

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

Preparado para:



20 de noviembre de 2018

# Experiencia reciente de inodú en aspectos regulatorios asociados a sustentabilidad & termoeléctricas



2014



2015



2016



2016



2016 - 2017



2017



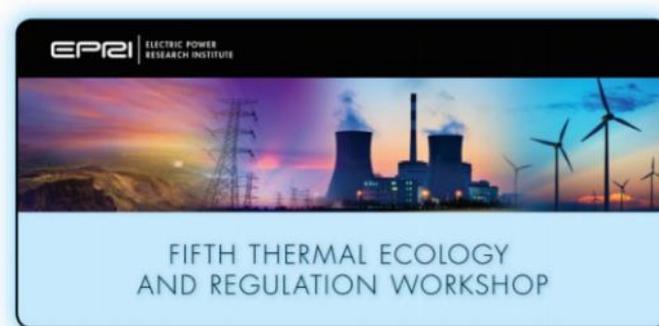
COMMUNICATING THE SCIENCE OF FISHERIES CONSERVATION TO DIVERSE AUDIENCES

AUGUST 19-23, 2018



MIT sdm

2018



TENNESSEE AQUARIUM

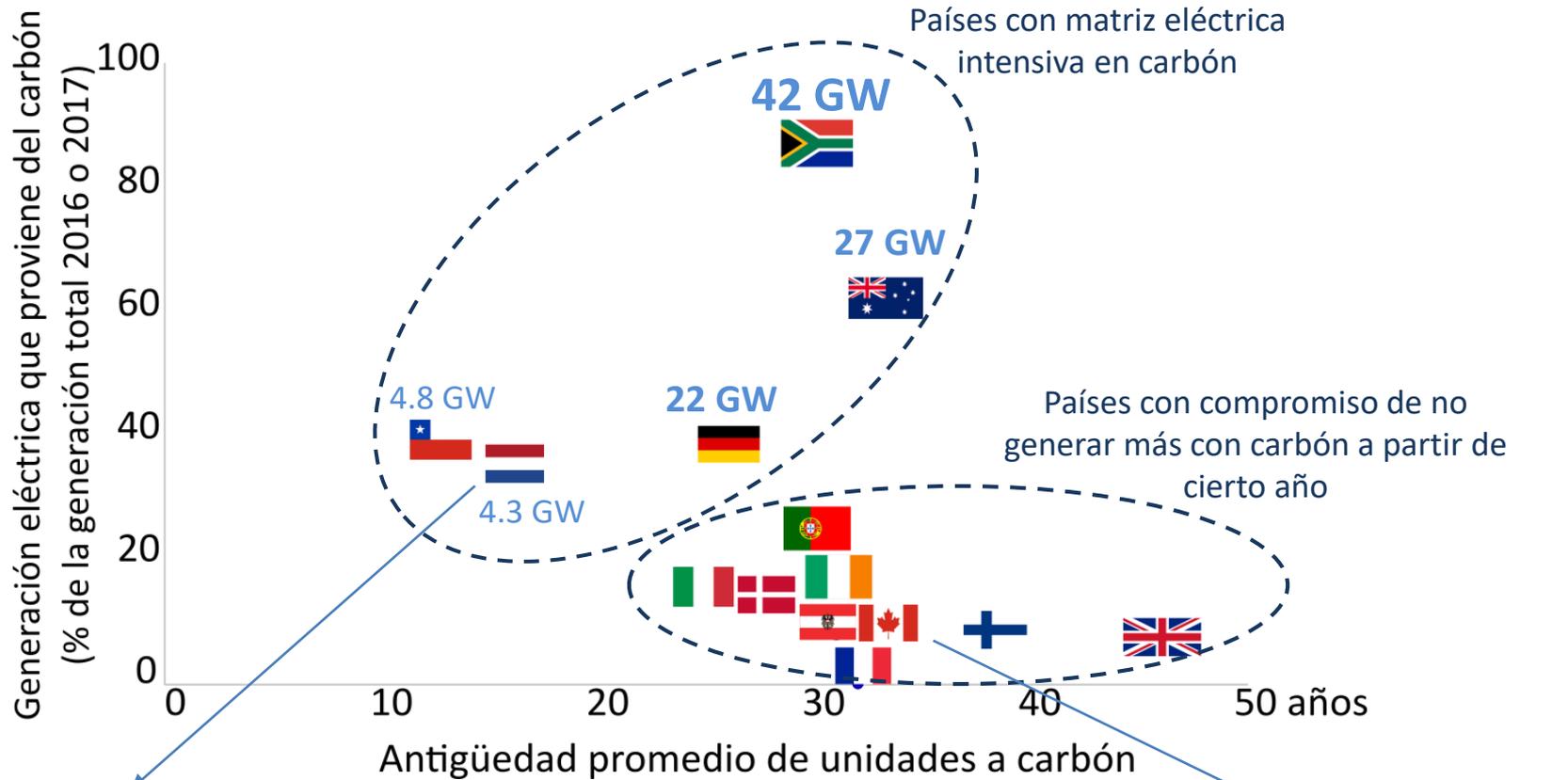
CHATTANOOGA, TN

NOVEMBER 13-14, 2018

# Objetivo del estudio

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**.

# Contexto internacional



**Países Bajos:** Empresas alemanas construyeron 2 centrales en 2015 con 2,6 GW de capacidad. Se definió 2030 como año de cese en el uso de carbón.

**Canadá:** Estándar de emisiones de CO<sub>2</sub>.

# Alternativas para definir un nuevo propósito a una central

## Reconversión a otro combustible

- Modificar sistemas existentes de combustible.
- Continuar generando.

## Retiro en “frío y oscuro”

- Remediar y cerrar parcialmente.
- Asegurar y monitorear.
- Futuro incierto.

## Mantener unidades en reserva estratégica (*mothballing*)

- Mantenimiento básico.
- Capacidad de volver al servicio en algunos días.

## Repotenciar activo de generación

- Remediar, salvar y demoler.
- Construir nuevo activo de generación.

## Reconversión a uso industrial

- Remediar, salvar y demoler.
- Remediar hasta condición de *brownfield*.
- Venta o desarrollo.

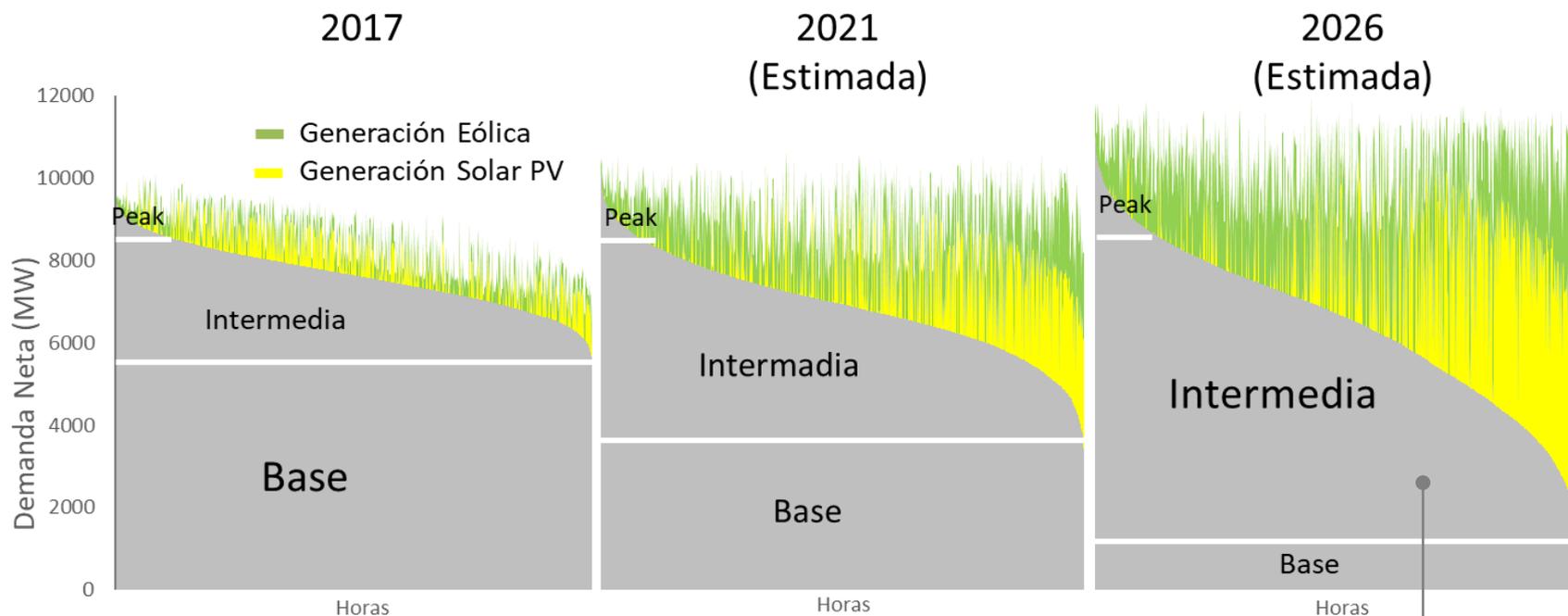
## Reconversión a residencial o mixto

- Remediar, salvar y demoler.
- Remediar hasta condición de *greenfield*.
- Venta o desarrollo.

**Diversos factores influyen las posibles acciones de conversión y reutilización de la infraestructura disponible**

(Traducido y adaptado de Raimi, 2017)

# Las necesidades de capacidad y flexibilidad evolucionan a medida que aumenta la penetración de energía renovable



## Factores que definen la ventaja competitiva en un contexto de alta penetración ERV:

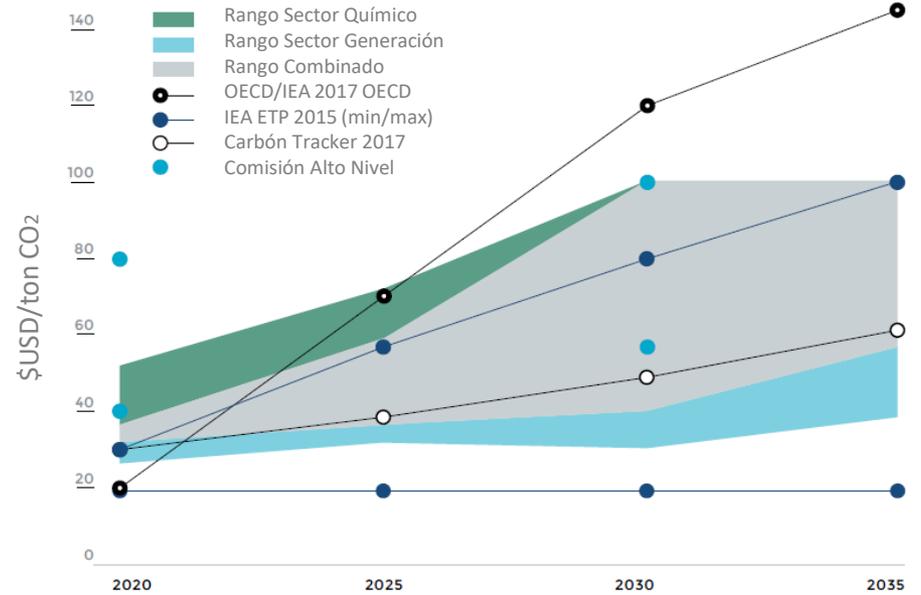
- Valor de inversión
- Costo variable a capacidad nominal
- Costo de partida
- Costo variable a carga parcial
- Mínimo Técnico

- Tiempo de partida
- Tiempo mínimo de operación
- Capacidad de rampa
- Capacidad de regular frecuencia
- Emisiones durante la partida
- Emisiones a carga parcial

# Factores que influncian la mejora o reconversión de una unidad

- Regulación del mercado eléctrico
- Regulación ambiental
- Evolución del precio de CO<sub>2</sub>
- Costo y evolución de tecnologías
- Costos de combustibles
- Competitividad en el mercado eléctrico
- Necesidades socioambientales locales
- Necesidades de los clientes
- Necesidades del mercado
- Complejidad de implementación
- Estrategia corporativa

## Ejemplo: Evolución del precio de CO<sub>2</sub>



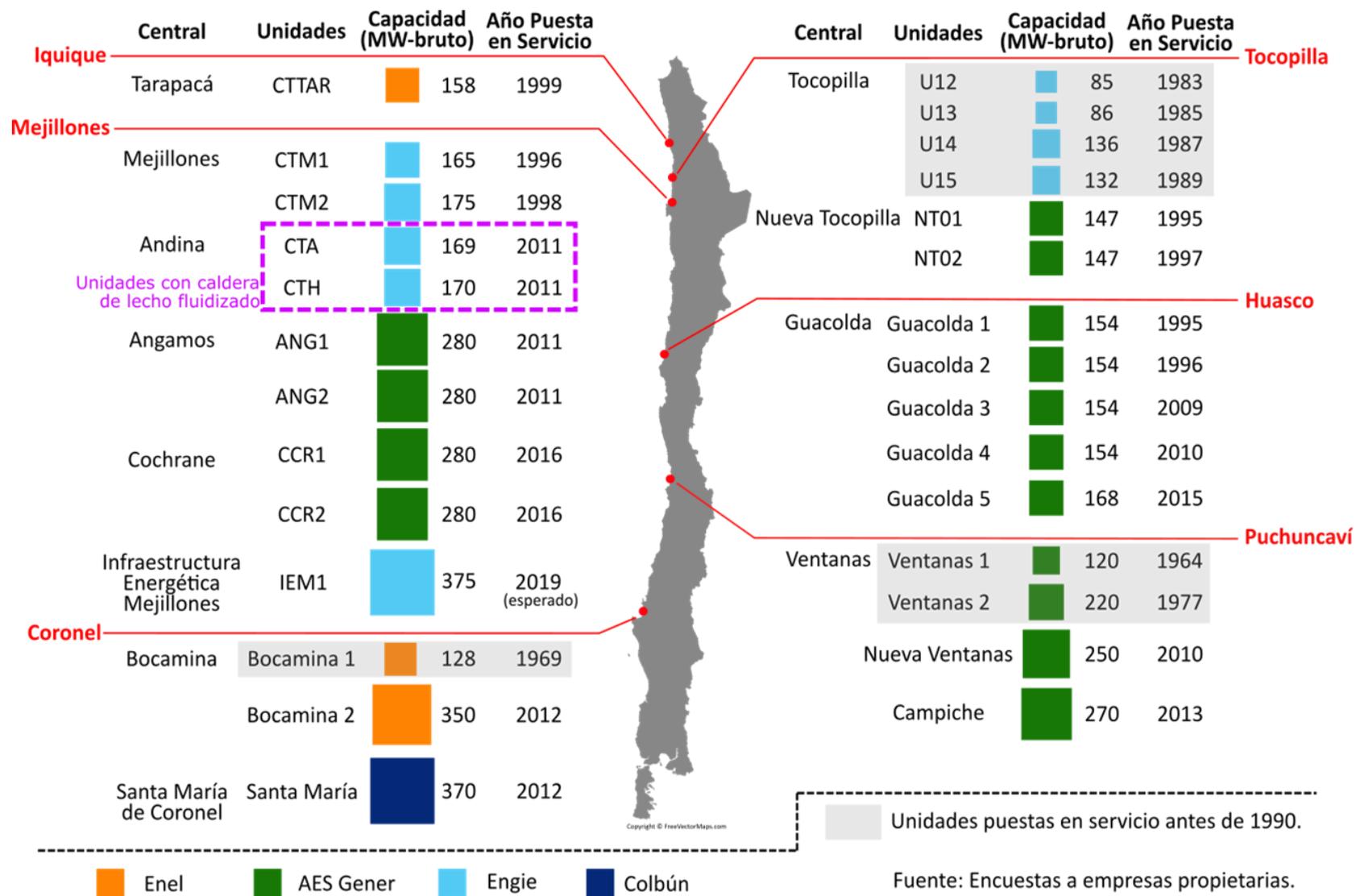
Fuente: Carbon Pricing Corridors 2018

# Alcances de la evaluación

1. Se consideran alternativas tecnológicas al retiro y/o reconversión únicamente de centrales que **operan actualmente con carbón como combustible primario**.
2. Solo se consideran alternativas que **contribuyen a la descarbonización y/o que reutilizan infraestructura** de las unidades existentes de forma significativa.
3. Todos los costos de inversión están expresados en dólares americanos (USD o US\$) corregidos por inflación a diciembre de 2017 (CPI).
4. 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.

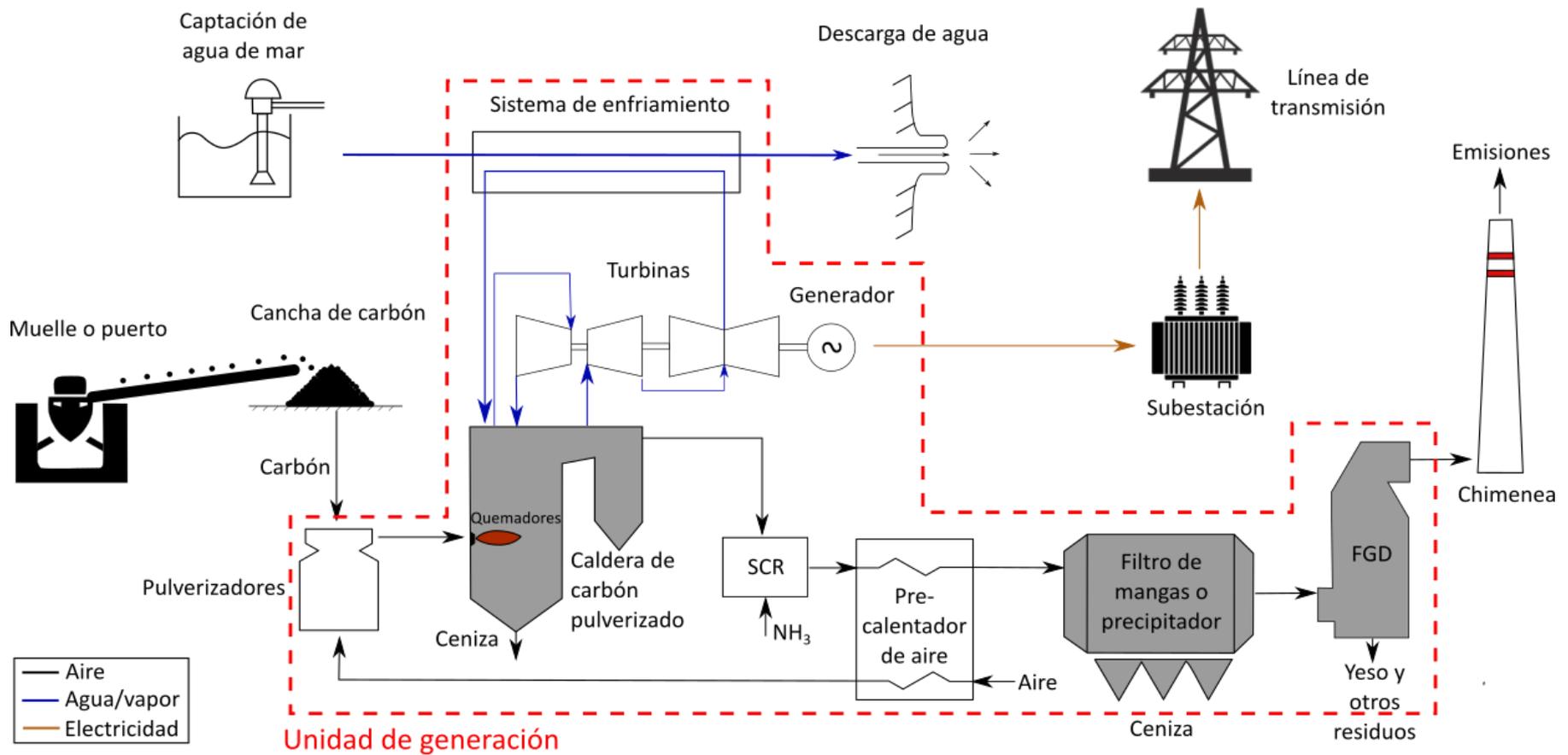
**Costos y efectos de reconversiones particulares en la operación de unidades específicas en Chile deben ser estudiados en detalle.**

# Unidades termoeléctricas a carbón en Chile

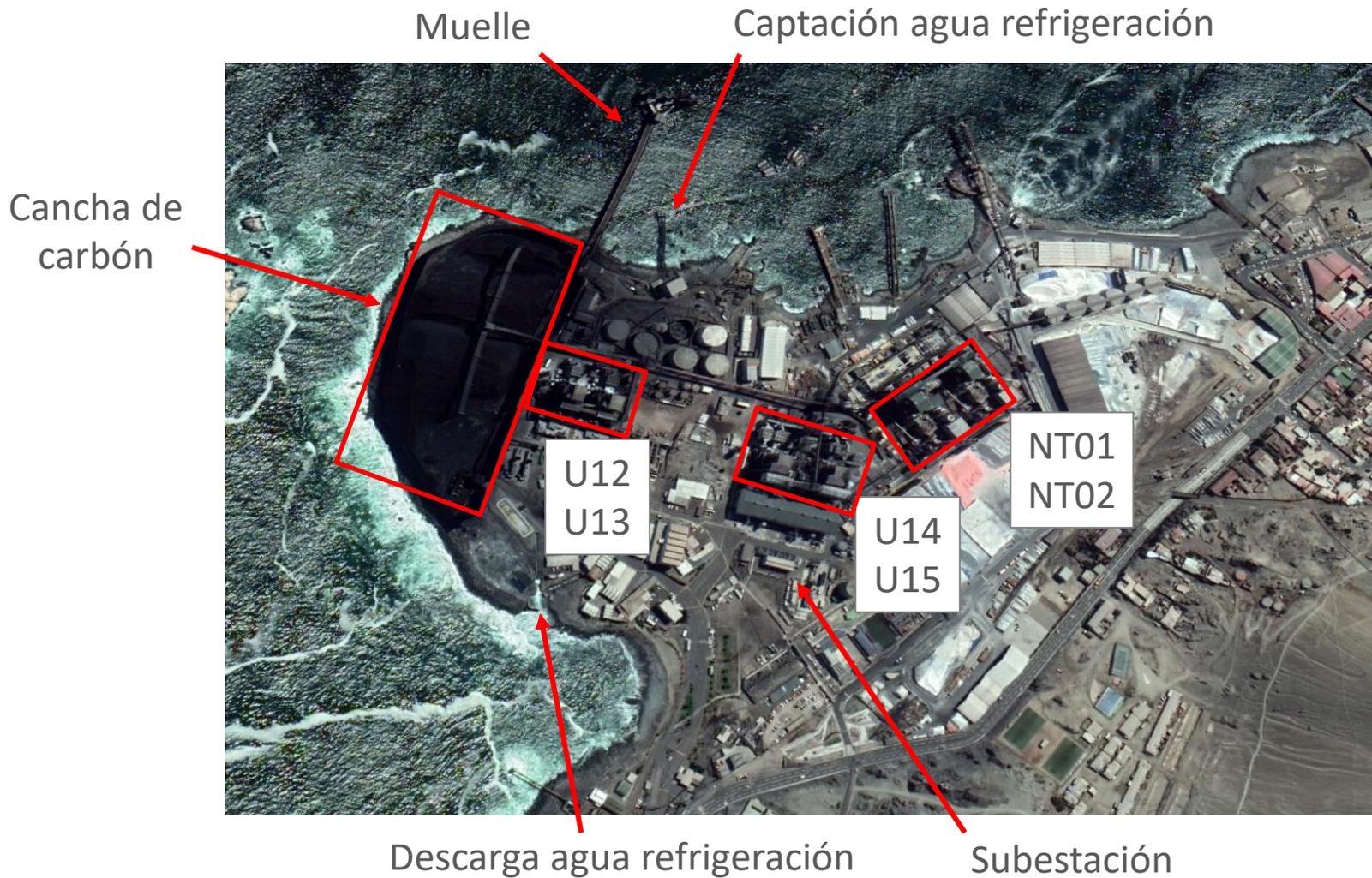


# Estructura de una central a carbón

Unidades generalmente comparten servicios e infraestructura



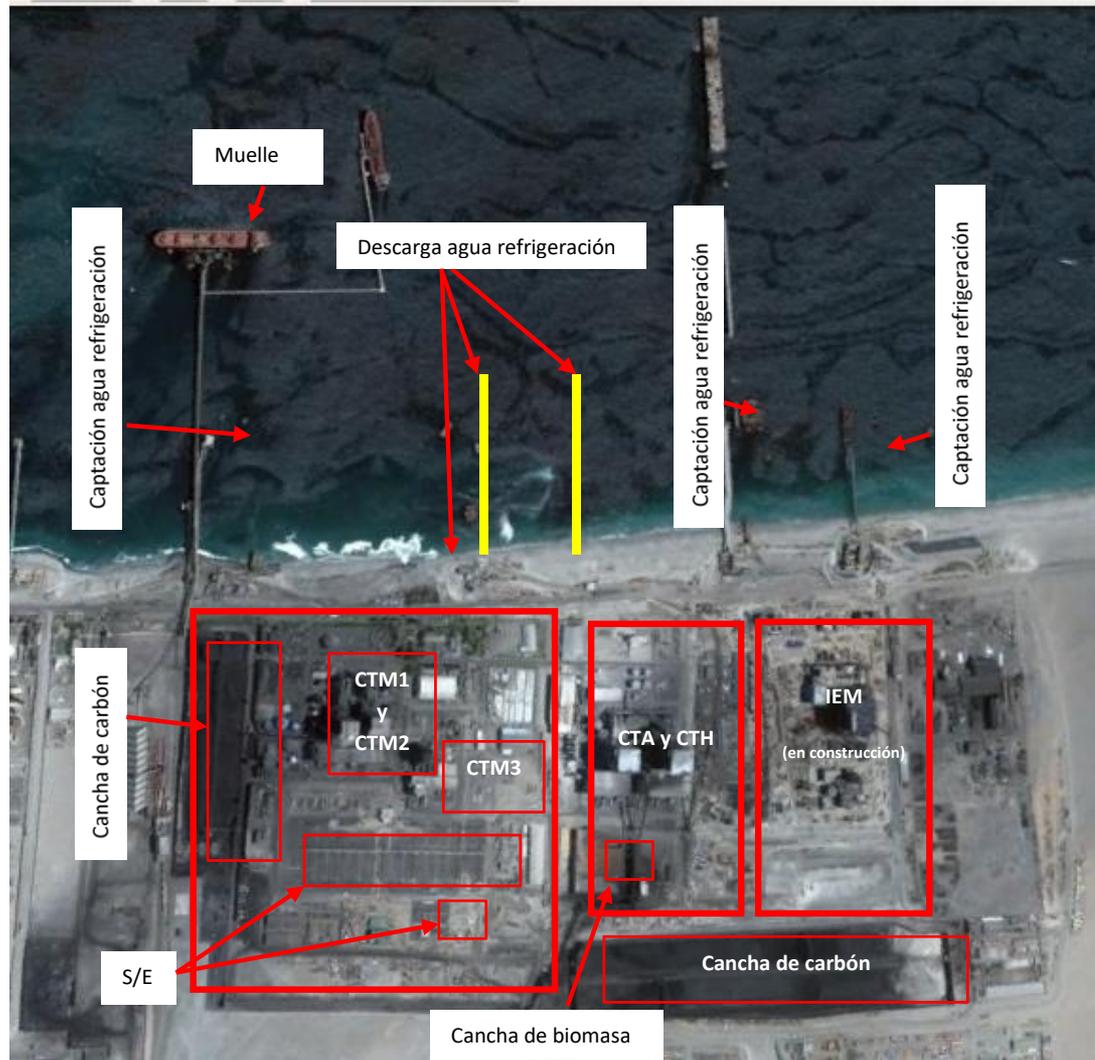
# Complejo Tocopilla – Nueva Tocopilla



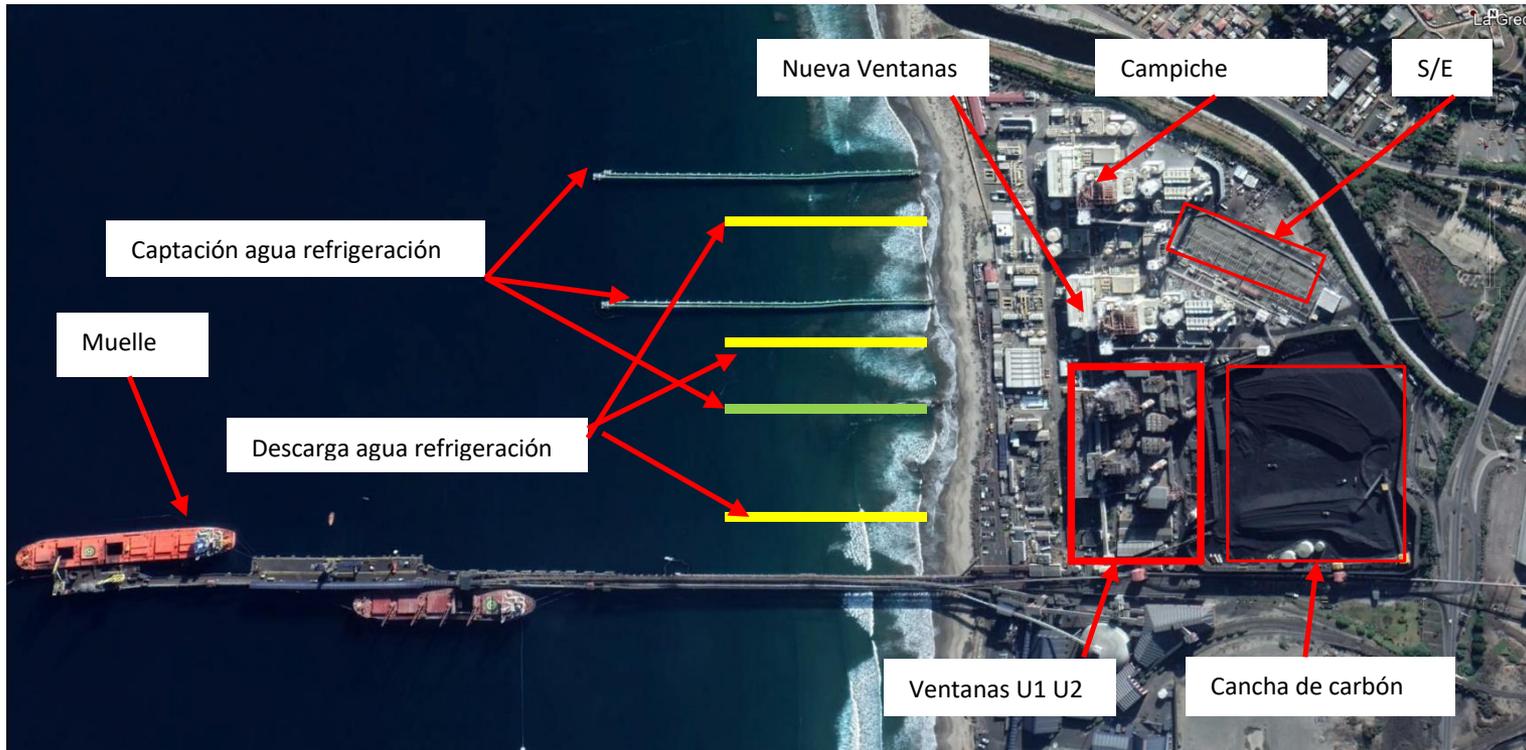
# Sifón invertido en el norte de Chile



# Complejo Mejillones



# Complejo Ventanas



# Complejo Bocamina



# Complejo Santa María de Coronel

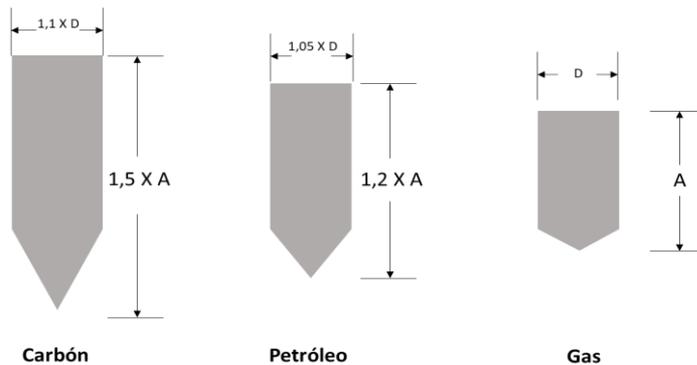


# Agenda

- 1. Alternativas maduras de conversión a otros combustibles**
2. Alternativas emergentes para seguir operando la central con carbón con menor emisión de CO<sub>2</sub>
3. Cierre y desmantelamiento
  - Alternativa de mantener la unidad como reserva estratégica
4. Alternativas maduras para reutilizar parcialmente la infraestructura de una central
5. Alternativas emergentes para reutilizar parcialmente la infraestructura de una central
6. Conclusiones

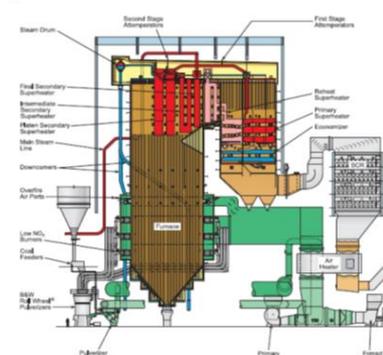
# Principales desafíos para reutilizar calderas heredadas

① El tamaño del hogar de una caldera depende del tipo de combustible utilizado

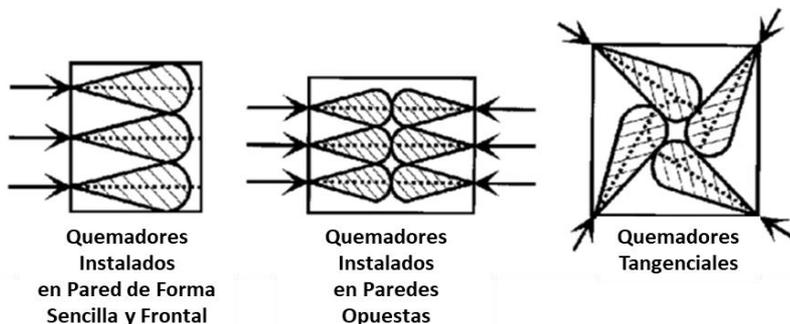


② Existen diferencias estructurales en calderas de carbón pulverizado, biomasa y gas natural.

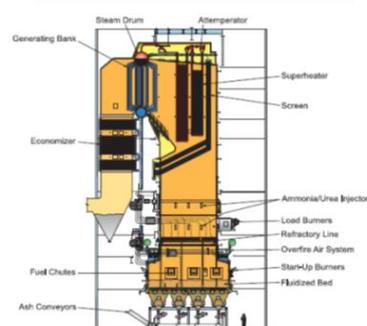
Caldera Carbón Pulverizado



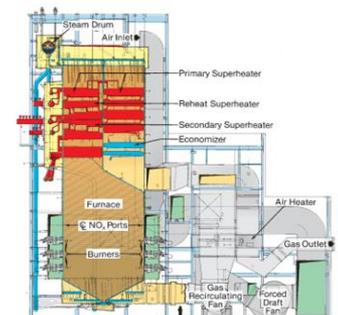
③ Configuración y tipo de quemadores impacta el costo y factibilidad de conversión.



Caldera BFB (Biomasa)



Caldera a Gas



# Principales cambios para el uso de gas natural

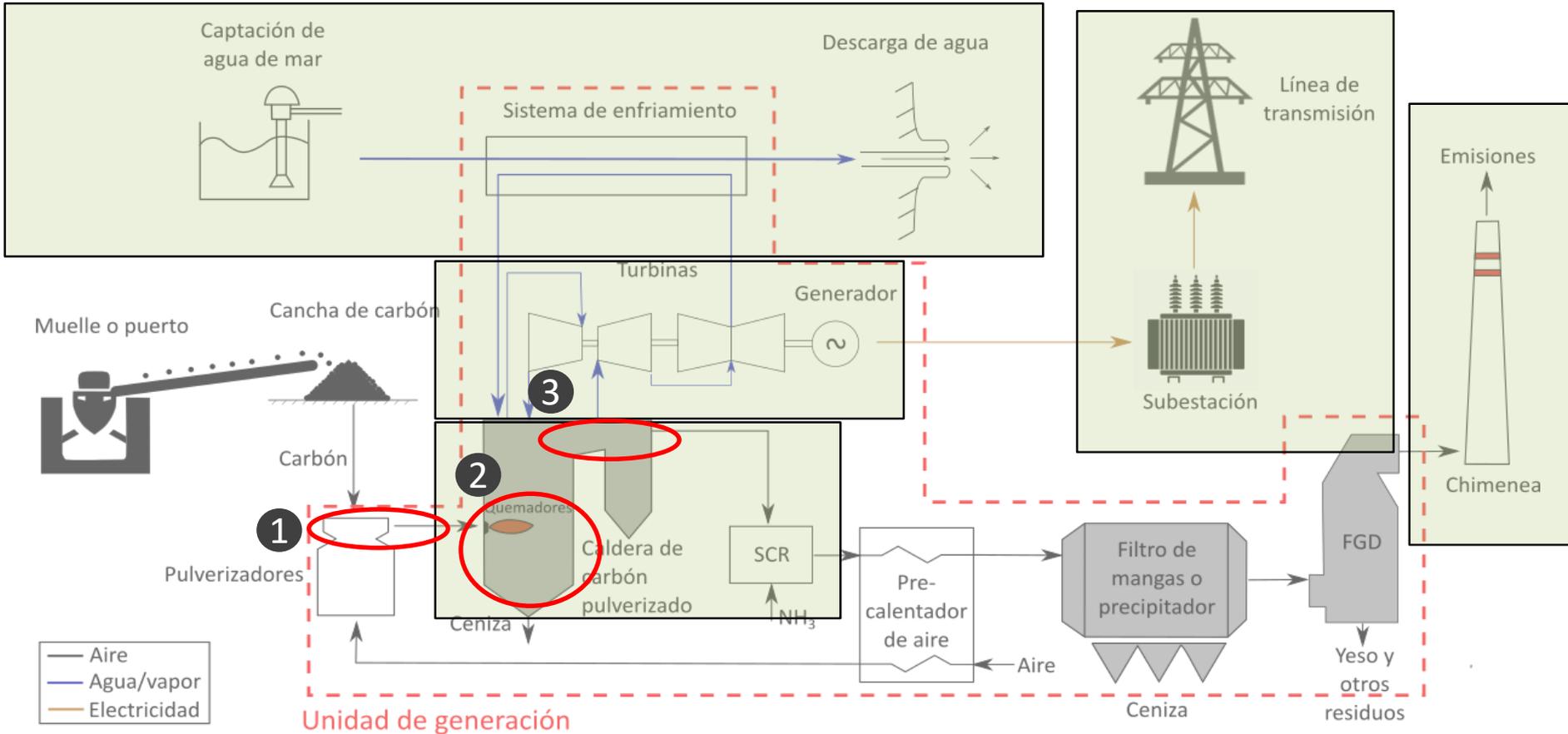


Reutilizado



Modificaciones Importantes

Infraestructura eléctrica



- 1 Nueva estación de medida y reducción de presión de gas, *piping* de distribución, y sistema de alimentación de gas a quemadores.
- 2 Cambios a quemadores (agregar o reemplazar): adicionales, gas o duales
- 3 Potencialmente, modificaciones a las partes de presión.

# 1 - Conversión total a gas natural

Caso: Reemplazo los quemadores de carbón por **quemadores duales**.

<b>Costo de conversión (kUSD/MW)</b>	<b>50</b> Sargent & Lundy	Unidad de 350 MWe brutos, subcrítica. No incluye modificaciones a la caldera para mantener la potencia de generación eléctrica; baja a 245 MWe.
	<b>60</b> Sargent & Lundy	Unidad de 350 MWe brutos, subcrítica. Incluye modificaciones a la caldera para <b>mantener la potencia de generación</b> eléctrica en 350 MWe.
	<b>231</b> EIA	Unidad de 300 MWe brutos, subcrítica. Incluye modificaciones a la caldera para <b>mantener</b> la potencia de generación eléctrica en 300 MWe.

Excluyen instalación de sistemas de alimentación y distribución de gas natural en la central.

<b>Aumenta Flexibilidad</b>	En Domtar Nekoosa Paper Mill (EEUU) se logró disminuir el mínimo técnico al 6% de la potencia máxima tras una conversión a gas. Disminuyen tiempos de partida y aumenta capacidad de rampa.
<b>Reduce Emisiones CO<sub>2</sub></b>	Disminuye la intensidad de emisiones de CO <sub>2</sub> en todos los modos de operación.
<b>Cambia CVC</b>	Disminuye la eficiencia a potencia nominal. Costo del gas natural relativo al carbón determinará aumento o disminución de CVC.
<b>Cambia CVNC</b>	En general, debiese bajar. Sin embargo, mayor flexibilidad podría llevar a encendidos y apagados más frecuentes. El consultor estimó un aumento de 4 veces si se experimentan 200 encendidos/año.

# Desafíos en el suministro de gas natural

## Disponibilidad

- Existen terminales de **Gas Natural Licuado** en Quintero y Mejillones.
- Se está iniciando la comercialización de gas de **Argentina** e inversiones en ese país han aumentado. Sin embargo, se debe asegurar un suministro de gas confiable.

## Costo de inversión

- La necesidad de construir un **gasoducto** para el suministro de gas natural puede determinar la factibilidad económica de una conversión.
- **Tarapacá** y **Guacolda** son las únicas centrales que **NO** están emplazadas cerca de algún gasoducto.

## Costo de operación

- El precio del suministro de gas natural determinará el costo variable combustible y la competitividad de la alternativa de conversión a gas.  
Como referencia: **precio de carbón de 90 USD/ton equivale a 3,58 USD/MMBTU.**
- Un nuevo activo de generación de gas (p.e. un ciclo combinado) generalmente será **más eficiente que una unidad a carbón convertida.**

Base carbón: 6.350 kcal/kg.

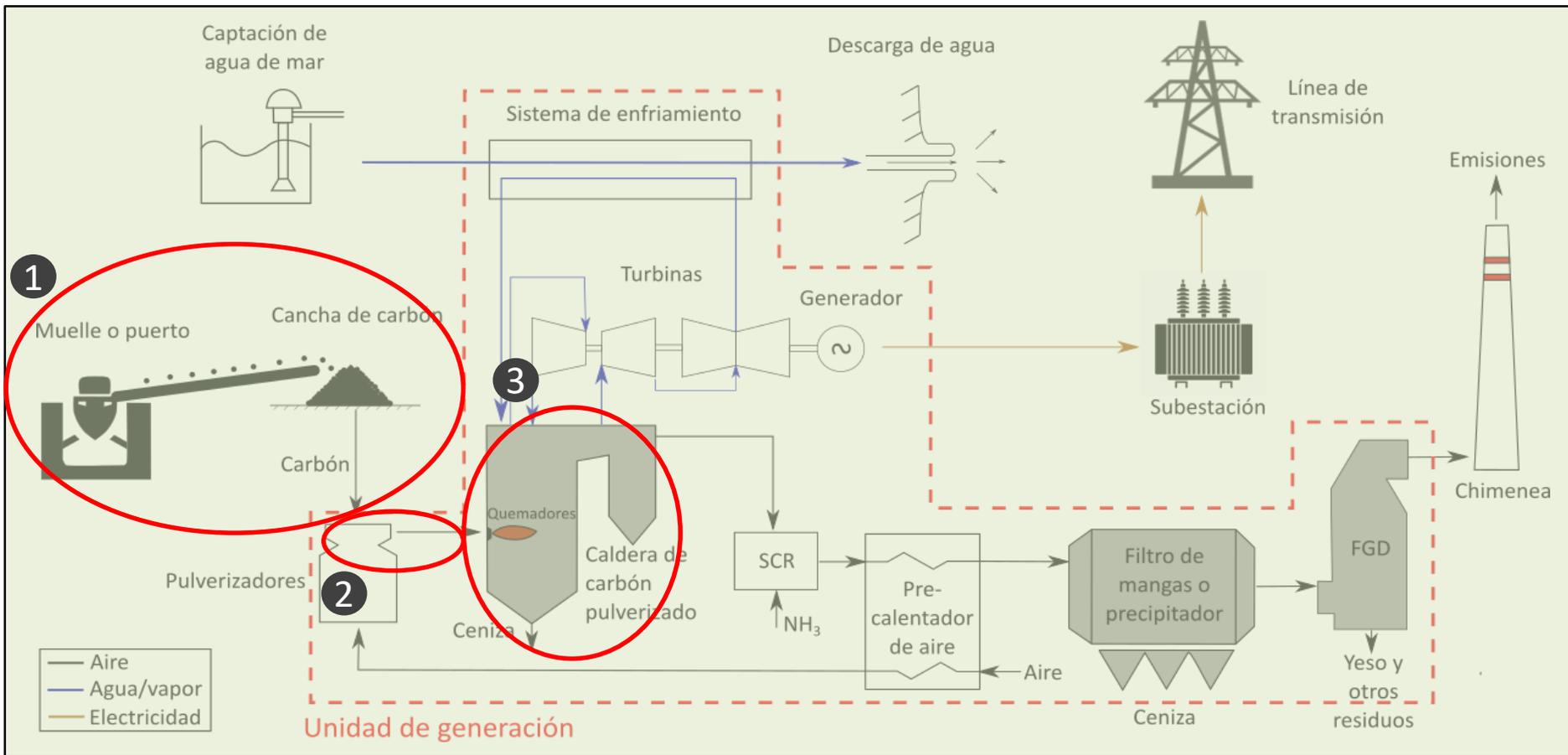
# Principales cambios para el uso de biomasa



Reutilizada



Modificaciones Importantes



- 1 Nueva cancha de biomasa, sistemas de descarga, manejo y alimentación.
- 2 En caso de biomasa no tratada o pellet blando, se requiere trituradores.
- 3 Existen proveedores que permiten usar caldera de combustible pulverizado, pero **solo operan con pellets duros** (muy baja humedad y alta compactación). Caso de Drax, en Reino Unido.

## 2 - Conversión total a biomasa forestal

Caso: **Modificación de caldera a Lecho Fluidizado Burbujeante (BFB).**

<b>Costo de conversión (kUSD/MW)</b>	<b>473-947</b> Estimación del consultor en base a referencias	La EIA indica que una central nueva de biomasa con BFB es de 4.985 USD/kW. NREL estima que el 31% del costo de una central BFB nueva corresponde al costo de la caldera. Metso estima que el costo de conversión de una caldera de carbón pulverizado a una BFB es de entre 30 a 60% de una caldera nueva. Excluye sistemas de almacenamiento y manejo de biomasa.
	<b>1.213</b> Dominion Power	El 2011 Dominion Power publicó un plan para convertir 3 unidades de carbón a biomasa en Virginia. Las 3 unidades tenían una potencia de 63 MWe cada una, pero esta se redujo a 51 MWe luego de la conversión. Incluye sistemas de almacenamiento y manejo de biomasa.

<b>Disminuye Flexibilidad</b>	Puede aumentar mínimo técnico y capacidad de rampa disminuye.
<b>Reduce Emisiones CO<sub>2</sub></b>	Disminuye la intensidad de emisiones de CO <sub>2</sub> en todos los modos de operación.
<b>Cambia CVC</b>	Se espera una disminución de la eficiencia de la unidad. Existe un cambio de combustible a biomasa, cuyo precio relativo al carbón depende del costo de producción, procesamiento (posible peletizado) y transporte a la central.

# Desafíos en el suministro de biomasa

## Disponibilidad

- La cadena de suministro debe ser sustentable, pues el CO<sub>2</sub> emitido al combustionar la biomasa debe ser capturado y fijado en nueva vegetación.
- Es definido como combustible carbono-neutral, pero existen riesgos en su uso extendido para el combate al cambio climático.

## Costo de inversión y operación

- Dependerá de la cadena de suministro y de los proveedores.
- El costo de asegurar un suministro suficiente de biomasa forestal depende de, entre otros factores, la distancia:



# Alternativas maduras para seguir utilizando una central con otro combustible – Conversión total

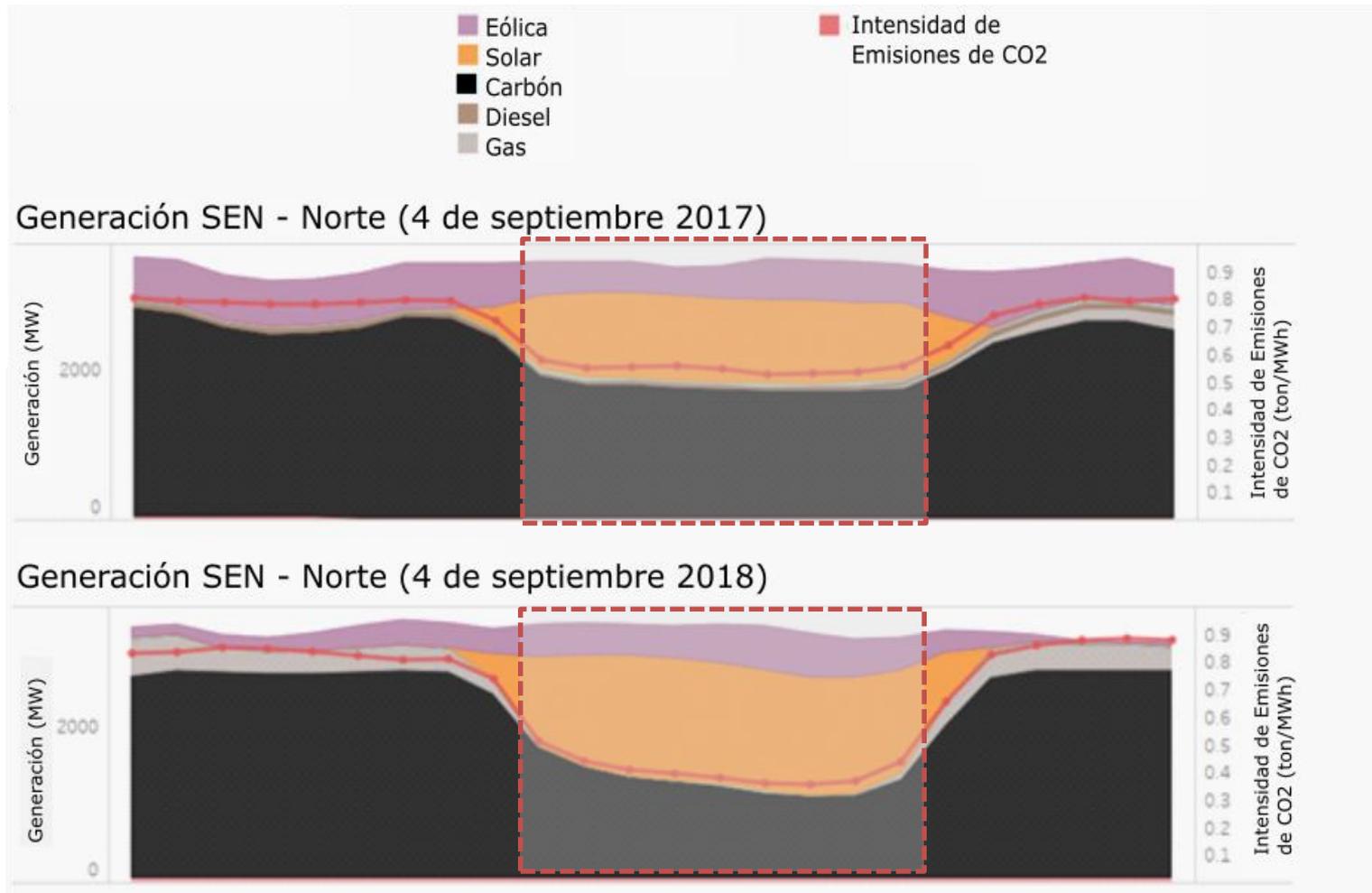
#	Alternativa	Emisiones CO <sub>2</sub>	Cambios en flexibilidad de la central	Costo de inversión según capacidad	Madurez en su desarrollo	Reutilización de infraestructura
1	Conversión total a gas natural	↓↓	↑↑	Medio	Comercial	Parcial medio <sup>1</sup>
2	Conversión total a biomasa forestal	↓↓↓ <sup>2</sup>	↓	Medio	Comercial	Parcial alto <sup>3</sup>

<sup>1</sup> Se podría perder la necesidad de usar la cancha de carbón, los pulverizadores, el muelle/puerto y algunos de los sistemas de abatimiento de emisiones.

<sup>2</sup> Las emisiones en la central se reducen significativamente, pero hay que considerar una cadena de suministro de biomasa forestal sustentable para asegurar una reducción de emisiones efectiva.

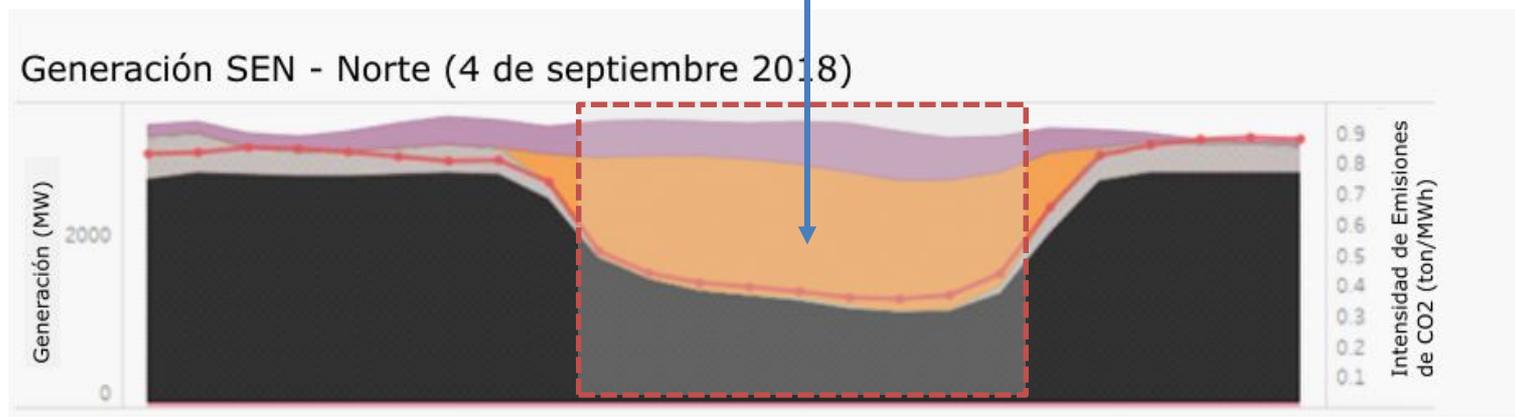
<sup>3</sup> Algunos de los sistemas de abatimiento de emisiones podrían dejar de ser necesarios y podría haber cambios relevantes a la caldera y sistemas de apoyo.

La generación solar fotovoltaica es la forma más económica de descarbonizar la operación del sistema durante el día

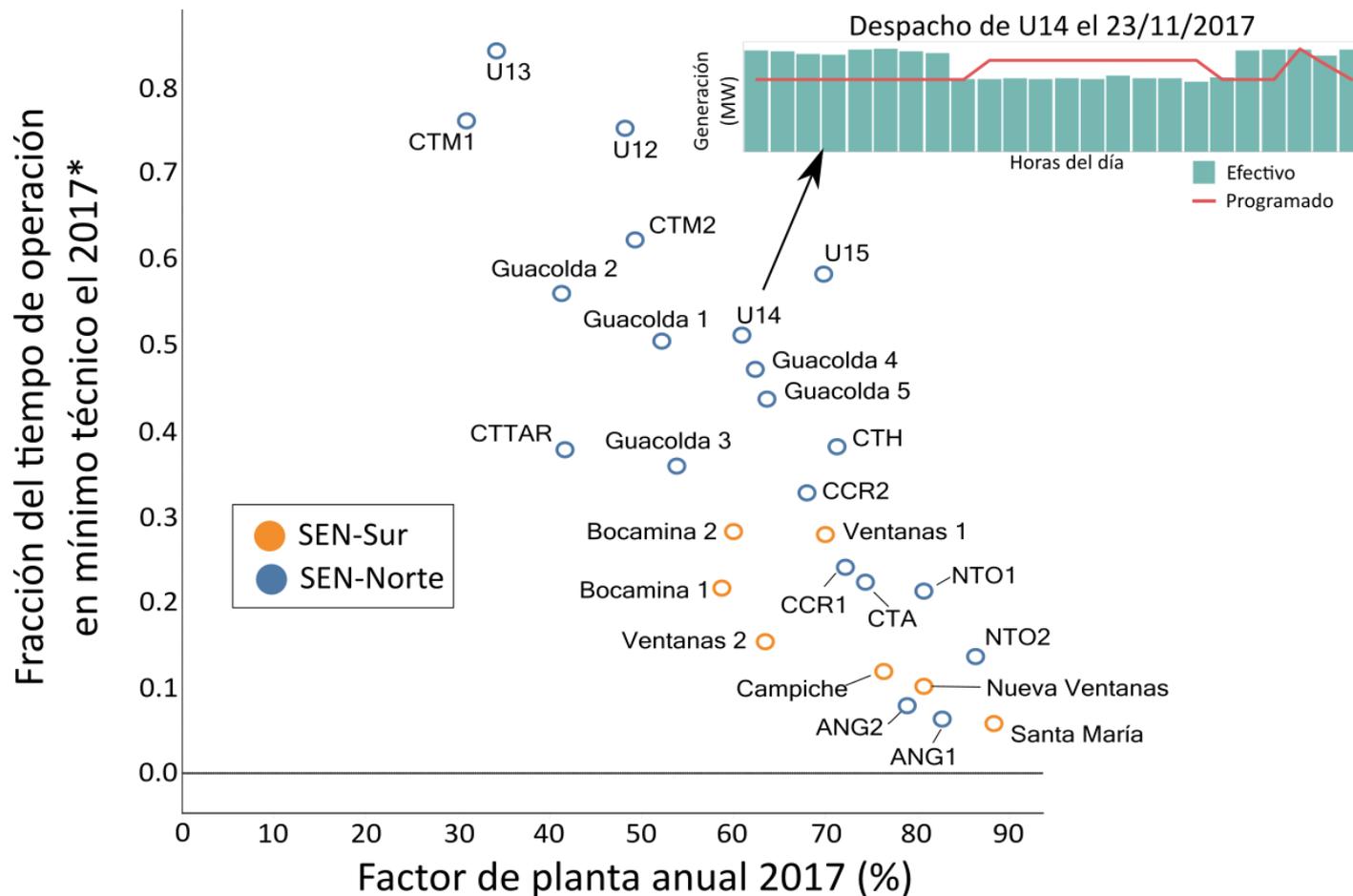


# Medidas de corto plazo podrían apoyar la descarbonización

En el **corto a mediano plazo**, cualquier medida que permita **flexibilizar** el sistema eléctrico (reducir mínimos técnicos de centrales a carbón) y que apoye la integración de **más energía solar fotovoltaica y eólica** contribuirá a la **descarbonización del sector Generación**.



# Nuevo modo de operación de centrales a carbón: Mínimo-máximo diario



\*: 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.

# 1a - Co-combustión de carbón y gas natural

Caso: Reemplazo de algunos de los quemadores por **quemadores duales**.

- Uso de 10% de gas natural en operación a cargas altas.
- Uso de gas natural en partidas y en operación a mínimo técnico.
- Permite flexibilidad de mediano plazo en el uso del combustible.

<b>Costo de inversión (kUSD/MW)</b>	<b>54</b> NREL	Estimación sobre una unidad tipo subcrítica de 200 MWe, que mantiene su capacidad nominal.  Excluye instalación de sistemas de alimentación y distribución de gas natural en la central.
-------------------------------------	-------------------	--

<b>Aumenta Flexibilidad</b>	Disminuye mínimo técnico, aumenta capacidad de rampa y disminuyen tiempos de partida y parada.
<b>Reduce Emisiones CO<sub>2</sub></b>	Disminuye en los procesos de partida y en operación a mínimo técnico.
<b>Cambia CVC</b>	Disminuye levemente la eficiencia a potencia nominal. Costo del gas natural relativo al carbón determinará aumento o disminución de CVC.
<b>Cambia CVNC</b>	Podría disminuir levemente por menores costos de abatimiento. Apagados y encendidos más frecuentes podría incrementar estos costos.

# 1b - Uso parcial de gas natural en operación a mínimo técnico y procesos de partida

Desafíos para disminuir el mínimo técnico a valores bajo el 25-30% de la carga nominal:

1. **Estabilidad de la llama.**
2. Operación de pulverizadores.
3. Control de emisiones NOx (funcionamiento del SCR).

Caso: **Adición de quemadores ignitores con gas natural.**

- Permite estabilizar la llama en cargas muy bajas.

<b>Costo de inversión (kUSD/MW)</b>	<b>5</b> Estimación de consultor independiente	Caldera con quemadores tangenciales.	Estimación sobre una unidad tipo subcrítica de 200 MWe.
	<b>10</b> NREL	Caldera con quemadores de pared.	Excluye instalación de sistemas de alimentación y distribución de gas natural en la central.

<b>Aumenta Flexibilidad</b>	Disminuye mínimo técnico y disminuyen tiempos de partida y parada.
<b>Reduce Emisiones CO<sub>2</sub></b>	Disminuyen en los procesos de partida y en operación a mínimo técnico.

# Existe potencial de suministro de biomasa forestal en el sur

- Las centrales ubicadas en el centro y sur del país potencialmente podrían acceder a un suministro de biomasa forestal en su radio de influencia.
- Se debe evaluar:
  - i. costo de producción,
  - ii. procesamiento,
  - iii. almacenamiento y
  - iv. transporte hasta las centrales.
- En caso de una conversión total a biomasa , debe existir una cantidad suficiente de biomasa para producir electricidad a potencia nominal.



Una **conversión parcial** disminuiría las emisiones de CO<sub>2</sub> y requeriría menos biomasa.

## 2a - Co-combustión de carbón y biomasa forestal

La implementación de esta conversión generalmente no implica grandes cambios a la caldera de la unidad. Sí es necesario instalar infraestructura y equipos de almacenamiento y manejo de biomasa.

En Chile, ya existen unidades con esta capacidad según sus RCA:

- Andina y Hornitos en proporción de hasta 10%.
- IEM (en construcción) en proporción de hasta 5% (pellets).



Wallerawang Power Station, Australia

<b>Costo de inversión (kUSD/MW)</b>	<b>537</b> EIA	Estimación sobre una unidad tipo subcrítica de 300 MWe, que mantiene su capacidad nominal.  Incluye costos de área y silo de almacenamiento, sistema de alimentación y sopladores de hollín.
<b>Disminuye Flexibilidad</b>	Puede aumentar mínimo técnico y capacidad de rampa disminuye.	
<b>Reduce Emisiones CO<sub>2</sub></b>	Disminuye la intensidad de emisiones de CO <sub>2</sub> en todos los modos de operación.	
<b>Cambia CVC</b>	Se espera una leve disminución de la eficiencia de la unidad. Existe un cambio de combustible a biomasa, cuyo precio relativo al carbón depende del costo de producción, procesamiento (posible peletizado) y transporte a la central.	
<b>Probablemente Mantiene CVNC</b>	Similar al de operación con carbón.	

# Alternativas maduras para seguir utilizando centrales con menor consumo de carbón – Conversiones parciales

#	Alternativa	Emisiones CO <sub>2</sub>	Cambios en flexibilidad de la central	Costo de inversión según capacidad	Madurez en su desarrollo	Reutilización de infraestructura
1a	Co-combustión de carbón y gas natural	↓	↑↑	Bajo	Comercial	Completa
1b	Uso de gas natural en operación a mínimo técnico y procesos de partida	↓	↑↑	Muy bajo	Comercial	Completa
2a	Co-combustión de carbón y biomasa forestal	↓	↓	Medio	Comercial	Completa

Alternativas implementables en **corto plazo** que permiten **flexibilizar** y reducir **emisiones** en centrales a carbón.

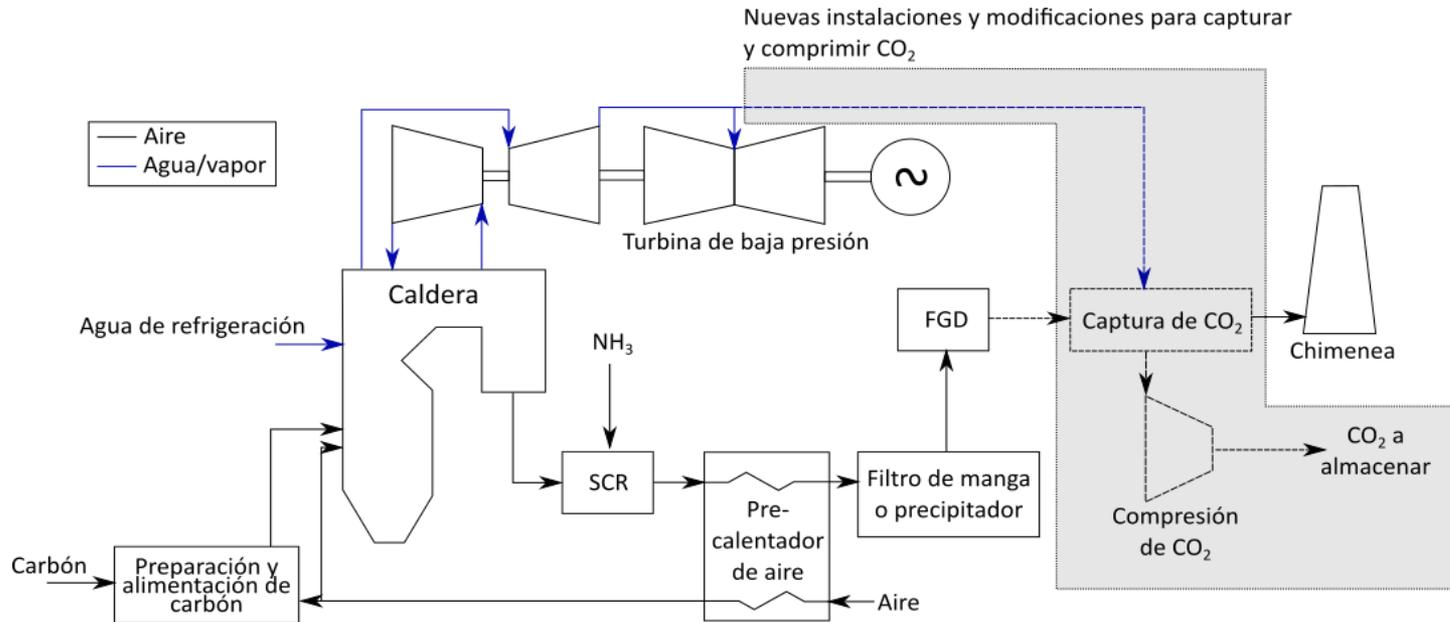
Pueden ser **primeros pasos parciales hacia una descarbonización más profunda.**

# Agenda

1. Alternativas maduras de conversión a otros combustibles
2. **Alternativas emergentes para seguir operando la central con carbón con menor emisión de CO<sub>2</sub>**
3. Cierre y desmantelamiento
  - Alternativa de mantener la unidad como reserva estratégica
4. Alternativas maduras para reutilizar parcialmente la infraestructura de una central
5. Alternativas emergentes para reutilizar parcialmente la infraestructura de una central
6. Conclusiones

# 3 - Captura y almacenamiento de carbono

Tecnología de captura post-combustión es la más desarrollada:



Para ser una herramienta efectiva para la reducción del cambio climático, el CO<sub>2</sub> capturado debe ser:

1. **Almacenado** en algún reservorio de largo plazo (siglos) o
2. **Utilizado** en algún proceso industrial.

En Chile, la demanda de CO<sub>2</sub> es significativamente menor de lo que produciría una central de 100 MW.

A nivel internacional, existen **dos proyectos pilotos** de *retrofitting* a unidades de carbón existentes.

### 3 - Captura y almacenamiento de carbono

El proceso de captura post-combustión presenta dos desafíos:

1. Requiere una fuente de calor.
2. Requiere que los gases contengan solo trazas de MP, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>.

Costos de retrofit:

 2014	<p><b>Boundary Dam 3</b></p> <p><b>10.135*</b></p> <p><b>kUSD/MW</b></p>	<p>Unidad de 139 MWe netos bajó a 110 MWe.                  Sistemas de captura de SO<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> y estación de compresión: 705 MMUS\$.                  Sistema de extracción de vapor y <i>overhaul</i> a la unidad generadora: 418 MMUS\$.</p>
 2017	<p><b>WA Parish 8</b></p> <p><b>4.308*</b></p> <p><b>kUSD/MW</b></p>	<p>Captura equivalente a 240 MWe.                  Incluye la instalación de una turbina de gas dedicada para producir vapor para la planta de captura, pero no incluye sistemas de control de emisiones, ya que existían previamente.</p>



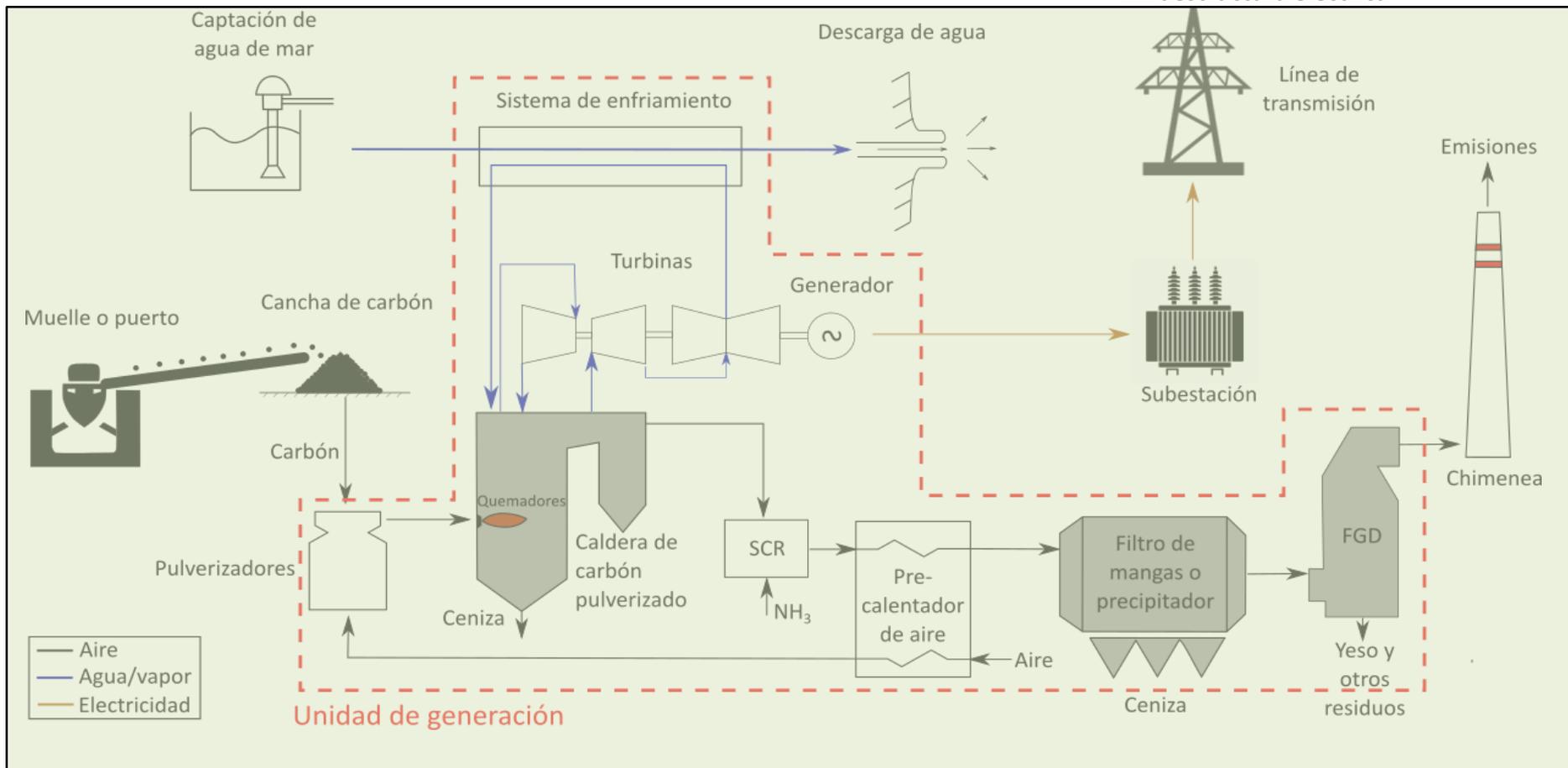
\*Estos costos no incluyen la prospección, desarrollo y mantenimiento de un lugar de almacenamiento del CO<sub>2</sub>, pues este se utiliza por terceros para recuperación de petróleo.

Un reciente estudio de factibilidad para el *retrofit* de la central de carbón Shand, de 300 MW, indica un costo nivelado de abatimiento de **45 USD/tonCO<sub>2</sub>**.

**Supuestos clave:** precio de electricidad 65 USD/MWh, incluye sistema de abatimiento de SO<sub>2</sub>, vida útil de 30 años.

# 3 - Captura y almacenamiento de carbono

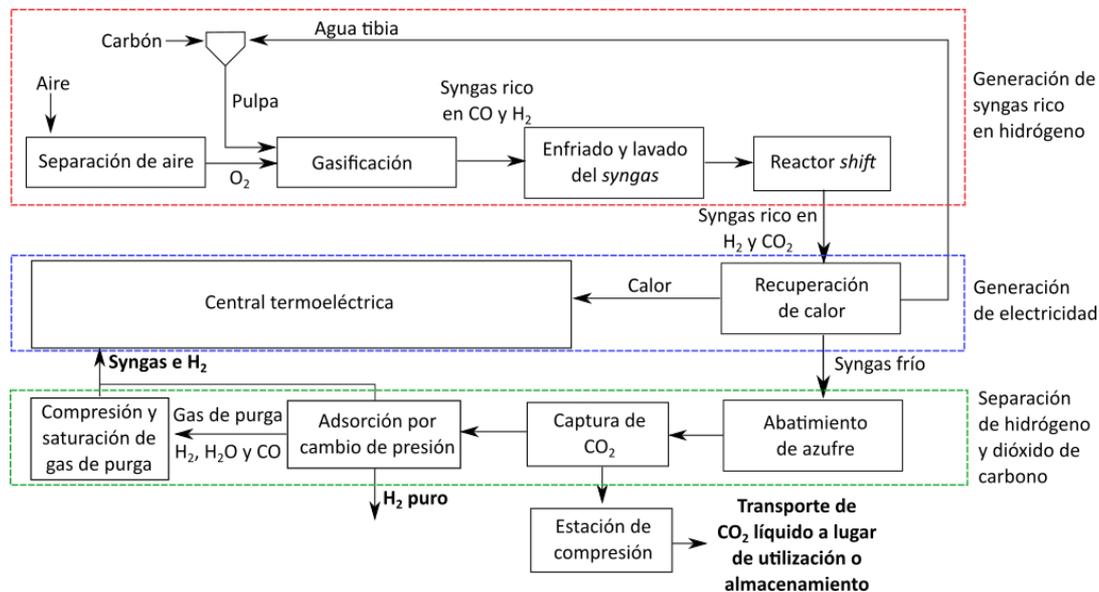
Reutilizada



Reutilización completa de la central

## 4 - Conversión a cogeneración de electricidad e hidrógeno

La gasificación de carbón integrada con ciclo combinado y con captura y almacenamiento de carbono, IGCC-CCS, es una tecnología que aún solo existe en **escala de piloto**.

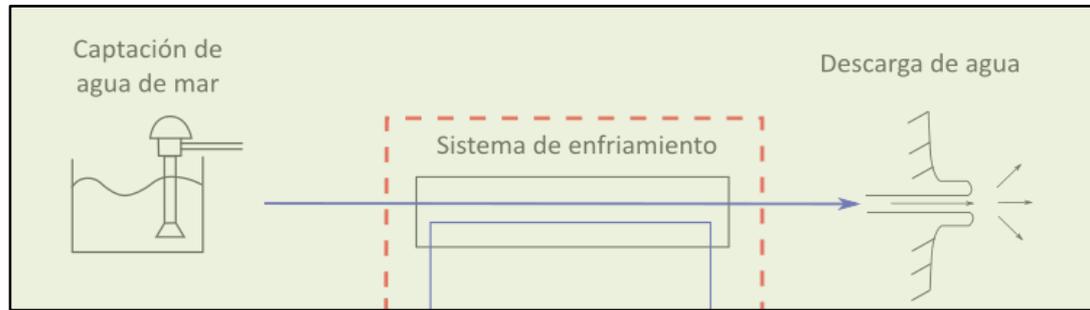


El costo nivelizado de electricidad para la planta IGCC-CCS estudiada se estima entre **160 y 171 US\$/MWh** y depende fuertemente del precio y cantidad supuestos de venta del hidrógeno.

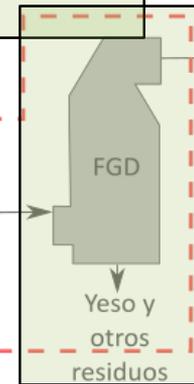
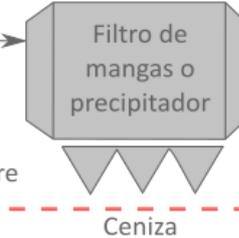
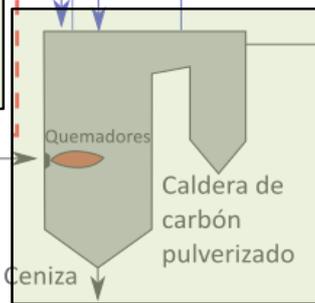
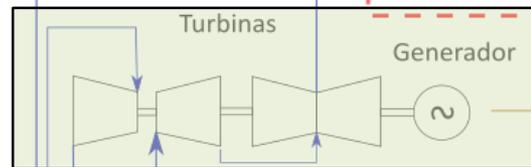
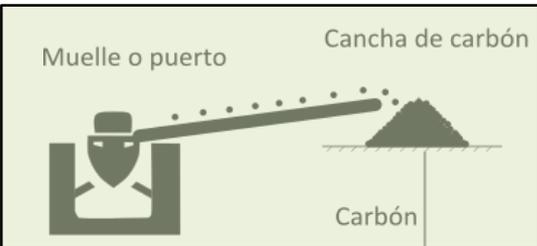
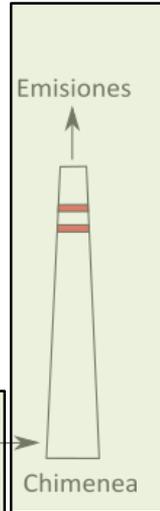
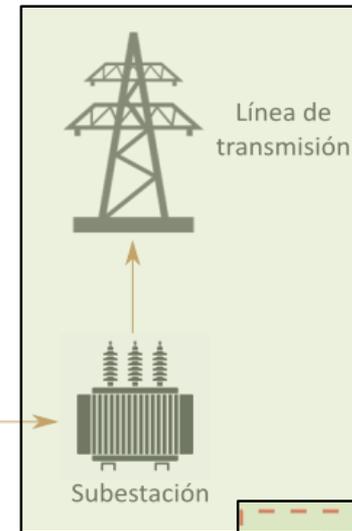
Múltiples proveedores como General Electric, Kawasaki, Siemens, WPP o Mitsubishi ofrecen o están desarrollando tecnologías de **combustión de hidrógeno en turbinas de gas o en ciclos combinados**. La implementación de estas tecnologías equivaldría a una central de generación nueva y no reutiliza infraestructura significativa de una central a carbón.

# 4 - Conversión a cogeneración de electricidad e hidrógeno

Reutilizada



Infraestructura eléctrica



Pulverizadores



Unidad de generación

Reutilización extensa

# Alternativas emergentes para seguir utilizando centrales y reducir emisiones GEI

#	Alternativa	Emisiones CO <sub>2</sub>	Cambios en flexibilidad de la central	Costo de inversión según capacidad	Madurez en su desarrollo	Reutilización de infraestructura
3	Uso de sistemas de captura y almacenamiento de carbono	↓↓↓	↓↓	Muy Alto	Pilotos	Completa (agrega infraestructura)
4	Cogeneración de hidrógeno y electricidad	↓↓↓	Desconocido	Muy Alto	Concepto	Completa (agrega infraestructura)

# Agenda

1. Alternativas maduras de conversión a otros combustibles
2. Alternativas emergentes para seguir operando la central con carbón con menor emisión de CO<sub>2</sub>
- 3. Cierre y desmantelamiento**
  - **Alternativa de mantener la unidad como reserva estratégica**
4. Alternativas maduras para reutilizar parcialmente la infraestructura de una central
5. Alternativas emergentes para reutilizar parcialmente la infraestructura de una central
6. Conclusiones

# 5 - Cierre y desmantelamiento

## Proceso recomendado por el EPRI:

- Levantamiento de requerimientos asociados a la regulación ambiental a la que está sujeto el sitio
- Investigación ambiental del sitio
  - ASTM E1527-13, ASTM E1903-11
- Planificación
  - Determinar alcance de acciones de remediación ambiental.
  - Identificar situaciones que requerirán atención especial.
  - Listado de tareas específicas y cronograma.
- Suscripción de contratos y solicitud de permisos
- Apagado de planta
  - Coordinación con operador del sistema.
  - Intentar vaciar almacenamientos de insumos y *piping*.
- Preparación del sitio
- Desmantelamiento
  - Reciclar y revender lo que sea posible.
  - Especial cuidado con asbestos y pinturas con plomo.
  - Excavación de fundaciones y *piping* solo hasta donde sea necesario.
- Remediación y restauración del sitio

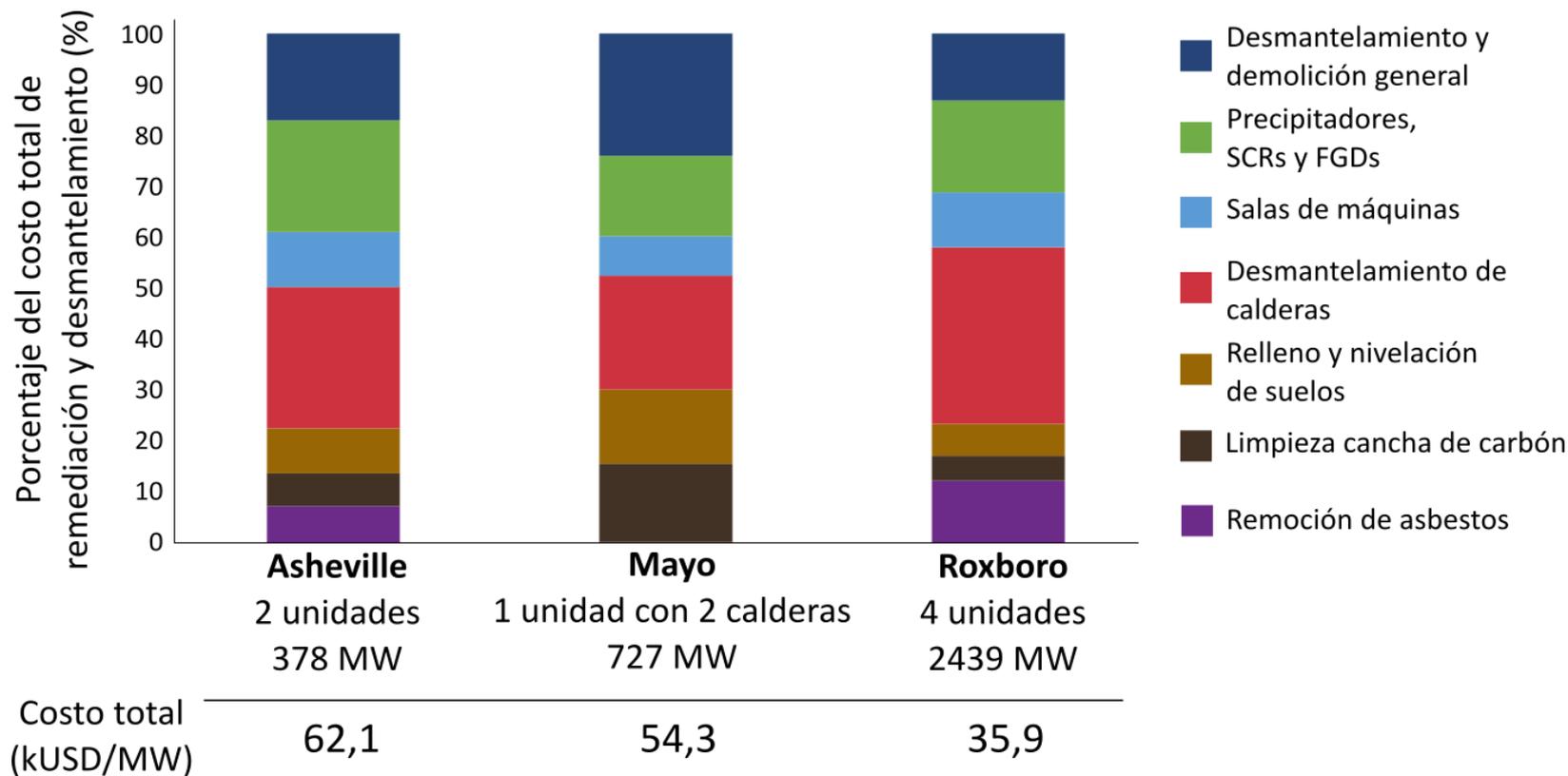
La remediación ambiental puede implicar hasta **1/3** del costo de desmantelamiento de una central.

### Principales ítems:

- Limpieza de cancha de carbón.
- Cierre de depósito de cenizas.
- Limpieza de terreno bajo estanques y líneas de combustible.
- Remoción de asbestos.

# 5 - Cierre y desmantelamiento

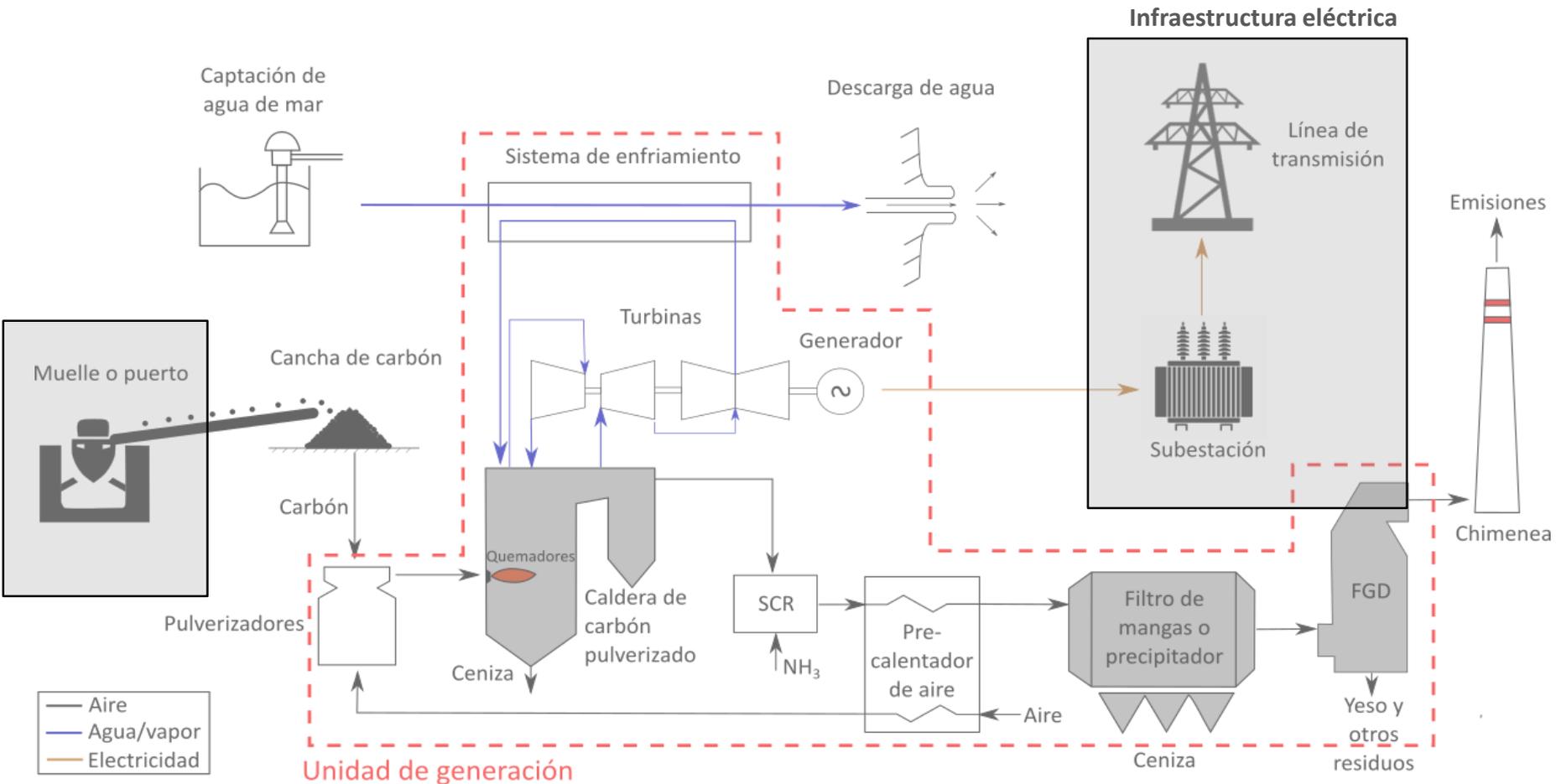
Estudio para Duke Energy sobre desmantelamiento de sus centrales.



- No se incluye costo de cierre de vertedero de cenizas.
- La venta de chatarra recuperada durante el desmantelamiento se valorizó entre 18 y 25% del costo total de desmantelamiento en estos casos, lo que reduce el costo neto.

# 5 - Cierre y desmantelamiento

Generalmente no son desmanteladas junto a la unidad.



**El sitio puede tener múltiples nuevos usos que aprovechen la infraestructura costera y eléctrica.**

# Mantener unidad en reserva estratégica (*mothballing*)



Alemania

8 unidades de lignito (2,7 GW) en reserva por 4 años.

Deben poder activarse en 11 días.

Pagos totales de los consumidores: 1,6 billones de Euros.  
(aprox. 168 USD/kW/año)



Sudáfrica

13 unidades de carbón (3,7 GW) en “reserva fría”.

Tiempo de activación de hasta 5 días.

Propietario es *utility* estatal, Eskom.

**Unidades  
antiguas e  
ineficientes  
(deuda  
extinguida)**

Costos de mantener una unidad en reserva en frío son similares a los **costos fijos de Operación y Mantenimiento (O&M) de la central.**

- Costos fijos de O&M en los EEUU se estiman entre **25 y 33 USD/kW/año** para unidades de carbón pulverizado subcríticas.
- A esto se deben agregar contribuciones, seguros y otros.

Especial cuidado se debe tener en los procesos de mantenimiento:

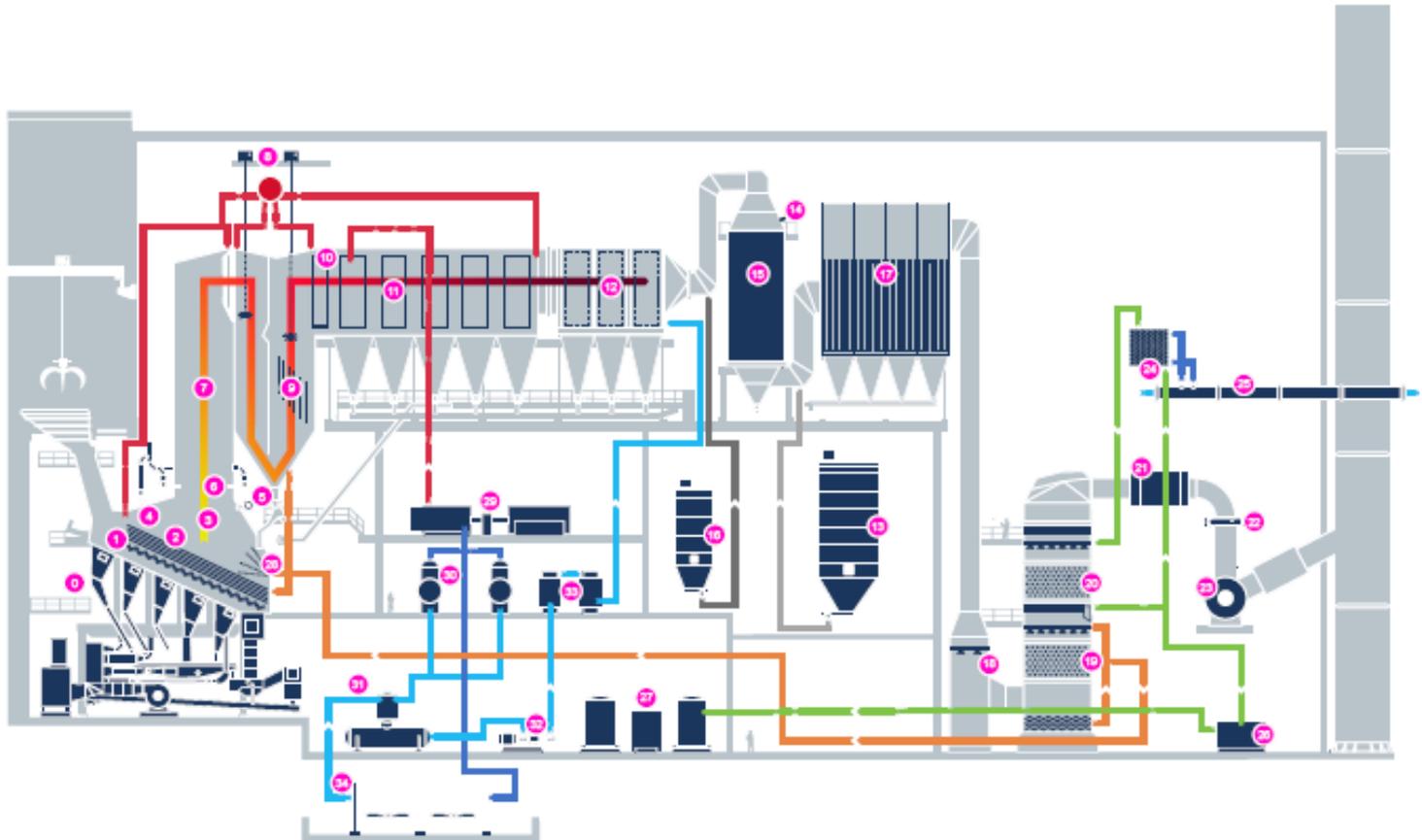
- Monitorear y controlar **corrosión** en caldera y circuito de refrigeración.
- Rotación periódica de **elementos rotatorios** (turbinas, generador).
- Recircular **lubricantes** periódicamente.

**Revisar  
manuales de  
proveedores.**

# Agenda

1. Alternativas maduras de conversión a otros combustibles
2. Alternativas emergentes para seguir operando la central con carbón con menor emisión de CO<sub>2</sub>
3. Cierre y desmantelamiento
  - Alternativa de mantener la unidad como reserva estratégica
4. **Alternativas maduras para reutilizar parcialmente la infraestructura de una central**
5. Alternativas emergentes para reutilizar parcialmente la infraestructura de una central
6. Conclusiones

## 6 – Incineración de residuos sólidos municipales (RSM)



Convertir una central de carbón existente en un **incinerador de parrilla móvil** para RSM es equivalente en obras y costo a la **instalación de una planta nueva**.

# 6 – Incineración de residuos sólidos municipales (RSM)

- Los costos de inversión para una planta nueva de generación con RSM con parrilla móvil de 15 MWe se estiman entre **7 y 11 millones de USD/MW**.
- Flexibilidad y eficiencia disminuyen considerablemente: diseño para operación en base.

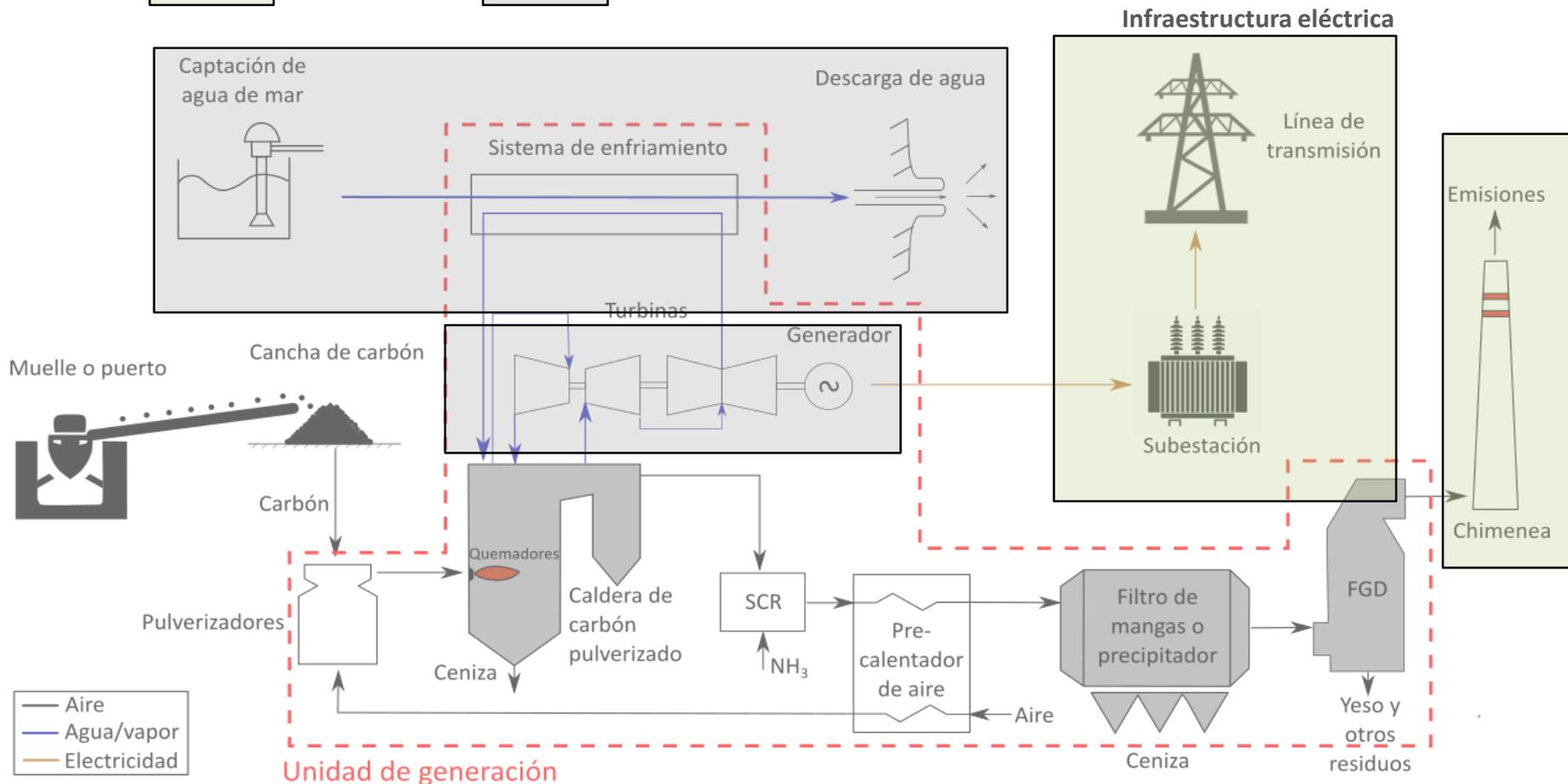
Una central de entre 20 y 29 MW ubicada en Santiago necesitaría aproximadamente 330.000 toneladas de RSM por año para operar a plena carga.

Centrales de carbón existentes	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

Existen oportunidades como reducir costos de manejo de residuos, reducir área de rellenos sanitarios, reducir emisiones de metano en rellenos.

# 6 – Incineración de residuos sólidos municipales (RSM)

Reutilizada      Posiblemente Reutilizada



**Se puede aprovechar infraestructura costera y eléctrica, además de el turbogenerador.**

# 7 - Reemplazo de unidad a carbón por motores a gas

Costos de inversión inferiores a 1.300 kUSD/MW.

CVNC aproximados de 5 a 6 USD/MWh.

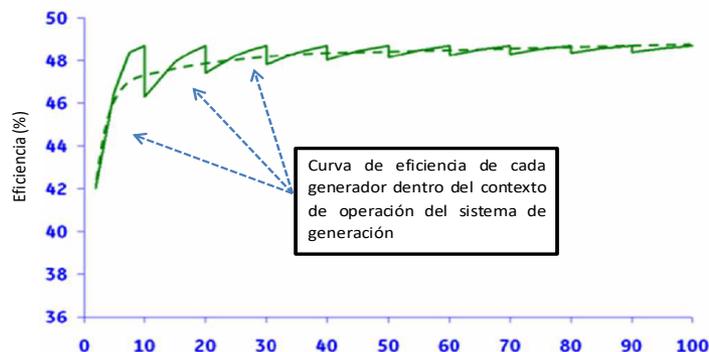


Foto: Fuente Power Engineering International  
Credit: GE (imagen superior), Wärtsilä (imagen inferior)

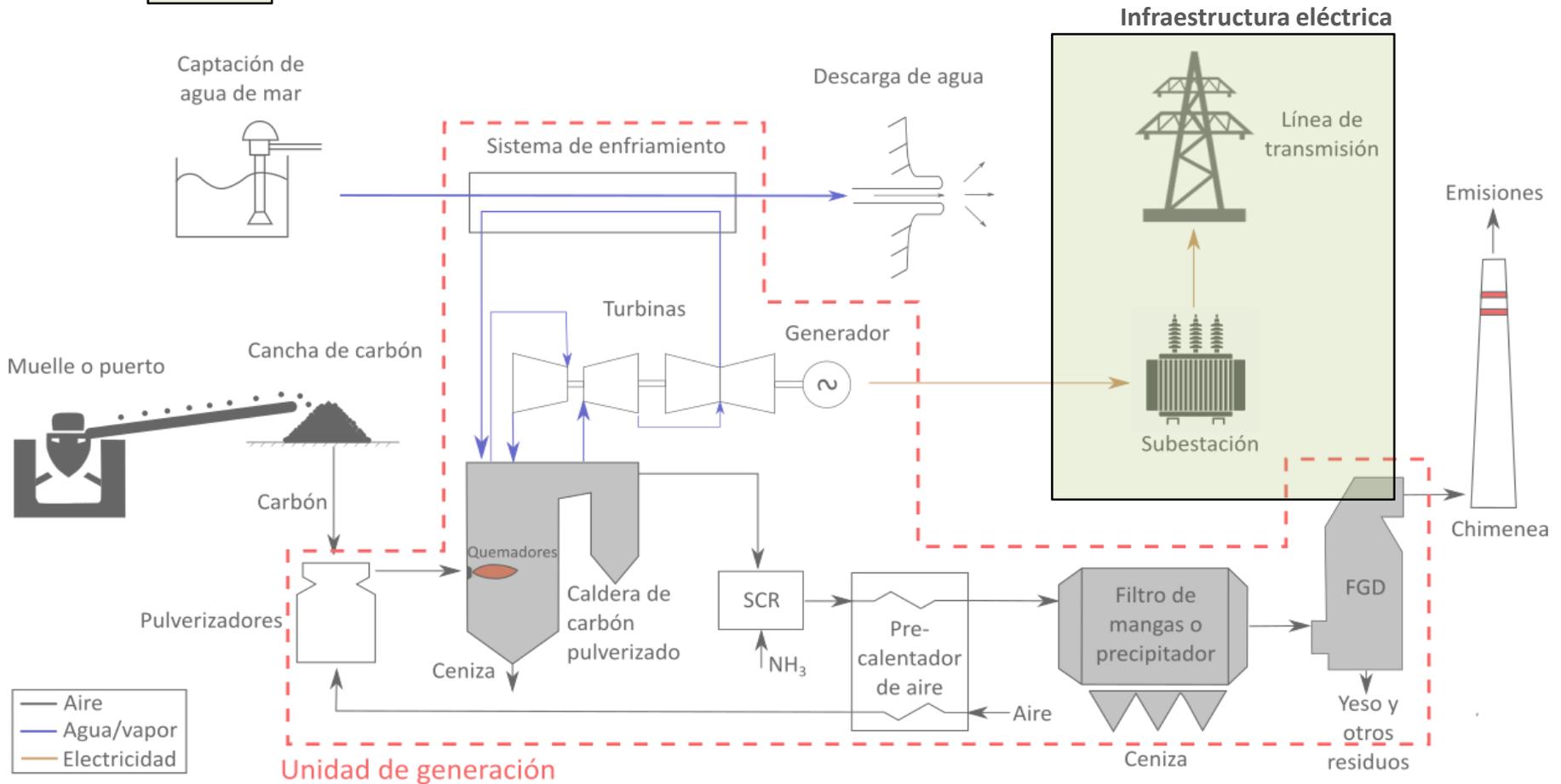


Un proyecto de motores de gas repotencia el sitio para **generación eléctrica flexible**:

- Eficiencia máxima de motor de 46–48%.
- Para cada motor, mínimo técnico equivalente de 30% de la potencia nominal.
- Para el conjunto de motores, mínimo técnico menor a 5% de la potencia nominal de la central.
- Los motores pueden subir desde mínimo técnico a potencia nominal en menos de un minuto.
- Tiempo de partida entre 1 y 5 minutos, con potencia inyectada a la red en 30 segundos.
- Número de partidas y paradas no tiene impacto en costo de operación y mantenimiento.

# 7 - Reemplazo de unidad a carbón por motores a gas

Reutilizada

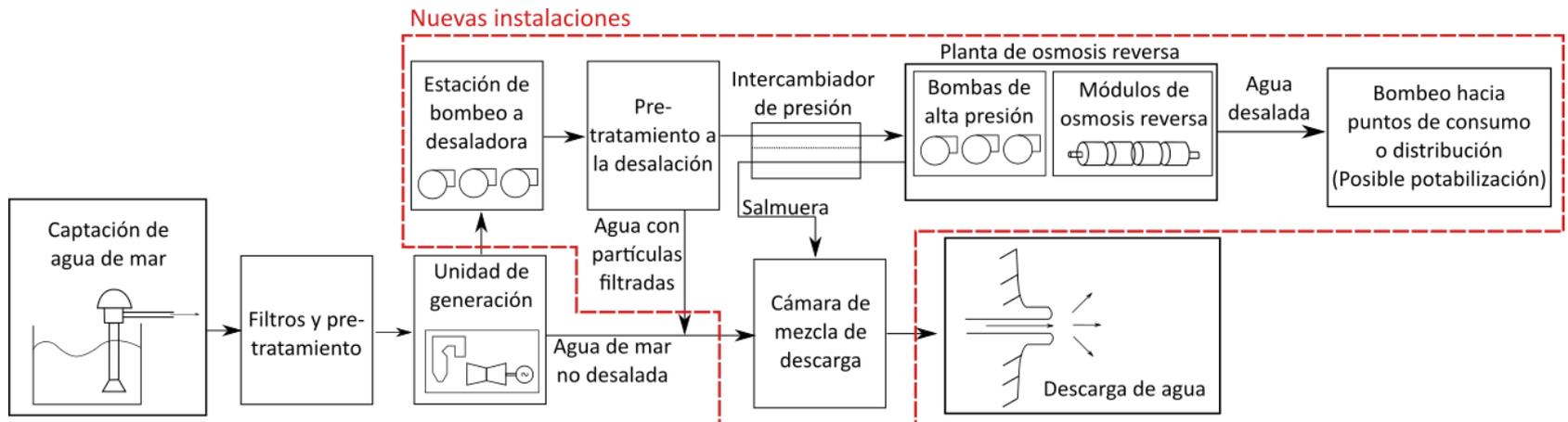


**Se puede aprovechar la infraestructura eléctrica.**

# 8 - Desalinización de agua de mar

Una desaladora agregaría instalaciones adicionales que aprovecharían la infraestructura existente de una central termoeléctrica:

- Se **aprovecha el calor que es perdido en la descarga** de agua de la central para producir agua desalada con menor huella de carbono.
- Permite utilizar de mejor forma la **infraestructura de captación** existente mientras la central esté en operación.
- **Permite darle un uso rentable a activos costeros una vez que la central sea cerrada.**



Una planta de osmosis reversa convencional requiere una inversión de entre 900 y 2.500 US\$/ $(m^3/día)$  y consume entre 3 y 4 kWh/ $m^3$

# 8 - Desalinización de agua de mar

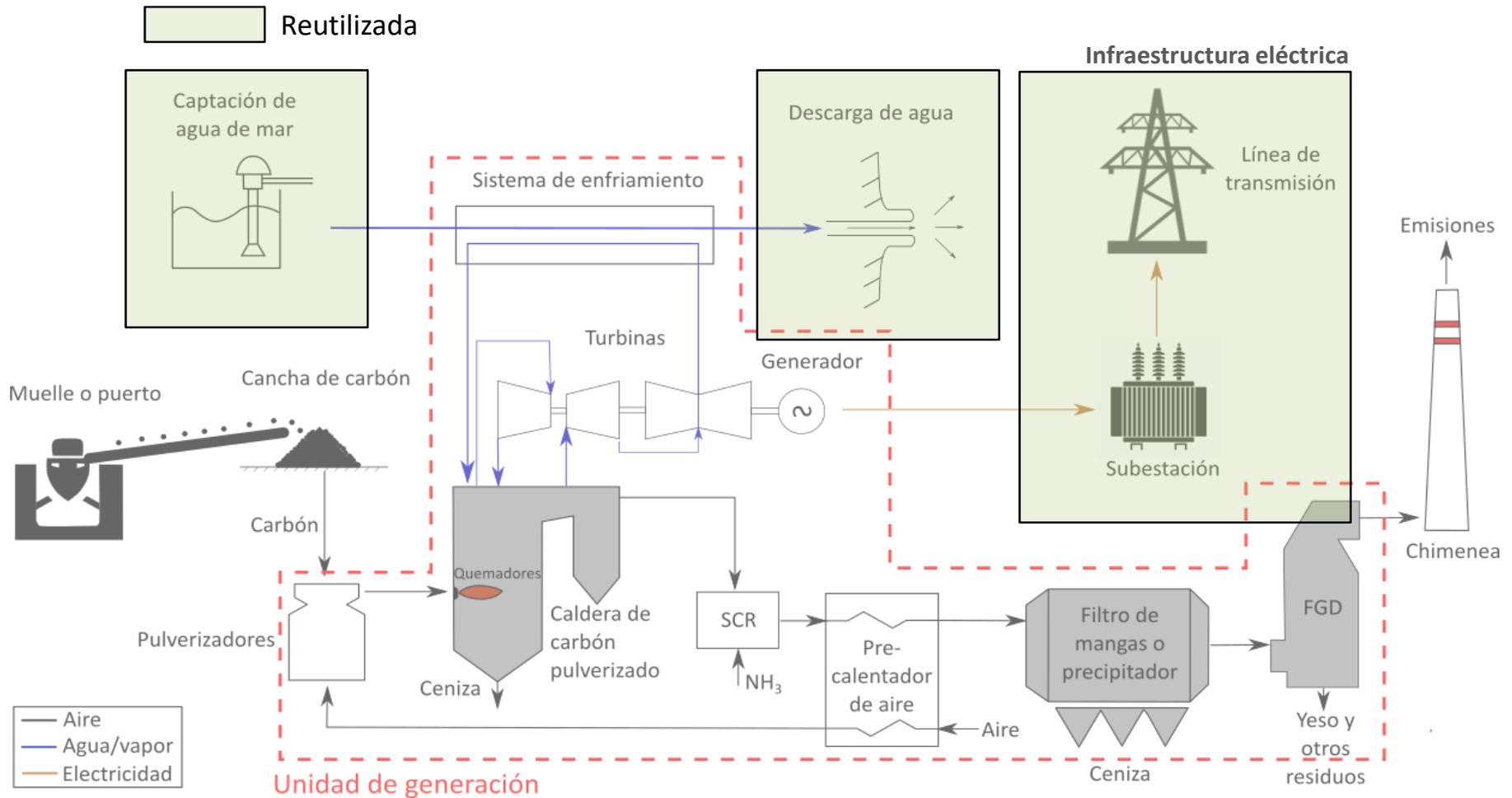
Casos de desaladoras acopladas a centrales a carbón existentes:

Proyecto	Unidad termoeléctrica	Inversión (MMUSD)	Capacidad de producción (m <sup>3</sup> /día)	Costo Inversión (kUSD/(m <sup>3</sup> /día))	Energía eléctrica (kWh/m <sup>3</sup> )	Costo del agua <sup>1</sup> (USD/m <sup>3</sup> )
<b>Carlsbad</b>	Encina Power Station	537	190.000	<b>2,82</b>	3,08	<b>1,946</b>
<b>Tampa Bay</b>	Big Bend Power Station	110	95.000	<b>1,16</b>	2,24 – 2,93	<b>0,655</b>

<sup>1</sup>Depende fuertemente de costo de electricidad local y condiciones locales del mar.



# 8 - Desalinización de agua de mar



**Se puede aprovechar la infraestructura costera y eléctrica.**

# Cierre y alternativas maduras para reutilizar parcialmente la infraestructura

#	Alternativa	Emisiones CO <sub>2</sub>	Cambios en flexibilidad de la central	Costo de inversión según capacidad	Madurez en su desarrollo	Reutilización de infraestructura
5	Cierre y desmantelamiento de la central	↓↓↓	No aplica	Bajo	Comercial	No o parcial bajo
6	Conversión total a residuos sólidos domiciliarios	↓	↓↓↓	Muy Alto	Comercial	Parcial bajo
7	Reemplazo unidad por motores a gas	↓	↑↑↑	Alto	Comercial	Parcial bajo
8	Desalinización de agua de mar	Neutral	Neutral	No aplica	Comercial	Parcial bajo

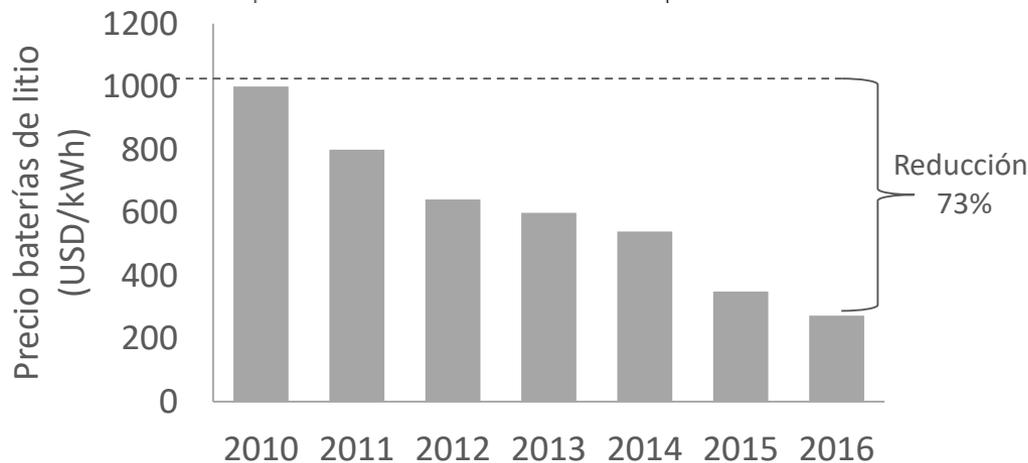
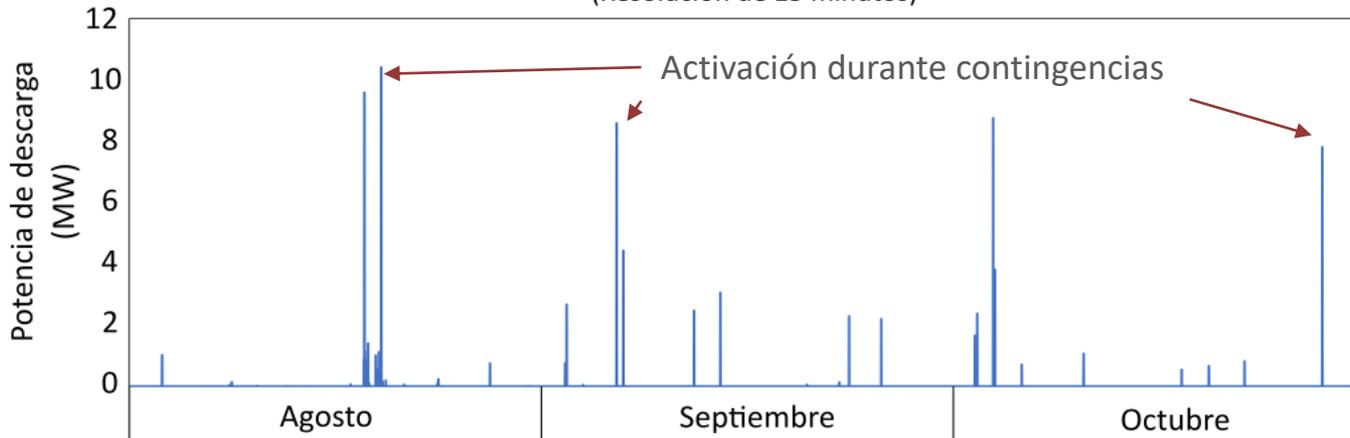
# Agenda

1. Alternativas maduras de conversión a otros combustibles
2. Alternativas emergentes para seguir operando la central con carbón con menor emisión de CO<sub>2</sub>
3. Cierre y desmantelamiento
  - Alternativa de mantener la unidad como reserva estratégica
4. Alternativas maduras para reutilizar parcialmente la infraestructura de una central
5. **Alternativas emergentes para reutilizar parcialmente la infraestructura de una central**
6. Conclusiones

# 9 - Almacenamiento de corta duración

En Chile se instalaron algunos de los primeros almacenamientos de energía de corta duración en el mundo, para otorgar flexibilidad en escalas de tiempo de segundos.

Descargas de sistema de almacenamiento con baterías de litio en Chile, 2018  
(Resolución de 15 minutos)

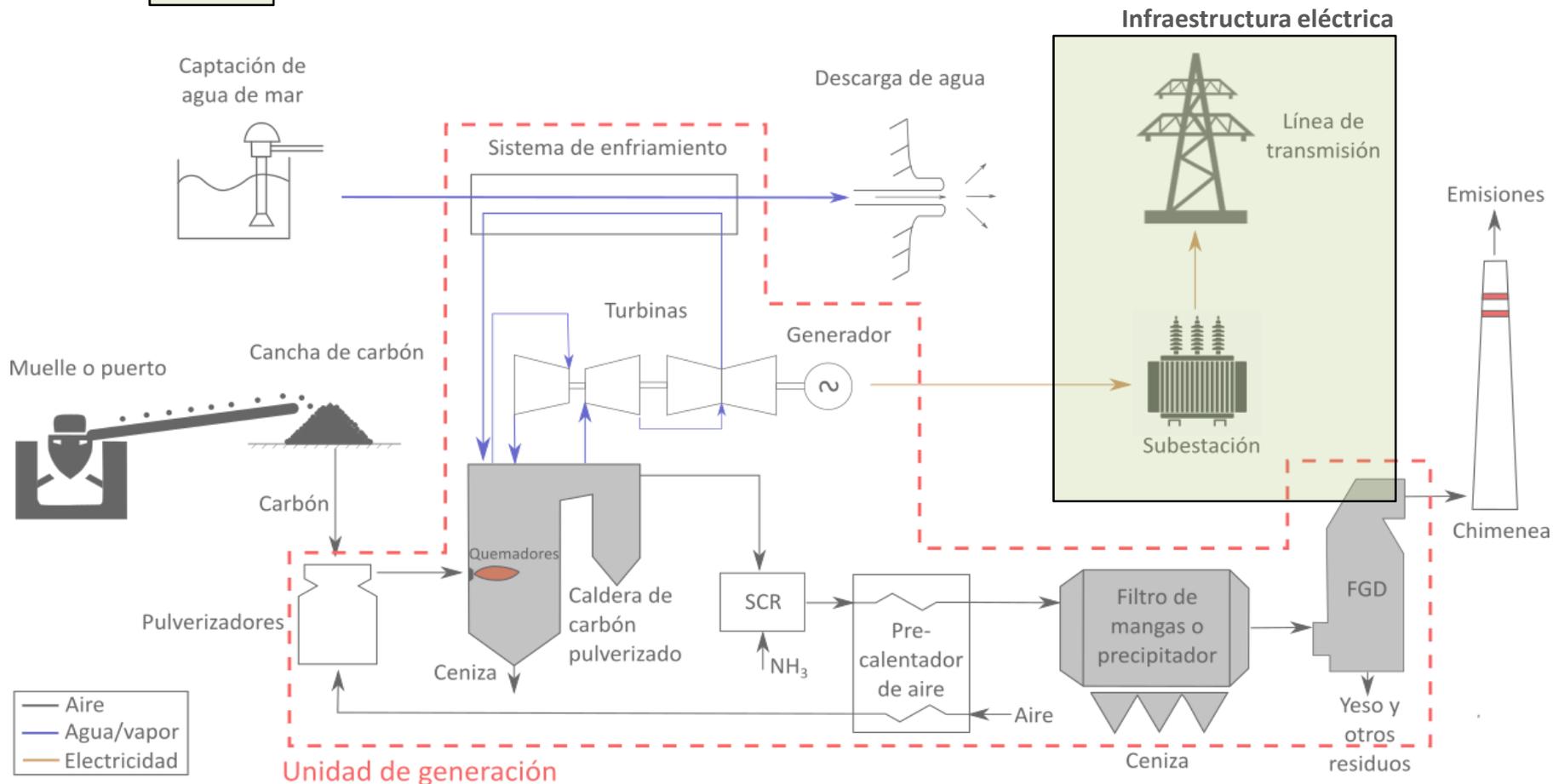


Fuente: Bloomberg New Energy Finance.

**IRENA proyecta una reducción de costo de entre 54% y 61% al año 2030.**

# 9 - Almacenamiento de corta duración

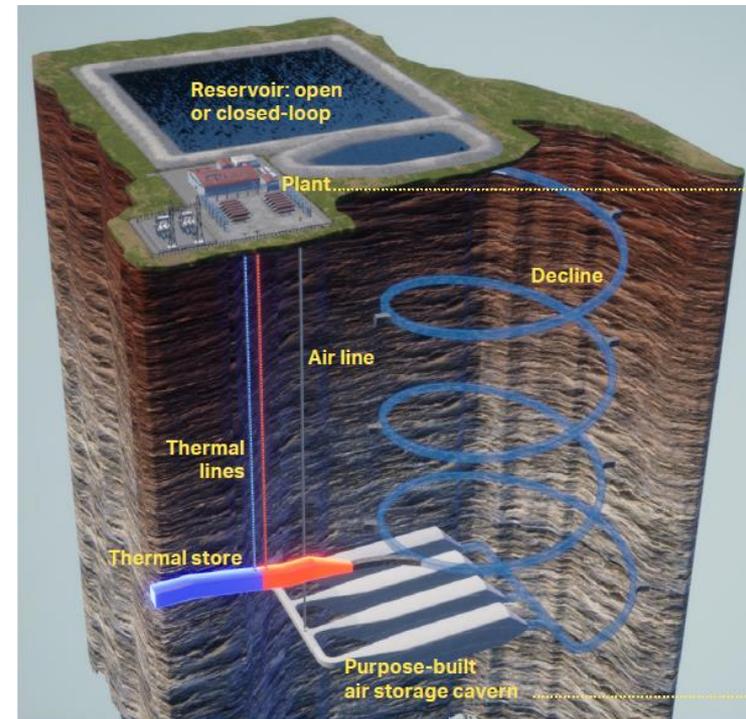
Reutilizada



**Se puede aprovechar infraestructura eléctrica.**

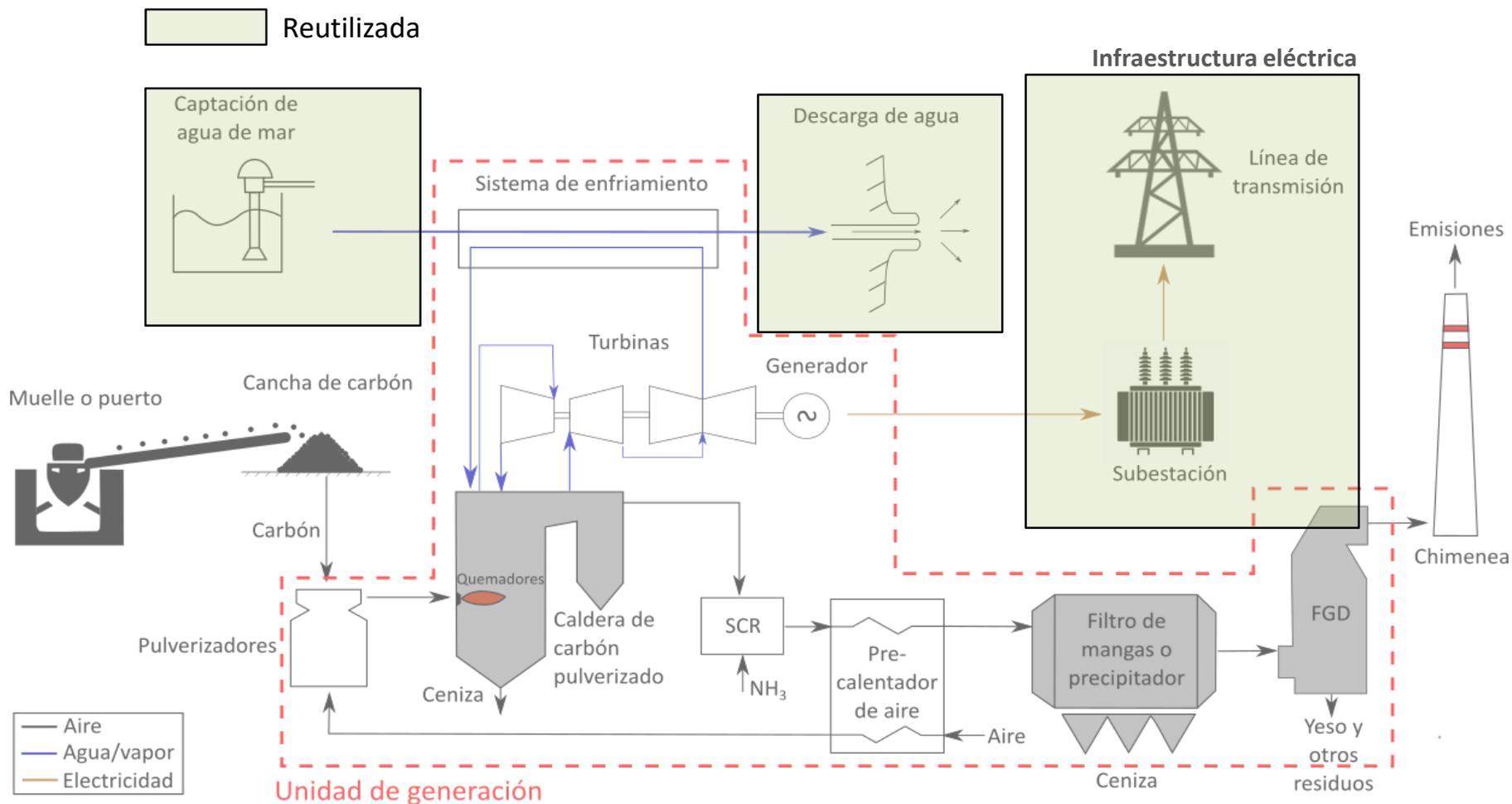
# 10 - Almacenamiento con aire comprimido

- Estos sistemas almacenan aire comprimido en una caverna subterránea.
- Dependiendo de las condiciones del terreno, estos sistemas podrían reutilizar parte de la infraestructura de una central a carbón.
- Algunos proveedores definen costos CAPEX referenciales entre 1,5 y 3 millones de USD/MW para instalaciones entre 50 y 500 MW.
- Un proyecto de CAES otorga la siguiente flexibilidad y desempeño en base a una unidad A-CAES de 100 MW:
  - Tiempo de partida menos a 5 minutos.
  - Capacidad de rampa 65 MW/min.
  - Eficiencia (Round-Trip) > 60% de la electricidad de entrada.
- **Desafío:** Costo de construcción de caverna depende del terreno.



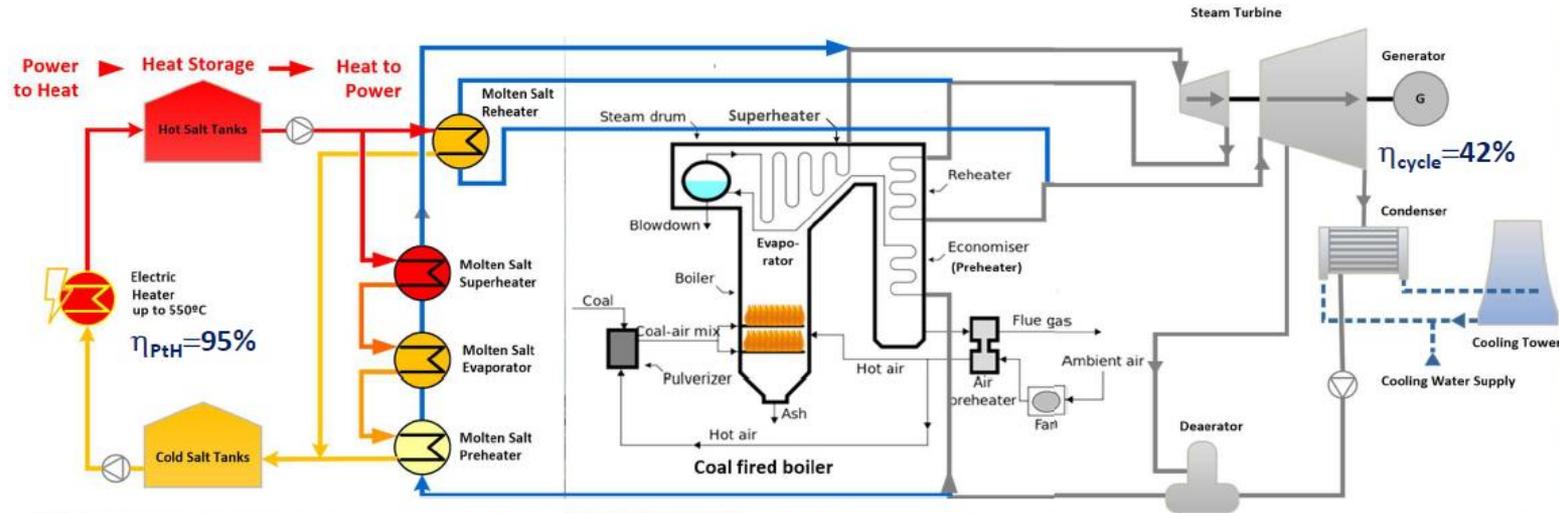
Fuente: Hydrostor.

# 10 - Almacenamiento con aire comprimido



**Se puede aprovechar infraestructura costera y eléctrica.**

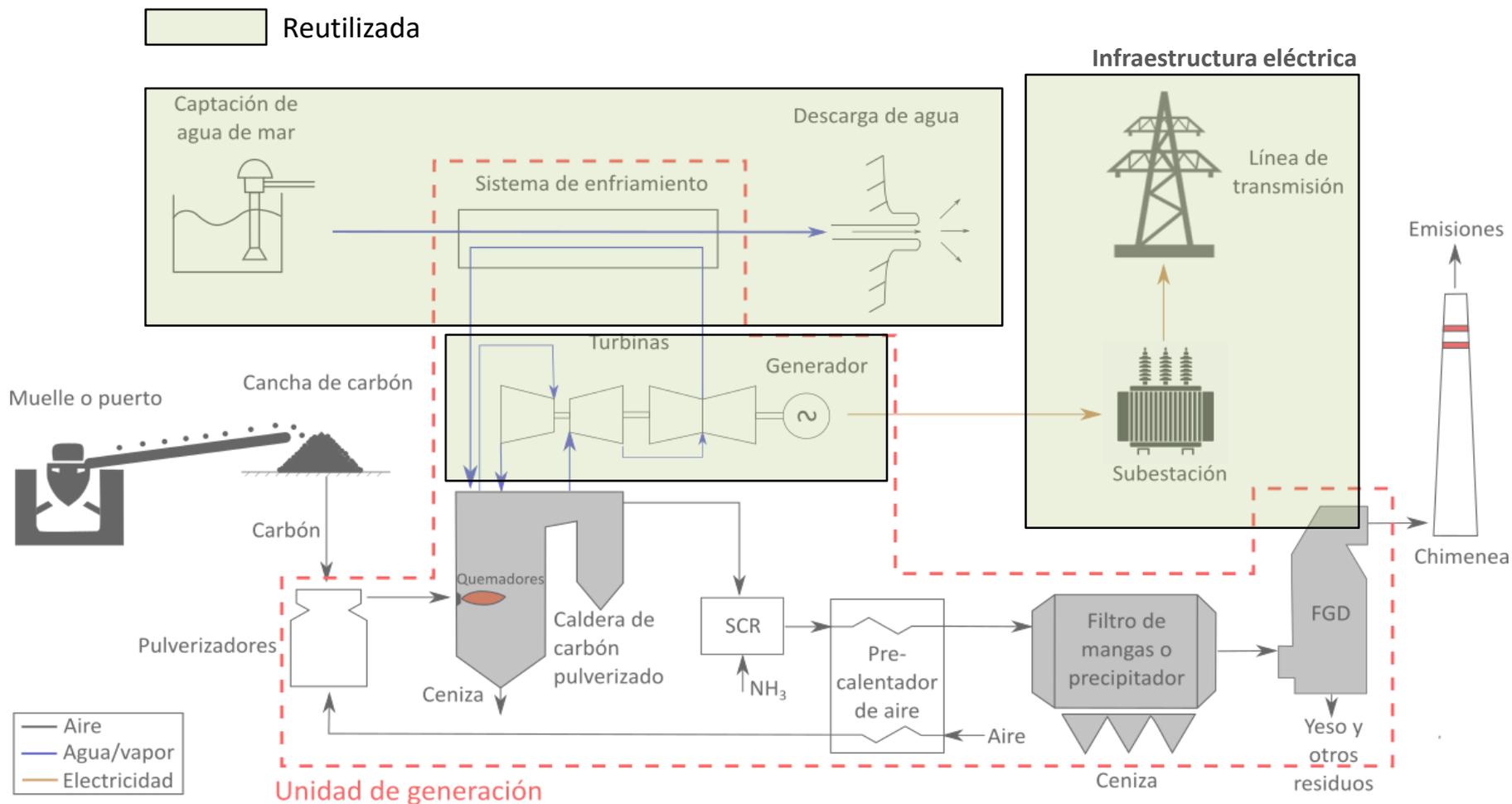
# 11 - Almacenamiento térmico



Fuente: DLR

- 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.
- Actualmente se está desarrollando un piloto en Alemania para utilizar esta tecnología de almacenamiento térmico como complemento a las plantas a carbón

# 11 - Almacenamiento térmico



**Se puede aprovechar infraestructura costera y eléctrica.**

# Alternativas emergentes para reutilizar parcialmente la infraestructura

#	Alternativa	Emisiones CO <sub>2</sub>	Cambios en flexibilidad de la central	Costo de inversión según capacidad	Madurez en su desarrollo	Reutilización de infraestructura
9	Incorporación de almacenamiento corta duración (baterías)	↓↓↓	↑↑	Muy alto	Comercial	Completa (agrega infraestructura)
10	Reemplazo por sistema de almacenamiento mediante aire comprimido	↓↓↓	↑↑↑	Alto	Piloto	Parcial bajo
11	Acoplar con sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas	↓↓↓	↑↑↑	Desconocido	Piloto	Parcial medio (agrega infraestructura)

# Agenda

1. Alternativas maduras de conversión a otros combustibles
2. Alternativas emergentes para seguir operando la central con carbón con menor emisión de CO<sub>2</sub>
3. Cierre y desmantelamiento
  - Alternativa de mantener la unidad como reserva estratégica
4. Alternativas maduras para reutilizar parcialmente la infraestructura de una central
5. Alternativas emergentes para reutilizar parcialmente la infraestructura de una central
6. **Conclusiones**

# Alternativas Maduras

	Alternativa	Emisiones CO <sub>2</sub>	Cambios en flexibilidad de la central	Costo de inversión según capacidad	
Aprovechan unidad de generación	Conversión <b>total</b> a gas natural	↓↓	↑↑	Medio	
	Conversión <b>total</b> a biomasa forestal	↓↓↓	↓	Medio	
	Parciales	Co-combustión de carbón y gas natural	↓	↑↑	Bajo
		Uso de gas natural en operación a mínimo técnico y partida	↓	↑↑	Muy bajo
		Co-combustión de carbón y biomasa forestal	↓	↓	Medio
Aprovechan otra infraestructura dentro de la central	Cierre y desmantelamiento de la central	↓↓↓	No aplica	Bajo	
	Conversión total a residuos sólidos domiciliarios	↓	↓↓↓	Muy Alto	
	Reemplazo unidad por motores a gas	↓	↑↑↑	Alto	
	Desalinización de agua de mar	Neutral	Neutral	No aplica	

# Alternativas Maduras

	Alternativa	Emisiones CO <sub>2</sub>	Cambios en flexibilidad de la central	Costo de inversión según capacidad	
Aprovechan unidad de generación	Conversión <b>total</b> a gas natural	↓↓	↑↑	Medio	
	Conversión <b>total</b> a biomasa forestal	↓↓↓	↓	Medio	
	Parciales	Co-combustión de carbón y gas natural	↓	↑↑	Bajo
		Uso de gas natural en operación a mínimo técnico y partida	↓	↑↑	Muy bajo
		Co-combustión de carbón y biomasa forestal	↓	↓	Medio
Aprovechan otra infraestructura dentro de la central	Cierre y desmantelamiento de la central	↓↓↓	No aplica	Bajo	
	Conversión total a residuos sólidos domiciliarios	↓	↓↓↓	Muy Alto	
	Reemplazo unidad por motores a gas	↓	↑↑↑	Alto	
	Desalinización de agua de mar	Neutral	Neutral	No aplica	

1. Opciones maduras de cambio de combustible presentan costos medios de conversión, disminuyen efectivamente las emisiones de CO<sub>2</sub>, pero presentan atributos de flexibilidad distintos.

**La disponibilidad y costo esperado de gas natural y biomasa tienen un efecto relevante en la factibilidad económica de estas alternativas.**

# Alternativas Maduras

	Alternativa	Emisiones CO <sub>2</sub>	Cambios en flexibilidad de la central	Costo de inversión según capacidad	
Aprovechan unidad de generación	Conversión <b>total</b> a gas natural	↓↓	↑↑	Medio	
	Conversión <b>total</b> a biomasa forestal	↓↓↓	↓	Medio	
	Parciales	Co-combustión de carbón y gas natural	↓	↑↑	Bajo
		Uso de gas natural en operación a mínimo técnico y partida	↓	↑↑	Muy bajo
		Co-combustión de carbón y biomasa forestal	↓	↓	Medio
Aprovechan otra infraestructura dentro de la central	Cierre y desmantelamiento de la central	↓↓↓	No aplica	Bajo	
	Conversión total a residuos sólidos domiciliarios	↓	↓↓↓	Muy Alto	
	Reemplazo unidad por motores a gas	↓	↑↑↑	Alto	
	Desalinización de agua de mar	Neutral	Neutral	No aplica	

2. Existen opciones maduras con bajos costos de inversión que permiten **disminuir emisiones en el corto plazo y flexibilizar las centrales**. Pueden ser parte de la **transición** a una conversión mayor.

Los costos de inversión mostrados no consideran inversiones en infraestructura de acceso a gas natural o biomasa.

# Alternativas Maduras

	Alternativa	Emisiones CO <sub>2</sub>	Cambios en flexibilidad de la central	Costo de inversión según capacidad	
Aprovechan unidad de generación	Conversión <b>total</b> a gas natural	↓↓	↑↑	Medio	
	Conversión <b>total</b> a biomasa forestal	↓↓↓	↓	Medio	
	Parciales	Co-combustión de carbón y gas natural	↓	↑↑	Bajo
		Uso de gas natural en operación a mínimo técnico y partida	↓	↑↑	Muy bajo
		Co-combustión de carbón y biomasa forestal	↓	↓	Medio
Aprovechan otra infraestructura dentro de la central	Cierre y desmantelamiento de la central	↓↓↓	No aplica	Bajo	
	Conversión total a residuos sólidos domiciliarios	↓	↓↓↓	Muy Alto	
	Reemplazo unidad por motores a gas	↓	↑↑↑	Alto	
	Desalinización de agua de mar	Neutral	Neutral	No aplica	

3. En caso de cierre de la central, existen alternativas que reutilizan infraestructura para **resolver otras necesidades locales** como, por ejemplo:

- Agua desalada para procesos industriales o sanitarios.
- Manejo y procesamiento de residuos.
- Suministro eléctrico.

# Alternativas Emergentes

	Alternativa	Emisiones CO <sub>2</sub>	Cambios en flexibilidad de la central	Costo de inversión según capacidad
Aprovechan unidad de generación	Uso de sistemas de captura y almacenamiento de carbono	↓↓↓	↓↓	Muy Alto
	Cogeneración de hidrógeno y electricidad	↓↓↓	Desconocido	Muy Alto
Aprovechan otra infraestructura dentro de la central	Incorporación de almacenamiento corta duración (baterías)	↓↓↓	↑↑	Muy alto
	Reemplazo por sistema de almacenamiento mediante aire comprimido	↓↓↓	↑↑↑	Alto
	Acoplar con sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas	↓↓↓	↑↑↑	Desconocido

# Alternativas Emergentes

	Alternativa	Emisiones CO <sub>2</sub>	Cambios en flexibilidad de la central	Costo de inversión según capacidad
Aprovechan unidad de generación	Uso de sistemas de captura y almacenamiento de carbono	↓↓↓	↓↓	Muy Alto
	Cogeneración de hidrógeno y electricidad	↓↓↓	Desconocido	Muy Alto
Aprovechan otra infraestructura dentro de la central	Incorporación de almacenamiento corta duración (baterías)	↓↓↓	↑↑	Muy alto
	Reemplazo por sistema de almacenamiento mediante aire comprimido	↓↓↓	↑↑↑	Alto
	Acoplar con sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas	↓↓↓	↑↑↑	Desconocido

4. Algunas de estas alternativas tienen el potencial de contribuir de manera **más eficiente y efectiva a disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico**, que las alternativas hoy maduras.

Se espera que los atributos de estas alternativas **evolucionen en el tiempo**, mejorando su rendimiento, disminuyendo sus costos actuales y reduciendo sus riesgos de implementación.

# Conclusiones y recomendaciones

- 5) Las alternativas presentadas no comprenden un listado exhaustivo. Existen otras opciones atractivas para la reutilización de infraestructura de centrales a carbón que no fueron incluidas en este estudio.
- 6) Existen múltiples variaciones de las alternativas presentadas.
  - a) Es crítico notar que cada unidad instalada es diferente. Si se quiere reutilizar la caldera, se recomienda contactar al fabricante para evaluar adecuadamente la implementación de una conversión.
  - b) En una misma central se pueden implementar múltiples alternativas en el tiempo. Por ejemplo, se pueden realizar modificaciones en el corto plazo para flexibilizarla y, más adelante, realizar una conversión total.
- 7) La madurez tecnológica y el costo de inversión de las alternativas presentadas evolucionarán en el tiempo. En el corto plazo, existen alternativas maduras con relativamente menores costos de inversión, que permiten reducir emisiones y aumentar la flexibilidad.

# Conclusiones y recomendaciones

- 8) La factibilidad económica de una alternativa dependerá de una evaluación del propietario sobre la infraestructura existente, las condiciones y regulación del mercado. Algunos de los factores más relevantes son:
- Precio de combustibles.
  - Precio del CO<sub>2</sub>.
  - Límites de emisión.
  - Necesidades de flexibilidad en el sistema eléctrico.
  - Definiciones de energía, capacidad y servicios complementarios.
  - Costos de inversión.
- 9) Para un portafolio de centrales a carbón, dependiendo de las necesidades locales, distintas opciones serán adecuadas a cada contexto.
- 10) Existen oportunidades para resolver necesidades locales reutilizando infraestructura de las centrales que sean cerradas.

# Desafíos

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

¿Hasta qué momento es posible mantener el sistema de generación con el desempeño actual? ¿**En qué momento se debe considerar un cambio significativo** en la estructura del sistema existente para mejorar su desempeño?

¿Cuáles serán 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?

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

Preparado para:



20 de noviembre de 2018