

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

16 de septiembre de 2020

INDICE

| | | |
|-----------------|---|------------------|
| <u>1</u> | <u>RESUMEN EJECUTIVO</u> | <u>5</u> |
| <u>2</u> | <u>CONSIDERACIONES Y SUPUESTOS PARA LOS ESTUDIOS DE DESCARBONIZACIÓN</u> | <u>15</u> |
| 2.1 | INTRODUCCIÓN | 15 |
| 2.2 | ESCENARIOS DE DESCARBONIZACIÓN ACCELERADA | 15 |
| 2.3 | SUPUESTOS PARA LOS ESCENARIOS ANALIZADOS | 17 |
| <u>3</u> | <u>ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO 2025-2030</u> | <u>19</u> |
| 3.1 | COSTOS MARGINALES | 19 |
| 3.1.1 | HIDROLOGÍA MEDIA | 19 |
| 3.1.2 | HIDROLOGÍA SECA | 22 |
| 3.2 | GENERACIÓN PROYECTADA | 27 |
| 3.2.1 | HIDROLOGÍA MEDIA | 27 |
| 3.2.2 | HIDROLOGÍA SECA | 33 |
| 3.3 | ANÁLISIS DE PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN DESDE CARBÓN, GNL Y DIÉSEL | 38 |
| 3.3.1 | HIDROLOGÍA MEDIA | 38 |
| 3.3.2 | HIDROLOGÍA SECA | 40 |
| 3.4 | COSTOS DE OPERACIÓN 2026 | 43 |
| <u>4</u> | <u>ESTUDIO DE OPERACIÓN HORARIA 2026</u> | <u>45</u> |
| 4.1 | ANTECEDENTES | 45 |
| 4.2 | CONSIDERACIONES Y SUPUESTOS DEL ESTUDIO DE OPERACIÓN HORARIA 2026 | 45 |
| 4.3 | PRINCIPALES RESULTADOS 2026 | 47 |
| 4.3.1 | GENERACIÓN | 48 |
| 4.3.2 | CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA | 54 |
| 4.3.3 | CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA Y RAMPAS | 56 |
| 4.3.4 | COSTOS MARGINALES | 59 |
| 4.3.5 | COSTOS DE OPERACIÓN | 61 |
| <u>5</u> | <u>ESTUDIO DE SEGURIDAD OPERACIONAL: 2021-2022 Y 2026</u> | <u>62</u> |
| 5.1 | ANTECEDENTES GENERALES | 62 |
| 5.2 | SUPUESTOS DEL ESTUDIO DE LAS SIMULACIONES | 62 |
| 5.3 | PRINCIPALES RESULTADOS | 62 |
| 5.4 | ANÁLISIS ESTÁTICOS, CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN | 62 |
| 5.4.1 | RESULTADOS DEL IMPACTO EN LA RESPUESTA ESTÁTICA DEL SEN | 62 |
| 5.5 | INERCIA, RESPUESTA DINÁMICA DEL SEN Y NIVELES DE CORTOCIRCUITO AL AÑO 2026 | 74 |
| 5.5.1 | ASPECTOS TEÓRICOS Y CONCEPTUALES RELEVANTES | 74 |
| 5.5.2 | ESCENARIOS DE ANÁLISIS Y METODOLOGÍA | 74 |

| | | |
|------------|--|------------|
| 5.5.3 | RESULTADOS DEL IMPACTO EN LA INERCIA Y RESPUESTA DINÁMICA DEL SEN | 75 |
| 5.5.4 | RESULTADOS DE IMPACTO EN LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO | 85 |
| 6 | <u>CONCLUSIONES</u> | 88 |
| 6.1 | CONCLUSIONES SOBRE EL ABASTECIMIENTO 2025-2030 | 88 |
| 6.2 | CONCLUSIONES SOBRE ESTUDIOS DE OPERACIÓN HORARIA 2026 | 89 |
| 6.3 | CONCLUSIONES SOBRE ESTUDIOS DE SEGURIDAD OPERACIONAL 2021-2022 Y 2026 | 89 |
| 6.3.1 | INERCIA, RESPUESTA DINÁMICA DEL SEN Y NIVELES DE CORTOCIRCUITO AL AÑO 2026 | 90 |
| 7 | <u>ANEXOS</u> | 91 |
| 7.1 | ANEXO-MODELACIÓN OPERACIÓN HORARIA 2026 | 91 |
| 7.1.1 | MODELACIÓN COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA | 91 |
| 7.1.2 | MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE INERCIA | 91 |
| 7.1.3 | MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE CPF | 96 |
| 7.1.4 | MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RAMPA | 98 |
| 7.1.5 | MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RESERVA PARA CSF | 101 |
| 7.1.6 | MÍNIMOS TÉCNICOS | 102 |
| 7.1.7 | TIEMPOS MÍNIMOS DE OPERACIÓN | 102 |
| 7.1.8 | COSTOS DE ENCENDIDO DE CENTRALES | 102 |
| 7.2 | ANEXO-INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN EN BASE A GNL | 103 |

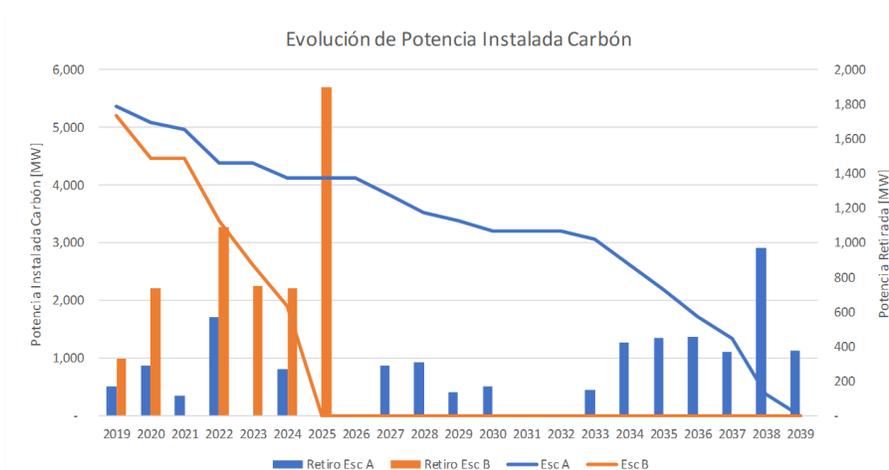
1 RESUMEN EJECUTIVO

En el marco de lo solicitado en Oficio N°192/2020, de la Comisión de Minería y Energía, de la H. Cámara de Diputados de Chile, el Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante “el Coordinador”, ha realizado un Estudio de la operación y abastecimiento que analiza el comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ante un escenario de retiro acelerado de la totalidad de las centrales termoeléctricas a carbón al año 2025, en adelante, Descarbonización Acelerada.

Para estudiar los efectos operacionales, técnicos y económicos de una Descarbonización Acelerada, el estudio se dividió en tres ámbitos de análisis:

- a. Estudio de Abastecimiento de la demanda en el período 2025-2030: tiene como objetivo 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.
- b. Estudio de la Operación con resolución horaria para una semana representativa del año 2026: tiene como objetivo 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 indicado en a) anterior, y
- c. Estudio de Seguridad Operacional para los años 2021, 2022 y 2026: tiene como objetivo 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.

Para realizar una comparación y análisis del impacto de una eventual Descarbonización Acelerada al año 2025, se utilizó como Caso Base un escenario que considera un cronograma de retiro progresivo de las centrales a carbón que se completaría el año 2040. Dicho cronograma fue definido por el Ministerio de Energía en su estudio de actualización de escenarios de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) en noviembre de 2019. El siguiente gráfico muestra la evolución de la capacidad instalada de centrales termoeléctricas a carbón en el Caso Base (Escenario A) y el en Caso de retiro de centrales carboneras al 2025 (Escenario B):



Conforme a lo solicitado en el Oficio de la Cámara, se simularon escenarios de operación del sistema eléctrico que consideraron condiciones normales de operación, niveles de indisponibilidad de generación, ya sea por la ocurrencia

de sequías o indisponibilidad de combustibles. Adicionalmente, se puede indicar que para los análisis contenidos en este Informe se utilizaron proyecciones de variables de largo plazo elaboradas por el Coordinador, es decir, proyección de la demanda, precios de combustible, plan de obras de generación, estado de desarrollo de proyectos de generación y transmisión y otros relevantes.

A continuación, se describen las principales conclusiones de los estudios indicados previamente:

a. Estudio de Abastecimiento de la demanda en el período 2025-2030

Desde el punto de vista de las condiciones del abastecimiento o suministro de la demanda del sistema, no se visualizan problemas en el quinquenio 2021-2025, habida cuenta que existe un parque de centrales generadoras a carbón disponible, que permite enfrentar situaciones críticas tales como, hidrologías secas (baja disponibilidad de agua para generación con centrales de embalses o de pasada), indisponibilidades de centrales generadoras prolongadas por fallas o mantenimientos mayores y limitaciones de suministro de gas natural licuado (GNL) y diésel.

Para el horizonte que abarca el período 2025-2030, con el objetivo de visualizar los efectos para el sistema eléctrico de una Descarbonización Acelerada se analiza los costos marginales de la energía, generación esperada y costos de operación del sistema. Para los costos marginales de energía, se analiza los valores para tres subestaciones representativas del país: Crucero en el norte, Quillota en la zona central y Charrúa en el sur y la generación esperada por tecnología y los costos de operación esperados del sistema en su conjunto.

Por otra parte, el Escenario Base o de Referencia (Escenario A) para efectos de comparación, incorpora la salida de centrales a carbón al año 2040, considerando que en los primeros 5 años del horizonte se produce la salida de las centrales contenidas en el anuncio presidencial “Energía Zero Carbón”, del día 4 de junio de 2019, con sus posteriores actualizaciones, como es el caso de la salida del complejo Bocamina.

En cuanto a la disponibilidad de GNL, se utiliza la información contenida en el informe de Precios de Nudo de junio del presente año elaborado por la Comisión Nacional de Energía.

A partir del Escenario B, se construyen 4 variantes de condiciones de operación del SEN, con la salida de la generación a carbón al 31 de diciembre de 2025. Cabe señalar, que estas condiciones operacionales corresponden a las que habitualmente evalúa el Coordinador Eléctrico Nacional, con motivo de la elaboración mensual de los Estudios de Seguridad de Abastecimiento, según lo establecido en el DS 97/2008. A continuación, se indican los escenarios estudiados:

- **Escenario B1:** de retiro de centrales a carbón al año 2025, bajo los mismos supuestos de variables relevantes del Escenario Base¹.
- **Escenario B2:** retiro de centrales a carbón al año 2025, considerando en forma adicional que no estén disponibles las centrales Nueva Renca (ubicada en Santiago), San Isidro y Nehuenco II, ambas ubicadas en Quillota, durante el primer semestre de 2026. Con este supuesto, el objetivo es estudiar el abastecimiento del sistema en condiciones de menor disponibilidad de GNL.
- **Escenario B3:** retiro de las centrales carbón al año 2025 que, además del supuesto de la indisponibilidad de centrales GNL señaladas en el punto anterior, agregando limitaciones a la disponibilidad de petróleo Diésel para las centrales que utilizan dicho combustible. Esta condición se aplica al 25% del tiempo de operación de este tipo de centrales, y que corresponde a las horas de alta demanda durante el primer semestre de

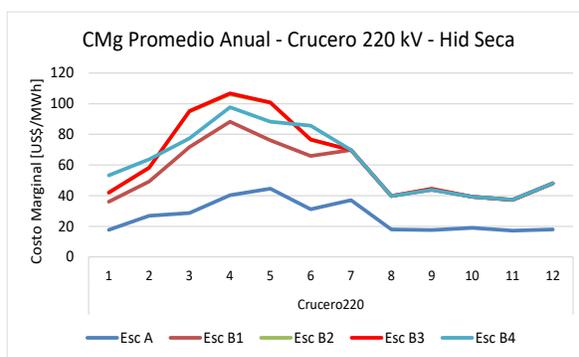
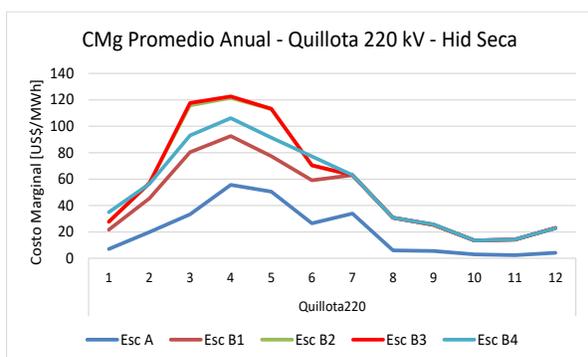
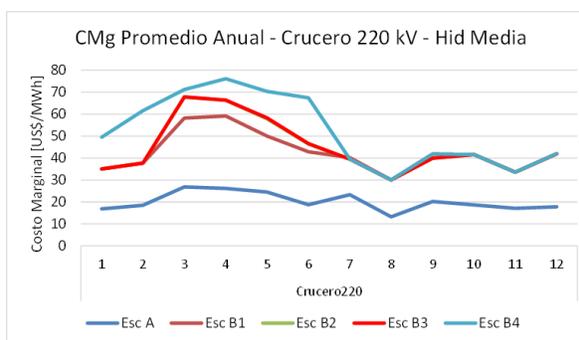
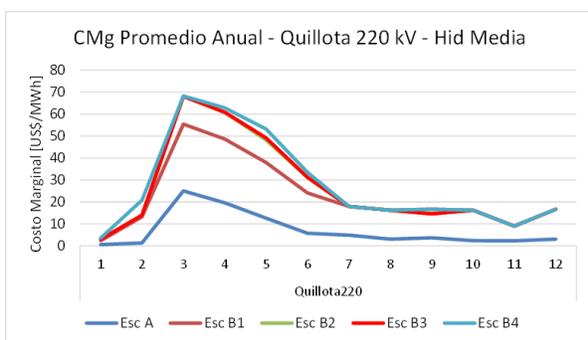
¹ Entre otros supuestos relevantes se encuentra la disponibilidad de Gas Natural, plan de obras de generación y la topología de la red.

2026. El objetivo es simular eventuales problemas de logística de suministro de diésel que se podrían presentar en algunas centrales del sistema. El supuesto se basa en las restricciones de logística que se han presentado en el pasado en condiciones hidrológicas secas del sistema, y que implican limitaciones de disponibilidad de camiones para transportar petróleo diésel, restricciones en puertos por marejadas, limitación de stock y reposición de este en regiones.

- **Escenario B4:** retiro de centrales a 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. Este supuesto puede representar eventuales restricciones de descarga de GNL en los terminales de Quintero y Mejillones, eventuales fallas en las instalaciones de transporte o en caso extremo problemas de suministro.

El modelo utilizado para las simulaciones que a continuación se presentan, corresponden a PLP, para proyecciones de mediano y largo plazo, con resolución mensual, incorporación de escenarios hidrológicos y con menor resolución de condiciones operacionales.

Los resultados de las simulaciones muestran un aumento del costo marginal de la energía para el año 2026, en una condición hidrológica seca², en relación con la hidrología media. Dicha situación se puede apreciar en los siguientes gráficos de costos marginales mensuales, en las barras de Quillota 220 kV y Crucero 220 kV, para los distintos escenarios descritos anteriormente.



Respecto a los gráficos anteriores, correspondientes a hidrología seca, se pueden destacar los siguientes valores:

² Condición hidrológica seca: considerando la estadística de disponibilidad hídrica para producir electricidad por parte de centrales generadoras, tanto de pasada como de embalse, se refiere a una condición que utiliza caudales equivalentes al año más seco de dicha estadística (1998-1999).

- Crucero 220 kV: un valor de **40,3 USD/MWh** para el mes de abril de 2026 en el Escenario Base (A). Al incorporar como parte de las restricciones, indisponibilidad de ciclos combinados y problemas en la logística de distribución diésel en algunas centrales (escenario B3), resulta un valor promedio para el mes de abril de 2026 de **106,8 USD/MWh**.
- Quillota 220 kV: un valor de **55,6 USD/MWh** para el mes de abril de 2026 para el Escenario Base (A). Al incorporar como parte de las restricciones, indisponibilidad de ciclos combinados y problemas en la logística de distribución diésel en algunas centrales (escenario B3), resulta un valor promedio para el mes de abril de 2026 de **122,5 USD/MWh**.

En todos los escenarios con salida de las centrales a carbón al año 2025 y limitaciones de combustible, se evidencian costos marginales que alcanzarían valores del orden de 200 USD/MWh, en las horas de noche, siendo actualmente estos valores en torno a 50 USD/MWh promedio.

En relación con los costos de operación del sistema, se observa un aumento relevante en los escenarios con indisponibilidad de ciclos combinados (B2) y diésel (B3) respecto al Escenario Base, observándose las mayores diferencias porcentuales entre este escenario y los otros analizados. Específicamente, en el periodo marzo-mayo 2026, el costo de operación se sitúa entre el doble y el triple del valor obtenido para el Escenario Base. En la tabla siguiente se muestran los costos de operación para cada mes del año 2026, en condición de hidrología seca:

| Año | Cop A | Cop B1 | Cop B2 | Cop B3 | Cop B4 |
|---------------|--------------|--------|--------|--------|--------|
| | Millones USD | | | | |
| ene-26 | 54.0 | 25.1 | 28.7 | 28.8 | 34.7 |
| feb-26 | 60.3 | 50.2 | 58.6 | 58.9 | 66.7 |
| mar-26 | 77.3 | 140.8 | 181.8 | 182.5 | 177.2 |
| abr-26 | 106.9 | 154.4 | 199.2 | 200.0 | 194.2 |
| may-26 | 102.3 | 133.4 | 169.6 | 170.1 | 172.2 |
| jun-26 | 62.2 | 63.2 | 76.9 | 77.1 | 88.3 |
| jul-26 | 68.5 | 89.0 | 89.0 | 89.0 | 89.0 |
| ago-26 | 54.0 | 24.6 | 24.6 | 24.6 | 24.6 |
| sep-26 | 54.1 | 30.6 | 28.9 | 28.9 | 30.6 |
| oct-26 | 43.3 | 17.8 | 17.8 | 17.8 | 17.8 |
| nov-26 | 54.0 | 22.2 | 22.3 | 22.3 | 22.2 |
| dic-26 | 54.5 | 29.8 | 29.7 | 29.7 | 29.8 |

b. Estudios de Operación con resolución Horaria 2026

Con el objetivo de evaluar el comportamiento más detallado del sistema, se analizó la operación del sistema eléctrico con detalle horario, proyectada para el año 2026. Cabe señalar que, se considera que sólo se realizan las inversiones en centrales con capacidad de generación gestionable, contempladas en el plan de obras vigente. Las centrales generadoras con capacidad gestionables son aquellas que pueden efectuar sus aportes al sistema eléctrico en cualquiera hora en que sea requerido, con independencias de la variabilidad o estacionalidad de su insumo primario, estas son centrales: termoeléctricas, de embalse, de concentración sola de potencia, biomasa, geotermia y similares.

El modelo de simulación utilizado para obtener los resultados que a continuación se presentan corresponde a PLEXOS, el cual considera proyecciones con resolución horaria, incorporando una serie de restricciones, entre ellas

los mínimos técnicos de unidades de generación. Por esta razón, los valores de costos marginales pueden diferir de en comparación a los resultados de PLP presentados anteriormente, no obstante, ambas tendencias son coincidentes, dado los supuestos incorporados.

Así, se simuló la operación del sistema eléctrico en una semana representativa del año 2026, considerando una resolución horaria e incorporando restricciones y requerimientos de reservas de capacidad de generación para efectuar el control primario de frecuencia, control secundario de frecuencia y gestión rampas³, modeladas en función de los niveles esperados de generación de energía renovable variable (ERV).

Los resultados del estudio reflejan que para la semana del año 2026 analizada⁴, la generación a carbón del sistema es reemplazada por una combinación de generación entre centrales en base a GNL y diésel, siendo mayor o menor el despacho de centrales diésel según los niveles de indisponibilidad de ciclos combinados y la condición hidrológica.

Cabe mencionar que, la mayoría de las centrales generadoras de ciclo combinado que usan GNL, están cercanas a cumplir su vida útil, por lo que requieren de cuantiosas inversiones para prolongar su operación, situación que debe ser validada con sus propietarios para verificar la viabilidad de su continuidad operacional.

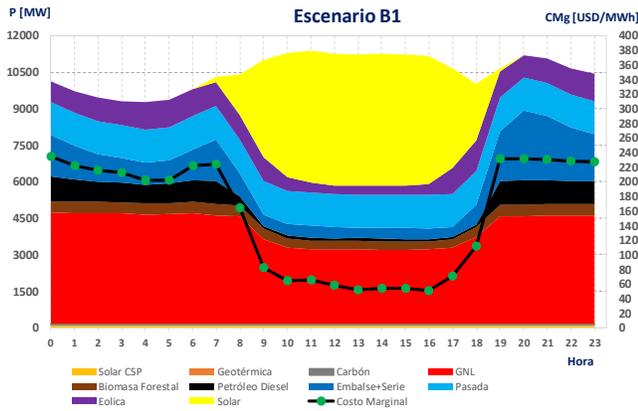
Los resultados obtenidos para los perfiles de generación diaria en una condición de hidrología media, para los distintos casos simulados muestran que, en las condiciones más críticas de indisponibilidad de generación y combustible, no se observa déficit de abastecimiento de la demanda. En el Escenario B1, de retiro de unidades a carbón al año 2025, en la hidrología media, de igual forma se despacha un porcentaje relevante de unidades Diesel, alcanzando un costo marginal del orden de 200 USD/MWh, en las horas de noche.

Por su parte, los resultados obtenidos en escenarios de indisponibilidad de GNL en ciclos combinados, con suministro limitado de unidades diésel e hidrología seca, alcanzan, en algunas horas de noche, valores del orden de 570 USD/MWh, y promedios diarios cercanos a los 390 USD/MWh. En relación con este último caso, el alto costo en estas condiciones se debe al nivel de criticidad del escenario, que considera indisponibilidad de unidades en base a GNL por salida forzada (3 ciclos) e indisponibilidad de combustible diésel (Escenario B3)

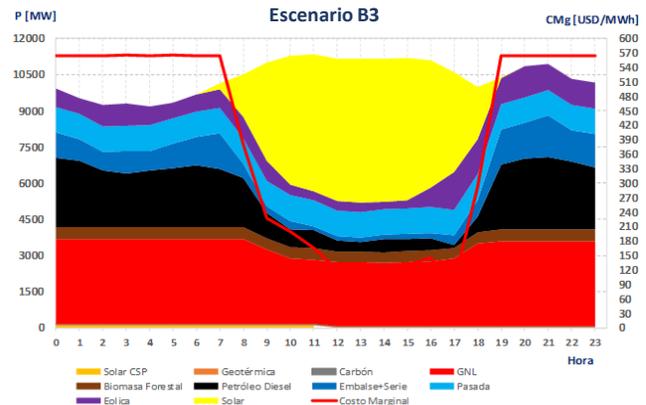
A continuación, se muestra gráficamente los casos descritos anteriormente para hidrología media y seca.

³ Las rampas se refieren al aumento o reducción de montos importantes de generación debido a ERV en períodos de tiempo cortos, y que ocurren en particular al comienzo o al final de cada día, debido al aumento y disminución de la disponibilidad del recurso. La capacidad de generación de reserva que se considera para el sistema permite mantener el equilibrio entre demanda y oferta de energía, en condiciones normales de operación y ante situaciones de contingencia o fallas de centrales generadoras y/o líneas de transmisión.

⁴ Se consideró una semana crítica para el análisis en términos de la combinación afluentes-demanda, tomándose la semana con menor nivel de afluentes. Más semanas para análisis requiere agregar simulaciones adicionales, pero principales resultados no debiesen verse afectados.



Escenario B2 - Hidrología Media



Escenario B3 - Hidrología Seca

Los costos totales de operación aumentarían del orden de 90% para un escenario de Descarbonización Acelerada en comparación con el escenario base de descarbonización al año 2040.

En cuanto a las reservas de generación, su provisión se distribuiría principalmente entre centrales hidráulicas de embalse y ciclos combinados, siendo importante destacar que en condiciones hidrológicas seca las centrales de embalse realizan un aporte de reserva en condición de riesgo, esto es, operando a su mínima capacidad y sujeto a la disponibilidad de agua. En este sentido, en la condición hidrológica seca, la energía de los embalses es usada al mínimo, de tal forma de destinarlos a brindar reserva e inercia al sistema en horas de máxima generación de energías renovables variables.

Es importante señalar que, el aumento en los costos de operación del sistema sería significativo, debido a un aumento de los niveles de generación de centrales termoeléctricas a GNL y diésel. Por otra parte, los altos costos marginales esperados en escenarios con indisponibilidades de centrales a GNL muestran eventuales riesgos de falla de suministro en horas de alta demanda. En el caso particular bajo análisis, las unidades a GNL serían despachadas en el programa diario cómo centrales eficientes, si no se materializan nuevas inversiones.

c. Estudios de Seguridad Operacional

Se analiza y compara la situación operacional del sistema eléctrico en los años 2021, 2022 y 2026 con el objetivo de verificar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa técnica vigente.

Para el año 2021, con el retiro de servicio de las centrales termoeléctricas Tocopilla U14, U15, Ventanas 1, Ventanas 2 y Bocamina 1, no se visualizan problemas operacionales, para la Zona Norte Grande (que abarca las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta), ni para la Región del Biobío (Zona de Concepción). En el caso de la Región de Valparaíso, Zona V Región Costa, con el retiro de servicio durante 2021 de las centrales Ventanas 1 y Ventanas 2, no se visualizan problemas operacionales. Lo anterior sujeto a la entrada en operación de la obra de ampliación de transmisión de la Subestación (S/E) Agua Santa, programada para el primer trimestre de 2021, que considera la instalación de un nuevo banco de autotransformadores 220/110 kV y seccionamiento de barras 220 kV y 110 kV.

Para el año 2022, como consecuencia del retiro de servicio de la central Bocamina 2, en la Zona Concepción se visualizan restricciones operacionales para mantener el criterio de seguridad N-1⁵ en condiciones de alta demanda, altas temperaturas y el proyecto de cogeneración MAPA sin inyección de excedentes hacia el sistema. Esto implica altas transferencias de potencia hacia la Zona Concepción y que alcanzarían el máximo nivel de capacidad de transmisión que puede soportar la línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén.

Para el año 2026, con el SEN sin centrales a carbón, se observan restricciones operacionales para mantener el criterio de seguridad N-1 en la Zona Quinta Región Costa derivadas de la capacidad de transmisión de la línea 2x110 kV Agua Santa - Miraflores. Pese a estar programada la entrada en servicio de la nueva línea de transmisión 2x220 kV Nueva Alto Melipilla - Nueva Casablanca - La Pólvora - Agua Santa, programada para el año 2024, se requerirá operar esta zona separada en dos subzonas⁶: Agua Santa-La Pólvora, y Ventanas-Quillota. La primera subzona se operaría con criterio N-1, sin generación local, en cambio la subzona de Ventanas-Quillota requeriría de generación local en base a diésel para operar con criterio N-1, o alternatively, se requeriría el desarrollo de nuevas obras de transmisión, tales como un segundo transformador en la S/E Ventanas 220/110 kV.

Por otra parte, para el año 2026, los principales efectos que se derivan de la Descarbonización Acelerada dicen relación con los niveles de inercia sistémica⁷ del SEN, especialmente en el Norte Grande y en el Norte Chico, y los niveles de potencia de cortocircuito en la zona Norte del SEN.

La inercia sistémica es una característica del sistema que define cuánta energía está disponible en las masas rotatorias de todas las máquinas que están directamente acopladas a la red y sirve para equilibrar instantáneamente cualquier desbalance de potencia que pudiera afectar al sistema como resultado de una desconexión de generación o carga. Las unidades que están directamente acopladas a la red son aquellos generadores síncronos, por tanto, son los que hacen todo el aporte de inercia al sistema. La generación solar fotovoltaica, al no tener partes móviles y no estar directamente acoplada a la red, pues se acopla a través de convertidores de electrónica de potencia, no aporta inercia al sistema. El aporte de la generación eólica a la inercia del sistema tampoco es relevante, especialmente aquella cuyo acople a la red se hace totalmente mediante convertidores electrónicos de potencia.

Por su parte, el nivel de potencia de cortocircuito es un indicador tanto de la robustez del sistema ante perturbaciones en la tensión como de la cantidad de generación que puede proveer soporte de tensión de forma rápida ante fallas en el sistema. La inercia sistémica y los niveles de cortocircuito están estrechamente relacionados debido a que las unidades convencionales que generalmente proporcionan inercia al sistema también aportan significativamente al nivel de cortocircuito en las zonas donde están emplazadas.

Con respecto a los niveles de inercia, las zonas más afectadas por la reducción de inercia ante el retiro de las centrales a carbón corresponden al Norte Grande y al Norte Chico. Asimismo, la mayor afectación o falta de niveles de inercia se producirá durante el día, debido a una alta penetración de ERV. En estas condiciones, la baja presencia de centrales

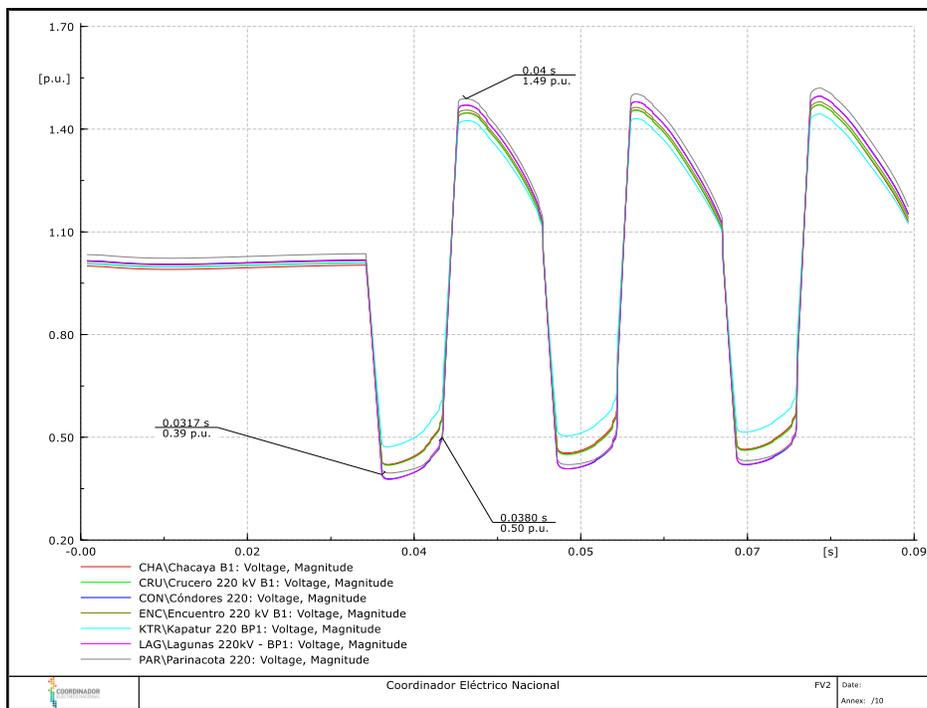
⁵ Criterio N-1: criterio de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTS&CS) que exige que, ante la falla de un elemento o línea de transmisión, exista otro que sea capaz de mantener la continuidad de servicio. Por ejemplo, si una línea de transmisión de dos circuitos transmite 100 MW por cada uno de ellos, es decir 200 MW en total, ante la falla de uno de los circuitos, aquel que queda operativo debe ser capaz de transmitir 200 MW por sí solo, y mantener de esta forma la continuidad de suministro. En caso de no poder mantener este criterio en una instalación de transmisión el sistema tendrá restricciones de transmisión y operará en una condición de riesgo para el abastecimiento de la demanda.

⁶ Esta operación no enmallada implica dividir en dos zonas, lo cual evita la propagación de una eventual falla de una zona a otra.

⁷ Inercia de un sistema eléctrico: capacidad que tiene un sistema de resistir variaciones de demanda o la oferta disponible para su abastecimiento, sin perder una condición de operación que le permite mantener el sistema operando en una condición normal. Esta característica es aportada de manera natural por centrales de embalse o centrales térmicas a carbón o GNL, denominadas de aportes gestionables, ya por sus características constructivas y operacionales pueden producir su energía cuando el sistema lo requiera.

con aportes gestionables por el retiro de aquellas que utilizan combustibles fósiles, cuyas masas rotatorias aportan inercia y estabilidad al sistema eléctrico, redundará en un sistema con menor inercia y, en consecuencia, con menor capacidad para soportar perturbaciones y desbalances instantáneos entre oferta (generación) y demanda (consumos libres y regulados).

La contingencia más crítica desde el punto de vista de la respuesta dinámica⁸ (esto es, la respuesta temporal instantánea de las principales variables eléctricas de la red ante perturbaciones) del SEN, y del Norte Grande en particular, resultó ser la desconexión intempestiva de una central de ciclo combinado con 360 MW de generación despachada en la zona norte, que abarca las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta. Para el escenario diurno analizado, esta contingencia derivó en un comportamiento inestable del sistema eléctrico con el consiguiente colapso del Norte del SEN, lo que se evidencia en la siguiente figura, donde la magnitud dinámica de la tensión y en consecuencia, de la frecuencia, muestran un comportamiento oscilatorio, que finalmente lleva a un colapso de frecuencia y tensión del sistema Norte.



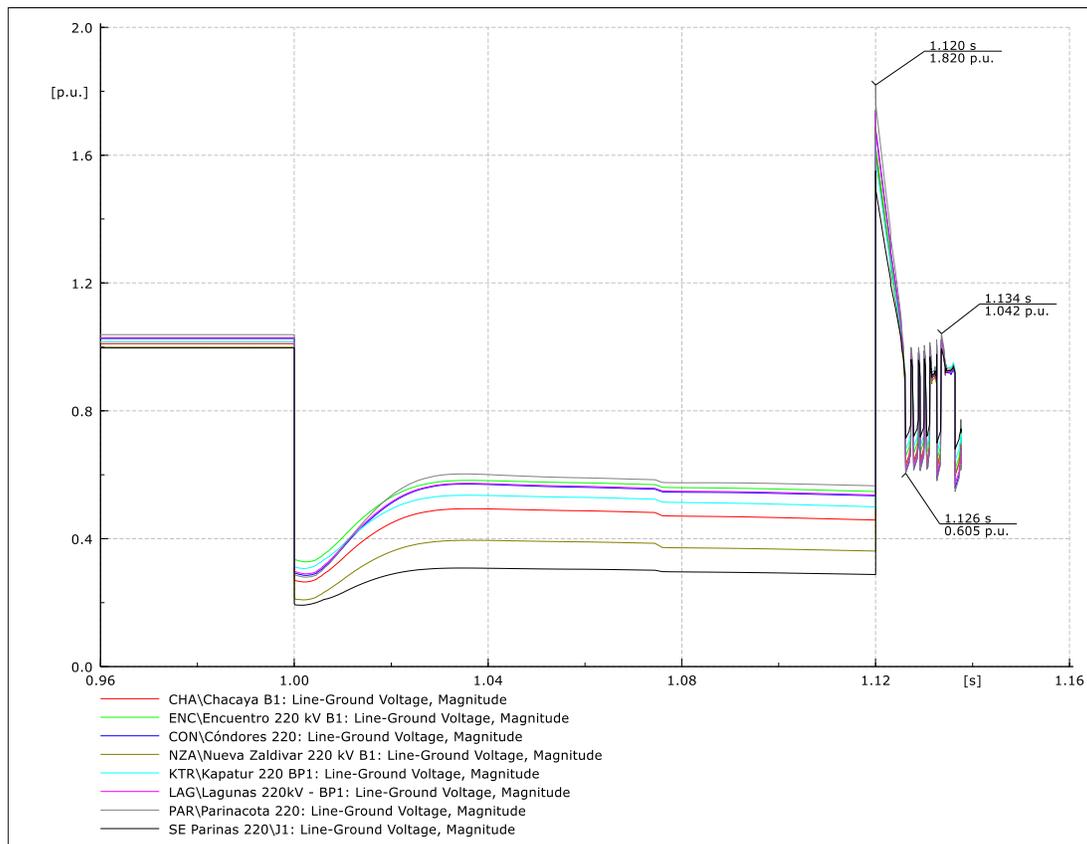
Para lograr un comportamiento adecuado fue necesario conectar generación síncrona adicional en esta zona, totalizando una inercia mínima requerida para el Norte Grande de unos 5,84 s (6077 MVAs). Para el escenario de noche y con transferencias de 1500 MW desde el sur, la inercia mínima requerida para el Norte Grande resultó ser de unos 5,64 s, esto es 7764 MVAs. Estos valores superiores a 5 s son considerados aceptables para brindar una respuesta inercial adecuada frente a perturbaciones⁹.

⁸ Respuesta Dinámica del Sistema: es la respuesta temporal instantánea de las principales variables eléctricas de la red ante perturbaciones a la operación normal. De no restaurarse las condiciones de operación normal, el sistema puede colapsar, provocando que una parte o todo el sistema pueda quedar sin suministro a los consumidores.

⁹ La inercia sistémica puede expresarse en MVAs o en "s". Esta inercia representa la energía cinética de las masas rotantes de los generadores síncronos que están conectados a la red, y por su parte la unidad de tiempo s (segundos) representa la inercia H propiamente tal del sistema. En este último caso, la variable H en segundos puede interpretarse como la cantidad de tiempo que

En relación con los niveles de potencia de cortocircuito¹⁰, que, como ya se explicó antes, son importantes para brindar soporte dinámico de tensión ante perturbaciones, mantener una tensión estable y permitir una adecuada operación de las protecciones para contener fallas, las subestaciones más afectadas corresponden a Kimal (Región de Antofagasta), Los Changos (Región de Antofagasta) y Maitencillo (Región de Copiapó), donde el nivel de potencia de cortocircuito desciende en un 35% aproximadamente respecto del caso con las centrales a carbón en servicio.

El efecto del bajo nivel de cortocircuito puede apreciarse en la siguiente figura, donde se ha simulado un cortocircuito trifásico al 30% de la línea Parinas – Likanantai 220 kV, para un escenario de día con alta penetración ERV, esto es más de 3000 MW solo en el Norte Grande. En este caso, el nivel de potencia de cortocircuito en Kimal 220 kV requerido es de 3500 MVA, y en Parinas 220 kV de 2400 MVA.



le tomaría a una unidad síncrona acelerar desde el reposo hasta la velocidad nominal, siempre que se le aplique una potencia acelerante igual a la potencia aparente de la unidad (en MVA).

En general, la inercia H en segundos da una mejor idea de inercia a nivel sistémico y permite comparar la respuesta inercial entre sistemas de distinto tamaño. Por otro lado, la energía cinética expresada en MVAs es útil para analizar zonas dentro de un mismo sistema y da una mejor idea de la potencia relativa conectada en cada zona. Valores de inercia H en torno a 1 ó 2 s son considerados bajos, mientras que valores superiores a los 4 ó 5 s son considerados aceptables

¹⁰ Niveles de Cortocircuito: corresponde a los distintos niveles que puede alcanzar el cortocircuito en el sistema. Los sistemas requieren un mínimo nivel para operar adecuadamente, ya que aquellos con bajos niveles, son más propensos a inestabilidades o colapsos de tensión.

De la figura anterior se puede observar que la magnitud de la tensión en las barras del norte, luego del despeje de la falla en la línea Parinas – Likanantai 220 kV, no es capaz de recuperarse de manera estable mostrando un comportamiento oscilatorio lo que deriva en un colapso de tensión del Norte del SEN lo que podría generar interrupciones de suministro o incluso un apagón parcial en dicha zona,, evidenciando así los efectos de un bajo nivel de cortocircuito. Para lograr mejorar el nivel de cortocircuito y evitar el colapso de tensión es necesario despachar generación síncrona forzada en el Norte Grande.

Cabe señalar que, además de que en esas subestaciones la red se hace más débil para afrontar contingencias y perturbaciones, un bajo nivel de potencia de cortocircuito afectaría la operación estable de la generación de ERV, tanto existente como la nueva que se conecte en dicha zona. Lo anterior, pues los generadores ERV requieren una mayor tensión mínima durante una falla que los generadores sincrónicos. El equipamiento electrónico y los controladores de las ERV, requiere un voltaje mínimo suficiente de operación durante una falla, así como una referencia de forma de onda de tensión equilibrada para operar de forma estable. Estos dispositivos pueden tener dificultad para encontrar una referencia de tensión balanceada y estable cuando los voltajes son bajos, de ahí la importancia del nivel de potencia de cortocircuito.

Finalmente, cabe señalar que estos análisis muestran que la posibilidad de disponer de los niveles requeridos de inercia, estabilidad y nivel de potencia de cortocircuito en el SEN y en particular en el Norte Grande, se lograría mediante la operación de unidades generadoras rotorias sincrónicas¹¹ existentes. Excluidas las centrales a carbón, tales unidades serían las centrales a gas: U16 de Tocopilla, CTM3, Kelar, Atacama y la central renovable CSP Cerro Dominador.

Cabe señalar que el uso de GNL incorpora inflexibilidad en la operación de las centrales a gas debido a la naturaleza de los contratos de suministro de GNL, lo que reduciría la colocación de centrales generadoras ERV.

Algunas soluciones para aumentar los niveles de inercia y de potencia cortocircuito que pueden mencionarse son: condensadores síncronos¹², reciclaje de centrales a carbón mediante otro medio de producción renovable que utilice la infraestructura eléctrica existente, como es el caso de las baterías térmicas o batería de Carnot y otras soluciones equivalentes.

En los análisis realizados se ha observado un incremento de los costos marginales de energía. Así, teniendo presente que el costo marginal de energía del sistema refleja el costo de suministrar de la manera más eficiente una unidad adicional de demanda de energía eléctrica en el sistema. En términos prácticos, y haciendo simplificaciones sobre su cálculo, este costo reflejaría el costo de la unidad más cara en operación en el sistema y, considerando que la operación obtenida es la más económica dentro del parque generador existente en los escenarios, el aporte de potencia para suministrar una unidad adicional de consumo se realizaría con generación proveniente de dicha unidad más cara en operación. Este costo es relevante, porque da la señal de cuál es el nivel de costo para abastecer crecimientos de demanda, lo cual permite a los agentes del mercado eléctrico decidir sobre comprar energía en el sistema o tomar decisiones de inversión al momento de bastecer nuevos compromisos de suministro de energía. Por lo tanto, el costo marginal del sistema es una señal económica que se reflejaría en la determinación de las tarifas a consumidor final, y habiendo observado incrementos de él, sería esperable un incremento en las tarifas a consumidor final.

¹¹ Unidades generadoras sincrónicas: son máquinas eléctricas rotorias capaces de transformar energía mecánica en energía eléctrica, cuya velocidad de rotación se mantiene constante y operan a la frecuencia de la red.

¹² Condensador Síncrono: es un generador síncrono, cuyo propósito es contribuir a ajustar las condiciones en la red de transmisión de energía eléctrica, para generar o absorber energía reactiva según sea necesario, con el fin de ajustar el voltaje o para mejorar el factor de potencia. Aporta inercia y corriente de cortocircuito.

2 CONSIDERACIONES Y SUPUESTOS PARA LOS ESTUDIOS DE DESCARBONIZACIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

A continuación, se presenta los antecedentes utilizados y los resultados obtenidos del Estudio de Seguridad Operacional y de Abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), considerando un escenario de Descarbonización Acelerada, para el año 2025.

Así, se considera un tren de descarbonización para el período 2020-2025, con la respectiva evaluación de la seguridad operacional y de abastecimiento del SEN, considerando las condiciones hidrológicas más desfavorables del sistema, así como también escenarios en que las centrales a GNL no están disponibles por falla prolongada, reducciones de suministro de diésel en algunas centrales generadoras (basado en las restricciones de logística que se han presentado en el pasado en condiciones hidrológicas secas del sistema) y adicionalmente restricciones en el suministro de GNL en los terminales de Quintero y Mejillones (por eventuales fallas en las instalaciones de transporte o problemas de suministro). Cabe señalar, que estas condiciones operacionales corresponden a las que habitualmente evalúa el Coordinador Eléctrico Nacional, con motivo del desarrollo mensual de los Estudios de Seguridad de Abastecimiento, según lo establecido en el DS 97/2008.

Para estudiar los efectos operativos, técnicos y económicos de una Descarbonización Acelerada, se realizó un estudio dividido en tres etapas: Estudio de Abastecimiento, Estudio de Operación Horaria y Estudio de Seguridad Operacional. El Estudio de Abastecimiento es un análisis de tipo tendencial, esto es, indica el tipo de variaciones que pueden presentar los parámetros relevantes que dan cuenta de la operación del sistema. Por otra parte, cabe destacar que, el Estudio de Operación Horaria permite verificar el cumplimiento de restricciones de corto plazo, a partir de una modelación detallada de la operación semanal con resolución horaria, habida cuenta que este tipo de modelación no está considerada en el Estudio de Abastecimiento.

En el ámbito de la seguridad operacional, se entregan los resultados de un análisis orientado a determinar el impacto en el Sistema Eléctrico Nacional, en particular, en la Zona Norte Grande, en la Zona Quinta Región Costa y en la Zona Concepción donde existe concentración de demanda eléctrica, provocado por el retiro de servicio de las centrales a carbón habitualmente despachadas en dichas zonas del sistema. Se realizaron simulaciones de la red mediante flujos de potencia, para verificar eventuales problemas de sobrecarga y regulación de tensión; análisis dinámicos, para evaluar el comportamiento del sistema y el cumplimiento de las exigencias normativas, ante un conjunto condiciones de operación y de contingencias simples consideradas de mayor impacto, así como también el efecto en los niveles de cortocircuito y respuesta inercial del sistema.

2.2 ESCENARIOS DE DESCARBONIZACION ACELERADA

Para analizar los impactos de la Descarbonización Acelerada al año 2025, se define cuatro escenarios de sensibilidad, denominados Escenarios B1 a B4, que se comparan con el Escenario denominado A. El Escenario A es el escenario Base que considera el cronograma comprometido de salida de centrales a carbón en el período 2019-2024, el cual se conformó de acuerdo con el anuncio presidencial denominado “Energía Zero Carbón”, de 4 de junio de 2019, junto con sus posteriores actualizaciones, como es el caso de la salida de las unidades del complejo Bocamina. En el período 2025-2040 se consideró el cronograma de salida conforme a la vida útil de las unidades, utilizado por el Coordinador en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2020.

Los supuestos de las sensibilidades analizadas son resumidos en la tabla 1.1, que supone la salida de servicio para las centrales de carbón, a la vez que la disponibilidad de combustibles para otras centrales térmicas.

Tabla 2-1: Escenarios de sensibilidades y supuestos de retiro adoptados.

| Supuestos | Escenario B1 | Escenario B2 | Escenario B3 | Escenario B4 |
|---|--|--|---|--|
| Salida de centrales a Carbón (todas) | Año 2025 | Año 2025 | Año 2025 | Año 2025 |
| Disponibilidad de centrales, GNL, diésel | Este escenario considera que no existen restricciones a la disponibilidad de combustibles para generación. | Este escenario considera que no están disponibles por falla en suministro de GNL las centrales: Nueva Renca, San Isidro y Nehuenco II, durante el primer semestre de 2026. Con este supuesto se quiere estudiar el abastecimiento del sistema en condiciones especiales de disponibilidad de unidades. | Sumado a que no se encuentran disponibles las centrales del Escenario B2 (Nueva Renca, San Isidro y Nehuenco II), se considera limitaciones a la disponibilidad de Diesel a sólo un 25% del tiempo de operación (6 horas al día). Este supuesto se basa en las restricciones de logística presentadas en el pasado, en condiciones hidrológicas secas del sistema | Este escenario considera la disponibilidad de GNL sólo por un semestre para San Isidro I, San Isidro II, Nehuenco I, Nehuenco II, U16 y CTM-3. |

Las simulaciones han considerado la muestra estadística de hidrologías disponibles en el Coordinador. Se presenta los resultados para una simulación con hidrología seca. Los planes de obras de nuevas centrales generadoras que ingresan al sistema en el horizonte de análisis corresponden a aquel plan que fue optimizado para el Escenario A. En estas simulaciones no se han optimizado los planes de obra de generación para cada uno de los escenarios, dado que no se disponen de antecedentes que validen la viabilidad de construir centrales adicionales en ese periodo que mantengan las condiciones de seguridad y calidad de servicio del SEN.

La disponibilidad base de GNL corresponde a la definida por la Comisión Nacional de Energía en el Informe Técnico de Precio de Nudo, de julio de 2020.

El análisis presentado en esta sección se realiza solamente desde el punto de vista de la operación del SEN, abastecimiento de la demanda de energía, sin considerar los impactos sobre la seguridad y calidad de servicio del sistema. La afectación de la calidad y seguridad de servicio se produce al no contar con suficiente generación de unidades rotatorias sincrónicas con posterioridad al año 2025, lo que afectaría la inercia del sistema y reduciría los niveles de potencia de cortocircuito. Estos temas son tratados en numerales posteriores del documento. Por otra parte, cabe señalar que, el análisis realizado en esta sección también requiere una evaluación con modelos de optimización de mayor resolución, por lo que en el capítulo 4, se presentan los efectos en la operación horaria del sistema.

Cabe explicar aquí, que la inercia sistémica tiene relación con la energía cinética disponible en las masas rotatorias de todas las máquinas que están directamente acopladas a la red y sirve para equilibrar instantáneamente cualquier desbalance de potencia que pudiera afectar al sistema como resultado de una desconexión de generación o carga. Las unidades que están directamente acopladas a la red son aquellos generadores síncronos convencionales y por tanto son los que hacen todo el aporte de inercia al sistema. Por su parte, el nivel de cortocircuito es un indicador tanto de la robustez del sistema ante perturbaciones en la tensión como de la cantidad de generación que puede proveer soporte de tensión de forma rápida ante fallas en el sistema. La inercia sistémica y los niveles de cortocircuito están estrechamente relacionados debido a que las unidades que proporcionan inercia al sistema también aportan significativamente al nivel de cortocircuito en las zonas donde están emplazadas.

2.3 SUPUESTOS PARA LOS ESCENARIOS ANALIZADOS

Los escenarios de descarbonización a analizar se presentan en la

Tabla 2-2, donde se ilustra la desconexión progresiva de centrales a carbón, aproximadamente, 1000 MW en el horizonte 2019-2024 para el Escenario A, con la salida de nueve (9) unidades a carbón destacadas en color verde.

Tabla 2-2: Cronograma de retiro de centrales a carbón: Escenarios Caso A al B4.

| CENTRAL | P [MW] | REGIÓN | AÑO PES | Escenario A | | Escenario B1-B4 |
|-------------------|--------|-------------|---------|-------------|--|-----------------|
| Ventanas 1 | 120 | Valparaíso | 1964 | 2021 | | 2020 |
| Bocamina | 130 | Biobío | 1970 | 2020 | | 2020 |
| Ventanas 2 | 220 | Valparaíso | 1977 | 2022 | | 2020 |
| Tocopilla - U12 | 87 | Antofagasta | 1983 | 2019 | | 2019 |
| Tocopilla - U13 | 86 | Antofagasta | 1985 | 2019 | | 2019 |
| Tocopilla - U14 | 136 | Antofagasta | 1987 | 2024 | | 2020 |
| Tocopilla - U15 | 132 | Antofagasta | 1987 | 2024 | | 2020 |
| Tarapacá | 158 | Tarapacá | 1999 | 2020 | | 2019 |
| Bocamina 2 | 350 | Biobío | 2012 | 2022 | | 2022 |
| Norgener - NTO1 | 140 | Antofagasta | 1995 | 2027 | | 2022 |
| Mejillones - CTM1 | 160 | Antofagasta | 1995 | 2028 | | 2022 |
| Guacolda - U1 | 152 | Atacama | 1995 | 2027 | | 2022 |
| Guacolda - U2 | 152 | Atacama | 1996 | 2028 | | 2022 |
| Norgener - NTO2 | 136 | Antofagasta | 1997 | 2029 | | 2023 |
| Mejillones - CTM2 | 174 | Antofagasta | 1998 | 2030 | | 2023 |
| Guacolda - U3 | 152 | Atacama | 2009 | 2033 | | 2023 |
| Guacolda - U4 | 152 | Atacama | 2010 | 2034 | | 2023 |
| Nueva Ventanas | 272 | Valparaíso | 2010 | 2034 | | 2025 |
| Hornitos | 178 | Antofagasta | 2011 | 2036 | | 2024 |
| Andina | 177 | Antofagasta | 2011 | 2035 | | 2024 |
| Angamos - ANG1 | 277 | Antofagasta | 2011 | 2035 | | 2024 |
| Angamos - ANG2 | 281 | Antofagasta | 2011 | 2036 | | 2025 |
| Santa María | 370 | Biobío | 2012 | 2037 | | 2022 |
| Campiche | 272 | Valparaíso | 2013 | 2038 | | 2025 |
| Guacolda - U5 | 152 | Atacama | 2015 | 2038 | | 2025 |
| Cochrane - CCH1 | 275 | Antofagasta | 2016 | 2038 | | 2025 |
| Cochrane - CCH2 | 275 | Antofagasta | 2016 | 2038 | | 2025 |
| IEM | 375 | Antofagasta | 2018 | 2039 | | 2025 |

La Figura 2-1, muestra la evolución de la potencia instalada en centrales a carbón al año 2040.

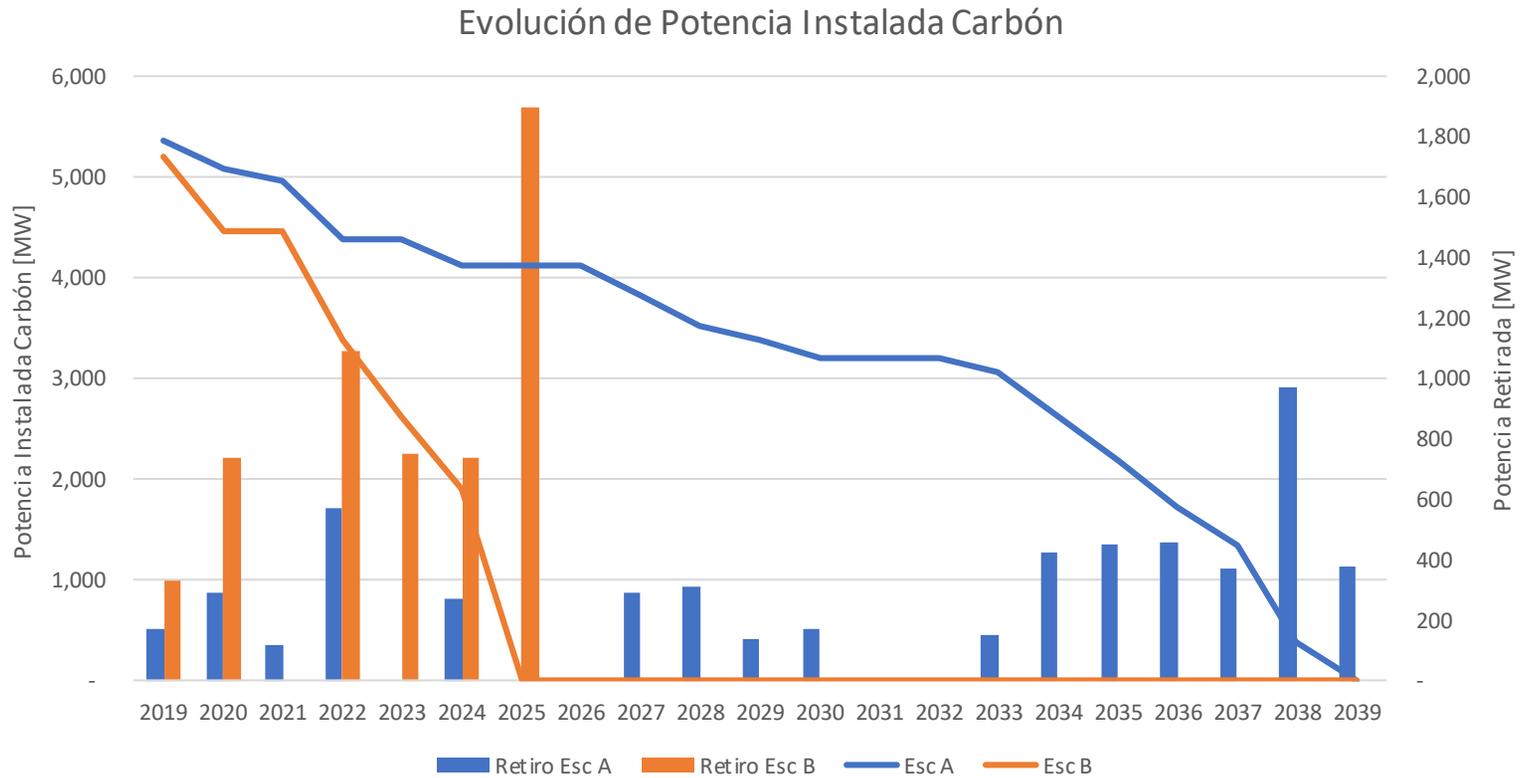


Figura 2-1. Evolución de la potencia instalada en centrales a carbón para las sensibilidades analizadas.

3 ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO 2025-2030

Para evaluar los impactos de la Descarbonización Acelerada sobre el abastecimiento de demanda proyectada para el sistema eléctrico, se analiza los efectos sobre algunas de las variables de la operación, tales como, costos marginales en tres barras representativas del sistema, generación proyectada bajo cada uno de los escenarios definidos dentro del estudio y proyección de costos de operación totales.

Los numerales siguientes entregan en detalle de resultados para estos indicadores.

3.1 COSTOS MARGINALES

3.1.1 HIDROLOGÍA MEDIA

A continuación, se muestra los Costos Marginales promedio anuales resultado de los estudios. Como se puede apreciar en la tabla y las gráficas, ante una hidrología media, no se visualiza una dispersión relevante en ninguna de las tres barras representativas del sistema.

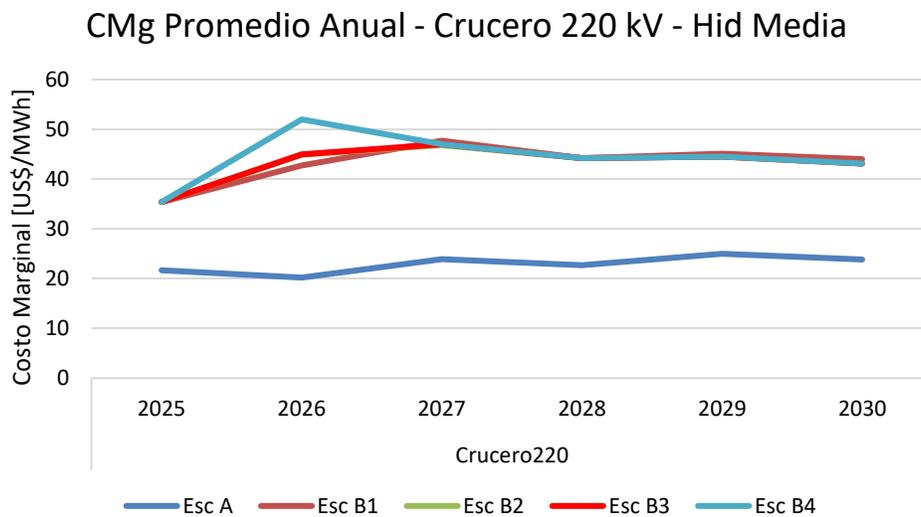


Figura 3-1. Costos marginales (promedio anual) de la barra Crucero 220 kV, Hidrología Media.

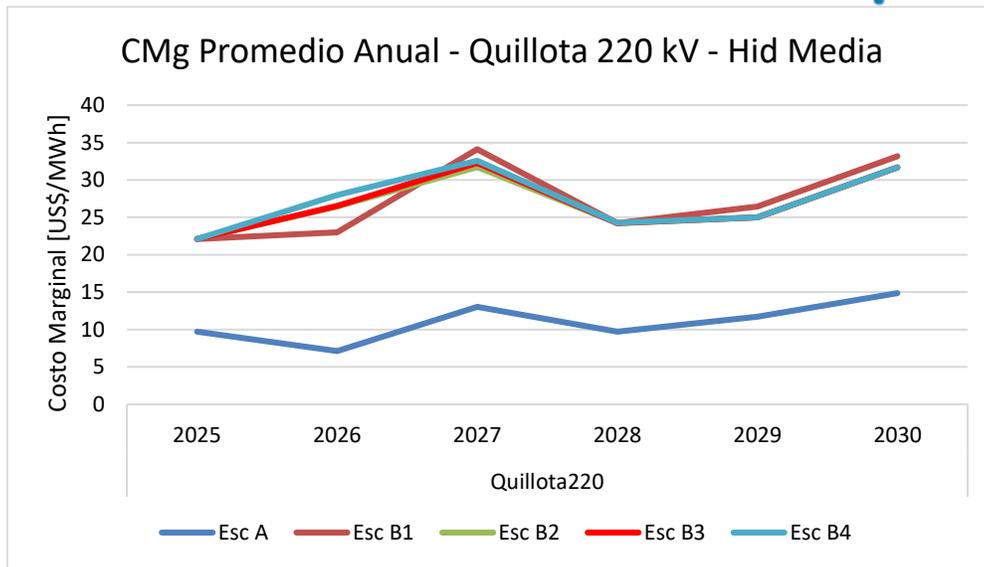


Figura 3-2. Costos marginales (promedio anual) de la barra Quillota 220 kV, Hidrología Media.

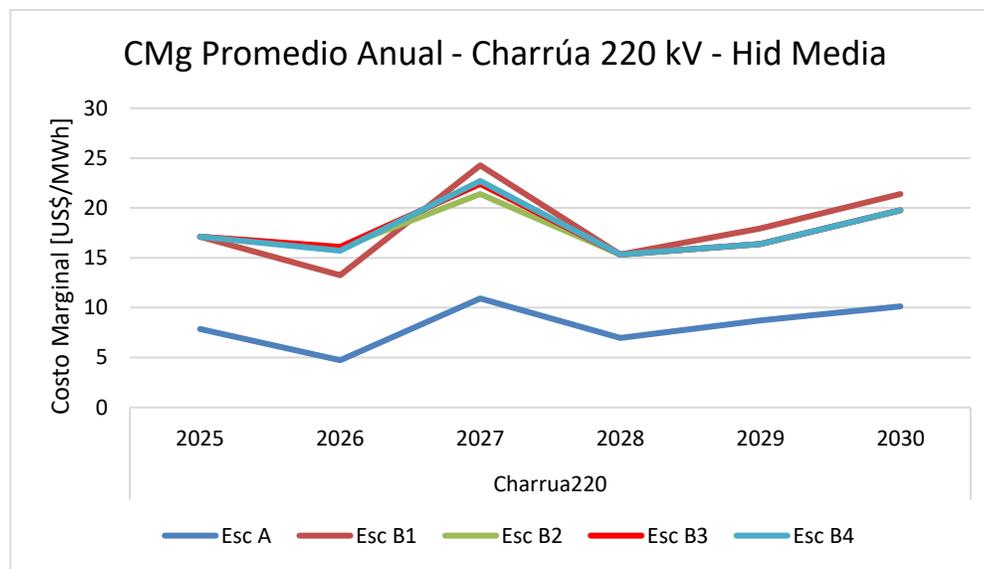


Figura 3-3. Costos marginales (promedio anual) de la barra Charrúa 220 kV, Hidrología Media.

Los valores con los cuales fueron confeccionadas las tres figuras anteriores se encuentran tabulados en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1. Costos marginales promedio anuales por barra y escenario, período 2025 - 2030, Hidrología Media [USD/MWh].

| Año | Crucero 220 kV | | | | | Quillota 220 kV | | | | | Charrúa 220 kV | | | | |
|------|----------------|--------|--------|--------|--------|-----------------|--------|--------|--------|--------|----------------|--------|--------|--------|--------|
| | Esc A | Esc B1 | Esc B2 | Esc B3 | Esc B4 | Esc A | Esc B1 | Esc B2 | Esc B3 | Esc B4 | Esc A | Esc B1 | Esc B2 | Esc B3 | Esc B4 |
| 2025 | 21,7 | 35,4 | 35,4 | 35,4 | 35,4 | 9,7 | 22,1 | 22,1 | 22,1 | 22,1 | 7,9 | 17,1 | 17,1 | 17,1 | 17,1 |
| 2026 | 20,2 | 42,7 | 44,9 | 44,9 | 52,0 | 7,1 | 23,0 | 26,4 | 26,5 | 28,0 | 4,7 | 13,2 | 16,0 | 16,1 | 15,7 |
| 2027 | 23,9 | 47,7 | 46,8 | 47,0 | 47,0 | 13,0 | 34,1 | 31,7 | 32,3 | 32,6 | 10,9 | 24,3 | 21,4 | 22,4 | 22,7 |
| 2028 | 22,7 | 44,2 | 44,2 | 44,2 | 44,2 | 9,7 | 24,2 | 24,3 | 24,3 | 24,3 | 7,0 | 15,3 | 15,3 | 15,3 | 15,3 |
| 2029 | 25,0 | 45,1 | 44,5 | 44,5 | 44,5 | 11,7 | 26,5 | 25,0 | 25,0 | 25,0 | 8,7 | 17,9 | 16,4 | 16,4 | 16,4 |
| 2030 | 23,8 | 44,0 | 43,1 | 43,1 | 43,1 | 14,9 | 33,2 | 31,7 | 31,7 | 31,7 | 10,1 | 21,4 | 19,8 | 19,8 | 19,8 |

Para precisar de mejor manera el comportamiento del año 2026, para el cual se simulan limitaciones de centrales y combustibles en adición al retiro de carbón, es relevante considerar las Figura 3-4, Figura 3-5 y Figura 3-6, las que presentan el costo marginal promedio mensual para el año en análisis, en la condición hidrológica media.

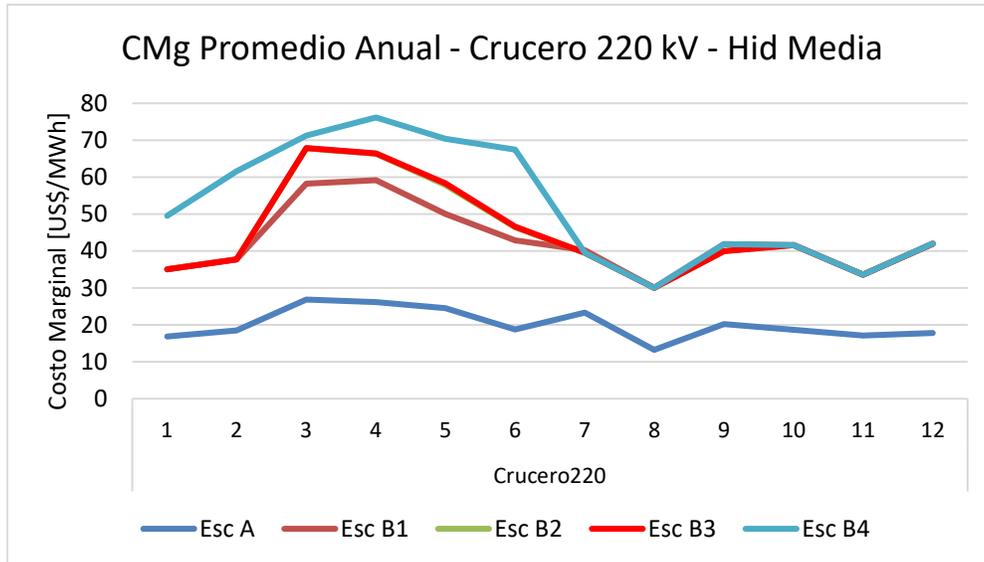


Figura 3-4. Costos marginales 2026 (promedio mensual) de la barra Crucero 220 kV, Hidrología Media.

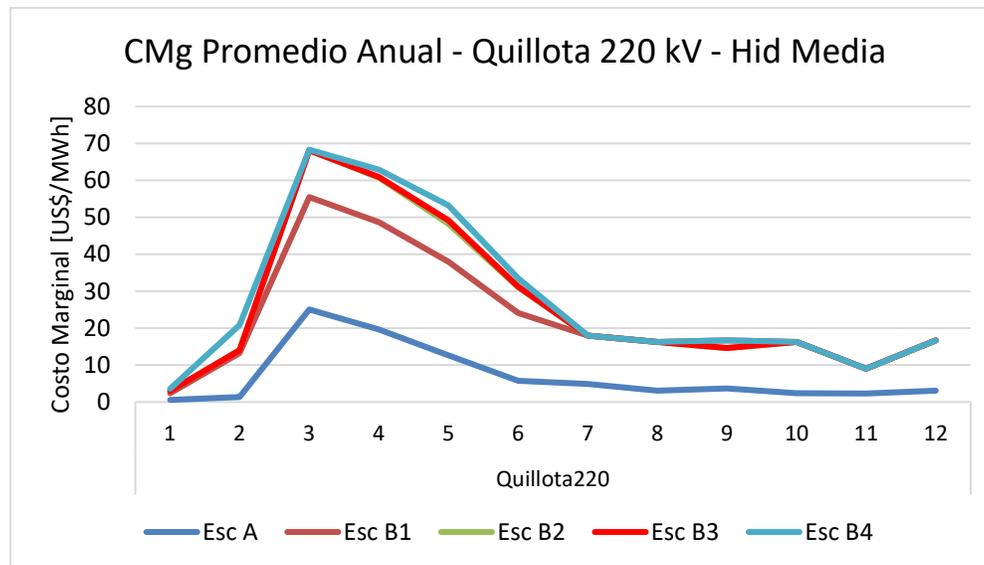


Figura 3-5. Costos marginales 2026 (promedio mensual) de la barra Quillota 220 kV, Hidrología Media.

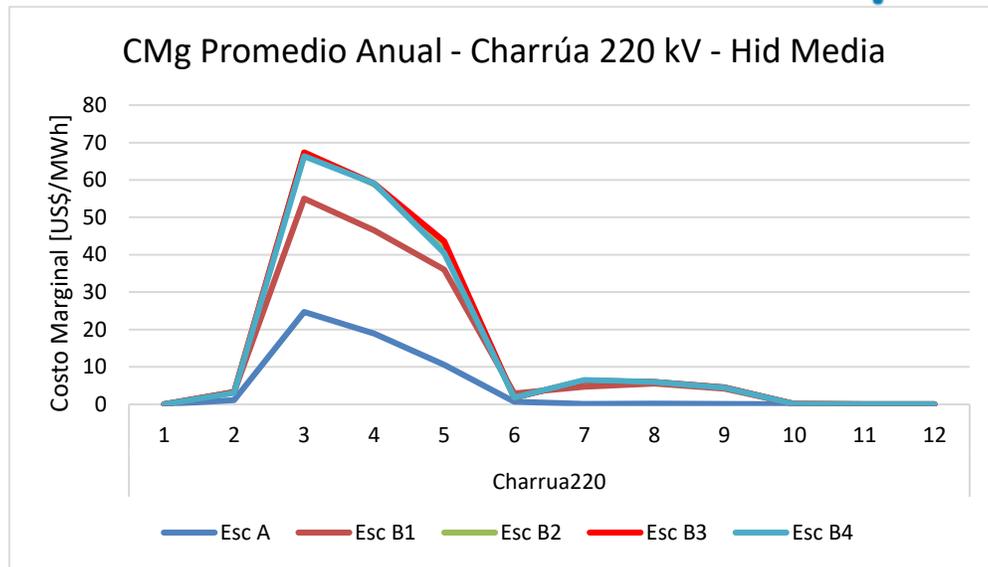


Figura 3-6. Costos marginales 2026 (promedio mensual) de la barra Charrúa 220 kV, Hidrología Media.

Los valores con los cuales fueron confeccionadas las tres figuras anteriores se encuentran tabulados en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2. Costos marginales por barra y escenario, año 2026, Hidrología Media [USD/MWh].

| Mes | Crucero 220 kV | | | | | Quillota 220 kV | | | | | Charrúa 220 kV | | | | |
|-----|----------------|--------|--------|--------|--------|-----------------|--------|--------|--------|--------|----------------|--------|--------|--------|--------|
| | Esc A | Esc B1 | Esc B2 | Esc B3 | Esc B4 | Esc A | Esc B1 | Esc B2 | Esc B3 | Esc B4 | Esc A | Esc B1 | Esc B2 | Esc B3 | Esc B4 |
| Ene | 16,9 | 35,0 | 35,0 | 35,0 | 49,6 | 0,6 | 2,4 | 3,0 | 3,0 | 3,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Feb | 18,5 | 37,7 | 37,7 | 37,7 | 61,6 | 1,4 | 13,3 | 14,0 | 14,0 | 20,8 | 1,1 | 3,2 | 3,2 | 3,2 | 3,1 |
| Mar | 26,9 | 58,2 | 67,8 | 67,9 | 71,3 | 25,1 | 55,5 | 68,2 | 68,2 | 68,3 | 24,7 | 55,0 | 67,4 | 67,4 | 66,3 |
| Abr | 26,2 | 59,2 | 66,3 | 66,4 | 76,2 | 19,6 | 48,7 | 60,8 | 60,9 | 62,9 | 18,9 | 46,5 | 58,9 | 59,0 | 59,0 |
| May | 24,6 | 50,1 | 57,9 | 58,3 | 70,4 | 12,7 | 38,0 | 48,2 | 49,2 | 53,2 | 10,5 | 36,0 | 42,6 | 43,6 | 40,4 |
| Jun | 18,8 | 42,9 | 46,4 | 46,6 | 67,5 | 5,7 | 24,1 | 31,1 | 31,3 | 33,5 | 0,7 | 2,9 | 1,8 | 1,8 | 1,8 |
| Jul | 23,4 | 40,2 | 39,5 | 39,5 | 39,5 | 5,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 18,0 | 0,1 | 4,7 | 6,3 | 6,3 | 6,5 |
| Ago | 13,3 | 30,1 | 30,1 | 30,1 | 30,1 | 3,1 | 16,3 | 16,3 | 16,3 | 16,3 | 0,2 | 5,6 | 6,0 | 6,0 | 6,0 |
| Sep | 20,3 | 41,9 | 39,9 | 39,9 | 41,9 | 3,7 | 16,7 | 14,6 | 14,6 | 16,7 | 0,1 | 4,1 | 4,5 | 4,5 | 4,4 |
| Oct | 18,7 | 41,6 | 41,6 | 41,6 | 41,6 | 2,4 | 16,3 | 16,3 | 16,3 | 16,3 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Nov | 17,2 | 33,6 | 33,6 | 33,6 | 33,6 | 2,4 | 9,1 | 9,1 | 9,1 | 9,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Dic | 17,8 | 42,0 | 42,0 | 42,0 | 42,0 | 3,1 | 16,7 | 16,7 | 16,7 | 16,7 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

3.1.2 HIDROLOGÍA SECA

A modo de reflejar una condición representativa de la última década de la operación del sistema, a continuación se muestra a figura 3-7, figura 3-8 y figura 3-9, presentan respectivamente los resultados de los costos marginales (CMg) promedio anual para las barras Crucero 220 kV, Quillota 220 kV y Charrúa 220 kV, en los distintos escenarios simulados para la hidrología más seca de la muestra.

CMg Promedio Anual - Crucero 220 kV - Hid Seca

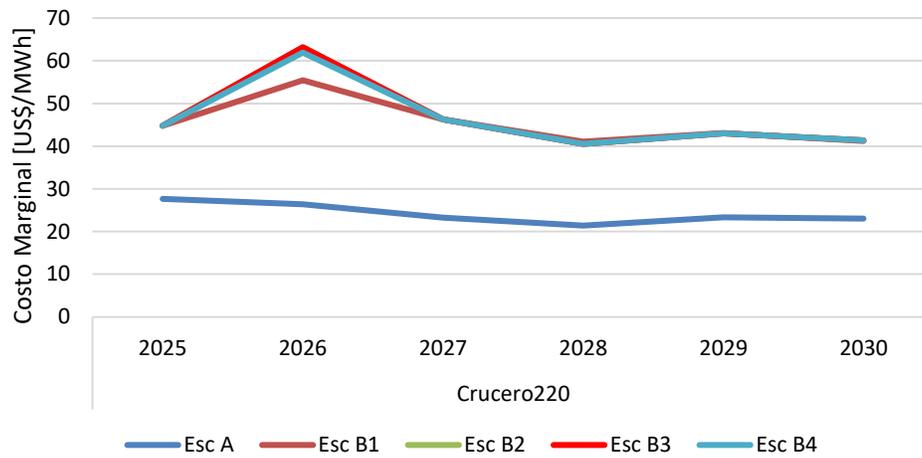


Figura 3-7. Costos marginales (promedio anual) de la barra Crucero 220 kV, Hidrología Seca.

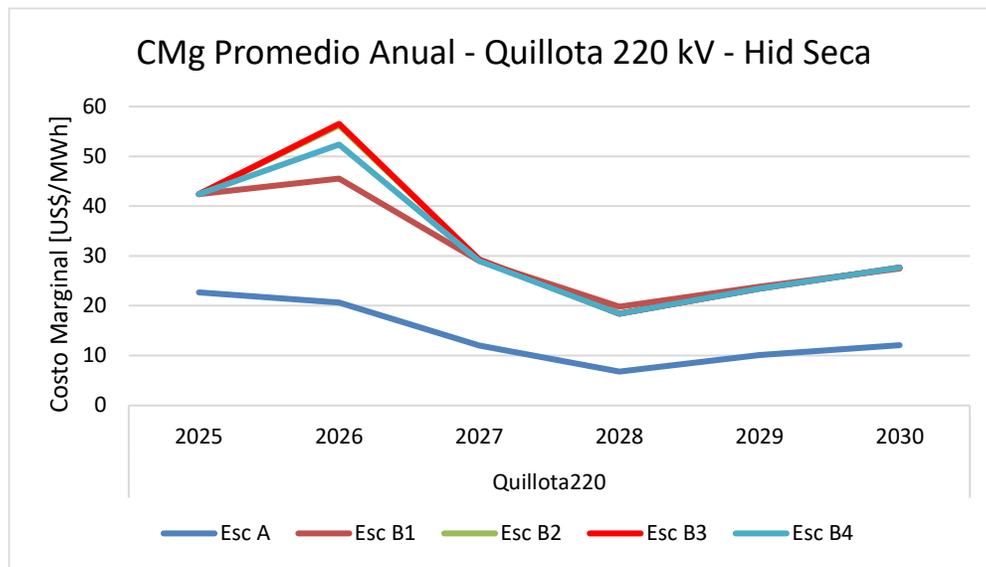


Figura 3-8. Costos marginales (promedio anual) de la barra Quillota 220 kV, Hidrología Seca.

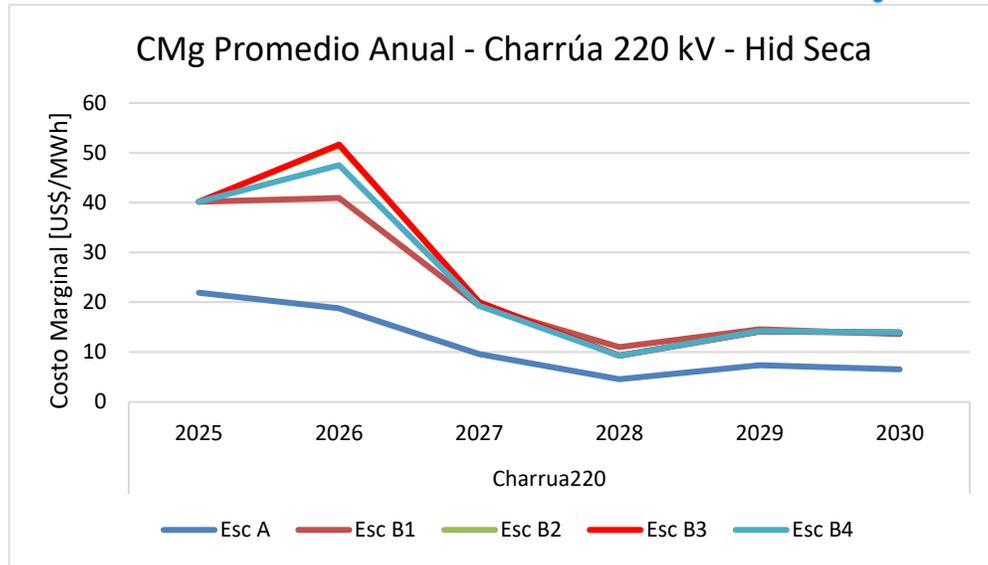


Figura 3-9. Costos marginales (promedio anual) de la barra Charrúa 220 kV, Hidrología Seca.

Los datos con los cuales han sido elaboradas las figura 3-7, figura 3-8 y figura 3-9 son presentados en la Tabla 3-3.

Tabla 3-3. Costos marginales por barra y escenario, período 2025 – 2030, Hidrología Seca [USD/MWh].

| Año | Crucero 220 kV | | | | | Quillota 220 kV | | | | | Charrúa 220 kV | | | | |
|------|----------------|--------|--------|--------|--------|-----------------|--------|--------|--------|--------|----------------|--------|--------|--------|--------|
| | Esc A | Esc B1 | Esc B2 | Esc B3 | Esc B4 | Esc A | Esc B1 | Esc B2 | Esc B3 | Esc B4 | Esc A | Esc B1 | Esc B2 | Esc B3 | Esc B4 |
| 2025 | 27,7 | 44,7 | 44,7 | 44,7 | 44,7 | 22,6 | 42,4 | 42,4 | 42,4 | 42,4 | 21,9 | 40,2 | 40,2 | 40,2 | 40,2 |
| 2026 | 26,3 | 55,5 | 63,1 | 63,2 | 61,9 | 20,7 | 45,5 | 56,2 | 56,5 | 52,4 | 18,8 | 40,9 | 51,4 | 51,7 | 47,5 |
| 2027 | 23,3 | 46,3 | 46,3 | 46,3 | 46,3 | 12,0 | 29,0 | 29,2 | 29,2 | 29,0 | 9,6 | 19,3 | 20,0 | 20,0 | 19,3 |
| 2028 | 21,4 | 41,1 | 40,6 | 40,6 | 40,6 | 6,8 | 19,8 | 18,4 | 18,4 | 18,4 | 4,6 | 11,0 | 9,3 | 9,3 | 9,3 |
| 2029 | 23,3 | 43,1 | 43,0 | 43,0 | 43,0 | 10,1 | 23,8 | 23,4 | 23,4 | 23,5 | 7,3 | 14,6 | 14,1 | 14,1 | 14,2 |
| 2030 | 23,0 | 41,2 | 41,3 | 41,3 | 41,3 | 12,1 | 27,5 | 27,7 | 27,7 | 27,7 | 6,5 | 13,6 | 13,9 | 13,9 | 13,9 |

Para precisar de mejor manera el comportamiento del año 2026, que es aquel que sufre limitaciones de combustibles en adición al retiro de carbón, es relevante considerar las Figura 3-10, Figura 3-11 y Figura 3-12, las que presentan el costo marginal promedio mensual para el año en análisis, en la condición hidrológica más seca de la estadística.

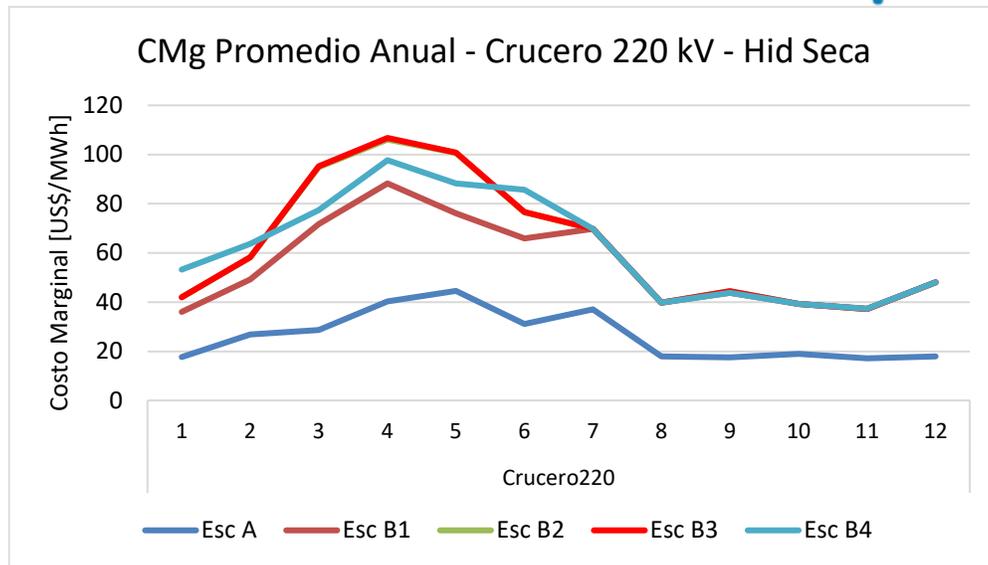


Figura 3-10. Costos marginales 2026 (promedio mensual) de la barra Crucero 220 kV, Hidrología Seca.

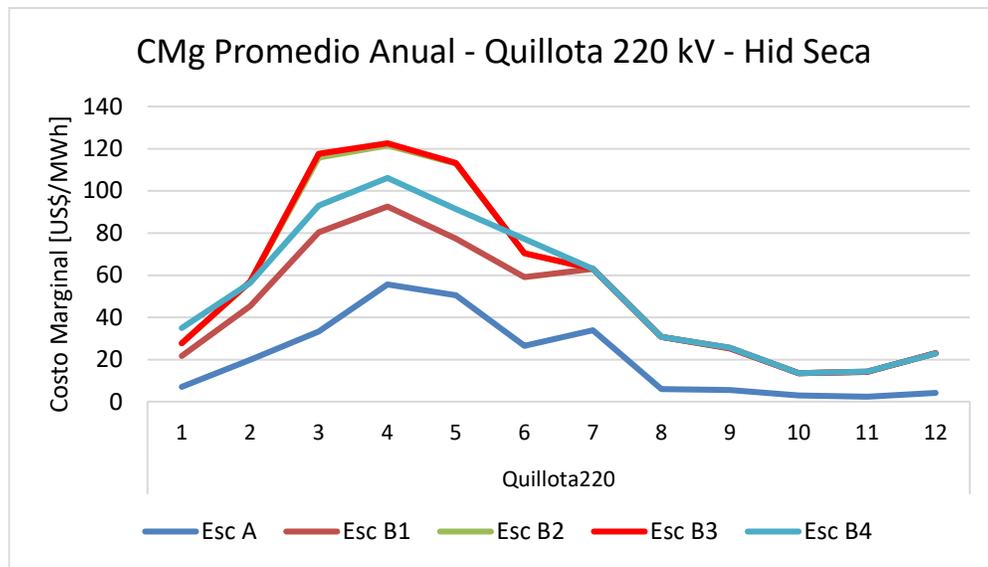


Figura 3-11. Costos marginales 2026 (promedio mensual) de la barra Quillota 220 kV, Hidrología Seca.

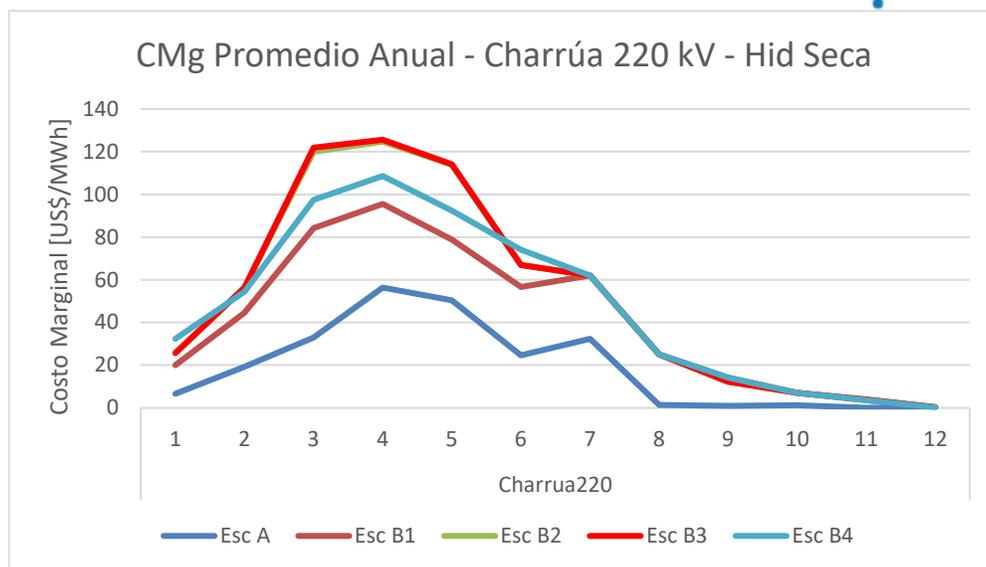


Figura 3-12. Costos marginales 2026 (promedio mensual) de la barra Charrúa 220 kV, Hidrología Seca.

Los valores con los cuales fueron confeccionadas las tres figuras anteriores se encuentran tabulados en la Tabla 3-4.

Tabla 3-4. Costos marginales por barra y escenario, año 2026, Hidrología Seca [USD/MWh].

| Mes | Crucero 220 kV | | | | | Quillota 220 kV | | | | | Charrúa 220 kV | | | | |
|-----|----------------|--------|--------|--------|--------|-----------------|--------|--------|--------|--------|----------------|--------|--------|--------|--------|
| | Esc A | Esc B1 | Esc B2 | Esc B3 | Esc B4 | Esc A | Esc B1 | Esc B2 | Esc B3 | Esc B4 | Esc A | Esc B1 | Esc B2 | Esc B3 | Esc B4 |
| Ene | 17,7 | 36,1 | 41,9 | 42,0 | 53,2 | 7,1 | 21,7 | 27,8 | 27,8 | 34,9 | 6,5 | 20,0 | 25,6 | 25,6 | 32,3 |
| Feb | 26,9 | 49,2 | 58,2 | 58,3 | 63,7 | 20,0 | 45,4 | 56,9 | 56,9 | 56,3 | 19,2 | 44,5 | 56,3 | 56,4 | 54,4 |
| Mar | 28,6 | 71,7 | 94,8 | 95,2 | 77,4 | 33,3 | 80,4 | 115,8 | 117,6 | 93,1 | 33,0 | 84,1 | 120,0 | 121,9 | 97,5 |
| Abr | 40,3 | 88,3 | 106,1 | 106,8 | 97,7 | 55,6 | 92,6 | 121,5 | 122,5 | 106,1 | 56,3 | 95,5 | 124,7 | 125,6 | 108,7 |
| May | 44,6 | 76,2 | 100,7 | 100,8 | 88,2 | 50,4 | 77,3 | 113,0 | 113,3 | 91,4 | 50,4 | 78,8 | 113,8 | 114,1 | 92,4 |
| Jun | 31,1 | 66,0 | 76,6 | 76,6 | 85,6 | 26,5 | 59,1 | 70,3 | 70,3 | 77,2 | 24,6 | 56,7 | 66,9 | 66,9 | 74,0 |
| Jul | 37,1 | 69,8 | 69,8 | 69,8 | 69,8 | 34,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 32,4 | 62,0 | 62,0 | 62,0 | 62,0 |
| Ago | 18,0 | 39,8 | 39,8 | 39,8 | 39,8 | 6,0 | 30,7 | 30,7 | 30,7 | 30,7 | 1,3 | 25,1 | 25,1 | 25,1 | 25,1 |
| Sep | 17,6 | 43,7 | 44,5 | 44,5 | 43,7 | 5,6 | 25,7 | 25,4 | 25,4 | 25,7 | 0,9 | 14,1 | 12,3 | 12,3 | 14,1 |
| Oct | 19,0 | 39,3 | 39,3 | 39,3 | 39,3 | 3,0 | 13,5 | 13,5 | 13,5 | 13,5 | 1,2 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 |
| Nov | 17,2 | 37,3 | 37,2 | 37,2 | 37,3 | 2,4 | 14,3 | 14,2 | 14,2 | 14,3 | 0,0 | 3,6 | 3,9 | 3,9 | 3,6 |
| Dic | 17,9 | 48,1 | 48,1 | 48,1 | 48,1 | 4,1 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 23,0 | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,1 |

Es importante mencionar que, si bien los valores aquí presentados corresponden a promedios mensuales, un chequeo de los costos marginales dentro de los meses con limitaciones de combustibles muestra valores en el intervalo entre 150 y 200 USD/MWh, dependiendo del escenario, para las horas de noche. Es decir, la demanda se logra satisfacer, pero haciendo uso de centrales diésel, que son las menos costo-eficiente de la matriz de generación nacional.

3.2 GENERACIÓN PROYECTADA

3.2.1 HIDROLOGÍA MEDIA

La Figura 3-13 a la Figura 3-17, presentan respectivamente la generación esperada para el Escenario A y para los escenarios con limitaciones de combustible y Descarbonización Acelerada, para el período 2025-2030, bajo una condición de hidrología media. Luego, la Figura 3-18 a la Figura 3-22 contienen el detalle mensual para el año 2026, en idéntica condición.

Cabe destacar que, los gráficos presentados muestran el abastecimiento del sistema con la participación de las distintas tecnologías para el horizonte de estudio. Se puede apreciar que, en el año 2026, la participación por tecnología cambia en función de los escenarios descritos anteriormente. Por ejemplo, se puede observar una mayor participación de diésel en el Escenario B4.

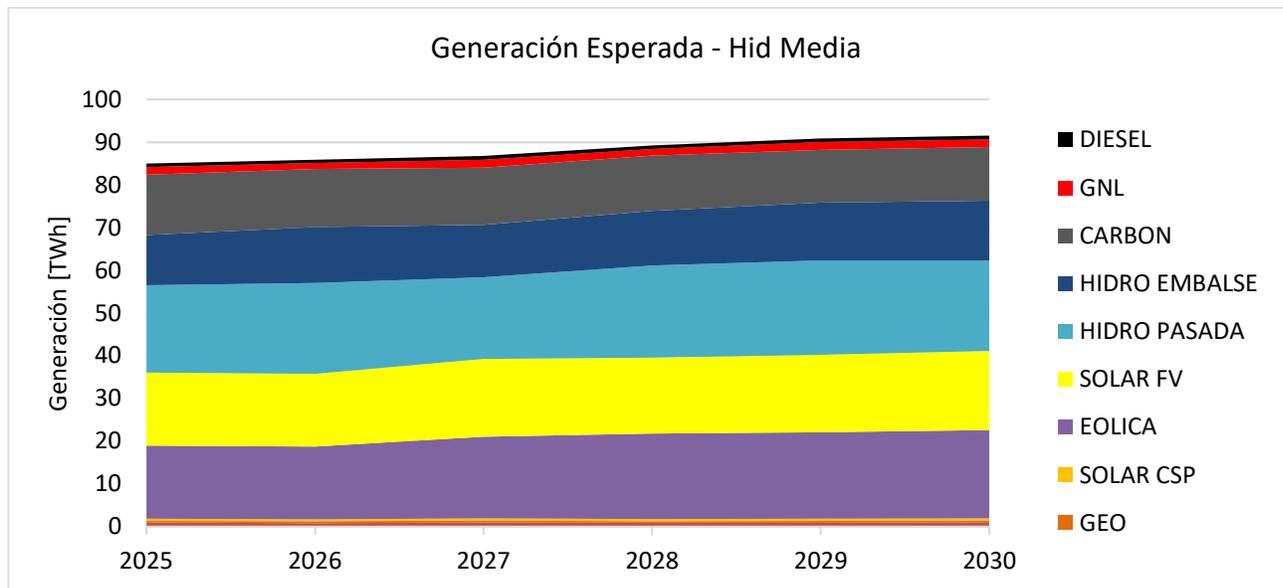


Figura 3-13. Generación esperada de la simulación que considera el escenario A.

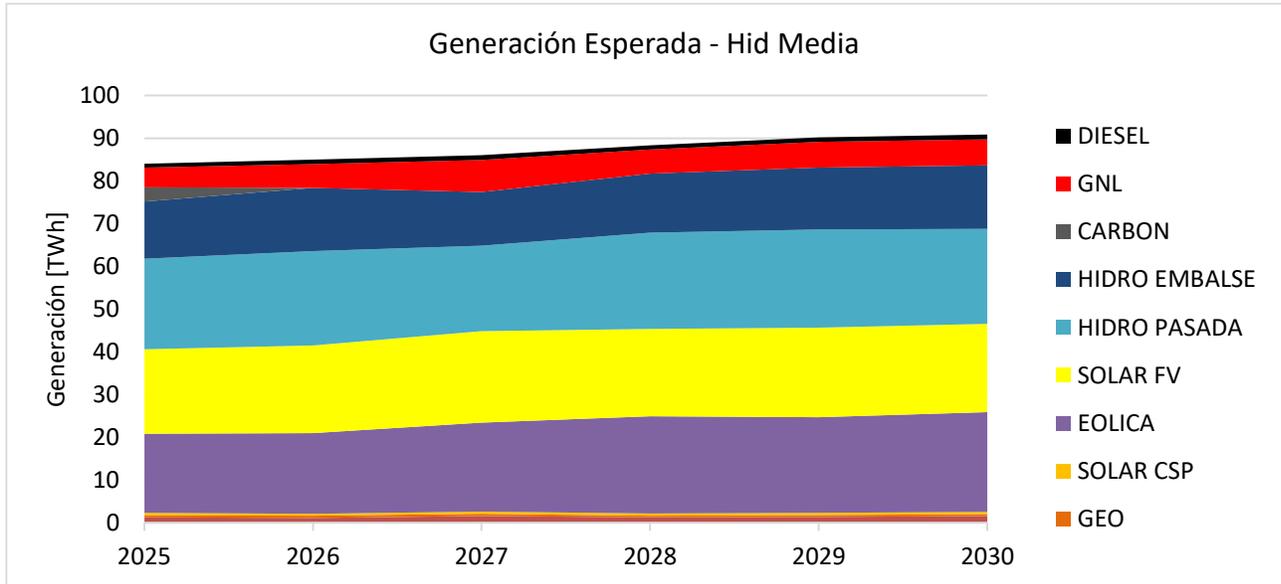


Figura 3-14. Generación esperada de la simulación que considera el escenario B1.

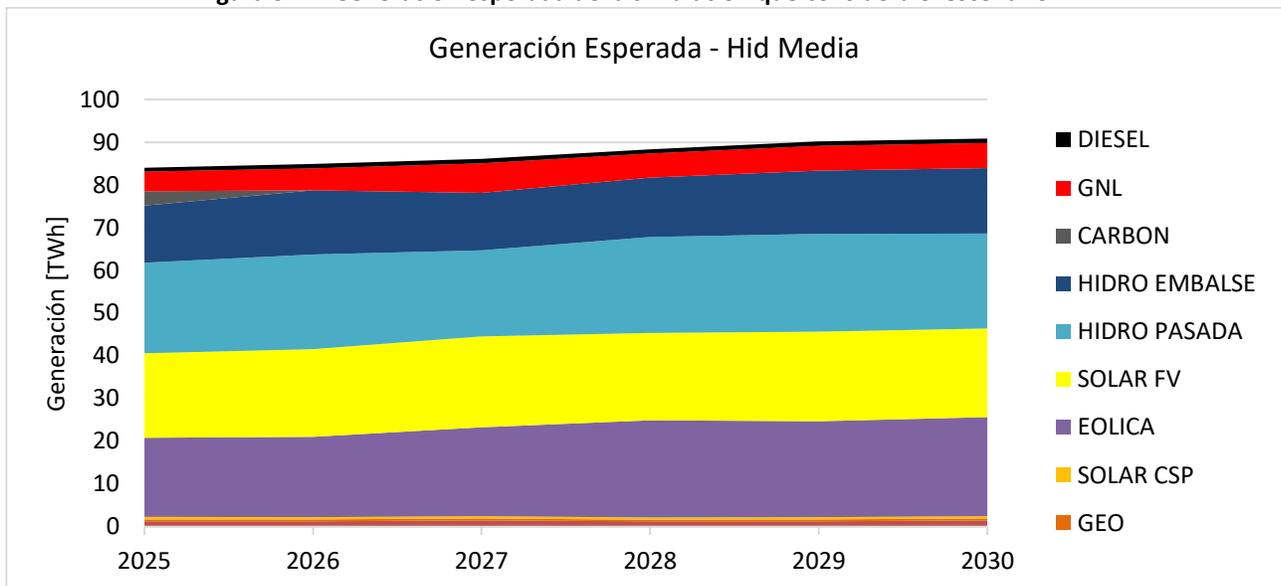


Figura 3-15. Generación esperada de la simulación que considera el escenario B2.

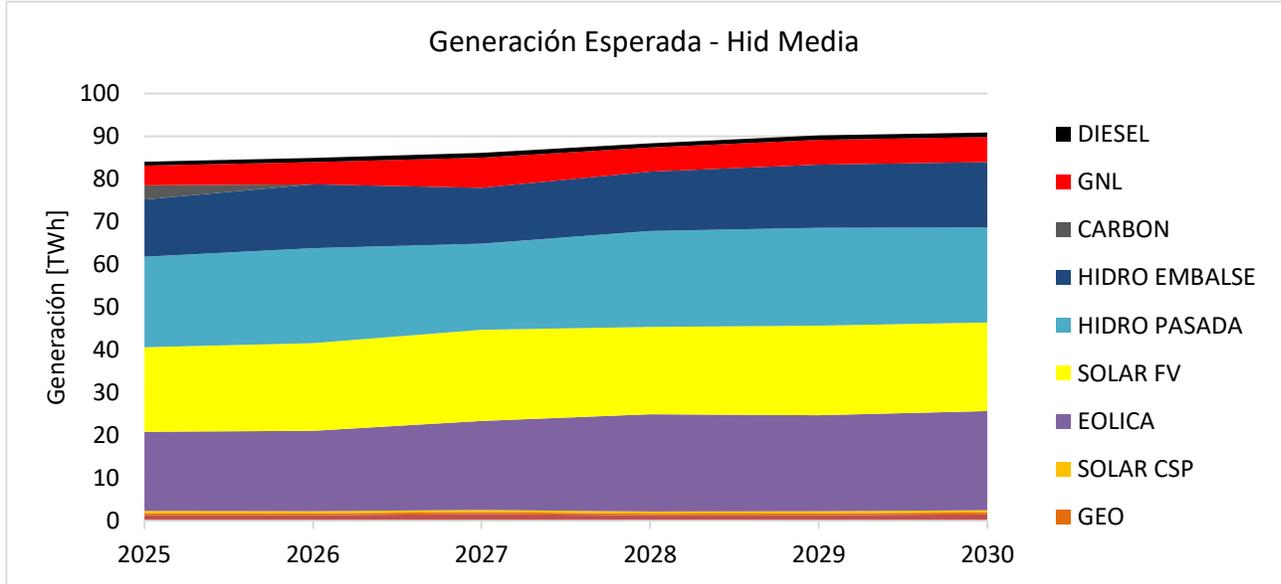


Figura 3-16. Generación esperada de la simulación que considera el escenario B3.

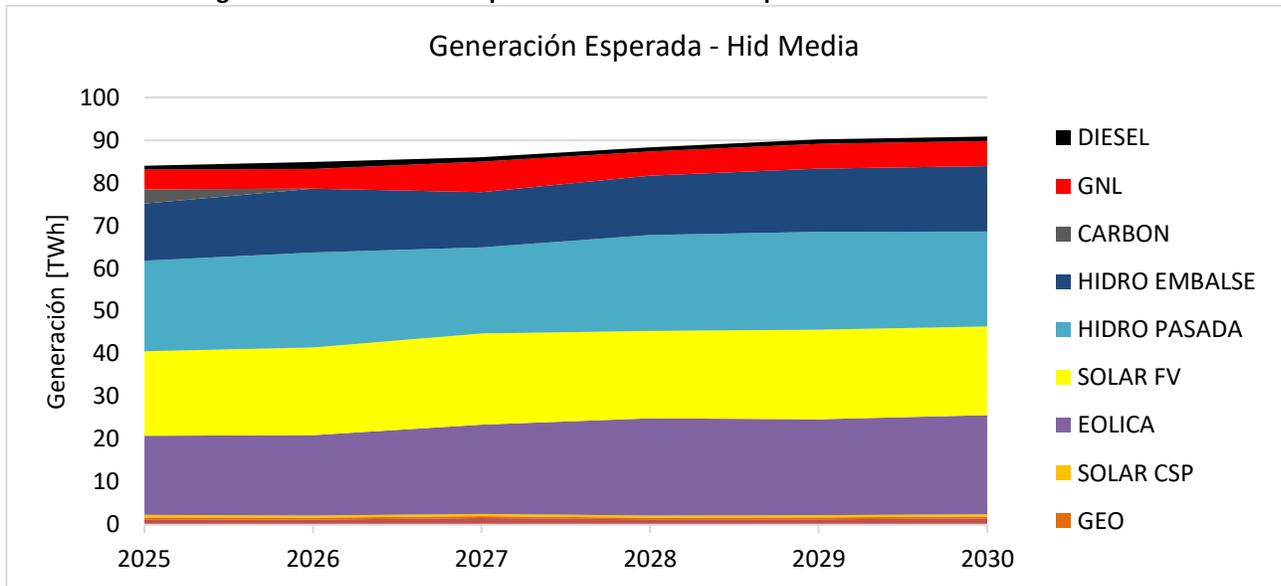


Figura 3-17. Generación esperada de la simulación que considera el escenario B4.

Como se indicó anteriormente, la Figura 3-18 a la Figura 3-22 contienen el detalle mensual para el año 2026, en hidrología media.

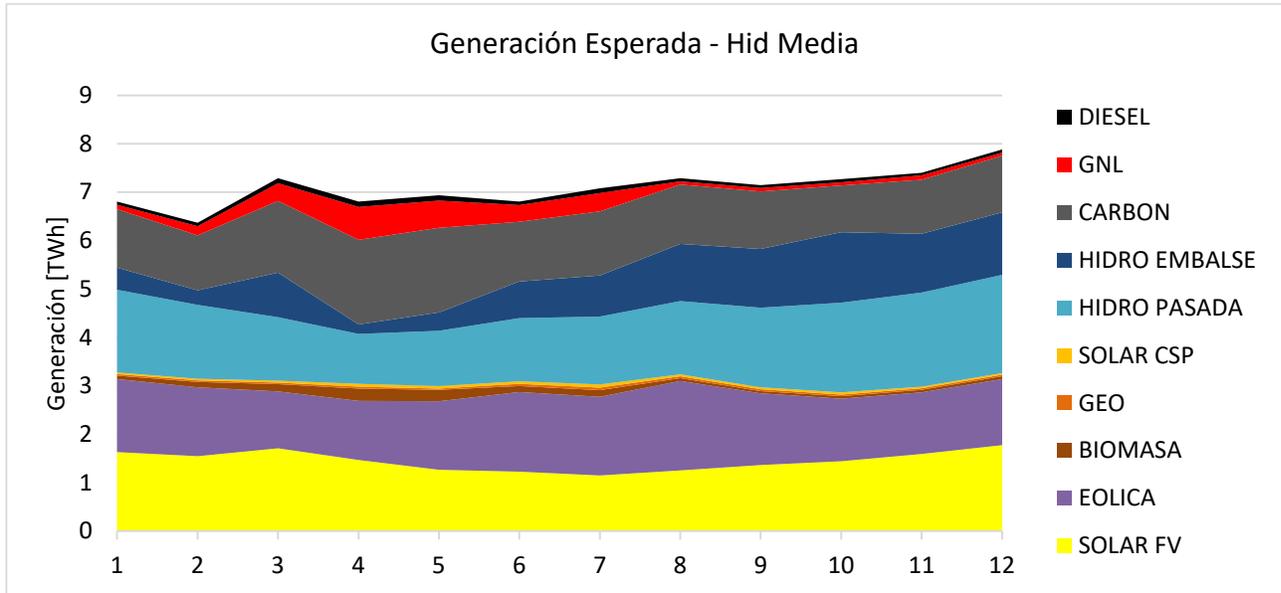


Figura 3-18. Generación esperada de la simulación que considera el escenario A, Año 2026.

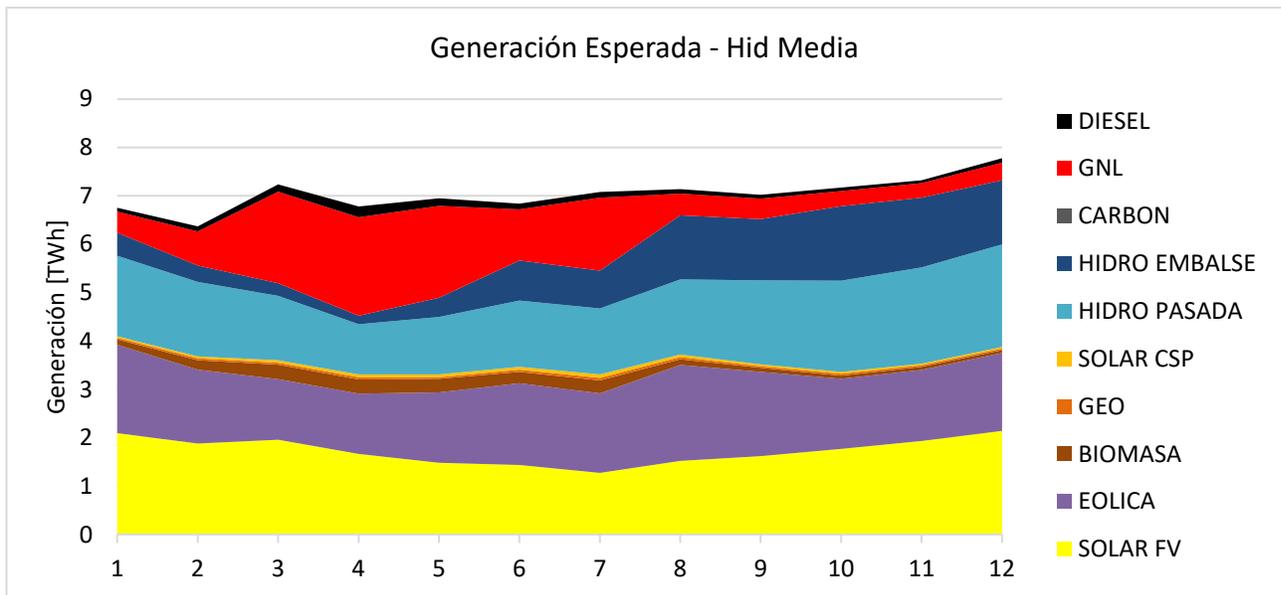


Figura 3-19. Generación esperada de la simulación que considera el escenario B1, Año 2026.

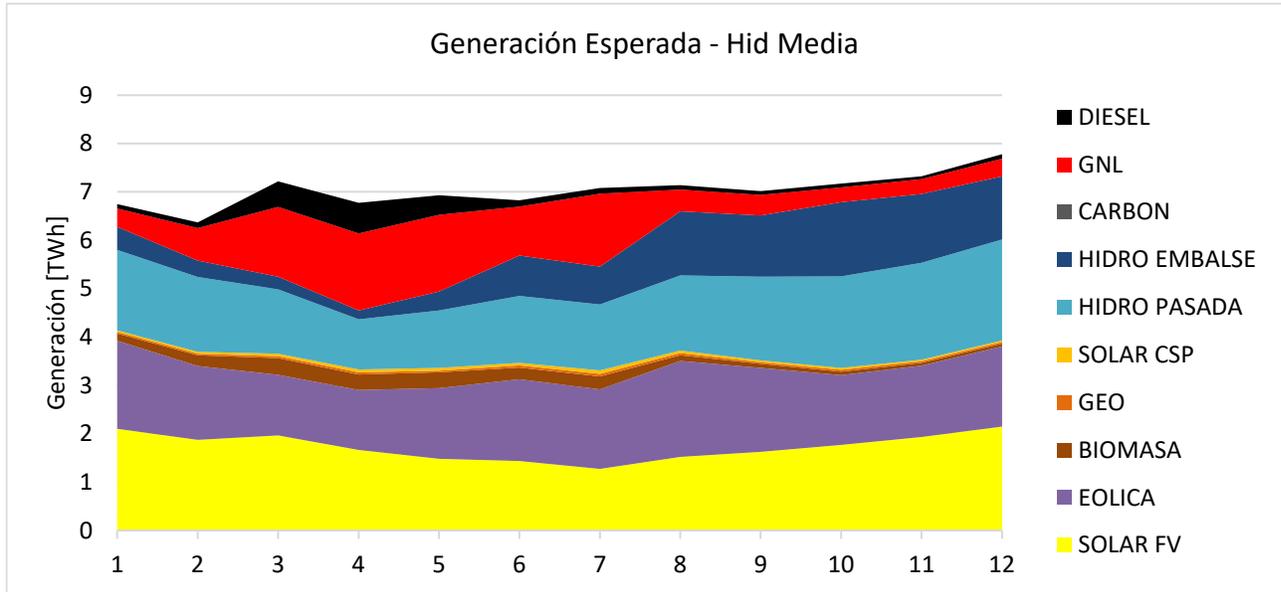


Figura 3-20. Generación esperada de la simulación que considera el escenario B2, Año 2026.

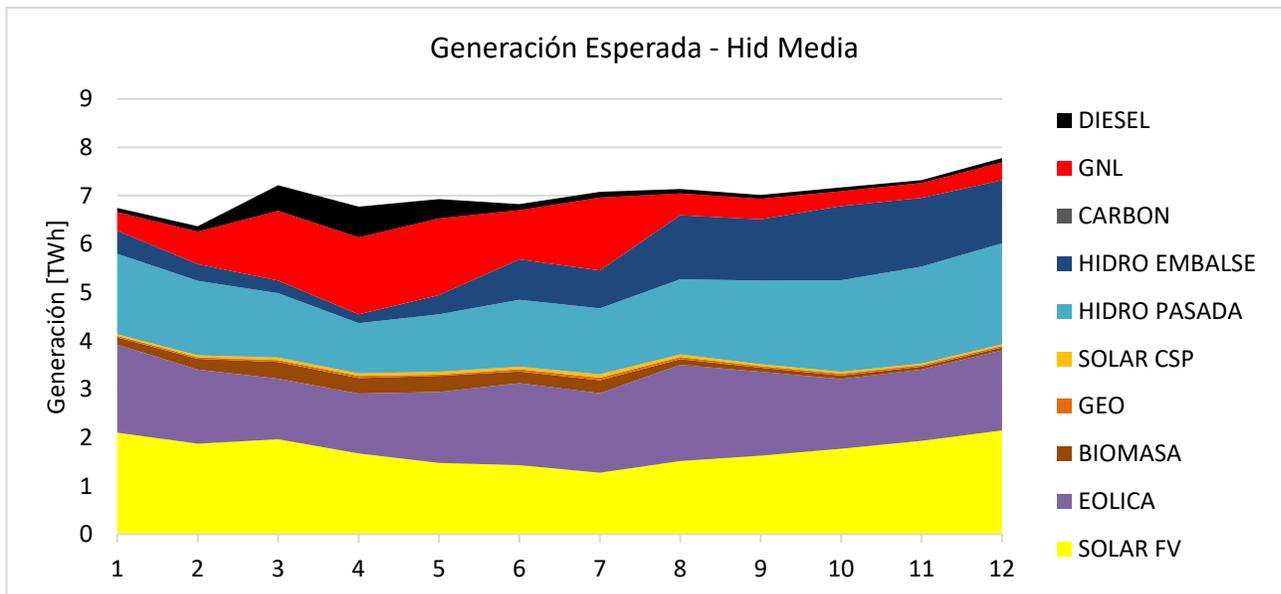


Figura 3-21. Generación esperada de la simulación que considera el escenario B3, Año 2026.

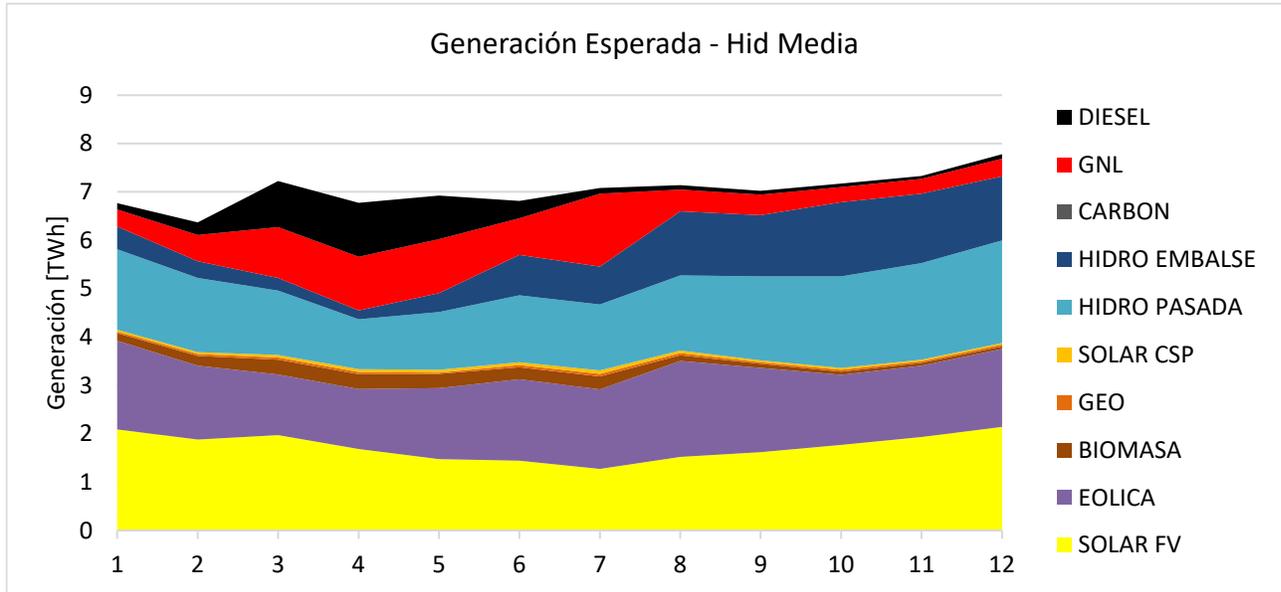


Figura 3-22. Generación esperada de la simulación que considera el escenario B4, Año 2026.

3.2.2 HIDROLOGÍA SECA

Las figura 3-23, figura 3-24, figura 3-25, figura 3-26 y figura 3-27, presentan respectivamente la generación esperada para el Escenario A y para los escenarios con limitaciones de combustible y Descarbonización Acelerada, para el período 2025-2030, bajo una condición de hidrología seca. Luego, la Figura 3-28 a Figura 3-32 contienen el detalle mensual para el año 2026, en idéntica condición.

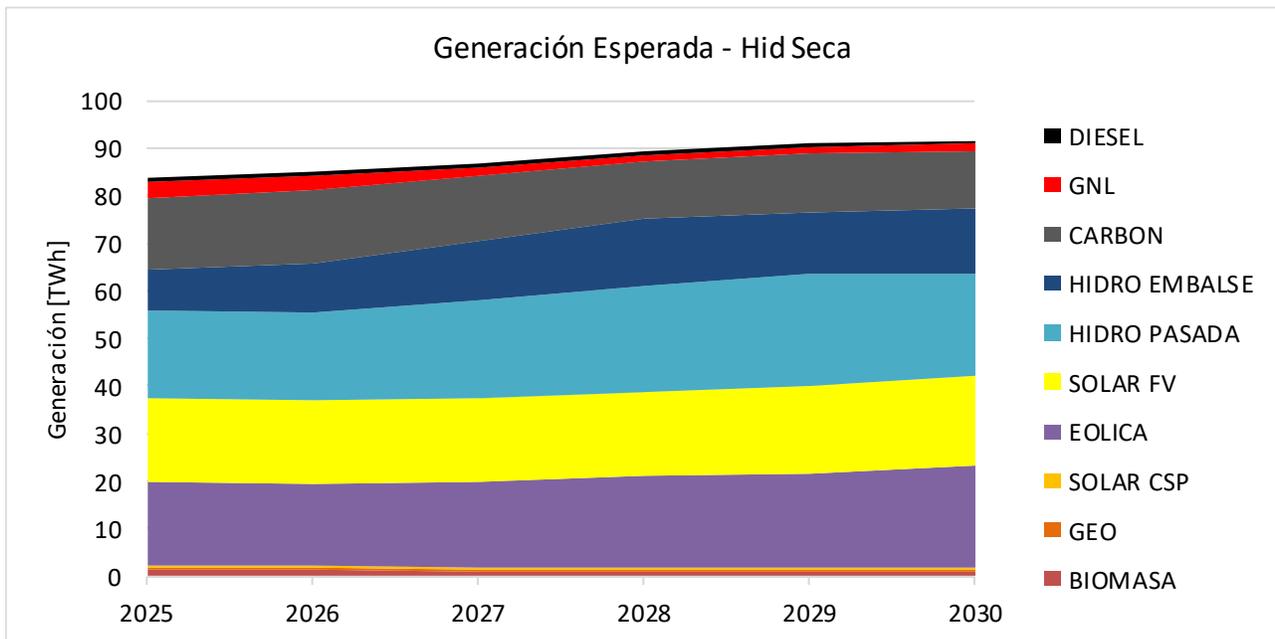


Figura 3-23. Generación esperada de la simulación que considera el escenario A.

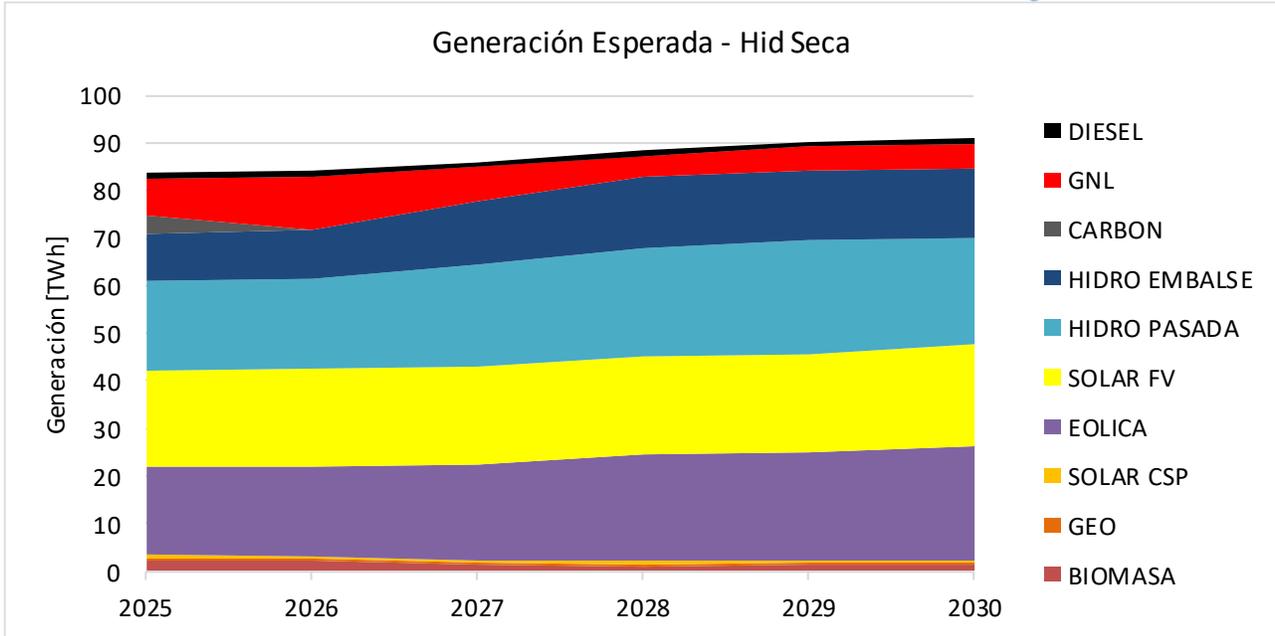


Figura 3-24. Generación esperada de la simulación que considera el escenario B1.

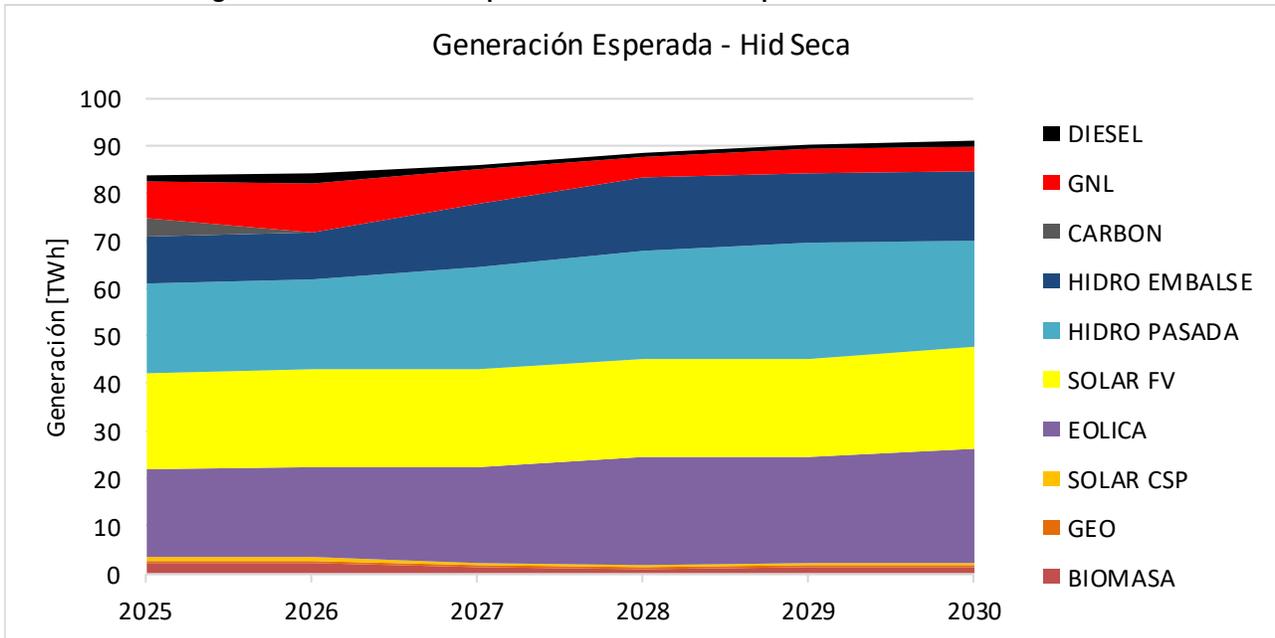


Figura 3-25. Generación esperada de la simulación que considera el escenario B2.

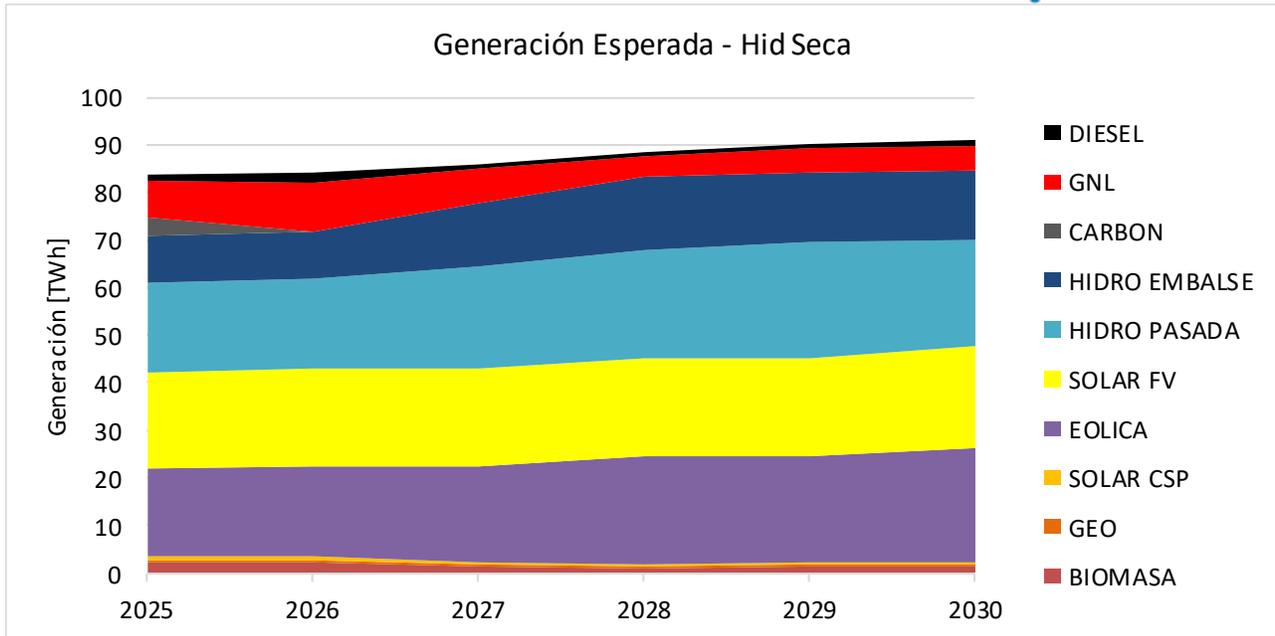


Figura 3-26. Generación esperada de la simulación que considera el escenario B3.

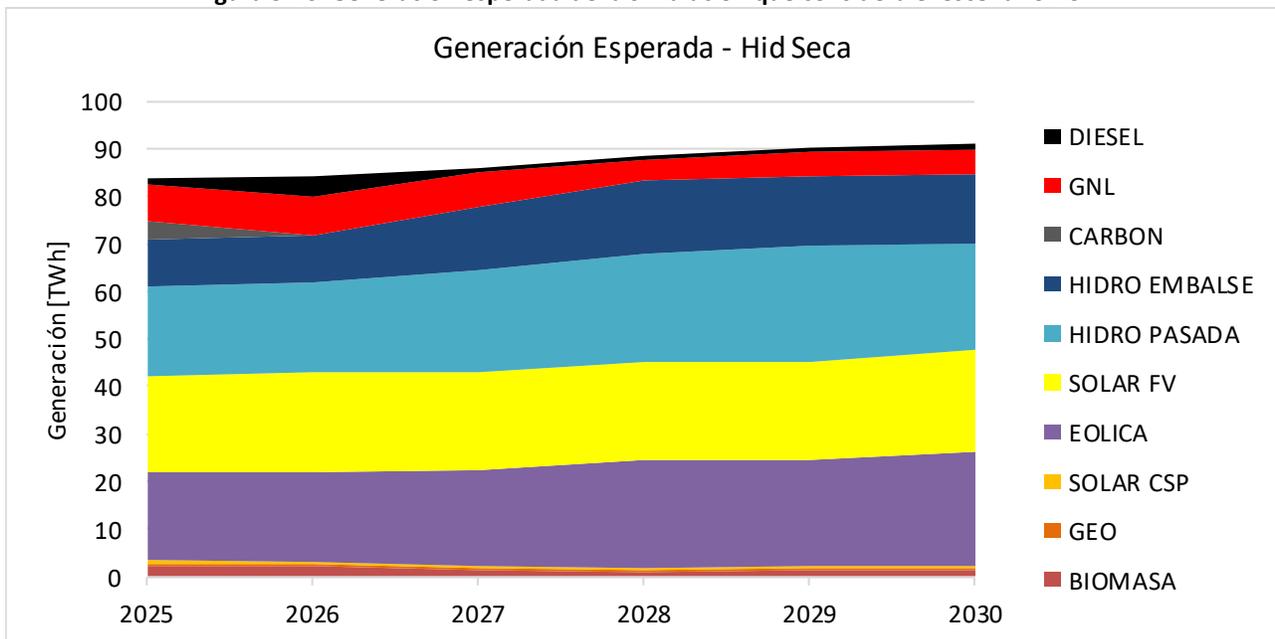


Figura 3-27. Generación esperada de la simulación que considera el escenario B4.

Como indicó anteriormente, la Figura 3-28 a la Figura 3-32 contienen el detalle mensual para el año 2026, en hidrología seca.

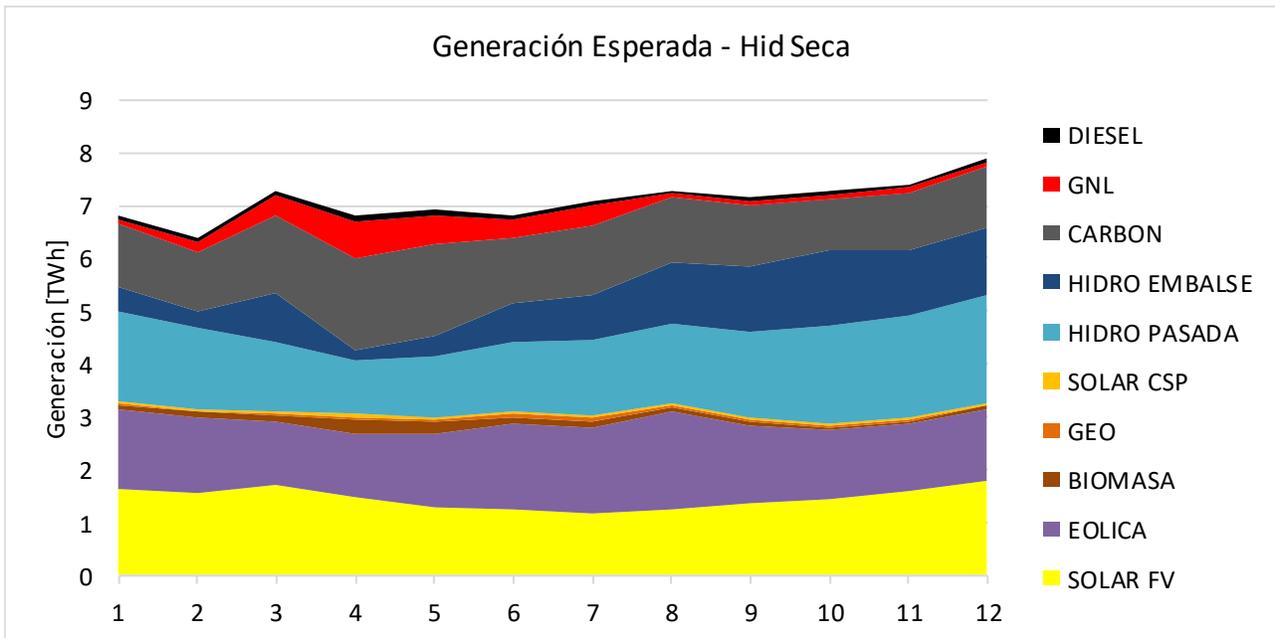


Figura 3-28. Generación esperada de la simulación que considera el escenario A, Año 2026.

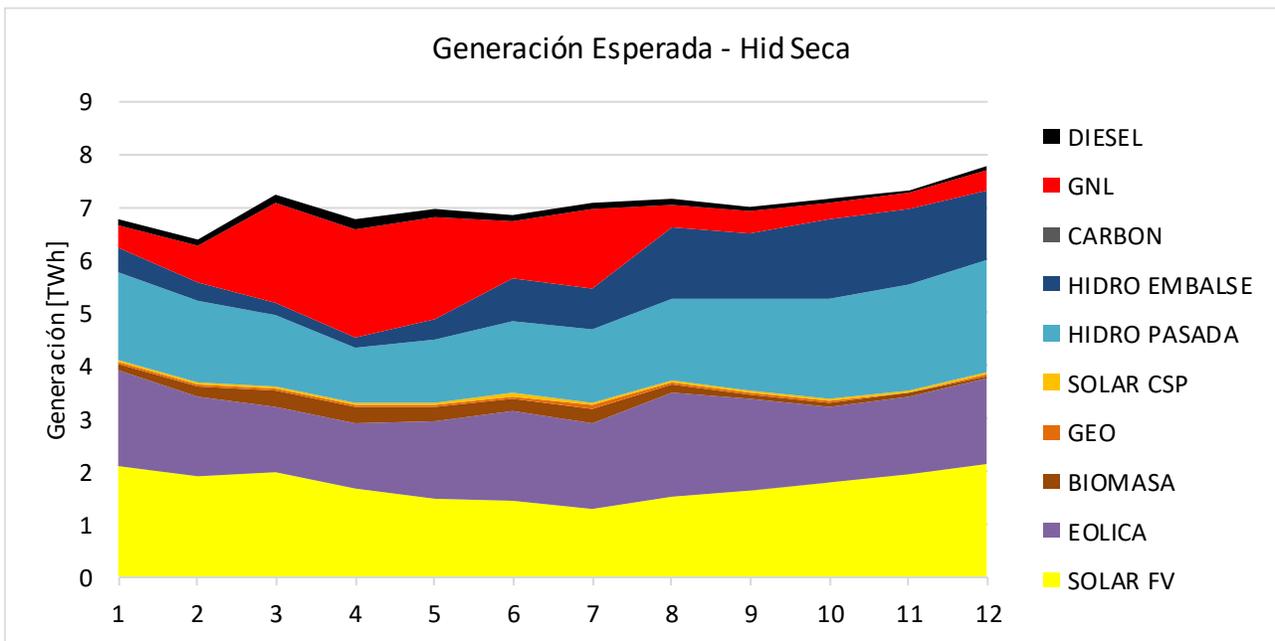


Figura 3-29. Generación esperada de la simulación que considera el escenario B1, Año 2026.

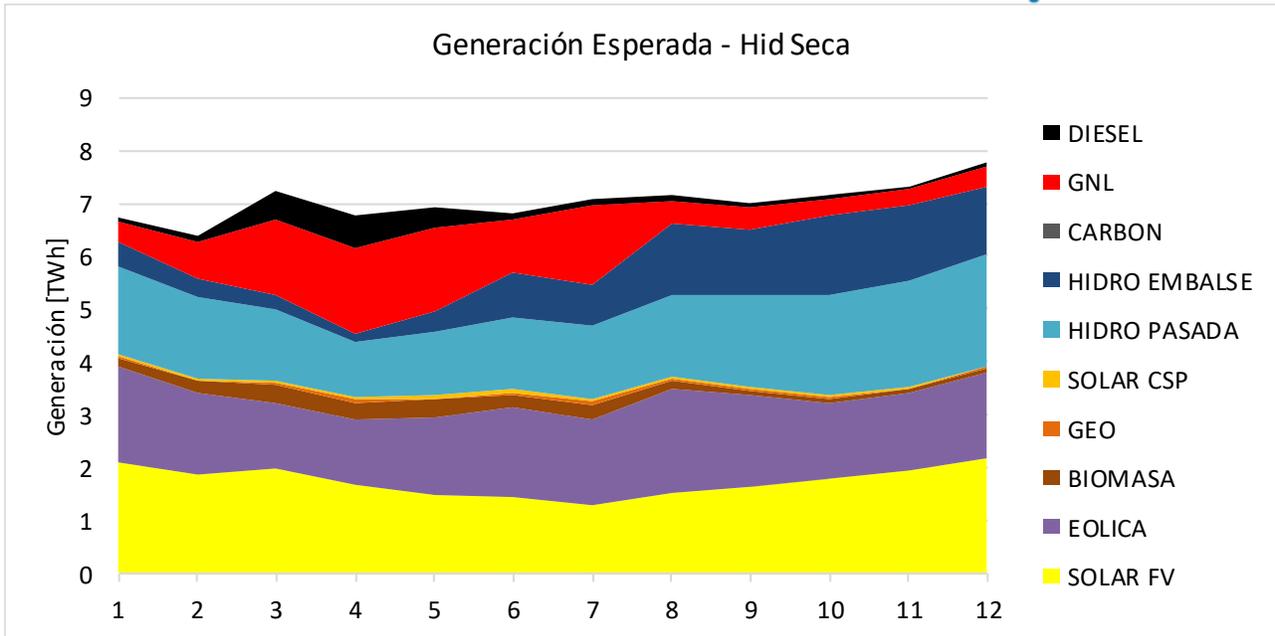


Figura 3-30. Generación esperada de la simulación que considera el escenario B2, Año 2026.

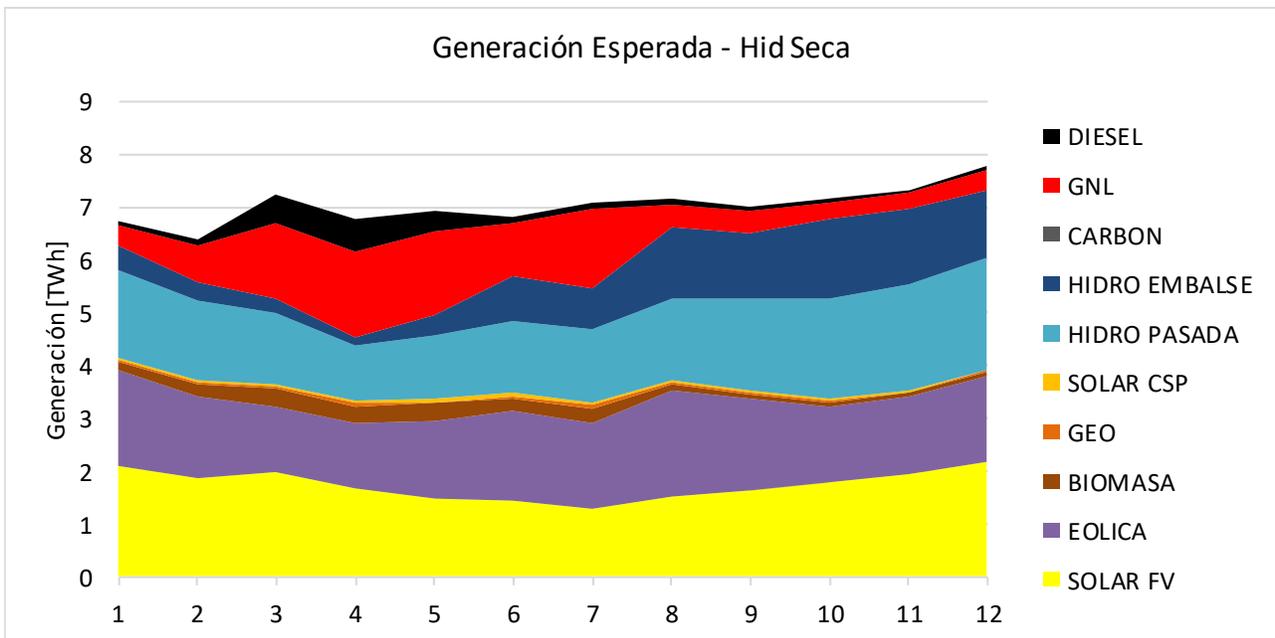


Figura 3-31. Generación esperada de la simulación que considera el escenario B3, Año 2026.

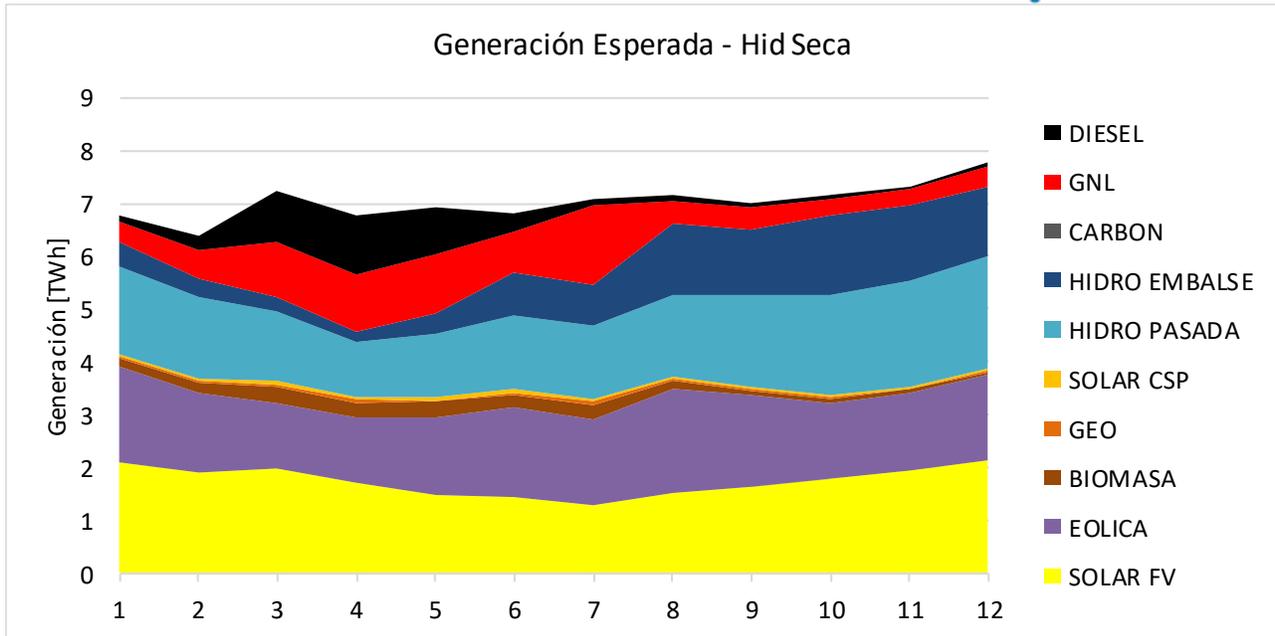


Figura 3-32. Generación esperada de la simulación que considera el escenario B4, Año 2026.

3.3 ANÁLISIS DE PARTICIPACIÓN DE GENERACIÓN DESDE CARBÓN, GNL Y DIÉSEL

3.3.1 HIDROLOGÍA MEDIA

La Figura 3-33 resume la participación de generación térmica en base a carbón, diésel y GNL, respecto al Caso Base, representado en el Escenario A, para el período 2025-2030, para una hidrología media. En tanto, la Figura 3-34, presenta el detalle de la participación de las tecnologías térmicas durante los doce meses del año 2026, bajo la misma hidrología.

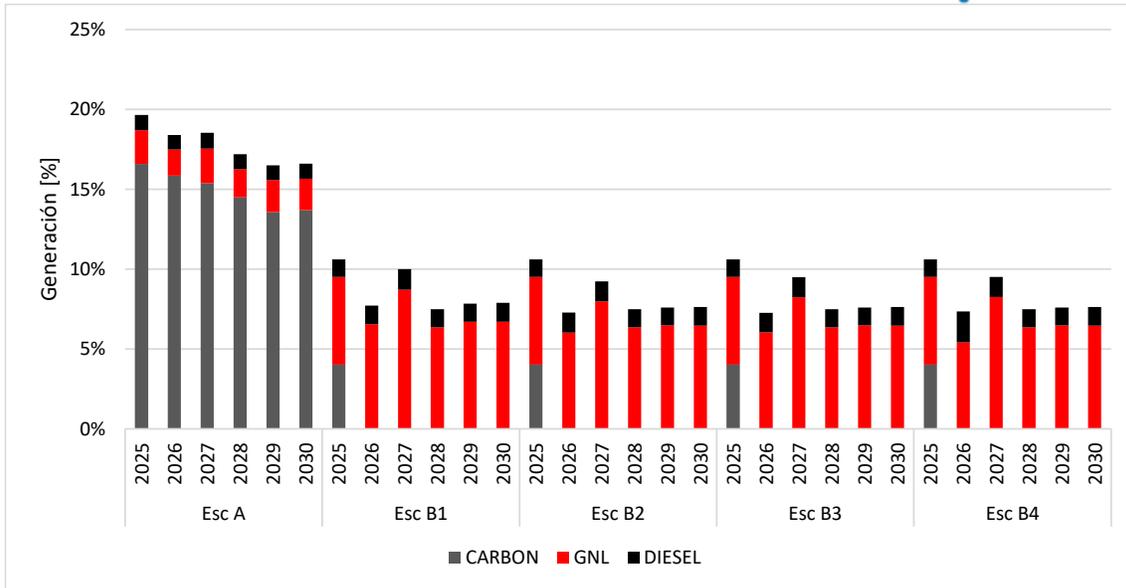


Figura 3-33 Participación de generación en base a carbón, diésel y GNL, período 2025 – 2030, Hidrología Media (%).

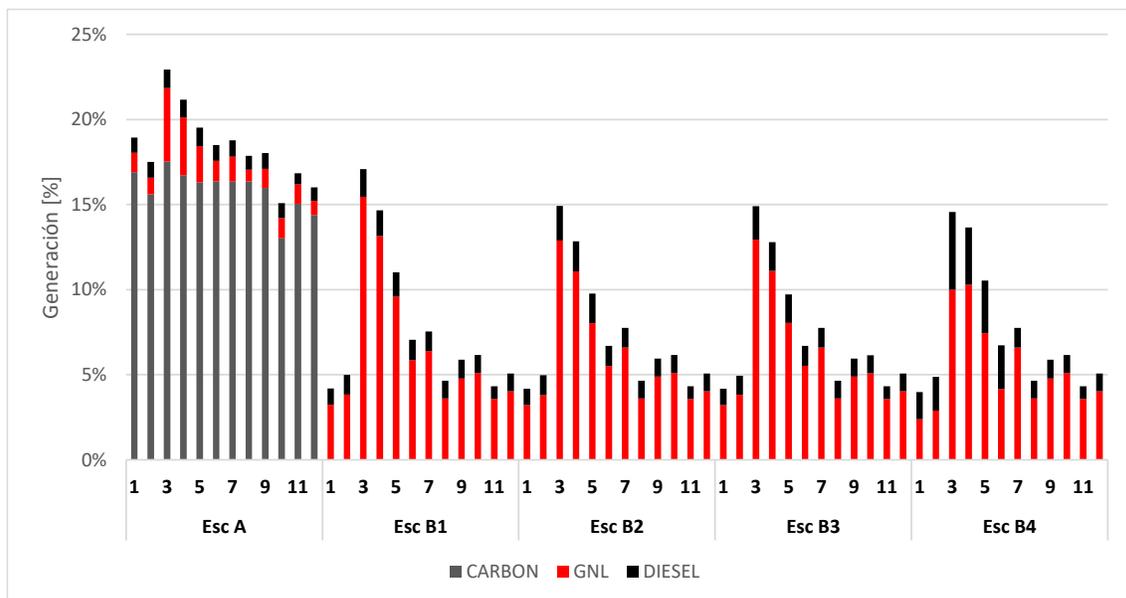


Figura 3-34. Participación de generación en base a carbón, diésel y GNL, año 2026, Hidrología Media (%).

En relación con las emisiones asociadas al aumento de generación con Diesel, es posible mencionar que los resultados muestran que no provoca emisiones superiores al caso Base, por esta razón, no se incluye mayores detalles en relación con las emisiones.

La Tabla 3-5 presenta los datos utilizados para la confección de la Figura 3-33, es decir, la generación porcentual en base a carbón, diésel y GNL para el horizonte de análisis, respecto a la generación total del sistema. Lo propio ocurre con la Tabla 3-6 respecto a la Figura 3-34.

Tabla 3-5. Detalle de la participación porcentual en base a carbón, diésel y GNL para el periodo 2025-2030, respecto a la generación total del sistema.

| Esc | Tecnología | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|-----|------------|------|------|------|------|------|------|
| A | CARBON | 18% | 18% | 16% | 14% | 13% | 13% |
| | GNL | 4% | 4% | 2% | 1% | 2% | 2% |
| | DIESEL | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| B1 | CARBON | 5% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | GNL | 9% | 13% | 9% | 5% | 6% | 6% |
| | DIESEL | 1% | 2% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| B2 | CARBON | 5% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | GNL | 9% | 12% | 9% | 5% | 6% | 6% |
| | DIESEL | 1% | 3% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| B3 | CARBON | 5% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | GNL | 9% | 12% | 9% | 5% | 6% | 6% |
| | DIESEL | 1% | 3% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| B4 | CARBON | 5% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | GNL | 9% | 10% | 8% | 5% | 6% | 6% |
| | DIESEL | 1% | 5% | 1% | 1% | 1% | 1% |

Tabla 3-6. Detalle de la participación porcentual en base a carbón, diésel y GNL para el año 2026, respecto a la generación total del sistema.

| Esc | Tecnología | Año 2026 | | | | | | | | | | | |
|-----|------------|----------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|
| | | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sept | Oct | Nov | Dic |
| A | CARBON | 18% | 18% | 20% | 26% | 25% | 18% | 19% | 17% | 17% | 13% | 15% | 15% |
| | GNL | 1% | 3% | 5% | 10% | 8% | 5% | 5% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| | DIESEL | 1% | 1% | 1% | 2% | 2% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| B1 | CARBON | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | GNL | 6% | 11% | 26% | 30% | 27% | 15% | 21% | 6% | 6% | 4% | 4% | 5% |
| | DIESEL | 1% | 2% | 2% | 3% | 2% | 2% | 2% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| B2 | CARBON | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | GNL | 6% | 11% | 20% | 24% | 23% | 15% | 21% | 6% | 6% | 4% | 4% | 5% |
| | DIESEL | 1% | 2% | 7% | 9% | 6% | 2% | 2% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| B3 | CARBON | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | GNL | 6% | 11% | 20% | 24% | 23% | 15% | 21% | 6% | 6% | 4% | 4% | 5% |
| | DIESEL | 1% | 2% | 7% | 9% | 6% | 2% | 2% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| B4 | CARBON | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | GNL | 5% | 9% | 15% | 16% | 16% | 11% | 21% | 6% | 6% | 4% | 4% | 5% |
| | DIESEL | 2% | 4% | 13% | 16% | 13% | 5% | 2% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |

3.3.2 HIDROLOGÍA SECA

La Figura 3-35 resume la participación de generación térmica en base a carbón, diésel y GNL, respecto al Caso Base, representado en el Escenario A, para el periodo 2025-2030, para una hidrología seca. En tanto, la Figura 3-36, presenta el detalle de la participación de las tecnologías térmicas durante los doce meses del año 2026, bajo la misma hidrología seca.

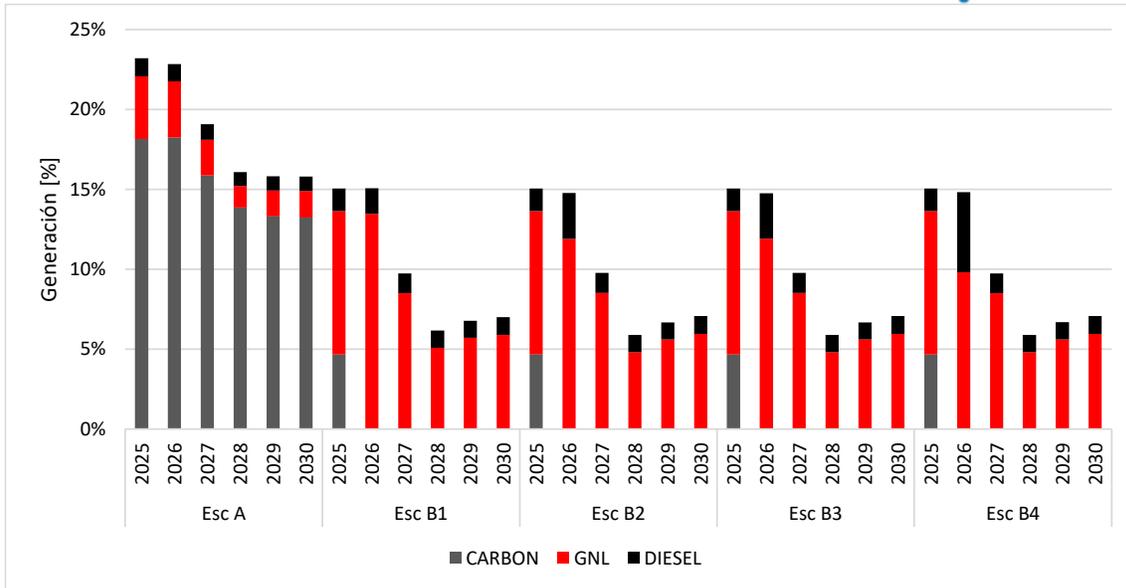


Figura 3-35 Participación de generación en base a carbón, diésel y GNL, período 2025 – 2030, Hidrología Seca (%).

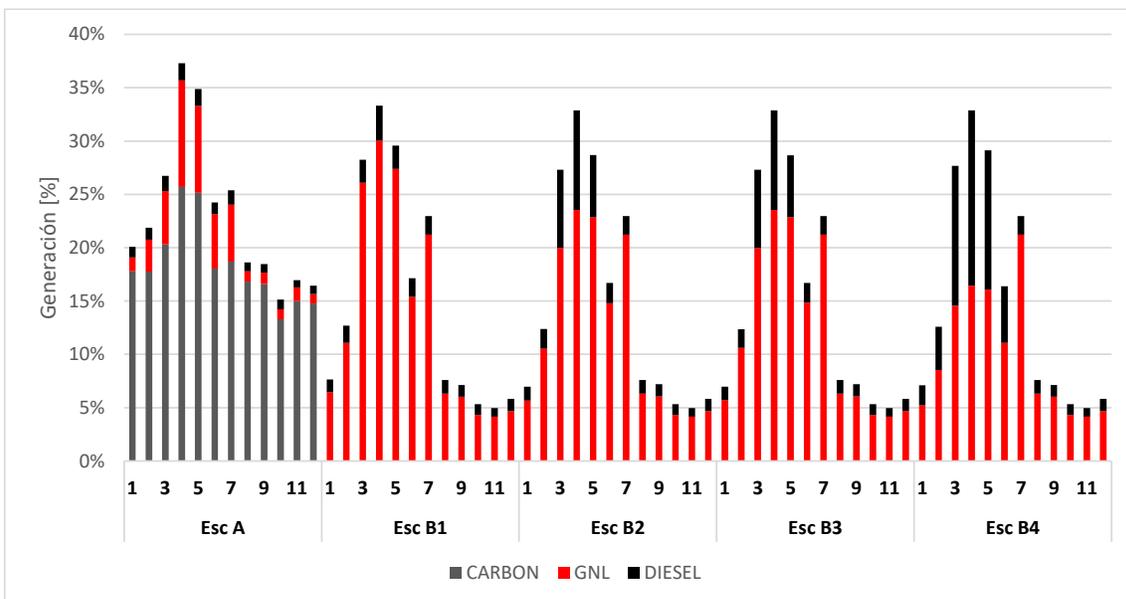


Figura 3-36. Participación de generación en base a carbón, diésel y GNL, año 2026, Hidrología Seca (%).

La Tabla 3-7 presenta los datos utilizados para la confección de la Figura 3-35, es decir, la generación porcentual en base a carbón, diésel y GNL para el horizonte de análisis, respecto a la generación total del sistema. Lo propio ocurre con la Tabla 3-8 respecto a la Figura 3-36.

Tabla 3-7. Detalle de la participación porcentual en base a carbón, diésel y GNL para el periodo 2025-2030, respecto a la generación total del sistema.

| Esc | Tecnología | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|-----|------------|------|------|------|------|------|------|
| A | CARBON | 18% | 18% | 16% | 14% | 13% | 13% |
| | GNL | 4% | 4% | 2% | 1% | 2% | 2% |
| | DIESEL | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| B1 | CARBON | 5% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | GNL | 9% | 13% | 9% | 5% | 6% | 6% |
| | DIESEL | 1% | 2% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| B2 | CARBON | 5% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | GNL | 9% | 12% | 9% | 5% | 6% | 6% |
| | DIESEL | 1% | 3% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| B3 | CARBON | 5% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | GNL | 9% | 12% | 9% | 5% | 6% | 6% |
| | DIESEL | 1% | 3% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| B4 | CARBON | 5% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | GNL | 9% | 10% | 8% | 5% | 6% | 6% |
| | DIESEL | 1% | 5% | 1% | 1% | 1% | 1% |

Tabla 3-8. Detalle de la participación porcentual en base a carbón, diésel y GNL para el año 2026, respecto a la generación total del sistema.

| Esc | Tecnología | Año 2026 | | | | | | | | | | | |
|-----|------------|----------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|
| | | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sept | Oct | Nov | Dic |
| A | CARBON | 18% | 18% | 20% | 26% | 25% | 18% | 19% | 17% | 17% | 13% | 15% | 15% |
| | GNL | 1% | 3% | 5% | 10% | 8% | 5% | 5% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| | DIESEL | 1% | 1% | 1% | 2% | 2% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| B1 | CARBON | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | GNL | 6% | 11% | 26% | 30% | 27% | 15% | 21% | 6% | 6% | 4% | 4% | 5% |
| | DIESEL | 1% | 2% | 2% | 3% | 2% | 2% | 2% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| B2 | CARBON | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | GNL | 6% | 11% | 20% | 24% | 23% | 15% | 21% | 6% | 6% | 4% | 4% | 5% |
| | DIESEL | 1% | 2% | 7% | 9% | 6% | 2% | 2% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| B3 | CARBON | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | GNL | 6% | 11% | 20% | 24% | 23% | 15% | 21% | 6% | 6% | 4% | 4% | 5% |
| | DIESEL | 1% | 2% | 7% | 9% | 6% | 2% | 2% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |
| B4 | CARBON | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | GNL | 5% | 9% | 15% | 16% | 16% | 11% | 21% | 6% | 6% | 4% | 4% | 5% |
| | DIESEL | 2% | 4% | 13% | 16% | 13% | 5% | 2% | 1% | 1% | 1% | 1% | 1% |

3.4 COSTOS DE OPERACIÓN 2026

La Figura 3-37 y Figura 3-38 presentan la evolución del costo de operación mensual del sistema en el año 2026, bajo condiciones hidrológicas media y seca. Lo anterior permite visualizar el efecto de las sensibilidades, sobre este indicador, para los Escenarios A al B4, observándose un efecto de alza que se prolonga por todo el primer semestre para los costos de operación a nivel mensual. La Tabla 3-9 y Tabla 3-10 entrega el detalle de los valores graficados.

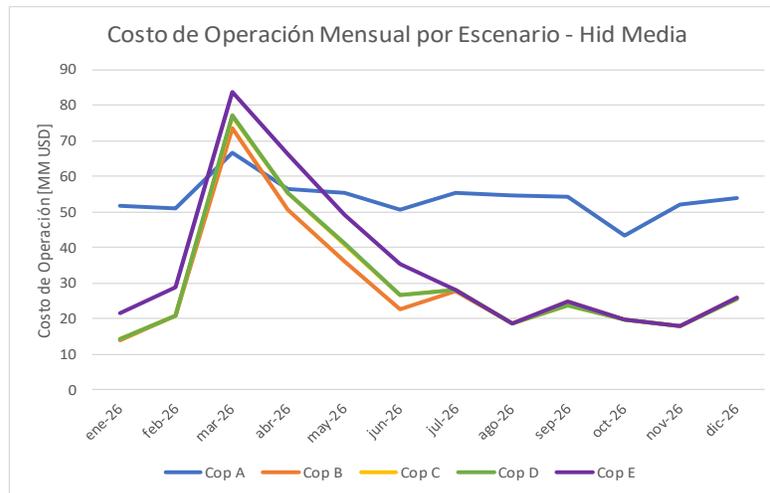


Figura 3-37- Percentiles de costos de operación anual en Escenario A a B4, Hidrología Media.

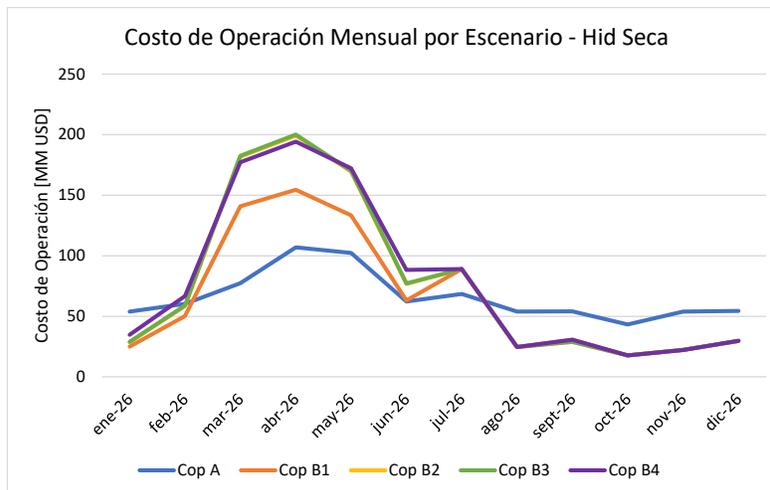


Figura 3-38. Percentiles de costos de operación anual en Escenario A a B4, Hidrología Seca.

En la comparación del Costo de Operación ilustrado por la tabla siguiente, se muestran mayores costos de operación en los escenarios sin centrales a carbón, durante el primer semestre del año. Lo anterior habida cuenta de las restricciones simuladas para las centrales que operan con GNL y diésel. En el segundo semestre del año, considerando el aporte hidráulico y la liberación de las restricciones modeladas para el primer semestre e indicadas en la definición de los casos para los escenarios B2 a B4, se obtienen costos de operación menores en comparación con el escenario base.

Tabla 3-9. Detalle de los costos de operación mensual para los escenarios simulados de conversión (MMUSD), Hidrología Media.

| Año | Cop A | Cop B1 | $\Delta(A-B1)$ | Cop B2 | $\Delta(A-B2)$ | Cop B3 | $\Delta(A-B3)$ | Cop B4 | $\Delta(A-B4)$ |
|---------------|-------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|
| ene-26 | 52.0 | 14.1 | -72.8% | 14.2 | -72.6% | 14.2 | -72.6% | 21.5 | -58.7% |
| feb-26 | 51.0 | 20.7 | -59.3% | 21.0 | -58.8% | 21.0 | -58.8% | 29.0 | -43.1% |
| mar-26 | 66.6 | 73.6 | 10.6% | 76.8 | 15.4% | 77.1 | 15.8% | 83.7 | 25.7% |
| abr-26 | 56.5 | 50.8 | -10.2% | 55.3 | -2.2% | 55.5 | -1.7% | 66.3 | 17.3% |
| may-26 | 55.5 | 36.1 | -35.0% | 41.0 | -26.2% | 41.1 | -25.9% | 49.1 | -11.6% |
| jun-26 | 50.8 | 22.9 | -54.9% | 26.7 | -47.4% | 26.8 | -47.3% | 35.5 | -30.0% |
| jul-26 | 55.4 | 27.7 | -49.9% | 28.2 | -49.0% | 28.2 | -49.0% | 28.3 | -48.9% |
| ago-26 | 54.9 | 18.7 | -65.9% | 18.8 | -65.7% | 18.8 | -65.7% | 18.8 | -65.7% |
| sep-26 | 54.5 | 25.0 | -54.1% | 23.8 | -56.2% | 23.8 | -56.2% | 25.0 | -54.1% |
| oct-26 | 43.4 | 19.7 | -54.6% | 19.7 | -54.6% | 19.6 | -54.8% | 19.7 | -54.6% |
| nov-26 | 52.0 | 18.1 | -65.2% | 18.1 | -65.2% | 18.1 | -65.2% | 18.1 | -65.2% |
| dic-26 | 54.1 | 25.9 | -52.1% | 25.8 | -52.3% | 25.8 | -52.3% | 25.9 | -52.1% |

Tabla 3-10. Detalle de los costos de operación mensual para los escenarios simulados de conversión (MMUSD), Hidrología Seca.

| Año | Cop A | Cop B1 | $\Delta(A-B1)$ | Cop B2 | $\Delta(A-B2)$ | Cop B3 | $\Delta(A-B3)$ | Cop B4 | $\Delta(A-B4)$ |
|---------------|-------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|--------|----------------|
| ene-26 | 54.0 | 25.1 | 53.5% | 28.7 | -46.8% | 28.8 | -46.6% | 34.7 | -35.6% |
| feb-26 | 60.3 | 50.2 | -16.8% | 58.6 | -2.9% | 58.9 | -2.4% | 66.7 | 10.4% |
| mar-26 | 77.3 | 140.8 | 82.1% | 181.8 | 135.1% | 182.5 | 136.0% | 177.2 | 129.2% |
| abr-26 | 106.9 | 154.4 | 44.5% | 199.2 | 86.4% | 200.0 | 87.1% | 194.2 | 81.7% |
| may-26 | 102.3 | 133.4 | 30.4% | 169.6 | 65.7% | 170.1 | 66.3% | 172.2 | 68.4% |
| jun-26 | 62.2 | 63.2 | 1.6% | 76.9 | 23.6% | 77.1 | 24.0% | 88.3 | 42.0% |
| jul-26 | 68.5 | 89.0 | 29.9% | 89.0 | 29.9% | 89.0 | 29.9% | 89.0 | 29.9% |
| ago-26 | 54.0 | 24.6 | -54.5% | 24.6 | -54.5% | 24.6 | -54.5% | 24.6 | -54.5% |
| sep-26 | 54.1 | 30.6 | -43.3% | 28.9 | -46.6% | 28.9 | -46.6% | 30.6 | -43.3% |
| oct-26 | 43.3 | 17.8 | -58.9% | 17.8 | -58.9% | 17.8 | -58.9% | 17.8 | -58.9% |
| nov-26 | 54.0 | 22.2 | -58.9% | 22.3 | -58.7% | 22.3 | -58.7% | 22.2 | -58.9% |
| dic-26 | 54.5 | 29.8 | -45.4% | 29.7 | -45.5% | 29.7 | -45.5% | 29.8 | -45.4% |

4 ESTUDIO DE OPERACIÓN HORARIA 2026

4.1 ANTECEDENTES

El análisis de operación horaria del año 2026 se realiza en un contexto de Descarbonización Acelerada. Para analizar el desempeño operativo futuro del sistema, en términos generales, se utilizó la misma información que en el estudio de abastecimiento, la cual se resume a continuación:

Bases del Estudio

- *Precios de Combustibles:*
Se utilizaron proyecciones de precios de GNL, carbón y diésel contenidas en los Informes de Precios de Nudo de la CNE.
- *Series hidrológicas:*
Se utilizó la información histórica disponible de series hidrológicas para las centrales hidráulicas de embalse y pasada.
- *Perfiles ERV:*
Se utilizaron datos reales históricos de perfiles de ERV, plantas eólicas y solares fotovoltaicas, diferenciados por localización de los recursos renovables, para conformar perfiles de generación para centrales existentes y en construcción
- *Modelación del SEN:*
Se consideraron centrales generadoras y capacidad de líneas de transmisión existentes y en construcción.
- *Desarrollo del sistema de generación y transmisión*
Se utilizó el plan de obras de expansión de generación base, de la recomendación anual del Plan de Expansión de Transmisión 2020 realizado por el Coordinador, el cual considera un cronograma de descarbonización gradual entre el año 2020 y 2040, consistente con la Etapa I de retiro de unidades a Carbón comprometidas para el período 2020-2025. Este plan considera sólo el desarrollo de centrales renovables solares y eólicas para el año 2026, en el que se analiza el retiro total de unidades a carbón.

4.2 CONSIDERACIONES Y SUPUESTOS DEL ESTUDIO DE OPERACIÓN HORARIA 2026

Para el estudio se realizaron consideraciones tanto para la modelación del SEN, cómo para la configuración de parámetros relevantes, que permiten la optimización de la operación horaria del sistema.

Modelación

- *Requerimientos operacionales del SEN*
Adicionalmente a las limitaciones típicas de las unidades de generación asociadas a mínimos técnicos y tiempos mínimos de operación, se utilizaron las siguientes restricciones operacionales que permiten disponer de niveles de reserva e inercia suficientes para una operación segura del sistema:
 - ✓ Requerimiento dinámico de Inercia en función de velocidad de respuesta del Control Primario de Frecuencia (CPF) [inercia mínima SING, estabilidad angular].
 - ✓ Requerimiento mínimo de potencia CPF. Optimización del CPF.
 - ✓ Requerimiento dinámico de reserva secundaria en función de generación ERV. Optimización de provisión.

- ✓ Requerimiento dinámico de rampa¹³ de subida y bajada en función de generación ERV.
- *Sistema de Transmisión*
Para la operación horaria futura se utilizó una red de transmisión reducida a 21 barras, que representa un sistema equivalente donde se modela la capacidad de transmisión del sistema principal, ya que el foco de este análisis es identificar eventuales déficits regionales de generación, o de niveles de reserva e inercia que pudiesen impactar en la operación futura del sistema.
- *Uso de Embalses*
El uso de embalses es modelado a partir de la incorporación de funciones de costo futuro del agua de los embalses, proveniente del modelo para realizar la simulación de la operación que considera la coordinación hidrotérmica (modelo PLP). Sin embargo, para ser más restrictivo en los análisis se consideró una política de fijación de cota para el embalse, de tal manera de igualar la cota inicial a la cota final semanal en los embalses del sistema, con el fin de representar una condición crítica de uso de embalses de generación, en que el gasto energético para generación en meses de menor afluente correspondería sólo a su nivel de energía afluente.

Los embalses siguen con la posibilidad de gestionar energía dentro de la semana, en términos funcionales siguen con sus atributos de embalse, pero no pueden hacer uso del recurso esperando lluvias en meses venideros, de tal manera de mantener la cota estable entre semanas.
- *Centrales a Gas*
Se incorporó la limitación técnica a los ciclos de encendido-apagado en las centrales a gas de ciclos combinado GNL, contemplándose un máximo de 2 ciclos de encendido-apagado semanal por parte de esas unidades. Por otra parte, en los escenarios simulados en los cuales se consideró menor disponibilidad de GNL, se permite el despacho de los ciclos combinados con combustible diésel.

Optimización

- *Hidrologías*
Para evaluar futuros escenarios hidrológicos, si bien se considera la información histórica de 58 hidrologías, se estudiaron 12 representativas de la muestra, sobre las cuales se recoge la estadística seca, media y húmeda. Estas se simularon en forma independiente, considerando que este modelo no se utiliza para la coordinación hidrotérmica.
- *Etapas de optimización*
Se utilizaron etapas de optimización semanales para meses críticos del año en análisis. En particular, se consideró como mes crítico abril del año 2026, por representar aquel con el menor nivel de afluentes para centrales de embalse y pasada. Dado que se usó como criterio mantener la cota semanal inicial de embalse igual a la cota final, el nivel de energía hidráulica de entrada disponible sería mínima en el mencionado mes.
- *Resolución*
Se consideró una resolución horaria para el problema de optimización.

¹³ Los requerimientos de rampa se refieren a disponibilidad de reserva en giro para subir dentro de una hora que es capaz de compensar los cambios programados de demanda neta en una hora. En este contexto, la bajada programada estimada de generación solar en la transición día-noche requiere de reserva en giro dentro de una hora para poder suplir dicha pérdida de generación, lo que se define como rampa requerida de subida. Más detalles en el anexo 7.1.

Escenarios

Para efecto de los análisis se realizaron simulaciones de la operación horaria del año 2026, considerando distintos niveles de indisponibilidad de unidades de generación o combustible, y cronograma de retiro de unidades a carbón. En forma similar a los escenarios utilizados en el estudio de abastecimiento, presentado en el Capítulo 2. A continuación se describe el detalle:

- *Retiro de unidades a carbón al año 2040*
 - ✓ **Escenario A.** Escenario de referencia, que considera retiro de unidades de carbón al año 2040.
- *Retiro de unidades a carbón al año 2025*
 - ✓ **Escenario B1.** Escenario de referencia, que considera retiro de unidades de carbón al año 2025.
- *Indisponibilidad de Generación a GNL*

Para efectos del estudio de menor disponibilidad de generación a GNL, a partir del Escenario B2 se construyen dos sensibilidades, de acuerdo con lo siguiente:

 - ✓ **Escenario B2:** Considera indisponible GNL para la central Nehuencho 2, Nueva Renca y San Isidro 2 por 6 meses.
 - ✓ **Escenario B2.1:** Considera el retiro de unidades a carbón al año 2025, e indisponible gas para central Nueva Renca por 6 meses.
 - ✓ **Escenario B2.2:** Equivalente al B2.1, pero considerando adicionalmente indisponible GNL en central Nehuencho 2 por 6 meses.
- *Disponibilidad de diésel y generación a GNL*
 - ✓ **Escenario B3:** Equivalente al caso 3, pero considerando adicionalmente una disponibilidad de solo 25% de diésel (6 horas al día) durante 6 meses. Esta energía se utiliza sólo en los bloques de punta. Las centrales limitadas son las siguientes: Calle Calle, Esperanza TG1, Loma los Colorados 2, San Lorenzo U-3, Cenizas, Esperanza DS1, Placilla, Constitución, Elektragen, Chiloé, Esperanza DS2, San Gregorio, Chuyaca, Las Vegas, Teno, Colihues, Linares, Termopacífico, Con, Loma los Colorados 1, Trapén, y motores Diesel considerados en el plan de obras de generación en construcción.
- *Disponibilidad de GNL*
 - ✓ **Escenario B4:** Retiro de unidades a carbón al año 2025, y considerando sólo disponibilidad de GNL para las centrales San Isidro 1, San Isidro 2, Nehuencho 1, Nehuencho 2, U16, CTM3, y sin considerar disponibilidad de gas desde Argentina.

En el presente capítulo se muestran los análisis de operación para los escenarios A, B1, B2, B3 y B4.

4.3 PRINCIPALES RESULTADOS 2026

En esta sección se presentan los resultados de la operación diaria y semanal del SEN, obtenidas a partir del modelo de optimización de la operación horario cuyas bases fueron descritas en las secciones anteriores. El anexo 7.1, muestra mayores detalles de la modelación en comento.

Para determinar los efectos de adelantar el cronograma de descarbonización sobre la operación diaria y semanal del SEN, se realizó la simulación de la operación para semanas específicas del año 2026. Lo anterior, con el objetivo de focalizar los análisis comparativos entre los distintos escenarios, que consideran el retiro de unidades a carbón al año 2025, en el año en que se presentan las mayores diferencias de potencia instalada en el parque generador a carbón, con respecto al escenario de retiro de unidades a carbón al año 2040.

4.3.1 GENERACIÓN

De los resultados de la optimización de la operación horaria para el año 2026, en los distintos casos simulados, se seleccionaron días específicos que permiten ilustrar como sería el despacho diario futuro del sistema, los cuales se muestran para la condición hidrológica más seca, dentro de las 12 series hidrológicas simuladas.

Hidrología Seca

Los resultados obtenidos para los perfiles de generación diaria en una condición de hidrología seca, para los distintos casos simulados se presentan en la Figura 4-1.

A partir de estos resultados, se puede observar que para el Escenario A en una condición de hidrología seca, cuando se materializa el retiro de unidades a carbón al año 2040, no se requiere el despacho de unidades Diesel.

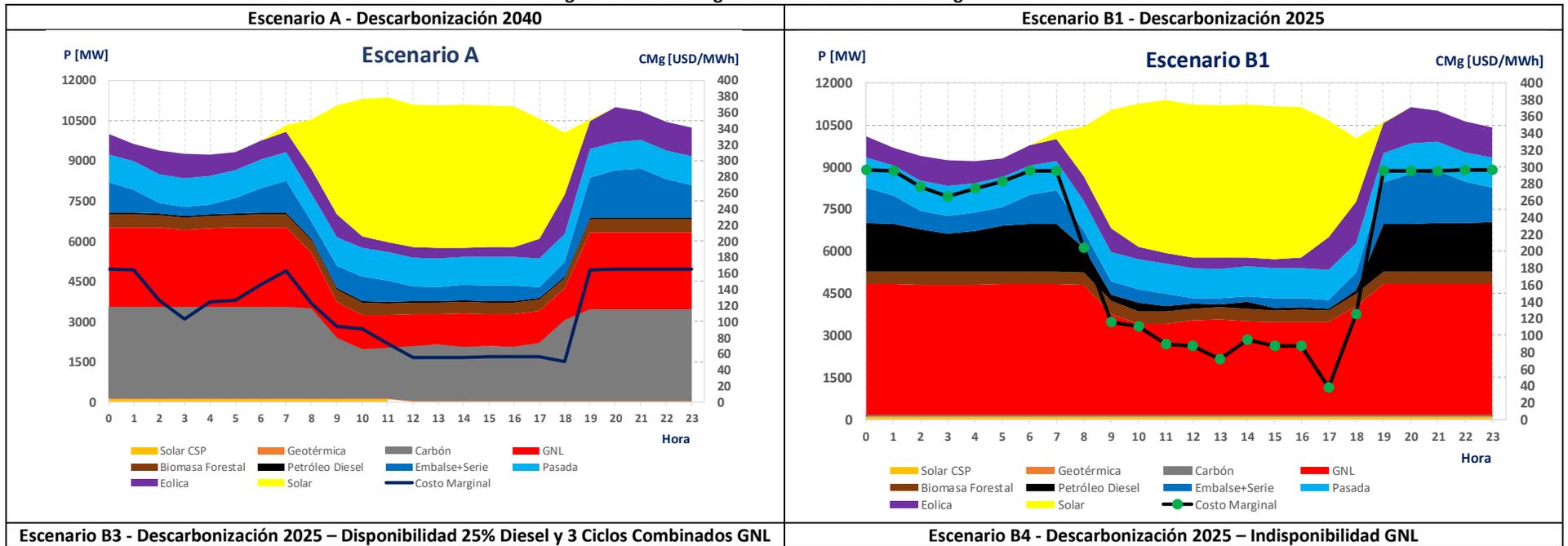
Por su parte, para el caso de retiro de unidades de generación al año 2025 (B1, B2, B3 y B4), es necesario el despacho de unidades Diesel, lo que implica un aumento considerable de los costos de operación y costos marginales del sistema en condiciones, alcanzando un costo marginal en torno a los 300 USD/MWh en los bloques sin generación solar FV en el Escenario B1, promediando 200 USD/MWh.

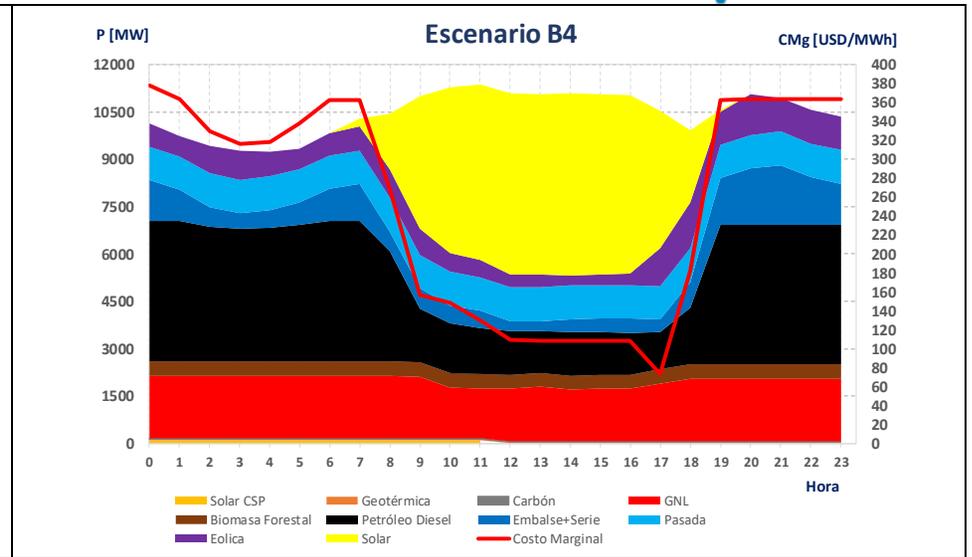
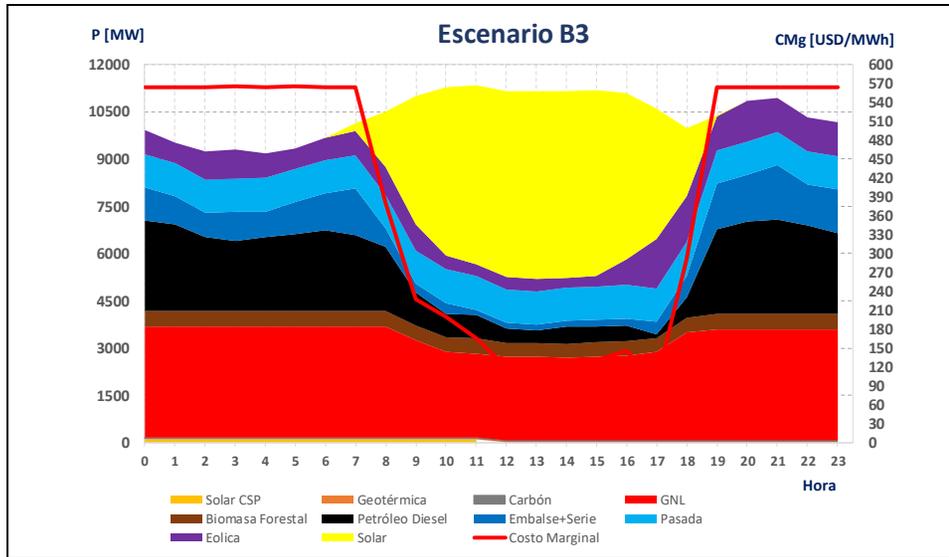
Por otra parte, si adicional a considerar una condición de hidrología seca, se contempla una condición de indisponibilidad de combustible para motores Diesel, se podría alcanzar niveles de falla de suministro en los bloques de ausencia de generación solar FV, lo cual se ilustra en los resultados de las simulaciones del Escenario B3. Sin embargo, se debe destacar que esta es una condición crítica, en la cual no se considera la materialización de nuevos desarrollos de generación de centrales de aportes gestionables.

Adicionalmente, de los resultados de las simulaciones del Escenario B4, en el que se considera un escenario de disponibilidad limitada de GNL, también muestran un aumento de los costos marginales del sistema en los bloques noche, marcados por el despacho de generación Diesel, periodo en el cual los costos marginales superan los 300 USD/MWh, dependiendo de las proyecciones futuras de costos del combustible Diesel. Se debe destacar que, bajo este escenario, los ciclos combinados con menor disponibilidad de GNL pueden ser despachados con Diesel, por lo que, si se compara el Escenario B2 con el Escenario B4, es posible observar que se reemplaza generación de los ciclos combinados desde GNL a Diesel. Cabe mencionar que, la mayoría de las centrales generadoras de ciclo combinado que usan GNL, están cercanas a cumplir su vida útil, por lo que requieren de cuantiosas inversiones para prolongar su operación, situación que debe ser validada con sus propietarios para verificar la viabilidad de su continuidad operacional.

Una condición crítica como la anterior, que considera menor disponibilidad de GNL e hidrología seca, no permitiría el cumplimiento de los objetivos de la descarbonización, ya que implicaría el reemplazo de generación a carbón por generación en base a Diesel. El escenario descrito, al igual que el Escenario B3, no considera la materialización de nuevos desarrollos de centrales generadoras de aportes gestionables.

Figura 4-1: Perfil de generación Año 2026. Hidrología Seca





Hidrología Media

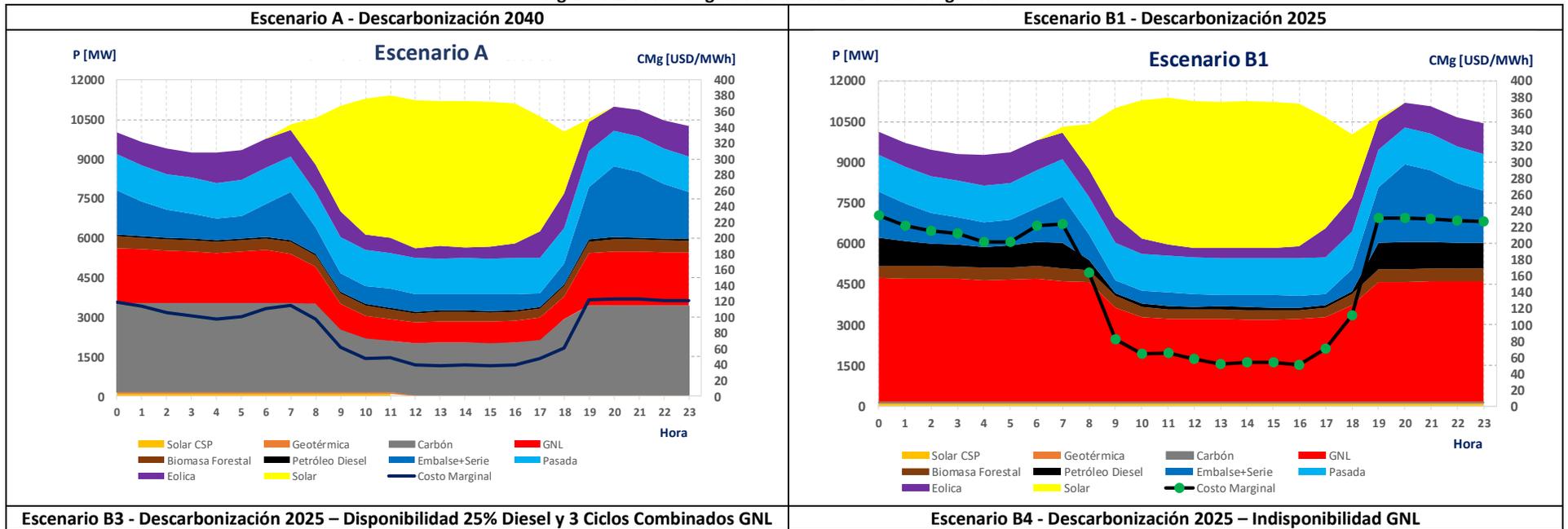
Los resultados obtenidos para los perfiles de generación diaria en una condición de hidrología media, para los distintos casos simulados se presentan en la Figura 4-2. A partir de estos resultados se puede apreciar que, en las condiciones más críticas de indisponibilidad de generación y combustible, no se alcanzarían situaciones de falla de suministro.

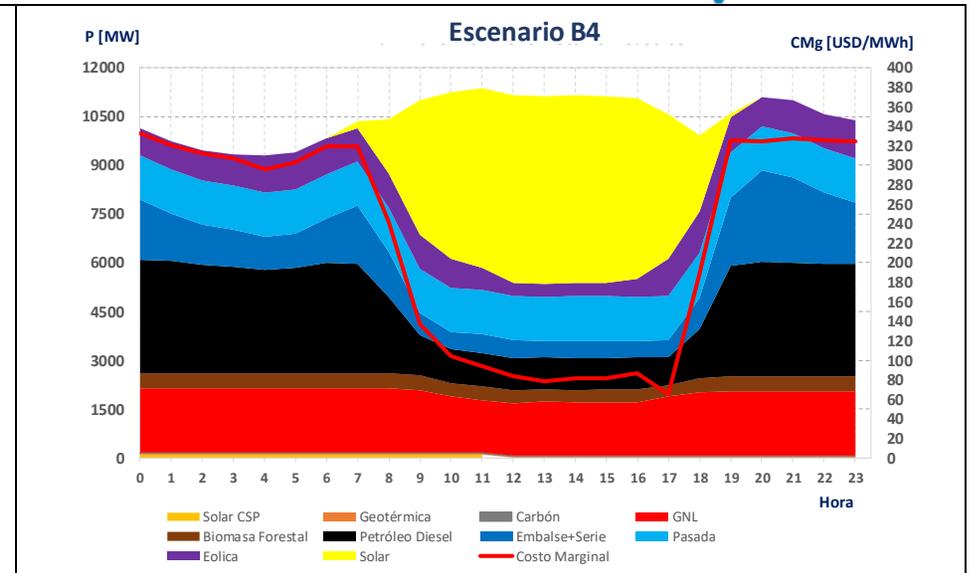
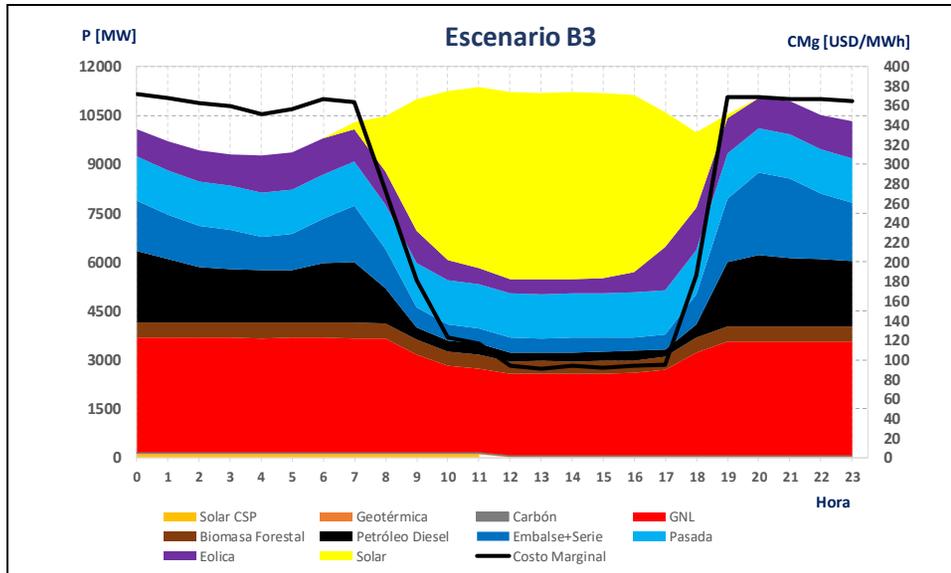
También se puede observar que para el Escenario B1, de retiro de unidades a carbón al año 2025, con disponibilidad total de combustible GNL, en la hidrología media, de igual forma se despacha un porcentaje importante de unidades Diesel, alcanzando un costo marginal promedio de 200 USD/MWh.

En un escenario de adelanto en el retiro de unidades a Carbón al año 2025, de no materializarse nuevas inversiones en centrales generadoras de aportes gestionables, se esperaría que, en condiciones hidrológicas medias, parte del suministro de energía sea provisto por Diesel, con los respectivos aumentos de costo marginal y costo de operación asociado a este tipo de generación.

En específico, en los bloques de generación noche, el suministro provisto por unidades de carbón sería reemplazado por una combinación entre generación Eólica, Diesel y GNL. Por consiguiente, un escenario de adelanto en el retiro de unidades a Carbón requeriría la materialización de inversiones en centrales generadoras de aportes gestionables, con el fin de evitar sobrecostos por despacho de generación con costo medio superior (180 USD/MWh), a los costos de desarrollo de tecnologías de generación de aportes gestionables actualmente están disponibles para inversión con costos medios de energía en el rango 50 a 90 USD/MWh como referencia. En este caso, el despacho diésel en horas de ausencia solar alcanza los 250 USD/MWh aproximadamente y por su parte, el GNL de contrato más costoso se ubica en torno a 90 USD/MWh aproximadamente.

Figura 4-2: Perfil de generación Año 2026. Hidrología Media





4.3.2 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

Para efectos de continuar analizando el día típico de operación para el año 2026, en esta sección se presentan los resultados obtenidos respecto de los requerimientos de control primario de frecuencia. Dichos resultados se presentan tanto para las condiciones de hidrología media como de hidrología seca, siendo esta última una condición más crítica para el sistema.

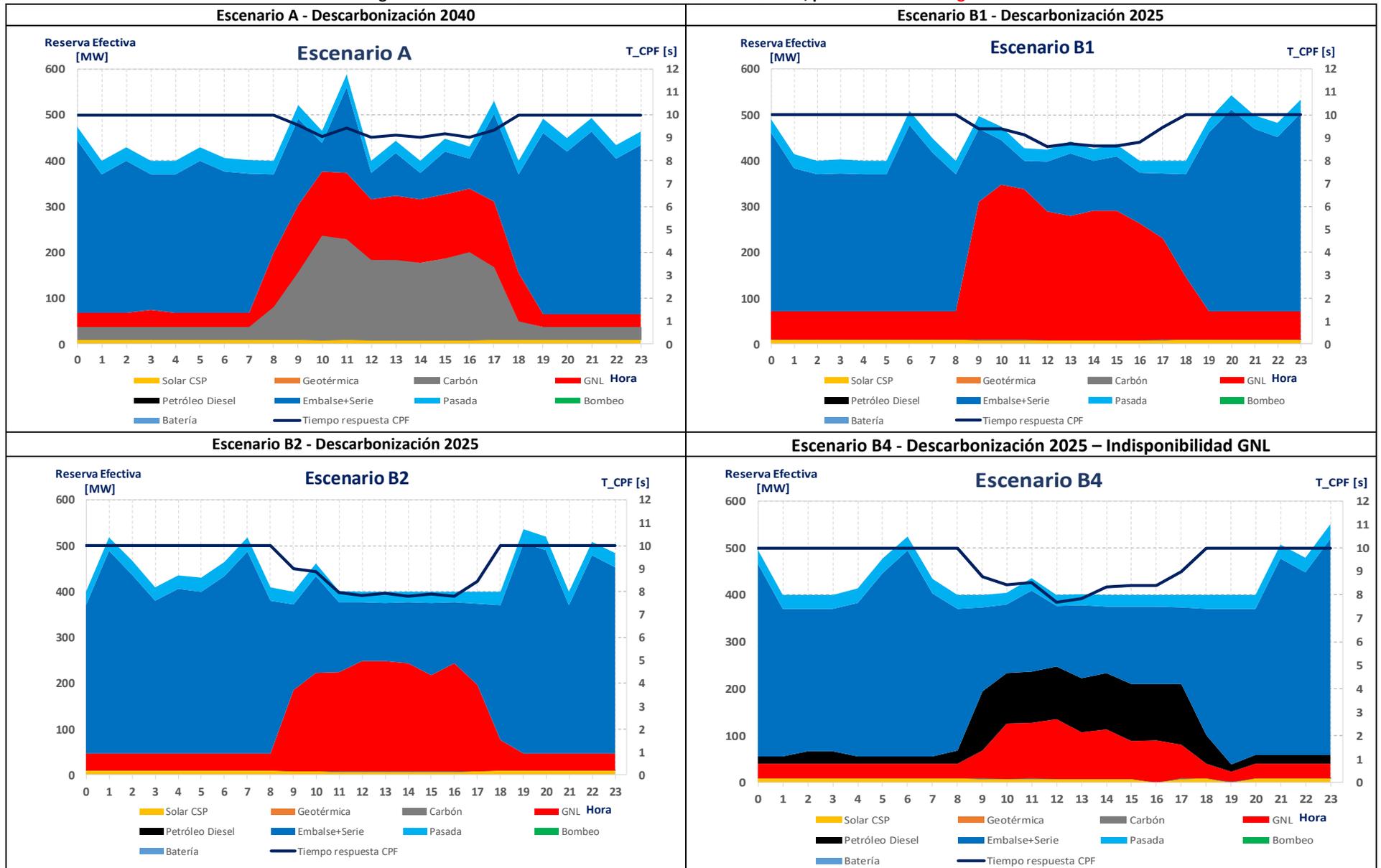
El control primario de frecuencia es la respuesta automática del sistema eléctrico a variaciones instantáneas en el nivel de demanda del sistema, con el fin de mantener el balance entre generación de energía y consumo de energía estable a través del tiempo, y así evitar que haya variaciones significativas en la velocidad de giro de unidades de generación que proveen energía en el sistema eléctrico, y mantener estable la operación del sistema eléctrico. Para lo anterior, se requiere de niveles de reserva de potencia disponibles en el sistema, tal que, ante la pérdida de bloques de generación de energía, se reponga dicha pérdida en un intervalo de tiempo muy breve, a través de la provisión de energía de unidades de generación que están en operación, y que están operando bajo sus niveles máximos de potencia disponible.

Respecto a las reservas para control primario de frecuencia, en la Figura 4-3 se ilustra la composición de la reserva primaria para los principales casos simulados.

De los resultados se puede observar que, para la condición de hidrología seca, el aporte al control primario de frecuencia entregado por las unidades a carbón en el escenario de descarbonización al año 2040, es suministrado por unidades en base a GNL en el escenario de descarbonización al año 2025.

Por otra parte, con menor disponibilidad de GNL, dicha provisión es suministrada por las mismas unidades de ciclo combinado, pero considerando su operación con Diesel.

Figura 4-3: Reservas Control Primario de Frecuencia Año 2026, perfil diario. **Hidrología Seca**



4.3.3 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA Y RAMPAS

El control secundario de frecuencia es un mecanismo de control que permite reponer las reservas de generación que son utilizadas constantemente por el control primario de frecuencia para mantener el balance generación-demanda de energía estable en el tiempo. Una vez utilizada las reservas para alcanzar este balance deseado, se requiere volver a liberar dichas reservas, ya que estas son utilizadas constantemente para permitir dicho balance. Para poder liberar dichas reservas de las unidades que proveen el control primario de frecuencia, se requiere disponer de unidades de generación adicionales que estén en operación, que tengan capacidad disponible para poder subir sus niveles de generación, con el fin de liberar el aporte de potencia que realizaron las unidades del control primario de frecuencia, con el fin de disponer nuevamente de dichas reservas para otras perturbaciones instantáneas de la demanda de energía del sistema que pudiesen ocurrir. Por lo tanto, el control secundario de frecuencia es un apoyo al control primario de frecuencia, y es necesario para mantener la estabilidad del sistema eléctrico.

Por su parte las rampas, son niveles de reserva de potencia disponible en unidades en operación, que permiten suplir bajadas o subidas pronosticadas de generación o demanda en horas específicas, como es el caso de bajadas de generación solar FV en las horas en que se genera la transición día-noche, y se genera una bajada pronosticada considerable de dicha generación. En este contexto, para mantener el balance generación-demanda estable se requiere de reservas de potencia disponibles en operación para poder subir estas pérdidas de generación pronosticada dentro de una hora de operación.

Por consiguiente, la ausencia de estos recursos llevaría a una inestabilidad en el sistema, deteriorando la seguridad de servicio, la que tendría que ser reemplazada por el uso de esquemas de desconexión de demanda eléctrica.

Respecto a las reservas para control secundario de frecuencia y requerimientos de rampa de subida, en las Figura 4-4 y Figura 4-5 se ilustran los resultados de la composición de la reserva secundaria y rampa de subida para los principales casos simulados. De los resultados se puede observar que el aporte al control secundario de frecuencia entregado por las unidades a carbón, en el escenario de descarbonización al año 2040, es sustituido por provisión de reserva de unidades en base a GNL en el escenario base de descarbonización al año 2025 (Escenario B2), y esta sustitución se diversifica para el caso de descarbonización al año 2025 con limitación a la disponibilidad de GNL.

Por su parte, el aporte a la provisión de rampas de subida para control secundario de frecuencia que es entregado por las unidades a carbón en el escenario de descarbonización al año 2040, es suministrado en parte por unidades de embalse y por unidades en base a GNL. Sin embargo, la provisión de rampas por las centrales GNL está limitada tanto por el nivel máximo de rampa de cada unidad entre el mínimo técnico y el máximo, y el nivel de reserva que estarían aportando al control secundario de frecuencia. En el caso de las centrales hidroeléctricas de embalse, se debe tener el riesgo hidrológico de la ocurrencia de años secos, situación que puede restringir el aporte de esas centrales.

De los resultados anteriores, se puede concluir que el adelanto en el retiro de unidades a carbón no agregaría limitaciones relacionadas a eventual escasez de infraestructura de generación, para proveer servicios de control secundario de frecuencia y rampas, pero como se vio en secciones anteriores, parte de esa sustitución se realiza con unidades en base a GNL, que en escenarios de menor disponibilidad de GNL son despachadas con Diesel, augmentando considerablemente el costo de operación del sistema.

Figura 4-4: Reservas Control Secundario de Frecuencia Año 2026, perfil diario. **Hidrología Seca**

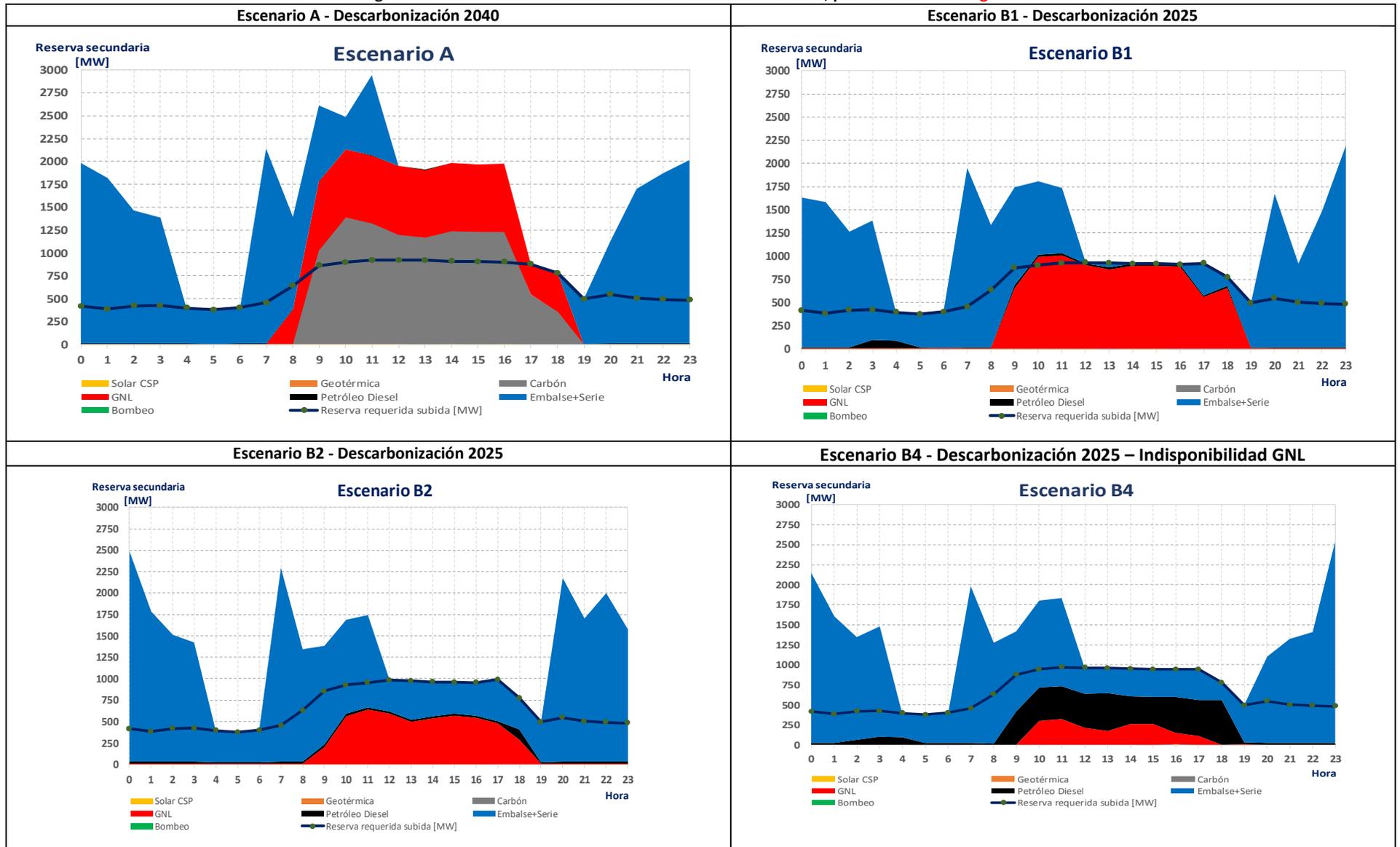
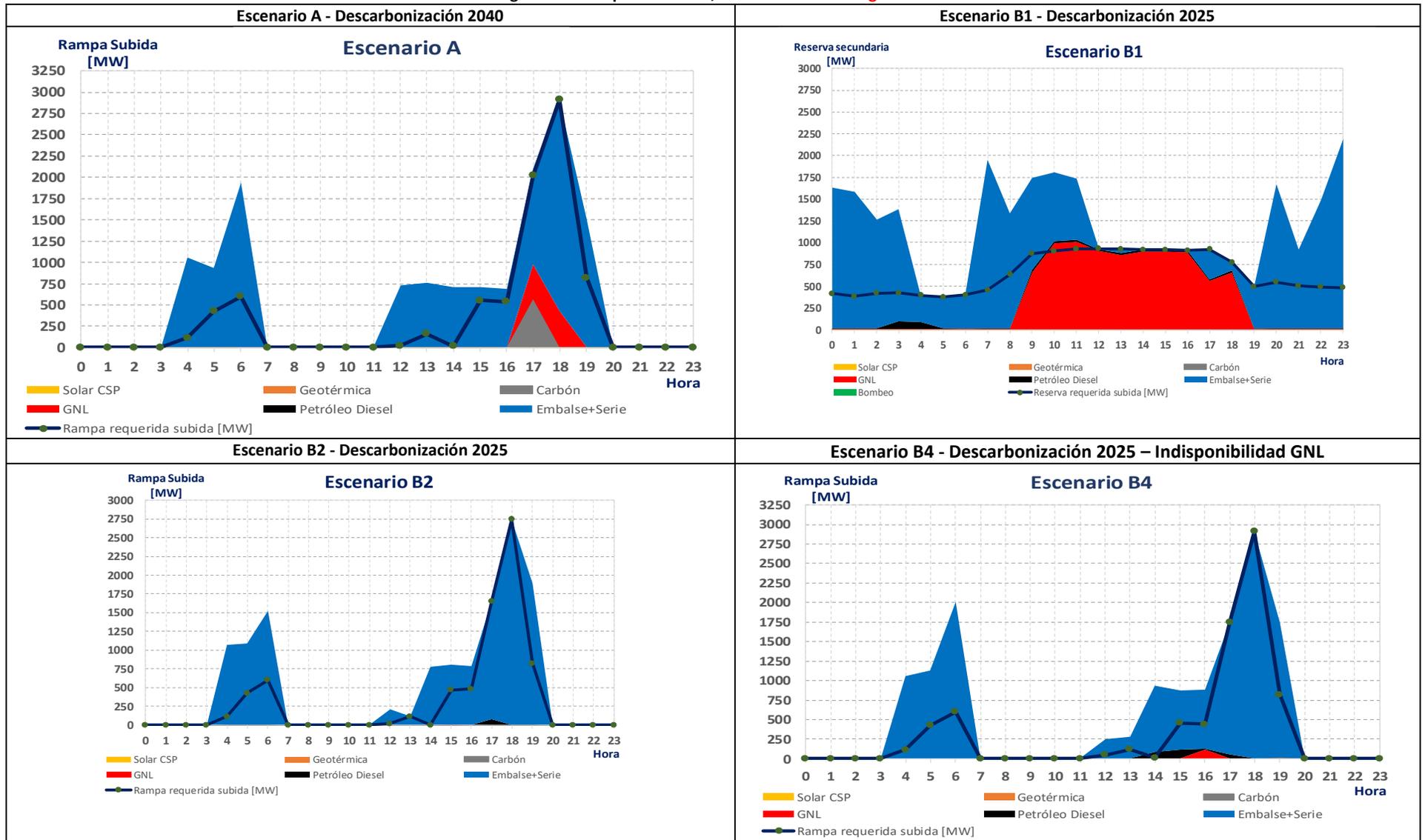


Figura 4-5: Rampas Año 2026, Perfil diario. **Hidrología Seca**



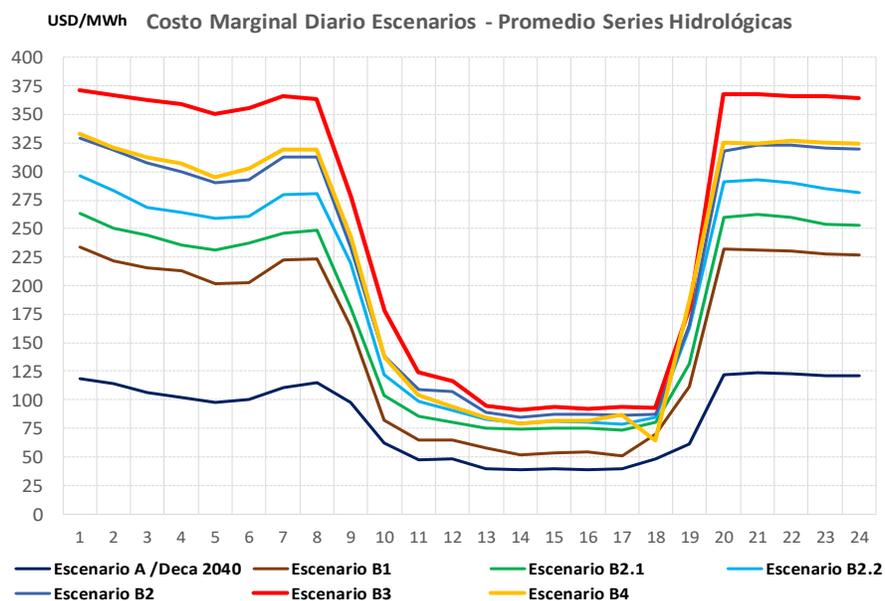
4.3.4 COSTOS MARGINALES

El costo marginal de energía del sistema refleja el costo de suministrar de la manera más eficiente una unidad adicional de demanda de energía eléctrica en el sistema. En términos prácticos, y haciendo simplificaciones sobre su cálculo, este costo reflejaría el costo de la unidad más cara en operación en el sistema y, considerando que la operación obtenida es la más económica dentro del parque generador existente en los escenarios, el aporte de potencia para suministrar una unidad adicional de consumo se realizaría con generación proveniente de dicha unidad más cara en operación. Este costo es relevante, porque da la señal de cuál es el nivel de costo para abastecer crecimientos de demanda, lo cual permite a los agentes decidir sobre comprar energía en el sistema o tomar decisiones de inversión al momento de bastecer nuevos compromisos de suministro de energía. Por lo tanto, el costo marginal del sistema es una señal económica que se reflejaría en la determinación de las tarifas a consumidor final, por tanto, sería esperable un incremento de dichas tarifas.

Los costos marginales promedio obtenidos de la optimización de la operación diaria, para todos los casos simulados se presentan en la Figura 4-6. A partir de estos resultados se obtuvieron costos marginales promedio de **84 USD/MWh y 155 USD/MWh**, para los escenarios de descarbonización al año 2040 (Escenario A) y 2025 (Escenario B1) respectivamente. El aumento de costos marginales entre estos escenarios se debe al mayor despacho de centrales Diesel y GNL de mayor costo variable, para el escenario de descarbonización en que se adelanta el retiro de unidades a carbón al año 2025.

Por su parte, al incorporar restricciones adicionales asociadas a la menor disponibilidad de GNL (Escenario B4) o Diesel (Escenario B3), se alcanzarían costos marginales promedio de **225 USD/MWh y 255 USD/MWh** respectivamente.

Figura 4-6: Comparación costos marginales operación diaria. Promedio de Casos simulados.



Las figuras siguientes muestran la estimación de los costos marginales para la Hidrología Media e Hidrología Seca. Como se puede apreciar, en ambos casos el Escenario B3 es el que presenta el mayor impacto en los costos marginales.

Figura 4-7: Comparación costos marginales operación diaria. Casos simulados para hidrología media.

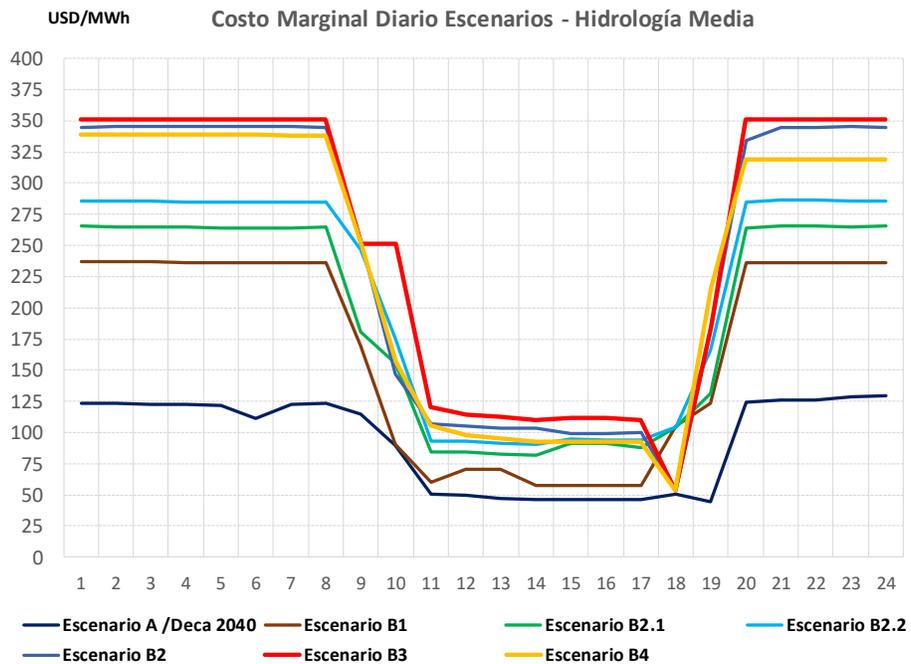
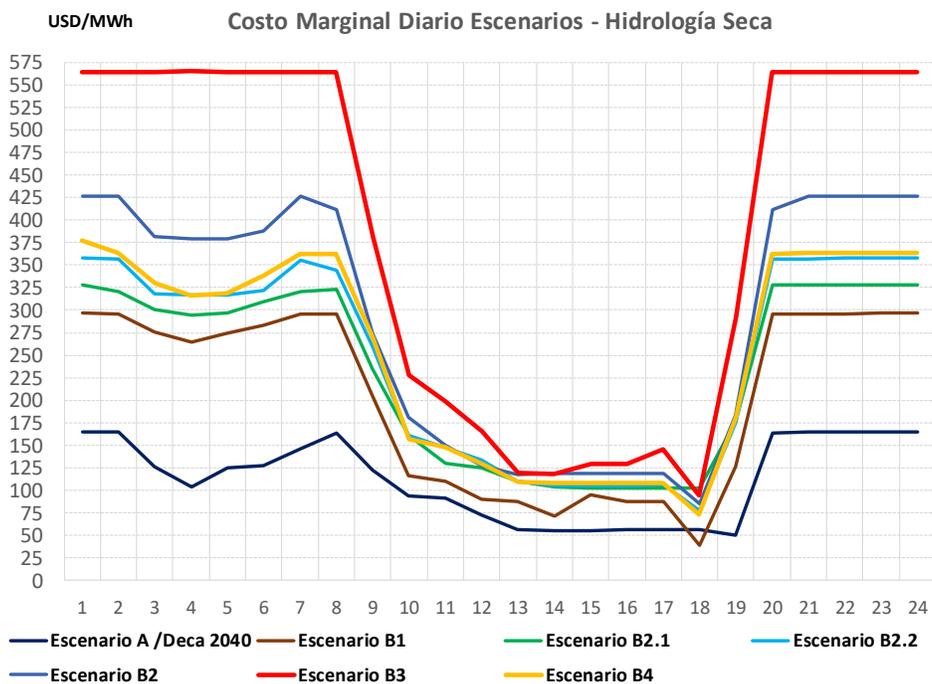


Figura 4-8: Comparación costos marginales operación diaria. Casos simulados para hidrología seca.



Para el caso de la Hidrología seca, a partir de estos resultados se obtuvieron costos marginales promedio de **110 USD/MWh y 200 USD/MWh**, para los escenarios de descarbonización al año 2040 (Escenario A) y 2025 (Escenario B1) respectivamente. En este caso, el aumento de costos marginales se debe al mayor despacho de centrales Diesel y GNL de mayor costo variable, para el escenario de descarbonización en que se adelanta el retiro de unidades a carbón al año 2025.

Los resultados mostrados por las gráficas anteriores muestran el alto costo de un retiro anticipado de unidades a carbón si no se materializan nuevos desarrollos de generación que sean capaces de proveer energía gestionable, ya que, de no materializarse inversiones en ellas, una parte importante de la generación a carbón debe ser sustituida por centrales en base a GNL y Diesel existentes, principalmente en los bloques de ausencia de generación solar FV, mientras que también habría sustitución en horarios de máxima inserción solar por la necesidad de una base mínima de inercia-reservas, y por eventuales limitaciones técnicas sobre ciclos diarios de encendido-apagado de unidades de ciclo combinado y la inflexibilidad propia del GNL que está determinada por la naturaleza de él.

4.3.5 COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación resultantes de las simulaciones de la operación semanal se presentan en la Tabla 4-1, donde se puede observar que ante un escenario de desconexión acelerada de centrales a carbón, considerando que no hay una reacción del mercado para el desarrollo del parque generador renovable que reemplace con las mismas funcionalidades las centrales carboneras que se retiran de servicio, se obtienen grandes diferencias en los costos de operación del sistema entre los casos de descarbonización referencial al año 2040 y acelerado al año 2025, ya que la operación de las centrales carboneras es sustituida por la operación de centrales GNL y Diesel de mayores costos cercanos a 250 USD/MWh para el caso de centrales con diésel, lo que en promedio permite alcanzar costos de operación entre un **93%** y **106%** superiores dependiendo de la hidrología, si se adelanta la descarbonización al año 2025 y se agregara indisponibilidad de algún ciclo combinado (comparación Escenario A con Escenario B2.1)

Más aún, si se incorporan eventuales limitaciones a la disponibilidad de GNL, el aumento de costos operacionales asociados al adelanto en el retiro de las unidades a carbón podría ser cercano a un 180%.

Tabla 4-1: Costos totales de operación del sistema

| Costo total 1 semana [Miles de USD] | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|---|--------------------------------------|-----------|------------|------------|-----------------------|----------------|--------------|--------------|--------------|------------|
| Serie | Año 2026 - Con Restricción partidas GNL | | | | | | | | | | |
| | Escenario A / Escenario B1 | | B1-A % | B2.1-A % | B2-A % | Descarbonización 2025 | | | | | |
| | Descarbonización 2040-Escenario A | Descarbonización 2025 - Escenario B1 | | | | Escenario B2.1 | Escenario B2.2 | Escenario B2 | Escenario B3 | Escenario B4 | B4-A % |
| Promedio | 39508 | 73416 | 86 | 100 | 131 | 78866 | 84478 | 91436 | 94887 | 111986 | 183 |
| Hidrología 1 | 44913 | 84308 | 88 | 104 | 137 | 91414 | 98061 | 106499 | 111299 | 128740 | 187 |
| Hidrología 2 | 41737 | 76496 | 83 | 99 | 131 | 82861 | 88656 | 96305 | 100656 | 118138 | 183 |
| Hidrología 3 | 36451 | 69571 | 91 | 102 | 135 | 73591 | 78995 | 85648 | 87554 | 104917 | 188 |
| Hidrología 4 | 43092 | 79310 | 84 | 100 | 132 | 86243 | 92175 | 99934 | 104767 | 121907 | 183 |
| Hidrología 5 | 37157 | 68391 | 84 | 95 | 129 | 72471 | 78061 | 85018 | 88421 | 107303 | 189 |
| Hidrología 6 | 41659 | 77583 | 86 | 101 | 135 | 83760 | 90076 | 98052 | 102267 | 119607 | 187 |
| Hidrología 7 | 32747 | 60994 | 86 | 96 | 126 | 64124 | 68360 | 73951 | 76358 | 94457 | 188 |
| Hidrología 8 | 52293 | 94761 | 81 | 98 | 134 | 103518 | 111842 | 122153 | 127151 | 143247 | 174 |
| Hidrología 9 | 39175 | 72662 | 85 | 100 | 129 | 78499 | 84458 | 89839 | 93287 | 110710 | 183 |
| Hidrología 10 | 24107 | 45123 | 87 | 93 | 115 | 46600 | 48913 | 51922 | 52676 | 65838 | 173 |
| Hidrología 11 | 32254 | 59776 | 85 | 95 | 123 | 62979 | 66733 | 71940 | 74070 | 92331 | 186 |
| Hidrología 12 | 49613 | 93435 | 88 | 106 | 140 | 101974 | 109330 | 118964 | 123668 | 138683 | 180 |

5 ESTUDIO DE SEGURIDAD OPERACIONAL: 2021-2022 Y 2026

5.1 ANTECEDENTES GENERALES

Dentro del estudio de seguridad operacional, se realizaron análisis de niveles de inercia, respuesta dinámica y niveles de potencia de cortocircuito al 2026, período a partir del cual no habrá centrales a carbón conectadas. Estos aspectos son importantes por lo siguiente:

- La inercia sistémica es una característica del sistema que define cuánta energía está disponible en las masas rotatorias de todas las máquinas que están directamente acopladas a la red y sirve para equilibrar instantáneamente cualquier desbalance de potencia que pudiera afectar al sistema como resultado de una desconexión de generación o carga, de ahí su importancia para mantener una operación segura del SEN.
- Por su parte, el nivel de potencia de cortocircuito es un indicador tanto de la robustez del sistema ante perturbaciones en la tensión como de la cantidad de generación que puede proveer soporte de tensión de forma rápida ante fallas en el sistema.
- La inercia sistémica y los niveles de potencia de cortocircuito están estrechamente relacionados debido a que las unidades que proporcionan inercia al sistema también aportan significativamente al nivel de cortocircuito en las zonas donde están emplazadas.

Para los análisis de inercia, respuesta dinámica y niveles de cortocircuito al año 2026 se emplearon dos escenarios, derivados de despachos económicos, exigentes pero probables desde el punto de vista de los fenómenos bajo estudio: un escenario diurno con alta penetración ERV, baja inercia sistémica y altas transferencias llegando a Polpaico desde el Norte, y un escenario de noche, con altas transferencias llegando al Norte Grande desde el sur y con mayor inercia sistémica proporcionada principalmente por unidades síncronas térmicas e hidráulica en la zona Centro-Sur del SEN. Se incluyen además análisis estáticos de flujos de potencia para verificar los efectos en la capacidad de transmisión con el retiro de servicio parcial de las centrales a carbón hacia los años 2021 y 2022, hasta su totalidad hacia el 2026.

5.2 SUPUESTOS DEL ESTUDIO DE LAS SIMULACIONES

Para los análisis de inercia, respuesta dinámica y niveles de cortocircuito al año 2026 se realizaron simulaciones de contingencias de generación y fallas en líneas de 500 kV (entre Kimal y Polpaico), 220 kV y transformadores de poder, identificando aquellas que provocan un mayor impacto en el SEN, debido al retiro de servicio de las centrales a carbón. En particular, la contingencia más relevante fue la desconexión intempestiva de la unidad U16 de la central Tocopilla, con 360 MW de generación despachada. Las variables relevantes para monitorear fueron la frecuencia y tensiones del SEN, junto a los ángulos de los rotores de las principales centrales síncronas del SEN. De igual manera, para las zonas centro y sur del SEN hacia los años 2021, 2022 y 2026, se realizaron simulaciones de contingencias de generación y cortocircuitos en líneas de 220 kV, 110 kV y transformadores de poder, monitoreando las variables de frecuencia y tensiones del SEN.

5.3 PRINCIPALES RESULTADOS

A continuación, se presentan los principales resultados de esta sección. Básicamente se muestran los análisis estáticos con verificación de la capacidad N-1, para la Zona Norte, Zona Quinta Costa y Zona Concepción. Adicionalmente, en los puntos siguientes se muestran los resultados de análisis dinámicos, niveles de inercia y nivel de cortocircuito.

5.4 ANÁLISIS ESTÁTICOS, CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

5.4.1 RESULTADOS DEL IMPACTO EN LA RESPUESTA ESTÁTICA DEL SEN

- Zona Norte del SEN

Para la Zona Norte del SEN hacia 2021, que producirá el retiro de servicio de las centrales Tocopilla U14 y U15, no se detectan inconvenientes operacionales debido fundamentalmente a la existencia de otras centrales térmicas en la zona que dan la opción de reemplazar su generación.

Para la Zona Norte del SEN hacia 2026 se produciría el retiro de servicio de las centrales Mejillones CTM1, CMT2, CTA, CTH e IEM, Nueva Tocopilla, Angamos, Cochran y Guacolda. El mayor efecto a nivel de capacidad instalada se produce en el Norte Grande y en escenarios de ausencia de generación fotovoltaica (nocturnos), donde las capacidades operacionales más relevantes de sus instalaciones de transmisión corresponderían a las siguientes:

Tabla 5.4.1-1. Capacidades operacionales del sistema de transmisión de la Zona Norte Grande 2026 (valores restrictivos en rojo).

| Línea | Capacidad térmica sin efecto sol [MVA] | | | | Capacidad térmica con efecto sol [MVA] | | | | Capacidad TT/CC [MVA] (*) | |
|--|--|------|------|------|--|------|------|------|---------------------------|---------|
| | 10°C | 15°C | 20°C | 25°C | 15°C | 20°C | 25°C | 30°C | Valor | Extremo |
| Parinas - Los Changos 2x500 kV C1 o C2 | 3257 | 3136 | 3009 | 2875 | 2898 | 2760 | 2613 | 2457 | 2598 | Ambos |
| Los Changos - Kimal 2x500 kV C1 o C2 | 3369 | 3243 | 3112 | 2974 | 3004 | 2862 | 2711 | 2549 | 3118 | Ambos |
| Los Changos - Kapatur 2x220 kV C1 o C2 | 2187 | 2105 | 2018 | 1928 | 1937 | 1843 | 1744 | 1637 | 1829 | Ambos |
| Kapatur - O'Higgins 2x220 kV C1 o C2 | 1011 | 994 | 953 | 911 | 914 | 871 | 824 | 774 | 915 | Kapatur |

(*) Incluye el 20% de sobrecarga permanente admisible.

Para el año 2026, se identifica en servicio obras relevantes para esta zona que impactan directamente en abastecimiento a clientes finales, como ocurre con las obras de transmisión en 220 kV que interconectan la S/E Nueva Pozo Almonte con las SS/EE Cóndores, Tarapacá y Pozo Almonte, además de nuevas instalaciones de transmisión dedicadas de clientes mineros conectados en el entorno de las SS/EE Lagunas y Tarapacá, destacando los nuevos retiros de Quebrada Blanca.

Desde el punto de vista del despacho de generación local para la zona en análisis, se consideraron 2 escenarios:

- El primer escenario, nocturno demanda alta, contempla el despacho local de generación térmica TG convencional (780 MW), generación eólica (500 MW), con importación de transferencias de potencia llegando a S/E Los Changos 500 kV de 1500 MW.
- El segundo escenario, nocturno demanda alta, contempla el despacho local de generación térmica TG convencional (1280 MW), sin generación eólica, con importación de transferencias de potencia llegando a S/E Los Changos 500 kV de 1500 MW.

A partir del caso base que refleja las condiciones normales de cada escenario, se evaluaron las siguientes contingencias simples:

- C1: Desconexión intempestiva de un circuito de la línea 2x500 kV Parinas - Los Changos.
- C2: Desconexión intempestiva de un circuito de la línea 2x500 kV Los Changos - Kimal.
- C3: Desconexión intempestiva de un circuito de la línea 2x220 kV Los Changos - Kapatur.
- C4: Desconexión intempestiva de un circuito de la línea 2x220 kV Kapatur - O'Higgins.
- C5: Desconexión intempestiva de un transformador 500/220 kV de S/E Kimal.
- C6: Desconexión intempestiva de un circuito de la línea 2x220 kV Kimal - María Elena.
- C7: Desconexión intempestiva de un circuito de la línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas.
- C8: Desconexión intempestiva de un circuito de la línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas.
- C9: Desconexión intempestiva de un circuito de la línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte - Lagunas.
- C10: Desconexión intempestiva de un circuito de la línea 2x220 kV Encuentro - Collahuasi.

Las siguientes tablas contienen los resultados de los flujos de potencia, mostrando en verde los valores admisibles, en naranja los valores admisibles en un rango entre el 90% y 100% y en rojo los valores inadmisibles.

Tabla 5.4.1-2. Resultados de Flujos de Potencia. Escenario 1: año 2026 y E/S U16 + CTM3 + Eólicos.

| Instalación de Transmisión | Nivel de Carga [%] (referido a 15°C sin sol) | | | | | |
|--|---|------|------|------|------|------|
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 |
| Parinas - Los Changos 2x500 kV C1 o C2 | 35 | 69 | 35 | 35 | 35 | 35 |
| Los Changos - Kimal 2x500 kV C1 o C2 | 16 | 17 | 30 | 17 | 17 | 14 |
| Los Changos - Kapatur 2x220 kV C1 o C2 | 44 | 44 | 51 | 88 | 40 | 53 |
| Kapatur - O'Higgins 2x220 kV C1 o C2 | 53 | 53 | 61 | 52 | 80 | 63 |
| Transformador 500/220 kV N°1 o N°2 Kimal | 62 | 62 | 57 | 62 | 65 | 107 |
| Barra del Sistema de Transmisión | Nivel de Tensión [p.u.] | | | | | |
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 |
| Los Changos 500 kV | 1,01 | 0,95 | 0,99 | 1,01 | 1,01 | 1,01 |
| Kimal 220 kV | 1,02 | 0,97 | 0,99 | 1,02 | 1,02 | 1,00 |
| Lagunas 220 kV | 1,03 | 0,96 | 0,99 | 1,03 | 1,03 | 1,01 |
| Cóndores 110 kV | 1,00 | 0,93 | 0,96 | 1,00 | 1,00 | 0,98 |
| Parinacota 66 kV | 1,04 | 0,96 | 1,00 | 1,04 | 1,04 | 1,02 |
| Collahuasi 220 kV | 1,00 | 0,93 | 0,96 | 1,00 | 0,99 | 0,98 |
| Escondida 220 kV | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 |

| Instalación de Transmisión | Nivel de Carga [%] (referido a 15°C sin sol) | | | | | |
|---|---|------|------|------|------|------|
| | Caso Base | C6 | C7 | C8 | C9 | C10 |
| Crucero - María Elena 2x220 kV C1 o C2 | 32 | 58 | 31 | 32 | 32 | 37 |
| Encuentro - Lagunas 2x 220 kV C1 o C2 | 32 | 32 | 41 | 32 | 32 | 38 |
| Tarapacá - Lagunas 2x220 kV C1 o C2 | 21 | 21 | 22 | 39 | 24 | 22 |
| Lagunas- Nva. Pozo Almonte 2x220 kV C1 o C2 | 19 | 19 | 20 | 21 | 31 | 20 |
| Encuentro - Collahuasi 2x220 kV C1 o C2 | 47 | 48 | 51 | 47 | 47 | 65 |
| Barra del Sistema de Transmisión | Nivel de Tensión [p.u.] | | | | | |
| | Caso Base | C6 | C7 | C8 | C9 | C10 |
| Los Changos 500 kV | 1,01 | 1,01 | 1,01 | 1,01 | 1,01 | 1,00 |
| Kimal 220 kV | 1,02 | 1,02 | 1,01 | 1,02 | 1,02 | 1,00 |
| Lagunas 220 kV | 1,03 | 1,03 | 1,00 | 1,03 | 1,02 | 0,97 |
| Cóndores 110 kV | 1,00 | 1,00 | 0,97 | 1,00 | 0,99 | 0,94 |
| Parinacota 66 kV | 1,04 | 1,04 | 1,01 | 1,04 | 1,03 | 0,97 |
| Collahuasi 220 kV | 1,00 | 1,00 | 0,97 | 0,99 | 0,99 | 0,93 |
| Escondida 220 kV | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 |

Tabla 5.4.1-3. Resultados de Flujos de Potencia. Escenario 2: año 2026 y E/S U16 + CTM3 + Atacama.

| Instalación de Transmisión | Nivel de Carga [%] (referido a 15°C sin sol) | | | | | |
|--|---|------|------|------|------|------|
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 |
| Parinas - Los Changos 2x500 kV C1 o C2 | 35 | 69 | 35 | 35 | 35 | 35 |
| Los Changos - Kimal 2x500 kV C1 o C2 | 17 | 18 | 31 | 17 | 18 | 15 |
| Los Changos - Kapatur 2x220 kV C1 o C2 | 42 | 41 | 49 | 82 | 38 | 50 |
| Kapatur - O'Higgins 2x220 kV C1 o C2 | 46 | 46 | 54 | 45 | 67 | 56 |
| Transformador 500/220 kV N°1 o N°2 Kimal | 65 | 65 | 59 | 66 | 68 | 112 |
| Barra del Sistema de Transmisión | Nivel de Tensión [p.u.] | | | | | |
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 |
| Los Changos 500 kV | 1,01 | 0,95 | 0,99 | 1,01 | 1,01 | 1,00 |
| Kimal 220 kV | 1,02 | 0,98 | 0,99 | 1,02 | 1,01 | 1,00 |
| Lagunas 220 kV | 1,03 | 0,97 | 0,99 | 1,03 | 1,02 | 1,01 |
| Cóndores 110 kV | 1,00 | 0,94 | 0,96 | 1,00 | 1,00 | 0,98 |
| Parinacota 66 kV | 1,04 | 0,98 | 1,00 | 1,04 | 1,04 | 1,02 |
| Collahuasi 220 kV | 0,99 | 0,94 | 0,96 | 0,99 | 0,99 | 0,97 |
| Escondida 220 kV | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 |

| Instalación de Transmisión | Nivel de Carga [%] (referido a 15°C sin sol) | | | | | |
|---|---|------|------|------|------|------|
| | Caso Base | C6 | C7 | C8 | C9 | C10 |
| Crucero - María Elena 2x220 kV C1 o C2 | 31 | 56 | 30 | 31 | 31 | 37 |
| Encuentro - Lagunas 2x 220 kV C1 o C2 | 32 | 32 | 40 | 32 | 32 | 38 |
| Tarapacá - Lagunas 2x220 kV C1 o C2 | 21 | 21 | 22 | 39 | 24 | 22 |
| Lagunas- Nva. Pozo Almonte 2x220 kV C1 o C2 | 19 | 19 | 20 | 21 | 31 | 20 |
| Encuentro - Collahuasi 2x220 kV C1 o C2 | 47 | 48 | 52 | 48 | 48 | 65 |
| Barra del Sistema de Transmisión | Nivel de Tensión [p.u.] | | | | | |
| | Caso Base | C6 | C7 | C8 | C9 | C10 |
| Los Changos 500 kV | 1,01 | 1,01 | 1,00 | 1,01 | 1,01 | 1,00 |
| Kimal 220 kV | 1,02 | 1,02 | 1,01 | 1,01 | 1,01 | 1,00 |
| Lagunas 220 kV | 1,03 | 1,03 | 1,00 | 1,02 | 1,02 | 0,97 |
| Cóndores 110 kV | 1,00 | 1,00 | 0,97 | 0,99 | 0,99 | 0,94 |
| Parinacota 66 kV | 1,04 | 1,04 | 1,01 | 1,03 | 1,02 | 0,97 |
| Collahuasi 220 kV | 0,99 | 0,99 | 0,97 | 0,99 | 0,99 | 0,93 |
| Escondida 220 kV | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 |

Los resultados de los análisis estáticos mostrados en las tablas 5.4.1-2 y 5.4.1-3 indican que, ante contingencias simples, si bien no se presentan problemas en la regulación de tensión de la Zona Norte Grande (valores **en verde**), habría inconvenientes en ambos escenarios para el cumplimiento del criterio de seguridad N-1 al superarse la capacidad de transmisión de los transformadores 500/220 kV de S/E Kimal (valores **en rojo**), con mayor impacto en fallas ocurridas en uno de ellos. No obstante, podrán operar con criterio N-1 mientras no exista riesgo de operación de protecciones (margen de seguridad hasta 120% de carga), siendo mitigado su efecto con generación local forzada (gas/diésel).

• **Zona V Región Costa del SEN**

Actualmente la Zona Quinta Región Costa se abastece de energía eléctrica a través del sistema de transmisión compuesto por las líneas 1x110 kV Quillota - San Pedro, 2x110 kV Las Vegas - San Pedro, por el transformador 220/110 kV de S/E Ventanas, el transformador 220/110 kV de S/E Agua Santa, además de la generación local de las centrales Ventanas 1, Ventanas 2, Cogeneradora TV Aconcagua, Colmito, Los Vientos, Laguna Verde, algunas centrales de menor tamaño.

Hacia el año 2021 las capacidades operacionales más relevantes de las instalaciones de transmisión pertenecientes a la Zona Quinta Región Costa corresponderían a las siguientes:

Tabla 5.4.1-4. Capacidades operacionales del sistema de transmisión Zona V Región Costa 2021 (valores restrictivos en rojo).

| Línea | Capacidad térmica sin efecto sol [MVA] | | | | Capacidad térmica con efecto sol [MVA] | | | | Capacidad TT/CC [MVA] (*) | |
|--|--|------|------|------|--|------|------|------|---------------------------|------------|
| | 10°C | 15°C | 20°C | 25°C | 15°C | 20°C | 25°C | 30°C | Valor | Extremo |
| Quillota - San Pedro 1x110 kV | 637 | 614 | 589 | 563 | 563 | 536 | 507 | 476 | 274 | Quillota |
| Agua Santa - Miraflores 2x110 kV C1 o C2 | 227 | 213 | 197 | 181 | 181 | 163 | 142 | 117 | 274 | Agua Santa |

(*) Incluye el 20% de sobrecarga permanente admisible.

Para el año 2021, con el retiro de servicio de las centrales Ventanas 1 y Ventanas 2, se identifican obras relevantes para esta zona que impactan directamente en el abastecimiento a clientes finales, como ocurre con las obras de ampliación en S/E Agua Santa consistentes en la instalación de un segundo transformador de poder 220/110 KV, con barras seccionadas en ambos niveles de tensión, así como también la puesta en servicio de la nueva S/E La Pólvara, alimentada en 220 kV desde S/E Agua Santa, transformador de poder 220/110 kV y seccionamiento de la línea 2x110 kV Agua Santa - Laguna Verde.

Desde el punto de vista del despacho de generación local para la zona en análisis, se consideraron 2 escenarios:

- El primer escenario, diurno demanda alta, contempla la ausencia de generación local.
- El segundo escenario, diurno demanda alta, contempla solo el despacho de la central Cogeneradora TG Aconcagua (75 MW).

A partir del caso base que refleja las condiciones normales de cada escenario, se evaluaron las siguientes contingencias simples:

C1: Desconexión intempestiva de un circuito de la línea 2x110 kV Agua Santa - Miraflores.

C2: Desconexión intempestiva de la línea 1x110 kV Quillota - San Pedro.

C3: Desconexión intempestiva del transformador 220/110 kV de S/E Ventanas.

Las siguientes tablas contienen los resultados de los flujos de potencia, mostrando **en verde** los valores admisibles, en **naranja** los valores admisibles en un rango entre el 90% y 100% y **en rojo** los valores inadmisibles.

Tabla 5.4.1-5. Resultados de Flujos de Potencia. Escenario 1: año 2021 y TG Aconcagua con 0 MW.

| Instalación de Transmisión | Nivel de Carga [%] (referido a 25°C con sol) | | | |
|---------------------------------------|---|------|------|------|
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 |
| Agua Santa - Miraflores 2x110 kV C1 | 60 | 118 | 91 | 87 |
| Agua Santa - Miraflores 2x110 kV C2 | 60 | 0 | 91 | 87 |
| Quillota - San Pedro 1x110 kV | 72 | 73 | 0 | 104 |
| Transformador 220/110 kV Ventanas | 62 | 62 | 85 | 0 |
| Transformador 220/110 kV N°5 Quillota | 68 | 68 | 10 | 93 |
| Barra del Sistema de Transmisión | Nivel de Tensión [p.u.] | | | |
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 |
| Agua Santa 110 kV | 1,04 | 1,04 | 1,03 | 1,03 |
| Ventanas 110 kV | 1,02 | 1,02 | 1,00 | 1,00 |
| Quillota 110 kV | 1,01 | 1,01 | 1,03 | 1,00 |
| San Pedro 110 kV | 1,01 | 1,01 | 0,97 | 1,00 |
| Laguna Verde 66 kV | 1,04 | 1,04 | 1,03 | 1,03 |

Tabla 5.4.1-6. Resultados de Flujos de Potencia. Escenario 2: año 2021 y TG Aconcagua con 75 MW.

| Instalación de Transmisión | Nivel de Carga [%] (referido a 25°C con sol) | | | |
|---------------------------------------|---|------|------|------|
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 |
| Agua Santa - Miraflores 2x110 kV C1 | 51 | 100 | 79 | 74 |
| Agua Santa - Miraflores 2x110 kV C2 | 51 | 0 | 79 | 74 |
| Quillota - San Pedro 1x110 kV | 67 | 67 | 0 | 95 |
| Transformador 220/110 kV Ventanas | 55 | 55 | 76 | 0 |
| Transformador 220/110 kV N°5 Quillota | 63 | 64 | 10 | 85 |
| Barra del Sistema de Transmisión | Nivel de Tensión [p.u.] | | | |
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 |
| Agua Santa 110 kV | 1,04 | 1,04 | 1,03 | 1,03 |
| Ventanas 110 kV | 1,02 | 1,02 | 1,00 | 1,00 |
| Quillota 110 kV | 1,01 | 1,01 | 1,03 | 1,01 |
| San Pedro 110 kV | 1,01 | 1,01 | 0,97 | 1,00 |
| Laguna Verde 66 kV | 1,04 | 1,04 | 1,04 | 1,04 |

Los resultados de los análisis estáticos mostrados en las tablas 5.4.1-5 y 5.4.1-6 indican que, ante contingencias simples, si bien no se presentan problemas en la regulación de tensión de la Zona V Región Costa (valores **en verde**), sí se presentan problemas en el escenario 1 para el cumplimiento del criterio de seguridad N-1 al superarse la capacidad de transmisión de la línea 2x110 kV Agua Santa - Miraflores (valores **en rojo**), con mayor impacto en fallas ocurridas en uno de sus circuitos.

Para cumplir con el estándar de seguridad, se estima que, en la operación normal, como se muestra en el escenario 2, sería necesario disponer del despacho de generación local (para este caso, del orden de 75 MW de inyección de generación de la central TG Aconcagua) para mantener el criterio de seguridad N-1.

Hacia el año 2026 las capacidades operacionales más relevantes de las instalaciones de transmisión pertenecientes a la Zona Quinta Región Costa corresponderían a las siguientes:

Tabla 5.4.1-7. Capacidades operacionales del sistema de transmisión Zona V Región Costa 2026 (valores restrictivos en rojo).

| Línea | Capacidad térmica sin efecto sol [MVA] | | | | Capacidad térmica con efecto sol [MVA] | | | | Capacidad TT/CC [MVA] (*) | |
|--|--|------|------|------|--|------|------|------|---------------------------|------------|
| | 10°C | 15°C | 20°C | 25°C | 15°C | 20°C | 25°C | 30°C | Valor | Extremo |
| Quillota - San Pedro 2x110 kV C1 o C2 | 319 | 307 | 295 | 281 | 281 | 268 | 253 | 238 | 274 | Quillota |
| Agua Santa - Miraflores 2x110 kV C1 o C2 | 227 | 213 | 197 | 181 | 181 | 163 | 142 | 117 | 274 | Agua Santa |

(*) Incluye el 20% de sobrecarga permanente admisible.

Para el año 2026, con el retiro de servicio de las centrales Campiche y Nueva Ventanas, se identifican obras relevantes para esta zona que impactan directamente en el abastecimiento a clientes finales, como ocurre con la obra de ampliación en las SS/EE Quillota y San Pedro consistente en independizar los paños de los conductores de la línea 2x110 kV Quillota - San Pedro en ambos extremos, así como también la puesta en servicio de la S/E Nueva Casablanca, alimentada en 220 kV desde S/E La Pólvora, transformador de poder 220/66 kV y su conexión en S/E Casablanca.

Desde el punto de vista del despacho de generación local para la zona en análisis, se consideraron 4 escenarios:

- El primer escenario, diurno demanda alta, contempla la ausencia de generación local.
- El segundo escenario, diurno demanda alta, contempla el despacho de las centrales: Cogeneradora TG Aconcagua (75 MW), Colmito (55 MW), Los Vientos (120 MW) y la apertura de la línea 1x110 kV Santiago Solar - Cerro Navia en el extremo Santiago Solar.
- El tercer escenario, diurno demanda alta, contempla la apertura de ambos circuitos de la línea 2x110 kV Torquemada - Miraflores en el extremo Miraflores y la apertura cruzada de ambos circuitos de la línea 2x110 kV Miraflores - San Pedro, con ausencia de generación local.
- El cuarto escenario, diurno demanda alta, contempla la apertura de ambos circuitos de la línea 2x110 kV Torquemada - Miraflores en el extremo Miraflores y la apertura cruzada de ambos circuitos de la línea 2x110 kV Miraflores - San Pedro, además del despacho de las centrales: Cogeneradora TG Aconcagua (75 MW), Colmito (55 MW), Los Vientos (120 MW) y la apertura de la línea 1x110 kV Santiago Solar - Cerro Navia en el extremo Santiago Solar.

A partir del caso base que refleja las condiciones normales de cada escenario, se evaluaron las siguientes contingencias simples:

- C1: Desconexión intempestiva de un circuito de la línea 2x110 kV Agua Santa - Miraflores.
- C2: Desconexión intempestiva del transformador 220/110 kV N°3, 150 MVA, de S/E Quillota.
- C3: Desconexión intempestiva del transformador 220/110 kV de S/E Ventanas.

Las siguientes tablas contienen los resultados de los flujos de potencia, mostrando **en verde** los valores admisibles, en **naranja** los valores admisibles en un rango entre el 90% y 100% y **en rojo** los valores inadmisibles.

Tabla 5.4.1-8. Resultados de Flujos de Potencia. Escenario 1: año 2026 y TG Aconcagua con 0 MW.

| Instalación de Transmisión | Nivel de Carga [%] (referido a 25°C con sol) | | | |
|---------------------------------------|---|------|------|------|
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 |
| Agua Santa - Miraflores 2x110 kV C1 | 81 | 160 | 90 | 99 |
| Agua Santa - Miraflores 2x110 kV C2 | 81 | 0 | 90 | 99 |
| Quillota - San Pedro 2x110 kV C1 o C2 | 43 | 44 | 33 | 53 |
| Transformador 220/110 kV Ventanas | 39 | 40 | 46 | 0 |
| Transformador 220/110 kV N°5 Quillota | 79 | 79 | 102 | 95 |
| Barra del Sistema de Transmisión | Nivel de Tensión [p.u.] | | | |
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 |
| Agua Santa 110 kV | 1,04 | 1,04 | 1,04 | 1,03 |
| Ventanas 110 kV | 1,01 | 1,01 | 1,01 | 1,00 |
| Quillota 110 kV | 1,01 | 1,01 | 1,00 | 1,00 |
| San Pedro 110 kV | 1,01 | 1,01 | 1,00 | 1,00 |
| Laguna Verde 66 kV | 1,04 | 1,04 | 1,04 | 1,04 |

Tabla 5.4.1-9. Resultados de Flujos de Potencia. Escenario 2: año 2026 y TG Aconcagua con 75 MW, Colmito con 55 MW y Los Vientos con 120 MW, con apertura en Santiago Solar hacia Cerro Navia.

| Instalación de Transmisión | Nivel de Carga [%] (referido a 25°C con sol) | | | |
|---------------------------------------|---|------|------|------|
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 |
| Agua Santa - Miraflores 2x110 kV C1 | 57 | 113 | 63 | 65 |
| Agua Santa - Miraflores 2x110 kV C2 | 57 | 0 | 63 | 65 |
| Quillota - San Pedro 2x110 kV C1 o C2 | 27 | 27 | 20 | 31 |
| Transformador 220/110 kV Ventanas | 18 | 19 | 23 | 0 |
| Transformador 220/110 kV N°5 Quillota | 52 | 53 | 68 | 60 |
| Barra del Sistema de Transmisión | Nivel de Tensión [p.u.] | | | |
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 |
| Agua Santa 110 kV | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,04 |
| Ventanas 110 kV | 1,02 | 1,02 | 1,02 | 1,01 |
| Quillota 110 kV | 1,02 | 1,02 | 1,01 | 1,02 |
| San Pedro 110 kV | 1,02 | 1,02 | 1,01 | 1,02 |
| Laguna Verde 66 kV | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 |

Tabla 5.4.1-10. Resultados de Flujos de Potencia. Escenario 3: año 2026 y maniobras operacionales (apertura en S/E Miraflores hacia Torquemada 2x110 kV y LT 2x110 kV Miraflores - San Pedro abierta cruzada). TG Aconcagua con 0 MW.

| Instalación de Transmisión | Nivel de Carga [%] (referido a 25°C con sol) | | | |
|---------------------------------------|---|------|------|------|
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 |
| Agua Santa - Miraflores 2x110 kV C1 | 49 | 98 | 49 | 49 |
| Agua Santa - Miraflores 2x110 kV C2 | 49 | 0 | 49 | 49 |
| Quillota - San Pedro 2x110 kV C1 o C2 | 51 | 51 | 42 | 77 |
| Transformador 220/110 kV Ventanas | 54 | 54 | 65 | 0 |
| Transformador 220/110 kV N°5 Quillota | 91 | 91 | 125 | 133 |
| Barra del Sistema de Transmisión | Nivel de Tensión [p.u.] | | | |
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 |
| Agua Santa 110 kV | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,04 |
| Ventanas 110 kV | 1,00 | 1,00 | 0,99 | 0,93 |
| Quillota 110 kV | 1,00 | 1,00 | 0,98 | 0,97 |
| San Pedro 110 kV | 1,00 | 1,00 | 0,98 | 0,97 |
| Laguna Verde 66 kV | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 |

Tabla 5.4.1-11. Resultados de Flujos de Potencia. Escenario 4: año 2026 y maniobras operacionales (apertura en S/E Miraflores hacia Torquemada 2x110 kV y LT 2x110 kV Miraflores - San Pedro abierta cruzada). TG Aconcagua con 75 MW, Los Vientos con 60 MW, con apertura en Santiago Solar hacia Cerro Navia.

| Instalación de Transmisión | Nivel de Carga [%] (referido a 25°C con sol) | | | |
|---------------------------------------|---|------|------|------|
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 |
| Agua Santa - Miraflores 2x110 kV C1 | 49 | 98 | 49 | 49 |
| Agua Santa - Miraflores 2x110 kV C2 | 49 | 0 | 49 | 49 |
| Quillota - San Pedro 2x110 kV C1 o C2 | 38 | 38 | 31 | 55 |
| Transformador 220/110 kV Ventanas | 33 | 33 | 43 | 0 |
| Transformador 220/110 kV N°5 Quillota | 71 | 71 | 98 | 97 |
| Barra del Sistema de Transmisión | Nivel de Tensión [p.u.] | | | |
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 |
| Agua Santa 110 kV | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 |
| Ventanas 110 kV | 1,01 | 1,01 | 1,00 | 0,97 |
| Quillota 110 kV | 1,01 | 1,01 | 1,00 | 1,00 |
| San Pedro 110 kV | 1,01 | 1,01 | 1,00 | 0,99 |
| Laguna Verde 66 kV | 1,05 | 1,05 | 1,05 | 1,05 |

Los resultados de los análisis estáticos mostrados en las tablas 5.4.1-8, 5.4.1-9, 5.4.1-10 y 5.4.1-11 indican que, ante contingencias simples, si bien no se presentan problemas en la regulación de tensión de la Zona V Región Costa (valores **en verde**), sí se presentan problemas en los escenarios 1, 2 y 3 para el cumplimiento del criterio de seguridad N-1 al superarse la capacidad de transmisión de la línea 2x110 kV Agua Santa - Miraflores y del transformador 220/110 kV N°5, 150 MVA, de S/E Quillota (valores **en rojo**), con mayor impacto en fallas ocurridas en uno de sus circuitos (escenarios 1 y 2) y en el transformador 220/110 kV de S/E Ventanas (escenario 3).

Para cumplir con el estándar de seguridad, se estima que, en la operación normal, como se muestra en el escenario 4, sería necesario separar la zona en 2 subzonas. Una subzona que quede abastecida desde las SS/EE Agua Santa y La Pólvora, que operaría con criterio N-1 y sin requerir de generación local, y de otra subzona que quede abastecida desde las SS/EE Ventanas y Quillota, pero requiriendo de generación local para mantener el criterio de seguridad N-1 (para este caso, del orden de 75 MW de inyección de generación de la central TG Aconcagua y de 60 MW de la central Los Vientos).

• **Zona de Concepción**

La Zona de Concepción se abastece desde S/E Charrúa por medio de las líneas 1x220 kV Charrúa - Concepción, 1x220 kV Charrúa - Hualpén, 1x220 kV Charrúa - Lagunillas y 1x154 kV Charrúa - Concepción, y cuenta con la generación local de las centrales: Cogeneradora Bío Bío, Escuadrón, Cogeneradora Arauco, Eólica Lebu, Bocamina 1, Bocamina 2, Coronel, Horcones y Newen, además de algunos generadores de menor tamaño.

Las capacidades operacionales más relevantes de las instalaciones de transmisión pertenecientes a la Zona de Concepción corresponden a las siguientes:

Tabla 5.4.1-12. Capacidades operacionales del sistema de transmisión Zona Concepción 2022 (valores restrictivos en rojo).

| Línea | Capacidad térmica sin efecto sol [MVA] | | | | Capacidad térmica con efecto sol [MVA] | | | | Capacidad TT/CC [MVA] (*) | |
|---|--|------|------|------|--|------|------|------|---------------------------|-------------|
| | 10°C | 15°C | 20°C | 25°C | 15°C | 20°C | 25°C | 30°C | Valor | Extremo |
| Charrúa - Concepción 1x220 kV | 340 | 324 | 308 | 291 | 297 | 279 | 260 | 240 | 274 | Charrúa |
| Charrúa - Hualpén 1x220 kV | 344 | 322 | 306 | 279 | 278 | 259 | 227 | 191 | 549 | Charrúa |
| Charrúa - Lagunillas 1x220 kV | 447 | 431 | 415 | 398 | 403 | 385 | 367 | 348 | 549 | Charrúa |
| Charrúa - Concepción 1x154 kV | 201 | 194 | 186 | 179 | 184 | 176 | 168 | 159 | 192 | Ambos |
| Hualpén - Lagunillas 1x220 kV | 432 | 417 | 402 | 385 | 390 | 373 | 356 | 337 | 915 | Ambos |
| Hualpén - Lagunillas 1x154 kV | 260 | 251 | 242 | 232 | 235 | 225 | 215 | 204 | 256 | Hualpén |
| Concepción - San Vicente 2x154 kV C1 o C2 | 178 | 172 | 166 | 159 | 163 | 157 | 149 | 142 | 160 | San Vicente |
| San Vicente - Hualpén 2x154 kV | 260 | 251 | 242 | 232 | 235 | 225 | 215 | 204 | 160 | San Vicente |

(*) Incluye el 20% de sobrecarga permanente admisible.

Para la Zona de Concepción del SEN hacia 2021, que contempla el retiro de servicio de la central Bocamina 1, no se detectan inconvenientes operacionales debido fundamentalmente a la existencia de otras centrales térmicas en la zona que dan la opción de reemplazar su generación.

Para la Zona de Concepción del SEN hacia 2022 se contempla el retiro de servicio de la central Bocamina 2, y a nivel de obras relevantes para esta zona que impactan directamente en el abastecimiento a clientes finales se identifica el proyecto de cogeneración MAPA, el cual tiene fecha de conexión durante el 2021, y operaría en régimen normal como cogeneración con excedentes hacia el sistema, cuyos montos dependerán de su proceso productivo, alcanzando un máximo de 160 MW. No obstante, en situaciones de retorno de mantenimientos programados o en caso de fallas de sus unidades generadoras, podría retirar consumos desde el SEN con una toma de carga paulatina y en aumento que podría alcanzar un máximo de 90 MW sin generación interna.

Desde el punto de vista del despacho de generación local para la zona en análisis, se consideraron 2 escenarios:

- El primer escenario, diurno demanda alta, contempla generación local de las centrales Cogeneradora Bío Bío (60 MW generados, 7 MW de excedentes), Escuadrón (10 MW generados, sin excedentes), Arauco (5 MW generados, sin excedentes) y Parque Eólico Lebu (3 MW), estando el proyecto MAPA sin inyecciones ni retiros hacia el SEN (generación = consumo).
- El segundo escenario, diurno demanda alta, contempla generación local de las centrales Cogeneradora Bío Bío (60 MW generados, 7 MW de excedentes), Escuadrón (10 MW generados, sin excedentes), Arauco (5 MW generados, sin excedentes) y Parque Eólico Lebu (3 MW), estando el proyecto MAPA consumiendo su máximo retiro (90 MW).

A partir del caso base que refleja las condiciones normales de cada escenario, se evaluaron las siguientes contingencias simples:

- C1: Desconexión intempestiva de la línea 1x220 kV Charrúa - Concepción.
 C2: Desconexión intempestiva de la línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén.
 C3: Desconexión intempestiva de la línea 1x220 kV Charrúa - Lagunillas.
 C4: Desconexión intempestiva de la barra de 154 kV de S/E Hualpén.
 C5: Desconexión intempestiva del transformador 220/154 kV de S/E Lagunillas.
 C6: Desconexión intempestiva de central Cogeneradora Bío Bío con 60 MW.

Las siguientes tablas contienen los resultados de los flujos de potencia, mostrando **en verde** los valores admisibles, en **naranja** los valores admisibles en un rango entre el 90% y 100% y **en rojo** los valores inadmisibles.

Tabla 5.4.1-13. Resultados de Flujos de Potencia. Escenario 1: año 2022 y MAPA con 0 MW.

| Instalación de Transmisión | Nivel de Carga [%] (referido a 30°C con sol) | | | | | | |
|---|--|------|------|------|------|------|------|
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 | C6 |
| Charrúa - Concepción 1x220 kV | 60 | 0 | 80 | 78 | 98 | 74 | 67 |
| Charrúa - Hualpén 1x220 kV | 79 | 111 | 0 | 125 | 42 | 77 | 90 |
| Charrúa - Lagunillas 1x220 kV | 41 | 56 | 66 | 0 | 28 | 29 | 46 |
| Charrúa - Concepción 1x154 kV | 40 | 68 | 57 | 55 | 73 | 52 | 46 |
| Hualpén - Lagunillas 1x220 kV | 8 | 6 | 22 | 36 | 24 | 30 | 7 |
| Hualpén - Lagunillas 1x154 kV | 24 | 32 | 24 | 23 | 4 | 65 | 27 |
| San Vicente - Hualpén 2x154 kV C1 | 44 | 69 | 28 | 31 | 0 | 37 | 38 |
| San Vicente - Hualpén 2x154 kV C2 | 31 | 57 | 16 | 18 | 0 | 24 | 25 |
| Concepción - San Vicente 2x154 kV C1 o C2 | 22 | 20 | 46 | 41 | 77 | 33 | 30 |
| Transformador 220/154 kV Concepción | 56 | 0 | 75 | 73 | 92 | 70 | 63 |
| Transformador 220/154 kV Hualpén | 46 | 69 | 25 | 41 | 0 | 85 | 54 |
| Transformador 220/154 kV Lagunillas | 42 | 54 | 42 | 32 | 46 | 0 | 46 |
| Barra del Sistema de Transmisión | Nivel de Tensión [p.u.] | | | | | | |
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 | C6 |
| Charrúa 220 kV | 1,05 | 1,04 | 1,04 | 1,05 | 1,04 | 1,05 | 1,04 |
| Concepción 220 kV | 1,02 | 0,99 | 1,00 | 1,00 | 0,98 | 1,00 | 1,01 |
| Hualpén 220 kV | 1,02 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,04 | 1,02 | 1,01 |
| Lagunillas 220 kV | 1,02 | 1,00 | 1,00 | 0,99 | 1,03 | 1,02 | 1,01 |
| Concepción 154 kV | 1,01 | 0,98 | 0,99 | 0,99 | 0,96 | 0,99 | 1,00 |
| Hualpén 154 kV | 1,01 | 0,99 | 0,99 | 0,99 | 0 | 0,99 | 1,00 |
| Lagunillas 154 kV | 1,03 | 1,01 | 1,01 | 1,00 | 1,06 | 0,98 | 1,02 |
| San Vicente 154 kV | 1,01 | 0,98 | 0,98 | 0,99 | 0,95 | 0,99 | 1,00 |
| Coronel 154 kV | 1,03 | 1,01 | 1,01 | 1,00 | 1,05 | 0,98 | 1,02 |
| Concepción 66 kV | 1,00 | 0,97 | 0,98 | 0,98 | 0,96 | 0,97 | 0,99 |
| Coronel 66 kV | 1,02 | 0,99 | 0,99 | 0,99 | 1,02 | 0,97 | 1,01 |
| Lebu 66 kV | 1,00 | 0,97 | 0,97 | 0,96 | 1,03 | 0,94 | 0,99 |

Tabla 5.4.1-14. Resultados de Flujos de Potencia. Escenario 2: año 2022 y MAPA con 90 MW.

| Instalación de Transmisión | Nivel de Carga [%] (referido a 30°C con sol) | | | | | | |
|---|--|------|------|------|------|------|------|
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 | C6 |
| Charrúa - Concepción 1x220 kV | 66 | 0 | 92 | 90 | 100 | 79 | 74 |
| Charrúa - Hualpén 1x220 kV | 95 | 131 | 0 | 156 | 62 | 94 | 107 |
| Charrúa - Lagunillas 1x220 kV | 52 | 70 | 83 | 0 | 41 | 42 | 58 |
| Charrúa - Concepción 1x154 kV | 45 | 77 | 67 | 66 | 75 | 57 | 52 |
| Hualpén - Lagunillas 1x220 kV | 18 | 15 | 18 | 57 | 35 | 16 | 17 |
| Hualpén - Lagunillas 1x154 kV | 21 | 28 | 21 | 29 | 4 | 65 | 23 |
| San Vicente - Hualpén 2x154 kV C1 | 39 | 67 | 21 | 23 | 0 | 33 | 33 |
| San Vicente - Hualpén 2x154 kV C2 | 27 | 55 | 8 | 10 | 0 | 20 | 21 |
| Concepción - San Vicente 2x154 kV C1 o C2 | 28 | 17 | 58 | 54 | 77 | 39 | 37 |
| Transformador 220/154 kV Concepción | 62 | 0 | 86 | 84 | 94 | 74 | 70 |
| Transformador 220/154 kV Hualpén | 44 | 70 | 20 | 38 | 0 | 80 | 52 |
| Transformador 220/154 kV Lagunillas | 39 | 51 | 38 | 25 | 45 | 0 | 42 |
| Barra del Sistema de Transmisión | Nivel de Tensión [p.u.] | | | | | | |
| | Caso Base | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 | C6 |
| Charrúa 220 kV | 1,05 | 1,04 | 1,04 | 1,04 | 1,04 | 1,04 | 1,04 |
| Concepción 220 kV | 1,01 | 0,97 | 0,99 | 0,99 | 0,97 | 1,00 | 1,00 |
| Hualpén 220 kV | 1,01 | 0,99 | 0,98 | 0,98 | 1,03 | 1,01 | 1,00 |
| Lagunillas 220 kV | 1,01 | 0,98 | 0,97 | 0,96 | 1,02 | 1,01 | 0,99 |
| Concepción 154 kV | 1,00 | 0,96 | 0,97 | 0,97 | 0,95 | 0,98 | 0,99 |
| Hualpén 154 kV | 1,00 | 0,97 | 0,97 | 0,97 | 0 | 0,98 | 0,99 |
| Lagunillas 154 kV | 1,02 | 0,99 | 0,99 | 0,97 | 1,04 | 0,97 | 1,01 |
| San Vicente 154 kV | 1,00 | 0,97 | 0,97 | 0,97 | 0,94 | 0,98 | 0,99 |
| Coronel 154 kV | 1,02 | 0,99 | 0,98 | 0,97 | 1,04 | 0,97 | 1,01 |
| Concepción 66 kV | 0,99 | 0,95 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,97 | 0,98 |
| Coronel 66 kV | 1,00 | 0,98 | 0,97 | 0,96 | 1,01 | 0,96 | 0,99 |
| Lebu 66 kV | 0,99 | 0,95 | 0,94 | 0,93 | 1,01 | 0,93 | 0,97 |

Los resultados de los análisis estáticos mostrados en las tablas 5.4.1-13 y 5.4.1-14 indican que, ante contingencias simples, si bien no se presentan problemas en la regulación de tensión de la Zona de Concepción (valores **en verde**), sí se presentan situaciones en que no se cumple el criterio de seguridad N-1 al superarse la capacidad de transmisión de línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén (valores **en rojo**), con mayor impacto en fallas ocurridas en las líneas 1x220 kV Charrúa - Lagunillas y 1x220 kV Charrúa - Concepción, con lo cual se deteriora la calidad de servicio.

Para cumplir con el estándar de seguridad, se estima que en la operación normal del escenario 1, estando el proyecto MAPA operando en régimen, sería necesario disponer del orden de 75 MW de inyección de generación local para mantener el criterio de seguridad N-1, ya sea reflejado en el despacho de generación interna de MAPA para producir excedentes hacia el sistema, o bien mediante generación de centrales diésel para restituir la condición N-1, o bien una combinación entre ambas soluciones.

Respecto del escenario 2, con las instalaciones del proyecto autoprodutor MAPA retornando al servicio luego de mantenimientos programados o indisponibilidades provocadas por fallas en su equipamiento, sería necesario disponer del orden de 165 MW de inyección de generación local para mantener el criterio de seguridad N-1, ya sea reflejado en la autorización para tomar carga en horarios convenientes de menor demanda en la Zona de Concepción, generación de centrales diésel, o bien una combinación entre ambas soluciones, así como también acordar montos parciales de retiros de MAPA.

Para la Zona de Concepción del SEN hacia 2026, con mayores consumos producto del aumento vegetativo de la demanda, aun cuando debiese de estar en servicio la obra de transmisión zonal S/E Guindo 220/66 kV, la limitación de la capacidad de transmisión de los conductores de la línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén requieren de la implementación de nuevos proyectos de transmisión estructurales para mantener el criterio de suficiencia en esta zona.

5.5 INERCIA, RESPUESTA DINÁMICA DEL SEN Y NIVELES DE CORTOCIRCUITO AL AÑO 2026

Como ya se explicó anteriormente, la inercia y niveles de potencia de cortocircuito son importantes de analizar pues tienen un impacto directo en la respuesta dinámica del SEN frente a fallas y perturbaciones. La respuesta dinámica corresponde al comportamiento temporal instantáneo de las principales variables eléctricas del sistema (frecuencia y tensión) ante una perturbación. Sistemas con altos niveles de inercia y potencia de cortocircuito tienen respuestas dinámicas más estables y por tanto mayor seguridad operacional. Con el reemplazo de generación síncrona convencional (que aporta inercia y al nivel de cortocircuito) por generación ERV (que no aporta a la inercia ni al nivel de cortocircuito) se producirá un deterioro en la respuesta del SEN frente a perturbaciones, lo que es analizado en los siguientes capítulos.

5.5.1 ASPECTOS TEÓRICOS Y CONCEPTUALES RELEVANTES

Desde el punto de vista de la seguridad operacional del SEN al año 2026 existen dos aspectos de importancia que tienen directa relación con la salida de las centrales a carbón:

- **Impacto en la Inercia del SEN:** este aspecto tiene relación con la disminución de la cantidad de masas rotatorias en el SEN producto de la salida de las unidades generadoras a carbón y su reemplazo por generación ERV. Todas las unidades generadoras síncronas a carbón, gas, hidroeléctricas, de concentración solar y otras, a diferencia de la mayoría de las ERV, poseen masas rotando a la frecuencia nominal del sistema aportando inercia (esto es, resistencia al cambio en su velocidad) y, en consecuencia, **estabilidad a la red eléctrica** ante aquellas perturbaciones que provoquen desbalances de generación y carga. La disminución de la inercia del sistema, junto al consecuente aumento de la penetración ERV, cambiará la dinámica del SEN y su respuesta a perturbaciones, lo que debe ser evaluado adecuadamente.
- **Impacto en los niveles de Potencia de Cortocircuito del SEN:** este aspecto tiene que ver con la **“fortaleza” de la red eléctrica** o la capacidad del SEN de brindar puntos de conexión confiables desde el punto de vista del nivel de cortocircuito y estabilidad de tensión. Se dice que una red eléctrica es “fuerte” cuando su nivel de potencia de cortocircuito, comparado con el tamaño de la generación y consumo conectado a ella es lo suficientemente grande como para garantizar que las variaciones de tensión serán poco significativas ante cambios en la potencia inyectada/absorbida por el o los recursos conectada a ella. Asimismo, una red con un alto nivel de cortocircuito será capaz de responder mejor ante contingencias como cortocircuitos o desconexiones de consumos o generación. Notar que las unidades generadoras rotatorias síncronas convencionales (a carbón, gas, hidráulicas, etc.) hacen un gran aporte al nivel de cortocircuito (del orden de 5 veces su corriente nominal). En cambio, la generación ERV, solar fotovoltaica y eólica, no hace un aporte relevante al nivel de cortocircuito.

5.5.2 ESCENARIOS DE ANÁLISIS Y METODOLOGÍA

Para el análisis de la seguridad operacional al año 2026 sin centrales a carbón, se han seleccionado escenarios de despacho económico que minimizan el costo de operación del SEN y que, en consecuencia, priorizan la penetración de generación ERV solar y eólica. Como se verá, estos escenarios de alta penetración ERV imponen condiciones exigentes para la seguridad operacional del SEN, especialmente en lo relacionado con aspectos como la respuesta de este frente a la desconexión de grandes unidades generadoras (lo que produce un desbalance entre demanda y generación que

puede comprometer la estabilidad del SEN) y cortocircuitos (fallas en instalaciones del SEN que llevan a cero el voltaje en aquel nodo en que se produce el cortocircuito). Específicamente se han analizado los siguientes dos escenarios:

- **Escenario de día con máxima penetración ERV:** escenario representativo de la operación durante las horas con sol, alta generación total, unos 10700 MW, y con máxima penetración de generación ERV (solar fotovoltaica y eólica). En este escenario seleccionado para el análisis, la generación ERV representa aproximadamente un 70% de la generación total, con el 30% restante correspondiendo mayoritariamente a generación síncrona hidráulica, minimizando de esta forma la generación basada en combustibles fósiles. Debido a lo anterior, este es un escenario de baja inercia.
- **Escenario de noche:** para el análisis de las condiciones de operación durante las horas de noche se ha seleccionado un escenario de alta generación total, aproximadamente 11000 MW, donde la generación ERV está representada principalmente por los parques eólicos del SEN. En este escenario, la generación ERV representa aproximadamente un 27% de la generación total, con el restante 63% correspondiendo a un balance más o menos equitativo entre generación hidráulica y térmica a gas. Notar que en este caso se dispone de la generación de la central de concentración solar (CSP) Cerro Dominador cuyos aportes son gestionables, mediante su generador sincrónico rotatorio, aporta inercia al SEN. Como este escenario tiene una mayor proporción de unidades generadoras rotatorias síncronas (con sus rotores girando a la velocidad nominal del sistema) tiene también una mayor inercia sistémica.

Para verificar los efectos en el comportamiento inercial y dinámico del SEN para los escenarios al año 2026 se simuló la desconexión intempestiva de la unidad generadora U16 de Tocopilla en el Norte Grande, con 360 MW de generación despachada. Asimismo, se simularon otras contingencias como la desconexión del ciclo combinado San Isidro 2 en la zona centro del SEN, y diversos cortocircuitos en algunas líneas de 500 y 220 kV en el Norte Grande y el Norte Chico. Las contingencias que resultaron más críticas en el comportamiento dinámico del SEN fueron la desconexión de la U16 (que muestra los efectos de la baja inercia en el Norte) y la falla en la línea Parinas – Likanantai 220 kV (que muestra los efectos de un bajo nivel de cortocircuito), y es en estas contingencias en que se focaliza la presente sección del informe.

Todas las simulaciones fueron realizadas con el software especializado en análisis de sistemas eléctricos de potencia “Power Factory” de DlgSILENT GmbH, y con la base de datos con la modelación eléctrica completa del SEN. Este software es ampliamente utilizado para estudiar los fenómenos de estabilidad transitoria asociados a la inercia y estabilidad de tensión. Asimismo, es utilizado para calcular los niveles de CC entre diferentes escenarios y hacer un análisis comparativo.

5.5.3 RESULTADOS DEL IMPACTO EN LA INERCIA Y RESPUESTA DINÁMICA DEL SEN

De los estudios de control de frecuencia y de restricciones en el sistema de transmisión realizados por el Coordinador el 2019 y 2020, el nivel de inercia mínimo observado en la operación real es de unos 30.000 MVAs. Con este nivel de inercia se demostró que el sistema al año 2021 funciona correctamente, mostrando una respuesta dinámica estable y experimentando tasas de caídas de frecuencia (ROCOF)¹⁴ post-contingencia inferiores a 0.6 Hz/s, evitando de esta forma la activación del EDAC (exigencia normativa).

Para la zona del Norte Grande, se ha calculado la necesidad de un nivel de inercia mínima del NG de unos 6.500 MVAs, para transferencias desde el norte de unos 1.500 MW. Para transferencias desde el norte de 1.800 MW la inercia mínima requerida en el NG es de unos 9.400 MVAs.

Como ya se explicó, la disminución de la inercia que supone el retiro de las unidades generadoras a carbón y su reemplazo por generación ERV tendrá efectos en el comportamiento dinámico del SEN, especialmente en las zonas del

¹⁴ ROCOF: Rate of Change of Frequency

Norte Grande y Norte Chico, que es donde la disminución de la inercia podría ser mayor. En efecto, en la siguiente tabla se resumen los niveles de inercia proyectados en las principales zonas eléctricas del SEN para los escenarios de día y noche seleccionados para el análisis y comparados con el escenario previo al retiro de las centrales a carbón:

Tabla 5.5.3-5-1: Inercia del SEN (en MVAs y en s)

| ZONA | Año 2025 Con carbón | Año 2026 Case Base Día Sin Carbón | Año 2026 Case Base Noche Sin Carbón |
|------------------|--------------------------------|---|---|
| Norte Grande | 12600 MVAs (4.76 s) | 3210 MVAs (5.32 s) | 6766 MVAs (5.59 s) |
| Norte Chico | 4150 MVAs (4.54 s) | 43 MVAs (1.65 s) | 43 MVAs (1.8 s) |
| Centro-Sur | 25510 MVAs (3.54 s) | 21221 MVAs (3.11 s) | 39640 MVAs (3.73 s) |
| Total SEN | 42260 MVAs (3.93 s) | 24474 MVAs (3.28 s) | 46223 MVAs (3.88 s) |

[Nota: la inercia sistémica puede expresarse en MVAs o en s. Más precisamente, los MVAs representan la energía cinética de las masas rotantes de los generadores síncronos que están conectados a la red, y por su parte la unidad de tiempo s (segundos) representa la inercia H propiamente tal del sistema. En este último caso, la variable H en segundos (en estricto rigor 2H) puede interpretarse como la cantidad de tiempo que le tomaría a una unidad síncrona acelerar desde el reposo hasta la velocidad nominal, siempre que se le aplique una potencia acelerante igual a la potencia aparente de la unidad (en MVA).

En general, la inercia H en segundos da una mejor idea de la inercia a nivel sistémico y permite comparar la respuesta inercial entre sistemas de distinto tamaño. Por otro lado, la energía cinética expresada en MVAs es útil para analizar zonas dentro de un mismo sistema y da una mejor idea de la potencia relativa conectada en cada zona. Valores de inercia H en torno a 1 ó 2 s son considerados bajos, mientras que valores superiores a los 4 ó 5 s son considerados aceptables.]

De la tabla puede constatarse cómo la disminución de la inercia sistémica, respecto del caso con carbón, es mayor para el escenario de día y para las zonas del Norte Grande y del Norte Chico (expresado en MVAs). Para el escenario de noche la inercia total del SEN tiene niveles comparables al caso con carbón, pero puede verse que la mayor parte de ella está concentrada en la zona Centro-Sur del SEN, repartida entre los ciclos combinados de la V Región y las centrales hidráulicas del sur.

5.5.3.1 Desconexión de la U16 e Inercia Mínima-Escenario Base Día

Para el Escenario Base de día se simuló la desconexión intempestiva de la unidad U16 de la central Tocopilla, en el Norte Grande, con 360 MW de generación despachada en dicha unidad. Los resultados de las simulaciones muestran que ante la desconexión de la U16 se produce un comportamiento inestable en tensión y frecuencia en el Norte Grande, llevando al sistema a un colapso de tensión y frecuencia. La siguiente figura muestra el comportamiento dinámico de la tensión en las principales barras del Norte Grande:

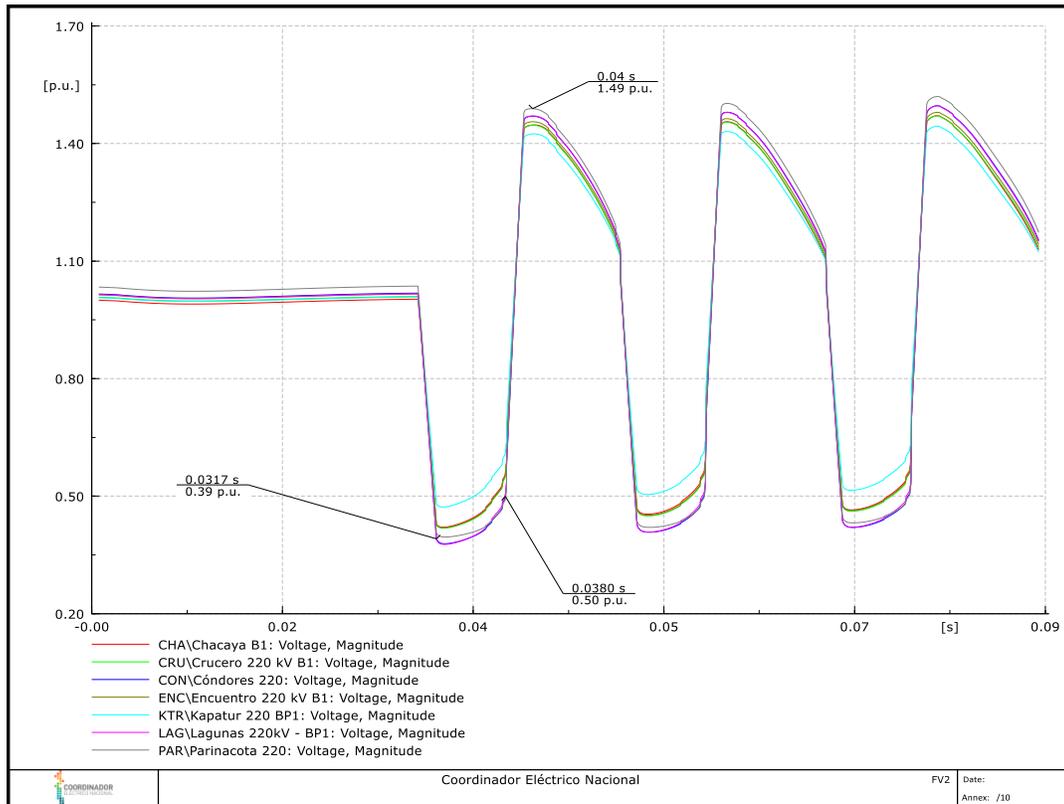


Figura 5.5.3-5-1. Magnitud dinámica de la tensión en las principales barras del Norte Grande (en p.u.). Escenario Base Día. Año 2026 sin carbón.

De la figura puede apreciarse un comportamiento dinámico del sistema eléctrico totalmente inaceptable, donde la magnitud de la tensión oscila entre magnitudes de tensión extremas que llevan al sistema aun colapso de tensión y frecuencia. Las razones de este comportamiento se explican por lo siguiente:

- La bajísima inercia del Norte Grande en particular y del SEN en general no permiten contrarrestar o estabilizar el desbalance instantáneo de generación y demanda producto de la desconexión de los 360 MW de la unidad generadora U16.
- La U16 es la unidad con la mayor inercia del Norte Grande y su pérdida solo agrava el ya precario nivel de inercia de la zona. Asimismo, con la desconexión de la U16 se pierde un importante soporte de potencia reactiva en el Norte Grande, fundamental para mantener la estabilidad de tensión.
- En consecuencia, la desconexión de la U16 provoca una fuerte respuesta inercial del SEN, con una redistribución brusca de flujos y tensiones oscilatorias a nivel sistémico. Estas tensiones oscilatorias van acompañadas de un comportamiento también oscilatorio de la frecuencia, lo que finalmente provoca el colapso del sistema eléctrico.

Para contrarrestar el comportamiento inestable recién descrito fue necesario conectar más unidades generadoras en la zona del Norte Grande, tal de aumentar el nivel de inercia y brindar soporte de tensión. Para ello, se repitió la simulación de la desconexión de la U16, pero esta vez se conectaron las unidades TG1 y TV de la central Kelar, las que en conjunto aportan unos 2867 MVAs (6.5 s) de inercia. Los resultados esta vez resultaron satisfactorios, observándose un comportamiento estable de la frecuencia y de la tensión, tal como se ve en la siguiente figura:

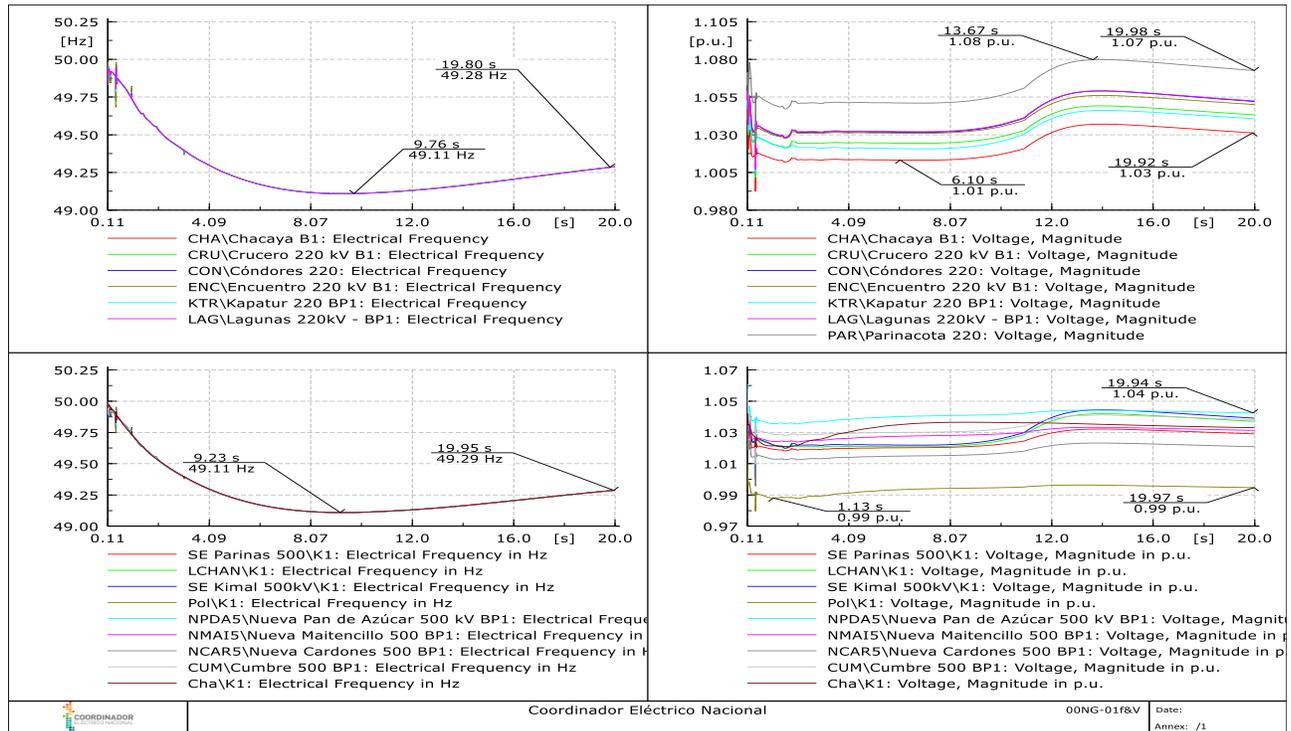


Figura 5.3-5-2. Magnitud de la frecuencia y de la tensión en las principales barras del Norte del SEN (en p.u.). Escenario Base Día con Inercial Adicional. Año 2026 sin carbón.

En los gráficos de frecuencia de la columna izquierda puede observarse que esta desciende a un valor mínimo superior a los 49.11 Hz, sin peligro de activación del primer escalón del EDAC por subfrecuencia. Asimismo, en las figuras de la columna de la derecha puede apreciarse que el comportamiento dinámico de la tensión en diversas barras del Norte Grande y del Norte Chico es amortiguado y estable.

En consecuencia, para el escenario de día analizado, **el nivel de inercia mínimo requerido para el Norte Grande es de unos 6077 MVAs (5.84 s)**. Para efectos de este análisis teórico, esta inercia mínima fue alcanzada mediante el despacho de unidades térmicas a mínimo técnico, pero estudios futuros más detallados deberán analizar las diversas opciones tecnológicas para brindar inercia y soporte de tensión a sistemas eléctricos donde la penetración de generación ERV alcanza montos relevantes.

5.5.3.2 Desconexión de la U16 e Inercia Mínima-Escenario Base Noche

Para el Escenario Base Noche se realizó un análisis similar, pero esta vez simulando la desconexión de la U16 según los dos siguientes tipos de contingencias:

- Desconexión de la unidad generadora producto de un cortocircuito en el extremo Tocopilla de la línea Tocopilla-Crucero 220 kV, que es la línea que conecta la central al SEN.
- Desconexión intempestiva de la unidad generadora.

En ambos casos, si bien se observó un comportamiento estable de la frecuencia y la tensión (dada la mayor inercia de dicho escenario), la recuperación dinámica de la tensión en algunas barras del Norte Grande no cumplió con la exigencia normativa de no permanecer por debajo de 0.7 p.u. por más de 50 ms (artículo 5-34 de la NT SyCS).

En efecto, para el caso de desconexión de la U16 por cortocircuito en la línea de conexión, se observa que la tensión permanece por debajo de 0.7 p.u. por más de 350 ms. Para el caso de desconexión intempestiva de la unidad, la tensión permanece por debajo de 0.7 p.u. por más de 210 ms. Los resultados anteriores pueden verse en las siguientes figuras:

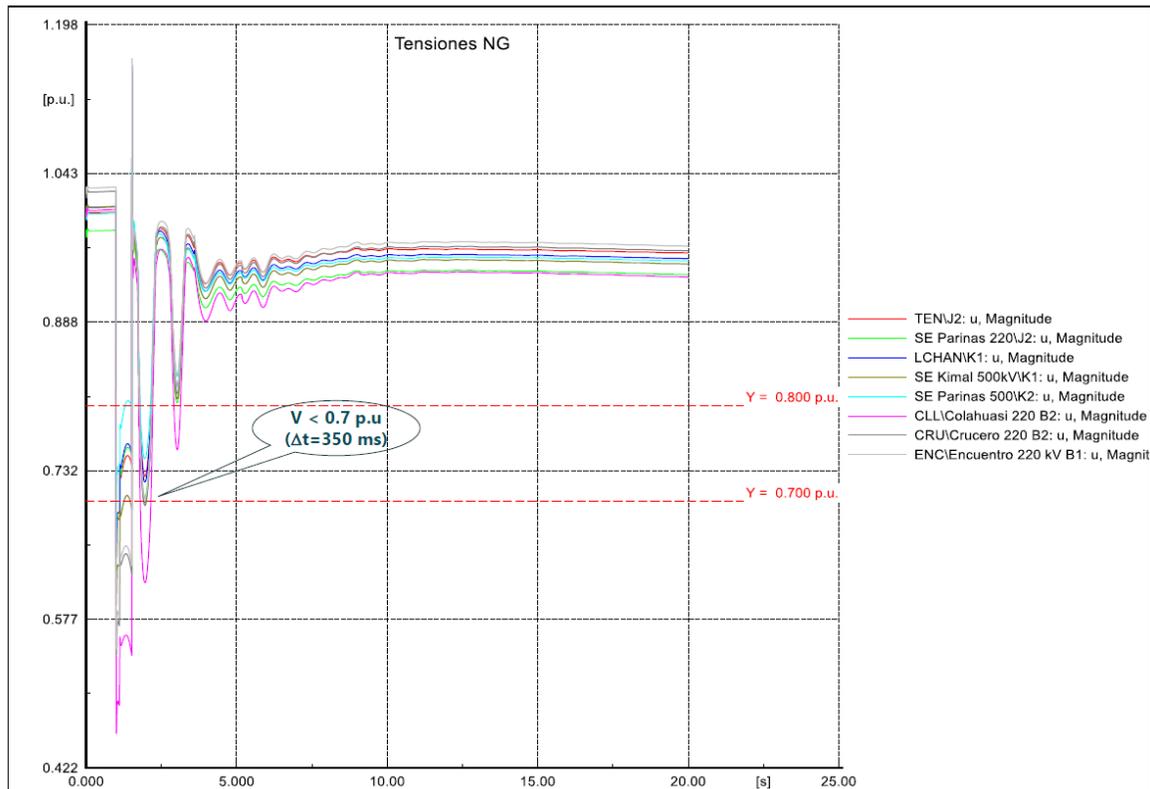


Figura 5.5.3-5-3. Magnitud de la tensión en algunas barras del Norte Grande del SEN (en p.u.). Escenario Base Noche 2026-Sin Carbón. Cortocircuito en la línea Tocopilla-Crucero 220 kV con consecuente desconexión de la U16 de la central Tocopilla

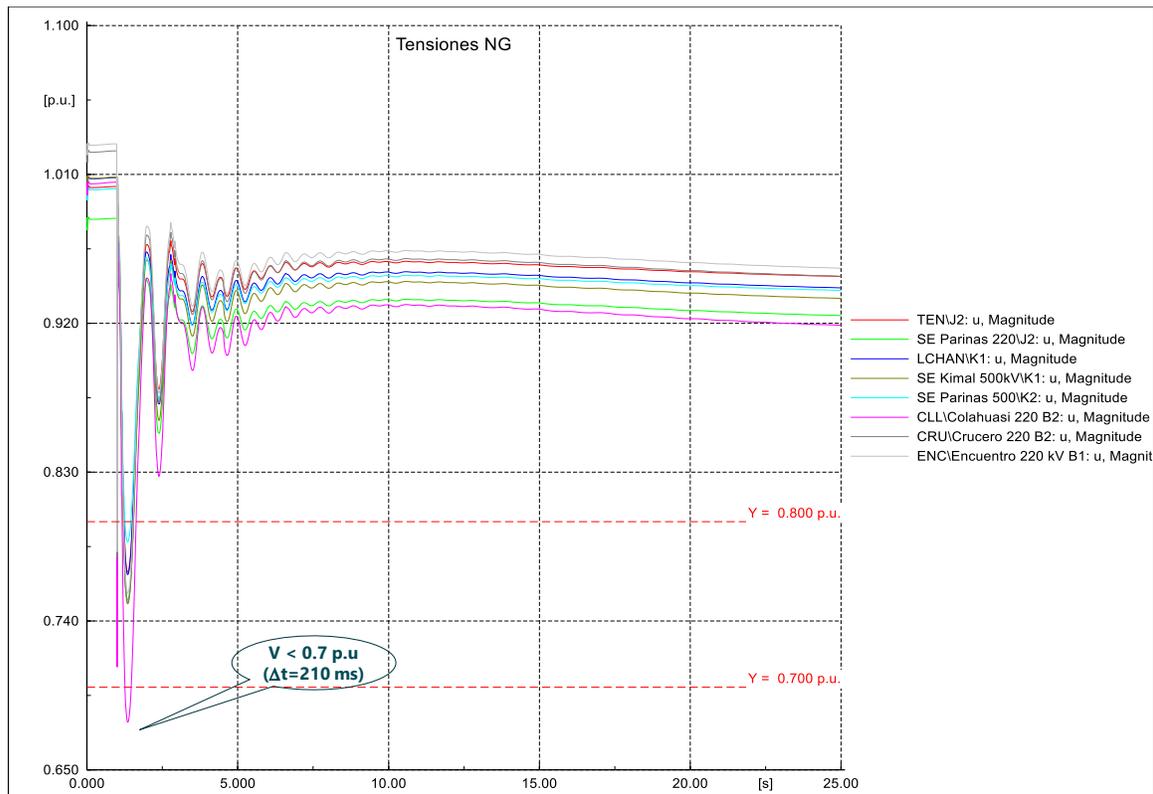


Figura 5.5.3-5-4. Magnitud de la tensión en algunas barras del Norte Grande del SEN (en p.u.). Escenario Base Noche 2026-Sin Carbón. Desconexión intempestiva de la U16 de central Tocopilla

En este caso, para lograr un comportamiento dinámico de la tensión acorde con la NT de SyCS, fue necesario despachar la unidad TG1A de central Atacama, como soporte para la recuperación dinámica de la tensión. Esta unidad agrega unos 1.000 MVAs (6 s) de inercia adicional al Norte Grande, con lo que se tiene una inercia mínima en el Norte Grande para el escenario de noche analizado de unos 7.764 MVAs (5.64 s). Cabe señalar que en este escenario las transferencias al Norte Grande desde el sur alcanzaron los 1.500 MW y los resultados son válidos para este nivel de transferencias. Transferencias mayores requerirán mayor soporte de inercia y reactivos.

Otras soluciones para aumentar los niveles de inercia y de potencia cortocircuito que pueden mencionarse son: condensadores síncronos¹⁵, la reconversión de las centrales a carbón mediante otro medio de producción que utilice la infraestructura eléctrica existente, los dispositivos de inyección rápida de potencia activa¹⁶, dispositivos FACTS¹⁷ que proporcionan soporte de potencia reactiva dinámica (solución a eventuales bajos niveles de potencia de cortocircuito), nuevas estrategias de control y equipamiento para las plantas ERV para afrontar bajos niveles de potencia de

¹⁵ Condensador Síncrono: es un generador síncrono, cuyo propósito es contribuir a ajustar las condiciones en la red de transmisión de energía eléctrica, para generar o absorber energía reactiva según sea necesario, con el fin de ajustar el voltaje o para mejorar el factor de potencia. Aporta inercia y corriente de cortocircuito.

¹⁶ Inyección rápida de potencia activa: corresponde al aporte rápido de potencia activa que pueden dar dispositivos como los BESS, SVC Plus, etc. Teóricamente, este tipo de aporte también podría ser dado por plantas eólicas, solares, entre otras. Tiempos típicos de actuación están alrededor de los 300 ms.

¹⁷ FACTS: sigla en Inglés para dispositivos que tienen la capacidad de controlar el flujo de potencia o variar características de la red o sistema eléctrico (Flexible AC Transmission System).

cortocircuito; refuerzos en el sistema de transmisión, servicios complementarios para brindar soporte de inercia, cortocircuito y control de tensión¹⁸, entre otras soluciones.

5.5.3.3 Análisis dinámicos en zonas puntuales del SEN

- **Zona Norte del SEN**

Para la Zona Norte del SEN hacia 2021, que contempla el retiro de servicio de las centrales Tocopilla U14 y U15, no se detectan inconvenientes operacionales debido fundamentalmente a la existencia de otras centrales térmicas en la zona que dan la opción de reemplazar su generación.

Para la Zona Norte del SEN hacia 2026, a partir del caso base que refleja las condiciones normales de operación de cada escenario definido en el numeral 5.4.1, y con el propósito de evaluar el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos en la NTSyCS, en este caso el comportamiento de la tensión en barras y el factor de amortiguación en líneas de transmisión, se evaluaron las siguientes contingencias simples de severidad 4 considerando un tiempo de despeje de 120 ms (instalaciones sobre 200 kV) para la actuación de los sistemas de protección propios de la instalación fallada.

F1: Falla bifásica franca a tierra en uno de los circuitos de la línea 2x500 kV Parinas - Los Changos, extremo Los Changos.

F2: Falla bifásica franca a tierra en el lado de 220 kV de un transformador 500/220 kV de S/E Kimal.

F3: Falla bifásica franca a tierra en uno de los circuitos de la línea 2x220 kV Encuentro - Collahuasi, extremo Collahuasi.

Las siguientes tablas contienen los resultados de las simulaciones dinámicas, mostrando **en verde** los valores admisibles y **en rojo** los valores inadmisibles.

Tabla 5.5.3-2. Resultados de Estabilidad Dinámica. Escenario 1: año 2026, E/S U16 + CTM3 + Eólicos.

| Falla | Estabilidad | Comportamiento Tensión | | |
|-------|---------------|------------------------------------|-------------------|-----------------------|
| | Amortiguación | V _{mín} ≥ 0,7 en 50 ms | V ≥ 0,8 en 1 s | V en ± 10% en 20 s |
| F1 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F2 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F3 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

Tabla 5.5.3-3. Resultados de Estabilidad Dinámica. Escenario 2: año 2026, E/S U16 + CTM3 + Eólicos.

| Falla | Estabilidad | Comportamiento Tensión | | |
|-------|---------------|------------------------------------|-------------------|-----------------------|
| | Amortiguación | V _{mín} ≥ 0,7 en 50 ms | V ≥ 0,8 en 1 s | V en ± 10% en 20 s |
| F1 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F2 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F3 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

Los resultados de los análisis dinámicos mostrados en las tablas 5.5.3-2 y 5.5.3-3 indican que se verifica el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos en la NTSyCS (valores **en verde**), lo que permite concluir que la

¹⁸ Control de Tensión: Corresponde a los recursos técnicos que permiten mantener el voltaje en los rangos deseados.

ausencia de las centrales Mejillones CTM1, CMT2, CTA, CTH e IEM, Nueva Tocopilla, Angamos y Cochrane no tiene impacto negativo en la seguridad del sistema de la Zona Norte Grande.

- **Zona V Región Costa del SEN**

Para la Zona V Región Costa del SEN, tanto hacia 2021, que contempla el retiro de servicio de las centrales Ventanas 1 y Ventanas 2, como hacia 2026, que contempla el retiro de servicio de las centrales Campiche y Nueva Ventanas, a partir del caso base que refleja las condiciones normales de operación de cada escenario definido en el numeral 5.4.1, y con el propósito de evaluar el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos en la NTSyCS, en este caso el comportamiento de la tensión en barras y el factor de amortiguación en líneas de transmisión, se evaluaron las siguientes contingencias simples de severidad 4 considerando un tiempo de despeje de 400 ms (instalaciones bajo 200 kV) para la actuación de los sistemas de protección propios de la instalación fallada.

Horizonte 2021:

F1: Falla bifásica franca a tierra en uno de los circuitos de la línea 2x110 kV Agua Santa - Miraflores, extremo Miraflores.
 F2: Falla bifásica franca a tierra en la línea 1x110 kV Quillota - San Pedro, extremo San Pedro.
 F3: Falla bifásica franca a tierra en el lado de 110 kV del transformador 220/110 kV de S/E Ventanas.

Las siguientes tablas contienen los resultados de las simulaciones dinámicas, mostrando **en verde** los valores admisibles y **en rojo** los valores inadmisibles.

Tabla 5.5.3-4. Resultados de Estabilidad Dinámica. Escenario 1: año 2021 y TG Aconcagua con 0 MW.

| Falla | Estabilidad | Comportamiento Tensión | | |
|-------|---------------|------------------------------------|-------------------|-----------------------|
| | Amortiguación | V _{mín} ≥ 0,7 en 50 ms | V ≥ 0,8 en 1 s | V en ± 10% en 20 s |
| F1 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F2 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F3 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

Tabla 5.5.3-5. Resultados de Estabilidad Dinámica. Escenario 2: año 2021 y TG Aconcagua con 75 MW.

| Falla | Estabilidad | Comportamiento Tensión | | |
|-------|---------------|------------------------------------|-------------------|-----------------------|
| | Amortiguación | V _{mín} ≥ 0,7 en 50 ms | V ≥ 0,8 en 1 s | V en ± 10% en 20 s |
| F1 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F2 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F3 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

Los resultados de los análisis dinámicos mostrados en las tablas 5.5.3-4 y 5.5.3-5 indican que se verifica el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos en la NTSyCS (valores **en verde**), lo que permite concluir que la ausencia de las centrales Ventanas 1 y Ventanas 2 no tiene impacto negativo en la seguridad del sistema de la V Región Costa.

Horizonte 2026:

F1: Falla bifásica franca a tierra en uno de los circuitos de la línea 2x110 kV Agua Santa - Miraflores, extremo Miraflores.
 F2: Falla bifásica franca a tierra en el lado de 110 kV del transformador 220/110 kV N°3 de S/E Quillota.

F3: Falla bifásica franca a tierra en el lado de 110 kV del transformador 220/110 kV de S/E Ventanas.

Las siguientes tablas contienen los resultados de las simulaciones dinámicas, mostrando **en verde** los valores admisibles y **en rojo** los valores inadmisibles.

Tabla 5.5.3-6. Resultados de Estabilidad Dinámica. Escenario 1: año 2026 y TG Aconcagua con 0 MW.

| Falla | Estabilidad | Comportamiento Tensión | | |
|-------|---------------|---------------------------------|------------------------|------------------------------|
| | Amortiguación | $V_{\min} \geq 0,7$ en 50 ms | $V \geq 0,8$ en 1 s | V en $\pm 10\%$ en 20 s |
| F1 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F2 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F3 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

Tabla 5.5.3-7. Resultados de Estabilidad Dinámica. Escenario 2: año 2026 y TG Aconcagua con 75 MW, Colmito con 55 MW y Los Vientos con 120 MW, con apertura en Santiago Solar hacia Cerro Navia.

| Falla | Estabilidad | Comportamiento Tensión | | |
|-------|---------------|---------------------------------|------------------------|------------------------------|
| | Amortiguación | $V_{\min} \geq 0,7$ en 50 ms | $V \geq 0,8$ en 1 s | V en $\pm 10\%$ en 20 s |
| F1 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F2 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F3 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

Tabla 5.5.3-8. Resultados de Estabilidad Dinámica. Escenario 3: año 2026 y maniobras operacionales (apertura en S/E Miraflores hacia Torquemada 2x110 kV y LT 2x110 kV Miraflores - San Pedro abierta cruzada). TG Aconcagua con 0 MW.

| Falla | Estabilidad | Comportamiento Tensión | | |
|-------|---------------|---------------------------------|------------------------|------------------------------|
| | Amortiguación | $V_{\min} \geq 0,7$ en 50 ms | $V \geq 0,8$ en 1 s | V en $\pm 10\%$ en 20 s |
| F1 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F2 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F3 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

Tabla 5.5.3-9. Resultados de Estabilidad Dinámica. Escenario 4: año 2026 y maniobras operacionales (apertura en S/E Miraflores hacia Torquemada 2x110 kV y LT 2x110 kV Miraflores - San Pedro abierta cruzada). TG Aconcagua con 75 MW, Los Vientos con 60 MW, con apertura en Santiago Solar hacia Cerro Navia.

| Falla | Estabilidad | Comportamiento Tensión | | |
|-------|---------------|---------------------------------|------------------------|------------------------------|
| | Amortiguación | $V_{\min} \geq 0,7$ en 50 ms | $V \geq 0,8$ en 1 s | V en $\pm 10\%$ en 20 s |
| F1 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F2 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F3 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

Los resultados de los análisis dinámicos mostrados en las tablas 5.5.3-6, 5.5.3-7, 5.5.3-8 y 5.5.3-9 indican que se verifica el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos en la NTSyCS (valores **en verde**), lo que permite concluir que la ausencia de las centrales Campiche y Nueva Ventanas no tiene impacto negativo en la seguridad del sistema de la V Región Costa.

- **Zona de Concepción**

Para la Zona de Concepción del SEN hacia 2021, que contempla el retiro de servicio de la central Bocamina 1, no se detectan inconvenientes operacionales debido fundamentalmente a la existencia de otras centrales térmicas en la zona que dan la opción de reemplazar su generación.

Para la Zona de Concepción del SEN hacia 2022, que contempla el retiro de servicio de la central Bocamina 2, a partir del caso base que refleja las condiciones normales de operación de cada escenario definido en el numeral 5.4.1, y con el propósito de evaluar el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos en la NTSyCS, en este caso el comportamiento de la tensión en barras y el factor de amortiguación en líneas de transmisión, se evaluaron las siguientes contingencias simples de severidad 4 considerando un tiempo de despeje de 120 ms (instalaciones sobre 200 kV o unidad generadora) para la actuación de los sistemas de protección propios de la instalación fallada.

F1: Falla bifásica franca a tierra en la línea 1x220 kV Charrúa - Concepción, extremo Concepción.

F2: Falla bifásica franca a tierra en la línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén, extremo Hualpén.

F3: Falla bifásica franca a tierra en la línea 1x220 kV Charrúa - Lagunillas, extremo Lagunillas.

F4: Falla bifásica franca a tierra en bornes de 11,5 kV del generador de central Cogeneradora Bío Bío.

Las siguientes tablas contienen los resultados de las simulaciones dinámicas, mostrando **en verde** los valores admisibles y **en rojo** los valores inadmisibles.

Tabla 5.5.3-10. Resultados de Estabilidad Dinámica. Escenario 1: año 2022 y MAPA con 0 MW.

| Falla | Estabilidad | Comportamiento Tensión | | |
|-------|---------------|------------------------------------|-------------------|-----------------------|
| | Amortiguación | V _{mín} ≥ 0,7 en 50 ms | V ≥ 0,8 en 1 s | V en ± 10% en 20 s |
| F1 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F2 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F3 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F4 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

Tabla 5.5.3-11. Resultados de Estabilidad Dinámica. Escenario 2: año 2022 y MAPA con 90 MW.

| Falla | Estabilidad | Comportamiento Tensión | | |
|-------|---------------|------------------------------------|-------------------|-----------------------|
| | Amortiguación | V _{mín} ≥ 0,7 en 50 ms | V ≥ 0,8 en 1 s | V en ± 10% en 20 s |
| F1 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F2 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F3 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |
| F4 | Cumple | Cumple | Cumple | Cumple |

Los resultados de los análisis dinámicos mostrados en las tablas 5.5.3-10 y 5.5.3-11 indican que se verifica el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos en la NTSyCS (valores **en verde**), lo que permite concluir que la ausencia de la central Bocamina 2 no tiene impacto negativo en la seguridad del sistema.

5.5.4 RESULTADOS DE IMPACTO EN LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO

El nivel de cortocircuito es un indicador tanto de la robustez del sistema ante perturbaciones en la tensión como de la cantidad de generación que puede proveer soporte de tensión de forma rápida ante fallas en el sistema. Un adecuado nivel de potencia de cortocircuito es importante para brindar soporte dinámico de tensión ante perturbaciones, mantener una tensión estable y permitir una adecuada operación de las protecciones.

Además, un bajo nivel de potencia de cortocircuito podría afectar la adecuada operación estable de la generación de ERV, tanto existente como la nueva que se conecte en dichas zonas. Lo anterior pues los generadores ERV requieren una mayor tensión mínima durante una falla que los generadores sincrónicos. El equipamiento electrónico y los controladores de las ERV requieren un suficiente voltaje mínimo de operación durante una falla, así como una referencia de forma de onda de tensión equilibrada para operar de forma estable. Estos dispositivos pueden tener dificultad para encontrar una referencia de tensión balanceada y estable cuando los voltajes son bajos, de ahí la importancia del nivel de potencia de cortocircuito.

Para analizar el impacto en los niveles de cortocircuito se ha calculado la potencia de cortocircuito trifásico en diversos puntos de conexión importantes del SEN, de norte a sur. Para efectos de comparar la situación pre y post retiro de las centrales a carbón, los cálculos se hicieron para dos escenarios operacionales factibles, a saber:

- **Escenario sin carbón:** escenario de día con máxima penetración ERV, al año 2026, sin las centrales a carbón. Notar que este escenario incorpora ya la conexión de las unidades TG y TV de la central Kelar, necesarias para alcanzar la inercia mínima.
- **Escenario con carbón:** escenario representativo de fines del año 2025 previo al retiro de las centrales a carbón. Este escenario se confeccionó a partir del escenario del año 2026 recién señalado, incorporando las centrales a carbón estimadas de normal despacho en el SEN al 2025, reemplazando a algunas centrales hidráulicas en el sur. Las centrales a carbón consideradas son: IEM, Andina, Hornitos, Cochrane 1 y 2, Norgener 1 y 2, Angamos 1 y 2, Guacolda 1 a la 5, Nueva Ventanas y Santa María,

En la siguiente figura se muestran los resultados obtenidos para los dos escenarios:

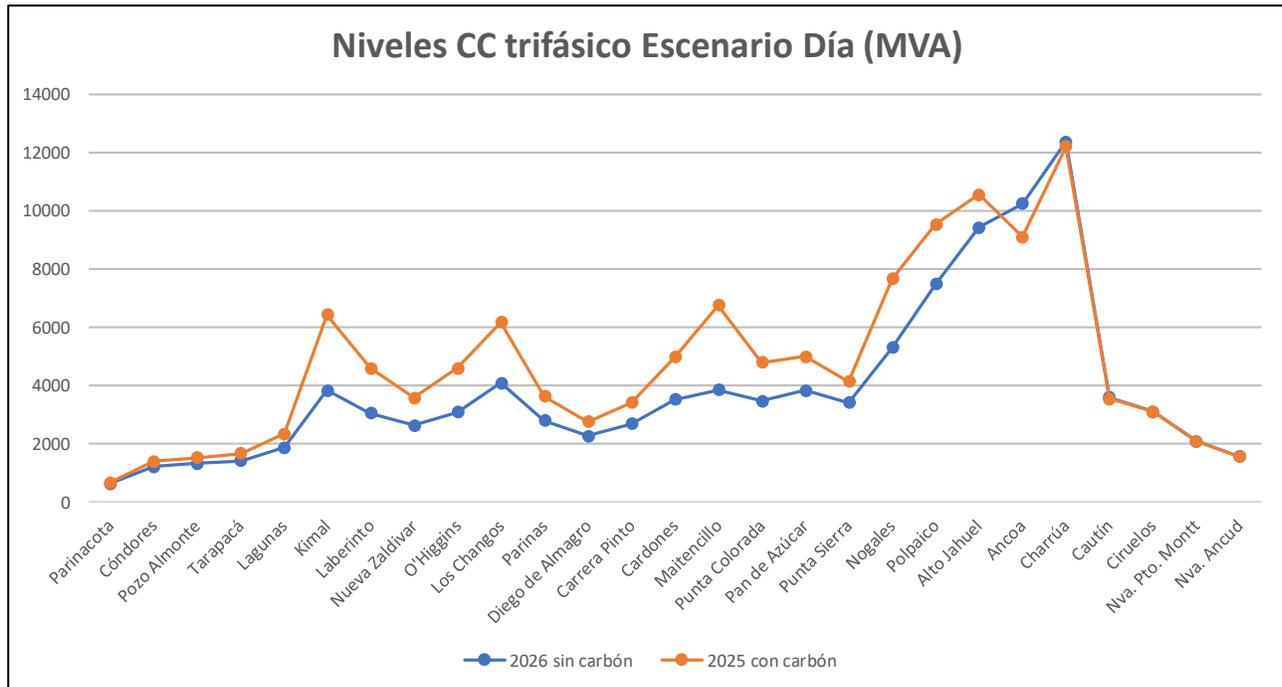


Figura 5-5. Niveles de cortocircuito trifásico en el SEN (en MVA).

Del gráfico puede apreciarse que el impacto en el nivel de cortocircuito comienza a evidenciarse a partir de la subestación Lagunas en la Norte Grande y hasta Alto Jahuel en el Centro-Sur, que es la zona donde se ubica la mayoría de las centrales a carbón que serían desplazadas el año 2026. El efecto se ve más acentuado en las subestaciones Kimal, Los Changos y Maitencillo, donde el nivel de cortocircuito desciende un 35% aproximadamente respecto del caso con las centrales a carbón aún en servicio.

Esto significa que en aquellos puntos de bajo nivel de cortocircuito la red eléctrica se hace más débil, siendo por tanto más vulnerable a las diversas contingencias que afectan al sistema, ya sea cortocircuitos, desconexiones de carga o generación y cualquier otra perturbación tanto local como sistémica.

Lo anterior se evidencia en la siguiente figura, donde se ha simulado un cortocircuito trifásico al 30% de la línea Parinas – Likanantai 220 kV, para un escenario de día con alta penetración ERV, unos 3000 MW solo en el Norte Grande, junto a las unidades síncronas U16 de Tocopilla, Cerro Pabellón, Cavancha y Chapiquiña. **En este caso, el nivel de cortocircuito en Kimal 220 kV es de 3500 MVA, y en Parinas 220 kV de 2400 MVA.**

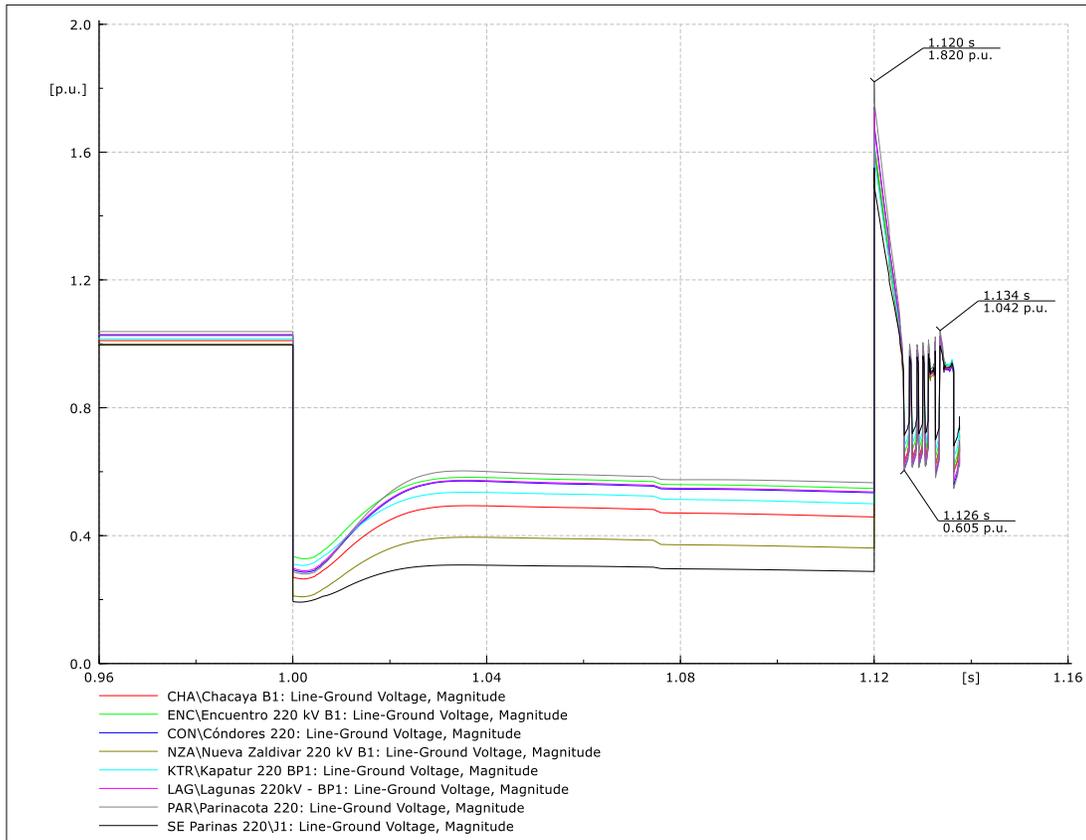


Figura 5-6. Comportamiento dinámico de la tensión para un cortocircuito en la línea Parinas-Likanantai 220 kV. Escenario 2026. Sin Carbón. Día. Alta Penetración ERV. Bajo nivel de cortocircuito en el Norte del SEN

En la figura anterior puede observarse que la magnitud de la tensión en las barras del norte, luego del despeje de la falla en la línea Parinas – Likanantai 220 kV, muestran un comportamiento claramente oscilatorio que deriva en un colapso de tensión en la zona norte del SEN y con ello un blackout o apagón, esto debido a los efectos de un bajo nivel de cortocircuito. Para lograr mejorar el nivel de cortocircuito y evitar el colapso de tensión, será necesario despachar generación síncrona forzada en el Norte Grande, como por ejemplo las centrales Atacama, Kelar, CTM3 o la central CSP de Cerro Dominador.

Asimismo, en aquellos nodos donde se concentra y seguirá concentrándose generación ERV basada en la tecnología de inversores (por ejemplo Maitencillo o Kimal), el bajo nivel de cortocircuito podrá tener consecuencias negativas en la adecuada operación estable de dicha generación, toda vez que los sistemas de control y los equipos de electrónica de potencia (inversores) a través de los cuáles se conectan a la red son especialmente sensibles a una red demasiado débil, como se ha explicado en párrafos anteriores.

6 CONCLUSIONES

6.1 CONCLUSIONES SOBRE EL ABASTECIMIENTO 2025-2030

✓ Costo marginal hidrología seca

Se observa un aumento del costo marginal de la energía en las barras analizadas respecto al Escenario base, obteniéndose:

- Crucero 220 kV: un valor de **40,3 USD/MWh** para el mes de abril de 2026 en el Escenario Base (A).
Al incorporar como parte de las restricciones, indisponibilidad de ciclos combinados y problemas en la logística de distribución diésel en algunas centrales (escenario B3), resulta un valor promedio para el mes de abril de 2026 de **106,8 USD/MWh**.
- Quillota 220 kV: un valor de **55,6 USD/MWh** para el mes de abril de 2026 para el Escenario Base (A).
Al incorporar como parte de las restricciones, indisponibilidad de ciclos combinados y problemas en la logística de distribución diésel en algunas centrales (escenario B3), resulta un valor promedio para el mes de abril de 2026 de **122,5 USD/MWh**.
- Charrúa 220 kV: un valor de **56,3 USD/MWh** para el mes de abril de 2026 para el Escenario Base.
Al incorporar como parte de las restricciones, indisponibilidad de ciclos combinados y problemas en la logística de distribución diésel en algunas centrales (escenario B3), resulta un valor promedio para el mes de abril de 2026 de **125,6 USD/MWh**.

En todos los escenarios con salida de las centrales a carbón al año 2025 y limitaciones de combustible, se evidencian costos marginales que alcanzarían valores del orden de 200 USD/MWh, en las horas de noche, siendo actualmente estos valores en torno a 50 USD/MWh promedio.

✓ Costos de operación

Se observa un aumento relevante en los escenarios con restricciones de ciclos combinados (B2) y Diesel (B3) respecto al Escenario Base, observándose las mayores diferencias porcentuales entre este escenario y los otros analizados. Específicamente, en el periodo marzo-mayo 2026, el costo de operación se sitúa entre el doble y el triple del valor obtenido para el Escenario Base

6.2 CONCLUSIONES SOBRE ESTUDIOS DE OPERACIÓN HORARIA 2026

Ante un adelanto en el retiro de las unidades a carbón al año 2025, el balance generación-demanda local de la región norte del SEN (que abarca las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta y Atacama), opera muy cercana a su capacidad máxima en horas de la noche, incluso considerando un uso intensivo de la línea Parinas-Cumbres 500 kV, de 1500 MW, en un eventual escenario en que se llegaran a materializar 700 MW de demanda adicionales en proyectos mineros informados por El Abra y Collahuasi.

En un escenario de retiro anticipado de las unidades a carbón, los costos de operación del sistema se triplican o duplican según el caso.

El balance generación-demanda quedaría ajustado en las horas de indisponibilidad de generación solar FV, si se conjugan escenarios de limitación a la disponibilidad de combustibles con hidrologías secas, y no se materializan inversiones en centrales eficientes capaces de proveer potencia en la base.

Finalmente, en un escenario de retiro anticipado de unidades a carbón al año 2025, sin la materialización de nuevas inversiones en centrales generadoras de aportes gestionables, y en escenarios futuros de escasez hídrica, el aumento en costos de operación del sistema podría ser bastante significativo, debido a un aumento considerable en los niveles de generación de centrales termoeléctricas a GNL y Diesel.

Cabe mencionar que, la mayoría de las centrales generadoras de ciclo combinado que usan GNL, están cercanas a cumplir su vida útil, por lo que requieren de cuantiosas inversiones para prolongar su operación, situación que debe ser validada con sus propietarios para verificar la viabilidad de su continuidad operacional.

Se debe agregar que, por la estructura de la industria internacional del GNL, su mayor uso implicará un mayor grado de inflexibilidad para operación del sistema eléctrico, lo que podría implicar una menor inserción de ERV.

6.3 CONCLUSIONES SOBRE ESTUDIOS DE SEGURIDAD OPERACIONAL 2021-2022 Y 2026

En el año 2021, no se visualizan problemas operacionales con el retiro de servicio de las centrales Tocopilla U14 y U15. Para la Zona V Región Costa, con el retiro de servicio de las centrales Ventanas 1 y Ventanas 2, no se visualizan problemas operacionales en la medida que se concrete la obra de ampliación de S/E Agua Santa (nuevo ATR 220/110 kV y seccionamiento de barras 220 kV y 110 kV). Por su parte, con el retiro de servicio de la central Bocamina 1, no se visualizan problemas operacionales en la Zona de Concepción, tal como se estableció en el estudio de seguridad solicitado por la CNE para evaluar su retiro anticipado.

En el año 2022, con el retiro de servicio de la central Bocamina 2, se visualizan restricciones derivadas de la capacidad de los conductores de la línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén para cumplir con el criterio N-1, coincidentes con escenarios de alta demanda, alta temperatura y sin excedentes hacia el sistema de MAPA, situación que puede ser soslayada con el despacho de generación local.

En el año 2026, con el retiro de servicio del resto de las centrales a carbón, se observan para la Zona V Región Costa inconvenientes para preservar el criterio N-1. En la medida que se concrete la obra de S/E La Pólvora, se requerirá de la operación desemallada en 2 subzonas. La subzona de Agua Santa y La Pólvora se operaría con criterio N-1, sin generación local forzada, en cambio la subzona de Ventanas y Quillota requeriría de generación local en base a Diesel para operar con criterio N-1.

Es importante señalar que las evaluaciones realizadas consideran todas las instalaciones de transmisión y generación proyectadas disponibles. Por lo tanto, ante indisponibilidades forzadas con demora en su retorno al servicio, habrá

inconvenientes en la seguridad del sistema (cursos forzosos o incendios en cercanías a LT 500 kV), que deberán ser abordados con los recursos de generación o transmisión que se encuentren disponibles.

6.3.1 INERCIA, RESPUESTA DINÁMICA DEL SEN Y NIVELES DE CORTOCIRCUITO AL AÑO 2026

Los principales efectos que tendrá el retiro de las centrales a carbón al año 2026 tienen relación con la reducción de los niveles de inercia del SEN, especialmente en el Norte Grande que abarca las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta y en el Norte Chico, que abarca las regiones de Atacama y Coquimbo, y los niveles de potencia de cortocircuito entre Lagunas y Alto Jahuel.

En los escenarios analizados la inercia y niveles de cortocircuito del Norte Grande y Norte Chico se ven significativamente disminuidos respecto del caso con las centrales a carbón en servicio. En las zonas centro y sur del SEN, ante el retiro de servicio del complejo Ventanas, Bocamina y Santa María, sus efectos se hacen patentes a nivel de la capacidad de las líneas de transmisión que abastecen las cargas de cada una de las zonas en las que se encuentran emplazadas, en escenarios diurnos de alta demanda y temperatura ambiente.

Asimismo, los escenarios más afectados serán aquellos escenarios diurnos, con alta penetración ERV, pues la baja presencia de generación térmica con aportes gestionables de combustibles fósiles, cuyas masas rotatorias aportan inercia y estabilidad al sistema eléctrico, redundará en un sistema con menor inercia y, en consecuencia, con menor capacidad para soportar perturbaciones y desbalances instantáneos de generación y demanda.

La contingencia más crítica desde el punto de vista de la respuesta dinámica del SEN en general, y del Norte Grande en particular, 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, con el consiguiente colapso del SEN. **Para lograr un comportamiento adecuado es necesario conectar generación síncrona en la zona, totalizando una inercia mínima requerida para el Norte Grande de unos 5.84 s (6077 MVAs). Para el escenario de noche y con transferencias de 1500 MW desde el sur, la inercia mínima requerida para el Norte Grande es de unos 5.64 s (7764 MVAs).**

En relación con los niveles de cortocircuito, las subestaciones más afectadas corresponden Kimal, Los Changos y Maitencillo, donde el nivel de cortocircuito desciende en un 35% aproximadamente respecto del caso con las centrales a carbón en servicio. En este caso se simuló una falla consistente en un cortocircuito trifásico en la línea Parinas-Likanantai 220 kV que derivó en un colapso de la tensión en el norte del SEN que produciría un blackout o apagón, evidenciando los efectos de un bajo nivel de cortocircuito. Cabe señalar que, aparte de que en estos nodos la red se hace más débil para afrontar contingencias y perturbaciones, el bajo nivel de potencia de cortocircuito podría afectar la adecuada operación estable de la generación ERV que se conecte en dichos nodos, pues este tipo de generación se conecta a través de dispositivos de electrónica de potencia y sistema de control que requieren una red fuerte para su adecuada operación

7 ANEXOS

7.1 ANEXO-MODELACIÓN OPERACIÓN HORARIA 2026

Para las simulaciones de la operación económica específicas del año 2026, se utilizó un modelo horario para optimizar la operación futura de corto plazo del SEN, incorporando restricciones operativas de corto plazo. Dichas restricciones operativas incorporan variables de decisión enteras al problema de optimización.

Las restricciones operativas modeladas en esta etapa de optimización son las siguientes:

- ✓ Inercias mínimas acopladas a las restricciones de CPF.
- ✓ Restricciones dinámicas de requerimientos de CPF, CSF y rampa.
- ✓ Mínimos técnicos.
- ✓ Tiempos mínimos de operación de centrales térmicas.
- ✓ Costos de encendido de unidades con alto ciclaje motivo de la inserción de ERV.

Por otra parte, el uso de embalses fue modelado a partir de la incorporación de funciones de costo futuro del agua de los embalses, proveniente del modelo MT para realizar la coordinación hidrotérmica. No obstante, para este estudio en particular se consideró un uso más restrictivo de los volúmenes de energía almacenada en los embalses.

7.1.1 MODELACIÓN COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA

La gestión semanal de uso de embalses es en general modelada a partir de la incorporación de funciones de costo futuro del agua de los embalses, proveniente del modelo MT para realizar la coordinación hidrotérmica. En este contexto, se crearon restricciones lineales dinámicas en Plexos que permitiesen indexar el costo futuro de agua de los embalses a sus respectivos volúmenes.

Para realizar lo anterior, se toman las funciones de costo futuro de todo el horizonte de planificación de largo plazo, para todas las iteraciones del modelo de coordinación hidrotérmica, y éstas son incorporadas como condición de borde de cada semana de operación horaria simulada, con el fin de fijar el costo del agua del embalse en la etapa semanal de optimización.

A pesar de estar disponible esta representación de uso del recurso hidráulico a partir de funciones de costo futuro, para este análisis en particular se definió una política de fijación de cota, donde para disponer de escenarios futuros más exigentes se definió que el aporte máximo semanal de energía provista por los embalses fuese equivalente a la energía afluente semanal total provista en los respectivos escenarios hidrológicos. Lo anterior para disponer de la energía almacenada como recursos de provisión de servicios de control de frecuencia.

7.1.2 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE INERCIA

7.1.2.1 Formulación

Con el fin de disponer de una cuantificación de los requerimientos reales mínimos de inercia para el sistema, se requiere tener conocimiento de la frecuencia mínima bajo la cual dicho sistema puede perder la estabilidad, o de manera más conservadora mitigue la operación de escalones de desconexión de carga por baja frecuencia. En el primer caso, si el límite de inercia estuviese fijado por los márgenes de estabilidad del sistema, sería necesario realizar los cálculos de los niveles de estabilidad del sistema para distintos estados de operación del sistema, lo que desde el punto de vista de modelación sería bastante complejo de predecir a través de una formulación. No obstante, existen restricciones operativas a nivel de norma técnica, bajos los cuales se indican los niveles de frecuencia mínima admisible para el sistema ante desconexiones de generación, con el fin de evitar la operación de los esquemas de desconexión automática

de carga por baja frecuencia. Lo anterior, si bien, representa una restricción forzada a los niveles mínimos de frecuencia admisible, es a su vez un criterio conservador que permite operar en forma segura el sistema. Bajo este contexto, en el cual se fija el límite mínimo permitido de frecuencia para desconexiones de generación, es posible cuantificar en alguna medida los requerimientos de inercia mínima, bajo los cuales no se traspase dicho umbral de frecuencia mínima. No obstante, dichos requerimientos de inercia serán variables en función de las unidades de generación disponibles para brindar el control primario de frecuencia, y serán mayores en la medida que se disponga de un parque de respuesta lenta, en comparación con los requerimientos de inercia para un parque de generación que brinda respuesta rápida para el control primario de frecuencia.

Lo anterior, motivó en primer lugar a modelar de manera simplificada la funcionalidad entre los niveles de inercia, la tasa de respuesta de las unidades de generación, y la frecuencia mínima admisible. Para obtener dicha funcionalidad se utilizó la relación dinámica de la variación de la frecuencia con la potencia, la cual se presentan en la expresión (1).

$$\Delta P_m - \Delta P_L = 2H \frac{d\Delta\omega}{dt} + D\Delta\omega \quad (1)$$

ΔP_m : Variación de la potencia mecánica (pu)

ΔP_L : Variación de la potencia eléctrica (pu)

H : Constante de inercia (s)

D : Constante de damping (pu)

$\Delta\omega$: Variación de la frecuencia (pu)

Considerando una aproximación conservadora, en donde se desprecian las variaciones de la demanda con la frecuencia, dicha expresión se simplifica, y permite obtener una relación simple de la variación de la frecuencia en función del tiempo para un desbalance fijo entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica.

$$\Delta P_m - \Delta P_L = 2H \frac{d\Delta\omega}{dt} \quad (2)$$

Con lo que si se asume una desconexión neta de generación $\Delta P_E = \Delta P_L$ se tiene que $\Delta P_m = 0 \rightarrow \Delta P_m - \Delta P_L = -\Delta P_E$, y se puede obtener la siguiente expresión en función del tiempo, donde ΔP_L representa la desconexión neta de generación

$$\Delta\omega_1 = -\frac{\Delta P_E}{2H} \cdot t_1 \quad (3)$$

Luego dicha expresión es válida sólo durante el tiempo de banda muerta del control primario de frecuencia, donde los gobernadores de las unidades no actúan para recuperar la frecuencia. No obstante, una vez pasa este tiempo, la frecuencia sigue decayendo hasta que el control primario reestablece el equilibrio de potencia eléctrica y mecánica. En base a lo anterior, como simplificación se considerará una tasa de toma de carga constante para la respuesta del control primario de frecuencia para cuantificar en alguna medida la relación entre la caída máxima de frecuencia, y las tasas de respuesta del control primario. En base a lo anterior, se asume:

$$\Delta P_{CPF} = C_{gov} \cdot t_2 \quad (4)$$

Luego se tiene que $\Delta P_m - \Delta P_L = \Delta P_{CPF} - \Delta P_E$, con lo que

$$C_{gov} \cdot t - \Delta P_E = 2H \frac{d\Delta\omega}{dt} \quad (5)$$

En base a lo anterior, se tiene que

$$\Delta\omega_2 = \frac{1}{4H} C_{gov} \cdot t_2^2 - \frac{\Delta P_E}{2H} \cdot t_2 \quad (6)$$

Considerando que t_1 representa el intervalo de tiempo entre el comienzo de la desconexión de generación, y t_2 el tiempo en el intervalo de tiempo en que comienza la respuesta del control primario de frecuencia.

Asumiendo que el tiempo de la banda muerta es fijo, el primer intervalo de caída de frecuencia estaría dado por:

$$\Delta\omega_{1bm} = -\frac{\Delta P_E}{2H} \cdot t_{bm} \quad (7)$$

Luego, considerando que el control primario de frecuencia reestablece el balance de potencia en un intervalo t_{CPF} , se tiene que en dicho instante se alcanza la caída máxima de frecuencia, antes de que comience el restablecimiento de la frecuencia. Por consiguiente, a partir de (4) se tiene que en dicho instante, se equipara la variación de potencia del control primario, con la potencia neta desconectada, ya que se asumió despreciable la variación de la carga con la frecuencia:

$$\Delta P_{CPF} = C_{gov} \cdot t_{CPF} = \Delta P_E \quad (8)$$

Luego utilizando la expresión (6), para el instante de tiempo t_{CPF} en que se reestablece la potencia, se tiene que:

$$\Delta\omega_{2cpf} = \frac{1}{2H} C_{gov} \cdot t_{CPF}^2 - \frac{\Delta P_E}{2H} \cdot t_{CPF} \quad (9)$$

y al combinar dicha expresión, con la expresión (8), se tiene que:

$$\Delta\omega_{2cpf} = \frac{\Delta P_E}{4H} \cdot t_{CPF} - \frac{\Delta P_E}{2H} \cdot t_{CPF} = -\frac{\Delta P_E}{4H} \cdot t_{CPF} \quad (10)$$

Finalmente, se tiene que la excursión máxima de frecuencia estaría dada por la suma de las variaciones de frecuencia durante el tiempo de la banda muerta, con la variación de frecuencia durante el tiempo en que se reestablece la potencia, se tiene que:

$$\Delta\omega_{max} = \Delta\omega_{1bm} + \Delta\omega_{2cpf} = -\frac{\Delta P_E}{2H} \cdot t_{bm} - \frac{\Delta P_E}{4H} \cdot t_{CPF} = -\frac{\Delta P_E}{2H} \cdot \left(t_{bm} + \frac{t_{CPF}}{2} \right) \quad (11)$$

Luego dicha desconexión de generación se tomó con referencia positiva, lo que implica una desviación máxima negativa en la frecuencia. En términos absolutos, dicha expresión asociada a la desviación máxima de frecuencia estaría dada por:

$$|\Delta\omega_{max}| = \frac{\Delta P_E}{2H} \cdot \left(t_{bm} + \frac{t_{CPF}}{2} \right) \quad (12)$$

A partir de algunas simplificaciones conservadoras, cómo el de despreciar la variación de la carga con la frecuencia, y el de considerar una tasa de toma de carga constante para el control primario, es posible obtener una relación entre la desviación máxima de frecuencia ante desconexiones de generación, en función de la inercia del sistema, el tiempo de restablecimiento de la potencia del control primario (velocidad de respuesta), y el tiempo de la banda muerta del control primario.

Si bien, la expresión (11) permite relacionar las variables anteriormente mencionadas, se debe destacar que la tasa de respuesta de las unidades generadoras en el control primario de frecuencia varía entre una y otra unidad, lo que hace

que en general sea complejo la determinación real del tiempo de control primario de frecuencia para el restablecimiento de la potencia, y por lo tanto es complejo determinar la velocidad promedio de respuesta del parque generador. No obstante, al aplicar una consideración conservadora para planificación, en la cual se asume que dicho tiempo de respuesta corresponde al tiempo total en completar el restablecimiento efectivo de la potencia, dicha expresión representaría una cota superior para las exigencias de inercia mínima del sistema, pudiendo alcanzarse en la práctica desviaciones menores de frecuencia debido a que las velocidades de respuesta en su conjunto conformarían una curva convexa, de mayor velocidad que la que se consideraría al tomar el tiempo t_{CPF} como el tiempo en que se realiza el restablecimiento efectivo de la potencia.

Finalmente, dicha expresión está expresada en valores por unidad, por lo que en valores reales estaría dada por:

$$|\Delta f_{max}| = \frac{\Delta P_E \cdot f_0}{2H_{eq} \cdot S_{nom}} \cdot \left(t_{bm} + \frac{t_{CPF}}{2} \right) \quad (13)$$

Considerando la inercia total del sistema, en vez de usar la inercia equivalente y la potencia nominal total, la expresión se convierte en:

$$|\Delta f_{max}| = \frac{\Delta P_E \cdot f_0}{2 \sum H_i \cdot S_{i,nom}} \cdot \left(t_{bm} + \frac{t_{CPF}}{2} \right) \quad (14)$$

Destacar que de dicha expresión, la componente que multiplica a los tiempos, esto es, representa el ROCOF del sistema, tasa a la cual decaería la frecuencia en los primeros instantes del desbalance de potencia. Adicionalmente, los resultados anteriores permiten suponer, que la tasa de caída de la frecuencia al momento de que comienza la actuación del control primario de frecuencia disminuiría a la mitad, en la medida que dicho control respondiese de forma lineal.

$$ROCOF = \frac{\Delta P_E \cdot f_0}{2 \sum H_i \cdot S_{i,nom}} \quad (15)$$

7.1.2.2 Modelación para incorporación en modelo de optimización lineal

Si bien la expresión (14) permite relacionar el tiempo de respuesta del control primario de frecuencia, con los requerimientos de inercia y la excursión máxima de frecuencia permitida, esto no es suficiente para su incorporación en los modelos de optimización de inversiones o simulación de la operación económica, lo anterior, en vista de que las ecuaciones de restricción deben formularse de tal manera de no presentar no linealidades, considerando que los modelos para optimización de inversiones y simulación de la operación están planteadas como un problema de optimización lineal.

En base a lo anterior, utilizando la expresión (14), se plantea la siguiente modelación para las restricciones identificadas:

$$\sum_i H_i \cdot S_{i,nom} \geq \frac{\Delta P_E \cdot f_0}{2|\Delta f_{max}|} \cdot \left(t_{bm} + \frac{t_{CPF}}{2} \right) \quad (15)$$

Asumiendo que:

- ✓ La desviación máxima de frecuencia permitida corresponde a 1 [Hz].
- ✓ Para la desconexión de la unidad de generación más grande se consideran 400 [MW].
- ✓ El tiempo de banda muerta del control primario se estimará de manera conservadora en 1[s].
- ✓ La frecuencia nominal del sistema corresponde a 50 [Hz]

- ✓ El aporte de inercia dependerá del estado de encendido/apagado de las unidades sincrónicas¹⁹.

La expresión (15) se transforma en una restricción lineal dada por:

$$\sum_i \mathbf{u}_i \cdot \mathbf{H}_i \cdot \mathbf{S}_{i,nom} \geq 10.000 + 5.000 \cdot t_{CPF} \quad (16)$$

Donde dicha expresión considera las unidades de inercia en [MVAs].

Luego, la variable asociada al tiempo de control primario de frecuencia representará una variable de acoplamiento con las variables asociadas a las restricciones del control primario de frecuencia.

Destacar que para el sistema norte se incorporó una restricción de inercia mínima adicional para evitar fenómenos de inestabilidad angular, obtenida en el marco de los estudios de interconexión SIC-SING.

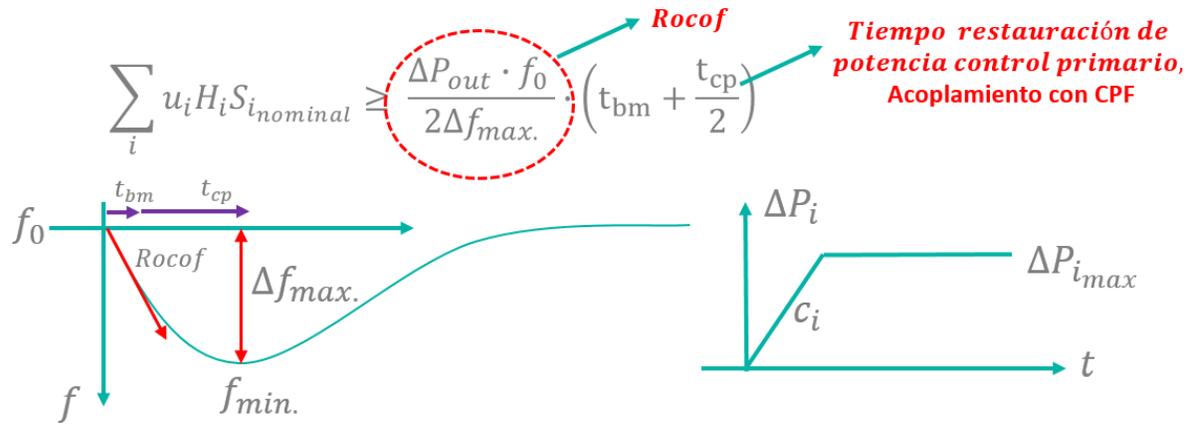
$$\sum_{\forall i, SING} \mathbf{u}_i \cdot \mathbf{H}_i \cdot \mathbf{S}_{i,nom} \geq 10.000 \quad (16)$$

En la Ilustración 7.1 se presenta de manera gráfica las principales variables de interés modeladas para representar los requerimientos de inercia mínima del sistema.

Finalmente, se debe destacar que la incorporación de los requerimientos mínimos de inercia en función de los tiempos de restablecimiento de la potencia asociados al control primario de frecuencia, permite recoger de manera simplificada los beneficios de disponer de elementos capaces de acelerar la respuesta del control primario de frecuencia, cómo en el caso de sistemas de almacenamiento en base a baterías, los cuales logran alcanzar tasas de subida de potencia mínima a nominal en intervalos de entre 1 y 3 segundos.

¹⁹ A futuro dicho supuesto podría cambiar, considerando la alternativa del aporte rápido de potencia activa por parte de centrales en base a tecnología solar o sistemas de almacenamiento en base a baterías, junto con adecuaciones en el control de máquinas con inercia real conectadas a través de convertidores de frecuencia a la red.

Ilustración 7.1: Representación gráfica de los requerimientos de inercia para CPF, y modelación de las variables de interés



7.1.3 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE CPF

La modelación de los requerimientos de control primario de frecuencia en términos convencionales, sólo requiere recoger el cumplimiento de disponer de determinados montos de reserva en giro destinados a este fin. No obstante, cómo se presentó en la sección anterior, existe un acoplamiento entre la velocidad de respuesta del control primario de frecuencia, con los requerimientos de inercia mínima, lo cual debe ser modelado, con el fin de no disponer de restricciones de inercia rígidas, que no den cuenta del grado de libertad adicional que gozan estos requerimientos de inercia, cuando se dispone de un parque generador capaz de dar respuesta rápida en el control primario de frecuencia.

Para lo anterior, se formuló una modelación que permite recoger la velocidad de respuesta efectiva de las unidades en el control primario de frecuencia:

En primer lugar, se realizó la simplificación conservadora de considerar que las unidades son capaces de entregar su reserva efectiva máxima a tasa constante, no obstante, se consideró como tope para dicha reserva efectiva los aportes máximos de potencia que las unidades pueden entregar en el intervalo de 0 a 10 segundos. La información anterior, respecto a los topes de reserva efectiva para control primario de las unidades, fue obtenida de resultados de los estudios eléctricos realizados en el marco de los estudios de interconexión SIC-SING.

La formulación de las restricciones lineales que permiten dar cuenta de las variables que se requieren modelar fue la siguiente:

$$\sum_i R_{efc,i} \geq \text{Reserva CPF} \tag{17}$$

$$R_{g,i} = u_i P_{max,i} - P_i \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \tag{18}$$

$$R_{efc,i} \leq R_{g,i} \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \tag{19}$$

$$R_{efc,i} \leq c_i \cdot t_i \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \tag{20}$$

$$R_{efc,i} \leq R_{efc,i,max} \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \tag{21}$$

$$R_{efc,i} \geq 0 \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \tag{22}$$

$$t_{CPF} \geq t_i \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \quad (22)$$

$$t_i \geq 0 \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \quad (22)$$

Donde $R_{efc,i}$ representa la reserva efectiva de cada unidad generadora que aportará al control primario de frecuencia. Mientras que $R_{g,i}$ representa la reserva en giro asociada a la unidad i .

Por su parte, c_i representa la tasa linealizada de subida de las unidades generadoras en el rango de tiempo asociados a control primario de frecuencia. Dicha tasa de subida difiere de la tasa de toma de carga asociada al control secundario de frecuencia, ya que la segunda corresponde a una tasa de toma de carga estacionaria, donde cada punto de operación responde a inercias térmicas o hidráulicas dependiendo de las unidades, mientras que las tasas de control primario de frecuencia responden a subidas rápidas de potencia, pero que no se sostienen a través del tiempo y la potencia en estado estacionario debe ser restablecida por el control secundario de frecuencia.

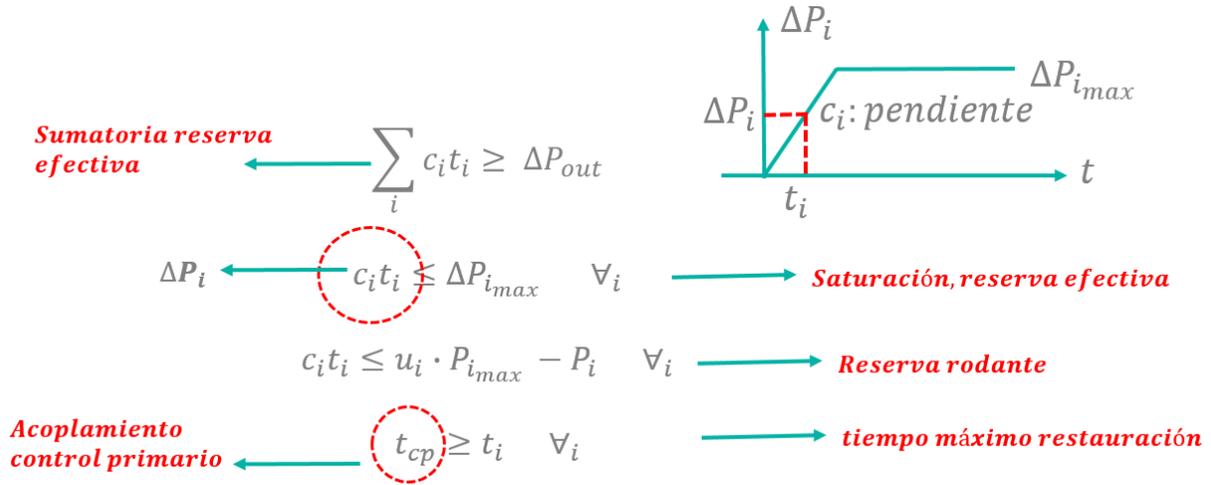
Adicionalmente, t_i corresponde a una variable auxiliar modelada, que representa el tiempo neto en que incurre la unidad generadora i para alcanzar su aporte de reserva efectivo. En base a lo anterior, la reserva primaria se satisface a través de los aportes netos de reserva efectiva. Las variables auxiliares t_i incorporadas permiten el acoplamiento del control primario de frecuencia con la restricción de inercia mínima.

De esta forma, la restricción (17) permite modelar los requerimientos de control primario de frecuencia, mientras que la restricción (18) permite modelar la reserva en giro disponible de una unidad i . Por su parte, la restricción (19) permite limitar la reserva efectiva máxima a niveles siempre inferiores a la reserva en giro disponible, mientras que la restricción (20) permite asociar linealmente el aporte neto de reserva efectiva de una unidad i , con el tiempo t_i en que incurre para brindar dicho nivel de reserva, donde la reserva efectiva siempre estará acotada por la decisión de temporal de la variable t_i . Por otra parte, la restricción (20) permite limitar la reserva efectiva al máximo posible por la unidad i . Finalmente, la restricción (22) representa el acoplamiento con la restricción de inercia sistémica, ya que el tiempo de control primario de frecuencia t_{CPF} será siempre superior al tiempo de la unidad más lenta en brindar la reserva efectiva para el control primario de frecuencia.

Destacar que en la medida que el sistema tienda a requerir disminuir sus niveles de inercia, debido por ejemplo a una alta inserción de ERV, en la optimización natural de uso de recursos, la restricción (17) tenderá a completarse al límite, a través de reservas efectivas aportadas por las unidades de mayor velocidad, ya que a través de estas será posible disponer de un vector de tiempos t_i , donde se minimice su valor máximo, y por lo tanto se minimice el t_{CPF} , lo que traería consigo una disminución de los requerimientos de inercia acoplados a través de esta variable de tiempo de respuesta del control primario.

Finalmente, en la ilustración 7.2 se presenta de manera gráfica la modelación que se formuló, sin embargo, en dicha ilustración se minimizó el número de restricciones para lograr de manera implícita el mismo set de restricciones. No obstante, para efectos de realizar simulaciones de la operación económica, es conveniente definir explícitamente las variables auxiliares de reserva en giro y reserva efectiva, con el fin de poder monitorear el comportamiento de dichas variables. Destacar que se asumió un requerimiento de control primario de frecuencia de 400 [MW], asociado a la desconexión de una unidad de generación, no obstante, en el futuro dicho requerimiento podría variar debido a variaciones instantáneas de la demanda neta superiores a los montos máximos de desconexión de generación, debido a la proyección futura de alta inserción de ERV.

Ilustración 7.2: Representación gráfica de los requerimientos del CPF, y modelación de las variables de interés



7.1.4 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RAMPA.

La modelación de los requerimientos dinámicos de rampa, se realizó a través de una formulación dinámica que consideró las variaciones inter-horarias de la demanda neta. En primera instancia, dicha formulación asumió, como criterio conservador, la existencia de despachos horarios para efectos de determinar la rampa de subida o bajada necesaria requerida en cada hora del día. Dichas variaciones de la demanda neta consideraron las variaciones propias del consumo, y adicionalmente las variaciones asociadas a los recursos de energías renovables variables solares y eólicas.

Para la formulación de las restricciones asociadas a los requerimientos dinámicos de rampa, se utilizaron las tasas de toma de carga estacionarias de unidades de generación, con el fin de disponer de restricciones que permitiesen cumplir de manera efectiva los requerimientos de rampa.

La formulación elaborada para modelar los requerimientos de rampa fue la siguiente:

Para los requerimientos de rampa de subida:

$$\sum_i C_{s,i} \cdot t_{up,i} \geq F_{U,t,t+1,solar} \sum_{i,solar} u_i P_{max,i} + F_{U,t,t+1,eólica} \sum_{i,eólica} u_i P_{max,i} + \Delta D_{U,t,t+1} \quad (1)$$

$$C_{s,i} \cdot t_{up,i} \leq R_{g,up,i} - R_{efc,i} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (2)$$

$$R_{g,up,i} = u_i \cdot P_{i,max} - P_i \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (3)$$

$$0 \leq t_{up,i} \leq 60 \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (4)$$

Para los requerimientos de rampa de bajada:

$$\sum_i C_{D,i} \cdot t_{down,i} \geq F_{D,t,t+1,solar} \sum_{i,solar} u_i P_{max,i} + F_{D,t,t+1,eólica} \sum_{i,eólica} u_i P_{max,i} + \Delta D_{D,t,t+1} \quad (5)$$

$$C_{D,i} \cdot t_{down,i} \leq R_{g,down,i} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (6)$$

$$R_{g,down,i} = P_i - u_i \cdot P_{i,min} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (7)$$

$$0 \leq t_{up,i} \leq 60 \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (8)$$

En las restricciones modeladas, se crearon vectores F diarios que representan variaciones porcentuales de la generación eólica y solar hora a hora, en función de su potencia máxima, esto es, las variaciones promedio esperadas entre horas consecutivas, como porcentaje de la potencia máxima de dichas unidades, con el fin de cuantificar de manera simplificada los requerimientos futuros de rampa asociados a la inserción de ERV. Adicionalmente, se incorporaron vectores ΔD de la variación de la demanda hora a hora proyectada en horas consecutivas. Lo anterior, permite representar de manera simplificada las variaciones futuras de la demanda neta entre despachos consecutivos, asumiendo el supuesto conservador de un despacho horario.

Adicionalmente, se incorporaron restricciones adicionales, asociadas a la reserva en giro de bajada de unidades, con la creación de variables auxiliares $R_{g,down,i}$ para cada unidad i .

Por otra parte, se crearon variables auxiliares $t_{up,i}$ y $t_{down,i}$ para poder incorporar las tasas de toma de carga estacionaria de unidades en la formulación. Mientras que las constantes $C_{s,i}$ y $C_{D,i}$ representan las tasa de tomar de carga de subida y bajada de las unidades respectivamente.

Se debe destacar, que la rampa neta que aportaría cada unidad tanto para subida como bajada estaría dada por $C_{s,i} \cdot t_{up,i}$ y $C_{D,i} \cdot t_{down,i}$, y ésta estaría limitada en el primer caso por la diferencia entre la reserva en giro y la reserva efectiva utilizada para CPF, mientras que para el caso de bajada solamente estaría limitada por la reserva en giro, debido a que no se consideró en los requerimientos de CPF la necesidad de reserva efectiva de bajada, asumiendo que la reserva efectiva de bajada se cumple en general de manera natural, y las subidas de frecuencia por desconexión de carga son menos severas para el sistema.

Para ejemplificar los vectores utilizados para la definición de rampas, en lo que se refiere a las variaciones en horas consecutivas de ERV solar, eólica, y demanda, en las Figura 7-1, Figura 7-2 y Figura 7-3, se presentan los vectores F y ΔD utilizados para el primer mes del horizonte.

Figura 7-1: Rampa solar

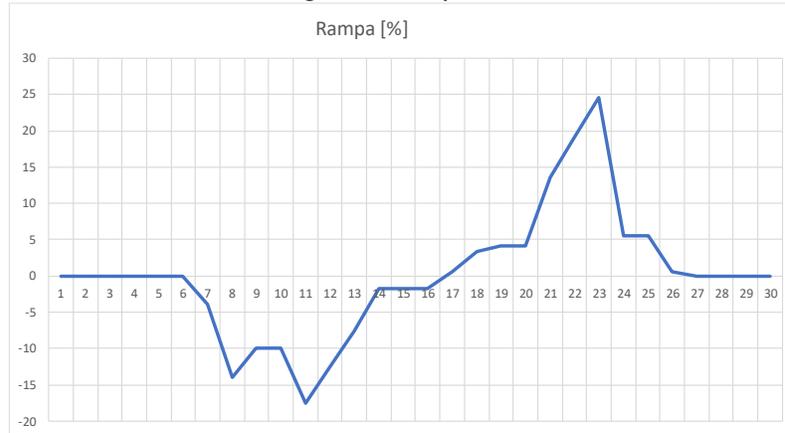


Figura 7-2: Rampa eólica

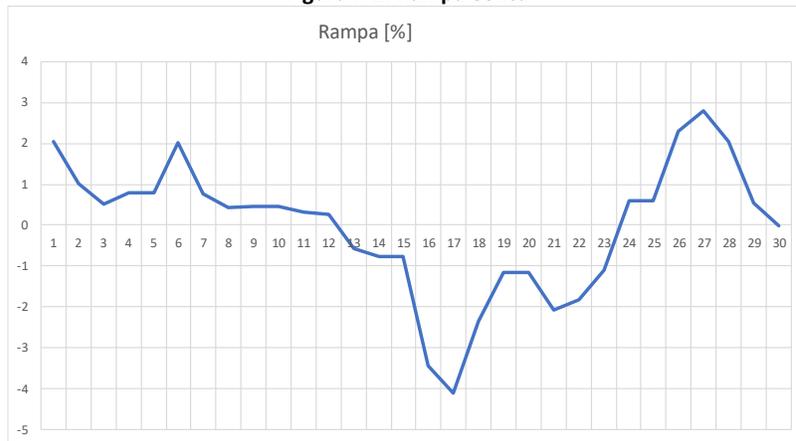
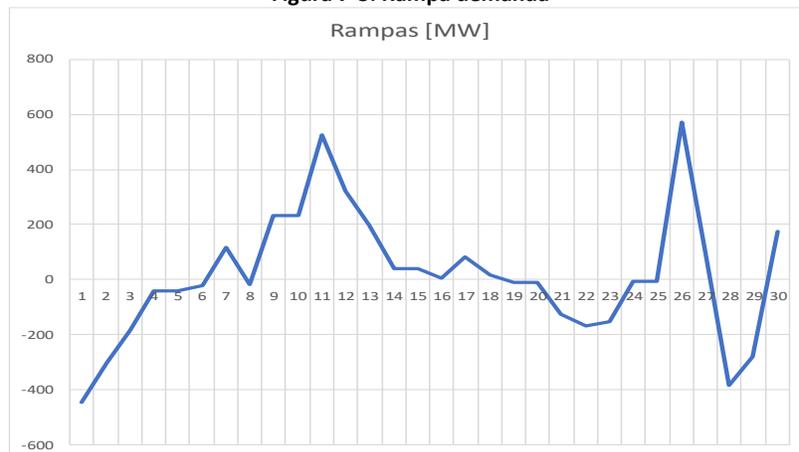


Figura 7-3: Rampa demanda



7.1.5 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RESERVA PARA CSF

La modelación de los requerimientos dinámicos asociados al control secundario de frecuencia, se realizó a través de una formulación dinámica que consideró las variaciones aleatorias intra-horarias y los errores de pronóstico asociados a la demanda neta. Dichas variaciones aleatorias intra-horarias y errores de pronóstico de la demanda neta consideraron las variaciones propias del consumo, y adicionalmente las variaciones asociadas a los recursos de energías renovables variables solares y eólicas.

Para la formulación de las restricciones asociadas a los requerimientos dinámicos de reserva secundaria, y la determinación de los montos de reserva, se utilizaron factores típicos de error de pronóstico y variaciones aleatorias para centrales ERV solar, eólica y demanda, donde las fuentes de información consideradas para la determinación de dichos factores, fueron los informes elaborados en el marco de los estudios de interconexión SIC-SING.

La formulación elaborada para modelar los requerimientos de reserva secundaria fue la siguiente:

Para los requerimientos de reserva secundaria de subida:

$$\sum_i R_{s,up,i} \geq F_{A+P,solar} \sum_{i,solar} P_i + F_{A+P,eólica} \sum_{i,eólica} P_i + F_{A+P,demanda} \cdot D_t \quad (1)$$

$$R_{s,up,i} = R_{g,up,i} - R_{efc,i} - C_{s,i} \cdot t_{up,i} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (2)$$

Para los requerimientos de reserva secundaria de bajada:

$$\sum_i R_{s,down,i} \geq F_{A+P,solar} \sum_{i,solar} P_i + F_{A+P,eólica} \sum_{i,eólica} P_i + F_{A+P,demanda} \cdot D_t \quad (3)$$

$$R_{s,down,i} = R_{g,down,i} - C_{D,i} \cdot t_{down,i} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (4)$$

Se debe destacar, que los factores utilizados para caracterizar las variaciones intra-horarias y errores de pronóstico de la demanda y la generación de energía renovable variable solar y eólica se presentan en la Tabla 7-1, donde los factores finales utilizados para la modelación del control de frecuencia fueron inferiores a los definidos en las fuentes de información de referencia, asumiendo mejoras futuras en la determinación de pronósticos.

De la formulación, cabe mencionar que para la determinación de las reservas secundarias $R_{s,up,i}$ y $R_{s,down,i}$ se descontaron los montos de reserva destinados a rampa y reserva efectiva para la reserva secundaria de subida, mientras que sólo se descontaron los montos de reserva de rampa para la reserva secundaria de bajada.

Tabla 7-1: Factores de desviación de la demanda neta por variaciones intra-horarias y errores de pronóstico

| Variaciones aleatorias intra-horarias | | | |
|---------------------------------------|-----------------|------------------|---------------------|
| | Eólica | Solar | Demanda |
| En Referencia | <7% P instalada | <13% P Instalada | 2% |
| Usado | 6% | 11% | 2% |
| Referencia | E. U.CHile | Estudio U.CHile | Estudios Eléctricos |
| Error pronóstico | | | |

| | | | |
|--|------------|------------|---------------------|
| En Referencia | 20%-30% | 10% | 2.5%-3% |
| Usado | 25% | 10% | 2.50% |
| Referencia | E. U.CHile | E. U.CHile | Estudios Eléctricos |
| Factor total de desviación / Error de pronóstico + Variaciones aleatorias | | | |
| Calculado | 26% | 15% | 3% |
| Usado | 18% | 10% | 2% |

7.1.6 MÍNIMOS TÉCNICOS

Los mínimos técnicos se incorporaron en la modelación, agregando la opción de restricciones de variables enteras para el parque generador en el software de planificación disponible, por lo que no fue necesario incorporar una formulación adicional al modelo para incorporar dicha modelación. Los mínimos técnicos utilizados, corresponde a los datos informados al Coordinador para las centrales existentes, mientras que estos fueron estimados para nuevas unidades en base a valores de referencia.

7.1.7 TIEMPOS MÍNIMOS DE OPERACIÓN

Los tiempos mínimos se incorporaron en la modelación, agregando la opción de restricciones de variables enteras para el parque generador en el software de planificación disponible, por lo que no fue necesario incorporar una formulación adicional al modelo para incorporar dicha modelación. Estos tiempos mínimos de operación utilizados, corresponden a los datos informados al Coordinador para las centrales existentes, mientras que estos fueron estimados para nuevas unidades en base a valores de referencia. Adicionalmente, el detalle de los tiempos mínimos de operación utilizados en la modelación para el Modelo ST se encuentra disponible en las bases de datos Plexos publicadas como anexos a este estudio.

7.1.8 COSTOS DE ENCENDIDO DE CENTRALES

Los costos de encendido se incorporaron en la modelación, agregando directamente dicha información al modelo Plexos, sin requerir tratamiento adicional como lo fueron las restricciones asociadas al control de frecuencia. Estos costos de encendido utilizados corresponden a los datos informados al Coordinador para las centrales existentes, mientras que estos fueron estimados para nuevas unidades en base a valores de referencia. Una modelación más detallada de dichos costos será incorporada en futuros procesos de planificación. Adicionalmente, el detalle de los mínimos técnicos de operación utilizados en la modelación para el Modelo ST se encuentra disponible en las bases de datos Plexos publicadas como anexos a este estudio.

7.2 ANEXO-INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN EN BASE A GNL

Actualmente la infraestructura de los dos terminales más importantes del país, como lo son los puertos GNL Mejillones y GNL Quintero, poseen las capacidades de regasificación por día indicadas en la Tabla 7-2, según lo declarado en sus respectivas páginas web <http://www.gnlm.cl/index.php/es/> y <http://www.gnlquintero.com/>.

Tabla 7-2. Capacidad nominal de regasificación en millones de m³/día.

| Terminal | Millones de m ³ /día |
|-----------------------|---------------------------------|
| GNL Mejillones | 5,5 |
| GNL Quintero | 15,0 |

Adicionalmente, la Tabla 7-3, muestra los factores del consumo específico neto a máxima potencia de las unidades sincrónicas en base a GNL, tanto para aquellas asociadas a GNL Mejillones como GNL Quintero.

Tabla 7-3. Consumo específico de combustible unidades en base a GNL

| Terminal | Unidad | Consumo Específico Neto [dam ³ /MWh] |
|-----------------------|--------------|---|
| GNL Mejillones | Atacama CC1 | 0,203 |
| | Atacama CC2 | 0,203 |
| | CTM3 | 0,207 |
| | Kelar | 0,183 |
| | TalTal 1 | 0,303 |
| | TalTal 2 | 0,303 |
| | TG3 | 0,363 |
| | U16 | 0,193 |
| GNL Quintero | Candelaria 1 | 0,314 |
| | Candelaria 2 | 0,314 |
| | Colmito | 0,263 |
| | Cordillera | 0,111 |
| | Nehuenco 1 | 0,197 |
| | Nehuenco 2 | 0,181 |
| | Nueva Renca | 0,198 |
| | Quintero 1 | 0,318 |
| | Quintero 2 | 0,317 |
| | San Isidro 1 | 0,203 |
| San Isidro 2 | 0,188 | |

Con el propósito de obtener una aproximación del requerimiento diario de GNL por parte de estas unidades, se realizan los siguientes supuestos:

- Se utilizan los factores de consumo específico neto listados en la Tabla 7-3, para todo el rango de potencia de generación de la máquina.
- Se realiza el cálculo de los m³/día a partir de las proyecciones de despacho obtenidas de los modelos de planificación de largo plazo, obteniendo la utilización diaria de GNL para ambos terminales de GNL.