



Análisis de la Operación y Abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional en un escenario de retiro total de centrales a carbón al año 2025

**Ernesto Huber J.
Gerente de Operación
Coordinador Eléctrico Nacional**

3 de noviembre de 2020

1

**CONSIDERACIONES
GENERALES**

2

**ESTUDIO DE
ABASTECIMIENTO**

3

**ESTUDIO DE OPERACIÓN
HORARIA 2026**

4

**ESTUDIOS DE OPERACIÓN
ESTÁTICOS Y DINÁMICOS**

5

**COMENTARIOS Y
CONCLUSIONES FINALES**



1

**CONSIDERACIONES
GENERALES**

Estudios Realizados Responder Oficio N°192/2020

Estudio de Abastecimiento de la demanda en el período 2025-2030:

- Su objetivo es determinar si la matriz energética es capaz de abastecer la demanda, identificar cuáles son las tecnologías que participan en el abastecimiento y estimar los costos de operación correspondientes.
- Este estudio es de tipo tendencial, identificando sentido de las variaciones en parámetros relevantes de desempeño del sistema eléctrico.

Estudio de la Operación con resolución horaria para una semana representativa del año 2026:

- Su objetivo es verificar el cumplimiento de restricciones de corto plazo, a partir de una modelación detallada de la operación horaria, habida cuenta que esta modelación no está considerada en el Estudio de Abastecimiento.

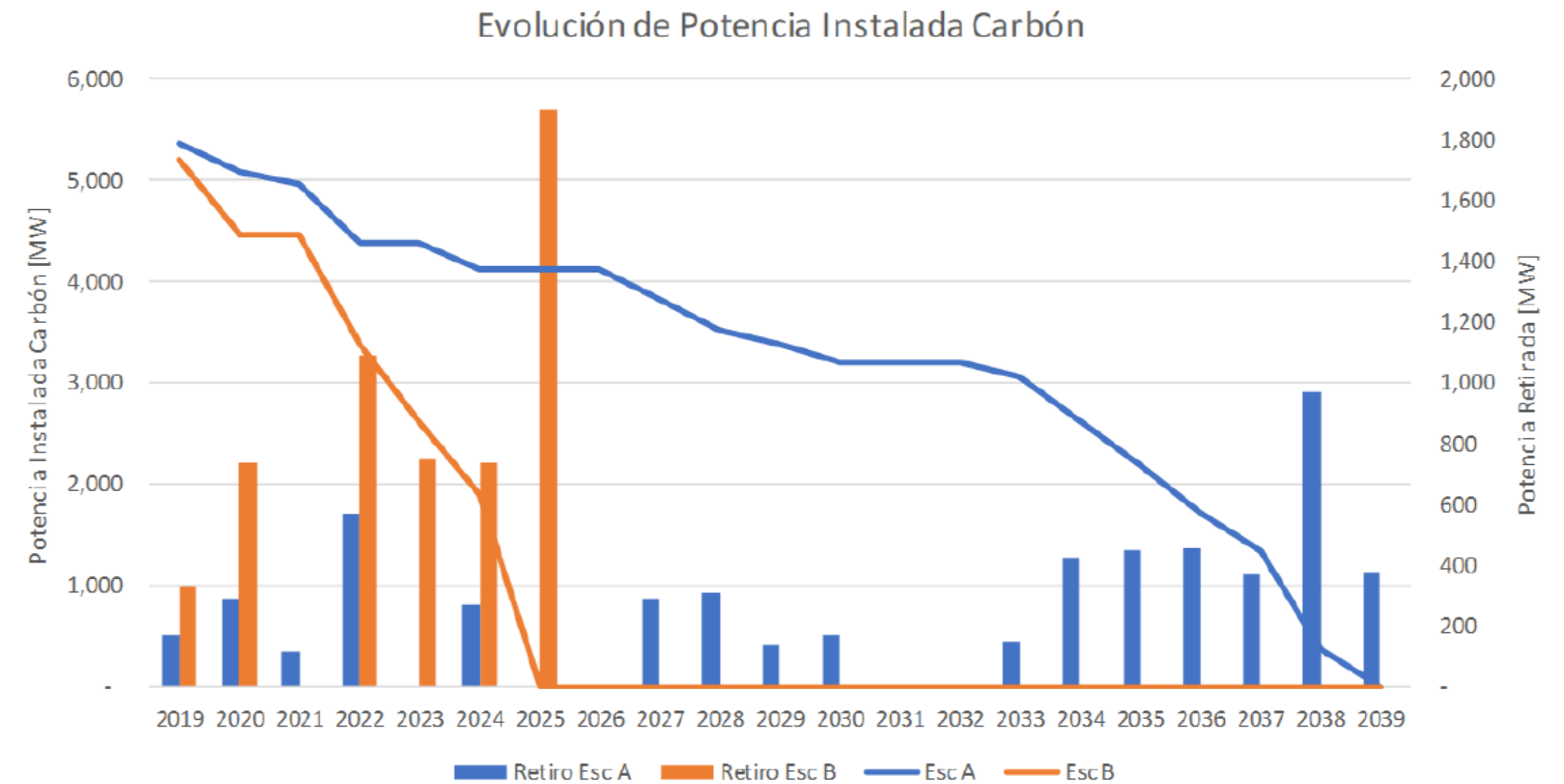
Estudio de Seguridad Operacional para los años 2021, 2022 y 2026:

- Su objetivo es analizar escenarios de operación del sistema eléctrico, para verificar el cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, considerando las variables relevantes para la seguridad y estabilidad del sistema, tales como, tensión, frecuencia, niveles de potencia o corriente de cortocircuito e inercia.

Descarbonización Acelerada 2025

Evolución Potencia Instalada a Carbón

- Se utiliza como Caso Base el retiro de las centrales definido por el Ministerio de Energía en la PELP, el que se completaría el año 2040 (Escenario A).
- También se consideró el retiro de centrales carboneras al 2025 (Escenario B).



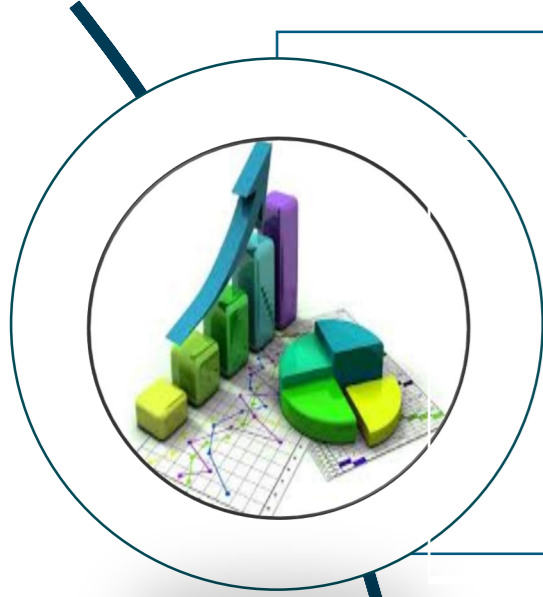
- De acuerdo con lo indicado en el **Oficio N°192/2020**, se simularon escenarios que consideraron:
 - Condiciones normales de operación
 - Niveles de indisponibilidad de generaciónLo anterior, tanto por la ocurrencia de sequías o indisponibilidad de combustibles
- Se construye escenarios consistentes con los **Estudios de Seguridad de Abastecimiento**, según lo establecido en el **DS 97/2008**.

2

**ESTUDIO DE
ABASTECIMIENTO**

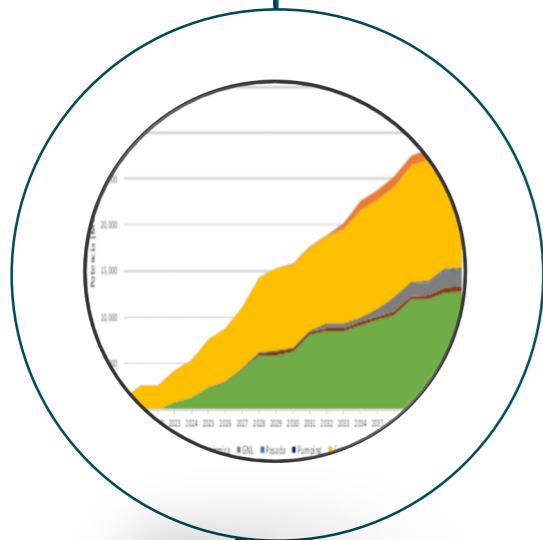
Descarbonización Acelerada 2025

Antecedentes del Estudio de Abastecimiento



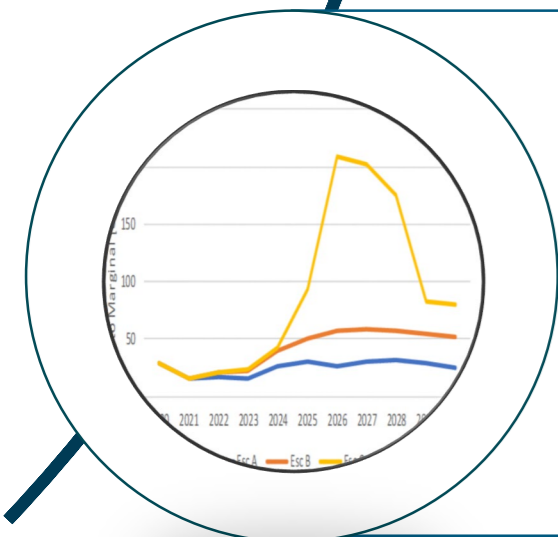
Supuestos de Estudios

- Horizonte 20 años. [Abr 2019- Mar 2039]
- 58 años hidrológicos. Presentación de resultados para Hidrología Media y Seca
- 10 Bloques de consumo. 5 día y 5 noche.
- Proyección de demanda ajustada ante COVID.
- Proyección Coordinador de Costos de combustibles
- Disponibilidad de GNL acorde al ITPN Jul 2020



Escenarios de Generación

- **Escenario A:** Salida de Carbón al año 2040
- **Escenario B1:** Salida de Carbón al año 2025
- **Escenario B2:** Salida de Carbón al año 2025, considerando que no están disponibles las centrales Nueva Renca, San Isidro y Nehuenco II durante el primer semestre de 2026.
- **Escenario B3:** Salida de Carbón al año 2025, indisponibilidad de centrales GNL señaladas en el punto anterior, y limitaciones a disponibilidad de petróleo Diésel, el 25% del tiempo de operación el primer semestre de 2026.
- **Escenario B4:** Salida de Carbón al año 2025, suponiendo una disponibilidad de GNL solamente para Nehuenco I y II, San Isidro 1 y 2, Tocopilla U 16 y CTM 3, durante el primer semestre de 2026.



Análisis de la operación económica del SEN

- Costos marginales.
- Generación Esperada
- Costos operacionales.

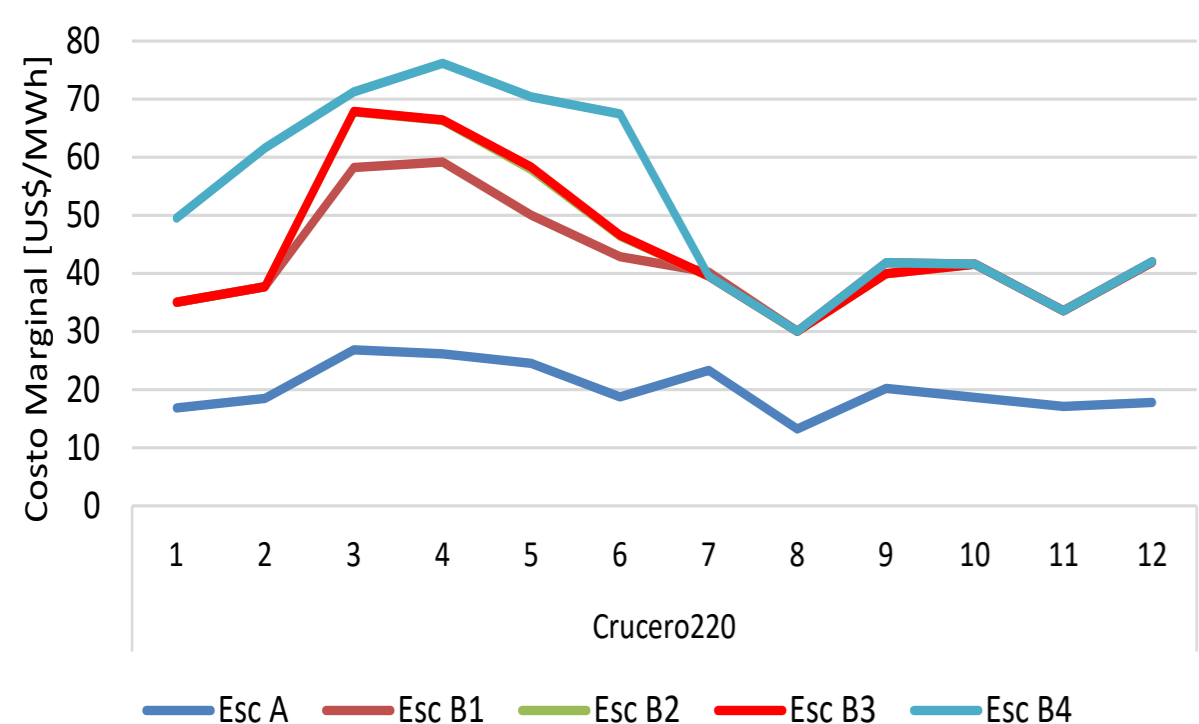
Descarbonización Acelerada 2025

Costos Marginales Promedios Anuales 2026 - Hidrología Media y Seca

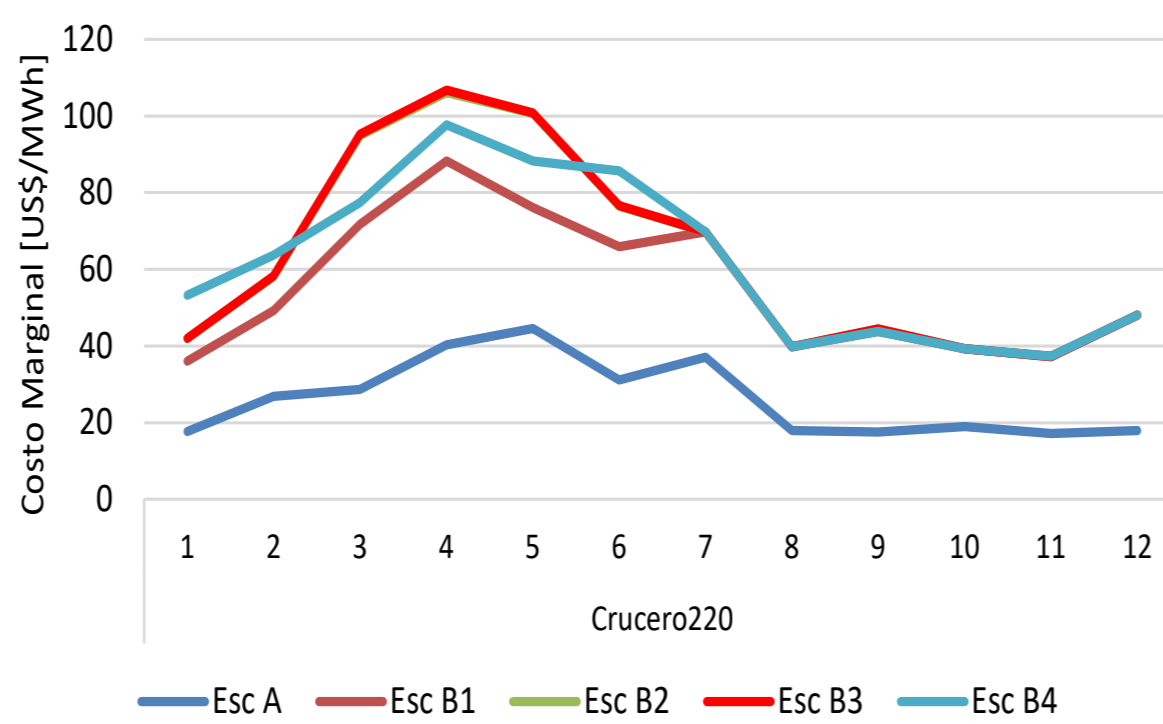
Costos marginales (promedio mensual) de la barra

Crucero 220 kV

CMg Promedio Mensual 2026 – Crucero 220 kV – Hid. Media



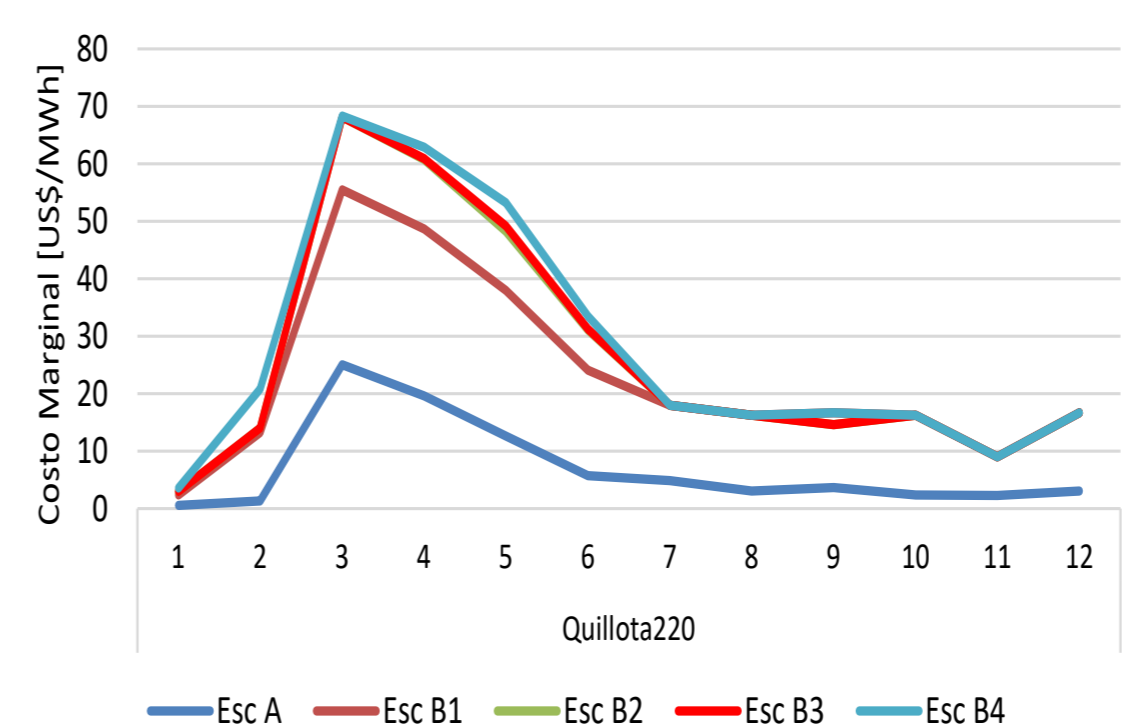
CMg Promedio Mensual 2026 – Crucero 220 kV – Hid. Seca



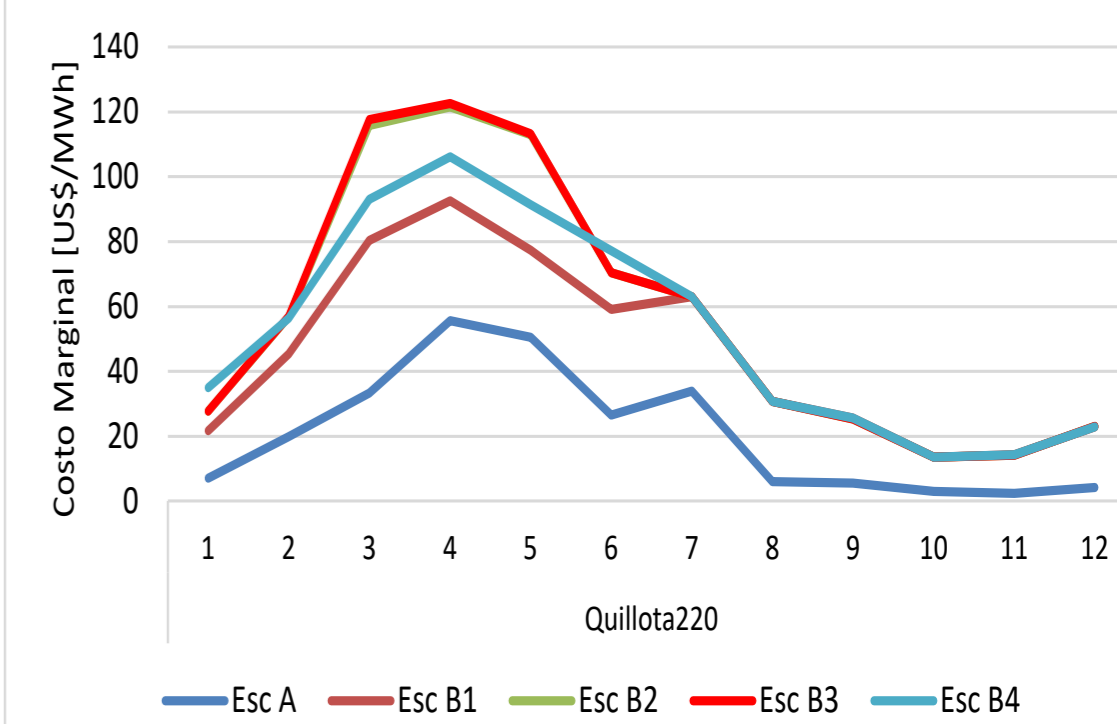
Costos marginales (promedio mensual) de la barra 220

Quillota kV

CMg Promedio Mensual 2026 – Quillota 220 kV – Hid. Media



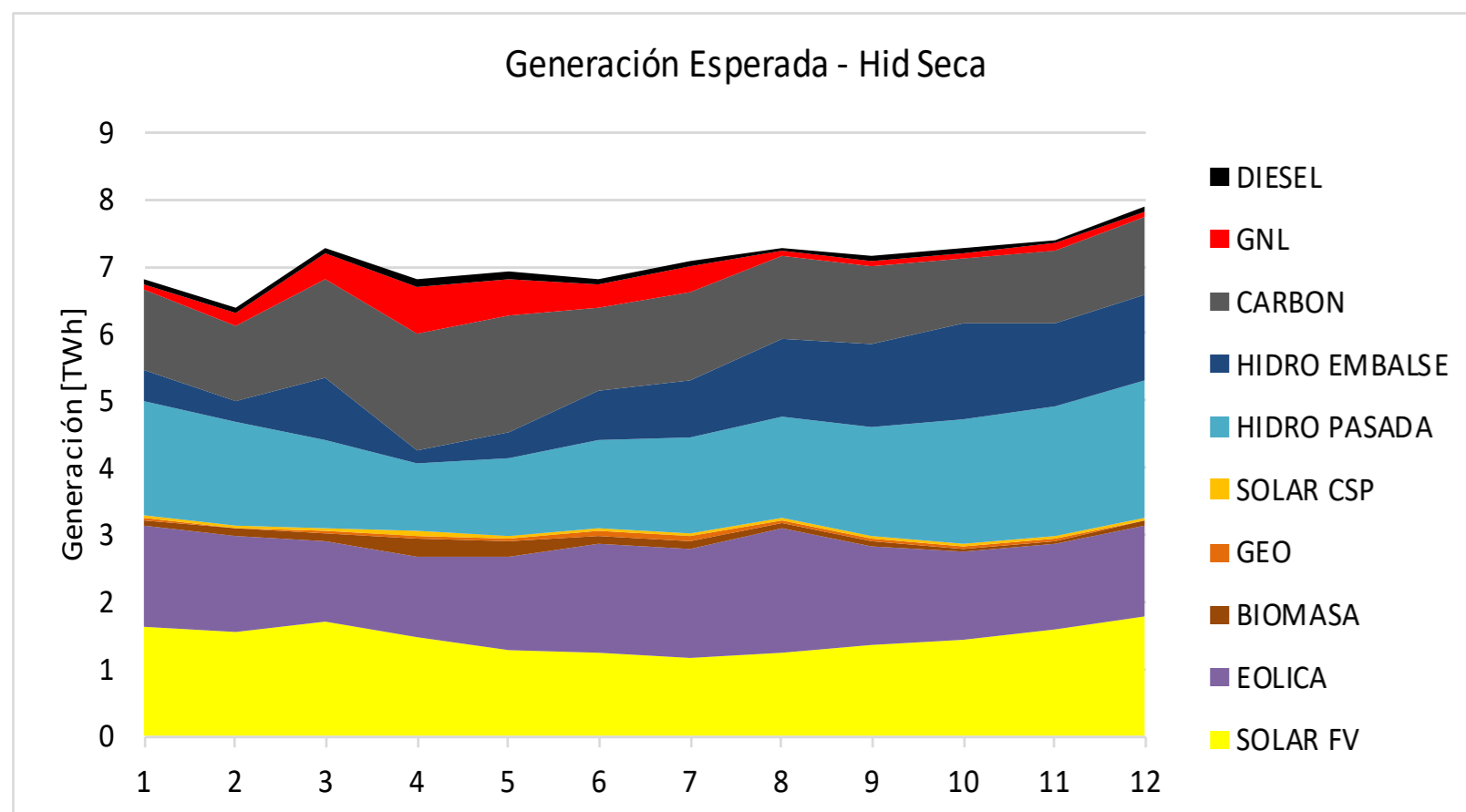
CMg Promedio Mensual 2026 – Quillota 220 kV – Hid. Seca



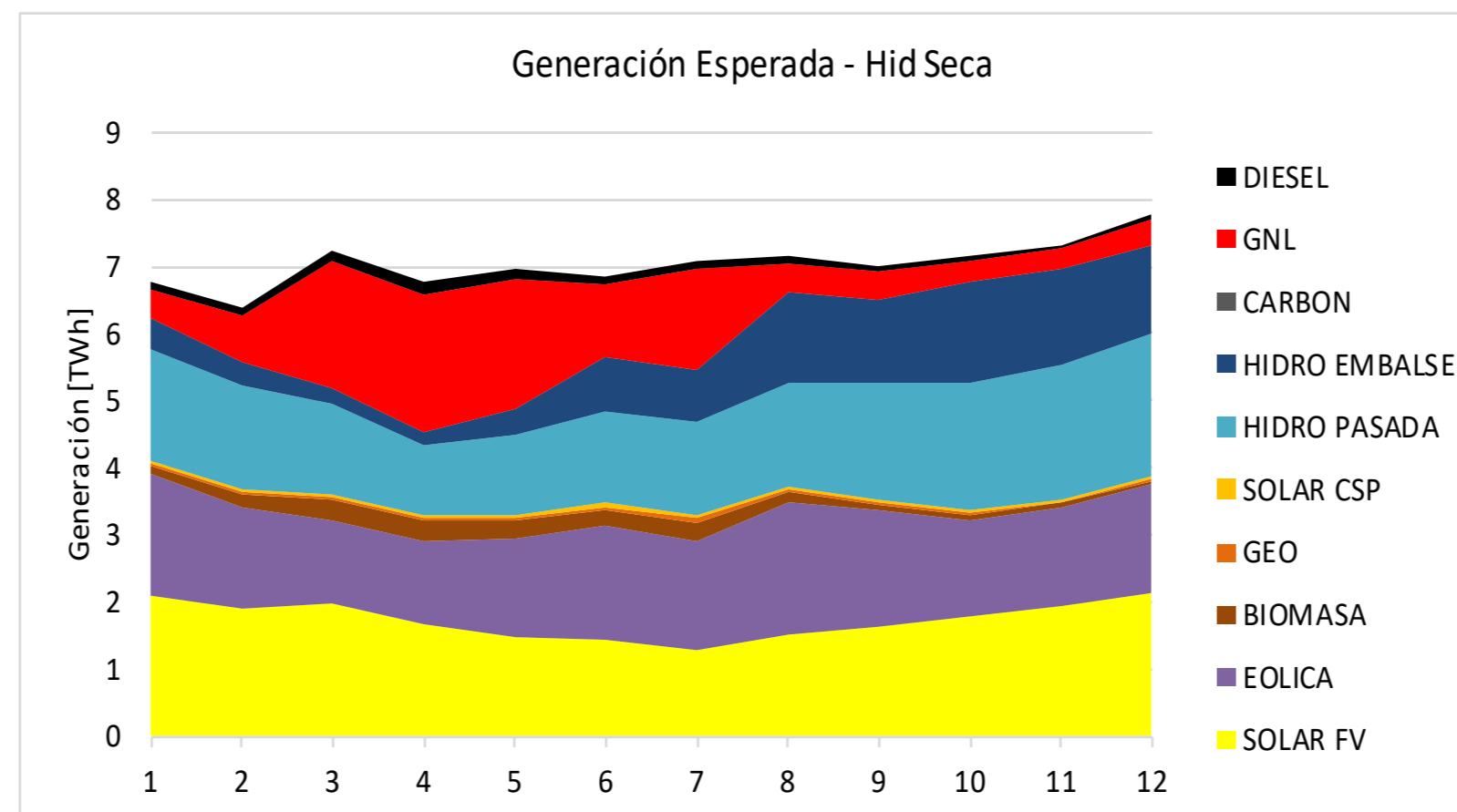
Descarbonización Acelerada 2025

Generación Esperada 2026 - Hidrología Seca

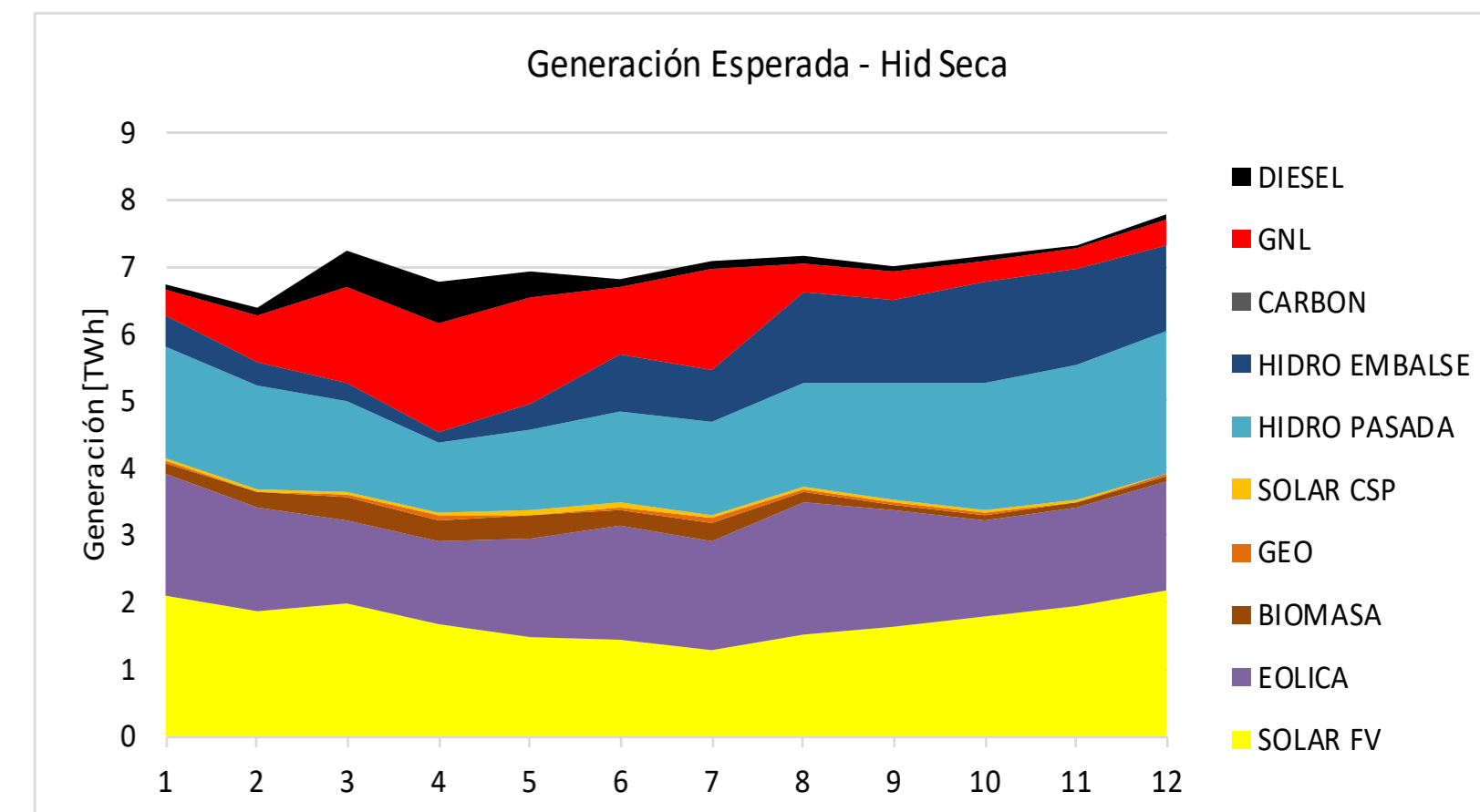
Escenario A



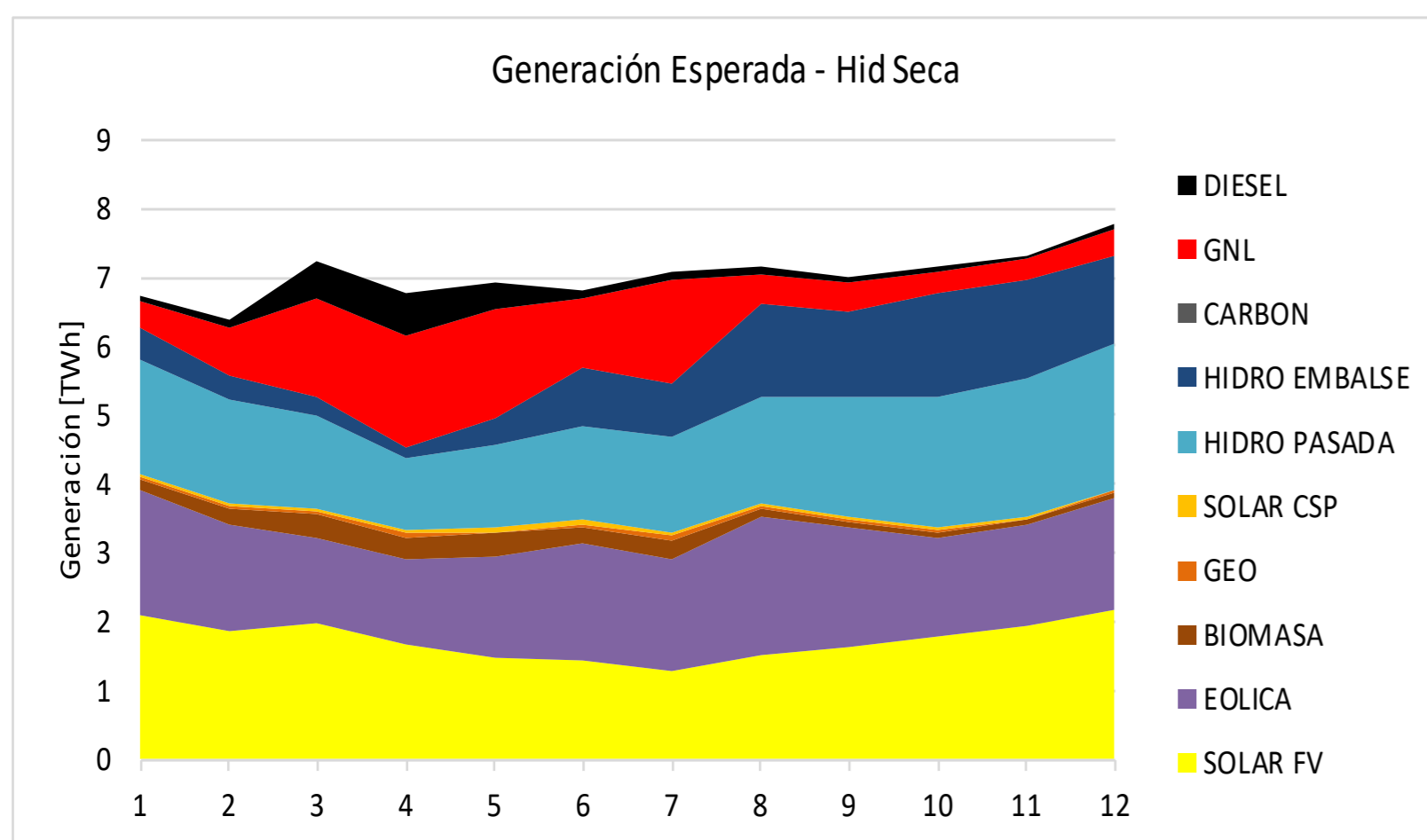
Escenario B1



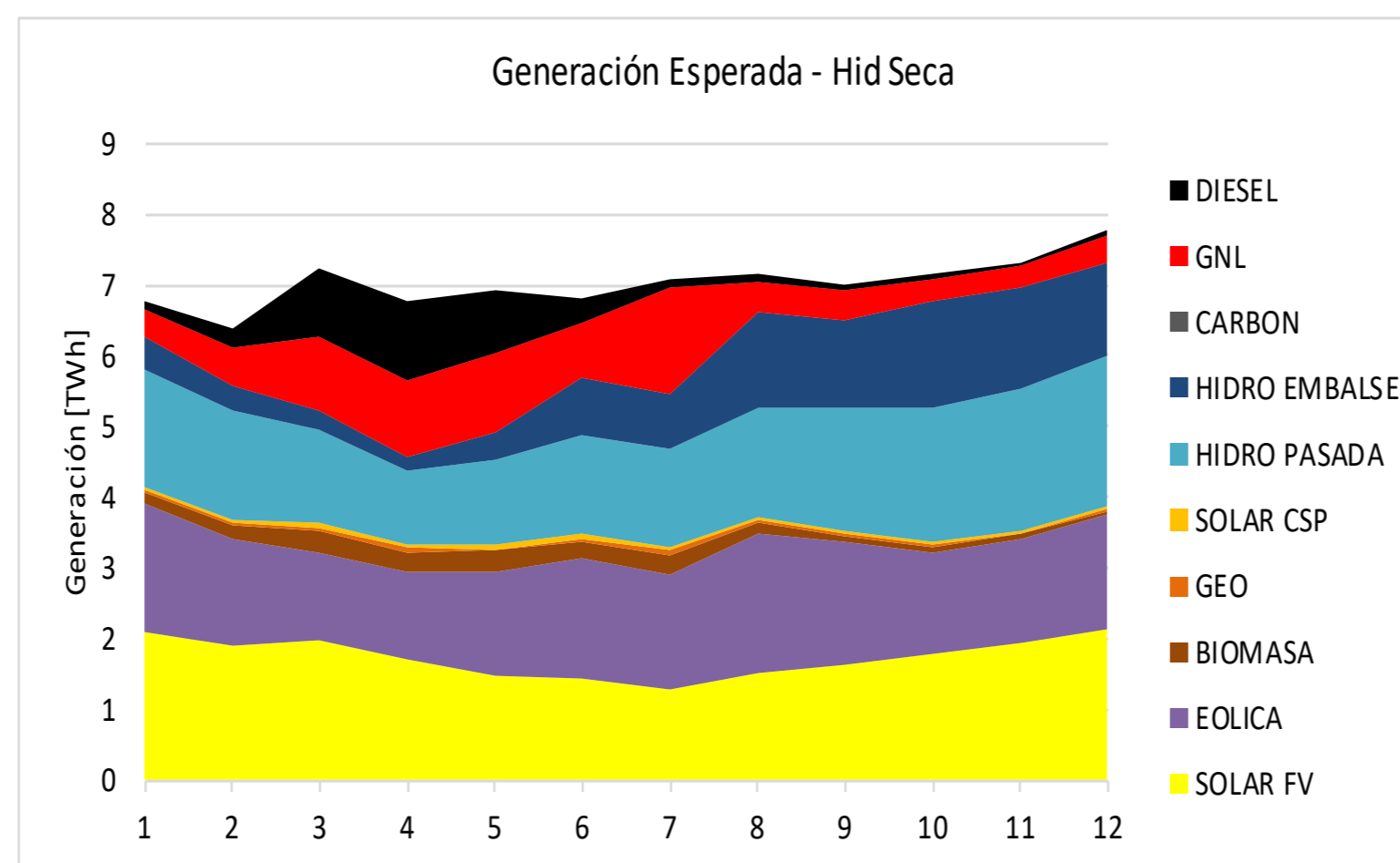
Escenario B2



Escenario B3



Escenario B4



- Se puede apreciar que, en el año 2026, la participación por tecnología cambia en función de los escenarios.
- Se observa una creciente participación de diésel en escenarios con fallas de ciclos combinados y restricción de GNL, particularmente el Escenario B4.

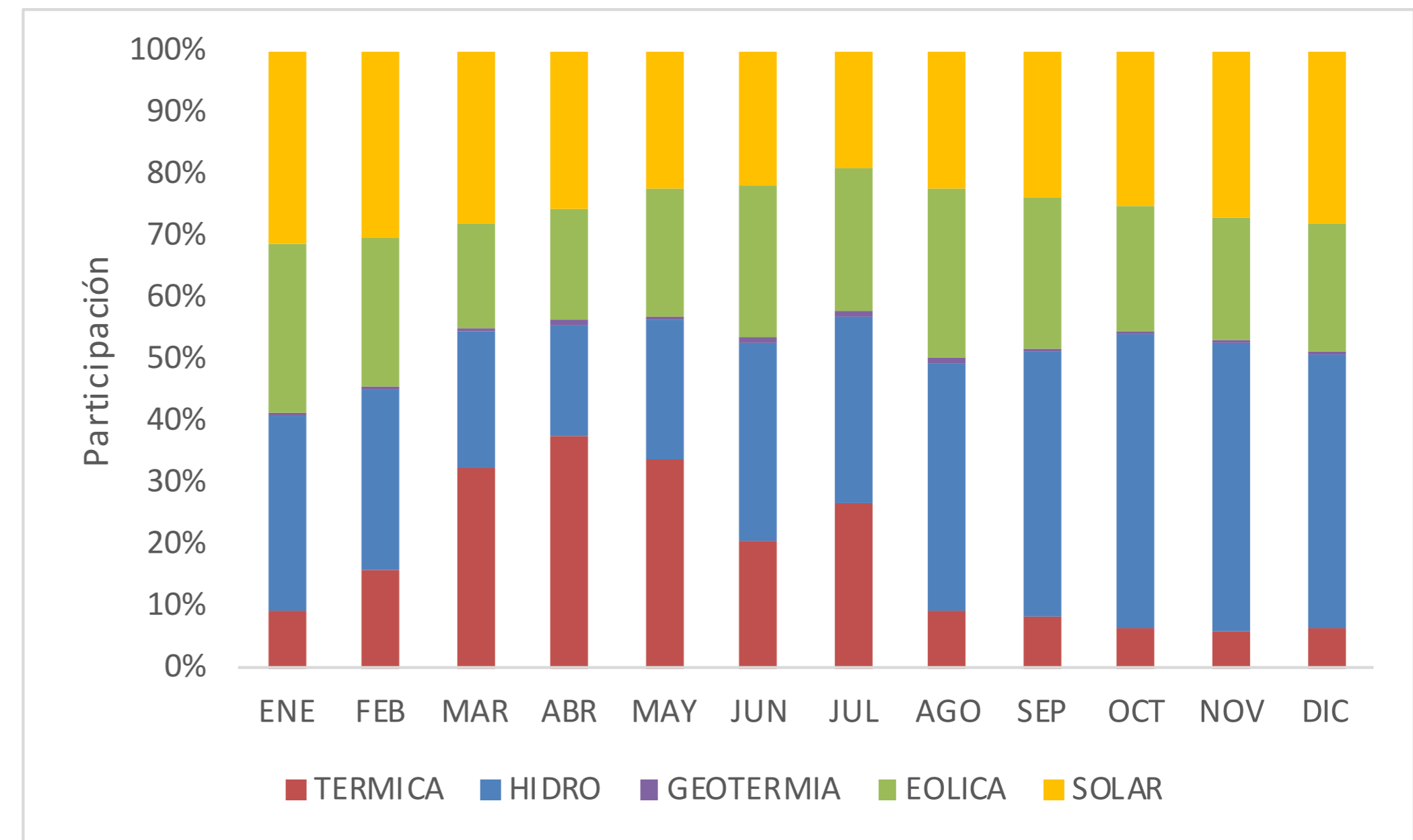
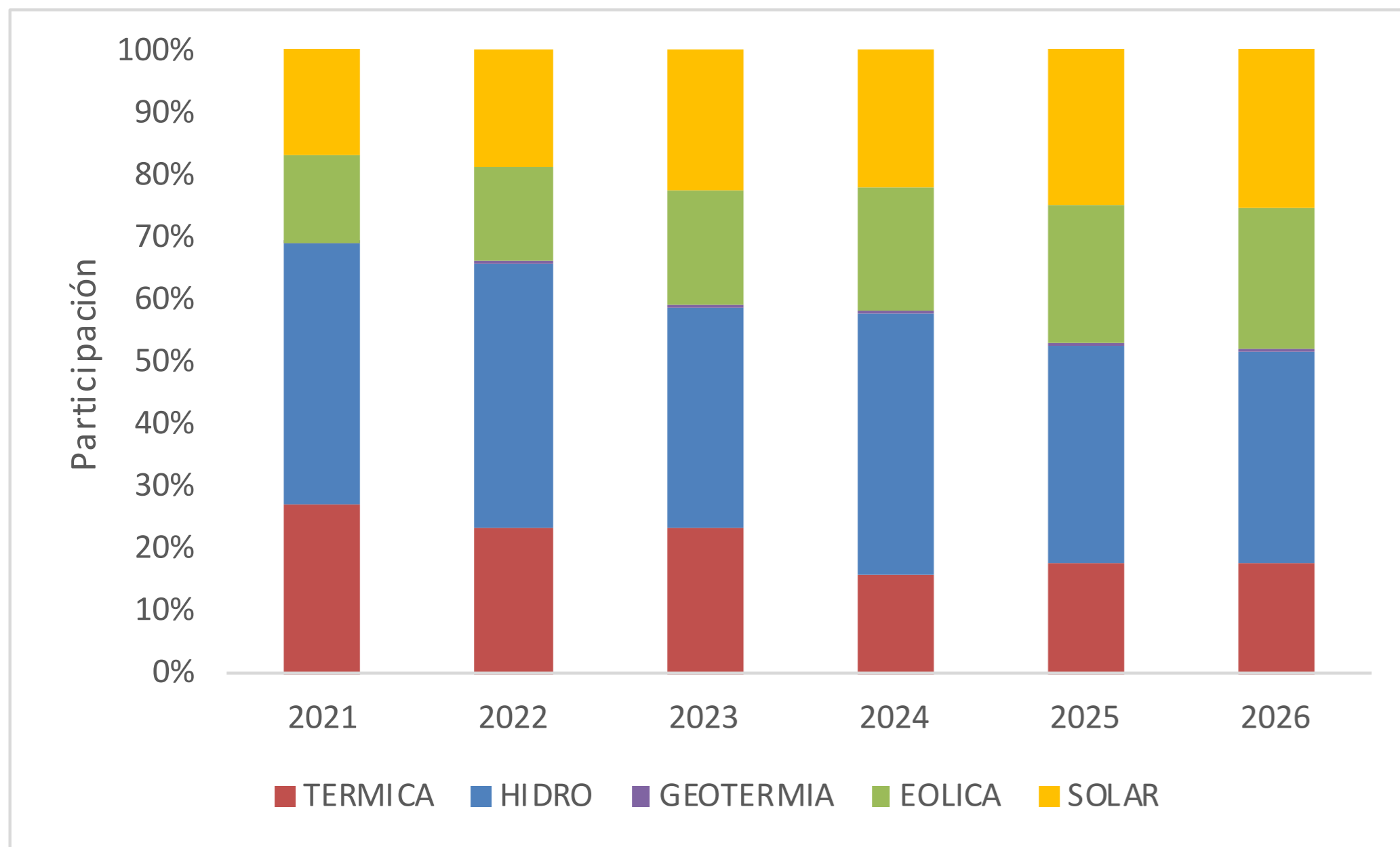
Programa de generación: 2021-2026

Participación anual por tecnología

Años: 2021-2026

Caso: Retiro Carbón el 2025

Año 2026



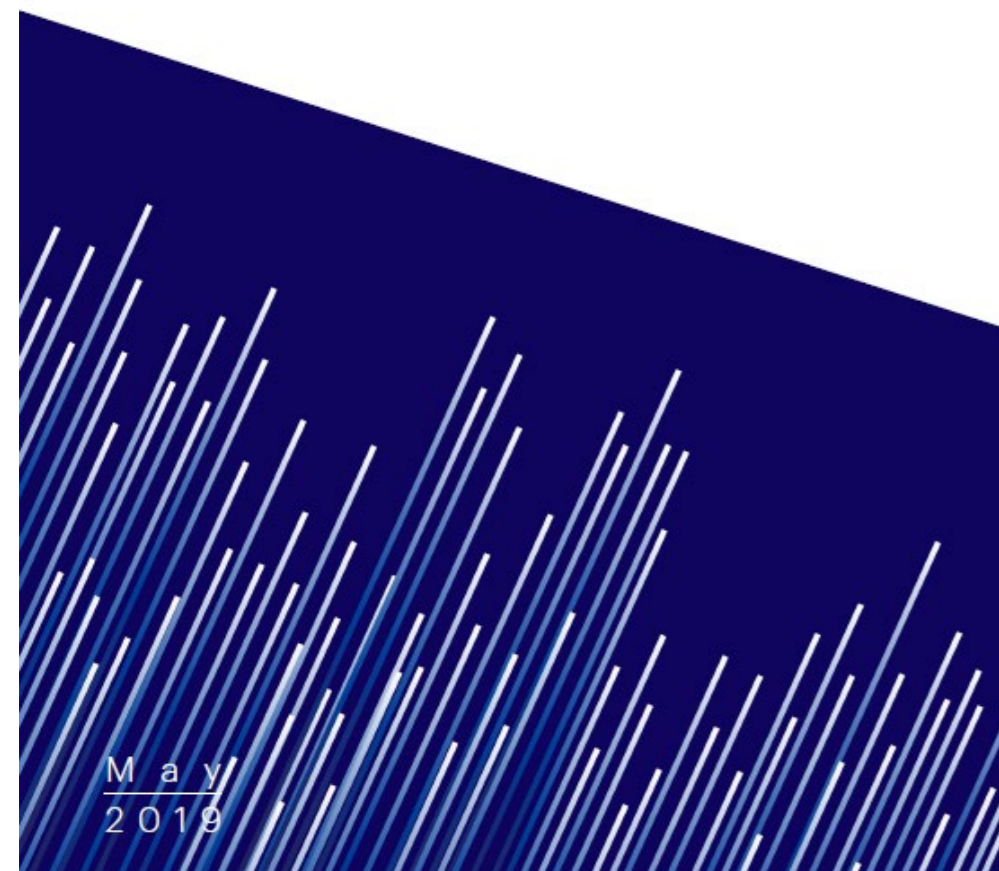
● Participación de Generación ERV promedio 2021-2026: aprox 40%

**2026 Aprox:
48% ERV**

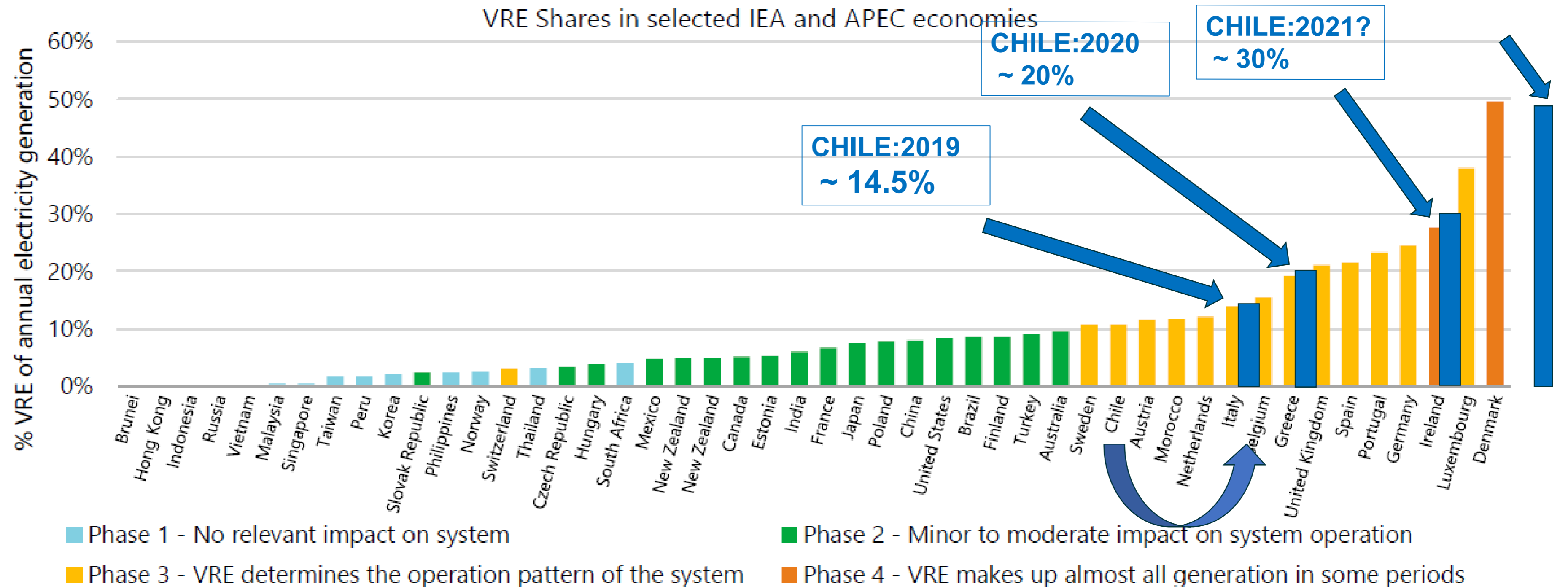
Al 2026 el SEN podría liderar la participación de ERV Power System Transformation: VRE



Status of Power System Transformation 2019
Power system flexibility



Flexibility is a corner-stone of future energy systems



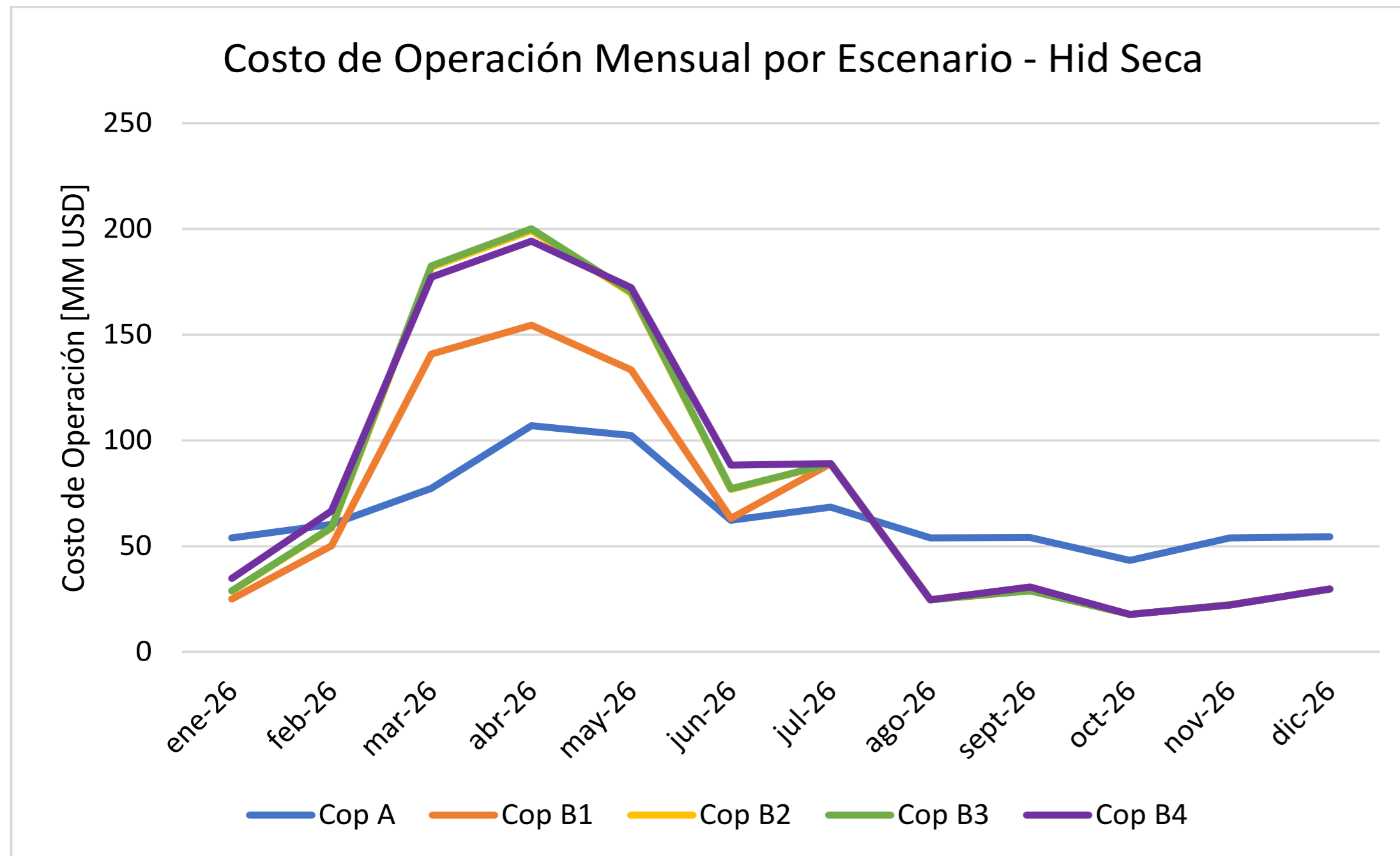
Successful integration of renewables requires coordinated action from policy makers and industry

IEA 2019. All rights reserved.



Descarbonización Acelerada 2025

Costo de Operación Anual por Escenario 2026 - Hidrología Seca



- Se identifica mayores costos de operación en los escenarios sin centrales a carbón, durante el primer semestre del año. Lo anterior debido a las restricciones simuladas para las centrales que operan con GNL y diésel.
- Incrementos en el costo de operación del orden del 100% en el mes de abril y 300% en marzo (Esc B3yB4).

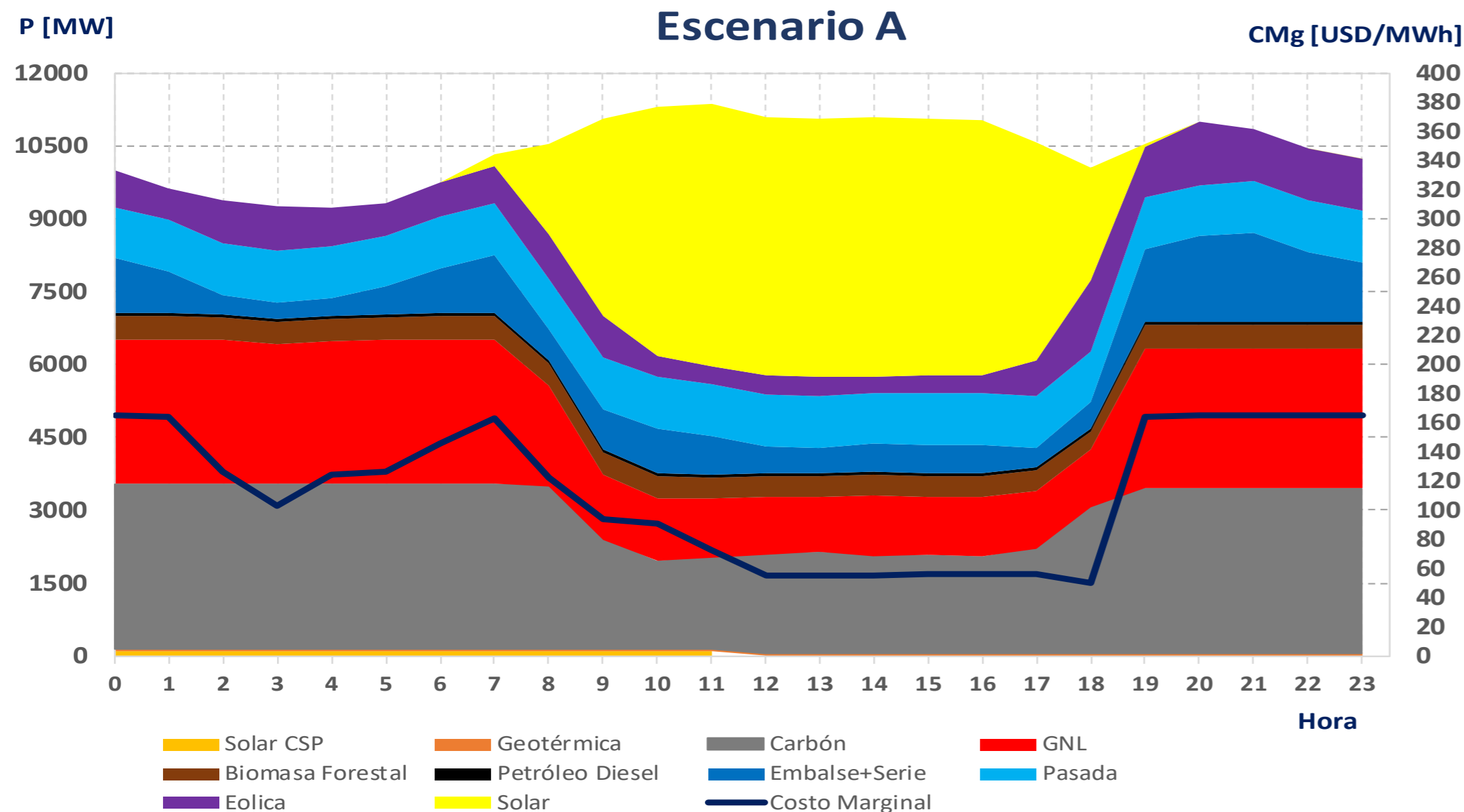
2

**ESTUDIO DE
OPERACIÓN HORARIA
2026**

Evaluación de la Operación Horaria

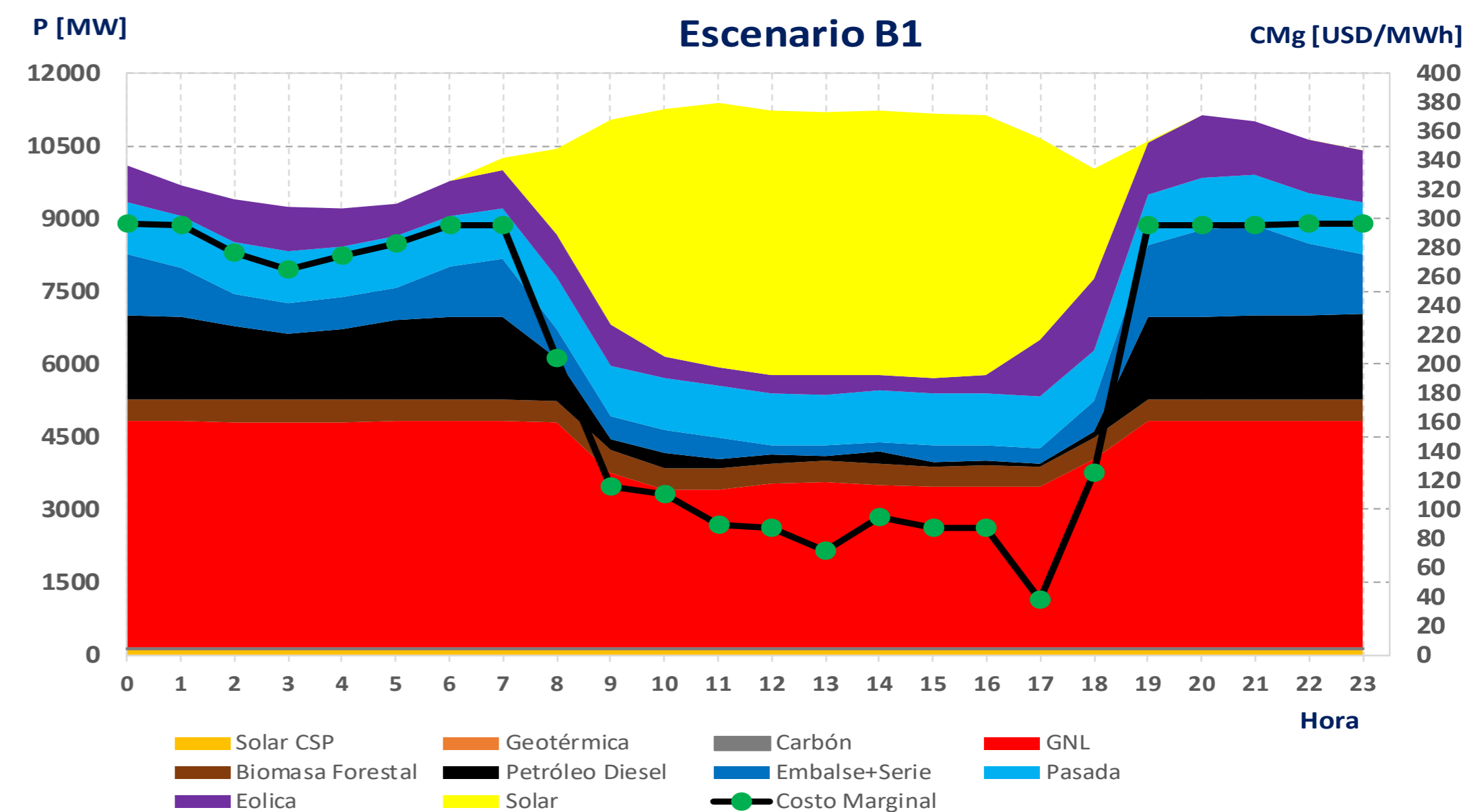
Generación Perfil Diario 2026 – Hidrología SECA

Descarbonización 2040



- Escenario A muestra participación del Carbón en base. Costo marginal del orden de **160 USD/MWh**, en las horas de noche.
- No se identifica presencia de Diesel

Descarbonización 2025



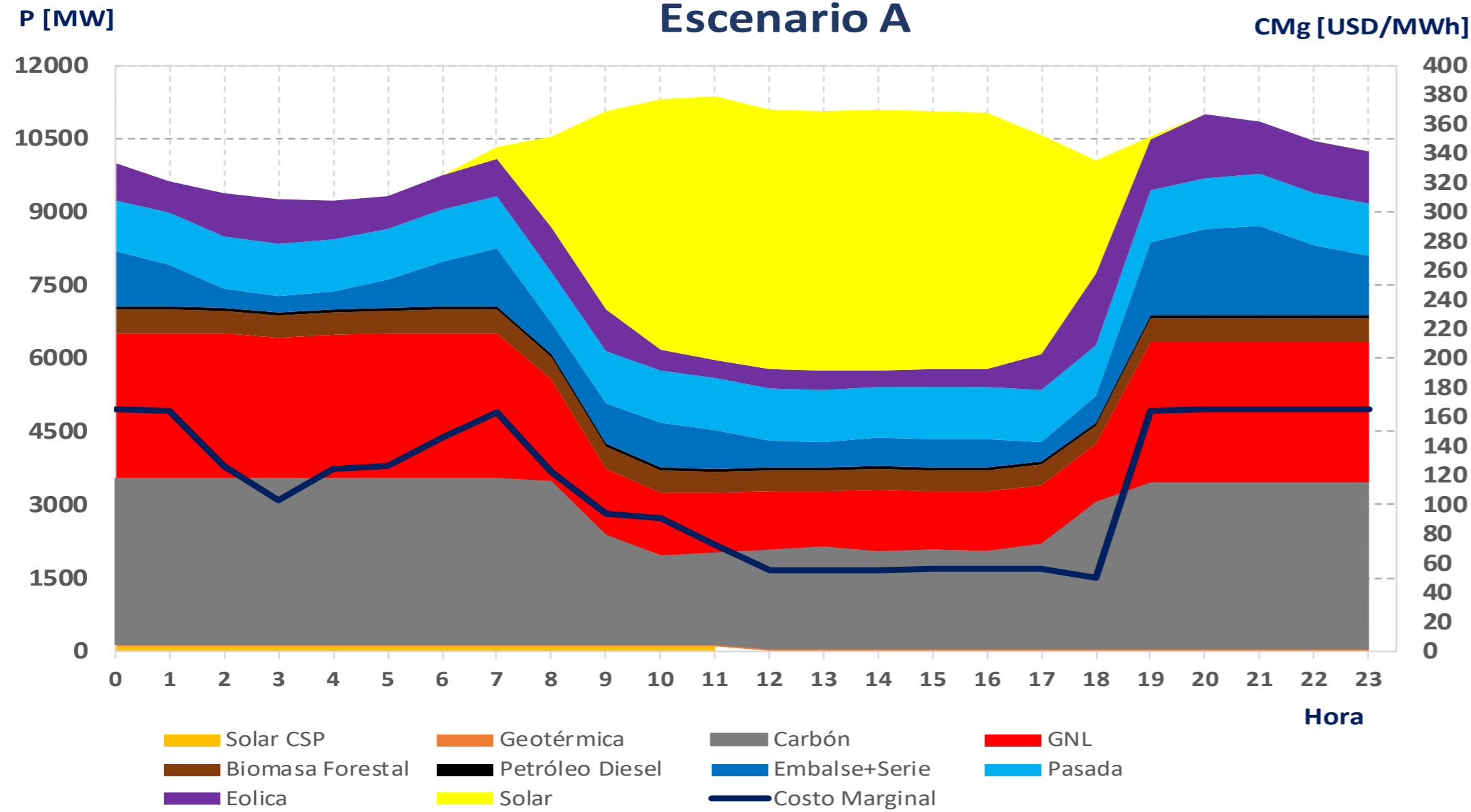
- Escenario B1, de retiro de unidades a carbón al año 2025.
- Se despacha un porcentaje importante de unidades Diesel, alcanzando un costo marginal del orden de **300 USD/MWh**, en las horas de noche.

Evaluación de la Operación Horaria

Generación Perfil Diario 2026 – Hidrología SECA

Descarbonización 2040

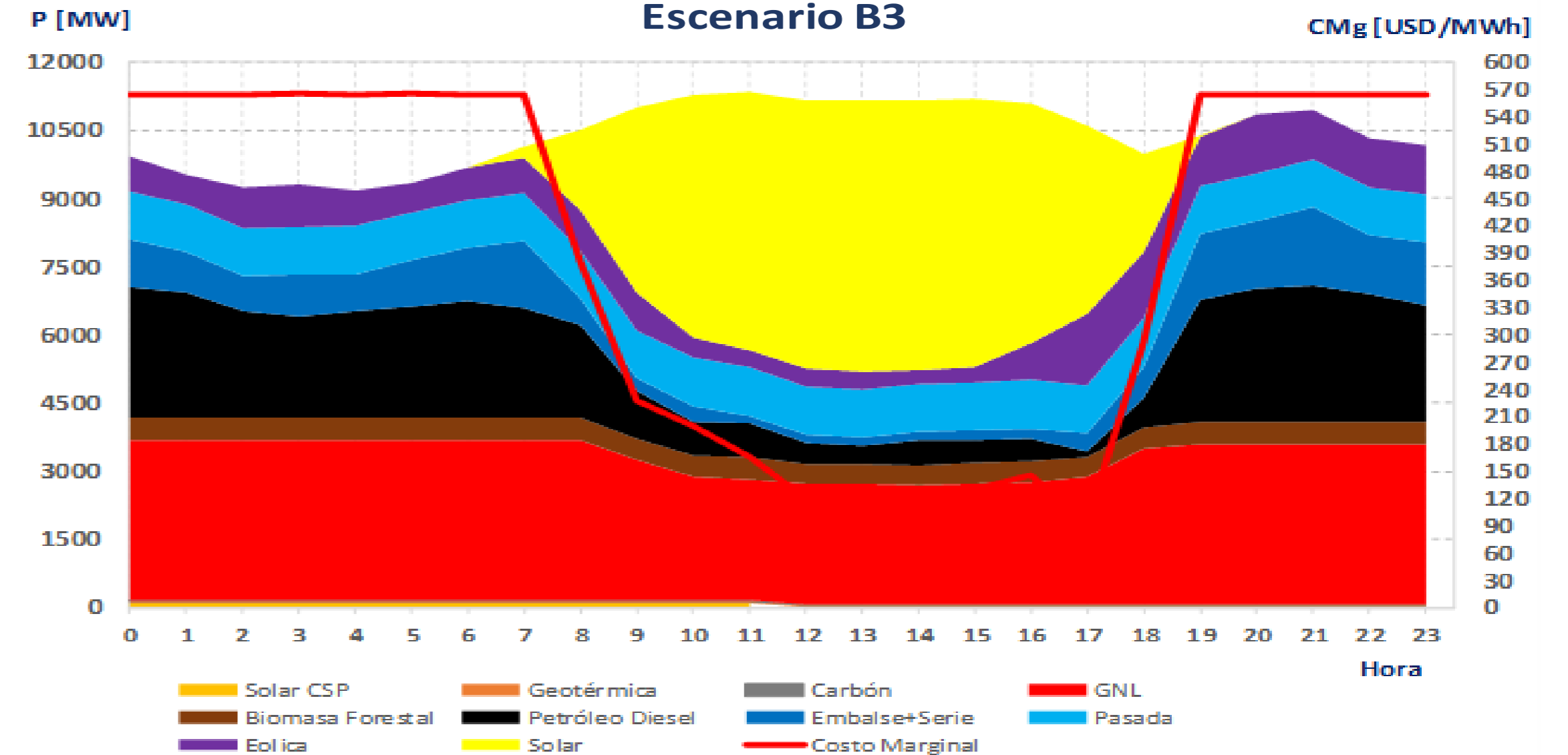
Escenario A



- Escenario A muestra participación del Carbón en base. Costo marginal del orden de **160 USD/MWh**, en las horas de noche.
- No se identifica presencia de Diesel

Descarbonización 2025 – Disponibilidad 25% Diesel y 3 Ciclos Combinados GNL

Escenario B3



- En escenario B3 de indisponibilidad de ciclos combinados, con suministro limitado de unidades diésel e hidrología seca.
- Se alcanza valores del orden de **570 USD/MWh**, y promedios diarios cercanos a los **390 USD/MWh**.

4

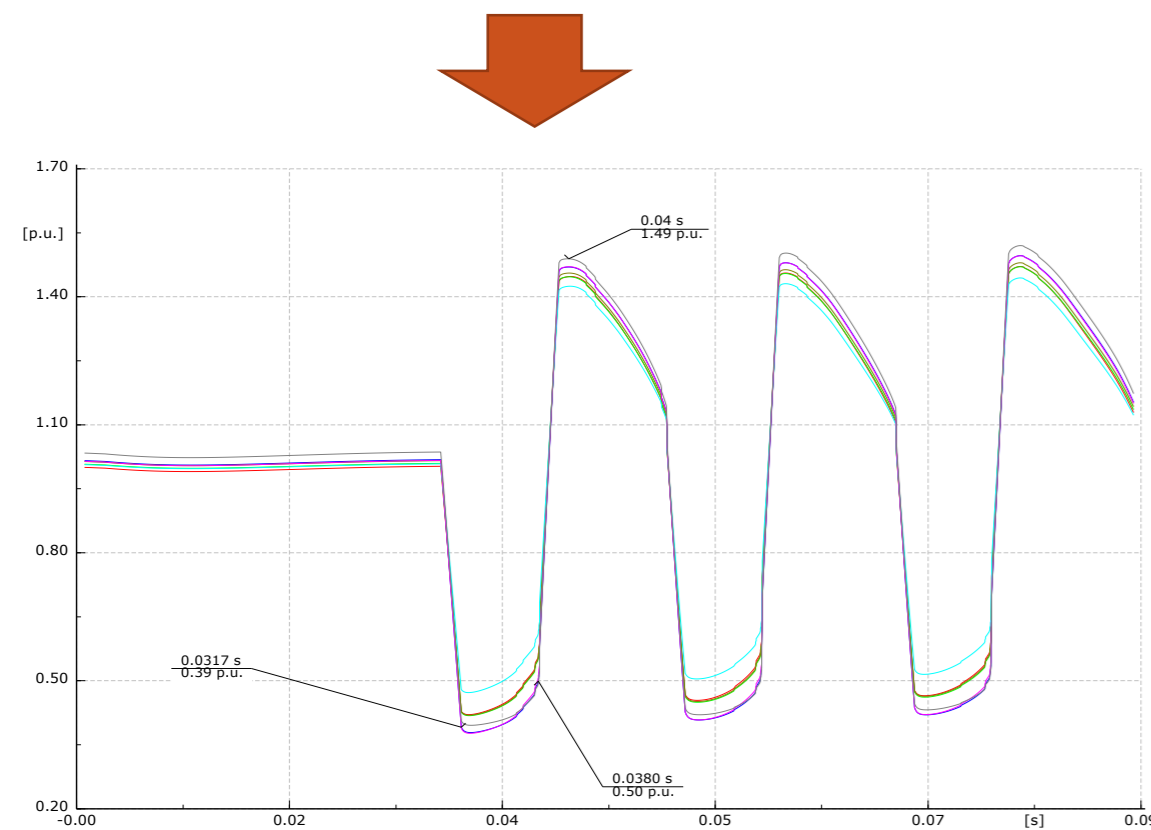
ESTUDIOS DE OPERACIÓN ESTÁTICOS Y DINÁMICOS

Impacto en la Inercia año 2026: Simulaciones y Escenarios

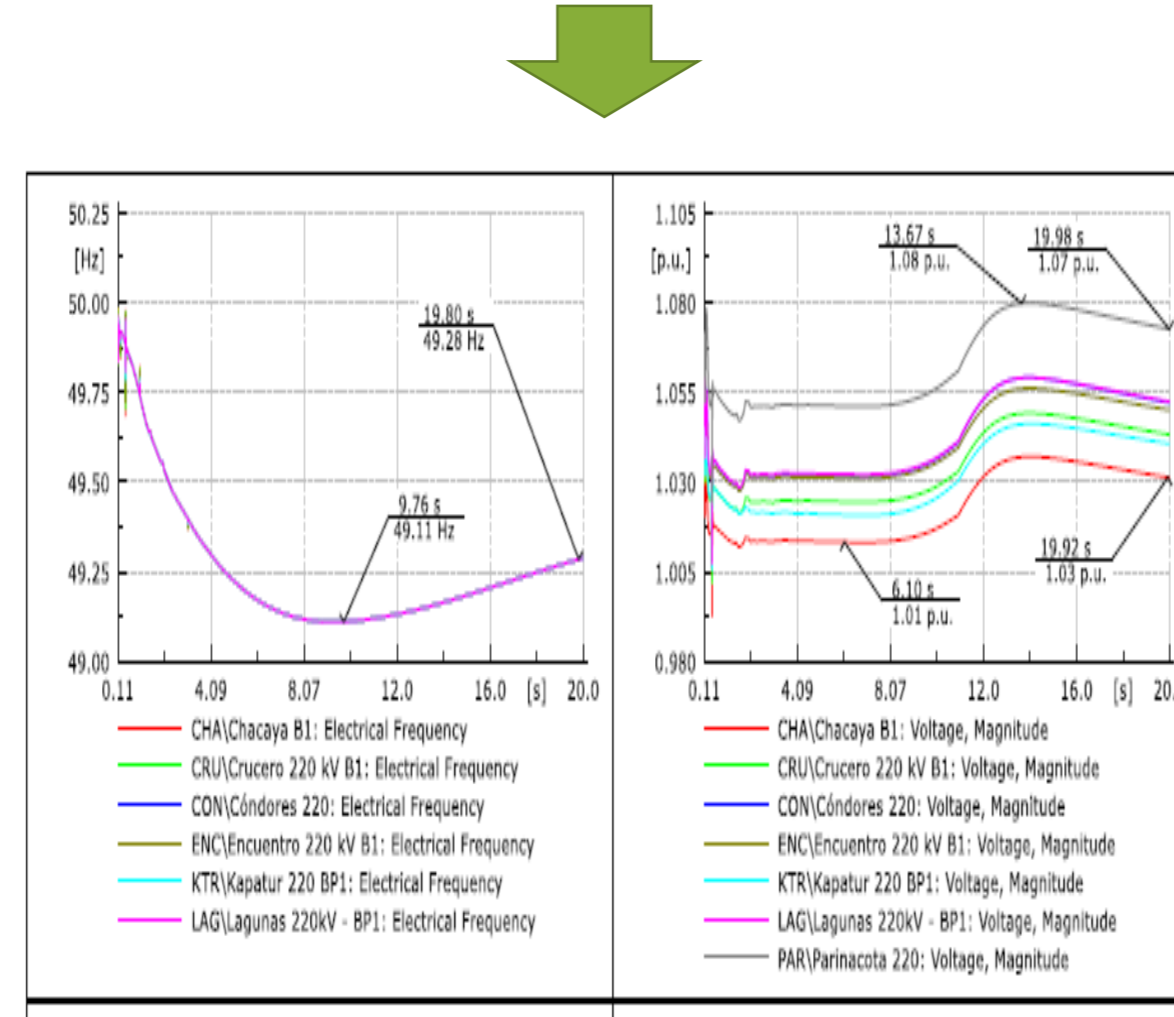
| Escenarios Inercia Sistémica en MVAs y en s | | | |
|---|----------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|
| Zona | 2025 con Carbón | 2026 Caso Base sin Carbón - Día | 2026 Caso Base sin Carbón - Noche |
| Norte Grande | 12600 MVAs (4.76 s) | 3210 MVAs (5.32 s) | 6540 MVAs (5.28 s) |
| Norte Chico | 4150 MVAs (4.54 s) | 43 MVAs (1.65 s) | 43 MVAs (1.8 s) |
| Resto del SEN | 25510 MVAs (3.54 s) | 21221 MVAs (3.11 s) | 39640 MVAs (3.73 s) |
| Total SEN | 42270 MVAs (3.93 s) | 24474 MVAs (3.28 s) | 46230 MVAs (3.88 s) |

- Disminución de la inercia sistémica es mayor para el escenario de día y para las zonas del Norte Grande y del Norte Chico (expresada en MVAs).
- Para el escenario de noche la inercia total del SEN tiene niveles comparables al caso con carbón, pero la mayor parte de ella está concentrada en la zona Centro-Sur del SEN → Inercia en el NG sigue siendo baja.

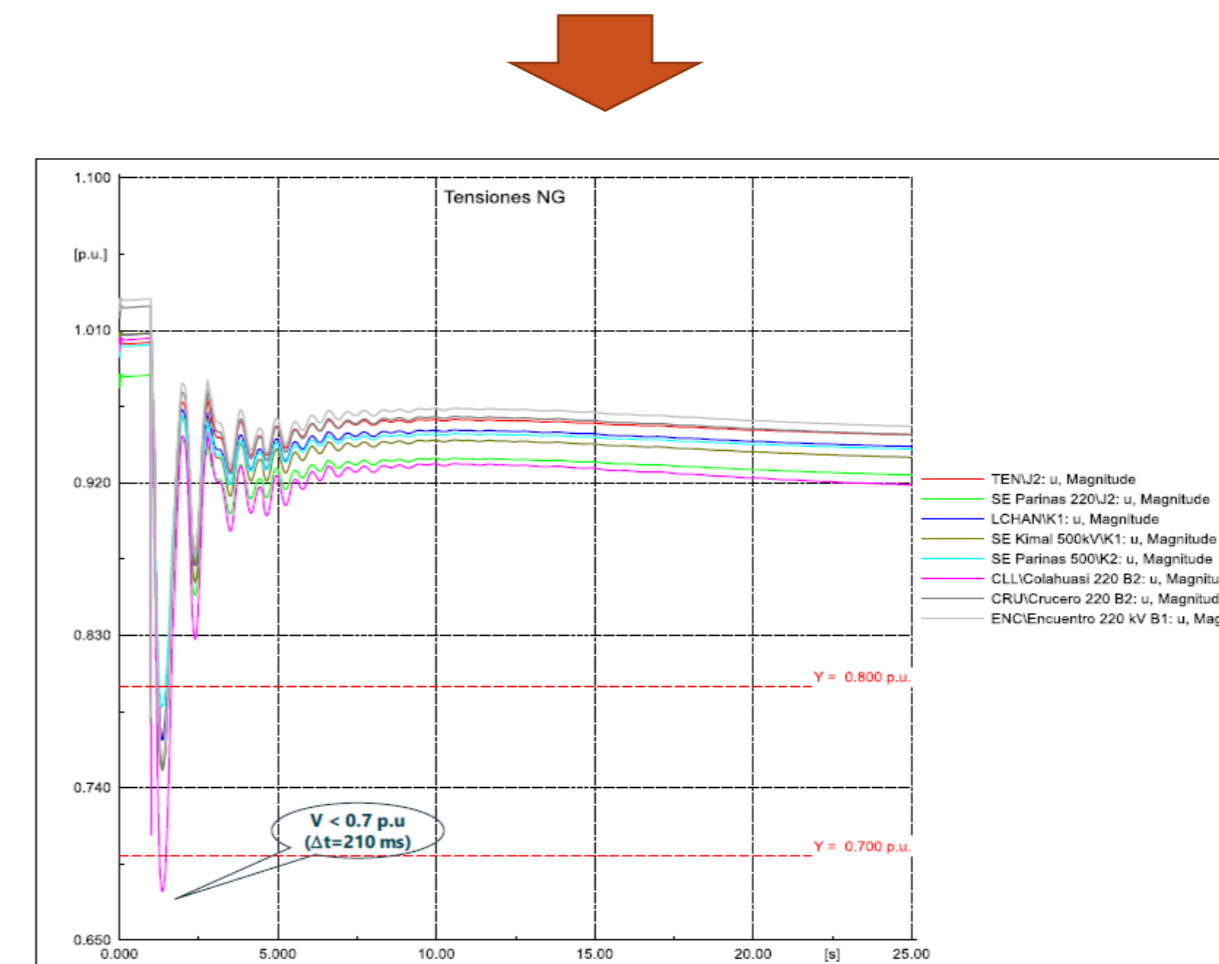
- Para **Escenario de día con máxima penetración ERV** la desconexión de la U16 (360 MW) de Tocopilla provoca colapso de tensión y frecuencia del Norte del SEN → Comportamiento oscilatorio tensión y frecuencia



- ✓ **Solución:** despacho forzado unidades síncronas adicionales en el NG (2 TG o 1TG+1TV) → Inercia mínima NG para el día: 6077 MVAs (5.84 s). Comportamiento estable y amortiguado de la frecuencia y tensión



- Para Escenario de **noche con Tx desde el sur de 1500 MW** la desconexión de la U16 (360 MW) de Tocopilla provoca recuperación dinámica de la tensión deficiente Permanece por debajo de 0.7 pu por más de 210 ms, incumpliendo la NT



- ✓ **Solución:** despacho forzado de una unidad 1 TG (central Atacama o similar) → Agrega 1000 MVAs de Inercia adicional al NG en el noche para transferencias desde el sur de unos 1500 MW → Inercia mínima en el NG para la noche: 7764 MVAs (5.64 s)

- Para transferencias desde el sur mayores a 1500 MW se requerirá agregar más inercia y soporte de reactivos.

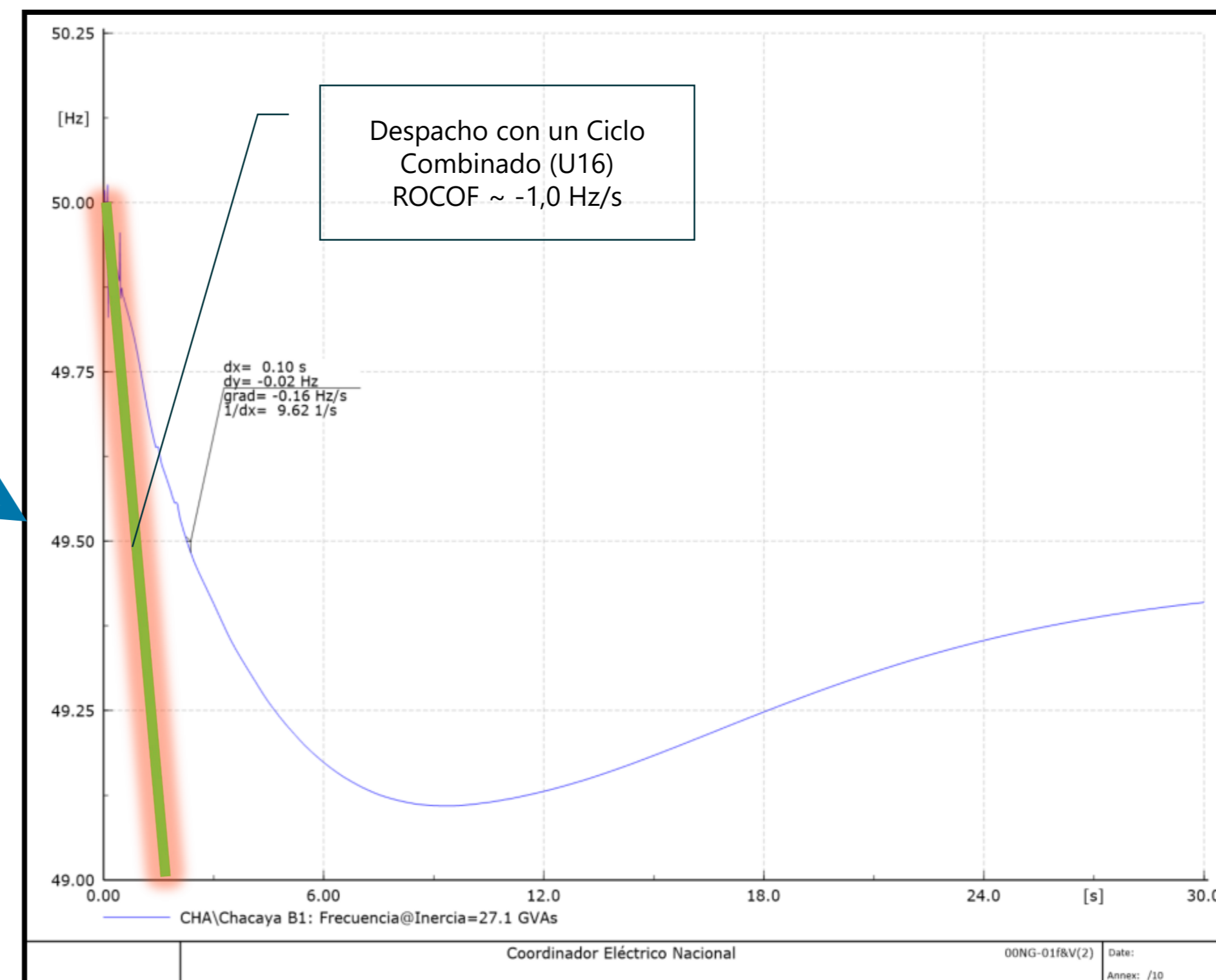
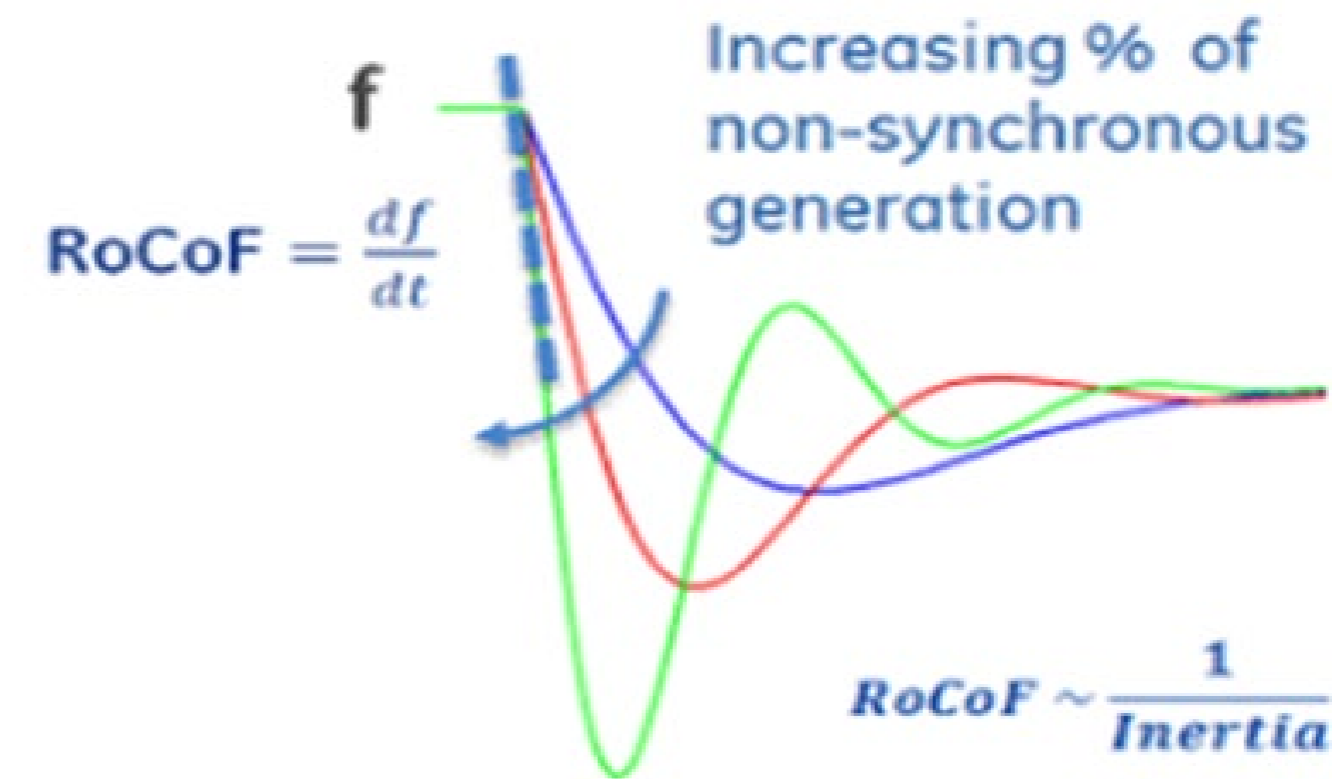


Impacto en la Inercia año 2026: Análisis ROCOF

Escenario de día - año 2026 – Desconexión de la U16

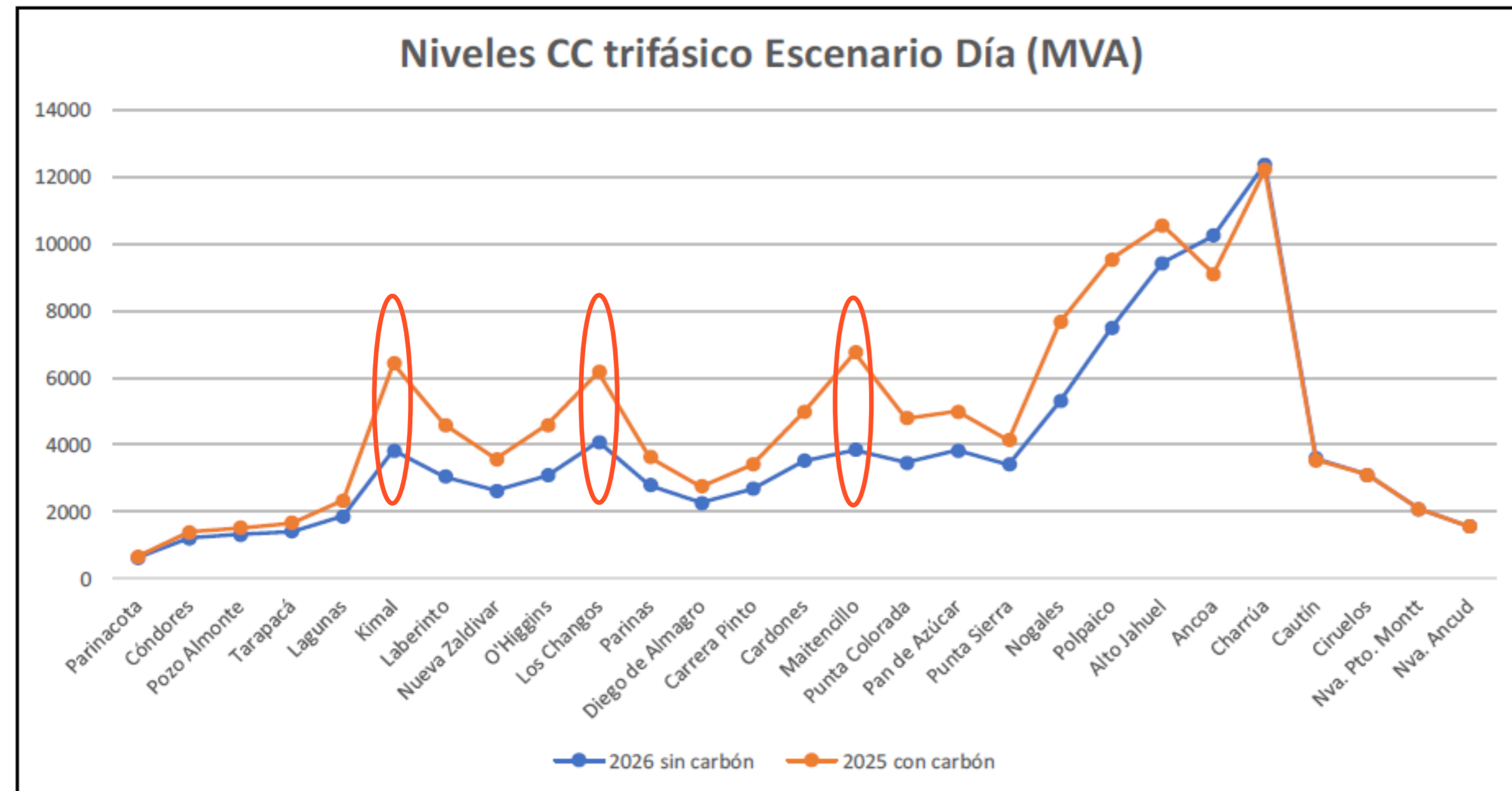
| Item | Escenario 0 | Escenarios 1 |
|----------------------------|------------------|-------------------|
| Generación Total | 10690.6 MW | 10700.8 MW |
| Generación ERV | 7338.3 MW | 7338.3 MW |
| Inercia SEN | 24.47 GVAs | 27.1 GVAs |
| Inercia NG | 3.21 GVAs | 6.1 GVAs |
| Inercia Resto SEN | 21.26 GVAs | 21.1 GVAs |
| Centrales NG | U16 | U16 |
| | - | Kelar TG1 |
| | - | Kelar TV |
| | - | - |
| | - | - |
| ROCOF⁽¹⁾ | ~ -1 Hz/s | -0.16 Hz/s |

(1) Medido para Severidad 5 en U16

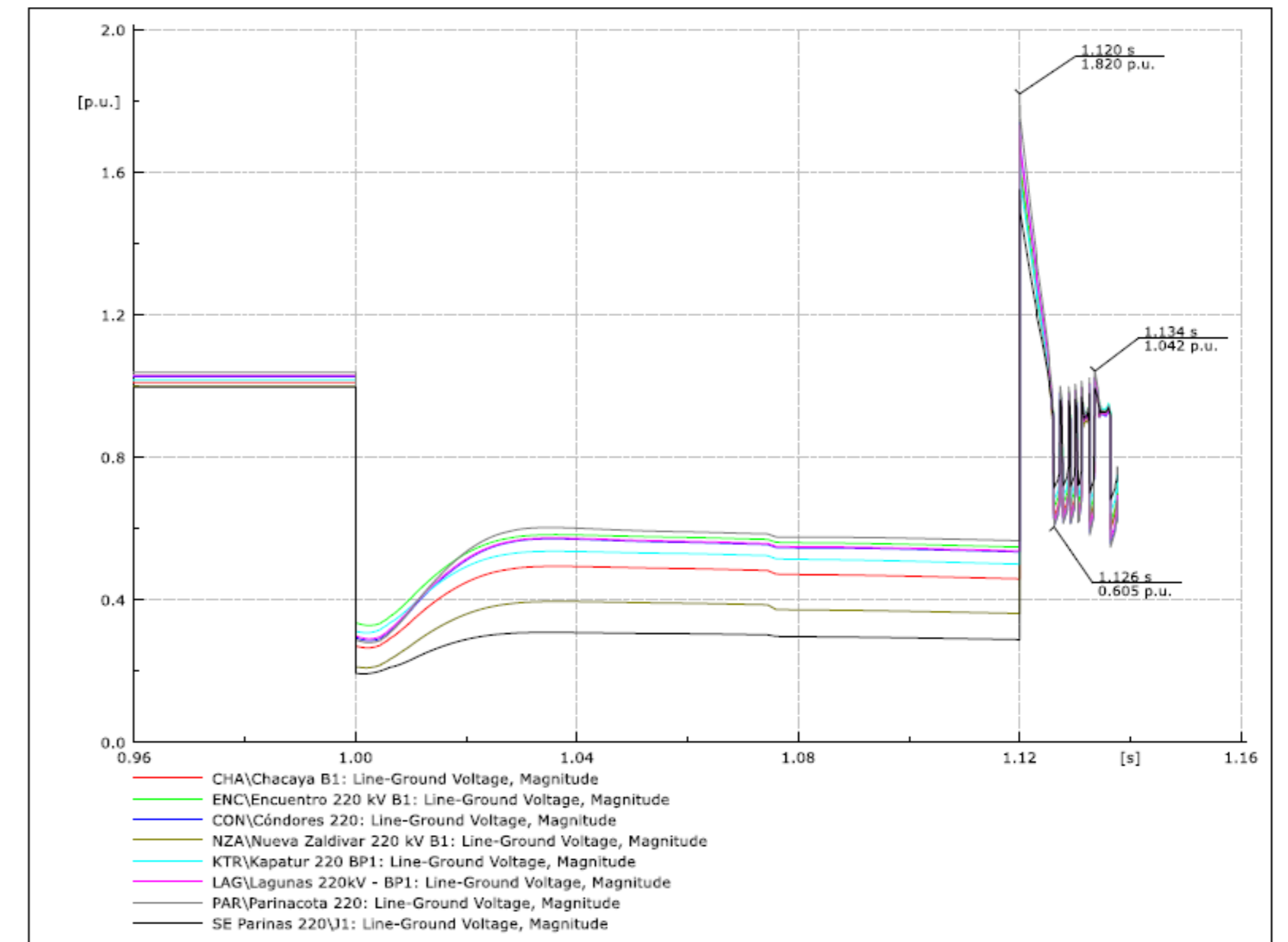


Impacto en la nivel de cortocircuito año 2026: Simulaciones y Escenarios

- Evidencia de impacto en el nivel de CC → Disminución de 35% en SS/EE Kimal, Los Changos y Maitencillo
- Red más débil para afrontar contingencias y brindar nodos fuertes para la conexión de generación ERV
- Red más débil puede llevar a **colapso de tensión** ante fallas, lo que se evidencia en la falla trifásica en la línea Parinas –Likantantai 220 kV.

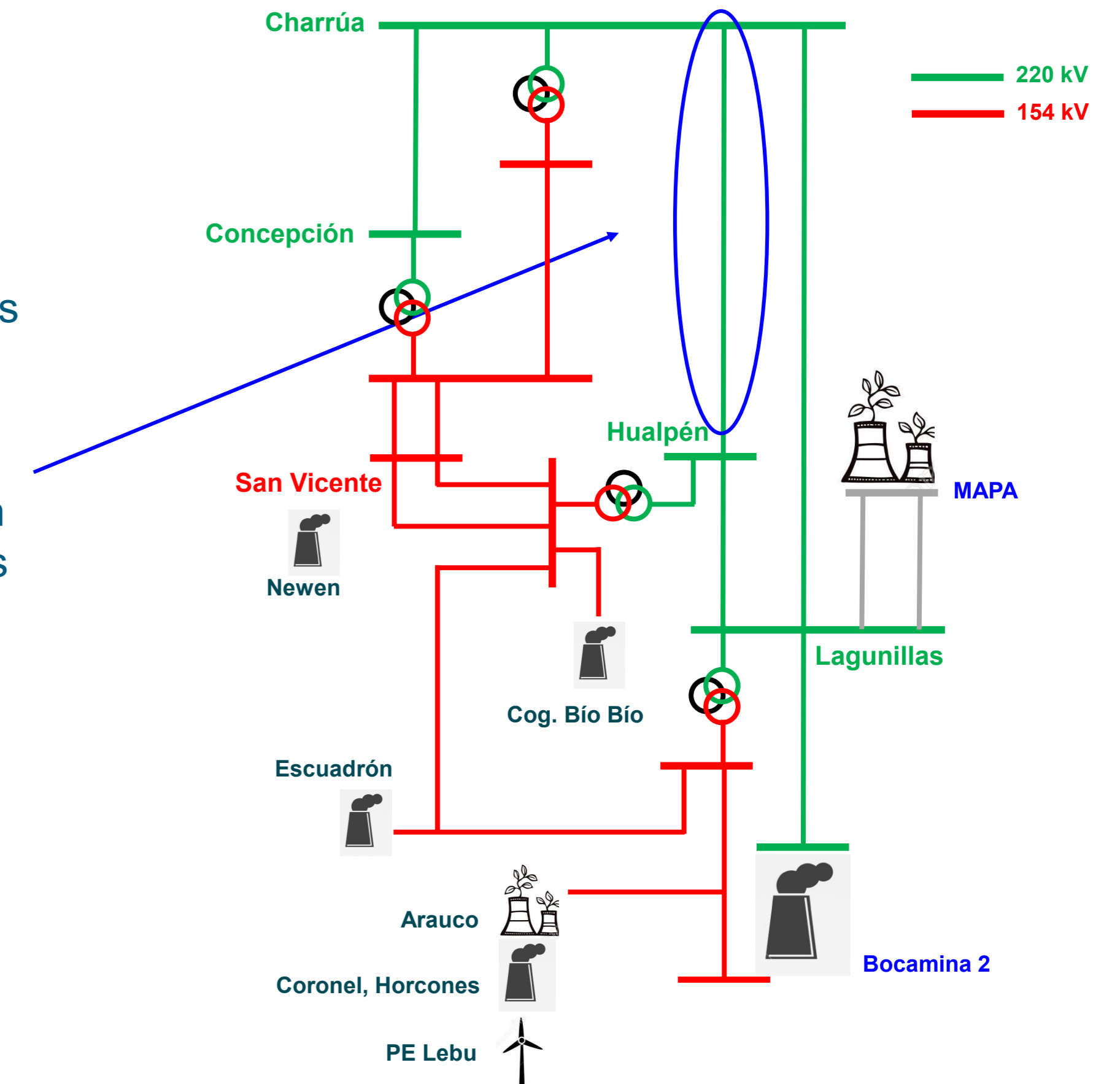


- Se evidencia comportamiento dinámico de la tensión en barras del Norte claramente oscilatorio y que **lleva al colapso de tensión en la zona norte.**
- ✓ **Solución:** despacho forzado unidades síncronas adicionales en el NG (2 TG o 1TG+1TV) → Agregar unos 1000 MVA en potencia de CC → Nivel de CC mínimo aceptable en Kimal del orden 4500 MVA

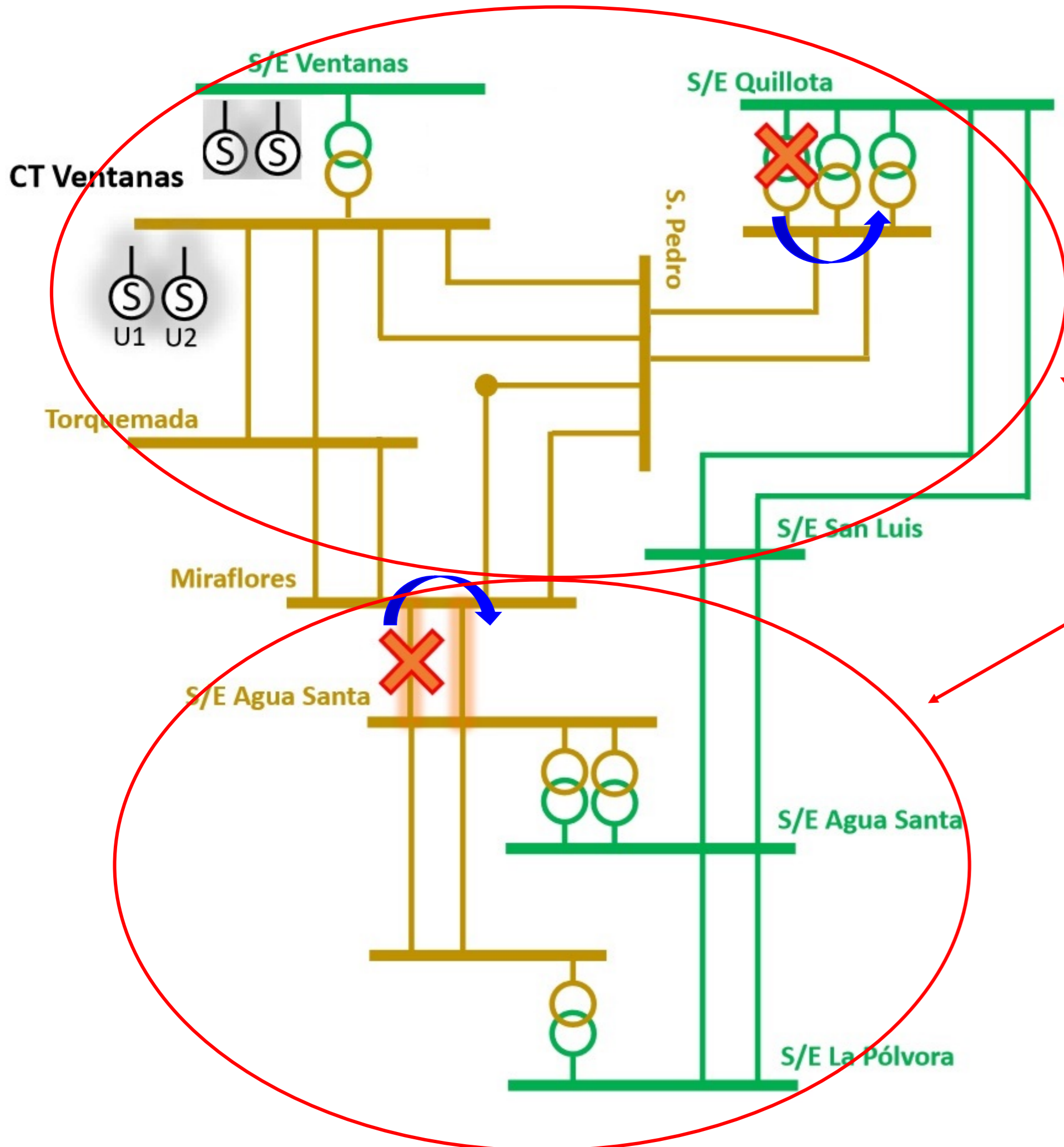


Estudios de Seguridad Operacional Zona de Concepción (año 2022)

- Proyecto MAPA en la primera etapa toma de carga paulatina hasta un máximo de 90 MW. Segundo semestre de 2021 comenzaría su operación en régimen, con excedentes hacia el sistema hasta 160 MW. En caso de retorno por falla interna o mantenimientos anuales, toma carga hasta un máximo de 90 MW.
- Sobre la base de análisis estáticos y dinámicos, considerando a la central Bocamina 2 retirada de servicio → no se visualizan problemas de regulación de tensión ni incumplimientos de los estándares de recuperación dinámica.
- En escenarios puntuales, coincidentes con altos consumos locales y alta temperatura ambiente, se visualizan necesidades de excedentes mínimos de MAPA para la operación con criterio de seguridad N-1, debido a la limitación impuesta por la capacidad de los conductores de la línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén.
- Lo anterior, también se logra con el despacho forzado de generación local o mediante la ejecución de maniobras operacionales que eviten la propagación de fallas locales.



Estudios de Seguridad Operacional Zona V Región Costa (año 2026)



Sistema de Transmisión:

- Transformadores 220/110 kV Agua Santa : 2x300 MVA.
- Transformadores 220/110 kV Ventanas y La Pólvora : 1x300 MVA c/u.
- Transformadores 220/110 kV Quillota : 1x75 MVA + 2x150 MVA.
- LT 2x110 kV Agua Santa - Miraflores : 142 MVA a 25°C c/sol por circuito.

- No se visualizan problemas de suficiencia en la zona.
- Al verificar el desempeño del sistema frente a contingencias simples:
 - ✓ Se visualizan sobrecargas en un circuito de la línea 2x110 kV Agua Santa - Miraflores ante la desconexión del circuito paralelo, aun con toda la generación local despachada.
 - ✓ Al comprometerse el criterio N-1 en esta línea, la V Costa deberá operarse dividida en 2 subzonas.
 - ✓ La zona de Ventanas requeriría de generación forzada para operar con criterio N-1 por riesgo de operación de protecciones en TR de Quillota 220/110 kV. Se podría solucionar con un segundo TR 220/110 kV en S/E Ventanas.
 - ✓ La zona de Agua Santa (Capital Regional) queda con criterio N-1, sin necesitar generación local.
 - ✓ No se presentan problemas de regulación de tensión ni de incumplimientos en los estándares de recuperación dinámica.

| Análisis Estáticos de Eventos | Escenario 1 | | Escenario 2 | | Escenario 3 | | Escenario 4 | |
|---|-------------|---------|-------------|---------|-------------|---------|-------------|---------|
| | Carga | Tensión | Carga | Tensión | Carga | Tensión | Carga | Tensión |
| Caso Base (operación normal) | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 91% | ✓ | ✓ | ✓ |
| Desconexión LT 2x110 kV Agua Santa - Miraflores, C1 | 160% | ✓ | 113% | ✓ | 98% | ✓ | 98% | ✓ |
| Desconexión transformador 220/110 kV N°3 Quillota | 102% | ✓ | ✓ | ✓ | 125% | ✓ | 98% | ✓ |
| Desconexión transformador 220/110 kV Ventanas | 99% | ✓ | ✓ | ✓ | 133% | ✓ | 97% | ✓ |

Análisis de comportamiento dinámico: ✓

TR5 220/110 kV Quillota

5

**COMENTARIOS Y
CONCLUSIONES FINALES**

Comentarios y conclusiones

- En el estudio de abastecimiento (tendencial) para el primer semestre de 2026, Escenario B3, se muestra que los costos marginales en las barras representativas, en promedio para el mes de abril se incrementan en un 100%, respecto al escenario con descarbonización al año 2040. Una situación similar ocurre con los costos de operación del sistema en el mes de abril de 2026.
- Los estudios de operación horaria del sistema, muestran que ante el retiro de unidades a carbón el año 2025, en escenarios como el descrito anteriormente, los costos marginales podrían alcanzar, en algunas horas de noche, valores del orden de 570 USD/MWh, y promedios diarios cercanos a los 390 USD/MWh.
- La contingencia más crítica desde el punto de vista de la respuesta dinámica en el Norte Grande, resultó ser la desconexión de la unidad U16 de la central Tocopilla (con 360 MW de generación despachada). Para el escenario diurno analizado, esta contingencia derivó en un comportamiento inestable en tensión y frecuencia del Norte Grande. Se requiere el despacho forzado de un segundo ciclo combinado para resolver el problema de inercia local (Inercia mínima en el Norte Grande 6,1 GVAs)

Comentarios y conclusiones

- Adicionalmente, se evidencian problemas con el nivel de cortocircuito en la zona norte, los cuales se reducen del orden del 35% con respecto al caso con centrales a carbón despachadas. En efecto, una falla trifásica en el 30% de la línea 220 kV Parinas-Likanantai, muestra que se produce un colapso de tensión en la zona norte.
- Estudios futuros deberán analizar las soluciones tecnológicas disponibles para afrontar este tipo de desafíos, naturales y esperables cuando la penetración de generación ERV alcanza niveles relevantes: condensadores síncronos, dispositivos de inyección rápida de potencia activa, dispositivos FACTS que proporcionan soporte de potencia reactiva dinámica, nuevas estrategias de control y equipamiento para las plantas ERV (VSM), refuerzos en el sistema de transmisión (línea HVDC), servicios complementarios para brindar soporte de inercia, cortocircuito y control de tensión, etc.



Estudio de Descarbonización Acelerada

Ernesto Huber J.
Gerente de Operación
Coordinador Eléctrico Nacional

3 de noviembre de 2020