



Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento AG.

POR UN CHILE
100% RENOVABLE

Análisis y Propuesta para alcanzar Cero Emisiones en el sector de Generación de Energía Eléctrica en Chile

Resultados Primera Etapa:
“Escenario sin carbón al 2025”

Septiembre 2021





Contexto y Objetivo

El sector energético es hoy el que más aporta a las emisiones de gases de efecto invernadero en Chile (77,4% del GEI total en 2018), así como también de otros materiales particulados que impactan en la contaminación local.

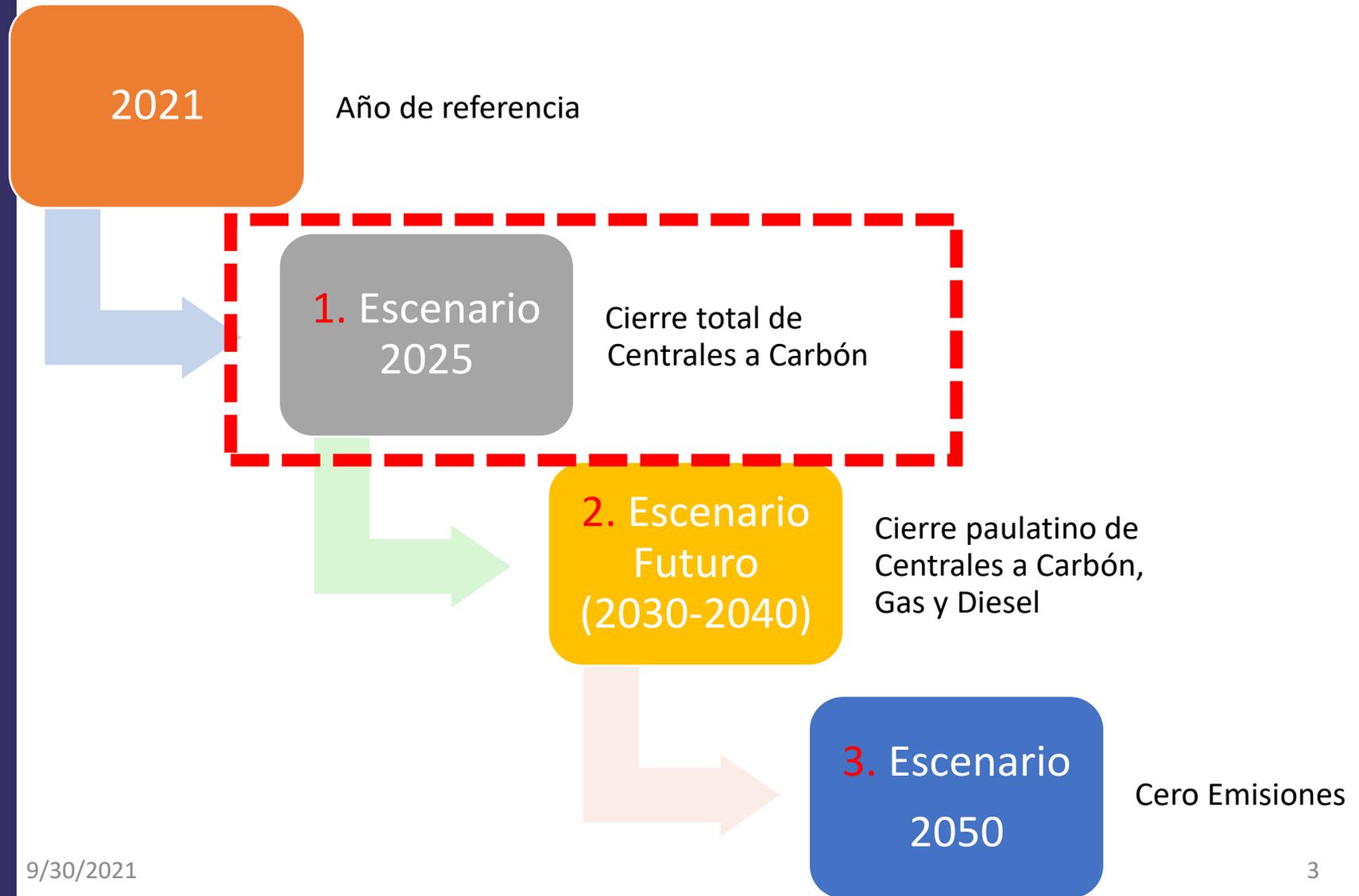
La presente investigación tiene como propósito contribuir al combate de la crisis climática, validando técnica, ambiental y económicamente la factibilidad de lograr una matriz cero emisiones, que va más allá de las buenas voluntades y de la salida del carbón, sino que aporte a un escenario de confianza y de decisiones respaldadas para lograr una transición realista y de largo plazo.

Este estudio fue encargado por ACERA a la consultora SPEC, en colaboración con el ISCI y la UTFSM.





Escenarios Considerados



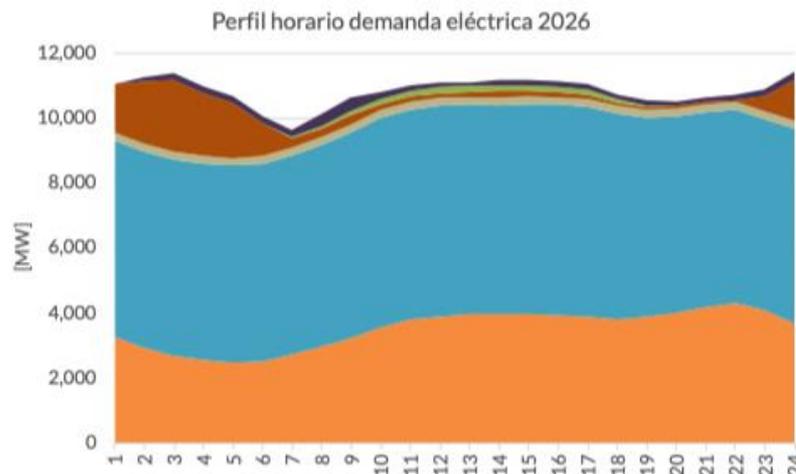
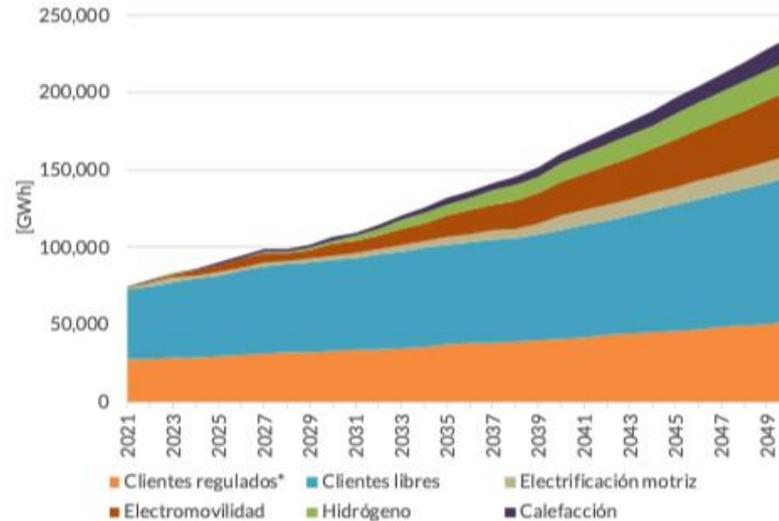


Supuestos

Concepto	Fuente de Datos	Ajustes
Demanda	PELP-Proyección carbono neutralidad con medidas de electrificación.	Creación de perfiles horarios según tipo de consumo.
Costos de Combustibles	AEO 2021 escenario de referencia.	Incluye diferenciación por central según ITD enero 2021.
Costos de Inversión	PELP IAA 2020 escenario medio.	Ajuste de CAPEX inicial según informe de costos de CNE y proyección NREL para BESS
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).

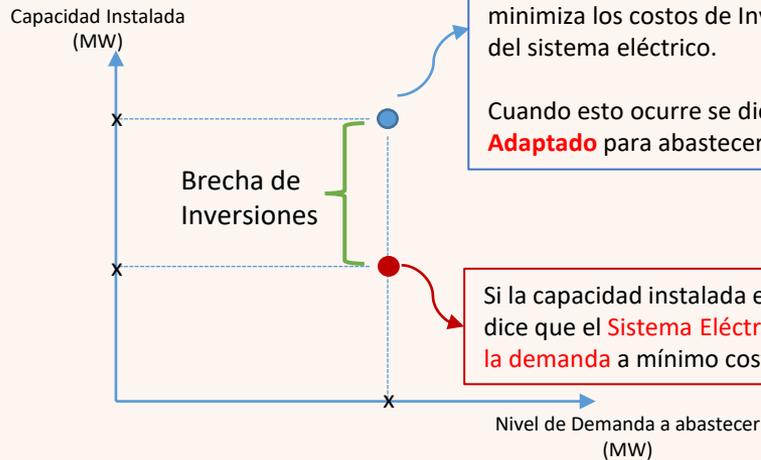


Supuestos de Demanda Eléctrica, Perfil y Crecimiento



- La demanda proyectada para 2021 es de 75 TWh.
- La demanda proyectada para 2026 es de 96 TWh.
- La composición anual de la energía demandada sería la siguiente:

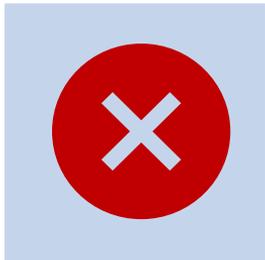
- Clientes libres: 57%
- Clientes regulados: 32%
- Aumentos por electromovilidad: 6%
- Aumentos por calefacción: 2%
- Aumentos por hidrógeno verde 2%



Existe un nivel de capacidad instalada óptimo, es decir, que minimiza los costos de Inversión, Operación y Mantenimiento del sistema eléctrico.

Cuando esto ocurre se dice que el **Sistema Eléctrico está Adaptado** para abastecer la Demanda.

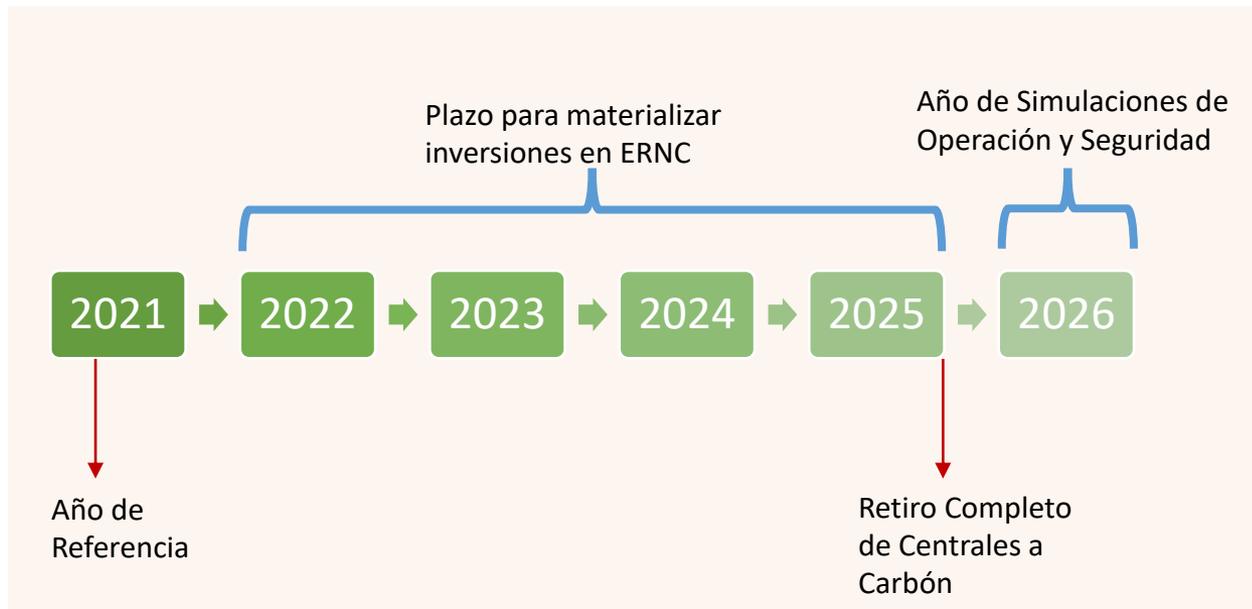
Si la capacidad instalada es distinta a la óptima, entonces se dice que el **Sistema Eléctrico NO está Adaptado para abastecer la demanda** a mínimo costo.



Sistema No Adaptado: hasta 2025 se construyen solamente las instalaciones que están previstas actualmente.



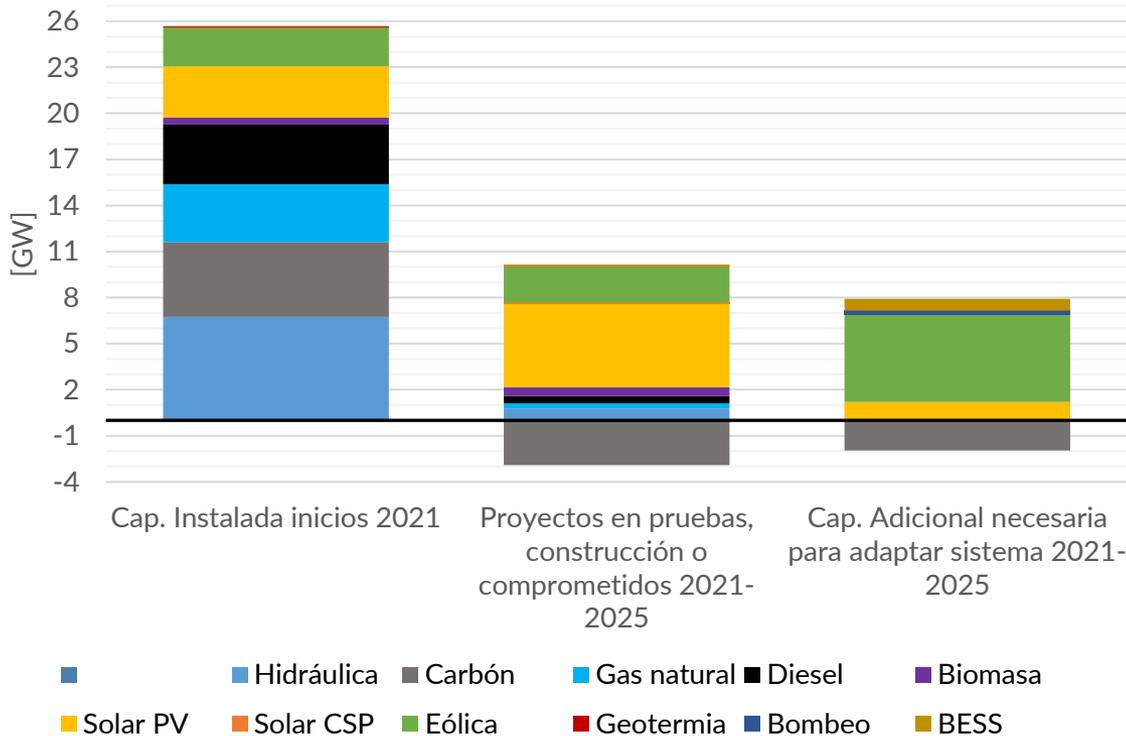
Sistema Adaptado: Sistema no Adaptado + las instalaciones nuevas que permiten un costo de inversión y operación óptimo



Asumiendo el retiro total del parque de generación a carbón al 2025, se simula el comportamiento del sistema eléctrico al año 2026 para estudiar:

1. Los requerimientos de **infraestructura de generación** que permite operar un Sistema Adaptado.
2. **Operación del sistema eléctrico** en términos de mix energético, costos de operación y emisiones y su comparación con el Sistema No Adaptado.
3. Comportamiento de **seguridad** ante fallas.
4. Se determinan las condiciones necesarias que se deben cumplir para que el sistema eléctrico funcione correctamente al retirar las centrales a carbón al año 2025.

1. Respecto al desarrollo de infraestructura ERNC



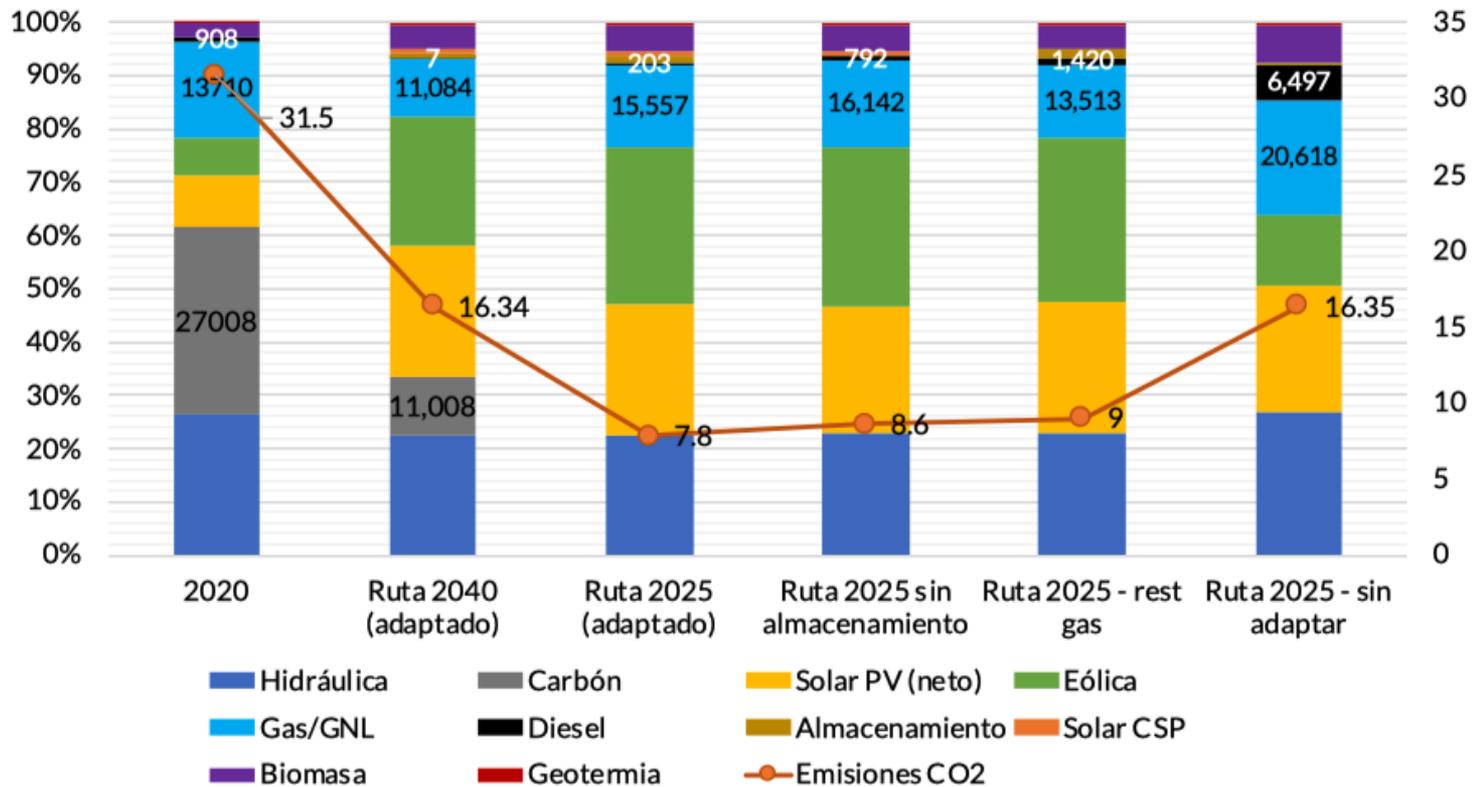
- Actualmente hay **10.000 MW** en proyectos ERNC para ser instalados hasta el 2025.
- Para que el sistema quede adaptado, se requiere la entrada en operación hasta 2025 de una capacidad adicional a lo ya comprometido de **7.000 MW**, de los cuales 1.200 MW son centrales FV y 5.200 MW en centrales eólicas. Además se requieren **1.000 MW en sistemas de almacenamiento**.
- En 4 años no se podrán entrar en operación tecnologías ERNC como CSP o geotermia, que podrían ser óptimas en el largo plazo.



Comparación mix de Generación, en distintos escenarios

Sistemas no adaptados resultan en mayor generación en base a gas y diesel, con una consecuente alza en las emisiones y costos marginales.

Generación anual 2026 por tecnología y emisiones totales





Comparación con y sin centrales a carbón, en escenario Adaptado



- En el caso de la operación del sistema sin centrales a carbón, se requiere un mayor uso de gas natural durante las horas solares, y mayor uso de diésel en condiciones desfavorables de generación eólica, durante las horas de punta.

2. Respetto de la operación del sistema eléctrico

1

El sistema requiere ser capaz de asegurar el suministro de combustibles como **gas y diésel**

2

Si el sistema queda 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**.

4

El sistema desadaptado, con hidrología seca, implicaría la utilización de, al menos, **seis veces los niveles de generación diésel**, con respecto al 2020.

5

Las congestiones del sistema de transmisión producirán recortes anuales de generación ERNC **del 6,36%**.

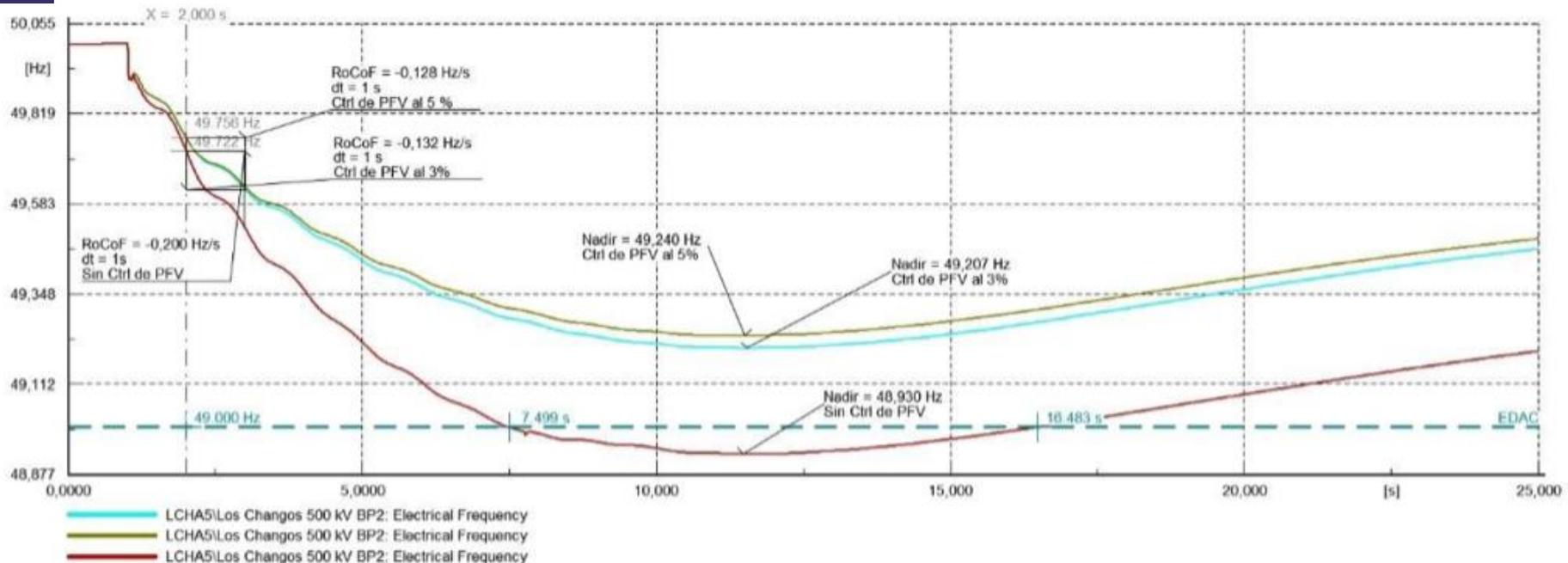
6

La hidroelectricidad deberá tomar un rol fundamental en el aporte a la flexibilidad operacional intra-diaria.



Estabilidad de Frecuencia

- El sistema es estable desde la perspectiva de la frecuencia.
- El aporte de los 103 MW centrales FV y eólicas, en respuesta rápida de frecuencia, permite evitar completamente la desconexión automática de carga (EDAC).





Estabilidad de Voltaje

- El principal inconveniente de estabilidad en la condición analizada, corresponde a problemas de tensión.

- Se analizaron los siguientes casos para resolver los problemas de estabilidad de tensión:
 - Caso 1: Aporte de Sistemas de Almacenamiento (BESS) y Compensadores Estáticos (STATCOM).
 - Caso 2: BESS + STATCOM + Condensador Sincrónico.
 - Caso 2.1: Dos unidades como condensador sincrónico.
 - Caso 2.2: Cinco unidades como condensador sincrónico.
 - Caso 3: BESS + STATCOM + U16 (GNL).
 - Caso 4: BESS + STATCOM + U16 + Control de flujos en línea Pan de Azúcar – Polpaico 500kV 1530MW.

3. Respeto de seguridad dinámica del sistema

1

Si se cumplen algunas condiciones, el sistema podría operar de manera estable sin las centrales a carbón al 2025.

2

Para que esto ocurra se deben generar los cambios normativos y de mercado para que las centrales ERNC participen activamente en proveer servicios de estabilidad.

3

El Coordinador Eléctrico Nacional deberá hacer esfuerzos importantes por mejorar los procedimientos y modelos dinámicos del sistema.

4

Se deberá estudiar y promover soluciones tecnológicas tales como:

- Instalación de Sistemas de Almacenamiento especialmente dedicados para estos fines.
- Ampliación de la capacidad de los equipos de control de tensión existentes.
- Evaluar la utilización de las centrales termoeléctricas en modalidad de condensador sincrónico.



4. Respecto al desarrollo futuro del Sistema

- La transición hacia un sistema de cero emisiones va a exigir medidas urgentes de corto plazo para el desarrollo de infraestructura, pero también requiere de señales económicas, tales como el diseño de mercado.
- El cierre de las centrales a carbón implicará una disminución significativa de las emisiones (desde 32MtonCO₂ en 2020 a 5 Mton al 2030);
- El posterior cierre de las centrales a gas, permitirían reducir las emisiones a menos de 1 MtonCO₂.
- Cuando no estén disponibles las centrales a carbón y a gas, las centrales diésel tomarán un rol relevante en la provisión de la demanda punta. Para evitar lo anterior, se requiere potenciar desde ya estrategias de gestión de demanda, gestión de la carga de electromovilidad, almacenamiento y generación distribuida.
- Es muy relevante tener en cuenta las tensiones que existen al momento de pensar un cambio en la estructura del mercado; (i) estabilidad regulatoria y seguridad jurídica para respaldar las importantes inversiones que se han realizado a la fecha en Gx, Tx, y (ii) la urgencia de ir probando mercados descentralizados ante la complejidad creciente de manejar todo de manera centralizada.



¡Gracias!