

NODO

# Incentivos para la Aceleración de la Reconversión de Centrales Termoeléctricas a Carbón en Chile

Informe Final



Spanish Fund for Latin America and the Caribbean



Junio 2026

# Incentivos para la Aceleración de la Reconversión de Centrales Termoeléctricas a Carbón en Chile

**Informe Final**

***Junio 2026***

# AGRADECIMIENTOS

Este informe fue elaborado por el **Banco Mundial** con el apoyo financiero del **Fondo Español para América Latina y el Caribe (SFLAC)**.

El estudio fue desarrollado por los consultores Jorge Moreno y Donny Holaschutz, con el valioso apoyo de Victoria Fröhlich, Lucas Neira, Christine Constabel, Álvaro Tejos y Tomás Meyer, y estuvo supervisado por Florencia Balestro, Especialista en Energía del Banco Mundial.

Por parte del Ministerio de Energía de Chile, el proyecto estuvo a cargo de Carolina Gómez, profesional de la División de Planificación Estratégica y Desarrollo Sostenible, con el apoyo de Ignacio Cuevas y José Medina Guzmán, de la misma División.

Asimismo, se agradece especialmente a las empresas que proporcionaron información importante para la elaboración de este estudio.

## Tabla de contenidos

|                                                                                                         |                  |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|
| Agradecimientos .....                                                                                   | 3                |
| <b><u>1 Resumen ejecutivo.....</u></b>                                                                  | <b><u>9</u></b>  |
| <b><u>2 Antecedentes de las centrales a carbón.....</u></b>                                             | <b><u>12</u></b> |
| 2.1 Descripción de las centrales e industria local .....                                                | 15               |
| 2.2 Instrumentos de planificación territorial de las zonas donde se ubican las centrales a carbón ..... | 17               |
| 2.3 Operación histórica de las centrales y el aporte de recursos técnicos al SEN .....                  | 20               |
| 2.4 Casos de estudio de cierre de centrales en Chile y el mundo .....                                   | 29               |
| <b><u>3 Aporte futuro de las centrales y desafíos a los que se enfrentará el sistema .....</u></b>      | <b><u>33</u></b> |
| 3.1 Proyección de la operación del SEN .....                                                            | 33               |
| 3.2 Desafíos del SEN .....                                                                              | 44               |
| 3.2.1 Riesgo de incapacidad para abastecer la demanda de energía eléctrica.....                         | 45               |
| 3.2.1.1 Crecimiento de la demanda.....                                                                  | 46               |
| 3.2.1.2 Fluctuación de demanda y dependencia de la temperatura ....                                     | 46               |
| 3.2.1.3 Estacionalidad y variabilidad renovable.....                                                    | 47               |
| 3.2.1.4 Falta de incentivos para la provisión de suficiencia de larga duración                          | 47               |
| 3.2.1.5 Insuficiencia de generación local ante eventos críticos o maniobras de transmisión.....         | 49               |
| 3.2.2 Insuficiencia de recursos técnicos para dar seguridad al sistema                                  | 49               |

|          |                                                                                             |           |
|----------|---------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.2.2.1  | Inercia .....                                                                               | 50        |
| 3.2.2.2  | Fortaleza de red y corriente de corto circuito .....                                        | 51        |
| 3.2.2.3  | Black start y apoyo al black start.....                                                     | 51        |
| <b>4</b> | <b><u>Análisis de alternativas de reconversión y su aporte.....</u></b>                     | <b>53</b> |
| <b>5</b> | <b><u>Otros riesgos que enfrentan las centrales para su cierre o reconversión .....</u></b> | <b>60</b> |
| 5.1      | Regulatorios y Administrativos .....                                                        | 60        |
| 5.1.1    | Incertidumbre ante cambios en la normativa .....                                            | 60        |
| 5.1.2    | Complejidad en el desarrollo de infraestructura de transmisión .                            | 61        |
| 5.2      | De las alternativas tecnológicas .....                                                      | 64        |
| 5.2.1    | Incertidumbre en los costos de reconversión .....                                           | 64        |
| 5.2.2    | Incertidumbre en los plazos de reconversión.....                                            | 65        |
| 5.2.3    | Incertidumbre en los precios de los nuevos combustibles.....                                | 65        |
| 5.2.4    | Incertidumbre asociada al desempeño futuro de la central .....                              | 65        |
| 5.3      | Económicos y Financieros .....                                                              | 66        |
| 5.3.1    | Potencial insolvencia anticipada de las centrales térmicas a carbón                         | 66        |
| 5.3.2    | Restricciones contractuales .....                                                           | 71        |
| 5.3.2.1  | Obligaciones financieras .....                                                              | 71        |
| 5.4      | Sociales.....                                                                               | 71        |
| 5.4.1    | Pérdida de empleos de alta calidad.....                                                     | 71        |
| 5.4.2    | Abandono de sitios .....                                                                    | 72        |
| <b>6</b> | <b><u>Alternativas para facilitar una reconversión.....</u></b>                             | <b>73</b> |

|          |                                                                                                            |            |
|----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 6.1      | <i>Results-Based Loan Incentive: Tocopilla (Chile)</i> .....                                               | 76         |
| 6.2      | Project Sale to Special Purpose Vehicle: SLTEC (Filipinas).....                                            | 79         |
| 6.3      | Créditos de carbono: certificados de reducción de emisiones .....                                          | 81         |
| 6.4      | <i>Renegotiate, Refinance, Redevelop</i> : Logan and Chambers (EE.UU.)..                                   | 84         |
| 6.5      | <i>Climate Investment Funds – Accelerating Coal Transition</i> (CIF–ACT)                                   | 86         |
| 6.6      | <i>Just Energy Transition Partnerships</i> (JETP) .....                                                    | 91         |
| 6.7      | Energy Transition Mechanism (ETM) .....                                                                    | 94         |
| 6.8      | Alternativas y su aplicabilidad en Chile.....                                                              | 97         |
| 6.8.1    | Licitaciones de SSCC .....                                                                                 | 101        |
| 6.8.1.1  | Potencia de Cortocircuito.....                                                                             | 102        |
| 6.8.1.2  | Black Start.....                                                                                           | 104        |
| 6.8.1.3  | Variantes al mecanismo para incentivar una reconversión de las centrales a carbón .....                    | 106        |
| 6.8.1.4  | Combinación de licitación de control de tensión y <i>black start</i>                                       | 111        |
| 6.8.2    | Acuerdos bilaterales con el Estado para conversión a CS.....                                               | 112        |
| 6.8.2.1  | Variantes al mecanismo: inclusión de un <i>clutch</i> (embriague) para proveer suficiencia estacional..... | 115        |
| 6.8.3    | Comparación entre los mecanismos propuestos y su aporte a las políticas climáticas y de TJ .....           | 117        |
| <b>7</b> | <b><u>Conclusiones</u></b> .....                                                                           | <b>119</b> |
| <b>8</b> | <b><u>Referencias</u></b> .....                                                                            | <b>126</b> |

## Tabla de Figuras

|                                                                                                                                                                                    |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 1: Estado actual de las centrales de generación térmica a carbón en Chile. ....                                                                                             | 14  |
| Figura 2: Edad de las centrales de generación a carbón y gas. ....                                                                                                                 | 15  |
| Figura 3: Evolución de la capacidad instalada en el SEN, por tecnología. ....                                                                                                      | 22  |
| Figura 4: Generación promedio horaria, por año y tecnología. ....                                                                                                                  | 23  |
| Figura 5: Generación promedio diaria, por año y tecnología. ....                                                                                                                   | 23  |
| Figura 6: Evolución de la capacidad renovable instalada, entre los años 2025 y 2040. ....                                                                                          | 34  |
| Figura 7: Generación mensual por tecnología (izquierda) y participación anual en el despacho (derecha), hacia el año 2040. ....                                                    | 35  |
| Figura 8: Perfil de generación promedio horario, por tecnología, entre el año 2026 y 2040. ....                                                                                    | 35  |
| Figura 9: Factor de planta promedio esperado de las centrales térmicas a carbón entre el año 2026 y 2040. ....                                                                     | 36  |
| Figura 10: Generación térmica mensual entre los años 2026 y 2040. ....                                                                                                             | 37  |
| Figura 11: Perfil de generación térmica promedio mensual horario hacia el año 2040. ....                                                                                           | 38  |
| Figura 12: Proyección de la generación renovable e hidrotérmica durante días de junio 2033, hidrología seca. ....                                                                  | 39  |
| Figura 13: Perfil de CMg promedio horario mensual en barras referenciales, por hidrología, hacia el año 2040. ....                                                                 | 40  |
| Figura 14: Evolución del vertimiento diario por hora, entre los años 2026 y 2040. ....                                                                                             | 41  |
| Figura 15: Evolución del vertimiento mensual, entre los años 2026 y 2040. ....                                                                                                     | 41  |
| Figura 16: Evolución anual de las emisiones brutas asociadas al funcionamiento de las plantas térmicas en el SEN, entre los años 2026 y 2040. ....                                 | 42  |
| Figura 17: Evolución del margen de reserva bajo diferentes consideraciones, entre los años 2026 y 2040. ....                                                                       | 44  |
| Figura 18: Factor de planta histórico y proyectado de las centrales térmicas a carbón. ....                                                                                        | 78  |
| Figura 19: Esquema de los mecanismos propuestos y sus variantes. ....                                                                                                              | 99  |
| Figura 20: Proyección ingresos de las centrales a carbón en el mercado de potencia (MMUSD) para todas las hidrologías (izquierda) y detalles de la hidrología seca (derecha). .... | 104 |
| Figura 21: Evolución proyectada de la capacidad renovable instalada, entre los años 2025 y 2040. ....                                                                              | 120 |
| Figura 22: Evolución proyectada de la capacidad renovable instalada, entre los años 2025 y 2040. ....                                                                              | 120 |
| Figura 23: Aspectos a evaluar para un retiro armónico de unidades en el sistema eléctrico. ....                                                                                    | 121 |

## Tabla de Tablas

|                                                                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1: Instrumentos de Planificación Territorial. ....                                                         | 17 |
| Tabla 2: Clasificación de establecimientos que almacenen sustancias peligrosas reguladas por el DS43/2015. ....  | 19 |
| Tabla 3: Indicadores operativos de las 12 centrales a carbón que quedarán operativas a partir del año 2027. .... | 25 |
| Tabla 4: Función de control de frecuencia y tensión. ....                                                        | 27 |
| Tabla 5: Detalle de los recursos técnicos de las centrales operativas. ....                                      | 28 |
| Tabla 6: Casos internacionales y en Chile de reconversión de centrales térmicas. ....                            | 30 |

|                                                                                                                                                                                                                                                                                      |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla 7: Proyección de generación anual con carbón y gas al año 2040 (TWh).....                                                                                                                                                                                                      | 36  |
| Tabla 8: Resumen de las alternativas posibles a implementar para las 12 centrales del Estudio.<br>.....                                                                                                                                                                              | 54  |
| Tabla 9: Resumen de alternativas de reconversión factibles identificadas.....                                                                                                                                                                                                        | 57  |
| Tabla 10: Análisis comparativo de las cinco opciones de reconversión.....                                                                                                                                                                                                            | 59  |
| Tabla 11: Proporción del margen proyectado para las centrales a carbón. ....                                                                                                                                                                                                         | 68  |
| Tabla 12: Resultado neto de operación de unidades a carbón sin considerar costos fijos de<br>operación, es decir, margen por valorización de inyecciones a costo marginal, más ingresos por<br>potencia, menos costos por impuesto a emisiones (anual entre 2026–2040 (MMUSD))...... | 70  |
| Tabla 13: Comparación de los mecanismos internacionales utilizados para incentivar el retiro y<br>reconversión de centrales a carbón y su aplicabilidad en Chile. ....                                                                                                               | 75  |
| Tabla 14: Detalles del plan de inversión en distintos países desarrollado por el CIF-ACT. ....                                                                                                                                                                                       | 88  |
| Tabla 15: Contexto de los compromisos JETP en distintos países. ....                                                                                                                                                                                                                 | 92  |
| Tabla 17: Capacidad de cada sitio para aportar a los requerimientos del sistema.....                                                                                                                                                                                                 | 98  |
| Tabla 18: Resumen de los posibles mecanismos a implementar para incentivar la reconversión<br>de las centrales a carbón y su aporte a las necesidades del sistema eléctrico. ....                                                                                                    | 100 |
| Tabla 19: Comparación de las posibles variantes a implementar dentro de una licitación de<br>SSCC para incentivar la reconversión de las centrales a carbón.....                                                                                                                     | 107 |
| Tabla 20: Resumen de los posibles mecanismos a implementar para incentivar la reconversión<br>de las centrales a carbón y su aporte a las políticas asociadas.....                                                                                                                   | 118 |
| Tabla 21: Resumen de alternativas de reconversión factibles identificadas. ....                                                                                                                                                                                                      | 123 |





# 1

## Resumen ejecutivo

Este informe técnico analiza los desafíos y oportunidades que enfrenta Chile en su proceso de descarbonización, centrándose específicamente en la reconversión de las unidades termoeléctricas a carbón que seguirán operando a partir del año 2027. Surge en un contexto donde el país ha avanzado significativamente en la descarbonización de su matriz eléctrica, proyectando que la generación térmica representará solo entre un 1,2% y un 4% hacia el año 2040. La asesoría tiene como objetivo apoyar al **Ministerio de Energía de Chile** en el análisis de los impactos y riesgos asociados a la reconversión de las unidades de generación a carbón que permanecerán operativas a partir del año 2027, y proponer un conjunto de medidas que permitan acelerar la reconversión sin afectar la seguridad y resiliencia del sistema eléctrico nacional.

El estudio aborda la complejidad de este proceso desde una perspectiva multidimensional, considerando que estas centrales, con una antigüedad promedio de 15 años, son funcionalmente confiables y cumplen un rol crítico en mantener la estabilidad del sistema eléctrico mediante la provisión de inercia, fortaleza de red y control de tensión. Junto con lo anterior, contribuyen a la suficiencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ya que tienen la capacidad de complementar la estacionalidad y variabilidad programada y no programada de recursos renovables.

A través de una metodología que incluye simulaciones de la operación del sistema eléctrico al año 2040, análisis de viabilidad técnica y revisión de mecanismos de financiamiento internacional, el informe propone mecanismos para asegurar que la transición energética sea segura y confiable.

El informe se organiza en siete capítulos principales:

- **Capítulo 1:** Resumen Ejecutivo - Define el propósito de la consultoría y sintetiza los hallazgos.
- **Capítulo 2:** Antecedentes de las Centrales a Carbón - Describe la infraestructura actual, la industria local en las comunas de Mejillones, Huasco, Puchuncaví y Coronel, y analiza los Instrumentos de Planificación Territorial que condicionan los nuevos usos de suelo. Incluye además casos de estudio sobre cierres en Chile y el mundo.
- **Capítulo 3:** Aporte Futuro de las Centrales y Desafíos del Sistema - Presenta proyecciones de la operación del SEN al 2040, identificando riesgos de desabastecimiento ante eventos críticos y la insuficiencia de servicios de inercia y fortaleza de red tras el retiro de máquinas síncronas.
- **Capítulo 4:** Análisis de Alternativas de Reconversión y su Aporte - Evalúa la viabilidad técnica y los costos de nuevas tecnologías, tales como la conversión a Gas Natural, Co-combustión con Amoníaco, Baterías de Carnot, Condensadores Síncronos (CS) y sistemas de almacenamiento de energía (BESS).
- **Capítulo 5:** Otros Riesgos para el Cierre o Reconversión - Detalla barreras regulatorias, administrativas (incertidumbre normativa e impuestos), económicas (insolvencia por bajo despacho) y sociales (pérdida de empleos de alta calidad).
- **Capítulo 6:** Alternativas para Facilitar una Reconversión - Revisa mecanismos financieros internacionales y propone ocho mecanismos específicos para el mercado chileno, como licitaciones de servicios complementarios con incentivos territoriales.
- **Capítulo 7:** Conclusiones - Sintetiza la recomendación de priorizar los CS como la solución más viable y la necesidad de un marco de resiliencia explícito.

La transición energética en Chile enfrenta el desafío de retirar o reconvertir 8 o 12 unidades a carbón que son fundamentales para la resiliencia del sistema. Aunque la capacidad instalada renovable y de almacenamiento crecerá de forma acelerada hacia el año 2040, las centrales térmicas siguen siendo necesarias para cubrir la demanda estacional en invierno, enfrentar sequías y eventos climáticos poco frecuentes, y proveer atributos técnicos como la inercia y corriente de corto circuito, que los inversores tradicionales no entregan.

## **Hallazgos Principales**

1. **Riesgo de Insolvencia:** Las centrales enfrentan una caída en sus ingresos por energía debido a un despacho cada vez más restringido a razones de seguridad (fuera de orden de mérito), lo que, sumado a la reducción de pagos por potencia, amenaza su sostenibilidad financiera antes de 2040.

2. **Viabilidad de Tecnologías:** El análisis identifica que **los CS son la alternativa más costo-efectiva** para mantener la estabilidad de la red y proveer corriente de corto circuito de calidad de protección, aunque no resuelven la necesidad de energía firme estacional del sistema. Otras opciones, como el amoníaco verde o las baterías de Carnot, presentan aún baja madurez tecnológica, altos costos y/o altos riesgos de suministro.

3. **Barreras Territoriales:** Las actualizaciones de los planes reguladores en las zonas industriales tienden a restringir la infraestructura energética, lo que podría "congelar" y dificultar legalmente los proyectos de reconversión en los sitios actuales.

4. **Mecanismos de Incentivo:** Dado que los modelos internacionales (como los créditos de carbono) pierden efectividad en sistemas con muy bajo despacho térmico, se recomienda que Chile diseñe mecanismos propios, tales como **licitaciones de servicios complementarios que valoren la localización estratégica y objetivos de transición justa en los territorios afectados**.

En conclusión, para lograr un retiro armónico sin comprometer la seguridad del suministro ni elevar excesivamente los costos sistémicos, es indispensable implementar soluciones que repliquen la funcionalidad de los activos que se retiran, asegurando que la transición sea tanto técnica como socialmente viable.

Es necesario abordar el desafío desde una perspectiva sistémica, dado que reemplazar las unidades a carbón únicamente por CS reduce la disponibilidad de activos capaces de suministrar energía al sistema en escenarios de escasez de recursos renovables. Estas condiciones se proyectan en un contexto de alta integración de energías renovables, incorporación de BESS y procesos de descarbonización, junto con el incremento de nuevos tipos de consumo. En este marco, la combinación de funcionalidades mediante sistemas híbridos puede generar beneficios sistémicos, al aprovechar sinergias costo-efectivas frente a soluciones que desarrollan infraestructura de manera independiente.



# 2

## Antecedentes de las centrales a carbón

En Chile existieron diez complejos de generación termoeléctrica a carbón (o centrales termoeléctricas) distribuidos en seis comunas, que en conjunto agruparon 28 unidades de generación. De estas, 14 unidades continúan operando, las que se ubican en las comunas de **Mejillones** (Región de Antofagasta), **Huasco** (Región de Atacama), **Puchuncaví** (Región de Valparaíso) y **Coronel** (Región del Biobío). Tres unidades fueron retiradas el 31 de diciembre de 2025. De las 14 unidades en operación, dos serán retiradas reconvertidas antes de finalizar el año 2027, ya que ya cuentan con autorización de la Comisión Nacional de Energía (CNE) (en naranja claro en la Figura 1). Solo 12 unidades continuarán operando a partir del año 2027: **Angamos (ANG1 y ANG2)**, **Cochrane (CCR1 y CCR2)**, **Guacolda (unidades 1, 2, 3, 4 y 5)**, **Ventanas (Nueva Ventanas y Campiche)** y **Santa María**. Las 12 centrales que quedarán operativas en el año 2027 no han iniciado el proceso establecido en el DS125 para solicitar su retiro, aunque algunas han evaluado la posibilidad de ser reconvertidas a otra tecnología.

La descarbonización fue posible gracias a factores como cambios regulatorios, condiciones favorables para la generación renovable, reducción de costos de tecnologías renovables, estructuración de PPA de largo plazo y acuerdos voluntarios entre empresas y el Estado. El proceso comenzó en junio del año 2018 con la creación de la “Mesa de Retiro y/o Reconversión de Unidades a carbón”, impulsada por el Ministerio de Energía, destinada a analizar los impactos del retiro de las centrales a carbón. Esta instancia reunió a representantes de ONG, sociedad civil, sector público,

universidades, gremios, municipios y organizaciones internacionales, quienes participaron de forma voluntaria.

Posterior a esa mesa de trabajo, y producto de conversaciones bilaterales entre el Ministerio de Energía y cada una de las empresas, en el año 2019, el Ministerio de Energía presentó acuerdos de retiros de centrales a carbón, reflejados posteriormente en el Decreto Exento N°50 de marzo 2020, tras lo cual las empresas operadoras de carbón asumieron compromisos voluntarios: no desarrollar nuevos proyectos a carbón sin captura de CO<sub>2</sub>, trabajar para lograr la meta de retirar todas las centrales a carbón antes del año 2040, integrar mesas de trabajo cada cinco años para evaluar nuevos retiros y retirar ocho de las 28 unidades al año 2025 (1.047 MW, 19% de la capacidad total). Posteriormente y de forma voluntaria, algunas empresas ampliaron sus compromisos siguiendo sus metas internacionales de descarbonización [1]. En particular, el DE50 indica:

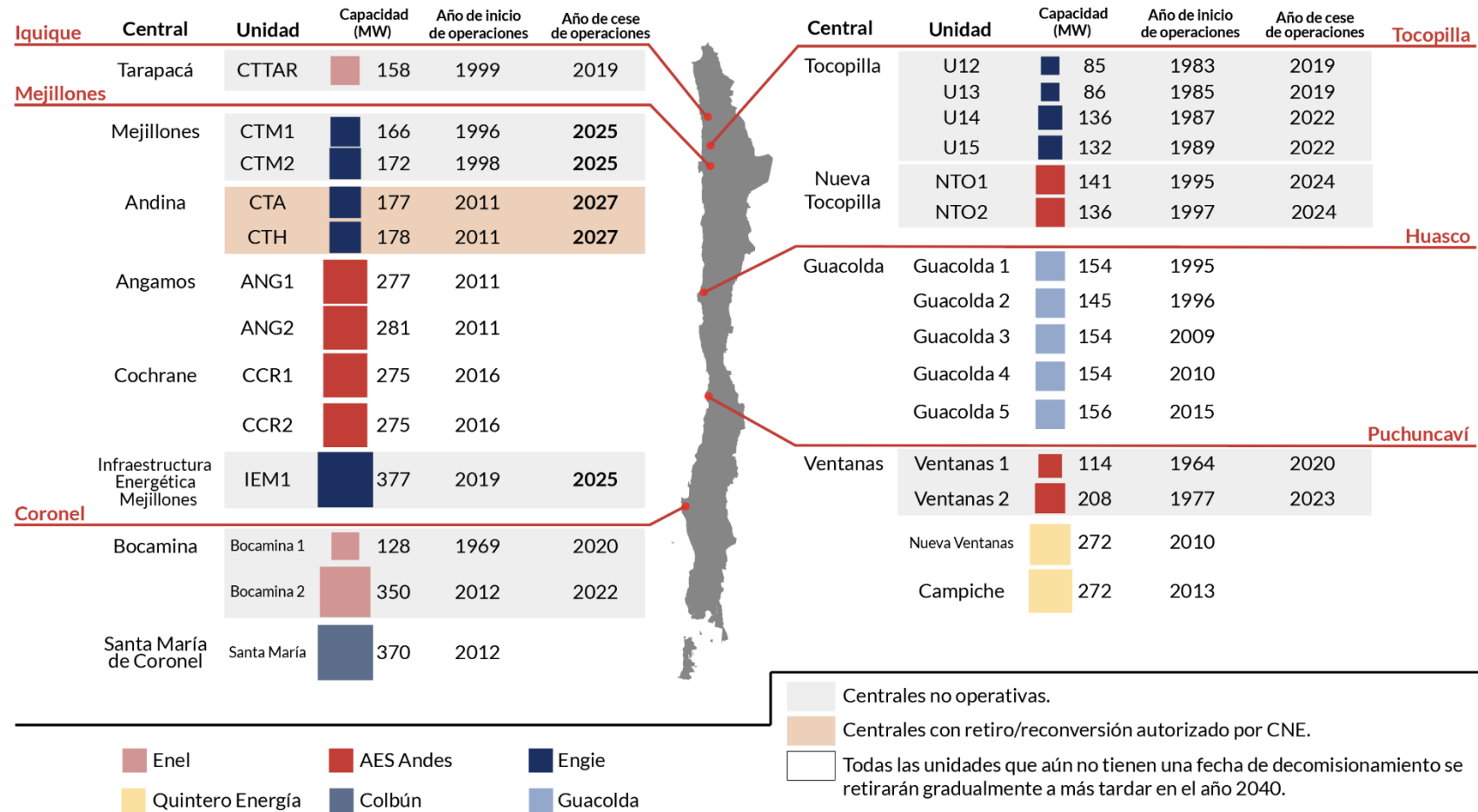
*“Las empresas y el Ministerio de Energía concuerdan en que existe:*

*Un periodo posterior a 2025, donde **es posible plantear metas de retiro de todas las unidades al 2040.** No obstante, **para precisar dichas metas, se requiere la revisión periódica de los elementos tecnológicos, ambientales, sociales y de empleo, económicos, de seguridad y de suficiencia de cada planta y del sistema eléctrico en su conjunto, entre otros, que permitan definir en cada oportunidad cronogramas más específicos de retiro de unidades.** A este respecto, las empresas y el Ministerio de Energía, se comprometen a que cada 5 años a partir de 2025, integrarán mesas de trabajo en las que se analizarán: a) las condiciones imperantes en el Sistema Eléctrico Nacional con base en estudios efectuados ad-hoc por el Coordinador Eléctrico Nacional; b) la regulación energética y ambiental; c) los efectos sociales y en el empleo de retiro; d) las condiciones de suficiencia del sistema y de las unidades; e) estudios de las empresas respecto de la situación local e individual de cada empresa propietaria de unidades a carbón que se encuentren aun operando. El propósito de estas mesas de trabajo será la de **generar los insumos que permitan definir en forma precisa calendarios posibles de retiro de unidades generadoras a carbón en los años posteriores, teniendo siempre presente la estabilidad del sistema eléctrico, el cumplimiento de las metas ambientales y el costo de la energía. Todo ello con una meta de retiro total de unidades a carbón no más tarde que a fines de 2040.**”*

Al analizar la antigüedad de las 12 unidades que aún tienen compromisos de cierre antes del año 2040 (Figura 2), se puede notar que estas tienen en promedio 15 años de operación. Las más antiguas son Guacolda 1 y 2, con 30 años cada una. Las restantes diez unidades fueron instaladas posterior al año 2009. Dada la baja antigüedad de los activos a carbón que quedarán en operación, un cierre anticipado es complejo tanto por factores desde el punto de vista de los inversionistas (de deuda y equity en el activo), como desde el punto de las comunidades y la cadena de valor en que las centrales están insertas y el rol económico que cumplen en estas.

Figura 1: Estado actual de las centrales de generación térmica a carbón en Chile.<sup>1</sup>

Fuente: Elaboración propia.



<sup>1</sup> La central CTA y CTH están solicitando autorización para su reconversión. La central IEM se reconvertirá a gas una vez que se retire.



Actualmente, y en el futuro previsible, las unidades a carbón cumplen un rol importante tanto en el aporte de energía al sistema eléctrico chileno, como en el aporte de otros recursos técnicos fundamentales para mantener el sistema seguro y confiable. Por ende, actualmente el retiro de estas unidades no es factible sin comprometer la seguridad del SEN.

Por otro lado, las unidades a gas disponibles en el sistema son, en su mayoría, más antiguas. Por lo tanto, retirar unidades a carbón relativamente nuevas para depender de infraestructura con bastantes más años de operación plantea riesgos adicionales, como mayor probabilidad de fallas, ya que, además, de acuerdo con las condiciones evaluadas, dicha infraestructura va a estar sometida a condiciones exigentes de operación. Esto podría comprometer la confiabilidad del sistema en escenarios de alta exigencia operacional o en condiciones de interrupción de oferta por eventos de distinta naturaleza.

Figura 2: Edad de las centrales de generación a carbón y gas.  
Fuente: Elaboración propia.



## 2.1 Descripción de las centrales e industria local

Las 12 unidades que quedarán operativas se distribuyen a lo largo del país, entre las regiones de Antofagasta (4), Atacama (5), Valparaíso (2) y Bio-Bío (1). El proceso de descarbonización y cese programado de las operaciones de estas unidades implica impactos diferenciados en las comunas donde se emplazan, tanto en lo económico, social y territorial.

Las regiones de Antofagasta, Valparaíso y Biobío son las con mayor Producto Interno Bruto (PIB) en Chile, después de la Región Metropolitana (RM). El hecho de que estas sean regiones relativamente dinámicas económicamente implica que existen importantes **oportunidades para la generación de empleos alternativos** dentro de ellas, lo que es particularmente evidente en la región de Antofagasta, la con mayor PIB per cápita en el año 2024 [2]. Sin embargo, las comunas donde se emplazan las centrales tienden a ser menos dinámicas económicamente que el promedio regional.

Desde el **punto de vista económico**, todas las comunas tienen una base industrial y portuaria, con presencia de generación eléctrica térmica, minería y pesca. Mejillones y Quintero/Puchuncaví incorporan además industrias químicas, metalúrgicas y petroquímicas, mientras que Coronel destaca por su actividad forestal y papelera. Mejillones presenta una economía más diversificada, en contraste con Huasco, cuya dependencia de un solo sector es más marcada.

El **impacto local y los desafíos futuros** varían según el grado de diversificación económica. Mejillones, Puchuncaví, Quintero y Coronel, son territorios con mayor dinamismo económico y cercanía a centros urbanos más grandes, lo que permite que muchos de los trabajadores contratados directamente o a través de empresas contratistas residan en la región, aunque no necesariamente en la misma comuna donde se emplazan las centrales. En contraste, Huasco presenta una menor diversificación económica y una mayor dependencia directa de la generación termoeléctrica, tanto en términos de empleo como de actividad productiva. Además, su aislamiento geográfico respecto de grandes centros urbanos la hace más vulnerable ante el cierre de estas instalaciones. A pesar del dinamismo económico regional en algunas zonas, el cierre de centrales térmicas puede tener un impacto significativo en el empleo local, ya que estos puestos de trabajo suelen ser percibidos como de mejor calidad, estables y ocupados por personas con larga trayectoria en el sector.

La dependencia de las comunas respecto de las centrales a carbón es **heterogénea** y está mediada por el **grado de diversificación económica, la movilidad laboral y la capacidad de atraer nuevas inversiones**. Esta afecta el impacto que un potencial cierre puede tener sobre la economía local: comunas más dependientes tendrán un impacto mayor. Además de esto, el desarrollo futuro de las localidades depende de la capacidad para atraer de nuevas inversiones industriales y la reconversión de la infraestructura existente a otras tecnologías, así como de la mejora en la formación técnica y profesional de la población.

Respecto a las características técnicas de las unidades a carbón operativas en el SEN, existen dos sistemas de combustión:<sup>2</sup> mediante carbón pulverizado y mediante lecho fluidizado circulante. El método más común de combustión es mediante **carbón pulverizado**. Las 12 unidades a carbón que quedarán operativas a partir del año 2027 utilizan esta tecnología de combustión. La tecnología de **lecho fluidizado circulante**<sup>3</sup> (*Circulating Fluidized Bed*) es utilizada por solo dos unidades que

---

<sup>2</sup> Cada central tiene características propias de su tecnología, modelo y fabricante. El sistema de combustión y geometría de caldera son particulares a cada central.

<sup>3</sup> Caso de las centrales Hornitos (CTH) y Andina (CTA) con calderas del fabricante Foster Wheeler.



se encuentran actualmente en operación; ambas serán convertidas para operación con gas natural (GN).

La tecnología, ubicación de la central y el acceso a otro tipo de combustible son **factores que orientan las alternativas de reconversión**. Estos factores pueden determinar la viabilidad técnica y económica de adaptar una unidad existente a nuevas condiciones operativas o a otras tecnologías de manera de seguir cumpliendo un rol en la oferta de recursos técnicos necesarios en el sistema eléctrico nacional.

## 2.2 Instrumentos de planificación territorial de las zonas donde se ubican las centrales a carbón

Los Instrumentos de Planificación Territorial (IPT) son herramientas clave para orientar el desarrollo urbano, territorial, industrial y ambiental, asegurando la compatibilidad entre las actividades productivas, la protección del medio ambiente y la calidad de vida de las comunidades.

Este capítulo analiza IPT vigentes y propuestas de actualización, en caso de existir, en las comunas de Mejillones, Huasco, Puchuncaví y Coronel. El objetivo es identificar elementos normativos y territoriales que puedan influir en las alternativas de reconversión de las centrales que quedan en operación. Se consideran **planes regionales y comunales**: Planes Reguladores Intercomunales o Metropolitanos, y Planes Reguladores Comunales (PRC). El resumen de los instrumentos vigentes se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1: Instrumentos de Planificación Territorial.

Fuente: Elaboración propia.

| IPT                                         | Antofagasta                               | Atacama         | Valparaíso                                                                          | Biobío                                                                                               |
|---------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Plan Regulador Metropolitano o Intercomunal | PRIBCA (2004)<br>En actualización         | APRICOST (2019) | PREMVAL (2014)<br>En actualización [3]                                              | PRMC (2003)<br>En actualización                                                                      |
| Plan Regulador Comunal (PRC)                | Mejillones (2000)<br>En actualización [4] | Huasco (2021)   | -<br>(Complejo ubicado fuera de área urbana: el PRC no tiene incidencia sobre este) | Coronel (2013)<br>Si bien hay una modificación en curso, no afecta al área de la central Santa María |

A nivel general, se identifican aspectos comunes en todas las comunas:

### 1 Tendencia hacia la transición energética y restricción de usos industriales peligrosos

Los IPT en proceso de actualización en las comunas analizadas muestran una clara orientación hacia la reducción de la intensidad de usos industriales, especialmente aquellos considerados peligrosos o contaminantes. Se observa una restricción progresiva de usos industriales, favoreciendo

actividades inofensivas o molestas y restringiendo actividades peligrosas o contaminantes en áreas donde antes se permitían. Además, en algunos casos se está restringiendo la infraestructura energética en zonas donde antes sí se permitía.

Si bien los planes reguladores no tienen como facultad la retroactividad de actos administrativos, es decir, no dejan sin efecto RCA u otras autorizaciones otorgadas por Servicios Públicos, si se podría limitar la reconversión de las centrales a carbón hacia nuevos usos energéticos o industriales, especialmente si las zonas donde se ubican las centrales dejan de admitir infraestructura energética o actividades productivas peligrosas.

## 2 Limitaciones normativas para la reconversión de centrales a carbón

La actualización de los IPT puede limitar significativamente las alternativas de reconversión de las centrales a carbón, especialmente si las zonas donde se ubican dejan de admitir infraestructura energética o actividades productivas peligrosas.

En particular, el Artículo 62 de la Ley General de Urbanismo y Construcciones (LGUC) regula la situación de los terrenos y edificaciones cuyo uso no se ajusta a los instrumentos de planificación territorial vigentes. Según esta norma, dichos terrenos se consideran “congelados”, lo que significa que no se puede aumentar el volumen de construcción existente para ese uso, salvo en casos específicos destinados a mitigar impactos ambientales o mejorar la calidad arquitectónica y estructural de las edificaciones. Además, el artículo establece que las industrias mal ubicadas, que causen molestias o daños al vecindario, pueden ser obligadas a trasladarse dentro de la comuna, previo informe de las autoridades competentes [5].

Esto genera incertidumbre respecto a la viabilidad de proyectos de reconversión que no se ajusten a los nuevos usos permitidos.

## 3 Impacto en proyectos de hidrógeno verde y amoniaco

Adicional a los IPT, resulta relevante considerar disposiciones sectoriales que inciden en la localización y calificación de nuevas actividades energéticas, como las establecidas en la normativa vigente.

La Circular Ord. N°0504, DDU 470, emitida por el Ministerio de Vivienda y Urbanismo (MINVU) del 21 de noviembre de 2022, establece criterios para la calificación de actividades industriales relacionadas con proyectos de producción de hidrógeno (H<sub>2</sub>) verde.

- Producción y almacenamiento de H<sub>2</sub>

Los proyectos cuya finalidad principal sea la generación de H<sub>2</sub>, independientemente del proceso utilizado para su obtención, se califican como **Infraestructura Energética**.

El **almacenamiento de H<sub>2</sub>** también se clasifica como **Infraestructura Energética**, por lo que no está permitido en zonas que no contemplen este tipo de infraestructura.

- Producción y almacenamiento de amoníaco (NH<sub>3</sub>)

En el caso de proyectos cuyo objetivo es la producción de NH<sub>3</sub>, y donde el H<sub>2</sub> actúa únicamente como insumo, la actividad se considera **Actividad Productiva**, conforme al Artículo 2.1.28 de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcción (OGUC). Esta distinción se basa en que el NH<sub>3</sub> no forma parte del sector energía, según lo establecido en el Artículo 3 del Decreto Ley N°2.224 de 1978.

El **almacenamiento de NH<sub>3</sub>** se considera una **actividad productiva de impacto similar al industrial**, comparable a depósitos, talleres o bodegas asociadas al uso portuario. Está permitido en zonas que admitan **Actividades Productivas**.

La Resolución Exenta N°115 [6], del 29 de enero de 2026 del Ministerio de Salud, establece criterios para la clasificación de actividades productivas que almacenan sustancias reguladas por el Decreto Supremo N°43/2015. Según esta normativa, una instalación que almacene **NH<sub>3</sub> o H<sub>2</sub>** (como producto químico, por ejemplo, en almacenamiento estratégico para producir NH<sub>3</sub>) puede ser calificada como **molesta** si el volumen almacenado no supera los **40.000 m<sup>3</sup> en estanques superficiales** (Tabla 2).

Tabla 2: Clasificación de establecimientos que almacenen sustancias peligrosas reguladas por el DS43/2015.  
Fuente: elaboración propia a partir de [6].

| Clasificación                                     | Estanques superficiales para sustancias peligrosas | Estanques enterrados para sustancias peligrosas |
|---------------------------------------------------|----------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| Inofensiva (zona mixta)                           | Hasta 30 m <sup>3</sup>                            | Hasta 60 m <sup>3</sup>                         |
| Inofensiva (Zona Industrial Exclusiva Inofensiva) | Hasta 300 m <sup>3</sup>                           | Hasta 140 m <sup>3</sup>                        |
| Molesta                                           | Hasta 40.000 m <sup>3</sup>                        | Hasta 60.000 m <sup>3</sup>                     |
| Peligrosa                                         | Más de 40.000 m <sup>3</sup>                       | Más de 60.000 m <sup>3</sup>                    |

El NH<sub>3</sub> se almacena en forma líquida a -33 °C y presión atmosférica mediante sistemas completamente refrigerados y aislados. Para una eventual reconversión de central a carbón a *co-firing* con amoníaco el volumen a almacenar dependerá de la autonomía deseada y de la disponibilidad local o importación. A modo de referencia, una unidad a carbón de 150 MW con 20% de mezcla de NH<sub>3</sub> consumiría ~258 ton/día (380 m<sup>3</sup>). Estanques típicos de 30–40 m de diámetro y ~14.000 m<sup>3</sup> permitirían operar la unidad por aproximadamente 40 días. En este caso, el almacenamiento sería considerado solo molesto y no peligroso. Sin embargo, si se requiere más autonomía, o si se quiere convertir más de una unidad en el mismo sitio, el volumen almacenado podría ser tal que la actividad sea considerada como peligrosa.

La normativa sectorial distingue entre la producción y almacenamiento de H<sub>2</sub> y NH<sub>3</sub>, clasificando el H<sub>2</sub> como infraestructura energética y el NH<sub>3</sub> como actividad productiva. Las restricciones de los

IPT y la normativa sanitaria pueden limitar la capacidad de almacenamiento y la localización de estos proyectos, afectando su factibilidad en zonas recalificadas como inofensivas o molestas.

#### 4 Desafíos y tensiones territoriales

Los procesos de actualización de los IPT han evidenciado tensiones entre actores públicos, privados y comunidades locales, especialmente en torno a la recalificación de zonas industriales y la continuidad de operaciones existentes. Las observaciones recibidas en las etapas de consulta pública reflejan preocupaciones por contaminación y actividades industriales, pero también por la pérdida de empleos, la viabilidad de inversiones y la falta de lineamientos claros para la reconversión energética.

#### 5 Necesidad de mayor claridad normativa y coordinación intersectorial

Además del Artículo 62 de la LGUC, el Artículo 183 de la LGUC permite que los planes reguladores establezcan condiciones adicionales (como compensaciones ambientales) para proyectos estratégicos, pero no existe una reglamentación precisa sobre cómo se aplican estas condiciones, qué tipo de compensaciones se exigen, ni cómo se diferencian según el tipo de proyecto. La falta de reglamentación detallada para la aplicación de artículos clave (como el 62 y el 183 de la LGUC) genera incertidumbre para el desarrollo de proyectos futuros. Es necesario avanzar en la definición de mecanismos claros para la compensación ambiental, la diferenciación de usos permitidos y la coordinación entre instrumentos comunales, intercomunales y sectoriales, para facilitar una transición energética ordenada y sostenible.

## 2.3 Operación histórica de las centrales y el aporte de recursos técnicos al SEN

La operación de las centrales termoeléctricas a carbón ha sido **históricamente fundamental para la estabilidad y seguridad** del SEN. Los sistemas eléctricos están cambiando y complejizándose. En general, se está pasando de sistemas dominados por grandes centrales térmicas a sistemas que incluyen una multitud de recursos renovables de generación de energía de diversos tamaños. La transformación energética implica un cambio de fuentes de energía firmes a variables, generación síncrona a recursos basados en inversores, localización de recursos de generación, un sistema de generación más centralizado a uno más descentralizado y de consumidores pasivos a activos.

Estos cambios se están viendo en el sistema chileno, donde la alta integración de energías renovables variables plantea nuevos desafíos a la estabilidad y resiliencia del SEN. Para mantener un sistema seguro y confiable, es necesario cumplir en todo momento con una variedad de necesidades técnicas y operativas interdependientes. La **estabilidad de la red** es fundamental para la seguridad del suministro eléctrico y la integración de más energía renovable.

El desafío consiste en cumplir continuamente con las crecientes necesidades de los sistemas. Esto implica mantener un equilibrio constante entre la **oferta y la demanda**, así como proveer de manera constante servicios esenciales de **gestión de voltaje y frecuencia**. Además, se debe garantizar reservas suficientes para que el sistema sea resiliente ante eventos inesperados y se mantenga dentro de sus límites de diseño operativos. Lo anterior, considerando también que la resiliencia tiene límites<sup>4</sup>.

Las centrales a carbón (y otras tecnologías síncronas) tradicionalmente han provisto muchos de estos **servicios adicionales como un subproducto de la producción de energía**. Sin embargo, en sistemas más renovables, con menos máquinas síncronas operando por despacho económico, los operadores de la red se ven obligados a mantener más plantas térmicas en operación para preservar la seguridad y estabilidad de la red, aun cuando existan otras fuentes de energía más económicas.

El presente capítulo analiza en detalle la operación histórica del SEN, y se centra posteriormente en las principales centrales termoeléctricas a carbón que seguirán en funcionamiento en el país. Se evalúa su desempeño histórico, capacidad de flexibilidad operativa y el valor técnico que aportan al SEN.

## **Capacidad Instalada**

El sistema eléctrico del país era principalmente hidrotérmico, dependiendo de la generación hidroeléctrica, junto con gas y carbón. Sin embargo, en los últimos años ha aumentado significativamente la participación de las energías renovables en la matriz energética. Al año 2025, el sistema se conforma de **12,3 GW solares, 6,4 GW eólicos, 3,3 GW diésel,<sup>5</sup> 5,2 GW de gas, 3,8 GW de carbón, 7,6 GW hídrico y 1,8 GW de BESS** (

---

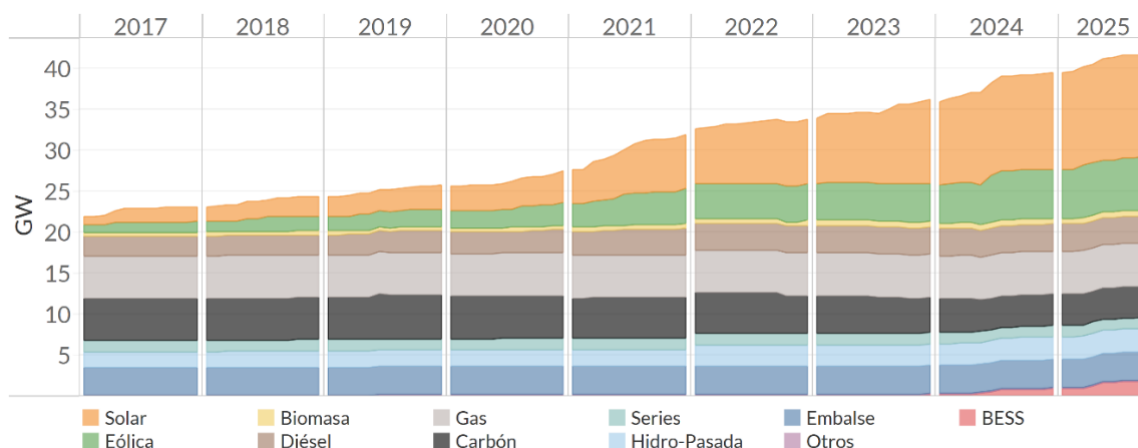
<sup>4</sup> Aunque la resiliencia siempre tendrá límites, es posible ampliarlos mediante un análisis de riesgos más riguroso y la aplicación de mejores técnicas de diseño. Los factores de riesgo y los eventos accidentales pueden clasificarse en dos tipos: aquellos mitigables mediante diseño y planificación previa, y aquellos que, aunque concebibles, no pueden mitigarse completamente de antemano.

<sup>5</sup> Las centrales diésel del SEN se utilizan generalmente de respaldo.

Figura 3).

Figura 3: Evolución de la capacidad instalada en el SEN, por tecnología.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CEN.



Entre los años 2017 y 2025, Chile registró una expansión acelerada de proyectos de generación solar y eólica, incrementando significativamente la participación de energías en la matriz eléctrica nacional. A partir del año 2024, comenzó la instalación acelerada de BESS, como medida complementaria para gestionar la variabilidad de las renovables. Este desarrollo habilitó el retiro de las unidades a carbón antiguas y menos eficientes, sin comprometer la confiabilidad ni seguridad del sistema eléctrico.

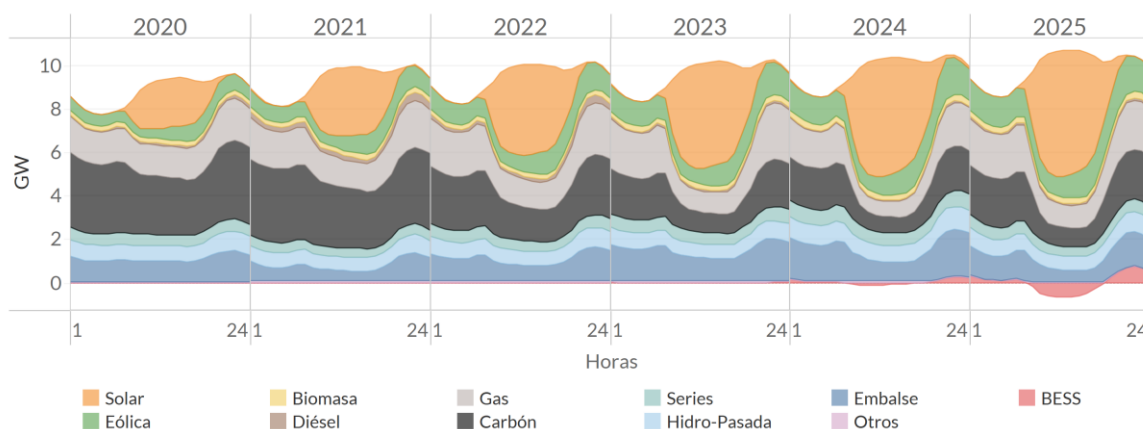
## Generación

En el año 2024 la generación solar representó un 22% del total, y la eólica un 13%. La generación hidráulica representó un 32% de la matriz energética. En contraste, la generación térmica ha disminuido en el SEN producto de la rápida instalación de ERNC y BESS.

La rápida integración de energía solar ha causado un **cambio en los modos de operación de centrales térmicas e hídricas con capacidad de regulación**. Estas han tendido a disminuir su generación durante el día y a aumentarla durante la noche ante la ausencia de sol. En los últimos meses se ha comenzado a observar la gestión de los BESS, que se cargan durante el día e inyectan energía al sistema durante la noche (Figura 4). Si bien la instalación de BESS ayuda a reducir la dependencia térmica, no se proyecta que en los próximos diez años puedan sustituir completamente el equilibrio estacional a la generación hídrica que esta provee, así como tampoco el aporte que esta hace ante varios días seguidos de baja generación renovable.

Figura 4: Generación promedio horaria, por año y tecnología.

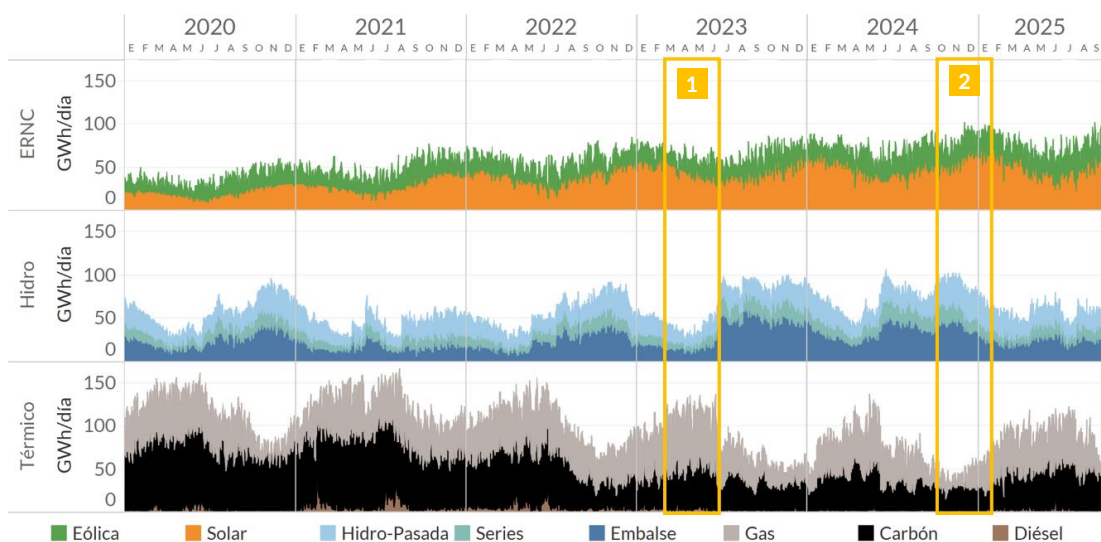
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CEN.



En este contexto, la generación térmica (tanto carbón como gas) sigue siendo fundamental en algunas épocas del año, especialmente en otoño, cuando disminuye la generación hídrica (Figura 5). Su rol es crítico en días con baja disponibilidad del recurso eólico, o en invierno, cuando se reduce significativamente la generación solar. En el caso de la generación eólica, esta se caracteriza por una **alta variabilidad**, tanto estacional como intradiaria, además de diferencias geográficas. Aunque un portafolio eólico diversificado geográficamente permite mitigar parcialmente esta variabilidad, no logra eliminarla por completo. Por su parte, la generación solar presenta una **marcada estacionalidad**, con mayor disponibilidad durante el verano debido a días más largos y despejados. Por ejemplo, en julio esta puede ser hasta un 40 % inferior a la registrada en diciembre.

Figura 5: Generación promedio diaria, por año y tecnología.

Fuente: Elaboración propia.



- 1 Generación térmica aumenta en otoño, ante una menor generación hídrica y solar.
- 2 Generación térmica disminuye en verano, ante una mayor generación solar e hídrica por deshielos.



Las centrales térmicas permiten entregar **energía firme de manera continua**, lo que resulta especialmente relevante en escenarios de alta variabilidad de las fuentes renovables. Además, estas centrales desempeñan una **función estacional** clave, contribuyendo al equilibrio del sistema cuando la generación hidroeléctrica disminuye. La Tabla 3 presenta los principales parámetros de operación de las centrales a carbón que quedarán en operación a partir del año 2027.

El desempeño operativo de las unidades de las centrales Angamos, Cochrane y Guacolda es un reflejo de su rol dentro del SEN especialmente en la zona Norte, al igual que la central Ventanas lo es para la zona Centro.

Tabla 3: Indicadores operativos de las 12 centrales a carbón que quedarán operativas a partir del año 2027.

Se incluyen datos desde septiembre de 2024 a agosto 2025.

Fuente: Elaboración propia.

| Región                                     | Antofagasta |       |       |       | Atacama    |            |            |            |            | Valparaíso     |          | Biobío                   |
|--------------------------------------------|-------------|-------|-------|-------|------------|------------|------------|------------|------------|----------------|----------|--------------------------|
| Unidad                                     | ANG 1       | ANG 2 | CCR 1 | CRR2  | Guacolda 1 | Guacolda 2 | Guacolda 3 | Guacolda 4 | Guacolda 5 | Nueva Ventanas | Campiche | Santa María <sup>6</sup> |
| Capacidad Instalada (MW)                   | 277         | 281   | 275   | 275   | 154        | 145        | 154        | 154        | 156        | 267            | 272      | 370                      |
| Generación real último año (GWh/año)       | 1.517       | 1.376 | 1.462 | 1.446 | 520        | 457        | 832        | 633        | 850        | 838            | 833      | 1.117                    |
| Generación programada último año (GWh/año) | 1.528       | 1.366 | 1.448 | 1.421 | 523        | 466        | 830        | 636        | 847        | 838            | 859      | 1.064                    |
| Factor de planta último año (%)            | 62,5        | 55,8  | 60,7  | 60,1  | 38,5       | 35,9       | 61,7       | 47,0       | 62,1       | 35,8           | 35,0     | 34,5                     |
| Mínimo Técnico (MT) (MW)                   | 60          | 60    | 60    | 60    | 38         | 38         | 38         | 38         | 30         | 82             | 84       | 128                      |
| Tiempo de Partida hasta MT (h)             |             |       |       |       |            |            |            |            |            |                |          |                          |
| Frío                                       | 10,5        | 10,5  | 12,2  | 12,2  | 13,2       | 13,3       | 7,8        | 7,9        | 8,2        | 8,9            | 8,9      | 25,8                     |
| Tibio                                      | 7,5         | 7,5   | 6,8   | 6,8   | -          | -          | -          | -          | -          | 5,7            | 5,7      | 19,4                     |
| Caliente                                   | 5,5         | 5,5   | 2,5   | 2,5   | 2,9        | 3,4        | 3          | 3          | 3,5        | 2,7            | 2,7      | 9,7                      |

<sup>6</sup> Valores para la central Santa María corresponden al período de marzo 2024 a febrero 2025, ya que la central sufrió en marzo del año 2025 una falla que la dejó inoperativa.

Por su parte, la central Santa María sufrió en marzo del 2025 una falla que la dejó sin operar, por lo que se muestra su operación en el año previo.<sup>7</sup> Analizar los indicadores claves de cada central permite comprender tanto sus aportes energéticos como la flexibilidad y capacidad de respuesta de cada una ante las necesidades del sistema.

Ambas unidades de Angamos presentan un **factor de planta superior al 55%**, y ambas unidades de Cochrane presentan uno **superior al 60%**, lo que refleja una utilización y un despacho bastante constante a lo largo del año. Por su lado, las unidades Guacolda 3 y Guacolda 5 presentan los factores de planta más altos del complejo, **superando el 61%**, lo que refleja una mayor utilización y un despacho más constante a lo largo del año. Por el contrario, Guacolda 2 muestra el menor factor de planta, de **tan solo 35,9%**, lo que sugiere una operación más intermitente. Esto último es similar a las dos unidades del complejo Ventanas, que presentan un **factor de planta del 35%**, reflejando una utilización y despacho más esporádico y estacional a lo largo del año.<sup>8</sup> Del mismo modo, Santa María presentó un **factor de planta de 34%**, operando de forma constante entre marzo y abril, pero en otoño e invierno de forma esporádica. Esto demuestra su aporte al balance del recurso hídrico (aumenta su operación en épocas más secas). La generación real anual de cada unidad ha sido similar a la generación programada.

Como se ha indicado anteriormente, las centrales a carbón contribuyen con recursos técnicos que están asociados a la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico. Entre los principales aportes destacan los servicios de control de tensión y frecuencia, esenciales para el funcionamiento seguro y confiable de la red. Además, en caso de estar operativas y ocurrir un *blackout*, pueden apoyar el proceso de reposición de servicio, no con capacidad de *black start*, pero sí mediante la sincronización posterior en etapas tempranas de reposición. La Tabla 4 resume las funciones de control de frecuencia y tensión que requieren los sistemas eléctricos para operar de forma segura y confiable.

---

<sup>7</sup> Al 22 de septiembre del año 2025, la central seguía indisponible. El CEN reportó el 26 de septiembre de 2025 en su Estudio de Seguridad de Abastecimiento Período septiembre 2025–agosto 2026 que la central estaría indisponible hasta el 10 de octubre de 2025 [226].

<sup>8</sup> Las unidades del complejo Ventanas prácticamente no operaron desde septiembre del año 2024 hasta marzo del año 2025, fecha en la que comenzaron a operar de forma más constante.

Tabla 4: Función de control de frecuencia y tensión.

Fuente: Elaboración propia a partir de [7].

| Fun-<br>ción          | Descripción                                                                                                                     | Servicios neces-<br>arios                     | Marco normativo para la provisión                                                                                                                                                                                                                                 | Remuneración                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|-----------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Control de frecuencia | Capacidad para establecer y mantener la frecuencia del sistema dentro de límites aceptables, definidos en la normativa técnica. | Inercia                                       | Se regula mediante límites mínimos a mantener. Adicionalmente, se licitó infraestructura para la provisión de fortaleza de red, a la cual se le exigió en su diseño la provisión de inercia.                                                                      | Se compensan costos por operación a costo variable mayor al costo marginal del sistema; se evita doble pago de servicios.<br><br>La generación se remunera como sobrecosto sistémico a prorrata de los retiros de la hora en que se generan. Hay una componente no remunerada en caso de despacho por seguridad: el impuesto al CO <sub>2</sub> .                        |
|                       |                                                                                                                                 | Control Rápido de Frecuencia <sup>9</sup>     | Los servicios de <b>control</b> primario, secundario y terciario <b>de frecuencia</b> presentan un marco normativo y de remuneración.                                                                                                                             | Se asignan mediante subastas o asignación directa. Se remunera como un sobrecosto sistémico por servicios complementarios a prorrata de los retiros de la hora en que se generan. Se compensa el costo de oportunidad.                                                                                                                                                   |
|                       |                                                                                                                                 | Control Primario de Frecuencia                |                                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
|                       |                                                                                                                                 | Control Secundario de Frecuencia              |                                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| Control de tensión    | Capacidad para mantener los voltajes en la red dentro de límites aceptables, definidos en la normativa técnica.                 | Control Terciario de Frecuencia               | Se regula mediante límites mínimos a mantener. No existe un mecanismo para contar con este servicio de apoyo más que el despacho de unidades.                                                                                                                     | Se compensan costos por operación a costo variable mayor al costo marginal del sistema y costo de oportunidad. Se evita doble pago de servicios.<br><br>La generación se remunera como sobrecosto sistémico a prorrata de los retiros de la hora en que se generan. Hay una componente no remunerada en caso de despacho por seguridad: el impuesto al CO <sub>2</sub> . |
|                       |                                                                                                                                 | Control estático de Voltaje                   |                                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
|                       |                                                                                                                                 | Control dinámico de Voltaje                   |                                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
|                       |                                                                                                                                 | Fortaleza de red (potencia de corto circuito) | Se regula con límites mínimos a mantener. Esto se incorporan mediante restricciones de seguridad en la programación de la operación. En caso de existir déficit, se puede licitar infraestructura adicional que se remunera mediante valor anual de la inversión. | Se compensan costos por operación a costo variable mayor al costo marginal del sistema; se evita doble pago de servicios. Hay una componente no remunerada en caso de despacho por seguridad: el impuesto al CO <sub>2</sub> .                                                                                                                                           |

Todos estos servicios se requieren para mantener un sistema eléctrico resiliente. Sin embargo, el establecimiento de un marco normativo y de remuneración se está evaluando en algunos mercados. Esto ocurre, ya que **históricamente algunos de estos servicios se han proporcionado como un subproducto de la suficiente cantidad de generadores sincrónicos en servicio.**

Dentro del control de frecuencia se analiza **Inercia** y **Control primario, secundario y terciario de frecuencia**. Dentro del control de tensión se analiza **Control de tensión** y **Fortaleza de red**. Adicionalmente a los recursos de control de frecuencia y tensión indicados en la Tabla 4 se analiza el **Apoyo al proceso de reposición de servicio**.

La Tabla 5 presenta un resumen de los recursos que las centrales a carbón que quedarán operativas a partir del año 2027 aportan al SEN en la actualidad.

<sup>9</sup> A pesar de que el servicio está regulado, hasta el minuto no se ha requerido.

Tabla 5: Detalle de los recursos técnicos de las centrales operativas.

Fuente: Elaboración propia a partir del Informe de Servicios Complementarios y Cartas de Aceptación de Parámetros de Partida y Detención de Unidades Termoeléctricas.

| Unidad         | Inercia (s-MVA) | Control Primario de Frecuencia |           | CPF (-0,7 Hz) | Control Secundario de Frecuencia | Control de Tensión (MVar) |                        | Potencia de Cortocircuito (MVA) |
|----------------|-----------------|--------------------------------|-----------|---------------|----------------------------------|---------------------------|------------------------|---------------------------------|
|                |                 |                                |           |               |                                  | Absorción de reactivos    | Inyección de reactivos |                                 |
| ANG 1          | 1.584           | En ción                        | verifica- | 16            | 10                               | 118                       | 141                    | 2129                            |
| ANG 2          | 1.584           | En ción                        | verifica- | 18            | 12                               | 118                       | 141                    | 2129                            |
| CCR 1          | 1.273           | En ción                        | verifica- | 20            | 13                               | 70                        | 32                     | 2129                            |
| CRR2           | 1.273           | En ción                        | verifica- | 20            | 13                               | 70                        | 32                     | 2129                            |
| Guacolda 1     | 762             | No                             |           | -             | 7                                | 46                        | 110                    | 1002                            |
| Guacolda 2     | 762             | No                             |           | -             | 7                                | 46                        | 110                    | 1002                            |
| Guacolda 3     | 885             | En ción                        | verifica- | 13            | 7                                | 46                        | 90                     | 1184                            |
| Guacolda 4     | 885             | En ción                        | verifica- | 13            | 7                                | 39                        | 91                     | 1224                            |
| Guacolda 5     | 885             | No                             |           | -             | 7                                | 25                        | 90                     | 1208                            |
| Nueva Ventanas | 2.283           | No                             |           | -             | 35                               | 132                       | 257                    | 2307                            |
| Campiche       | 2.244           | No                             |           | -             | 25                               | 117                       | 163                    | 2129                            |
| Santa María    | 1.895           | No                             |           | -             | 7                                | 132                       | 325                    | 2463                            |

## 2.4 Casos de estudio de cierre de centrales en Chile y el mundo

Producto de la importancia que tienen las centrales térmicas en los sistemas eléctricos en que están insertas, su cierre presenta desafíos. En esta sección se comparan distintos casos de estudio internacionales de cierre de centrales en Estados Unidos (EE. UU.), República Dominicana, Sudáfrica y Australia. Se analizan los principales desafíos y riesgos asociados a la transición energética, así como la manera en que estos podrían manifestarse en el proceso de reconversión de centrales térmicas en Chile. Se analizan también los casos chilenos del cierre de las unidades Ventanas 1 y 2, reconversión del Complejo Tocopilla y Licitación de CS, junto a los aprendizajes que estos han dejado para el futuro. El resumen de todos los casos analizados se presenta en la

Tabla 6.

Los casos internacionales evidencian que el cierre de ciertas centrales térmicas requiere **planificación anticipada de la infraestructura de transmisión**, dado que los refuerzos en esta pueden tardar, dependiendo del caso, incluso más de cinco años. Además, la **coordinación entre generación, transmisión y operación** es crítica para evitar riesgos de suministro, especialmente en casos donde las centrales se insertan en sistemas de transmisión zonales, con alta demanda. Definir los requisitos para aprobar el cierre de una central también resulta necesario, permitiendo un cierre más transparente y ordenado.

Los casos destacan **mecanismos** como acuerdos temporales para retrasar los cierres de las centrales, mientras se habilitan sistemas renovables, de almacenamiento de energía, de transmisión y de fortaleza de red, así como la reutilización de infraestructura existente para aportar inercia y otros recursos técnicos esenciales. Además, la **definición clara** de criterios normativos y objetivos de resiliencia reduce la incertidumbre entre los diversos actores y facilita la ejecución.

En el contexto chileno, estos aprendizajes son altamente relevantes respecto a la ubicación crítica de centrales, la limitada capacidad de transmisión y la intermitencia renovable exigen **soluciones híbridas** que aseguren flexibilidad operativa, estabilidad del sistema y cumplimiento de metas de transición energética.

Tabla 6: Casos internacionales y en Chile de reconversión de centrales térmicas.

Fuente: Elaboración propia.

| País                 | Caso                                                                                                             | Central                      | Capacidad (MW) | Desafíos                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | Aprendizajes                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|----------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| EE. UU.              | Retraso en el cierre de centrales térmicas por retrasos en ampliaciones de la transmisión                        | Brandon Shores y H.A. Wagner | 2.144          | <ul style="list-style-type: none"> <li>Municipios cercanos a la central dependen del suministro energético de esta</li> <li>El cierre planificado impacta negativamente la confiabilidad del sistema eléctrico en ausencia de ampliaciones en la transmisión</li> <li>Ambigüedad en la definición de requisitos técnicos y normativos para evaluar el cierre de centrales genera incertidumbre en actores, dificultando la planificación/ejecución del cierre</li> </ul>                                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>Ampliaciones en la transmisión pueden tardar entre cuatro a cinco años, requiriendo una planificación adelantada</li> <li>Acuerdos entre actores para atrasar el cierre de la central, pueden lograr mantener la confiabilidad mientras se refuerza la transmisión.</li> <li>Se define un contrato para mantener operativa la unidad mientras se implementa una solución (<i>Reliability Must Run Contract</i>).</li> </ul>                                                                                                        |
| Australia            | Retraso en el cierre de centrales térmicas por retrasos en ampliaciones de la transmisión                        | Eraring Power Station        | 2.880          | <ul style="list-style-type: none"> <li>Retrasos en el desarrollo de proyectos de transmisión nacionales arriesga aumentar la energía no suministrada en casos de cierre</li> <li>Retrasos en la cadena de suministro global de CS para mantener la seguridad y resiliencia del sistema eléctrico ante el cierre</li> <li>Desafíos en provisión de corriente de falla de calidad de protección ante escenario de alta integración de generación basada en inversores, incluso con capacidad de <i>grid forming</i>.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Habilitar nueva infraestructura renovable, sistemas BESS, CS y refuerzos en la transmisión permiten disminuir el riesgo del suministro eléctrico ante el cierre de una central.</li> <li>Acuerdos entre actores para atrasar el cierre de la central, pueden lograr mantener la confiabilidad mientras se refuerza la transmisión.</li> </ul>                                                                                                                                                                                      |
| República Dominicana | Potencial falta de infraestructura de transmisión nacional que transfiera energía a anillo zonal de alta demanda | Itabo 1 y 2                  | 260            | <ul style="list-style-type: none"> <li>Unidades se encontraban insertas dentro de un sistema zonal de demanda, cuya capacidad de transferencia de energía desde el sistema eléctrico hacia adentro del anillo está limitada</li> <li>Suministro energético en el sistema zonal altamente dependiente de unidades de Itabo</li> <li>Crecimiento continuo de la demanda en el sistema zonal y dificultades para desarrollar transmisión.</li> </ul>                                                                             | <ul style="list-style-type: none"> <li>Descarbonización puede lograrse con apoyo de financiamiento internacional.</li> <li>Ubicación crítica de centrales térmicas dificultan su retiro en el corto plazo.</li> <li>Intención de retiro secuencial de unidades mientras se habilita nueva infraestructura de transmisión como alternativa de reconversión/cierre.</li> <li>Coordinación entre la expansión de generación, transmisión, gestión operativa e infraestructura que aporta recursos técnicos (suministro confiable) es clave para lograr un retiro.</li> </ul> |

|           |                                                                                             |                    |     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|-----------|---------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|-----|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Sudáfrica | Desafíos en el cierre de centrales térmicas en un contexto de baja seguridad energética     | Sudáfrica y SAPP   | –   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Suministro energético con desafíos de confiabilidad en todo del país.</li> <li>■ Antigüedad de las centrales y desafíos de mantención afectan la confiabilidad del suministro y la tasa de falla de las unidades, por lo que el retiro de unidades se dificulta.</li> <li>■ Falta de recursos de empresas eléctricas estatales potencia el déficit energético.</li> <li>■ El suministro de otros países del sistema interconectado de África del Sur depende de Sudáfrica, lo que hace que un eventual cierre afecte a otros países del continente.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Necesidad de mantenimientos oportunos en las unidades que siguen en servicio es clave para asegurar el suministro.</li> <li>■ Descarbonización puede lograrse con apoyo de financiamiento internacional.</li> <li>■ Metas del <i>Nationally Determined Contribution</i> (NDC) incumplidas.</li> <li>■ Abastecimiento energético es prioritario por sobre la descarbonización.</li> </ul> |
| Chile     | Retraso en el cierre de centrales térmicas por retraso en implementación de transformadores | Ventanas 1 y 2     | 322 | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Unidades se encontraban insertas dentro de sistema zonal con demanda importante.</li> <li>■ Existe capacidad limitada de transmisión hacia el sistema zonal.</li> <li>■ Retiro condicionado a la instalación de un nuevo transformador que ampliaba la capacidad de transmisión al sistema zonal.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Ubicación de centrales térmicas dificultan su retiro inmediato.</li> <li>■ Falta de criterios claros para definir objetivos de resiliencia.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                   |
|           | Reemplazo de capacidad térmica por eólica                                                   | Eólica Calama      | 150 | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ En un contexto de margen de reserva holgado, intermitencia en la generación eólica permite reemplazar a una central despachable. No obstante, evidencia en la operación muestra que disponibilidad de recursos variables, sin un complemento adecuado, no son equivalentes a la disponibilidad de los activos térmicos retirados en central Tocopilla.</li> <li>■ Tecnología eólica por sí sola no aporta recursos técnicos que sí aporta una central térmica.</li> </ul>                                                                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Descarbonización puede lograrse con apoyo de financiamiento internacional.</li> <li>■ Central eólica no es capaz de reemplazar de forma consistente la operación de una central a carbón por sí sola.</li> <li>■ Contexto de alto margen de reserva y fortaleza de red del sistema cuando fue implementado hicieron posible el cambio.</li> </ul>                                        |
|           | Reconversión de centrales térmicas a CS                                                     | Complejo Tocopilla | 716 | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) identifica necesidad de control de tensión y potencia de corto circuito adicional en zona norte.</li> <li>■ Necesidad de recursos está en un punto eléctricamente alejado de la ubicación de la central, por lo que la inyección de recursos en el punto de conexión de la central no es equivalente a la inyección de recursos en la barra que el CEN ha</li> </ul>                                                                                                                                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Reutilización de infraestructura existente puede aportar recursos técnicos, disminuir emisiones y aumentar la vida útil de los equipos.</li> <li>■ Tiempos de implementación de soluciones de CS en central reconvertida puede ser menor al tiempo de implementación de una nueva solución.</li> </ul>                                                                                   |



|                                                 |                |     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|-------------------------------------------------|----------------|-----|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                 |                |     | definido de referencia para la disponibilidad de nuevos recursos.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Disponibilidad de recursos técnicos de control de tensión en central reconvertida puede no estar en el punto más eficiente para el sistema eléctrico.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| Licitación de CS y adjudicación de nuevas obras | No aplica      | –   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Determinar y consensuar niveles de corto circuito y efecto de generadores basados en inversores en la zona norte.</li> <li>Determinar y consensuar funcionalidades, magnitud y ubicación de nivel de corto circuito adicional e inercia a licitar.</li> <li>Definir proceso de licitación competitivo para los servicios definidos.</li> </ul>                                                                                                                                                              | <ul style="list-style-type: none"> <li>Proceso de definición de requerimientos, definición de licitación, licitación y materialización de infraestructura puede tomar más de 6 años.</li> <li>Costo entre 0,62 – 0,64 USD/MWh.<sup>10</sup></li> <li>Expectativas de reducción de despacho térmico podrían no cumplirse debido a diversos factores: a) aumento de requerimientos de inercia en el sistema respecto de los originalmente evaluados; b) dificultad de realizar ciclaje persistente y confiable en unidades térmicas en operación.</li> </ul>             |
| Reconversión de IEM, CTA y CTH                  | IEM, CTA y CTH | 732 | <ul style="list-style-type: none"> <li>Proceso de reconversión en un contexto de mayores requerimientos de inercia y control de tensión en la zona aumentan necesidad de despacho de recursos térmicos que quedan en operación. Si bien se aumenta necesidad de suministro de gas, también se aumenta su incertidumbre y se aumenta expectativas de alza de costos sistémicos.</li> <li>Aumenta presión por disponibilidad de activos térmicos que quedan en operación para cumplir con requerimientos de control de tensión e inercia.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>El proceso de reconversión no ha concluido. Aprendizajes tempranos permiten indicar que se requiere una mayor anticipación a desafíos de seguridad de suministro en el proceso de transición y la relación de estos con requerimientos de disponibilidad de activos para una operación confiable y económica.</li> <li>Al mismo tiempo, en la medida que se reduce la cantidad de activos que puede proveer servicios de seguridad, se reducen las opcionalidades con que cuenta el operador para operar el sistema.</li> </ul> |
| Retiro de Bocamina 1 y 2                        | Bocamina 1 y 2 | 478 | <ul style="list-style-type: none"> <li>Zona Centro – Sur queda con menores opcionalidades de recursos gestionables, lo que dificulta la materialización de obras de ampliación de transmisión como el tramo de 500 kV entre Lo Aguirre y Alto Jahuel.</li> <li>Zona Biobío Costa queda con menos recursos de inyección local y CNE sugiere realizar posteriormente obras no contempladas de ampliación de transmisión.</li> </ul>                                                                                                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>El hecho de contar con opcionalidad de recursos de generación dispuestos en diversas zonas permite contar con más herramientas para abordar ciertos trabajos críticos en el sistema de transmisión.</li> <li>Una vez retiradas las centrales, se identifica necesidad de refuerzos de sistema zonal para mantener confiabilidad de suministro.</li> </ul>                                                                                                                                                                       |

<sup>10</sup> Corresponde al valor anual SC dividido entre el consumo anual del SEN a la fecha (84 TWh año).



## 3 Aporte futuro de las centrales y desafíos a los que se enfrentará el sistema

Este capítulo presenta los resultados de un análisis de la operación proyectada del SEN al año 2040, que considera la definición de un escenario de expansión y operación analizado mediante una evaluación realizada en Plexos. El análisis considera supuestos técnicos y de planificación que permiten evaluar el comportamiento esperado del sistema en términos de generación, operación de centrales, capacidad instalada y evolución del costo marginal de la energía (CMg).

La siguiente sección presenta los principales resultados de la evaluación. Se presenta la capacidad renovable y de sistemas de almacenamiento proyectada para el periodo, la participación en el despacho de cada tecnología, la dinámica de CMg, la evolución del vertimiento solar y eólico y las emisiones de CO<sub>2</sub> proyectados para el periodo 2026 – 2040.

### 3.1 Proyección de la operación del SEN

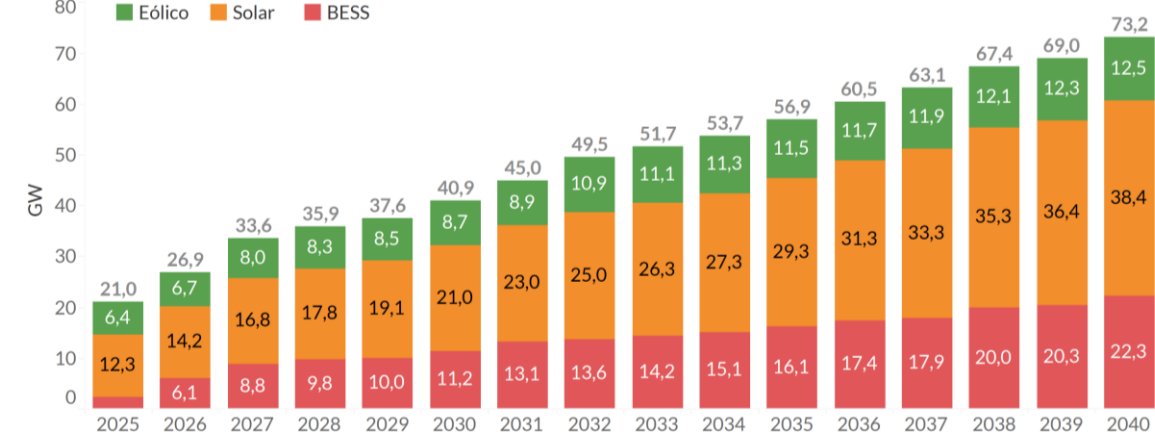
#### Capacidad instalada renovable

Se espera que la capacidad instalada renovable y de sistemas de almacenamiento continúe creciendo en el periodo analizado (Figura 6). En el escenario evaluado, la capacidad instalada **solar aumenta desde 12,3 GW en la actualidad hasta 38,4 GW en el año 2040**. Por su parte, la **capacidad**

eólica casi se duplica, desde 6,4 hasta 12,5 GW al año 2040, y los sistemas de almacenamiento aumentan considerablemente desde 1,8 hasta 22,3 GW. El desarrollo de generación eólica se produce principalmente en la zona de Taltal, en la zona norte, debido a restricciones socioambientales y de transmisión en la zona sur.

Figura 6: Evolución de la capacidad renovable instalada, entre los años 2025 y 2040.

Fuente: Elaboración propia.



### Generación

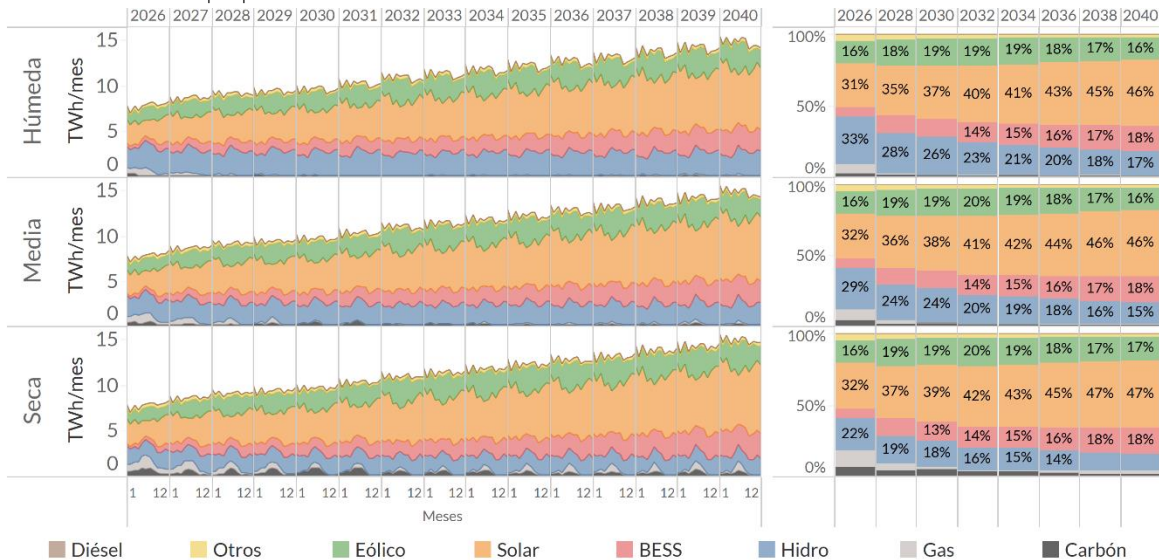
El aumento acelerado de capacidad renovable tiene un importante efecto en la generación (Figura 7). Se espera una disminución de la generación térmica en el periodo evaluado, gatillada por el aumento sostenido de la generación renovable y la participación de BESS. A nivel **estacional**, la generación solar es menor durante el invierno, producto de una menor radicación solar y una menor duración de los días. En esta época, la generación de los sistemas de almacenamiento también disminuye, aunque de forma leve. Esto ocurre porque hay **días en que estos no alcanzan a cargarse por completo producto de la falta de energía renovable** (la Figura 12 presenta un caso de ejemplo al respecto).

A nivel anual, hacia el final del periodo evaluado, año 2040, la inyección **solar representa entre el 46 y 47%** de la matriz eléctrica del SEN, la **eólica entre el 16 y 17%** y la inyección de las **baterías entre el 18%**. Por el contrario, la **energía térmica** (carbón, gas y diésel) representa el **1,2%** ante un escenario de hidrología húmeda, y el **4%** ante uno seco<sup>11</sup>. En el contexto evaluado, a pesar el crecimiento de generación renovable y de sistemas de almacenamiento se continúa requiriendo una porción de generación térmica por restricciones de seguridad y en periodos de menor disponibilidad de recursos renovables. Los sistemas de almacenamiento instalados no permiten aprovechar el exceso estacional de generación renovable.

<sup>11</sup> Como contraste, en el 2025 la generación térmica representó un 35% de la matriz de generación. En particular, el carbón representó un 18% de la generación total.

Figura 7: Generación mensual por tecnología (izquierda) y participación anual en el despacho (derecha), hacia el año 2040.

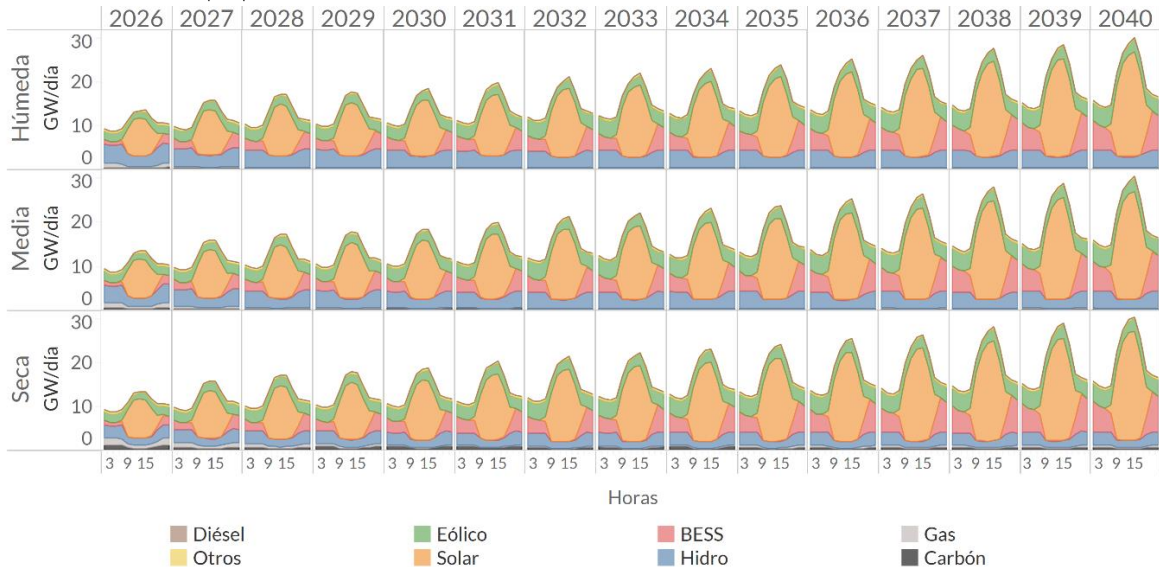
Fuente: Elaboración propia.



A nivel horario, las baterías comienzan a adquirir un **rol creciente** en el balance de energía entre el día y la noche (Figura 8). Al año 2035, estas inyectan alrededor de **6,5 GW** durante la noche (entre las 9 PM y las 7 AM), con un *peak* entre las 8 PM y 10 PM de **casi 9 GW**. Por su parte, la energía solar alcanza una generación máxima de **24 GW** en promedio anual a las 3 de la tarde al año 2040. Esto representa entre **72% y 74%** de la energía suministrada durante el día.

Figura 8: Perfil de generación promedio horario, por tecnología, entre el año 2026 y 2040.

Fuente: Elaboración propia.



El despacho térmico es mayor mientras más seca es la hidrología. Sin embargo, incluso en hidrologías más húmedas, **no se puede prescindir en su totalidad del despacho térmico** (Tabla 7).



Tabla 7: Proyección de generación anual con carbón y gas al año 2040 (TWh).

Parte de la proporción carbón/gas se verá afectada por la competitividad en precio entre estos combustibles. En este escenario en particular considera precios de carbón más competitivos que los precios de gas.

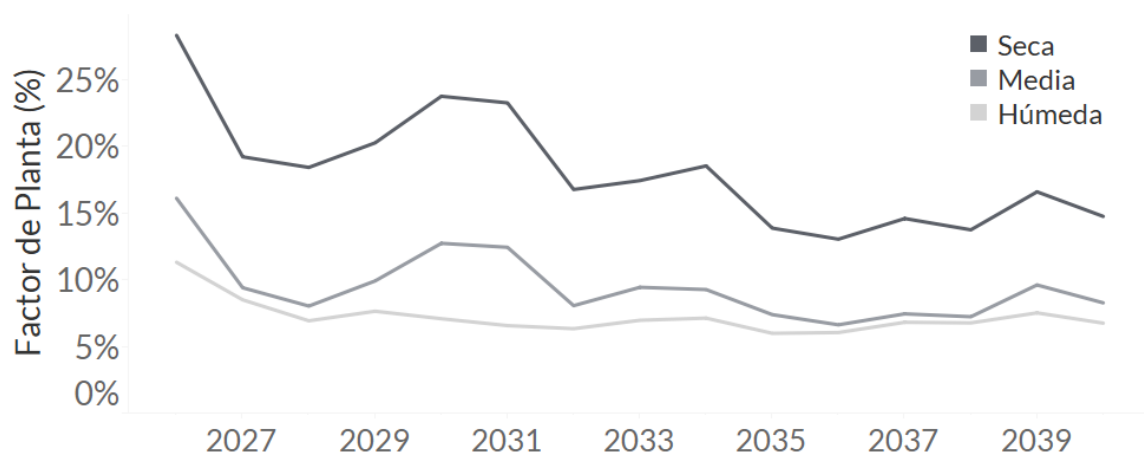
Fuente: Elaboración propia.

| Hidrología | Tecnología | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 |
|------------|------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Húmeda     | Gas        | 5,8  | 2,4  | 1,1  | 0,8  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,1  | 0,2  | 0,5  | 0,4  | 0,5  | 0,4  | 0,6  | 0,5  |
|            | Carbón     | 2,6  | 1,9  | 1,6  | 1,9  | 1,8  | 1,6  | 1,6  | 1,7  | 1,8  | 1,5  | 1,5  | 1,7  | 1,7  | 1,9  | 1,7  |
| Media      | Gas        | 7,6  | 4,8  | 3,0  | 2,1  | 0,2  | 0,1  | 0,1  | 0,2  | 0,3  | 0,7  | 0,6  | 1,0  | 0,8  | 1,2  | 0,8  |
|            | Carbón     | 3,7  | 2,1  | 1,8  | 2,5  | 3,2  | 3,1  | 2,0  | 2,3  | 2,3  | 1,8  | 1,6  | 1,9  | 1,8  | 2,4  | 2,1  |
| Seca       | Gas        | 10,5 | 7,6  | 5,4  | 4,2  | 1,6  | 1,6  | 1,2  | 1,5  | 1,8  | 3,2  | 3,0  | 3,3  | 3,0  | 3,4  | 3,4  |
|            | Carbón     | 6,6  | 4,3  | 4,2  | 5,0  | 5,9  | 5,8  | 4,2  | 4,3  | 4,6  | 3,5  | 3,2  | 3,6  | 3,4  | 4,1  | 3,7  |

El despacho de unidades térmicas sigue siendo importante para garantizar el suministro, especialmente durante el primer semestre del año, cuando la generación hídrica disminuye. Es decir, incluso aunque hacia el final del periodo evaluado la capacidad de almacenamiento es de más de 22 GW, con 50 GW de generación renovable variable (38 GW de generación solar y 12 GW de generación eólica), las centrales térmicas siguen siendo relevantes para la operación segura del SEN (Figura 9).

Figura 9: Factor de planta promedio esperado de las centrales térmicas a carbón entre el año 2026 y 2040.

Fuente: Elaboración propia.



En el año 2026, bajo condiciones de hidrología húmeda y media, a nivel agregado, la flota de unidades a carbón presenta factores de planta entre **11 y 16%**, respectivamente, mientras que en un escenario seco alcanzan un **28%**<sup>12</sup>. Posterior a esto, una vez que se materializa un primer impulso de desarrollo de almacenamiento, el factor de planta anual de unidades a carbón se estabiliza, no obstante, dentro del año tiene una fuerte componente estacional. Al año 2040, el factor agregado de la flota es de entre 7 y 8% en hidrologías húmedas y medias, y de alrededor del 15% en hidrología seca.

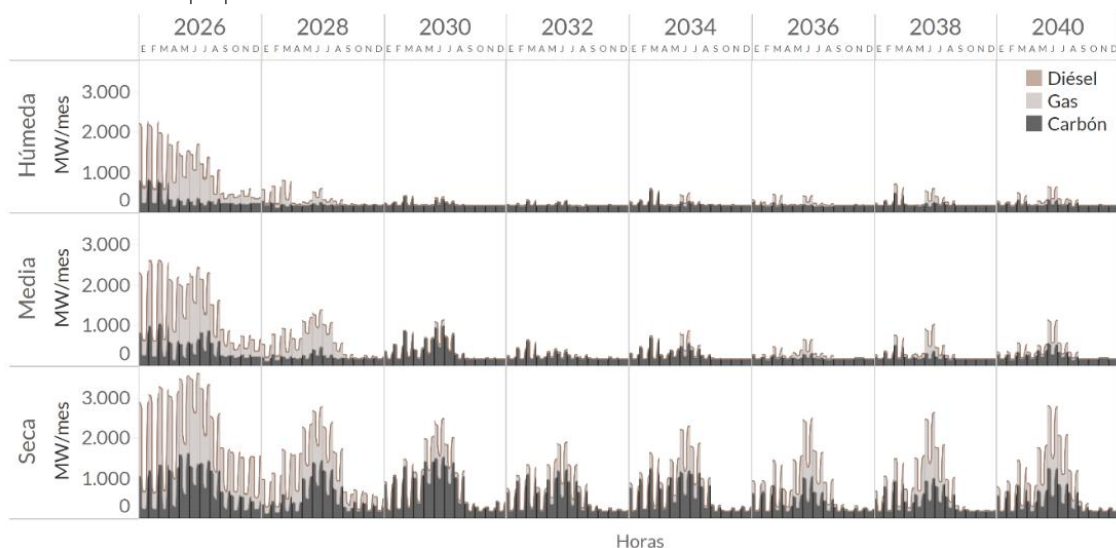
Además, el despacho térmico sostenido, incluso ante hidrologías húmedas, responde a requerimientos de seguridad del SING y SIC Norte asociados a fortaleza de red y corriente de corto circuito de calidad de protección. Es decir, las centrales **térmicas se siguen necesitando durante todo el período de estudio para mantener la seguridad del sistema, particularmente en la zona norte.** A

<sup>12</sup> Cambios en la competitividad de precio de combustible (gas/carbón) y cambios en restricciones de seguridad afectan el nivel de despacho proyectado.



Figura 11: Perfil de generación térmica promedio mensual horario hacia el año 2040.

Fuente: Elaboración propia.



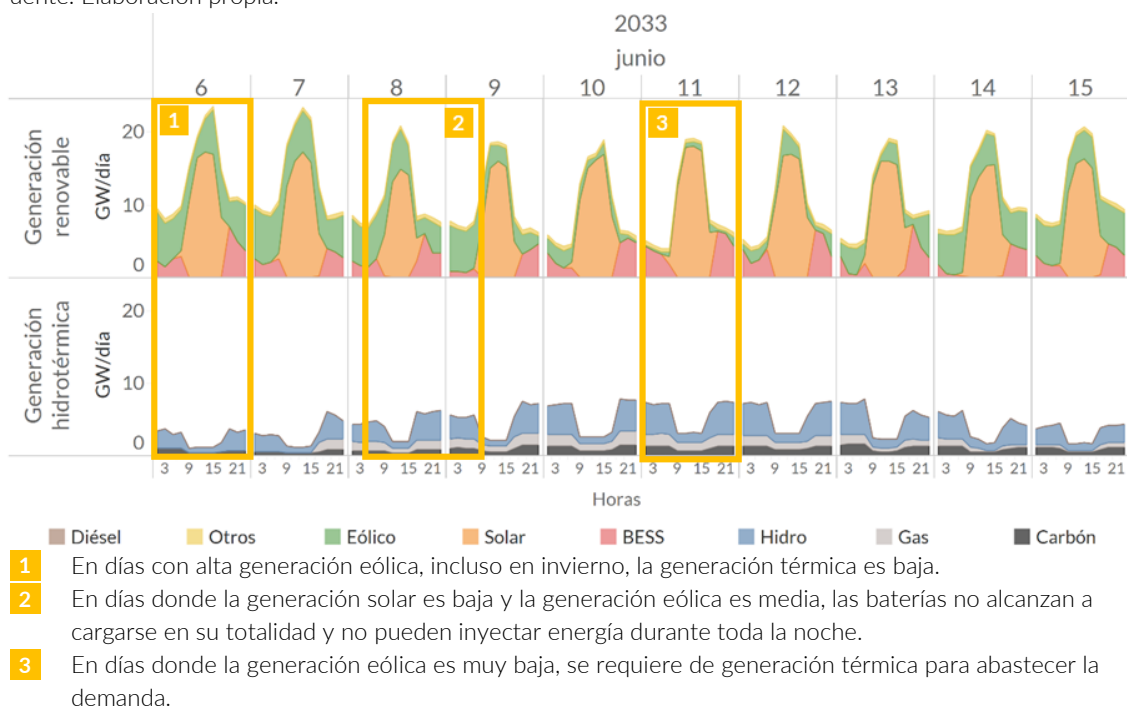
En las condiciones evaluadas, es en estos períodos donde la flexibilidad de las centrales térmicas adquiere un mayor valor. Centrales más flexibles, con menores MT, serán capaces de proveer servicios de fortaleza de red operando a una carga más baja. Esto disminuye el vertimiento, costos de operación y las emisiones. En hidrologías más secas, el rol de balance de energía entre el día y la noche que cumplen las centrales térmicas se **mantiene** incluso en época de deshielos, aunque en menor medida que en las épocas más secas del año.

La proporción de generación carbón/gas que se despache para abastecer las necesidades de energía del sistema dependerá de la **competitividad** entre estos combustibles y la flexibilidad de las unidades. En este escenario en particular, el mayor despacho de unidades a carbón por sobre el de unidades a gas se debe a que el escenario evaluado considera precios de carbón más competitivos que los precios de gas y unidades a gas más flexibles que pueden arrancar y detenerse de manera frecuente y persistente<sup>13</sup>. Además, la disponibilidad de los combustibles y de las diferentes unidades también puede cambiar la proporción carbón/gas.

Además, de la función de **balance de energía en épocas secas, el aporte a la fortaleza de red y de corriente de calidad de protección**, las centrales térmicas cumplen un rol fundamental al garantizar su disponibilidad cuando el sistema lo requiere. En otras palabras, si se presentan períodos con baja disponibilidad eólica y menor generación solar, lo que dificulta la carga de baterías, las centrales térmicas están disponibles para suministrar energía al sistema. Un ejemplo de esto se ve en la Figura 12.

<sup>13</sup> Aunque la capacidad de realizar arranques y detenciones de manera persistente implica un mayor desgaste y tasa de falla en las unidades. Dicho modo de operación adelantará requerimientos de mantenimiento mayor e inversión en unidades que actualmente tienen más de 20 años de operación.

Figura 12: Proyección de la generación renovable e hidrotérmica durante días de junio 2033, hidrología seca.  
Fuente: Elaboración propia.



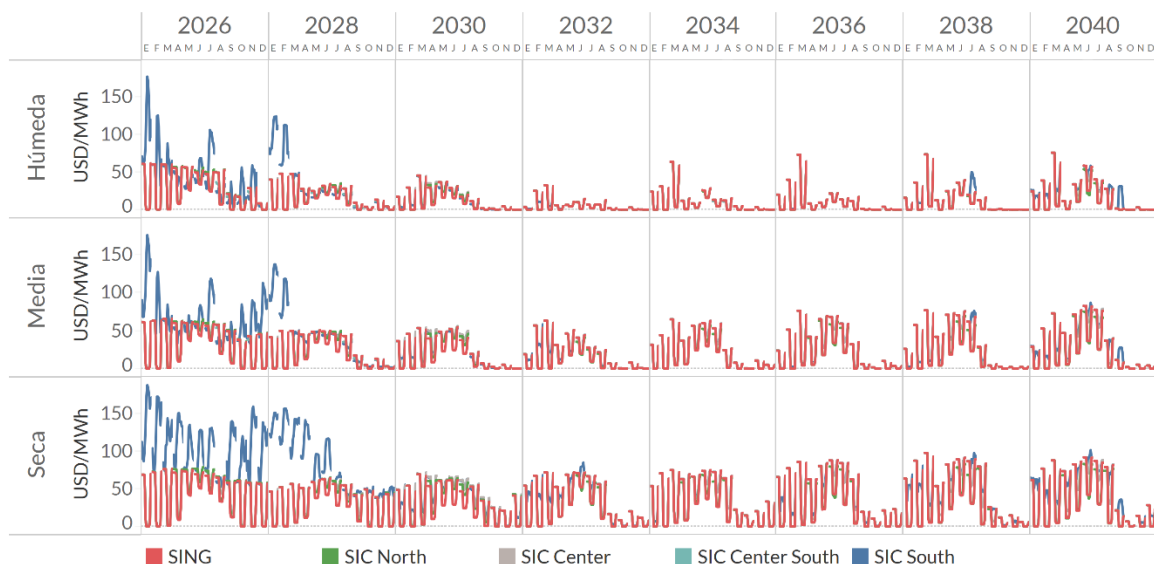
La condición de operación ilustrada presenta un caso de proyección de la operación obtenida con el modelo de optimización (Plexos). Este modelo se realiza con información perfecta y con una visión completa del futuro. Esto permite gestionar de **forma perfecta** todos los recursos (baterías, generación hídrica gestionable), con **antelación** a épocas más secas, o a épocas con menor disponibilidad de generación renovable. Sin embargo, en la realidad ocurren **desvíos e imprevistos** que, en las condiciones evaluadas, el modelo no es capaz de prever. Predecir sequías o períodos con baja generación eólica con exactitud es imposible de realizar con tanta anticipación como para gestionar los recursos tal como lo hace el modelo. En la realidad, **estos eventos surgen de forma más difícil de anticipar**, y la **capacidad de reacción del sistema a estos es más limitada**. También, en la realidad ocurren diferencias entre la disponibilidad programada de recursos y demanda del sistema con 24 horas de anticipación y la disponibilidad real de recursos y demanda del sistema en la operación en tiempo real. Es por esto por lo que, ante las condiciones evaluadas, en la realidad, las necesidades de apoyo de energía térmica pueden ser mayores a lo proyectado en un modelo de operación económica.

### Costo Marginal (CMg)

En las condiciones evaluadas, los CMg se ven **altamente afectados por la disponibilidad hídrica**, ya que esta desplaza generación térmica más costosa. En épocas con mayor disponibilidad de agua, se reduce el CMg en todo el sistema. Esto ocurre principalmente entre junio y diciembre, cuando las lluvias y posteriores deshielos en la primavera aumentan la disponibilidad hídrica (Figura 13).



Figura 13: Perfil de CMg promedio horario mensual en barras referenciales, por hidrología, hacia el año 2040.  
Fuente: Elaboración propia.



En general, el SEN desde la zona norte al centro-sur se encuentra relativamente **acoplado**;<sup>14</sup> desacoples entre la zona norte y centro crecen de forma gradual hasta el año 2031. Posterior a esto, con la entrada en operación de la línea HVDC, en las condiciones evaluadas, los desacoples entre el norte y centro se reducen.

En las condiciones evaluadas, el sistema presenta CMg cero en el día durante la primavera y verano, por la **alta integración renovable**. Sin embargo, en la zona norte la ventana de CMg cero es más amplia que en las zonas centro y centro-sur. Esta abarca desde septiembre hasta febrero, y desde las 9 AM a las 5 PM. Posterior a la interconexión de la línea HVDC, la diferencia entre la zona norte y el resto del país se elimina.

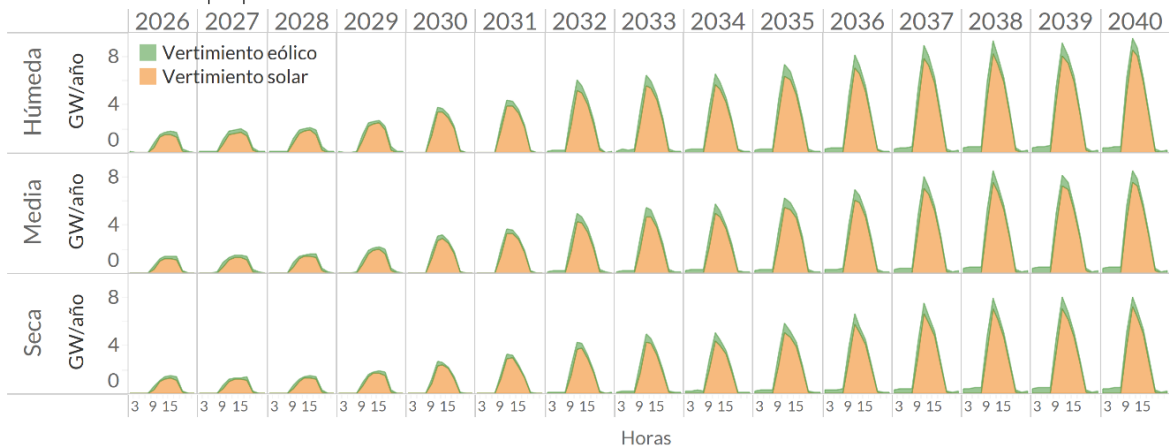
## Vertimiento

En las condiciones evaluadas, el vertimiento ocurre principalmente durante las horas del día y en verano, cuando hay exceso de generación renovable que supera la demanda y la capacidad de almacenamiento disponible (Figura 14 y Figura 15).

<sup>14</sup> La evaluación no considera desafíos de congestión en sistemas zonales.

Figura 14: Evolución del vertimiento diario por hora, entre los años 2026 y 2040.

Fuente: Elaboración propia.



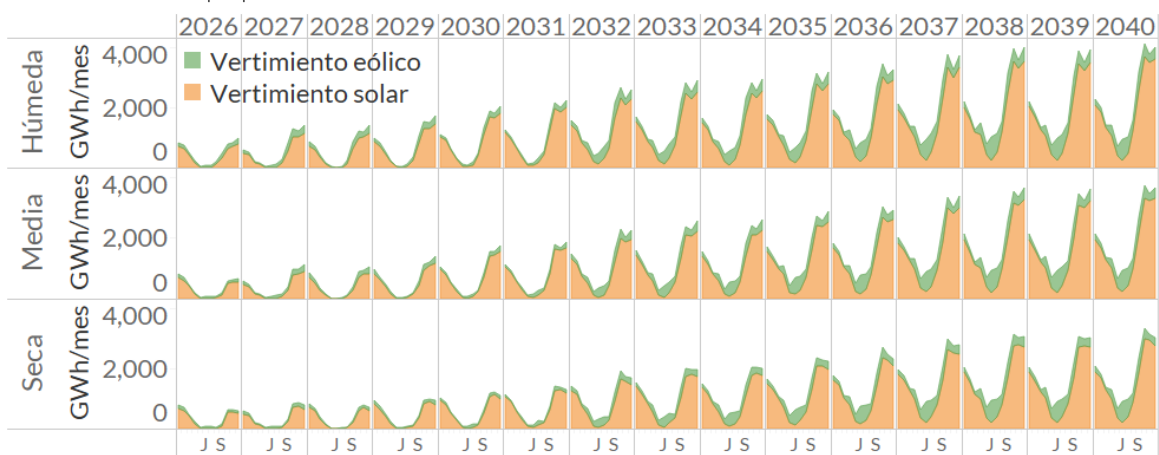
A nivel anual, se proyecta un incremento significativo en el vertimiento, pasando de aproximadamente **6 TWh en el año 2025**, a un rango de entre **12 y 17 TWh en el año 2032** y alcanzando entre **22 y 26 TWh hacia el año 2040**, dependiendo de la hidrología.

Posterior al año 2032, comienza a producirse **vertimiento incluso durante la noche**. Este ocurre ya que, en el escenario evaluado, la capacidad eólica en la zona Norte aumenta tras la puesta en servicio de la línea HVDC.

A nivel **estacional**, el vertimiento es prácticamente nulo en invierno hasta el año 2031 y alcanza su máximo en el verano. Esto se debe a que, para cubrir un porcentaje tan alto de la demanda del sistema con una combinación de energía solar y almacenamiento, es necesario **sobredimensionar** la capacidad en verano para garantizar el suministro en invierno, cuando la generación solar es menor.

Figura 15: Evolución del vertimiento mensual, entre los años 2026 y 2040.

Fuente: Elaboración propia.



En las condiciones evaluadas, con el incremento de la instalación de generación eólica posterior al año 2032, el vertimiento en los meses de invierno también aumenta. Esto se explica porque la

energía eólica presenta mayor variabilidad que la solar en Chile, lo que genera días, incluso en invierno, con excedentes eólicos que superan la demanda y la capacidad de almacenamiento. En el caso de la energía solar, esto no ocurre, ya que no se instalará más capacidad de la necesaria para cubrir los meses de mayor requerimiento. Además, el desarrollo solar se va materializando en conjunto con sistemas de almacenamiento.

## Emisiones

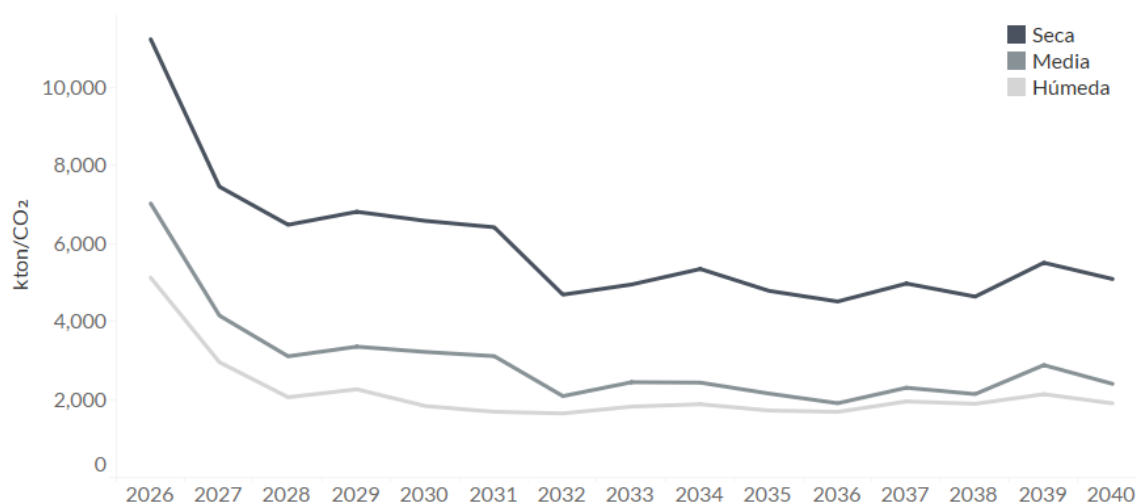
A nivel de emisiones de CO<sub>2</sub>, estas decrecen de forma importante desde el año 2026 hasta el año 2032, en línea con la acelerada disminución de la generación térmica. Posterior a este año, estas se mantienen prácticamente invariantes. Las emisiones son menores en años más húmedos, cuando la generación hídrica permite desplazar parte de la generación térmica que se necesita en años secos (Figura 16).

En el año 2026, la generación a carbón concentra entre el 53 y 59% de las emisiones. A medida que se requiere menos generación térmica, la generación a gas disminuye y el carbón permanece, despachado principalmente por razones de seguridad. Esto hace que las emisiones de gas se reduzcan prácticamente a cero en los escenarios de hidrología media y húmeda al año 2032, y a un 11% en condiciones secas. Sin embargo, hacia el año 2035 su participación vuelve a incrementarse ligeramente, entre el 8 y 28%, debido a un aumento en la generación con este combustible, impulsado por una mayor disponibilidad de gas argentino importado.

Es importante notar que, si se requiere despacho de generación térmica por seguridad, para otorgar fortaleza de red y corriente de calidad de protección, la generación a carbón en general tiene menor MT que la generación de unidades de ciclo combinado. Una unidad a carbón operando con un molino puede tener MT menores a 25%, incluso menor a 20%, mientras que una unidad de ciclo combinado tiene MT del orden de 45 – 50%.

Figura 16: Evolución anual de las emisiones brutas asociadas al funcionamiento de las plantas térmicas en el SEN, entre los años 2026 y 2040.

Fuente: Elaboración propia.



En el año 2032 el sistema llega a un punto en el que las emisiones anuales pueden considerarse reducidas, con **4.684 ktonCO<sub>2</sub> de emisión al año en un año seco, y 1.640 ktonCO<sub>2</sub> en un año húmedo**. En este punto, en las condiciones evaluadas, seguir reduciendo las emisiones desde el lado de la generación es muy difícil y costoso, ya que el sistema opera ya con emisiones que tienen una fuerte componente estacional. La generación térmica se utiliza con motivos de seguridad del sistema, y para momentos en que se producen desbalances prolongados entre oferta y demanda. Estos desbalances pueden producirse por sequías, baja generación eólica, o incluso por alzas drásticas de demanda gatilladas por el clima.

Teniendo en consideración que la expansión del sistema se puede producir principalmente con generación eólica, solar y sistemas de almacenamiento, abordar una mayor reducción de emisiones en el último tramo del periodo evaluado implica inversiones más elevadas en infraestructura, almacenamiento y generación renovable, que se utilizarán solo en momentos críticos, lo que representa un costo significativo para eliminar el último porcentaje de emisiones. En este punto, puede resultar más eficiente abatir emisiones en otro segmento de la economía. También puede resultar conveniente, hasta cierto punto, invertir en elementos que puedan proveer fortaleza de red y corriente de calidad de protección para reducir despacho a MT por seguridad. No obstante, ese tipo de inversiones, por sí solas, no cubre la necesidad de generación firme estacional.

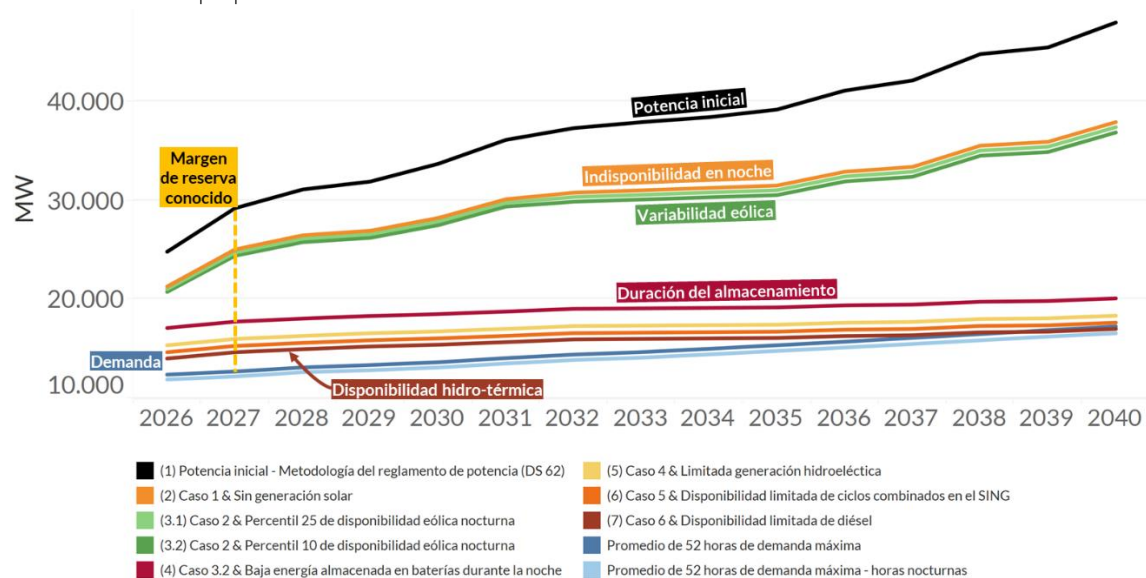
### **Margen de reserva del sistema**

Es el porcentaje de capacidad de generación disponible que excede la demanda máxima esperada en un período determinado. En otras palabras, indica cuánta capacidad adicional tiene el sistema por sobre el pico de demanda, para enfrentar contingencias como fallas de unidades generadoras, indisponibilidad de líneas de transmisión, variabilidad en la generación renovable o incrementos de demanda. Este indicador, si es contextualizado apropiadamente, entrega una indicación de la suficiencia del sistema eléctrico.

Actualmente se percibe que el margen de reserva del sistema eléctrico chileno es alto, pero en realidad, este puede ser bastante menor, particularmente en parte importante del periodo evaluado. Esto ocurre porque la metodología para reconocer el margen de reserva deja de lado consideraciones importantes.

Durante las horas de máxima demanda, que ocurren al finalizar el día, la contribución de la generación solar fotovoltaica es nula. Además, la generación eólica tiene períodos de baja disponibilidad, los que podrían coincidir con las horas de máxima demanda del sistema. La generación BESS durante el invierno también es más reducida, ya que no se alcanza a cargar a su máxima capacidad en algunos días.

Figura 17: Evolución del margen de reserva bajo diferentes consideraciones, entre los años 2026 y 2040.<sup>15</sup>  
Fuente: Elaboración propia.



Si a esto se le suman sequías similares a las ocurridas en el año 2021, o limitaciones coincidentes en las centrales térmicas, la suficiencia del sistema podría verse afectada seriamente. La

<sup>15</sup> Se considera: Factor de planta promedio de centrales hidroeléctricas entre abril y julio 2025 (período seco); Kelar y CTM3 fuera de servicio; Disponibilidad limitada de diésel debido a restricciones logísticas asociadas a un aumento generalizado del consumo de diésel.

Figura 17 muestra el margen de reserva teórico del sistema siguiendo la metodología de cálculo de potencia inicial del DS 62 vigente, y lo compara con el promedio de las 52 horas de máxima demanda del escenario de demanda utilizado en la evaluación. De manera complementaria, la potencia inicial reconocida se le reduce progresivamente capacidad al integrar potenciales escenarios independientes de nula disponibilidad solar, baja contribución eólica, baterías descargadas e indisponibilidad de ciertas unidades hídricas y térmicas ya sea por limitaciones al insumo principal o por mantenimientos y fallas. Bajo cierta combinación de situaciones, el margen de reserva efectivamente disponible puede alcanzar niveles críticos bastante inferiores al margen reconocido en la metodología vigente poniéndose en riesgo la suficiencia del sistema.

## 3.2 Desafíos del SEN

En la sección anterior se presentó el rol que cumplen las centrales térmicas en el sistema eléctrico chileno, el que va más allá de solo entregar energía. Estas entregan energía gestionable, cuando el sistema más lo requiere y atributos de seguridad (fortaleza de red y corriente de calidad de protección). En el futuro, seguirán cumpliendo el rol de entregar energía gestionable, cuando la generación renovable o de sistemas BESS disminuye, o en estaciones donde la disponibilidad hídrica es menor. También entregan atributos que dan seguridad al sistema, como inercia, fortaleza de red y corriente de calidad de protección.

Este fenómeno se está viendo también en otros mercados. Por ejemplo, en Australia, AEMO (*Australian Energy Market Operator*) ha detectado la necesidad de provisión de corriente de falla de calidad para protección (*protection-quality fault current*<sup>16</sup>). Esto ya que la salida progresiva de generadores sincrónicos reduce la capacidad del sistema para mantener la fortaleza necesaria ante contingencias, lo que compromete la operación segura de las protecciones eléctricas ante cortocircuitos [8].

---

<sup>16</sup> En el caso de Australia, AEMO en el Capítulo 5 del "2025 Electricity Statement of Opportunities" indica [7]: "At this time, the only proven source of protection quality fault current is from synchronous plant of some type. Replacement investments will be needed to ensure minimum fault current (system strength) requirements can continue to be met in the required locations as large synchronous generators retire. To meet the minimum fault level component of system strength, services must be capable of providing protection-quality fault current, and this could include new synchronous condensers, service contracts with existing thermal or hydro units, new gas turbine units fitted with clutches, or the retrofit of existing generators as they retire from the energy market. To meet the efficient (stable voltage waveform) levels of system strength, many TNSPs propose contracting with grid-forming BESS.

While grid-forming technology continues to develop, it has not yet been demonstrated to satisfy protection-quality fault current requirements at scale in the Australian system. The technology does form a key component of investment RIT-Ts for the local voltage waveform component of system strength (efficient level), and actions seeking to prove this technology for use in also meeting the minimum fault level component is a priority action in AEMO's engineering roadmap over coming years.

Likewise, the Transition Plan for System Security highlighted the need for alternative sources of system security including synchronous condensers and grid-forming inverters, while noting that further investigation is needed to assess grid-forming capabilities, particularly for requirements such as protection quality fault current. The outlook for grid-forming deployment is strong, with over 20 GW in the connections pipeline."

El retiro anticipado de unidades térmicas a carbón o la reconversión (dependiendo de a qué tecnología se reconvierta), sin activos que provean una funcionalidad similar al sistema eléctrico, puede exponer al sistema eléctrico a desafíos sistémicos que afectan la seguridad y resiliencia del SEN.

En esta sección se examinan los riesgos asociados a la capacidad de abastecimiento, la variabilidad de la demanda y la generación renovable, la infraestructura de transmisión y la provisión de servicios técnicos esenciales, identificando las brechas y necesidades que deben ser abordadas para garantizar una transición ordenada y robusta.

### 3.2.1 Riesgo de incapacidad para abastecer la demanda de energía eléctrica

En un sistema cada vez más complejo y exigente, el retiro de centrales térmicas a carbón o su reconversión a usos que no generen energía enfrenta riesgos relevantes que pueden afectar la seguridad del suministro eléctrico. El crecimiento acelerado de la demanda emergente, la variabilidad y estacionalidad de las energías renovables, la falta de precisión en los pronósticos y la concentración de generación en zonas específicas incrementan el **riesgo de desabastecimiento en momentos críticos**. Estos elementos incrementan la necesidad de contar con activos de generación gestionable, con menor dependencia a condiciones ambientales coyunturales.

A ello se suman eventos críticos como terremotos y vientos extremos, que, ante ciertas vulnerabilidades en la infraestructura de transmisión, podrían provocar desconexiones masivas y limitar la capacidad de transferencia de energía entre regiones del sistema. Estos eventos no son hipotéticos: Chile ya ha experimentado apagones por fenómenos naturales. En este contexto, la falta de resiliencia y el hecho de contar con menos opciones operacionales que den flexibilidad en el uso de recursos ante condiciones particulares puede traducirse en cortes prolongados. El riesgo de que no exista capacidad suficiente para abastecer la demanda se ve acentuado por cinco factores:

#### 3.2.1.1 Crecimiento de la demanda

Si bien la demanda del SEN en el año 2025 no ha mostrado incrementos significativos a nivel nacional, existen **consumos emergentes en etapas iniciales de desarrollo que podrían modificar la dinámica de la demanda a futuro**, tanto en magnitud como en perfil. Estos son electromovilidad, climatización de aire (calefacción eléctrica y aire acondicionado), *data centers*.

#### 3.2.1.2 Fluctuación de demanda y dependencia de la temperatura

La electrificación de consumos como calefacción y aire acondicionado incrementa la sensibilidad de la demanda a condiciones extremas de temperatura, generando *peaks* que dependen de la estación y generan mayor variabilidad entre años. Estos máximos, asociados a olas de calor o frío,

son especialmente críticos en invierno, cuando la generación renovable es menor. Aunque los pronósticos meteorológicos permiten cierta anticipación, la planificación debe considerar escenarios extremos para garantizar la continuidad del suministro.

A medida que los fenómenos climáticos extremos se vuelven más frecuentes, garantizar recursos adecuados se vuelve cada vez más crítico. Atender la demanda máxima durante días inusualmente calurosos o fríos introduce nuevos desafíos para la planificación de largo plazo del sistema, lo que requiere un cambio en la forma en que se evalúan la suficiencia y la flexibilidad de la infraestructura.

Los eventos climáticos extremos esporádicos están desplazando los períodos de alta demanda eléctrica, a menudo requiriendo una combinación de recursos completamente distinta para abastecerla. Este cambio presenta desafíos significativos, ya que los recursos energéticos pueden no estar adecuadamente acondicionados para tales condiciones, y la disponibilidad de ciertos recursos, como la generación solar, puede ser limitada durante estos períodos.

Si bien la respuesta de la demanda suele promoverse como una medida de flexibilidad, su efectividad es limitada cuando está asociada a necesidades esenciales de confort térmico. En días extremadamente calurosos o fríos, es poco probable que las personas reduzcan el uso de calefacción o aire acondicionado, independientemente de los incentivos. Por lo tanto, asumir una respuesta constante de los consumidores bajo estas condiciones puede sobreestimar la contribución real de las medidas del lado de la demanda a la suficiencia de recursos.

### **3.2.1.3 Estacionalidad y variabilidad renovable**

La integración de energía solar y eólica en el SEN ha reducido la dependencia térmica, pero persisten desafíos asociados a su comportamiento variable. La generación solar presenta una marcada estacionalidad, con menor disponibilidad en invierno, lo que limita la carga de sistemas BESS y reduce su aporte fuera del horario solar. De igual forma, la generación hidroeléctrica depende de ciclos hidrológicos y puede disminuir en años secos, incrementando el riesgo en períodos prolongados de baja generación renovable.

Por su parte, la energía eólica muestra variabilidad intradiaria y estacional, además de incertidumbre frente a desviaciones de pronóstico. Aunque la diversificación geográfica mitiga parcialmente estos efectos, la concentración en clústeres amplifica el riesgo de caídas simultáneas. Estas condiciones exigen una matriz diversificada y activos gestionables capaces de cubrir rampas y responder ante escenarios críticos, garantizando suficiencia y estabilidad del sistema.

### **3.2.1.4 Falta de incentivos para la provisión de suficiencia de larga duración**

La transición energética en Chile, marcada por el retiro y reconversión de centrales a carbón, enfrenta un desafío regulatorio crítico: la falta de incentivos adecuados para la provisión de energía gestionable y resiliente, especialmente aquella capaz de sostenerse por más de cinco horas



consecutivas de manera independiente de las condiciones climáticas. Este aspecto es fundamental para garantizar la seguridad y confiabilidad del SEN, considerando la creciente integración de ERNC y la estacionalidad de recursos como la solar y la hídrica.

### **Necesidad de activos gestionables de larga duración**

La creciente electrificación de consumos (electromovilidad, climatización, data centers), y la variabilidad de las renovables han incrementado la frecuencia y magnitud de los desafíos operativos del SEN. En particular:

- **Estacionalidad solar e hídrica:** La generación solar puede ser hasta un 40% menor en invierno respecto al verano, mientras que la hídrica depende de condiciones hidrológicas y presenta períodos secos marcados, especialmente durante el primer semestre del año.
- **Variabilidad renovable:** La generación eólica es altamente variable y su pronóstico presenta incertidumbre, lo que obliga a contar con mecanismos de respaldo capaces de sostener el suministro durante varios días consecutivos de baja generación.
- **Eventos extremos:** Fenómenos terremotos o vientos extremos pueden aislar regiones del sistema y exigir una provisión local de energía gestionable por períodos prolongados.
- **Necesidad de confort térmico:** Demanda en días extremadamente calurosos o fríos en un contexto de electrificación de sistemas de calefacción y acondicionamiento de aire requiere de sistemas de generación confiables, independiente de factores climáticos, para responder las exigencias de demanda de los usuarios del sistema.

En este contexto, los activos capaces de proveer energía por más de cinco horas, independiente de las condiciones climáticas son esenciales para la resiliencia y seguridad del sistema, permitiendo enfrentar rampas de demanda, cubrir déficits estacionales y responder a contingencias prolongadas.

### **Limitaciones de la metodología actual de pago por potencia**

El mercado de potencia en Chile fue diseñado para asegurar que el sistema disponga de suficiente capacidad para cubrir la demanda en todo momento. Sin embargo, la metodología vigente reconoce como "Capacidad Máxima" aquella potencia que una unidad puede sostener durante al menos cinco horas consecutivas. Para BESS, el reconocimiento de capacidad depende directamente de las horas de autonomía: aquellos con al menos cinco horas reciben un reconocimiento del 100% de su capacidad máxima, mientras que los de menor duración reciben un reconocimiento más reducido (ver sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** para más detalles sobre la metodología de cálculo de los pagos potencia de suficiencia). Este enfoque genera dos problemas principales:

- **Desincentivo a activos de larga duración:** La actual estructura de pagos por capacidad no fomenta la inversión en activos capaces de suministrar energía por más de 5 horas, ya que el reconocimiento de capacidad adicional se vuelve nulo una vez superado ese umbral. Esta limitación restringe el desarrollo de soluciones como sistemas de almacenamiento de

larga duración<sup>17</sup>, centrales térmicas flexibles o tecnologías emergentes que podrían aportar resiliencia en escenarios críticos. Además, dado que el pago por potencia disminuye con la incorporación de nuevos activos al mercado, particularmente asociado a la entrada masiva de BESS, tampoco existen incentivos para mantener unidades cuya capacidad de generación es prolongada, flexible o estacional, como las centrales térmicas.

- **Reconocimiento insuficiente de la resiliencia sistémica:** El sistema remunera la disponibilidad en función de la capacidad de cubrir la demanda punta, pero no considera adecuadamente la necesidad de mantener el suministro durante eventos prolongados de baja generación renovable. A medida que el impacto de las variables climáticas sobre la demanda aumente debido a una mayor electrificación, la demanda de punta tenderá a presentar mayores fluctuaciones. En este contexto, utilizar la demanda máxima de un año específico como referencia para calcular el margen de reserva podría no ser adecuado, ya que en años con temperaturas menos extremas dicha demanda podría ser significativamente menor. Es importante que el margen de reserva del sistema considere adecuadamente la demanda punta máxima ante la cual el sistema se quiere cubrir, la que no necesariamente coincidirá con la demanda punta histórica.
- **Falta de una señal para orientar el desarrollo de unidades gestionables de manera diversificada en el sistema:** En el caso de eventos críticos que afecten la capacidad de transferencia de energía entre zonas del sistema eléctrico nacional, el sistema eléctrico podría enfrentar déficits locales de generación debido a que no existe un criterio para orientar el desarrollo de ciertos niveles mínimos de generación gestionable en distintas zonas del país.

### 3.2.1.5 Insuficiencia de generación local ante eventos críticos o maniobras de transmisión

Durante maniobras para ampliar o reforzar líneas puede surgir el riesgo de no contar con generación suficiente en zonas deficitarias de generación. Estas intervenciones reducen temporalmente la capacidad de transporte, dejando ciertas áreas vulnerables y generando restricciones operativas.

Por ejemplo, el caso asociado al proceso de materializar el refuerzo de la línea Alto Jahuel–Lo Aguirre 500 kV evidencia esta problemática: la falta de generación local gestionable y de recursos estratégicos, como centrales retiradas en la zona sur, ha dificultado la ejecución de la obra y aumentó los costos, retrasando el proyecto por más de siete años. Esta situación revela una brecha en la planificación, que debe considerar opcionalidades para garantizar seguridad de suministro ante ciertas condiciones en que la capacidad de transferencia de energía entre zonas se puede ver temporalmente limitada.

Aunque el SEN cuente con energía suficiente en condiciones normales, eventos extremos como terremotos, vientos fuertes o erupciones volcánicas pueden aislar zonas y comprometer la

---

<sup>17</sup> Incluso si se compara el reconocimiento de potencia incremental sobre 3 h de duración con el costo incremental de las horas de almacenamiento adicional, puede que el incentivo sea, dependiendo de las prioridades y perfil de riesgo del desarrollador, desarrollar sistemas de almacenamiento menor a 5 h.

continuidad del suministro. La concentración de generación y almacenamiento en el Norte aumenta la dependencia de la transmisión hacia el Centro, lo que se convierte en un riesgo ante desconexiones forzadas. Chile, por su alta sismicidad y la creciente frecuencia de fenómenos meteorológicos extremos, enfrenta amenazas que requieren reforzar estándares de diseño, protocolos de emergencia y estrategias para asegurar generación local en escenarios críticos. La planificación debe considerar estos riesgos para garantizar resiliencia y seguridad de abastecimiento.

### 3.2.2 Insuficiencia de recursos técnicos para dar seguridad al sistema

Con la mayor integración de renovables y de sistemas BESS, las plantas térmicas operarán cada vez menos, de manera más flexible o estacional, e incluso algunas serán retiradas o eventualmente reconvertidas<sup>18</sup>. Esto **reduce la disponibilidad de servicios que aportan resiliencia**, especialmente en zonas con alta generación basada en inversores o en zonas deficitarias de recursos de generación. Entre los principales recursos destacan la capacidad de generación flexible estacional independiente de factores climáticos, el control de frecuencia (inercia, regulación primaria, secundaria y terciaria), el control de tensión (mediante la inyección y absorción dinámica de potencia reactiva), la fortaleza de red y la provisión de corriente de falla de calidad de protección (mediante la capacidad de aportar corriente de cortocircuito) y, eventualmente, el apoyo al plan de reposición de servicio en caso que las unidades hayan estado operativas previo a la ocurrencia de un apagón. Los principales déficits de recursos técnicos en el SEN son: capacidad de generación estacional, la provisión de potencia de cortocircuito, y la provisión de *black start*.

Si no se dispone de infraestructura capaz de proveer estos servicios bajos en emisiones, será necesario mantener las centrales térmicas para garantizar la seguridad y resiliencia del sistema. En particular, actualmente existen en el SEN desafíos asociados a la capacidad de provisión de control dinámico de tensión, fortaleza de red, inercia, corriente de calidad de protección y capacidad de partida autónoma. Estos se presentan principalmente en la zona norte y centro del país.

Será necesario definir una forma de mantener en parte los recursos disponibles para la provisión de los servicios mencionados anteriormente. Para ello, la regulación actual de servicios complementarios contempla, para algunos casos, mecanismos tanto de licitación como de instrucción directa por parte del CEN.

En este contexto, resulta prioritario establecer procesos para verificar suficiente disponibilidad de estos recursos a medida que avanza el proceso de transición energética, y en caso de detectarse brechas, ejecutar los mecanismos para la incorporación de recursos adicionales. La licitación de CS realizada en el año 2023 demostró que es posible aprovechar sinergias entre el aporte de corriente

---

<sup>18</sup> El despacho térmico se reduce producto de la entrada masiva de otros activos de generación o almacenamiento cuyo costo variable es menor, y por ende son despachados antes en el orden de mérito. Sin embargo, se sigue requiriendo su despacho cuando hay menor disponibilidad de energías renovables y para mantener la seguridad del sistema.

de cortocircuito e inercia. Se recomienda buscar y fomentar este tipo de sinergias en los servicios que se requieran en el futuro, optimizando así la eficiencia y robustez del SEN.

En particular, se han identificado desafíos asociados a inercia, fortaleza de red, *black start* y apoyo al *black start*.

### 3.2.2.1 Inercia

La inercia física, aportada por generadores síncronos, ralentiza las variaciones bruscas de frecuencia tras una contingencia, contribuyendo a reducir la posibilidad de aplicación del EDAC de Baja Frecuencia y a mejorar la respuesta dinámica del sistema ante contingencias extremas, reduciendo, en este último caso, la posibilidad de un Apagón Parcial o Total. Con la salida de unidades térmicas y la alta penetración de tecnologías basadas en inversores sin capacidad de proveer inercia sintética<sup>19</sup>, este recurso se reduce significativamente. Aunque la inercia sintética puede complementar, requiere especificaciones funcionales claras y mecanismos de verificación de sus funcionalidades<sup>20</sup>. El CEN ha identificado déficits relevantes en la zona norte, lo obliga a operar unidades síncronas a MT y considerar soluciones como CS (con volante de inercia) para cubrir brechas.

### 3.2.2.2 Fortaleza de red y corriente de corto circuito

La fortaleza del sistema depende de la capacidad de aportar corriente de cortocircuito, atributo tradicional de las máquinas síncronas. Su disminución, producto del retiro de unidades térmicas y la expansión de generación con inversores, aumenta el riesgo de desconexión masiva de generación basada en inversores sin capacidad de *grid forming* ante fallas y compromete la operación de protecciones que forman parte del sistema de transmisión. El CEN, mediante la definición de minutos de operación<sup>21</sup>, ha establecido requerimientos mínimos de ESCR (*Equivalent Short Circuit Ratio*) y potencia de cortocircuito en zonas críticas, lo que implica mantener unidades gestionables o incorporar tecnologías como CS para garantizar estabilidad.

Por otra parte, para la correcta operación del sistema de protecciones del sistema de transmisión ante contingencias, se requieren de corriente de corto circuito de calidad de protección<sup>22</sup>.

---

<sup>19</sup> Los inversores tipo *grid forming* pueden entregar inercia sintética.

<sup>20</sup> Al momento de realizar este estudio, el proceso de revisión de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) no ha abordado una especificación funcional completa de inercia sintética.

<sup>21</sup> Lo anterior aun cuando, al momento de elaboración de este estudio, la NTSyCS no define requerimientos de fortaleza de red.

<sup>22</sup> En el caso de Australia, AEMO en el Capítulo 5 del "2025 Electricity Statement of Opportunities" indica [7]: "At this time, the only proven source of protection quality fault current is from synchronous plant of some type. Replacement investments will be needed to ensure minimum fault current (system strength) requirements can continue to be met in the required locations as large synchronous generators retire. To meet the minimum fault level component of system strength, services must be capable of providing protection-quality fault current, and this could include new synchronous condensers, service contracts with existing thermal or hydro units, new gas turbine units fitted with clutches, or the retrofit of existing generators as they retire from the energy market. To meet the efficient (stable voltage waveform) levels of system strength, many TNSPs propose contracting with grid-forming BESS."

### 3.2.2.3 Black start y apoyo al black start

La menor participación de activos térmicos en el despacho reduce los recursos que pueden estar disponibles oportunamente para apoyar el proceso de reposición de servicio posterior a un apagón, una vez que unidades con capacidad de *black start* inician su operación.

Actualmente existen brechas de *black start* en zonas críticas como en la zona norte y la Quinta Región, y los tiempos de arranque de algunos activos críticos que forman parte del plan de reposición de servicio no cumplen expectativas operativas. Será necesario incorporar nuevas unidades con capacidad de *black start* y definir requerimientos claros sobre tiempos de partida, capacidad de realizar partidas secuenciales, capacidad de control de tensión y frecuencia, redundancia y ubicación para garantizar una recuperación rápida ante apagones parciales o totales.

En este contexto, la regulación debe evolucionar para asegurar la disponibilidad de estos recursos mediante mecanismos de licitación o instrucción directa, fomentando, en caso de ser económicamente eficiente, tecnologías que aporten sinergias entre inercia, fortaleza de red y otros servicios complementarios. La planificación debe anticipar estas brechas para evitar comprometer la seguridad y resiliencia del SEN.

---

*While grid-forming technology continues to develop, it has not yet been demonstrated to satisfy protection-quality fault current requirements at scale in the Australian system. The technology does form a key component of investment RIT-Ts for the local voltage waveform component of system strength (efficient level), and actions seeking to prove this technology for use in also meeting the minimum fault level component is a priority action in AEMO's engineering roadmap over coming years. Likewise, the Transition Plan for System Security highlighted the need for alternative sources of system security including synchronous condensers and grid-forming inverters, while noting that further investigation is needed to assess grid-forming capabilities, particularly for requirements such as protection quality fault current. The outlook for grid-forming deployment is strong, with over 20 GW in the connections pipeline."*

---



# 4

## Análisis de alternativas de reconversión y su aporte

Este estudio analiza en detalle **nueve** opciones de tecnologías de reconversión para las centrales a carbón que quedarán operativas en Chile a partir del año 2027. El resumen de cada alternativa de reconversión evaluada se presenta en la Tabla 8.

Tabla 8: Resumen de las alternativas posibles a implementar para las 12 centrales del Estudio.

Fuente: Elaboración propia.

| Alternativa                                                                | Descripción                                                                                                                             | Síntesis de Análisis Técnico                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | Madurez tecnológica <sup>23</sup> | Costos de inversión                                                                                                                                  |
|----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Conversión de la caldera a uso de Gas</b>                               | Cambiar el combustible a GN.                                                                                                            | Requiere de suministro de combustible por gasoductos o puerto y unidad de almacenamiento y regasificación. Se modifican quemadores, ductos de aire y sistema de control de emisiones. Puede requerir modificaciones en la caldera. Menores emisiones de NO <sub>x</sub> , CO <sub>2</sub> y despreciables para MP y SO <sub>2</sub> .                                                                                                                                                                             | Tecnología base:<br>TLR 9         | 130 – 150 USD <sub>2025</sub> /kW <sup>24</sup>                                                                                                      |
| <b>Conversión de la caldera a Co-combustión de carbón y NH<sub>3</sub></b> | Cambiar parte del combustible, incluyendo NH <sub>3</sub> .                                                                             | Requiere de suministro de combustible (nacional/importación). Se modifica el sistema de combustión (quemadores). No se intervienen la caldera, ventiladores, turbina/generador ni sistema de control de emisiones. Se añade sistema de descarga, almacenamiento y distribución de NH <sub>3</sub> y sistema de seguridad. Menor eficiencia que utilizando carbón, y puede requerir restricciones en el tipo de carbón a combustionar. Menores emisiones de NO <sub>x</sub> . NH <sub>3</sub> es altamente tóxico. | Tecnología base:<br>TLR 4-5       | 60 – 150 USD <sub>2025</sub> /kW <sup>25</sup>                                                                                                       |
| <b>Batería de Carnot</b>                                                   | Utilizar la fuente de energía térmica provista por baterías de Carnot.                                                                  | Requiere de suministro de electricidad de la red. Autonomía de hasta 15 h. No se intervienen la turbina/generador, sistema de enfriamiento, planta de agua. Se retira el sistema de control de emisiones, chimenea, caldera, manejo de combustible, ventiladores y ductos de aire, cancha de carbón. Se añaden calentadores y estanques de sales, generación de vapor, infraestructura eléctrica y balance de planta. Emisiones nulas.                                                                            | Tecnología base:<br>TLR 4-6       | 875 – 3.240 USD <sub>2025</sub> /kW                                                                                                                  |
| <b>Condensador síncrono (CS)</b>                                           | Cambiar el sistema de generación a CS para proveer servicios de regulación de tensión, capacidad de corto circuito adicional e inercia. | Se modifica la turbina/generador. Se deben revisar los sistemas de lubricación, refrigeración, generación y eléctrico. Puede acoplarse un volante de inercia.<br>En una unidad térmica se podría instalar un <i>clutch</i> y operar la unidad transitoriamente como CS.<br>Requiere de un estudio de fortaleza de red para verificar la necesidad del servicio en la zona.                                                                                                                                        | Tecnología base:<br>TLR 9         | Inversión: 3 – 20 MMUSD <sub>2025</sub><br>Unitario: 23 – 49 USD <sub>2025</sub> /kVAr<br>La reconversión es menos costosa que adquirir un CS nuevo. |
| <b>Baterías (BESS) <i>stand alone</i></b>                                  | Utilizar bancos de baterías para almacenar energía eléctrica.                                                                           | Requiere de suministro de electricidad de la red. Se considera autonomía de hasta 4-5 h. Se retiran todos los componentes de la central, a excepción de la subestación eléctrica.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | Tecnología base:<br>TLR 9         | 780 USD <sub>2025</sub> /kW                                                                                                                          |
|                                                                            |                                                                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | Conversión:<br>TLR 8-9            |                                                                                                                                                      |

<sup>23</sup> Cada alternativa se analizó por el equipo consultor y, posteriormente, se le asignó una calificación entre 1-9 en función del nivel de desarrollo en la industria considerando el estándar internacional TRL (*Technology Readiness Levels*).

<sup>24</sup> No considera desarrollo de gasoducto o infraestructura de almacenamiento de GNL que es particular a cada proyecto.

<sup>25</sup> Índice que no especifica componentes de costo como modificaciones en la unidad e infraestructura de almacenamiento de NH<sub>3</sub>.



|                                              |                                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                |                                                   |                                                                                                                                                                                                                                                        |
|----------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Conversión a co-combustión de Biomasa</b> | Cambiar parte el combustible, incluyendo biomasa forestal.                                              | Requiere de suministro de biomasa. Puede implementarse con estrategia de co-combustión, donde los equipos originales de la planta pueden continuar operando sin modificaciones. Sin embargo, no hay suministro nacional de biomasa suficiente. | Tecnología base: TLR 7                            | Biomasa gasificada: 346 USD <sub>2025</sub> /kW                                                                                                                                                                                                        |
| <b>Motores / Turbinas</b>                    | Cambiar el sistema de generación a motores o turbina a gas.                                             | Requiere de suministro de combustible (importación). Se deja fuera de servicio gran parte de la central, a excepción de la subestación eléctrica. Se añade motores/turbinas, sistemas eléctricos y de control, conexión de gas.                | Conversión: TLR 5-6<br>Tecnología base: TLR 9     | Biomasa pulverizada: 76 - 589 USD <sub>2025</sub> /kW <sup>26</sup><br>1.200 - 1.500 <sup>27</sup> USD <sub>2025</sub> /kW                                                                                                                             |
| <b>Otros servicios de red</b>                | Sustituir la fuente energía por sistemas SVC o STATCOM para proveer servicios de regulación de tensión. | Se retiran todos los componentes de la central, a excepción de la subestación eléctrica y se instalan equipos SVC o STACOM.                                                                                                                    | Tecnología base: TLR 9<br><br>Conversión: TLR 8-9 | Inversión <sub>SVC</sub> : 26 - 30 MMUSD <sub>2025</sub><br>Inversión <sub>STATCOM</sub> : 6 MMUSD <sub>2025</sub><br><br>Unitario <sub>SVC</sub> : 226 - 590 USD <sub>2025</sub> /kVAr<br>Unitario <sub>STATCOM</sub> : 171 USD <sub>2025</sub> /kVAr |
| <b>Usos no energéticos: Data center</b>      | Implementar alternativa sin fines energéticos.                                                          | Se retiran todos los componentes de la central, a excepción de la subestación eléctrica. Se aprovecha el sitio y algunas infraestructuras y se construye un <i>data center</i> .                                                               | Tecnología base: TLR 9<br><br>Conversión: TLR 8-9 | -                                                                                                                                                                                                                                                      |

<sup>26</sup> El rango superior considera cadena de suministro de biomasa: plantas de pelletizado en EE. UU, modificaciones necesarias en puerto y en la planta para el manejo de la biomasa). El rango inferior no considera nada de lo anterior.

<sup>27</sup> Costo altamente dependiente al desarrollo de *data centers* en EE. UU. En ese contexto, recientemente el costo está en el margen superior del rango. Previo al desarrollo de *data centers* en escala, el costo estaba por debajo del valor inferior del rango.



El resumen del análisis se presenta en la Tabla 9. Este integra criterios tecnológicos, territoriales, logísticos y de requerimientos de superficie, permitiendo identificar las opciones más factibles para cada emplazamiento. De las nueve alternativas de reconversión diferentes, tres se descartan:

- **Data center:** No se incluye en este análisis, ya que, de acuerdo con los lineamientos de la contraparte técnica del estudio, no forma parte de las soluciones energéticas consideradas para garantizar la continuidad operativa de las centrales a carbón. Se trata de un uso no energético del sitio, cuya factibilidad requiere criterios y supuestos distintos a los aplicados en las alternativas energéticas. Por lo tanto, el análisis de *data centers* se presenta solo como referencia para la potencial reutilización del terreno, sin incorporarse en la evaluación comparativa de alternativas tecnológicas de reconversión energética.
- **Biomasa:** Se descarta la alternativa en todas las centrales, debido a la inexistencia de suministro de biomasa en escala para una operación confiable de las unidades. Requerimiento estacional dificulta cadena de suministro.
- **SVC y STATCOM:** Tampoco se consideran en el análisis, dado que los CS cumplen de manera más integral con los requerimientos técnicos del sistema eléctrico. Además de aportar control de tensión, los CS pueden proporcionar corriente de falla de calidad de protección, y si se acoplan a un volante de inercia pueden proporcionar inercia, atributos críticos que se pierden con el retiro de la generación síncrona. Por esta razón, el análisis de alternativas de reconversión prioriza el uso de CS por sobre otras soluciones de servicios de red basadas en electrónica de potencia.

La alternativa de **batería de Carnot, si bien es viable**, no es recomendable producto de sus elevados costos y baja madurez tecnológica, lo que implica una alta incertidumbre en su desempeño, riesgos de sobrecostos y falta de referencias comerciales a escala real. Además, la eficiencia de una batería de Carnot es significativamente inferior a sistemas BESS, lo que podría tener desventajas en la función de movimiento de energía por operación económica durante periodos de mayores costos marginales (invierno). También existen antecedentes recientes de fallas técnicas en proyectos, lo que refuerza la recomendación de no priorizar esta opción en el corto y mediano plazo.

Tabla 9: Resumen de alternativas de reconversión factibles identificadas.

Fuente: Elaboración propia.

| Alternativa                                            | TRL <sup>28</sup> | Costos                                                                                                                                        | Mejillones                                                                                                                                                                                                                                                          | Huasco                                                                                                                                                                                                                                                              | Quintero                                                                                                                                                                                                                   | Coronel                                                                                                                                                                                                                       |
|--------------------------------------------------------|-------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Conversión de caldera a Gas Natural (Conversión total) | 6 – 7             | 130 – 150 USD <sub>2025</sub> /kW <sup>29</sup>                                                                                               | ✓ Gasoducto a <5 km.                                                                                                                                                                                                                                                | ✗ Sin gasoducto.                                                                                                                                                                                                                                                    | ✓ Gasoducto a <5 km.                                                                                                                                                                                                       | ✓ Gasoducto a <5 km.                                                                                                                                                                                                          |
| Amoníaco (Co- combustión)                              | 4 – 5             | 60 – 150 USD <sub>2025</sub> /kW <sup>30</sup>                                                                                                | ⚠ Espacio suficiente en cancha de carbón.<br>Cadena de suministro de amoníaco y costos son inciertos.<br>Alternativa podría volverse más atractiva en el futuro si se desarrolla una industria de H <sub>2</sub> y NH <sub>3</sub> verde en la zona norte del país. | ⚠ Espacio suficiente en cancha de carbón.<br>Cadena de suministro de amoníaco y costos son inciertos.<br>Alternativa podría volverse más atractiva en el futuro si se desarrolla una industria de H <sub>2</sub> y NH <sub>3</sub> verde en la zona norte del país. | ⚠ Espacio suficiente en cancha de carbón.<br>Cadena de suministro de amoníaco y costos son inciertos.<br>Si se desarrolla industria de NH <sub>3</sub> en Chile, estará en la zona norte o austral, no en la zona central. | ⚠ Espacio suficiente en cancha de carbón.<br>Cadena de suministro de amoníaco y costos son inciertos.<br>Si se desarrolla industria de NH <sub>3</sub> en Chile, estará en la zona norte o austral, no en la zona centro-sur. |
| Batería de Carnot                                      | 3 – 4             | 875 – 3.240 USD <sub>2025</sub> /kW                                                                                                           | ⚠ Espacio suficiente.<br>Tecnología inmadura con riesgos y costos elevados.                                                                                                                                                                                         | ⚠ Espacio suficiente en cancha de carbón para los estanques.<br>Disponibilidad de espacio en la planta incierta para los SGS.<br>Tecnología inmadura con riesgos y costos elevados.                                                                                 | ⚠ Espacio suficiente en cancha de carbón para los estanques.<br>Disponibilidad de espacio en la planta incierta para los SGS.<br>Tecnología inmadura con riesgos y costos elevados.                                        | ⚠ Espacio suficiente en cancha de carbón para los estanques.<br>Disponibilidad de espacio en la planta incierta para los SGS.<br>Tecnología inmadura con riesgos y costos elevados.                                           |
| Condensador síncrono                                   | 6 – 7             | Inversión:<br>3 – 20 MMUSD <sub>2025</sub><br>Unitario:<br>23 – 49 USD <sub>2025</sub> /kVAr<br>(reconversión menos costosa que un CS nuevo). | ✓ Alternativa posible y central se ubica en zona norte, donde hay déficit de fortaleza de red.                                                                                                                                                                      | ✓ Alternativa posible y central se ubica en zona norte, donde hay déficit de fortaleza de red.                                                                                                                                                                      | ✓ Alternativa posible y central se ubica en zona central, donde hay déficit de fortaleza de red en zonas particulares en un contexto de mayor integración de generación solar en la zona.                                  | ✗ Alternativa posible, pero central se ubica en zona centro sur, donde no hay déficit de fortaleza de red.                                                                                                                    |
| BESS (4 h)                                             | 8 – 9             | 780 USD <sub>2025</sub> /kW                                                                                                                   | ✓ Espacio suficiente en cancha de carbón.                                                                                                                                                                                                                           | ✓ Espacio suficiente en cancha de carbón.                                                                                                                                                                                                                           | ✓ Espacio suficiente en cancha de carbón.                                                                                                                                                                                  | ✓ Espacio suficiente en cancha de carbón.                                                                                                                                                                                     |
| Motores/turbina de gas                                 | 8 – 9             | 1.200 – 1.500 USD <sub>2025</sub> /kW                                                                                                         | ✓ Gasoducto a <5 km.<br>Espacio suficiente en cancha de carbón.                                                                                                                                                                                                     | ✗ Sin gasoducto.                                                                                                                                                                                                                                                    | ⚠ Gasoducto a <5 km.<br>Espacio suficiente en cancha de carbón.<br>Zona de inundación por Tsunami, aumentaría los requerimientos constructivos y costos                                                                    | ⚠ Gasoducto a <5 km.<br>Espacio suficiente en cancha de carbón.<br>Zona de inundación por Tsunami, aumentaría los requerimientos constructivos y costos.                                                                      |

✓ = Viable

⚠ = Viable con restricciones

✗ = No viable

<sup>28</sup> En reconversión de centrales a carbón.

<sup>29</sup> No considera desarrollo de gasoducto o infraestructura de almacenamiento de GNL que es particular a cada proyecto.

<sup>30</sup> Índice que no especifica componentes de costo como modificaciones en la unidad e infraestructura de almacenamiento de NH<sub>3</sub>.

Además de analizar las alternativas de reconversión desde el punto de vista técnico, de costos, y de viabilidad, es necesario evaluar si la reconversión resulta conveniente desde el punto de vista económico o estratégico para el SEN. Que una opción sea viable no implica necesariamente que aporte valor al sistema eléctrico o que sea necesaria. Tal como se indicó anteriormente, la transición y reconversión de centrales termoeléctricas a carbón en Chile enfrenta una amplia gama de desafíos sistémicos. En la Tabla 10, se analiza cómo las alternativas de reconversión evaluadas pueden contribuir a abordar estos desafíos y cuáles son los obstáculos que podrían limitar su desarrollo. Se presenta un análisis comparativo de las cinco alternativas factibles para las centrales a carbón. No todas las alternativas aplican a todas las centrales (se indican con una X aquellas que no aplican). Para cada alternativa, se analiza el aporte que esta ofrece a los desafíos identificados en el capítulo 3.2, y los riesgos principales a los que se enfrenta.

Las alternativas térmicas (gas, amoníaco o motores) son las únicas que proveen generación estacional para balancear el descenso de la generación solar e hídrica durante el invierno. Sin embargo, estas se enfrentan a escenarios donde esa suficiencia estacional no es retribuida en el mercado de capacidad.

En cuanto a la generación ante situaciones de emergencia, cualquier alternativa térmica en las centrales de la zona centro y sur permitiría aportar respaldo en estos escenarios.

Respecto a la provisión de inercia y fortaleza de red, todas las alternativas térmicas analizadas pueden cumplir con este objetivo, pero para hacerlo deben estar despachadas, lo que no se espera que ocurra frecuentemente por orden de mérito en el futuro. **Por ello, el CS surge como la alternativa más adecuada para responder a este desafío.** No obstante, para incentivar la reconversión hacia esta tecnología, es necesario contar con mecanismos que remuneren explícitamente estos servicios. **También se pueden definir opciones híbridas, es decir que operen transitoriamente como CS y, cuando sea necesario, operen como central térmica proporcionando capacidad de generación estacional y contribuyendo a la resiliencia del sistema ante escenarios críticos.**

En relación con el *black start*, hasta el momento, la única alternativa que puede aportar a este servicio de manera resiliente en la zona norte son los motores o turbinas<sup>31</sup>. Sin embargo, considerando la tendencia decreciente en las remuneraciones del mercado de potencia, este incentivo no es suficiente para viabilizar la provisión de este servicio. Se necesitarían incentivos adicionales. Baterías con capacidad de *grid-forming* podrían aportar si tienen los atributos adecuados para un servicio de *black start* resiliente si tienen una duración mayor a cinco horas y una capacidad de proveer corriente de corto circuito suficiente para otorgar fortaleza a la red y corriente de falla de calidad de protección. Al menos una batería debería tener una duración de unas 14 horas, de manera que sea capaz de proporcionar energía durante una noche de invierno. Por ejemplo, en UK unidades que contribuyen al servicio de *black start* deben tener la capacidad de operar al menos 72 horas al 90% de su capacidad.

---

<sup>31</sup> En la zona central y sur las centrales hidroeléctricas aportan *black start*.

Tabla 10: Análisis comparativo de las cinco opciones de reconversión.

Fuente: Elaboración propia.

| Alternativa                                            | TRL <sup>32</sup> | Costos<br>(USD <sub>2025</sub> /kW) |            |        |          |         | Suficiencia<br>estacional | Generación<br>local ante<br>emergencias    | Inercia y<br>fortaleza<br>de red                           | Black<br>start  | Principales riesgos                                                                                                                        |
|--------------------------------------------------------|-------------------|-------------------------------------|------------|--------|----------|---------|---------------------------|--------------------------------------------|------------------------------------------------------------|-----------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                        |                   |                                     | Mejillones | Huasco | Quintero | Coronel |                           |                                            |                                                            |                 |                                                                                                                                            |
| Conversión de caldera a Gas Natural (conversión total) | 6 – 7             | 130 – 150                           | ✓          | ✗      | ✓        | ✓       | ✓                         | △<br>En Quintero y Coronel <sup>33</sup> . | ✓                                                          | ✗               | Requiere asegurar suministro de gas mediante contratos. Despacho bajo puede causar insolvencia anticipada (más detalles en Sección 5.3.1). |
| Amoníaco (co-combustión)                               | 4 – 5             | 60 – 150                            | △          | △      | △        | △       | ✓                         | △<br>En Quintero y Coronel <sup>34</sup>   | ✓                                                          | ✗               | Despacho bajo puede causar insolvencia anticipada (Sección 5.3.1). Incertidumbre tecnológica.                                              |
| Condensador síncrono                                   | 6 – 7             | 3 – 20 MMUSD<br>23 – 49 USD/kVAr    | ✓          | ✓      | ✓        | ✗       | ✗                         | ✗                                          | ✓                                                          | ✗               | Depende de la existencia de mecanismos que remuneren la provisión de inercia y fortaleza de red.                                           |
| BESS (4 h)                                             | 8 – 9             | 780                                 | ✓          | ✓      | ✓        | ✓       | ✗                         | △<br>En Quintero y Coronel                 | △<br>Entregan inercia sintética, pero no fortaleza de red. | ✗ <sup>35</sup> | Autonomía limitada (4-5h), ingresos decrecientes por canibalización. No tienen ventaja competitiva respecto a BESS en otros sitios.        |
| Motor/Turbina a gas                                    | 8 – 9             | 1.200 – 1.500 <sup>36</sup>         | ✓          | ✗      | △        | △       | ✓                         | △<br>En Quintero y Coronel <sup>37</sup>   | ✓                                                          | ✓               | Requiere asegurar suministro de gas mediante contratos. Ingresos por potencia en descenso (Sección 5.3.1).                                 |

✓ = Viable

△ = Viable con restricciones

✗ = No viable

<sup>32</sup> En reconversión de centrales a carbón.

<sup>33</sup> En la zona norte ante contingencias que deshabiliten la operación de un gran grupo de centrales ERNC.

<sup>34</sup> En la zona norte ante contingencias que deshabiliten la operación de un gran grupo de centrales ERNC.

<sup>35</sup> Dependerá de los requerimientos establecidos para las unidades con capacidad de *black start*. Si se requiere resiliencia en el servicio, será necesario considerar una duración superior a 5 h. También se debe verificar en qué medida las características de corriente de corto circuito contribuyen a un sistema de *black start* robusto y confiable.

<sup>36</sup> Costo altamente dependiente asociada a la coyuntura de desarrollo de *data centers* en EEUU. En ese contexto, recientemente el costo está en el margen superior del rango. Previo al desarrollo de *data centers* en escala, el costo estaba bajo el valor del rango inferior del rango.

<sup>37</sup> En la zona norte ante contingencias que deshabiliten la operación de un gran grupo de centrales ERNC.



# 5

## Otros riesgos que enfrentan las centrales para su cierre o reconversión

En esta sección se analizan los principales riesgos regulatorios y administrativos, técnicos y sociales que las 12 unidades térmicas a carbón enfrentan a la hora de implementar una reconversión efectiva. También se comentan los riesgos económicos y financieros que influyen la sostenibilidad económica de la continuidad operacional de las unidades.

### 5.1 Regulatorios y Administrativos

#### 5.1.1 Incertidumbre ante cambios en la normativa

Los cambios que se están evaluando o proponiendo en distintas normativas (planificación territorial, norma de emisiones e impuesto a emisiones) generan incertidumbre en el sector eléctrico, ya que podrían modificar los requisitos técnicos, operativos y de inversión, afectando la planificación y el desarrollo de proyectos de reconversión. Esta situación complica la toma de decisión de proyectos de reconversión de unidades.

## **Modificaciones a Instrumentos de Planificación Territorial**

La actualización de los IPT en comunas como Mejillones, Huasco, Puchuncaví y Coronel buscan introducir restricciones crecientes a usos industriales considerados peligrosos o contaminantes, afectando la viabilidad de reconvertir centrales a carbón. Si los IPT limitan infraestructura energética, las alternativas de reconversión se reducen significativamente. Además, artículos como el 62 y 183 de la LGUC generan incertidumbre por falta de reglamentación clara sobre condiciones adicionales y compensaciones ambientales, dificultando la planificación de proyectos estratégicos.

### **Modificación en la norma de emisiones**

El DS13/2011, que regula emisiones de contaminantes locales en centrales termoeléctricas, está en proceso de actualización. El proyecto definitivo publicado en diciembre del año 2024 y aprobado por Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático en marzo 2025, propone límites más estrictos, nuevas definiciones de combustibles, e incentivos y plazos para reconversión. Este proceso, iniciado en el año 2020, ha sido prolongado por su complejidad técnica y regulatoria, generando incertidumbre sobre los futuros requerimientos y costos para las centrales térmicas.

### **Impuesto a las emisiones**

El impuesto verde vigente desde el año 2017 aplica a emisiones de CO<sub>2</sub> y contaminantes locales, con una tasa fija de 5 USD/ton CO<sub>2</sub>. Aunque se incorporó un mecanismo de compensación mediante certificados aún persisten restricciones. Además, cambios recientes en la metodología de compensación ante operación por seguridad afectan directamente a los generadores que deben operar para garantizar la estabilidad del sistema. Intentos de reforma fiscal verde, propuestas para aumentar la tasa e incluso aplicar sobretasas han generado incertidumbre regulatoria, dificultando decisiones estratégicas y aumentando el riesgo financiero para proyectos de reconversión.

## **5.1.2 Complejidad en el desarrollo de infraestructura de transmisión**

El Sistema de Transmisión Nacional funciona como una red de acceso abierto. La planificación de su expansión, que abarca tanto líneas como subestaciones, se realiza mediante un proceso centralizado y regulado, liderado por la CNE, quien considera antecedentes del Ministerio de Energía, CEN y actores del sector privado. La construcción y operación de la infraestructura de transmisión son ejecutadas por empresas privadas adjudicadas a través de procesos de licitación.

Actualmente, el desarrollo de obras de transmisión requiere de plazos extensos para concretar nuevas obras, desde su incorporación en los planes de expansión hasta su entrada en operación. Las causas se explican por dos factores principales: la complejidad y duración del ciclo de planificación y las dificultades en la ejecución de obras de transmisión.



## Complejidad y duración del ciclo de planificación

El proceso de planificación de la transmisión es extenso y requiere la coordinación de múltiples actores y etapas. Por un lado, el CEN elabora anualmente una Propuesta de Expansión de la Transmisión para el año en curso, que incluye un diagnóstico del sistema, proyectos recomendados (expansiones y nuevas infraestructuras), y que constituye una base para la evaluación de la CNE. Esta propuesta se publica a comienzos de cada año, aunque el informe diagnóstico y la propuesta preliminar se publican a finales del año anterior.

Tras su publicación, diversos actores (transmisoras, generadoras, autoridades, consumidores, sociedad civil) pueden formular observaciones y comentarios. A finales del primer semestre del año, se publica un informe complementario a la Propuesta de Expansión de la Transmisión. Ambos documentos como insumo para la CNE. Paralelamente, la CNE abre cada año una Convocatoria Abierta para presentar propuestas de obras de expansión para el año en curso, disponible durante el primer trimestre del año.

Con estas propuestas, la CNE elabora un Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión, del año en curso, que se publica a finales del año e incluye obras seleccionadas (nuevas y ampliaciones). Tras su publicación, las partes interesadas pueden formular observaciones y comentarios. Posteriormente la CNE publica el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de la Transmisión (del año anterior), cuya respuesta a observaciones puede ser discrepada en el Panel de Expertos. El proceso de discrepancia toma unos cuatro a seis meses. El Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión Anual de la Transmisión (del año anterior) se publica hacia mediados del segundo semestre del año en curso.<sup>38</sup> Las obras aprobadas posteriormente son licitadas.

## Dificultades en la ejecución de obras de transmisión

Las problemáticas actuales asociadas a la materialización del sistema de transmisión se asocian a retrasos en la entrada en operación de las obras, derivados de demoras en los procesos de licitación, la obtención de permisos ambientales y sectoriales, y la ejecución de la construcción.

Las obras de transmisión presentan plazos de adjudicación promedios de unos 19 meses entre su inclusión en el decreto de expansión y la adjudicación. Para el caso de las obras zonales, el plazo promedio de adjudicación es de 22 meses, y existen casos significativamente mayores. Un ejemplo es la nueva línea zonal de 2x220 kV Gamboa– Chonchi, en la región de los Lagos, que tardó 45 meses en adjudicarse. La obra fue licitada inicialmente en agosto del año 2018, proceso que resultó desierto [9]. Un segundo llamado en diciembre de 2019 también quedó desierto [10], y finalmente la obra fue adjudicada mediante el Decreto 2021/15T publicado en abril de 2022 [11].

Parte de estas brechas busca ser abordada por la Ley de Transición Energética (Ley N° 21.721), promulgada en diciembre del año 2024, la cual incorpora mecanismos que flexibilizan la

---

<sup>38</sup> Por ejemplo, el Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión Anual de la Transmisión del año 2024 fue publicado el 1 de octubre del año 2025.

planificación y ajustan los criterios de licitación. Las obras de ampliación presentaban mayores dificultades que las obras nuevas en los procesos de adjudicación. Del total de obras incluidas en los planes de transmisión, solo el 75% de las ampliaciones han sido adjudicadas, en comparación con el 90% en el caso de las obras nuevas. Además, incluso las obras de ampliación que sí logran adjudicarse suelen hacerlo por valores superiores a los de referencia utilizados en la planificación [12].

Como contexto, la Ley General de Servicios Eléctricos (Ley 20.936) establece que, si una obra queda desierta, ya sea nueva o de ampliación, se debe realizar un nuevo llamado a licitación. Si ese segundo llamado también resulta desierto, la autoridad puede ajustar el valor de la obra o proponerla nuevamente en un plan de transmisión futuro. Entre las modificaciones incorporadas por la nueva Ley de Transición Energética destaca un mecanismo que permite revisar el valor de inversión de las obras de ampliación mediante un proceso conjunto entre el propietario de la infraestructura y la CNE, para realizar un nuevo llamado de licitación. Este mecanismo busca reflejar los costos reales de construcción y ejecución, y así evitar que estas obras queden paralizadas o sean abandonadas en el futuro.

Un ejemplo es la relicitación de la ampliación de la subestación Polpaico, en la Región Metropolitana. La obra fue adjudicada inicialmente en el año 2020. Sin embargo, el propietario de la instalación solicitó su relicitación para establecer un nuevo valor de inversión referencial y un nuevo plazo constructivo. Posteriormente, la obra fue nuevamente licitada en el año 2025, obteniendo un nuevo monto de adjudicación. Este caso demuestra cómo el mecanismo contribuye a agilizar los procesos de relicitación y a viabilizar la ejecución de obras de ampliación.

Además de los tiempos de adjudicación, se deben considerar los plazos de construcción de las obras. Los tiempos planificados originalmente por la CNE también son elevados: 45 meses para líneas y 26 meses para subestaciones en el caso de obras nacionales. Sin embargo, en la práctica estos plazos se prolongan en promedio 11 meses adicionales en el caso de las líneas y 5 meses en el caso de las subestaciones. En las obras zonales ocurre una situación similar. Los tiempos de construcción planificados alcanzan 33 meses para líneas y 24 meses para subestaciones, pero presentan extensiones promedio de ocho meses en líneas y 12 meses en subestaciones.

Hay proyectos que han presentado retrasos muy superiores a los promedios. Por ejemplo, los proyectos “Nueva Línea 1x220 kV A. Melipilla–Rapel” y “Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre–A. Melipilla” acumularon retrasos en su construcción de hasta 46 meses respecto de los plazos estimados por la CNE, principalmente debido a dificultades en la tramitación ambiental.

Otro ejemplo es el proyecto “nueva línea 2x220 kV Itahue – Mataquito – Hualqui”. Esta obra tiene como objetivo reforzar el sistema de transmisión en la zona Centro-Sur del país, optimizando la interconexión entre las regiones del Maule, Ñuble y Biobío. El proyecto contempla la construcción de una línea doble circuito de 220 kV, con una capacidad mínima de 485 MVA por circuito, lo que permitirá mejorar la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico en una zona estratégica para el SEN.



## 5.2 De las alternativas tecnológicas

La reconversión tecnológica de las centrales a carbón hacia alternativas más limpias y flexibles enfrenta incertidumbres relevantes en cuanto a los costos, desempeño, disponibilidad de nuevos combustibles y las formas de remuneración, las que dependen de la tecnología de reconversión. Algunas alternativas requieren mayor superficie (por ejemplo, BESS y baterías de Carnot) o adaptaciones complejas de la infraestructura existente, lo que puede no ser factible en todos los sitios. Por el otro lado, la viabilidad de opciones como GN, biomasa o  $\text{NH}_3$  depende de la existencia de infraestructura y contratos de suministro. En el caso del  $\text{NH}_3$  verde, no existe oferta comercial disponible en Chile ni a nivel internacional en el corto plazo. Además, Batería de Carnot y co-combustión con  $\text{NH}_3$  son tecnologías poco maduras, con alta incertidumbre en costos, plazos y desempeño. La falta de experiencia local y de cadenas de suministro consolidadas incrementa el riesgo de sobrecostos y retrasos.

En este apartado se analizan los principales focos de incertidumbre técnica, considerando la madurez de las tecnologías propuestas, la experiencia local, la variabilidad en los precios y la capacidad de adaptación de las unidades a los nuevos requerimientos operativos. La reconversión de centrales termoeléctricas a carbón hacia tecnologías poco maduras o emergentes, como la co-combustión con  $\text{NH}_3$  verde o baterías de Carnot, presenta desafíos que deben considerarse en la planificación y evaluación tanto de políticas públicas como de proyectos privados. A continuación, se presentan los principales focos de incertidumbre identificados:

### 5.2.1 Incertidumbre en los costos de reconversión

Las tecnologías emergentes carecen de referencias industriales consolidadas, lo que se genera alta variabilidad y baja precisión en las estimaciones de costos de inversión y operación. Por ejemplo, en el caso de baterías de Carnot, los costos reportados en la literatura y proyectos piloto varían ampliamente, desde 800 hasta más de 3.000 USD/kW, dependiendo del alcance, la escala y el grado de reutilización de infraestructura existente. En co-combustión con  $\text{NH}_3$  verde, los estudios disponibles sugieren rangos de 60 a 150 USD/kW, aunque son valores referenciales y dependen de la escala, el nivel de modificación de equipos y la necesidad de nueva infraestructura para almacenamiento y manejo de combustibles peligrosos.

También se debe considerar la falta de experiencia local y la ausencia de cadenas de suministro maduras. En consecuencia, los costos reales pueden superar significativamente las proyecciones iniciales, afectando la viabilidad económica y planificación de inversiones.

## 5.2.2 Incertidumbre en los plazos de reconversión

La implementación de tecnologías poco maduras suele enfrentar retrasos asociados a escasez de proveedores experimentados, lo que limita la capacidad de ejecución.

En el caso de reconversiones a CS o sistemas de almacenamiento térmico, los plazos pueden variar entre 18 y 48 meses, dependiendo de la complejidad de las modificaciones y la disponibilidad de equipamiento.

Para tecnologías en fase piloto, como la co-combustión con  $\text{NH}_3$ , los plazos son inciertos, ya que dependen de la validación industrial y de la resolución de desafíos técnicos no resueltos a escala industrial. En este último caso también se depende de la disponibilidad de  $\text{NH}_3$  local o si se va a definir importarlo.

## 5.2.3 Incertidumbre en los precios de los nuevos combustibles

El desarrollo de mercados para combustibles alternativos, como el  $\text{NH}_3$  verde o el  $\text{H}_2\text{V}$ , se encuentra en etapas iniciales tanto en Chile como a nivel internacional. Actualmente, no existe oferta comercial disponible para abastecer centrales eléctricas a gran escala y los proyectos en desarrollo están orientados principalmente en cubrir la demanda industrial existente. Por otra parte, dada las necesidades del sistema eléctrico, la componente estacional del despacho térmico requiere de cadena de suministro más diversificadas y complementarias.

Esto implica que los precios futuros de estos combustibles son altamente inciertos y estarán condicionados a la evolución de la oferta y la demanda, la disponibilidad de infraestructura logística para transporte y almacenamiento y la regulación ambiental aplicable a su producción. Además, la volatilidad de los precios internacionales y la competencia por el recurso pueden afectar significativamente la viabilidad económica de las reconversiones.

## 5.2.4 Incertidumbre asociada al desempeño futuro de la central

La reconversión a tecnologías poco maduras o emergentes puede implicar cambios en la eficiencia y el desempeño operativo de la central.

Por ejemplo, en el caso de la reconversión a GN, se ha reportado una disminución de hasta un 5% en la eficiencia neta y un aumento correspondiente en el *heat rate*, lo que implica mayor consumo de combustible por unidad de energía generada. En la co-combustión con  $\text{NH}_3$ , estudios y pruebas industriales indican que la eficiencia global de la caldera tiende a disminuir levemente respecto a la

operación exclusiva con carbón, principalmente por el mayor contenido de humedad en los gases de combustión y diferencias en la transferencia de calor<sup>39</sup>.

Adicionalmente, en las alternativas que implican mantener la caldera, los parámetros operativos como tiempos de arranque y tasas de toma de carga no debieran cambiar significativamente. Parámetros como el nivel de MT podría aumentar respecto de los valores posibles de alcanzar mediante la operación con un molino de una unidad a carbón.

Las tecnologías emergentes pueden enfrentar desafíos técnicos imprevistos que resultan difíciles de resolver. Un ejemplo es la falla ocurrida en la central Cerro Dominador en el año 2023. Esto añade un nivel adicional de incertidumbre al desempeño esperado tras la reconversión.

## 5.3 Económicos y Financieros

La viabilidad económica de la reconversión de centrales a carbón está afectada por las expectativas de reducción de ingresos, tanto de energía como por potencia, y riesgos financieros que pueden comprometer la continuidad operacional en un contexto de necesidad de cubrir al menos los costos fijos de mantener la unidad lista para operar.

Por un lado, la disminución del despacho por orden de mérito, la caída de los pagos por potencia y la falta de incentivos para activos de larga duración afectan la viabilidad económica de las alternativas. Además, algunas alternativas requieren inversiones significativas, con retornos inciertos y riesgos tecnológicos, lo que dificulta el acceso a financiamiento competitivo. Por el otro lado, los contratos de suministro vigentes y deudas asociadas a la infraestructura pueden limitar la flexibilidad para reconvertir o retirar unidades.

Esta sección identifica los factores que inciden en una potencial insolvencia anticipada de las unidades debido a la disminución de ingresos y necesidad de cubrir costos fijos para mantener la unidad lista para operar.

### 5.3.1 Potencial insolvencia anticipada de las centrales térmicas a carbón

En las condiciones evaluadas, la reducción proyectada del despacho de las unidades térmicas junto a la reducción de pagos por potencia, las centrales a carbón enfrentan un riesgo creciente de insolvencia en la medida que avanza el proceso de transición energética. Ante condiciones de insolvencia, una salida anticipada y no programada de las centrales a carbón representa un riesgo sistémico por varias razones:

---

<sup>39</sup> Sin embargo, esta opción aún no ha sido validada a escala comercial, por lo que los resultados pueden variar considerablemente según el diseño y las condiciones de operación de cada central.

- **Seguridad y resiliencia del sistema:** Como se ha mostrado en este documento, las centrales a carbón aportan atributos críticos como energía gestionable, inercia, fortaleza de red, corriente de falla con calidad de protección, y capacidad de respaldo ante desafíos en la transmisión. Su retiro abrupto puede dejar brechas en la provisión de estos recursos, especialmente en zonas con alta integración de renovables basadas en inversores.
- **Cobertura de demanda en escenarios críticos:** En periodos de baja disponibilidad renovable (invierno, sequías, olas de frío/calor), las centrales térmicas siguen siendo esenciales para cubrir la demanda y evitar desabastecimientos. Un retiro anticipado por insolvencia podría exponer al sistema a cortes prolongados y pérdida de confiabilidad ante eventos extremos.
- **Impacto en la planificación y transición energética:** La insolvencia anticipada dificulta la planificación ordenada del retiro y reconversión de activos, afectando la operación económica y confiable del sistema eléctrico y su resiliencia ante condiciones extremas. El hecho tener un proceso de transición más desordenado, impactando la operación económica y los costos marginales de corto plazo, tiene también un efecto en los costos de contratación en aquellos agentes que firman contratos de corto plazo (en general clientes libres de menor tamaño). También tiene un efecto en aquellos clientes que se contratan a largo plazo si el proceso de contratación se produce en un contexto de precios altos por disrupción temporal en la oferta de generación.

El riesgo de una insolvencia está marcado principalmente por dos fenómenos económicos: la disminución del despacho, y la disminución del pago por potencia. **Una eventual insolvencia económica podría adelantar retiros incluso sin necesidad de elevar solicitud para autorizar retiro anticipado a la CNE, acorde a los requerimientos regulatorios vigentes.** En este contexto, es importante considerar que, si se determina que un retiro anticipado compromete la seguridad de suministro, la CNE puede impedir que dicho retiro se realice en un plazo inferior a 24 meses e incluso solicitar una extensión adicional de hasta 12 meses. No obstante, esta facultad supone que el operador mantiene solvencia económica durante todo el período, condición que no siempre está garantizada.

La Tabla 11 muestra qué proporción del margen proyectado para las centrales a carbón depende del mercado de energía y qué proporción depende del mercado de potencia<sup>40</sup>. Sin embargo, estos ingresos disminuyen a medida que ingresan nuevos actores a este mercado, especialmente sistemas BESS, ya que el pago disponible debe repartirse entre un número mayor de participantes. Para

---

<sup>40</sup> No se incluyen en este análisis los ingresos producto de la participación en el mercado de SSCC (control de frecuencia y de tensión), ya que no son significativos. Es importante distinguir entre los SSCC que actualmente cuentan con mecanismos de remuneración (control de frecuencia, control de tensión y *black start*) cuyos ingresos asociados son relativamente bajos, y el servicio de control de tensión por aportes de potencia de cortocircuito, que, si bien es un requerimiento técnico relevante para la operación del sistema, no cuenta hoy con una remuneración adicional porque se otorga naturalmente cuando la central está operando y se retribuyen sus costos mediante el mercado de energía o por sobre costo producto de operación con costo variable mayor a costo marginal del sistema (por ejemplo, pagos por operación a mínimo técnico).

Para el caso particular del servicio de control de tensión por potencia de corto circuito, en los casos que se ha requerido nueva infraestructura, el pago se ha definido mediante un Valor Anual de Servicio Complementario (VASC).

el análisis de la operación en el mercado de energía se consideró el margen operacional considerando la inyección valorizada a CMg, los costos variables y el impuesto a las emisiones. Es posible observar que a medida que avanza el proceso de transición energética las unidades pasan a ser altamente dependientes de los ingresos por potencia. En la zona norte las unidades son un poco menos dependientes de los ingresos por potencia que en la zona central debido a restricciones de seguridad que afectan el despacho.

Tabla 11: Proporción del margen proyectado<sup>41</sup> para las centrales a carbón.

Fuente: Elaboración propia.



|                |        | 2026       |          | 2030       |          | 2034       |          | 2038       |          |
|----------------|--------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
|                |        | Generación | Potencia | Generación | Potencia | Generación | Potencia | Generación | Potencia |
| ANGAMOS 1      | Húmeda | 37%        | 63%      | 15%        | 85%      | 32%        | 68%      | 35%        | 65%      |
|                | Media  | 53%        | 47%      | 43%        | 57%      | 44%        | 56%      | 46%        | 54%      |
|                | Seca   | 72%        | 28%      | 73%        | 27%      | 75%        | 25%      | 74%        | 26%      |
| ANGAMOS 2      | Húmeda | 28%        | 72%      | 2%         | 98%      | 20%        | 80%      | 20%        | 80%      |
|                | Media  | 37%        | 63%      | 22%        | 78%      | 26%        | 74%      | 26%        | 74%      |
|                | Seca   | 52%        | 48%      | 44%        | 56%      | 53%        | 47%      | 54%        | 46%      |
| COCHRANE 1     | Húmeda | 2%         | 98%      | 4%         | 96%      | 7%         | 93%      | 11%        | 89%      |
|                | Media  | 4%         | 96%      | 16%        | 84%      | 16%        | 84%      | 12%        | 88%      |
|                | Seca   | 43%        | 57%      | 43%        | 57%      | 50%        | 50%      | 54%        | 46%      |
| COCHRANE 2     | Húmeda | 6%         | 94%      | 6%         | 94%      | 12%        | 88%      | 17%        | 83%      |
|                | Media  | 13%        | 87%      | 20%        | 80%      | 21%        | 79%      | 20%        | 80%      |
|                | Seca   | 60%        | 40%      | 63%        | 37%      | 63%        | 37%      | 61%        | 39%      |
| GUACOLDA 1     | Húmeda | 3%         | 97%      | 5%         | 95%      | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     |
|                | Media  | 16%        | 84%      | 20%        | 80%      | 2%         | 98%      | 0%         | 100%     |
|                | Seca   | 62%        | 38%      | 58%        | 42%      | 33%        | 67%      | 13%        | 87%      |
| GUACOLDA 2     | Húmeda | 16%        | 84%      | 4%         | 96%      | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     |
|                | Media  | 34%        | 66%      | 15%        | 85%      | 6%         | 94%      | 0%         | 100%     |
|                | Seca   | 67%        | 33%      | 59%        | 41%      | 23%        | 77%      | 2%         | 98%      |
| GUACOLDA 3     | Húmeda | 59%        | 41%      | 37%        | 63%      | 28%        | 72%      | 19%        | 81%      |
|                | Media  | 69%        | 31%      | 64%        | 36%      | 51%        | 49%      | 22%        | 78%      |
|                | Seca   | 82%        | 18%      | 80%        | 20%      | 75%        | 25%      | 54%        | 46%      |
| GUACOLDA 4     | Húmeda | 51%        | 49%      | 26%        | 74%      | 26%        | 74%      | 22%        | 78%      |
|                | Media  | 67%        | 33%      | 57%        | 43%      | 43%        | 57%      | 23%        | 77%      |
|                | Seca   | 81%        | 19%      | 78%        | 22%      | 74%        | 26%      | 66%        | 34%      |
| GUACOLDA 5     | Húmeda | 44%        | 56%      | 19%        | 81%      | 24%        | 76%      | 26%        | 74%      |
|                | Media  | 62%        | 38%      | 52%        | 48%      | 38%        | 62%      | 28%        | 72%      |
|                | Seca   | 78%        | 22%      | 76%        | 24%      | 73%        | 27%      | 67%        | 33%      |
| NUEVA VENTANAS | Húmeda | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     |
|                | Media  | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     |
|                | Seca   | 4%         | 96%      | 30%        | 70%      | 14%        | 86%      | 20%        | 80%      |
| CAMPICHE       | Húmeda | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     |
|                | Media  | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     |
|                | Seca   | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     |
| SANTA MARIA    | Húmeda | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     | 0%         | 100%     | 9%         | 91%      |
|                | Media  | 33%        | 67%      | 49%        | 51%      | 34%        | 66%      | 21%        | 79%      |
|                | Seca   | 71%        | 29%      | 79%        | 21%      | 75%        | 25%      | 75%        | 25%      |

La Tabla 12 presenta la suma del margen por inyección de energía neto, los ingresos por potencia y los costos netos por concepto de impuesto a las emisiones a nivel anual para cada unidad. No se consideran los costos fijos de operación.

<sup>41</sup> Margen operacional considera la inyección valorizada a CMg, los costos variables y el impuesto a las emisiones

Dada las condiciones proyectadas, existe incertidumbre sobre si los ingresos anuales estimados serán suficientes para cubrir los costos variables y fijos de operación, el pago de la deuda (en caso de corresponder), y las expectativas de retorno de los inversionistas. Si la reducción de ingresos proyectada no permite cubrir los costos y las expectativas de retorno, existe el riesgo de una decisión de cierre, la cual dependerá de las expectativas de mejora en los resultados financieros futuros, ya sea por cambios en el contexto regulatorio, en las condiciones de mercado o por otros factores no previstos.

Tabla 12: Resultado neto de operación de unidades a carbón sin considerar costos fijos de operación, es decir, margen por valorización de inyecciones a costo marginal, más ingresos por potencia, menos costos por impuesto a emisiones (anual entre 2026–2040 (MMUSD)).

Fuente: Elaboración propia.

|                |        | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 |
|----------------|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| ANGAMOS 1      | Húmeda | 18,8 | 11,0 | 10,3 | 11,7 | 10,8 | 10,2 | 10,9 | 11,8 | 14,1 | 13,1 | 12,4 | 13,9 | 14,1 | 17,9 | 14,7 |
|                | Media  | 24,8 | 12,0 | 11,9 | 11,9 | 15,3 | 14,6 | 16,8 | 15,7 | 16,2 | 14,9 | 13,7 | 15,9 | 16,2 | 21,5 | 17,6 |
|                | Seca   | 40,1 | 22,7 | 22,9 | 21,5 | 30,2 | 25,1 | 32,1 | 28,1 | 34,5 | 33,1 | 31,0 | 29,0 | 31,9 | 37,8 | 33,2 |
| ANGAMOS 2      | Húmeda | 16,2 | 11,0 | 10,3 | 11,6 | 9,3  | 9,8  | 9,9  | 12,8 | 11,9 | 12,0 | 10,8 | 15,1 | 11,3 | 16,1 | 12,0 |
|                | Media  | 18,3 | 12,0 | 11,5 | 12,9 | 11,1 | 14,5 | 13,1 | 16,2 | 12,1 | 13,6 | 11,6 | 14,8 | 11,7 | 19,2 | 14,9 |
|                | Seca   | 23,1 | 21,2 | 21,6 | 19,1 | 14,7 | 24,2 | 29,3 | 25,6 | 18,0 | 30,4 | 25,5 | 25,7 | 17,6 | 35,8 | 29,0 |
| COCHRANE 1     | Húmeda | 12,0 | 10,1 | 9,5  | 9,5  | 9,5  | 8,9  | 9,0  | 9,1  | 10,2 | 9,9  | 9,7  | 10,1 | 10,1 | 9,5  | 9,5  |
|                | Media  | 12,0 | 9,8  | 9,3  | 9,2  | 10,3 | 8,5  | 9,1  | 9,3  | 10,7 | 9,7  | 9,4  | 10,0 | 9,8  | 10,2 | 10,2 |
|                | Seca   | 19,4 | 9,7  | 9,0  | 11,3 | 14,2 | 10,6 | 12,0 | 13,2 | 16,9 | 12,9 | 13,1 | 11,7 | 17,4 | 15,2 | 14,1 |
| COCHRANE 2     | Húmeda | 10,8 | 8,8  | 8,3  | 8,6  | 8,4  | 8,1  | 8,1  | 8,5  | 9,3  | 9,1  | 8,6  | 10,2 | 9,4  | 10,4 | 8,7  |
|                | Media  | 11,5 | 8,7  | 8,0  | 9,0  | 9,4  | 8,5  | 9,4  | 11,4 | 9,9  | 9,1  | 8,9  | 10,3 | 9,2  | 10,8 | 10,1 |
|                | Seca   | 24,2 | 9,9  | 8,7  | 16,2 | 18,9 | 15,8 | 15,4 | 21,3 | 19,7 | 18,5 | 15,9 | 20,6 | 17,9 | 23,1 | 17,5 |
| GUACOLDA 1     | Húmeda | 7,1  | 6,2  | 5,7  | 5,6  | 5,8  | 5,3  | 5,5  | 5,4  | 5,7  | 5,7  | 5,6  | 5,7  | 5,4  | 5,6  | 5,3  |
|                | Media  | 8,2  | 6,4  | 5,7  | 6,4  | 6,7  | 5,8  | 5,3  | 5,7  | 5,8  | 5,6  | 5,6  | 5,6  | 5,4  | 5,6  | 5,3  |
|                | Seca   | 18,0 | 8,5  | 10,4 | 10,3 | 12,7 | 11,3 | 6,2  | 6,0  | 8,3  | 5,6  | 5,6  | 5,9  | 6,1  | 6,2  | 5,4  |
| GUACOLDA 2     | Húmeda | 6,8  | 5,2  | 4,8  | 4,9  | 4,7  | 4,5  | 4,5  | 4,5  | 4,7  | 4,7  | 4,7  | 4,8  | 4,5  | 4,6  | 4,5  |
|                | Media  | 8,7  | 5,2  | 4,8  | 4,9  | 5,3  | 5,2  | 4,6  | 4,5  | 5,0  | 4,7  | 4,7  | 4,8  | 4,5  | 4,6  | 4,5  |
|                | Seca   | 17,1 | 6,4  | 6,8  | 7,5  | 10,9 | 9,2  | 4,7  | 5,0  | 6,0  | 4,7  | 4,6  | 4,8  | 4,5  | 4,7  | 4,7  |
| GUACOLDA 3     | Húmeda | 15,0 | 6,9  | 7,2  | 8,5  | 7,6  | 5,9  | 5,5  | 6,0  | 6,9  | 5,1  | 5,3  | 5,7  | 5,9  | 5,6  | 5,2  |
|                | Media  | 19,6 | 9,4  | 9,0  | 11,4 | 13,2 | 11,3 | 7,5  | 8,6  | 10,2 | 5,1  | 5,2  | 5,6  | 6,0  | 5,2  | 5,6  |
|                | Seca   | 33,2 | 17,7 | 18,2 | 17,2 | 23,6 | 18,5 | 16,0 | 16,6 | 19,3 | 7,8  | 8,0  | 9,1  | 10,3 | 11,3 | 7,9  |
| GUACOLDA 4     | Húmeda | 13,5 | 6,2  | 6,4  | 8,0  | 7,0  | 6,0  | 5,7  | 6,6  | 7,3  | 6,0  | 5,8  | 6,7  | 6,7  | 7,0  | 6,3  |
|                | Media  | 19,4 | 7,7  | 7,6  | 9,7  | 12,1 | 11,6 | 7,8  | 9,2  | 9,5  | 6,3  | 6,1  | 7,3  | 6,6  | 7,6  | 7,1  |
|                | Seca   | 33,5 | 16,6 | 15,5 | 17,4 | 23,5 | 18,2 | 16,3 | 17,8 | 20,7 | 11,6 | 11,6 | 13,6 | 14,6 | 15,3 | 12,4 |
| GUACOLDA 5     | Húmeda | 12,3 | 6,4  | 6,5  | 7,1  | 6,8  | 5,8  | 5,8  | 6,9  | 7,5  | 6,5  | 6,3  | 7,7  | 7,3  | 7,1  | 6,6  |
|                | Media  | 18,0 | 7,4  | 7,2  | 9,0  | 11,5 | 10,4 | 7,2  | 9,6  | 9,2  | 6,4  | 6,6  | 8,0  | 7,5  | 8,1  | 7,7  |
|                | Seca   | 31,3 | 15,9 | 15,6 | 17,1 | 22,4 | 17,7 | 16,0 | 17,8 | 20,4 | 14,0 | 12,2 | 15,5 | 15,9 | 15,4 | 14,5 |
| NUEVA VENTANAS | Húmeda | 11,0 | 9,7  | 9,4  | 9,3  | 9,1  | 8,9  | 8,9  | 8,8  | 9,5  | 9,4  | 9,4  | 9,4  | 9,0  | 9,1  | 8,9  |
|                | Media  | 11,0 | 9,7  | 9,4  | 9,3  | 9,1  | 8,9  | 8,9  | 8,8  | 9,5  | 9,4  | 9,4  | 9,4  | 9,0  | 9,1  | 8,9  |
|                | Seca   | 11,4 | 9,7  | 9,4  | 9,6  | 13,0 | 8,9  | 8,9  | 8,8  | 11,0 | 9,4  | 9,4  | 9,4  | 11,2 | 10,0 | 10,1 |
| CAMPICHE       | Húmeda | 13,0 | 11,5 | 11,1 | 11,0 | 10,7 | 10,5 | 10,5 | 10,4 | 11,2 | 11,1 | 11,1 | 11,1 | 10,6 | 10,8 | 10,5 |
|                | Media  | 13,0 | 11,5 | 11,1 | 11,0 | 10,7 | 10,5 | 10,5 | 10,4 | 11,2 | 11,1 | 11,1 | 11,1 | 10,6 | 10,8 | 10,5 |
|                | Seca   | 13,0 | 11,5 | 11,1 | 11,0 | 10,7 | 10,5 | 10,5 | 10,4 | 11,2 | 11,1 | 11,1 | 11,1 | 10,6 | 10,8 | 10,5 |
| SANTA MARIA    | Húmeda | 13,4 | 11,9 | 11,7 | 11,8 | 11,5 | 11,2 | 11,2 | 11,2 | 12,0 | 11,9 | 11,8 | 11,9 | 12,5 | 16,8 | 12,5 |
|                | Media  | 20,9 | 13,0 | 13,2 | 17,3 | 23,3 | 23,1 | 12,5 | 16,7 | 18,6 | 16,4 | 13,0 | 16,3 | 14,7 | 27,1 | 19,5 |
|                | Seca   | 51,1 | 37,1 | 34,3 | 44,1 | 59,4 | 64,3 | 37,7 | 47,9 | 50,9 | 39,7 | 37,0 | 51,5 | 48,2 | 61,9 | 45,4 |

## 5.3.2 Restricciones contractuales

La reconversión de centrales térmicas a carbón en Chile enfrenta desafíos contractuales que pueden condicionar la viabilidad y el ritmo de los procesos de transformación. Entre los principales factores destacan las restricciones contractuales y financieras, que se manifiestan en: la vigencia de contratos de suministro y las obligaciones financieras con acreedores.

### 5.3.2.1 Obligaciones financieras

Aunque no se dispone de datos específicos sobre los pasivos financieros asociados a las unidades, la baja antigüedad de las centrales sugiere que, en algunos casos, aún se mantienen obligaciones con acreedores, asociadas a la deuda contraída para su construcción. Se debe distinguir si la deuda está asociada a la central en particular o se tiene un financiamiento corporativo.

## 5.4 Sociales

La transición energética en Chile implica el cierre o reconversión de centrales termoeléctricas a carbón, proceso que conlleva importantes desafíos sociales para las comunidades y territorios donde estas se emplazan. Entre los principales desafíos destacan la pérdida de empleos de alta calidad, que afecta directamente a trabajadores especializados y a la economía local. En general, la reconversión a usos energéticos (gas, biomasa, motores, BESS, CS) reduce la intensidad de empleo respecto a la operación a carbón, especialmente en alternativas como BESS y CS. Solo la reconversión a gas,  $\text{NH}_3$  o motores podría mantener parte del empleo, aunque en menor escala. El empleo portuario solo se conservaría en la alternativa de co-combustión con  $\text{NH}_3$ . La reconversión a usos no energéticos (*data center*) puede generar empleo en las etapas de construcción y operación, pero requiere perfiles distintos y no necesariamente absorbe la mano de obra local desplazada.

Además, existe el riesgo de un potencial abandono de los sitios industriales, lo que puede generar impactos negativos duraderos en el desarrollo territorial, incluyendo deterioro urbano, pérdida de actividad económica y disminución de oportunidades para nuevas inversiones.

### 5.4.1 Pérdida de empleos de alta calidad

Las centrales a carbón generan un número significativo de empleos directos, indirectos e inducidos, muchos de ellos de alta calidad en términos de remuneración, estabilidad y condiciones laborales, particularmente si se compara con el entorno local donde están emplazadas las unidades.

Los trabajadores contratados directamente por las empresas generadoras suelen percibir salarios superiores al promedio nacional y regional, además de contar con mayores niveles de capacitación y estabilidad laboral. El cierre o reconversión de estas centrales implica la desaparición de estos puestos de trabajo, afectando no solo a los trabajadores directos, sino también a los de empresas contratistas, trabajadores indirectos y empleos inducidos en la economía local [13].



En las comunas más dependientes de la actividad termoeléctrica, la pérdida de estos empleos puede tener un impacto significativo en la economía local, especialmente considerando que las alternativas laborales disponibles suelen ofrecer menores salarios, menor estabilidad y peores condiciones laborales. Además, existe el riesgo de que la reconversión laboral no logre mantener el nivel salarial ni la calidad del empleo, lo que puede afectar la calidad de vida de los trabajadores y sus familias, particularmente de aquellos que no están en edad cercana a jubilación, y generar resistencia social al proceso de transición [13].

La energía que estas unidades aportan es altamente probable que sea estacional; mientras que los atributos que se requieren continuamente, como son capacidad de corto circuito e inercia no son recursos técnicos reconocidos en el esquema actual de mercado. Por su parte, la capacidad de control dinámico de tensión, por sí sola, no genera una remuneración suficiente para mantener los activos con sus actuales operaciones.

Debido al declive natural en el despacho de algunas unidades, es probable que la reconversión hacia activos que generen energía no sea rentable ni recomendable en todos los casos bajo el esquema actual de mercado, particularmente en aquellas operaciones que deben cubrir altos costos fijos y no tienen sinergias compartidas con otras operaciones.

Algunas unidades podrían transformarse en activos menos intensivos en empleo, por lo que la pérdida de puestos de trabajos seguirá siendo un fenómeno presente, incluso con reconversión.

## 5.4.2 Abandono de sitios

Uno de los riesgos sociales más relevantes asociados al cierre de centrales a carbón es la posibilidad de que, en ausencia de un plan de reconversión o redesarrollo viable, el emplazamiento quede abandonado bajo la modalidad de “retiro en frío y oscuro”. Esta alternativa implica el cierre de la planta, la demolición parcial de algunas estructuras, una remediación ambiental limitada y el cierre físico del sitio, restringiendo el acceso y dejándolo sin un uso productivo definido [14]. El abandono de instalaciones industriales puede generar múltiples impactos negativos para las comunidades locales:

- **Degradación urbana y estigmatización:** la presencia de instalaciones abandonadas deteriora el entorno, afecta la percepción de seguridad y genera estigmatización, dificultando la atracción de nuevas inversiones y el desarrollo de actividades alternativas.
- **Pérdida de oportunidades de desarrollo:** el cierre sin redesarrollo impide reutilizar la infraestructura para nuevos proyectos industriales, energéticos o de servicios, desaprovechando activos valiosos y frenando el dinamismo económico local.
- **Impactos ambientales y sociales no resueltos:** el retiro en frío y oscuro suele implicar una remediación mínima, dejando pasivos ambientales sin resolver y riesgos para la salud. Además, la ausencia de procesos participativos en la definición del futuro del sitio puede generar conflictos sociales y desconfianza hacia autoridades y empresas responsables.



# 6

## Alternativas para facilitar una reconversión

A nivel general, la descarbonización de un sector eléctrico enfrenta desafíos crecientes a medida que se avanza hacia niveles superiores al 90% de reducción de emisiones. Si bien las primeras etapas del proceso pueden lograrse con costos relativamente moderados, los últimos tramos, aquellos que buscan eliminar las emisiones residuales, presentan incrementos de costos significativos [15]. Estudios internacionales muestran que, mientras reducciones del orden del 85% pueden alcanzarse con costos de abatimiento inferiores a 150 USD/tonCO<sub>2</sub>, la eliminación completa de las emisiones puede superar los 1.000 USD/tonCO<sub>2</sub> en ciertos escenarios. La magnitud de este aumento no es igual en todos los sistemas eléctricos: depende de las características propias de cada sistema (por ejemplo, la disponibilidad horaria y estacional de recursos renovables, la infraestructura existente, los costos de inversión y operación de nuevas tecnologías, la flexibilidad de la demanda, y restricciones técnicas o regulatorias).

La mayor parte de la reducción de emisiones se logra con tecnologías existentes (solar, eólica, almacenamiento, eficiencia, flexibilidad de demanda), pero no son suficientes para la descarbonización total. Para cubrir los periodos críticos se necesita generación térmica flexible o tecnologías emergentes que las reemplacen, aunque su desarrollo y costos son inciertos [15]. Este fenómeno se explica por cuatro desafíos comunes en la transición energética [15]:

1. **Mantener la confiabilidad del sistema en condiciones climáticas extremas.**
2. **Planificar en un contexto de alta incertidumbre tecnológica**, donde no es seguro si emergerán soluciones como hidrógeno, combustibles sintéticos, geotermia, nuclear o captura de carbono.
3. **Mitigar el aumento abrupto de costos** al acercarse a la descarbonización total.
4. **Transformar el sistema a la velocidad requerida por las políticas**, considerando restricciones en permisos, interconexión, cadena de suministro y plazos de desarrollo de infraestructura.

En sistemas eléctricos donde se permite una cantidad limitada de emisiones de GEI, la planificación puede orientarse a maximizar el uso de recursos limpios durante la mayor parte del año, reservando la operación de centrales fósiles únicamente para situaciones excepcionales de alta demanda y baja generación renovable. Esta estrategia permite mantener la confiabilidad del sistema y reducir significativamente las emisiones anuales, ya que el factor de planta de las unidades fósiles puede ser tan bajo como un 2% anual. Sin embargo, al avanzar hacia metas de electricidad 100% limpia, esta flexibilidad desaparece, exigiendo soluciones tecnológicas adicionales aún no existentes para cubrir los periodos críticos sin recurrir a generación fósil. Aunque los planificadores cuentan actualmente con herramientas robustas para diseñar sistemas profundamente descarbonizados, la eliminación total de emisiones plantea desafíos técnicos y económicos mucho más complejos, especialmente en lo referente a CMg y confiabilidad en escenarios extremos [15].

A nivel global han surgido mecanismos destinados a impulsar la transición del carbón hacia fuentes de energía más limpias, incentivando el retiro anticipado de la infraestructura asociada a este combustible. Estos instrumentos, conocidos como **mecanismos de transición del carbón (CTM)**, son herramientas financieras diseñadas para facilitar que generadores, consumidores y otros actores clave avancen en la descarbonización. Aunque se han comprometido miles de millones de dólares (MMUSD) para impulsar esta transición, la mayor parte de esos recursos aún no se ha implementado. No obstante, en los últimos años han comenzado a materializarse los primeros CTM que permiten el retiro anticipado de plantas a carbón, mecanismos que se analizan en esta sección [16].

La Tabla 13 presenta una comparación de los mecanismos internacionales utilizados para incentivar el retiro y reconversión de centrales a carbón y su aplicabilidad en Chile. En las secciones sucesivas se explica cada mecanismo en detalle.

Tabla 13: Comparación de los mecanismos internacionales utilizados para incentivar el retiro y reconversión de centrales a carbón y su aplicabilidad en Chile.

Fuente: Elaboración propia.

| Mecanismo                                                              | Objetivo                                                                                                             | funcionamiento                                                                                                       | Condiciones clave                                                                                                    | Ventajas                                                                                                        | Limitaciones para Chile                                                                                                  | Replicabilidad                                                                               |
|------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Results-Based Loan (RBL)</b>                                        | Acelerar retiros/reconversión a través de préstamos cuyo costo se ajusta según cumplimiento de metas.                | Préstamo con incentivos asociados al cumplimiento de KPIs.                                                           | KPIs medibles, metodología verificable, sistemas de monitoreo, disponibilidad de financiamiento favorable.           | Alinea resultados con beneficios financieros puede incentivar cierres anticipados.                              | Menor despacho futuro conlleva impacto limitado asociado al cierre.                                                      | Media, aunque con menor efectividad futura                                                   |
| <b>Project Sale to SPV</b>                                             | Trasladar la propiedad de un activo a carbón a un vehículo de propósito especial que gestione su operación y retiro. | Creación SPV que compra la planta, reestructuración deuda/capital, operación y planificación de cierre.              | Existencia de flujos estables o contratos que permitan sostener al SPV, incentivos del propietario a vender.         | Permite retiro sin exponer al propietario, facilita reestructuración y transición ordenada.                     | Pocos contratos firmes, bajo despacho proyectado, nuevos dueños (fondos) pueden no tener incentivos.                     | Baja, dado que los flujos futuros son impredecibles.                                         |
| <b>Créditos de Carbono</b>                                             | Generar ingresos por reducción de emisiones mediante retiro acelerado del carbón.                                    | Certificación de línea base y proyecto, reemplazo por renovables, verificación, y generación de créditos transables. | PPA $\geq 20$ años, ingresos netos positivos, valor razonable positivo, transición justa, reemplazo renovable nuevo. | Crea flujo adicional e integra salvaguardas sociales.                                                           | Muchas plantas no cumplen requisitos (PPA, ingresos, rentabilidad), bajas emisiones implican bajos ingresos potenciales. | Baja-Media, muy restringida en el contexto chileno, aplicable solo en algunos casos con PPA. |
| <b>Renegotiate, Refinance, Redevelop (3R)</b>                          | Permitir cierre temprano mediante renegociación de contratos, refinanciamiento acotado y reconversión del sitio.     | (1) Ajuste/terminación de contratos, (2) refinanciamiento alineado a retiro próximo, (3) reconversión del sitio.     | PPA robustos, activos con deuda refinanciable.                                                                       | Integra beneficios económicos, retiro ordenado y uso productivo del sitio.                                      | Pocos PPA vigentes, PPA mineros cubren solo fracción de la capacidad, algunas plantas sin deuda.                         | Baja-Media, aplicable sólo a casos muy específicos con PPA vigente.                          |
| <b>Plataformas Multilaterales de Transición (CIF-ACT + JETP + ETM)</b> | Mobilizar financiamiento internacional para acelerar retiro de carbón, impulsar TJ y reconversión de activos.        | Fondos se asignan a retiro de carbón, ERNC, BESS y programas sociales.                                               | País con alta dependencia del carbón, gran potencial de reducción de emisiones, necesidades de apoyo económico.      | Gran escala, combina inversión, asistencia técnica y TJ, permite retiros acelerados y reconversión de regiones. | Chile no calza el perfil: baja participación del carbón, efecto marginal de retiro, emisiones residuales bajas.          | Muy baja, hay otros mercados más atractivos donde el financiamiento tendrá mayor efecto.     |

## 6.1 **Results-Based Loan Incentive: Tocopilla (Chile)**

Un *Results-Based Loan Incentive* (RBL), incentivo de préstamo basado en resultados, es un mecanismo financiero diseñado para **vincular beneficios económicos de un préstamo con el logro de resultados específicos**, en este caso asociados a la descarbonización. Este tipo de instrumento se estructura de modo que el prestatario accede condiciones financieras más favorables (por ejemplo, reducción de la tasa de interés, condonación parcial de intereses o incentivos adicionales) en función del cumplimiento de metas previamente definidas y verificables. Los resultados pueden estar asociados a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), a la descarbonización de activos, a la implementación de tecnologías limpias u otros indicadores ambientales o sociales relevantes.

Sus características principales son:

- **Condiciones variables:** el costo final del préstamo depende del grado de cumplimiento de los objetivos pactados entre las partes.
- **Metas verificables:** los incentivos se activan solo si se demuestra, mediante metodologías reconocidas, que se han alcanzado los objetivos establecidos.
- **Enfoque en impacto:** el mecanismo busca alinear los intereses financieros del prestatario con los objetivos de sostenibilidad, acelerando la transición hacia modelos más limpios y eficientes.

Este mecanismo se aplicó exitosamente en Chile para acelerar el cierre de las unidades Tocopilla U14 y U15. Engie recibió, a principios del año 2021, un financiamiento total de 125 MMUSD: 110 MMUSD en préstamo comercial y 15 MMUSD en préstamo concesional del *Climate Investment Fund* (CIF) para financiar la construcción, operación y mantenimiento de su parque eólico Calama (151 MW) [16] [17], que entró en operación a mediados del año 2021. El financiamiento se estructuró de la siguiente forma [16]:

- 74 MMUSD de préstamo comercial del IDB Invest (a tasa de interés de mercado).
- 36 MMUSD de préstamo comercial del China Fund for Co-financing in Latin America (a tasa de interés de mercado).
- 15 MMUSD de préstamo concesional del CIF *Clean Technology Fund* (CTF) (que incluye un mecanismo de monetización del carbono).

Los dos primeros préstamos (por 110 MMUSD), se otorgaron a tasa variable y son pagaderos en 16 cuotas de montos distintos, comenzando el 15 de junio de 2025 y terminando el 15 de diciembre de 2032 [17]. La tasa variable está referenciada al *Secured Overnight Financing Rate* (SOFR), un indicador internacional basado en transacciones reales del mercado de préstamos garantizados por bonos del Tesoro de EE.UU. Para cubrir el riesgo de fluctuación de la tasa, Engie contrató derivados



del tipo *swap* de tasa de interés con el Banco de Chile, por un monto nacional equivalente al 50% del capital del préstamo a tasa variable. Con ello, la tasa SOFR quedó fijada en una tasa promedio de 4,15% anual sobre un monto nacional de 55 MMUSD [17].

El crédito del CIF se estructuró como un préstamo *bullet* (pago único al vencimiento) con una tasa de interés en dos niveles: primero, una tasa fija mínima del 1% anual, pagadera semestralmente; y segundo, la diferencia entre esa tasa y la tasa variable del préstamo otorgado por IDB Invest, la cual se difiere y capitaliza para ser pagada al vencimiento del préstamo [16], el 15 de diciembre de 2032 [17].

Además, el préstamo del CIF incorpora un mecanismo de precio al carbono, que **descuenta 3 USD por cada tonelada evitada de CO<sub>2</sub>** del monto de intereses diferidos y capitalizados, según las emisiones reducidas por el retiro anticipado de las unidades de Tocopilla. Este descuento se aplica al momento del vencimiento del préstamo, incentivando financieramente la descarbonización [16].

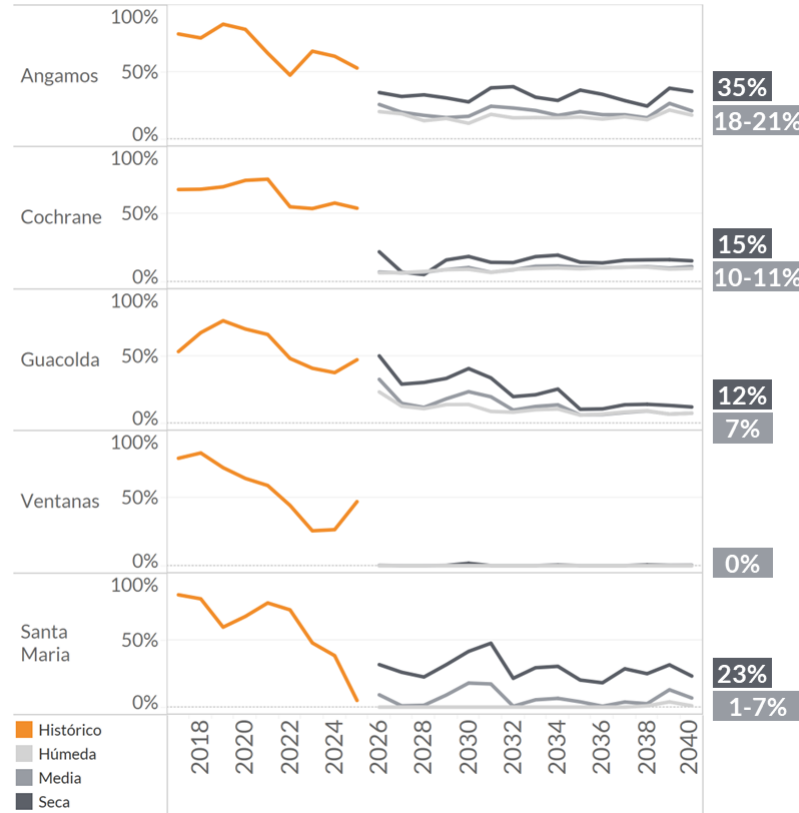
Las emisiones evitadas por el retiro anticipado de las unidades U14 y U15 se contabilizan solo hasta mayo del año 2024, fecha inicialmente comprometida para su retiro. Por ende, el retiro anticipado que ocurrió en el año 2022 es el que permite generar esas reducciones de emisiones. A pesar de que aún no se dispone del cálculo definitivo, las estimaciones preliminares del *Rocky Mountain Institute* (RMI) calculan entre 500 y 700 mil tonCO<sub>2</sub> evitadas, lo que equivaldría a una rebaja de entre 1,5 y 2,1 MMUSD en los intereses del crédito pagable al vencimiento [16].

La metodología de cálculo para estimar la reducción de emisiones fue desarrollada por IDB Invest y WSP, tomando como referencia metodologías del CDM. Para estimar las emisiones asociadas al carbón desplazadas, se considera el mínimo entre la generación anual promedio de la unidad térmica en los últimos tres años, y la generación anual de la nueva central renovable que la reemplaza. A esto se le aplica el factor de emisión de la central a carbón retirada y se suman las emisiones del proyecto renovable, en caso de existir [18].

Esta metodología tiene dos desafíos asociados. El primero hace referencia a la metodología de cálculo de reducción de emisiones. Considerar que la energía gestionable, con capacidad de responder a aspectos estacionales, y que además provee inercia y potencia de cortocircuito, es equiparable a generación solar, eólica o de BESS es una simplificación que era razonable en el año 2022, cuando el margen de reserva del sistema era alto. Sin embargo, en el año 2035 se espera que las centrales a carbón operen solo en épocas secas o por razones de seguridad. Por ende, el reemplazo por energía renovable no necesariamente será un aporte al sistema **y la metodología utilizada en este caso no será aplicable a ese contexto futuro**. En sistemas con alta integración renovable variable, las metodologías de cálculo de reducción de emisiones que utilizan un balance de energía anual dejan de tener sentido, ya que la operación del sistema no depende únicamente de balances energéticos, sino de la capacidad de cubrir la demanda en condiciones críticas y de mantener parámetros de estabilidad. La reducción de emisiones debiera evaluarse considerando un balance horario, la disponibilidad de recursos flexibles y los requerimientos de servicios complementarios.

Por otro lado, se espera que la generación de las centrales térmicas en el año 2035 sea significativamente menor en comparación con el contexto observado en el año 2022 (Figura 18<sup>42</sup>). Esto implica que el retiro anticipado de una central tendrá un impacto en la reducción de emisiones más limitado que en el pasado, o que el observado en sistemas con mayor presencia de carbón. En consecuencia, la utilización de mecanismos de precio al carbono que premian las emisiones evitadas será considerablemente menos efectiva, ya que el volumen de emisiones que se pueden evitar será reducido y se produce en condiciones muy particulares de necesidades del sistema eléctrico ya que el despacho se realizaría principalmente por restricciones de seguridad o necesidades de respuesta en condiciones de estrechez. Es probable que este simplemente sea reemplazado por despacho de otras centrales térmicas, en cuyo caso el aporte del retiro sería nulo.

Figura 18: Factor de planta histórico y proyectado de las centrales térmicas a carbón.<sup>43</sup>  
Fuente: Elaboración propia.



<sup>42</sup> Despacho de unidades depende de la competitividad frente a otras unidades térmicas y restricciones de seguridad (locales y sistémicas). En las condiciones evaluadas, unidades de Ventanas tienen bajo despacho, no obstante, ante cambios en la competitividad dicha condición puede cambiar de manera significativa. Restricciones de seguridad emergentes también afectan el despacho. La evaluación realizada no considera últimos requerimientos de inercia definidos por el CEN en noviembre de 2025.

<sup>43</sup> Despacho de unidades depende de la competitividad frente a otras unidades térmicas y restricciones de seguridad (locales y sistémicas). En las condiciones evaluadas, unidades de Ventanas tienen bajo despacho, no obstante, ante cambios en la competitividad dicha condición puede cambiar de manera significativa. Restricciones de seguridad emergentes también afectan el despacho. La evaluación realizada no considera últimos requerimientos de inercia definidos por el CEN en noviembre del año 2025.

## 6.2 Project Sale to Special Purpose Vehicle: SLTEC (Filipinas)

El mecanismo de *Project Sale to Special Purpose Vehicle (SPV)* es una estructura financiera utilizada para facilitar la transición de activos energéticos, especialmente en procesos de descarbonización y retiro de centrales a carbón. Consiste en la transferencia de la propiedad de una planta de generación eléctrica (o de un portafolio de activos) desde el propietario original a un vehículo de propósito especial, creado específicamente para administrar el activo durante su vida remanente y gestionar su retiro anticipado [16]. El mecanismo se describe a continuación:

- 1 Creación del SPV:** se constituye una entidad jurídica independiente (SPV) cuyo único objetivo es adquirir, operar y eventualmente retirar el activo energético. El SPV puede estar capitalizado por deuda y/o capital de diversos inversionistas, incluyendo fondos institucionales, bancos, aseguradoras, entre otros.
- 2 Venta del activo:** el propietario original vende la totalidad o parte de su participación en la planta o portafolio al SPV. Esta transacción permite al propietario liberar capital y, en muchos casos, cumplir con metas de descarbonización o transición energética.
- 3 Reestructuración financiera:** el SPV suele reestructurar la deuda y el capital del activo, accediendo a condiciones financieras más competitivas y alineadas con el horizonte de retiro anticipado. Esto puede incluir la emisión de deuda a largo plazo, la entrada de nuevos socios, o la refinanciación de obligaciones existentes.
- 4 Gestión operativa y contractual:** el SPV asume la operación del activo, pero puede mantener contratos de suministro eléctrico (PPA), contratos de operación y mantenimiento (O&M), o acuerdos de recompra con el propietario original. Estos contratos aseguran la continuidad operativa y la gestión responsable del cierre.
- 5 Retiro anticipado y transición:** el SPV planifica y ejecuta el retiro anticipado del activo, gestionando la reducción de emisiones y la transición hacia tecnologías más limpias. Los beneficios ambientales y sociales pueden ser monetizados mediante mecanismos de créditos de carbono, financiamiento climático o reinversión en energías renovables.

Este mecanismo fue aplicado en Filipinas para acelerar el cierre de la central a carbón de *South Luzon Thermal Energy Corporation's* (SLTEC), compuesta por dos unidades (de 135 MW cada una), puestas en operación en los años 2015 y 2016. Entre los años 2019 y 2021, ACEN adquirió progresivamente el 100% de las acciones de SLTEC, convirtiéndose en propietaria de la central. De forma paralela, la empresa firmó un PPA con SLTEC que la obliga contractualmente a adquirir su energía hasta el año 2040, y un contrato con Meralco de reventa de la energía hasta el año 2029 [16]. Para avanzar en sus compromisos corporativos de ser una empresa 100% renovable al 2025, ACEN buscó desprenderse del activo; pero, en lugar de vender la central a un comprador que la



operaría por toda su vida útil, optó por venderlo a un mecanismo que permitiera acelerar su retiro, el SPV [16].

En el año 2022 se estructuró financieramente el SPV que adquiriría SLTEC, levantando 314 MMUSD. De ellos, 247 MMUSD correspondieron a deuda proporcionada por dos bancos locales (RCBC y BPI), mientras que 67 MMUSD provinieron de inversionistas institucionales con un costo de capital competitivo, incluidos *Insular Life Insurance*, el fondo de pensiones GSIS de Filipinas y EPHI. Este último es un holding perteneciente al propio grupo ACEN, lo que permitió que la empresa mantuviera indirectamente una participación en la planta y continuara obteniendo ingresos por su operación. Además, ACEN retuvo una opción de compra que le permite recomprar la planta a partir del año 2030. Del total movilizado por el SPV, 184 MMUSD se destinaron a refinanciar la deuda existente de la central y cubrir los costos de la transacción, mientras que los 130 MMUSD restantes quedaron disponibles para que ACEN los reinvierta en nuevos proyectos de energía renovable [16].

Aunque la central pasó a propiedad del SPV, ACEN mantuvo un rol activo debido a tres contratos que siguieron vigentes: el PPA hasta el año 2040 que asegura la compra de toda la energía de SLTEC, quien tiene un contrato de O&M con ACEN para gestionar la confiabilidad de la planta, la seguridad y al personal, y la ya mencionada opción de compra futura. Esta continuidad contractual redujo significativamente los riesgos para los financiadores, quienes podían contar con ingresos estables y una operación gestionada por un actor experimentado. La estructura del SPV también contribuyó a disminuir riesgos, ya que permitió reemplazar capital más costoso por deuda y capital de menor costo, especialmente deuda de mayor plazo proveniente de inversionistas institucionales. Además, la participación de instituciones financieras locales facilitó un cierre más expedito de la transacción, evitando procesos más prolongados que a veces requieren los inversionistas internacionales, y al estar dispuestas a proporcionar financiamiento a un activo a carbón que operará por aproximadamente 18 años más, algo que no habría sido posible para instituciones financieras internacionales con políticas de exclusión de carbón. Gracias a esta estructura, la venta del SLTEC de ACEN al SPV permitiría reducir la vida útil del activo en 25 años, con un retiro anticipado en el año 2040 [16]. El mecanismo no sólo permitió a ACEN avanzar en su transición hacia un portafolio renovable, también creó un camino financieramente viable para retirar de forma anticipada un activo a carbón en un mercado donde los inversionistas internacionales no habrían estado dispuestos a financiarlo.

La viabilidad de replicar este mecanismo en Chile depende de contar con un actor interesado capaz de estructurar el SPV. Dado que dos de los cuatro complejos a carbón restantes en el país ya han sido transferidos a fondos de inversión, replicar este modelo en los activos restantes podría resultar más complejo en aquellos casos en que los nuevos propietarios no tengan incentivos para adelantar el cierre de las unidades y desarrollar una reconversión del uso del terreno. Este mecanismo fue viable porque la planta contaba con ingresos futuros asegurados mediante un PPA, lo que otorgaba certidumbre a los flujos de caja del SPV y reducía significativamente el riesgo para los inversionistas. En contraste, este no es el caso de Chile, donde las centrales a carbón candidatas a un mecanismo similar enfrentan una expectativa de generación futura reducida. Las ventas de

activos a carbón en Chile no han tenido objetivos de retiro acelerado ni reconversión, por lo que no constituyen vehículos de propósito especial.

## 6.3 Créditos de carbono: certificados de reducción de emisiones

Los créditos de carbono son instrumentos que representan reducciones verificadas de emisiones de GEI y se utilizan para financiar acciones climáticas mediante su comercialización en mercados voluntarios o regulados. Su integridad ambiental depende de procesos de verificación rigurosos, los cuales son realizados por diversas instituciones y estándares internacionales que certifican que las reducciones sean reales, entre las que destacan organismos como Verra, Gold Standard, entre otros.

Verra es una organización sin fines de lucro fundada en el año 2007, que establece estándares globales para abordar la acción climática y el desarrollo sostenible. Entre sus diversos programadas se encuentra el *Verified Carbon Standard* (VCS), un programa que certifica proyectos de reducción y eliminación de emisiones de GEI. Los proyectos registrados bajo esta metodología deben cumplir con requisitos estrictos para garantizar que las reducciones de carbono sean reales, medibles y verificables. Una vez certificado, Verra genera créditos por las Unidades de Carbono Verificadas (VCU) equivalentes a la cantidad de CO<sub>2</sub> reducido o eliminado, los que pueden posteriormente ser comercializados en mercados voluntarios o de cumplimiento, obteniendo ingresos adicionales por sus esfuerzos de sostenibilidad [19].

Verra lanzó durante el primer semestre del año 2025 su nueva metodología **VM0052, “Retiro acelerado de centrales térmicas a carbón con una transición justa”** (*Accelerated Retirement of Coal-Fired Power Plants Using a Just Transition*), que permite generar VCU a proyectos que adelantan el cierre de centrales a carbón y las reemplazan con energía renovable nueva y adicional. Este enfoque cuantifica las emisiones evitadas y exige salvaguardas sociales, como creación de empleo local y acceso a energía, para proteger a las comunidades afectadas. La metodología fue desarrollada dentro de la Coal to Clean Credit Initiative, respaldada por The Rockefeller Foundation [20].

### Principios y condiciones de aplicabilidad [20]

- La metodología exige que el retiro acelerado de la central a carbón esté vinculado a un plan de transición justa, desarrollado y financiado conforme a los requisitos específicos de Verra (VMD0061). Este plan debe mitigar los impactos negativos sobre trabajadores, contratistas y comunidades locales, asegurando inclusión, representación y transparencia en el proceso. Debe incluir participación de la comunidad, medidas para mitigar la pérdida de empleo y fuentes de financiamiento [21].
- La central debe haber iniciado construcción antes del 31 de diciembre de 2021 y contar con un PPA de al menos 20 años, firmado antes del 31 de diciembre de 2023.

- La central a carbón debe tener ingresos netos anuales positivos después de impuestos durante los tres años previos a la validación y al retiro acelerado.<sup>44</sup> Además, el valor razonable (*fair value*) de la central a carbón debe ser positivo al momento de la validación y del retiro acelerado, y se determina siguiendo estándares internacionales de contabilidad (por ejemplo, IFRS 13). Esto asegura que el activo tiene valor económico real y que su retiro anticipado representa una reducción adicional de emisiones.
- El operador del sistema certifica que el retiro anticipado de la central no afectará de forma negativa las tarifas a los consumidores, acceso a electricidad, estabilidad de la red y seguridad del suministro, basados en un estudio de confiabilidad del sistema y de impacto tarifario.
- Esta metodología no aplica a plantas desmanteladas, reconvertidas para seguir usando combustibles fósiles incluyendo co-combustión con otros energéticos.
- La energía de la central a carbón debe ser reemplazada por nueva capacidad renovable. Esta metodología prohíbe la doble contabilización de reducciones de emisiones. Por ejemplo, no permite reclamar certificados de energía renovable (I-RECs) por la misma generación.

### Reemplazo renovable y límites del proyecto

El mecanismo requiere que la capacidad retirada se reemplace con generación renovable nueva, que puede ser solar, eólica, hidroeléctrica de pasada, geotérmica, mareomotriz, biogás, biomasa o residuos, con o sin BESS, entre otras tecnologías. Al menos el 10% de la capacidad retirada debe estar cubierta por renovables al inicio del proyecto, y al menos el 40% al final del primer período de acreditación. El límite del proyecto incluye tanto la central retirada como las fuentes renovables asociadas, considerando también las emisiones de “fuga” por generación adicional en la red que no sea cubierta por renovables, en caso de existir [20].

### Cálculo de reducciones de emisiones

Las reducciones de emisiones se calculan como la diferencia entre las emisiones que habría generado la central a carbón si hubiese seguido operando (escenario línea base) y las emisiones reales del proyecto, incluyendo las asociadas a la generación renovable y las fugas por generación adicional en la red en caso de existir [20].

- 6 **Emisiones de línea base:** Corresponden a las emisiones de CO<sub>2</sub> que la central a carbón habría producido entre la fecha de retiro acelerado y la fecha de retiro programado (*base-line retirement date*). Se calculan multiplicando, para cada año, la generación eléctrica neta esperada de la central (determinada por su capacidad instalada y su factor planta histórico) por el factor de emisión específico del carbón utilizado.

---

<sup>44</sup> No se generan créditos por reducción de emisiones cuando el cierre de una planta corresponde a una instalación que ya no era rentable, dado que en ese caso no existiría adicionalidad.

El factor de planta se calcula como el mínimo entre los promedios de los últimos 3 o 5 años anteriores a la fecha de validación del proyecto y los 3 o 5 años anteriores a la fecha de retiro acelerado. Además, la metodología exige que este cálculo se compare con el factor de planta del año de cálculo de al menos dos centrales de referencia similares en el país. El valor final utilizado es el mínimo entre el factor de planta de las centrales de referencia y el histórico de la central retirada.

- 7 Emisiones del proyecto:** Incluyen las emisiones de las plantas renovables que reemplazan la generación retirada. Para tecnologías como solar, eólica, mareomotriz y undimotriz, estas emisiones son nulas. Para otras tecnologías (biomasa, geotermia, hidroeléctrica de embalse, residuos), se aplican metodologías específicas para cuantificar las emisiones asociadas.
- 8 Emisiones de fuga:** Son las emisiones adicionales que se generan en el sistema eléctrico cuando la generación renovable no cubre completamente la capacidad retirada y el déficit es suplido por otras plantas de la red (por ejemplo, gas o carbón). Se calcula el volumen de electricidad no cubierta por renovables y se multiplica por el factor de emisión combinado de la red, considerando también las fugas de metano en el caso de generación a gas. Este balance se hace en base anual.
- 9 Fórmula general:** La reducción neta de emisiones se determina año a año como:

$\text{Reducc. de emisiones}_y = \text{Emisiones línea base}_y - \text{Emisiones proyecto}_y - \text{Emisiones de fuga}_y$

### Monitoreo y verificación

El proyecto debe implementar un plan de monitoreo robusto, que incluya medición de generación eléctrica, consumo de combustibles, factores de emisión y cumplimiento del plan de transición justa. Se exige la calibración de equipos, control de calidad de datos y almacenamiento seguro de registros. Además, se debe verificar que no se construyan nuevas centrales a carbón ni se amplíe la capacidad existente durante el período de acreditación, y que el desmantelamiento de equipos y la remediación ambiental se realicen conforme a estándares técnicos y regulatorios [20].

**Si bien este mecanismo podría aplicar para las centrales de Chile, presenta algunos problemas que pueden limitar su utilidad.** En primer lugar, la metodología exige que la central a carbón cuente con ingresos netos anuales positivos después de impuestos y un valor razonable positivo al momento de la validación y del retiro acelerado, condiciones que pueden ser difíciles de cumplir en el contexto chileno, donde muchas centrales presentan expectativas de generación y rentabilidad decrecientes. Además, se requiere que la central tenga un contrato de suministro eléctrico de al menos 20 años firmado antes de fines de 2023. Ninguna central tiene un contrato posterior al 2040.

Por otro lado, la metodología busca que el retiro anticipado no afecte la estabilidad del sistema eléctrico ni las tarifas a los consumidores. Si las centrales se retiran y los atributos de generación flexible estacional, corriente de cortocircuito, inercia, no son reemplazados por otros activos, la confiabilidad del sistema se estaría comprometiendo, por lo que el mecanismo podría no aplicar.

Finalmente, la obligación de reemplazar la capacidad retirada con nueva generación renovable que reemplace la generación térmica en base anual es un requisito insuficiente para el contexto del proceso de transición energética en Chile. Esto ya que, durante la próxima década, la generación térmica estará asociada principalmente a requisitos de seguridad del sistema, a generación estacional cuando más se necesita, y a generación local para responder a contingencias prolongadas en el sistema de transmisión. Por ende, el reemplazo por energía renovable, simplemente basado en contabilidad anual de inyecciones, no será un aporte al sistema **y la metodología utilizada en este caso no será aplicable a ese contexto futuro.**

Además, las emisiones esperadas del parque de generación térmica son muy bajas debido al reducido nivel de despacho proyectado. Esto reduce significativamente el atractivo económico de rentabilizar emisiones, ya que se anticipa un volumen anual del orden de 1.800 a 5.200 kton de CO<sub>2</sub> para todo el parque térmico, considerando las doce unidades a carbón y las unidades a gas. Con niveles tan acotados de generación fósil, el potencial de reducción adicional mediante instrumentos basados en emisiones se vuelve marginal, lo que limita su eficacia como mecanismo de incentivo. Si bien, rentabilizar la reducción de emisiones es algo que se podría utilizar en Chile, si las condiciones y organismos certificadores lo permiten, por sí solo no bastará para incentivar un retiro o reconversión anticipada.

## **6.4 Renegotiate, Refinance, Redevelop: Logan and Chambers (EE.UU.)**

El mecanismo denominado *Renegotiate, Refinance, Redevelop* es una estrategia integral diseñada para facilitar el retiro anticipado de centrales térmicas mediante una combinación de ajustes contractuales, reestructuración financiera y reconversión del sitio. Su lógica central es que, al intervenir simultáneamente en los contratos comerciales, en la estructura de deuda del proyecto y en el futuro uso del emplazamiento, se crea un paquete coherente que hace viable, tanto técnica como financieramente, adelantar la descarbonización de un activo que de otro modo seguiría operando.

El primer componente, *Renegotiate*, implica modificar los acuerdos de suministro eléctrico o contratos de compra de energía existentes entre la central y su comprador. En muchos casos, estos contratos de largo plazo fijan pagos elevados que resultan poco competitivos frente a tecnologías renovables más baratas. La renegociación teóricamente permitiría pactar una terminación anticipada del contrato original o una reducción de obligaciones, generando beneficios económicos tanto para el comprador como para el propietario de la central. Este proceso suele requerir evidencia de ahorros para los clientes finales o cumplimiento de objetivos regulatorios. Sin embargo, el término anticipado del contrato puede implicar costos para la parte que desea terminarlo de forma anticipada.

El segundo componente, *Refinance*, consiste en la sustitución de la deuda vigente por una nueva estructura de financiamiento, normalmente de menor plazo o mejores condiciones, que absorba los pagos asociados a la terminación anticipada del PPA y cubra los costos del cierre. La

refinanciación permite movilizar capital hacia un horizonte acotado, con un perfil de riesgo más bajo gracias a la certeza aportada por la renegociación contractual. Para los inversionistas, esta etapa reduce la exposición a la operación de largo plazo y concentra la inversión en un periodo transitorio acotado.

Finalmente, el componente *Redevelop* transforma el sitio donde se ubica la central. La reconversión del emplazamiento suele ser atractiva debido a que estas plantas cuentan con conexiones eléctricas existentes y posiciones estratégicas dentro del sistema, lo que facilita la implantación de baterías u otros activos sin los plazos ni costos asociados a la habilitación de un sitio nuevo. Este paso asegura que el cierre no implique simplemente cerrar, sino aprovechar el terreno para otros usos.

El valor del mecanismo reside en cómo estos tres componentes interactúan: la renegociación contractual genera ahorros y certidumbre; la refinanciación permite capturar ese valor en un esquema financiero manejable; y la reconversión garantiza que el retiro anticipado no se realice en “frío y oscuro”<sup>45</sup>. En conjunto, **esta estructura puede ser una alternativa replicable en mercados donde existen PPAs de largo plazo, activos térmicos con espacio para reestructuración financiera y oportunidades para desarrollar proyectos de almacenamiento o energías renovables en los mismos sitios.**

Este mecanismo fue utilizado en EE.UU., para reconvertir las centrales Logan y Chambers, dos plantas a carbón ubicadas en Nueva Jersey, con una capacidad total de 510 MW (225 MW y 285 MW, respectivamente) para acelerar su retiro en 30 meses. Estas centrales, propiedad de Starwood Energy Group, tenían un PPA de suministro con Atlantic City Electric (ACE), firmado en el año 1994 y vigente hasta el año 2024 [16].

En el año 2021, ACE presentó una petición formal ante la Junta de Servicios Públicos de Nueva Jersey (NJBPJ) para modificar los contratos de compra de energía de las plantas Logan y Chambers y así acelerar el retiro de ambas. Esta solicitud fue clave para viabilizar la renegociación, ya que ACE tenía interés en terminar los contratos antes de tiempo para reducir los pagos elevados asociados a los acuerdos originales. La petición fue aprobada por el regulador en marzo del año 2022, permitiendo la terminación anticipada de los PPA y el cierre de las plantas en junio de ese mismo año [16].

La renegociación del contrato implicó un pago de 30 MMUSD de Starwood a ACE como compensación por terminar el contrato antes de tiempo. Por el otro lado, ACE tenía que pagar a Starwood 258,5 MMUSD entre los años 2022 y 2024 por la energía de las plantas, según el contrato original. Tras la renegociación, ACE solo pagó 228,5 MMUSD netos por la energía hasta el cierre anticipado en el año 2022 [16]. Para poder anticipar el retiro de Logan y Chambers del año 2024 al 2022, Starwood Energy Group necesitaba reorganizar la estructura financiera del proyecto para hacer viable el retiro y cubrir los costos asociados a la terminación anticipada del PPA [16].

---

<sup>45</sup> El retiro en “frío y oscuro implica el cierre de la planta, la demolición parcial de algunas estructuras, una remediación ambiental limitada y el cierre físico del sitio, restringiendo el acceso y dejándolo sin un uso productivo definido.

Antes del cierre, ambas plantas estaban financiadas con bonos municipales amortizables a diez años, emitidos en el año 2014, con tasas de interés del 5%. Logan tenía 65 MMUSD en bonos BBB- y Chambers 114 MMUSD en bonos BBB, ambos con vencimiento en el año 2024. Para viabilizar el cierre anticipado y el pago a ACE por la terminación del PPA, Starwood refinanció estos bonos con un nuevo préstamo institucional de 200 MMUSD otorgado por MetLife Investment Management. Este nuevo financiamiento fue estructurado con un plazo de dos años, alineado con el horizonte de cierre de las plantas, y fue adquirido por inversionistas institucionales, lo que permitió a Starwood acceder a capital con condiciones competitivas y a corto plazo. El préstamo cubrió los pagos a ACE, los costos de desmantelamiento y la liquidación de la deuda anterior [16]. En este caso, asegurar financiamiento fue posible porque el monto era suficientemente grande para ser relevante en el mercado de deuda institucional. Además, el plazo corto (2 años) y la estructura del acuerdo ofrecían bajo riesgo, ya que el cierre de las plantas estaba regulatoriamente aprobado y los flujos de pago eran claros y predecibles [16].

Si bien un mecanismo similar podría ser interesante de aplicar en Chile, su factibilidad es limitada. Esto ya que el contexto regulatorio y contractual chileno es distinto al de EE.UU.: en Chile, la mayoría de las centrales a carbón no cuentan con contratos de suministro eléctrico de largo plazo que aseguren flujos estables y predecibles, lo que dificulta la renegociación anticipada y la estructuración financiera de la operación. Además, las expectativas de generación futura y rentabilidad de estas plantas son bajas, lo que reduce el atractivo para inversionistas institucionales y limita la posibilidad de refinanciar la deuda con condiciones competitivas.

Sólo las unidades de Cochrane y Guacolda cuentan con contratos de suministro eléctrico de largo plazo que podrían servir como base para un mecanismo de renegociación anticipada. En particular, estas disponen de PPAs vigentes con clientes mineros que, en principio, podrían ofrecer un marco contractual más estable. Cochrane mantiene contratos con Sierra Gorda, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2034, y con Quebrada Blanca, vigente hasta el 31 de diciembre de 2037. En el caso de Guacolda, la empresa posee contratos de suministro con Mantos Copper, hasta el 31 de julio de 2038, y con Manto Verde, con vigencia hasta el 31 de marzo de 2040.

Sin embargo, aun cuando los compradores de energía manifestaran interés en renegociar de forma anticipada estos contratos para facilitar una eventual reconversión de las unidades, el efecto práctico de dicha renegociación podría ser acotado. Esto se debe a que los consumos eléctricos comprometidos representan una fracción relativamente pequeña de la capacidad instalada de estas centrales.

## **6.5 Climate Investment Funds – Accelerating Coal Transition (CIF–ACT)**

El CIF es un conjunto de fondos climáticos creado en el año 2008 para financiar proyectos que reduzcan las emisiones en países en desarrollo. Desde entonces, ha apoyado a más de 80 países en la implementación de iniciativas orientadas a la descarbonización y la resiliencia climática [22].

Opera a través de varios programas enfocados en proyectos verdes, tales como la aceleración del cierre de centrales térmicas a carbón, la integración de energías renovables, el desarrollo de tecnologías bajas en emisiones, la adaptación al cambio climático y la descarbonización de diversas industrias [23].

El CIF ofrece financiamiento concesional administrado por el Banco Mundial en colaboración con otros cinco bancos multilaterales de desarrollo (MDB): el *International Finance Corporation*, el *European Development Bank*, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el *African Development Bank* (AfDB) y el *Asian Development Bank* (ADB) [24]. Para acceder a estos recursos, el proceso incluye varias etapas. Primero, se emite una convocatoria para presentar expresiones de interés; después, los países elegibles, junto con los MDB, preparan y envían su propuesta a un programa CIF específico. Las solicitudes son evaluadas y se seleccionan los países participantes; posteriormente, los países seleccionados elaboran un Plan de Inversión con proyectos iniciales, que debe ser aprobado por el CIF. Tras la aprobación, se implementan los proyectos, realizándose un seguimiento y evaluación anual que es reportada al CIF. Finalmente, tras la ejecución, el programa se cierra y se extraen aprendizajes para orientar futuras decisiones [24].

Entre sus programas destaca el *Accelerating Coal Transition* (ACT), que ha movilizado 2.200 MMUSD a nivel mundial y su objetivo principal es acelerar el retiro anticipado de centrales térmicas a carbón en países en desarrollo, definidos como aquellos con ingresos medios, rápido crecimiento económico y alta dependencia de este combustible [25]. Es decir, lograr cierres más agresivos, adelantando la salida de operación de centrales a carbón, y sustituirlas por generación renovable. El programa se sustenta en tres pilares fundamentales [25] [26]: **Gobernanza:** incluye el fortalecimiento de capacidades técnicas e institucionales y la elaboración de planes nacionales, económicos y sociales, **Infraestructura:** contempla el desmantelamiento y la reconversión de activos, y **Comunidad:** incorpora medidas para la creación de empleo, programas de formación y reconversión laboral (*up-skilling* y *re-skilling*), así como esquemas de protección social.

Un elemento diferenciador del ACT es su enfoque en la **TJ**, ya que busca incorporar planes sociales para las comunidades afectadas por el cierre de centrales térmicas, con medidas orientadas a la reconversión laboral y el desarrollo económico local [25]. Este componente busca asegurar que la descarbonización no solo sea ambientalmente efectiva, sino también socialmente inclusiva.

Entre los países que han calificado al programa CIF-ACT se encuentran Indonesia, Sudáfrica, Macedonia del Norte, Filipinas, República Dominicana e India [25]. Los países se encuentran en distintas etapas de avance, con Indonesia y Sudáfrica siendo los más avanzados, mientras que los demás se encuentran en el diseño de su Plan de Inversión (Tabla 14).



Tabla 14: Detalles del plan de inversión en distintos países desarrollado por el CIF-ACT.

Fuente: Elaboración propia a partir de [27], [28], [29] y [30].

| País                             | Financiamiento                                                                                                                              | Componentes incluidos en el Plan de Inversión del ACT                                                 | Desglose de asignación del financiamiento ACT y su estructura                                                                                            |
|----------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Indonesia [27]</b>            | ~500 MMUSD del ACT                                                                                                                          | Aceleración de la Transición del Carbón                                                               | <ul style="list-style-type: none"> <li>248 MMUSD de préstamo concesional</li> <li>1 MMUSD de subvenciones</li> </ul>                                     |
|                                  | Se espera catalizar 4.700 MMUSD de cofinanciamiento, de bancos multilaterales (2.059), del Gobierno de Indonesia (1.293) y privados (1.350) | Reconversión, Repotenciación y Transición Justa                                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>232 MMUSD de préstamo concesional</li> <li>19 MMUSD de subvenciones</li> </ul>                                    |
| <b>Sudáfrica [28]</b>            | ~500 MMUSD del ACT                                                                                                                          | Retiro y reemplazo de capacidad de generación eléctrica a carbón                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>330 MMUSD de préstamo concesional</li> <li>20 MMUSD de subvenciones</li> </ul>                                    |
|                                  | Se espera catalizar ~2.600 MMUSD para el JETP, mediante asociaciones público/privadas                                                       | Proyecto de desarrollo comunitario en Mpumalanga                                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>75 MMUSD de préstamo concesional</li> <li>25 MMUSD de subvenciones</li> </ul>                                     |
|                                  |                                                                                                                                             | Programas de eficiencia energética, generación distribuida y generación comunitaria                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>45 MMUSD de préstamo concesional, con una garantía parcial de crédito</li> <li>5 MMUSD de subvenciones</li> </ul> |
| <b>Macedonia del Norte [29]</b>  | 85 MMUSD del ACT                                                                                                                            | Retiro de activos de carbón y repotenciación con energías renovables                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>52 MMUSD de préstamo concesional</li> <li>4,8 MMUSD de subvenciones</li> </ul>                                    |
|                                  | Se espera catalizar 591 MMUSD de cofinanciamiento, de bancos multilaterales (471) y sectores públicos (35) y privados (85)                  | Regeneración socioeconómica de Pelagonia y regiones del suroeste                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>10,9 MMUSD de préstamo concesional</li> <li>3,1 MMUSD de subvenciones</li> </ul>                                  |
|                                  |                                                                                                                                             | Programa de eficiencia energética, calefacción limpia y generación distribuida                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>13,6 MMUSD de préstamo concesional</li> <li>0,6 MMUSD de subvenciones</li> </ul>                                  |
| <b>Filipinas [30]</b>            | 500 MMUSD del ACT                                                                                                                           | Aceleración del retiro/reconversión de plantas de carbón y reemplazo de generación eléctrica          | <ul style="list-style-type: none"> <li>355 MMUSD de préstamo concesional</li> <li>8 MMUSD de subvenciones</li> </ul>                                     |
|                                  | Se espera catalizar 2.356 MMUSD de cofinanciamiento, de bancos multilaterales (1.500), del Gobierno de Filipinas (55) y privados (800)      | Transición Justa y Gobernanza                                                                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>120 MMUSD de préstamo concesional</li> <li>17 MMUSD de subvenciones</li> </ul>                                    |
|                                  |                                                                                                                                             |                                                                                                       |                                                                                                                                                          |
| <b>República Dominicana [31]</b> | 85 MMUSD del ACT                                                                                                                            | Fortalecimiento del marco institucional y regulatorio                                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>4,5 MMUSD de subvenciones</li> </ul>                                                                              |
|                                  | Se espera catalizar 1.147 MMUSD de cofinanciamiento, de bancos multilaterales (171) y sectores públicos (508) y privados (468)              | Transición justa e inclusiva para comunidades y fuerza laboral afectadas                              | <ul style="list-style-type: none"> <li>5 MMUSD de subvenciones</li> </ul>                                                                                |
|                                  |                                                                                                                                             | Retiro acelerado de centrales a carbón, reemplazo de activos y mejoras del sistema eléctrico nacional | <ul style="list-style-type: none"> <li>75,5 MMUSD fondos reembolsables<sup>46</sup></li> </ul>                                                           |
| <b>India</b>                     | Puede recibir hasta 500 MMUSD del ACT                                                                                                       | –                                                                                                     | –                                                                                                                                                        |

<sup>46</sup> El Plan de Inversión dominicano indica que “El Componente III puede financiarse mediante diferentes instrumentos financieros (mecanismo de garantía de precio para créditos de transición del carbón o préstamos concesionales), dependiendo del contexto del mercado cuando estas operaciones sean ejecutables” [30].

En el año 2021, Indonesia fue seleccionada como uno de los primeros cuatro países piloto del programa ACT. En el año 2020, la generación a carbón representaba el 65% de la matriz eléctrica del país, con centrales relativamente nuevas (edad promedio de 11,9 años). Se habían identificado 32 plantas de carbón para su retiro anticipado (capacidad total de 16,8 GW): 27 de la empresa estatal de electricidad de Indonesia, PLN (equivalentes a 13,5 GW) y cinco de productores independientes de energía (IPP) (equivalentes a 3,3 GW). Los fondos del CIF-ACT permitirían adelantar el cierre de estas en cerca de cinco años [32].

El Plan de Inversión del programa ACT contemplaba acciones para financiar el retiro acelerado de las centrales de carbón, promover una transición justa, fortalecer la gobernanza, impulsar la reconversión y escalar el desarrollo de energías renovables y sistemas de almacenamiento [27]. Este Plan fue publicado por el Gobierno de Indonesia en mayo del año 2023 y se estructuró para maximizar los cambios, enfocándose en dos componentes: el retiro acelerado de plantas de carbón y la reconversión, repotenciación y transición justa. Este fue aprobado en junio del año 2023 [33].

El primer componente utiliza:

- **Préstamos RBL para retirar unidades de PLN previo al año 2030:** el ADB, junto con el CIF y otros cofinanciadores, otorga a PLN un préstamo corporativo con condiciones concesionales y *blended finance*, destinado a inversiones en energías renovables y mejoras en la infraestructura eléctrica. El préstamo está condicionado al cumplimiento de diversos KPI, como el cierre de plantas de carbón específicas, la operación más flexible de estas instalaciones y la reducción de emisiones de carbono. Si PLN no cumple con los KPI, se aplican penalizaciones financieras, como el aumento de los intereses, la exigencia de reembolso anticipado o la suspensión de futuros desembolsos en caso de uso inapropiado de los fondos o incumplimiento. Parte de los recursos y la asistencia técnica adicional se destinan a actividades de transición justa, brindando apoyo a trabajadores y comunidades afectadas por el cierre de plantas. Este enfoque integral busca acelerar el retiro de plantas de carbón, facilitar la transición hacia energías limpias y garantizar el cumplimiento de los objetivos ambientales y sociales del programa [32].
- **Programa de retiro anticipado de centrales a carbón de IPP:** este financia el cierre de estas plantas antes de lo estipulado en los PPA, mediante incentivos financieros y esquemas de refinanciación que acortan la vida útil de los activos y facilitan la transición hacia energías limpias. El ADB y el Fondo CIF invierten en las plantas a través de deuda senior/junior y otros instrumentos financieros a tasas concesionales, lo que reduce el WACC para los IPP. Estos recursos se destinan a refinanciar la deuda existente y a distribuir dividendos especiales a los patrocinadores, permitiendo acortar el plazo del PPA en cinco a siete años, sin modificar la responsabilidad operativa de la planta, lo que permitirá una disminución significativa de emisiones de CO<sub>2</sub> [32].

Las actividades del primer componente permitirán retirar anticipadamente entre 2 y 3 GW de capacidad de generación a carbón (proyecto piloto) tanto de unidades de PLN como privadas, garantizando el compromiso de cierre anticipado [27]. A partir de este proceso se identificarán

elementos técnicos, financieros y de transición justa esenciales para diseñar un modelo viable, escalable y adaptable al resto de la capacidad pendiente de retiro [32].

El segundo componente se orienta a la desmantelación, remediación y reconversión de las instalaciones de carbón a modo de proyecto piloto, implementando energías renovables (biomasa, solar y BESS) y CS y otras tecnologías que refuercen la estabilidad del sistema. Además, contempla la reconversión de plantas y minas de carbón, abordando los riesgos sociales, económicos y ambientales asociados al cierre de activos. Se pone especial énfasis en la capacitación y el apoyo a trabajadores y comunidades afectadas, garantizando una transición justa. Paralelamente, fomenta la investigación y la formación en tecnologías limpias para facilitar la reconversión laboral y el desarrollo de nuevas competencias en el sector energético [27].

Con la implementación de las medidas asociadas al programa CIF-ACT se prevé evitar hasta 65 MMtonCO<sub>2eq</sub> posterior al año 2029, recuperar y reforestar hasta 150 ha de minas y añadir cerca de 400 MW de energía renovable y almacenamiento. Además, se espera implementar políticas inclusivas que reduzcan las desigualdades sociales y de género, beneficiando a más de 3.300 personas mediante empleos sostenibles y programas de regeneración económica [27]. A mediados de junio del año 2025, el CIF publicó su reporte semestral, *CTF Semi-Annual Report*, indicando el estado de avance del ACT de Indonesia. En este se indica que los MDB y el Gobierno de Indonesia están desarrollando la cartera de proyectos del ACT y que el país tenía hasta junio del año 2025 para presentar los proyectos restantes contemplados en el Plan [34].

El desafío para la implementación efectiva de estos mecanismos es la compleja coordinación entre las múltiples instituciones y actores. La participación simultánea de gobiernos, bancos multilaterales, entidades financieras privadas, organismos reguladores y comunidades locales exige marcos de gobernanza sólidos, procesos transparentes y una alineación clara de objetivos. Sin una articulación eficiente, el riesgo es que los recursos comprometidos no se traduzcan en acciones concretas ni en impactos significativos en la descarbonización.

El programa CIF-ACT fue creado para apoyar a países de ingresos medios con alta dependencia del carbón en la reducción de sus emisiones de GEI. Chile, sin embargo, ha avanzado de manera significativa en la descarbonización de su matriz eléctrica, disminuyendo la participación de la generación a carbón a nivel nacional hacia finales del año 2025 (~18%), con proyecciones de que disminuirá aún más hacia el año 2040 (entre un 1 y 4% de la generación será térmica dicho año). Ante esto, el retiro anticipado de una central a carbón tendría un efecto marginal en la reducción de emisiones (además, estas se despachan principalmente por razones de seguridad). Por ello, su cierre probablemente sería compensado por otras centrales térmicas a carbón, lo que disminuiría o incluso anularía el beneficio ambiental esperado.

Este progreso lo aleja del perfil que caracteriza a los países priorizados por el mecanismo, reduciendo su atractivo y pertinencia bajo el diseño original del CIF-ACT. Por ello, implementarlo en Chile sin modificaciones resultaría complejo, costoso y con beneficios limitados, lo que hace necesaria una redefinición del mecanismo para adaptarlo a las condiciones y prioridades nacionales.

## 6.6 Just Energy Transition Partnerships (JETP)

El JETP es un mecanismo internacional de cooperación financiera y técnica, creado en el año 2021 y presentado en la COP26, diseñado para **apoyar a países en desarrollo con alta dependencia del carbón en una transición energética justa, equitativa e inclusiva**. Este mecanismo no solo impulsa la descarbonización acelerada hacia fuentes limpias y busca la seguridad energética, sino que también aborda los impactos sociales del proceso, fomentando la participación de las comunidades afectadas mediante programas de formación y compensación. A su vez, contribuye al cumplimiento de los NDC de cada país, con especial énfasis en la reducción de emisiones conforme a sus metas climáticas [35].

Este mecanismo combina recursos públicos y privados (financiamiento y asistencia técnica) de países desarrollados para apoyar a aquellos en desarrollo a través de distintas modalidades. En este esquema participa el *International Partners Group* (IPG), grupo de socios internacionales, integrado por países miembros de la Unión Europea, Reino Unido, Japón, entre otros.<sup>47</sup> Para incentivar la inversión privada, el JETP establece alianzas estratégicas con entidades como el *Glasgow Financial Alliance for Net Zero* (GFANZ), reforzando su capacidad para movilizar capital hacia proyectos de transición energética [36]. Por un lado, el financiamiento público comprende una combinación de distintas estructuras, como subvenciones, préstamos concesionales y no concesionales, garantías de Bancos Multilaterales de Desarrollo (MDB),<sup>48</sup> asistencia técnica e inversión en capital. Por otro lado, el financiamiento privado corresponde a préstamos comerciales e inversiones [35].

El JETP se adapta al contexto de cada país, pero suele seguir una estructura común. En primer lugar, se establece una declaración conjunta entre el país y los IPG, donde se definen los objetivos estratégicos y el monto requerido, especificando qué se busca financiar y cuánto capital adicional se necesita movilizar. Posteriormente, se identifican los sectores críticos a intervenir, incorporando metas sociales que garanticen una transición justa y se elabora un Plan de Inversión o de movilización de recursos, que detalla metas, proyectos, barreras, necesidades regulatorias y alianzas con MDB y actores del sector privado [37]. Luego, se diseña el Plan de Implementación que define resultados a corto y mediano plazo, designa instituciones clave para liderar las áreas de trabajo, alinea iniciativas, moviliza financiamiento e impulsa la obtención de resultados [38] para, finalmente, establecer un sistema de seguimiento que permita monitorear el avance y realizar ajustes frente a los desafíos que surjan durante la ejecución del mecanismo [39].

---

<sup>47</sup> En marzo del año 2025, EE.UU. comunicó su retiro del JETP Sudáfrica, cuya contribución fue de 56 MMUSD en fondos de subvenciones y 1.000 MMUSD de deuda comercial y capital desde el *US International Development Finance Corporation* [272], de JETP Indonesia y JETP Vietnam [39]. Ante esta situación, Alemania y otras instituciones multilaterales aumentaron sus compromisos para compensar este déficit.

<sup>48</sup> Como el World Bank Group, el ADB, AfDB, BID, entre otros.

Al año 2025, el JETP ha comprometido alrededor de 50.000 MMUSD en apoyo a cuatro países, dos africanos y dos asiáticos: Sudáfrica, Senegal, Indonesia y Vietnam (Tabla 15) [35].

Tabla 15: Contexto de los compromisos JETP en distintos países.

Fuente: Elaboración propia a partir de [35] y [40].

| País      | Fecha anuncio del acuerdo | Generación térmica 2021 (%)               | Metas NDC al año 2030                        | Financiamiento Comprometido (MMUSD)                                                         | Detalle financiamiento                                                                                                                                                                  | Países IPG involucrados                                                   |
|-----------|---------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|
| Sudáfrica | Noviembre 2021            | Carbón (86%)                              | Reducción a 350 – 420 MMtonCO <sub>2eq</sub> | <b>Total:</b> inicialmente ~8.500, incrementado a 11.600<br><br>Público: 100% <sup>49</sup> | <b>Público:</b> principalmente préstamos concesionales (63%), seguido de préstamos comerciales (18%), garantías (15%) y subvenciones (4%). Privado: N/A.                                | UE, Francia, Alemania, UK, Dinamarca, Países Bajos, Canadá, España, Suiza |
| Indonesia | Noviembre 2022            | Carbón (62%)<br>GN (17%)<br>Petróleo (3%) | Reducción de emisiones: 43,2%                | <b>Total:</b> ~21.500<br><br>Público: 54%<br>Privado: 46%                                   | <b>Público:</b> principalmente préstamos concesionales (32%), seguido de garantías (9%), préstamos comerciales (7%), <i>equity</i> (2%), subvenciones (1%) y otros (2%). Privado: 46%.  | Canadá, Dinamarca, UE, Francia, Alemania, Italia, Japón, Noruega, UK      |
| Vietnam   | Diciembre 2022            | Carbón (45%)<br>GN (10%)                  | Reducción de emisiones: 43,5%                | <b>Total:</b> ~15.800<br><br>Público: 51%<br>Privado: 49%                                   | <b>Público:</b> principalmente préstamos comerciales (27%), seguido de préstamos concesionales (17%), subvenciones (2%), <i>equity</i> (2%), garantías (2%) y otros (2%). Privado: 49%. | Canadá, Dinamarca, UE, Francia, Alemania, Italia, Japón, Noruega, UK      |
| Senegal   | Junio 2023                | Carbón (6%)<br>Petróleo (77%)             | Reducción de emisiones: 29,5%                | <b>Total:</b> ~2.700<br><br>Público: 100%                                                   | Por confirmar <sup>50</sup>                                                                                                                                                             | Canadá, UE, Francia, Alemania, UK                                         |

Los préstamos concesionales constituyen el componente predominante en Sudáfrica (63%) e Indonesia (32%), mientras que en Vietnam destacan los préstamos comerciales (27%). Las subvenciones mantienen una participación marginal en todos los casos (entre 1% y 4%), lo que sugiere un bajo nivel de apoyo no reembolsable; este bajo porcentaje de subvenciones ha generado críticas y

<sup>49</sup> El porcentaje hace alusión a la composición de la estructura público-privada presentada en [34], aunque hacia finales del año 2025 se han incorporado MDB, cambiando la proporción a 70/30 [39].

<sup>50</sup> A la espera de publicarse su plan de inversión.

preocupación sobre posibles niveles de endeudamiento en los países beneficiarios. La estructura de financiamiento de los JETP evidencia diferencias entre países en cuanto a la participación pública y privada. Los asiáticos, Indonesia y Vietnam, presentan una distribución equilibrada, con aportes privados (46% y el 49% del total, respectivamente), lo que indica una significativa movilización de capital privado. En contraste, Sudáfrica y Senegal dependen casi exclusivamente de recursos públicos, lo que podría reflejar limitaciones en la atracción de inversión privada o una estrategia más orientada a financiamiento estatal [35].

La arquitectura financiera de los JETP se sustenta principalmente en instrumentos de deuda, con variaciones en la combinación público-privada que podrían incidir en la sostenibilidad financiera y en la velocidad de implementación de los proyectos. La baja proporción de subvenciones y la alta dependencia de préstamos implican riesgos asociados a la carga financiera futura, especialmente en países con menor participación privada.

### **Sudáfrica y lecciones para Chile**

Sudáfrica fue el primer país en acordar un JETP, en un contexto marcado por una profunda crisis energética caracterizada por cortes de suministro, baja confiabilidad y una matriz altamente dependiente del carbón, que aporta cerca del 90% de la generación eléctrica a través de la empresa estatal Eskom [41].

A pesar de estas dificultades, el país fijó metas ambiciosas en su NDC actualizado (2021), comprometiéndose a reducir las emisiones a entre 398 y 510 MtCO<sub>2eq</sub> en el año 2025 y a entre 350 y 420 MtCO<sub>2eq</sub> en el año 2030.<sup>51</sup> Para cumplir con estas ambiciosas metas, la NDC destaca la necesidad de contar con apoyo y financiamiento multilateral [42]. En el año 2021 se comprometieron fondos internacionales para el apoyo en la descarbonización de Sudáfrica. Europa, a través del JETP [43], comprometió la movilización pública de cerca de 8.500 MMUSD al país a través de diversos mecanismos: préstamos concesionales (63%), préstamos comerciales (18%), garantías (15%) y subvenciones (4%). Dentro de estos se incluyen 500 MMUSD de financiamiento desde el CIF-ACT para apoyar la descarbonización del sector energético mediante la reducción progresiva de la generación a carbón [44].

Luego de casi cuatro años, en noviembre del año 2025, el *Grantham Research Institute on Climate Change* analizó el caso del JETP de Sudáfrica (también el de Indonesia). El análisis revela que, aunque este mecanismo representa una innovación en la cooperación climática, enfrenta diversos desafíos estructurales: la baja proporción de subvenciones (4%) limita la capacidad para financiar la transición justa, la gobernanza compleja genera demoras significativas y costos de transacción elevados. Además, existe el riesgo de que los beneficios sociales queden rezagados frente a los objetivos energéticos, debilitando el principio de justicia que sustenta el modelo [45].

---

<sup>51</sup> Sin embargo, en julio del año 2024, Sudáfrica informó que no lograría cumplir con las metas de reducción de emisiones comprometidas en su NDC [117].

Cada país tiene un contexto energético, político, normativo y social particular. El JETP es un primer paso para incentivar la inversión privada que requiere la transición energética, sin embargo, sigue siendo un modelo nuevo y no probado, enmarcado por tiempos de implementación altos producto de la intervención de varios agentes. Chile ha avanzado notablemente en la descarbonización de su matriz eléctrica, reduciendo la participación de la generación a carbón a cerca del 18% hacia finales del año 2025, con proyecciones de que disminuirá aún más hacia el año 2030 y 2040 (entre un 1 y 5% de la generación será térmica en el 2040 dependiendo de la hidrología). En este escenario, el retiro anticipado de una central tendría un efecto marginal en la reducción de emisiones, ya que el aporte de la generación a carbón es limitado y, además, estas unidades se despachan principalmente por razones de seguridad. Por ello, su cierre probablemente sería compensado por otras centrales térmicas, lo que disminuiría o incluso anularía el beneficio ambiental esperado. Este progreso lo aleja del perfil de alta dependencia de la generación a carbón que caracteriza a los países priorizados por el mecanismo, lo que reduce su atractivo y prioridad bajo el diseño original del JETP. Sería necesario reformular su alcance para que aporte valor en el contexto chileno.

A nivel financiero, la baja proporción de subvenciones de los JETP (entre un 3 y 5%) implica que Chile debería asumir más deuda para cubrir componentes sociales y ambientales, incrementando la exposición a riesgos de tasas de cambio. A esto se le suma la salida de EE.UU. del esquema JETP, que puede generar incertidumbre sobre la estabilidad de los flujos de capital y puede desincentivar la inversión privada; incluso si otros actores intentan compensar estos desbalances, ya que no existe garantía de que otro actor esté dispuesto a asumir ese déficit.

En conjunto, estos factores sugieren que implementar un JETP en Chile bajo su diseño actual sería complejo, costoso y potencialmente poco eficiente, requiriendo una redefinición profunda para adaptarse a las condiciones y prioridades nacionales.

## 6.7 Energy Transition Mechanism (ETM)

El *Energy Transition Mechanism* (ETM) es un modelo de transición energética desarrollado y liderado por el Banco Asiático de Desarrollo (ADB), lanzado en el año 2021. El objetivo principal del ETM es acelerar el retiro o la reconversión de centrales eléctricas a carbón, facilitando la inversión en energías limpias y modernas. Para eso apoya el retiro anticipado de activos de generación a base de carbón en los países en desarrollo miembros del ADB, con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero [46]. Para ello, el mecanismo utiliza capital concesional y comercial proveniente de fuentes públicas y privadas, incentivando el cierre anticipado de plantas a carbón y promoviendo el desarrollo de proyectos de energía renovable y almacenamiento [47] [48].

Uno de los pilares del ETM es la estructura de fondos y vehículos financieros que permiten canalizar los recursos necesarios para la transición. El mecanismo se apoya principalmente en dos instrumentos [47] [48]:

- **ETM Partnership Trust Fund (ETMPTF):** administrado por el ADB, este fondo recibe contribuciones de gobiernos, filantropías y socios internacionales. Por ejemplo, Japón, Alemania

y Nueva Zelanda han aportado más de 80 MMUSD. El ETMPTF financia estudios técnicos, asistencia para la transición justa, salvaguardas sociales y ambientales, y apoyo regulatorio [48].

- **ETM *Funding Vehicle*:** no es un único fondo, sino una **arquitectura financiera integrada** que se apoya principalmente en dos instrumentos:
  - ***Clean Energy Facility (CEF)*:** orientado a movilizar inversiones en proyectos de energía renovable y almacenamiento, facilitando el desarrollo de nuevas capacidades limpias que sustituyan a las centrales fósiles retiradas. El CEF puede ofrecer financiamiento *stapled* (adjunto) para proyectos que se liciten en el mercado, combinando capital concesional y comercial para reducir riesgos y cerrar brechas de viabilidad económica.
  - ***Carbon Reduction Facility (CRF)*:** enfocado en financiar transacciones de retiro anticipado de centrales a carbón, mediante instrumentos de deuda o capital. El CRF puede estructurar créditos de carbono y apoyar la generación de ingresos adicionales por reducción de emisiones, facilitando la viabilidad financiera de las operaciones de cierre o reconversión.

El *Funding Vehicle* también se conecta con fondos climáticos globales (como el CIF-ACT), instituciones financieras internacionales, bancos multilaterales y donantes privados. Estos aportan recursos que se combinan con capital comercial para lograr apalancamiento significativo. El ADB coordina la movilización de estos recursos y la estructuración de los vehículos financieros, asegurando que los fondos concesionales sean utilizados para catalizar capital privado y maximizar el impacto de las inversiones [47] [48].

El desarrollo e implementación del ETM se hace a medida para cada país, y puede incluir renegociación y refinanciamiento, adquisición de activos, RBL, etc. Se realiza en estrecha colaboración con los gobiernos nacionales de los países participantes, quienes deben comprometerse con la transición energética y facilitar el entorno regulatorio y contractual necesario para el retiro anticipado de plantas a carbón y la inversión en energías limpias. El ADB actúa como coordinador principal, movilizando recursos financieros y técnicos, y facilitando la colaboración entre gobiernos, instituciones financieras internacionales, inversionistas privados, filantropías y otros actores relevantes [47] [48].

El mecanismo consta de cuatro fases [49]:

- 10 Pre-factibilidad (*Phase 0*):** en esta etapa se realizan estudios preliminares para evaluar la viabilidad financiera y regulatoria del mecanismo en un país. Incluye análisis e identificación de activos candidatos para retiro anticipado y revisión del marco normativo. También se inicia el diálogo con actores clave (gobierno, empresas, inversionistas).



- 11 Estudio de factibilidad completo (Phase 1):** se profundizan los análisis técnicos, financieros y regulatorios. Se definen los modelos de transacción, se evalúan impactos socioeconómicos y ambientales, y se analiza la viabilidad técnica del retiro anticipado.
- 12 Transacciones piloto (Phase 2):** se implementan las primeras operaciones concretas de retiro anticipado o reconversión de plantas a carbón, junto con inversiones en proyectos de energía limpia. Se modela financiera y económicamente el proyecto piloto de retiro. Se analiza a nivel concreto los impactos sociales, económicos y técnicos del retiro. Estas transacciones sirven para validar el modelo, ajustar procesos y demostrar resultados tangibles que permitan atraer más capital.
- 13 Escalamiento (Phase 3):** una vez probadas las transacciones piloto, se busca replicar el modelo a mayor escala, incorporando más activos y proyectos. En esta fase se consolidan los mecanismos financieros, se amplía la participación del sector privado y se integran aprendizajes para optimizar la implementación en otros países.

En cuanto a la implementación, el ETM ha avanzado principalmente en países de Asia y Eurasia, con distintos grados de desarrollo según el contexto nacional. En Indonesia (*Phase 2*), se ha establecido una plataforma nacional para coordinar actores y movilizar recursos, se firmaron acuerdos para la primera transacción piloto (retiro anticipado de la central Cirebon 1) y se aprobó un plan de inversión con fondos concesionales (CIF-ACT y JETP), apalancando financiamiento adicional. En Filipinas (*Phase 2*), se completó un estudio de prefactibilidad y se aprobó un plan de inversión bajo el programa CIF-ACT de fondos concesionales, mientras se negocian modelos de transacción con actores privados. En Kazajistán (*Phase 1*), se realizó un estudio de prefactibilidad y existe apoyo gubernamental para adoptar el enfoque ETM, avanzando en la selección de una planta piloto. En Vietnam y Pakistán (*Phase 0*), se han completados los estudios de prefactibilidad, e iniciado diálogos con gobiernos para avanzar en la implementación del mecanismo [48].

El esquema ETM se basa en una combinación de mecanismos financieros y contractuales mencionados en las secciones anteriores, como RBL, SPV, créditos de carbono, renegociación y refinanciamiento. Estos instrumentos se integran en una arquitectura diseñada por el ADB para ofrecer una solución completa y adaptada a sus países miembros, con el objetivo de acelerar el retiro anticipado de plantas a carbón y facilitar la transición hacia energías limpias mediante la movilización de capital concesional y comercial.

A pesar de que el mecanismo está enfocado en miembros del ADB y para países en desarrollo dentro de la región Asia-Pacífico, un mecanismo similar podría implementarse en otras partes del mundo. Sin embargo, estos tienden a enfocarse en países menos desarrollados que Chile, y con una mayor dependencia del carbón.

Chile ha disminuido su dependencia de la generación a carbón de forma considerable en los últimos años, y esta seguirá disminuyendo a medida que el despacho térmico vaya decreciendo. Por ello,

puede no resulta atractivo movilizar fondos internacionales para cerrar centrales que operan muy pocas horas al año, ya que su impacto en las emisiones es cada vez menor.

## 6.8 Alternativas y su aplicabilidad en Chile

Todas las alternativas utilizadas a nivel mundial se basan en uno o más de los siguientes principios:

- 1 Rentabilización de la disminución de emisiones, mediante mecanismos que monetizan las toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas (por ejemplo, créditos de carbono o incentivos financieros ligados a resultados).
- 2 Renegociación de los PPA existentes, ajustando contratos de suministro eléctrico para permitir la terminación anticipada y reducir costos para las partes involucradas.
- 3 Reestructuración de la deuda existente, aprovechando flujos futuros predecibles y seguros para refinanciar activos y cubrir los costos asociados al cierre anticipado (extensión de plazo de la deuda, se consigue financiamiento a mejor tasa, etc.).
- 4 Reemplazo por ERNC, asegurando que la capacidad retirada sea compensada con nueva generación limpia, lo que teóricamente evitaría impactos en la seguridad del suministro.

El problema es que, para el caso de las unidades que quedan operativas en Chile, estos principios enfrentan limitaciones. La mayoría de las centrales a carbón no dispone de contratos de suministro de largo plazo que aseguren flujos de ingresos estables, lo que dificulta tanto la renegociación anticipada como la estructuración financiera de un eventual proceso de reconversión. Si bien existen algunos contratos entre empresas privadas que podrían, en teoría, renegociarse para incentivar la reconversión, su viabilidad depende del interés explícito de ambas partes. Además, los contratos vigentes representan volúmenes de energía significativamente menores que la capacidad instalada de las centrales, por lo que, aun en caso de renegociarse, podrían no ser suficientes para sustentar financieramente una reconversión. Además, algunas unidades ya no tienen deuda vigente, por lo que la opción de refinanciación pierde relevancia.

A esto se suma que las expectativas de generación futura reducidas producto de la alta integración de sistemas de almacenamiento y solar proyectable, y los flujos futuros son muy inciertos, dependientes de la hidrología, reduciendo el atractivo para inversionistas y limitando la posibilidad de monetizar emisiones evitadas.

Finalmente, aunque el reemplazo por ERNC es técnicamente factible, el aporte real a la seguridad del suministro en la situación proyectada, en condiciones de escasez de generación renovable y/o alta demanda por condiciones climáticas particulares, es bajo. Las ERNC y BESS se han instalado o están instalando de forma masiva en Chile, por lo que ya no resulta necesario incentivar de forma adicional su desarrollo. Con ERNC adicional a la que se desarrollará de forma natural por el mercado, no se aporta necesariamente a la generación estacional que requiere el sistema, ni,

considerando la información disponible actualmente, se puede reemplazar en su totalidad las emisiones asociadas el despacho térmico por restricciones de seguridad del sistema.

En el contexto evaluado, lo que el SEN necesita es generación estacional gestionable, que permita abordar momentos de baja generación ERNC o hídrica, además de generación local ante contingencias que limiten la transmisión o la generación de alguna zona específica. Además de esto, se requiere fortaleza de red mediante potencia de cortocircuito adicional en la zona centro y norte del país, y capacidad de partida autónoma en ciertas áreas, como la Quinta región y zona norte. Las necesidades de fortaleza de red y generación estacional o local solo aumentan a medida que se cierran más unidades a carbón o se reconvierten a tecnologías que no entreguen estos servicios.

Para incentivar una reconversión de las centrales, se debe tener en consideración la capacidad de cada sitio para aportar a los requerimientos que necesita el sistema (Tabla 16).

Tabla 16: Capacidad de cada sitio para aportar a los requerimientos del sistema.

Fuente: Elaboración propia.

| Complejo                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | Angamos/Cochrane                                                                                                     | Guacolda                                                                                                                                                                                     | Ventanas | Santa María                                                                                                                                                                                          |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Generación estacional                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | ✓                                                                                                                    | ✓                                                                                                                                                                                            | ✓        | ✓                                                                                                                                                                                                    |
| Generación local ante contingencias                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | <p>✓</p> <p>Ante contingencias que pudieran deshabilitar la operación de un gran grupo de centrales ERNC o BESS.</p> | <p>✓</p> <p>Ante contingencias que pudieran deshabilitar la operación de un gran grupo de centrales ERNC o BESS.</p>                                                                         | ✓        | ✓                                                                                                                                                                                                    |
| Corriente de cortocircuito                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | ✓                                                                                                                    | ✓                                                                                                                                                                                            | ✓        | <p>✓</p> <p>Si se quisiera refuerzo para disminuir la dependencia de centrales hídricas.</p>                                                                                                         |
| Black start                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | ✓                                                                                                                    | <p>✗</p> <p>Ya cuenta con activos con capacidad de <i>black start</i> en Huasco. Se tendría que considerar la opción de repotenciar dicha capacidad, pero solo se tiene acceso a diésel.</p> | ✓        | <p>✓</p> <p>Si se quisiera disminuir la dependencia de centrales hídricas. Proyectos de reconversión que aporten <i>black start</i> a la misma vez pueden aportar generación local y estacional.</p> |
| <p>  Cumple            Cumple parcialmente            No cumple         </p> |                                                                                                                      |                                                                                                                                                                                              |          |                                                                                                                                                                                                      |

Dado que los requerimientos del SEN no se logran abordar mediante los principios que se han utilizado en mecanismos de incentivos internacionales, es necesario diseñar esquemas específicos que consideren las particularidades del sistema chileno, como la alta penetración de renovables, la baja generación térmica, la necesidad de servicios complementarios y la resiliencia ante contingencias. Estos mecanismos deben priorizar la suficiencia de recursos de generación y la estabilidad

operativa, incorporando señales que fomenten inversiones en recursos gestionables y tecnologías que aporten flexibilidad y seguridad al sistema.

Para incentivar la provisión de los servicios que el sistema eléctrico requiere:

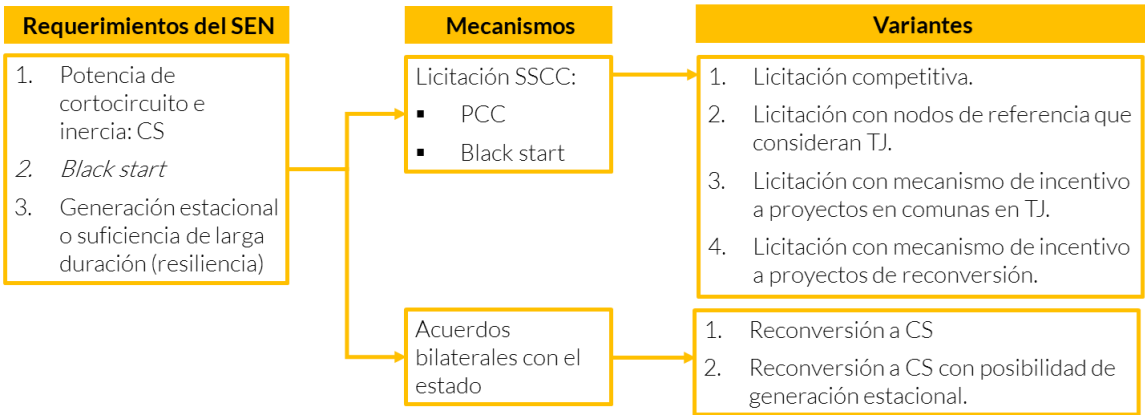
- Capacidad adicional de *black start*
- Potencia de cortocircuito adicional
- Generación estacional y local ante contingencias

De esta manera, si se tiene el objetivo de acelerar la reconversión de las centrales a carbón que aún permanecen en operación, se proponen dos alternativas de mecanismos diferentes:

- 1 Licitaciones de SSCC
- 2 Acuerdos bilaterales con el Estado

Cualquiera de los dos mecanismos puede incentivar la reconversión, aunque difieren en el tiempo de implementación, implicancias a la libre competencia, e incentivos que entregan a la reconversión. Dentro de cada mecanismo puede haber variantes que incentiven la reconversión de forma más explícita. La Figura 19 presenta un esquema de los dos mecanismos propuestos y las variantes de cada uno.

Figura 19: Esquema de los mecanismos propuestos y sus variantes  
Fuente: Elaboración propia.



La Tabla 17 muestra como ambas alternativas aportan a las necesidades del SEN.

Tabla 17: Resumen de los posibles mecanismos a implementar para incentivar la reconversión de las centrales a carbón y su aporte a las necesidades del sistema eléctrico.  
Fuente: Elaboración propia.

|                                                                   | 1.<br>Licitación<br>de SSCC |             | 2.<br>Acuerdos<br>bilaterales<br>con el<br>Estado |                               |
|-------------------------------------------------------------------|-----------------------------|-------------|---------------------------------------------------|-------------------------------|
|                                                                   | Potencia de cortocircuito   | black start | CS                                                | CS + generación<br>estacional |
| Disponibilidad de generación estacional                           | *                           |             | *                                                 |                               |
| Disponibilidad de generación local para responder a contingencias | *                           |             | *                                                 |                               |
| Disponibilidad de corriente de corto circuito suficiente          |                             |             |                                                   |                               |
| Para control de tensión                                           |                             |             |                                                   |                               |
| Para operación selectiva de protecciones                          |                             |             |                                                   |                               |
| Disponibilidad de capacidad de <i>black start</i>                 |                             |             |                                                   |                               |

Sin aporte
 Con aporte

\* La reconversión a CS no aporta generación local ni estacional por sí misma. Sin embargo, el mecanismo permite que la central siga participando en el mercado de potencia si incorpora un *clutch*. En ese caso, si el operador del activo decide habilitar esta opción, la unidad sí podría aportar generación local y estacional.

Es crítico notar que la descarbonización más profunda requiere de soluciones sistémicas, por lo que ninguna solución por sí sola resuelve todos los desafíos del sistema. Por ejemplo, la conversión de una central a carbón a CS, si no se mantiene la capacidad de generación confiable estacional, retira recursos técnicos de generación de energía que pueden aportar suficiencia en periodos críticos del sistema, por lo que debería ser complementada con otra solución que aporte con dichos recursos. De esta manera, la disponibilización de estos recursos se puede plantear por separado, mediante infraestructura independiente, o en caso de ser conveniente, buscar sinergias mediante sistemas que permitan la operación como CS o generador en los periodos que ello es requerido (por ejemplo, mediante el uso de un *clutch*). De esta forma, se puede lograr soluciones híbridas capaces de proporcionar ambas funcionalidades mediante distintos modos de operación.

El esquema actual de reconocimiento de potencia para sistemas de almacenamiento en baterías (BESS), aprobado hace un par de años, ha generado una señal regulatoria clara que ha impulsado más de 8 GW de inversiones en proyectos en desarrollo, con duraciones de hasta cinco horas. Dada la reciente implementación de este marco y más allá de los desafíos que aún presenta, se estima que modificar sustantivamente el esquema de potencia vigente implicaría un alto grado de complejidad. De manera similar, la creación de un esquema paralelo de potencia estacional también conllevaría una complejidad significativa, en particular por la necesidad de una adecuada armonización con la estructura de potencia existente. En este contexto, se considera que la alternativa más armónica y eficiente para compatibilizar los requerimientos de potencia estacional es el uso de las atribuciones que actualmente posee el CEN para definir licitaciones de infraestructura de SSCC.

## 6.8.1 Licitaciones de SSCC

Para contar con los SSCC que requiere el SEN, la regulación actual de servicios complementarios contempla mecanismos tanto de licitación como de instrucción directa por parte del CEN. El mecanismo propuesto consiste en mantener el esquema vigente de licitaciones para la provisión del servicio complementario de control de tensión y hacer licitaciones adicionales para suplir los requerimientos, específicamente mediante el aporte de potencia de cortocircuito adicional e inercia al SEN, proceso que ya se ha realizado en el sistema. Además, la regulación permite licitar el servicio de *black start*, con nueva infraestructura, a pesar de que hasta el momento no se ha hecho. Por eso, **este mecanismo se podría utilizar tanto para licitación potencia de cortocircuito y *black start* adicional, las que no necesariamente tienen que hacerse en conjunto, aunque su materialización conjunta crea la opción de capturar sinergias y de esa manera, eventualmente, reducir costos.**

### Elementos centrales del mecanismo

**Plazos y cronograma:** Esta alternativa se puede materializar en el mediano plazo, ya que primero se deben definir los servicios a licitar y sus requisitos. Posteriormente, deben publicarse las bases y otorgarse el tiempo necesario para el proceso de licitación, que debe considerar el tiempo requerido para que desarrolladores u operadores de proyectos de distintas tecnologías puedan preparar y presentar sus ofertas (incluyendo el desarrollo del proyecto en etapas tempranas). También se requiere de un tiempo asociado a la revisión de las ofertas recibidas previo a la adjudicación. Finalmente, se requiere del tiempo asociado a la implementación de los proyectos adjudicados.

En términos de la licitación propiamente tal, se establece un plazo máximo para la entrada en operación de los proyectos adjudicados. Por ejemplo, en la licitación de 2023, este plazo fue de aproximadamente tres años y medio desde la adjudicación, e incluyó hitos intermedios obligatorios, así como mecanismos de control y seguimiento por parte del CEN.

**Participación abierta:** Pueden participar tanto proyectos *greenfield* (nueva infraestructura) como reconversiones de unidades existentes, siempre que cumplan con los requisitos administrativos, técnicos y económicos establecidos.

**Proceso de evaluación:** La evaluación de las propuestas se realiza en tres etapas: administrativa, técnica y económica. Solo las ofertas que cumplen con todos los requisitos administrativos y técnicos pasan a la etapa económica, donde **se selecciona la combinación de ofertas que minimiza el costo total y maximiza el cumplimiento de los requerimientos de cortocircuito/*black start***, utilizando un algoritmo de adjudicación transparente y predefinido.

**Flexibilidad de localización:** Los oferentes pueden proponer proyectos en barras distintas a las de requerimiento directo, siempre que el Factor de Efectividad (FE) sea  $\geq 40\%$ . El FE mide la contribución efectiva de la potencia de cortocircuito desde la barra de conexión propuesta hacia las barras de requerimiento, permitiendo optimizar la localización de las soluciones y la competencia

entre alternativas tecnológicas y geográficas. En el caso de *black start*, se tiene flexibilidad de localización dentro del área de reposición de servicio donde se ha identificado la falta de recursos.

**Libre concurrencia:** El mecanismo de licitaciones garantiza que se respeta la libre concurrencia, ya que mantiene la participación abierta, permitiendo tanto proyectos *greenfield* como reconversiones puedan participar, siempre que cumplan los requisitos técnicos y administrativos, y se garantiza que la combinación de propuestas más competitiva es adjudicada.

El Manual de Contratación de Bienes y Servicios del CEN establece que se deberá cumplir los principios que deben regir las compras y adquisiciones en el CEN mediante procesos competitivos, siendo aplicables las materias contenidas en la normativa que se fijan normas para la defensa de la libre competencia (Decreto Ley 211/1973). El DL 211 establece:

“1° Que el monopolio y las prácticas monopólicas son contrarias a una sana y efectiva competencia en el abastecimiento de los mercados ya que mediante el control de la oferta o demanda es posible fijar precios artificiales y lesivos al interés del consumidor;

2° Que tales actividades, por otra parte, no incentivan la producción; protegen al productor o distribuidor ineficiente; tienden a la concentración del poder económico y distorsionan el mercado en perjuicio de la colectividad;

3° Que, por tanto, resulta necesario garantizar la libre concurrencia previniendo la existencia del monopolio y de las prácticas monopólicas y sancionando drásticamente su ejecución;”

**Riesgo de desplazamiento de reconversiones:** El mecanismo, al ser abierto y competitivo, no garantiza que proyectos de reconversión de unidades a carbón sean adjudicados, ya que pueden ser desplazadas por proyectos *greenfield* más competitivos. Esto puede dificultar el cumplimiento de objetivos de transición justa y reconversión tecnológica.

Dentro de las licitaciones de SSCC, existen dos servicios que se requiere licitar:

### 6.8.1.1 Potencia de Cortocircuito

Este esquema replicaría en cierta forma el proceso realizado en 2023, cuyas bases administrativas y técnicas establecen un marco normativo, técnico y procedimental robusto, garantizando transparencia, competencia y cumplimiento de los requerimientos del sistema.

#### Elementos distintivos del mecanismo

**Definición de requerimientos:** El CEN determina, a partir de estudios técnicos (Informe de Servicios Complementarios), los requerimientos de potencia de cortocircuito adicional e inercia en barras críticas del SEN.

Por ejemplo, para la licitación 2023, se establecieron requerimientos específicos en cuatro subestaciones (Ana María, Nueva Chuquicamata, Likanantai e Illapa), con posibilidad de conexión en otras barras dentro de una zona de influencia, según factores de efectividad definidos en las bases.

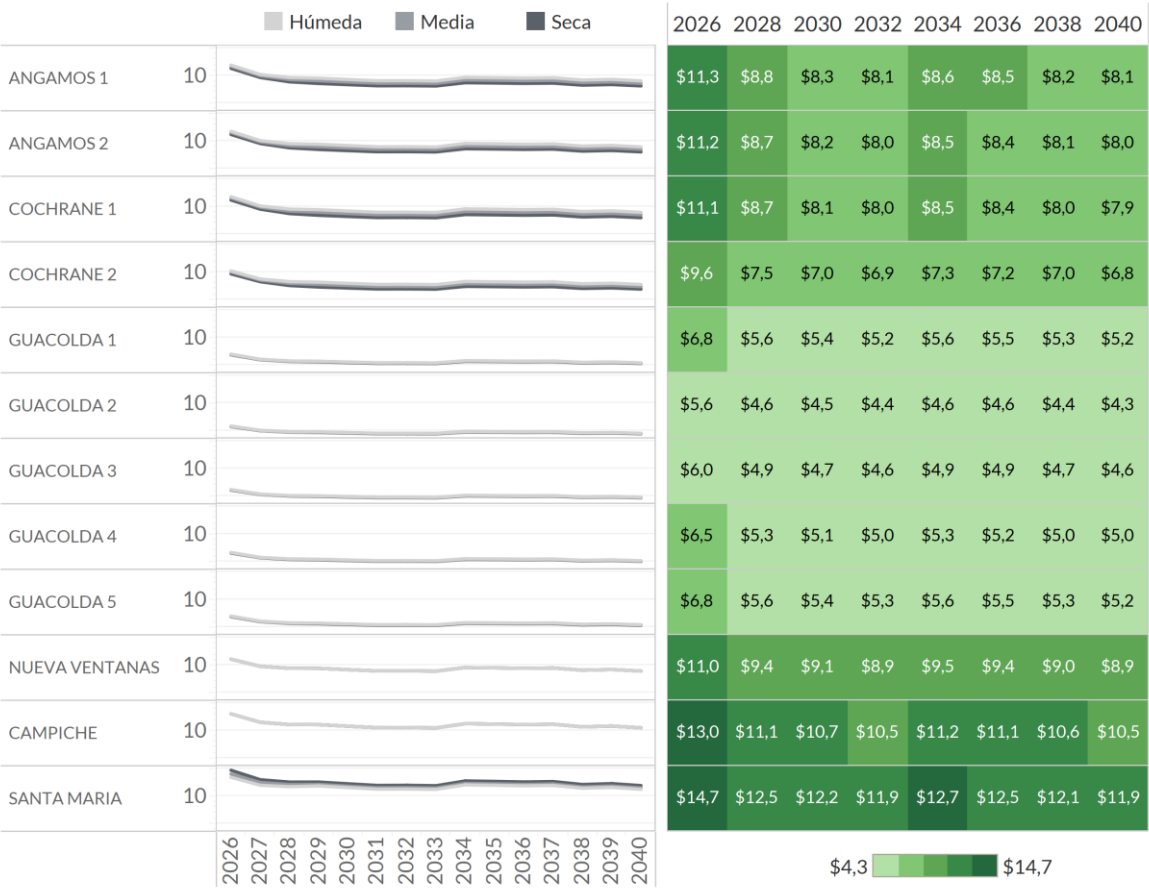
**Requisitos técnicos y de inercia:** Todos los proyectos deben cumplir con exigencias técnicas detalladas en las bases (NTSyCS, especificaciones de diseño, pruebas de simulación, etc.). Además, se podría incluir como requisito la inclusión de un volante de inercia, asegurando la provisión de inercia adicional al sistema. El CEN define el requerimiento específico.

**Consideraciones relevantes:** Si un proyecto de reconversión de una central a carbón a CS resulta adjudicatario de la licitación para la provisión de PCC, y el oferente decide mantener la capacidad de la central para generar energía de forma estacional (por ejemplo, mediante la incorporación de un *clutch*), la central puede seguir participando en el mercado de potencia, ya que mantiene una capacidad de generación disponible que puede ser despachada cuando el sistema lo requiera. En este escenario, la reconversión no implica necesariamente la pérdida del atributo de potencia firme, siempre que la unidad cumpla con los criterios de disponibilidad, confiabilidad y tiempos de respuesta establecidos por la normativa vigente.

Además, la coexistencia entre la provisión de PCC y la operación estacional permite optimizar el uso de la infraestructura existente, reduciendo costos totales y facilitando la transición tecnológica. Para el sistema, esto representa una ventaja adicional, ya que mantiene una fuente de respaldo durante periodos de alta demanda o baja disponibilidad renovable, mientras asegura el cumplimiento de los requerimientos de cortocircuito en las barras críticas. Para el propietario del activo, en tanto, esta combinación puede mejorar la rentabilidad del proyecto, al incorporar ingresos complementarios provenientes tanto del mercado de potencia como del servicio complementario adjudicado (Figura 20). Sin embargo, mantener la posibilidad de participar en el mercado de energía y potencia tiene implicancias importantes en términos operacionales y de costos fijos de operación. Esto ya que implica tener disponibilidad de carbón y de operarios para funcionar como generador ante la posibilidad de ser despachado.



Figura 20: Proyección ingresos de las centrales a carbón en el mercado de potencia (MMUSD) para todas las hidrologías (izquierda) y detalles de la hidrología seca (derecha).  
Fuente: Elaboración propia.



**Ventajas de la reconversión:** Para incentivar la reconversión de unidades a carbón y alinear el mecanismo con los objetivos de transición justa, se pueden ofrecer plazos de entrada en operación más acotados. Dada la alta demanda de CS nuevos a nivel internacional, plazos de entrada en operación acotados pueden favorecer una reconversión, ya que al reconvertir una central a CS los plazos requeridos para implementar el proyecto se pueden lograr disminuir considerablemente respecto a un proyecto nuevo. El sistema se puede beneficiar de contar con CS de manera más oportuna ya que se puede reducir requerimientos de generación a MT de manera más anticipada. Sin embargo, esta práctica podría atentar contra la libre competencia. Lo anterior refleja una tensión que el regulador debe ponderar adecuadamente en función de objetivos de política pública.

### 6.8.1.2 Black Start

Esta alternativa propone un mecanismo de licitación focalizado exclusivamente en la provisión del servicio de *black start*, es decir, la capacidad de iniciar operación autónoma y contribuir a la recuperación del sistema eléctrico tras un apagón total. A diferencia de la alternativa anterior, este esquema no se enmarca dentro de las licitaciones de control de tensión ni potencia de

cortocircuito, sino que constituye un proceso independiente, orientado a fortalecer la resiliencia y seguridad al sistema eléctrico para recuperarse tras un Apagón Total o Parcial. **Es importante destacar que infraestructura nueva con capacidad de *black start*, tendrá la capacidad adicional de entregar energía firme flexible en los momentos que el sistema lo requiera, es decir, capacidad de generación estacional.**

El objetivo principal de esta licitación es asegurar que exista una capacidad suficiente y estratégicamente distribuida para reiniciar el sistema en caso de un Apagón Total o Parcial, complementando los mecanismos existentes.

### **Elementos centrales del mecanismo**

**Foco exclusivo en *black start*:** La licitación se diseña para adjudicar proyectos que cumplan con criterios técnicos mínimos para el servicio de *black start*. Actualmente la resolución de definición de SSCC no establece requerimientos específicos para el servicio de *black start*, por lo que, de acuerdo a lo definido en el Reglamento y Norma Técnica de SSCC, el CEN debe definir los requerimientos que deben cumplir dichas unidades.

#### **Requerimientos técnicos mínimos que debería definir el CEN:**

- Capacidad de *black start* necesaria a licitar.
- Zonas donde se requiere la capacidad de *black start*:
- Número de horas que la unidad debe ser capacidad de proporcionar al menos un 90% de su potencia nominal
- Tiempos de arranque.
- Capacidad de realizar arranques secuenciales.
- Capacidad de corto circuito, de control de tensión y de control de frecuencia
- Requerimiento de disponibilidad del servicio
- Capacidad de aceptar cargas y desconexiones instantáneas en la medida que progresa la restauración de servicio.

**Garantía de resiliencia:** el mecanismo debe asegurar que la capacidad de *black start* adjudicada sea suficiente y esté distribuida estratégicamente en el sistema, evitando concentraciones excesivas y asegurando la recuperación eficiente ante contingencias.

**Provisión de generación estacional y local ante contingencias:** además de proveer *black start*, esta infraestructura puede entregar energía estacional o local ante contingencias. Por tratarse de un sistema que es capaz de inyectar energía, debe estar disponible para la coordinación de la operación, no obstante, su despacho en condiciones normales no debe afectar negativamente la capacidad de proveer su función primaria, que es operar como recurso de blackstart ante un Apagón Total o Parcial.

**Consideraciones relevantes:** Para evitar doble pago de servicios entre la nueva capacidad de *black start*, pagos por potencia, e ingresos en el mercado de energía, el valor a ofertar en la licitación debe ser el valor faltante para remunerar la anualidad de la inversión y costos de operación y mantenimiento anuales, considerando en la oferta que existen ingresos adicionales de energía, potencia y servicios complementarios de la unidad en el mercado. Esto debe estar apropiadamente reflejado en el valor máximo definido para la licitación. Se debiera definir un precio techo en la licitación que considere apropiadamente la anualidad del costo estimado de la nueva infraestructura, sus costos de operación, mantenimiento y administración, y los ingresos esperados en el mercado de energía y potencia.

**Black start y su relación con las centrales a carbón:** Aunque una licitación de servicios de *black start* no está necesariamente vinculada a centrales a carbón en proceso de reconversión, puesto que parte de la infraestructura de las centrales a carbón no puede reutilizarse para este fin, sí es posible instalar la nueva infraestructura en los mismos sitios donde hoy operan estas centrales, aprovechando infraestructura en el emplazamiento existente. En este contexto, podría buscarse incentivar que estos proyectos se ubiquen en las mismas comunas de las centrales a carbón, con el fin de promover el dinamismo económico local y, al mismo tiempo, alinear la licitación con objetivos de transición justa.

### 6.8.1.3 Variantes al mecanismo para incentivar una reconversión de las centrales a carbón

Para avanzar en la reconversión de las centrales a carbón y acelerar la implementación de soluciones que fortalezcan la operación del sistema eléctrico, se analizan distintas variantes al mecanismo de licitaciones de servicios complementarios. Estas alternativas buscan introducir ajustes que permitan compatibilizar los criterios técnicos tradicionales con objetivos de política pública asociados a la transición justa, el desarrollo territorial y la reutilización de activos existentes. Cada variante propone distintos grados de intervención, desde ajustes en los nodos de referencia para la evaluación, hasta incentivos territoriales o incentivos específicos para proyectos de reconversión, manteniendo siempre la libre concurrencia y la participación abierta.

Todas las variantes del mecanismo de licitaciones aportan de la misma forma a las necesidades técnicas del sistema, pero difieren en cómo estas afectan la libre concurrencia y abordan las necesidades del desarrollador. La comparación entre las variantes se resume en la Tabla 18, y en las secciones sucesivas se describe el detalle de cada una de ellas.

Tabla 18: Comparación de las posibles variantes a implementar dentro de una licitación de SSCC para incentivar la reconversión de las centrales a carbón.  
Fuente: Elaboración propia.

| 1. Licitación de SSCC                                      |                           |                                  |                                     |                                 |
|------------------------------------------------------------|---------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|
|                                                            | 1. Licitación competitiva | 2. Ajuste del nodo de referencia | 3. Incentivos territoriales para TJ | 4. Incentivos para reconversión |
| Incentiva una reconversión de las centrales a carbón       |                           |                                  |                                     |                                 |
| Suministro eficiente de energía (menor costo)              |                           |                                  |                                     |                                 |
| Libre competencia                                          |                           |                                  |                                     |                                 |
| Asegura ingresos necesarios para fomentar una reconversión |                           |                                  |                                     |                                 |
|                                                            | Sin aporte                | Aporte bajo                      | Aporte medio                        | Aporte alto                     |

### 6.8.1.3.1 Licitación de SSCC con ajuste del nodo de referencia en la evaluación

Este mecanismo mantiene la estructura general de las licitaciones para la provisión de servicios complementarios de control de tensión o *black start*, pero introduce un ajuste en el criterio de selección de nodos de referencia. En lugar de priorizar únicamente los nodos óptimos desde el punto de vista eléctrico, se privilegian aquellos que permiten compatibilizar la eficiencia técnica y económica con los objetivos de la Estrategia de Transición Justa.

Específicamente, se seleccionan nodos eléctricamente cercanos a los puntos de inyección de las centrales a carbón en proceso de reconversión, y que además contribuyen a satisfacer los requerimientos de corriente de cortocircuito o *black start* que el sistema necesita. De este modo, la evaluación de las ofertas incorpora una ponderación adicional para los proyectos que aporten directamente en estos nodos estratégicos, alineando la adjudicación con metas de desarrollo local y transición justa.

En cuanto a la operación del mecanismo, el CEN determina los requerimientos de potencia de cortocircuito adicional o de *black start* en barras críticas o zonas, y dichos requerimientos se evalúan utilizando como referencia los nodos priorizados para la transición justa. Se mantienen las exigencias técnicas del mecanismo y la participación continúa siendo abierta: pueden competir tanto proyectos *greenfield* como reconversiones de unidades existentes, siempre que cumplan los requisitos administrativos, técnicos y económicos establecidos. Asimismo, en el caso del servicio de control de tensión mediante potencia de corto circuito adicional se preserva la posibilidad de conexión en otros nodos dentro de la zona de influencia, siempre que el FE sea  $\geq 40\%$ , lo que permite mantener flexibilidad y competencia entre alternativas.

**Libre concurrencia:** El mecanismo definido mantiene la participación abierta, permitiendo tanto proyectos *greenfield* como reconversiones, siempre que cumplan los requisitos técnicos y administrativos. Además, se admite conexión en otros nodos dentro de la zona de influencia, lo que otorga flexibilidad. En este contexto, la definición del servicio en nodos eléctricamente cercanos a nodos estratégicos para transición justa no elimina la competencia, sino que introduce un criterio adicional en la evaluación técnica, alineado con objetivos de política pública. En este caso, el ajuste del nodo de referencia no impide que otros proyectos participen, lo que respeta la libre concurrencia.

### 6.8.1.3.2 Licitación de SSCC con incentivos territoriales para la transición justa

Este mecanismo mantiene la estructura general de las licitaciones para la provisión del servicio complementario de control de tensión o *black start*, pero incorpora incentivos explícitos para favorecer la instalación de proyectos en provincias o comunas afectadas por el cierre de centrales a carbón, alineando la adjudicación con los objetivos de transición justa. El enfoque busca maximizar beneficios locales, como empleo y desarrollo económico, y facilitar la reconversión tecnológica en territorios prioritarios.

#### Elementos centrales del mecanismo

**Definición de requerimientos:** el CEN determina los requerimientos de potencia de cortocircuito adicional o *black start* barras o zonas críticas del sistema, manteniendo la flexibilidad de localización y la exigencia de cumplimiento normativo y técnico.

**Incentivos territoriales para la transición justa:** se implementan mecanismos preferenciales para proyectos ubicados en territorios identificados como prioritarios para la transición justa (por ejemplo, “territorios en transición” identificados por el Comité Interministerial de Transición Socioecológica Justa).<sup>52</sup> Los incentivos pueden aplicarse de las siguientes formas, los que a su vez pueden ser combinados entre sí:

- **Bonificación económica directa:** Para efectos de la evaluación económica, a las ofertas ubicadas en territorios TJ se les aplica un descuento ficticio en el precio ofertado para el cálculo del puntaje económico. Este descuento puede ser, por ejemplo, del 5%.
- **Cupos mínimos o reservas territoriales:** Se establece que al menos un porcentaje de la potencia adjudicada debe provenir de proyectos ubicados en territorios TJ, por ejemplo al menos el 30% de la potencia adjudicada debe provenir de proyectos ubicados en comunas identificadas como territorios en transición por el Comité Interministerial.

---

<sup>52</sup> El CITSEJ identificó como “territorios en transición” a las comunas de Tocopilla, Mejillones, Huasco, Quintero, Puchuncaví y Coronel, en consideración a su situación de alta concentración de cargas ambientales, provocando degradación de los ecosistemas e impactos sociales importantes, con una directa afectación de la calidad de vida de las personas que aquí habitan [271].

- **Mecanismo de desempate:** En caso de empate en el puntaje final, se adjudica preferentemente a proyectos en territorios en transición.

La participación es abierta, pueden participar tanto proyectos *greenfield* como reconversiones de unidades existentes, siempre que cumplan con los requisitos administrativos, técnicos y económicos. En el caso del servicio de control de tensión mediante potencia de corto circuito adicional, se mantiene la posibilidad de conexión en otros nodos dentro de la zona de influencia, siempre que el FE sea  $\geq 40\%$ , permitiendo flexibilidad y competencia entre alternativas.

## **Evaluación y adjudicación**

La evaluación de las propuestas se realiza exactamente igual que en la alternativa de licitaciones base, en tres etapas: administrativa, técnica y económica. Solo las ofertas que cumplen con todos los requisitos pasan a la etapa económica, donde **se selecciona la combinación de ofertas que minimiza el costo total y maximiza el cumplimiento de los requerimientos de cortocircuito o de *black start***, utilizando un algoritmo de adjudicación transparente y predefinido.

En esta etapa económica, se aplican los incentivos territoriales definidos:

- Se calcula el costo de cada oferta considerando la bonificación directa para proyectos en territorios TJ, o
- Se verifica el cumplimiento de los cupos mínimos de adjudicación territorial, o
- En caso de empate, se prioriza la adjudicación a combinación de alternativas que maximice los proyectos en territorios en transición.

La adjudicación se realiza a la combinación de ofertas que minimiza el costo total y maximiza el cumplimiento de los requerimientos de cortocircuito o *black start*, considerando los incentivos territoriales.

**Libre concurrencia:** El mecanismo analizado mantiene la participación abierta, permitiendo tanto proyectos *greenfield* como reconversiones, siempre que cumplan los requisitos técnicos y administrativos. Sin embargo, introduce **incentivos explícitos** (bonificación económica, cupos mínimos, desempate) para proyectos en territorios en transición. Estos incentivos explícitos a la transición justa no eliminan la competencia, sino que introducen un criterio adicional en la evaluación, alineado con objetivos de política pública. En este caso, no hay exclusión directa, ya que cualquier oferente puede participar, incluso si no está en un territorio TJ. Los incentivos modifican la evaluación económica y pueden influir en la adjudicación, pero no eliminan la competencia técnica y económica, siempre que las ponderaciones sean razonables y transparentes.

### 6.8.1.3.3 Licitación de SSCC con incentivos para proyectos de reconversión o de reutilización de sitios de centrales a carbón

Este mecanismo mantiene la estructura general de las licitaciones para la provisión del servicio complementario de control de tensión o *black start*, pero incorpora incentivos explícitos para favorecer la instalación de proyectos que impliquen la reconversión o reutilización de sitios de centrales a carbón, alineando la adjudicación con los objetivos de transición justa. El enfoque busca maximizar beneficios locales, como empleo y desarrollo económico, y facilitar la reconversión tecnológica de las centrales a carbón que quedan en operación.

#### Elementos centrales del mecanismo

**Definición de requerimientos:** el CEN determina los requerimientos de potencia de cortocircuito adicional o *black start* en barras críticas o zonas del sistema, manteniendo la flexibilidad de localización y la exigencia de cumplimiento normativo y técnico.

**Incentivos a la reconversión:** se implementan mecanismos preferenciales para proyectos que impliquen la reconversión o reutilización del sitio de unidades a carbón. Los incentivos pueden aplicarse de las siguientes formas, los que a su vez pueden ser combinados entre sí:

- **Bonificación económica directa:** Para efectos de la evaluación económica, a las ofertas que consideren reconversión o reutilización de sitios de centrales a carbón se les aplica un descuento ficticio en el precio ofertado para el cálculo del puntaje económico. Este descuento puede ser, por ejemplo, del 5%.
- **Cupos mínimos:** Se establece que al menos un porcentaje de la potencia adjudicada debe provenir de proyectos de reconversión de centrales a carbón, por ejemplo, al menos el 30% de la potencia adjudicada debe provenir de proyectos de reconversión.
- **Mecanismo de desempate:** En caso de empate en el puntaje final, se adjudica preferentemente y priorizarán las ofertas que incluyan proyectos de reconversión.

La participación es abierta, al igual que en la alternativa 1, pueden participar tanto proyectos *green-field* como reconversiones de unidades existentes, siempre que cumplan con los requisitos administrativos, técnicos y económicos.

En el caso del servicio de control de tensión mediante potencia de corto circuito adicional, se mantiene la posibilidad de conexión en otros nodos dentro de la zona de influencia, siempre que el FE sea  $\geq 40\%$ , permitiendo flexibilidad y competencia entre alternativas.

#### Evaluación y adjudicación

Al igual que en la alternativa base, la evaluación de las propuestas se realiza en tres etapas: administrativa, técnica y económica. Solo las ofertas que cumplen con todos los requisitos pasan a la etapa económica, donde se selecciona la combinación de ofertas que minimiza el costo total y

maximiza el cumplimiento de los requerimientos de cortocircuito o *black start*, utilizando un algoritmo de adjudicación transparente y predefinido.

En esta etapa económica, se aplican los incentivos a la reconversión definidos:

- Se calcula el costo de cada oferta considerando la bonificación directa para proyectos de reconversión, o
- Se verifica el cumplimiento de los cupos mínimos de adjudicación a proyectos de reconversión, o
- En caso de empate, se prioriza la adjudicación a la combinación de alternativas que maximice los proyectos de reconversión.

La adjudicación se realiza a la combinación de ofertas que minimiza el costo total y maximiza el cumplimiento de requerimientos de cortocircuito o *black start*, considerando los incentivos de reconversión.

**Libre concurrencia:** El mecanismo analizado mantiene la participación abierta, permitiendo tanto proyectos *greenfield* como reconversiones, siempre que cumplan los requisitos técnicos y administrativos. Sin embargo, introduce **incentivos explícitos** para proyectos de reconversión o reutilización de sitios de unidades a carbón. Estos incentivos explícitos a la transición justa no eliminan la competencia, sino que introducen un criterio adicional en la evaluación, alineado con objetivos de política pública. En este caso, no hay exclusión directa, ya que cualquier oferente puede participar, incluso si no se trata de un proyecto de reconversión. A pesar de esto, los incentivos modifican la evaluación económica y pueden influir en la adjudicación. **Si bien no eliminan la competencia técnica y económica, esta variante sí tiene un grado mayor de restricción la libre competencia que las anteriores.**

#### 6.8.1.4 Combinación de licitación de control de tensión y *black start*

Aunque las licitaciones de control de tensión y *black start* son independientes entre sí y pueden realizarse por separado, también existe la opción de combinarlas en un solo proceso para contratar ambos servicios simultáneamente.

En este caso, los requisitos técnicos y operativos asociados a cada servicio difieren, al igual que las localizaciones o nodos donde se requieren sus aportes. Sin embargo, **la ventaja de integrarlos en una misma licitación radica en la posibilidad de lograr costos más bajos, ya que un mismo proyecto, mediante una solución híbrida, podría proveer ambos servicios utilizando parte de la misma infraestructura, optimizando así las inversiones necesarias.** Además, la combinación permite reducir costos de transacción y generar mayor coordinación en la planificación y evaluación de los servicios, lo que puede traducirse en una adjudicación más eficiente y coherente con las necesidades del sistema.



## 6.8.2 Acuerdos bilaterales con el Estado para conversión a CS

Además, de la alternativa de licitaciones de SSCC, existe la alternativa de llevar a cabo acuerdos bilaterales con el estado para incentivar la reconversión de las centrales a carbón. Esta alternativa propone la formalización de acuerdos entre el Estado y las empresas propietarias de centrales a carbón, en los que las empresas se comprometen a reconvertir sus unidades a CS a cambio de un esquema de remuneración definido por el Estado, para preservar la estabilidad del SEN y reducir emisiones. Este esquema no incluye la provisión de *black start*. **Esta alternativa tiene el principal riesgo de que podría argumentarse el no cumplimiento de las materias contenidas en la normativa para la defensa de la libre competencia (Decreto Ley 211/1973), no obstante, su impulso puede estar orientado a resolver un desafío de política pública.**

El mecanismo se inspira en el modelo del Decreto Exento N° 50 del año 2020 (DE 50) del Ministerio de Energía, que estableció el Estado Operativo de Reserva Estratégica (ERE) como régimen transitorio para el retiro progresivo de centrales a carbón, asegurando la seguridad operativa del sistema y la transparencia en los compromisos y pagos.

### Elementos centrales del mecanismo

Esta alternativa propone establecer compromisos entre el Estado y las empresas propietarias de centrales, donde estas se comprometan a reconvertir sus unidades a CS a cambio de un esquema de remuneración definido por el Estado. Para asegurar transparencia y viabilidad, el mecanismo debe especificar cómo se calcularán y financiarán los pagos, incluyendo criterios técnicos y económicos claros. Si la central se reconvierte a CS, el mecanismo de pago puede ser mediante un cargo de servicios complementarios, el cual debe ser incorporado al cargo único a que hace referencia el artículo 115°, tal como actualmente está definido en el Artículo 72-7 de la LGSE para el financiamiento de nueva infraestructura de SSCC.

El **Decreto Exento N° 50, de 13 de marzo de 2020**, del Ministerio de Energía, el que aprobó los acuerdos entre el Ministerio de Energía y las empresas propietarias de centrales a carbón para el retiro progresivo de estas unidades. Este decreto estableció el Estado Operativo de Reserva Estratégica (ERE) como un régimen transitorio, permitiendo que las centrales permanecieran conectadas hasta cinco años en ERE, para luego ser retiradas definitivamente, bajo condiciones técnicas degradadas. Durante este período, las unidades no participaron en el despacho diario, pero podían ser convocadas por el CEN en caso de déficit relevante, debiendo permanecer disponibles por al menos tres meses. El DS50 fijó parámetros de remuneración, como la potencia equivalente en 60% de la máxima y la indisponibilidad forzada constante, además de establecer penalizaciones por no disponibilidad y exigir informes técnicos para verificar que el retiro no afectara significativamente la seguridad y los costos del sistema [1].

Por lo tanto, esta alternativa podría estructurarse siguiendo el modelo del DS50, incorporando instrumentos similares al ERE para el retiro y reconversión, garantizar la seguridad operativa y

definir esquemas de remuneración y condiciones técnicas transparentes entre el Estado y las empresas.

No obstante, en este caso, si la unidad reconvertida no es capaz de inyectar energía activa al sistema, el mecanismo de remuneración no puede utilizar el mercado de potencia, sino que debiera utilizar los mecanismos que se utilizan para remunerar infraestructura asociada a Servicios Complementarios. El desafío es definir el valor de dicha remuneración en condiciones de mercado, teniendo en consideración que el retiro por una parte producirá ahorros de costos sistémicos por menores costos de operación a MT pero, por otra parte, si no se quiere degradar la suficiencia del sistema, requerirá financiar infraestructura que permita disponer de generación flexible estacional.

**Plazos y cronograma:** Esta alternativa podría presentar plazos de implementación más cortos que las licitaciones de SSCC, ya que permite avanzar directamente mediante acuerdos bilaterales entre el Estado y los propietarios de las centrales. Al no requerir la elaboración de bases, el desarrollo completo del proceso competitivo ni los tiempos asociados a la preparación y presentación de ofertas, es posible acortar de manera significativa los plazos de definición y compromiso de las partes. No obstante, la rapidez efectiva dependerá de la capacidad del Estado para negociar de manera simultánea con distintos actores y de contar con un marco claro que oriente estas negociaciones.

En términos de reconversión propiamente, se establece un plazo máximo para la entrada en operación de los proyectos, el que puede ser definido entre las partes y dependerá de los requerimientos técnicos que se definan al servicio y el estado de las unidades.

## **Aspectos Generales del Mecanismo**

### **A Formalización del Acuerdo**

El acuerdo deberá ser suscrito entre el Ministerio de Energía y las empresas propietarias de las centrales. Deberá incluir:

- Fecha de cierre definitivo de la unidad.
- Plan de reconversión tecnológica hacia CS.
- Condiciones de remuneración y obligaciones de disponibilidad.

### **B Plazo y Condiciones**

La reconversión debería ejecutarse en un plazo máximo predefinido, por ejemplo, un plazo máximo de **dos o tres años** desde la firma del acuerdo.

### **C Esquema de Remuneración**

El Estado definirá un esquema transparente basado en criterios técnicos y económicos, considerando:

- Costos de reconversión.
- Expectativas de ingresos de centrales a carbón si no se hace ningún cambio.
- Necesidades de provisión de control de tensión por zona.
- Costo de SSCC de control de tensión obtenido en licitación reciente liderado por el CEN.

## **D Disponibilidad y Convocatoria**

Las unidades reconvertidas deberán cumplir estándares mínimos de disponibilidad para servicios complementarios, según lo determine el CEN. El acuerdo establecerá penalizaciones en caso de incumplimiento.

El CEN definirá las zonas donde se requiera el servicio adicional de control de tensión. Sólo las centrales ubicadas en estas zonas podrán acceder al acuerdo bilateral y participar en este esquema de remuneración.

## **E Transparencia y Supervisión**

El CEN verificará el cumplimiento de las condiciones técnicas y operativas. La SEC supervisará la correcta aplicación del esquema de remuneración.

## **Riesgos y desafíos**

La reconversión tecnológica implica incertidumbre técnica y económica: las empresas podrían comprometerse a transformar sus unidades, pero enfrentar dificultades para cumplir los plazos y estándares, afectando la confiabilidad del SEN y la credibilidad del mecanismo. En caso de que la central quede indisponible durante el proceso de conversión, es necesario evaluar los impactos que ello podría generar tanto en el cumplimiento de los objetivos de operación segura del sistema como en los costos operacionales asociados.

**Libre concurrencia:** podría argumentarse el no cumplimiento de las materias contenidas en la normativa para la defensa de la libre competencia (Decreto Ley 211/1973).

**Consideraciones relevantes:** Si el propietario de una central a carbón que se va a convertir a CS mediante este mecanismo decide mantener la capacidad de la central para generar energía de forma estacional (por ejemplo, mediante la incorporación de un *clutch*), la central puede seguir participando en el mercado de energía y potencia, ya que mantiene una capacidad de generación disponible que puede ser despachada cuando el sistema lo requiera. En este escenario, la reconversión no implica la pérdida del atributo de potencia firme, siempre que la unidad cumpla con los criterios de disponibilidad, confiabilidad y tiempos de respuesta establecidos por la normativa vigente.

Además, la coexistencia entre la provisión de PCC y la operación estacional permite optimizar el uso de la infraestructura existente, reduciendo costos totales (a equivalencia de funciones) y

facilitando la transición. Para el sistema, esto representa una ventaja adicional, ya que mantiene una fuente de respaldo durante periodos de alta demanda o baja disponibilidad renovable, mientras asegura el cumplimiento de los requerimientos de cortocircuito en las barras críticas. Para el propietario del activo, en tanto, esta combinación puede mejorar la rentabilidad del proyecto, al incorporar ingresos complementarios provenientes tanto del mercado de potencia como de acuerdo bilateral pactado. El desafío para el propietario es definir si una operación con el factor de planta proyectado es factible con los ingresos proyectados.

### 6.8.2.1 Variantes al mecanismo: inclusión de un *clutch* (embriague) para proveer suficiencia estacional

Esta alternativa propone la formalización de acuerdos entre el Estado y las empresas propietarias de centrales a carbón, en los cuales las empresas que tienen proyectos de reconversión de centrales a CS se comprometen a incluir un *clutch* en su proyecto, a cambio de un esquema de remuneración definido por el Estado, con el fin de proveer, de manera adicional al servicio de control de tensión mediante potencia de corto circuito adicional, generación local y/o estacional. Esta tecnología permite que la central opere como CS, aportando servicios de red críticos, pero también posibilita la generación eléctrica si las condiciones económicas y de seguridad del sistema lo requieren. En particular, en el contexto proyectado, permite mantener la capacidad de generación estacional o ante contingencias específicas sin degradar la resiliencia del sistema.

El mecanismo se inspira en el modelo del DE 50 del Ministerio de Energía, que estableció el ERE como régimen transitorio para el retiro progresivo de centrales a carbón, asegurando la seguridad operativa del sistema y la transparencia en los compromisos y pagos.

#### Elementos centrales del mecanismo

Esta alternativa puede estructurarse siguiendo el modelo del DS 50, incorporando instrumentos similares al ERE para graduar el retiro y reconversión, garantizar la seguridad operativa y definir esquemas de remuneración y condiciones técnicas transparentes entre el Estado y las empresas.

#### Aspectos Generales del Mecanismo

##### A Formalización del Acuerdo

El acuerdo deberá ser suscrito entre el Ministerio de Energía y las empresas propietarias de las centrales. Deberá incluir: Fecha de cierre definitivo de la unidad, Plan de reconversión tecnológica hacia CS incluyendo *clutch* que permita generación de energía ante estrechez del sistema, y Condiciones de remuneración y obligaciones de disponibilidad.

## **B Plazo y Condiciones**

La reconversión debería ejecutarse en un plazo máximo predefinido, por ejemplo, de **dos a tres años** desde la firma del acuerdo.

## **C Esquema de Remuneración**

El Estado definirá un esquema transparente basado en criterios técnicos y económicos, considerando: Expectativas de ingresos de centrales a carbón si no se hace ningún cambio y precio de potencia y capacidad a reconocer.

**Consideraciones relevantes:** Se debe tener en consideración el objetivo de evitar sobre remuneración y dobles pagos de infraestructura. La central puede seguir participando en el mercado de energía y potencia, ya que mantiene una capacidad de generación disponible que puede ser despachada cuando el sistema lo requiera. En este escenario, la reconversión no implica la pérdida del atributo de potencia firme, siempre que la unidad cumpla con los criterios de disponibilidad, confiabilidad y tiempos de respuesta establecidos por la normativa vigente.

Además, la coexistencia entre la provisión de PCC y la operación estacional permite optimizar el uso de la infraestructura existente, reduciendo costos totales (a equivalencia de funciones) y facilitando la transición. Para el sistema, esto representa una ventaja adicional, ya que mantiene una fuente de respaldo durante periodos de alta demanda o baja disponibilidad renovable, mientras asegura el cumplimiento de los requerimientos de cortocircuito en las barras críticas. Para el propietario del activo, en tanto, esta combinación puede mejorar la rentabilidad del proyecto, al incorporar ingresos complementarios provenientes tanto del mercado de potencia como de acuerdo bilateral pactado. El desafío para el propietario es definir si una operación con el factor de planta proyectado es factible con los ingresos proyectados.

## **D Disponibilidad y Convocatoria**

Las unidades reconvertidas deberán cumplir estándares mínimos de cambio en el modo de operación de CS a generación.

## **E Transparencia y Supervisión**

El CEN verificará el cumplimiento de las condiciones técnicas y operativas. La SEC supervisará la correcta aplicación del esquema de remuneración.

### **Riesgos y desafíos**

Las empresas podrían comprometerse a transformar sus unidades, pero enfrentar dificultades para planificar compras de combustible y garantizar la disponibilidad de generación afectando la credibilidad del mecanismo ante la ocurrencia de un inconveniente que afecte la disponibilidad de la unidad.

**Libre competencia:** podría argumentarse el no cumplimiento de las materias contenidas en la normativa para la defensa de la libre competencia (Decreto Ley 211/1973).

### **6.8.3 Comparación entre los mecanismos propuestos y su aporte a las políticas climáticas y de TJ**

La comparación presentada en la Tabla 19 permite evaluar de manera integrada cómo cada uno de los mecanismos propuestos, así como sus variantes, contribuyen a los objetivos de política pública asociados a la descarbonización, la flexibilidad del sistema eléctrico y la Estrategia de Transición Justa. Este análisis facilita identificar cuáles alternativas generan mayores sinergias con metas como la reconversión acelerada de centrales a carbón, la sustitución de atributos técnicos necesarios para el retiro seguro de estas unidades y la creación de oportunidades de desarrollo económico en territorios afectados. Asimismo, la matriz comparativa evidencia que los mecanismos basados en incentivos territoriales o en la reconversión de activos existentes tienden a ofrecer una mayor alineación con los lineamientos de transición socioecológica justa, mientras que los enfoques competitivos tradicionales muestran un aporte relevante a las metas climáticas, pero con menor incidencia directa en el desarrollo local. Sin embargo, hay que tener en cuenta que estos últimos generarían los menores costos para el sistema, así como son los que más se alinean con la regulación de libre competencia. En consecuencia, existe un *trade-off* inevitable entre incentivar el desarrollo local en las zonas afectadas por el cierre de centrales a carbón y mantener una asignación eficiente de recursos a nivel sistémico. La elección del mecanismo dependerá, por tanto, del equilibrio que se quiera lograr entre eficiencia económica, rapidez de implementación y el grado de prioridad otorgado a los objetivos de transición justa. La Tabla 19 presenta un análisis cualitativo, utilizando un código de colores que indica el grado de contribución: desde rojo (aporte nulo) hasta verde (aporte máximo).

Tabla 19: Resumen de los posibles mecanismos a implementar para incentivar la reconversión de las centrales a carbón y su aporte a las políticas asociadas.

Fuente: Elaboración propia.

|                                       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | Licitación de SSCC        |                                  |                                     |                                 | Acuerdo bilateral con el Estado |                                  |
|---------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
|                                       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 1. Licitación competitiva | 2. Ajuste del nodo de referencia | 3. Incentivos territoriales para TJ | 4. Incentivos para reconversión | 1. CS                           | 2. CS + de generación estacional |
| ENTSEJ                                | Fomentar que las empresas con actividades productivas en proceso de cierre o reconversión establezcan mecanismos de recuperación y/o restauración de sitios contaminados (ENTSEJ, Lineamiento 2.1)                                                                                                                                                               |                           |                                  |                                     |                                 |                                 |                                  |
|                                       | Las empresas que tienen infraestructuras de generación eléctrica que se encuentran en proceso de descarbonización, implementan procedimientos para el correcto plan de cierre de operaciones o conversión a combustibles de baja emisión y carbono neutrales (ENTSEJ, Meta 2.1.2)                                                                                |                           |                                  |                                     |                                 |                                 |                                  |
|                                       | Existen incentivos para el desarrollo de tecnologías que provean de flexibilidad a un sistema descarbonizado, de acuerdo a las directrices del Ministerio de Energía (ENTSEJ, Meta 4.1.1.)                                                                                                                                                                       |                           |                                  |                                     |                                 |                                 |                                  |
|                                       | El Ministerio de Energía, en coordinación con el Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, promueven mecanismos habilitantes y de incentivo para la diversificación y sofisticación productiva en las zonas en transición, dentro del ámbito de sus competencias, priorizando aquellos sectores que contribuyen a la "carbono neutralidad" (ENTSEJ Meta 4.2.1). |                           |                                  |                                     |                                 |                                 |                                  |
|                                       | Se promueven incentivos que dinamicen la creación de empleos verdes, con criterios de igualdad de género, en zonas donde se emplacen servicios e infraestructuras que estén en proceso de cierre o reconversión productiva (ENTSEJ Meta 4.2.2).                                                                                                                  |                           |                                  |                                     |                                 |                                 |                                  |
| Plan de Mitigación y Adaptación al CC | Retiro y reconversión de centrales a carbón y desarrollo de proyectos energéticos para la descarbonización (M1.A).                                                                                                                                                                                                                                               |                           |                                  |                                     |                                 |                                 |                                  |
|                                       | Desarrollo de infraestructura clave para la descarbonización (M1.B).                                                                                                                                                                                                                                                                                             |                           |                                  |                                     |                                 |                                 |                                  |
|                                       | Introducción de tecnologías y energías bajas en emisiones en la matriz eléctrica (M1.C).                                                                                                                                                                                                                                                                         |                           |                                  |                                     |                                 |                                 |                                  |
| Plan de Descarbonización              | Habilitar el retiro seguro del carbón, gestionando los aspectos necesarios para ello y procurando sus atributos en el sistema eléctrico sean sustituidos adecuadamente (objetivo específico 1).                                                                                                                                                                  |                           |                                  |                                     |                                 |                                 |                                  |
|                                       | Impulsar la incorporación de tecnologías de generación limpia, acelerando una transición hacia una matriz de energética más sostenible (objetivo específico 2).                                                                                                                                                                                                  |                           |                                  |                                     |                                 |                                 |                                  |
|                                       | Fortalecer la flexibilidad del sistema eléctrico para asegurar un suministro seguro, confiable y de calidad, adaptándose a los desafíos de la transición energética y a la creciente integración de fuentes renovables variables (objetivo específico 4).                                                                                                        |                           |                                  |                                     |                                 |                                 |                                  |
|                                       | Disponer de incentivos que habiliten la construcción de nueva infraestructura energética crítica para los objetivos de descarbonización, agilizando procesos administrativos asociados a fin de alcanzar su pronta puesta en marcha (objetivo específico 5).                                                                                                     |                           |                                  |                                     |                                 |                                 |                                  |
|                                       | Fomento a la reconversión acelerada de centrales a carbón (Medida 2).                                                                                                                                                                                                                                                                                            |                           |                                  |                                     |                                 |                                 |                                  |
|                                       | Instrumentos de incentivos a la descarbonización (Medida 3).                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                           |                                  |                                     |                                 |                                 |                                  |
|                                       | Establecer incentivos a la inversión y mecanismos contractuales para fomentar un sistema eléctrico flexible eficiente y descarbonizado (Medida 24).                                                                                                                                                                                                              |                           |                                  |                                     |                                 |                                 |                                  |

Sin aporte
  Aporte bajo
  Aporte medio
  Aporte alto





# 7

## Conclusiones

En Chile, una vez que se cierran o reconviertan las centrales cuyo retiro ya ha sido autorizado (CTA y CTH), permanecerán en operación 12 unidades a carbón que, con excepción de dos unidades, son más nuevas que la mayoría de las unidades de ciclo combinado actualmente en servicio. Estas últimas, además, estarán expuestas a un régimen de operación con ciclaje persistente, lo que podría afectar su confiabilidad y disponibilidad.

En las condiciones evaluadas<sup>53</sup> se proyecta un escenario que contempla aproximadamente 22GW de capacidad de almacenamiento con una duración de 5 h hacia el año 2040. Adicionalmente, se considera una **capacidad de generación renovable superior a 51 GW**, compuesta por 38 GW de energía solar y más de 13 GW de energía eólica. El escenario de desarrollo de generación renovable utilizado en la evaluación se presenta en la Figura 21.

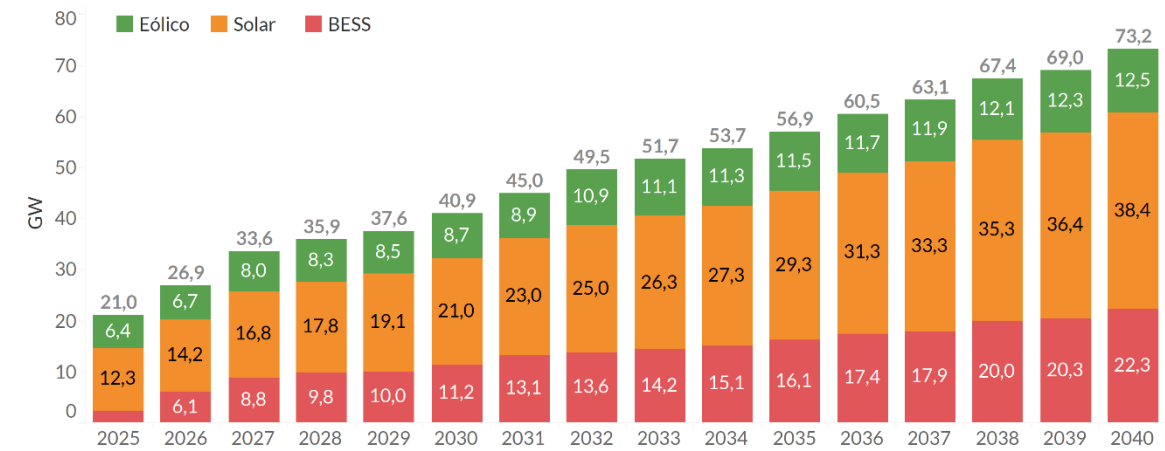
Lo indicado anteriormente se evalúa en un escenario donde el **consumo anual de energía eléctrica alcanza 135,6 TWh** en el año 2040, en comparación con los 81,0 TWh registrados en el año 2024, lo que representa un **crecimiento medio anual del 3,5%** (Figura 21).

---

<sup>53</sup> Validadas por el Ministerio de Energía y el Banco Mundial.

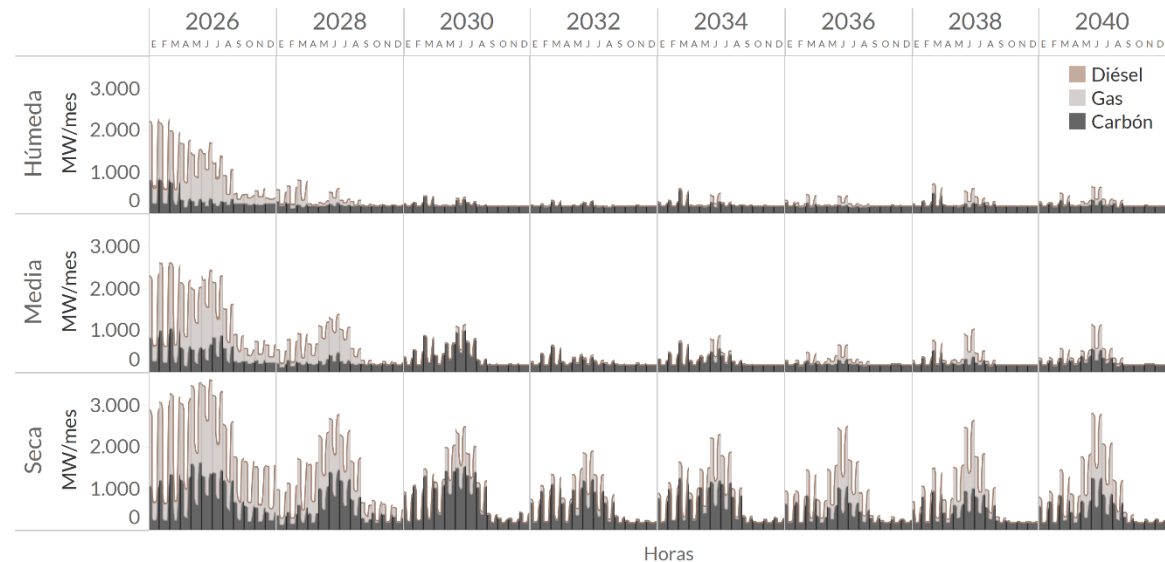


Figura 21: Evolución proyectada de la capacidad renovable instalada, entre los años 2025 y 2040.  
Fuente: Elaboración propia.



Los resultados del escenario proyectado indican que las centrales térmicas mantendrán un rol en el año 2040 (Figura 22), el cual, bajo condiciones de proyección perfecta del sistema, podría representar un 4% de la generación en escenarios de hidrología seca y un 1,2% en escenarios de hidrología húmeda. Estas centrales son particularmente importantes en períodos de menos disponibilidad renovable. Este aporte no se limita a energía; también incluye atributos técnicos esenciales para la operación segura del sistema, como inercia, control dinámico de tensión y fortaleza de red.

Figura 22: Evolución proyectada de la capacidad renovable instalada, entre los años 2025 y 2040.  
Fuente: Elaboración propia.



Para que el retiro de unidades a carbón se produzca sin menoscabar la seguridad de suministro ni los costos del sistema, es indispensable contar con **soluciones que repliquen la funcionalidad de los activos que se retiran**. Se trata de cubrir la demanda en escenarios críticos, manejar desviaciones respecto de las proyecciones y, simultáneamente, proveer los servicios técnicos que sostienen la estabilidad operativa. En este marco, hace falta incorporar al régimen regulatorio una definición

explícita de “resiliencia”, asociada a metas y mecanismos de cumplimiento. Según la definición del *Coalition for Disaster Resilient Infrastructure*, la resiliencia corresponde a la capacidad de los sistemas de infraestructura para adaptarse a tensiones y eventos disruptivos, especialmente aquellos causados por el clima u otros desastres, manteniendo sus funciones esenciales y recuperándose eficazmente tras dichos eventos [50]. Aunque la resiliencia siempre tendrá límites, es posible ampliarlos mediante un análisis de riesgos más riguroso y la aplicación de mejores técnicas de diseño. Los factores de riesgo y los eventos accidentales pueden clasificarse en dos tipos: aquellos mitigables mediante diseño y planificación previa, y aquellos que, aunque concebibles, no pueden mitigarse completamente de antemano. En este sentido, las centrales actualmente disponibles cumplen un rol relevante en la resiliencia del sistema eléctrico.

En consecuencia, los objetivos de retiro y/o reconversión de unidades deberán evaluarse de manera holística, considerando al menos los siete factores que se ilustran en la Figura 23.

Figura 23: Aspectos a evaluar para un retiro armónico de unidades en el sistema eléctrico.

Fuente: Elaboración propia.



El sistema eléctrico enfrenta riesgos si la retirada de generación firme no viene acompañada de reemplazos funcionales. El aumento de la electrificación (electromovilidad, climatización, *data centers*) introduce patrones horarios más marcados y una dependencia reforzada de la temperatura, lo que exige mayor flexibilidad de suministro. La correlación espacial de polos eólicos amplifica la variabilidad, y aunque los sistemas BESS ofrecen respuesta rápida frente a desviaciones cortas (siempre que dispongan de estado de carga suficiente), los desbalances prolongados requieren despacho térmico. En invierno o con baja hidrología el aporte térmico sigue siendo necesario, y la opción de sobreinstalar renovables para compensar esos vacíos introduce desafíos económicos, ambientales y sociales, incluyendo competencia territorial, impactos paisajísticos y conflictividad con comunidades. A ello se suma que el desarrollo de corredores de transmisión críticos puede superar una década y estar sujeto a retrasos: en el Norte, el retiro térmico reduce inercia y fortaleza de red; en la zona centro, la dependencia de transferencias desde el Norte incrementa la exposición ante contingencias.

Es importante destacar que, a medida que se integra una mayor proporción de energía renovable en el sistema eléctrico y disminuye el despacho de las unidades a carbón, el retiro de estas unidades térmicas se vuelve cada vez más complejo. Esto se debe a que dichas unidades cumplen funciones críticas de balance y seguridad del sistema, aportando inercia, capacidad de regulación, corriente de corto circuito de calidad de protección y respaldo ante contingencias.

Por esta razón, alcanzar niveles de descarbonización del orden del 80-90% suele ser significativamente más sencillo y menos costoso que avanzar desde ese punto hasta la descarbonización total (100%). El tramo final implica desafíos técnicos y económicos mayores, como la necesidad de contar con almacenamiento y flexibilidad en escala, y tecnologías de respaldo de bajas emisiones.

Adicionalmente, es importante considerar que en días de temperaturas extremas, ya sea muy calurosos o muy fríos, la demanda eléctrica aumenta de manera significativa. Este efecto se intensifica en un contexto de creciente electrificación de la calefacción y el acondicionamiento de aire, lo que exige contar con sistemas de generación confiables e independientes de las condiciones climáticas. Si bien la respuesta de la demanda suele promoverse como una herramienta de flexibilidad, su efectividad se reduce considerablemente cuando está asociada a necesidades esenciales de confort térmico. En este tipo de jornadas, es poco probable que los usuarios disminuyan el uso de calefacción o aire acondicionado, incluso cuando existan incentivos económicos. Por lo tanto, asumir una respuesta constante por parte de los consumidores bajo estas condiciones puede llevar a sobreestimar el aporte real de las medidas del lado de la demanda a la suficiencia del sistema.

Además, es esperable que, dependiendo de la variabilidad interanual en la disponibilidad hídrica y en la demanda, se registren años con mayores emisiones que otros, incluso en escenarios avanzados de descarbonización. Esto ocurre simplemente por la necesidad de mantener la seguridad y confiabilidad del suministro en condiciones hidrológicas y de consumo que varían.

En el plano económico, los esquemas vigentes de remuneración de energía y potencia, junto con los factores de planta proyectados, tensionan la solvencia de las centrales térmicas: la operación por criterios de seguridad suele compensarse solo por costos, sin márgenes positivos y en algunos casos no se compensan las emisiones en periodos que se contribuye a la seguridad del sistema. En consecuencia, reconvertir hacia activos dedicados a generar energía, como gas o amoníaco, no es, en general, rentable bajo el diseño actual del mercado, ya que la central térmica se utilizará cada vez más como balance estacional o ante contingencias locales, y los pagos por potencia no entregan señales suficientes para invertir en recursos que aporten cobertura estacional a no ser que se apueste a que se producirán desbalances transitorios de oferta y demanda en el sistema que permitirán rentabilizar la unidad. En este contexto, se requieren mecanismos que permitan sostener activos existentes o habilitar nuevos recursos que, de manera costo-efectiva, garanticen confiabilidad y resiliencia.

Este desafío se enmarca, además, en un contexto donde, como se analiza en este reporte, existen **problemáticas locales relacionadas con la preservación de fuentes laborales y la aceptación territorial para la instalación de nueva infraestructura energética.**

La Tabla 20 presenta un resumen comparativo de las alternativas de reconversión evaluadas para las 12 unidades, considerando su madurez tecnológica, costos, potenciales riesgos y viabilidad, junto con el aporte esperado de generación local, estacional, PCC y *black start*. Además, mediante la indicación de colores, la tabla facilita la interpretación del aporte que tiene cada elemento: verde (viable/favorable), amarillo/naranja (menos favorable/depende de condiciones específicas), rojo (inviable/restricciones críticas) y gris (no aplica).

Tabla 20: Resumen de alternativas de reconversión factibles identificadas.

Fuente: Elaboración propia.

|                                     |         |                                             | Complejos a carbón                                                                                                                               |                          | Mejillones |       |                  |      | Huasco |        |                                |       | Ventanas |        |                                |        | Coronel |    |        |        |    |     |    |
|-------------------------------------|---------|---------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|------------|-------|------------------|------|--------|--------|--------------------------------|-------|----------|--------|--------------------------------|--------|---------|----|--------|--------|----|-----|----|
|                                     |         |                                             | FP promedio último año (2024-2025)                                                                                                               |                          | 60%        |       |                  |      | 49%    |        |                                |       | 35%      |        |                                |        | 35%     |    |        |        |    |     |    |
|                                     |         |                                             | Hidrología                                                                                                                                       |                          | SECA       | MEDIA | HÚMEDA           | SECA | MEDIA  | HÚMEDA | SECA                           | MEDIA | HÚMEDA   | SECA   | MEDIA                          | HÚMEDA |         |    |        |        |    |     |    |
|                                     |         |                                             | FP promedio esperado (2030-2040)                                                                                                                 |                          | 24%        | 15%   | 13%              | 19%  | 11%    | 9%     | 1%                             | 0%    | 0%       | 29%    | 7%                             | 1%     |         |    |        |        |    |     |    |
|                                     |         |                                             | Ingresos Promedios Esperados Anuales (2030-2040)                                                                                                 | P <sub>suf</sub> (MMUSD) | 32         | 34    | 35               | 25   | 25     | 26     | 20                             | 20    | 20       | 12     | 12                             | 12     |         |    |        |        |    |     |    |
|                                     |         | Generación (MMUSD)                          | 57                                                                                                                                               | 16                       | 8          | 34    | 9                | 4    | 1      | 0      | 0                              | 37    | 7        | 1      |                                |        |         |    |        |        |    |     |    |
| Alternativa                         | Madurez | Costo                                       | Riesgos                                                                                                                                          | Viable                   | Aporte     |       |                  |      | Viable | Aporte |                                |       |          | Viable | Aporte                         |        |         |    | Viable | Aporte |    |     |    |
|                                     |         |                                             |                                                                                                                                                  |                          | GL         | GE    | PCC              | BS   |        | GL     | GE                             | PCC   | BS       |        | GL                             | GE     | PCC     | BS |        | GL     | GE | PCC | BS |
| CS                                  | 6 – 7   | Inversión: 3 – 20 MMUSD <sub>2025</sub>     | Depende de la existencia de mecanismos que remuneren la provisión de inercia y fortaleza de red.                                                 |                          |            |       |                  |      |        |        |                                |       |          |        |                                |        |         |    |        |        |    |     |    |
|                                     | 5 – 6   | Unitario: 23 – 49 USD <sub>2025</sub> /kVAr |                                                                                                                                                  |                          |            |       |                  |      |        |        |                                |       |          |        |                                |        |         |    |        |        |    |     |    |
| Conversión de caldera a Gas Natural | 6 – 7   | 130 – 150 USD <sub>2025</sub> /kW           | Requiere asegurar suministro de gas mediante contratos. Despacho bajo puede causar insolvencia anticipada.                                       |                          |            |       |                  |      |        | -      | -                              | -     | -        |        |                                |        |         |    |        |        |    |     |    |
|                                     | 8 – 9   | 1.200 – 1.500 USD <sub>2025</sub> /kW       | Requiere asegurar suministro de gas mediante contratos. Ingresos por potencia en descenso                                                        |                          |            |       |                  |      |        | -      | -                              | -     | -        |        |                                |        |         |    |        |        |    |     |    |
| Motores/turbina de gas              | 8 – 9   | 780 USD <sub>2025</sub> /kW                 | Autonomía limitada (4-5h), ingresos por potencia decrecientes por canibalización. No tienen ventaja competitiva respecto a BESS en otros sitios. |                          |            |       |                  |      |        |        |                                |       |          |        |                                |        |         |    |        |        |    |     |    |
|                                     | 4 – 5   | 60 – 150 USD <sub>2025</sub> /kW            | Cadena de suministro de amoníaco y costos son inciertos. Despacho bajo puede causar insolvencia anticipada                                       |                          |            |       |                  |      |        |        |                                |       |          |        |                                |        |         |    |        |        |    |     |    |
| BESS (4 h)                          | 3 – 4   | 875 – 3.240 USD <sub>2025</sub> /kW         | Tecnología inmadura con riesgos y costos elevados. Baja eficiencia. Requiere espacio en la planta para los SGS.                                  | -                        | -          | -     | -                | -    | -      | -      | -                              | -     | -        | -      | -                              | -      | -       | -  | -      | -      | -  |     |    |
|                                     | 5 – 6   | 76 - 589 USD <sub>2025</sub> /kW            | No existe suministro de biomasa suficiente.                                                                                                      | -                        | -          | -     | -                | -    | -      | -      | -                              | -     | -        | -      | -                              | -      | -       | -  | -      | -      | -  |     |    |
| NOTAS:                              |         |                                             |                                                                                                                                                  |                          |            |       | No hay gasoducto |      |        |        | Zona de inundación por tsunami |       |          |        | Zona de inundación por tsunami |        |         |    |        |        |    |     |    |

Inviable/ aporte nulo
  Viabilidad baja/ aporte bajo
  Viabilidad media/ aporte medio
  Viable/ favorable
  No aplica

La tabla se lee horizontalmente por alternativa y verticalmente por central:

- **Para cada alternativa:** se indica su madurez tecnológica y los rangos de inversión asociados, permitiendo ver qué tan desarrollada está y cuánto costaría implementarla. Luego, se indican los principales riesgos técnicos, logísticos o de suministro que pueden afectar la factibilidad de implementar la alternativa, **independiente de la central**.
- **Para cada central:** se indica su factor de planta promedio del último año. Luego, para cada escenario hidrológico evaluado se indica el factor de planta esperado para 2030 – 2040 y los ingresos promedio esperados anuales de  $P_{suf}$  y generación<sup>54</sup>, para 2030 – 2040; **esto es si no se reconvierte, e independiente de la alternativa**.

**La interacción:** para cada alternativa y central, se indica mediante la simbología de colores la viabilidad y el aporte de su interacción; por ejemplo, implementar un CS en Santa María (Coronel) es menos viable que en los otros complejos a carbón, ya que por su ubicación en el sistema eléctrico tiene un menor aporte de PCC a las zonas donde se ha identificado la necesidad de potencia de corto circuito adicional. La **alternativa más viable, desde el punto de vista técnico y económico, son los CS**. Permiten mantener la estabilidad del sistema eléctrico aportando recursos técnicos, funciones críticas que se pierden con el retiro de generación síncrona. Su implementación puede ser rápida y costo efectiva para los servicios provistos, y, dependiendo de las circunstancias puede aprovechar infraestructura existente. Además, no depende de cadenas de suministro internacionales, lo que reduce la incertidumbre y facilita su ejecución en el corto plazo. Esta solución está alineada con los objetivos de descarbonización y resiliencia, ya que no genera emisiones y contribuye a la confiabilidad del sistema en escenarios de alta penetración renovable. No obstante, tienen limitaciones: no aportan energía ni resuelven la suficiencia estacional, su rentabilidad depende de la regulación y solo son prioritarios en zonas con déficit de recursos técnicos asociados a control de tensión y potencia de corto circuito, **por lo que no constituyen una solución universal**. Es decir, es una alternativa que, por ejemplo, actualmente no hace sentido para la central Santa María.

Además de la reconversión a CS, que permitiría suplir las necesidades de recursos técnicos de inercia y fortaleza de red, se necesitarían de activos capaces de proveer suficiencia de larga duración, que sean capaz de proveer energía estacional cuando la energía renovable enfrenta limitaciones o ante eventos extremos. Por esto, la conversión de las centrales también debiera ser complementada con soluciones que puedan proveer energía de manera estacional y en periodos críticos prolongados. A lo anterior, se suma la necesidad actual de contar con más recursos que provean capacidad de partida autónoma en ciertas zonas.

Sin embargo, la conversión a CS es una alternativa que puede integrarse con otras, como capacidad de *black start*. La incorporación de un *clutch* habilita, además, la operación como central térmica en situaciones de estrechez extrema, aunque con tiempos de partida más lentos en el caso de centrales a carbón (por lo que no aportan capacidad de blackstart), pero ofrecen un seguro adicional

---

<sup>54</sup> Corresponde al margen de operación por inyección de energía (Ingresos por inyección a CMg – costos variables – costo por impuesto al CO<sub>2</sub>)

para condiciones excepcionales. En caso de sistemas nuevos con capacidad de *black start* (turbinas o motores), también se pueden hibridizar CS mediante la adición de un *clutch*.

El diseño de mecanismos de incentivo debe considerar las particularidades del sistema chileno: alta integración de generación renovable variable, baja generación térmica, necesidad de servicios complementarios y resiliencia ante contingencias. Si bien la experiencia internacional ofrece una amplia gama de mecanismos financieros y contractuales para facilitar el retiro anticipado de activos a carbón, como los préstamos basados en resultados, la venta a vehículos de propósito especial, los créditos de carbono, los acuerdos bilaterales y los fondos climáticos multilaterales, a medida que avanza el proceso de transición energética en Chile su aplicabilidad es limitada por las particularidades del sistema eléctrico nacional.

En primer lugar, la mayoría de los mecanismos internacionales han sido diseñados para países con alta dependencia del carbón, contratos de suministro de largo plazo y expectativas de generación futura estables. En contraste, las centrales chilenas presentan ingresos decrecientes, baja rentabilidad y una operación cada vez más restringida a servicios de seguridad y contingencia, lo que reduce el atractivo para inversionistas y limita la posibilidad de estructurar esquemas financieros robustos basados en la estructura clásica de ingresos por energía, potencia y SSCC mediante subastas de corto plazo. Además, la ausencia de deuda vigente en muchas unidades y la falta de contratos firmes dificultan la implementación de modelos basados en refinanciación o renegociación contractual.

Por otro lado, el reemplazo de generación térmica por renovables, si bien es técnicamente factible, no necesariamente aporta a la seguridad y resiliencia del sistema en el contexto proyectado, donde lo que se requiere es generación estacional gestionable, robustez de red y capacidad de respuesta ante contingencias. Los mecanismos internacionales que premian las emisiones evitadas pierden efectividad en un sistema donde el retiro de una central a carbón tiene un impacto marginal en la reducción de emisiones y puede ser compensado por otras fuentes térmicas.

En este sentido, el análisis realizado evidencia que la transición chilena demanda soluciones específicas, adaptadas a las necesidades técnicas y operativas del SEN. Es fundamental diseñar incentivos que prioricen la suficiencia técnica, la estabilidad operativa y la provisión de servicios complementarios, incorporando señales que fomenten inversiones en recursos gestionables y tecnologías que aporten flexibilidad y seguridad al sistema. Los mecanismos propuestos en este informe, como licitaciones de control de tensión, ya sea con incentivos territoriales y objetivos de la Estrategia de Transición Justa ofrecen alternativas viables para acelerar la reconversión. Lo anterior, resguardando principios de libre competencia establecidos en el Decreto Ley 211/1973.

Chile cuenta con una oportunidad única para consolidar un modelo propio de reconversión, que combine la descarbonización efectiva con el fortalecimiento de la seguridad energética y el desarrollo territorial, **asegurando que la transición sea socialmente inclusiva y económicamente viable.**





# 8

## Referencias

- [1] Ministerio de Energía, «Decreto Exento n°50,» 2020. [En línea]. Available: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/decreto\\_exento\\_n\\_50.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/decreto_exento_n_50.pdf).
- [2] Diario Financiero, «Antofagasta se dispara en ranking de PIB regional y Santiago se queda en la parte baja,» 23 Abril 2025. [En línea]. Available: <https://www.df.cl/economia-y-politica/macro/antofagasta-se-dispara-en-el-ranking-de-crecimiento-regional-gracias-a-la>.
- [3] SEREMI Región de Valparaíso, «MODIFICACIÓN AL PREMVAL EN BAHÍA INDUSTRIAL DE QUINTERO Y PUCHUNCAVÍ,» Octubre 2023. [En línea]. Available: <https://www.minvu.gob.cl/wp-content/uploads/2023/11/Resumen-Ejecutivo-I.O..pdf>.
- [4] Municipalidad de Mejillones, «Consulta Pública Imagen Objetivo Modificación Plan Regulador de Mejillones,» 2025. [En línea]. Available: <https://prcmejillones.cl/>.
- [5] Ministerio de Vivienda y Urbanismo, «Decreto 458 - DFL 458 Aprueba Nueva Ley General de Urbanismo y Construcciones,» 1975. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=13560>.
- [6] Ministerio de Salud, «Criterios Técnicos para la Emisión de la Calificación de Actividades Productivas e Infraestructura por las SEREMI de Salud del País,» 29 1 2026. [En línea].
- [7] Superintendencia de Electricidad, «Resolución SIE-041-2019-MEM,» 2019. [En línea]. Available: [https://sie.gob.do/wp-content/uploads/2021/06/SIE-041-2019-MEM\\_-\\_OPERACION\\_EMERGENCIA\\_SENI\\_TEMP\\_CICLONICA2019.pdf](https://sie.gob.do/wp-content/uploads/2021/06/SIE-041-2019-MEM_-_OPERACION_EMERGENCIA_SENI_TEMP_CICLONICA2019.pdf).

- [8] AEMO, «2025 Electricity Statement of Opportunities,» 2025. [En línea]. Available: [https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning\\_and\\_forecasting/nem\\_esoo/2025/2025-electricity-statement-of-opportunities.pdf?rev=8746cf0303364c34a31b7c740b6cb275&sc\\_lang=en](https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning_and_forecasting/nem_esoo/2025/2025-electricity-statement-of-opportunities.pdf?rev=8746cf0303364c34a31b7c740b6cb275&sc_lang=en).
- [9] C. E. Nacional, *Acta de declaración de licitación desierta – etapa de apertura de ofertas administrativas y técnicas.*, 2018.
- [10] C. E. Nacional, *Acta final de declaración de licitación desierta proceso licitación obras nuevas zonales.*, 2019.
- [11] M. d. Energía, *Decreto 2021/15T.*, 2022.
- [12] Ministerio de Energía, «Jornada de Presentación “Ley N° 21.721, de Transición Energética y Proceso de Implementación”,» 2025. [En línea]. Available: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/01/Jornada-10.01.25-v.final\\_-1.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/01/Jornada-10.01.25-v.final_-1.pdf).
- [13] Inodú, «Consultoría sobre elaboración de línea de base socioeconómica para construir planes locales de Transición Justa en el sector energía que acompañe el retiro de centrales a carbón en Chile,» 2023. [En línea]. Available: <https://cop25ue.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2023/08/Elaboracion-linea-de-base-socioeconomica-para-construir-planes-locales-de-TJ-en-el-sector-energia-que-acompane-el-retiro-de-centrales-a-carbon-en-Chile.pdf>.
- [14] Inodú, «Guía técnica de buenas prácticas ambientales para el cierre de centrales a carbón,» 2020. [En línea]. Available: <https://4echile.cl/proyectos/descarbonizacion-del-sector-energetico-de-chile/guia-tecnica-de-buenas-practicas-ambientales-para-el-cierre-de-centrales-a-carbon/>.
- [15] The Energy Systems Integration Group (ESIG), «From Goals to Plans: Improving Rigor, Transparency, and Decision-Making in Electricity Plans with Ambitious Policy Targets,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.esig.energy/wp-content/uploads/2025/10/ESIG-Plannning-for-Ambitious-Targets-report-2025.pdf>.
- [16] Rocky Mountain Institute, «Coal-to-Clean Success Stories,» 2024. [En línea]. Available: <https://rmi.org/insight/coal-to-clean-success-stories>.
- [17] Engie Chile, «Memoria Integrada 2024,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.engie.cl/wp-content/uploads/2024/10/Memoria-ENGIE-2024-WEB-V2.pdf>.
- [18] IDB Invest, «Methodology: Early closure of fossil-fuel-fired power plants and replacement by renewable energy sources,» 2022. [En línea]. Available: [https://idbinvest.org/en/publications/methodology-early-closure-fossil-fuel-fired-power-plants-and-replacement-renewable?\\_ga=2.125536522.1865901253.1709535700-2125665861.1701935977](https://idbinvest.org/en/publications/methodology-early-closure-fossil-fuel-fired-power-plants-and-replacement-renewable?_ga=2.125536522.1865901253.1709535700-2125665861.1701935977).
- [19] Verra, «Verified Carbon Standard,» [En línea]. Available: <https://verra.org/programs/verified-carbon-standard/>. [Último acceso: 16 12 2025].
- [20] Verified Carbon Standard, «VM0052 - Accelerated Retirement of Coal-Fired Power Plants Using a Just Transition,» 2025. [En línea]. Available: <https://verra.org/wp-content/uploads/2025/05/VM0052-Accelerated-Retirement-of-CFPP-v1.0-1.pdf>.
- [21] Verified Carbon Standard, «VMD0061 - Just Transition Requirements for Accelerated Retirement of Coal-Fired Power Plants,» 2025. [En línea]. Available: <https://verra.org/wp-content/uploads/2025/05/VMD0061-Just-Transition-Requirements-v1.0.pdf>.



- [22] CIF, «How We Work,» [En línea]. Available: <https://www.cif.org/how-we-work>.
- [23] CIF, «Our Programs,» [En línea]. Available: <https://www.cif.org/cif-programs>.
- [24] CIF, «CIF FUNDING,» [En línea]. Available: <https://www.cif.org/cif-funding>.
- [25] CIF, «ACCELERATING COAL TRANSITION: COAL TO CLEAN,» [En línea]. Available: <https://www.cif.org/topics/accelerating-coal-transition>.
- [26] CIF-ACT, «ACCELERATING COAL TRANSITION INVESTMENT PROGRAM Design Document,» 10 11 2021. [En línea]. Available: [https://www.cif.org/sites/cif\\_enc/files/meeting-documents/act\\_investment\\_program\\_-\\_design\\_document.pdf](https://www.cif.org/sites/cif_enc/files/meeting-documents/act_investment_program_-_design_document.pdf).
- [27] CIF-ACT, «CIF Accelerating Coal Transition (ACT): Indonesia Country Investment Plan (IP) REVISION,» 12 5 2023. [En línea]. Available: [https://www.cif.org/sites/cif\\_enc/files/meeting-documents/act\\_indonesia\\_investment\\_plan\\_revised.pdf](https://www.cif.org/sites/cif_enc/files/meeting-documents/act_indonesia_investment_plan_revised.pdf).
- [28] CIF-ACT, «ACCELERATING COAL TRANSITION (ACT) INVESTMENT PLAN FOR SOUTH AFRICA,» 11 10 2022. [En línea]. Available: [https://www.cif.org/sites/cif\\_enc/files/meeting-documents/CTF\\_TFC\\_IS\\_3\\_03\\_South%20Africa\\_ACT\\_IP\\_0.pdf](https://www.cif.org/sites/cif_enc/files/meeting-documents/CTF_TFC_IS_3_03_South%20Africa_ACT_IP_0.pdf).
- [29] CIF-ACT, «ACCELERATING COAL TRANSITION INVESTMENT PLAN FOR THE REPUBLIC OF NORTH MACEDONIA,» 1 2024. [En línea]. Available: [https://www.cif.org/sites/cif\\_enc/files/2024-05/act\\_ip\\_north\\_macedonia\\_03202024.pdf](https://www.cif.org/sites/cif_enc/files/2024-05/act_ip_north_macedonia_03202024.pdf).
- [30] CIF-ACT, «Climate Investment Fund–Accelerating Coal Transition Program Investment Plan for the Republic of the Philippines Revision,» 5 2024. [En línea]. Available: [https://www.cif.org/sites/cif\\_enc/files/2024-06/revised\\_act\\_ip\\_philippines\\_rev.0\\_05302024.pdf](https://www.cif.org/sites/cif_enc/files/2024-06/revised_act_ip_philippines_rev.0_05302024.pdf).
- [31] CIF-ACT, «Investment Plan for the Dominican Republic,» 27 2 2025. [En línea]. Available: [https://www.cif.org/sites/cif\\_enc/files/2025-04/ctf\\_tfc.33\\_04\\_rev.01\\_act\\_investment-plan\\_dominican-republic\\_02142025.pdf](https://www.cif.org/sites/cif_enc/files/2025-04/ctf_tfc.33_04_rev.01_act_investment-plan_dominican-republic_02142025.pdf).
- [32] Ministry of Finance Republic of Indonesia, «CIF ACT Investment Plan (IP) INDONESIA Presentation to CIF TFC,» 26 10 2022. [En línea]. Available: [https://www.cif.org/sites/cif\\_enc/files/meeting-documents/cif\\_act\\_indonesia\\_ip.pdf](https://www.cif.org/sites/cif_enc/files/meeting-documents/cif_act_indonesia_ip.pdf).
- [33] CIF, «Approved Decision,» 16 6 2023. [En línea]. Available: [https://www.cif.org/sites/cif\\_enc/files/final-document/files/revised\\_indonesia\\_accelerating\\_coal\\_transition\\_act\\_investment\\_plan\\_approved\\_on\\_6162023.pdf](https://www.cif.org/sites/cif_enc/files/final-document/files/revised_indonesia_accelerating_coal_transition_act_investment_plan_approved_on_6162023.pdf).
- [34] CIF, «CLEAN TECHNOLOGY FUND SEMI-ANNUAL REPORT,» 12 Junio 2025. [En línea]. Available: [https://www.cif.org/sites/cif\\_enc/files/meeting-documents/ctf\\_tfc.34\\_4\\_ctf-sar\\_05222025.pdf](https://www.cif.org/sites/cif_enc/files/meeting-documents/ctf_tfc.34_4_ctf-sar_05222025.pdf).
- [35] J. G. Y. C. Aljoscha Karg, «Just Energy Transition Partnerships: An inclusive climate finance approach?,» *Energy Research & Social Science*, vol. 125, p. 104103, 2025.
- [36] GFANZ, «Glasgow Financial Alliance for Net Zero,» [En línea]. Available: <https://www.gfanzero.com/>.
- [37] European Commission, «Joint article on Just Energy Transition Partnerships,» 20 1 2025. [En línea]. Available: [https://climate.ec.europa.eu/news-other-reads/news/joint-article-just-energy-transition-partnerships-2025-01-20\\_en](https://climate.ec.europa.eu/news-other-reads/news/joint-article-just-energy-transition-partnerships-2025-01-20_en).

- [38] The Presidency Republic of South Africa, «Just Energy Transition Implementation Plan 2023–2027,» 11 2023. [En línea]. Available: <https://justenergytransition.co.za/wp-content/uploads/2024/10/JET-Implementation-Plan-2023-2027-1.pdf>.
- [39] JETP, «Monitoring, Evaluation, and Learning (MEL),» [En línea]. Available: <https://justenergytransition.co.za/monitoring-evaluation-and-learning>.
- [40] Carnegie Endowment for International Peace, «The Just Energy Transition Partnership Crossroads,» 20 10 2025. [En línea]. Available: <https://carnegieendowment.org/research/2025/10/the-just-energy-transition-partnership-crossroads?lang=en>.
- [41] Eskom, «Coal fired power stations,» [En línea]. Available: <https://www.eskom.co.za/eskom-divisions/gx/coal-fired-power-stations/>. [Último acceso: 18 12 2024].
- [42] Republic of South Africa, «SOUTH AFRICA FIRST NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION UNDER THE PARIS AGREEMENT,» September 2021. [En línea]. Available: <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/South%20Africa%20updated%20first%20NDC%20September%202021.pdf>.
- [43] European Commission, «France, Germany, UK, US and EU launch ground-breaking International Just Energy ransition Partnership with South Africa,» 2021. [En línea]. Available: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/cs/ip\\_21\\_5768](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/cs/ip_21_5768).
- [44] Climate Investment Funds, «South Africa (ACT) Investment Plan,» 2022. [En línea]. Available: [https://www.cif.org/sites/cif\\_enc/files/2023-10/ctf\\_tfc\\_is\\_3\\_03\\_south\\_africa\\_act\\_ip.pdf](https://www.cif.org/sites/cif_enc/files/2023-10/ctf_tfc_is_3_03_south_africa_act_ip.pdf).
- [45] A. I. P. L. S. R. & V. A. Sangeeth Selvaraju, «Just Energy Transition Partnership grants and country platforms Lessons from Indonesia and South Africa,» 11 2025. [En línea]. Available: <https://justtransitionfinance.org/wp-content/uploads/2025/11/Just-Energy-Transition-Partnership-grants-and-country-platforms-lessons-from-Indonesia-and-South-Africa.pdf>.
- [46] Asian Development Bank, «Country Partnership Strategy: Viet Nam,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.adb.org/sites/default/files/institutional-document/819731/cps-viet-nam-2023-2026.pdf>.
- [47] Asian Development Bank, «Energy Transition Mechanism (ETM) in Southeast Asia and Beyond,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.adb.org/sites/default/files/event/906146/files/etm-seasia-and-ino-jeffries-adb-5-oct-2023-rev.pdf>.
- [48] Asian Development Bank , «WTO Fossil Fuel Subsidy Reform Energy Transition Mechanism (ETM),» 2025. [En línea]. Available: [https://www.wto.org/english/tratop\\_e/envir\\_e/fossil\\_suel\\_presentations\\_e/050525\\_e/01\\_presentation%20by%20asian%20development%20bank.pdf](https://www.wto.org/english/tratop_e/envir_e/fossil_suel_presentations_e/050525_e/01_presentation%20by%20asian%20development%20bank.pdf).
- [49] Asian Development Bank, «ADB's Energy Transition Mechanism (ETM) and Partnerships,» 2024. [En línea]. Available: <https://ieefa.org/sites/default/files/2024-09/2024Conf%20ADB%27s%20Energy%20Transition%20Mechanism.pdf>.
- [50] Kyoto University, «Climate and Disaster Resilience Initiative (CDRI),» [En línea]. Available: [https://unfccc.int/sites/default/files/iedm\\_kyoto\\_uni\\_ap\\_update\\_drr\\_sep\\_09\\_2\\_sp.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/iedm_kyoto_uni_ap_update_drr_sep_09_2_sp.pdf).

# Abreviaturas

| SIGLA                      | Definición                                              |
|----------------------------|---------------------------------------------------------|
| AC                         | Aire acondicionado                                      |
| ACE                        | <i>Atlantic City Electric</i>                           |
| AUX <sub>consumption</sub> | Factor de Consumo Auxiliar                              |
| BESS                       | <i>Battery Energy Storage System</i>                    |
| BS                         | <i>Black start</i>                                      |
| C                          | Capacidad Máxima                                        |
| C <sub>inicial</sub>       | Capacidad Inicial                                       |
| CEN                        | Coordinador Eléctrico Nacional                          |
| CMg                        | Costo Marginal                                          |
| CO                         | Monóxido de carbono                                     |
| CO <sub>2</sub>            | Dióxido de carbono                                      |
| CS                         | Condensador síncrono                                    |
| D <sub>peak</sub>          | Demanda máxima                                          |
| ERNC                       | Energías renovables no convencionales                   |
| ESCR                       | <i>Equivalent Short Circuit Ratio</i>                   |
| EV                         | Vehículos eléctricos                                    |
| F <sub>demanda</sub>       | Factor de demanda                                       |
| F <sub>tech</sub>          | Factor tecnológico                                      |
| GN                         | Gas natural                                             |
| H <sub>2</sub>             | Hidrógeno                                               |
| IFOR                       | Tasa de fallas forzadas                                 |
| IPT                        | Instrumentos de Planificación Territorial               |
| LGUC                       | Ley General de Urbanismo y Construcciones               |
| MMA                        | Ministerio del Medio Ambiente                           |
| MMF                        | Factor de Mantenimiento Mayor                           |
| MP                         | Material Particulado                                    |
| NH <sub>3</sub>            | Amoníaco                                                |
| NO <sub>x</sub>            | Óxidos de nitrógeno                                     |
| NTSyCS                     | Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio        |
| PdL                        | Proyecto de Ley                                         |
| RM                         | Región Metropolitana                                    |
| SC                         | Capacidad de Suficiencia                                |
| SC <sub>prel</sub>         | Capacidad de Suficiencia Preliminar                     |
| SCE                        | Sistema de Compensación de Emisiones del Impuesto Verde |
| SEIA                       | Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental              |
| SEN                        | Sistema Eléctrico Nacional de Chile                     |
| SMA                        | Superintendencia del Medio Ambiente                     |
| SO <sub>2</sub>            | Dióxido de azufre                                       |
| SO <sub>x</sub>            | Óxidos de azufre                                        |
| STATCOM                    | <i>Static Synchronous Compensator</i>                   |
| SVC                        | <i>Static Var Compensator</i>                           |

# Unidades de medida

| SIGLA            | Definición                          |
|------------------|-------------------------------------|
| °C               | Grados Celsius                      |
| GVA <sub>s</sub> | Gigavoltio-amperio-segundo          |
| GW               | Gigavatios                          |
| GWh              | Gigavatios-hora                     |
| h                | Horas                               |
| Hz               | Hertz                               |
| km               | Kilómetro                           |
| kV               | Kilovoltio                          |
| min              | Minutos                             |
| MMton            | Millones de toneladas               |
| MMUSD            | Millones de dólares norteamericanos |
| MVA <sub>s</sub> | Megavoltio-amperio-segundo          |
| MW               | Megavatio                           |
| MWh              | Megavatios-hora                     |
| s                | Segundo                             |
| ton              | Toneladas                           |
| USD              | Dólares norteamericanos             |