

Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón

ANEXO 2 Operación del SEN

Diciembre de 2018

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

www.coordinadorelectrico.cl

ANEXO 2

Operación del SEN

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	5
1 INTRODUCCIÓN	7
2 OBJETIVOS	8
3 METODOLOGÍA Y BASES DEL ESTUDIO	9
3.1 FUNDAMENTOS METODOLOGÍA	9
3.2 MODELACIÓN ETAPA III – MODELO MT	9
3.2.1 CARACTERÍSTICAS DEL PROBLEMA A RESOLVER	9
3.2.2 LIMITACIONES DEL MODELO MT	10
3.3 MODELACIÓN ETAPA IV – MODELO ST	11
3.3.1 MODELACIÓN COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA	11
3.3.2 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE INERCIA	12
3.3.3 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE CPF	17
3.3.4 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RAMPA.	19
3.3.5 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RESERVA PARA CSF	22
3.3.6 MÍNIMOS TÉCNICOS	23
3.3.7 TIEMPOS MÍNIMOS DE OPERACIÓN	23
3.3.8 COSTOS DE ENCENDIDO DE CENTRALES	23
3.4 INTERACCIÓN ENTRE LOS MODELOS MT Y ST	24
3.5 PROYECCIÓN VARIABLES LARGO PLAZO	25
3.6 CASOS SIMULADOS	26
4 RESULTADOS EPATA III – OPERACIÓN DE LARGO PLAZO	27
4.1 GENERACIÓN ESPERADA	27
4.2 COSTOS MARGINALES	29
4.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	30
4.3.1 ZONA NORTE GRANDE: IQUIQUE, MEJILLONES Y TOCOPILLA	30
4.3.2 ZONA NORTE CHICO: COPIAPÓ/HUASCO	32
4.3.3 SISTEMA 500 kV KIMAL - CHARRÚA	33
4.3.4 ZONA V REGIÓN: PUCHUNCAVÍ	36
4.3.5 ZONA VIII REGIÓN: CORONEL	37
4.4 EMISIONES DE GEI	38
5 RESULTADOS ETAPA IV – OPERACIÓN DIARIA Y SEMANAL	40
5.1 GENERACIÓN	41
5.2 INERCIA Y CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA	47

5.3 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA Y RAMPAS	53
<u>6 RESULTADOS ETAPA IV – COSTOS OPERACIÓN SEMANAL</u>	<u>56</u>
6.1 COSTOS DE OPERACIÓN E INVERSIÓN	56
6.2 ESTIMACIÓN VALOR DE AGUA EMBALSES	61
<u>7 CONCLUSIONES</u>	<u>62</u>
<u>ANEXO 1 – DETALLES MODELOS</u>	<u>63</u>

RESUMEN EJECUTIVO

Operación de largo plazo del SEN -Modelo MT

A partir de los resultados de las Etapas I y II, 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 en la Etapa III como un dato de entrada para la 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 quinta región costa, 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, la que alcanzaría alrededor de un 80% hacia el año 2038 para el Escenario A1, en términos esperados, calculados como promedio de las distintas condiciones hidrológicas.

Operación multi-anual de embalses del SEN – Modelo ST

La operación multi-anual del modelo horario de operación económica del SEN se realizó con el objetivo de evaluar el desempeño de las funciones de costo futuro obtenidas del modelo de coordinación hidrotérmica, en la operación horaria del SEN.

Operación semanal del SEN – Modelo ST

De los resultados de la operación económica semanal horario en el largo plazo, se verificó que para el escenario base de descarbonización, las tecnologías sustitutas de las centrales a carbón fueron capaces de proveer los requerimientos mínimos de inercia y reserva, necesarios para el desempeño del control de frecuencia del SEN, en un escenario futuro de alta inserción de ERV.

A partir de los resultados de generación, se pudo observar que, para los escenarios futuros simulados, la hora crítica de operación para el control de frecuencia correspondía al mediodía, donde el aporte de generación del recurso solar se maximiza. A dicha hora del día se alcanzaron los niveles mínimos de inercia, que en ningún caso fueron inferiores a 45.000 MVAs, lo que se tradujo en un ROCOF inicial de 0.22 Hz/s para desconexiones de intempestivas de generación de 400 MW, no obstante, se observó que el control primario de frecuencia estaba distribuido en varios generadores, permitiendo lograr tiempos de recuperación cercanos a 7 segundos, suficientes para mantener la desviación máxima de frecuencia en niveles inferiores a 1 Hz.

Por otra parte, se pudo observar que la generación renovable al instante de máxima inyección alcanzó valores cercanos a un 80%, siendo un 65% asociado a ERV eólica y solar, y a pesar de disponer de altos niveles de penetración no se identificaron problemas de disponibilidad de recursos para proveer las reservas requeridas. Cabe destacar que esta condición de máxima inserción de ERV estaba acompañada de operación a mínimo técnico de las centrales carboneras que aún no cesaban su operación.

Se debe destacar además, que el aumento de requerimientos de reserva secundaria en las horas de máxima inserción solar, aumentaba considerablemente los requerimientos de reserva secundaria, lo cual no se observó complejo de administrar para el SEN incluso en condiciones de hidrología seca, ya que sólo bastó disponer de un nivel mínimo de agua en los embalses para dar reserva, considerando que el uso de las reservas no es permanente en el tiempo y sólo es necesaria para ir ajustando el balance generación-demanda.

En base a los resultados anteriores, se puede observar que, en un eventual proceso de descarbonización, el parque existente junto con los sustitutos de energía de base de las unidades a carbón, permitirían satisfacer sustituir el aporte de inercia y reserva de las unidades en base a carbón.

1 INTRODUCCIÓN

El “Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón” tiene como objetivo analizar el efecto sobre el desarrollo, operación, seguridad y calidad de servicio del SEN que generaría el retiro gradual de las centrales a carbón. Bajo este contexto, este estudio se dividió en 3 partes, de las cuales la primera parte aborda los efectos económicos de la descarbonización y por consiguiente todo lo referente al desarrollo óptimo de infraestructura del SEN, mientras que la segunda parte aborda los efectos en la operación, y la tercera los efectos en la seguridad y calidad de servicio del SEN asociados a un eventual proceso de descarbonización. Así, este documento representa la segunda parte del “Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón”, la cual se denomina “Operación del SEN”, y su principal objetivo es estudiar los efectos de la descarbonización, sobre la operación de largo, mediano y corto plazo del SEN, entendiéndose por mediano y corto plazo la operación asociada a la gestión de embalses y optimización de la operación horaria semanal respectivamente, pero mirados para años futuros de operación del sistema.

Para esto, se utilizaron los escenarios de desarrollo obtenidos en el Anexo 1 de este estudio, y herramientas de optimización detalladas para visualizar de manera prospectiva la operación futura del SEN, y de esta forma poder cuantificar efectos en costos y operacionales asociados a un eventual proceso de descarbonización. Luego, se presentan los resultados de esta parte del estudio separados en ocho secciones, donde en la segunda sección se presentan los objetivos del estudio, en la tercera sección la metodología y los casos simulados, en la cuarta, quinta y sexta sección los resultados de la simulación de la operación de largo, mediano y corto plazo del SEN respectivamente, para luego en la séptima sección presentar resultados de costos asociados a la operación de corto plazo del SEN. Finalmente, en la octava sección se presentan los principales resultados y conclusiones de este estudio.

2 OBJETIVOS

Los objetivos de esta parte del estudio se enmarcan en los alcances generales del estudio de descarbonización, dentro de los cuales se destaca el siguiente objetivo:

- Analizar el efecto sobre el desarrollo y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el mediano y largo plazo de un escenario que considera el retiro gradual de las centrales termoeléctricas a carbón.

En términos específicos esta parte del estudio tiene los siguientes objetivos específicos:

- Identificar requerimientos de desarrollo de infraestructura de transmisión nacional y local en zonas de emplazamiento de centrales termoeléctricas a carbón, que podrían verse afectadas por el retiro de dichas unidades.
- Analizar el efecto que tienen los requerimientos de flexibilidad del sistema dada su relevancia para mitigar los efectos de la descarbonización.
- Verificar el desempeño operativo del SEN ante altos niveles de inserción de ERV y eventual disminución de niveles de inercia asociada a la descarbonización, con el fin de verificar el cumplimiento de los requerimientos de reserva dinámica del sistema asociados al control de frecuencia.

3 METODOLOGÍA Y BASES DEL ESTUDIO

3.1 FUNDAMENTOS METODOLÓGICA

Tal como se mencionó previamente, esta parte del estudio aborda el análisis de los efectos que tendría un eventual retiro de las centrales a carbón en la operación económica del sistema. Para esto se toman como datos de entrada los escenarios de expansión de generación y transmisión determinados en la Parte 1 del estudio

En esta etapa se utilizan dos modelos de simulación de la operación económica del sistema, pero con distinta naturaleza y propósitos. Estos modelos corresponden a lo señalado como Etapas III y IV de la metodología general descrita en el Informe Principal, correspondiendo a los denominados Modelos MT y ST.

La descripción de los modelos utilizados y las principales consideraciones tomadas para su ejecución se presentan a continuación.

3.2 MODELACIÓN ETAPA III – MODELO MT

Esta etapa considera la utilización de un modelo de optimización de la operación del sistema en un horizonte de 20 años, para efectos de determinar estrategias de uso óptimo del agua almacenada en los embalses de mayor tamaño.

3.2.1 CARACTERÍSTICAS DEL PROBLEMA A RESOLVER

El problema que se resuelve en esta etapa corresponde a un problema de uso óptimo de un recurso, en este caso, el agua embalsada.

Dado que los caudales afluentes de las distintas cuencas presentes en el sistema poseen una naturaleza estocástica, el problema se resuelve mediante técnicas matemáticas de manejo de incertidumbre, de modo que la resolución logre capturar, de la mejor manera posible, la incertidumbre respecto de las posibles realizaciones que se puedan dar de los caudales afluentes.

Por otra parte, el uso del agua dependerá de su disponibilidad y de la demanda por energía a lo largo del horizonte, así como la disponibilidad de sustitutos para suplir dicha demanda, aspectos que deben ser incorporados en la resolución del problema.

El problema planteado se resuelve utilizando el Modelo PLP, que corresponde al software empleado por la Gerencia de Operaciones para determinar la función de costo futuro del agua embalsada, en su proceso de programación de la operación. Este modelo aborda el problema desde un enfoque de programación dinámica dual estocástica (SDDP), que corresponde a un algoritmo ampliamente utilizado a nivel mundial para la resolución de problemas como éste.

El algoritmo SDDP posee las siguientes características favorables para abordar este tipo de problemas:

- Permite manejar muchas series hidrológicas (en tiempos razonables)

- La aplicación de técnicas de descomposición del problema multietapa, permite una resolución en tiempos razonables para horizontes de planificación extensos (20 años).
- Como un subproducto de la optimización se genera una aproximación mediante segmentos lineales de la denominada función de costo futuro del agua embalsada, la cual entrega una evaluación del costo futuro del recurso almacenado en función del valor de agua entrante y lo turbinado en la etapa.
- Dicha aproximación constituye la representación del efecto del uso actual del recurso en lugar de reservarlo para un momento posterior, de modo que corresponde a la caracterización del acoplamiento temporal del problema de coordinación hidrotérmica bajo incertidumbre de la condición hidrológica futura, razón por la cual se utiliza para generar la interacción entre el modelo MT y el ST.
- Adicionalmente, el modelo permite contar con aproximaciones del uso esperado del sistema de transmisión modelado, así como de los costos marginales nodales a lo largo del horizonte de simulación y para las distintas series hidrológicas simuladas, permitiendo contar con una variedad de resultados que entregan información respecto del comportamiento futuro del sistema bajo distintas condiciones de oferta y demanda.

Complementando lo anterior, se listan algunas de las principales características del problema a resolver:

- Se optimiza el uso del agua para los nueve principales embalses del sistema.
- Se modelan 10 bloques de demanda mensuales para todo el horizonte (5 bloques de día y 5 de noche).
- Se considera toda la muestra hidrológica actual (57 series).
- Se modelan los convenios de riego del Laja y el Maule (sin acuerdos de flexibilización).
- Se resuelve el problema utilizando el enfoque de cortes de factibilidad y no a través del uso de afluentes ficticios (esto para efectos de no traspasar al modelo ST cortes contaminados con valores derivados de la activación de los caudales de déficit).
- Dado lo anterior, y privilegiando la realización de una mayor cantidad de escenarios y pruebas de distintas estrategias de resolución del problema, se definió que la determinación de la función de costo futuro se realizaría considerando una representación uninodal del sistema eléctrico.
- Una vez obtenida la función de costo futuro, se utiliza para generar una simulación de la operación que considera fija la estrategia de uso del agua, pero que extiende la representación del sistema de transmisión para efectos de contar con resultados para el sistema multinodo.

3.2.2 LIMITACIONES DEL MODELO MT

Así como en el acápite anterior se listaron una serie de características o ventajas del Modelo PLP, utilizado para resolver la Etapa III (MT) y obtener las funciones de costo futuro con que alimentar la Etapa IV, a continuación se muestran algunas de las limitaciones que posee dicho modelo, a efectos de dar cuenta de la importancia de la interacción con el Modelo ST para determinar de la mejor manera el comportamiento futuro del sistema:

- **Uso de Bloques:** Dada la dimensión del problema a resolver, las demandas horarias son reordenadas y agrupadas en bloques que contienen varias horas con demandas totales de similar valor, con lo cual no sólo se pierde precisión, sino que también se pierde la relación temporal entre horas (debido al desorden), por lo que no es posible representar fenómenos de transición entre

bloques de una misma etapa, de modo que la información inter-temporal que se traspasa corresponde sólo a resultados de tipo mensual (cotas al final de cada etapa).

- Problema lineal: Debido a que el modelo utiliza el algoritmo SDDP para resolver el problema planteado, sumado al uso de bloques, no es posible utilizar variables de tipo entero para representar fenómenos de transiciones (costos de partida/detención, tiempos mínimos en servicio/fuera de servicio), mínimos técnicos de operación ni requerimientos de reserva/inercia, generando una distorsión respecto al problema real, la cual se ve acentuada (en general) en la medida de que se tiene una mayor penetración de energía variable.
- Adecuaciones a convenios de riego: actualmente se encuentra en vigencia un acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja, el cual estipula una serie de condiciones diferentes a las contenidas en el Convenio de Riego original. Este acuerdo posee una etapa transitoria que termina a lo más al finalizar la temporada de riego 2020-2021, pero después reconoce la aplicación de un régimen permanente, de modo que no se trata de una situación pasajera. Por su parte, el modelo utilizado incorpora únicamente la modelación del convenio original. En todo caso, conviene señalar que la Gerencia de Operación del Coordinador se encuentra trabajando en un proyecto que permite incorporar directamente en la resolución del problema de Coordinación Hidrotérmica la modelación del acuerdo señalado. En este sentido, se espera poder contar con dicha modelación en las futuras versiones de este Estudio.

3.3 MODELACIÓN ETAPA IV – MODELO ST

En esta etapa se considera 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.

3.3.1 MODELACIÓN COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA

La gestión semanal de uso de embalses fue 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 tomaron 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 fueron

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.

3.3.2 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE INERCIA

3.3.2.1 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, bajo las 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.

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

3.3.2.2 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 sincrónicas¹.

¹ A futuro dicho supuesto podría cambiar, considerando la alternativa del aporte de inercia sintética 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.

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

$$\sum_i u_i \cdot H_i \cdot S_{i,nom} \geq 10.000 + 5.000 \cdot t_{CPF} \quad (16)$$

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.

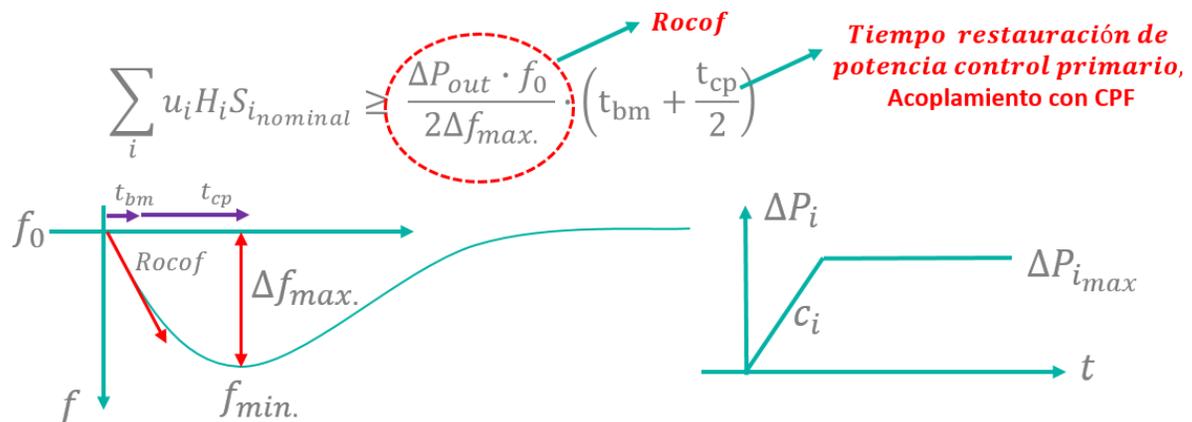
Cabe destacar que para el sistema norte se incorporó una restricción de inercia mínima adicional para evitar fenómenos de inestabilidad angular, obtenida en el marco de los estudios de interconexión SIC-SING.

$$\sum_{\forall i, SING} u_i \cdot H_i \cdot S_{i,nom} \geq 10.000 \quad (16)$$

En la Ilustración 3.1 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.

Ilustración 3.1: Representación gráfica de los requerimientos de inercia para CPF, y modelación de las variables de interés



El listado de inercias considerados para modelar estas restricciones, se presentan en el ANEXO 1 – Detalles modelos.

3.3.3 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:

$$\sum_i R_{efc,i} \geq \text{Reserva CPF} \quad (17)$$

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

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

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

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

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

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

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

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 efectiva. 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.

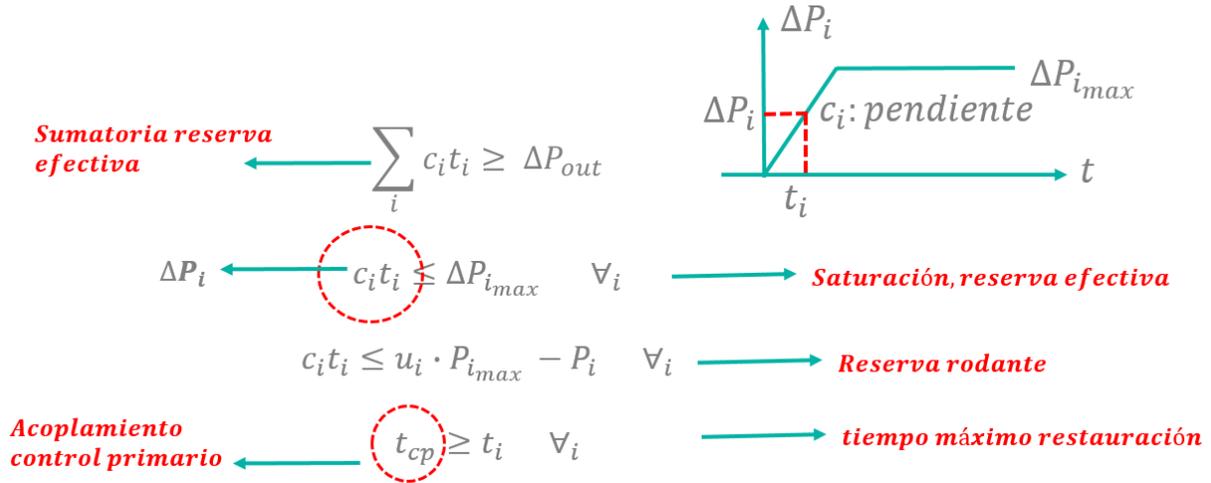
De esta forma, la restricción (17) permite modelar los requerimientos de control primario de frecuencia, mientras que la restricción (18) permite modelar la reserva en giro disponible de una unidad i . Por su parte, la restricción (19) permite limitar la reserva efectiva máxima a niveles siempre inferiores a la reserva en giro disponible, mientras que la restricción (20) permite asociar linealmente el aporte neto de reserva efectivo 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.

De esta forma, estas restricciones permiten modelar dinámicamente los requerimientos de inercia con el fin de aprovechar los beneficios asociados a disponer de respuestas rápidas para el control primario de frecuencia y, por lo tanto, no rigidizan los requerimientos de inercia, logrando costos de operación futuros menores.

Finalmente, en la lustración 3.2 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. Cabe 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 3.2: Representación gráfica de los requerimientos del CPF, y modelación de las variables de interés



3.3.4 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 las 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 3.1, Figura 3.2 y Figura 3.3, se presentan los vectores F y ΔD utilizados para el primer mes del horizonte.

El detalle de los vectores utilizados y las tasas de toma de carga de unidades, se presentan en el ANEXO 1 – Detalles modelos.

Figura 3.1: Rampa solar

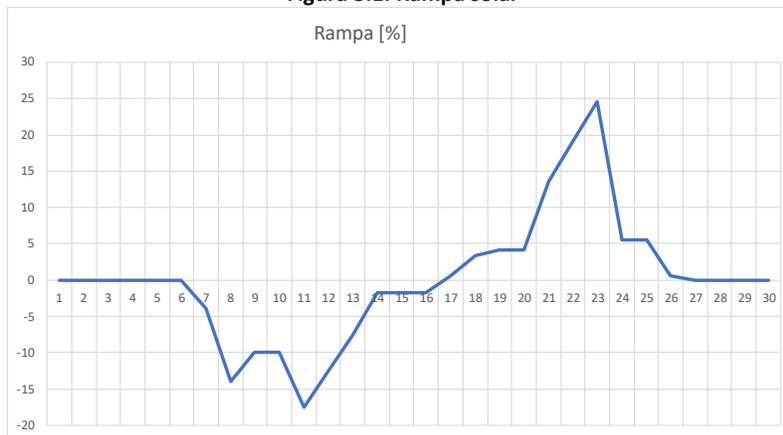


Figura 3.2: Rampa eólica

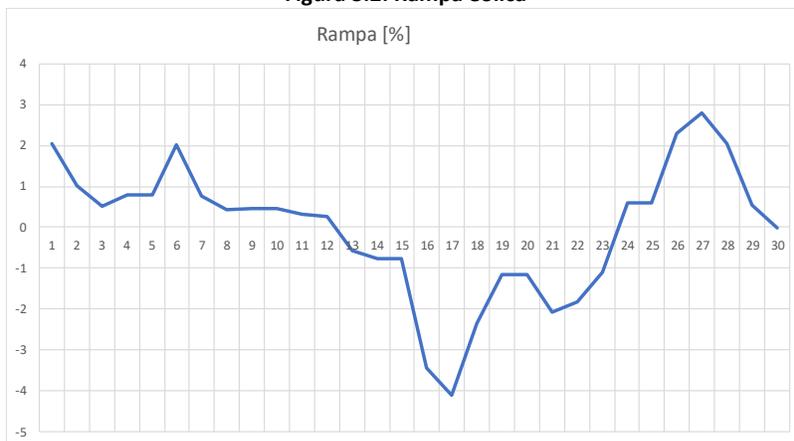
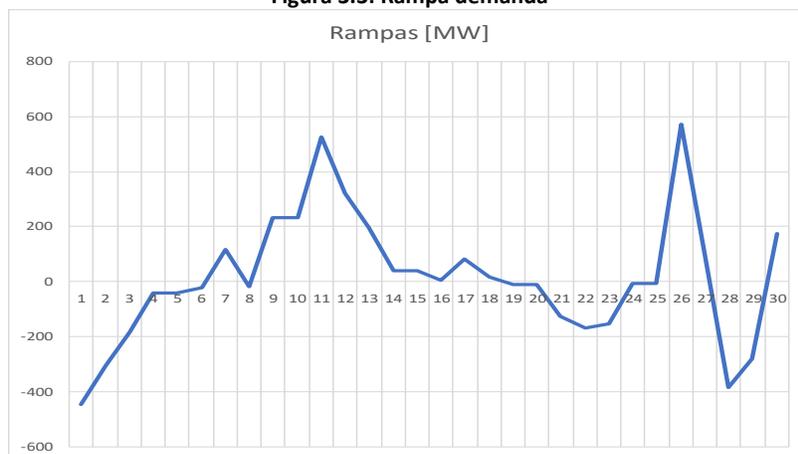


Figura 3.3: Rampa demanda



3.3.5 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 3.1, 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 3.1: 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%

3.3.6 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. Los mínimos técnicos utilizados, corresponde a los datos informados al Coordinador para las centrales existentes, mientras que éstos fueron estimados para nuevas unidades en base a valores de referencia.

3.3.7 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.

3.3.8 COSTOS DE ENCENDIDO DE CENTRALES

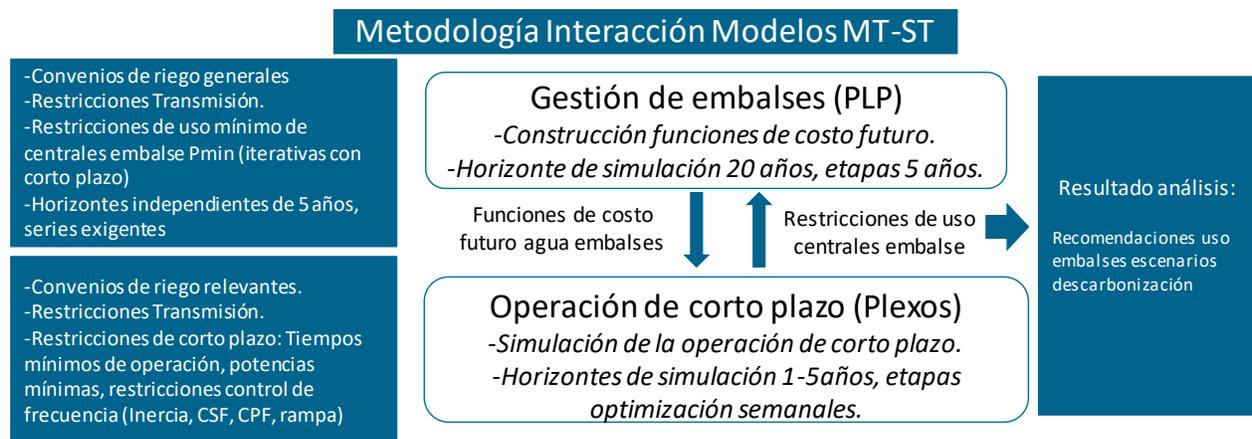
Los costos de encendido se incorporaron en la modelación, agregando directamente dicha información al modelo Plexos, sin requerir tratamiento adicional como lo fueron las restricciones asociadas al control de frecuencia. Estos costos de encendido utilizados corresponden a los datos informados al Coordinador 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.

3.4 INTERACCIÓN ENTRE LOS MODELOS MT Y ST

Tal como se ha explicado previamente, y como se presentó en el Informe Principal, la metodología general utilizada para el desarrollo del estudio plantea una interacción y retroalimentación entre algunas de sus etapas. En particular, aquí se presenta la forma en que interactúan los Modelos MT y ST utilizados en las Etapas III y IV, descritas en las secciones 3.2 y 3.3, respectivamente.

Para facilitar la comprensión de esta interacción, en la Figura 3.4 se presenta un diagrama en donde se indican los principales aspectos asociados a cada uno de los modelos (MT y ST) y la información que comparten entre ellos.

Figura 3.4: Metodología Interacción Modelo MT-Modelo ST. Interacción PLP-Plexos



En el diagrama se busca reflejar la información que sale del Modelo MT (PLP), en forma de Funciones de Costo Futuro (FCF) del agua embalsada, hacia el Modelo ST (Plexos), la cual actúa como condición de borde para la simulación con detalle horario de la operación del sistema, incorporando todas las restricciones descritas en las secciones previas.

Una vez ejecutadas las simulaciones de la operación con el Modelo ST, con todo el detalle incorporado, se observó que el comportamiento de las trayectorias de cota de los embalses, variaba significativamente en relación a lo previsto por el Modelo MT, lo cual se puede explicar debido a las limitaciones de un modelo como el utilizado en esta etapa, tal como se explicó en la sección 3.2.2.

Dado lo anterior, y de modo prospectivo, e intentando analizar cómo se podría entregar una señal al Modelo MT de modo de dar cuenta de la diferencia de costos capturadas por ambos modelos, se procedió a generar casos en donde se imponen restricciones a la operación de algunos embalses, para producir nuevas FCF que incorporen dichas restricciones. Los detalles y resultados de esta interacción se presentan en la sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

3.5 PROYECCIÓN VARIABLES LARGO PLAZO

La información de entrada utilizada en los modelos de optimización de largo plazo presentados en las secciones previas, consideró como fuentes de información el informe preliminar de la “Planificación energética de largo plazo” (PELP) emitida en Junio de 2017 por el Ministerio de Energía, el “Informe técnico preliminar de fijación de precios de nudo” emitido en Junio de 2017 por la Comisión Nacional de Energía (ITP junio de 2017), el Estudio 1 referente al control de frecuencia del “Análisis de la operación de los sistemas SIC-SING interconectados” emitido en Marzo de 2017 por la empresa Estudios Eléctricos, e información que dispone el Coordinador Eléctrico Nacional.

Entre ellos se tomaron los siguientes antecedentes de las respectivas fuentes de información:

- **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.
- **ITP-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.
- **Coordinador Eléctrico Nacional:** Información disponible y/o procesada referente a los perfiles de generación ERNC 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.

Mayor detalle de la información de entrada relevante utilizada en la planificación de largo plazo se presenta en la parte 1 de este estudio y en el ANEXO 1 – Detalles modelos.

3.6 CASOS SIMULADOS

Los escenarios sobre los cuales se simuló la operación económica detallada del SEN son los presentados en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Planes de obra utilizados en los distintos casos simulados de la operación económica. Escenarios A1 y A2.

ID Plan	Escenario	Descarbonización Base	Reconocimiento de Flexibilidad	Atraso de inversiones
A1a	Base A1	SI	SI	NO
A1b	Base A1	NO	SI ²	NO
A1c	Base A1	SI	NO	SI 2 años
A1d	Base A1	NO	NO	SI 2 años
A2a	Base A2	SI	SI	NO
A2b	Base A2	NO	SI	NO
A2c	Base A2	SI	NO	SI 2 años
A2d	Base A2	NO	NO	SI 2 años

² El reconocimiento de flexibilidad para este caso fue conceptualmente realizado, no obstante, el resultado de este proceso fue mantener las salidas del modelo LT1 por el menor efecto que las restricciones operativas generaron sobre los planes de obra.

4 RESULTADOS EPATA III – OPERACIÓN DE LARGO PLAZO

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 Gases de Efecto Invernadero, 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 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 y sin descarbonización, en la Figura 4.1 y la Figura 4.2, respectivamente.

Figura 4.1. Generación esperada Modelo MT - Escenario A1a.

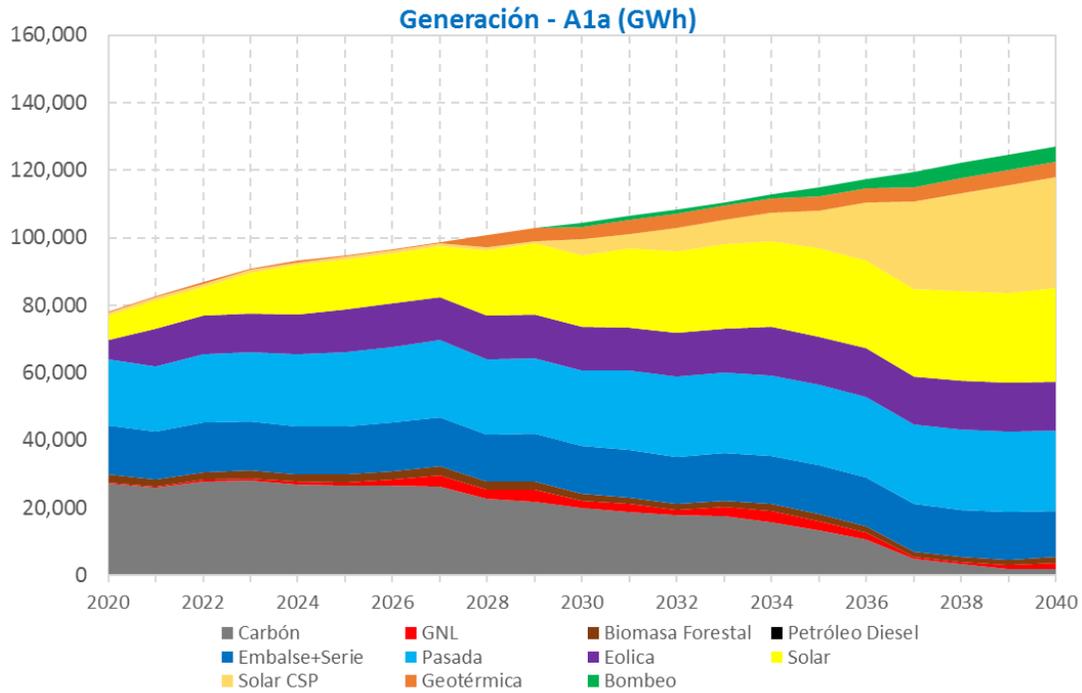
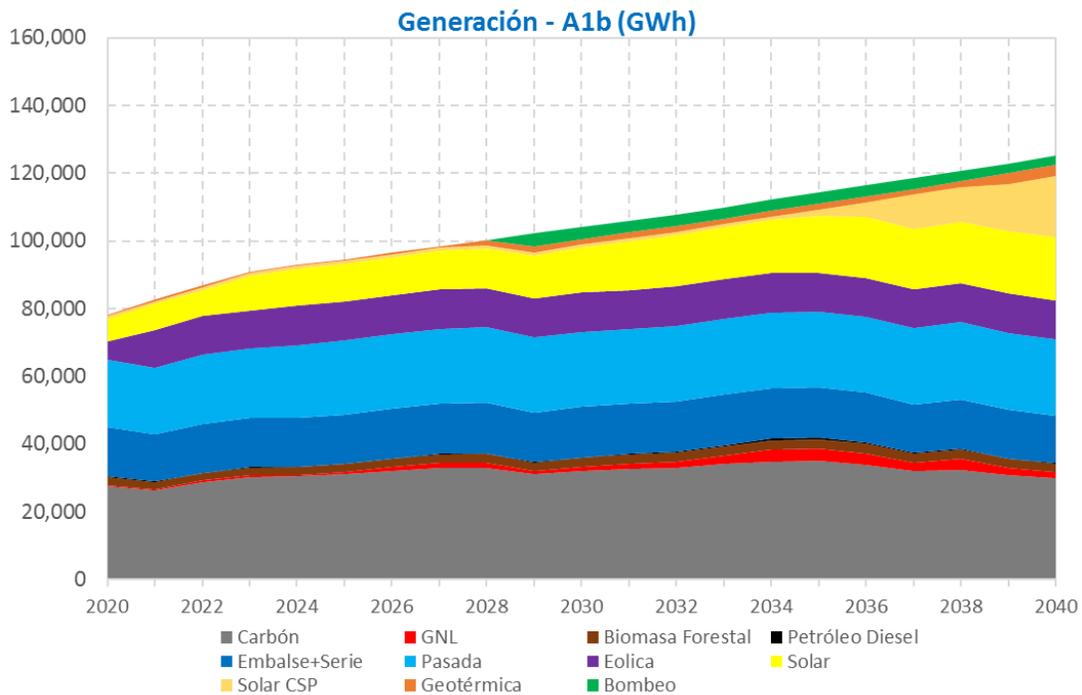


Figura 4.2. Generación esperada Modelo MT - Escenario A1b.



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 de costo marginal para tres barras representativas del sistema y para cada uno de los escenarios A1, con y sin retiro de centrales.

Figura 4.3: Costo marginal promedio anual - Escenario A1a.

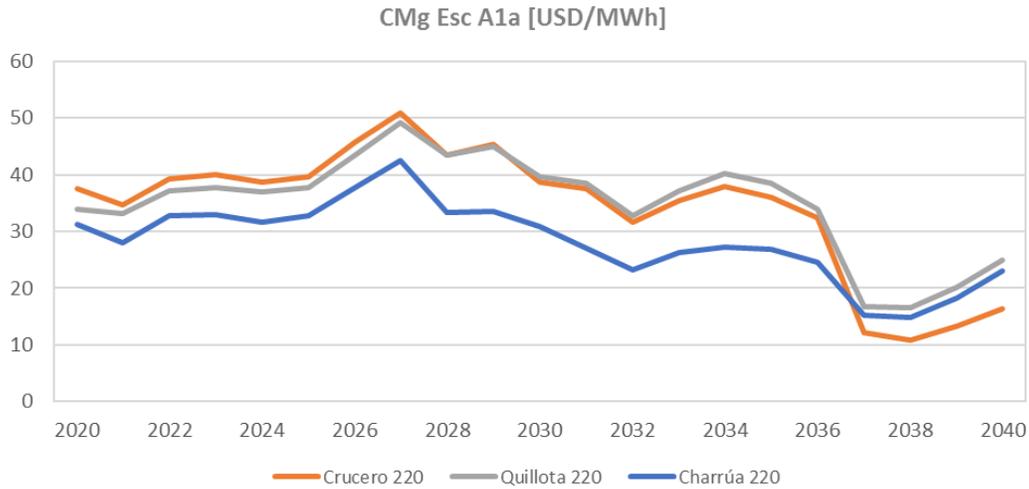
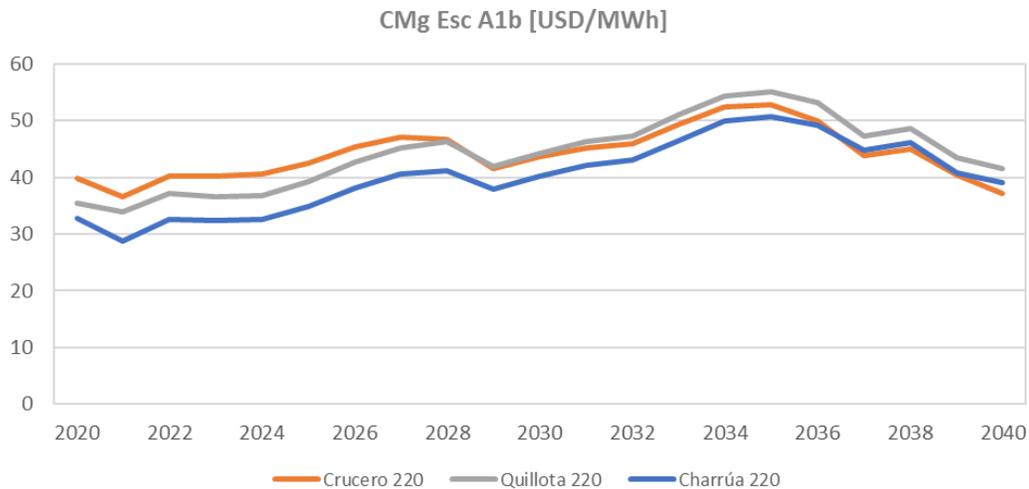


Figura 4.4: Costo marginal promedio anual - Escenario A1b.



Los resultados presentados 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 muy bajo (o nulo).

4.3 UTILIZACIÓN ESPERADA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

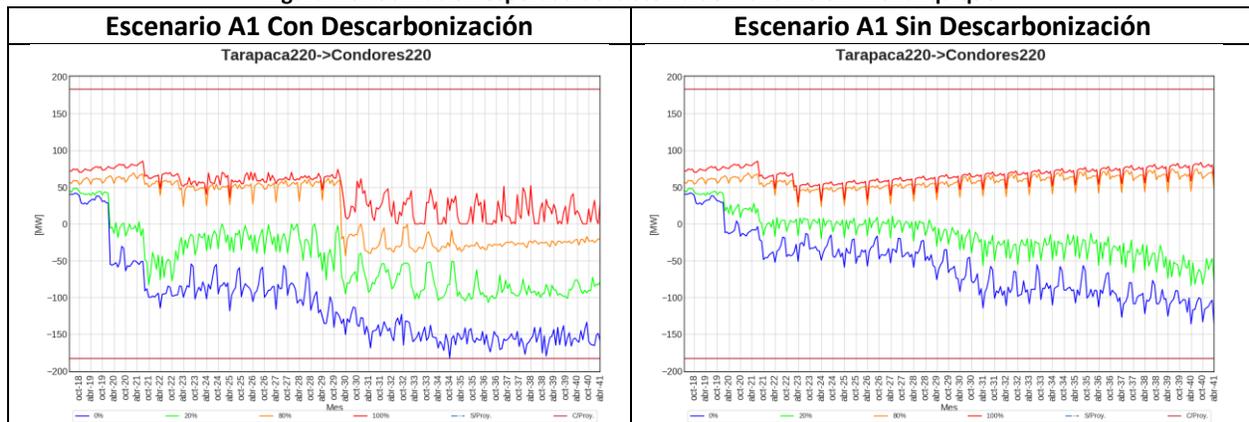
Un resultado importante obtenido a partir de las simulaciones del Modelo MT corresponde a la utilización esperada del sistema de transmisión para la condición con y sin retiro de centrales, de modo de identificar potenciales requerimientos adicionales de infraestructura de transmisión motivados por dicho proceso. En particular, más que un diagnóstico del sistema de transmisión en su totalidad, 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 interesante analizar cómo se ven modificados (o no) los requerimientos de expansión en los principales corredores 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 presentan a continuación los resultados de 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 y sin retiro 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



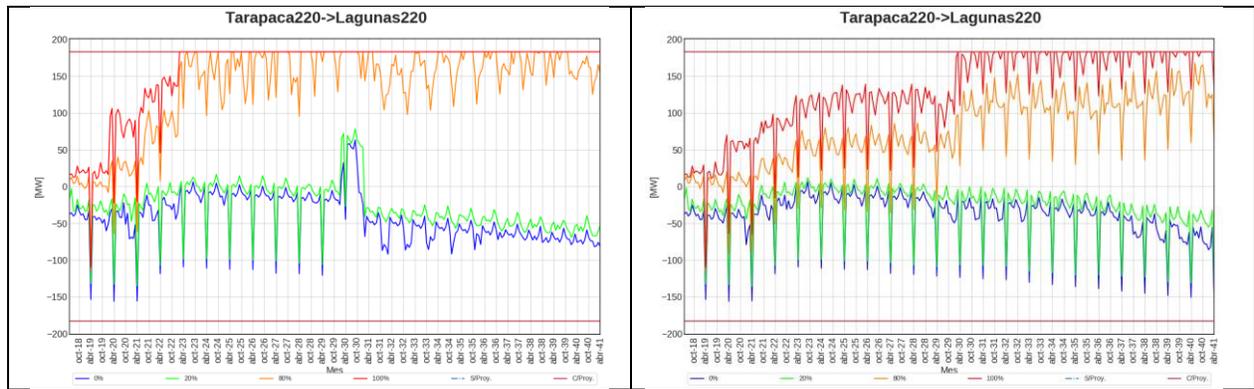


Figura 4.6: Utilización esperada del sistema de Transmisión - Zona Tocopilla.

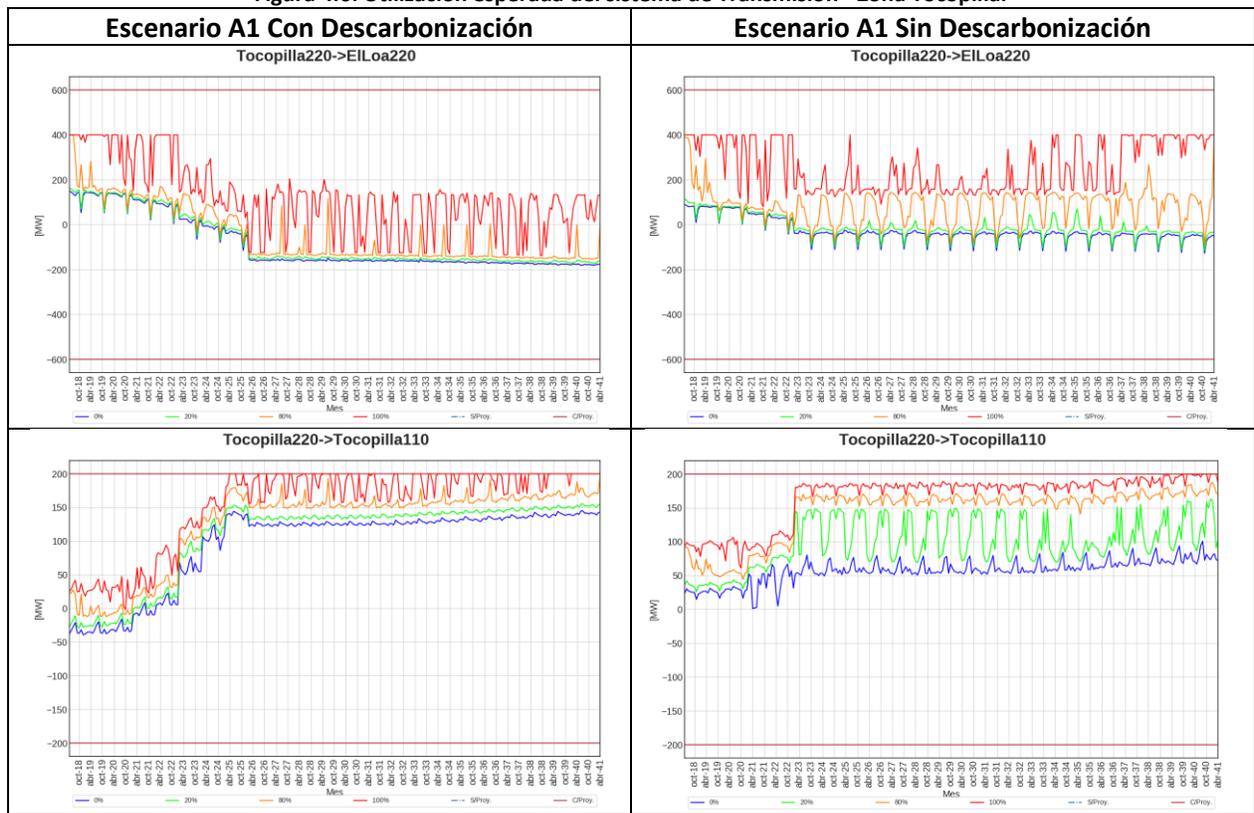
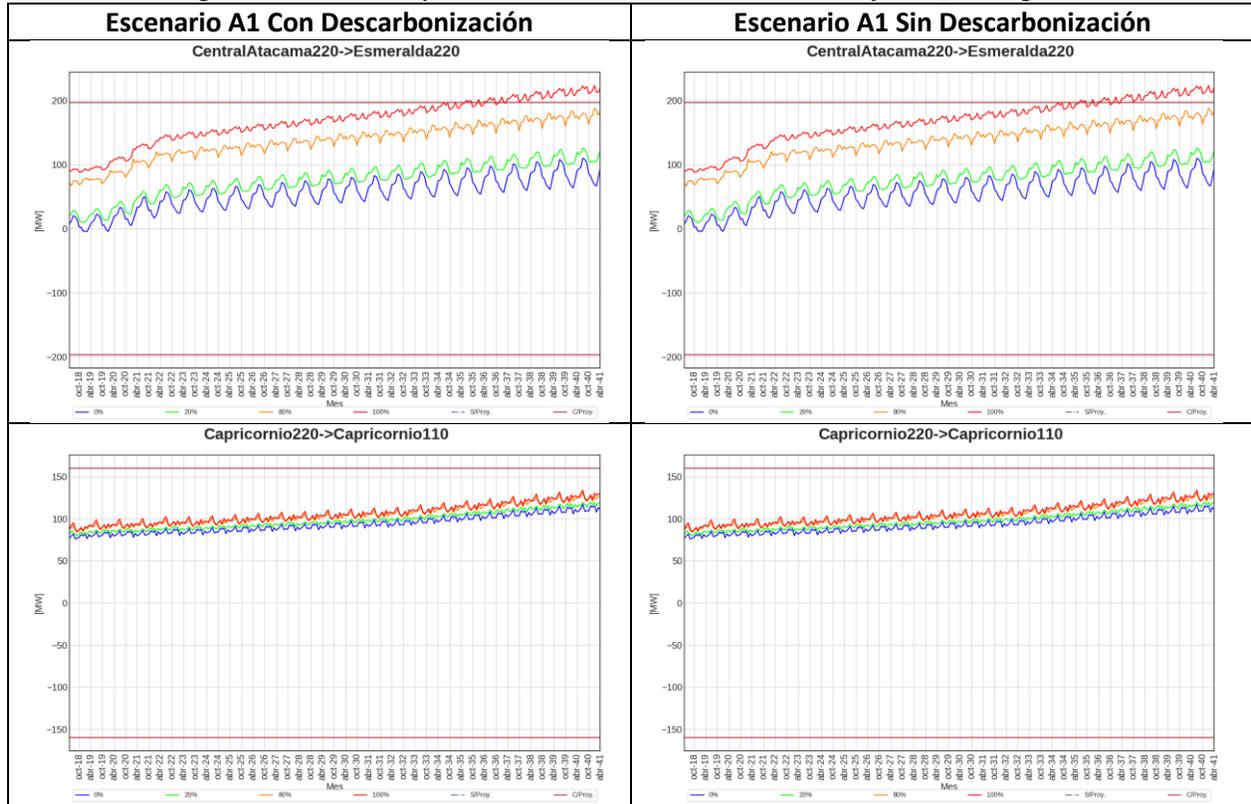


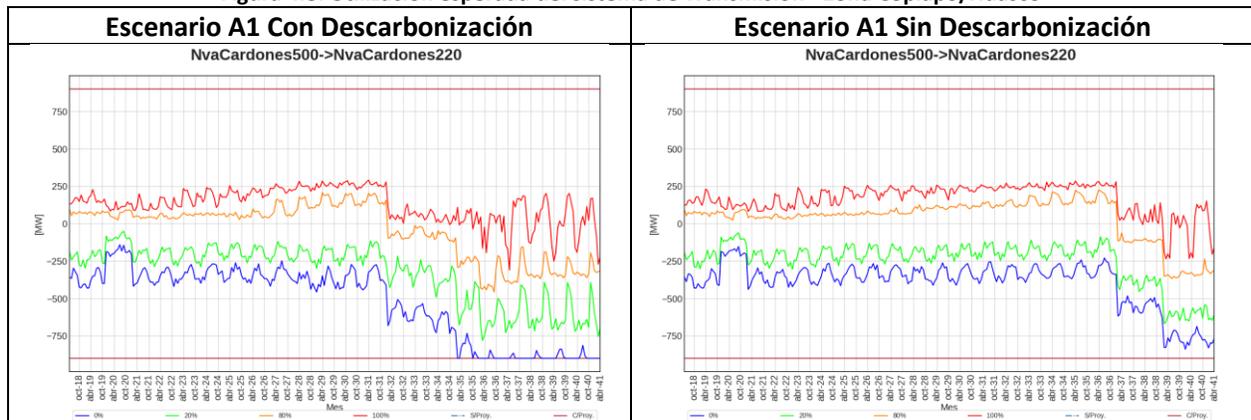
Figura 4.7: Utilización esperada del sistema de Transmisión - Zona Mejillones/Antofagasta.

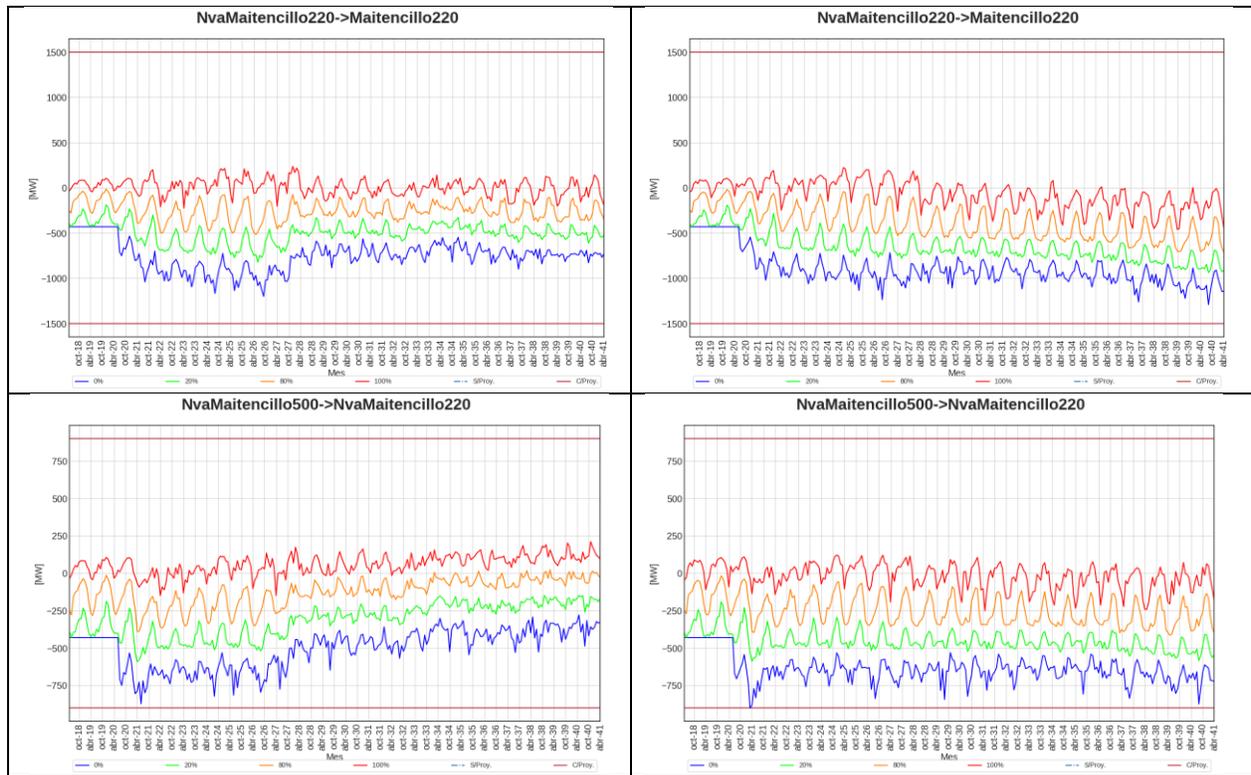


4.3.2 ZONA NORTE CHICO: COPIAPÓ/HUASCO

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 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

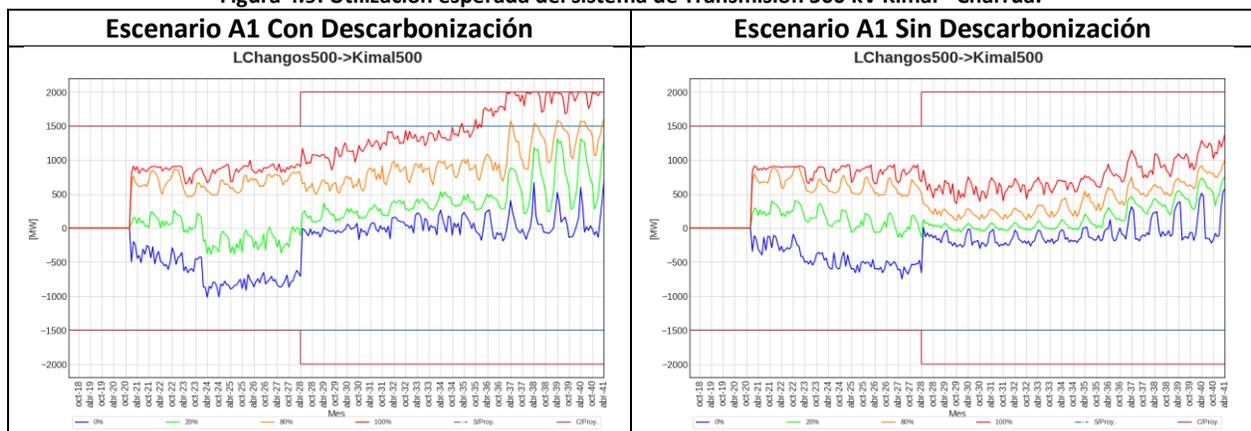


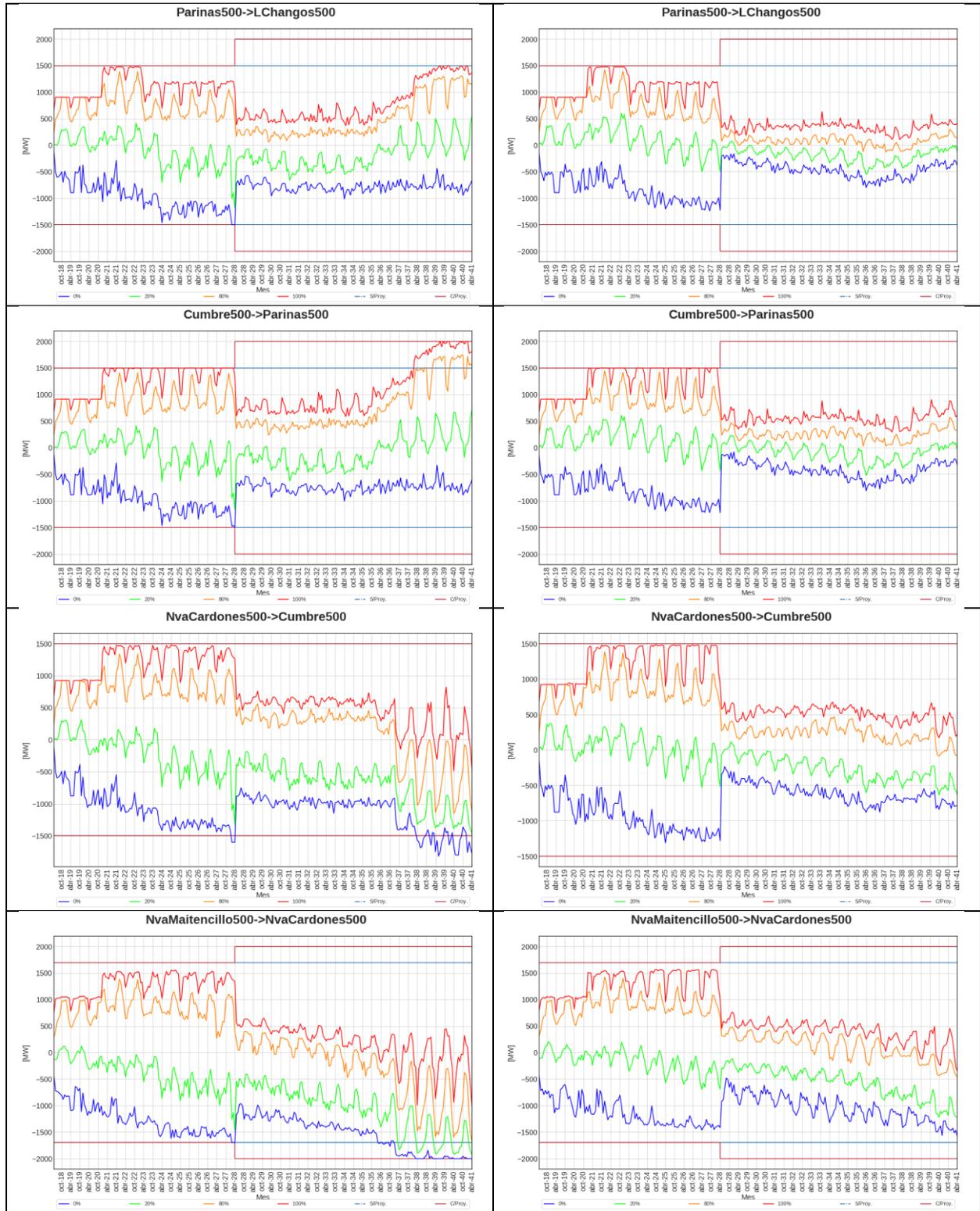


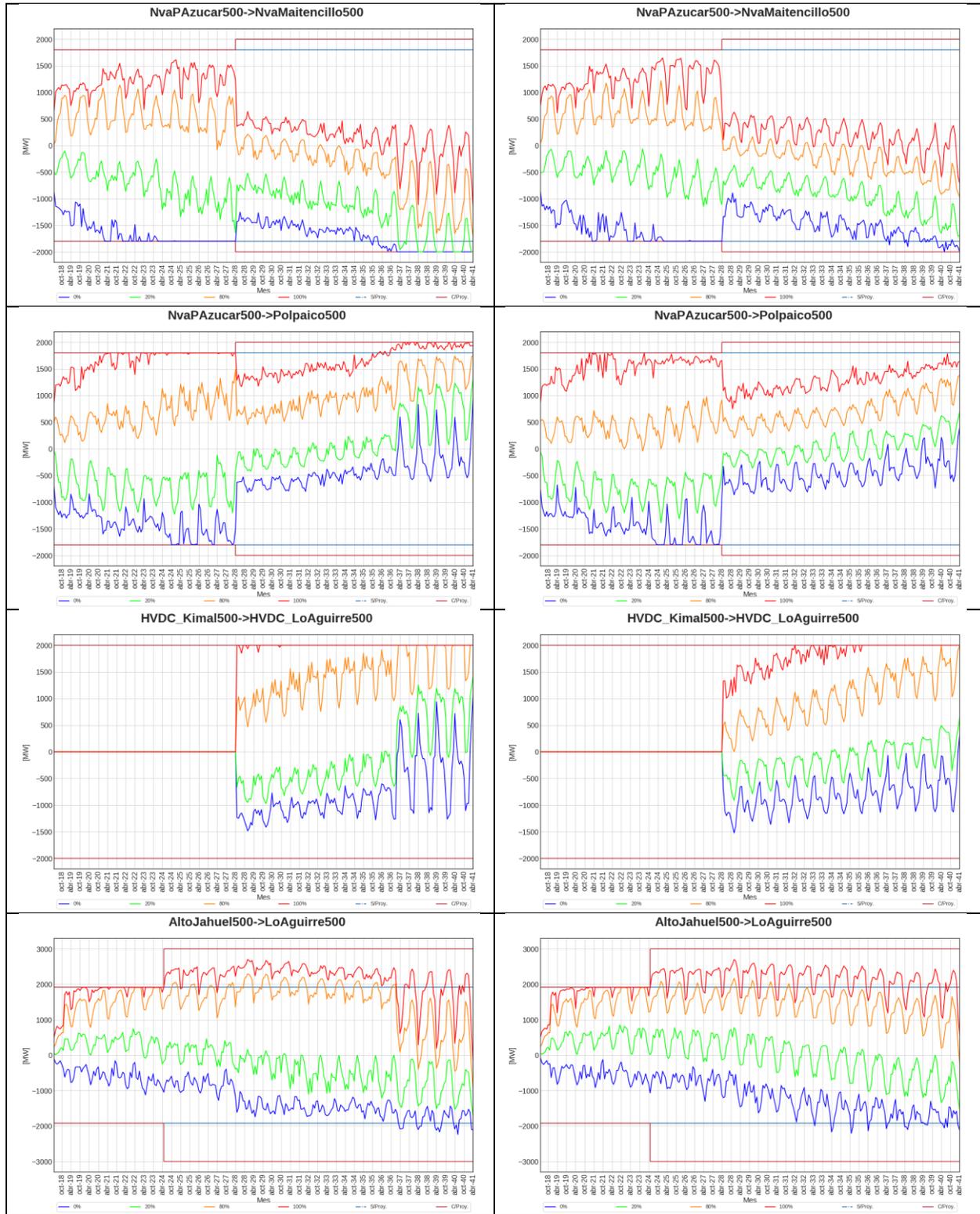
4.3.3 SISTEMA 500 KV KIMAL - CHARRÚA

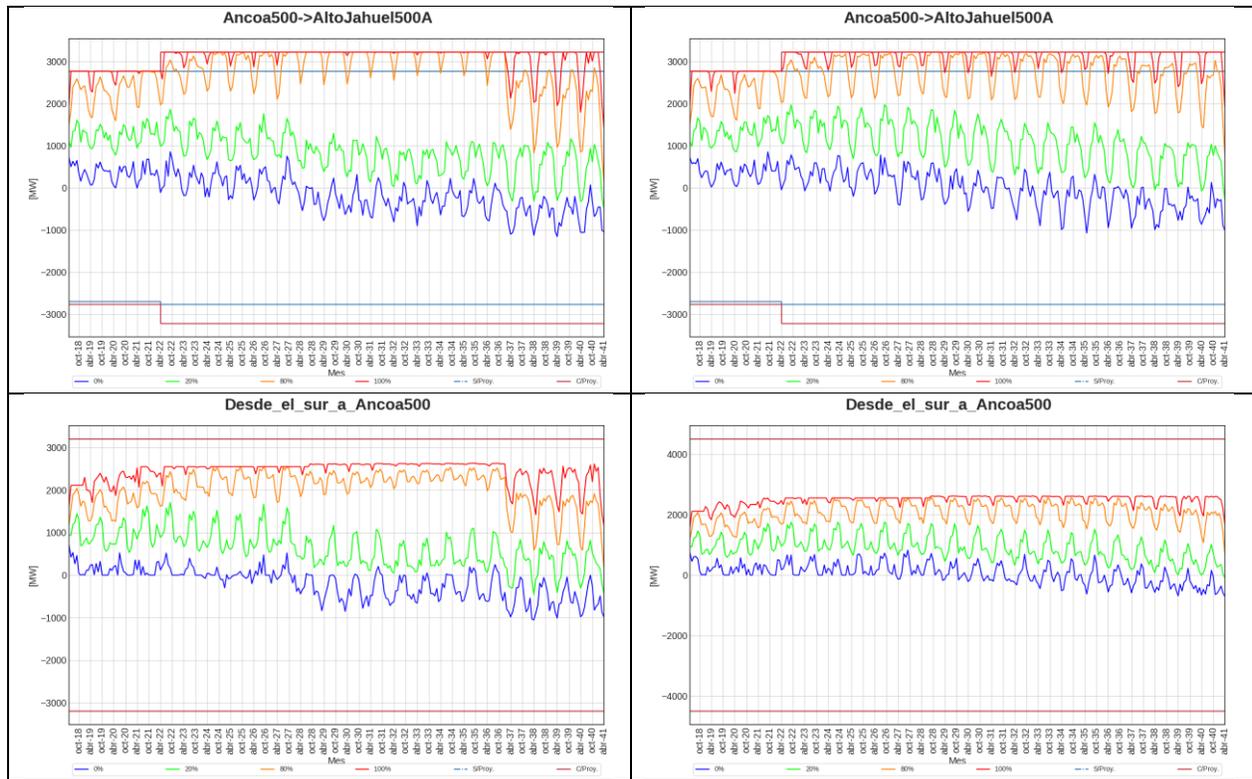
Los resultados presentados en la Figura 4.9 no muestran una afectación relevante en el uso del sistema de transmisión al comparar ambos casos, encontrándose diferencias en algunos de los tramos del sistema de 500 kV únicamente.

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





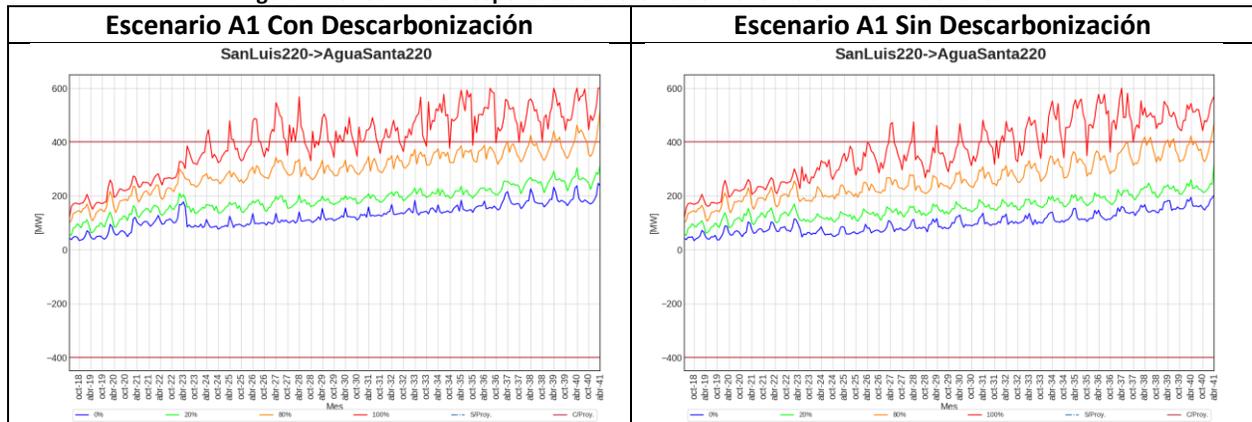


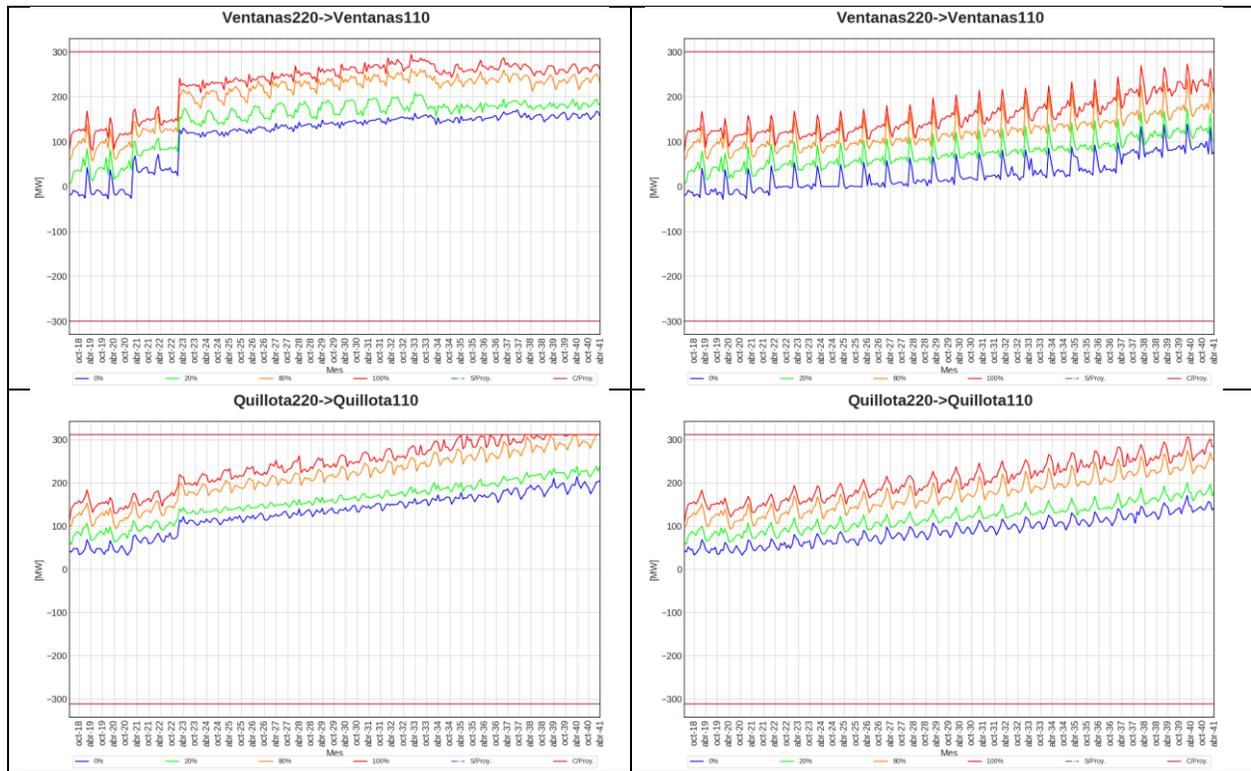


4.3.4 ZONA V REGIÓN: PUCHUNCAVÍ

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 importantes. En dicho tramo se aprecia la necesidad de ampliar el tramo con un tercer circuito u otra solución equivalente. En todo caso, dicha necesidad se presenta en ambos casos, la diferencia radica esencialmente en el momento en que se gatilla la necesidad.

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

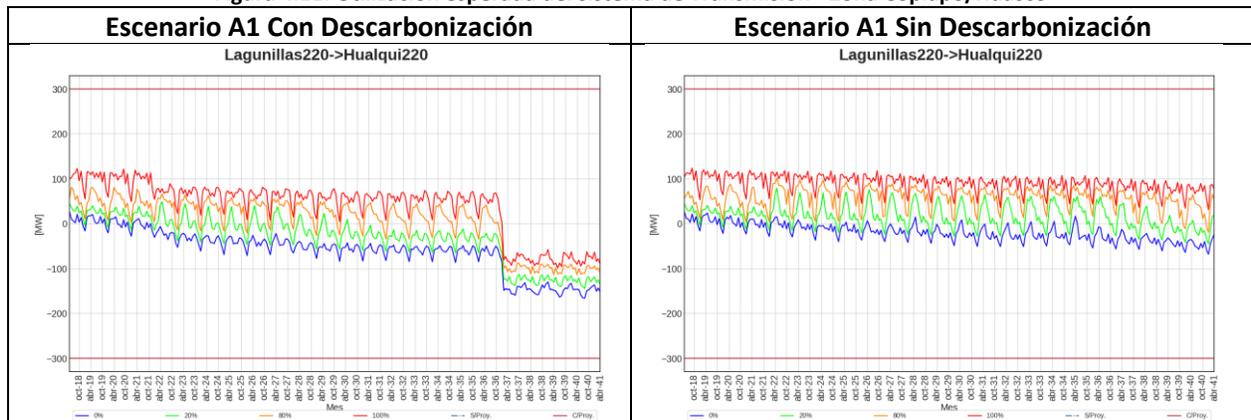


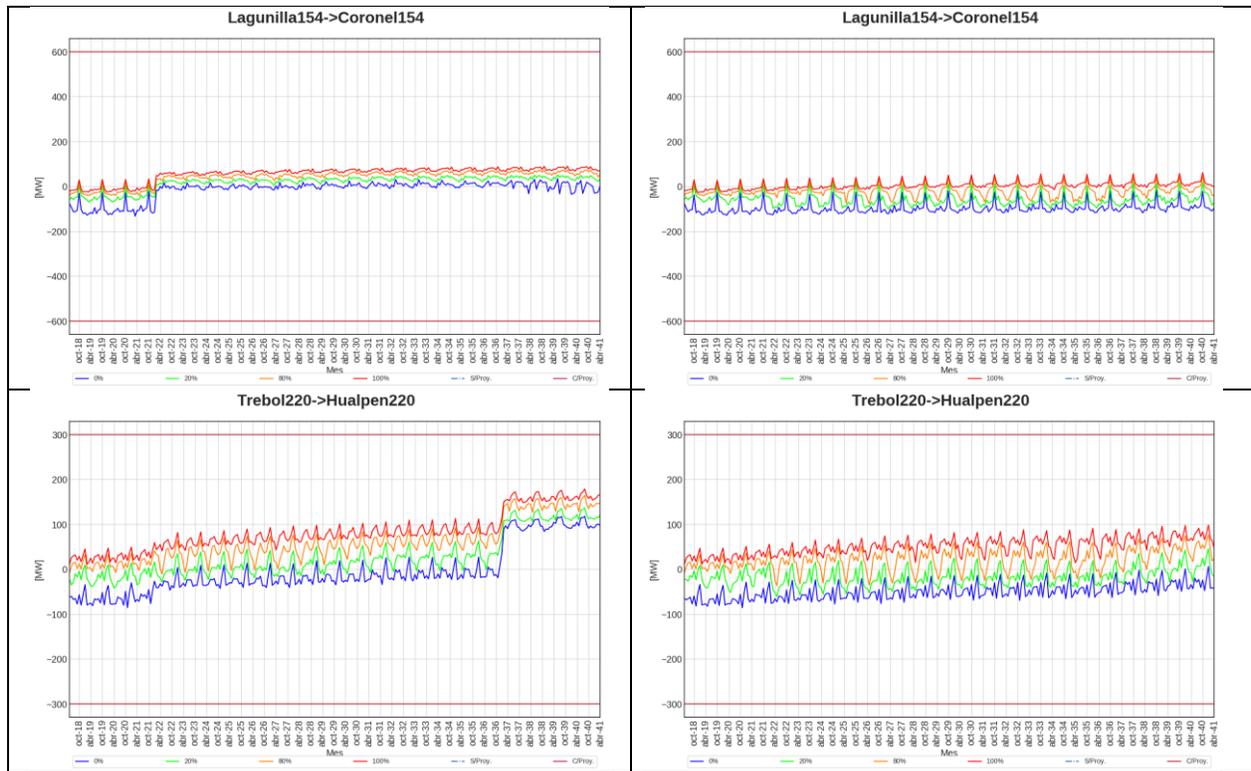


4.3.5 ZONA VIII REGIÓN: CORONEL

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 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, retiro por vida útil económica, serían retiradas hacia el final del horizonte de análisis, por lo que el efecto de su retiro es acotado.

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





4.4 EMISIONES DE GEI

Un aspecto que resulta interesante de analizar frente a la situación de un eventual retiro de centrales a carbón corresponde a las reducciones de emisiones. 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 SO₂ durante el horizonte de análisis.

Figura 4.12: Emisiones de GEI - CO₂.

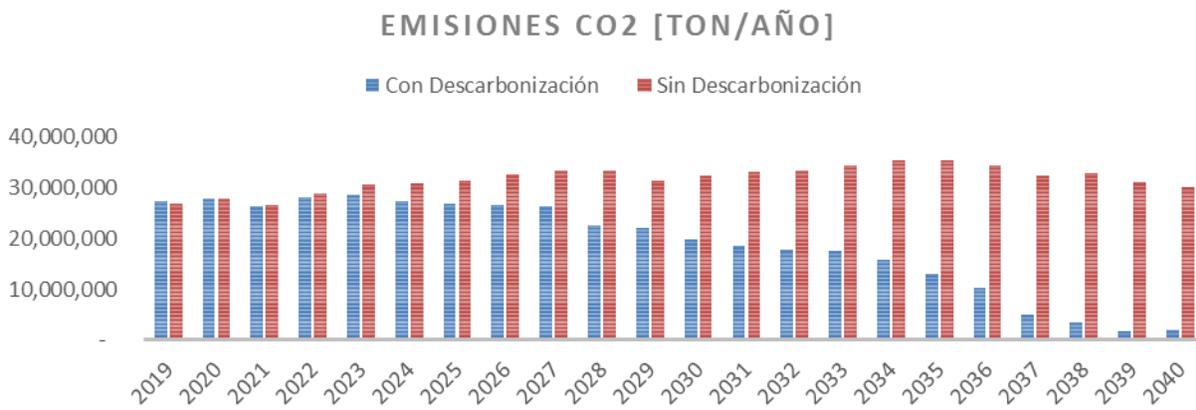


Figura 4.13: Emisiones de GEI - Material Particulado.

EMISIONES MP [TON/AÑO]

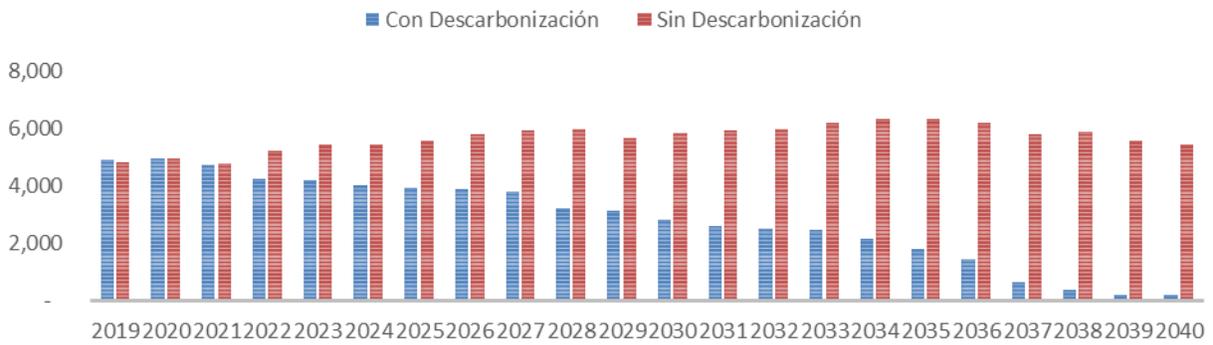


Figura 4.14: Emisiones de GEI - NOx.

EMISIONES NOX [TON/AÑO]

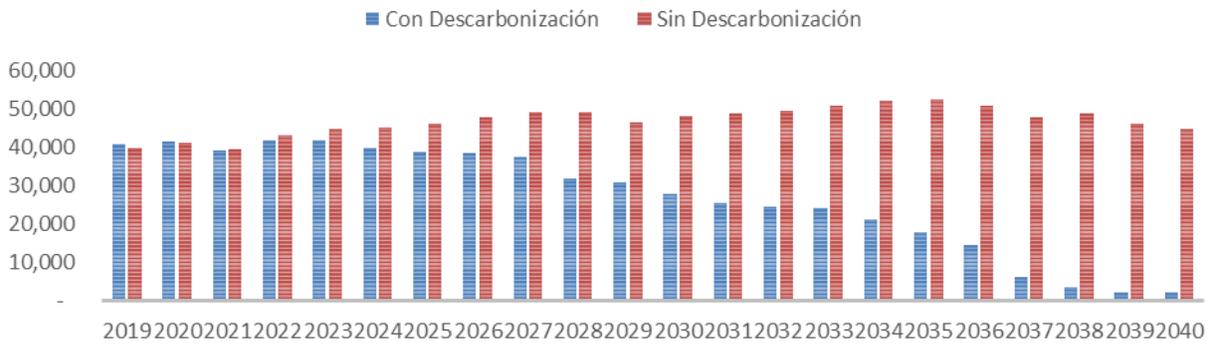
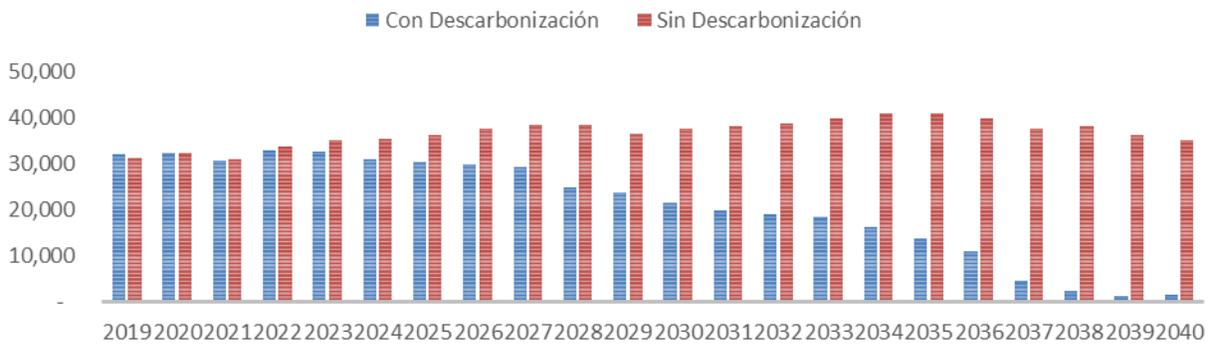


Figura 4.15: Emisiones de GEI - SO2.

EMISIONES SO2 [TON/AÑO]



5 RESULTADOS ETAPA IV – OPERACIÓN DIARIA Y SEMANAL

En esta sección se presentan los resultados de la operación diaria y semanal futura del SEN, obtenidas a partir del modelo de optimización de la operación horario, cuyos fundamentos fueron presentados en la sección 3.3. Considerando la gran cantidad de escenarios de expansión desarrollados para estudiar los efectos económicos 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 específico, 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”.

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 nuevamente 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 construidos con las mismas proyecciones de evolución de variables de largo plazo, pero diferenciados en la consideración o no del tren de descarbonización por vida útil, en el reconocimiento de la flexibilidad, y en la velocidad de reacción 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	SI	SI	NO
A1b	Base A1	NO	SI ³	NO
A1c	Base A1	SI	NO	SI 2 años
A1d	Base A1	NO	NO	SI 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.

³ El reconocimiento de flexibilidad para este caso fue conceptualmente realizado, no obstante, el resultado de este proceso para este caso fue mantener las salidas del modelo LT1 por el menor efecto que las restricciones operativas generaron sobre los planes de obra para este caso.

5.1 GENERACIÓN

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 de embalses. De los resultados para los distintos escenarios se puede observar que, en la condición de descarbonización, parte de la base de potencia a carbón es sustituida por potencia de base provista por centrales CSP, y por una mayor inserción de generación eólica.

Otro aspecto que destacar es que la operación del sistema para todas las condiciones, con y sin descarbonización, está marcada por una fuerte 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. Por su parte, el costo marginal se incrementa en horas punta a un valor entre el costo variable Diesel y del combustible GNL dependiendo del escenario.

Cabe destacar que, para el caso de descarbonización con atraso de inversiones, se alcanzan costos marginales marcados por generación Diesel en horas de punta, lo que refleja que la descarbonización se debe materializar sobre una base en la cual el mercado esté reaccionando de manera oportuna a los requerimientos energéticos, con el fin de evitar 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 base a carbón por tecnología CSP permite este incremento en la generación renovable manteniendo los mismos atributos de flexibilidad y potencia firme 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.

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

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

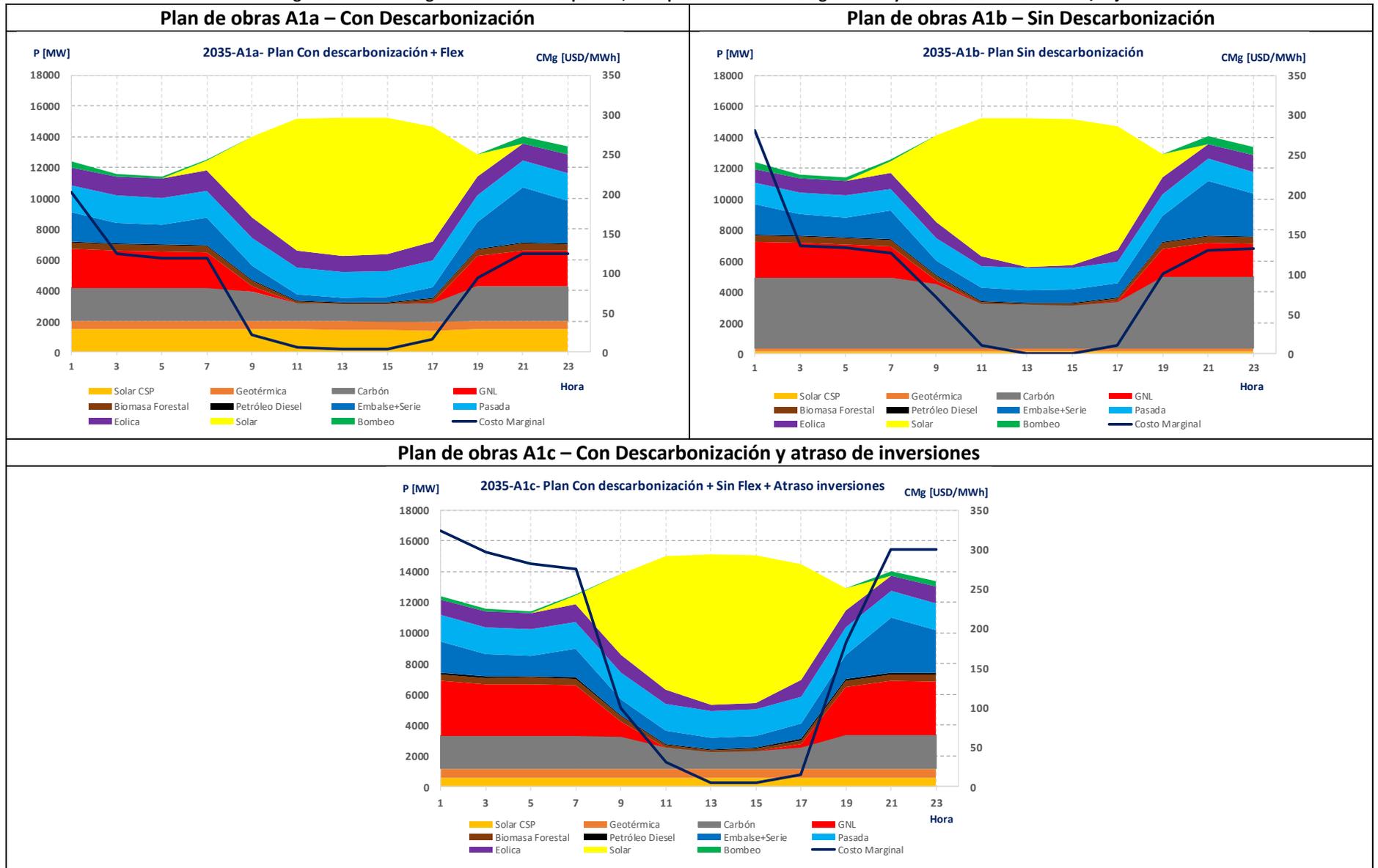
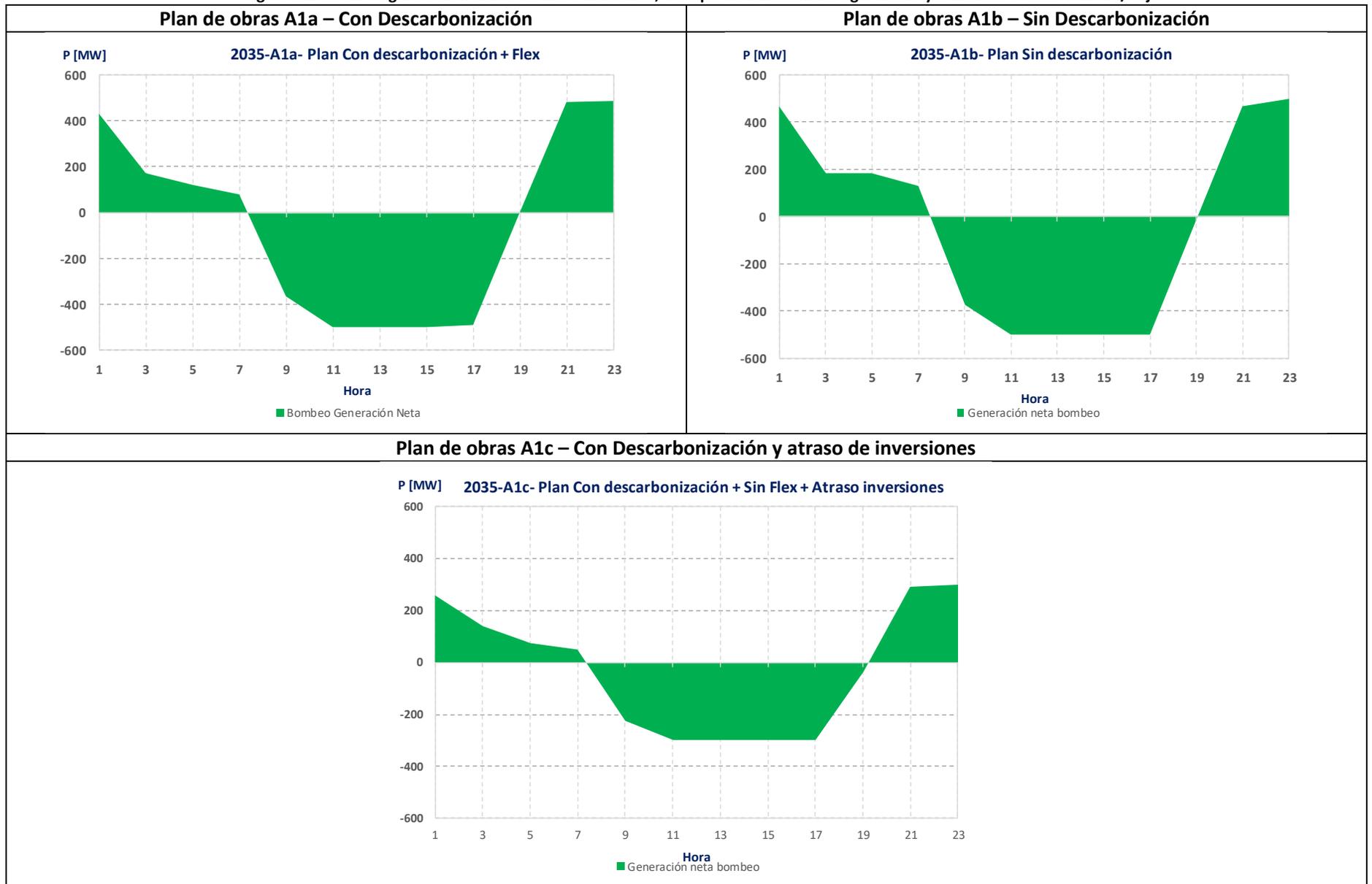


Figura 5.2: Perfil de generación diario bombeo hidráulico, día tipo abril 2035 hidrología media y embalses en cota mínima/baja

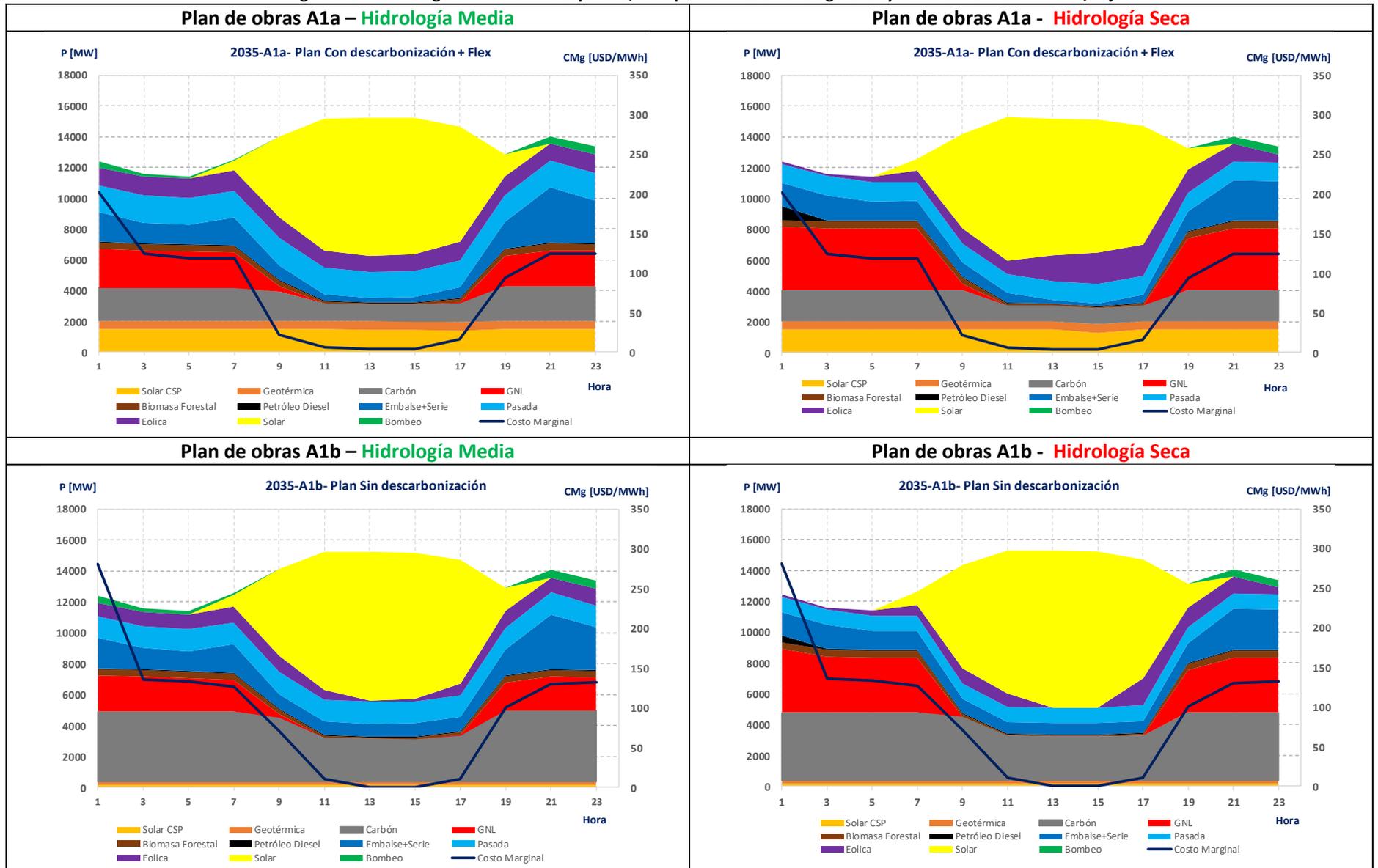


Condición hidrología seca

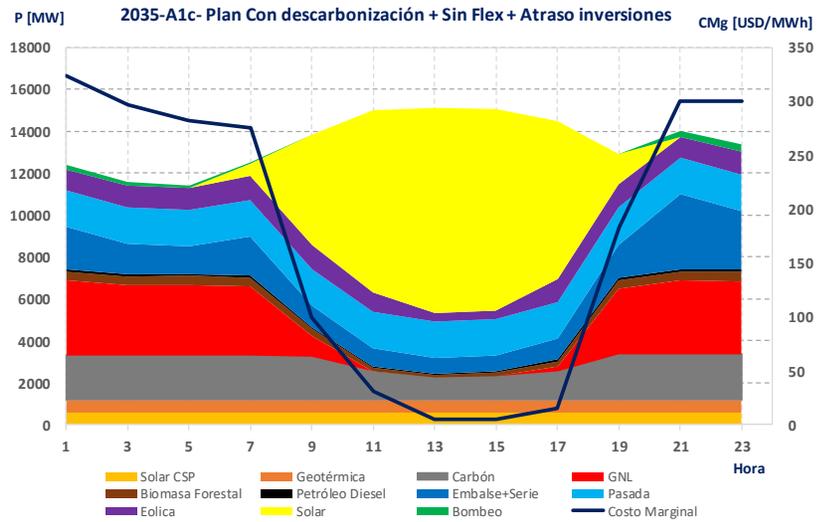
Por otra parte, se simuló una condición de operación con hidrología seca, la cual se presenta en la Figura 5.3, donde se puede observar que en dicha condición se alcanza un aumento considerable de la generación GNL y Diesel con respecto a la condición de hidrología media, siendo este tipo de centrales reemplazantes de la generación provista por las centrales hidráulicas. Lo anterior trae consigo aumentos de los costos marginales en horas punta.

Finalmente, para el caso A1c de atraso de inversiones del escenario de descarbonización, se observa la generación de centrales en base a gas natural o GNL en las horas de máxima inserción de energía renovable, lo que hace suponer que esta condición en que faltaría base podría obligar al despacho forzado en dichas horas de centrales en base a gas natural o GNL de mayor costo variable de operación, lo que podría generar eventuales sobrecostos operativos. En dicho escenario también se observa un incremento considerable en la generación Diesel del sistema.

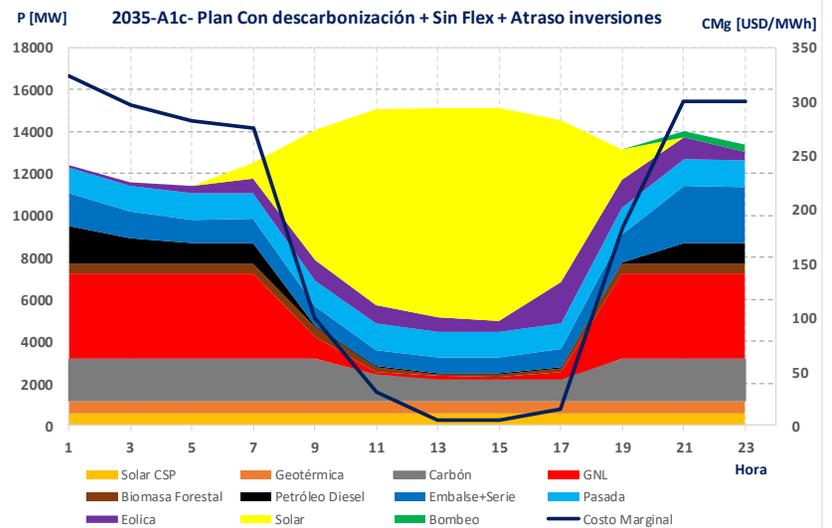
Figura 5.3: Perfil de generación diaria esperada, día tipo abril 2035 hidrología seca y embases en cota mínima/baja



Plan de obras A1c – Hidrología Media



Plan de obras A1c - Hidrología Seca



5.2 INERCIA Y CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

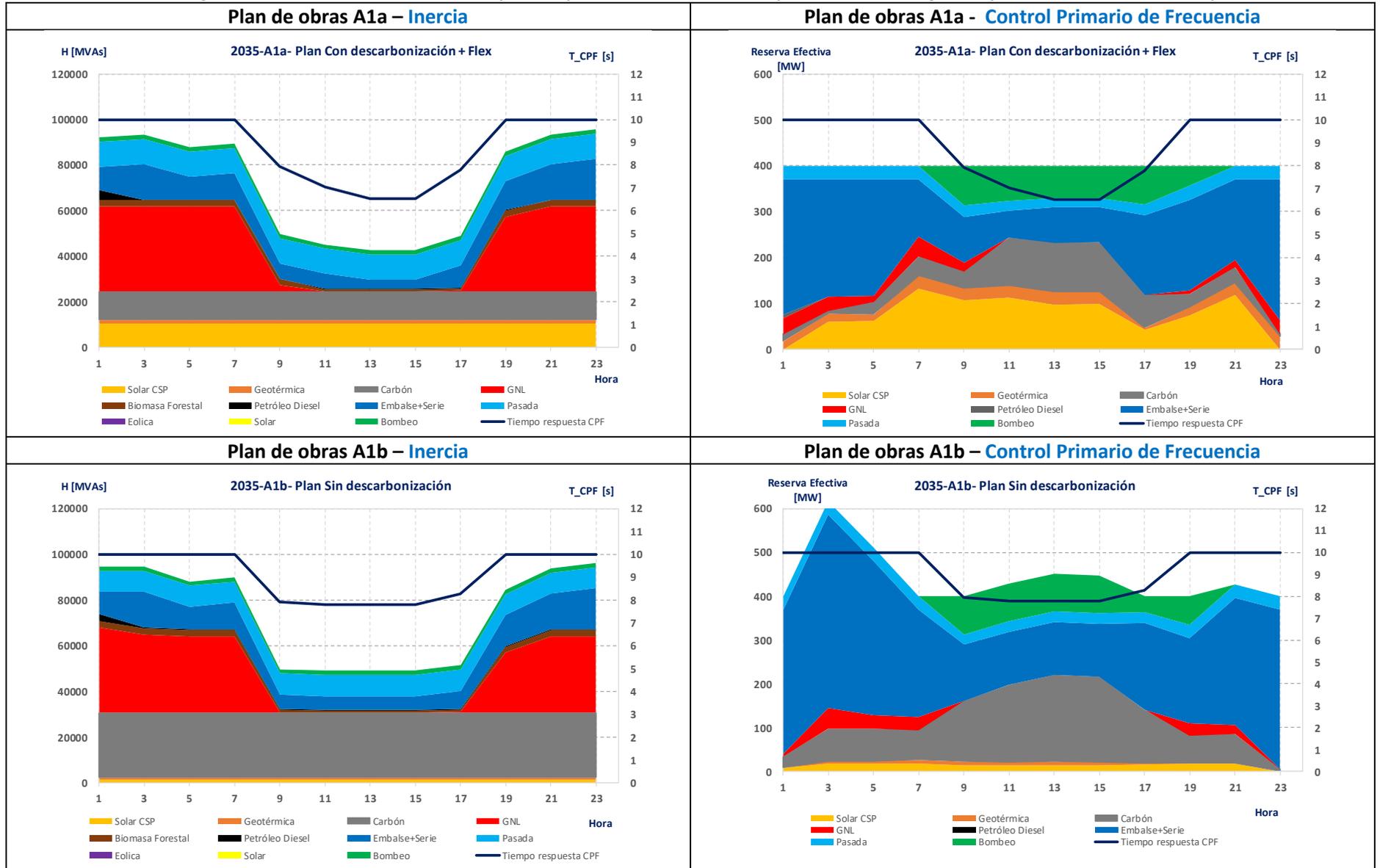
Para efectos de continuar analizando el día típico de operación presentado para el año 2035, en esta sección se presentan los resultados obtenidos respecto de la inercia y los requerimientos de control primario de frecuencia. Dichos resultados sólo se presentan para la condición de hidrología seca, por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

Por consiguiente, en la Figura 5.4 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.

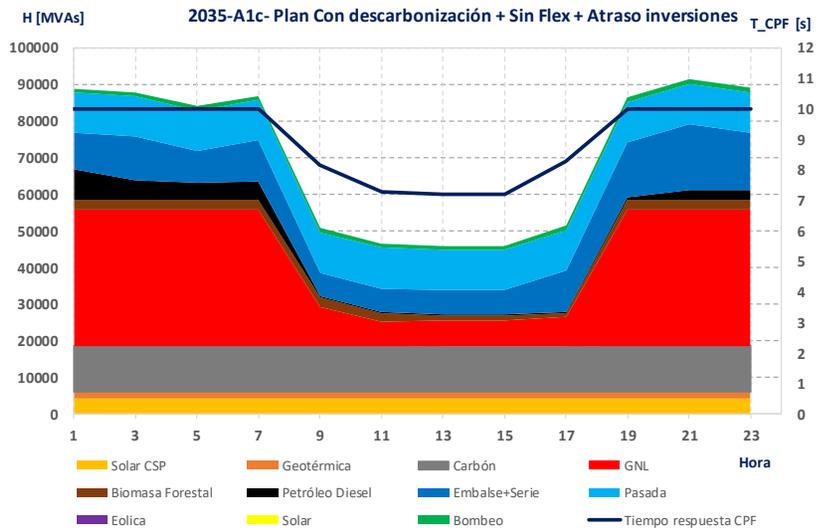
Se puede destacar de los resultados que la inercia provista por centrales a carbón en el escenario A es sustituida por inercia provista por centrales CSP. Por otra parte, en la condición de atraso de inversiones (A1c) se observa que parte de la inercia en las horas de máxima inserción de ERV solar es 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 ROCOF 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}), siendo en una condición conservadora, atenuada la caída de frecuencia inicial después de la banda muerta a prácticamente la mitad (0.125 [Hz/s]).

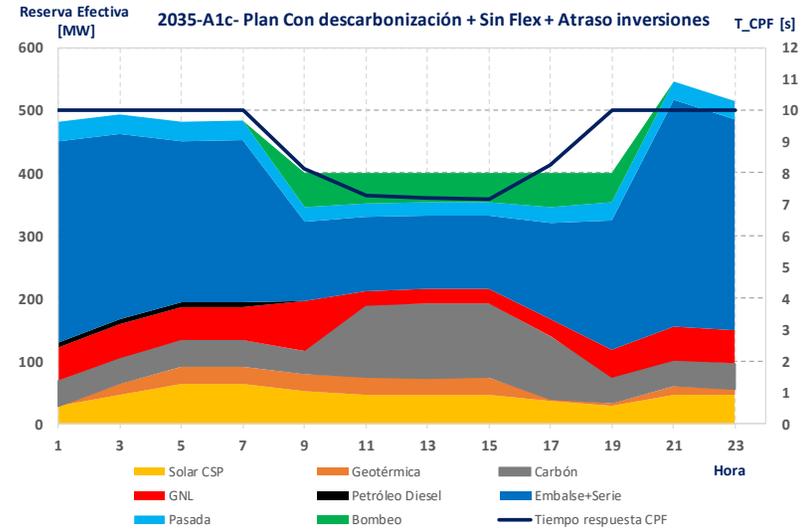
Figura 5.4: Perfil de distribución de inercia y control primario de frecuencia, día tipo abril 2035 hidrología seca y embalses en cota mínima/baja



Plan de obras A1c – Inercia



Plan de obras A1c - Control Primario de Frecuencia



Por otra parte, en las Figura 5.5, Figura 5.6 y Figura 5.7 se presenta de manera ilustrativa cómo se distribuye la inercia del sistema en puntos de operación de inercia mínima, para una condición de hidrología seca, y para otra condición de mínima inercia de todas las series para las dos semanas simuladas. Lo anterior, realizado para los escenarios A1a, A1b y A1c.

De los resultados se puede observar cómo a través de los sustitutos y el GNL se pueden satisfacer los requerimientos de inercia incluso para las condiciones más críticas de hidrología.

Figura 5.5: Distribución de la Inercia para hora de mínima inercia, día típico abril 2035 embalses en cota mínima/baja. Mínima Inercia hidrología seca y Mínima Inercia semanal 12 hidrologías.

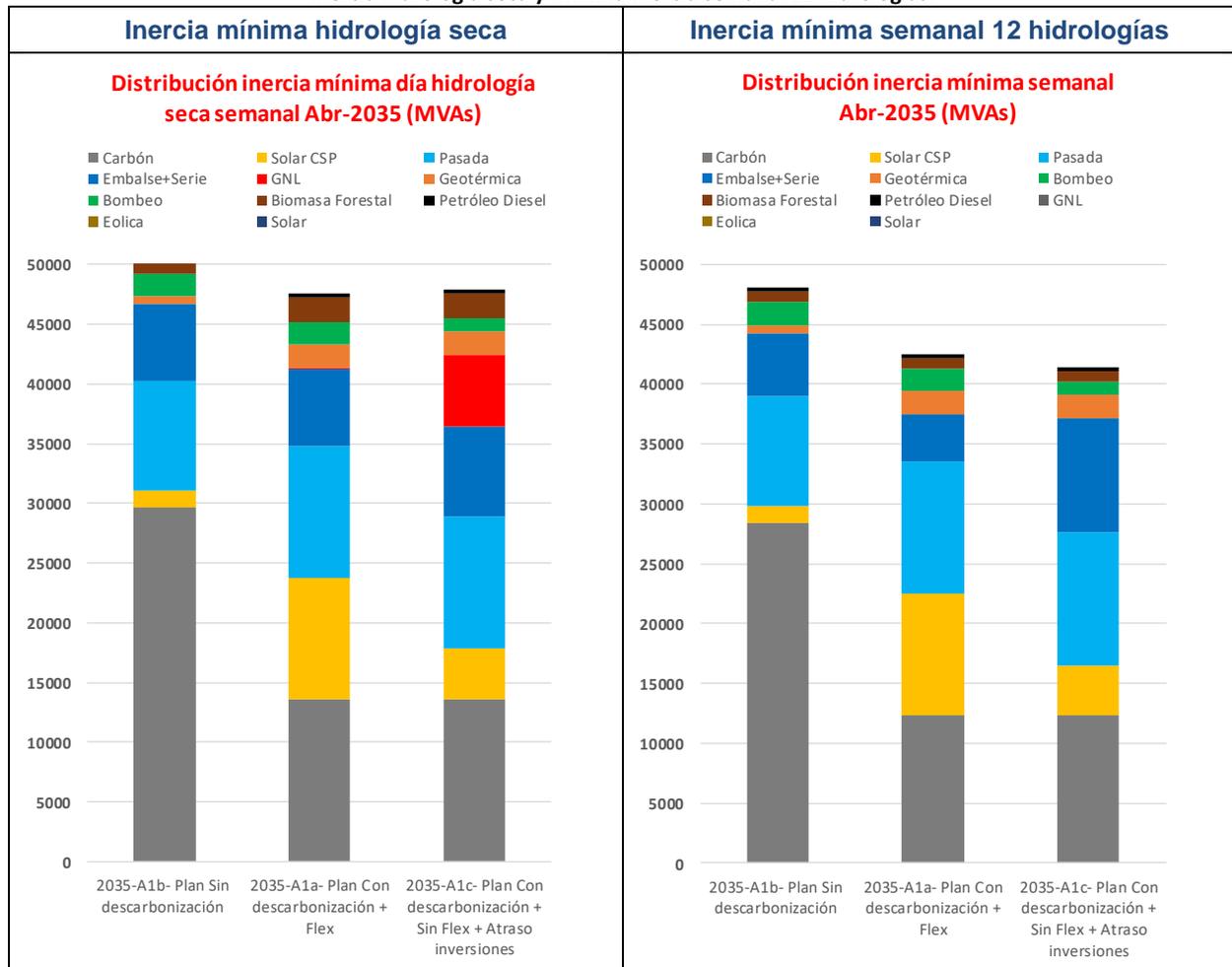


Figura 5.6: Distribución de la Inercia para hora de mínima inercia, día típico abril 2035 embalses en cota mínima/baja. Mínima Inercia hidrología seca.

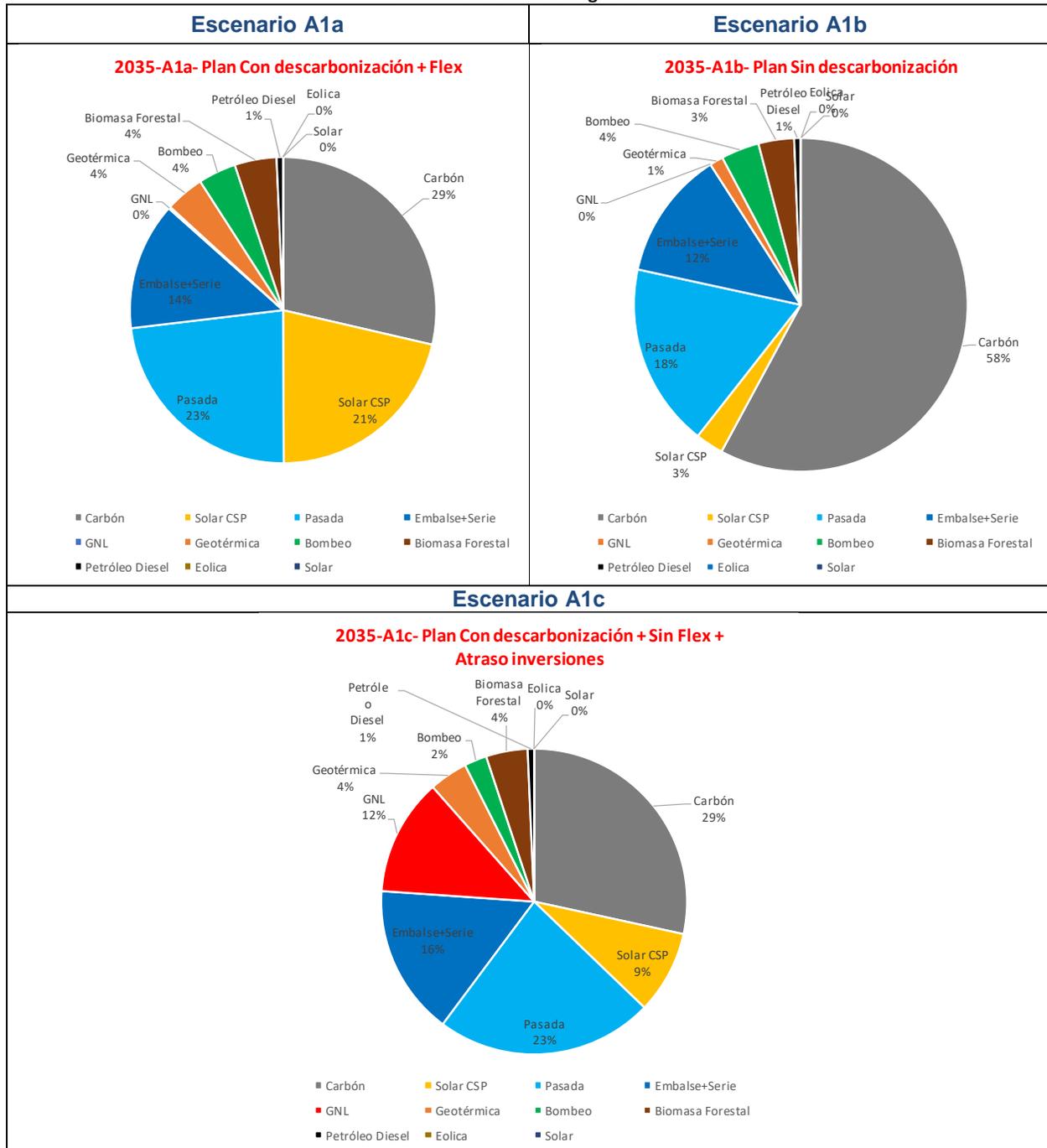
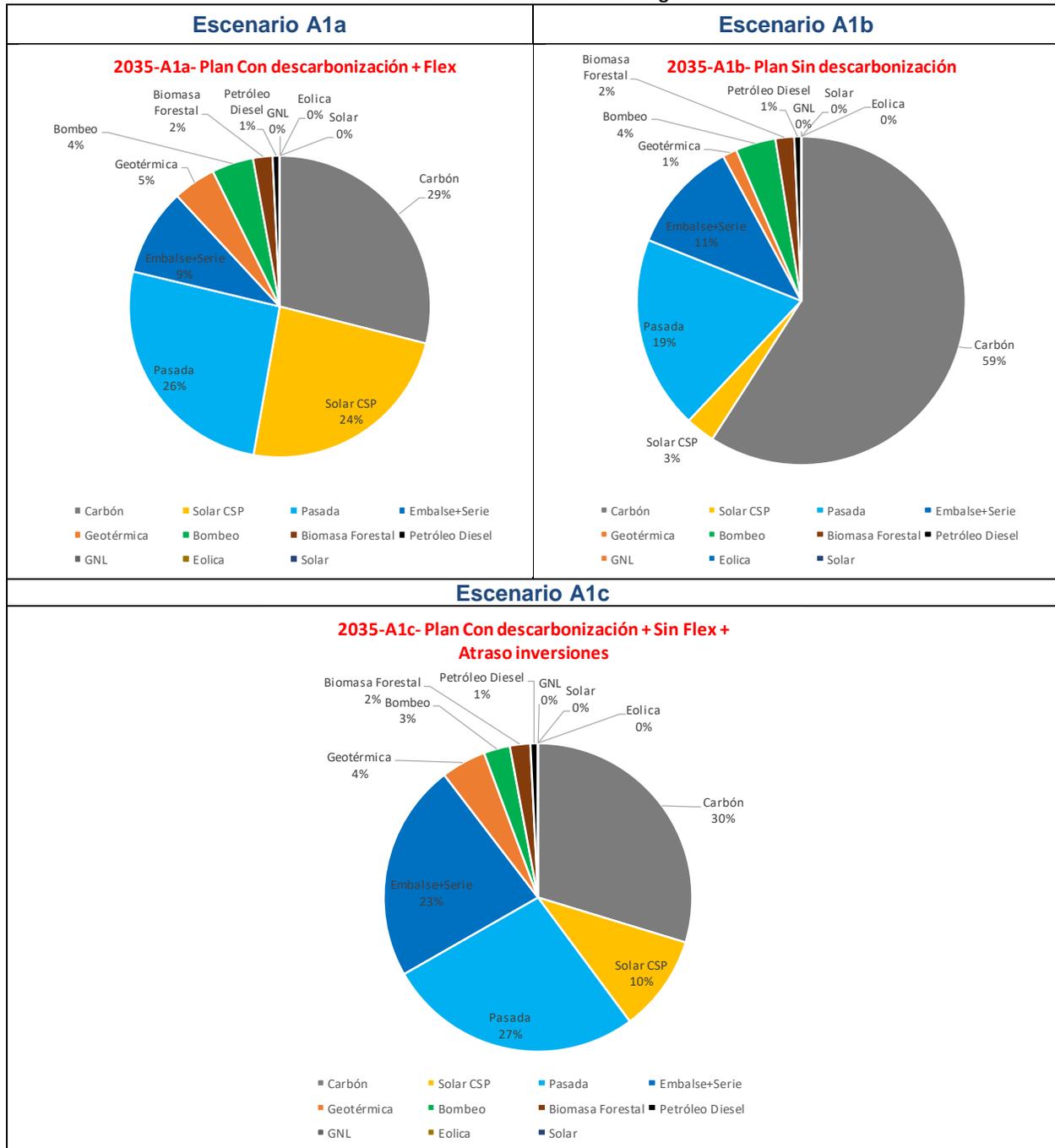


Figura 5.7: Distribución de la Inercia para hora de mínima inercia, día típico abril 2035 embalses en cota mínima/baja. Mínima Inercia semanal 12 hidrologías.



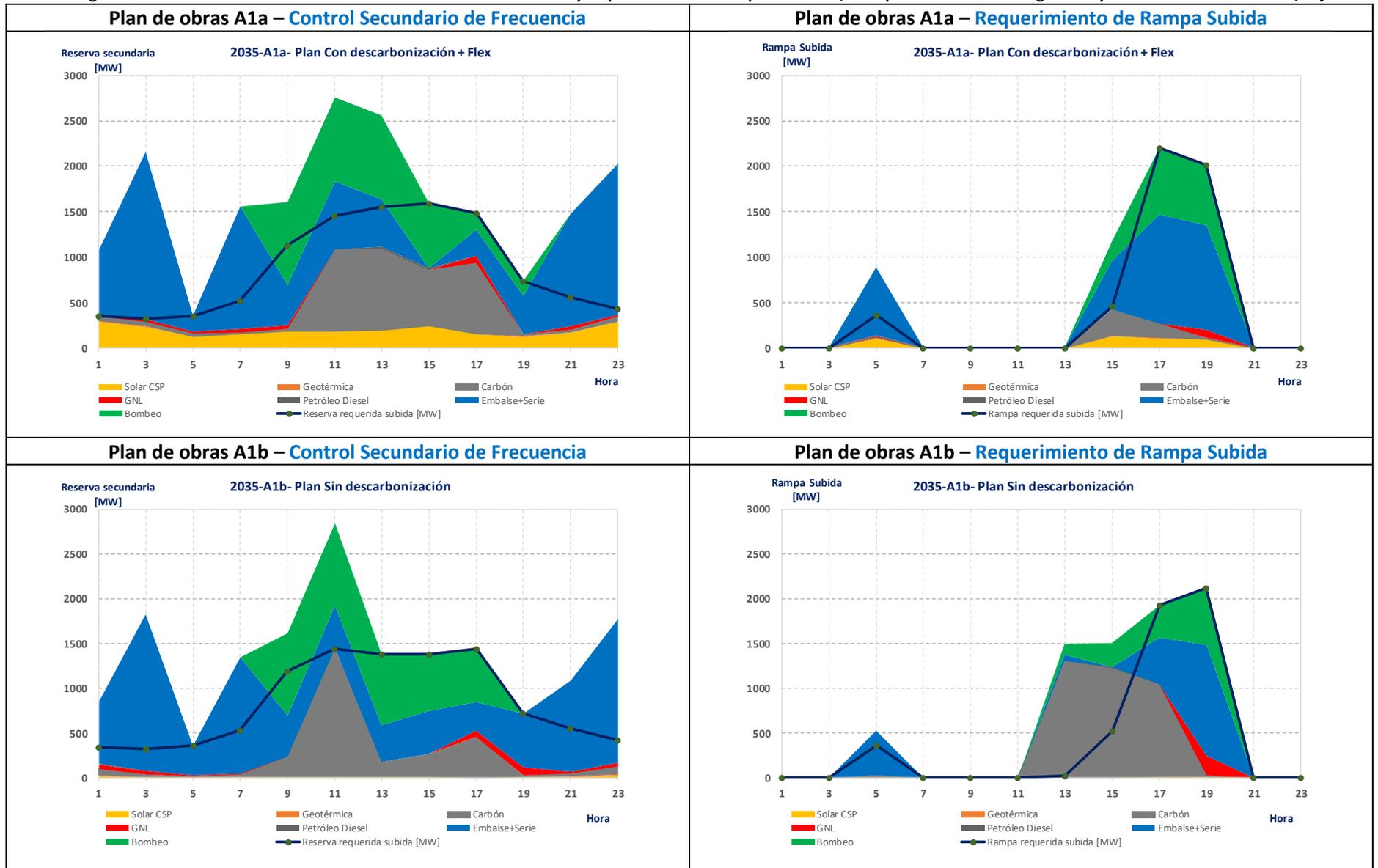
5.3 CONTROL SECUNDARIO DE FRECUENCIA Y RAMPAS

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

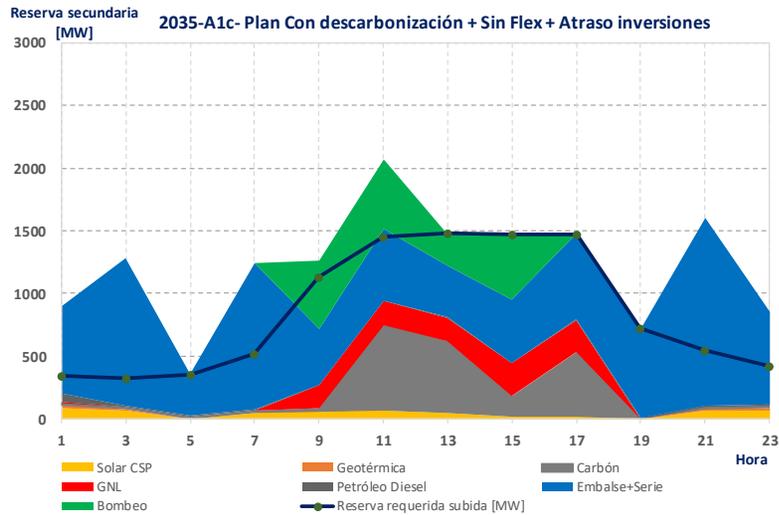
Por consiguiente, en la Figura 5.8 se presenta en los gráficos de la izquierda la distribución horaria de reserva secundaria y los requerimientos mínimos de dicha reserva, mientras que en la derecha se presenta la distribución de reserva para rampa secundaria del sistema, todo para los escenarios A1a, 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 4000 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, GNL y sustitutas permitirían satisfacer dichos requerimientos de manera satisfactoria, permitiendo altos niveles de inyección de ERV al sistema, y facilitando el proceso de descarbonización.

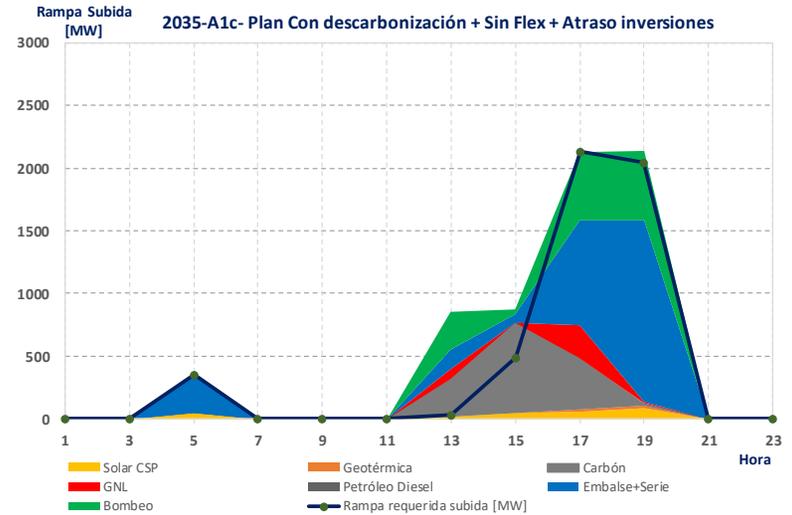
Figura 5.8: Perfil de distribución de control secundario de frecuencia y requerimiento de rampa de subida, día tipo abril 2035 hidrología seca y embalses en cota mínima/baja



Plan de obras A1c – Control Secundario de Frecuencia



Plan de obras A1c – Requerimiento de Rampa Subida



6 RESULTADOS ETAPA IV – COSTOS OPERACIÓN SEMANAL

6.1 COSTOS DE OPERACIÓN E INVERSIÓN

Con el fin de cuantificar los sistémicos en que incurre el sistema en una operación más detallada, e identificar si debido a esto se acrecientan los costos del sistema asociados a la descarbonización, en esta sección se presentan los costos totales de operación e inversión semanal en que incurre el sistema para los 3 escenarios simulados, A1a, A1b y A1c, con el detalle de sus costos para cada hidrología simulada, y así contrastar individualmente por hidrología las diferencias de costos.

En base a lo anterior, en Figura 6.1 se presentan las comparaciones de costos de los escenarios A1a y A1b, con el fin de identificar los mayores costos en que se incurre por concepto de la descarbonización, pero en la operación más detallada. De los resultados se pueden observar magnitudes de las diferencias similares a las obtenidas en los escenarios de expansión del SEN.

Adicionalmente, se debe destacar que para obtener estas partidas generales de costos fue necesario superponer a los costos totales de operación, los costos asociados al mayor o menor uso de agua de embalses, y los costos asociados a la inversión en generación y transmisión entre los distintos escenarios.

Para el caso de la valorización del uso de agua de los embalses, se calcularon las diferencias en volumen final de embalses obtenido para los dos escenarios, para luego valorizarlas al precio sombra de los embalses, lo que se ilustra en la Tabla 6.1. Por su parte, como segunda estimación, se utilizaron los resultados de las funciones de costo futuro, y se calcularon las diferencias en la última etapa del horizonte, obteniendo resultados muy similares a la valorización de diferencias utilizada inicialmente, lo que se ilustra en la Tabla 6.2. De estos resultados se debe destacar que, para estas condiciones de operación, donde los embalses disponían de volúmenes cercanos al mínimo, y sólo se simularon dos semanas, las diferencias de uso de agua de embalses entre los 3 escenarios simulados, no fue significativa en términos de costos totales de operación, por lo cual no impactó en la partida general de costos.

Luego, para el caso de los costos de inversión, en la Tabla 6.3 se presentan las anualidades de inversión de estos planes de obra resultantes, los que difieren en una medida menor de los resultados de inversiones directos del modelo LT1, ya que estos fueron obtenidos como salida conjugada de los modelos LT1 y LT2, no obstante, las diferencias para el caso A1a no superan el 5%. Se debe destacar que en la misma Tabla 6.3 se incorporaron los costos de inversión correspondientes al pago equivalente a 2 semanas de la anualidad total, con el fin de utilizar estos para superponer a los costos de operación, y evitar inconsistencias por diferencias en escalas temporales de cálculo de costos.

Figura 6.1: Comparación de costos escenarios con descarbonización (A1a) y sin descarbonización (A1b). Operación 2 semanas Abril año 2035

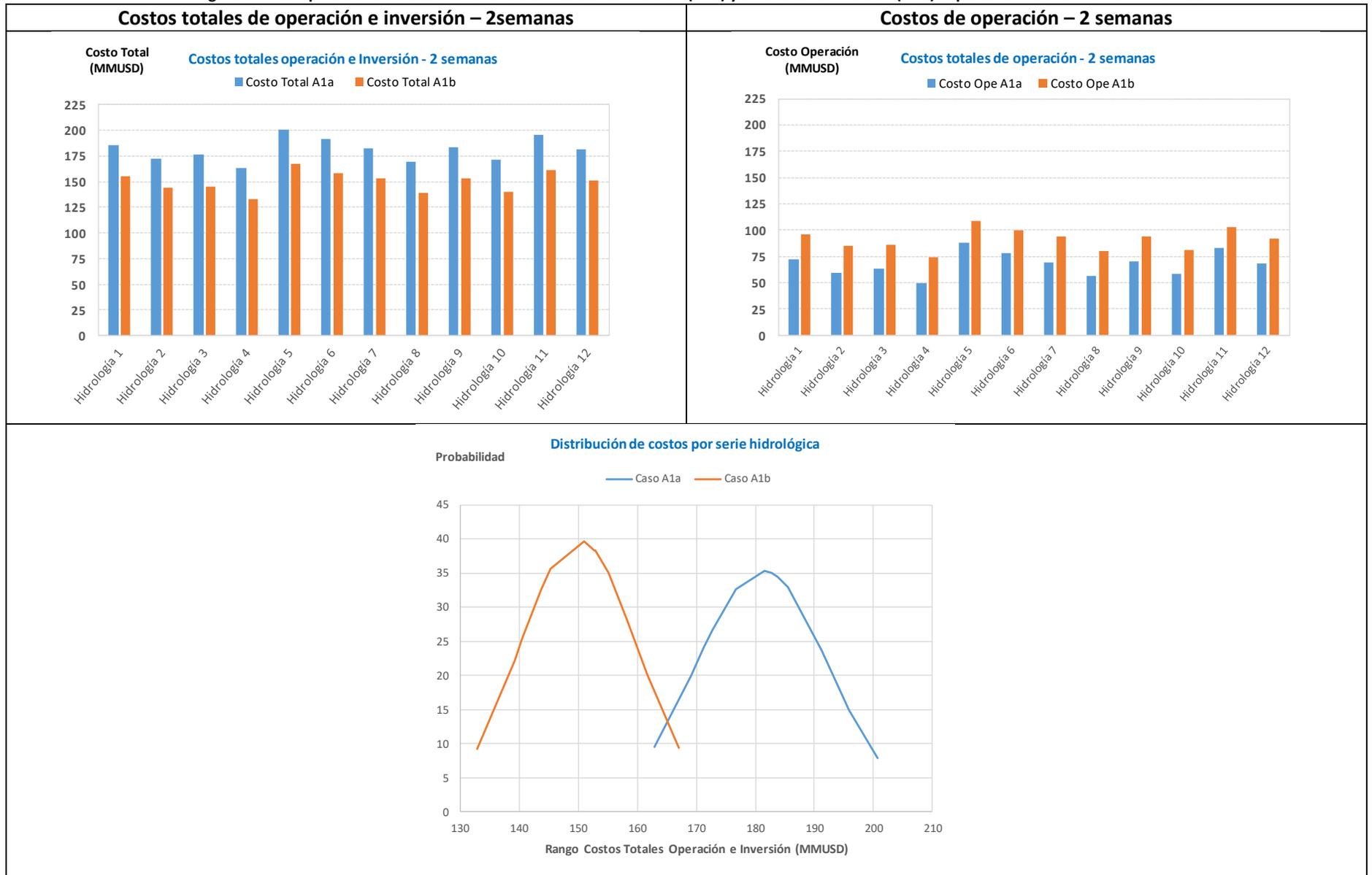


Tabla 6.1: Diferencia de volúmenes finales escenarios A1a y A1b, y valorización de las diferencias

Agua valorizada al precio sombra embalses						
Embalse	Volumen Embalse (1000m3)				Valorización agua embalsada	
	V. Inicial	V. Final		Diferencia V. Final	Precio sombra agua (USD/1000m ³)	Valorización diferencia volúmenes (MUSD)
	Ambos Casos	A1a	A1b	A1a-A1b	Ambos Casos	A1a-A1b
Colbun	954508	762469	681723	80746	6.2	497
Lago Chapo	90043	92789	90370	2419	24.2	59
Lago Laja	514020	514195	514122	74	188.5	14
Lago Rapel	272563	272304	272304	0	15.9	0
Laguna Invernada	4716	4811	4716	95	84.7	8
Laguna Maule	11	6131	5728	403	103.3	42
Melado	106884	106637	106583	54	43.6	2
Pangue	31049	30827	30828	-2	29.4	0
Ralco	409456	409409	409409	0	65.7	0
						621

Tabla 6.2: Comparación valorización agua de embalses por FCF individual y precio sombra obtenido del modelo

Evaluación efecto de diferencias en volumen de almacenamiento de embalses						
Serie Hidrológica	Costo Futuro -FCF (MUSD)			Valorización agua por precio sombra (MUSD)		Diferencia (%)
	A1a	A1b	Diferencias A1b-A1a	Diferencias A1b-A1a		
Promedio	1477580	1478141	562	621		10.5
Hidrología 1	1478231	1478752	521	521		0.0
Hidrología 2	1477305	1478013	708	716		1.2
Hidrología 3	1477271	1477857	586	586		0.0
Hidrología 4	1476910	1477437	527	527		0.0
Hidrología 5	1478550	1478871	321	324		1.0
Hidrología 6	1477839	1478273	434	434		0.0
Hidrología 7	1477927	1478471	544	544		0.0
Hidrología 8	1477315	1478013	698	704		0.9
Hidrología 9	1478429	1478929	500	500		0.0
Hidrología 10	1476467	1477159	692	690		-0.3
Hidrología 11	1478060	1478475	416	416		0.0
Hidrología 12	1478055	1478535	479	479		0.0

Tabla 6.3: Anualidades costos de inversión planes de expansión escenarios A1a, A1b y A1c

Escenario	Costos de Inversión Anualizados (MMUSD)			Costo inversión - 2 semanas (MMUSD)
	Generación	Transmisión	Inversión Total	
A1a	2593	358	2951	113
A1b	1332	192	1525	58
A1c	1972	358	2329	89

Con esta información se calcularon los costos totales de operación, inversión para todas las series hidrológicas del escenario A1a y Ab, los cuales se presentan en la Tabla 6.4. De estos resultados se puede observar que las diferencias de costos entre las condiciones con y sin descarbonización se mueven en un rango entre 19% y 21% para las distintas hidrológicas, siendo más altos los costos para la condición de descarbonización. Dichas diferencias son similares a las obtenidas en la etapa de construcción de escenarios de expansión y evaluación de efectos económicos en el SEN, por lo que en primera instancia no se identificarían sobrecostos adicionales asociados a una operación económica detallada de corto plazo. Cabe destacar que las diferencias porcentuales son sobre la base de los costos indicados, y no consideran costos de inversión del parque existente.

Finalmente, en la Tabla 6.5 y la Figura 6.2 se presentan las diferencias de resultados entre la condición con descarbonización más atraso de inversiones, y la condición sin descarbonización, donde se observa que para condiciones hidrológicas más secas las diferencias de costos se incrementan, pudiendo alcanzar valores cercanos a un 30%.

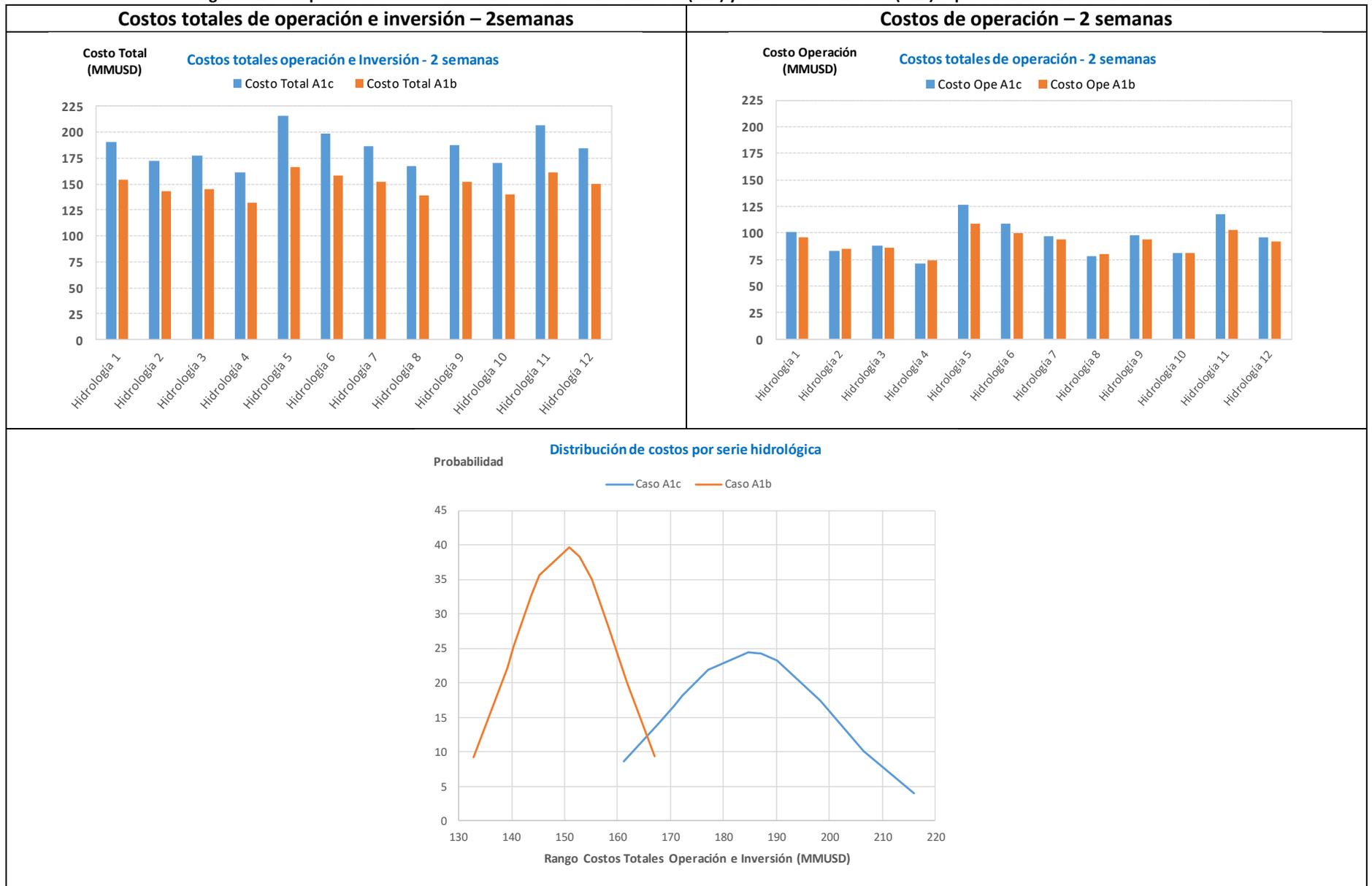
Tabla 6.4: Comparación de costos escenarios con descarbonización (A1a) y sin descarbonización (A1b). Operación 2 semanas Abril año 2035

Comparación costos totales de operación e inversión entre Escenarios A1a -Con descarbonización y A1b-Sin descarbonización										
Año	Costos Operación (MUSD)		Valorización déficit agua embalsada (MUSD)		Costos de inversión (MUSD)		Costos Totales Operación e Inversión (MUSD)		Sobrecosto Descarbonización	
	A1a	A1b	A1a	A1b	A1a	A1b	A1a	A1b	(MUSD)	%
Hidrología 1	72235	96103	0	521	113200	58479	185435	155103	30332	19.6
Hidrología 2	59478	84482	0	708	113200	58479	172678	143668	29010	20.2
Hidrología 3	63440	86203	0	586	113200	58479	176639	145267	31372	21.6
Hidrología 4	49746	73865	0	527	113200	58479	162946	132870	30076	22.6
Hidrología 5	87553	108179	0	321	113200	58479	200753	166979	33774	20.2
Hidrología 6	78011	99398	0	434	113200	58479	191211	158311	32900	20.8
Hidrología 7	69639	93726	0	544	113200	58479	182839	152749	30091	19.7
Hidrología 8	55902	79996	0	698	113200	58479	169102	139173	29929	21.5
Hidrología 9	70516	93837	0	500	113200	58479	183716	152816	30899	20.2
Hidrología 10	58056	81302	0	692	113200	58479	171256	140473	30783	21.9
Hidrología 11	82749	102821	0	416	113200	58479	195949	161715	34234	21.2
Hidrología 12	68260	92001	0	479	113200	58479	181460	150959	30501	20.2
Promedio	65810	89031	0	562	113200	58479	179010	148071	30938	20.9

Tabla 6.5: Comparación de costos escenarios con descarbonización (A1c) y sin descarbonización (A1b). Operación 2 semanas Abril año 2035

Comparación costos totales de operación e inversión entre Escenarios A1c -Con descarbonización + atraso de inversiones y A1b-Sin descarbonización										
Año	Costos Operación (MUSD)		Valorización déficit agua embalsada (MUSD)		Costos de inversión (MUSD)		Costos Totales Operación e Inversión (MUSD)		Sobrecosto Descarbonización	
	A1c	A1b	A1c	A1b	A1c	A1b	A1c	A1b	(MUSD)	%
Hidrología 1	100743	96103	0	25	89358	58479	190101	154608	35494	23.0
Hidrología 2	82940	84482	0	14	89358	58479	172299	142975	29324	20.5
Hidrología 3	87679	86203	101	0	89358	58479	177138	144681	32457	22.4
Hidrología 4	71575	73865	317	0	89358	58479	161251	132343	28907	21.8
Hidrología 5	126508	108179	58	0	89358	58479	215924	166658	49266	29.6
Hidrología 6	108870	99398	9	0	89358	58479	198237	157877	40360	25.6
Hidrología 7	97241	93726	0	28	89358	58479	186599	152233	34366	22.6
Hidrología 8	78371	79996	0	28	89358	58479	167729	138503	29225	21.1
Hidrología 9	97662	93837	0	5	89358	58479	187020	152321	34698	22.8
Hidrología 10	81253	81302	0	68	89358	58479	170611	139850	30762	22.0
Hidrología 11	117107	102821	0	14	89358	58479	206465	161313	45151	28.0
Hidrología 12	95354	92001	0	12	89358	58479	184712	150491	34220	22.7
Promedio	92164	89031	26	0	89358	58479	181548	147509	34038	23.1

Figura 6.2: Comparación de costos escenarios con descarbonización (A1c) y sin descarbonización (A1b). Operación 2 semanas Abril año 2035



6.2 ESTIMACIÓN VALOR DE AGUA EMBALSES

Finalmente, y en el contexto de lo presentado en la sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** sobre las mejoras en la valorización de uso de agua de embalses para disponer de dicho recurso flexible, en esta sección se presentan los resultados de dos simulaciones realizadas para el escenario A1a. En estas simulaciones se sensibiliza la disponibilidad del recurso hidráulico para ver cómo este influye en los costos totales de generación del sistema, y así disponer de una medida estimada del valor del agua para esta etapa del horizonte. Para lo anterior, se agregó un nivel de volumen de embalse inicial superior en el Lago Laja para el caso 1 que para el caso 2, suficiente para permitir la operación adicional de un 25% de la generación máxima del Laja en base. Los resultados de este ejercicios se presentan en la Tabla 6.6 y Tabla 6.7, y a partir de estos resultados se puede observar que la operación se encarece en 5 millones de dólares en el caso 2, mientras que se utilizaron 30 decámetros cúbicos más en el caso 1. Lo anterior, traducido a cotos implica un valor estimado del agua de este embalse de 190 USD/Dm³, lo que, llevado a costo de energía con el rendimiento estimado de la serie hidráulica, equivale a un valor cercano a los 80 USD/MWh (Costo variable GNL). Por su parte, el valor sombra obtenido de la función de costo futuro para este mismo embalse alcanza un valor cercano a la mitad, que en su equivalente de energía se aproxima a 40 USD/MWh (Costo variable carbón). Lo anterior permite concluir sobre la relevancia de determinar de manera adecuada los valores futuros del agua de los embalses, más aún, ante la creciente inserción sostenida de energías renovables variables y un eventual escenario de descarbonización de la matriz eléctrica, donde la flexibilidad de los embalses es crucial para facilitar dicha transición energética.

Tabla 6.6: Diferencias de volumen usado de embalses casos simulados

Escenario	Volumen (1000m ³)		
	Volumen Inicial	Volumen Final	Uso Agua Embalsada
A1a-Caso 1	514224	514195	28
A1a-Caso 2	543305	514195	29110

Tabla 6.7: Comparación valorización agua de embalses obtenida del modelo de gestión de embalses y estimada en modelo ST

Escenario	Costo Operación (MUSD)	Uso agua embalsada (1000m ³)
A1a-Caso 1	65810	28
A1a-Caso 2	60283	29110
Diferencia	5527	29081
Precios sombra usados y estimados FCF		
Valor Estimado	190	USD/1000m ³
Valor Usado	87	USD/1000m ³

7 CONCLUSIONES

En esta sección se presentan las principales conclusiones obtenidas respecto a la operación y el desarrollo del SEN ante escenarios de descarbonización de la matriz eléctrica, las cuales se sintetizan a continuación:

- El sistema eléctrico puede desarrollarse eficientemente logrando mantener la suficiencia y la seguridad de servicio, con la consiguiente inversión en transmisión y en tecnologías eficientes tales como generación solar fotovoltaica, eólica e hidráulica, acompañada de fuentes flexibles tales como CSP, bombeo hidráulico o GNL.
- El aporte de rampa de subida y bajada que en el futuro aportan las centrales carboneras para facilitar la inserción de ERV solar, y el de reserva secundaria ante alta inserción de ERV, se vería sustituido por centrales en base a bombeo hidráulico, gas natural o GNL o CSP dependiendo del escenario.

ANEXO 1 – DETALLES MODELOS

El detalle de la información de entrada a los modelos de largo plazo se encuentra disponible en las bases de datos del modelo PLEXOS.