



ACERA

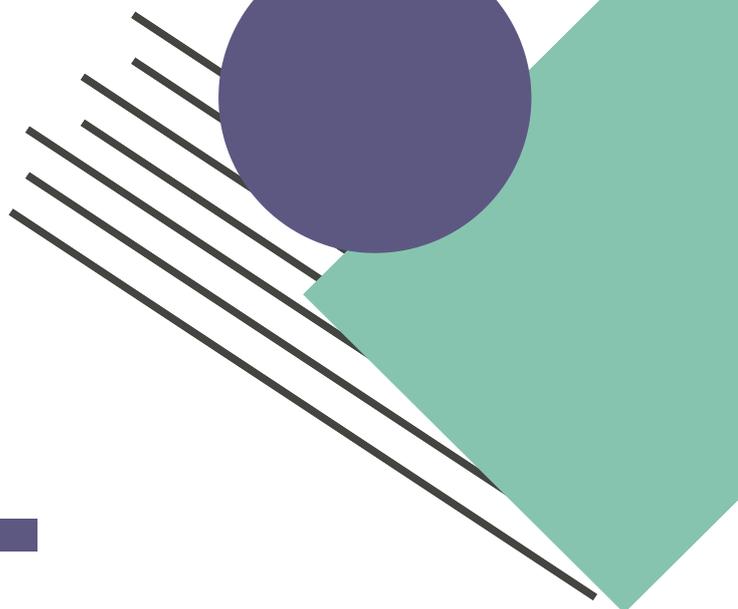
[Por Un Chile **100% Renovable**]

ANÁLISIS Y PROPUESTA DE UNA RUTA DE REFERENCIA PARA ALCANZAR CERO EMISIONES NETAS EN EL SECTOR DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CHILE

RESUMEN EJECUTIVO – HITO 1

**ESCENARIO RETIRO TOTAL DE
CENTRALES A CARBÓN AL 2025**

Tabla de contenidos



<u>1- Introducción</u>	3
<u>2- Objetivo general del estudio</u>	5
<u>A- Objetivo del presente documento</u>	5
<u>3- Equipo consultor</u>	6
<u>4- Metodología de análisis</u>	7
<u>5- Supuestos</u>	8
<u>6- Resultados - Escenario 2025</u>	9
<u>A- Capacidad de Generación</u>	9
<u>B- Análisis Técnico Económico de la Operación</u>	10
<u>C- Análisis Dinámico</u>	13
<u>7- Conclusiones y recomendaciones del análisis de escenario 2025</u>	14

INTRODUCCIÓN

Durante las últimas dos décadas, ACERA ha impulsado con fuerza y convicción la importancia de lograr una matriz energética cero emisiones, a través de una transición energética que priorice el desarrollo de las energías renovables. La promoción de una matriz energética más limpia requerirá la salida acelerada, en primer lugar, de las centrales a carbón, para después dar paso al resto de los combustibles fósiles.

Las buenas noticias son que, gracias al compromiso de las empresas propietarias de las centrales a carbón y el correcto diálogo y coordinación entre ellas, la autoridad y la ciudadanía, el cierre de estas centrales podría ser más rápido de lo esperado.

En junio de 2019, estas empresas firmaron un compromiso con el Ejecutivo en el cual se estableció el año 2040 como la fecha límite para sacar de operación las centrales a carbón. El retiro de centrales comenzó en junio de 2019 con las Unidades 12 y 13 en Tocopilla (Engie). Poco más de un año después, a fines de 2020, sus propietarios comunicaron el cierre de Bocamina 1 (Enel) y Ventanas 1 (AES Andes). Luego, en abril de 2021, Engie también hacía lo suyo, anunciando el desarrollo de una cartera de energías renovables por cerca de 2.000 MW y una salida total del carbón para el año 2025. Y, recientemente, AES Andes, en julio de 2021, anunció la salida anticipada de cuatro centrales a carbón para 2025. Se trata de las unidades 3 y 4 de Ventanas en Quintero, además de Angamos 1 y 2 en Mejillones.

En este contexto, es importante destacar que las empresas propietarias proponen las fechas de retiro de las centrales, pero es el Coordinador Eléctrico Nacional el que en definitiva debe dar el visto bueno para que ello ocurra, dependiendo de si las condiciones esperadas para el sistema eléctrico admiten el retiro seguro de cada central.

La transición hacia una matriz cero carbón es posible. Y es justamente esto lo que queremos validar técnicamente a través del estudio más grande y ambicioso que ha realizado la asociación renovable, con el objetivo de conocer las implicancias técnicas y económicas de las distintas trayectorias posibles para lograr una matriz cero emisiones lo más rápido y eficientemente posible. Un análisis que, a la vez, entregará interesantes escenarios que serán útiles para complementar la discusión en torno al proceso de descarbonización de Chile, entendido este como aquel proceso que busca una operación del sistema eléctrico sin centrales que utilicen combustibles fósiles de ningún tipo. En este sentido, no cabe duda que, el contar con una matriz eléctrica que opere sin centrales a carbón para el año 2025, es un escenario que ha tomado especial relevancia a causa del Proyecto de Ley que se está discutiendo actualmente en el Congreso y que busca establecer el cierre de todas las centrales a carbón para ese año.

Los resultados de este estudio adquieren una especial importancia justamente en estos días en los que hemos conocido que, por razones de seguridad y continuidad de suministro eléctrico derivados de una prolongada sequía, el Coordinador Eléctrico Nacional decidió llamar a operación a una de las centrales que estaba en estado de Reserva Estratégica. A esto se suma la publicación del último informe del IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) que entrega datos muy preocupantes sobre el estado de la lucha contra el cambio climático y llama a una acción más decidida.

Siendo el sector energía el que más aporta a las emisiones de gases de efecto invernadero en Chile, así como también es un importante emisor de otros gases y material particulado que impactan en la contaminación local, cuanto antes se elimine el carbón de la matriz, de mejor manera podremos combatir la crisis climática. Sin embargo, es importante destacar que no queremos que ese carbón sea reemplazado por diésel u otras tecnologías igual de contaminantes. En ese sentido, estamos convencidos de que todas las decisiones que involucren a un sector tan relevante como éste, deben contener no sólo buenas voluntades, sino que además deben ser respaldadas por un análisis técnico robusto. Y ese es el aporte que queremos hacer como Asociación. Nuestro foco está en las personas, y es necesario evitar que, por decisiones aceleradas y poco analizadas, terminemos trasladando las zonas de sacrificio, y no acabando con ellas.

Finalmente, para lograr esta transición, es necesario contar con una mirada más de largo plazo, que vaya más allá de la salida del carbón, identificando los factores clave para lograr el objetivo final. Es decir, es fundamental entender cómo afectan, por ejemplo, la velocidad de inversión en centrales renovables, las restricciones de transmisión, las barreras para el ingreso de nuevas tecnologías como el hidrógeno verde, el almacenamiento de energía o la flexibilidad del sistema, entre muchas otras variables.

Cuáles son estas variables y los tiempos que se requieren para su correcta implementación son también algunos de los resultados que arrojará este estudio. Un análisis de amplias dimensiones y complejidad, probablemente único en sus características en el país, que entrega herramientas reales y concretas para lograr el objetivo que todos buscamos: una matriz cero emisiones, para lograr un sector energético más limpio y sostenible, que haga un aporte significativo a los compromisos de Chile ante la crisis climática más grave que ha tenido que enfrentar la humanidad.

OBJETIVO GENERAL DEL ESTUDIO

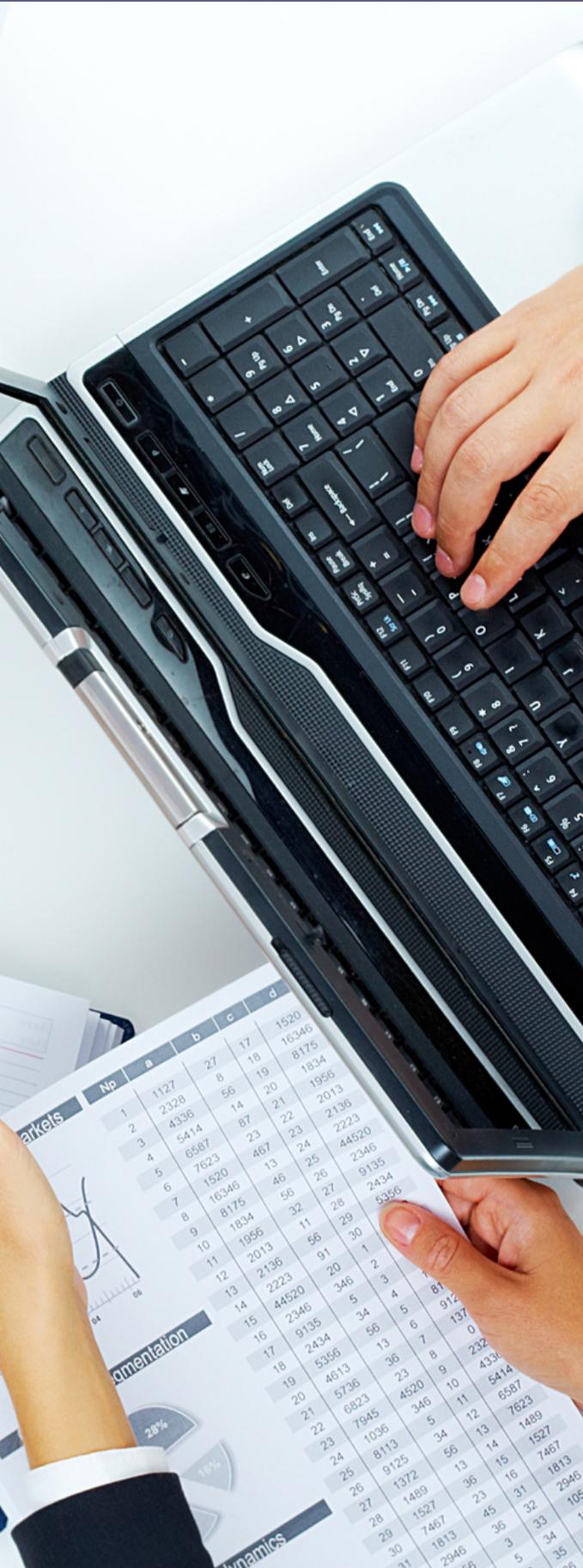
El estudio que se está desarrollando tiene por objeto identificar los principales habilitantes y condicionantes para que el cierre de las centrales termoeléctricas a carbón se materialice en un plazo que no afecte la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, conjuntamente con la eliminación de todos los combustibles fósiles de la matriz de generación eléctrica de Chile, como máximo al año 2050. Adicionalmente, propone al país y a sus autoridades, una ruta de referencia desde el punto de vista técnico-económico y ambiental, y que considere el cumplimiento de las normas técnicas de seguridad y calidad de servicio del SEN, y que también permita hacerse cargo de los desafíos impuestos por la NDC de Chile.

OBJETIVO DEL PRESENTE DOCUMENTO

El estudio completo cuenta con la simulación de tres fases y escenarios: (1) Escenario sin carbón hasta el 2025, (2) Trayectoria sin carbón en la matriz, y (3) Trayectoria hacia cero emisiones en la matriz. El presente documento busca sistematizar los resultados obtenidos hasta la fecha con respecto al análisis del primer escenario de cierre de todas las centrales a carbón en 2025. Los resultados de las etapas siguientes se irán dando a conocer dentro de las próximas semanas, hasta el hito final contemplado tentativamente para octubre de 2021.



EQUIPO CONSULTOR



El equipo conformado cuenta con una vasta experiencia en la modelación y el estudio sobre integración masiva de fuentes renovables a la red. De reconocida trayectoria nacional e internacional, se encuentran a la vanguardia en aspectos relativos a la modelación y el análisis de los impactos económicos, técnicos y regulatorios asociados a procesos de descarbonización profunda.

El equipo es dirigido por la Consultora SPEC, en colaboración con el Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), y la Universidad Santa María. El equipo reunido es liderado por Eduardo Pereira Bonvallet, director de I+D+i de SPEC, y está conformado por un experimentado grupo de ingenieros en el análisis, simulación, operación, planificación y regulación de sistemas eléctricos de potencia. El estudio también cuenta con un Comité Consultivo compuesto por el PhD Rodrigo Moreno, profesor de la Universidad de Chile y dos expertos internacionales del Imperial College London, los académicos Goran Strbac y Adrià Junyent-Ferré.

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

Para efectos del cumplimiento de los objetivos del estudio, este se dividió en tres etapas:

1. **Escenario 2025:** Análisis de la situación del sistema eléctrico ante el cierre de todo el parque de generación a Carbón en 2025.
2. **Escenario Futuro (2030-2040):** Análisis de diversas trayectorias de cierre paulatino de centrales a Carbón, Gas y Diésel.
3. **Escenario 2050:** Fecha máxima para el cierre de todo el parque de generación termoeléctrico.

Para el caso del **Escenario de Retiro al 2025**, la metodología específica consiste en la realización de las siguientes actividades:

- **Actividad 1 - Análisis de la expansión esperada para generación en el período 2025 y 2040:** esta actividad determina el nivel de inversión en generación y transmisión que se requiere para que el sistema eléctrico cuente con la energía necesaria, de modo de abastecer la demanda de forma eficiente. Esto es lo que se denominó **Sistema Adaptado**.

Los resultados de esta actividad permiten sentar una base de comparación que permitirá establecer las brechas que existan entre el plan de generación requerido (Sistema Adaptado) y el programa de inversiones que actualmente está comprometido para ese año (Sistema No Adaptado).

- **Actividad 2 - Simulación de la operación del año 2026:** permite determinar la factibilidad operativa del parque de generación y, entre otras cosas, el aporte horario de cada fuente de generación, el costo total anual de operación, identificar el rango de variación de costos marginales, congestiones en el sistema de transmisión y nivel de recortes de ERNC.

Las simulaciones relativas a la operación se ejecutan tanto para la condición de Sistema Adaptado, como para el Sistema No Adaptado.

- **Actividad 3 - Análisis en régimen dinámico:** los análisis realizados en esta actividad permiten determinar, para condiciones críticas de operación, la vulnerabilidad del sistema eléctrico ante fallas intempestivas de distintos elementos de la red, así como los recursos y condiciones necesarias para que el sistema garantice el cumplimiento de las normas técnicas de seguridad y calidad de servicio del SEN.

SUPUESTOS

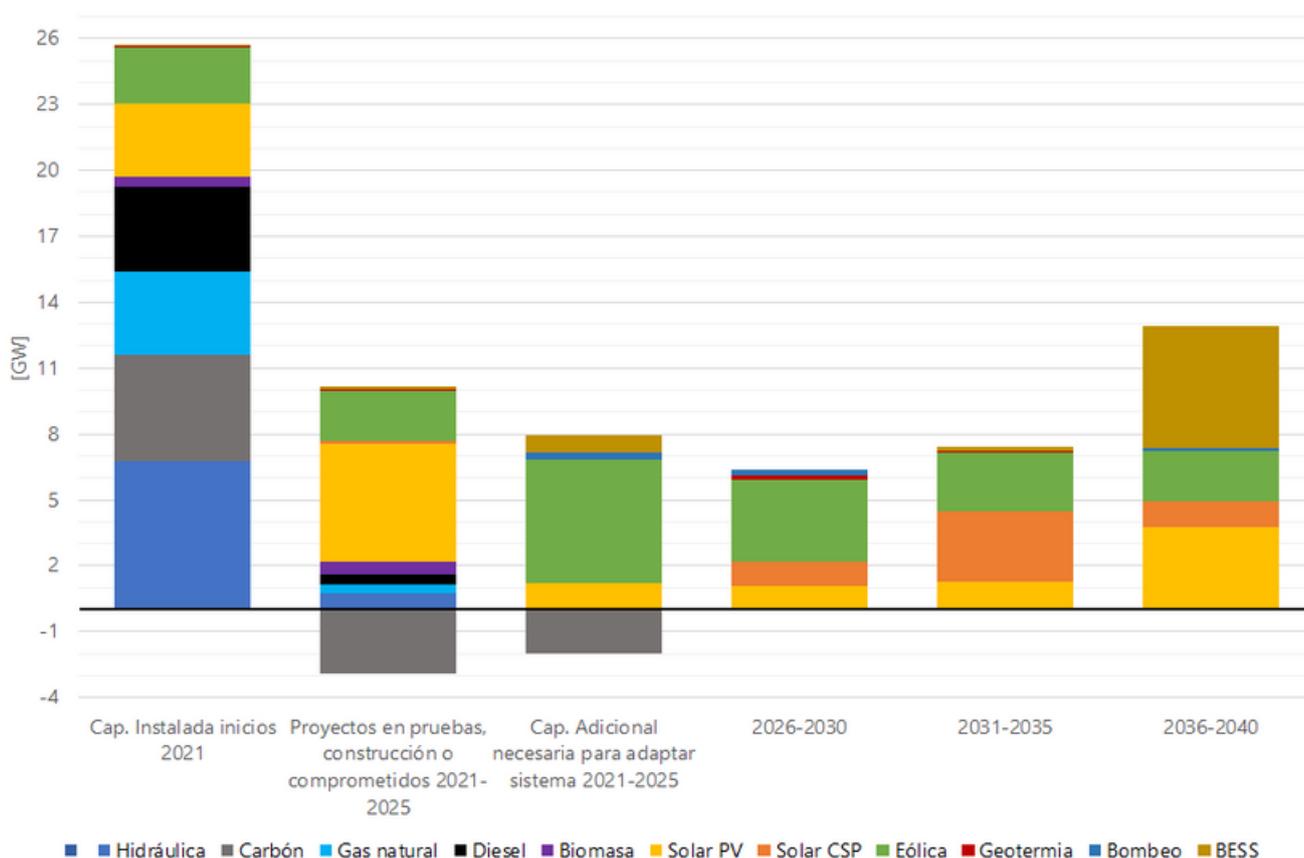
Con el propósito de tener resultados que puedan ser reproducibles, se consideran una serie de supuestos basados en la última información oficial disponible al inicio del estudio y otras fuentes públicas, las cuales fueron respectivamente ajustadas y actualizadas según información del Equipo Consultor. La fuente de los datos, y los ajustes realizados, se detallan en la tabla siguiente:

Concepto	Fuente de datos	Ajustes
Demanda	Planificación Energética de Largo Plazo - Proyección carbono neutralidad con medidas de electrificación	Creación de perfiles horarios según tipo de consumo
Costos de Combustibles	Annual Energy Outlook 2021 escenario de referencia	Incluye diferenciación por central según Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo. Enero 2021
Costos de Inversión	Planificación Energética de Largo Plazo - Ministerio de Energía - IAA 2020 escenario medio	Ajuste de CAPEX inicial según informe de costos de CNE y proyección National Renewable Energy Laboratory para sistemas de almacenamiento por baterías
Proyectos de Generación	Levantamiento de proyectos en pruebas, construcción y comprometidos por licitaciones	Listado vigente a marzo 2021. No se consideraron renegociaciones de PPA libres o Bienes Nacionales
Retiro de Centrales a Carbón	Calendario definido hasta 2025, incluyendo reconversión	Incluye proyección de costos y condiciones de flexibilidad de centrales convertidas
Escenarios Hidrológicos	Se consideraron escenarios históricos tipo, húmedo-seco-medio y extremo seco	Definidos según valores observados en último precio de nudo, que incluye efectos de cambio climático (ajustando a valor esperado de 29 TWh).

RESULTADOS ESCENARIO 2025

A) Capacidad de Generación

- La figura de abajo muestra los incrementos en capacidad de generación proyectados para la matriz eléctrica nacional, en caso que las centrales a carbón se retiren completamente del SEN el año 2025.

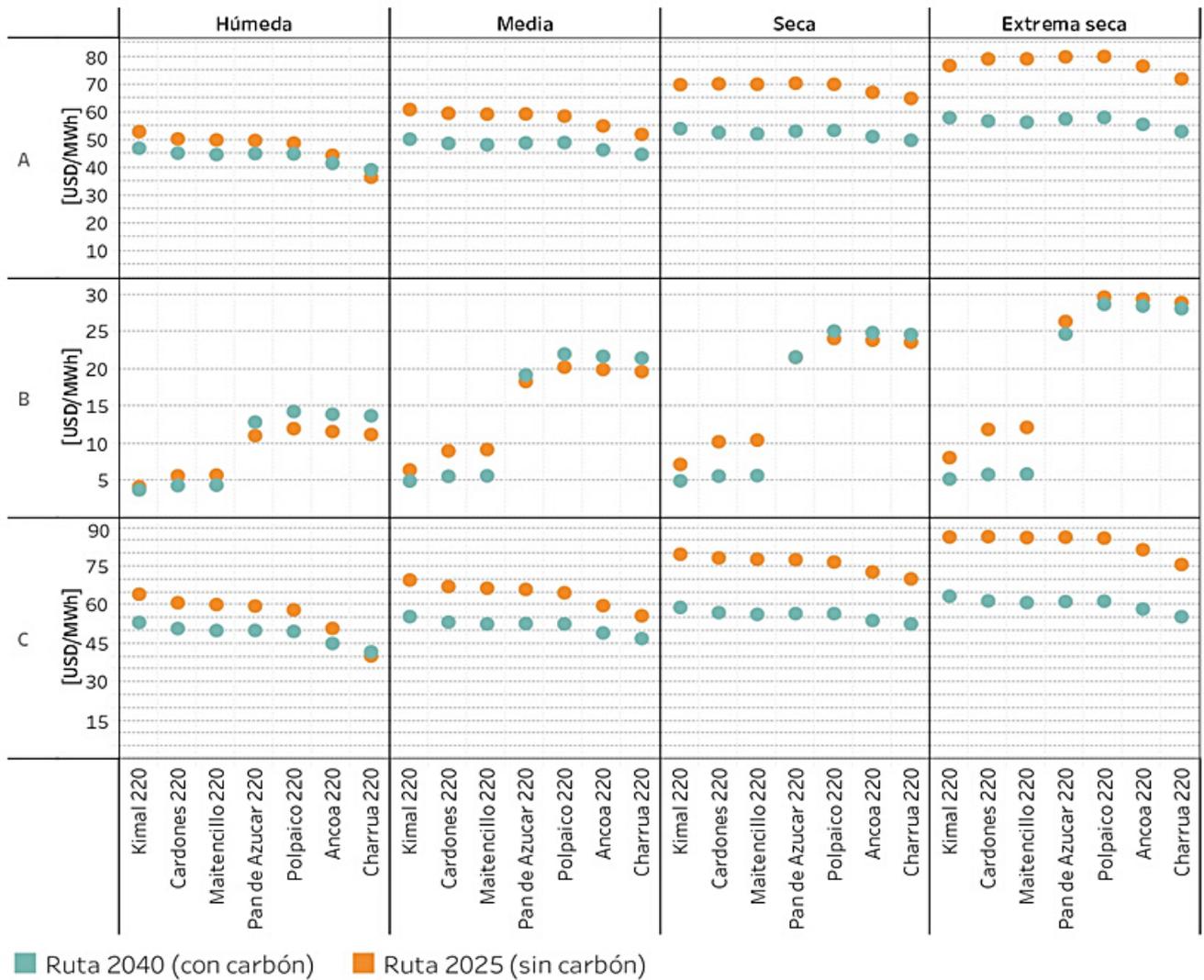


- El desarrollo futuro de la matriz eléctrica estará impulsado por fuentes renovables, con una alta participación de energía solar y eólica durante el periodo 2022-2030, y tecnología de base como CSP y almacenamiento en el horizonte 2030-2040.
- Independiente de la fecha de retiro total de las centrales a carbón, los análisis realizados muestran que se requieren obras de generación por sobre los 10.000 MW de proyectos actualmente en desarrollo para adaptar el parque de forma eficiente.

- En caso que prospere la iniciativa del retiro de la totalidad de las centrales a carbón al 2025, las estimaciones muestran una capacidad instalada adicional a los 10.000 MW en desarrollo, por sobre 8.000 MW. Esto impulsaría la capacidad instalada total del SEN por sobre los 40 GW. Las estimaciones realizadas muestran que, para adaptar la matriz de forma eficiente ante la salida acelerada de unidades de carbón, se requiere el rápido desarrollo de energía eólica distribuida a lo largo del país (+5.7 GW), con un fuerte desarrollo en la zona de Taltal. Asimismo, se requeriría la incorporación de 1 GW de almacenamiento en la zona del Norte Chico para alivianar restricciones de transmisión, además de la incorporación de más de 1 GW de energía solar fotovoltaica cercana a los centros de consumo.
- Un retiro acelerado hacia el año 2025 requiere un monto de inversión significativamente superior para adaptar el sistema, en comparación con una fecha posterior de retiro. Se estima que en caso de retiro al año 2030 se requieren en torno a 5.800 millones de dólares (MUSD) adicionales en inversión entre 2022 y 2026, mientras que en el caso de retiro al 2025 se requiere en torno a 9.000 MUSD.

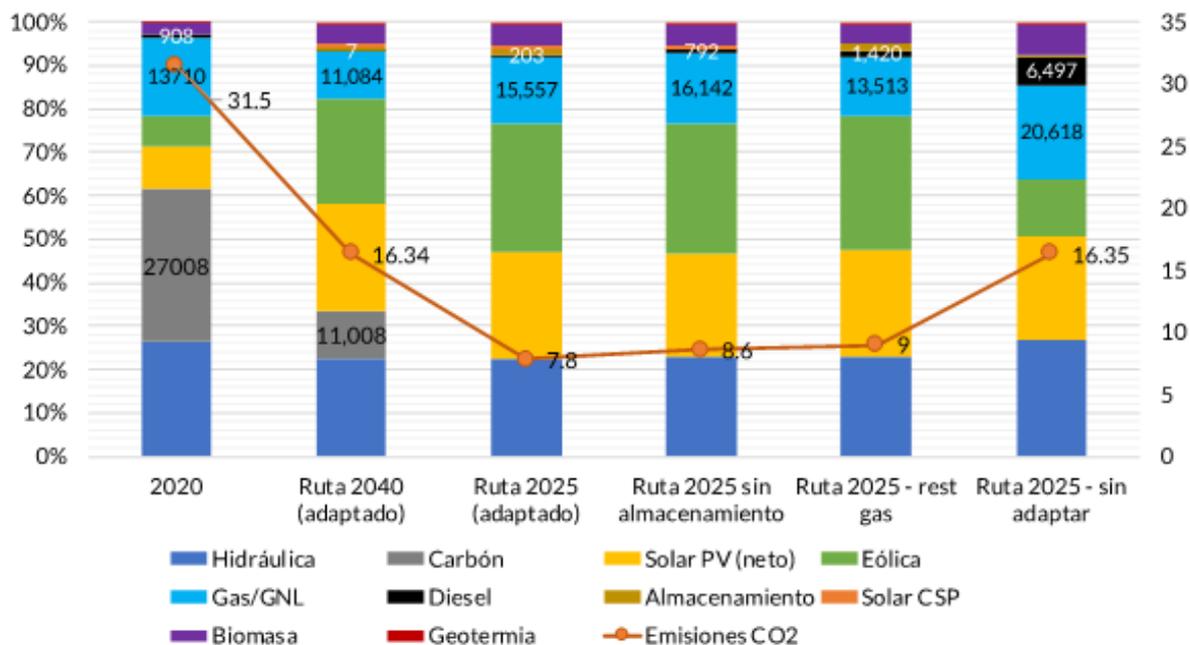
B) Análisis Técnico Económico de la Operación

- Para efecto de los análisis se consideran los siguientes bloques horarios:
 1. Bloque Horario A entre las 23:00 hrs y las 8:00 hrs
 2. Bloque Horario B entre las 8:00 hrs y las 18:00 hrs,
 3. Bloque Horario C entre las 18:00 hrs y las 23:00 hrs
- El retiro al año 2025 incrementaría los costos marginales del sistema respecto de un caso de retiro menos acelerado. Esta alza se concentra principalmente en horas no solares (bloques A y C). El alza está relacionada con un uso más intensivo de generación termoeléctrica de mayor costo variable (gas, diésel en algunas ocasiones) para compensar la variabilidad solar-eólica, ante la ausencia del aporte de la generación a carbón en dichas horas.
- En horas solares (bloque B) se observa una gran diferencia de costo marginal entre nodos de zona norte con respecto a la zona centro, producto de la gran congestión norte-sur en esas horas. Esto ocurre debido, por un lado a la salida de las centrales a carbón y sus mínimos técnicos durante horas solares -que usan parte de la capacidad de transmisión-, y, por otro lado, a la capacidad adicional de sistemas de almacenamiento que se desarrolla en este escenario, que contribuye a desfasar horariamente las inyecciones de energía renovable a horas de menor congestión.



Costo marginal anual estimado para el año 2026, por hidrología, por bloque horario A-B-C y para algunos nodos de la red desde norte a sur, comparación de retiro 2025 y retiro 2040.

- Las sensibilidades realizadas permitieron concluir que, ante el retiro total de unidades de carbón al año 2025: i) es necesario impulsar inversiones en ERNC adicionales, por sobre los 10 GW de proyectos comprometidos, que resultan claves para permitir una transición una eficiente; ii) es imprescindible incentivar la incorporación del almacenamiento, para así aplacar parte del alza de los costos marginales en horas no solares, reducir la congestión en horas solares, y también limitar la necesidad de despachar intensivamente centrales de respaldo diésel en eventos de baja extrema de generación solar-eólica, y; iii) se requiere asegurar la presencia de gas natural para generación de manera relevante durante todo el año, de manera de evitar el uso de diésel. La falta de capacidad ERNC adicional puede llevar a niveles elevados de uso de diésel que comprometerían la reducción de emisiones esperada mediante el retiro de las centrales a carbón (ver siguiente figura).



Energía anual por tecnología (participación porcentual) y emisiones de CO2eq [millones de toneladas].

La siguiente tabla muestra los recortes de energías renovables en función de los escenarios simulados, para condiciones hidrológicas similares al año 2020, tanto en valores anuales como por bloques horarios.

Recortes %	Ruta 2040	Ruta 2025	2025 no adaptado	2025 sin almacenamiento
Anual	5.15%	6.36%	3.37%	7.96%
Anual - A	1.01%	1.73%	0.12%	1.66%
Anual - B	7.31%	9.63%	4.65%	12.47%
Anual - C	0.31%	0.63%	0.01%	0.37%

C) Análisis Dinámico

Para efectos del análisis dinámico, se seleccionó una condición operacional particular que resulta desafiante desde el punto de vista de estabilidad, en términos de baja inercia disponible en el sistema y/o altos flujos por los corredores de 500kV. Los análisis realizados dan cuenta que tal condición podría ocurrir durante días del mes de agosto en condiciones de hidrología seca (con un reducido aporte de las centrales hidroeléctrica y una alta tasa de penetración ERNC solar y eólica).

Bajo estas condiciones, al simular contingencias de generación, si bien se mantiene la estabilidad, se visualiza un deterioro en la respuesta del sistema. Por ejemplo, ante la desconexión intempestiva de 300 MW de generación, se requiere desconectar consumos para mantener la estabilidad del sistema, lo que actualmente no ocurre debido a que los montos de inercia disponible son altos de manera natural, dada la cantidad de centrales convencionales despachadas.

Los análisis realizados indican que esto podría resolverse de la manera tradicional, despachando otras centrales térmicas a gas, o bien, mediante el aporte de las energías renovables al control de frecuencia. Con una contribución mínima de las energías renovables (3-5% de su capacidad) el sistema demostró no presentar problemas de estabilidad en frecuencia y prescindir de desconexión de demanda. Más aún, a medida que se aumenta su contribución es posible prescindir de parte de las unidades térmicas despachadas forzosamente en horas solares.

Por otro lado, ante contingencias en corredores de transmisión, se presentan problemas de estabilidad de voltaje. Al producirse una falla en un circuito de 500kV entre Pan de Azúcar y Polpaico, el sistema presenta una disminución sostenida de voltaje en las barras aledañas, los cuales no cumplen lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Más importantemente, dicha situación podría, en la práctica, desencadenar desconexiones adicionales en cascada por sub-tensión, hasta incluso provocar un blackout. Para asegurar la estabilidad de tensión ante fallas en líneas de transmisión, se requerirán medidas operacionales y/o activos adicionales. Entre las medidas identificadas se pueden distinguir la reutilización de centrales a carbón retiradas para que operen como condensador sincrónico, instalación de equipos de compensación de potencia reactiva, así como también de sistemas de almacenamiento en cantidades que varían entre 500 MVA y 1000 MVA.

Con todo, las simulaciones mostraron que el aprovechamiento de las capacidades de control de frecuencia y soporte en tensión que poseen algunas plantas ERNC contribuyen a mantener la estabilidad del sistema.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS DE ESCENARIO 2025

Es factible encontrar un mix tecnológico de reemplazo de las unidades a carbón que permita abastecer la demanda a mínimo costo (adaptar el sistema), y que sea técnicamente robusto ante desbalances que puedan poner en riesgo la estabilidad del sistema.

No obstante, se requiere un intensivo desarrollo de infraestructura, junto con la modernización de las políticas operacionales, cuya ausencia puede constituir riesgos para el fin último del retiro que es reducir las emisiones, pero, por sobre todo, para mantener la eficiencia económica y los estándares técnicos de calidad y seguridad de suministro, los cuales se describen a continuación:

- En primer lugar, **respecto al desarrollo de infraestructura ERNC**, se requiere que en el periodo 2022-2025 se pongan en servicio alrededor de 8.000 MW adicionales a los ya comprometidos, que corresponden en torno a 10.000 MW. En particular, de los 8.000 MW adicionales, se requiere en torno a 1.000 MW en sistemas de almacenamiento, tecnología de incipiente desarrollo en nuestro mercado.

Para adaptar el sistema, en el período 2022-2025, dada la incompatibilidad de los tiempos de desarrollo de tecnologías como CSP y bombeo hidráulico, va a requerir una fuerte expansión del parque de generación eólica. Si no se llegara a adaptar el sistema en términos de la capacidad instalada, se requeriría un uso significativamente mayor de generación diésel, pudiendo llegar a ser del orden de seis veces a lo utilizado en el año 2020.

- Para lograr que entren en operación los volúmenes de renovables que se requieren, es fundamental tener políticas regulatorias aún más agresivas de las que se han planteado hasta el momento. Estas políticas están relacionadas con el debido reconocimiento de la remuneración por capacidad, aumento programado del impuesto a las emisiones, incorporación de las ERNC al mercado de servicios complementarios de control rápido de frecuencia, cambios regulatorios para los sistemas de almacenamiento, por nombrar algunos.

Sólo para dar un orden de magnitud, entre los años 2015 y 2020 entraban en operación anualmente 1.000 MW de nueva potencia renovable. Dentro del año 2021, probablemente se terminen instalando cerca de 4.000 MW. Por lo que entre los años 2022 y 2025 se deberían instalar sobre 5.000 MW por año.

- En segundo lugar, **desde la perspectiva operacional**, el sistema requiere ser capaz de asegurar el suministro de combustibles como gas y diésel. El primero es requerido para complementar la variabilidad intra-diaria de las renovables solar y eólica, y se requiere de manera permanente durante el año para complementar la variabilidad hidrológica. El diésel deberá hacer frente a escenarios extremos de indisponibilidad eólica-solar.
- Si no se logran construir los 8 GW de potencia ERNC antes del retiro de las centrales a carbón al 2025, el sistema quedaría desadaptado, podría llegar a ver costos marginales de hasta un 60% superiores a los de 2020, con valores promedio permanentemente sobre los 100 USD/MWh.
- Las congestiones del sistema de transmisión producirán recortes anuales de generación ERNC del 6,36%. Estas congestiones podrían ser gestionadas mediante capacidad de almacenamiento, como activo de transmisión. Actualmente, no hay proyectos de estas características dentro del plan de expansión.
- El sistema desadaptado, con hidrología seca, implicaría la utilización de al menos seis veces los niveles de generación diésel, con respecto al 2020. Para esto se debería mejorar considerablemente la logística actual de este combustible.
- Por otro lado, el sistema requerirá que la hidroelectricidad tome un rol fundamental en el aporte a la flexibilidad operacional intra-diaria. Esto requerirá cambios en estrategias y plataformas para la operación y despacho de los recursos, y poner atención a posibles conflictos con otros usos del agua e impacto en los ecosistemas locales.
- En tercer lugar, el retiro de las centrales a carbón implica diversos desafíos desde el punto de vista de la **estabilidad del sistema**. El sistema cuenta con recursos que proveen de inercia a lo largo del país y que permiten mantener la estabilidad de frecuencia. Por ejemplo, mediante un despacho forzado de centrales térmicas durante horas solares, se puede mantener la estabilidad ante fallas intempestivas de generación.
- No obstante, desde el punto de vista de la estabilidad de tensión del sistema ante salidas intempestivas de líneas de transmisión, se requieren recursos adicionales que no pueden ser del todo provistos por centrales ERNC y que requieren inversiones adicionales. Entre estos recursos, pueden ser adaptar centrales a carbón para que funcionen como condensadores sincrónicos, nueva infraestructura tipo STACOM o sistemas de almacenamiento.
- En ambos estudios de estabilidad, de frecuencia y voltaje, se evidenció que las centrales renovables pueden contribuir fuertemente a la estabilidad del sistema. En esta línea, se requiere que las herramientas, bases de datos y análisis, apunten a reconocer estos aportes -y también, sus limitaciones- a fin de no sobreestimar impactos en condiciones críticas. Además, se va a requerir incorporar a las centrales renovables variables a los esquemas de control rápido de frecuencia.

- Las centrales termoeléctricas que queden operando en el sistema aumentarán su ciclaje, y algunas deberán quedar operando en Mínimo Técnico (MT) para mantener los requerimientos mínimos de inercia.
- El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), deberá iniciar urgentemente un proceso de mejora de la modelación dinámica del sistema, en particular de las centrales renovables, para identificar tempranamente condiciones críticas de operación y estrategias de solución que aprovechen las capacidades de las ERV.



ACERA

[Por Un Chile **100% Renovable**]