

Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón

Diciembre de 2018

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

www.coordinadorelectrico.cl

CONTENIDO

0	INTRODUCCIÓN	4
1	OBJETIVOS DEL ESTUDIO	6
2	METODOLOGÍA Y BASES DEL ESTUDIO	7
2.1	METODOLOGÍA PARA LOS ANÁLISIS	7
2.2	INFORMACIÓN DE ENTRADA DE LARGO PLAZO	9
3	ESCENARIOS DE EXPANSIÓN DEL SEN – ESTUDIOS ECONÓMICOS	11
3.1	ESCENARIO DE ESTUDIO	11
3.2	PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN	14
3.2.1	ESCENARIO A1	14
3.2.2	ESCENARIO A2	15
3.2.3	ESCENARIO A3	17
3.2.4	ESCENARIO A4	17
3.2.5	ESCENARIO A5	19
3.2.6	ESCENARIO A6	20
3.2.7	RESUMEN PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN RESULTANTES	20
3.3	COSTOS DE OPERACIÓN E INVERSIÓN	23
4	OPERACIÓN MULTIANUAL DEL SEN - ESTUDIOS DE OPERACIÓN 1	25
4.1	GENERACIÓN ESPERADA	25
4.2	COSTOS MARGINALES	27
4.3	UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	28
4.3.1	ZONA NORTE GRANDE: IQUIQUE, MEJILLONES Y TOCOPILLA	28
4.3.2	ZONA NORTE CHICO: COPIAPÓ/HUASCO	30
4.3.3	SISTEMA 500 kV KIMAL - CHARRÚA	31
4.3.4	ZONA V REGIÓN: PUCHUNCAVÍ	34
4.3.5	ZONA VIII REGIÓN: CORONEL	35
4.4	EMISIONES DE CARBONO Y OTRAS	36
5	OPERACIÓN ECONÓMICA SEMANAL DEL SEN - ESTUDIOS DE OPERACIÓN 1	38
5.1	GENERACIÓN DIARIA	39
5.2	INERCIA Y CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA	42

5.3	CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA Y RAMPAS	45
6	<u>SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO DEL SEN – ESTUDIOS ELÉCTRICOS</u>	48
6.1	PUNTOS DE OPERACIÓN Y CONTINGENCIAS A SIMULAR	48
6.2	PRINCIPALES RESULTADOS	50
6.3	COMENTARIOS Y CONCLUSIONES	53
7	<u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	54
7.1	CONCLUSIONES	54
7.2	RECOMENDACIONES	55
7.3	ANÁLISIS FUTUROS	56

0 INTRODUCCIÓN

El Ministerio de Energía ha convocado a una mesa de trabajo con diversos actores de la industria, a la cual también ha sido invitado el Coordinador, donde en el marco de los objetivos de la Política Energética 2050, se analizan los aspectos tecnológicos, ambientales, sociales y económicos, de seguridad y de suficiencia del sistema eléctrico en su conjunto, entre otros, que permita a los propietarios de centrales a carbón establecer un cronograma y las condiciones para el cese o reconversión programada y gradual de la operación de sus plantas.

En el contexto de esta mesa de trabajo, se solicitó al Coordinador la realización de un Estudio con la finalidad de analizar en el largo plazo (20 años) los efectos sobre la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), velando por la operación segura y a mínimo costo, bajo un escenario de retiro gradual de instalaciones de generación en base a carbón. Este estudio es de carácter prospectivo y por lo tanto sus resultados y conclusiones son indicativas y no vinculantes, toda vez que ellas dependen de los escenarios futuros para el retiro o reconversión de centrales a carbón que se puedan presentar en el horizonte de estudio, por lo que es inherente su componente de incertidumbre.

El análisis de la operación y expansión de la capacidad de generación y transmisión nacional del SEN para el cronograma de retiro de centrales a carbón evaluado se encuentra dividido en tres anexos, siendo éste su cuerpo principal, en los cuales se describe la metodología utilizada en el estudio, descrita de manera resumida en la sección 2.1 de este informe y que profundizada en los Anexos respectivos. El contenido y alcance del informe y sus Anexos se resume a continuación:

Informe

En él se presenta la metodología general, objetivos, supuestos y metodología para abordar el problema principal, así como también los resultados y recomendaciones del Estudio.

Anexo 1: Escenarios de expansión del SEN

Este anexo se centra en la definición de escenarios de proyección de inversiones en infraestructura de generación y transmisión a lo largo del horizonte en estudio. El documento contiene la descripción detallada de los supuestos utilizados y las etapas involucradas, así como los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios definidos.

Anexo 2: Operación económica del SEN

En este anexo se presentan los supuestos y consideraciones utilizadas en la simulación de la operación del sistema, y los resultados obtenidos. Se considera como dato de entrada los planes de obra de generación obtenidos previamente, los que son analizados en un modelo de coordinación hidrotérmica que considera incertidumbre (Modelo MT) en los caudales afluentes, con la finalidad de obtener una política de uso del agua de los principales embalses y una primera aproximación a la operación futura del sistema para cada uno de los escenarios analizados.

A partir de los resultados obtenidos del Modelo MT, para cada plan de obras de generación, se procede a simular la operación del SEN con detalle horario (Modelo ST), con la finalidad de recrear una operación del sistema con las restricciones propias de los modelos de programación de la operación diaria, y que no pueden ser capturados por el Modelo MT, como son: requisitos de inercia, reservas para control de frecuencia, costos de partida y detención, tiempos mínimos de operación, mínimos técnicos, etc.

Anexo 3: Seguridad y Calidad de Servicio del SEN

En este anexo se desarrolló el análisis de seguridad y calidad de servicio a efectos de corroborar el correcto desempeño dinámico del sistema bajo un escenario de retiro gradual de instalaciones de generación en base a carbón y supuestos considerados para su elaboración. En el informe se detallan los supuestos utilizados para el desarrollo de los análisis eléctricos, la descripción de los puntos de operación y contingencias seleccionadas para ser simuladas, así como los resultados obtenidos para cada uno de los casos simulados.

1 OBJETIVOS DEL ESTUDIO

Los objetivos del presente Estudio son los siguientes:

OBJETIVO GENERAL

- Analizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para un horizonte de 20 años, bajo un escenario de retiro gradual de instalaciones de generación en base a carbón, velando por una operación segura y a mínimo costo, y resguardando el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar el impacto sobre la expansión de la capacidad de generación y transmisión, y la operación del SEN en el mediano y largo plazo, ante un escenario que considera el retiro gradual de las centrales termoeléctricas a carbón.
- Identificar los impactos sobre la seguridad y calidad de servicio derivados de la operación del SEN ante el retiro de las centrales a carbón en un escenario de mediano y largo plazo.
- Obtener conclusiones en relación con los resultados obtenidos derivados de los análisis realizados.

2 METODOLOGÍA Y BASES DEL ESTUDIO

2.1 METODOLOGÍA PARA LOS ANÁLISIS

Para evaluar los efectos de un cronograma de retiro de centrales a carbón se requiere definir escenarios de expansión del SEN, ya que éstos permitirán un dimensionamiento y caracterización referencial de la infraestructura necesaria para el abastecimiento futuro de la demanda eléctrica bajo esta nueva condición, y, por consiguiente, permitirán contar con una noción de los costos futuros de inversión y operación del sistema eléctrico.

En base a lo anterior, los criterios bajo los cuales se construyen dichos escenarios de expansión de la capacidad de generación y transmisión del SEN tienen un rol relevante para efectos del presente Estudio, ya que éstos son la base de las proyecciones del funcionamiento del sistema.

A su vez, la metodología utilizada debe ser consistente con los principales factores que inciden en su definición metodológica, los que se listan a continuación:

- Entrada en vigor de la Nueva Ley Transmisión (20.916/2016).
- Cambio en el mecanismo de tarificación del sistema de transmisión y ausencia de señal de localización.
- Potencial de Energías Renovables Variables (ERV) con costos de desarrollo a la baja y ubicados en zonas alejadas de los grandes centros de consumo.
- Necesidad de reconocer en los modelos que simulan la operación del sistema, los requerimientos de flexibilidad y otros atributos, como inercia y participación en control de frecuencia, en la simulación de la operación, debido a las proyecciones de inserción masiva de ERV.

La metodología utilizada para este Estudio fue desarrollada especialmente con la finalidad de abordar los aspectos mencionados previamente, diseñando un proceso iterativo separado en etapas ejecutadas en cascada, las cuales se retroalimentan. El esquema en que se muestra el orden y las interacciones entre las distintas etapas se presenta en la Figura 2.1.

Adicionalmente, se presenta una descripción breve de cada una de las etapas consideradas en el proceso.

ETAPA I – Modelo LT1: Optimización conjunta generación-transmisión

En esta etapa se utiliza un modelo de optimización multinodal, que considera una red de transmisión reducida, donde las restricciones más relevantes de transmisión se determinan con el criterio de seguridad N-1, pero no considera restricciones operativas de corto plazo que pueden disminuir adicionalmente la capacidad de transmisión.

Para incluir las alternativas de expansión de transmisión se consideran un modelo simplificado de transporte, que omite el acople angular, para dar factibilidad a la incorporación de variables de decisión en la inversión de transmisión sin afectar la linealidad del problema de optimización. Esta etapa permite verificar la optimalidad de la solución a nivel generación-transmisión, reconociendo los costos de transmisión al momento de optimizar el plan de obras de generación, y por lo tanto agregando la variable de localización en la determinación de las soluciones.

ETAPA II – Modelo LT2: Optimización de inversiones de generación con restricciones operativas

Para esta etapa se considera un modelo de optimización uninodal, donde la red de transmisión se representa mediante un solo nodo, pero se incorporan explícitamente las restricciones operativas de corto plazo con variables de decisión enteras, entre dichas restricciones destacan: mínimos técnicos, tiempos mínimos de operación, costos de encendido para centrales termoeléctricas con alto ciclaje¹ con motivo de la inserción de ERV, restricciones dinámicas de requerimientos de CPF² y CSF³, inercias mínimas acopladas al CPF. Esta etapa permite verificar los niveles óptimos factibles de inserción de ERV en base a los niveles de flexibilidad del parque existente, y adicionalmente dar señales a la flexibilidad para optimizar la inserción de recursos que permiten proveer flexibilidad adicional al sistema eléctrico, en la medida que en su conjunto con la inserción de ERV, igualmente permitan disminuir los costos totales de inversión y operación del sistema.

ETAPA III – Modelo MT: Optimización bajo incertidumbre del uso del agua embalsada

En esta etapa, se utiliza un modelo optimización que incorpora la Coordinación Hidrotérmica a efectos de resolver el problema de operación para todo el horizonte definido con una representación de la incertidumbre asociada a los caudales afluentes, tomando para tal efecto 57 series construidas en base a la estadística hidrológica. Esta etapa toma como insumo los planes de obra de generación resultantes de la iteración entre las etapas anteriores, obteniendo como resultado las Funciones de Costo Futuro (FCF) del agua para los principales embalses del sistema, resultado que será traspasado como un dato de entrada la etapa siguiente. Asimismo, se obtienen resultados de generación esperada, nivel de emisiones de carbono y uso esperado del sistema de transmisión.

ETAPA IV – Modelo ST: Optimización de la operación con detalle horario y restricciones operativas

Se considera para esta etapa un modelo de optimización de tipo determinístico, el cual es ejecutado secuencialmente con horizontes semanales y una representación horaria de la demanda y de los perfiles de generación eólica y solar, tomando como condición de borde las FCF⁴ determinadas en la etapa anterior. Adicionalmente, este modelo permite incorporar restricciones operativas y requerimientos de seguridad acordes a esta escala de tiempo (representación horaria), tales como: requerimientos mínimos de inercia, reservas para control primario y secundario de frecuencia, mínimos técnicos, tiempos mínimos en servicio y fuera de servicio, costos de partida, entre otros. Esta representación detallada del problema de operación económica permite capturar costos que el modelo MT no logra atender, entregando una mucho mejor aproximación de los costos operativos y los despachos de generación obtenidos, permitiendo identificar, además, eventuales problemas o nuevos requerimientos para la operación futura.

ETAPA V – Modelo EE: Estudios eléctricos de seguridad de servicio

¹ Del inglés Cycling, que dice relación con la operación de una unidad generadora en la cual su perfil de despacho para un período de tiempo determinado incorpora un número considerable de encendidos y apagados.

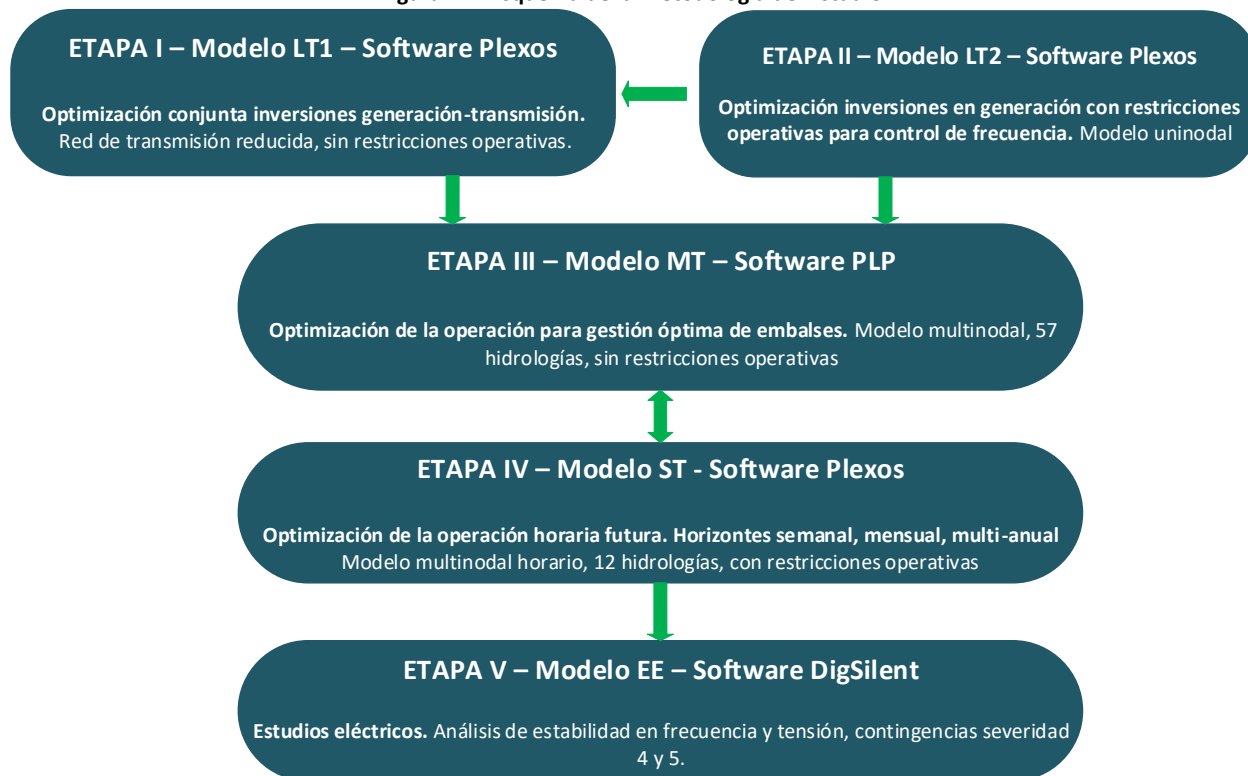
² Control primario de frecuencia

³ Control secundario de frecuencia

⁴ Función de costo futuro

La última etapa de la metodología utilizada corresponde a un análisis de la seguridad de servicio del sistema para distintos planes de obra de generación y transmisión resultantes de las etapas anteriores. Para esto se analizan aquellos puntos de operación considerados como exigentes en términos de la seguridad de servicio. Estos puntos de operación son seleccionados a partir de los resultados de la Etapa IV y son modelados en software de simulación del sistema eléctrico (Power Factory, DigSilent), permitiendo analizar la respuesta dinámica del sistema frente a una serie de contingencias de severidad 4 y 5, de acuerdo con las definiciones contenidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

Figura 2.1: Esquema de la Metodología del Estudio.



Una explicación más detallada de cada una de las etapas aquí descritas, así como de las interacciones entre ellas, se encuentran en los Anexos específicos asociados a cada una de las partes de este estudio.

2.2 INFORMACIÓN DE ENTRADA DE LARGO PLAZO

Otro aspecto relevante utilizado para el desarrollo del estudio corresponde a los supuestos de largo plazo en cuanto a proyección de variables.

Las principales fuentes de información, y los antecedentes considerados de cada una, se presentan a continuación:

- **PELP-Ministerio de Energía:** Información referente a los principales supuestos de largo plazo para la planificación, entre ellos, las proyecciones de costos de inversión de las distintas tecnologías de generación y almacenamientos, y el potencial máximo por zona de los recursos renovables.
- **ITP⁵-Comisión Nacional de Energía:** Información referente a las proyecciones de costos de combustibles, series hidrológicas, y proyectos de generación y transmisión en construcción.
- **Informe operación Interconexión-Estudios eléctricos:** Información referente a los tiempos de respuesta y límites de reserva efectiva de unidades de generación para el control primario de frecuencia (CPF), e inercia mínima requerida para el SING, extraídos del Informe “Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados. Estudio 1 - Control de Frecuencia y Distribución de Reservas para Control Primario y Secundario”, desarrollado por la empresa Estudios Eléctricos para el Coordinador finalizado el año 2017 con motivo de la interconexión SIC-SING.
- **Coordinador Eléctrico Nacional:** Información disponible y/o procesada referente a los perfiles de generación ERV por zona, en base a mediciones de centrales en operación, proyecciones de la demanda en base a modelos econométricos e información suministrada por coordinados, proyectos de generación comprometidos en licitaciones, e información técnica del sistema de transmisión y del parque generador. En cuanto a la información técnica del sistema de transmisión, capacidades en función de la temperatura, límites operativos para el cumplimiento del criterio de seguridad N-1, impedancias y costos referenciales de inversión de alternativas de expansión de transmisión. Mientras que, para el parque generador, potencia máxima de unidades, mínimos técnicos, tiempos mínimos de operación, costos de encendido de unidades, tasas de toma de carga estacionaria, inercia de generadores sincrónicos, rendimiento térmico e hidráulico de unidades entre otras.

⁵ Informe Técnico Preliminar de precios de nudo de corto plazo

3 ESCENARIOS DE EXPANSIÓN DEL SEN – ESTUDIOS ECONÓMICOS

3.1 ESCENARIO DE ESTUDIO

Para efectos del presente Estudio se definen las siguientes situaciones de análisis:

- Escenario “Sin Descarbonización”. Situación en la que no se retiran centrales a carbón en el SEN.
- Escenario A (bajo análisis): que supone un cronograma de retiro de centrales termoeléctricas a carbón por cumplimiento de vida útil técnica o económica de las centrales.

El presente Informe compara el primer escenario con los resultados obtenidos para el segundo, bajo diferentes condiciones de retiro de centrales y sensibilidades a variables de interés.

En este contexto, el denominado “Escenario A” considera:

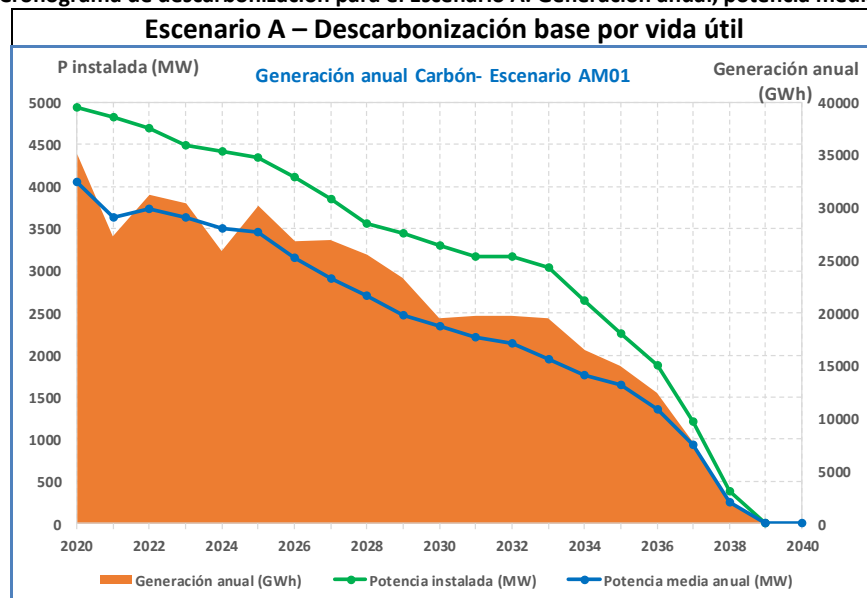
- Un cronograma de descarbonización por vida útil técnica y económica de las unidades a carbón. En específico, la vida útil técnica de las unidades a carbón se definió en un horizonte de 40 años, mientras que para la vida útil económica se consideró un horizonte de 25 años.

Para esta condición, el período en el cual se completa el cronograma de descarbonización es de 20 años, donde se utilizó como primer criterio de desconexión el cumplimiento de la vida útil técnica de las unidades más antiguas. Luego, sigue con el cumplimiento de la vida útil económica para las unidades que entraron en servicio en los últimos 10 años, en que el proceso de descarbonización fuese realizado en orden según los años de servicio. Así, se logra una tasa de descarbonización paulatina en el tiempo, de tal manera de evitar aumentos abruptos de los costos de desarrollo del sistema durante algunos períodos puntuales del cronograma.

El Escenario A no consideró los costos asociados al desarrollo de nueva infraestructura para el suministro de gas necesaria para nuevas centrales que utilicen gas natural o GNL, incorporación de generación distribuida ni futuras interconexiones internacionales.

El gráfico siguiente muestra la evolución de la capacidad instalada y la generación anual de las centrales a carbón para el escenario anteriormente descrito.

Figura 3.1: Cronograma de descarbonización para el Escenario A. Generación anual, potencia media e instalada.



Luego de haber definido el cronograma de descarbonización preliminar que permitirá realizar los estudios de operación y desarrollo del SEN, se consideró relevante realizar sensibilidades respecto de la evolución en el largo plazo de las siguientes variables que presentan gran influencia y efectos sobre el desarrollo y operación del sistema eléctrico.

- Costos de inversión de los nuevos proyectos de generación.
- Costos de combustible de centrales térmicas.
- Oposición social a proyectos de generación específicos de determinada tecnología.
- Limitaciones técnicas en la realización de proyectos de infraestructura de generación.

En el estudio se ha utilizado el concepto de “energía de base”, el cual se refiere a aquellas centrales generadoras o combinación de centrales de distinta tecnología, que tienen capacidad de gestionar sus aportes de energía al sistema las 24 horas del día los 7 días de la semana o bien que tienen un patrón de generación conforme la curva de demanda del SEN.

En la siguiente tabla se muestra el resumen de los supuestos utilizados para el Escenario A, en relación con el retiro de centrales a carbón, y las sensibilidades definidas para las variables de interés. A cada una de estas condiciones corresponde un escenario de operación y desarrollo de la capacidad de generación y transmisión del SEN.

Tabla 3.1: Escenarios considerados para estudio prospectivo de impactos económicos de la descarbonización

Escenarios considerados para estudio prospectivo de impactos económicos de la descarbonización		A1	A2	A3	A4	A5	A6
Combinatoria de supuestos		A1	A2	A3	A4	A5	A6
Mecanismo de descarbonización		Vida útil	Vida útil acelerada	Vida útil	Vida útil	Vida útil	Vida útil
Costos de inversión tecnologías de generación renovables	CSP	Ref.	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto
	Solar	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Bajo
	Eólico	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Bajo
	Geotérmica	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.
Costos de inversión sistemas de almacenamiento	Hidráulica	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.
	Baterías	Ref.	Ref.	Ref.	Bajo	Ref.	Bajo
Costos de inversión tecnologías convencionales	Bombeo hidráulico	Ref.	Ref.	Ref.	Bajo	Ref.	Bajo
	GNL	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos, bombeo y geotermia		Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Limitado	Limitado
Costo de combustible GNL		Ref.	Ref.	Alto	Alto	Ref.	Alto
Demanda Energética		Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.	Ref.

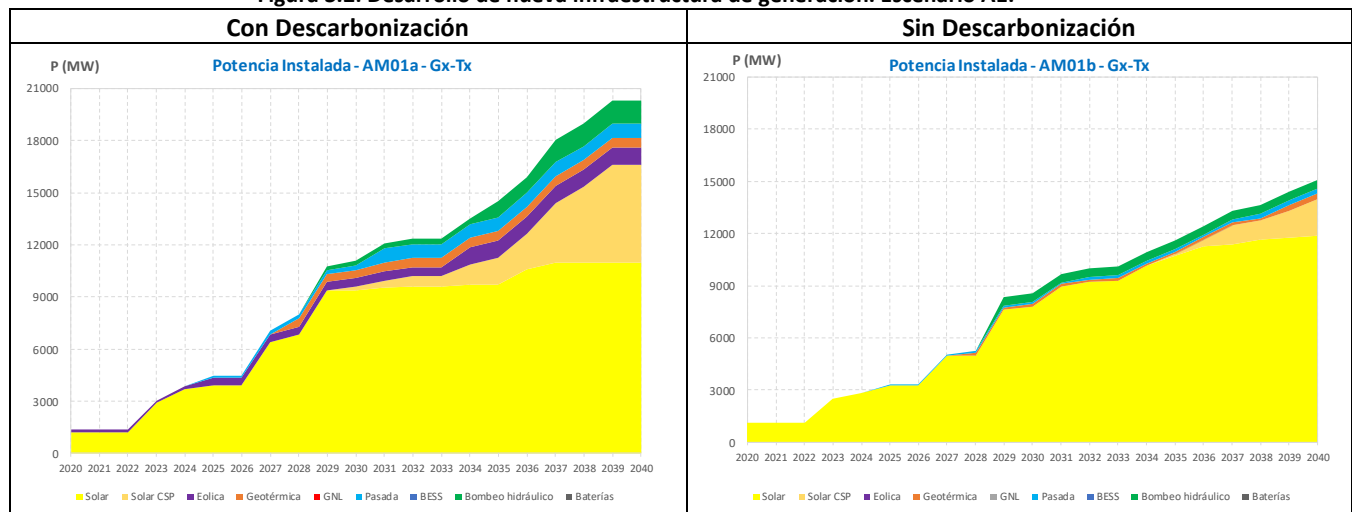
Cabe indicar que en las sensibilidades a los análisis de planes de obras de generación – transmisión, no se han considerado los costos asociados a nueva infraestructura de gas necesaria para nuevas centrales que operan con gas natural o GNL.

3.2 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN

3.2.1 ESCENARIO A1

Del análisis de los planes de obra de generación-transmisión resultantes de los procesos de optimización, se observaron diferencias en los niveles de inversión en generación óptima requerida entre los casos con y sin descarbonización. Dichas diferencias en algunos escenarios fueron del orden de 5.000 MW para el último año del horizonte, lo que representa una sustitución biunívoca de la potencia instalada de las centrales carboneras existentes. No obstante, para otros escenarios en que los sustitutos naturales son combinaciones de energía solar, eólica y sistemas de almacenamiento, las diferencias en la potencia instalada entre las condiciones con y sin descarbonización fueron superiores, a consecuencia de la menor potencia neta efectiva de las combinaciones entre ERV y sistemas de almacenamiento. En la figura siguiente se presentan los resultados obtenidos para el escenario A, con el fin de ilustrar lo mencionado previamente.

Figura 3.2: Desarrollo de nueva infraestructura de generación. Escenario A1.



De los resultados presentados en la Figura 3.2 se puede observar que la tecnología de expansión predominante en ambos escenarios corresponde a la tecnología solar, alcanzando montos de inversión similares para esta tecnología, entre los 11.000 y 12.000 [MW] al año 2040 para los casos a y b respectivamente. No obstante, a contar del año 2030 se observa una marcada inserción de tecnología de Concentración Solar de Potencia (CSP) para el caso que considera salida de centrales a carbón, con respecto al caso sin descarbonización. Lo anterior, debido a la necesidad de suplir la energía de base⁶, provista por centrales carboneras, a través de tecnologías sustitutas. Dicha base en este escenario es provista a través de centrales CSP capaces de proveer energía base en forma independiente, no obstante, de los resultados del plan de obras es posible observar que dicho aporte también puede ser provisto en

⁶ El concepto de “energía de base” se refiere a centrales generadoras o combinación de centrales de distinta tecnología, que tienen capacidad de gestionar sus aportes de energía al sistema las 24 horas del día los 7 días de la semana.

parte por una combinación entre tecnologías ERV solar, eólica, y sistemas de almacenamiento en base a tecnología de bombeo hidráulico.

Se puede observar también que, para este escenario, parte de la energía de base sustituta puede ser provista de manera competitiva por centrales en base a tecnología de geotermia e hidráulica de pasada, las cuales alcanzan inversiones por montos cercanos a los 500 y 800 MW respectivamente.

En términos generales, para este escenario, se observan diferencias cercanas a 5000 [MW] de nueva potencia instalada para suplir la salida de centrales según el cronograma de descarbonización completo al año 2040, con respecto al caso sin descarbonización, lo que es equivalente a la potencia instalada total del parque generador en base a carbón. Dicha sustitución uno a uno en términos de potencia resulta evidente en este escenario, por disponer mayoritariamente de un sustituto del tipo energía de base, como lo sería el caso de la tecnología CSP⁷, no obstante, dicha sustitución uno a uno no es equivalente en todos los escenarios, considerando que en otros escenarios la energía de base es sustituida por combinaciones de tecnologías ERV y almacenamientos, o tecnologías ERV y centrales que operan predominantemente en condición de ciclaje (con gas natural o GNL).

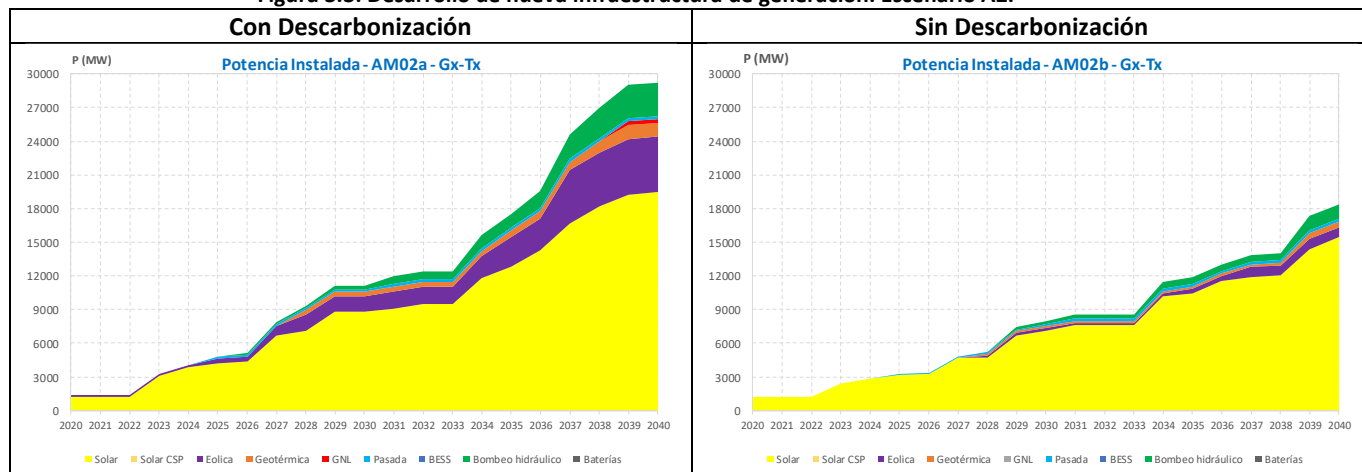
Se debe destacar adicionalmente, que los altos niveles de inserción de ERV solar y eólica son viables independiente de los niveles de descarbonización de la matriz, lo que se debe primordialmente a sus costos de desarrollo actuales y proyectados, y a la alta complementariedad que en el SEN logran este tipo de tecnologías con las centrales de embalse existentes, las cuales actúan como almacenamientos en los períodos de alta disponibilidad del recurso solar y eólico, facilitando la inserción de este tipo de tecnologías renovables en Chile desde un punto de vista técnico-económico, en la medida que se desarrollen las expansiones del sistema de transmisión.

3.2.2 ESCENARIO A2

A continuación, se presentan los resultados del desarrollo de la capacidad de generación y transmisión para el escenario A2.

⁷ Se consideró la tecnología CSP como central de energía de base como una simplificación conservadora, considerando que esta fuese su modo de operación óptimo, no obstante, sus beneficios podrían aumentar en condiciones en que su modo de operación se optimice para el SEN.

Figura 3.3: Desarrollo de nueva infraestructura de generación. Escenario A2.



De los resultados presentados en la Figura 3.3 se puede observar que la tecnología de expansión predominante en ambas condiciones de descarbonización corresponde a la tecnología solar, alcanzando montos de inversión entre los 15.500 y 19.500 [MW] al año 2040 para los casos a y b respectivamente. No obstante, a contar del año 2030 se observa una marcada incorporación adicional de centrales solares, eólicas, geotermia y bombeo hidráulico para el caso que considera salida de centrales a carbón, con respecto al caso sin descarbonización. Lo anterior, al igual que para el escenario A1, debido a la necesidad de suplir la energía de base provista por centrales carboneras, a través de tecnologías sustitutas. Tal como se indicó previamente, dicha base en este escenario es provista a través de centrales geotérmicas, y operación combinada de centrales solares, eólicas y almacenamiento en base bombeo hidráulico capaces de proveer energía base en forma independiente.

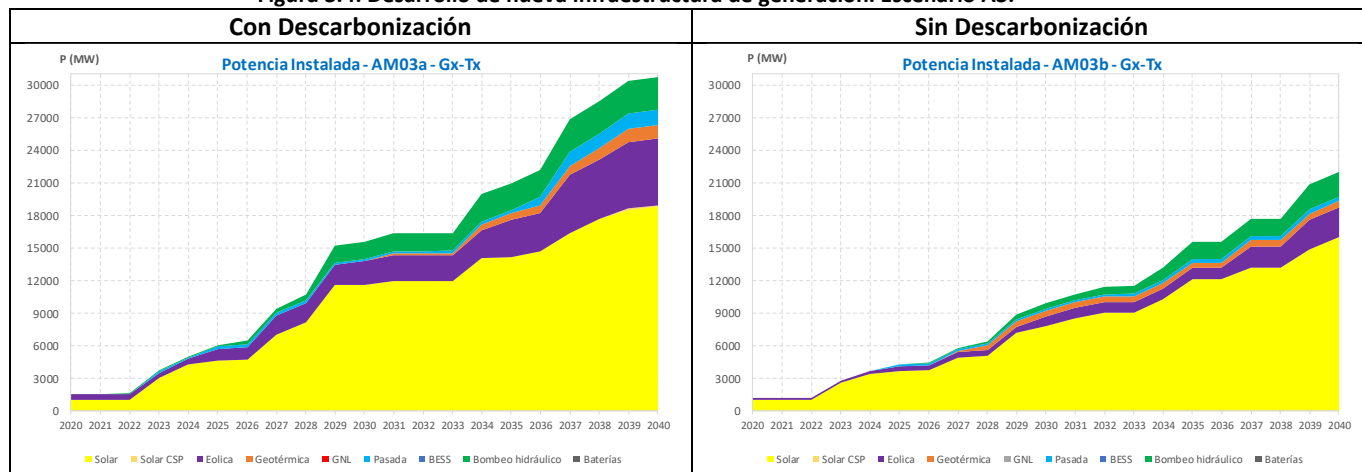
En términos generales, para este escenario, se observan diferencias mayores en la potencia máxima instalada entre los casos con y sin descarbonización, alcanzando montos cercanos a los 11.000 [MW] de nueva potencia instalada para reemplazar la capacidad de generación que se retirará según el cronograma de descarbonización completo al año 2040, lo que en términos de potencia máxima es superior a la potencia instalada total del parque generador en base a carbón a sustituir, pero similar en términos de potencia efectiva aportada. Tal como se explicó previamente, dicha sustitución en términos de potencia máxima no sería uno a uno para este escenario, ya que la energía de base es sustituida por combinaciones de tecnologías ERV y almacenamientos, o tecnologías ERV y centrales que operan predominantemente en condición de ciclaje (gas natural o GNL), lo que reduce su nivel de potencia efectivo para operar en condición de energía de base.

Por otra parte, las principales diferencias de este escenario con respecto al escenario A1, dicen relación con el costo de inversión proyectado para la tecnología CSP, donde para este escenario se utilizaron las proyecciones de costos altos de la PELP para esta tecnología. Dicha sensibilidad sobre el costo de inversión de la tecnología CSP incrementa su costo de desarrollo por sobre las otras tecnologías disponibles.

3.2.3 ESCENARIO A3

A continuación, se presentan los resultados del desarrollo de nueva capacidad de generación para el escenario A3.

Figura 3.4: Desarrollo de nueva infraestructura de generación. Escenario A3.



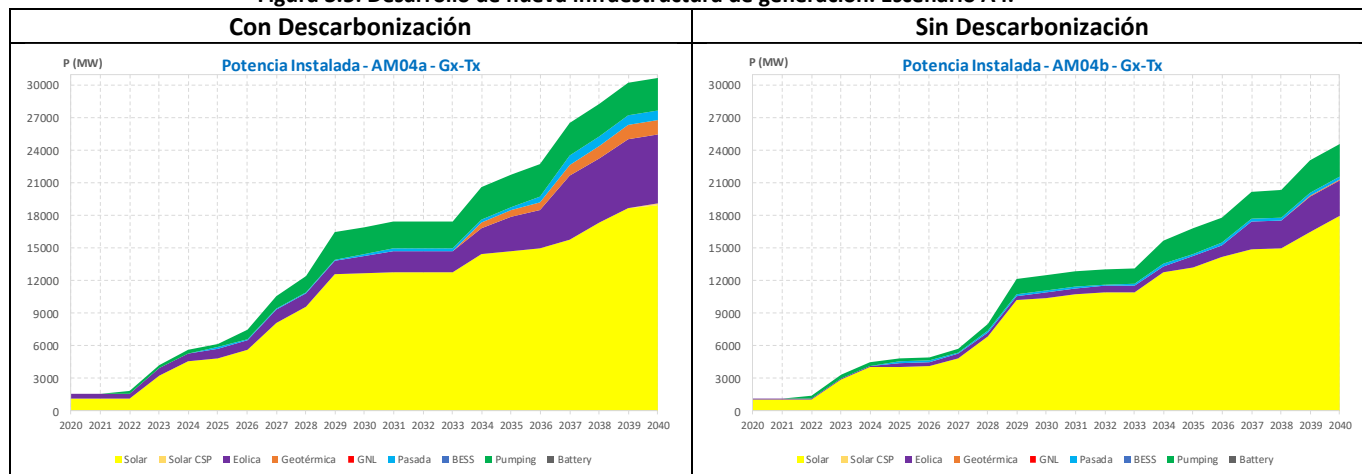
De los resultados obtenidos se puede observar que para el escenario A3 se obtienen niveles inferiores de inversión en nueva infraestructura para la condición sin descarbonización, similar a lo ocurrido para el escenario A1. Por su parte, los niveles máximos de nueva potencia instalada de este escenario con respecto al escenario A1 son superiores, ya que la composición de los sustitutos de las unidades a carbón para este escenario está dada por tecnologías renovables y sistemas de almacenamientos, que en su conjunto operan con una potencia efectiva inferior a su potencia máxima, lo que explica dichas diferencias.

A su vez, la operación de las centrales a gas natural o GNL existentes se ven limitadas para este escenario, lo que implica mayores niveles de inversión en tecnologías sustitutas para este escenario con respecto al escenario A2.

3.2.4 ESCENARIO A4

A continuación, se presentan los resultados del desarrollo de nueva capacidad de generación para el escenario A4.

Figura 3.5: Desarrollo de nueva infraestructura de generación. Escenario A4.

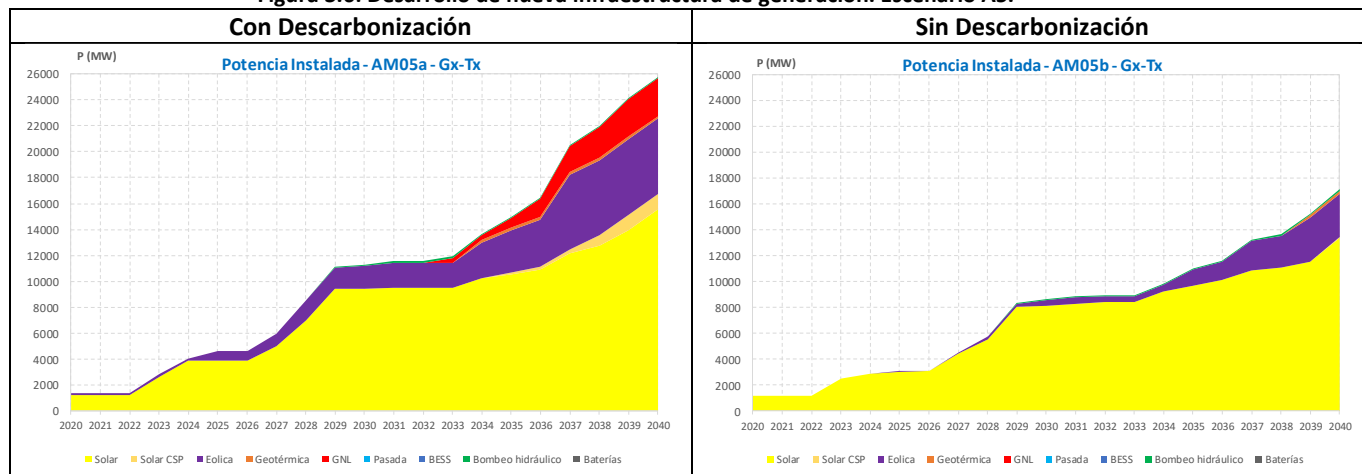


De los resultados obtenidos se puede observar que para el escenario A4 se obtienen niveles inferiores de inversión en nueva infraestructura para la condición sin descarbonización, al igual que para los otros escenarios A simulados. Los resultados de este escenario son similares a los obtenidos para el escenario A3, pero con una inserción más anticipada de los niveles máximos de sistemas de almacenamientos en base a bombeo hidráulico considerados. Al igual que para el escenario A3, la operación de las centrales a gas natural o GNL existentes se ven limitadas para este escenario, lo que implica mayores niveles de inversión en tecnologías sustitutas para este escenario con respecto al escenario A2.

3.2.5 ESCENARIO A5

A continuación, se presentan los resultados del desarrollo de capacidad de generación para el escenario A5.

Figura 3.6: Desarrollo de nueva infraestructura de generación. Escenario A5.



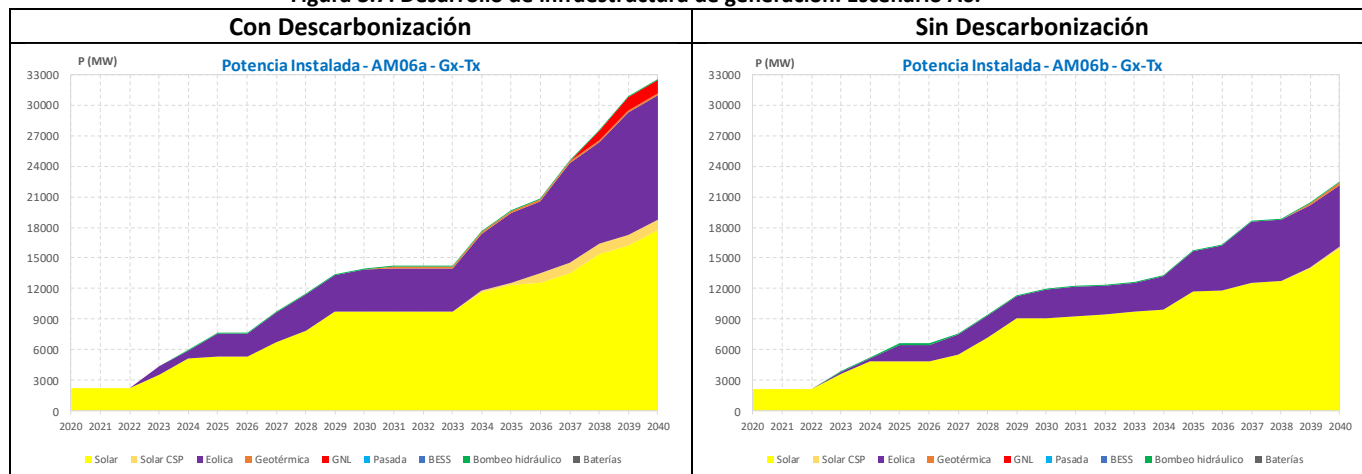
De los resultados obtenidos se puede observar que para el escenario A5 se obtienen niveles inferiores de inversión en nueva infraestructura para la condición sin descarbonización, al igual que para los otros escenarios A simulados.

Los resultados de este escenario se diferencian con los del escenario base con respecto a la inserción de energía eólica y de gas natural o GNL, donde la sustitución natural de las centrales en base a carbón está dada por una combinación entre energía eólica, solar y térmicas en base a gas natural o GNL. Por consiguiente, ante una eventual oposición social o limitación en la tramitación de permisos ambientales y la ejecución de proyectos en base a geotermia, centrales hidráulicas de pasada y de bombeo, los montos de inversión asociados a estas tecnologías se sustituirían por una inserción intensiva de energía eólica y GNL, implicando costos mayores de operación e inversión para el SEN.

3.2.6 ESCENARIO A6

A continuación, se presentan los resultados del desarrollo de capacidad de generación para el escenario A6.

Figura 3.7: Desarrollo de infraestructura de generación. Escenario A6.



Los resultados de este escenario se diferencian principalmente con los del escenario base con respecto a la inserción de energía eólica y gas natural o GNL, donde la sustitución natural de las centrales en base a carbón está dada por una combinación entre energía eólica, solar y térmicas en base a GNL. Por consiguiente, ante una eventual oposición social a la tramitación de permisos ambientales o limitación en la ejecución de proyectos en base a geotermia, hidráulicas de pasada y bombeo, los montos de inversión asociados a estas tecnologías se sustituirían por una inserción intensiva de energía eólica y operación de centrales GNL existentes, implicando costos mayores de operación e inversión para el SEN.

En cuanto a la anualidad⁸ de los costos totales de operación e inversión en generación y transmisión, para los distintos escenarios se alcanzaron diferencias entre 1.200 y 2.000 millones de dólares de la anualidad entre los escenarios con y sin descarbonización, lo cual se ilustra en la Figura 3.8 para el caso del escenario A1. Los costos ilustrados representan los costos totales de operación del SEN, los costos totales de inversión en nueva generación y los costos totales de inversión en nueva infraestructura de Transmisión Nacional.

3.2.7 RESUMEN PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN RESULTANTES

Con el fin de visualizar de manera resumida los requerimientos de nueva infraestructura de transmisión nacional relevante asociados al Escenario A del cronograma de descarbonización de la matriz eléctrica, en la Tabla 3.2 se presenta un resumen de las obras de transmisión nacional, para los distintos escenarios descritos en la Tabla 3.1, esto es, A1, A2, A3, A4, A5 y A6.

⁸ Corresponde a la anualidad equivalente de los costos de inversión y operación en el horizonte de estudio

Los resultados presentados en la Tabla 3.2 indican las fechas óptimas de puesta en servicio de las distintas alternativas de expansión de la red de transmisión obtenidas a partir del proceso de optimización global de inversiones generación-transmisión.

Adicionalmente, y con el fin de destacar los proyectos de mayor envergadura identificados en el proceso de optimización, en la Tabla 3.3 se presentan de manera resumida las fechas de puesta en servicio óptimas de los nuevos desarrollos de infraestructura necesarios para reforzar los principales corredores de transmisión del SEN.

De los resultados obtenidos se puede verificar la necesidad del desarrollo de un nuevo enlace HVDC⁹ de 2.000 [MW] entre las zonas norte y centro del país, entre las S/E Kimal y Lo Aguirre. Dicho proyecto es requerido para los 12 escenarios simulados (100% de los casos), lo que permite evidenciar que la necesidad del desarrollo de este proyecto es transversal para un gran espectro de los escenarios futuros analizados, y por lo tanto dicho desarrollo permitiría entregar robustez al Sistema Eléctrico Nacional, mitigando riesgos de sobrecostos en escenarios futuros de alta incertidumbre.

Adicionalmente para 9 de los 12 escenarios (75% de los casos), se identificó la necesidad de un segundo enlace HVDC entre las zonas norte y centro del país, entre S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre de entre 2.000 y 3.000 [MW] desde el año 2035 en adelante, proyecto que representaría una segunda etapa para el proyecto de enlace HVDC entre las zonas norte y centro del SEN.

Al respecto, se debe destacar que estos proyectos en conjunto son consistentes con la recomendación de expansión emitida por este Coordinador en su revisión anual de expansión del sistema de transmisión emitida en enero del año 2018, ya que dicha propuesta considera y permite el desarrollo del enlace HVDC en etapas. En específico, la propuesta del Coordinador considera la construcción de una línea HVDC entre S/E Kimal y Lo Aguirre de +/- 600 kV y 3.000 [MW] por polo (6.000 [MW] nominal), pero con una primera etapa que considera construcción de convertidores con tecnología para la transmisión de 2.000 [MW] netos entre las subestaciones Kimal y Lo Aguirre respectivamente. No obstante, la nueva línea Taltal – Lo Aguirre identificada para los últimos 5 años del horizonte de planificación, representaría una ampliación a este proyecto, equivalente a la adición de una nueva estación convertidora en S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre haciendo uso de tecnología VSC, considerando la capacidad disponible de la línea y la factibilidad hoy comprobada de disponer de enlaces híbridos que combinen las tecnologías LCC¹⁰ y VSC¹¹.

⁹ HVDC (High Voltage Direct Current) corresponde a líneas de transmisión de alto voltaje en corriente continua

¹⁰ LCC: Line Commutated Converter

¹¹ VSC: Voltage Source Converter

Tabla 3.2: Resumen de alternativas de expansión óptimas obtenidas de la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión, Modelo LT1.

Línea \ Escenario	Longitud referencial [km]	Flujo Máximo [MVA]	AM01a	AM01b	AM02a	AM02b	AM03a	AM03b	AM04a	AM04b	AM05a	AM05b	AM06a	AM06b
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt II	NA	2500	2028	2026	2032	2026	2026	2030	2027	2026	2027	2026	2025	2026
Kimal 220 Opt->Los Chagos 220 Opt II	150	700	2026	2025	2030	*	2025	2025	2025	2033	2025	2035	2025	2032
Los Chagos 220 Opt->Andes 220 Opt II	200	700	*	*	2038	2036	2038	2040	2039	2040	*	*	*	*
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt	1500	2000	2028	*	2032	*	2027	*	*	*	*	*	2027	*
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II	1500	2000	*	*	*	2034	*	2030	2027	2028	*	2028	*	2028
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt	1500	2000	*	2031	*	*	*	*	*	*	2028	*	*	*
TalTal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt	1150	2000	*	*	2035	*	*	*	*	2037	*	2039	*	*
TalTal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II	1150	2000	*	*	*	*	2037	*	2037	*	2037	*	*	2037
TalTal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt IV	1150	3000	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	2034	*
TalTal 500 Opt->Polpaico 500 Opt IV	1150	3000	2036	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Kimal 500 Opt->TalTal 500 Opt	350	4000	*	*	*	*	*	*	2040	*	*	*	*	*
Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II	30	2500	*	2025	2030	2029	*	*	*	*	*	*	*	*
Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt III	30	2500	2037	*	*	*	*	*	*	*	2028	*	*	*
Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt II	40	2500	*	*	2033	2031	*	*	*	*	2027	2028	2028	2028
Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt III	40	2500	2028	2029	2040	*	2026	2030	2028	2028	2037	*	2027	*
Lo Aguirre 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt	900	2000	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	2037	*

Tabla 3.3: Resumen de infraestructura de transmisión óptima relevante para los distintos escenarios de descarbonización. Modelo LT1.

Línea \ Escenario	Longitud referencial [km]	Zona	Flujo Máximo [MVA]	AM01a	AM01b	AM02a	AM02b	AM03a	AM03b	AM04a	AM04b	AM05a	AM05b	AM06a	AM06b
HVDC1: Kimal 500 - Lo Aguirre 500 / Polpaico 500	1500	Norte-Centro	2000	2028	2031	2032	2034	2027	2030	2027	2028	2028	2028	2027	2028
HVDC2: TalTal 500 - Lo Aguirre 500 / Polpaico 500	1150	Norte-Centro	2000 - 3000*	2036*	-	2035	-	2037	-	2037	2037	2037	2039	2034*	2037
HVDC o HVAC: Lo Aguirre 500 - Pichirropulli 500	900	Centro-Sur	2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2037	-
HVAC: Kimal 500 - TalTal 500	350	Norte	4000	-	-	-	-	-	-	2040	-	-	-	-	-

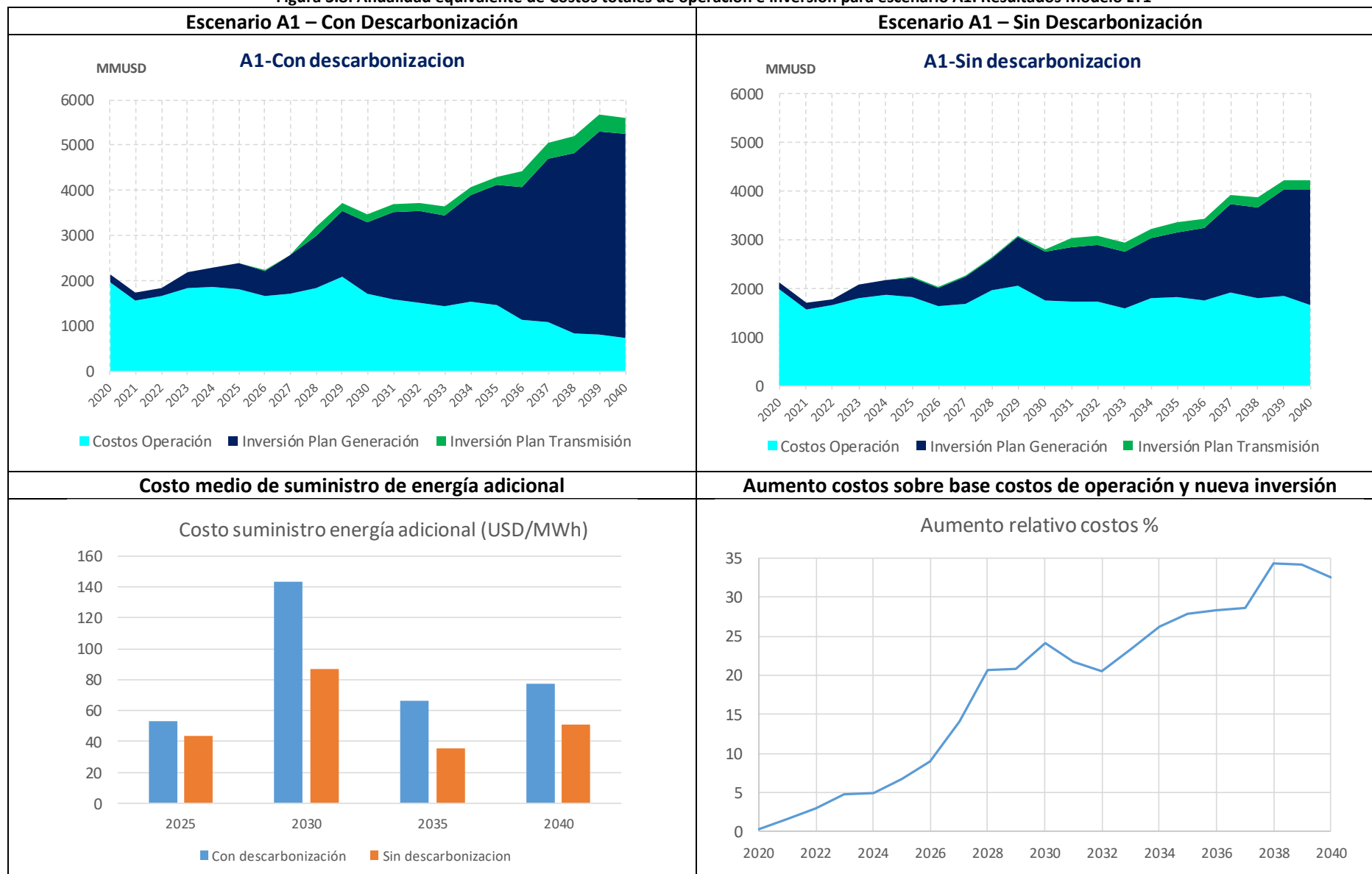
Finalmente, se debe destacar que para la mayoría de los escenarios futuros estudiados se obtienen similares requerimientos de infraestructura de transmisión, independiente si consideran o no descarbonización de la matriz eléctrica. No obstante, en la mayoría de los escenarios que se estudiaron para las condiciones con y sin descarbonización, se observó que el proceso de descarbonización adelantaría en el tiempo la necesidad de nuevas inversiones de transmisión, lo que hace indispensable anticipar el desarrollo de infraestructura de transmisión que permita afrontar con menores riesgos estos escenarios futuros para el SEN. Respecto a este punto, es importante destacar que para el caso de la Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, su requerimiento anticipado para los escenarios de descarbonización oscila entre 1 y 3 años con respecto al caso sin descarbonización, lo que ratifica aún más la necesidad de desarrollo temprano de este proyecto.

El análisis efectuado no ha determinado las inversiones en transmisión zonal que pudiesen ser necesarias como parte del cronograma de descarbonización del Escenario A y sus sensibilidades.

3.3 COSTOS DE OPERACIÓN E INVERSIÓN

Para efectos de contar con una estimación de los costos involucrados en un proceso de descarbonización de la matriz se hace necesario considerar tanto los costos por concepto de inversión en nueva infraestructura de generación y transmisión como los costos asociados a la operación del sistema eléctrico. De esta manera, en la Figura 3.8 se presentan para cada año del horizonte, los costos agregados de operación y la anualidad equivalente de los costos de inversión en generación y transmisión asociados al escenario A1 para las condiciones con y sin descarbonización, y su respectiva comparación de costos.

Figura 3.8: Anualidad equivalente de Costos totales de operación e inversión para escenario A1. Resultados Modelo LT1



4 OPERACIÓN MULTIANUAL DEL SEN - ESTUDIOS DE OPERACIÓN 1

A partir de los resultados de las etapas de optimización de inversiones, se simuló la operación del sistema para un horizonte de 20 años (2018-2038) mediante el uso del Modelo PLP, el que corresponde a un software de coordinación hidrotérmica de largo plazo, permitiendo definir estrategias de uso óptimo del recurso hidráulico contenido en los embalses del sistema para distintas condiciones de disponibilidad del recurso. Como resultado primario de esta etapa se obtuvieron las funciones de costo futuro para los embalses del sistema, las que fueron utilizadas como entradas de la etapa de optimización de la operación con detalle horario.

A su vez, las simulaciones efectuadas permitieron identificar potenciales requerimientos de obras de infraestructura de transmisión por efectos de la salida de centrales a carbón, en donde se detectó un adelantamiento de requerimientos de expansión de la transmisión que alimenta la zona costera de la Región de Valparaíso, específicamente en el corredor que alimenta desde la S/E Agua Santa, lo cual guarda relación con el retiro de las unidades 1 y 2 de la central Ventanas. Por su parte, no se detectaron requerimientos adicionales en las zonas de Tocopilla, Mejillones y Coronel.

Finalmente, producto de los resultados de la simulación de la operación en esta etapa se logró cuantificar el monto de reducción de emisiones de carbono, el que alcanzaría alrededor de un 80% hacia el año 2038 para el Escenario A, en términos esperados (promedio de las distintas condiciones hidrológicas).

4.1 GENERACIÓN ESPERADA

A partir de los resultados obtenidos de las simulaciones con el Modelo PLP se construyeron los gráficos de generación esperada por tecnología para el horizonte de análisis. A continuación, se presentan los resultados para el Escenario A1 en sus variantes con (A1a) y sin descarbonización (A1b), en la Figura 4.1 y la Figura 4.2, respectivamente.

Figura 4.1. Generación esperada Modelo MT - Escenario A1a.

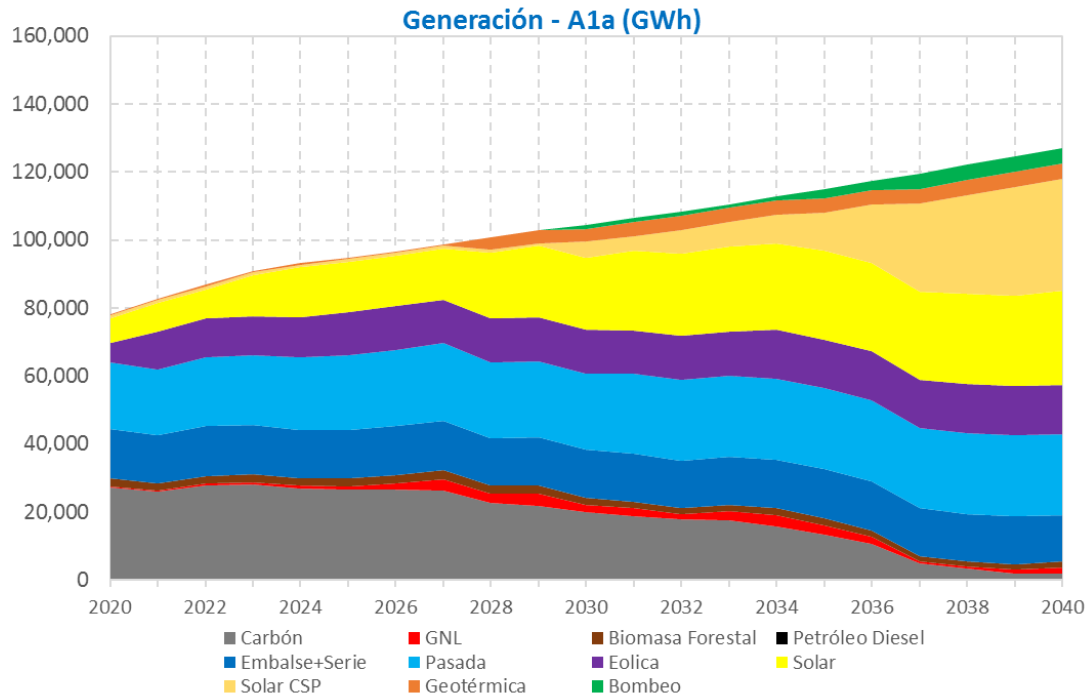
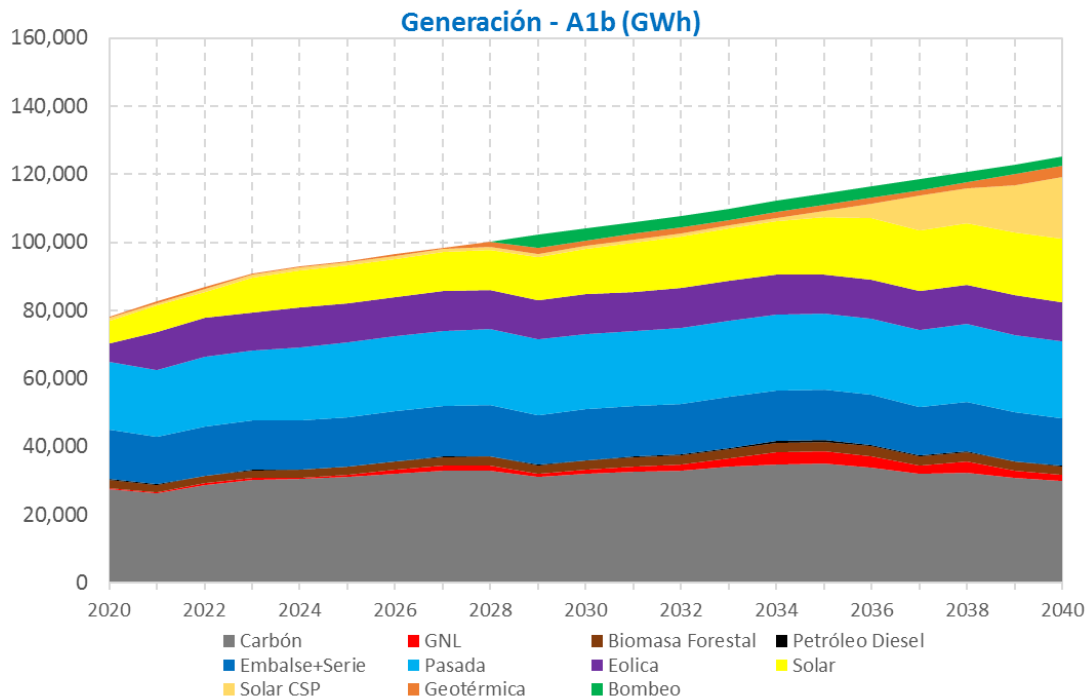


Figura 4.2. Generación esperada Modelo MT - Escenario A1b.



4.2 COSTOS MARGINALES

De modo similar como se presentó la generación esperada a lo largo del horizonte, en la Figura 4.3 y la Figura 4.4 se presentan los promedios anuales del costo marginal de energía para tres barras representativas del sistema y para cada uno de los escenarios A1, con (A1a) y sin retiro (A1b) de centrales a carbón.

Figura 4.3: Costo marginal de energía promedio anual - Escenario A1a.

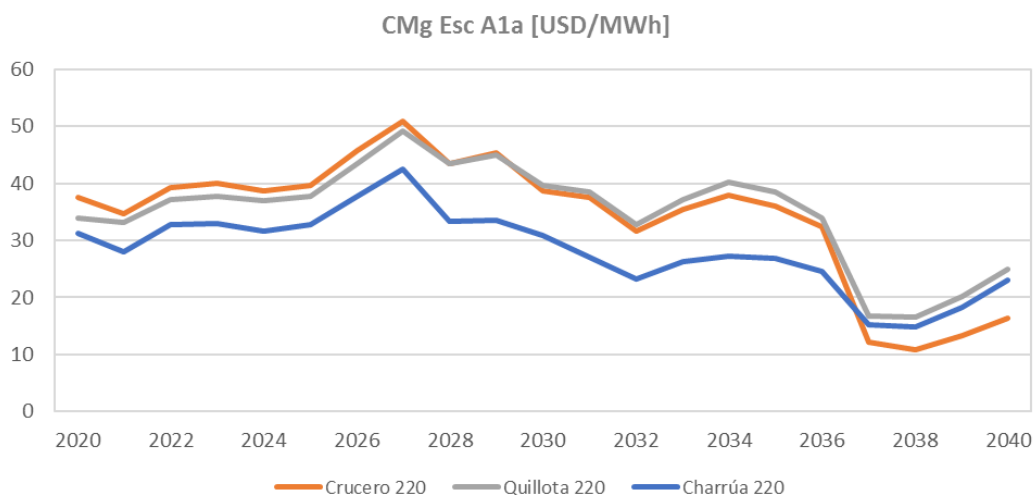
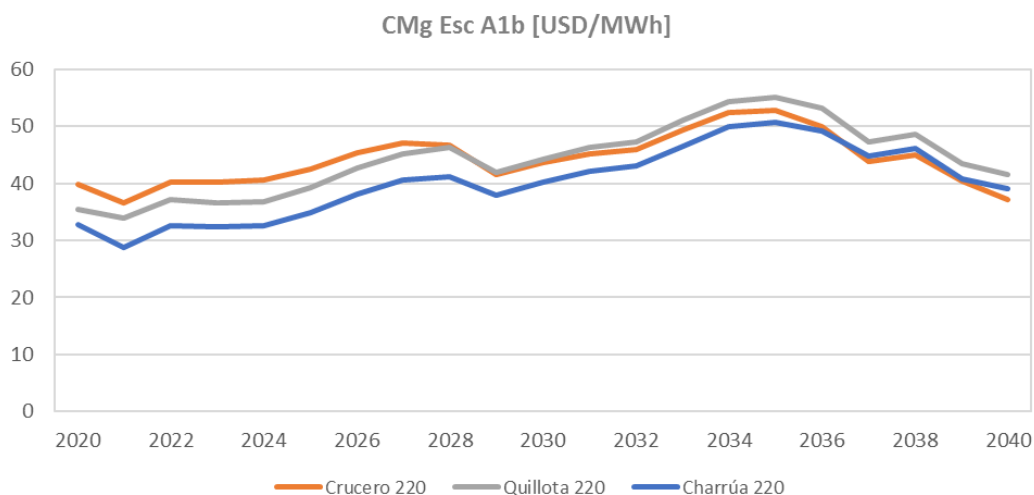


Figura 4.4: Costo marginal de energía promedio anual - Escenario A1b.



Los resultados muestran un comportamiento muy similar en los primeros años del horizonte, para luego pasar a una situación en que el caso que no considera el retiro de centrales presenta costos marginales inferiores al que sí considera el retiro de dicha infraestructura. No obstante, esta situación comienza a cambiar a partir del año 2030 aproximadamente, en donde se inicia una tendencia a la baja para el caso en que son retiradas las unidades a carbón, situación explicada por el reemplazo de los aportes de dichas unidades por generación de costo variable de generación muy bajo o nulo.

4.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Un resultado relevante que se ha obtenido a partir de las simulaciones del Modelo MT corresponde a la utilización esperada del sistema de transmisión para la condición con y sin retiro de centrales a carbón, de modo de identificar potenciales requerimientos adicionales de infraestructura de transmisión nacional motivados por dicho proceso.

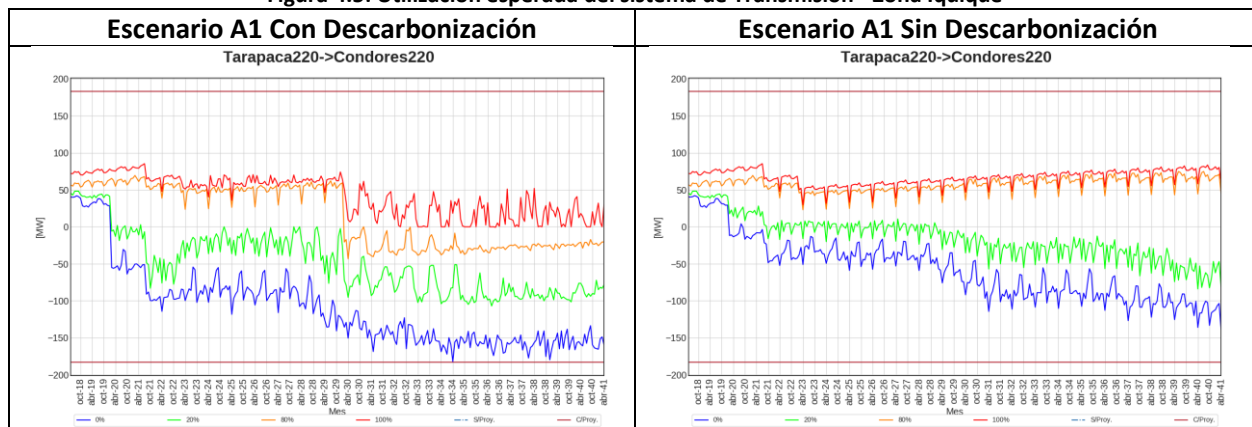
Más allá de un diagnóstico del sistema de transmisión nacional, lo cual se llevará a cabo en detalle en la próxima Propuesta de Expansión de la Transmisión que el Coordinador emitirá en enero de 2019, resulta relevante analizar cómo se ven modificados los requerimientos de expansión en los principales corredores de transmisión del Sistema de Transmisión Nacional, así como en las zonas en donde se emplazan las centrales que eventualmente serían retiradas, esto es: Iquique, Mejillones, Tocopilla, Huasco, Puchuncaví y Coronel.

Se presenta a continuación los resultados del uso esperado de los sistemas de transmisión mencionados. Para efectos de hacer comparables los resultados, y así separar el efecto del retiro de las centrales a carbón del resto de las variables, se presentan los resultados del Escenario A1 en sus dos variantes, con (A1a) y sin retiro (A1b) de centrales.

4.3.1 ZONA NORTE GRANDE: IQUIQUE, MEJILLONES Y TOCOPILLA

Los resultados presentados en la Figura 4.5, Figura 4.6 y Figura 4.7, no muestran una afectación relevante en el uso del sistema de transmisión al comparar ambos casos, situación que probablemente guarda relación con el hecho de que esta zona corresponde a una zona principalmente exportadora de energía, siendo ampliamente superado el consumo local de la ciudad de Iquique y alrededores, por la generación de base emplazada en esta zona. Por otra parte, varias de las centrales sustitutas que ingresan como plan de generación adaptado, lo hacen en esta zona o sus alrededores, debido al alto potencial de generación solar.

Figura 4.5: Utilización esperada del sistema de Transmisión - Zona Iquique



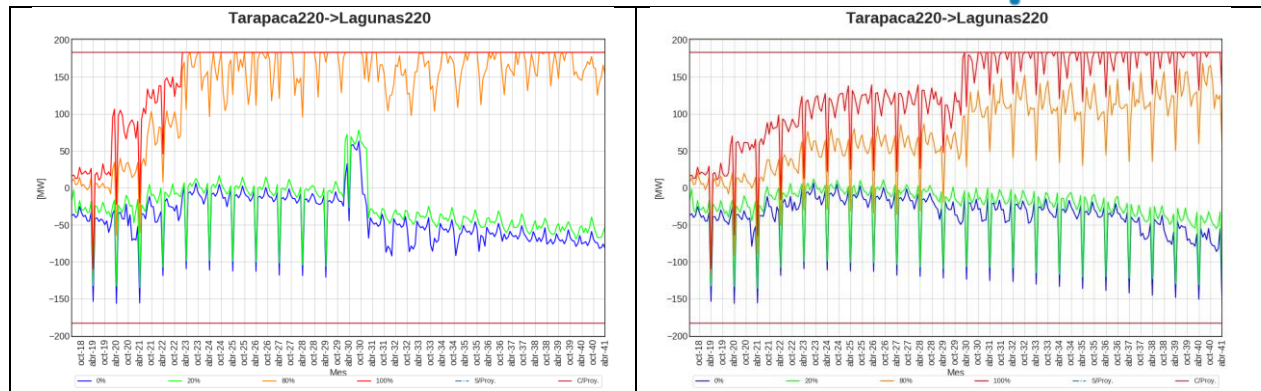


Figura 4.6: Utilización esperada del sistema de Transmisión - Zona Tocopilla.

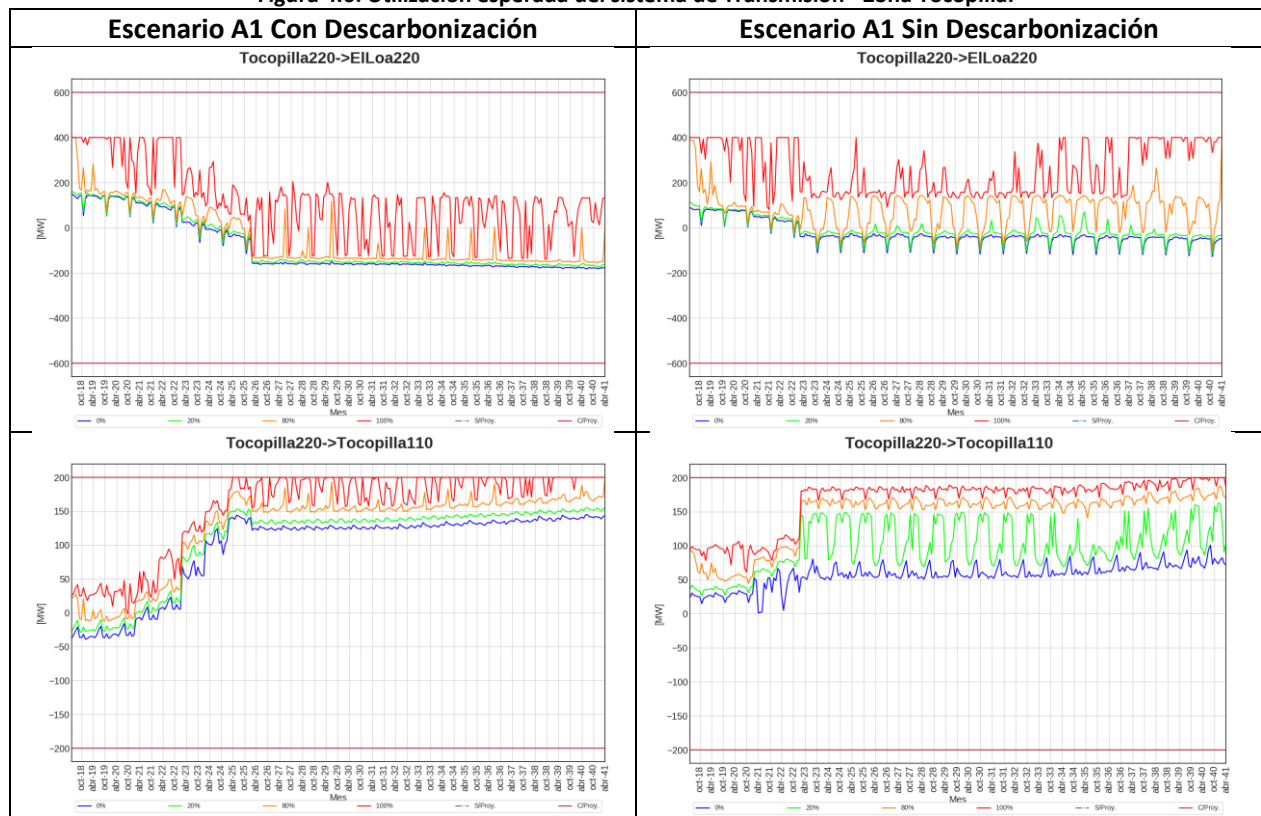
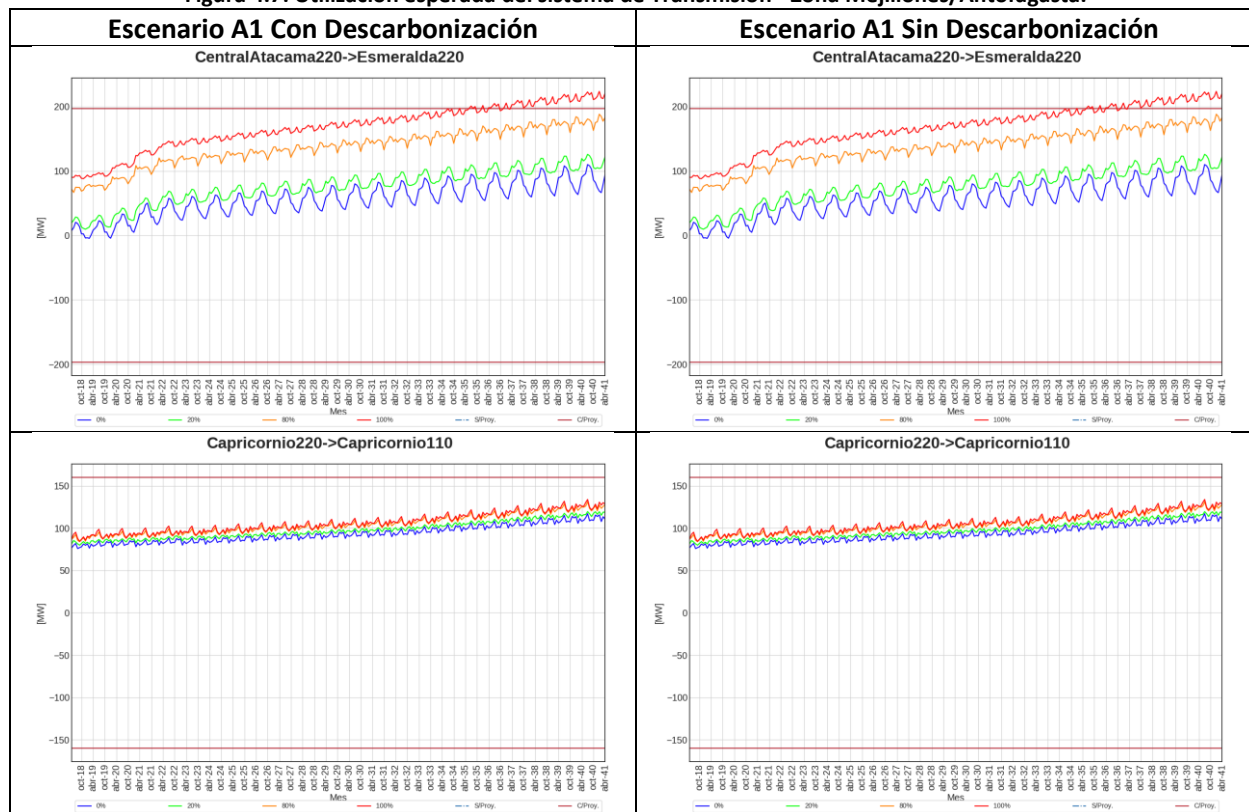


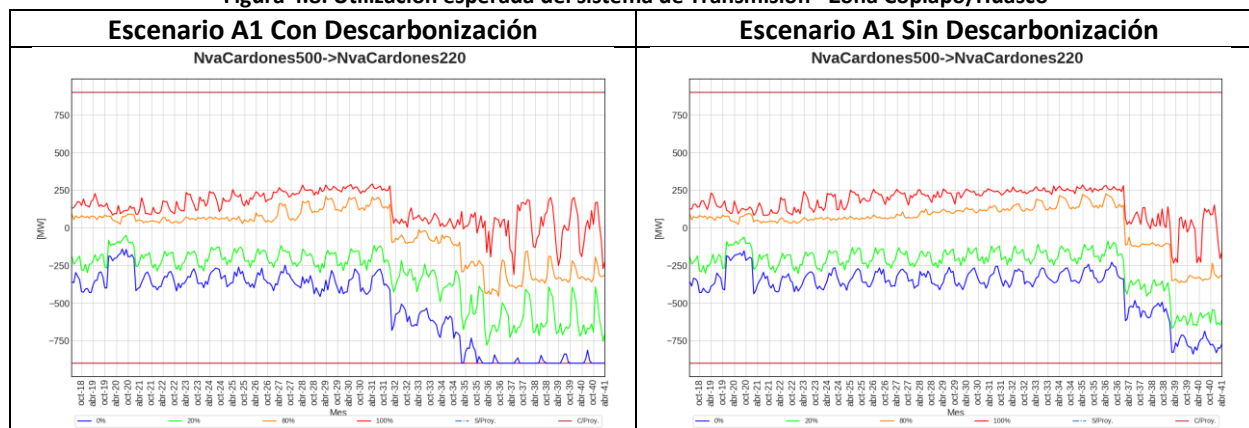
Figura 4.7: Utilización esperada del sistema de Transmisión - Zona Mejillones/Antofagasta.

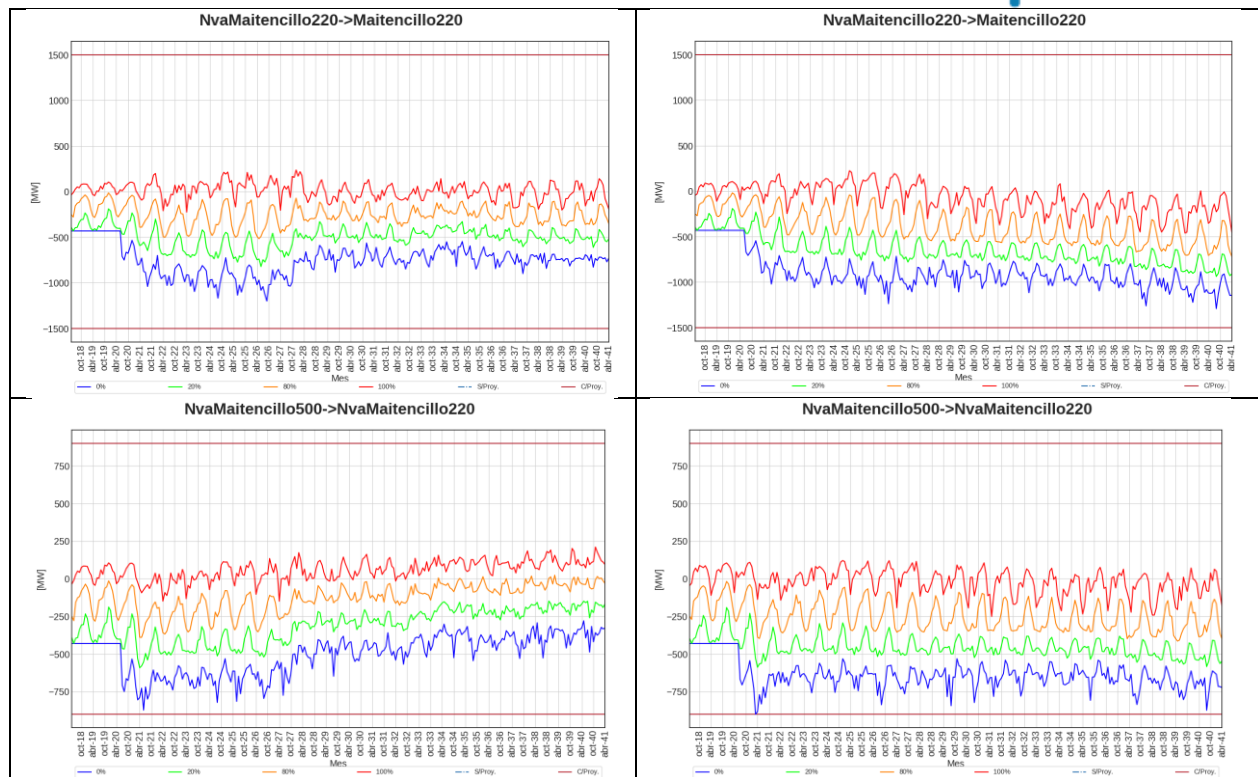


4.3.2 ZONA NORTE CHICO: COPIAPÓ/HUASCO

Los resultados presentados en la Figura 4.8 no muestran una afectación relevante en el uso del sistema de transmisión al comparar ambos casos. Esta situación puede deberse en gran medida a la cercanía con puntos de apoyo relevantes del sistema, como son las SS/EE Maitencillo y Cardones, ambas con conexión al sistema de 500 kV, además de la presencia de abundante generación local.

Figura 4.8: Utilización esperada del sistema de Transmisión - Zona Copiapó/Huasco

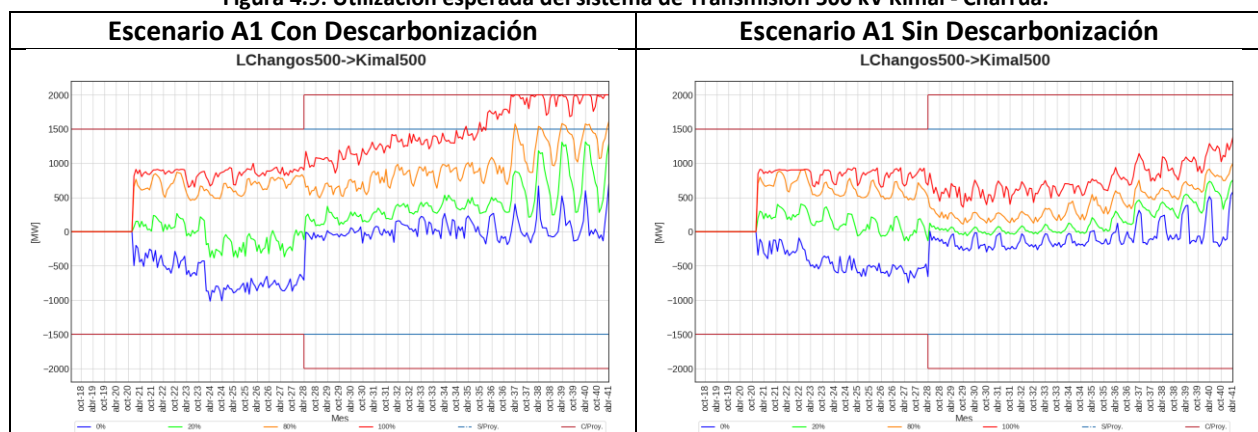


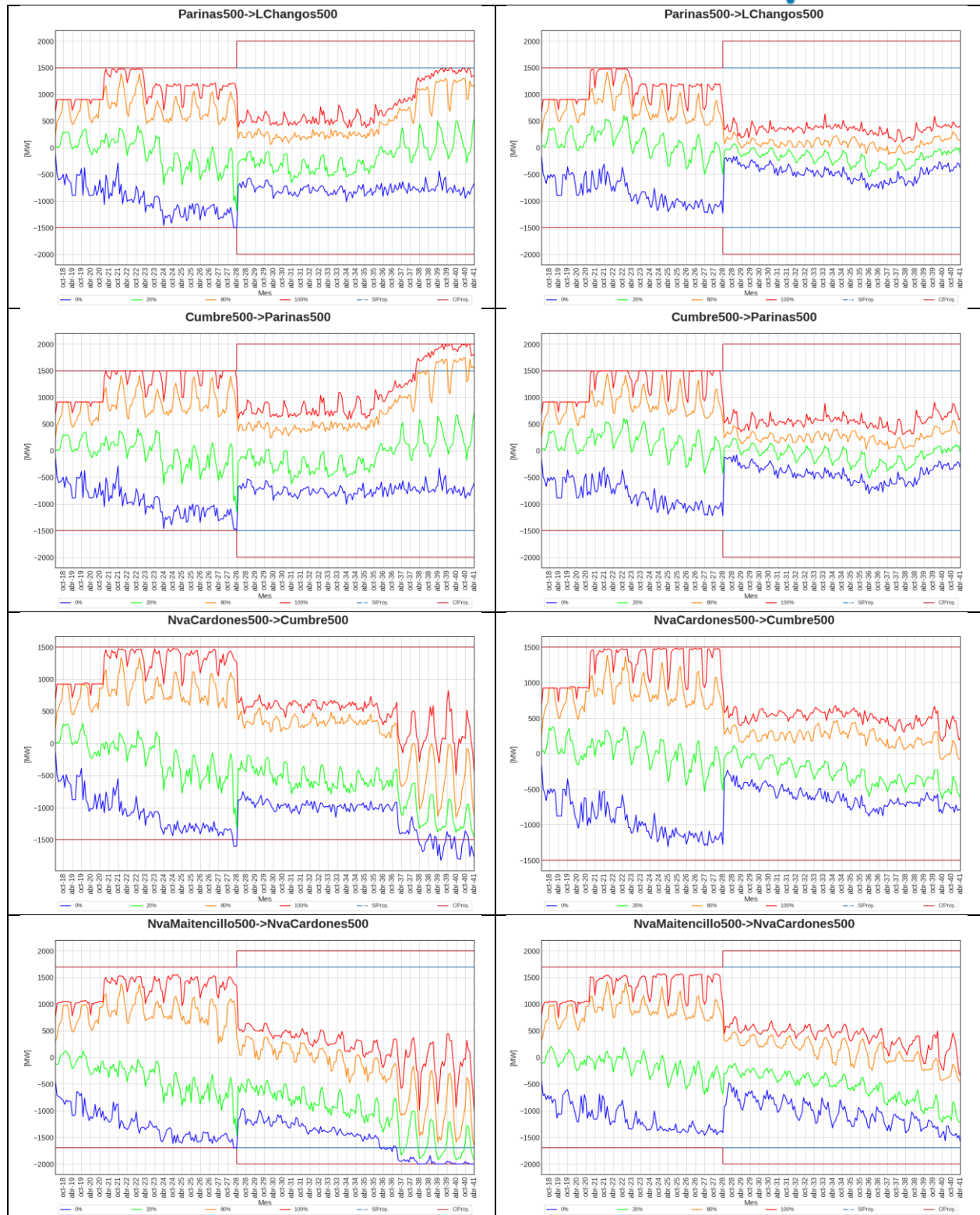


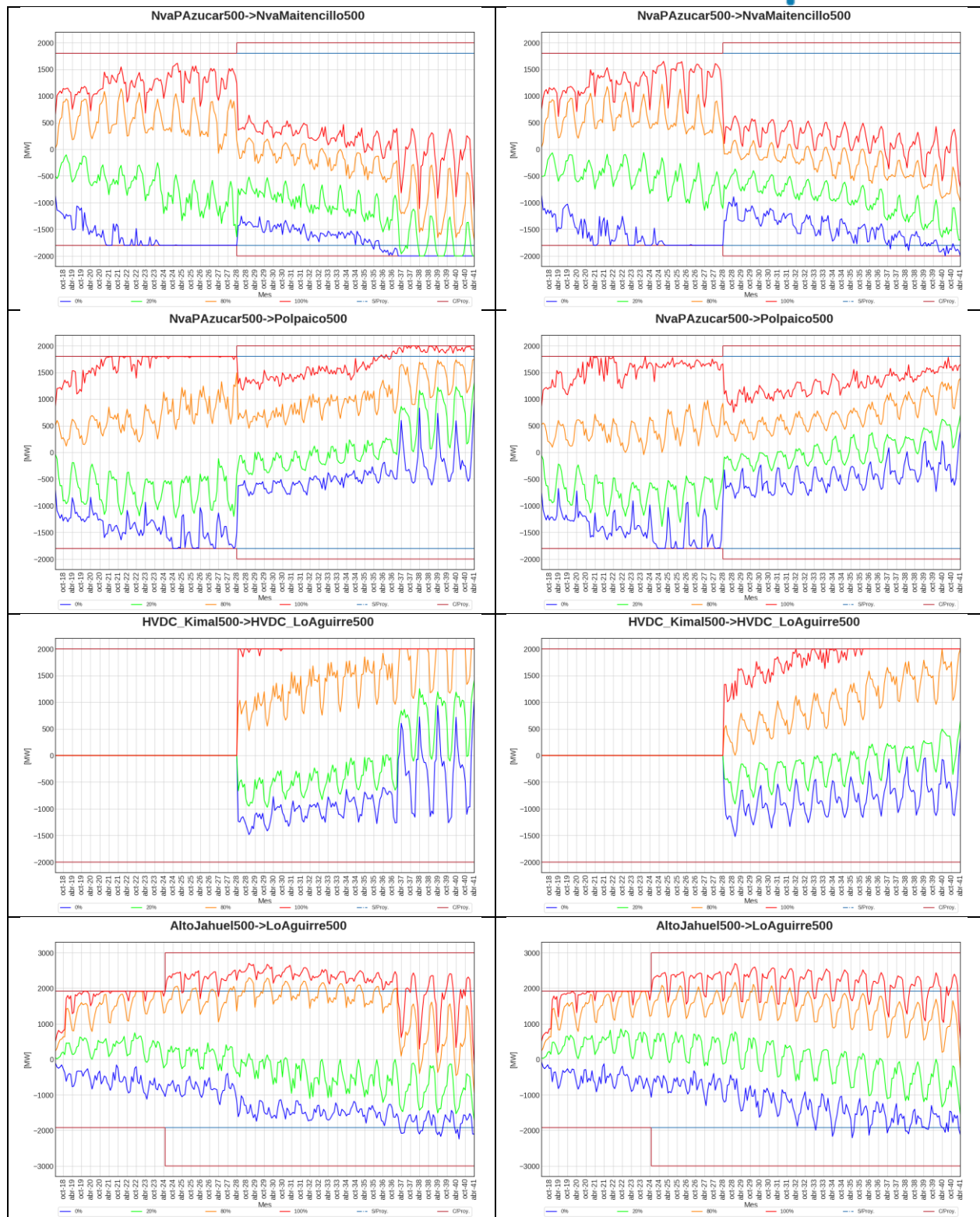
4.3.3 SISTEMA 500 KV KIMAL - CHARRÚA

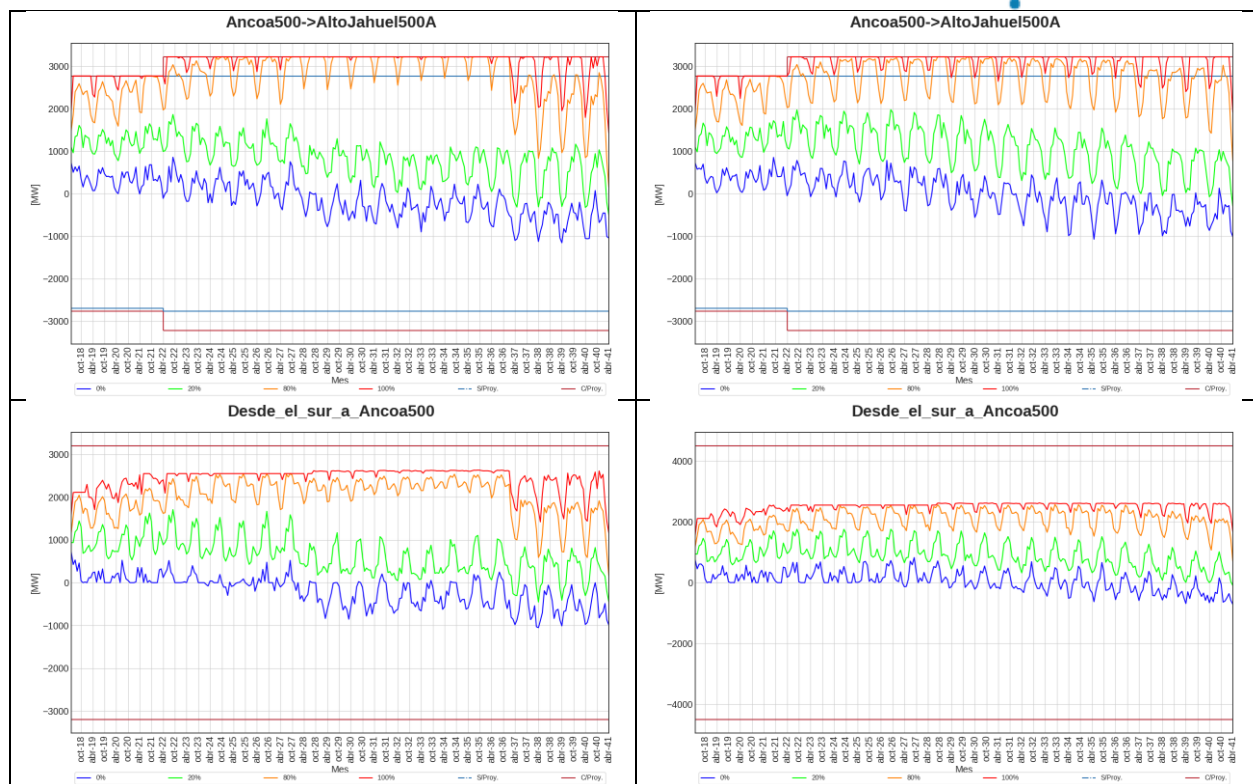
Los resultados presentados en la Figura 4.9 no muestran una afectación relevante en el uso del sistema de transmisión al comparar ambos casos, encontrándose diferencias en algunos de los tramos del sistema de 500 kV únicamente.

Figura 4.9: Utilización esperada del sistema de Transmisión 500 kV Kimal - Charrúa.





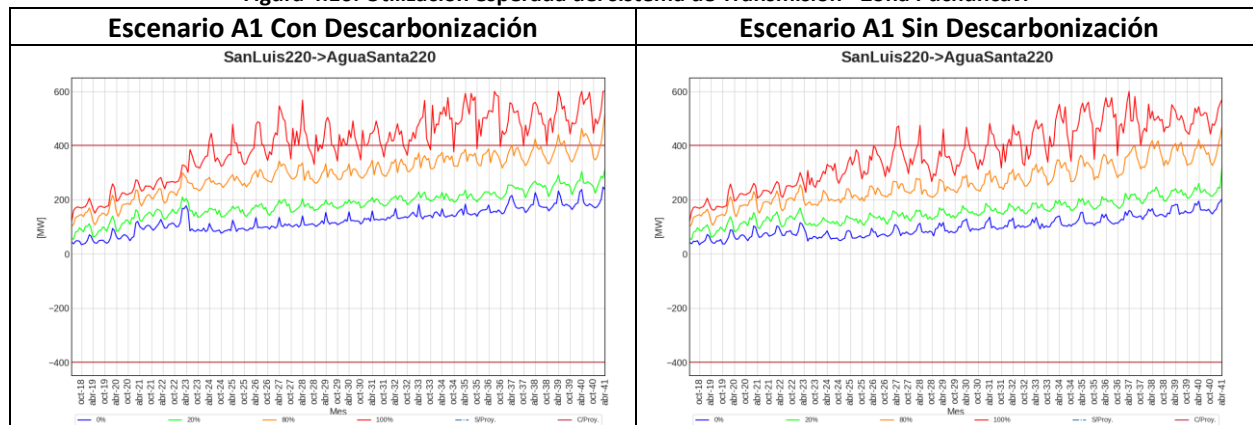


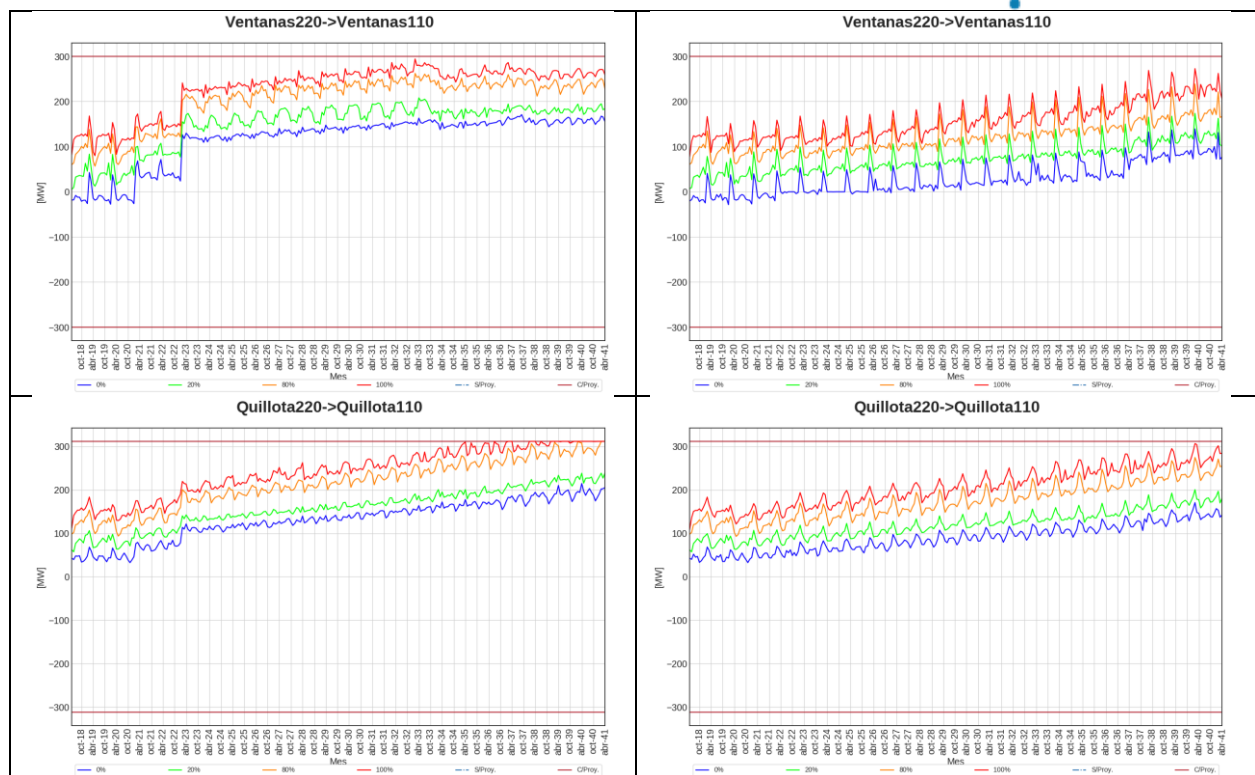


4.3.4 ZONA V REGIÓN: PUCHUNCAVÍ

Los resultados presentados en la Figura 4.10 no muestran una afectación relevante en el uso del sistema de transmisión al comparar ambos casos, siendo el caso del tramo San Luis – Agua Santa 220 kV el que presenta las diferencias más importantes. En dicho tramo se aprecia la necesidad de ampliar el tramo con un tercer circuito u otra solución equivalente, la cual se estima del orden de 50 millones de dólares. En todo caso, dicha necesidad se presenta en ambos casos, la diferencia radica esencialmente en el momento en que ésta se hace necesaria.

Figura 4.10: Utilización esperada del sistema de Transmisión - Zona Puchuncaví

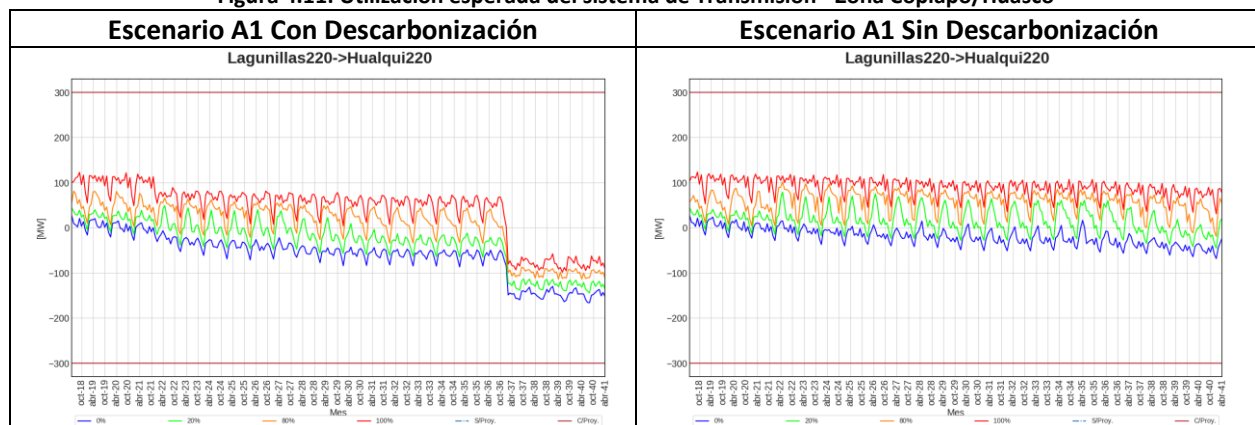


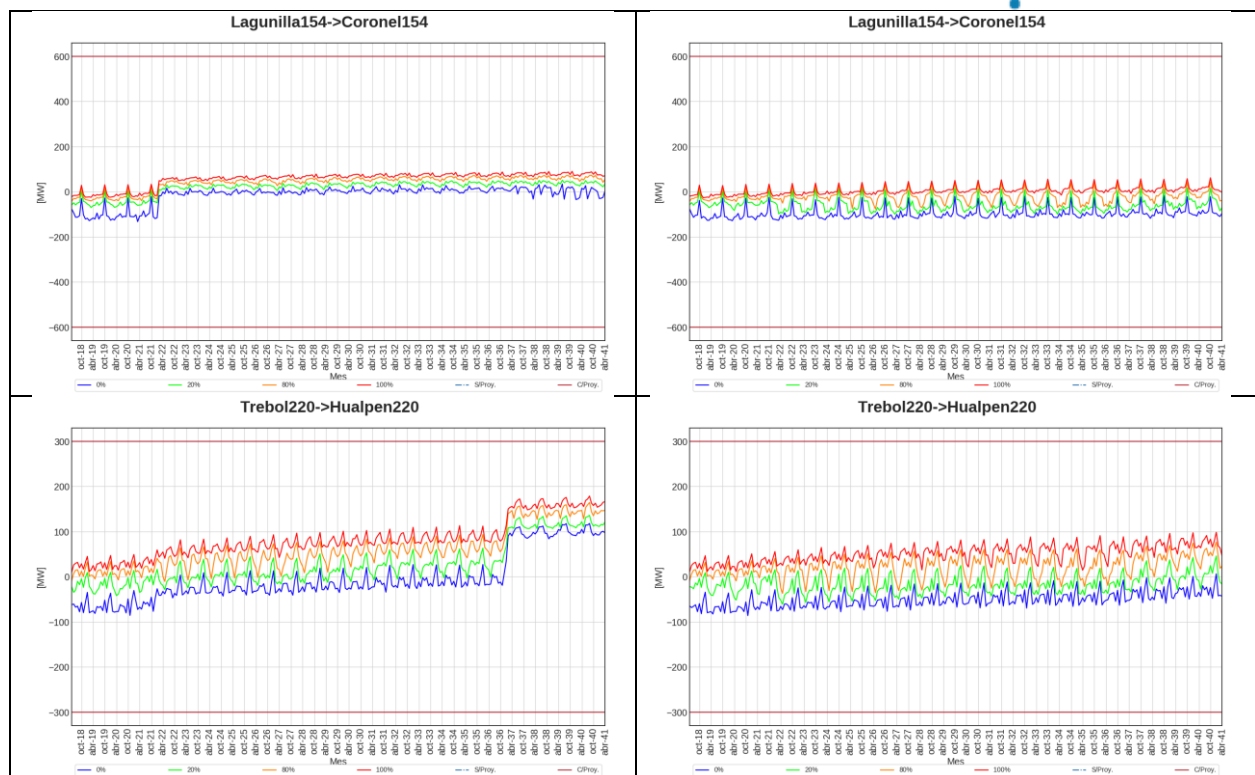


4.3.5 ZONA VIII REGIÓN: CORONEL

Los resultados presentados en la Figura 4.11 no muestran una afectación relevante en el uso del sistema de transmisión al comparar ambos casos, situación esperable debido a la presencia de generación por montos relevantes en el entorno de la ubicación de las centrales a carbón que serían retiradas, a lo que se suma el hecho de que las centrales de mayor tamaño que serían retiradas desde esta zona, en el caso analizado con criterio de retiro por vida útil económica, serían retiradas hacia el final del horizonte de análisis, por lo que el impacto de su retiro es acotado.

Figura 4.11: Utilización esperada del sistema de Transmisión - Zona Copiapó/Huasco





4.4 EMISIONES DE CARBONO Y OTRAS

Un aspecto que se debe analizar en un eventual retiro de centrales a carbón corresponde a las reducciones de emisiones de carbono. Este aspecto ha sido abordado mediante una estimación a partir de los resultados obtenidos del Modelo PLP para los casos con y sin retiro de centrales, para el Escenario A1. Estas estimaciones se presentan en los siguientes gráficos, los cuales muestran la evolución de los volúmenes de emisiones de CO₂, MP, NO_x y SO_x durante el horizonte de análisis, en base a factores de emisión para calidad estándar del combustible.

Figura 4.12: Emisiones de CO₂.

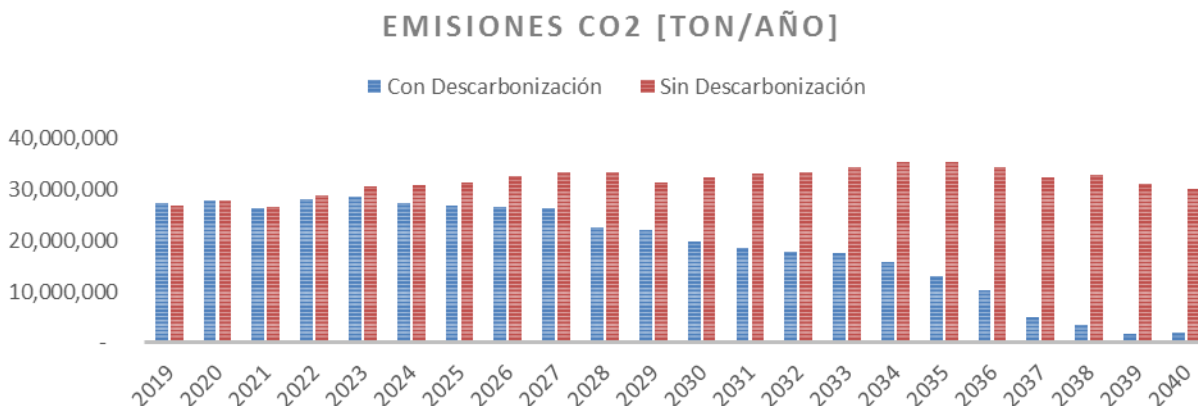


Figura 4.13: Emisiones de- Material Particulado.

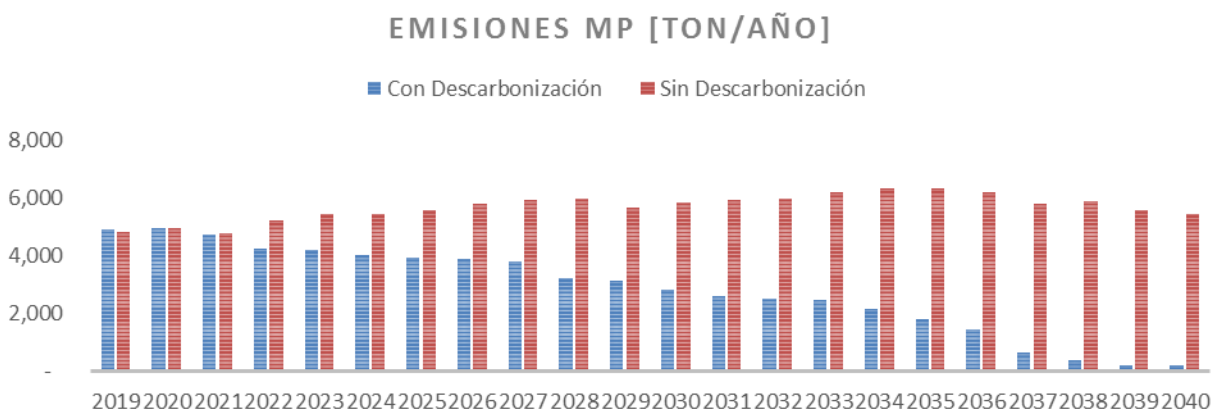


Figura 4.14: Emisiones de NOx.

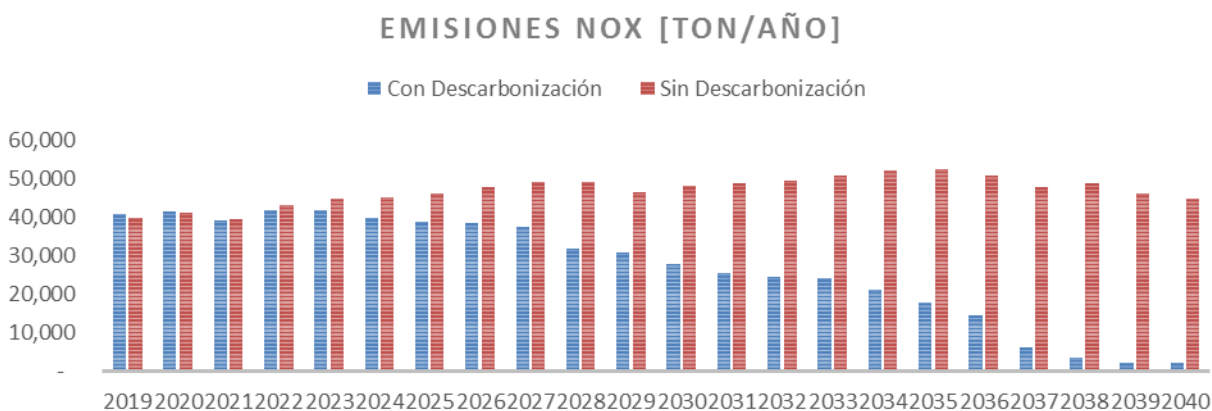
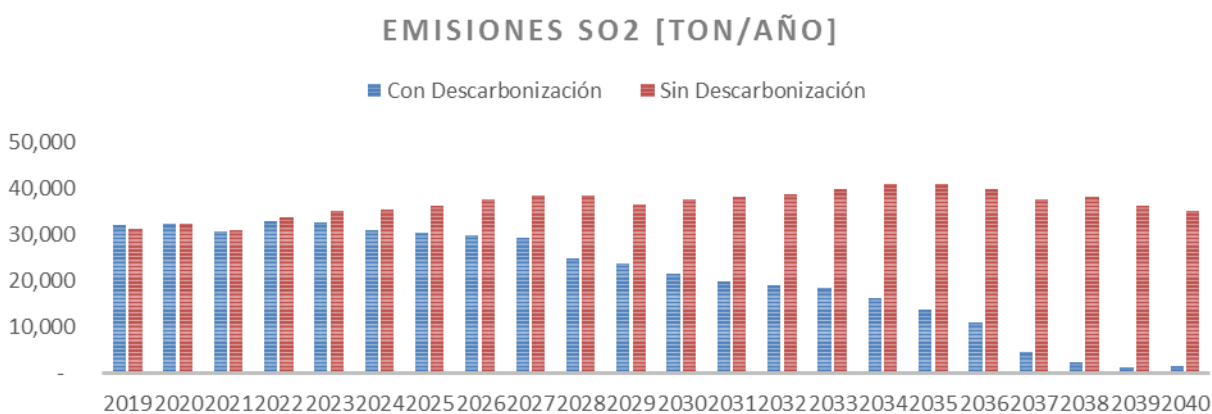


Figura 4.15: Emisiones de SO2.



5 OPERACIÓN ECONÓMICA SEMANAL DEL SEN - ESTUDIOS DE OPERACIÓN 1

En esta sección se presentan los resultados de los análisis a nivel de la operación diaria y semanal futura del SEN, obtenidas a partir del modelo de optimización de la operación horaria. Considerando la gran cantidad de escenarios de expansión desarrollados para estudiar los efectos asociados a la descarbonización de la matriz, se consideró necesario reducir la cantidad de escenarios a analizar en las etapas de simulación de la operación, con el fin de acotar los alcances de este estudio. Por consiguiente, para la optimización de la operación diaria y semanal sólo se realizaron los análisis correspondientes para los planes resultantes del escenario A. En particular, se realizaron optimizaciones de la operación para los planes de expansión resultantes A1a, A1b y A1c, descritos en la sección 4.3.5 de la primera parte de este estudio “Escenarios de Expansión del SEN”, e indicados en la Tabla 5.1.

Cabe señalar que, en este ejercicio, la operación de ciclaje de las centrales térmicas a gas natural o GNL supone que la normativa ambiental futura permite efectuar dichas operaciones, dado que ello podría implicar exceder algunas normas debido a las reiteradas partidas de dichas centrales.

Adicionalmente, para revisar los efectos de la descarbonización de la matriz sobre la operación diaria y semanal del SEN, con el fin de acotar el volumen de información a analizar, se realizó la simulación de la operación para semanas específicas de los años 2025, 2030 y 2035, de tal manera de focalizar los análisis a situaciones que podrían presentar diferencias significativas, y así no redundar en análisis que podrían presentar similares conclusiones al optimizar la operación para semanas de años consecutivos.

Por otra parte, con el fin de ilustrar las diferencias entre los planes de expansión a analizar en esta sección, en la Tabla 5.1 se presentan las principales diferencias entre los escenarios A1a, A1b y A1c, todos ellos contruidos con las mismas proyecciones de evolución de variables de largo plazo, pero diferenciados en la consideración o no del cronograma de descarbonización por vida útil, en el reconocimiento de la flexibilidad, y en la velocidad de reacción de los agentes del mercado a los requerimientos energéticos.

Tabla 5.1: Planes resultantes para etapas de operación económica y estudios eléctricos. Escenario A1.

ID Plan	Escenario	Descarbonización Base	Reconocimiento de Flexibilidad	Atraso de inversiones
A1a	Base A1	SÍ	SÍ	NO
A1b	Base A1	NO	SÍ ¹²	NO
A1c	Base A1	SÍ	NO	SÍ 2 años

Finalmente, los resultados de la operación diaria futura obtenida con el modelo ST, se presentan de manera separada en lo que se refiere a la generación esperada, inercia-control primario de frecuencia y control secundario de frecuencia-rampa, y para reducir el volumen de información presentada, sólo se hará mención a los resultados del año 2035 donde el nivel de descarbonización de la matriz es superior.

¹² El reconocimiento de flexibilidad fue conceptualmente realizado, no obstante, el resultado de este proceso para este caso fue mantener las salidas del modelo LT1 por el menor impacto que las restricciones operativas generaron sobre los planes de obra para este caso.

5.1 GENERACIÓN DIARIA

Tal como se indicó previamente, en esta sección se presenta la operación esperada del SEN para un día típico del año 2035, para los escenarios A1a, A1b y A1c, donde se presentaron resultados para una condición de hidrología media y otros correspondientes a una condición de hidrología seca.

En la Figura 5.1 se presentan los resultados de la operación para una condición de régimen con hidrología media y niveles de cota baja en los embalses. De los resultados para los distintos escenarios se puede observar que, en la condición de descarbonización, parte de la capacidad de las centrales a carbón es sustituida por nueva capacidad de generación en base a centrales CSP, y por una mayor inserción de capacidad de generación eólica.

Otro aspecto clave a destacar, es que la operación del sistema para todas las condiciones, con y sin descarbonización, está marcada por una disminución del costo marginal en las horas de máxima inserción de ERV solar, donde las centrales de mayor costo variable que se encuentran operativas a dichas horas se encuentran operando a mínimo técnico, lo que lleva a condiciones de costo marginal de energía nulo. Por su parte, el costo marginal se incrementa en horas punta a un valor entre el costo variable de generación en base a combustible Diesel y del combustible gas natural o GNL, dependiendo del escenario en análisis.

Cabe destacar que, para el caso de descarbonización con atraso de inversiones, se alcanzan costos marginales marcados por generación en base a combustible Diesel en horas de punta, lo que refleja la conveniencia de que la descarbonización se debe materializar sobre una base en la cual el mercado esté reaccionando de manera oportuna a los requerimientos de nueva capacidad de generación, con el fin de mitigar el efecto de futuros sobrecostos operativos.

De la operación esperada, se debe destacar que, en las horas de máxima inserción solar, se alcanzan niveles de penetración de energías renovables cercanos al 90% y 75% para las condiciones con y sin descarbonización respectivamente. El reemplazo de la energía de base a carbón por tecnología CSP permite este incremento en la generación renovable manteniendo los mismos atributos de flexibilidad y potencia de suficiencia de las unidades a carbón. En ambos casos, no se observaron déficit de inercia o reservas operativas para control de frecuencia, lo que hace suponer que los niveles de flexibilidad del SEN, sumado a inversiones sustitutas con atributos de flexibilidad permitiría una alta inserción de ERV.

Cabe indicar que respecto de la operación de ciclaje de las centrales térmicas supone que la normativa ambiental futura permite dichas operaciones, dado que las reiteradas partidas de ellas, implica un aumento de emisiones en dichas condiciones operativas.

Finalmente, en la Figura 5.2 se muestra el patrón de operación de las centrales en base a bombeo hidráulico para su régimen bombeo-generación, donde se puede observar su complementariedad operativa con la energía renovable solar fotovoltaica.

Figura 5.1: Perfil de generación diaria esperada, día tipo abril 2035 hidrología media y embalses en cota mínima/baja

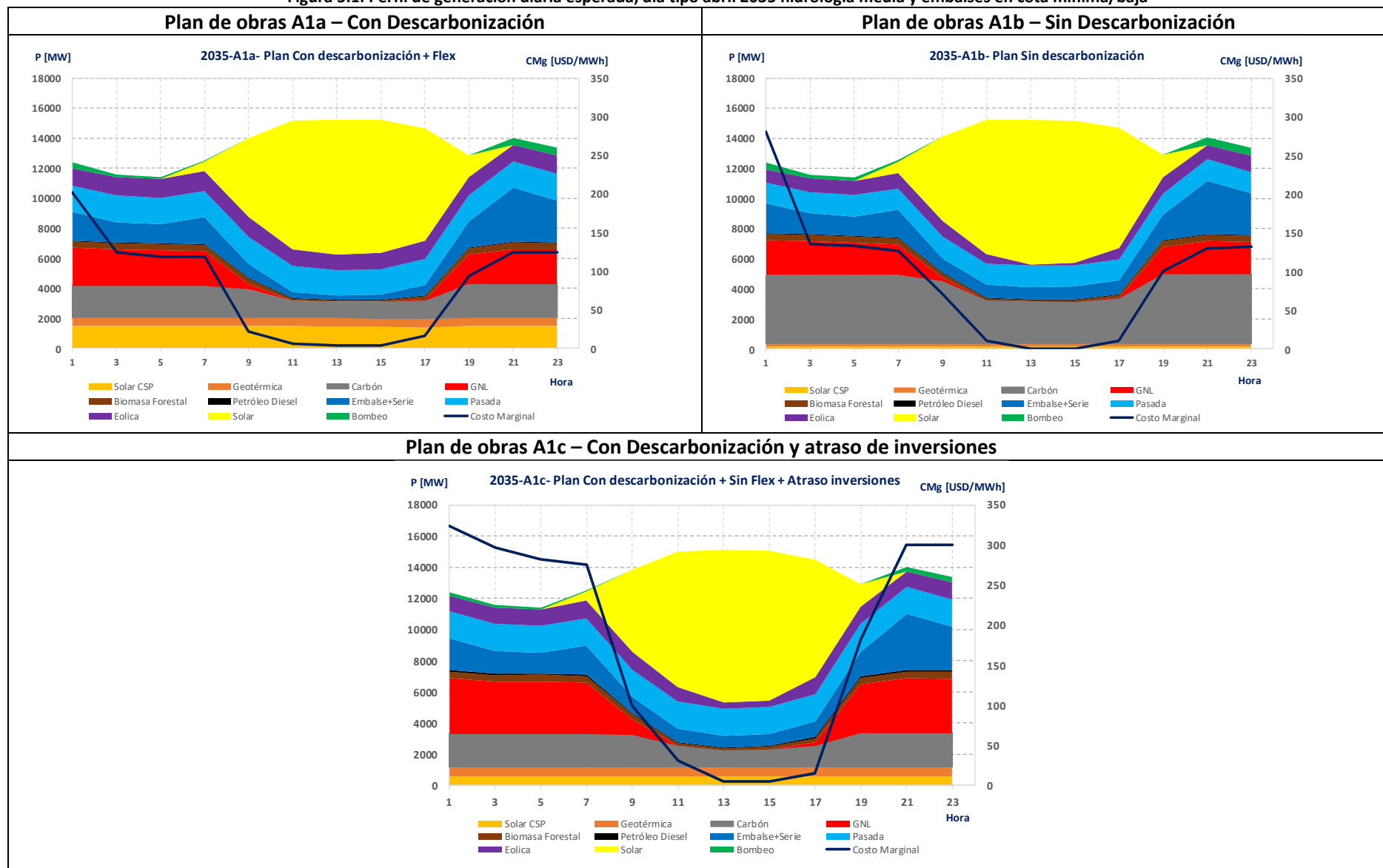
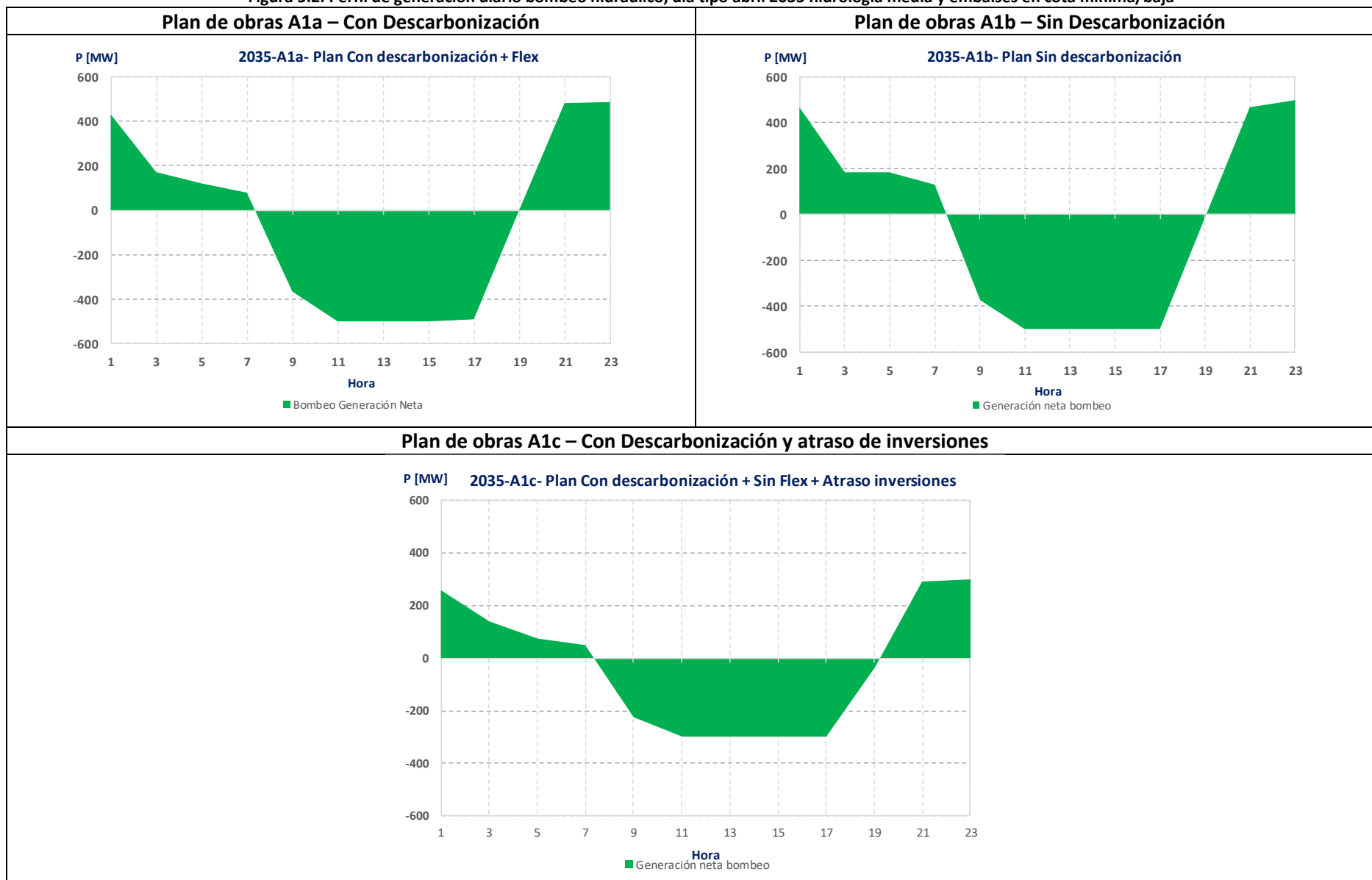


Figura 5.2: Perfil de generación diario bombeo hidráulico, día tipo abril 2035 hidrología media y embalses en cota mínima/baja



5.2 INERCIA Y CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

Para efectos de completar el análisis del día típico de operación presentado para el año 2035, en esta sección se presentan los resultados obtenidos respecto de la inercia y los requerimientos de control primario de frecuencia en el sistema. Dichos resultados sólo se presentan para la condición de hidrología seca, por ser esta la condición más exigente para el sistema.

Se debe tener presente que, todo sistema eléctrico, requiere disponer de un adecuado nivel de inercia control primario de frecuencia para poder responder ante contingencias de corto plazo, y con ello preservar la calidad y seguridad de servicio, tanto a nivel global como en su distribución geográfica,

Por consiguiente, en la Figura 5.3 se presenta en los gráficos de la izquierda los niveles y distribución de inercia horaria del sistema, mientras que en la derecha se presenta la distribución de reserva primaria del sistema, todo para los escenarios A1a, A1b y A1c con hidrología seca.

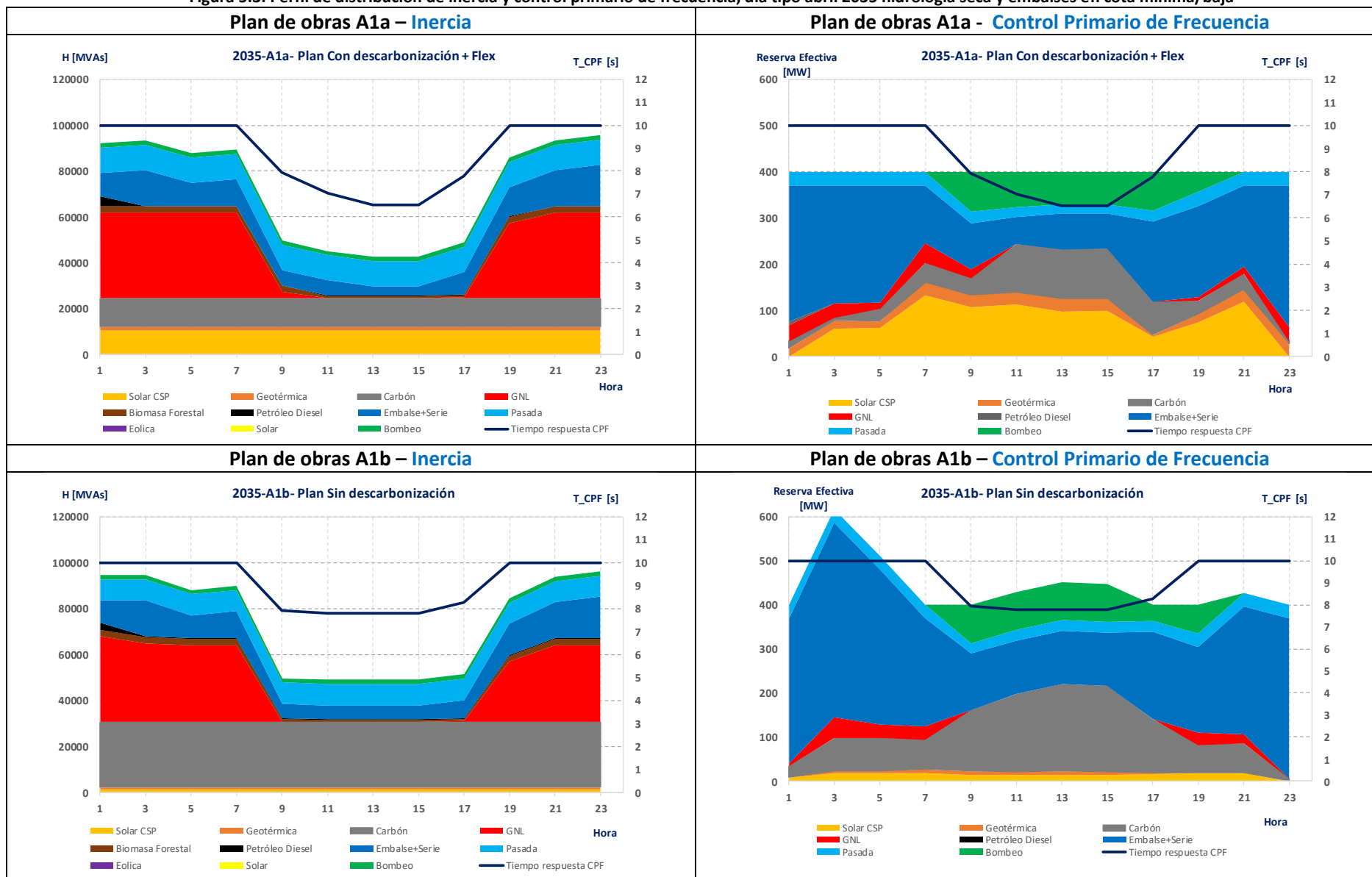
Se puede destacar de los resultados que la inercia provista por centrales a carbón en el escenario A es sustituida por inercia provista por centrales CSP. Por otra parte, en la condición de atraso de inversiones (A1c) se observa que parte de la inercia en las horas de máxima inserción de ERV solar es provista por centrales en base a GNL, lo que supone una operación más cara en dicha condición.

Finalmente, se debe destacar que la inercia mínima del sistema no bajaría de los 40.000 MVAs, lo que supone un ROCOF¹³ inicial estimado máximo para dicha condición de 0.25 [Hz/s] ante una desconexión de generación de 400 MW, lo cual, de acuerdo a los resultados es factible de recuperar a partir de la distribución de reservas en distintas máquinas, las cuales en conjunto restauran los niveles de potencia en un rango entre 7 y 8 segundos (T_CPF)¹⁴, siendo en una condición conservadora, atenuada la caída de frecuencia inicial después de la banda muerta a prácticamente la mitad (0.125 [Hz/s]).

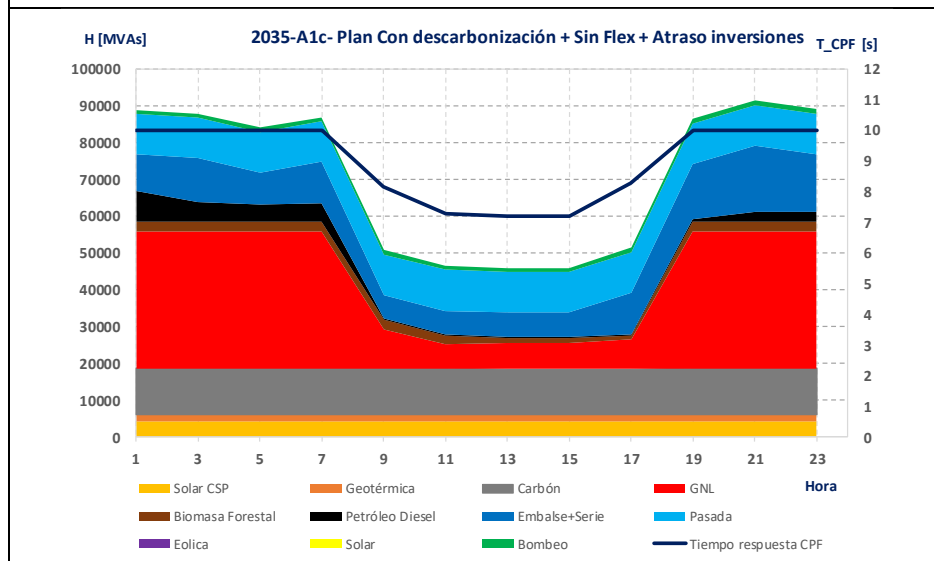
¹³ ROCOF: Rate of Change of Frequency

¹⁴ T_CPF: Tiempo de restauración de potencia asociada al Control Primario de Frecuencia

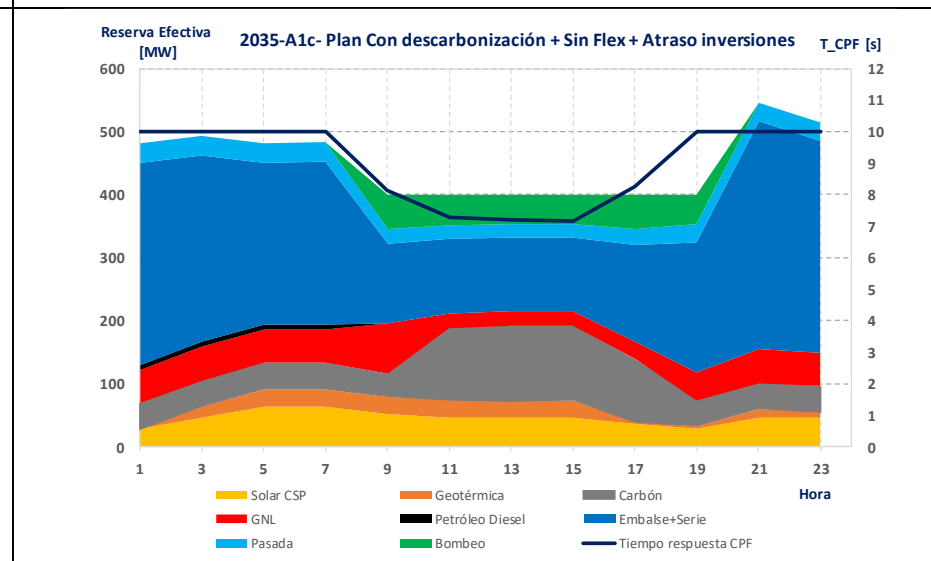
Figura 5.3: Perfil de distribución de inercia y control primario de frecuencia, día tipo abril 2035 hidrología seca y embalses en cota mínima/baja



Plan de obras A1c – Inercia



Plan de obras A1c - Control Primario de Frecuencia



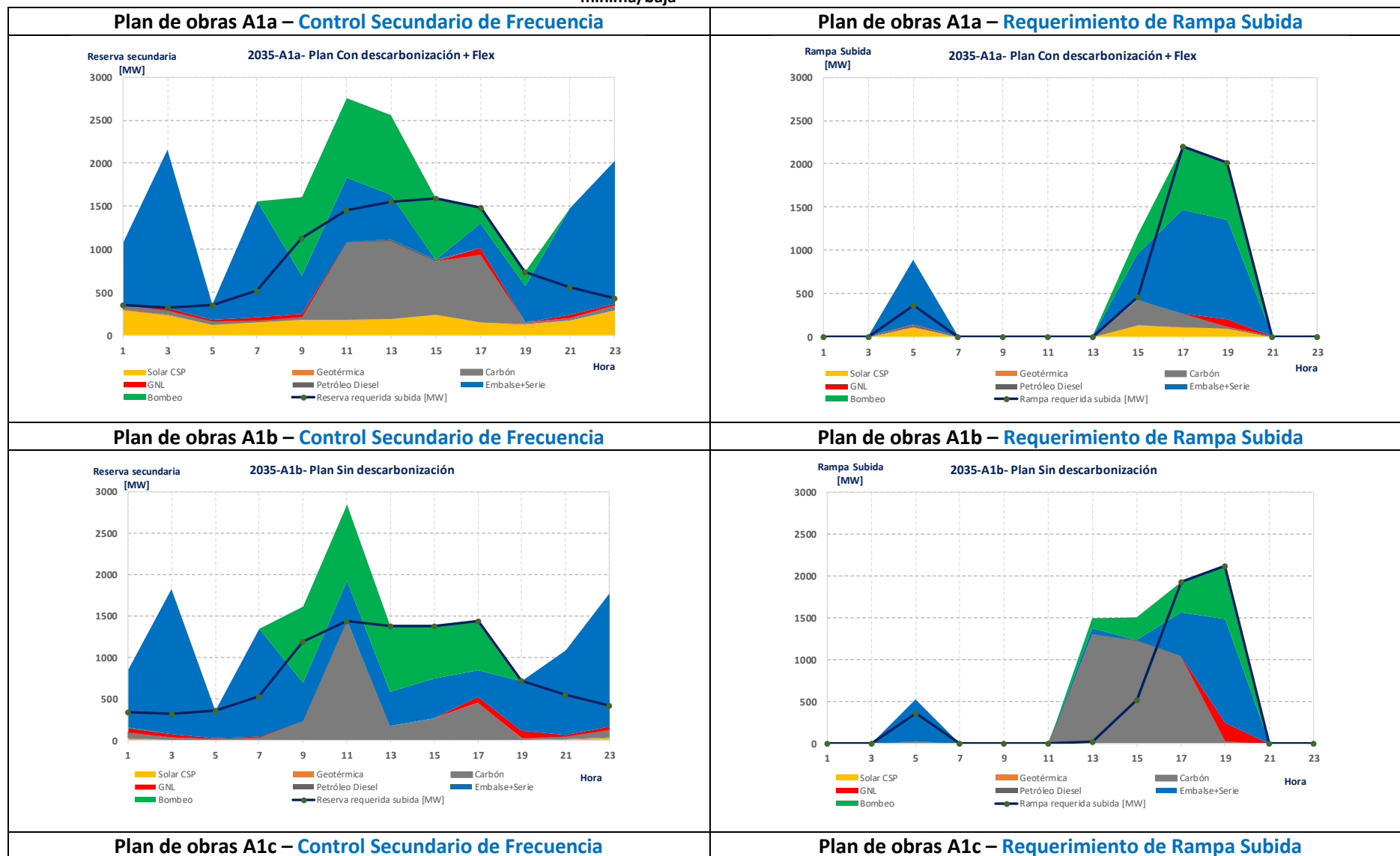
5.3 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA Y RAMPAS

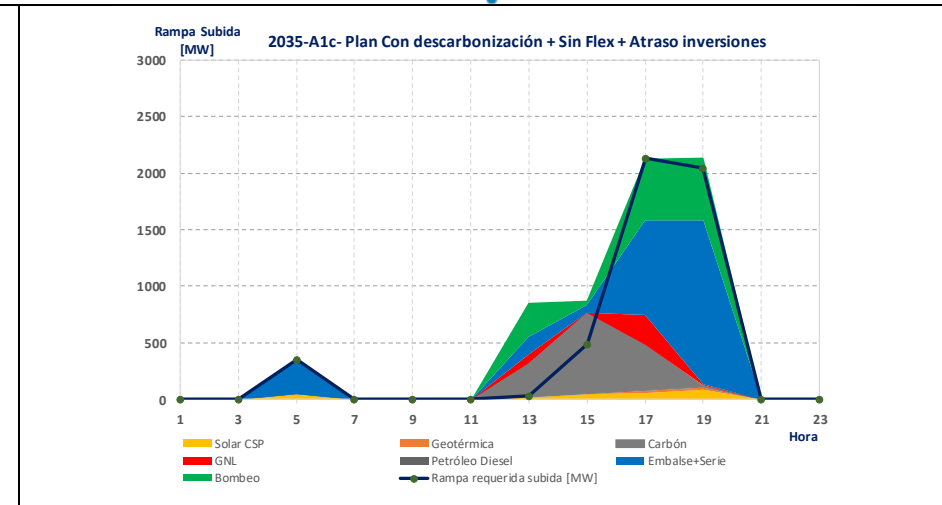
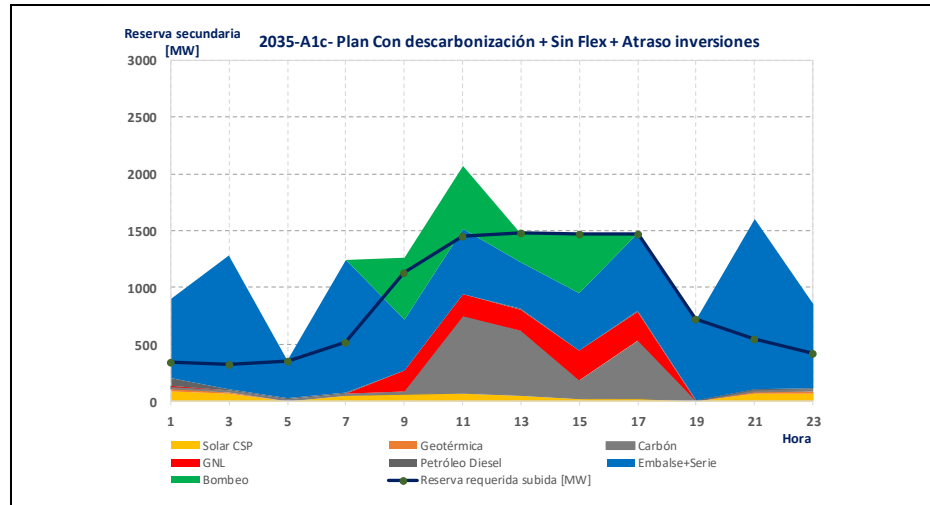
Por último, y para completar el análisis del día típico de operación presentado para el año 2035, en esta sección se presentan los resultados obtenidos respecto de los requerimientos gestión de rampa y reserva secundaria para control de frecuencia. Dichos resultados sólo se presentan para la condición de hidrología seca, por ser ésta una condición más crítica para el sistema.

Por consiguiente, en la Figura 5.4 se presenta en los gráficos de la izquierda la distribución horaria de reserva secundaria y los requerimientos mínimos de dicha reserva, mientras que en la derecha se presenta la distribución de reserva para rampa secundaria del sistema, todo para los escenarios A1a, A1b y A1c con hidrología seca.

De los resultados se puede observar, que habría altos requerimientos de rampa de subida y de reserva secundaria en las horas que comienza la bajada de inyección de energía solar, alcanzando para esta condición niveles cercanos a 4.000 MW de reserva para estas horas entre los requerimientos de rampa de subida y los requerimientos de reserva secundaria. No obstante, a pesar de estos altos niveles de exigencia para el sistema, las centrales existentes de embalse, gas natural o GNL y aquellas que sustituyan a las centrales a carbón permitirían satisfacer dichos requerimientos, permitiendo la inyección de ERV al sistema, para viabilizar el proceso de descarbonización.

Figura 5.4: Perfil de distribución de control secundario de frecuencia y requerimiento de rampa de subida, día tipo abril 2035 hidrología seca y embalses en cota mínima/baja





6 SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO DEL SEN – ESTUDIOS ELÉCTRICOS

Como última parte de este Estudio se desarrollaron análisis de seguridad y calidad de servicio a efectos de corroborar el correcto desempeño dinámico del sistema, el cual había sido considerado en las etapas previas de este estudio mediante la incorporación de un grupo de restricciones, asociadas principalmente al control de frecuencia, las cuales buscan internalizar en los modelos de simulación económica de corto y largo plazo (operación e inversiones) este tipo de requerimientos.

Dado lo anterior, y entendiendo la complejidad propia de los análisis de desempeño eléctrico, en donde no resultaría factible estudiar el comportamiento del sistema para todos los casos que es capaz de entregar un modelo de operación económica, se procedió a seleccionar un escenario de plan de obras de generación, en sus variantes con y sin retiro de centrales a carbón, y en ellos detectar aquellos casos que representan condiciones de exigencia para el cumplimiento de estándares de recuperación establecidos en la normativa.

6.1 PUNTOS DE OPERACIÓN Y CONTINGENCIAS A SIMULAR

Una vez definidos los escenarios de plan de obras de generación a utilizar, se definieron tres años en los cuales se buscarían los puntos de operación para ser simulados, estos serían los años 2025, 2030 y 2035. El hecho de escoger estos tres años tiene por objetivo analizar el comportamiento del sistema y su evolución en el tiempo, dado el crecimiento natural de la demanda y el ingreso de nuevas centrales de distintas tecnologías.

A partir de lo anterior se buscaron aquellos puntos de operación dentro de los resultados de la etapa de simulación de la operación horaria del sistema, para los escenarios y años definidos. De esta forma, se simuló aquellos puntos de operación con alta inyección por parte de las centrales solares fotovoltaicas y una baja disponibilidad de agua en los embalses del sistema, así como escaso aporte de generación hidráulica de pasada, de modo de representar condiciones exigentes desde el punto de vista de los recursos para la obtención de una respuesta dinámica satisfactoria.

A partir de la utilización de estos criterios se escogieron los siguientes Puntos de Operación (PO):

PO1: Domingo 6 de abril de **2025**, 14:00 horas, **11.147 MW** de demanda.

PO2: Domingo 7 de abril de **2030**, 12:00 horas, **12.725 MW** de demanda.

PO3: Domingo 8 de abril de **2035**, 12:00 horas, **14.375 MW** de demanda.

Estos PO se utilizaron para ambos escenarios de plan de obras de generación (con y sin retiro de centrales a carbón, A1a y A1b respectivamente), con la finalidad de poder contrastar los resultados obtenidos para ambos escenarios.

Tabla 6.1: Generación por punto de operación a simular.

Generación por Tecnología [MW]	Escenario A1a			Escenario A1b		
	PO1	PO2	PO3	PO1	PO2	PO3
Bombeo	0	-200	-500	0	-500	-500
Solar FV	5,909	7,833	9,471	5,327	7,886	9,478
Solar CSP	99	597	1,473	99	99	182
Geotérmica	52	480	574	55	198	198
Eólica	702	488	444	680	0	0
Hidro Embalse	573	323	98	604	604	604
Hidro Pasada y Serie	1,582	2,060	2,011	1,559	1,964	1,730
Carbón	2,448	1,506	1,097	2,916	2,640	2,785
GNL	0	0	0	0	0	0
Diesel y otros	246	150	136	345	150	150
Generación Total	11,610	13,237	14,802	11,585	13,040	14,627

En la siguiente tabla se presentan los porcentajes de participación relativa, para cada escenario y punto de operación de la generación renovable variable (asincrónica) y la generación convencional (sincrónica).

Tabla 6.2: Participación relativa de generación sincrónica en cada escenario y punto de operación.

Tipo de Generación	PO1: 2025		PO2: 2030		PO3: 2035	
	A1a	A1b	A1a	A1b	A1a	A1b
Convencional/Sincrónica	43%	48%	38%	42%	35%	37%
ERV/Asincrónica	57%	52%	62%	58%	65%	63%

Esta última tabla muestra que las diferencias en el grado de participación de la generación sincrónica entre ambos escenarios, y para cada punto de operación, resulta bastante similar, siendo la mayor diferencia la encontrada para el PO1, que corresponde al año más reciente dentro de los seleccionados a simular, para el cual se obtuvo un porcentaje de participación de la generación sincrónica un 5% menor en el escenario de retiro de centrales a carbón (A1a) en comparación con el otro escenario. Esta diferencia se acorta a un 4% al año 2030 y a un 2% al año 2035.

Para estos puntos de operación seleccionados se definió realizar las siguientes contingencias:

- Línea Los Changos – Parinas 2x500 kV (170 km): Cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en un circuito, apertura en 120 milisegundos.
- Línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV (408 km): Cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en un circuito, apertura en 120 milisegundos.
- Central Angamos: cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en transformador de subida de una de las unidades y posterior salida de servicio de dicha unidad en 40 milisegundos.
- Central IEM: cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en transformador de subida posterior salida de servicio de la unidad en 40 milisegundos.

- Central Alfalfal II: cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en transformador de subida de una de las unidades y posterior salida de servicio de dicha unidad en 40 milisegundos.
- Central Santa María: cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en transformador de subida y posterior salida de servicio de la unidad en 40 milisegundos.

6.2 PRINCIPALES RESULTADOS

Los resultados obtenidos para las distintas condiciones de operación y contingencias simuladas muestran un comportamiento eléctrico satisfactorio por parte del sistema, no presentándose condiciones de inestabilidad.

Es importante señalar que, de las contingencias simuladas, aquella que resultó más compleja de sobrellevar correspondió a la falla trifásica sin impedancia a tierra en uno de los circuitos de la línea 2x500 kV Los Changos – Cumbres. La aplicación de esta falla durante 120 milisegundos, y la posterior apertura del circuito fallado, ocasionaron las máximas excursiones angulares durante la primera oscilación, alcanzando los 120° en algunos casos. No obstante, el sistema se recupera satisfactoriamente a pesar de las oscilaciones iniciales, cumpliendo con los estándares de recuperación dinámica en todos los casos.

Por otra parte, las contingencias asociadas a la salida de unidades de generación de tamaño relevante no significaron mayores inconvenientes para el sistema, especialmente considerando que las unidades de mayor de tamaño se encontraban, en la mayoría de los casos, en condición de operación a mínima potencia, como es el caso de las unidades de generación a carbón, lo cual ocurre por motivos de operación económica dada la alta disponibilidad de generación solar.

Tabla 6.3: Frecuencia en cada escenario y condición de operación.

Principales resultados	Escenario A1a			Escenario A1b		
	PO1	PO2	PO3	PO1	PO2	PO3
Frecuencia Mínima [Hz]	49.58 49.35	49.55	49.57	49.60 49.40	49.68 49.34	49.64 49.34
Falla (Salida de central)	Alfalfal II (168 MW) Santa María (322 MW)	Alfalfal II (168 MW)	Alfalfal II (168 MW)	Alfalfal II (168 MW) Santa María (334 MW)	Alfalfal II (168 MW) Santa María (334 MW)	Alfalfal II (168 MW) Santa María (334 MW)

A continuación, la Figura 6.1 muestra los resultados de la simulación dinámica de la contingencia de generación (severidad 5) sobre la central Alfalfal II, significando una pérdida de 168 MW de generación en el caso del **PO1** (año 2025), mientras que para el **PO2** (año 2030) significó una pérdida de generación de 228 MW. Los resultados se presentan comparando las respuestas para los escenarios con y sin descarbonización.

Finalmente, la Figura 6.2 muestra el resultado de igual contingencia, pero para el **PO3** (año 2035), significando una pérdida de 208 MW de generación.

Figura 6.1: Resultados simulación de contingencia en central Alfalfal II - PO1 y PO2.

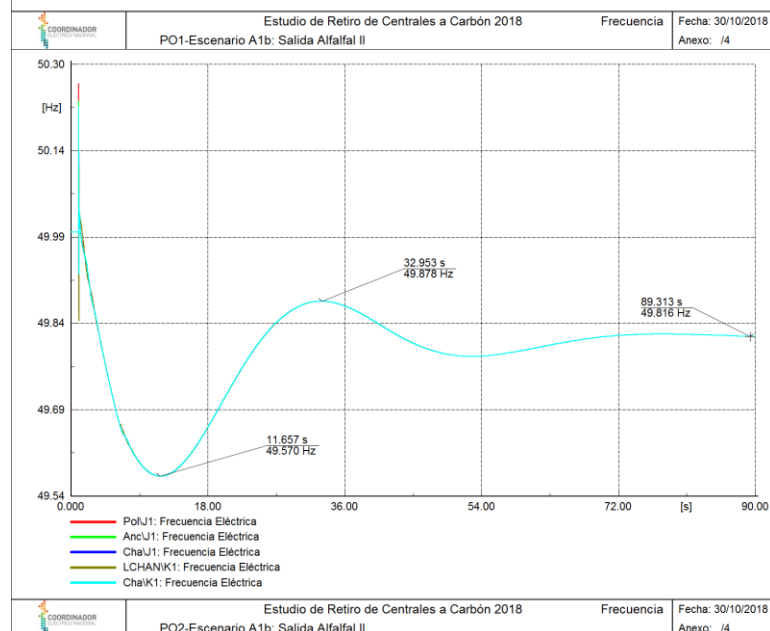
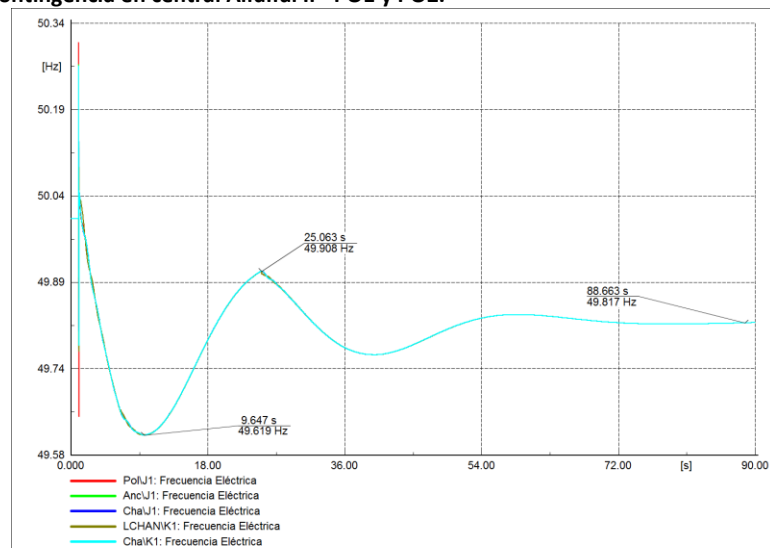
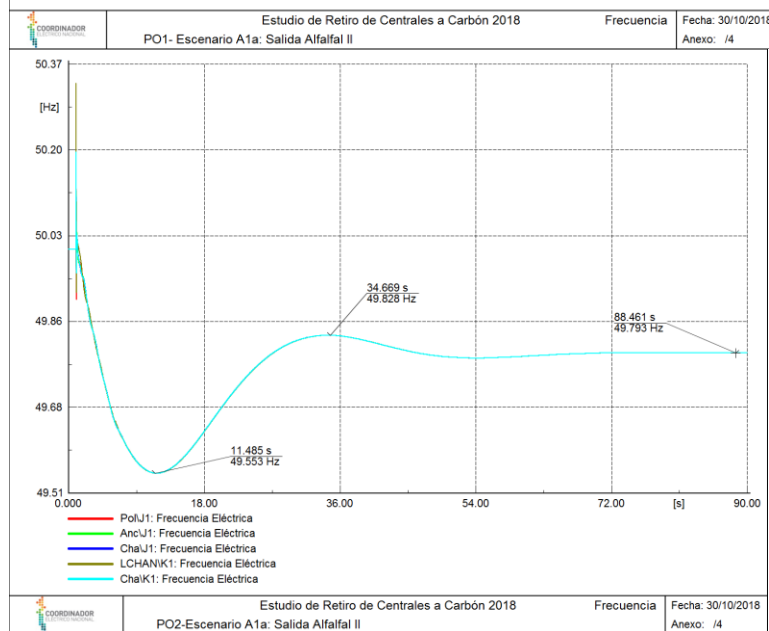
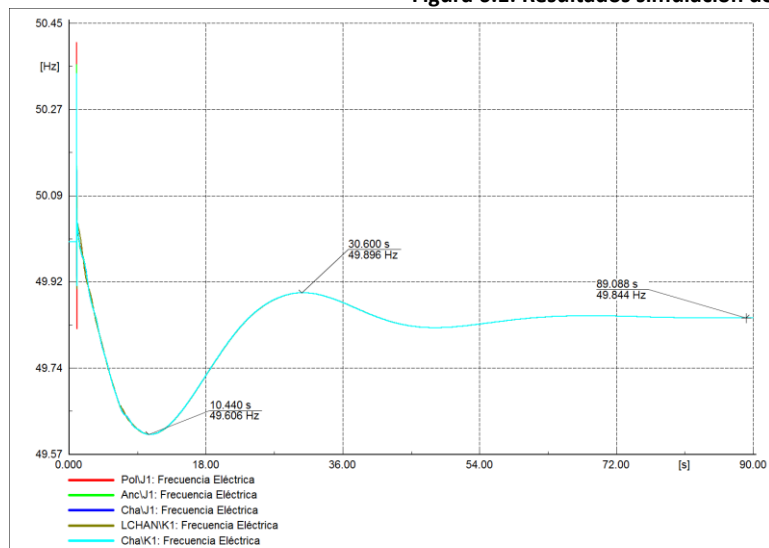
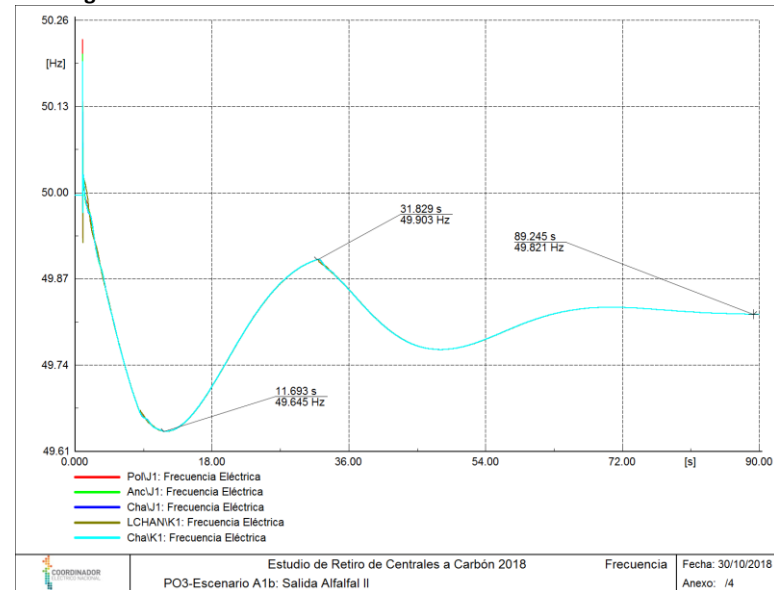
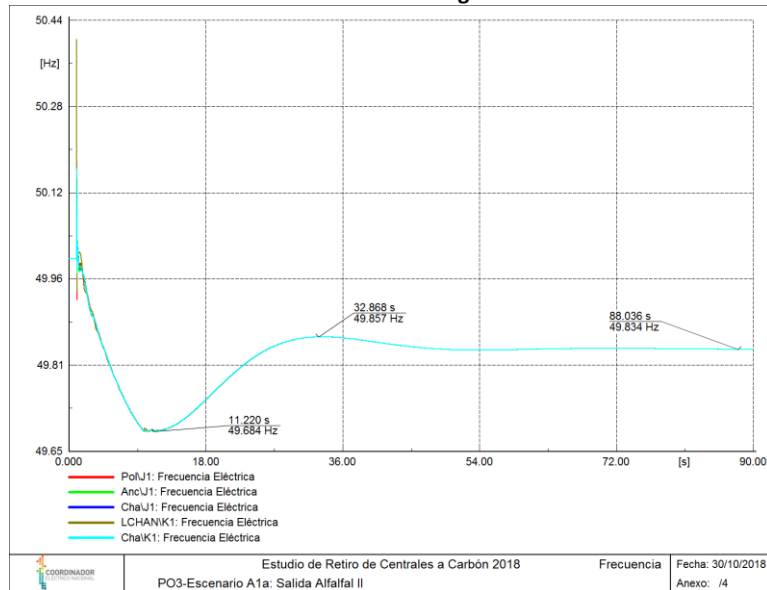


Figura 6.2: Resultados simulación de contingencia en central Alfalfal II – PO3.



6.3 COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

A modo de conclusiones respecto de los estudios de seguridad y calidad de servicio preliminares realizados, es posible afirmar lo siguiente:

- El sistema presenta condiciones de estabilidad comparables para ambos escenarios, mostrando un adecuado desempeño dinámico en todos los casos analizados.
- El análisis de los resultados obtenidos mostró que la contingencia que representó una mayor exigencia para el sistema corresponde a un cortocircuito franco en la zona del norte grande, presentando las mayores excursiones angulares y oscilaciones de esta variable.
- Por su parte, las contingencias de pérdida de generación no presentaron mayores dificultades para ser enfrentadas en ninguno de los casos analizados.
- Adicionalmente, los resultados muestran la factibilidad de revisar los montos de reservas consideradas, las que se deberán estudiar con mayor detalle y para una mayor cantidad de puntos de operación, con la finalidad de intentar reducir los dichos montos y chequear el buen comportamiento frente a otras condiciones de operación.
- De igual manera, la localización de los recursos para entrega de las reservas señaladas también corresponde a una materia relevante a revisar y analizar en mayor detalle en un estudio específico.
- Finalmente, de manera similar a las reservas, resulta pertinente analizar en mayor profundidad los montos máximos de transferencias admisibles a través de los enlaces AC y DC, así como eventuales requerimientos de apoyos en puntos intermedios (Maitencillo, Cumbre) para efectos de mejorar la estabilidad angular frente a cortocircuitos en líneas importantes en la zona del norte grande.

7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

Expansión del SEN:

- A partir del desarrollo de infraestructura de generación y transmisión nacional óptima en forma oportuna, el sistema eléctrico puede operar manteniendo los requerimientos de seguridad de servicio, en un escenario de retiro programado de centrales a carbón. Sin embargo, lo anterior tiene costos de inversión adicionales a los que se debe incurrir en escenarios sin descarbonización.
- En la totalidad de los escenarios estudiados se identificó la necesidad del desarrollo de un enlace HVDC entre las zonas norte y centro del país de 2.000 MW, entre S/E Kimal y Lo Aguirre, y dependiendo del escenario, se identificó la necesidad posterior de un segundo enlace de 2.000 MW entre S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre, lo que permite evidenciar que la conveniencia económica del desarrollo de este proyecto es transversal para un amplio espectro de los escenarios futuros analizados, y por lo tanto dicho desarrollo permitiría entregar mayor robustez al Sistema Eléctrico Nacional, reduciendo riesgos de sobrecostos en escenarios futuros de alta incertidumbre. Al respecto, se debe destacar que estos proyectos en conjunto estarían en línea con la recomendación de expansión emitida por el Coordinador en su revisión anual de expansión del sistema de transmisión emitida en enero del año 2018, ya que dicha propuesta considera y permite el desarrollo del enlace HVDC en etapas.
- Se identificó la necesidad de adelantar desarrollos de transmisión local en zonas con complejos de grandes centrales a carbón, como es el caso de la zona de Puchuncaví.
- De las comparaciones de resultados entre casos con y sin un cronograma de descarbonización, se pudo concluir que el proceso de retiro de centrales a carbón en general requiere adelantar obras de transmisión que actualmente se encuentran definidas en los estudios planificación de la transmisión.
- A partir de los análisis de las partidas generales de costos totales de inversión generación-transmisión nacional y los costos de operación, se observó que es relevante identificar las obras de infraestructura de transmisión nacional necesarias que deben anticipar su materialización en un proceso de retiro de centrales a carbón de la matriz energética, ya que la materialización de estos proyectos es crucial para incentivar y facilitar el desarrollo de oferta de generación eficiente, y preparar el sistema para viabilizar el proceso de descarbonización. Además, se debe tener presente que las condiciones de riesgo de demora en la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión nacional se han incrementado sustancialmente en los últimos años, razón por la cual puede ser un factor que impacte en la concreción de un cronograma de retiro de unidades a carbón.
- Los análisis realizados no consideran las inversiones asociadas a la expansión de transmisión zonal ni aquellas asociadas a la expansión de terminales de GNL e infraestructura de gasoductos necesaria para las centrales que utilizan gas natural.

Operación del SEN:

- Desde un punto de vista operacional, el SEN puede desarrollarse eficientemente logrando mantener la suficiencia y la seguridad de servicio, con la consiguiente inversión en transmisión y en tecnologías tales como generación solar fotovoltaica, eólica e hidráulica, acompañada de centrales de generación flexibles tales como CSP, bombeo hidráulico o gas natural o GNL. Lo anterior, debido a que los desarrollos de infraestructura sustituta del carbón, sumado a las centrales existentes, permitieron satisfacer los crecientes requerimientos de reserva operativa necesaria ante una alta inserción de energías renovables variables.
- La operación en modo ciclaje de centrales termoeléctricas requerirá efectuar diariamente partidas y detenciones de las centrales, lo que implicará mayores emisiones en las etapas de partidas, lo podría llevar a exceder normas de calidad de aire y/o emisiones, por lo que esta materia debe ser estudiada en profundidad, de forma de determinar la viabilidad ambiental de dicha estrategia de operación.

Por otra parte, se ha supuesto que las centrales de ciclo combinado actualmente existentes son capaces de operar con patrones de ciclaje diaria, lo que debe ser validado con los propietarios de dichas instalaciones de generación. En caso de no ser factible, se incurrirá en mayores costos de operación o bien deberá incorporarse nueva capacidad de generación a gas natural que tenga dicha flexibilidad.

- En el cálculo de los costos de operación en inversión de los escenarios evaluados no se ha incorporado el costo asociado a las partidas y detenciones de centrales termoeléctricas de ciclos combinados, por lo que deberán ser analizados en detalle en estudios futuros. Esto implica, que los sobrecostos de partida y detenciones de unidades en base a gas natural o GNL sólo para brindar servicios en hora de máxima inserción de ERV podría aumentar los costos asociados al retiro de centrales a carbón.

Seguridad y calidad de servicio del SEN:

- En los análisis eléctricos preliminares efectuados en condiciones exigentes de operación para los años 2025, 2030 y 2035, no se observaron inestabilidades para contingencias simples críticas en el sistema eléctrico, lo que implica que el desarrollo adecuado de infraestructura, sumado a la utilización de centrales ya existentes, permitirían mantener los estándares de seguridad y calidad de servicio del SEN en un eventual proceso de descarbonización. Sin embargo, se deben realizar análisis más detallados una vez que se disponga de un cronograma de retiro o reconversión de centrales definitivo, junto a análisis periódicos en la medida que se materialice dicho cronograma.

7.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda analizar mecanismos para adecuar periódicamente las fechas del cronograma de retiro de centrales a carbón que finalmente se defina, de forma de evitar efectos adversos en el costo del suministro eléctrico, su calidad y seguridad de servicio y no afectar la competencia en generación.

7.3 ANÁLISIS FUTUROS

- En este estudio no se ha considerado la posibilidad de la reconversión de las centrales a carbón, por lo que se recomienda analizar o estudiar opciones tales como mantener en servicio algunas centrales carboneras existentes para operar como condensadores sincrónicos para proveer inercia, niveles de cortocircuito, control de reactivos, y soporte de tensión ante fallas, reduciéndose en este caso eventuales problemas asociados al soporte de tensión, y los referentes a inercia.
- Analizar el aporte de rampa de subida y bajada que se prevé en el futuro podrían aportarían las centrales carboneras para facilitar la inserción de ERV solar, y el de reserva secundaria ante alta inserción de ERV, ya que dicho aporte se ve sustituido de manera importante por centrales en base a bombeo hidráulico, gas natural o GNL y CSP dependiendo del escenario.
- Explorar factibilidad técnica y costos en que se debe incurrir para reacondicionamiento de centrales a carbón como condensadores sincrónicos. Adicionalmente estudiar la factibilidad mecánica de su funcionamiento acoplado a la turbina para mantener o disminuir lo menos posible sus atributos de inercia, y estudiar su real aporte y factibilidad de uso alternado transitorio en régimen motor/generador en condiciones de desbalance de energía del sistema (aporte de energía de la inercia ante fallas, en régimen de generador sincrónico).
- Estudiar con profundidad la localización óptima de reservas e inercia para asegurar estabilidad del sistema. Lo anterior, debido a la longitud del sistema eléctrico nacional, donde las frecuencias mínimas a lo largo del sistema se desacoplan dependiendo del lugar de la desconexión de generación.
- Estudiar los impactos técnicos y económicos de posponer o sufrir atrasos en el desarrollo de infraestructura de transmisión, principalmente el corredor HVDC entre la zona norte y centro del país, y cómo afecta el cronograma de retiro o reconversión de las centrales a carbón.
- Analizar los sobre costos de operación y/o inversión asociados a las partidas y detenciones de centrales termoeléctricas de ciclos combinados, necesarios para brindar servicios en hora de máxima inserción de ERV y que podrían eventualmente aumentar los costos asociados al retiro de centrales a carbón.