinización térmica a una central termoeléctrica permite usar parte del calor perdido con sólo una pequeña disminución de la energía eléctrica generada.

En la desalinización asociada a una central termoeléctrica, si la demanda de potencia es fluctuante puede convenir usar un sistema híbrido donde se combina un proceso térmico con osmosis reversa. En este caso, en los períodos de demanda baja o nula se genera electricidad para operar la planta de OR, almacenando el agua en algún reservorio conveniente. De este modo, por ejemplo, se podría mantener la central termoeléctrica operando en el mínimo técnico, o a mayor capacidad, aunque la demanda fuera nula. Lo mismo se puede lograr con desalinización por compresión mecánica de vapor. Adicionalmente, la temperatura del agua de mar ingresada a la desalinizadora por OR se puede mantener constante a través de las estaciones, calentándola con el calor perdido en la salmuera descartada del proceso térmico de desalinización [75]. Esto es conveniente porque existe una temperatura óptima para maximizar la operación de las membranas de OR [127]. Por otro lado, la extracción de calor de la salmuera descartada reduce su temperatura, por lo que disminuye su impacto ambiental. Otra ventaja de la hibridación de un proceso térmico con OR es que, como la calidad del agua producida por el primero es muy alta, el proceso de OR se puede diseñar para producir un agua de menor calidad que, mezclada con la del proceso térmico, produzca la calidad deseada. Con este esquema se consiguen ahorros en la inversión y en el costo de operación de la planta de OR [75]. La Fig. 5.4.6 ilustra la instalación de una planta de OR junto a una central termoeléctrica.

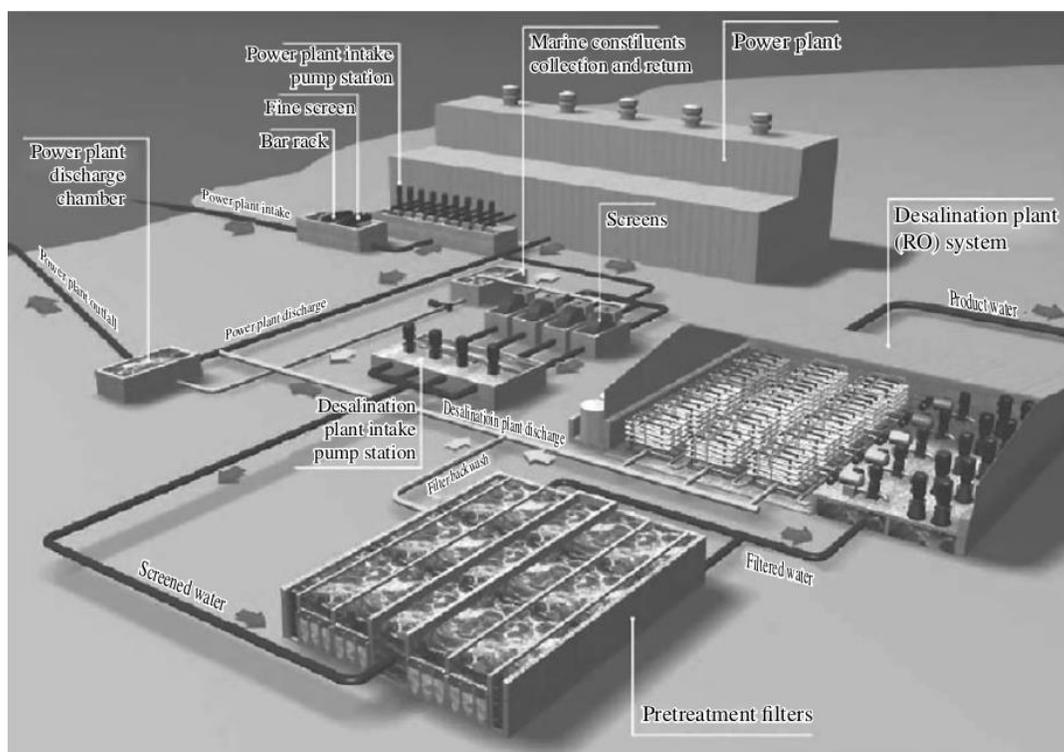


Figura 5.4.6 Planta de osmosis reversa acoplada a una central termoeléctrica [76].

El espacio ocupado por una planta de desalinización depende mucho de la disponibilidad, ya que los equipos se pueden instalar en varios pisos, pero a un mayor costo. La Tabla 5.4.2 da rango de valores normales extraídos del análisis de un gran número de plantas construidas [76].

Tabla 5.4.2. Espacio requerido por plantas de desalinización de distinta capacidad [76].

Capacidad de la planta		Terreno requerido
m ³ /día	m ³ /s	ha
1.000	0,0116	0,08 – 0,16
5.000	0,0579	0,25 – 0,32
10.000	0,1157	0,45 – 0,61
20.000	0,2315	1,01 – 1,42
40.000	0,463	1,82 – 2,43
100.000	1,157	2,63 – 3,44
200.000	2,315	3,46 – 4,86
300.000	3,472	5,87 – 8,30

Nivel de desarrollo de la tecnología

Los procesos de desalinización de agua de mar descritos corresponden a una tecnología muy madura, con un gran número de plantas de todo tamaño operando por largo tiempo. Sin lugar a dudas la tecnología

seguirá desarrollándose, especialmente en nuevos procesos que utilicen energías renovables no convencionales. En resumen, las plantas convencionales de desalinización son muy confiables, pero seguirá el desarrollo de la tecnología para continuar reduciendo los costos.

Costos de desalinización

El costo de desalinización con distintos procesos depende del lugar específico donde se instale la planta, además de factores como la salinidad y otras características del agua a tratar, capacidad de la planta, costo de la energía y de la mano de obra, tipo de contrato, y variables políticas y ambientales [75]. En los últimos años han surgido nuevos tipos de contratos aplicados a la desalinización de agua que han sido exitosos y han contribuido a reducir el costo del agua desalinizada. Algunos de ellos consisten en productores independientes de agua y electricidad (IWPP: Independent Water and Power Producers); en construir, poseer y operar (BOO: Build, Own, Operate); y en construir, poseer, operar y transferir (BOOT: Build, Own, Operate, Transfer).

El costo del agua de mar desalinizada ha disminuido dramáticamente entre 1960 y 2010, como muestra la Fig. 5.4.7 para el proceso térmico MSF y el proceso de membrana OR, gracia a avances tecnológicos incluido el desarrollo de nuevas membranas [75]. Se ve que la principal reducción de costo se produce hasta 1990, y luego la tasa anual de reducción disminuye notoriamente, comportamiento que probablemente se mantenga en el futuro. El incremento del costo en algunos períodos se debe a incrementos del costo de la energía.

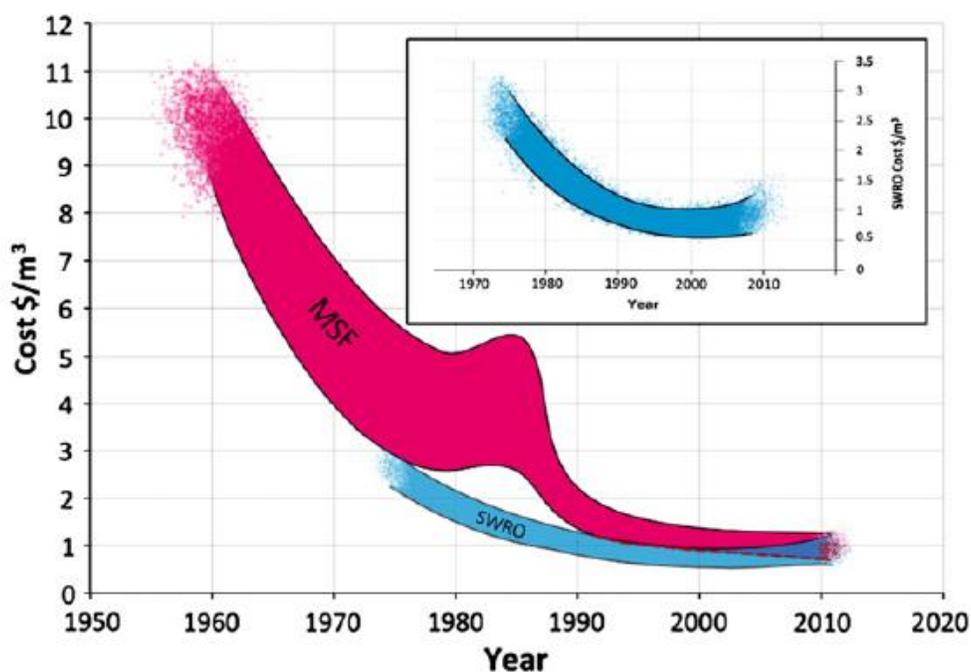


Figura 5.4.7 Reducción en el costo del agua de mar desalinizada mediante los procesos de expansión rápida (flash) multietapa, MSF, y osmosis reversa, RO, entre 1960 y 2010 [75].

Algunos desarrollos importantes en los procesos térmicos son el uso de materiales avanzados, mejores diseños, aumento de los coeficientes de transferencia de calor, y mejores aditivos antiincrustantes. Por otra parte, los principales desarrollos en los procesos de OR son mejores membranas, mayor recuperación de energía de la salmuera, y optimización del sistema. Con esto, el factor de recuperación ha subido desde 25 % en 1980 hasta 45 a 60 % en la actualidad.

Los principales factores de costo para los procesos térmicos, en orden de importancia, son recuperación de capital, consumo de vapor, operación y mantención, repuestos, y electricidad. Para los procesos de OR, estos son recuperación de capital, electricidad, remplazo de membranas, operación y mantención, aditivos químicos, y repuestos. La Tabla 5.4.3 ilustra la distribución de estos costos para una planta MSF y otra de OR. Una planta MED tiene una distribución de costos similar a la MSF, pero con menor participación de los costos de capital y de vapor.

Tabla 5.4.3 Distribución porcentual de los principales factores de costo de una planta típica de desalinización por flash multietapa (MSF) y por OR [75].

Ítem de costo	MSF, %	OR, %
Recuperación de capital	45	41
Vapor	22	
Electricidad	7	19
Recambio de membranas		16
Operación y mantención	17	14
Repuestos	9	4
Aditivos químicos		6
Total	100	100

El rango normal de variación del consumo de energía, inversión y costo total del agua desalinizada para grandes plantas se resume en la Tabla 5.4.4.

Tabla 5.4.4 Consumo de energía, inversión y costo del agua producida por plantas de desalinización de agua de mar de gran tamaño [75].

Proceso	Energía térmica, kWh/m ³	Energía eléctrica, kWh/m ³	Energía total, kWh/m ³	Inversión, UDS/(m ³ /día)	Costo total del agua, USD/m ³
MSF	7,5 - 12	2,5 - 4	10 - 16	1.200 – 2.500	0,8 – 1,5 ^a
MED	4 - 7	1,5 - 2	5,5 - 9	900 – 2.000	0,7 – 1,2
OR		3 - 4	3 - 4	900 – 2.500	0,5 – 1,2

^a Incluye subsidio a los combustibles en el Medio Oriente.

El efecto del tamaño de la planta en el costo unitario de la inversión es ilustrado en la Fig. 5.4.8 para una planta de osmosis reversa. Otro factor que afecta el monto de la inversión es el estándar de confiabilidad de la planta, ya que a mayor confiabilidad se requiere más redundancia en equipos clave.

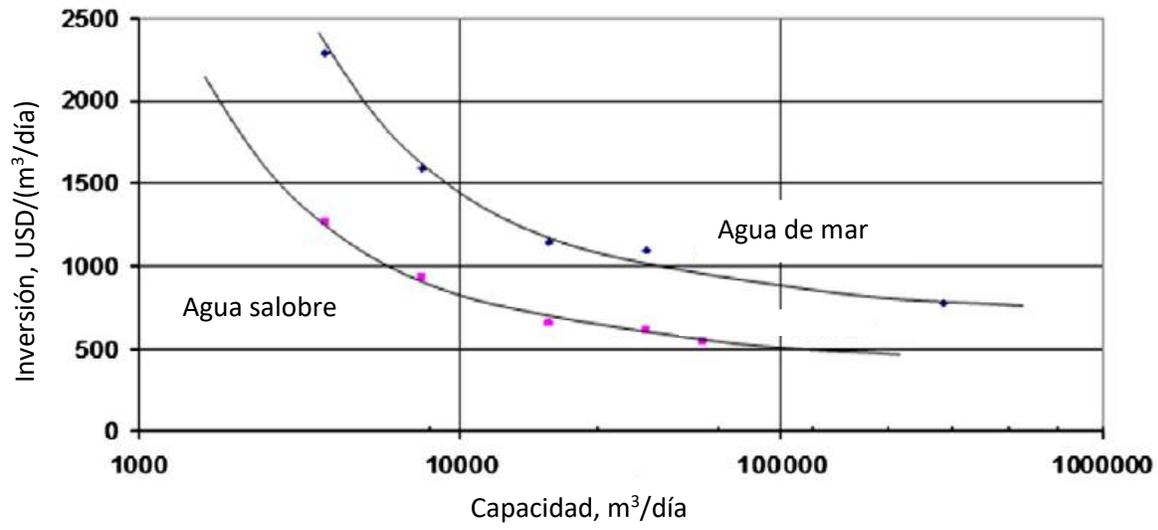


Figura 5.4.8 Variación del monto de la inversión por m³/día en función de la capacidad de una planta de OR; 100.000 m³/día = 1,16 m³/s [75]

11.4 Material de apoyo

Procesos de CCS

Los procesos más desarrollados de CCS se dividen en tres grandes tipos: postcombustión (PCC), precombustión y oxicomustión, como muestra la Fig. A1 [91]. Fuera de ellos, existen muchos otros en distintas etapas de desarrollo, como ser combustión de combustibles sólidos en ciclos químicos, procesos de captura postcombustión con ciclos de calcio, separación de CO₂ a baja temperatura mediante absorbentes sólidos, y membranas de polímeros para postcombustión [91]. A continuación, describiremos brevemente los tres principales tipos de procesos y daremos algunas referencias de otros procesos en etapas avanzadas de desarrollo. Mas detalles se pueden encontrar en el Capítulo 2 del texto de Kuckshinrichs y Hake “Carbon Capture, Storage and Use” [92] y en [91].

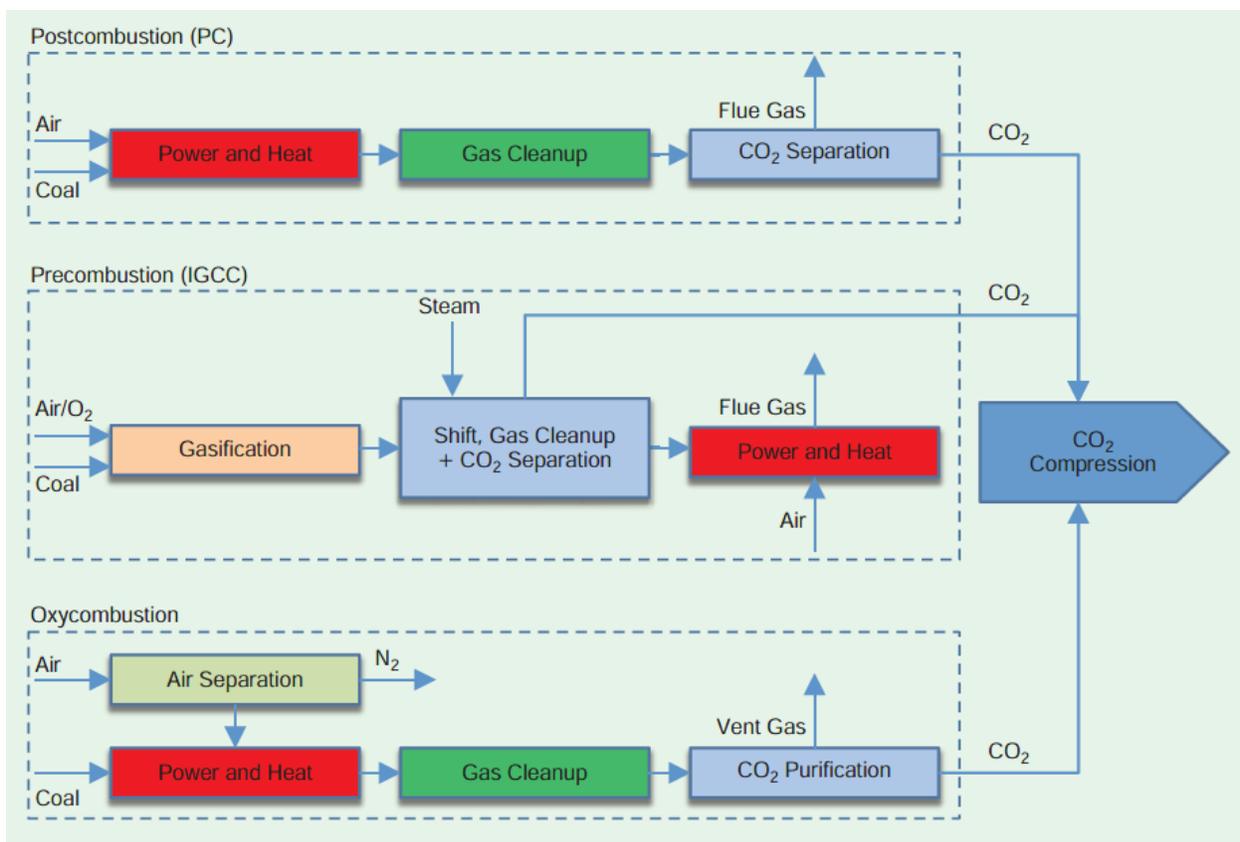


Figura 9.1.1. Los tres principales tipos de procesos de captura de carbono [35]

Procesos de postcombustión

Los procesos de postcombustión separan el CO₂ de los gases de combustión convencional que proceden de una central termoeléctrica, como muestra la Fig. 9.1.2. Son los más desarrollados comercialmente y se adaptan mejor a la reconversión de centrales existentes [92]. Presentan el inconveniente de tratar un gran caudal de gases sucios y con CO₂ diluido (menor a 15 %vol) [131], por lo que el costo de inversión suele ser alto. Generalmente requieren un pretratamiento de los gases para eliminar las partículas, SO₂, NO_x y,

eventualmente, otros contaminantes. La separación se hace corrientemente mediante la absorción del CO_2 en una solución líquida a temperaturas cercanas al ambiente (entre 40 y 60 °C [92], la reacción es exotérmica), para luego liberarlo (desorción) en otro reactor a una temperatura mayor (100 a 140 °C [92], la reacción es endotérmica). El calor requerido se obtiene de vapor de baja presión extraído de la central, generalmente de la turbina de baja presión. Este consumo de calor unido a la energía gastada en comprimir el CO_2 para su transporte y almacenamiento dan cuenta de la reducción de eficiencia de la central, que es del orden de 9 a 14 puntos porcentuales [92].

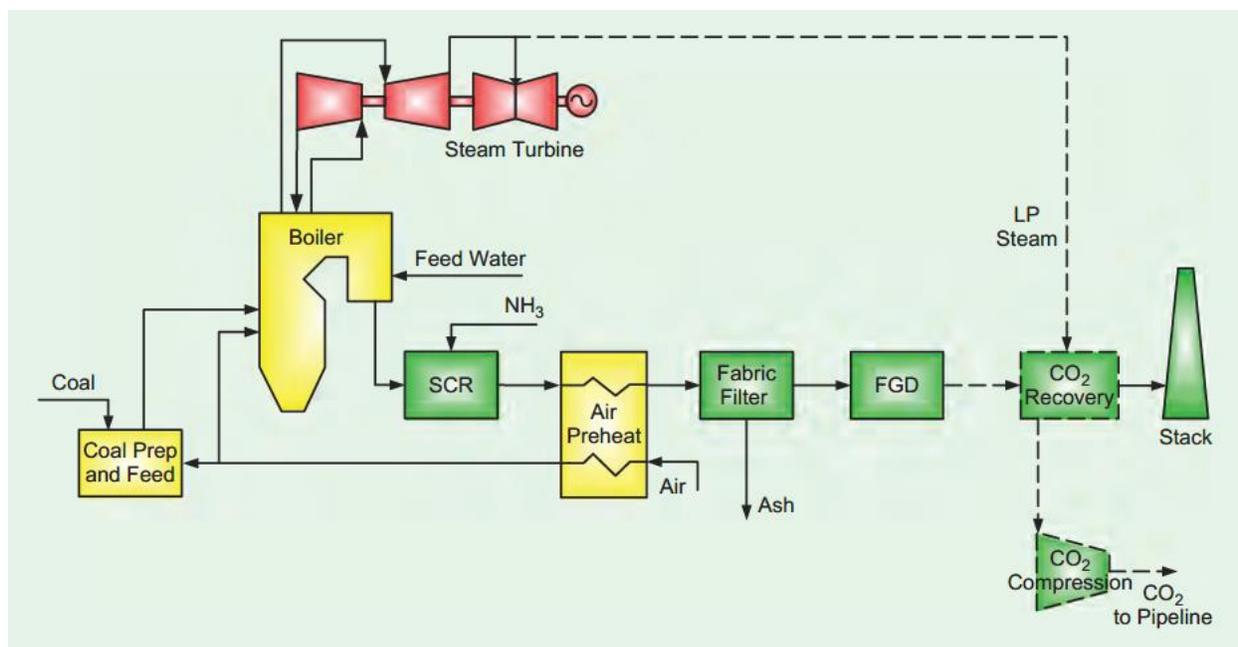


Figura 9.1.2 Esquema general de los procesos postcombustión de captura de CO_2 [35].

Los solventes más desarrollados son a base de aminas, aunque también los hay de naturaleza inorgánica. Fuera del consumo de energía, estos solventes presentan problemas de degradación con contaminantes como el SO_2 y NO_2 . Por esta razón, el primero se limita a menos de 25 $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ [92] y el segundo a trazas. La búsqueda de nuevos absorbentes y la optimización del proceso son aspectos centrales en el desarrollo de esta tecnología. La Fig. 9.1.3 muestra un proceso típico de absorción de CO_2 con solución de amina.

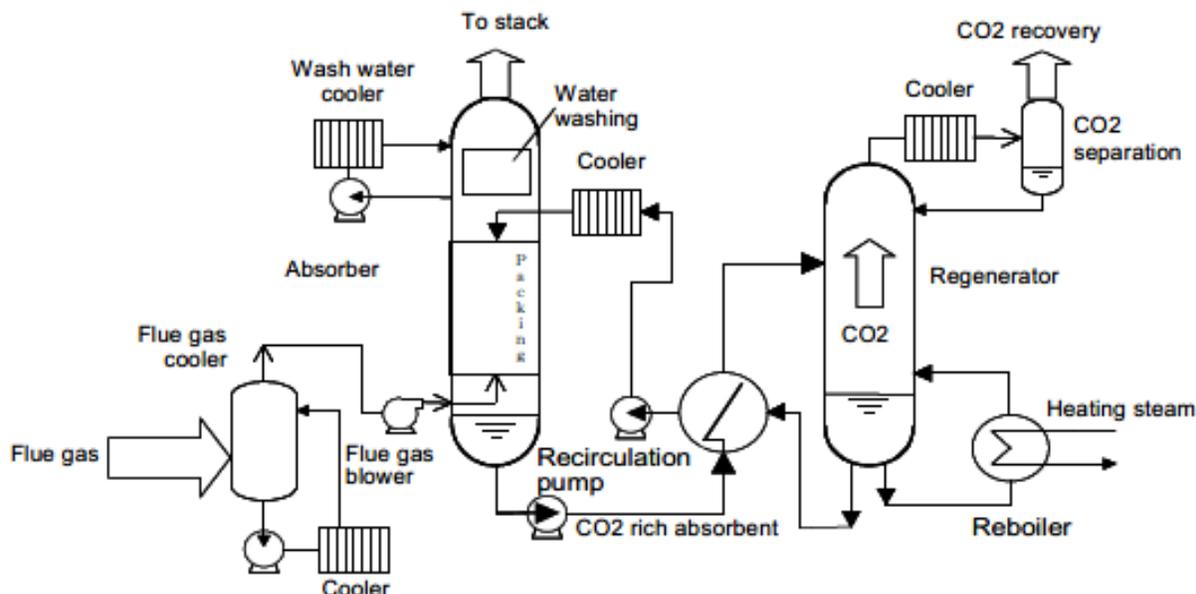


Figura 9.1.3 Esquema de un proceso típico de separación de CO₂ por absorción con solución de amina [132].

Luego de quitarle a los gases de combustión los contaminantes objetables para el proceso, estos se enfrían y saturan con agua, hasta una temperatura similar a la del absorbedor al que ingresan. En este entran en contacto con la solución de amina y agua. Al inicio del desarrollo de este proceso, la amina empleada era monoetanolamina (MEA), la que ha sido remplazada por aminas especialmente desarrolladas para el proceso, que son propiedad del desarrollador. Las nuevas aminas consumen menos calor, son más estables y menos corrosivas. En el absorbedor los gases fluyen hacia arriba, a través de un empaque, en contracorriente con el flujo de solución, que baja por gravedad. Los gases libres de CO₂ (contienen principalmente N₂ y vapor de agua) salen por la parte superior del absorbedor y son descargados a la atmósfera. Antes de salir, pasan por un lavado con agua para evitar el arrastre de amina. La reacción de absorción es exotérmica (libera calor) y es enfriada por el flujo de solución pobre en CO₂ que entra por la parte superior del absorbedor. La solución rica sale de la parte inferior, impulsada por una bomba, pasa por un intercambiador de calor que la calienta enfriando, a su vez, la solución pobre que sale del desorbedor de CO₂. La solución rica termina de calentarse en el desorbedor, reacción endotérmica (consume calor), liberando CO₂ de gran pureza. En este reactor hay un flujo de recirculación para calentar la solución en una caldera. Este es el punto donde se consume calor, normalmente suministrado por vapor de baja presión. El CO₂ casi puro sale de la parte superior del absorbedor, pasando antes por un enfriador y un separador de líquidos, que retiene las gotitas de solución que puedan haber llegado a ese punto.

Otros procesos de CCS postcombustión son el proceso de sorción seca con ciclado de carbonato y el uso de membranas [92]. En el primero, el CO₂ se hace reaccionar con óxido de calcio para formar carbonato de calcio. Posteriormente, el carbonato se calcina a alta temperatura (900 °C) para liberar el CO₂ y producir nuevamente óxido de calcio. El calor entregado por el enfriamiento de los gases de calcinación se puede usar en la generación de potencia. En el segundo caso se usan membranas poliméricas o híbridas (orgánicas/inorgánicas) para separar los gases. Este proceso todavía está en una etapa temprana de

desarrollo de las membranas, y consume mucha energía en la compresión de los gases para poder separarlos.

Procesos de precombustión

Estos procesos usan equipos probados comercialmente para producir un gas sintético combustible (syngas) formado por H_2 y CO , mediante la gasificación de un combustible sólido (carbón o biomasa) o la reforma de un combustible líquido o gaseoso. El combustible líquido puede ser un hidrocarburo fósil o un biocombustible, y el gaseoso puede ser GN o biogás. Posteriormente, el syngas se hace reaccionar con agua en el proceso WGS (Water Gas Shift) para convertir el CO en H_2 y CO_2 : $CO + H_2O \rightarrow H_2 + CO_2$ [133]. El hidrógeno se separa de los otros gases, y se usa en una planta termoeléctrica. Por otro lado, el CO_2 se seca, se comprime y se envía al lugar de almacenamiento permanente. La separación de los gases se hace mediante un solvente líquido, en procesos conocidos (Rectisol y Selexol). Algunas de las ventajas de estos procesos son que tratan un caudal significativamente menor que en los procesos de postcombustión, y que el CO_2 se captura a alta presión, reduciendo el trabajo de compresión posterior [35]. La producción y tratamiento del syngas es una tecnología completamente madura, puede producir CO_2 de alta pureza, tiene gran flexibilidad en cuanto al combustible, y puede generar otros productos además de electricidad (H_2 , SNG – gas natural sintético, metanol, combustibles sintéticos, amoníaco). Sin embargo, tienen como inconvenientes la alta complejidad y alto costo de inversión [92]. Para reducir las pérdidas de eficiencia, estos procesos tienen que hacer buen uso del calor generado en la gasificación y reforma, para aumentar la generación eléctrica.

El desarrollo de nuevas tecnologías de CCS precombustión se ha enfocado principalmente en el uso de membranas para separar los gases. De estas, posiblemente la más interesante es una membrana que separa el H_2 a alta temperatura, combinando una acción catalítica para la reacción WGS en una sola unidad. Esto tiene la ventaja adicional de que consume menos vapor que la reacción WGS convencional.

El proceso de captura de CO_2 de precombustión más desarrollado es la gasificación de carbón integrada con ciclo combinado (IGCC), que es una forma de generación de electricidad con carbón de gran eficiencia. En este proceso, el hidrógeno producido se quema en una turbina a gas con ciclo combinado. La pérdida de eficiencia de una central IGCC con CCS, comparada con una sin CCS, es de 9 a 12 puntos porcentuales [92]. Como en este proceso se produce H_2 , se puede cogenerar este gas y energía eléctrica, esquema que se discute en la sección “Producción de hidrógeno y compuestos derivados”. Dada la relevancia del proceso IGCC-CCS, lo describimos brevemente a continuación.

El proceso IGCC-CCS, que esquematiza la Fig. 9.1.4, se puede dividir en cuatro unidades separadas, unidad de separación de aire, unidad de gasificación, unidad de tratamiento del syngas, y unidad generadora de electricidad. La unidad de separación de aire produce oxígeno para la gasificación, de modo que el syngas producido no contiene nitrógeno y tiene mayor poder calorífico. En la unidad de gasificación, el carbón reacciona con oxígeno y agua, produciendo el syngas compuesto principalmente por H_2 , CO , CO_2 y H_2O , además de compuestos de azufre, como CO_5 y H_2S , y otros contaminantes. La unidad de tratamiento del syngas lo enfría, lo limpia, quitándole los contaminantes, lo enriquece en hidrógeno, y separa el CO_2 .

Finalmente, la unidad generadora de potencia quema el syngas limpio y enriquecido en hidrógeno en la turbina a gas de un ciclo combinado.

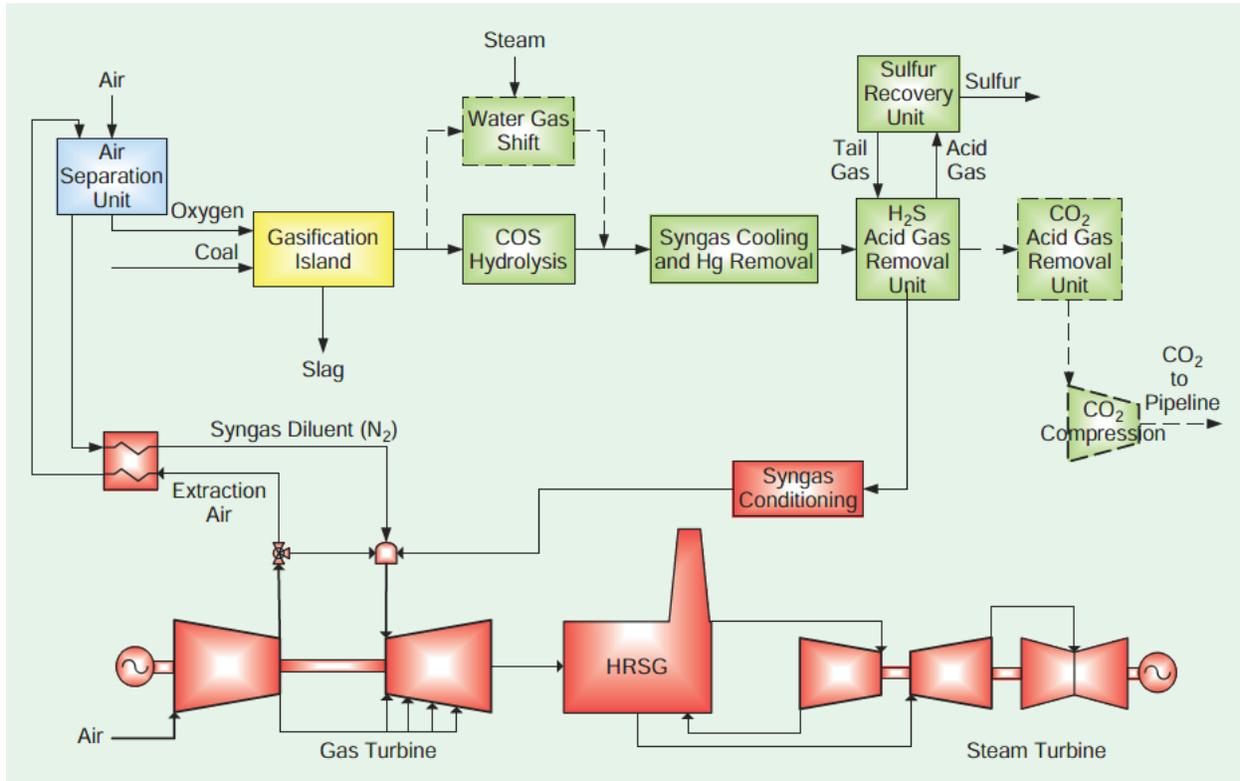


Figura 9.1.4 Esquema general del proceso de precombustión para la captura de CO₂ tipo IGCC-CCS [35].

Procesos oxicombustión

En este proceso el carbón pulverizado se quema con oxígeno, produciendo gases de combustión compuestos principalmente por CO₂, alrededor de 89 %vol [92], y vapor de agua. Los gases son limpiados de contaminantes y comprimidos para transportarlo al lugar de almacenamiento. La Fig. 9.1.5 muestra un esquema de este proceso, que consta de una unidad de separación de aire, una caldera y turbogeneradores a vapor, y un sistema de tratamiento de gases de combustión. La unidad separadora de aire produce el oxígeno usado para quemar el carbón pulverizado en la caldera, con una pureza de 99,5 %. Esta unidad tiene un importante consumo eléctrico, por lo que se hacen esfuerzos por mejorar la tecnología criogénica, que es el estado del arte. Los quemadores de la caldera deben permitir el uso de oxígeno en lugar de aire, el que normalmente se diluye con gases de combustión ricos en CO₂ recirculados, para controlar la temperatura de la llama. Hay que hacer algunas modificaciones a la caldera para adaptarla al menor flujo de gases y cambios en el calor transferido por radiación, además de reducir la infiltración de aire, que reduce la concentración de CO₂ del gas que se almacena. El sistema de tratamiento de gases los limpia de contaminantes, los seca y, finalmente, los comprime para ser transportados al lugar de almacenamiento, con un contenido de CO₂ de alrededor de 99,7 %.

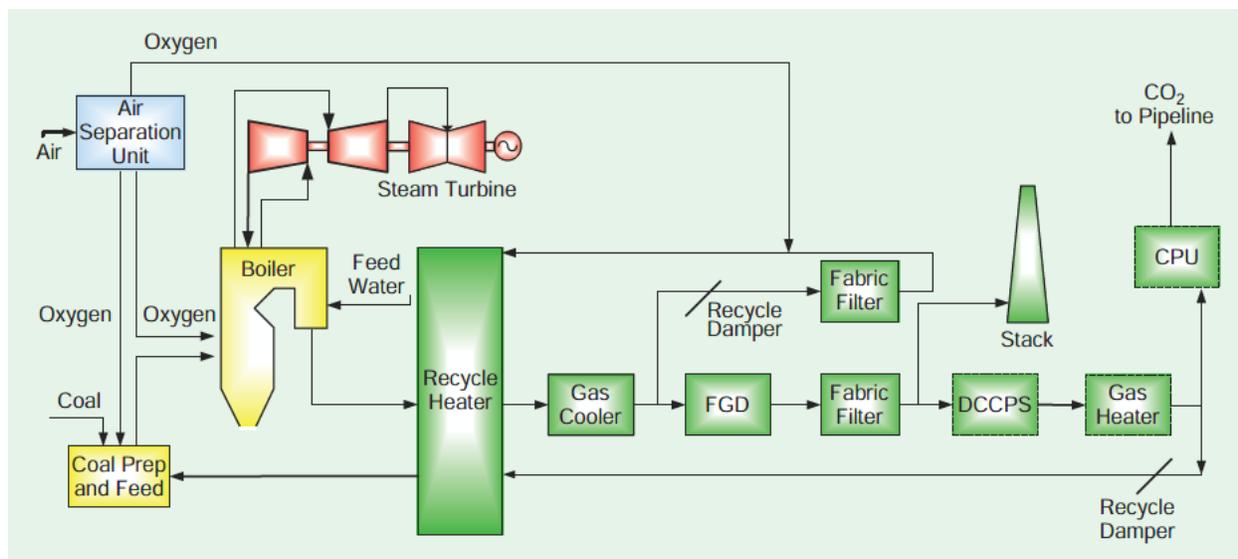


Figura 9.1.5 Esquema de un proceso oxidación de combustión con captura de CO₂ [35].

Estudio técnico-económico de reconversión de la Unidad 5 de la central de Conesville, OH, de AEP

El contenido de esta sección proviene del segundo estudio del NETL [96]. El sistema de desulfuración existente (FGD) se modificó para reducir el SO₂ a menos de 10 ppmv. En los casos con captura de CO₂ menor de 90 %, se optó por procesar una fracción de los gases de combustión, por ser la opción más económica.

El vapor para la planta de captura se extrae de la salida de la turbina de presión intermedia, a 324 kPa, y se expande en una turbina especialmente instalada para este propósito, generando 45,3 MW para 90 % de captura. Esta generación reduce el incremento de costo de la electricidad. El vapor que descarga la turbina se satura inyectándole agua (de-superheater) antes de conducirlo a la planta de captura. Los nuevos equipos necesitan 1,6 ha (4 acres).

Las estimaciones de costo excluyen:

- Estudios de suelo
- Permisos ambientales
- Eliminación de residuos peligrosos o tóxicos
- Eliminación de materiales existentes desechados
- Aranceles aduaneros
- Impuestos de venta
- Escalamiento de precios futuros
- Repuestos de bienes de capital
- Estaciones de carga de productos químicos
- Edificaciones, excepto para compresores y subestación eléctrica

- Costos financieros
- Costo de propiedad
- Vigilancia durante la construcción
- Servicio médico y de ambulancia en el lugar
- Costos de permisos y autorizaciones
- Overheads líneas de alta tensión
- Costo de gasoducto de alimentación de gas natural
- Pilotes en exceso
- Contingencias y riesgos

La tabla siguiente resume las suposiciones para la evaluación económica. El valor del USD es de julio de 2006.

Suposiciones base para la evaluación económica

Parámetro	Unidad	Valor
Costo de inversión	\$/kW	Como estimado
Factor de carga	%	85
Impuesto a las utilidades	%	38
Período de pago de la deuda	Años	15
Período de gracia en pago de deuda	Años	0
Fondo de reserva		ninguno
Depreciación	Años	20
Capital de trabajo	\$	0
Crédito tributario de la inversión	%	0
Exención tributaria	Años	0
Costos de inicio (% de EPC)	%	2
Escalamiento de EPC	%	0
Duración de la Construcción	Años	3
Deuda	%	45
Capital Inversión (Equity)	%	55
Costo de Capital ponderado después de impuestos	%	9,67
Factor de recuperación del capital	-	0,175
Factor de nivelación, O&M fijos	-	1,1568
Factor de nivelación, O&M variables	-	1,1568
Factor de nivelación, gas natural	-	1,1651

El estudio concluye que no hay impedimentos técnicos para implementar CCS en centrales a carbón existentes. La mejor forma de reducir el porcentaje de captura de CO₂, para los casos con menos de 90 % de captura, es mediante el bypass de una fracción de los gases de combustión. La captura del 70% da un nivel de emisiones de CO₂ de 362 g/kWh, similar a un ciclo combinado con gas natural sin CCS. El costo de mitigación sube de 89 a 113 USD/ton de CO₂ cuando la captura baja de 90 a 30 %.

La figura siguiente muestra un diagrama simplificado del sistema de captura de CO₂.

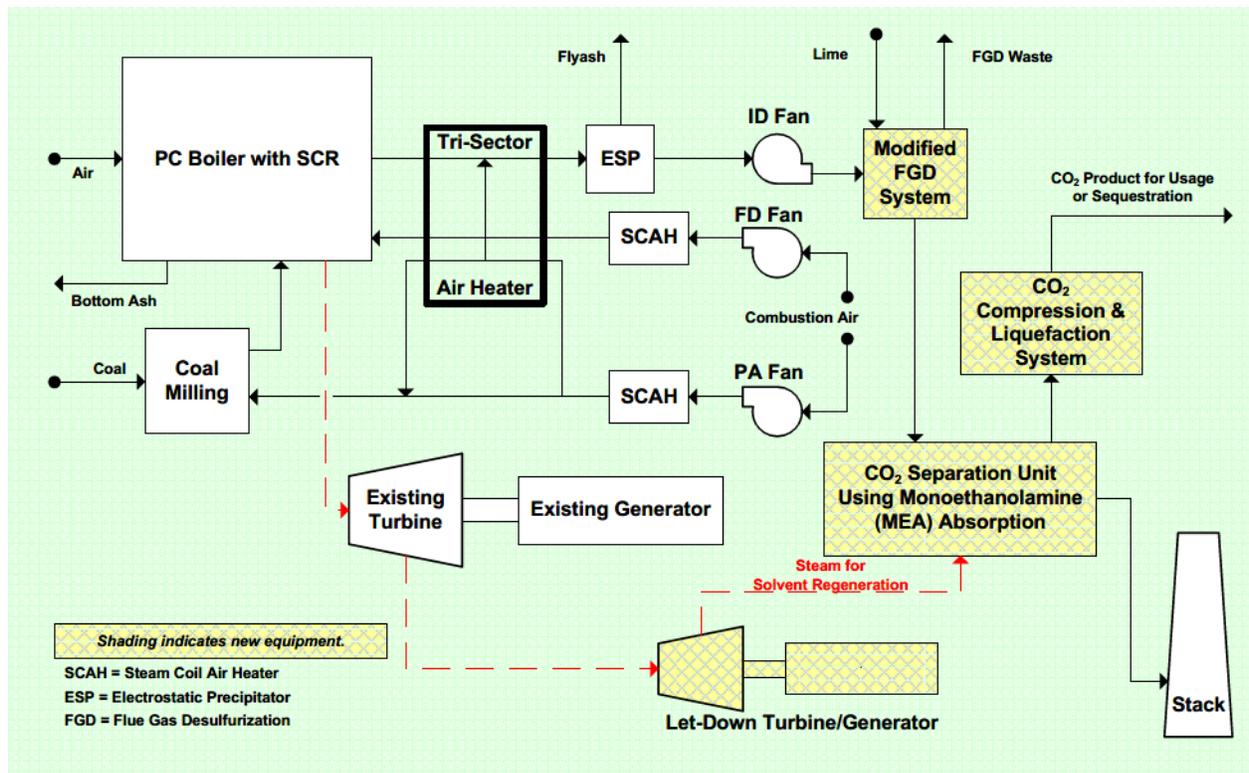


Figura 9.1.6 Esquema de la modificación estudiada para la Unidad 5 de la Central de Conesville. Nomenclatura: PC: carbón pulverizado; SCR: reducción catalítica selectiva de NOx; ESP: precipitador electrostático; SCAH: calentador de aire con serpentín de vapor; ID: tiro inducido; FD: tiro forzado; FGD: desulfuración de gases de combustión; PA: aire para carbón pulverizado.

Las principales variables de operación y costos se resumen en la tabla siguiente.

	Unidad	Sin captura	90% captura	30% captura
Caldera				
Flujo vapor principal	ton/h	1.422	1.422	1.422
Presión máxima	kPaa	17.478	17.478	17.478
Temperatura sobrecalentamiento	°C	537,8	537,8	537,8
Temperatura recalentamiento	°C	537,8	537,8	537,8
Eficiencia	%	88,1	88,1	88,1
Potencia térmica carbón	MW	1.239	1.239	1.239
Captura CO₂				
Energía regeneración solución	kJ/kg CO ₂	n/a	3,605	3,605
Presión vapor	kPaa	n/a	324	324
Flujo vapor extraído	ton/h	n/a	549	183

Consumo gas natural	MW	n/a	3,810	1,231
Ciclo de vapor				
Generación existente	MW	463,5	342,7	425,8
Generación con vapor extraído	MW	n/a	45,3	14,9
Generación total	MW	463,5	388,0	440,7
Consumo parásito planta existente	MW	29,7	29,8	30,3
Consumo parásito captura CO ₂	MW		54,9	18,3
Generación neta	MW	433,8	303,3	392,1
Parámetros de la planta				
Tasa neta de calor, PCS	kJ/kWh		14,8	11,4
Eficiencia neta, PCS	%	35,0	24,5	31,7
Penalización en energía	%	0,0	10,5	3,3
Factor de planta	%	85,0	85,0	85,0
Perfil planta captura CO₂				
CO ₂ producido	ton/h	393,2	393,9	393,4
CO ₂ capturado	ton/h	0,0	354,0	118,1
CO ₂ emitido	ton/h	393,2	39,9	275,3
Incremento de costos				
Inversión total	10 ⁶ USD	n/a	400,09	211,84
Inversión total unitaria	USD/kW	n/a	1.319	540
Operación y mantención fijos	10 ⁶ USD/año	n/a	2,49	1,87
Operación y mantención variables	10 ⁶ USD/año	n/a	17,65	7,02
Costo electricidad no producida	10 ⁶ USD/año	n/a	62,19	19,89
Venta de CO ₂	10 ⁶ USD/año	n/a	0,00	0,00
Consumo gas natural	10 ⁶ USD/año	n/a	0,65	0,21
Incremento costo electricidad				
Costo capital	USD/kWh	n/a	31,0	12,7
O y M fijos	USD/kWh	n/a	1,3	0,7
O y M variables	USD/kWh	n/a	36,6	9,6
Insumos O y M	USD/kWh	n/a	0,3	0,1
Total	USD/kWh		69,2	23,1
Costo mitigación CO ₂	USD/ton	n/a	89	113
Costo captura CO ₂	USD/ton	n/a	59	77

Conversión de la Unidad 3 de la central Boundary Dam de SaskPower

En BD3 se instaló una planta Cansolv para la captura de SO₂ y CO₂, cuyo esquema se muestra en la Fig. 9.1.6. Ambos sistemas de captura operan de la misma forma, con absorción y desorción con una solución de amina. El tipo de amina usado por cada sistema y las temperaturas de trabajo son distintas.

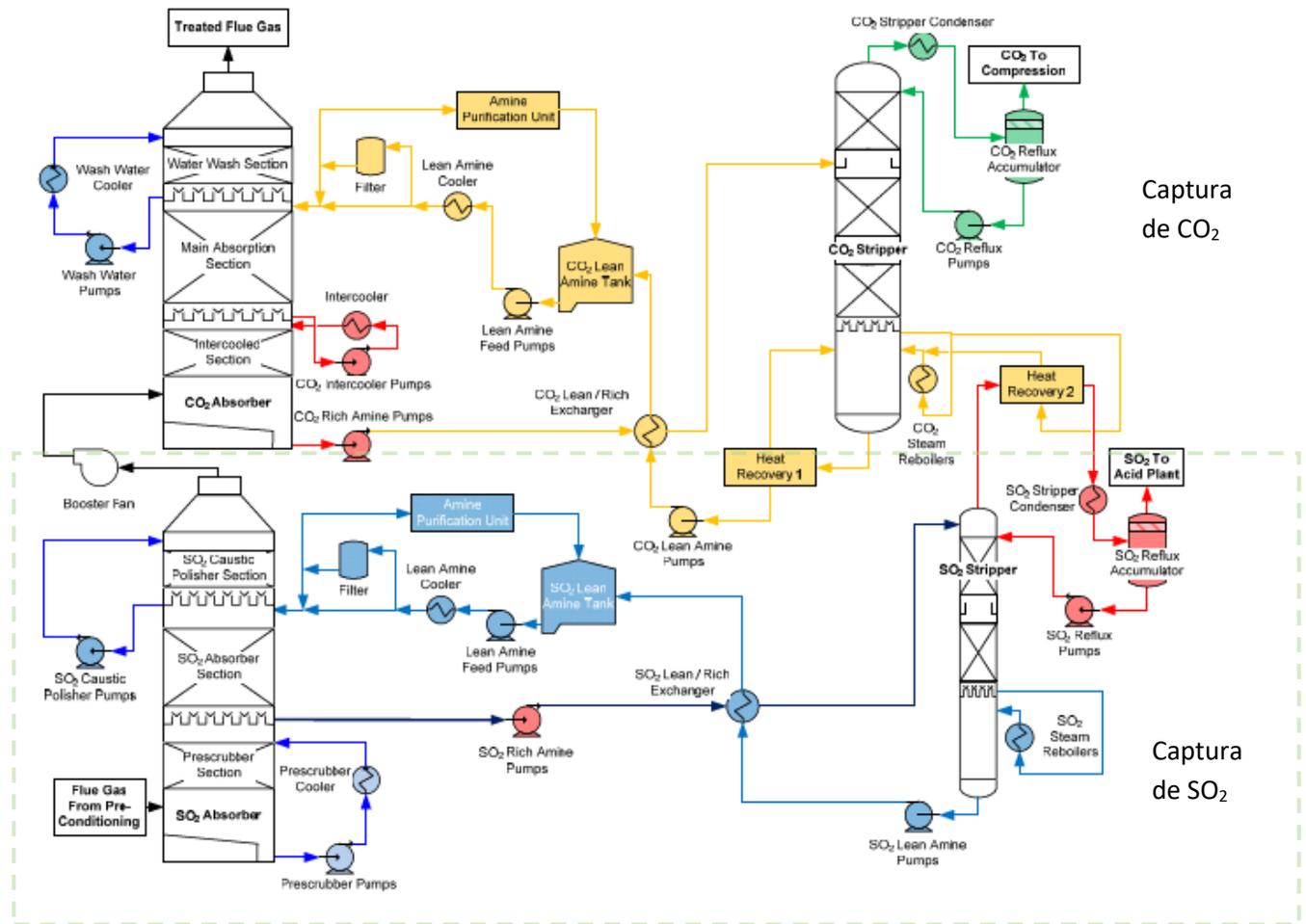


Figura 9.1.6 Esquema de la planta Cansolv de captura de SO_2 y CO_2 [108].

Los gases de combustión provenientes del sistema de abatimiento de MP, se acondicionan antes de ingresar al absorbedor de SO_2 . El acondicionamiento consiste en enfriarlos hasta a la temperatura del absorbedor.

La unidad de captura de SO_2 tiene una etapa de absorción del contaminante en una solución de amina en agua, que se realiza a temperatura relativamente baja, y una etapa de desorción del SO_2 captado por la solución, a temperatura más alta. Adicionalmente, hay un calentador de la solución para la desorción, e intercambiadores de calor para mejorar la eficiencia del proceso. Finalmente, hay una etapa de limpieza de la solución, que retira la amina degradada, y de enfriado y secado parcial del SO_2 producido.

A continuación, detallamos el proceso siguiendo el esquema de la Fig. 9.1.6. El absorbedor tiene una sección de pre limpieza, otra de absorción y una última sección de captura de las trazas de SO_2 remanentes, con una solución caustica que no se regenera. En la sección de pre limpieza se recircula agua para capturar las trazas de partículas que puedan quedar. En la sección de absorción se ingresa solución pobre en SO_2 , que previamente se ha enfriado ya que la reacción genera calor (exotérmica). La solución rica en SO_2 se extrae de la parte inferior del absorbedor, se hace pasar por un intercambiador de calor

que la caliente, enfriando la solución pobre que viene del desorbedor y se dirige al absorbedor. En el desorbedor (stripper) la solución rica y caliente libera gran parte del SO_2 que contiene. Como esta reacción es endotérmica, la solución se recircula por una caldera que la calienta. La solución pobre caliente que se acumula en la parte inferior del desorbedor se bombea hacia el absorbedor, pasando antes por el intercambiador de calor que la enfría. Antes de ingresar al absorbedor, la solución se filtra y, parte de ella se pasa por un purificador que elimina la amina degradada. El SO_2 que sale de la parte superior del desorbedor se enfría y, luego, pasa por un medio poroso que captura las gotitas de agua condensadas. Parte del enfriamiento del SO_2 se hace calentando la solución que captura el CO_2 , mejorando la eficiencia del conjunto.

La unidad de captura de CO_2 funciona de la misma forma que la de captura de SO_2 recién descrita, diferenciándose principalmente en el tipo de solución, los caudales, temperaturas, y en algunos intercambiadores de calor que se distinguen claramente en la Fig. 9.1.6.

Anexo Métodos de producción de hidrógeno

Hay distintas formas de clasificar los métodos de producción de hidrógeno [134]. Para este estudio, los clasificaremos según el tipo de energía que se use en tres categorías, termoquímicos, electrolíticos y fotolíticos [42]. En el último grupo incluiremos también otros métodos difíciles de clasificar. Estos métodos, a su vez, se pueden subdividir en otros grupos de acuerdo a las características del proceso. Si la fuente de energía es renovable o nuclear, el H_2 generado tendrá un impacto neutro o positivo en la reducción de emisiones de carbono.

Métodos termoquímicos

Los métodos termoquímicos usan parte de la energía química almacenada en combustibles para liberar el hidrógeno contenido en ellos, o usan calor en combinación a ciclos químicos para liberar hidrógeno del agua [42]. Estos métodos se pueden dividir en cuatro, a) reforma de combustibles gaseosos (GN, biogás) o líquidos, b) gasificación de combustibles sólidos (carbón, biomasa, desechos), y c) procesos térmicos. En la **reforma de combustibles gaseosos o líquidos** se hace reaccionar el combustible a alta temperatura con un oxidante, que puede ser agua, oxígeno o una combinación de ambos, para producir H_2 y CO_2 , que posteriormente se separan. La reforma de GN (o *methane steam reforming*, MSR) es el método más usado hoy para producir H_2 en gran escala y es una tecnología madura. En la **gasificación de combustibles sólidos** el combustible se hace reaccionar con vapor de agua y cantidades reducidas de oxígeno o aire para producir un gas de síntesis que contiene fundamentalmente H_2 y CO. El gas de síntesis, o syngas, se somete a limpieza y un proceso llamado *water-gas shift* (WGS), en el cual el CO reacciona con vapor de agua para convertirse en H_2 y CO_2 . Los **procesos térmicos** usan ciclos de reacciones a alta temperatura para disociar el agua en H_2 y O_2 . Estas reacciones se producen a temperaturas del orden de 2.500 °C, normalmente usando energía solar concentrada. Son procesos en desarrollo que todavía presentan grandes desafíos en materiales y en el costo de producción. La mayor parte del hidrógeno hoy se produce por reforma de combustibles fósiles [43], debido a su conveniencia y bajo costo. Los procesos más usados son reforma de gas natural con vapor y gasificación de combustibles [135].

A continuación, describiremos los procesos de producción de hidrógeno por reforma de combustibles líquidos y gaseosos, y por gasificación de carbón. Pero antes, describiremos la reacción agua-gas (wáter gas shift, WGS) y métodos de separación de hidrógeno, ambos procesos comunes en la producción de hidrógeno a partir de combustibles sólidos, líquidos o gaseosos.

Reacción agua-gas (WGS)

La reacción WGS se usa para convertir el CO en hidrógeno, haciéndolo reaccionar con agua: $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$. Es una reacción exotérmica y, por lo tanto, la fracción de H_2 en equilibrio aumenta a temperaturas más bajas. Sin embargo, la velocidad de reacción disminuye exponencialmente con la temperatura. Es decir, a menor temperatura se obtiene más hidrógeno, pero la reacción se completa en mayor tiempo. Por esta razón, es corriente hacer la reacción WGS en dos reactores, el primero a mayor temperatura, para que la reacción sea rápida, aunque no sea muy completa, y el segundo a menor temperatura, para que aumente la cantidad de hidrógeno producido.

Separación de hidrógeno

Después de la reacción WGS, el hidrógeno queda diluido con otros gases, principalmente CO_2 y compuestos de azufre. Es necesario, por lo tanto, separarlo para obtener la pureza deseada. Los compuestos de azufre separados junto con el CO_2 pueden ser transportados a un sitio geológico para su almacenamiento de largo plazo, o pueden retirarse por otros procesos si se desea un CO_2 de mayor pureza. Cuando la concentración de compuestos de azufre es muy alta, y se quiere usar o almacenar el CO_2 , se separa por procesos convencionales antes de separar el CO_2 , para evitar el problema de transporte y almacenamiento de él. Se distinguen cuatro procesos de separación de hidrógeno, a) adsorción⁹⁴ de los otros gases, b) absorción física o química de los gases, c) separación mediante membranas poliméricas, y d) separación criogénica [136].

La separación por adsorción se usa en el proceso SMR y produce hidrógeno de gran pureza (99,999 %). El proceso más corriente, llamado PSA (*pressure swing adsorption*), consiste en hacer pasar la mezcla de gases de alta presión que sale del reactor WGS por un reactor relleno con un reactivo sólido que adsorbe todos los gases menos el hidrógeno. Una vez que el reactivo está casi saturado de gases, se interrumpe el flujo de alta presión y se descomprime el reactor, liberando los gases adsorbidos.

Producción de hidrógeno por reforma de metano (SMR) y otros hidrocarburos

El proceso de reforma de hidrocarburos líquidos o gaseosos, que también pueden ser biocombustibles, consiste en a) una primera etapa de limpieza del combustible, donde se remueve el azufre y otros contaminantes que afecten a los procesos posteriores, b) la reforma propiamente tal con vapor de agua, c) enfriamiento del syngas resultante, d) reacción agua-gas (WGS) para conversión del CO, y e) separación del hidrógeno de alta pureza [136]. La Fig. 9.2.1 esquematiza el proceso completo.

⁹⁴ La adsorción es un proceso por el cual átomos, iones o moléculas de gases, líquidos o sólidos disueltos son atrapados o retenidos en una superficie, en contraposición a la absorción, que es un fenómeno de volumen.

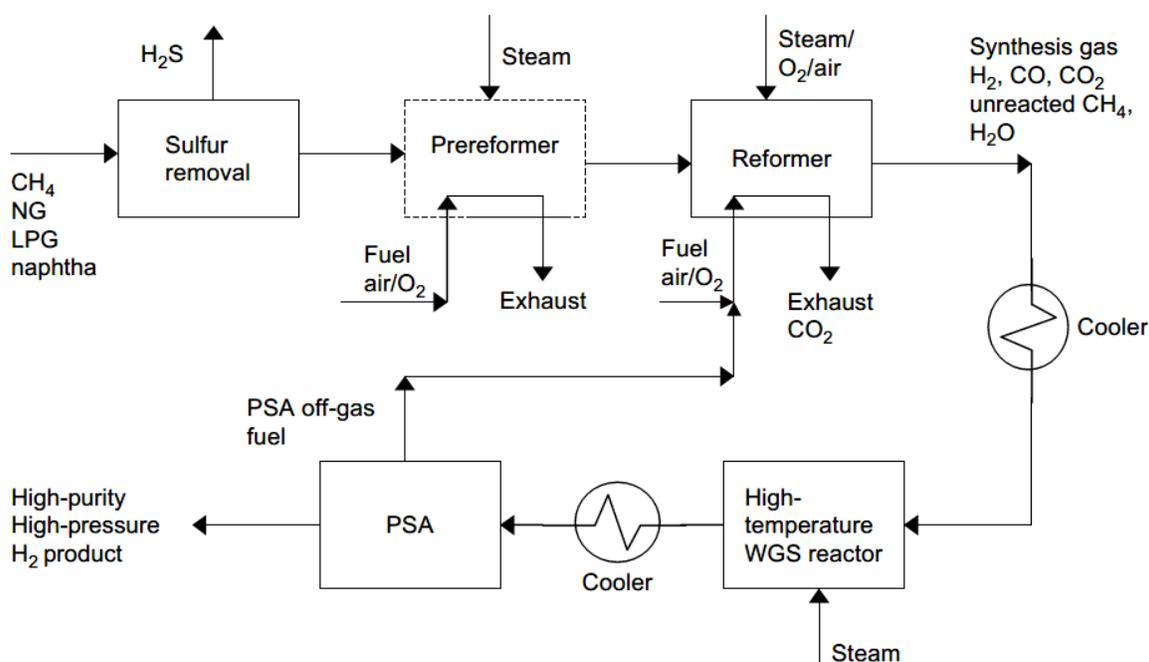


Figura 9.2.1. Esquema de la producción de hidrógeno por reforma de hidrocarburos con separación por PSA [136].

La reacción de reforma es endotérmica, por lo que hay que suministrarle calor al reformador y pre reformador, lo que se puede hacer mediante la combustión de algún combustible o con vapor. El reactor PSA produce, además del hidrógeno de alta pureza, un flujo que contiene los otros gases extraídos del hidrógeno impuro que sale del reactor WGS. Este flujo de descarte contiene principalmente CO_2 , pero también contiene H_2 , por lo que constituye un combustible, que puede usarse para calentar el reformador. En grandes plantas de H_2 , este flujo puede ser suficientemente importante como para generar potencia.

Producción de hidrógeno a partir de carbón

La producción de hidrógeno a partir de carbón consta típicamente de las siguientes etapas o unidades, como muestra la Fig. 9.2.2 [117]: preparación del carbón, unidad de separación de aire (ASU), gasificación del carbón, separación de S y CO_2 . Adicionalmente, puede tener una etapa de recuperación de azufre, si es que se desea obtener este elemento en su estado puro. La etapa de metanación, también mostrada en la Fig. 9.2.1, no es siempre necesaria.

La unidad de separación de aire se usa para producir oxígeno, con el fin de que no haya nitrógeno en el syngas. Esta unidad implica un consumo adicional de energía, pero este es compensado por la facilidad para separar posteriormente el CO_2 y para obtener hidrógeno de gran pureza.

La gasificación del carbón es un proceso muy maduro y antiguo, para el cual hay una gran variedad de equipos de marca. El informe de García-Cortes, Tzima y Peteves [119] da una descripción de las opciones comerciales. La alimentación de carbón suele hacerse como una pulpa con agua (slurry). Posteriormente, se agrega vapor de agua para convertir el CO en CO_2 e hidrógeno a través del proceso WGS. Al final de

esta etapa el gas, formado por H_2 y CO_2 , con cantidades menores de compuestos de azufre y nitrógeno, es limpiado de partículas y enfriado, antes de pasar a la etapa siguiente.

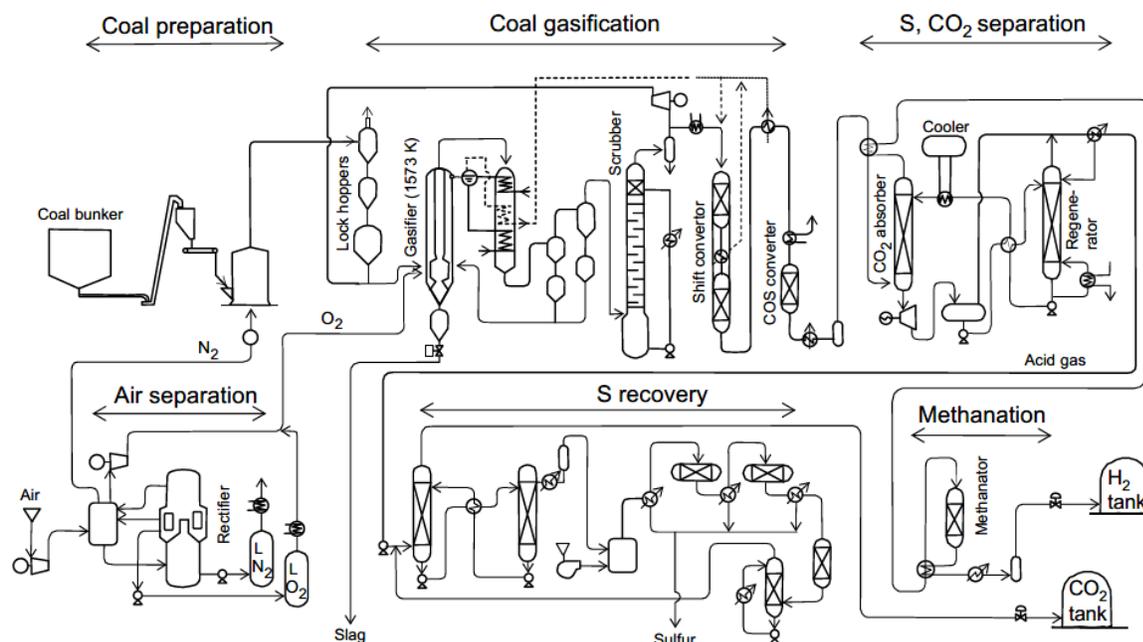


Figura 9.2.2. Esquema típico de producción de hidrógeno a partir de carbón [117]. En la etapa de gasificación del carbón se agrega vapor de agua (no mostrado) para la reacción WGS: $CO + H_2O \rightarrow H_2 + CO_2$ (shift converter). La etapa final de metanización es necesaria para convertir trazas de CO y CO_2 en metano, que es menos objetable en el hidrógeno.

Métodos electrolíticos

Los métodos electrolíticos emplean electricidad para disociar el agua en sus elementos. Estos métodos son muy simples y aplicables a cualquier escala de producción; son menos eficientes que los métodos térmicos, pero no contaminan. La electrólisis del agua se hace usando una solución alcalina, membranas de intercambio de protones (PEM), o un electrolito sólido [41]; los últimos dos consisten, en esencia, en celdas de combustible operando en reversa. Los electrolizadores alcalinos son los más antiguos y probados, trabajan a temperaturas de entre 60 y 80 °C, y su eficiencia varía entre 47 y 82 %. Los electrolizadores con membranas PEM que operan a 60 – 70 °C, son fáciles de operar y convenientes, pero los sistemas de alta temperatura, como ser la celdas de óxido sólido (SOEC) que operan a 600 – 800 °C [137], son más eficientes y usan hasta tres veces menos energía eléctrica [42]. Actualmente sólo el 4% del H_2 se produce en el mundo mediante electrólisis, debido a que su alto costo lo hace apropiado sólo para pequeñas escalas [135].

Métodos fotolíticos y otros

Los métodos fotolíticos se dividen en fotoelectroquímicos y fotobiológicos. Los procesos **fotoelectroquímicos** usan una clase especial de semiconductores que absorben energía solar para separar el hidrógeno y oxígeno del agua. Está en temprana etapa de desarrollo, pero ofrece en el largo plazo

hidrógeno sustentable de muy bajo impacto ambiental. Uno de los principales problemas es encontrar materiales semiconductores que sean a la vez eficientes y duraderos.

Los procesos **fotobiológicos** usan microorganismos, tales como algas verdes unicelulares, cianobacterias, bacterias fotosintéticas, y otras, cuyo metabolismo produce hidrógeno consumiendo energía solar.

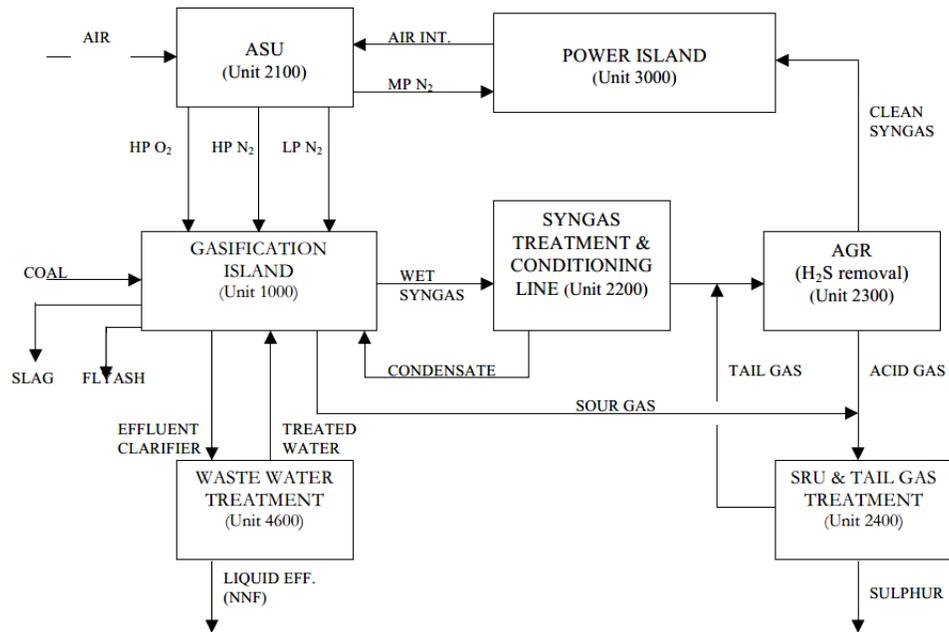
Otros métodos no fotolíticos son la fermentación oscura y la electrólisis asistida biológicamente. Estos están en temprana etapa de desarrollo. En la fermentación oscura, bacterias descomponen sin luz material orgánico produciendo hidrógeno. La energía necesaria para el proceso proviene de la misma descomposición del material orgánico. Por otro lado, la electrólisis asistida biológicamente produce hidrógeno con un valor energético equivalente a 2,5 veces la energía eléctrica consumida; la energía consumida por el proceso y que no es aportada por la electricidad, proviene de la descomposición biológica de material orgánico. Probablemente el mayor potencial de desarrollo está en la combinación de varias o todas estas tecnologías biológicas. Todos estos métodos ofrecen grandes promesas para el futuro, pero por el momento enfrenta muchos desafíos. Finalmente, hay que mencionar que existen algunos procesos industriales que generan H₂ como subproducto [41].

Anexo Esquemas de los cinco casos del estudio de cogeneración de hidrógeno y electricidad del IAE GHG

Los cinco casos considerados en este estudio son: 1) generación de electricidad sin CCS, 2) generación de electricidad con CCS, 3) generación de hidrógeno y la electricidad que consume la planta, con CCS, 4) cogeneración de hidrógeno y electricidad a razón fija, con CCS, y 5) cogeneración de hidrógeno y electricidad a razón flexible, con CCS. En todos los casos se considera un sistema de gasificación de carbón integrado a un ciclo combinado de potencia (IGCC). El sistema de gasificación considerado es el ofrecido por Shell, que se consideró superior a otras dos alternativas estudiadas (GE y Siemens). Para la remoción del gas ácido (H₂S) y CO₂ se consideró el proceso Selexol, desechando el Rectisol.

Caso 1 Generación de electricidad sin CCS

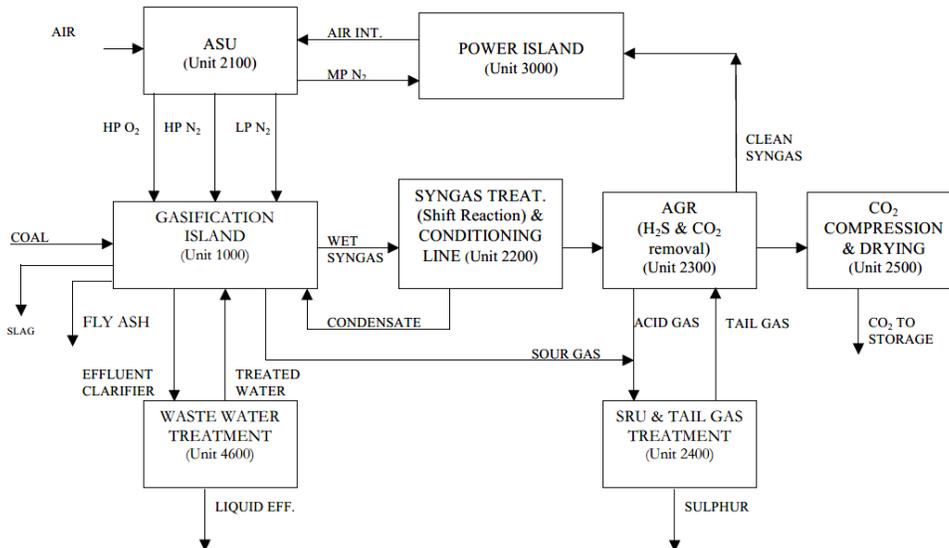
CASE 1 – SHELL - IGCC COMPLEX BLOCK FLOW DIAGRAM



Nomenclatura: ASU: unidad de separación de aire; AGR: separación de gas ácido; SRU: unidad recuperadora de azufre. [48] p. 299.

Caso 2 Generación de electricidad con CCS

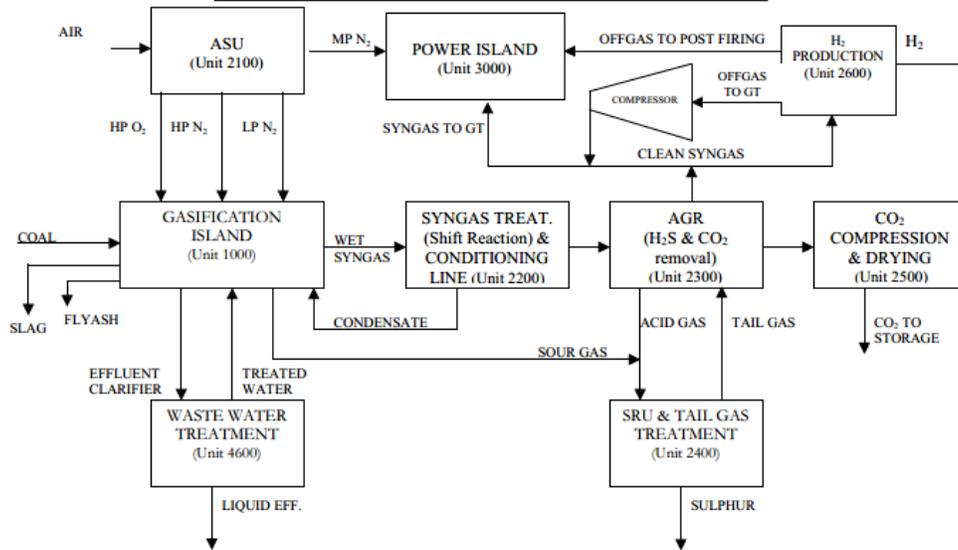
CASE 2 – IGCC COMPLEX BLOCK FLOW DIAGRAM



Nomenclatura: ASU: unidad de separación de aire; AGR: separación de gas ácido; SRU: unidad recuperadora de azufre. [48] p. 315.

Caso 3 Generación de hidrógeno con CCS

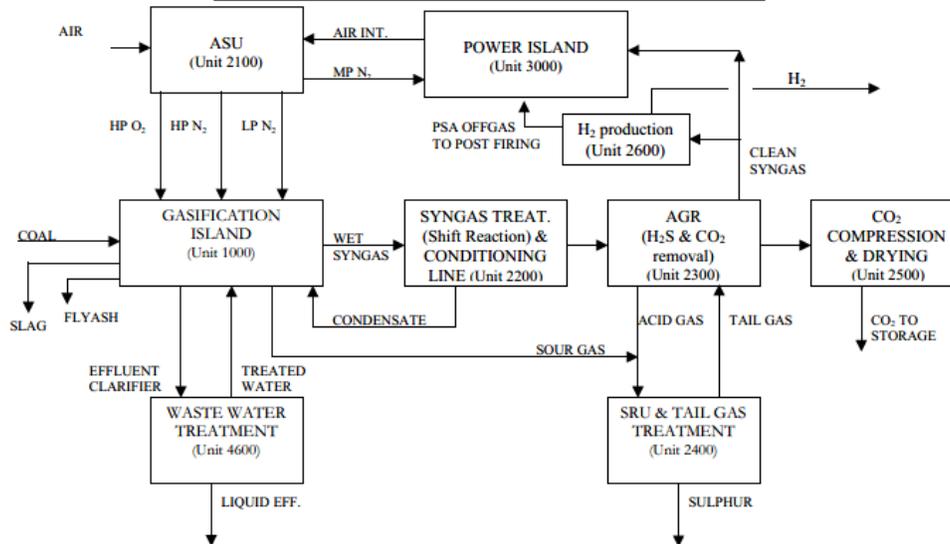
CASE 3 – IGCC COMPLEX BLOCK FLOW DIAGRAM



Nomenclatura: ASU: unidad de separación de aire; AGR: separación de gas ácido; SRU: unidad recuperadora de azufre. [48] p. 336.

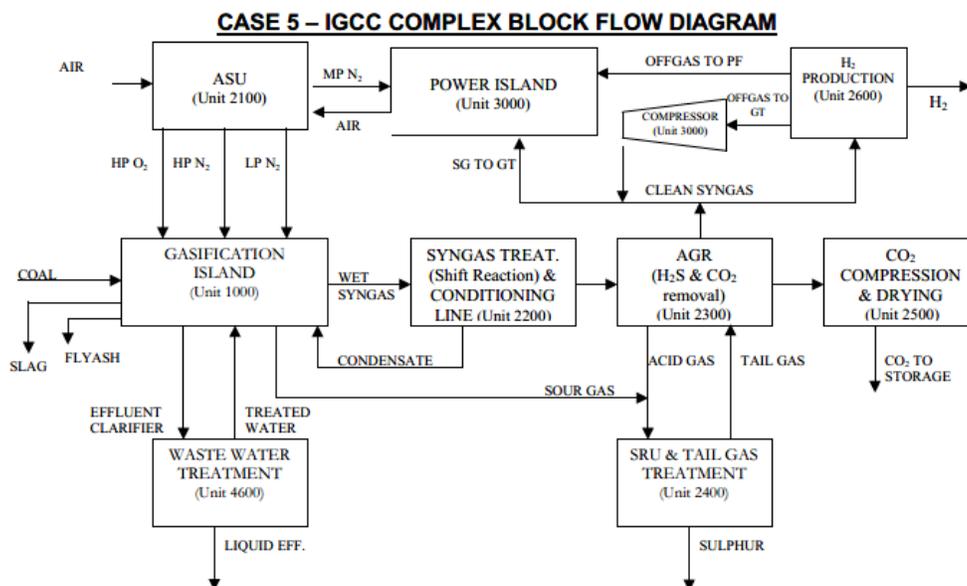
Caso 4 Cogeneración con CCS, razón hidrógeno:electricidad fija

CASE 4 – IGCC COMPLEX BLOCK FLOW DIAGRAM



Nomenclatura: ASU: unidad de separación de aire; AGR: separación de gas ácido; SRU: unidad recuperadora de azufre. [48] p. 357.

Caso 5 Cogeneración con CCS, razón hidrógeno:electricidad flexible



Nomenclatura: ASU: unidad de separación de aire; AGR: separación de gas ácido; SRU: unidad recuperadora de azufre. [48] p. 378.