

Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón

ANEXO 1 Escenarios de Expansión del SEN

Diciembre de 2018

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

www.coordinadorelectrico.cl

ANEXO 1

Escenarios de Expansión del SEN

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	5
1 INTRODUCCIÓN	8
2 OBJETIVOS	9
3 METODOLOGÍA Y BASES DEL ESTUDIO	10
3.1 FUNDAMENTOS DE LA METODOLOGÍA	10
3.2 METODOLOGÍA	12
3.3 MODELACIÓN ETAPA I – MODELO LT1	15
3.4 MODELACIÓN ETAPA II – MODELO LT2	20
3.4.1 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE INERCIA	20
3.4.2 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE CPF	25
3.4.3 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RAMPA.	28
3.4.4 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RESERVA PARA CSF	30
3.4.5 MÍNIMOS TÉCNICOS	32
3.4.6 TIEMPOS MÍNIMOS DE OPERACIÓN	32
3.4.7 COSTOS DE ENCENDIDO PARA CENTRALES CON ALTO CICLAJE MOTIVO DE LA INSERCIÓN DE ERV.	32
3.5 PROYECCIÓN VARIABLES LARGO PLAZO	33
3.5.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA	34
3.6 ESCENARIOS	36
4 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN	40
4.1 RESUMEN	40
4.2 SIGLAS ESCENARIOS UTILIZADOS	40
4.3 RESULTADOS ESCENARIO A1	42
4.3.1 ETAPA I –OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN	42
4.3.2 ETAPA II – OPTIMIZACIÓN INVERSIONES DE GENERACIÓN CON RESTRICCIONES OPERATIVAS.	49
4.3.3 COMPARACIÓN PLANES ETAPAS I-II Y EFECTO RESTRICCIONES OPERATIVAS	51
4.3.4 ADAPTACIÓN PLANES DE OBRAS ETAPA I	57
4.3.5 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN RESULTANTES	60
4.4 RESULTADOS ESCENARIO A2	62
4.4.1 ETAPA I –OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN	62
4.4.2 ETAPA II – OPTIMIZACIÓN INVERSIONES DE GENERACIÓN CON RESTRICCIONES OPERATIVAS.	67
4.4.3 COMPARACIÓN PLANES ETAPAS I-II Y EFECTO RESTRICCIONES OPERATIVAS	69
4.4.4 ADAPTACIÓN PLANES DE OBRAS ETAPA I	75
4.4.5 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN RESULTANTES	78
4.5 RESULTADOS ESCENARIO A3	79
4.5.1 ETAPA I –OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN	79

4.5.2	ETAPA II – OPTIMIZACIÓN INVERSIONES DE GENERACIÓN CON RESTRICCIONES OPERATIVAS.	84
4.6	RESULTADOS ESCENARIO A4	85
4.6.1	ETAPA I –OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN	85
4.6.2	ETAPA II – OPTIMIZACIÓN INVERSIONES DE GENERACIÓN CON RESTRICCIONES OPERATIVAS.	89
4.7	RESULTADOS ESCENARIO A5	90
4.7.1	ETAPA I –OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN	90
4.7.2	ETAPA II – OPTIMIZACIÓN INVERSIONES DE GENERACIÓN CON RESTRICCIONES OPERATIVAS.	95
4.8	RESULTADOS ESCENARIO A6	96
4.8.1	ETAPA I –OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN	96
4.8.2	ETAPA II – OPTIMIZACIÓN INVERSIONES DE GENERACIÓN CON RESTRICCIONES OPERATIVAS.	100
4.9	RESUMEN PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN RESULTANTES	101
4.10	RESUMEN PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN RESULTANTES	103
5	GENERACIÓN ANUAL ESPERADA DEL SEN	106
5.1	GENERACIÓN ESPERADA POR ESCENARIO	106
5.2	GENERACIÓN CENTRALES GNL	110
6	COSTOS DE OPERACIÓN E INVERSIÓN RESULTANTES	113
6.1	COSTOS DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN	113
6.2	COSTOS DE INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN	118
6.3	COSTOS MARGINALES	119
6.4	COSTOS TOTALES DE OPERACIÓN E INVERSIÓN	122
6.5	EFFECTO ESTIMADO DESCARBONIZACIÓN EN COSTO DE SUMINISTRO	130
7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	140
7.1	CONCLUSIONES	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
7.2	RECOMENDACIONES	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
ANEXO 1 – DETALLES MODELACIÓN RED REDUCIDA		142
ANEXO 2 – INFORMACIÓN DE ENTRADA DE LARGO PLAZO		152
ANEXO 2.1 – METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE DEMANDA		152
ANEXO 3 – INFORMACIÓN DE ENTRADA PARA RESTRICCIONES OPERATIVAS.		157
ANEXO 4 – DETALLE RESULTADOS PLANES DE OBRAS		158

RESUMEN EJECUTIVO

En este estudio se realizó un análisis de los impactos que tendría un retiro gradual de las centrales termoeléctricas a carbón sobre el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En este contexto, para poder determinar dichos impactos fue necesario la identificación de los requerimientos de infraestructura generación-transmisión óptima del sistema, necesaria para satisfacer los requerimientos futuros de energía eléctrica ante un eventual proceso de descarbonización de la matriz. Dicha identificación de nueva infraestructura se utiliza para la determinación de impactos, ya que esto permite tener un dimensionamiento y caracterización referencial de los desarrollos de nueva capacidad de generación y transmisión, para determinarlos costos futuros de inversión y operación del sistema eléctrico.

Considerando la relevancia de la identificación de requerimientos de infraestructura, y la incertidumbre intrínseca de la evolución en el largo plazo de variables que afectan el desarrollo del sistema, fue necesario en primer lugar la creación de escenarios de largo plazo que permitiesen abarcar la mayor cantidad de condiciones futuras posibles, con el fin de dar robustez a los resultados, y en segundo lugar, utilizar una metodología que permitiese definir planes de obras óptimos de generación-transmisión reconociendo los crecientes requerimientos de flexibilidad.

- En cuanto al cronograma de descarbonización, se definió un escenario de salida programada de centrales a carbón según vida útil técnica y económica de las unidades a carbón, en un horizonte de 20 años.

Luego, para incorporar la incertidumbre asociada a la evolución de variables de largo plazo, se consideró necesario incorporar sensibilidades sobre las variables relevantes, construyendo 5 escenarios adicionales que permiten dar cuenta de variaciones en los costos de inversión de tecnologías renovables y sistemas almacenamientos, de variaciones en los costos de combustibles, y de distintos niveles de limitación a nuevas inversiones por razones técnico-ambientales u oposición social a proyectos.

Una vez definidos los escenarios de expansión a utilizar, se definió la metodología para elaborar los planes de obra generación-transmisión necesarios para el abastecimiento de la demanda en cada escenario de expansión, para lo cual se utilizó una metodología consistente en 2 etapas, donde la primera etapa tiene como foco realizar una optimización general de inversiones generación-transmisión-almacenamiento sin considerar restricciones operativas, y la segunda etapa tiene como foco realizar una optimización de inversiones en generación considerando restricciones operativas con el fin de dar cuenta de eventuales adaptaciones por conceptos de flexibilidad a los planes de obra identificados en la primera etapa.

Haciendo uso de la metodología de identificación de infraestructura óptima para los distintos escenarios proyectados, se obtuvieron distintos planes de obra óptimos de generación, donde es relevante destacar que dichos planes tienen una alta componente de inserción de energía renovable solar, siendo ésta última la tecnología predominante de expansión. No obstante, la expansión a través del desarrollo de energías renovable solar como sustituto único se ve limitada en el largo plazo por su naturaleza variable, y debido a los requerimientos de energía de base, se identifican expansiones óptimas en centrales capaces de proveer energía de base, ya sea a través de la operación individual de nuevas unidades geotérmicas o

concentradoras solares de potencia (CSP), o a través del uso combinado de recursos renovables variables con almacenamientos o centrales a gas o GNL.

Por su parte, en los escenarios de descarbonización, se observa una creciente necesidad de desarrollo de centrales sustitutas de energía de base adicionales durante el proceso de descarbonización, lo cual se traduce en inversiones adicionales de al menos 5.000 MW para reemplazar la energía de base cubierta por las unidades a carbón, para aquellas condiciones en que los sustitutos son capaces de inyectar energía de base. Sin embargo, cuando la sustitución de energía de base es realizada por la operación combinada de energía renovable variable y almacenamientos, los montos de potencia instalada adicional para las condiciones con descarbonización alcanzan montos cercanos a los 10.000 MW, por tratarse de sustitutos que en su operación combinada disponen de menor factor de planta.

En lo que respecta a expansiones del sistema de transmisión, en la Tabla 0.1 se presenta un resumen de la infraestructura de transmisión requerida para los distintos escenarios de descarbonización utilizados en este estudio, destacando la necesidad común de un enlace HVDC de 2000 MW entre las zonas norte y centro del SEN, compartida para el 100% de los escenarios. Adicionalmente, y dependiendo del escenario de expansión considerado, se identificó la necesidad posterior de un segundo enlace de 2000 MW entre S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre, el cual podría representar una expansión del enlace inicial identificado, a través de la incorporación de nuevas convertoras de tecnología VSC en los extremos Taltal y Lo Aguirre, en la medida que dicho proyecto considere en su primera etapa el desarrollo de una línea con holgura suficiente para permitir una ampliación de sus estaciones convertoras. Se debe destacar que este resultado permite evidenciar que la conveniencia del desarrollo de este proyecto es transversal para un gran espectro de escenarios futuros.

Tabla 0.1: Resumen infraestructura de transmisión óptima relevante para distintos escenarios de descarbonización.

Línea \ Escenario	Longitud [km]	P max. [MVA]	A1 a ¹	A1 b ²	A2 a	A2 b	A3 a	A3 b	A4 a	A4 b	A5 a	A5 b	A6 a	A6 b
HVDC1: Kimal 500 - Lo Aguirre 500/ Polpaico 500	1500	2000	2028	2031	2032	2034	2027	2030	2027	2028	2028	2028	2027	2028
HVDC2: TalTal 500 - Lo Aguirre 500/ Polpaico 500	1150	2000 - 3000*	2036*	-	2035	-	2037	-	2037	2037	2037	2039	2034*	2037
HVDC o HVAC: Lo Aguirre 500 - Pichirropulli 500	900	2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2037	-
HVAC: Kimal 500 - TalTal 500	350	4000	-	-	-	-	-	-	2040	-	-	-	-	-

En términos generales, de las comparaciones de resultados de planes de obras de transmisión entre casos con y sin cronograma de descarbonización, se verificó que se requiere adelantar la necesidad de obras de transmisión.

En lo que respecta a la incorporación de requerimientos de flexibilidad asociados a la utilización de restricciones operativas, se observó que dicha incorporación generaba impacto sobre los planes de obra óptimos resultantes del proceso de optimización de inversiones, donde dicho impacto se traduciría en el adelanto en la puesta en servicio de unidades más flexibles, y retraso de unidades de generación variable que acrecentaban los requerimientos de flexibilidad. Dicho impacto en la mayoría de las condiciones de descarbonización era superior con respecto a la condición sin descarbonización.

¹ Considera tren de descarbonización por vida útil técnica y/o económica

² No considera descarbonización de la matriz eléctrica.

Respecto de la operación esperada del SEN obtenida al momento de optimizar los planes de obra generación-transmisión, se observó una variación significativa en la operación de las centrales en base a GNL entre las condiciones con y sin descarbonización, siendo mayor la generación de estas centrales en las condiciones de descarbonización de la matriz. Mientras que en lo que se refiere a la operación general del sistema, se destaca que para los escenarios que consideran descarbonización de la matriz, la operación al final del horizonte de planificación está marcada por el despacho mayoritario de unidades renovables de costos variable cero, alcanzando magnitudes en el rango entre 80% y 90% de la generación total, siendo el otro 10%-20% ocupado por generación térmica en base a combustible GNL y biomasa forestal. Lo anterior repercute en los costos de operación proyectados del sistema para las condiciones de descarbonización, siendo estos más bajos para los escenarios de descarbonización de la matriz, opuesto a lo ocurrido con los costos de inversión, ya que los sustitutos de base de las unidades a carbón tienen bajos costos de operación, pero son intensivos en capital.

Los resultados anteriores de la operación del SEN permitieron además verificar en primera instancia, que el desarrollo de infraestructura de generación y transmisión óptima mitiga problemas de seguridad de suministro, y mitiga sobrecostos operativos asociados al proceso de descarbonización, sin embargo, el desarrollo de infraestructura adicional en que se incurre al descarbonizar la matriz involucra costos de inversión elevados. Dichos costos de inversión adicionales, dependiendo de la velocidad de descarbonización de la matriz, y del escenario en análisis, ascienden a un valor máximo anualizado cercano a los 2.000 millones de dólares con respecto a los escenarios que mantienen en servicio las unidades a carbón. No obstante, dichos costos de inversión se mitigan parcialmente al momento de incorporar los costos operativos del sistema, los cuales disminuyen en un rango entre 100 y 900 millones de dólares para los escenarios con descarbonización. Por consiguiente, el proceso de descarbonización significaría un aumento neto de los costos totales de operación e inversión del sistema entre 1.200 y 1.900 millones de dólares al momento en que se alcanza el 100% de la descarbonización de la matriz.

En cuanto a los costos de inversión asociados al plan de obras óptimo de transmisión, a través de las partidas generales de costos totales de operación e inversión generación-transmisión nacional, se observó que el costo del plan de obras de transmisión nacional representaría un valor inferior al 10% del costo total del plan de obras de generación. Por consiguiente, al momento de evaluar el impacto que tenía anticipar obras de transmisión requeridas para los escenarios de descarbonización, los costos adicionales por concepto de anticipo de transmisión no generaron un impacto relevante sobre los costos totales de suministro de energía eléctrica. Respecto a este punto, es importante diferenciar el impacto en costos que tiene la transmisión sobre los costos totales del sistema, del impacto de no materializar dichas obras de transmisión, bajo lo cual se debe destacar la importancia de identificar las obras de infraestructura de transmisión necesarias, que deben anticipar su materialización en un eventual proceso de descarbonización de la matriz, ya que la materialización de estos proyectos es necesaria para viabilizar el desarrollo de nueva oferta de generación eficiente.

Finalmente, los sobrecostos de operación e inversión asociados al proceso de descarbonización podrían traducirse en un aumento del costo promedio de suministro de energía a usuarios finales entre 7% y 11%, para las condiciones de descarbonización estudiadas.

1 INTRODUCCIÓN

El “Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón” tiene como objetivos analizar el impacto 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 tres partes, de las cuales la primera parte aborda los efectos de costo de la descarbonización y por consiguiente todo lo referente al desarrollo óptimo de infraestructura del SEN, la segunda parte aborda los impactos en la operación, y la tercera los impactos en la seguridad y calidad de servicio del SEN asociados a un eventual proceso de descarbonización. Bajo este contexto, este informe representa la primera parte del “Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón”, la cual se denomina “Escenarios de Expansión del SEN”, y su principal objetivo es estudiar los impactos de la descarbonización, sobre los desarrollos de expansión en generación y transmisión necesarios para hacer factible esta iniciativa.

Para abordar esta parte del estudio, se proyectaron escenarios y se utilizaron herramientas de optimización para explorar desarrollos prospectivos del SEN, y de esta forma poder cuantificar los impactos de la descarbonización asociados a los eventuales aumentos de costos totales de inversión y operación del sistema

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 impacto 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 los requerimientos de infraestructura de generación y transmisión requeridos para un desarrollo óptimo del SEN ante distintos escenarios de descarbonización de la matriz y evolución de variables de largo plazo.
- Analizar el efecto que tienen los requerimientos de flexibilidad del sistema sobre la determinación de planes de obra óptimos de generación en escenarios de retiro de centrales termoeléctricas a carbón.
- Estudiar los impactos de la descarbonización de la matriz, determinando los niveles de inversión adicional requeridos, e identificando sus eventuales efectos sobre los costos totales de suministro eléctrico.

3 METODOLOGÍA Y BASES DEL ESTUDIO

En esta sección se presentan en detalle los criterios utilizados para la construcción de escenarios de expansión del SEN, entre ellos, los principales fundamentos de la metodología escogida para la elaboración de los planes de expansión, la descripción de la metodología, los detalles de la modelación del sistema usada en cada etapa del proceso, los principales supuestos respecto de la proyección de variables relevantes del sistema, y los escenarios escogidos respecto a la evolución de variables de alta incertidumbre.

3.1 FUNDAMENTOS DE LA METODOLOGÍA

Para realizar el análisis de los efectos económicos asociados a un eventual proceso de descarbonización, se requiere la definición de planes de expansión del SEN, los cuales permitan dar cuenta de costos referenciales futuros de operación e inversión de la matriz eléctrica. La construcción de dichos planes de expansión debe ser tal que las bases y metodología de construcción de estos sean comunes para los casos que dispongan o no de un cronograma de descarbonización definido, con el fin de poder medir los efectos de la descarbonización sobre una base común.

En base a lo anterior, se definió que la metodología de expansión del sistema utilizada por el Coordinador en el proceso de planificación de transmisión representaba una base adecuada para estudiar los efectos económicos de la descarbonización, ya que esta permite incorporar los conceptos de optimización conjunta de inversiones generación-transmisión y los requerimientos de flexibilidad, lo cual permite dar cuenta de un desarrollo eficiente y técnicamente factible del sistema eléctrico.

Si bien la metodología de optimización general de inversiones está originalmente planteada sólo para el proceso de planificación de transmisión, y podría entenderse cómo una estimación más realista sólo de los desarrollos de transmisión por ser estos vinculantes, esta metodología permite identificar desarrollos de generación eficientes, los cuales representan una buena referencia inicial para estudiar el desarrollo futuro del sistema. Si bien los planes de generación no son vinculantes por la naturaleza de libre entrada al mercado de generación, y podrían no reflejar necesariamente los desarrollos reales futuros del sistema, estos permiten identificar desarrollos futuros eficientes y necesarios para el abastecimiento seguro de la demanda.

Adicionalmente, se debe destacar que las principales conclusiones que se puedan obtener de los estudios están basadas en la utilización de escenarios de expansión económicamente eficientes para las condiciones proyectadas, bajo lo cual las estimaciones de costos futuros podrían ser inferiores a las condiciones reales futuras, y por ende, los aumentos de costos asociados a un eventual proceso de descarbonización podrían ser superiores a los proyectadas en este estudio, en la medida que el desarrollo natural de la oferta no se aproxime de manera natural a las condiciones óptimas con los actuales mecanismos de tarificación.

Tratamiento de la incertidumbre

Finalmente, los niveles de incertidumbre de variables relevantes son en general comunes a todos los procesos de planificación. Dentro de estos, existen niveles de incertidumbre considerados de bajo y alto nivel, siendo los de bajo nivel cuantificables en base a modelos probabilísticos (hidrologías, niveles de radiación, viento, etc.), y por ende posibles de abordar en términos metodológicos a través del uso de métricas de las variables de interés, mientras que la incertidumbre de alto nivel no es cuantificable y es difícil de predecir, por lo cual es a su vez compleja de analizar ya que depende de muchos factores, entre ellos, económicos, sociales, tecnológicos, etc. (costos de inversión, costos de combustibles). En este punto es relevante destacar la importancia de incorporar escenarios de expansión que consideren la incertidumbre de alto nivel, como lo es para el caso del costo de inversión de tecnologías de generación, donde las localizaciones de los recursos asociados a distintas tecnologías se encuentran distantes entre sí, y por ende sensibilizaciones en los costos de inversión de las tecnologías podrían resultar en requerimientos de desarrollo de infraestructura de transmisión diferentes.

Esto se ve reflejado, al considerar sensibilizaciones en los costos futuros de desarrollo de las tecnologías solar/CSP y eólica, en los costos de combustibles de las centrales térmicas, al considerar limitaciones al desarrollo de determinados proyectos por factibilidad técnica u oposición social.

Por lo anterior, al momento de realizar planificación de transmisión se requiere de la incorporación de herramientas de planificación robusta para el manejo de incertidumbre dado su efecto en el desarrollo óptimo de la red de transmisión. No obstante, este análisis de los efectos de un cronograma de descarbonización no tiene como objetivo realizar una recomendación final de infraestructura de transmisión nacional, sino que más bien tiene como objetivo realizar un análisis prospectivo de los costos futuros en que incurriría el sistema eléctrico a consecuencia de la salida de centrales a carbón. Por consiguiente, para abordar en este estudio la incertidumbre de alto nivel, se presentarán resultados de planes de expansión del SEN para distintos escenarios de sensibilidad en variables que presentan incertidumbre.

Contenido de la metodología

En base a los fundamentos presentados, en la sección 3.2 se presenta una metodología para la elaboración de los escenarios de expansión del SEN, que considera como base lo siguiente:

- ✓ La optimización conjunta generación-transmisión nacional para la propuesta de los planes de obras de generación-transmisión, con el fin de dar cuenta de los costos de transporte de energía para los nuevos desarrollos de generación.
- ✓ La incorporación de restricciones operativas en el modelo de optimización, con el fin de identificar niveles de flexibilidad del sistema, niveles de factibilidad técnico-económico de inserción de ERV, y necesidades de incorporación de centrales flexibles que se justifiquen económicamente al complementarse con el desarrollo de las ERV.
- ✓ La incorporación de distintos escenarios de desarrollo futuro de variables relevantes que presenten incertidumbre de alto nivel.

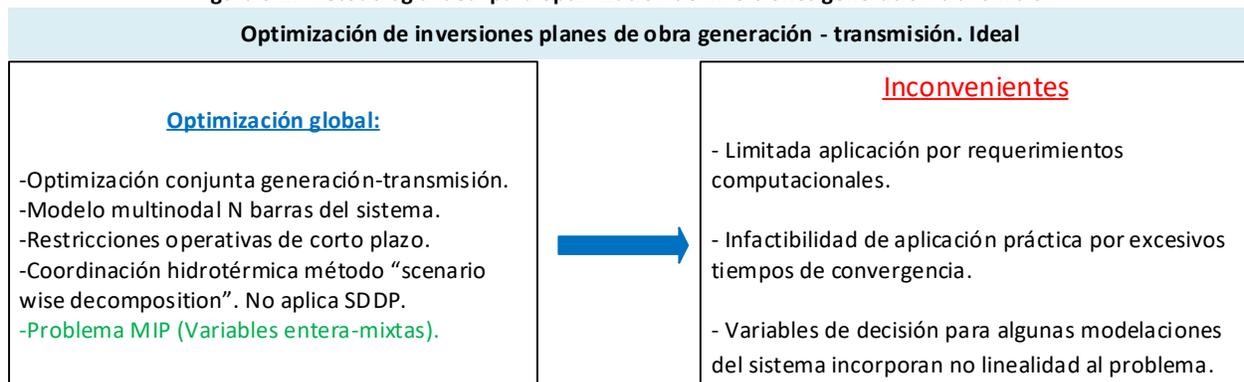
3.2 METODOLOGÍA

De acuerdo con lo indicado en la sección 3.1, la metodología para la elaboración de planes de obras de generación y transmisión debe incluir la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión, y restricciones dinámicas de seguridad asociadas al control de frecuencia.

Para abordar estos dos puntos, la manera ideal de realizar las optimizaciones, considera incorporar todas las variables mencionadas dentro de un mismo problema de optimización, esto es, incorporar variables enteras de inversión generación-transmisión, coordinación hidrotérmica, modelo completo de la red de transmisión, y modelación de restricciones operativas del sistema con variables enteras, lo que se traduce en un problema de programación entera mixta con acoplamiento temporal de variables, estocástico, y con un número elevado de variables en cada etapa del horizonte de planificación. Lo anterior, es posible de plantear de manera teórica, pero introduce elevados requerimientos computacionales, y por lo tanto, en la práctica es poco factible de implementar ya sea por los excesivos tiempos de convergencia, como por la necesidad de requerir recursos computacionales excesivos, y de modelos matemáticos aún no introducidos en software disponibles en el mercado. Respecto a este último punto, el problema de coordinación hidrotérmica permite ejemplificar lo anterior, ya que el modelo de gestión óptima de embalses vigente utilizado está basado en la metodología clásica SDDP³, la cual no permite la incorporación explícita de variables de inversión o variables de operación enteras, al menos en su forma conceptual original, y por consiguiente, no está disponible actualmente en su forma clásica en las herramientas utilizadas por el Coordinador para la optimización de inversiones⁴. La metodología planteada para resolver el problema de optimización conjunto generación-transmisión se presenta de manera esquemática en la

Figura 3.1.

Figura 3.1: Metodología ideal para optimización de inversiones generación-transmisión.



En base a lo planteado anteriormente, la formulación completa de dicho problema de optimización en un único modelo, para un sistema real, es de baja aplicabilidad práctica dada la alta exigencia computacional y elevados tiempos de convergencia. Por consiguiente, para poder abordar el problema de optimización conjunta generación-transmisión, con todas las consideraciones indicadas anteriormente, fue necesario plantear una metodología que permitiese relajar en alguna medida el problema de optimización, pero al mismo tiempo abordar los puntos relevantes mencionados. Para lograr el fin anterior, se propuso una

³ Stochastic Dual Dynamic Programming: Programación Dinámica Dual Estocástica.

⁴ Si es factible incorporar dichas variables al resolver la coordinación hidrotérmica a través de la metodología "Scenario Wise Decomposition", técnica internalizada en el modelo PLEXOS.

metodología de dos etapas, en la cual la primera etapa permite evaluar la optimización conjunta generación-transmisión, relajando las restricciones operativas de corto plazo, y la segunda etapa permite evaluar las restricciones operativas de corto plazo, pero sin considerar restricciones de transmisión. De esta manera, en la primera etapa se incorpora la señal de localización y/o el costo de inversión en transmisión a las decisiones de inversión en generación, y en la segunda se incorpora la señal de requerimiento de flexibilidad del sistema y la factibilidad de los niveles de inserción de ERV⁵. Dicha metodología se presenta resumida de manera esquemática en las Figura 3.2 y en detalle en la Figura 3.3. Adicionalmente, un resumen de la modelación de sus etapas se presenta a continuación:

ETAPA I – Modelo LT1: Optimización conjunta generación-transmisión

Se utiliza un modelo multinodal, que considera una red de transmisión reducida, las restricciones más relevantes de transmisión por criterio de seguridad N-1, pero no considera restricciones operativas de corto plazo de manera explícitas. Las alternativas de expansión de transmisión se consideran como líneas DC para dar factibilidad a la incorporación de variables de decisión en la inversión de transmisión sin afectar la linealidad del problema de optimización. Esta etapa permite verificar la optimalidad generación-transmisión, reconociendo los costos de transmisión al momento de optimizar el plan de obras de generación, y por lo tanto agregando señal de localización.

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

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



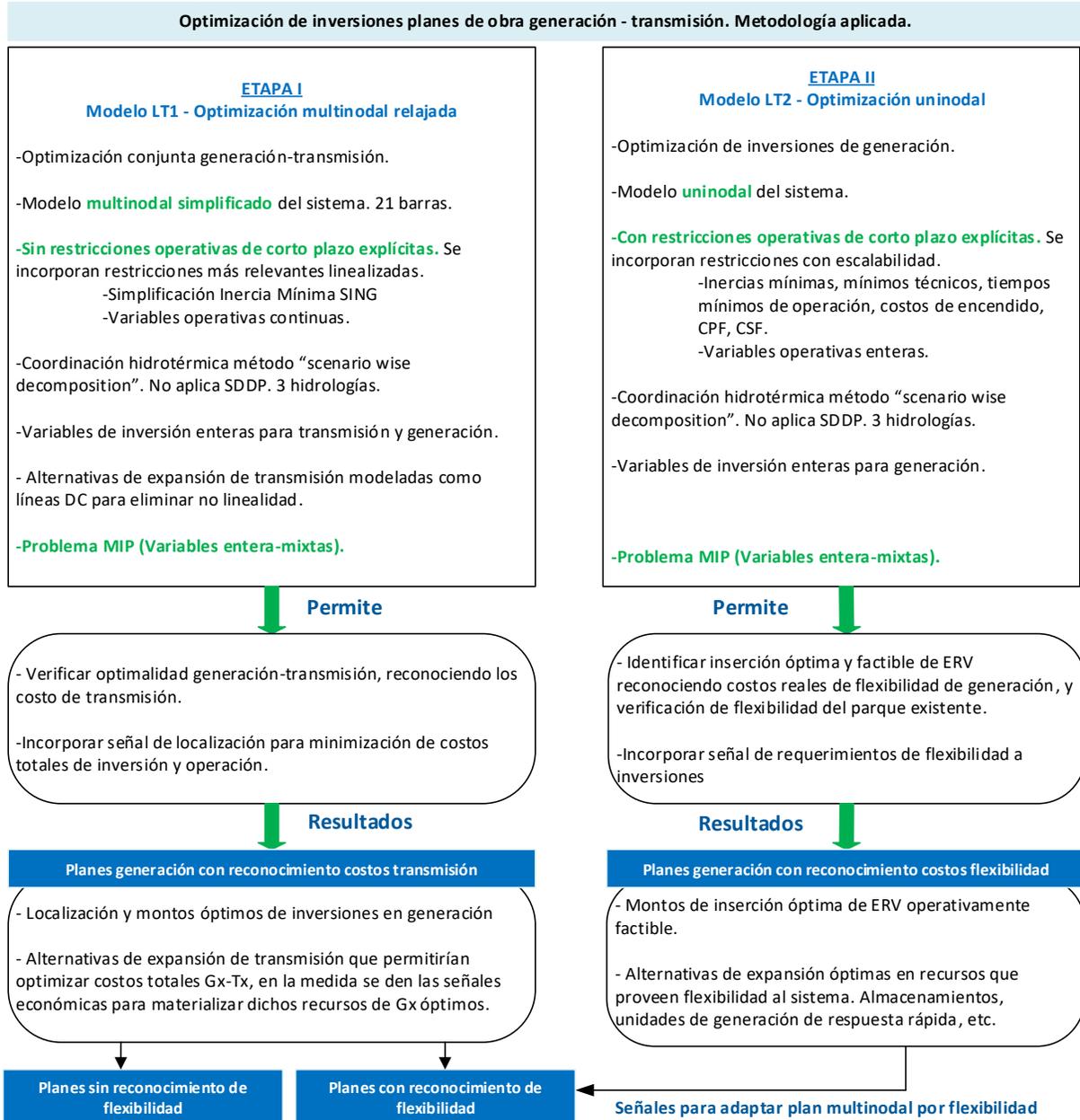
En ambas etapas se incorporan alternativas de inversión que permitan proveer flexibilidad, ya sea a través de almacenamientos o centrales que permitan incorporar complementariedad con las fuentes de ERV para

⁵ Energía renovable variable.

suministrar la demanda, o que aumenten los niveles de flexibilidad necesarios para mitigar la activación de restricciones operativas, como es el caso de baterías para reducción de inercia mínima necesaria y mejoras al CPF⁶, centrales de base para el aumento de inercia, y almacenamientos o centrales con alta tasa de toma de carga para CSF. No obstante, los beneficios asociados a servicios complementarios de dichas alternativas de expansión sólo se ven reflejados en el modelo LT2 (Etapa II).

Más detalles de la modelación utilizada en las etapas de optimización están en las secciones 3.3 y 3.4

Figura 3.3: Metodología propuesta elaboración planes de obras óptimos de generación y transmisión. Modelos LT1 y LT2



⁶ CPF: Control primario de frecuencia / CSF: Control secundario de frecuencia.

3.3 MODELACIÓN ETAPA I – MODELO LT1

En la sección 3.2 se introdujo la metodología para elaborar los planes de obra óptimos de generación y transmisión, y se presentaron en forma general las variables que deben ser incorporadas en los modelos de optimización utilizados para la planificación de largo plazo. En este contexto, la metodología propuesta para la planificación de transmisión nacional consta de varias etapas de optimización, donde cada una de dichas etapas incluye una modelación de las variables más relevantes necesarias a incorporar en los modelos de optimización, con el fin de dar cuenta de los atributos que se pretenden cuantificar en dichas etapas de optimización. Respecto a estas etapas de la metodología, en esta sección se presentan los detalles de la modelación utilizada en la etapa de optimización I. No obstante, la justificación de esta etapa optimización, y los atributos que se pretenden cuantificar y optimizar en ésta, se presentaron en las secciones 3.1y 3.2, por lo que esta sección sólo se remitirá a presentar los detalles de la modelación del sistema utilizada en ésta etapa, con el fin de no redundar la información presentada previamente.

El modelo LT1 considera un modelo multinodal simplificado de la red de transmisión, que considera 21 barras representativas del sistema de transmisión nacional. En dicho sistema simplificado, las líneas de transmisión equivalente modeladas no representan de manera exacta las impedancias del conjunto de líneas paralelas del sistema de 500 y 220 kV enmallado, sino que más bien consideran en general las impedancias del sistema de 500 kV, pero en términos de capacidades de transmisión si consideran las capacidades asociadas al cumplimiento del criterio de seguridad N-1, y la distribución de flujos conjunta entre el sistema de 220 kV y 500 kV. En base a lo anterior, las capacidades de transmisión presentadas para cada tramo son en general superiores a las capacidades de los tramos de 500 kV asociadas al cumplimiento del criterio de seguridad N-1, debido a que para dicha condición límite el sistema de 220 kV paralelo permite el transporte de potencia, aumentando la capacidad de transporte del tramo equivalente por sobre la capacidad del sistema de 500 kV. Se debe destacar que en general, los límites de transmisión del sistema de 500 kV por criterio de seguridad N-1 se alcanzarían antes que los del sistema de 220 kV, debido a la menor impedancia equivalente que presenta el sistema de 500 kV paralelo, a pesar de disponer de menor capacidad de transporte. En la Tabla 3.1 se presentan las capacidades e impedancias utilizadas para modelar la red de transmisión reducida en el contexto de la optimización conjunta generación-transmisión, mientras que en la Figura 3.4 se presenta un diagrama unilineal simplificado de dicha red de transmisión reducida utilizada.

Adicionalmente, la restricción de corto plazo referente a la inercia mínima del sistema eléctrico del norte grande requerida para evitar fenómenos de inestabilidad angular ante desconexiones de bloques de generación, se incorporó de manera simplificada y linealizada en la modelación, por considerarse una restricción operativa de alta relevancia para el sistema, y que significa un uso base mínimo del sistema de 500 kV al sur de S/E Los Changos al momento de considerar la máxima inserción de ERV proveniente de la zona norte del sistema.

Por otra parte, la coordinación hidrotérmica fue modelada a través de la metodología “scenario wise decomposition”, disponible para poder incorporar restricciones operativas con variables enteras en modelos implementados para la planificación de largo plazo, y fueron consideradas 3 series hidrológicas representativas para hacer factible la incorporación de la variabilidad hidrológica desde el punto de vista computacional.

En lo que se refiere a la modelación de las alternativas de expansión de transmisión, éstas fueron modeladas como líneas DC para evitar la no linealidad de la matriz de admitancia al incorporar como variables de decisión inversiones en la red de transmisión, y para reducir los tiempos de convergencia en el caso que la herramienta utilizada dispone de una modelación que linealiza la incorporación de líneas AC en el modelo de optimización de inversiones. Los costos de inversión y detalles de las capacidades de las alternativas de expansión se presentan en las Tabla 3.2 y las Figura 3.5.

Mayor detalle de la construcción del modelo de red reducida del sistema de transmisión utilizado para el Modelo LT1 se presenta en el ANEXO 1 – Detalles Modelación Red Reducida. Otros datos relevantes considerados en esta etapa de optimización, en lo que se refiere a proyecciones de demanda, costos de inversión y costos de combustibles se presentan en la sección 3.5. No obstante, la información completa de la modelación para el Modelo LT1 se encuentra disponible en las bases de datos Plexos publicadas como anexos a este estudio.

Tabla 3.1: Líneas de transmisión considerado en red de transmisión reducida para optimización conjunta de inversiones generación-transmisión

Líneas utilizados en red de transmisión reducida para optimización de inversiones conjunta generación-transmisión						
Líneas modeladas red reducida	Tensión [kV]	Nodo A	Nodo B	Capacidad Máxima N-1 [MW]	Resistencia [pu]	Reactancia [pu]
Alto Jahuel 500 Opt->Ancoa 500 Opt	500	Alto Jahuel 500 Opt	Ancoa 500 Opt	4000	0.000625	0.003325
Ancoa 500 Opt->Charrua 500 Opt	500	Ancoa 500 Opt	Charrua 500 Opt	3000	0.001	0.0043
Charrua 500 Opt->Rio Malleco 500 Opt	500	Charrua 500 Opt	Rio Malleco 500 Opt	2250	0.00139	0.13735
Ciruelos 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt	500	Ciruelos 500 Opt	Pichirropulli 500 Opt	2000	0.0008	0.0079
Cumbre 500 Opt->Nueva Cardones 500 Opt	500	Cumbre 500 Opt	Nueva Cardones 500 Opt	2090	0.00105	0.00482
Kimal 220 Opt->Andes 220 Opt	220	Kimal 220 Opt	Andes 220 Opt	580	0.0917	0.0152
Kimal 220 Opt->Los Changos 220 Opt	220	Kimal 220 Opt	Los Changos 220 Opt	900	0.06198	0.01033
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt	500/220	Kimal 500 Opt	Kimal 220 Opt	750	0.00066	0.0066
Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt	500	Kimal 500 Opt	Los Changos 500 Opt	1590	0.00075	0.009
Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt	500	Lo Aguirre 500 Opt	Alto Jahuel 500 Opt	1880	0.000204	0.00236
Los Changos 220 Opt->Andes 220 Opt	220	Los Changos 220 Opt	Andes 220 Opt	500	0.055	0.009
Los Changos 500 Opt->Los Changos 220 Opt	500/220	Los Changos 500 Opt	Los Changos 220 Opt	1500	0.00044	0.00444
Los Changos 500 Opt->TalTal 500 Opt	500	Los Changos 500 Opt	TalTal 500 Opt	1500	0.001359	0.004924
Nueva Cardones 500 Opt->Nueva Maitencillo 500 Opt	500	Nueva Cardones 500 Opt	Nueva Maitencillo 500 Opt	2368	0.00059	0.00717
Nueva Maitencillo 500 Opt->Nueva Pan de Azucar 500 Opt	500	Nueva Maitencillo 500 Opt	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	2375	0.0009	0.00513
Nueva Pan de Azucar 500 Opt->Polpaico 500 Opt	500	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	Polpaico 500 Opt	2500	0.0017	0.0101
Nueva Puerto Montt 500 Opt->Nueva Ancud 500 Opt	500	Nueva Puerto Montt 500 Opt	Nueva Ancud 500 Opt	1900	0.001	0.0126
Pichirropulli 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt	500	Pichirropulli 500 Opt	Nueva Puerto Montt 500 Opt	2000	0.00129	0.016
Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt	500	Polpaico 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt	1880	0.000148	0.00172
Pozo Almonte 220 Opt->Kimal 220 Opt	220	Pozo Almonte 220 Opt	Kimal 220 Opt	650	0.0080075	0.035445
Rio Malleco 500 Opt->Ciruelos 500 Opt	500	Rio Malleco 500 Opt	Ciruelos 500 Opt	2000	0.0025	0.0088
TalTal 500 Opt->Cumbre 500 Opt	500	TalTal 500 Opt	Cumbre 500 Opt	1500	0.00086	0.00312

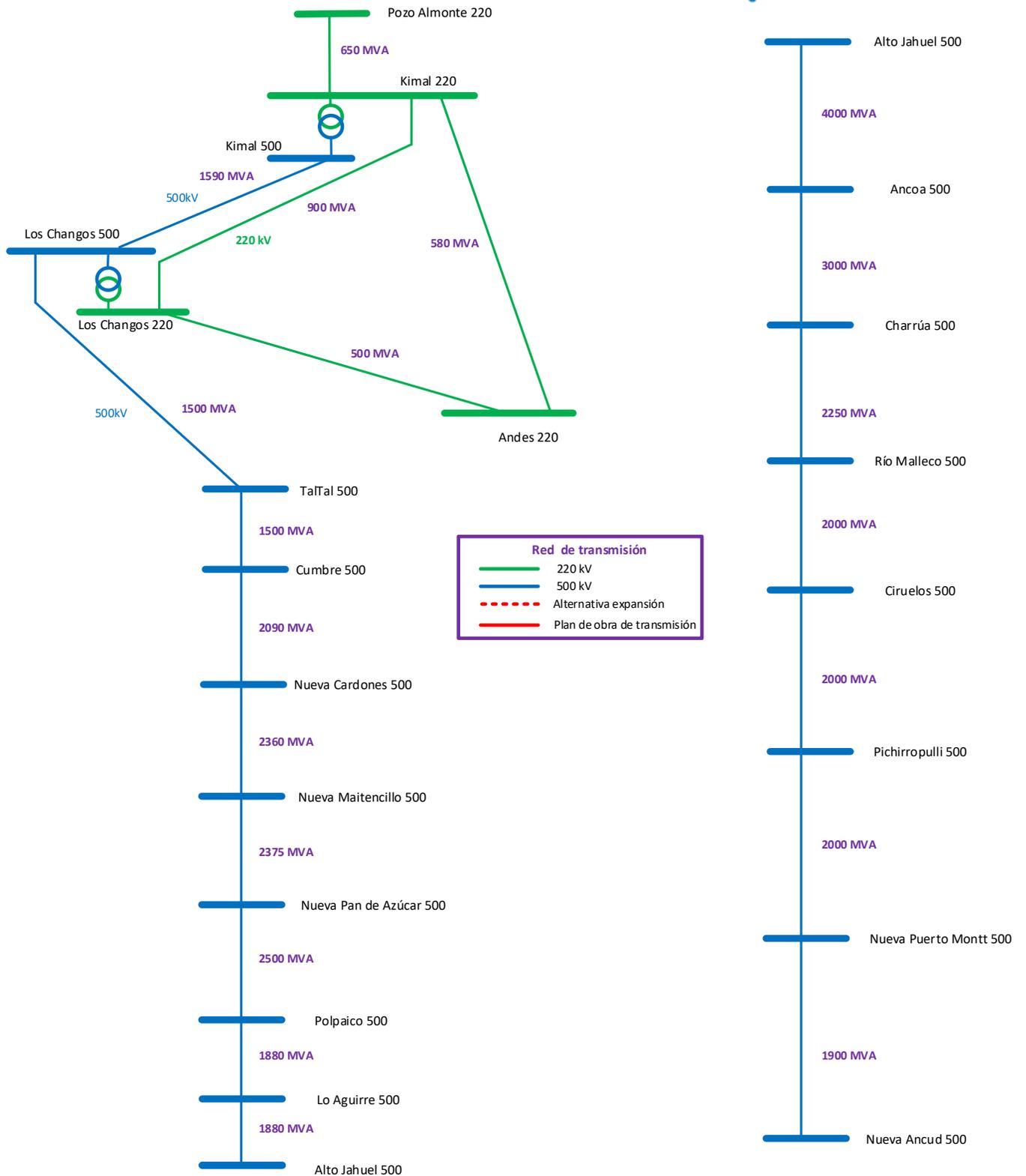


Figura 3.4: Red de transmisión reducida considerada para la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión

Tabla 3.2: Costos de inversión y capacidades de transmisión de alternativas de expansión consideradas para la optimización conjunta generación-transmisión.

Alternativas de Expansión					
Líneas Evaluadas	Tensión [kV]	Costo de Inversión [MMUSD]	Flujo Máximo [MW]	Nodo A	Nodo B
Alto Jahuel 500 Opt->Charrua 500 Opt	500	760	2000	Alto Jahuel 500 Opt	Charrua 500 Opt
Alto Jahuel 500 Opt->Nueva Ancud 500 Opt	500	1050	2000	Alto Jahuel 500 Opt	Nueva Ancud 500 Opt
Alto Jahuel 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt	500	960	2000	Alto Jahuel 500 Opt	Nueva Puerto Montt 500 Opt
Alto Jahuel 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt	500	910	2000	Alto Jahuel 500 Opt	Pichirropulli 500 Opt
Charrua 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt	500	270	2000	Charrua 500 Opt	Pichirropulli 500 Opt
Kimal 220 Opt->Andes 220 Opt II	220	105	700	Kimal 220 Opt	Andes 220 Opt
Kimal 220 Opt->Los Changos 220 Opt II	220	75	700	Kimal 220 Opt	Los Changos 220 Opt
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt II	500/220	75	2500	Kimal 500 Opt	Kimal 220 Opt
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt	500	1350	2000	Kimal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II	500	1350	2000	Kimal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt III	500	2000	4000	Kimal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt IV	500	1650	3000	Kimal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt	500	1350	2000	Kimal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt II	500	1350	2000	Kimal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt III	500	2000	4000	Kimal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt IV	500	2000	4000	Kimal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
Kimal 500 Opt->TalTal 500 Opt	500	300	4000	Kimal 500 Opt	TalTal 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt II	500	50	2500	Lo Aguirre 500 Opt	Alto Jahuel 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt III	500	50	2500	Lo Aguirre 500 Opt	Alto Jahuel 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Charrua 500 Opt	500	760	2000	Lo Aguirre 500 Opt	Charrua 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Nueva Ancud 500 Opt	500	1050	2000	Lo Aguirre 500 Opt	Nueva Ancud 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt	500	960	2000	Lo Aguirre 500 Opt	Nueva Puerto Montt 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt	500	910	2000	Lo Aguirre 500 Opt	Pichirropulli 500 Opt
Los Changos 220 Opt->Andes 220 Opt II	220	100	700	Los Changos 220 Opt	Andes 220 Opt
Los Changos 500 Opt->Los Changos 220 Opt II	500/220	75	2500	Los Changos 500 Opt	Los Changos 220 Opt
Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II	500	50	2500	Polpaico 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt III	500	50	2500	Polpaico 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
TalTal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt	500	1150	2000	TalTal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
TalTal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II	500	1150	2000	TalTal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
TalTal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt III	500	1730	4000	TalTal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
TalTal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt IV	500	1430	3000	TalTal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
TalTal 500 Opt->Polpaico 500 Opt	500	1150	2000	TalTal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
TalTal 500 Opt->Polpaico 500 Opt II	500	1150	2000	TalTal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
TalTal 500 Opt->Polpaico 500 Opt III	500	1730	4000	TalTal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
TalTal 500 Opt->Polpaico 500 Opt IV	500	1430	3000	TalTal 500 Opt	Polpaico 500 Opt

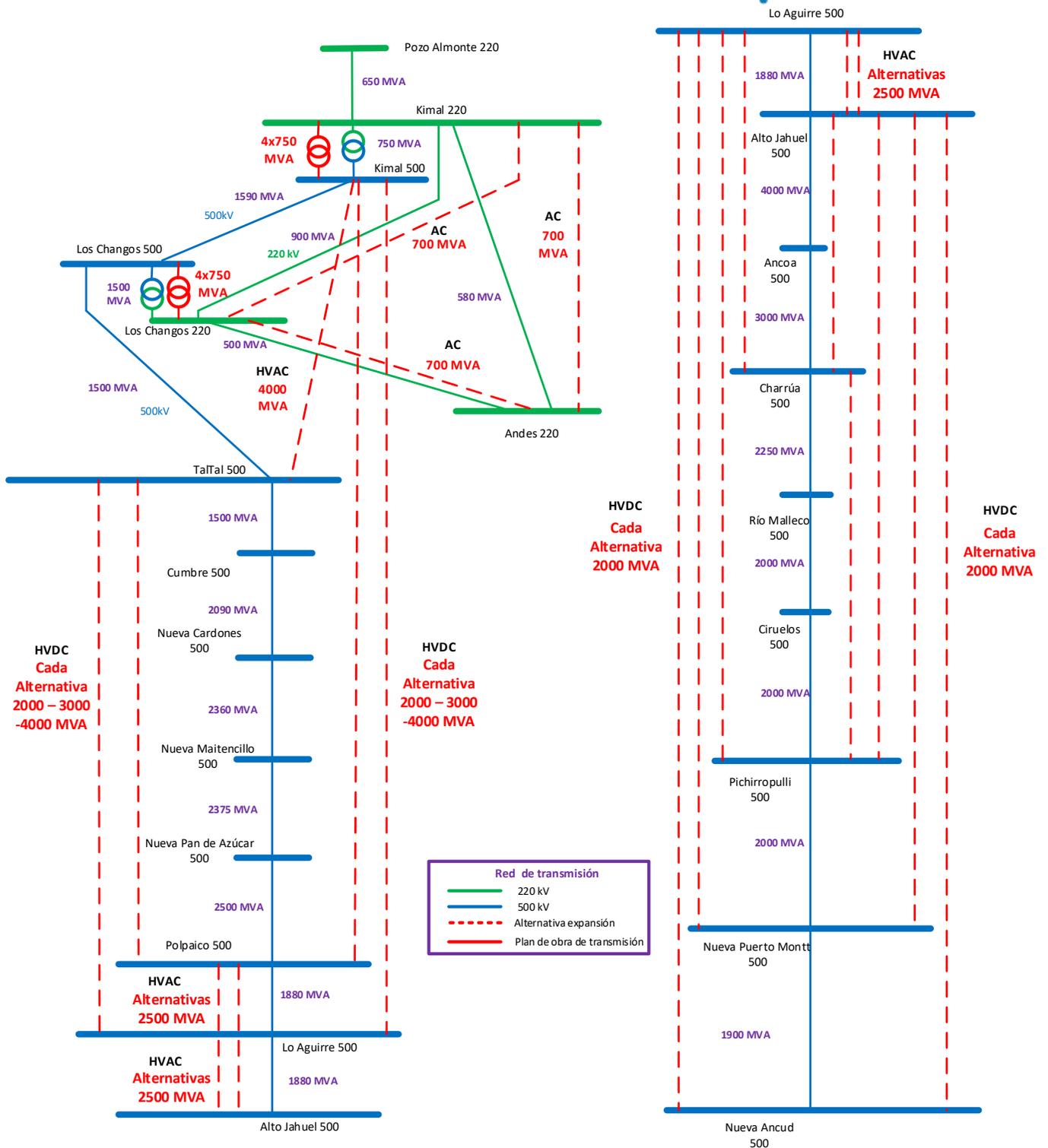


Figura 3.5: Costos de inversión y capacidades de transmisión de alternativas de expansión consideradas para la optimización conjunta generación-transmisión.

3.4 MODELACIÓN ETAPA II – MODELO LT2

En esta etapa de optimización se considera un modelo uninodal de la red de transmisión para optimizar las inversiones en generación, pero incorporando restricciones operativas del sistema. Dichas restricciones operativas incorporan variables de decisión enteras al problema de optimización, adicionales a las variables enteras de inversión asociadas a la optimización del parque generador. Dicha modelación de restricciones operativas considera un escalamiento de la operación diaria al tamaño de las etapas del horizonte de planificación. En esta etapa de optimización, al considerar etapas mensuales de 5 bloques de demanda, cada etapa emularía un día típico mensual de operación, modelado a través de 5 bloques, lo que sugiere escalar consecuentemente los costos de encendido de unidades y los tiempos mínimos de operación de unidades. Si bien lo anterior es una simplificación de las restricciones operativas, permite hacer factible, desde el punto de vista computacional, la incorporación simplificada de dichas restricciones operativas en el modelo de inversiones de generación, y por ende cuantificar la flexibilidad necesaria para la inserción de ERV.

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 para centrales con alto ciclaje motivo de la inserción de ERV.

Por otra parte, la coordinación hidrotérmica fue modelada a través de la metodología “scenario wise decomposition”, disponible para poder incorporar restricciones operativas con variables enteras en modelos implementados para la planificación de largo plazo, y fueron consideradas 3 series hidrológicas representativas para hacer factible desde el punto de vista computacional la incorporación de la variabilidad hidrológica.

3.4.1 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE INERCIA

3.4.1.1 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.

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

3.4.1.2 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 sincrónicas⁷.

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.

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.

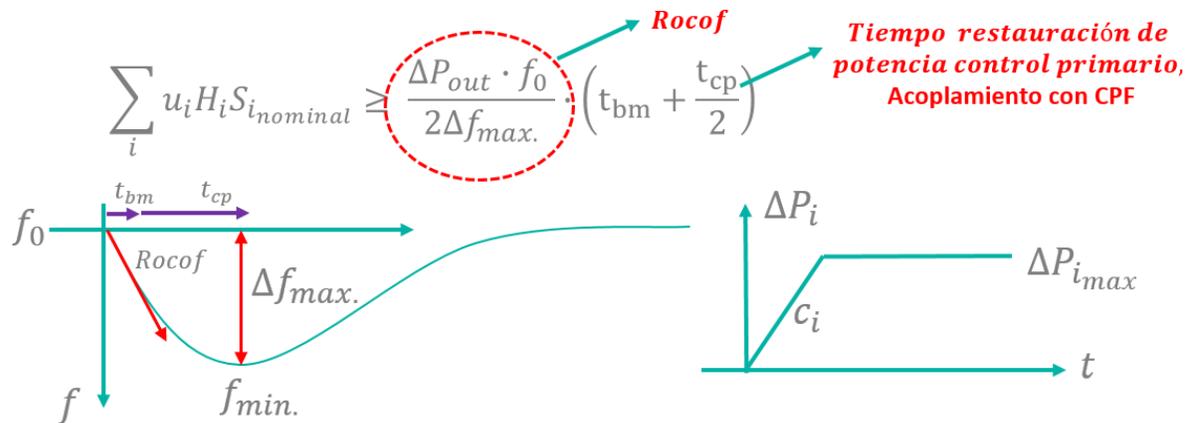
$$\sum_{\forall i, SING} u_i \cdot H_i \cdot S_{i,nom} \geq 10.000 \quad (16)$$

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.

⁷ 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.

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 3 – Información de entrada para restricciones operativas.

3.4.2 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 efectiva de una unidad i , con el tiempo t_i en que incurre para brindar dicho nivel de reserva, donde la reserva efectiva siempre estará acotada por la decisión de temporal de la variable t_i . Por otra parte, la restricción (21) permite limitar la reserva efectiva al máximo posible por la unidad i . Finalmente, la

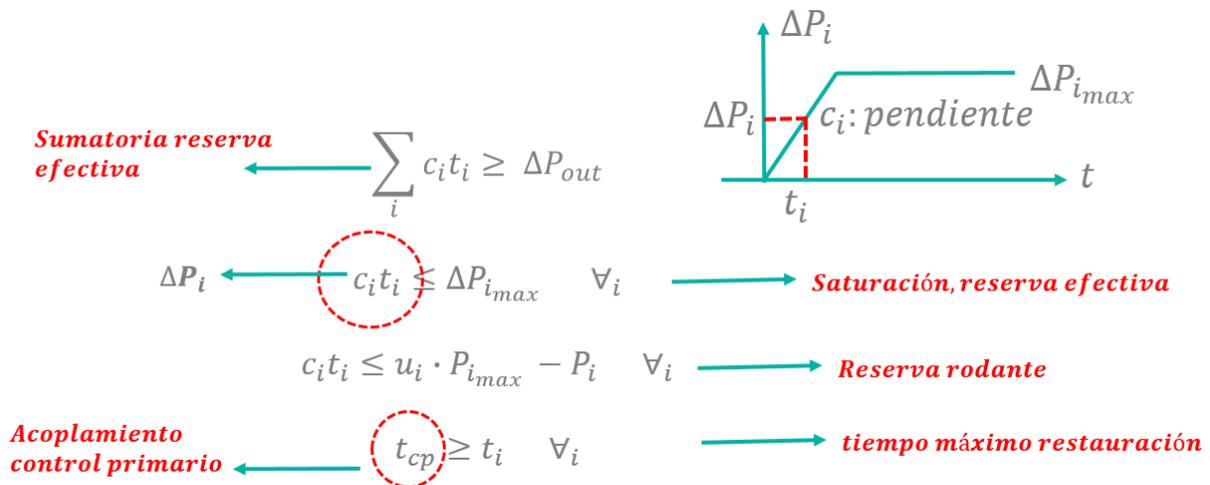
restricción (22) representa el acoplamiento con la restricción de inercia sistémica, ya que el tiempo de control primario de frecuencia t_{CPF} será siempre superior al tiempo de la unidad más lenta en brindar la reserva efectiva para el control primario de frecuencia.

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. Se debe 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



3.4.3 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 3.6, Figura 3.7 y Figura 3.8, 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 3 – Información de entrada para restricciones operativas.

Figura 3.6: Rampa solar

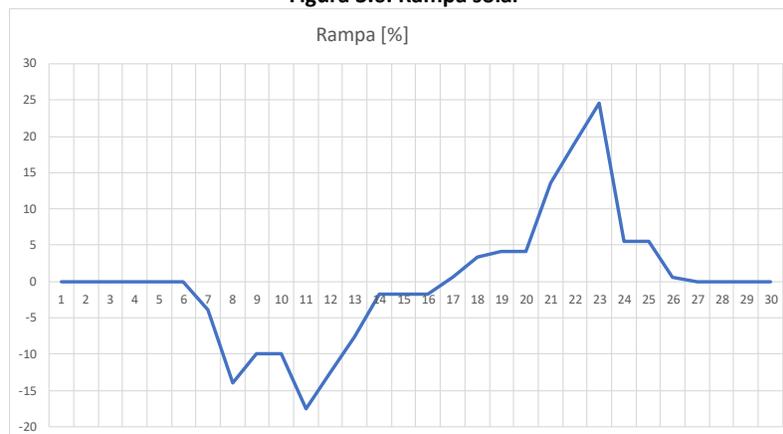


Figura 3.7: Rampa eólica

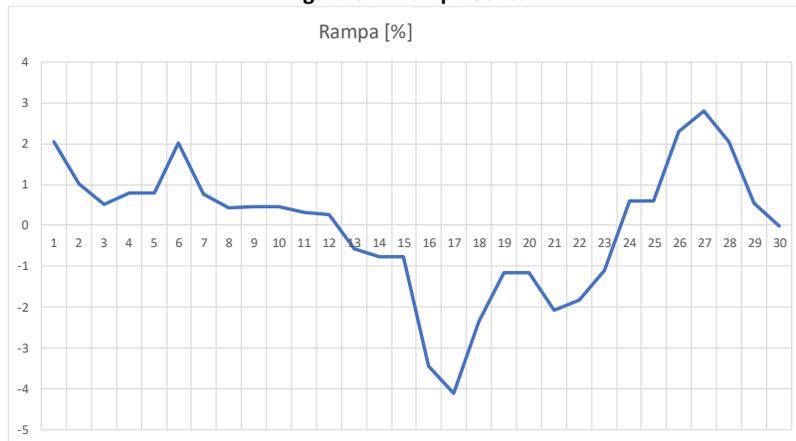
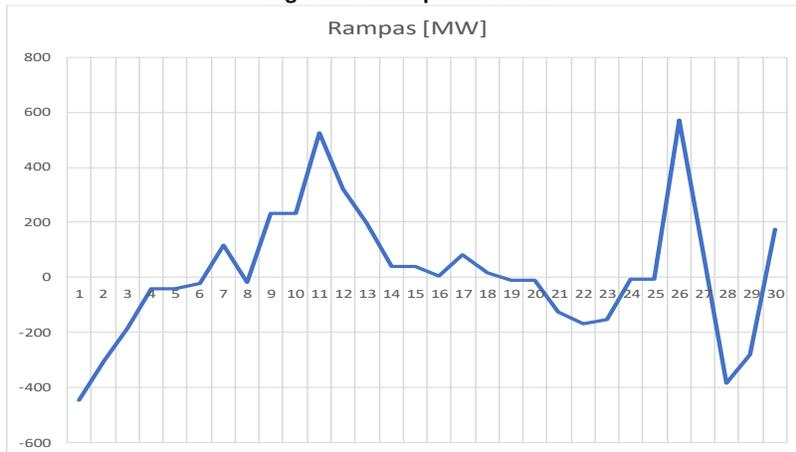


Figura 3.8: Rampa demanda



3.4.4 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 3.3, 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 3.3: 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%

3.4.5 MÍNIMOS TÉCNICOS

Los mínimos técnicos se incorporaron en la modelación, agregando la opción de restricciones de variables enteras para el parque generador en el software de planificación disponible, por lo que no fue necesario incorporar una formulación adicional al modelo para incorporar dicha modelación. Los mínimos técnicos utilizados, corresponde a los datos informados al Coordinador para las centrales existentes, mientras que estos fueron estimados para nuevas unidades en base a valores de referencia. Adicionalmente, el detalle de los mínimos técnicos de operación utilizados en la modelación para el Modelo LT2 se encuentra disponible en las bases de datos Plexos publicadas como anexos a este estudio.

3.4.6 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. No obstante, los tiempos mínimos utilizados representan un escalamiento de los tiempos mínimos reales, ya que, en la formulación de largo plazo, un intervalo de tiempo mensual representa en términos de bloques a un día de operación. Los tiempos mínimos de operación utilizados, corresponde a los datos informados al Coordinador para las centrales existentes, mientras que estos fueron estimados para nuevas unidades en base a valores de referencia. Adicionalmente, el detalle de los tiempos mínimos de operación utilizados en la modelación para el Modelo LT2 se encuentra disponible en las bases de datos Plexos publicadas como anexos a este estudio.

3.4.7 COSTOS DE ENCENDIDO PARA CENTRALES CON ALTO CICLAJE MOTIVO DE LA INSERCIÓN DE ERV.

Los costos de encendido fueron incorporados sólo en centrales en base a gas natural o GNL de la zona norte del sistema, y estos representan un escalamiento de los costos de encendido reales, ya que, en la formulación de largo plazo, un intervalo de tiempo mensual representa en términos de bloques a un día de operación. 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 LT2 se encuentra disponible en las bases de datos Plexos publicadas como anexos a este estudio.

3.5 PROYECCIÓN DE VARIABLES A 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 el ANEXO 2 – Información de entrada de largo plazo. No obstante, los resultados de demanda proyectada, en lo que se refiere a la modelación efectuada e información utilizada, se presenta en la sección 3.5.1. Mientras que los costos referenciales de inversión de alternativas de expansión de transmisión, y otros detalles del sistema de transmisión utilizados en la optimización conjunta generación-transmisión se presentan en las Tabla 3.1, Tabla 3.2, Figura 3.4 y Figura 3.5 de la sección 3.3.

Adicionalmente, se debe destacar que el detalle completo de la información de largo plazo utilizada para la construcción de los escenarios de expansión del SEN, se encuentra disponible en las bases de datos Plexos correspondientes al Modelo LT1 y al Modelo LT2 publicadas como anexos a este estudio.

3.5.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA

La metodología de proyección de demanda eléctrica aplicada en el presente se basa en la utilización de dos modelos de proyección de demanda, los cuales se hacen converger dentro del horizonte del estudio. En primer lugar, se utiliza un modelo *top-down*, el cual, a través de ciertas variables y supuestos, proyecta las tasas de crecimiento del consumo de energía eléctrica para el sistema eléctrico nacional y a su vez para clientes libres y regulados diferenciándolos por su ubicación geográfica. Este modelo se utiliza para la proyección de demanda de clientes regulados y libres “pequeños”.

Las proyecciones de demanda de clientes regulados y clientes libres con potencia instalada menor a 30 MW se obtuvieron considerando el crecimiento de demanda asociado al percentil 75% de las proyecciones del Estudio de Previsión de Demanda mencionado anteriormente, actualizando los datos de entrada al modelo econométrico de acuerdo a la última información disponible de población, IMACEC y de facturación que posee el Coordinador. Mayores detalles respecto al modelo *top-down* de proyección de demanda pueden ser encontrados en el sitio web del Coordinador⁸.

En base a lo anterior, la estimación de crecimientos se realizó a nivel regional:

1. II – III Región: considera los consumos ubicados desde Maitencillo al norte.
2. IV Región: considera los consumos ubicados entre Los Vilos y Pan de Azúcar.
3. V Región: considera los consumos ubicados entre Quillota y Nogales.
4. VI Región: considera los consumos ubicados entre la zona de Rancagua y Tinguiririca.
5. VII Región: considera los consumos entre la zona de Itahue y Linares.
6. VIII Región: considera los consumos ubicados en la zona de Concepción, Chillán y Lota.
7. IX Región: considera los consumos ubicados entre Cautín y Tap Laja.
8. XIII Región: considera los consumos ubicados en la zona centro, entre Polpaico y Alto Jahuel.
9. X-XIV Región: considera los consumos ubicados al sur de la subestación Ciruelos.

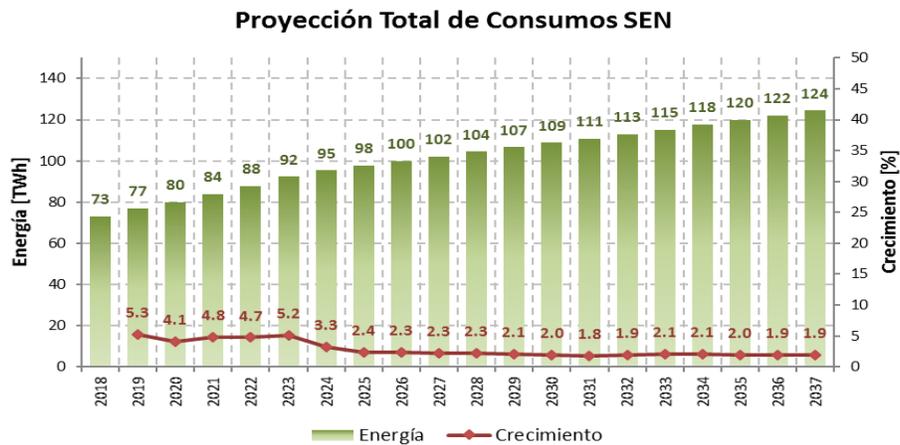
Para efectos del presente ejercicio, las tasas de crecimiento de demanda de los clientes libres cuya potencia instalada es mayor a 30 [MW] son proyectadas con una metodología diferente. En ese sentido, un segundo modelo que se utiliza para la proyección de demanda es un modelo *bottom-up*, que se basa principalmente en la realización de encuestas solamente a grandes clientes de precio libre, que en su mayoría corresponden a clientes de la industria minera, acerca de sus proyecciones de demanda eléctrica máxima y energía. En ese contexto, el Coordinador solicitó⁹ a los Grandes Clientes del Sistema Eléctrico Nacional, información relativa tanto a la proyección de sus consumos existentes como de nuevos proyectos que impliquen aumentos de demanda en el horizonte 2018 – 2037. La información entregada por estos clientes se procesa de acuerdo con la metodología descrita en el ANEXO 2 – Información de entrada de largo plazo, para obtener la proyección de demanda de Grandes Clientes.

⁸ En el siguiente link se encuentra el Estudio de Proyección de Demanda realizado el 2015 <https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2015/06/Informe-Final-Estudio-de-Previsi%C3%B3n-de-Demanda-2015.pdf>

⁹ Mediante carta DE 01451-17 del 03 de abril de 2017

En base a lo anterior y a las encuestas realizadas a los grandes clientes libres, en la Figura 3.9 se presentan las tasas de crecimiento y las energías utilizadas para la proyección de demanda del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Figura 3.9: Proyección de Demanda SEN 2018-2037.



Perfiles de demanda de clientes

Se generan perfiles típicos de demanda de potencia media horaria, de acuerdo con los tipos de clientes y de días definidos, esto es: lunes¹⁰, trabajo (martes a viernes), sábado y domingo.

Estos perfiles se determinan en base a las demandas horarias reales del año anterior, para cada mes y día tipo, por cada barra de consumo modelada y por cada tipo de cliente.

Para tener una idea, en la Tabla 3.4 se presenta el perfil de demanda para los clientes Industriales la barra Diego de Almagro 220 kV para los meses enero a marzo:

Tabla 3.4: Demanda horaria por tipo de cliente, barra, día tipo para cada mes.

INDUSTRIAL	HORA	ENERO				FEBRERO				MARZO			
		DO	LU	SA	TR	DO	LU	SA	TR	DO	LU	SA	TR
DAlmagro220	1	56.3	59.2	59.3	59.3	64.4	62.1	64.2	61.0	59.9	58.7	58.3	58.9
	2	56.1	58.3	59.0	59.3	63.3	61.2	63.4	61.5	60.2	59.2	57.1	58.4
	3	56.0	58.7	59.7	58.7	63.8	61.1	63.7	61.8	58.9	58.8	56.6	58.8
	4	54.3	59.2	59.9	58.1	62.8	61.8	63.9	63.0	58.4	58.8	55.2	58.4
	5	54.8	58.8	60.0	57.7	63.0	60.8	63.4	63.0	58.8	58.5	54.2	58.2
	6	55.5	58.4	60.1	57.4	63.7	59.3	62.8	62.7	59.0	57.8	53.7	58.3
	7	55.4	58.2	59.2	57.4	63.1	61.3	62.6	62.6	58.7	57.9	54.1	57.9
	8	56.0	58.5	58.1	57.2	60.8	60.5	62.1	61.7	59.0	56.7	54.5	57.7
	9	55.7	58.3	57.9	56.6	59.1	59.9	61.7	60.7	58.2	56.1	55.0	57.3
	10	55.3	57.0	58.0	56.9	60.5	60.9	61.4	57.7	58.1	57.4	55.1	56.8
	11	56.1	56.6	58.7	56.2	60.3	60.4	61.1	57.0	56.7	56.4	54.4	57.3
	12	54.1	57.4	58.4	54.8	58.7	61.2	60.5	56.9	54.3	56.3	52.9	56.5
	13	54.1	57.4	58.1	55.5	60.0	61.7	58.7	56.1	55.9	56.6	52.8	56.5
	14	54.7	58.0	58.6	56.5	60.3	62.1	58.9	55.2	57.4	57.6	53.9	57.0
	15	55.9	57.3	57.5	55.9	60.8	61.8	60.2	54.4	57.3	57.2	52.6	56.7
	16	55.6	56.5	58.7	55.5	61.0	60.9	60.6	54.6	56.5	57.4	51.9	56.7
	17	55.7	56.8	57.9	55.3	60.4	60.4	53.6	54.8	55.5	56.6	52.6	56.7
	18	56.5	57.5	56.8	56.2	60.6	62.5	50.3	55.6	57.1	57.6	52.7	57.0
	19	57.8	58.3	57.6	55.7	60.5	61.7	57.1	56.1	57.1	55.1	53.5	57.6
	20	57.6	57.4	56.0	56.7	60.7	62.4	59.9	57.1	56.9	57.4	55.4	56.9
	21	58.2	57.6	56.3	57.3	61.6	62.8	61.9	59.1	57.8	56.4	57.1	57.5
	22	59.6	59.5	58.2	57.9	61.7	63.8	63.2	60.5	58.1	57.3	57.7	58.9
	23	59.6	59.7	58.1	58.5	62.4	63.0	63.8	61.1	59.0	58.4	57.5	59.0
	24	59.0	60.8	58.4	58.9	63.3	62.7	64.3	62.0	59.0	59.0	58.3	59.3

¹⁰ El lunes se diferencia de los otros días de trabajo debido principalmente a la diferencia que existe en las horas de la madrugada.

A partir de estos perfiles se generan curvas de carga mensual para todo el horizonte de proyección, de acuerdo con la composición de días tipo de cada mes del horizonte. Una vez generadas, son estas curvas de carga las que se ponderan de acuerdo con las tasas de proyección de demanda para cada tipo de cliente. Por otro lado, dado que los grandes clientes libres presentan un perfil temporal de consumo que no varía mucho en el día a día, este último se obtiene considerando la proporción de energía consumida en cada mes respecto a un año completo y luego, calculando un día tipo por cada mes.

3.6 ESCENARIOS

De acuerdo con lo indicado previamente al comienzo de esta sección, para poder estudiar los efectos económicos de un eventual proceso de descarbonización es crucial determinar las obras de infraestructura necesarias para el abastecimiento futuro de la demanda, sin embargo, debido a la alta incertidumbre futura respecto de la evolución de variables que influyen en el desarrollo del sistema eléctrico, no es posible definir ni dimensionar de manera certera los futuros requerimientos de infraestructura, más aún, la incertidumbre propia respecto a la certeza y tasa de descarbonización de la matriz agregan un nivel de incertidumbre adicional. Por consiguiente, para poder afrontar de manera robusta las condiciones futuras de incertidumbre, es necesario realizar análisis prospectivos del desarrollo requerido del sistema eléctrico para distintas condiciones futuras de evolución de variables de largo plazo, con el fin de anticipar el conocimiento respecto a eventuales requerimientos futuros de infraestructura del sistema.

En base a lo expuesto anteriormente, se definió en primera instancia un escenario futuro respecto de un mecanismo que pudiese desencadenar la descarbonización de la matriz eléctrica, y en segunda instancia, distintos escenarios respecto a evolución de variables de largo plazo.

Respecto del mecanismo de descarbonización de la matriz, se consideró un mecanismo de descarbonización por vida útil, esto es, descarbonización de la matriz por cumplimiento de vida útil técnica o económica de las centrales térmicas a carbón.

Luego de haber definido dicho mecanismo de descarbonización, se consideró relevante realizar al escenario de descarbonización propuesto, sensibilidades respecto de la evolución en el largo plazo de variables que presentan gran influencia sobre el desarrollo del sistema, entre ellas:

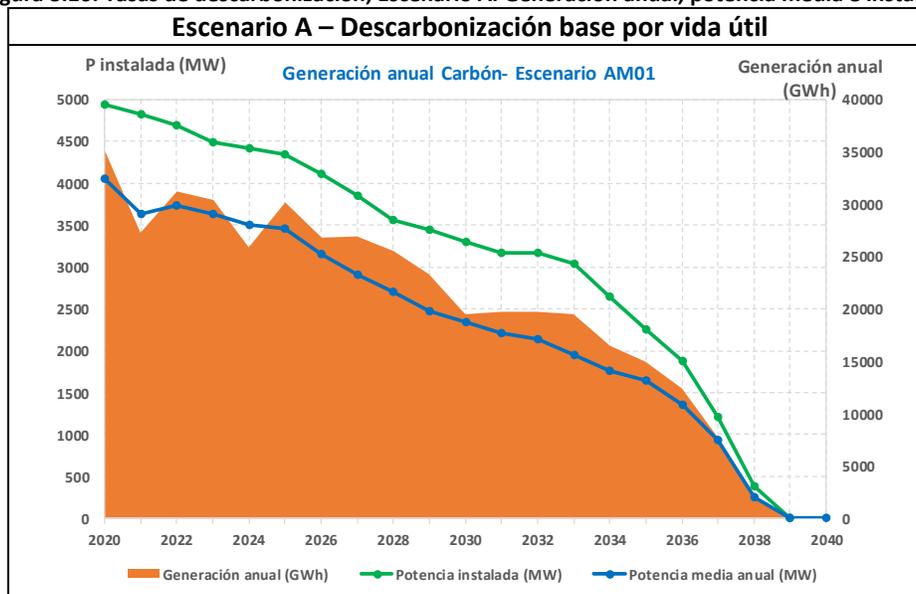
- Costos de inversión de los nuevos proyectos de inversión en generación.
- Costos de combustible de centrales térmicas.
- Oposición social a proyectos de generación específicos de determinada tecnología.
- Limitaciones técnicas en la realización de proyectos de infraestructura de generación.

A partir de todas estas variables que presentan incertidumbre y que afectan el desarrollo del sistema, se construyeron escenarios de largo plazo que permitiesen abarcar gran parte de las condiciones futuras probables, y así poder estudiar la evolución óptima de desarrollo del sistema para distintas condiciones futuras.

Para realizar lo anterior, lo primero fue crear el escenario futuro de descarbonización de la matriz eléctrica, el cual se expone a continuación:

Escenario A: Considera un cronograma de descarbonización por vida útil técnica y económica de las unidades a carbón. En específico, la vida útil técnica de las unidades a carbón se definió en 40 años de acuerdo con información estándar para este tipo de unidades, mientras que para la vida útil económica se consideró un horizonte de 25 años, considerando una evaluación estándar respecto al período de retorno de la inversión utilizados por desarrolladores de proyectos de generación. Para este escenario, el período completo de descarbonización es de 20 años, y se utiliza como criterio de desconexión el cumplimiento de la vida útil técnica de las unidades más antiguas, el cumplimiento de la vida útil económica para las unidades que entraron en servicio en los últimos 10 años, y que la descarbonización fuese realizada en orden por años de servicio siguiendo una tasa de descarbonización paulatina en el tiempo, de tal manera que la descarbonización de la matriz no implicase aumentos abruptos de los costos de desarrollo del sistema durante períodos puntuales del proceso de descarbonización. El cronograma de descarbonización de este escenario es ilustrado en la Figura 3.10.

Figura 3.10: Tasas de descarbonización, Escenario A. Generación anual, potencia media e instalada



En segundo lugar, y con el fin de estudiar los efectos que la incertidumbre de alto nivel genera sobre el desarrollo óptimo de infraestructura del sistema, se crearon sensibilidades al escenario A respecto de la evolución en el largo plazo de variables que presentan gran influencia sobre el desarrollo del sistema. Dichas sensibilidades al escenario A, representarían nuevos escenarios de largo plazo que permiten abarcar gran parte de las condiciones futuras probables, lo que permite estudiar la evolución óptima de desarrollo del sistema para distintas condiciones futuras.

Tabla 3.5: Información centrales termoeléctricas a carbón y años de desconexión Escenario de descarbonización A.

UNIDAD GENERADORA	Zona	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	COMBUSTIBLE	REGIÓN	AÑO PUESTA EN SERVICIO	AÑOS DE SERVICIO	AÑO SALIDA ESC A	AÑOS SERVICIO AL DESCONECTAR ESC A
Ventanas 1	Centro	120	Carbón	Valparaíso	1964	54	2021	57
Bocamina	Sur	130	Carbón	Biobío	1970	48	2022	52
Ventanas 2	Centro	220	Carbón	Valparaíso	1977	41	2023	46
Termoeléctrica Tocopilla - U12	Norte	87	Carbón	Antofagasta	1983	35	2024	41
Termoeléctrica Tocopilla - U13	Norte	86	Carbón	Antofagasta	1985	33	2025	40
Termoeléctrica Tocopilla - U14	Norte	136	Carbón	Antofagasta	1987	31	2026	39
Termoeléctrica Tocopilla - U15	Norte	132	Carbón	Antofagasta	1987	31	2026	39
Termoeléctrica Norgener - NTO1	Norte	140	Carbón	Antofagasta	1995	23	2027	32
Guacolda - U1	Norte	152	Carbón - Petcoke	Atacama	1995	23	2027	32
Termoeléctrica Mejillones - CTM1	Norte	160	Carbón	Antofagasta	1995	23	2028	33
Guacolda - U2	Norte	152	Carbón - Petcoke	Atacama	1996	22	2028	32
Termoeléctrica Norgener - NTO2	Norte	136	Carbón	Antofagasta	1997	21	2029	32
Termoeléctrica Mejillones - CTM2	Norte	174	Carbón	Antofagasta	1998	20	2030	32
Termoeléctrica Tarapacá	Norte	158	Carbón	Tarapacá	1999	19	2031	32
Guacolda - U3	Norte	152	Carbón - Petcoke	Atacama	2009	9	2033	24
Nueva Ventanas	Centro	272	Carbón	Valparaíso	2010	8	2034	24
Guacolda - U4	Norte	152	Carbón - Petcoke	Atacama	2010	8	2034	24
Termoeléctrica Andina	Norte	177	Carbón	Antofagasta	2011	7	2035	24
Termoeléctrica Angamos - ANG1	Norte	277	Carbón	Antofagasta	2011	7	2035	24
Termoeléctrica Angamos - ANG2	Norte	281	Carbón	Antofagasta	2011	7	2036	25
Termoeléctrica Hornitos	Norte	178	Carbón	Antofagasta	2011	7	2036	25
Santa María	Sur	370	Carbón	Biobío	2012	6	2037	25
Bocamina II	Sur	350	Carbón	Biobío	2012	6	2037	25
Campiche	Centro	272	Carbón	Valparaíso	2013	5	2038	25
Guacolda - U5	Norte	152	Carbón - Petcoke	Atacama	2015	3	2038	23
Cochrane - CCH1	Norte	275	Carbón	Antofagasta	2016	2	2038	22
Cochrane - CCH2	Norte	275	Carbón	Antofagasta	2016	2	2038	22
Infraestructura Energética Mejillones	Norte	375	Carbón	Antofagasta	2018	0	2039	21

En base a lo anterior, el escenario de descarbonización planteado, junto con los nuevos escenarios que representan variaciones al escenario A, se presentan en detalle en la Tabla 3.6. En dicha tabla se presenta una lista de las diferencias de proyecciones utilizadas entre uno y otro escenario para efectos de realizar el análisis de los efectos económicos del proceso de descarbonización.

A partir de estos escenarios de evolución de variables de largo plazo ilustrados en la Tabla 3.6, se realizaron las optimizaciones de desarrollo del sistema haciendo uso de la metodología planteada en la sección 3.2, las cuales permitieron obtener los planes de obra óptima de infraestructura generación.

Tabla 3.6: Escenarios considerados para estudio prospectivo de impactos de la descarbonización

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

Ref.: Referencial

Finalmente, se debe destacar que los supuestos de los escenarios elaborados por el Coordinador consideran todos los supuestos bases considerados en la PELP respecto a proyecciones de variables de largo plazo, y sólo se diferencian en la información de entrada de largo plazo referente a la demanda energética y los precios de combustibles, que tal como se indicó en la sección 3.5, fueron elaborados internamente por el Coordinador, y obtenidos de las proyecciones realizadas por la CNE respectivamente.

4 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

4.1 RESUMEN

En esta sección se presentan los planes de obra resultantes por escenario de las Etapas I y II de optimización del proceso de planificación de inversiones ilustrado en la Figura 3.3 de la sección 3.2. En resumen, se presentará la siguiente información:

- ✓ Resultados de la Etapa I de optimización para los distintos escenarios indicados en la sección 3.6, esto es, los resultados de la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión para los distintos escenarios.
- ✓ Resultados de la Etapa II de optimización para los distintos escenarios indicados en la sección 3.6, esto es, los resultados de la optimización de inversiones de generación considerando restricciones operativas de corto plazo.
- ✓ Comparación de resultados de las Etapas I y II de optimización para identificar el efecto que el sistema de transmisión y/o las restricciones operativas tienen sobre los planes de obra de generación. Adicionalmente, se revisarán los resultados de la Etapa II considerando dos niveles de incorporación de las restricciones operativas en el problema de optimización, con el fin de verificar el impacto de los requerimientos de flexibilidad sobre los niveles óptimos de inserción de ERV.
- ✓ Plan de obras resultante para simulaciones de la operación de largo plazo, los cuales serán utilizados para los estudios de operación y seguridad del SEN.

4.2 SIGLAS ESCENARIOS UTILIZADOS

Con el fin de compactar información al momento de presentar resultados en gráficos se utilizaron siglas en el formato que se explica a continuación, no obstante, en cada caso presentado se explicará al escenario que se refieren los resultados.

Salidas Etapa I Optimización – Modelo LT1

Se utilizarán siglas del tipo **AM01a**, donde la primera letra, en este caso **A**, representa el escenario de descarbonización futuro presentado en la sección 3.6 (A), la **M** se refiere a multinodal por tratarse de las salidas de la Etapa I de optimización, el número **01** representa el escenario futuro de proyecciones de los 6 presentados en la sección 3.6 (01, 02,...06), y la letra **a** final representa que se trata de un caso con descarbonización, mientras que la letra **b** representa un caso que no considera un cronograma de descarbonización.

Salidas Etapa II Optimización – Modelo LT2

Se utilizarán siglas del tipo **A01a**, donde la primera letra, en este caso **A**, representa el escenario de descarbonización futuro presentado en la sección 3.6 (A), el número **01** representa el escenario futuro de proyecciones de los 6 presentados en la sección 3.6 (01, 02,...06), y la letra **a** final representa que se trata de un caso con descarbonización, mientras que la letra **b** representa un caso que no considera un

cronograma de descarbonización. Adicionalmente las letras **c** y **d** final representan casos sin restricciones operativas, para las condiciones con y sin descarbonización respectivamente.

4.3 RESULTADOS ESCENARIO A1

4.3.1 ETAPA I –OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN

Los resultados obtenidos de la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión para el escenario A1 ilustrado en la sección 3.6 se presentan en la Figura 4.1 y esquemáticamente en las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**. Estos resultados representan las condiciones óptimas de expansión de la red y el parque generador para las proyecciones del escenario A1 para dos condiciones, una que considera el cronograma de descarbonización base por vida útil del escenario A, y otra que no considera un cronograma de salida de centrales a carbón, denominados casos a y b respectivamente (AM01a y AM01b).

De los resultados presentados en la Figura 4.1 se puede observar que la tecnología de expansión predominante en ambas condiciones de descarbonización corresponde a la tecnología solar, alcanzando montos de inversión similares para esta tecnología, entre los 11.000 y 12.000 [MW] al año 2040 para los casos a y b respectivamente. No obstante, a contar del año 2030 se observa una marcada inserción de tecnología solar CSP para el caso que considera salida de centrales a carbón, con respecto al caso sin descarbonización. Lo anterior, debido a la necesidad de suplir la energía de base provista por centrales carboneras, a través de tecnologías sustitutas. Dicha base en este escenario es provista a través de centrales CSP capaces de proveer energía base en forma independiente, no obstante, de los resultados del plan de obras es posible observar que dicho aporte también puede ser provisto en parte por una combinación entre tecnologías ERV solar, eólica, y almacenamiento en base a bombeo hidráulico.

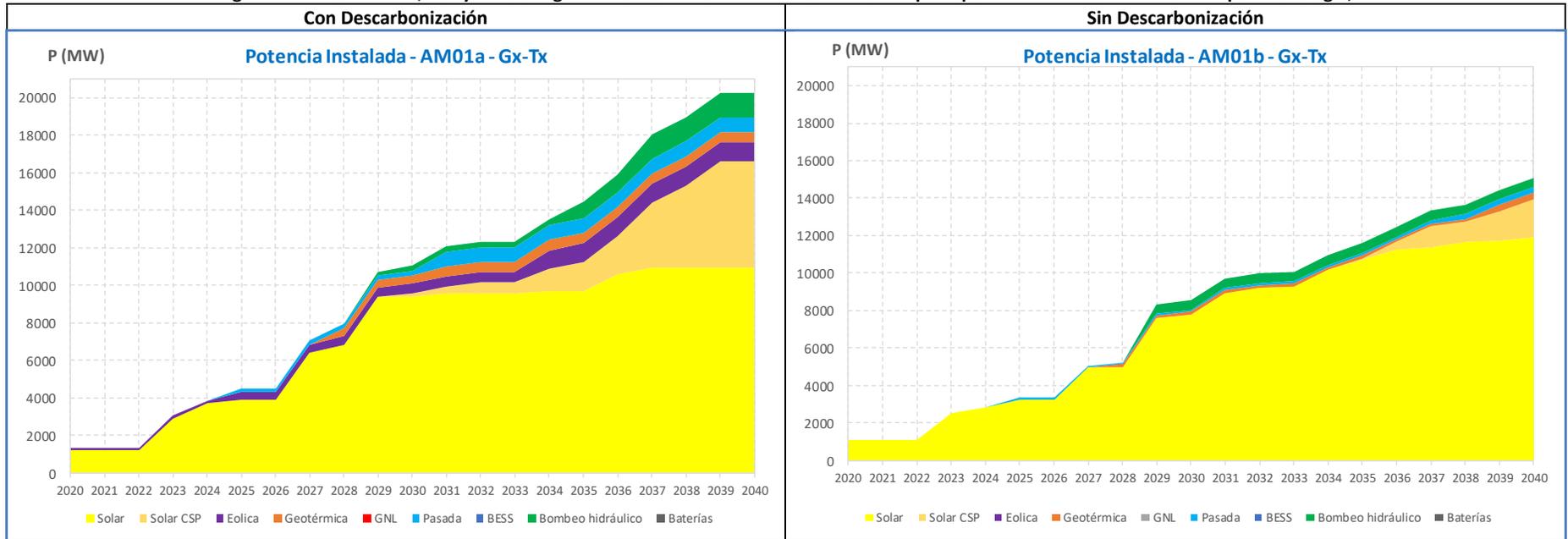
Se puede observar también que, para este escenario, parte de la energía de base sustituta puede ser provista de manera competitiva por centrales en base a geotermia e hidráulica de pasada, las cuales alcanzan inversiones por montos cercanos a los 500 y 800 MW respectivamente.

En términos generales, para este escenario, se observan diferencias cercanas a 5000 [MW] de nueva potencia instalada para suplir el cronograma de descarbonización completo al año 2040, con respecto al caso sin descarbonización, lo que es equivalente a la potencia instalada total del parque generador en base a carbón. Dicha sustitución uno a uno en términos de potencia es evidente en este escenario, por disponer mayoritariamente de un sustituto de base, como lo sería el caso de la tecnología CSP¹¹, no obstante, dicha sustitución uno a uno no es equivalente en todos los escenarios, considerando que en otros escenarios la energía de base es sustituida por combinaciones de tecnologías ERV y almacenamientos, o tecnologías ERV y centrales que operan predominantemente en condición de ciclaje (gas natural o GNL).

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

¹¹ Se consideró la tecnología CSP como central de base como una simplificación conservadora, considerando que esta fuese su modo de operación óptimo, no obstante, sus beneficios podrían aumentar en condiciones en que su modo de operación se optimice para el SEN.

Figura 4.1: Escenario A1, con y sin cronograma de descarbonización. Resultados Etapa I optimización. Potencia instalada por tecnología,



	Tipo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Con Descarbonización	Eólica	150	150	150	150	150	450	450	450	450	450	500	500	500	500	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
	Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	450	450	450	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550
	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pasada	0	0	0	0	0	134	134	234	234	234	234	784	784	784	784	784	784	784	815	815	815	815
	Solar	1200	1200	1200	2900	3700	3900	3900	6400	6850	9400	9400	9550	9600	9600	9700	9700	10600	10950	10950	10950	10950	10950
	Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	400	600	600	1170	1555	2045	3460	4360	5660	5660	5660
	BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bombeo hidráulico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	300	300	300	300	300	900	900	1300	1300	1300	1300	1300
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sin Descarbonización	Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	350	350
	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pasada	0	0	0	0	0	91	91	91	91	91	91	134	134	134	134	134	134	184	265	265	265	265
	Solar	1100	1100	1100	2500	2800	3250	3250	4950	5000	7600	7800	8950	9200	9300	10150	10700	11250	11400	11650	11750	11900	11900
	Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	400	1085	1085	1555	2055	2055
	BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bombeo hidráulico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Se debe destacar, que se ha supuesto que las centrales existentes en base a gas natural o GNL están diseñadas para efectuar ciclaje diariamente, lo que debe ser validado con los propietarios de dichos ciclos combinados.

En términos de costo de desarrollo, los resultados de este escenario se explican a través de los costos de inversión utilizados como proyecciones de largo plazo para este escenario. Estos costos de desarrollo se presentan de manera resumida en la Tabla 4.1, donde la estimación de dichos costos consideró una tasa de retorno de un 10%, una vida útil económica de 25 años y un costo de operación y mantenimiento equivalente al 2% de la inversión para las centrales. Adicionalmente se consideró que el costo de transporte adicional para una línea de transmisión de 2000 [MW] entre el norte y centro del sistema equivale a 1300 [MMUSD], y el costo de combustible GNL promedio de largo plazo en 10 [USD/MMBTU].

Tabla 4.1: Costos de desarrollo escenario A1

ID	Tecnología	Tipo	Costo de inversión medio horizonte 2030-2040 [MUSD/MW]	Factor de planta medio (%)	Costo de Operación o Compra [USD/MWh]	Costo de desarrollo medio inversión [USD/MWh]	Recargo costos adicionales de inversión en transmisión [USD/MWh]	Costo de desarrollo [USD/MWh]
1	Solar Norte	Variable	780	33	<2	35	27.0	62
2	Solar Centro	Variable	897	20	<2	67	0.0	67
3	Eólica sin Tx adicional	Variable	1692	35	<2	72	0.0	72
4	Eólica con Tx. adicional	Variable	1692	35	<2	72	13.4	85
5	CSP Norte	Base	3816	83	<2	68	8.9	77
6	Geotermia	Base	5507	95	<2	86	0.0	86
7	GNL	Base	1150	65	70	26	0.0	96
8	Bombeo hidráulico (*)	Base	1750	50	25-70	52	0.0	85-145
9	Hidro pasada	Base	3250	50-70	<2	80	0.0	69-97
10	Mix base renovable, Solar x3 + Bombeo x2	Base	5840	100	0	87	8.9	96

(*) Se considera bombeo hidráulico con rendimiento mecánico de un 75% entre carga y descarga.

A partir de las estimaciones presentadas en la Tabla 4.1, es posible verificar que las tecnologías renovables variables solar es la que dispone de menor costo de desarrollo, pero requiere de centrales de energía de base complementarias para operar, por lo que su desarrollo se ve limitado a partir de cierto nivel de inserción, que corresponde al momento en que los niveles de complementariedad de generación del SEN han sido agotados por la inserción de este recurso, y se requiere la entrada de nuevas tecnologías de base.

Luego las tecnologías de energía de base de menor costo de desarrollo para el escenario proyectado corresponderían a las centrales CSP y luego geotermia. Si bien la tecnología CSP dispone de menor costo de desarrollo que la geotermia, ésta requiere de nuevos desarrollos de transmisión que no son continuos en el tiempo, por lo que la localización de algunos desarrollos en base a geotermia beneficiaría la inserción de este recurso, por encontrarse en algunas condiciones localizados más próximos a la demanda.

Adicionalmente, se puede observar que la explotación de ERV eólica en zonas que se requiere de nueva inversión en infraestructura de transmisión, tiene menores beneficios que el desarrollo de las tecnologías de base, y es más conveniente su desarrollo haciendo uso de infraestructura de transmisión ya existente. Por su parte, la inserción de centrales hidráulicas de pasada tiene costos medios de desarrollos variables, siendo las más eficientes las que serían más competitivas respecto de los desarrollos CSP, no obstante, las menos eficientes no competirían con los desarrollos CSP en este escenario de proyección de costos de inversión.

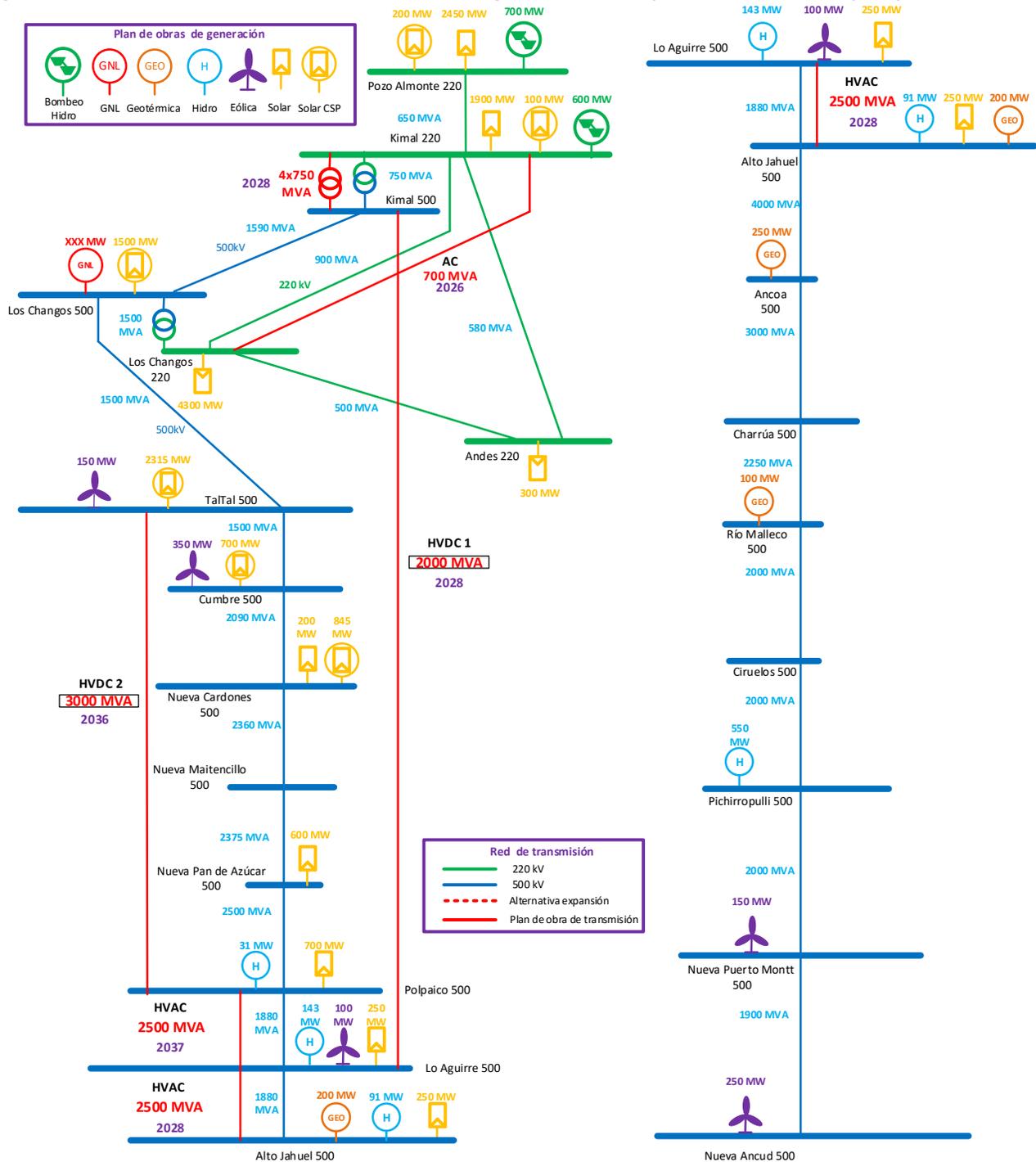
Por otra parte, se puede observar que los costos de desarrollo de bombeo hidráulico haciendo uso de los costos de energía proyectados de compra oscilando entre 25 y 70 [USD/MWh] implican que su costo de desarrollo puede ser competitivo con el proyectado para centrales gas natural o GNL y CSP para este escenario. Lo anterior explica sus niveles de inserción en el escenario proyectado, donde una vez que se genera el desarrollo de centrales solares, luego el reemplazante natural de base serían las centrales CSP con sus correspondientes desarrollos de transmisión, y luego una vez agotado los niveles de potencia máxima de los enlaces de transmisión, las centrales de bombeo hidráulico entregan el beneficio adicional de optimizar el uso del sistema de transmisión, haciendo la carga de energía solar a menor costo y justificando económicamente su inserción.

Adicionalmente, si se considera como desarrollo de generación de base un mix renovable solar con bombeo hidráulico, el costo de desarrollo de energía de base para esta combinación alcanzaría un valor cercano a los 95 [USD/MWh] para este escenario de proyección de costos de inversión de largo plazo, el cual sería competitivo con centrales de energía de base que utilizan combustible GNL, en la medida que el precio del combustible ronde los 10 [USD/MMBTU]. No obstante, dicho nivel de costo de desarrollo no es competitivo con los proyectados para la tecnología CSP en este escenario de expansión.

Todas las conclusiones anteriores respecto de los resultados del modelo de optimización de inversiones presentados en la Figura 4.1 pueden explicarse de manera satisfactoria a través de las estimaciones de costo estimados de desarrollo presentados en la Tabla 4.1, lo que permite verificar la utilidad del modelo LT1 cómo una herramienta de cálculo más sofisticada de los requerimientos óptimos de expansión del sistema para distintas condiciones de evolución de variables de largo plazo de alta incertidumbre. Más aún, los resultados y estimaciones de costos de desarrollo permiten verificar una alta competencia entre las distintas tecnologías sustitutas, para lo cual la estimación de los desarrollos eficientes del sistema en términos de la totalidad de sus costos de operación e inversión no es trivial, lo que ratifica la necesidad del uso de este tipo de herramientas para la identificación de desarrollos prospectivos eficientes del sistema.

Finalmente, de los resultados presentados en las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se puede concluir que en ambas condiciones, con y sin descarbonización, se identificó la conveniencia del desarrollo de un enlace HVDC de 2.000 [MW] entre las zonas norte y centro del país, eso es, una Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre/Polpaico, diferenciándose en su fecha de puesta en servicio, 2028 y 2031 respectivamente. Si bien en el caso con descarbonización se identificó la necesidad de un segundo enlace entre S/E Nueva Taltal (Parinas) y Polpaico de 3.000 [MW] en el año 2036, esta condición no es contradictoria con la recomendación de expansión emitida por el Coordinador en su revisión anual de expansión del sistema de transmisión emitida en Enero del año 2018, ya que dicha propuesta considera la construcción de una línea HVDC entre S/E Kimal y Lo Aguirre de +/- 600 kV y 3.000 [MW] por polo (6.000 MW nominal), pero con una primera etapa que considera construcción de convertoras con tecnología para el transporte de 2000 [MW] en las subestaciones Kimal y Lo Aguirre respectivamente. No obstante, la segunda línea identificada para el escenario de descarbonización representaría una ampliación a este proyecto, equivalente a la adición de una nueva estación convertora en S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre haciendo uso de tecnología VSC, considerando la capacidad disponible de la línea y la factibilidad hoy comprobada de disponer de enlaces híbridos que combinen las tecnologías LCC (2 terminales) y VSC.

Figura 4.2: Resultados Escenario A1-Con descarbonización. Diagrama unilineal simplificado utilizado en Etapa I optimización.

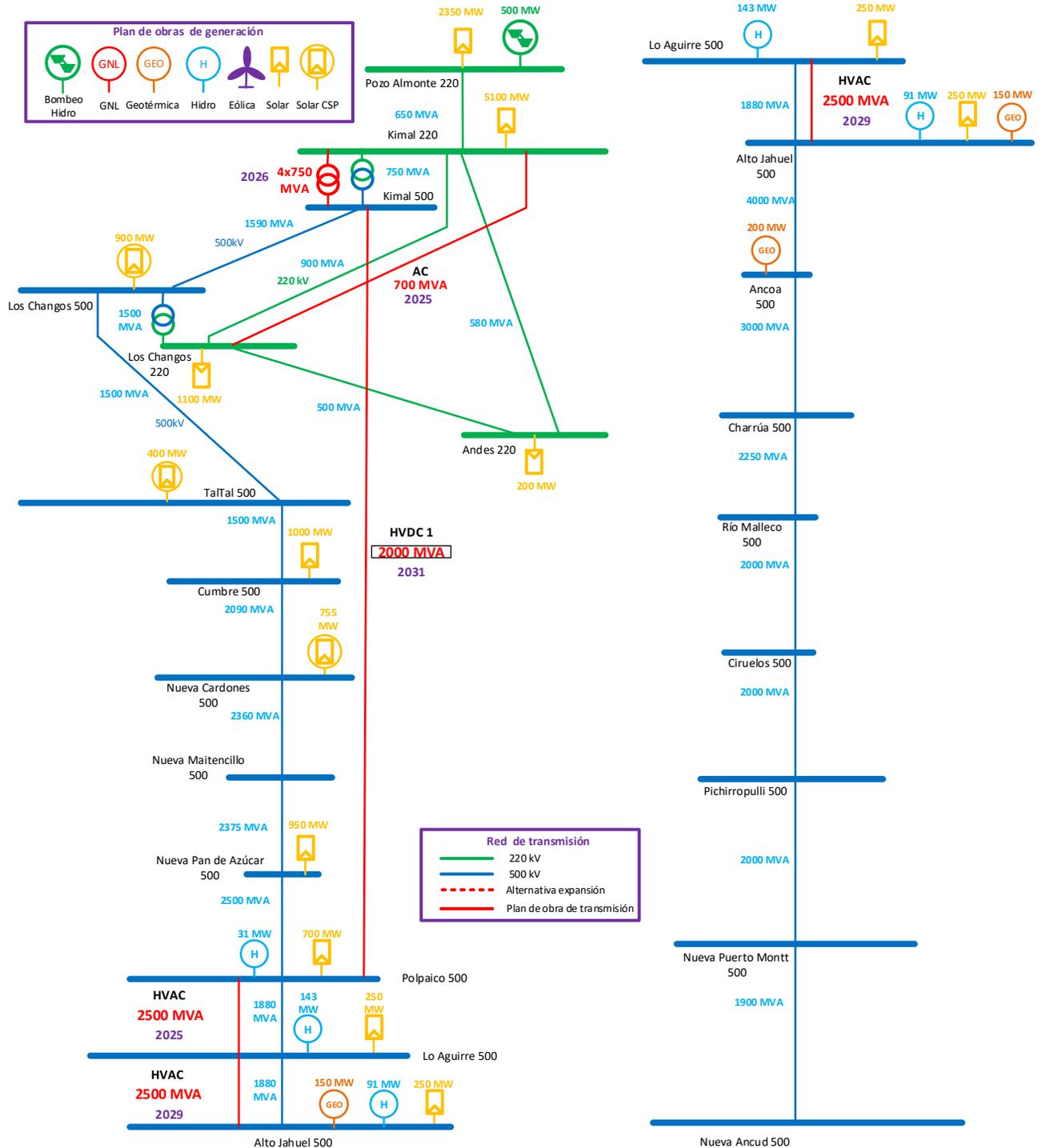


Por último, se observa que a pesar de que el desarrollo de la ERV solar en la zona norte del país, requiere del desarrollo de obras de infraestructura de transmisión de gran envergadura, los costos de inversión en tecnologías ERV solar han alcanzado costos para que sea la alternativa más barata de desarrollo del parque generador, aun incluyendo los costos asociados al transporte de energía hacia los centros de consumo. Lo

anterior se puede ver a partir de las estimaciones de costo de desarrollo presentados en la Tabla 4.1, donde se observa que los costos adicionales de transporte que deben incurrir dichos desarrollos son compensados por sus mayores factores de planta con respecto a centrales de la misma tecnología desarrolladas en zonas de menor potencial de este recurso. Adicionalmente, los mayores costos asociados a terrenos en las zonas más próximas a los consumos incrementan los costos de desarrollo de estas tecnologías en dichas zonas, disminuyendo su competitividad respecto a los desarrollos en la zona norte. Por otra parte, el desarrollo a menor escala de dicha tecnología a través de generación distribuida trae consigo mayores costos de inversión asociados a las diseconomías de escala. Si bien el desarrollo de la generación distribuida en base a tecnologías renovables podría en un futuro representar una alternativa de desarrollo del sistema eléctrico, dicha condición no sería extrapolable al mediano plazo, donde el desarrollo de infraestructura de transmisión desde la zona norte al centro del SEN representaría actualmente la alternativa de desarrollo más eficaz para el sistema, y su conveniencia se incrementa y adelanta ante un eventual proceso de descarbonización, ya que esta permite el desarrollo a gran escala de la energía solar en las zonas de mayor potencial del país.

Cabe destacar que en el modelo de red reducida no se representan las obras de transmisión de menor envergadura, sea nacional o zonal, que podrían ser necesarias para que los recursos ERV solares tengan acceso a la red de transmisión existente, ni tampoco se representan ampliaciones en líneas de menor distancia que fuesen requeridas para el propósito de inserción de ERV.

Figura 4.3: Resultados Escenario A1-Sin descarbonización. Diagrama unilineal simplificado utilizado en Etapa I optimización



4.3.2 ETAPA II – OPTIMIZACIÓN INVERSIONES DE GENERACIÓN CON RESTRICCIONES OPERATIVAS.

En esta sección se presentan los resultados para el Escenario A1, asociados a la etapa II de optimización, en la cual se realiza la optimización de inversiones de generación considerando restricciones operativas de corto plazo. En términos globales, las restricciones generales operativas de corto plazo incorporadas al modelo optimización de inversiones en generación fueron las presentadas en la sección 3.4, y corresponden a las siguientes:

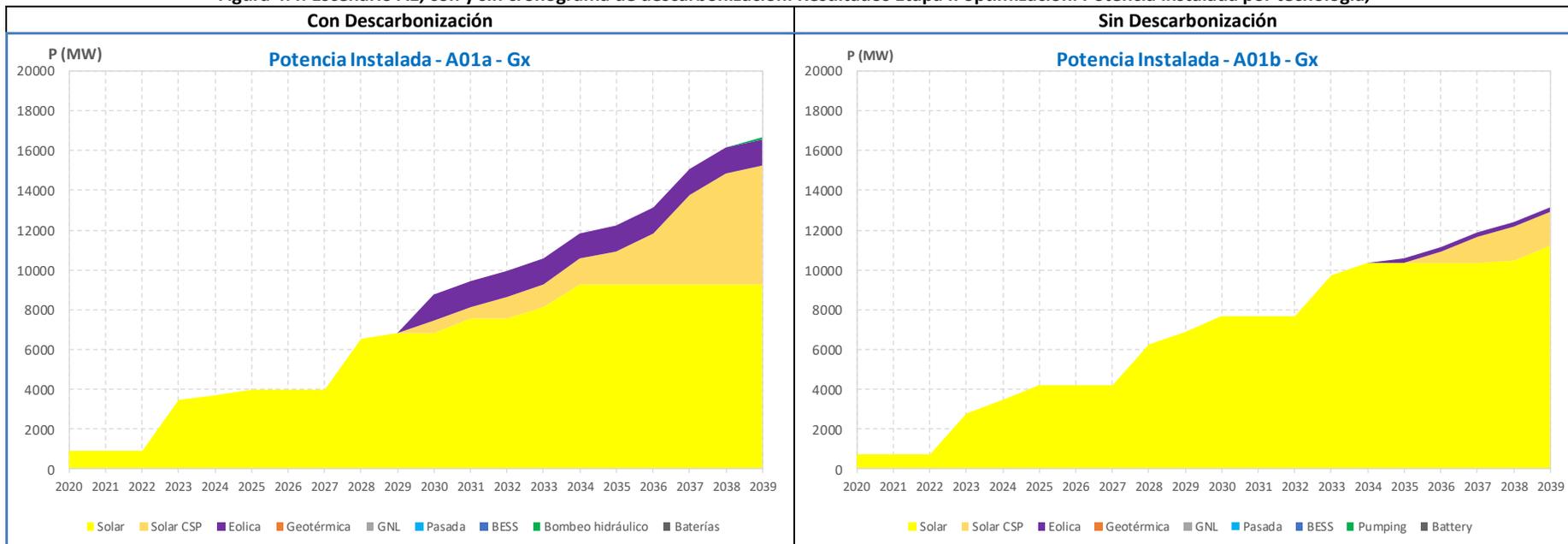
- Restricciones dinámicas asociadas al control secundario de frecuencia.
 - Restricción linealizada de los requerimientos de inercia mínima del sistema en función de la velocidad de respuesta del CPF (restricciones acopladas).
 - Requerimientos dinámicos de CPF.
 - Requerimientos dinámicos de CSF.
 - Requerimientos dinámicos de Rampa
- Mínimos técnicos.
- Tiempos mínimos de operación de unidades térmicas.
- Costos de encendido de centrales con alto ciclaje.

Estas restricciones permiten dar cuenta de eventuales requerimientos de flexibilidad que podrían modificar los planes de inversión óptimos del parque generador, en términos de lograr satisfacer los mismos requerimientos energéticos de potencia y energía, pero haciendo uso de un parque generador más flexible. Tal cómo se indicó en la sección 3.4, con el fin de hacer práctica la implementación de este modelo, en términos de tiempos de convergencia, fue necesario configurar las optimizaciones en modo uninodal, esto es, despreciando los efectos de costos del sistema de transmisión el cual fue medido a través de la Etapa I de optimización.

Los resultados obtenidos de la optimización de inversiones de generación para el escenario A1 ilustrado en la sección 3.6 se presentan en la Figura 4.4. Estos resultados representan las condiciones óptimas de expansión del parque generador para las proyecciones del escenario A1 para dos condiciones, una que considera el cronograma de descarbonización base por vida útil del escenario A, y otra que no considera un cronograma de salida de centrales a carbón, denominados casos a y b respectivamente (A01a y A01b).

De los resultados obtenidos, se pueden observar resultados similares respecto a los planes óptimos de generación obtenidos en la optimización generación-transmisión, respecto de los obtenidos en la optimización de generación con restricciones operativas. En cuanto a las diferencias para los casos con y sin descarbonización, se observan diferencias entre la potencia instalada de los casos con y sin descarbonización cercana a los 4000 [MW], inferior a las diferencias obtenidas en el caso multinodal (5.000 [MW]), lo que se debe en primer lugar a las pérdidas del sistema de transmisión y en segundo lugar al tipo de generación sustituta. Respecto a este último punto, en el caso multinodal para la condición con descarbonización parte de los sustitutos adicionales estaba dado por generación a bombeo y solar, los cuales requieren en su conjunto potencia instalada superior a la potencia media de base que son capaces de aportar al sistema.

Figura 4.4: Escenario A1, con y sin cronograma de descarbonización. Resultados Etapa II optimización. Potencia instalada por tecnología,



ID	Tipo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	
Con Descarbonización	Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	
	Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Solar	900	900	900	3450	3700	4000	4000	4000	6550	6800	6850	7550	7550	8150	9250	9250	9250	9250	9250	9250	9250
	Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	1100	1100	1300	1695	2585	4510	5610	6010
	BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bombeo hidráulico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sin Descarbonización	Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	250	250	250	250	250
	Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Solar	750	750	750	2800	3450	4200	4200	4200	6250	6900	7650	7650	7650	9700	10350	10350	10350	10350	10450	11200	11200
	Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	570	1315	1715	1715	1715
	BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bombeo hidráulico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

4.3.3 COMPARACIÓN PLANES ETAPAS I-II Y EFECTO RESTRICCIONES OPERATIVAS

Tal como se presentó en la sección 3.2 y esquemáticamente en la Figura 3.2, el objetivo de realizar la Etapa II de optimización, es que los resultados de esta etapa permitan entregar señales para adaptar los planes de generación obtenidos en la Etapa I de optimización. En términos prácticos, los planes de obras resultantes de la optimización conjunta generación-transmisión (Etapa I de optimización), representan el plan de obras referencial, el cual sólo será corregido a partir de los resultados de la Etapa II de optimización en caso de que fuese necesario reemplazar el plan de generación resultante por planes sustitutos con los mismos niveles de potencia y energía, pero diferentes atributos de flexibilidad.

Para poder realizar lo anterior, como primer paso es necesario identificar las diferencias entre las salidas de la etapa I y II, por lo cual en la Figura 4.4 se presenta una comparación de las salidas de estas etapas para las condiciones con y sin descarbonización.

A partir de los resultados de las comparaciones presentadas en la Figura 4.4 es posible identificar diferencias en los planes de expansión obtenidos con los modelos LT1 y LT2, las cuales deben ser interpretadas de manera adecuada para corregir en la dirección correcta los planes de obra de generación resultantes del modelo de optimización conjunta generación-transmisión.

En cuanto a las diferencias en los montos totales de potencia neta instalada, estas pueden explicarse por las pérdidas del sistema de transmisión no incluidas en la Etapa II y por el tipo de generación sustituta, la cual se ve afectada por los costos del sistema de transmisión. Respecto a este último punto, en el caso multinodal para la condición con plan de descarbonización parte de los sustitutos adicionales estaba dado por generación a bombeo y solar, los cuales requieren en su conjunto potencia instalada superior a la potencia media de base que son capaces de aportar al sistema.

A pesar de que las diferencias en los montos totales de los planes se pueden explicar a través de los dos conceptos explicados previamente, no es posible explicar de manera certera las diferencias en los montos de inversión individuales de las distintas tecnologías para las etapas I y II de optimización, ya que estas pueden atribuirse tanto a los costos del sistema de transmisión, cómo a los costos incurridos por concepto de flexibilidad del parque para satisfacer los requerimientos operativos.

En base a lo anterior, para poder identificar de una mejor manera si los efectos de las diferencias individuales de potencia instalada de las tecnologías se debe a los requerimientos de flexibilidad, es necesario realizar un paso adicional, que consiste en realizar la Etapa II de optimización sin considerar restricciones operativas, y de esta forma comparar los resultados con y sin restricciones operativas para el mismo modelo (Modelo LT2), con el fin de ver el efecto de éstas sobre el plan de expansión. En este contexto, los resultados de las optimizaciones de la Etapa II sin considerar restricciones operativas se presentan de manera comparativa en la Figura 4.6, donde el detalle de las restricciones operativas que fueron excluidas para los distintos casos simulados se presenta en la Tabla 4.2.

De los resultados obtenidos de las simulaciones del Modelo LT2 (Figura 4.6) sin restricciones operativas, se puede observar por simple inspección que hay diferencias en los niveles de inserción de ERV solar entre la condición con y sin restricciones operativas, siendo superiores para las condiciones que no consideran restricciones operativas.

Figura 4.5: Escenario A1. Comparación de resultados Etapa I y Etapa II de optimización. Potencia instalada por tecnología.

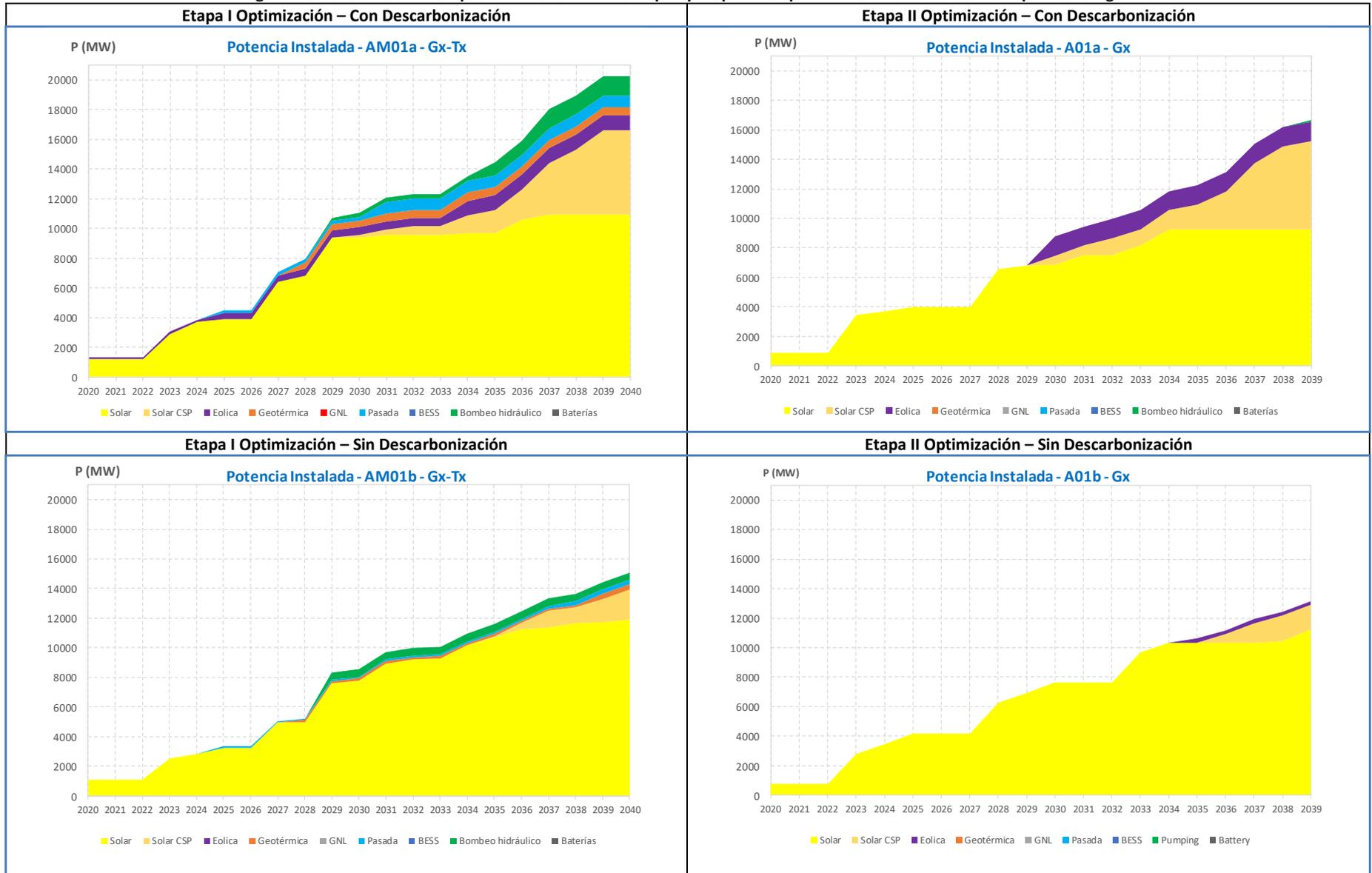


Figura 4.6: Escenario A1. Comparación de resultados Etapa II de optimización con y sin restricciones operativas. Potencia instalada por tecnología.

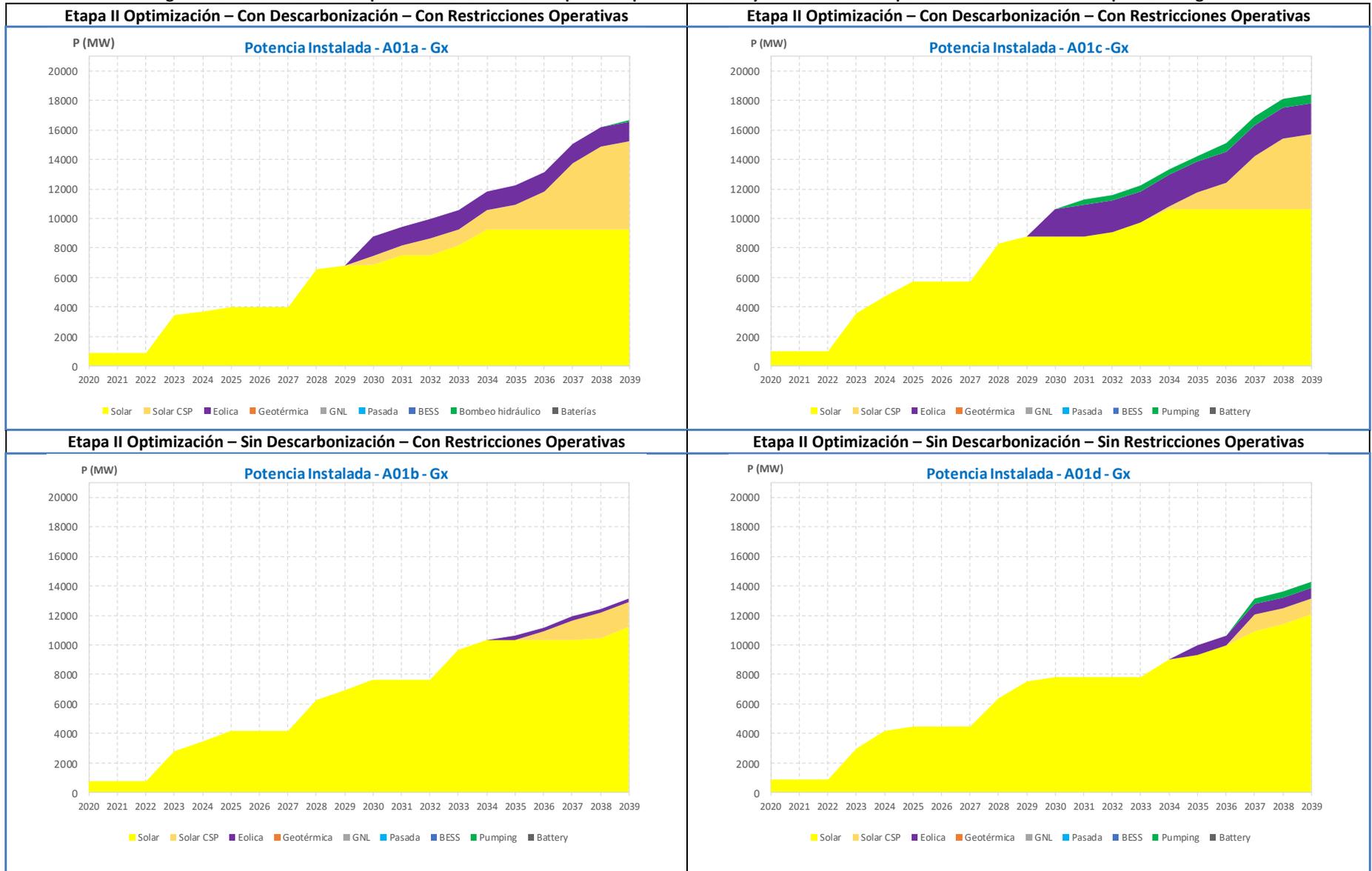


Tabla 4.2: Nivel de incorporación de restricciones operativas y de alternativas de inversión en recursos para proveer flexibilidad. Distintos casos simulados Etapa II de optimización.

Casos simulados					
Id	Consideraciones en modelo de optimización de inversiones con restricciones operativas	Con Descarbonización		Sin Descarbonización	
		Caso a	Caso c	Caso b	Caso d
1	Mínimos técnicos.	Si	Si	Si	Si
2	Tiempos mínimos de operación de unidades térmicas.	Si	Si	Si	Si
3	Costos de encendido de centrales con alto ciclaje.	Si	Si	Si	Si
4	Restricción de inercia mínima fija para zona norte del SEN.	Si	No	Si	No
5	Restricción dinámica de inercia mínima en función de velocidad del CPF para el SEN completo.	Si	No	Si	No
6	Requerimientos dinámicos de CPF.	Si	No	Si	No
7	Requerimientos dinámicos de CSF.	Si	No	Si	No
8	Requerimientos dinámicos de Rampa.	Si	No	Si	No
9	Alternativas de inversión en recursos para proveer flexibilidad 1: Unidades con alta tasa de toma de carga para CSF.	Si	Si	Si	Si
10	Alternativas de inversión en recursos para proveer flexibilidad 2: Almacenamientos para soporte al CSF, Almacenamientos en base a baterías para soporte al CPF y disminución de inercia mínima.	Si	Si	Si	Si

Se debe destacar que para ilustrar de mejor manera las comparaciones de resultados de la Etapa II de optimización presentadas en la Figura 4.6, es necesario presentar gráficamente las diferencias entre los niveles de inversión separadamente para cada tecnología, en base a lo anterior, dichas diferencias se presentan en las Figura 4.7 y Figura 4.8.

A partir de los resultados presentados en la Figura 4.7, que corresponden al caso que considera el cronograma de descarbonización, es posible distinguir que la incorporación de restricciones operativas asociadas al control de frecuencia afecta los niveles óptimos de inversión de las tecnologías solar y eólica a consecuencia de su variabilidad, la cual se traduce en un aumento de los requerimientos de reservas asociados al control de frecuencia. Es posible observar una diferencia estimada de 2.000 y 1.000 [MW] menos de inversión óptima para las tecnologías solar y eólica, mientras que esta es reemplazada en este escenario por centrales de base de tecnología CSP, con una diferencia estimada de 1.000 [MW] más de inversión en esta tecnología con respecto al caso que no considera restricciones operativas. Por su parte, el nivel de inversión en bombeo hidráulico aumenta en el caso sin restricciones operativas a consecuencia de su complementariedad con el mayor nivel de inserción solar.

Resultados similares se evidencian para la condición que no considera descarbonización de la matriz (Figura 4.8), en cuanto a los niveles máximos de inserción de ERV y los niveles máximos de inserción de tecnología de base CSP, no obstante, se evidencia que dichas diferencias son menores a las evidenciadas para el caso con descarbonización, lo que permite concluir preliminarmente que el efecto de las restricciones operativas asociadas al control de frecuencia sobre los planes de obra óptimos de generación se incrementaría para un escenario de descarbonización. Lo anterior permite evidenciar la relevancia de diseñar un sistema de tarificación adecuado para los requerimientos de flexibilidad del sistema, de tal manera que este represente una señal eficiente y efectiva para el desarrollo de oferta que permita garantizar los niveles de seguridad del sistema.

Figura 4.7: Escenario A1. Comparación de resultados potencia instalada Etapa II de optimización con y sin restricciones operativas. Casos CON descarbonización A01a y A01c.

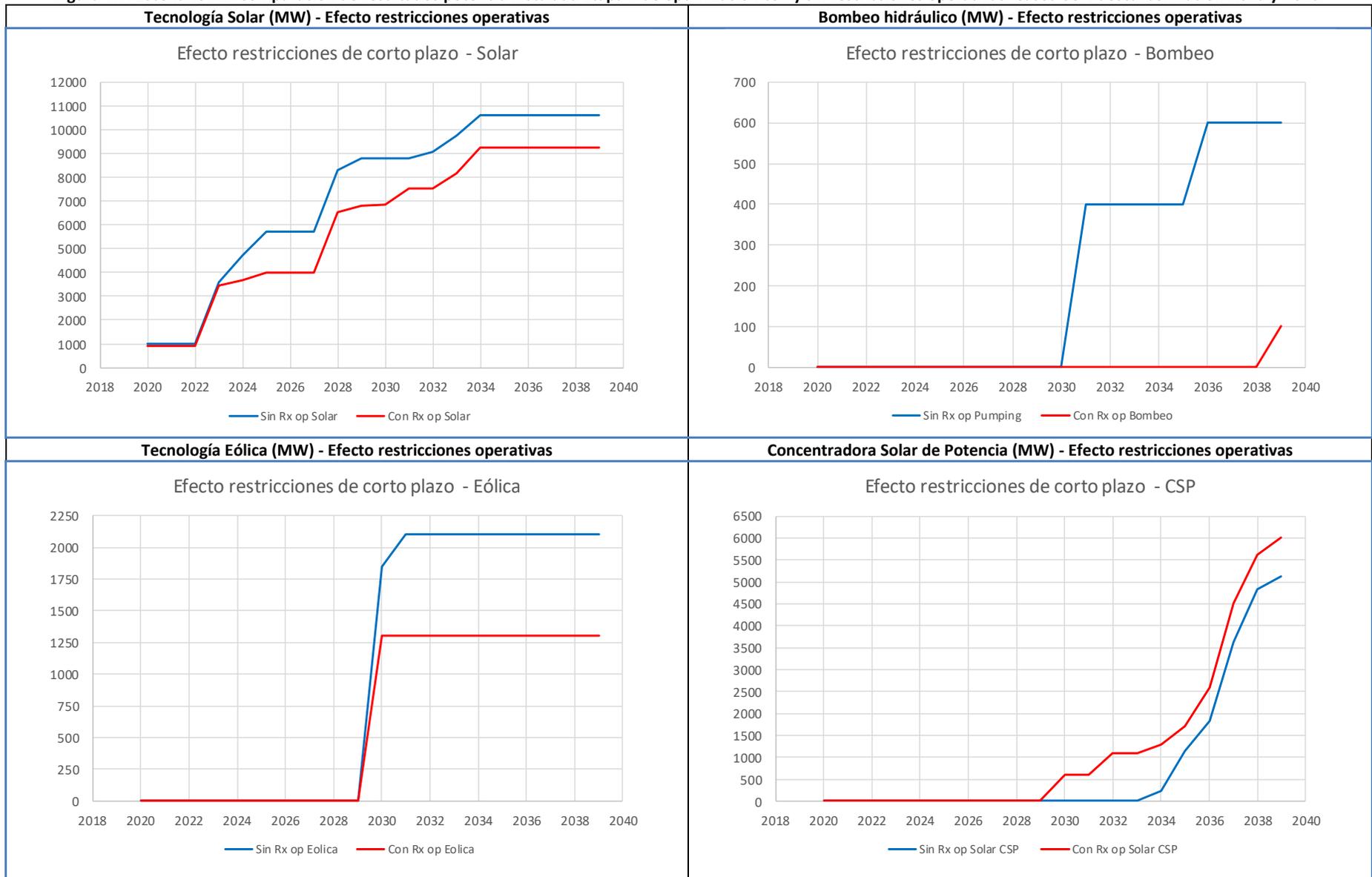
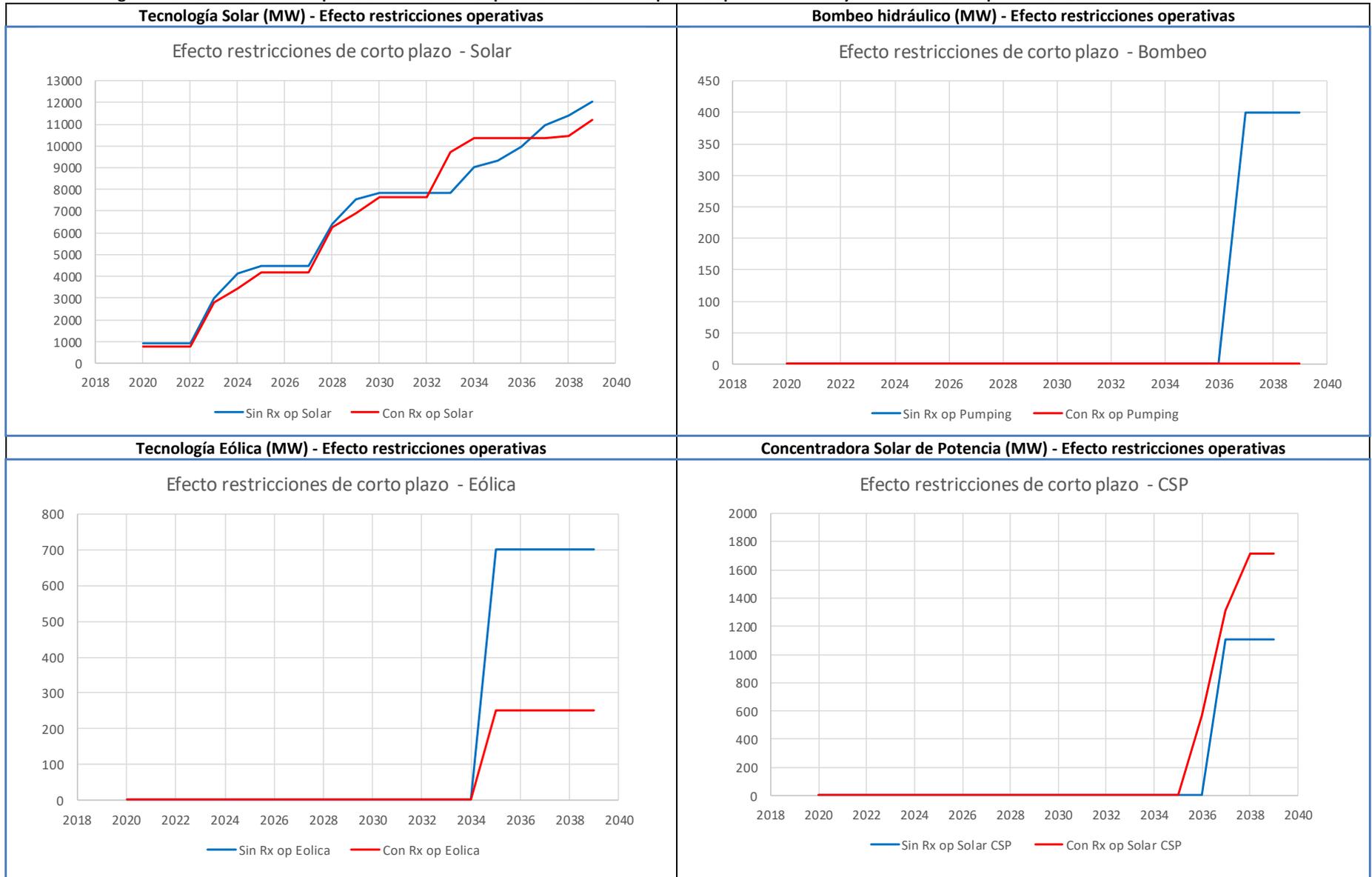


Figura 4.8: Escenario A1. Comparación de resultados potencia instalada Etapa II de optimización con y sin restricciones operativas. Casos SIN descarbonización.



4.3.4 ADAPTACIÓN PLANES DE OBRAS ETAPA I

De acuerdo a lo indicado en la sección 4.3.3, el aumento de los requerimientos de reserva para control de frecuencia asociados al aumento de los niveles de ERV, afectan en alguna medida los niveles máximos de su inserción óptima, bajo lo cual es necesario adaptar los niveles de penetración óptimos de ERV identificados a través de la optimización de inversiones generación-transmisión (Etapa I). Sin embargo, se debe destacar que dicho impacto sobre los niveles máximos de penetración de ERV anual no superan el 20% para este escenario, ya que los costos de desarrollo más bajos asociados a esta tecnología tienen un impacto mayor sobre las decisiones óptimas de inversión que el impacto asociado a sus requerimientos intrínsecos de mayores niveles de flexibilidad.

Considerando que el impacto de los requerimientos de flexibilidad tendría un peso acotado sobre las decisiones óptimas de inversión, y que la localización óptima de recursos está definida por el modelo de optimización conjunta generación-transmisión, se definió conveniente adaptar las salidas del modelo LT1 (Etapa I) de acuerdo a señales de inversión extraídas de las salidas del modelo LT2 (Etapa II) y no a la inversa, considerándose más relevante para el desarrollo de los planes de generación los costos asociados a requerimientos de infraestructura de transmisión.

En base a lo anterior, en las Figura 4.9 y Figura 4.10 se presenta una comparación de las salidas de los procesos de optimización I y II, para los casos con y sin descarbonización, donde las curvas azules representan las salidas de la Etapa I de optimización (Multinodal), mientras que las rojas representan las salidas de la Etapa II de optimización (Uninodal con restricciones operativas). Dichas comparaciones para cada tipo de tecnología permiten identificar las diferencias entre las salidas de ambos modelos, y ver el efecto que los requerimientos de flexibilidad tienen sobre la inserción óptima de ERV.

A partir de las comparaciones presentadas en la Figura 4.9 para el caso con descarbonización, se consideró necesario adaptar los planes resultantes del modelo LT1, de tal manera de disponer de un plan que recoja los conceptos de flexibilidad y localización para la definición de planes de obra óptimos. Considerando que para esta condición los niveles de inserción de ERV solar son menores para el modelo LT2, se decidió realizar un desfase de entre 3 y 4 años a las centrales solares resultantes del modelo LT1, bajo lo cual los niveles de inserción final considerada como resultado de este escenario A1 con descarbonización son los presentados en la curva verde (A1a). Luego para el caso de las centrales a bombeo hidráulico, considerando que estas permiten dar complementariedad de energía con la inserción ERV solar, optimizar el uso del sistema de transmisión mejorando su factor de carga y prestar servicios complementarios de reservas e inercia, no fue evidente disminuir directamente los niveles óptimos de su inserción identificados en el modelo LT1, por lo que sólo se consideró desfasar la entrada de los bombeos hidráulicos identificados, al igual que lo fue el caso de la inserción ERV solar. En cuanto a la inserción de ERV eólica, se mantuvieron los montos de inserción identificados en el modelo LT1 ya que, de acuerdo a los resultados obtenidos, el costo de transmisión fue más restrictivo para efectos de su inserción que sus costos asociados a flexibilidad. Por último, para el caso de la tecnología CSP, por tratarse de tecnología de base identificada y que permite proveer servicios complementarios de inercia y reservas, se consideró necesario utilizar los niveles de inserción identificados en el modelo LT2, por lo que las salidas del modelo LT1 se ajustaron para hacer calzar los montos totales de inversión anual correspondiente a la tecnología CSP. Los montos de inserción de cada tecnología para los planes de obra del escenario A1, a utilizar en las etapas posteriores de operación económica y estudios eléctricos corresponde a las curvas verdes (Plan A1a).

Figura 4.9: Escenario A1. Comparación de resultados potencia instalada Etapas I-Multinodal y Etapa II-Uninodal de optimización. Casos CON descarbonización AM01a y A01a.

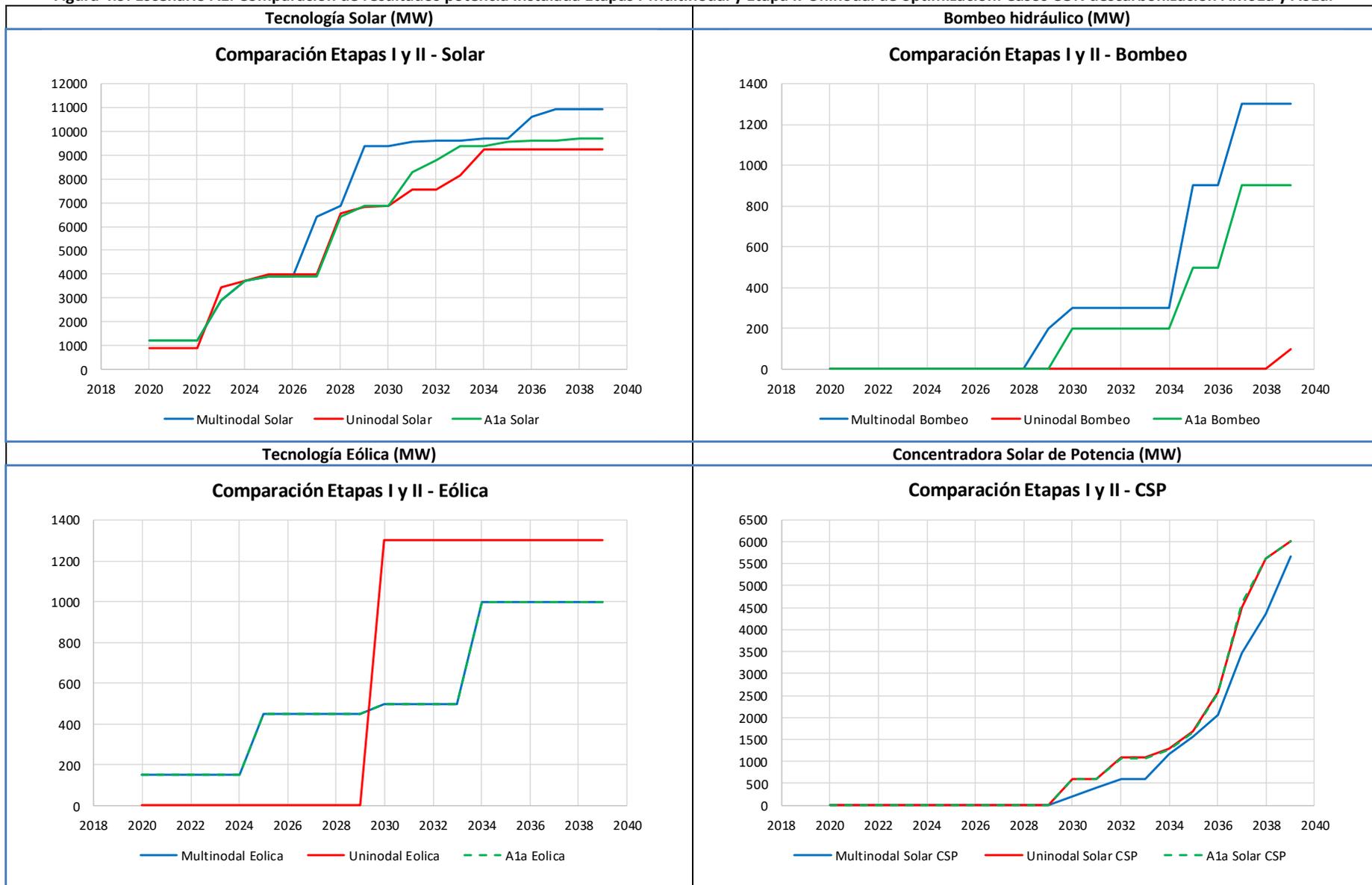
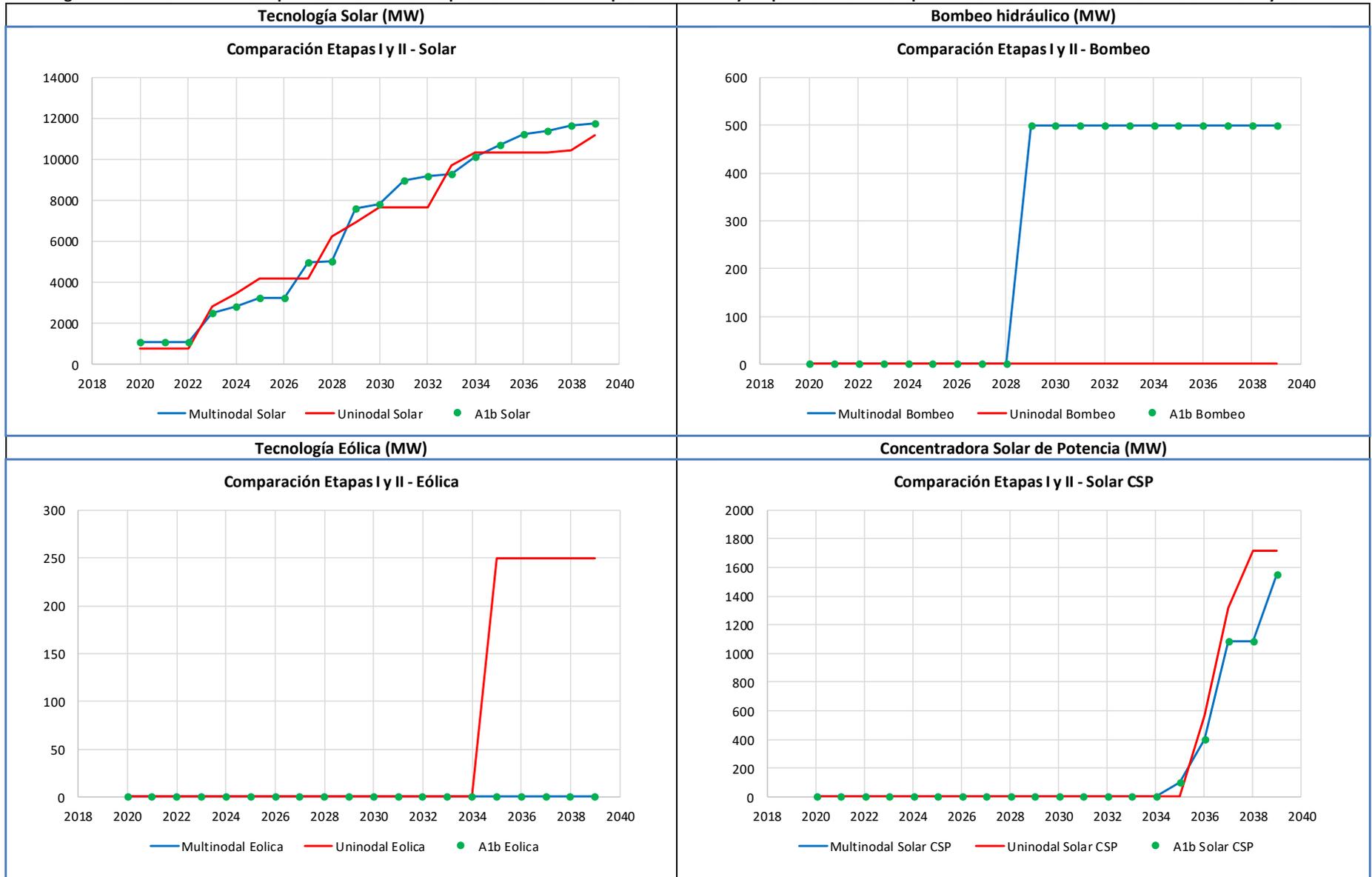


Figura 4.10: Escenario A1. Comparación de resultados potencia instalada Etapas I-Multinodal y Etapa II-Uninodal de optimización. Casos SIN descarbonización AM01b y A01b.



Finalmente, en la Figura 4.10 se presentan las comparaciones de las salidas del modelo LT1 y LT2 para el caso sin descarbonización (AM01b Y A01b), donde es posible observar que las diferencias en los montos de participación de ERV solar y eólica para ambos modelos no son relevantes en términos de los niveles máximos de potencia, ya que dichas diferencias no superan el 5% de los montos totales de inserción de ERV solar más eólica. Por su parte, se observó que no hubo grandes diferencias en los montos de inversión identificados en ambos modelos para la tecnología CSP de base. Lo anterior es consistente con las conclusiones identificadas en la sección 4.3.3, referente al impacto de las restricciones operativas sobre la definición de planes óptimos para el escenario A1, donde se evidenció que para el caso sin descarbonización el efecto de dichas restricciones era menos relevante. Por consiguiente, para el caso sin descarbonización correspondiente al escenario A1 se consideró adecuado mantener los planes de obra resultantes del modelo LT1 sin adaptaciones a través de señales obtenidas del modelo LT2.

Por último, se debe destacar que los planes finales resultantes, no necesariamente representarán de manera exacta los planes óptimos futuros de expansión para las condiciones futuras proyectadas, ya que cómo se indicó en la sección 3.2, para lo anterior se requeriría de evolución en los modelos de optimización para hacer práctica la solución completa de este tipo de problemas. No obstante, los planes resultantes tienen una alta componente de optimización que combina los conceptos de flexibilidad del sistema y localización de recursos de generación, y por consiguiente estos representan una referencia adecuada para realizar análisis de impactos y de seguridad operativa del sistema.

4.3.5 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN RESULTANTES

Los planes de obra de generación resultantes como salida combinada de los modelos LT1 y LT2 que serán utilizados en las etapas posteriores de operación económica y estudios eléctricos corresponden a los presentados en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: 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 ¹²	NO
A1c	Base A1	SI	NO	SI 2 años
A1d	Base A1	NO	NO	SI 2 años

Al respecto, en la sección 4.3.4 se presentó parte de la información de estos planes de obra de generación resultante para el escenario A1, tanto para los casos con y sin descarbonización, los cuales corresponden a los planes A1a y A1b respectivamente. Dicha información fue presentada en las Figura 4.9 y Figura 4.10, y corresponde a los montos totales de inversión de las tecnologías para los planes de obra de generación resultantes. Por su parte, los casos A1c y A1d corresponden a las salidas directas del modelo LT1 para los casos con y sin descarbonización (AM01a y AM01b), pero considerando un atraso de inversiones de 2 años para hacer más críticas las condiciones a analizar en términos de operación económica y seguridad del sistema. La utilización directa de las salidas del modelo LT1, representaría una condición algo más exigente para el sistema, ya que estas salidas no tienen consideradas en su concepción los requerimientos asociados

¹² 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 impacto que las restricciones operativas generaron sobre los planes de obra para este caso.

a flexibilidad operativa, por lo que la construcción de estos dos escenarios adicionales tiene como fin analizar los impactos sobre la operación y seguridad del sistema ante estas condiciones menos favorables.

Más información referente a los planes de obra de generación resultantes utilizados se presentan en el ANEXO 4 – Detalle Resultados Planes de Obras.

4.4 RESULTADOS ESCENARIO A2

Considerando que la interpretación de resultados y utilización de las salidas de los modelos LT1 y LT2 para el escenario A2 siguen los mismos criterios que para el escenario A1, los resultados para el escenario A2 se presentarán de manera más resumida, haciendo referencia sólo a diferencias observadas respecto al escenario base A1, con el fin de no ahondar en descripciones que ya fueron realizadas al momento de describir y explicar los resultados de planes de obra correspondientes al escenario A1.

4.4.1 ETAPA I –OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN

Los resultados obtenidos de la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión para el escenario A2 ilustrado en la sección 3.6, se presentan en la Figura 4.11 y esquemáticamente en las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. y ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Estos resultados representan las condiciones óptimas de expansión de la red y el parque generador para las proyecciones del escenario A2, para las condiciones con y sin descarbonización por vida útil del escenario A, denominados AM02a y AM02b respectivamente.

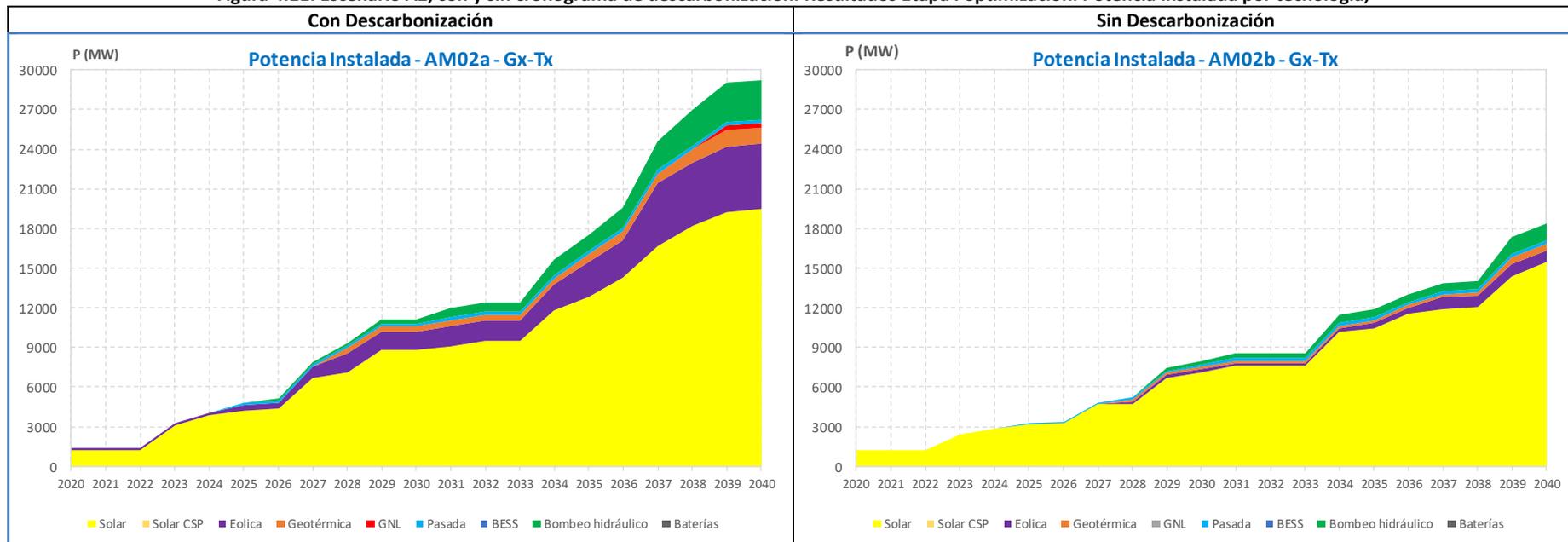
Las principales diferencias de este escenario con respecto al escenario A1, dicen relación con el costo de inversión proyectado para la tecnología CSP, donde para este escenario se utilizaron las proyecciones de costos altos de la PELP para esta tecnología. Dicha sensibilidad sobre el costo de inversión de la tecnología CSP incrementa su costo de desarrollo por sobre las otras tecnologías disponibles, lo cual se puede visualizar en la tabla de costos de desarrollo estimados presentada en la Tabla 4.4. A partir de la información de dichos costos de desarrollo, es posible verificar que las tecnologías de base que en este escenario competirían en términos de sus costos corresponderían a la geotermia, gas natural o GNL, una operación combinada entre ERV solar-eólica y Bombeo hidráulico.

De los resultados presentados en la Figura 4.11 se puede observar que la tecnología de expansión predominante en ambos escenarios de descarbonización corresponde a la tecnología solar, alcanzando montos de inversión entre los 15.500 y 19.500 [MW] al año 2040 para los casos a y b respectivamente. No obstante, a contar del año 2030 se observa una marcada participación adicional de centrales solares, eólicas, geotermia y bombeo hidráulico para el caso que considera salida de centrales a carbón, con respecto al caso sin descarbonización. Lo anterior, al igual que para el escenario A1, debido a la necesidad de suplir la energía de base provista por centrales carboneras, a través de tecnologías sustitutas. Tal como se indicó previamente, dicha base en este escenario es provista a través de centrales geotérmicas, y operación combinada de centrales solares, eólicas y almacenamiento en base bombeo hidráulico capaces de proveer energía base en forma independiente, lo cual puede explicarse a través de los costos de desarrollo proyectados para este escenario presentados en la Tabla 4.4.

En términos generales, para este escenario, se observan diferencias mayores en la potencia máxima instalada entre los casos con y sin descarbonización, alcanzando montos cercanos a los 11000 [MW] de nueva potencia instalada para suplir el cronograma de descarbonización completo al año 2040, lo que en términos de potencia máxima es superior a la potencia instalada total del parque generador en base a carbón a sustituir, pero similar en términos de potencia efectiva aportada. Tal como se explicó previamente, dicha sustitución en términos de potencia máxima no sería uno a uno para este escenario, ya que la energía de base es sustituida por combinaciones de tecnologías ERV y almacenamientos, o

tecnologías ERV y centrales que operan predominantemente en condición de ciclaje (gas natural o GNL), lo que reduce su nivel de potencia efectivo para operar en condición de energía de base.

Figura 4.11: Escenario A2, con y sin cronograma de descarbonización. Resultados Etapa I optimización. Potencia instalada por tecnología,



ID	Tipo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Con Descarbonización	Eólica	150	150	150	150	150	450	450	850	1400	1400	1400	1500	1500	1500	1950	2650	2850	4800	4800	4950	4950	
	Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	450	450	450	450	450	450	450	590	670	720	1015	1229	1229	
	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	350	
	Pasada	0	0	0	0	0	134	134	134	134	134	134	234	234	265	265	265	265	265	265	265	265	265
	Solar	1200	1200	1200	3100	3850	4200	4350	6700	7150	8800	8800	9100	9500	9500	11800	12850	14250	16650	18200	19250	19450	
	Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bombeo hidráulico	0	0	0	0	0	0	200	200	200	300	300	700	700	700	1200	1200	1500	2200	2700	3000	3000	
	Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sin Descarbonización	Eólica	0	0	0	0	0	0	0	50	200	200	200	200	200	200	200	450	450	900	900	900	900	
	Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	250	500	500	
	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Pasada	0	0	0	0	0	91	91	91	91	91	134	234	234	234	234	234	234	234	265	265	265	
	Solar	1200	1200	1200	2450	2850	3200	3250	4700	4700	6700	7150	7600	7600	7600	10200	10400	11550	11900	12050	14400	15450	
	Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Bombeo hidráulico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	600	600	600	600	600	1300	1300	
	Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Se debe destacar, que los costos de desarrollo estimado de las tecnologías presentados en la Tabla 4.4 utilizan los mismos supuestos que los presentados para el escenario A1, esto es, una tasa de retorno de inversiones de un 10%, una vida útil económica de 25 años y un costo de operación y mantenimiento equivalente al 2% de la inversión para las centrales. Adicionalmente se consideró que el costo de transporte adicional para una línea de transmisión de 2000 [MW] entre el norte y centro del sistema equivale a 1300 [MMUSD], y el costo de combustible gas natural o GNL promedio de largo plazo en 10 [USD/MMBTU]

Tabla 4.4: Costos de desarrollo escenario A2

ID	Tecnología	Tipo	Costo de inversión medio horizonte 2030-2040 [MUSD/MW]	Factor de planta medio (%)	Costo de Operación o Compra [USD/MWh]	Costo de desarrollo medio inversión [USD/MWh]	Recargo costos adicionales de inversión en transmisión [USD/MWh]	Costo de desarrollo [USD/MWh]
1	Solar Norte	Variable	780	33	<2	35	27.0	62
2	Solar Centro	Variable	897	20	<2	67	0.0	67
3	Eólica sin Tx adicional	Variable	1692	35	<2	72	0.0	72
4	Eólica con Tx adicional	Variable	1692	35	<2	72	13.4	85
5	CSP Norte	Base	5511	83	<2	99	8.9	108
6	Geotermia	Base	5507	95	<2	86	0.0	86
7	GNL	Base	1150	65	70	26	0.0	96
8	Bombeo hidráulico (*)	Base	1750	50	25-70	52	0.0	85-145
9	Hidro pasada	Base	3250	50-70	<2	80	0.0	69-97
10	Mix base renovable, Solar x3 + Bombeo x2	Base	5840	100	0	87	8.9	96

(*) Se considera bombeo hidráulico con rendimiento mecánico de un 75% entre carga y descarga

Finalmente, de los resultados presentados en las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se puede concluir que al igual que en el escenario A1, tanto para la condición con y sin descarbonización se identificó la conveniencia del desarrollo de un enlace HVDC de 2.000 [MW] entre las zonas norte y centro del país, eso es, una Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, diferenciándose en su fecha de puesta en servicio, 2032 y 2034 respectivamente. Si bien en el caso con descarbonización se identificó la necesidad de un segundo enlace entre S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre de .3000 [MW] en el año 2035, al igual que cómo se indicó para el escenario A1, esta condición no es contradictoria con la recomendación de expansión emitida por el Coordinador en su revisión anual de expansión del sistema de transmisión emitida en Enero del año 2018, ya que dicha propuesta considera la construcción de una línea HVDC entre S/E Kimal y Lo Aguirre de +/- 600 kV y 3.000 [MW] por polo (6.000 MW nominal), con una primera etapa que considera construcción de convertoras con tecnología para el transporte de 2.000 [MW] en las subestaciones Kimal y Lo Aguirre respectivamente. No obstante, la segunda línea identificada para el escenario de descarbonización representaría una ampliación a este proyecto, equivalente a la adición de una nueva estación convertora en S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre haciendo uso de tecnología VSC, considerando la capacidad disponible de la línea y la factibilidad hoy comprobada de disponer de enlaces híbridos que combinen las tecnologías LCC (2 terminales) y VSC.

Se debe destacar que al igual que para el escenario A1, para este escenario se observa un alto desarrollo de ERV solar en la zona norte del país, a pesar de que esta requiere del desarrollo de obras de infraestructura de transmisión de gran envergadura, ya que los costos de inversión en tecnologías ERV solar han alcanzado niveles suficientes para que aun incluyendo los costos asociados al transporte de energía, esta tecnología represente la alternativa más eficiente de desarrollo del parque generador.

Figura 4.12: Resultados Escenario A2-Con descarbonización. Diagrama unilineal simplificado utilizado en Etapa I optimización.

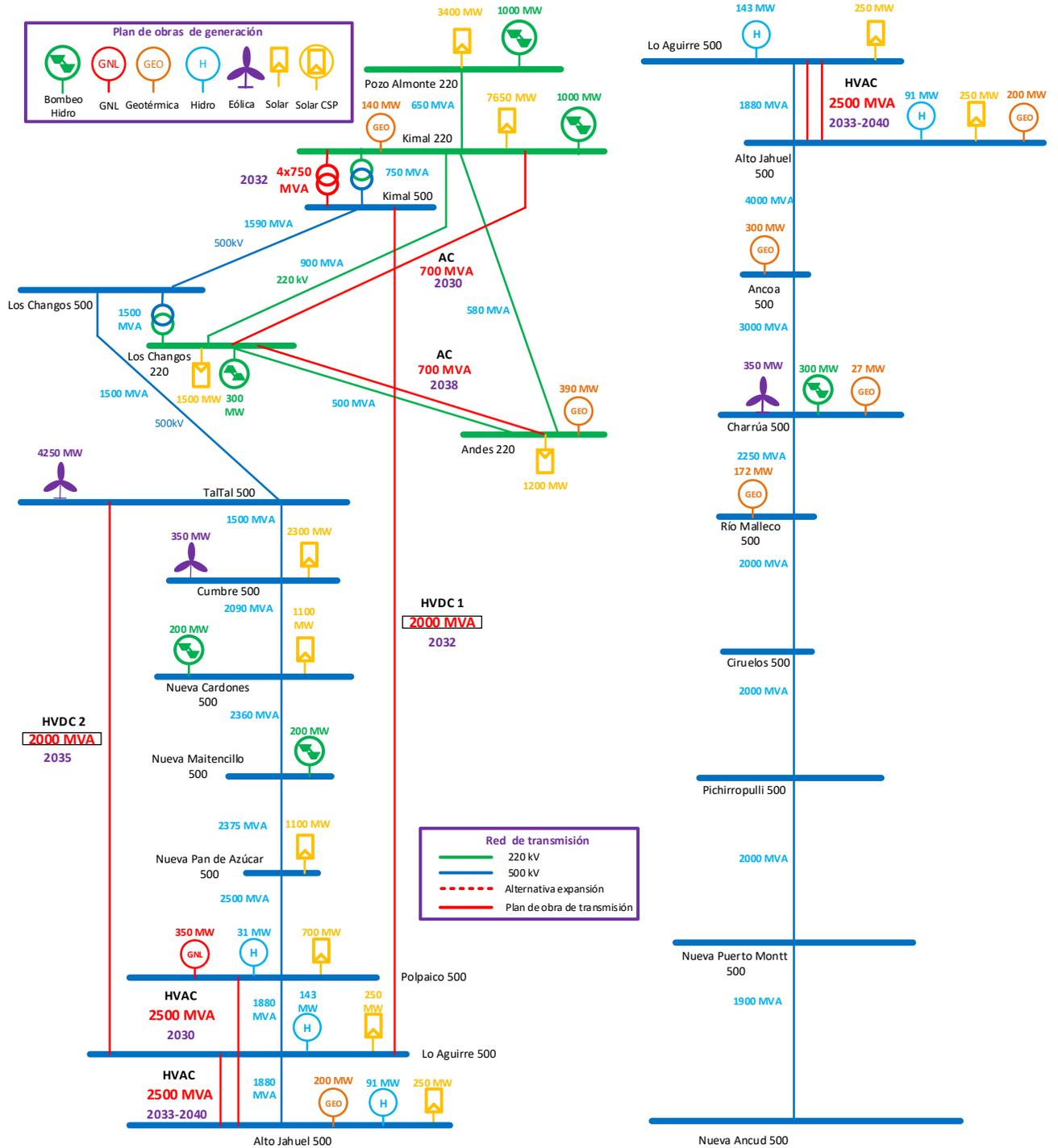
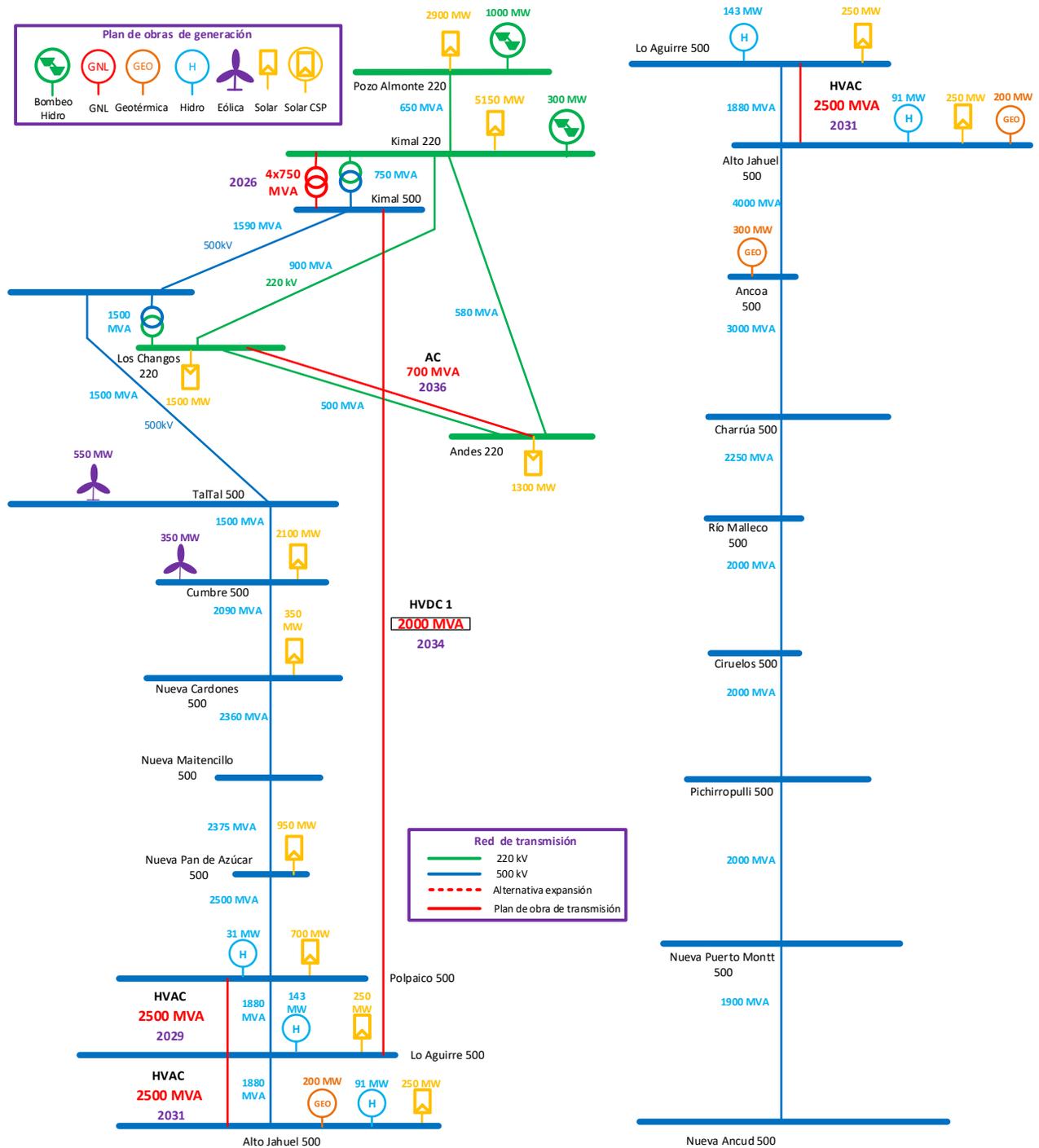


Figura 4.13: Resultados Escenario A2-Sin descarbonización. Diagrama unilineal simplificado utilizado en Etapa I optimización



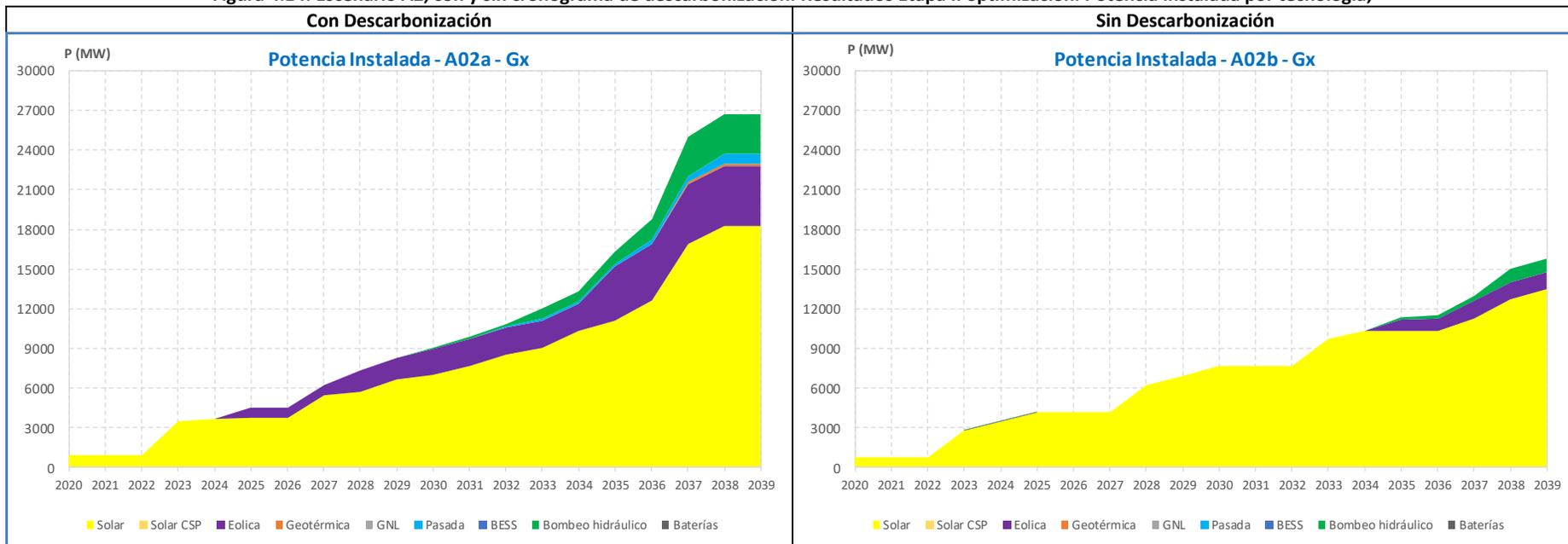
4.4.2 ETAPA II – OPTIMIZACIÓN INVERSIONES DE GENERACIÓN CON RESTRICCIONES OPERATIVAS.

En esta sección se presentan los resultados para el Escenario A2, asociados a la etapa II de optimización, en la cual se realiza la optimización de inversiones de generación considerando las restricciones operativas de corto plazo ilustradas en la sección 4.3.2.

Los resultados obtenidos de la optimización de inversiones de generación para el escenario A2 ilustrado en la sección 3.6 se presentan en la Figura 4.14. Estos resultados representan las condiciones óptimas de expansión del parque generador para las proyecciones del escenario A2, para las condiciones con y sin descarbonización por vida útil del escenario A, denominados A02a y A02b respectivamente.

De los resultados obtenidos, se pueden observar resultados similares respecto a los planes óptimos de generación obtenidos en la optimización generación-transmisión, respecto de los obtenidos en la optimización de generación con restricciones operativas. En cuanto a las diferencias para los casos con y sin descarbonización, se observan diferencias entre la potencia instalada de los casos con y sin descarbonización cercana a los 11.000 [MW], similar a las diferencias obtenidas para el caso multinodal, lo que se debe a la presencia del mismo tipo de generación sustituta, y que el efecto de las pérdidas afecta de igual forma a los casos con y sin descarbonización, atenuando sólo los montos máximos de potencia instalada con respecto al caso multinodal en un valor cercano a 10%.

Figura 4.14: Escenario A2, con y sin cronograma de descarbonización. Resultados Etapa II optimización. Potencia instalada por tecnología,



ID	Tipo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	
Con Descarbonización	Eólica	0	0	0	0	0	800	800	800	1600	1600	1950	2050	2050	2050	2050	4100	4200	4500	4500	4500	
	Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	222	222	222	
	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	131	131	131	356	356	756	756	
	Solar	900	900	900	3450	3700	3750	3750	5450	5700	6650	7000	7650	8550	9050	10350	11100	12650	16900	18250	18250	
	Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bombeo hidráulico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	200	200	800	1000	1600	3000	3000	3000	
	Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sin Descarbonización	Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	800	950	1300	1300	1300	
	Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Solar	750	750	750	2800	3450	4200	4200	4200	6250	6900	7650	7650	7650	9700	10350	10350	10350	11300	12700	13500	
	Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Bombeo hidráulico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	400	1000	1000	
	Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

4.4.3 COMPARACIÓN PLANES ETAPAS I-II Y EFECTO RESTRICCIONES OPERATIVAS

Tal como se presentó indicó en la sección 4.3.3, para poder adaptar los planes de obras de generación resultantes de la optimización generación-transmisión (Modelo LT1) por conceptos de incorporación de flexibilidad (Modelo LT2), se requiere como primer paso identificar las diferencias entre las salidas de la etapa I y II, por lo cual en la Figura 4.15 se presenta una comparación de las salidas de estas etapas para las condiciones con y sin descarbonización.

A partir de los resultados de las comparaciones presentadas en la Figura 4.15, al igual que para el escenario A1, es posible identificar diferencias en los planes de expansión obtenidos con los modelos LT1 y LT2, las cuales deben ser interpretadas de manera adecuada para corregir los planes de obra de generación resultantes del modelo de optimización conjunta generación-transmisión.

En cuanto a las diferencias en los montos totales de potencia neta instalada, estas pueden explicarse en parte por las pérdidas del sistema de transmisión no incluidas en la Etapa II, no obstante, dicha diferencia podría también estar asociada a una inserción de ERV menor por conceptos de incorporación de requerimientos de flexibilidad. Por consiguiente, para poder distinguir de manera certera si las diferencias entre los en los montos de inversión individuales de las distintas tecnologías para las etapas I y II de optimización, se deben a los requerimientos por flexibilidad incorporados en el modelo LT2, es necesario realizar un paso adicional, que consiste en realizar la Etapa II de optimización sin considerar restricciones operativas, y de esta forma comparar los resultados con y sin restricciones operativas para el mismo modelo (Modelo LT2), con el fin de identificar el efecto de éstas sobre el plan de expansión óptimo. En este contexto, los resultados de las optimizaciones de la Etapa II sin considerar restricciones operativas se presentan de manera comparativa en la Figura 4.16, donde el detalle de las restricciones operativas que fueron excluidas para los distintos casos simulados se presenta en la Tabla 4.5

De los resultados obtenidos de las simulaciones del Modelo LT2 (Figura 4.6) sin restricciones operativas, se puede observar por simple inspección que hay diferencias en los niveles de inserción de ERV solar entre la condición con y sin restricciones operativas, siendo superiores para las condiciones que no consideran restricciones operativas.

Para ilustrar de mejor manera las comparaciones de resultados de la Etapa II de optimización presentadas en la Figura 4.16 es necesario presentar gráficamente las diferencias entre los niveles de inversión separadamente para cada tecnología, en base a lo anterior, dichas diferencias se presentan en las Figura 4.17 y Figura 4.18

Figura 4.15: Escenario A2. Comparación de resultados Etapa I y Etapa II de optimización. Potencia instalada por tecnología.

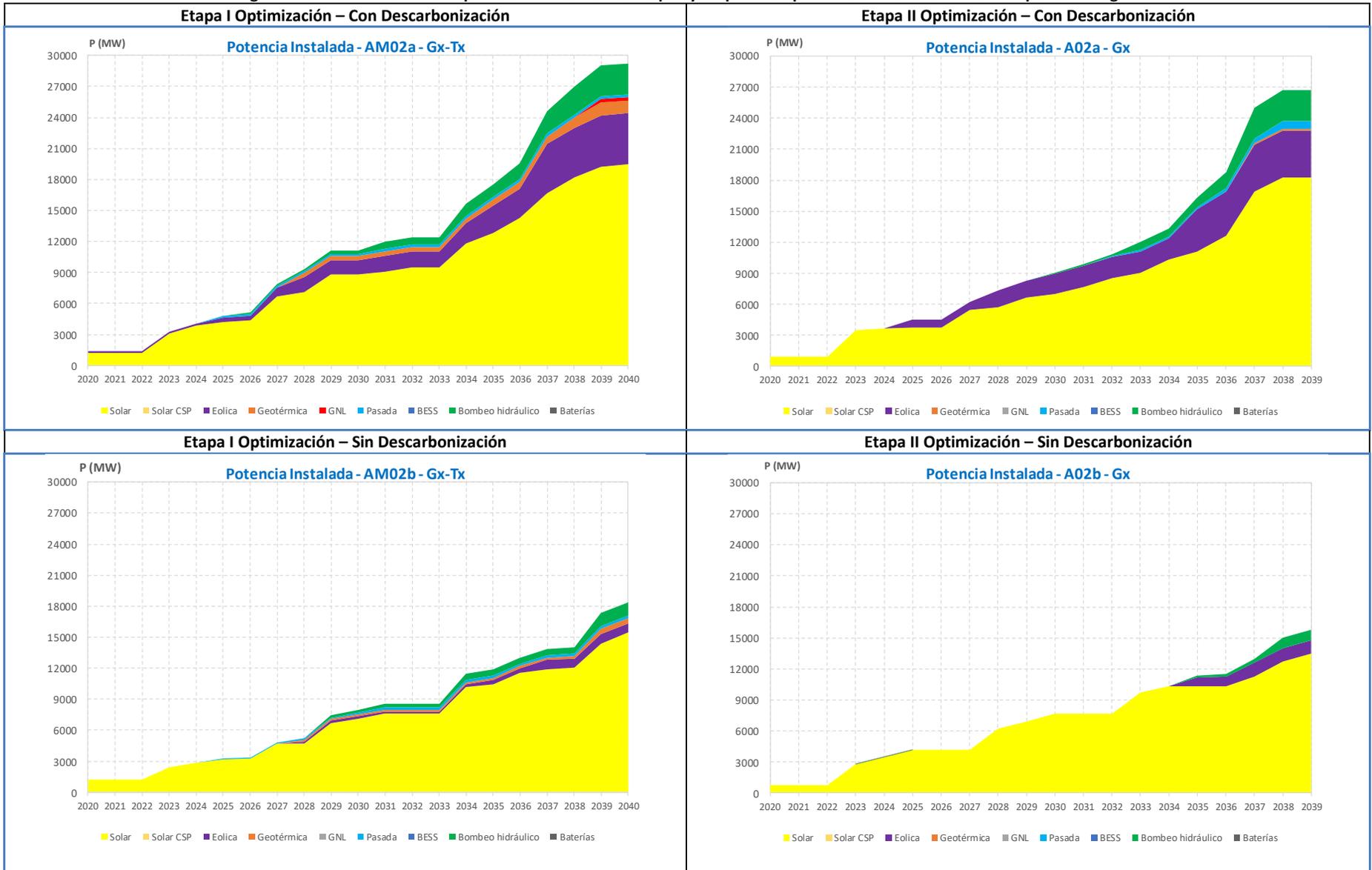


Figura 4.16: Escenario A2. Comparación de resultados Etapa II de optimización con y sin restricciones operativas. Potencia instalada por tecnología.

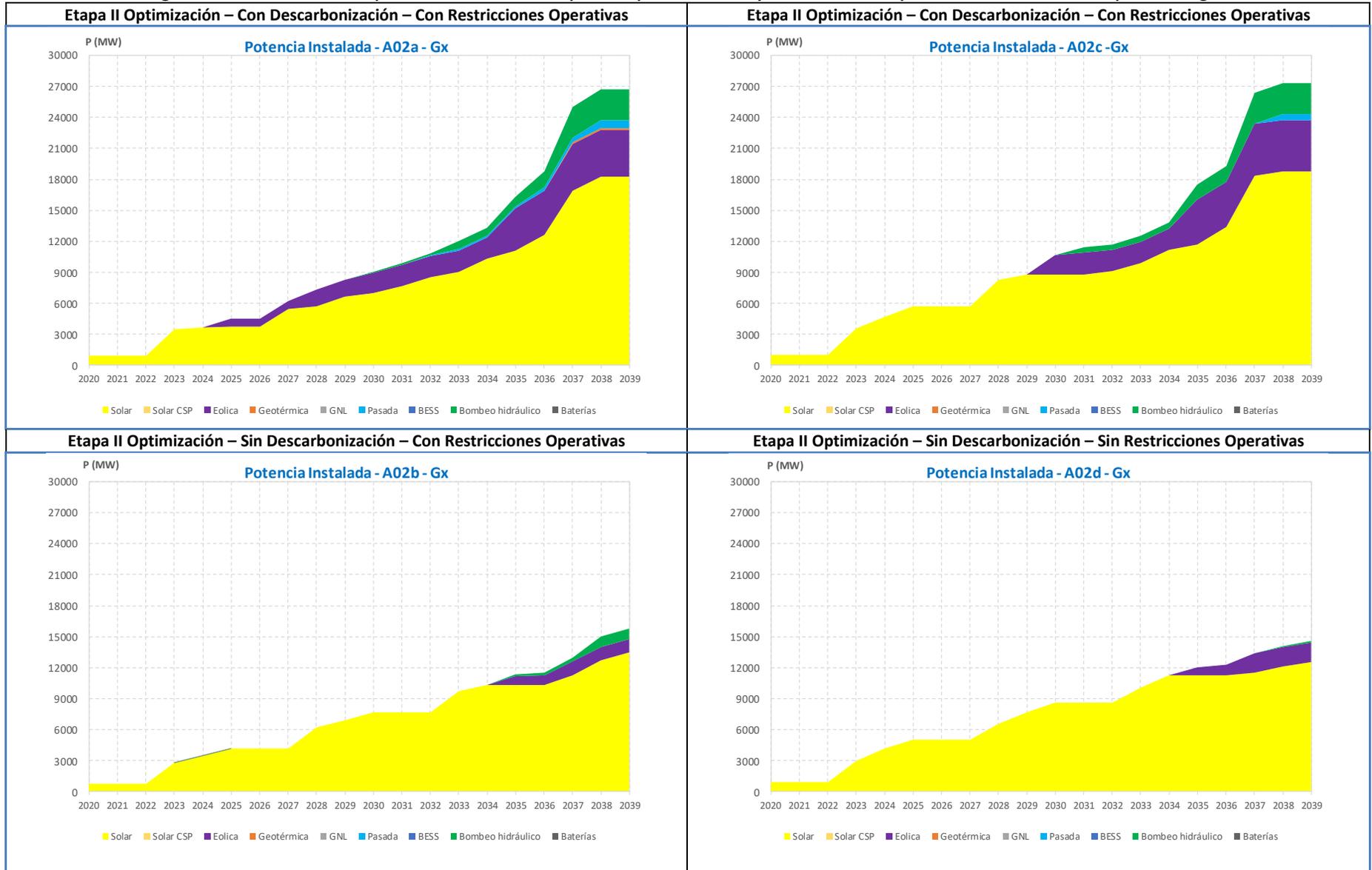


Tabla 4.5: Nivel de incorporación de restricciones operativas y de alternativas de inversión en recursos para proveer flexibilidad. Distintos casos simulados Etapa II de optimización. Escenario A2

Casos simulados					
Id	Consideraciones en modelo de optimización de inversiones con restricciones operativas	Con Descarbonización		Sin Descarbonización	
		Caso a	Caso c	Caso b	Caso d
1	Mínimos técnicos.	Si	Si	Si	Si
2	Tiempos mínimos de operación de unidades térmicas.	Si	Si	Si	Si
3	Costos de encendido de centrales con alto ciclaje.	Si	Si	Si	Si
4	Restricción de inercia mínima fija para zona norte del SEN.	Si	No	Si	No
5	Restricción dinámica de inercia mínima en función de velocidad del CPF para el SEN completo.	Si	No	Si	No
6	Requerimientos dinámicos de CPF.	Si	No	Si	No
7	Requerimientos dinámicos de CSF.	Si	No	Si	No
8	Requerimientos dinámicos de Rampa.	Si	No	Si	No
9	Alternativas de inversión en recursos para proveer flexibilidad 1: Unidades con alta tasa de toma de carga para CSF.	Si	Si	Si	Si
10	Alternativas de inversión en recursos para proveer flexibilidad 2: Almacenamientos para soporte al CSF, Almacenamientos en base a baterías para soporte al CPF y disminución de inercia mínima.	Si	Si	Si	Si

A partir de los resultados presentados en la Figura 4.17, que corresponden al caso que considera el cronograma de descarbonización, es posible distinguir que la incorporación de restricciones operativas asociadas al control de frecuencia afecta primordialmente los niveles óptimos de inversión de las tecnologías solar consecuencia de su variabilidad, la cual se traduce en un aumento de los requerimientos de reservas asociados al control de frecuencia. Es posible observar una diferencia estimada que varía entre 1.000 y 2.000 [MW] menos de inversión óptima para la tecnología solar en el horizonte 2020-2040, mientras que se observa una diferencia para la tecnología eólica de 2.000 [MW] más de inversión, la cual está concentrada sólo en los años que la diferencia solar se acentúa. Si bien, la tecnología ERV eólica tendría requerimientos asociados a control secundario de frecuencia superiores a la tecnología solar, ésta último tiene mayores requerimientos de rampa, y requerimientos de reserva acentuados a determinadas horas del día, lo que sugiere que la mejor distribución energética durante el día de la tecnología eólica permite distribuir temporalmente de mejor manera los requerimientos asociados al control de frecuencia, y por consiguiente para este escenario, esta tecnología sustituiría parte de la inserción de ERV solar. Finalmente, no se observan grandes diferencias en la inserción óptima de bombeo hidráulico para los casos con y sin restricciones operativas.

Resultados similares se evidencian para la condición que no considera descarbonización de la matriz (Figura 4.18), en cuanto a los niveles máximos de inserción de ERV solar, sin embargo, se evidencia una inserción superior de bombeo hidráulico al final del horizonte para la condición con requerimientos de flexibilidad, lo que permite una inserción mayor de ERV solar al final del horizonte para el caso con restricciones operativas. Dichas diferencias son algo menores a las evidenciadas para el caso con descarbonización, lo que permite concluir que para este escenario futuro el efecto de las restricciones operativas asociadas al control de frecuencia sobre los planes de obra óptimos de generación es superior en una condición de descarbonización de la matriz.

Figura 4.17: Escenario A2. Comparación de resultados potencia instalada Etapa II de optimización con y sin restricciones operativas. Casos CON descarbonización A02a y A02c.

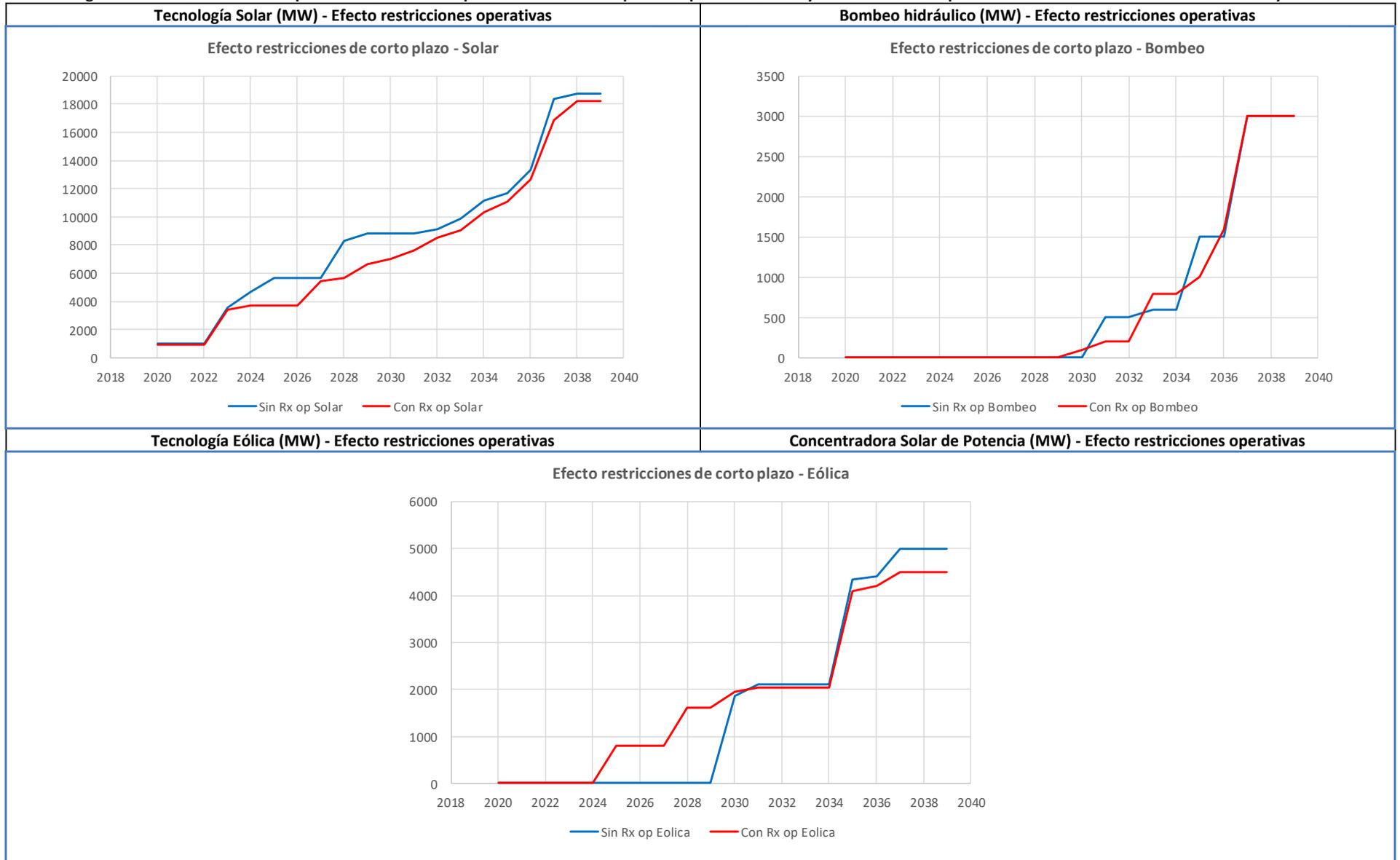
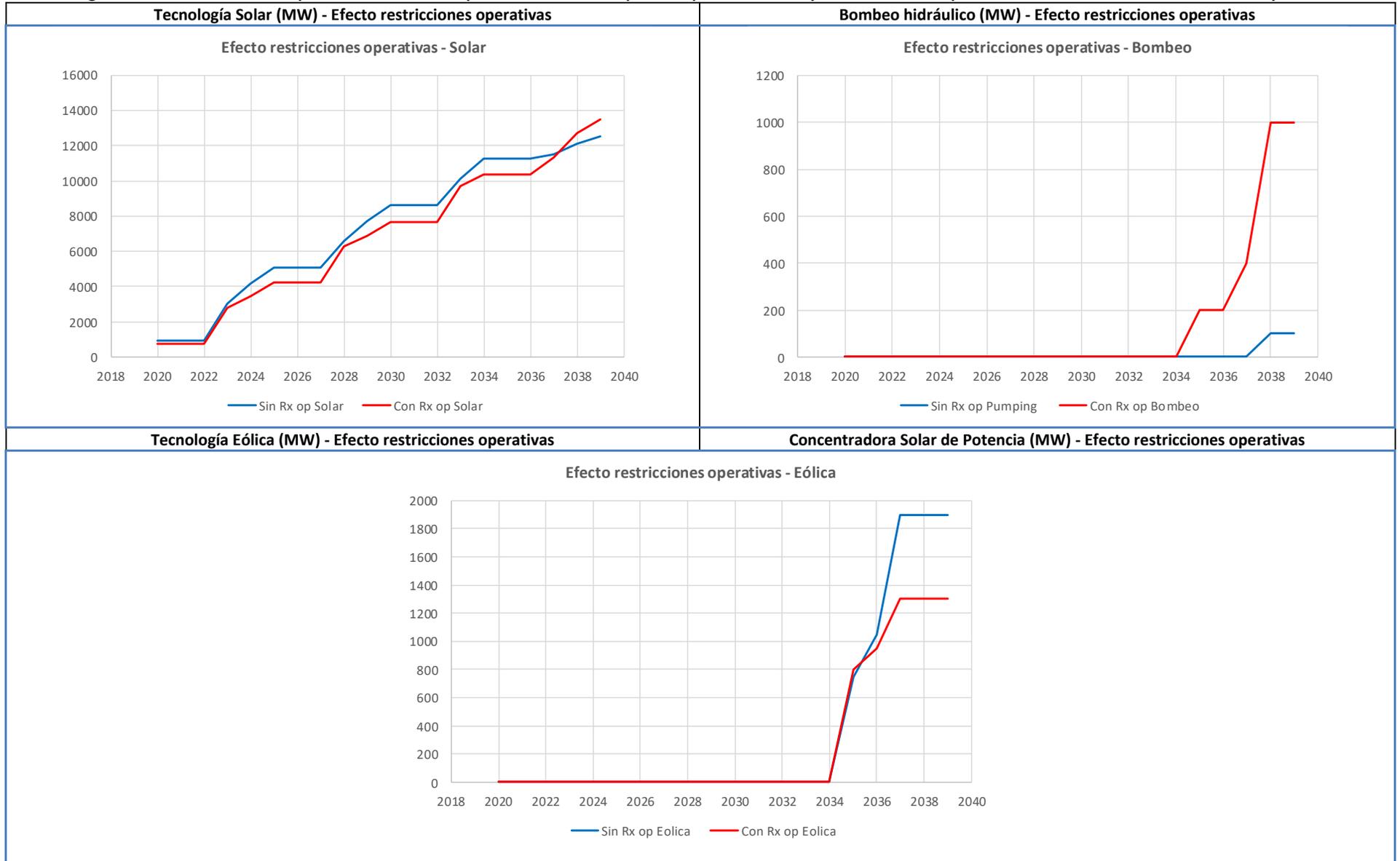


Figura 4.18: Escenario A2. Comparación de resultados potencia instalada Etapa II de optimización con y sin restricciones operativas. Casos SIN descarbonización A02b y A02d.



4.4.4 ADAPTACIÓN PLANES DE OBRAS ETAPA I

De acuerdo con lo indicado en la sección 4.4.3, el aumento de los requerimientos de reserva para control de frecuencia asociados al aumento de los niveles de ERV solar, afectan en alguna medida los niveles máximos de su inserción óptima, bajo lo cual es necesario adaptar los niveles de penetración de esta tecnología identificados en el proceso de optimización de inversiones generación-transmisión (Etapa I). No obstante, se debe destacar que dicho impacto sobre los niveles máximos de penetración de ERV anual no superan el 10% para este escenario, ya que los costos de desarrollo más bajos asociados a esta tecnología tienen un impacto mayor sobre las decisiones óptimas de inversión que el impacto asociado a sus requerimientos intrínsecos de mayores niveles de flexibilidad.

A través de los mismos argumentos presentados en la sección 4.3.4 para el escenario A1, en este escenario también se consideró adecuado adaptar las salidas del modelo LT1 (Etapa I) a través de señales de inversión extraídas de las salidas del modelo LT2 (Etapa II) y no a la inversa, considerándose más relevante para el desarrollo de los planes de generación los costos asociados a requerimientos de infraestructura de transmisión.

En base a lo anterior, en las Figura 4.19 y Figura 4.20 se presenta una comparación de las salidas de los procesos de optimización I y II, para los casos con y sin descarbonización, donde las curvas azules representan las salidas de la Etapa I de optimización (Multinodal), mientras que las rojas representan las salidas de la Etapa II de optimización (Uninodal con restricciones operativas). Dichas comparaciones para cada tipo de tecnología permiten identificar las diferencias entre las salidas de ambos modelos, y ver el efecto que los requerimientos de flexibilidad tienen sobre la inserción óptima de ERV.

A partir de las comparaciones presentadas en la Figura 4.19 para el caso con descarbonización, se consideró necesario adaptar los planes resultantes del modelo LT1, de tal manera de disponer de un plan que recogiese los conceptos de flexibilidad y localización para la definición de planes de obra óptimos. Considerando que para esta condición los niveles de inserción de ERV solar son menores para el modelo LT2, se decidió realizar un desfase de entre 1 y 2 años a las centrales solares resultantes del modelo LT1, bajo lo cual los niveles de inserción final considerada como resultado de este escenario A2 con descarbonización son los presentados en la curva verde (A2a). Luego para el caso de las centrales a bombeo hidráulico, su inserción se adaptó para hacerla coincidir con los niveles identificados en el modelo LT2, al igual que para los niveles de inserción eólica, no obstante, para el caso de centrales geotérmicas se mantuvieron sus niveles de inserción resultantes de la optimización de inversiones generación-transmisión, con el fin de evitar una desadaptación del plan por concepto de pérdidas en el sistema de transmisión que no fueron incluidas en el modelo LT2.

Finalmente, se debe destacar que los montos de inserción de cada tecnología para los planes de obra del escenario A2, a utilizar en las etapas posteriores de operación económica y estudios eléctricos corresponde a las curvas verdes (Plan A2a).

Figura 4.19: Escenario A2. Comparación de resultados potencia instalada Etapas I-Multinodal y Etapa II-Uninodal de optimización. Casos CON descarbonización AM02a y A02a.

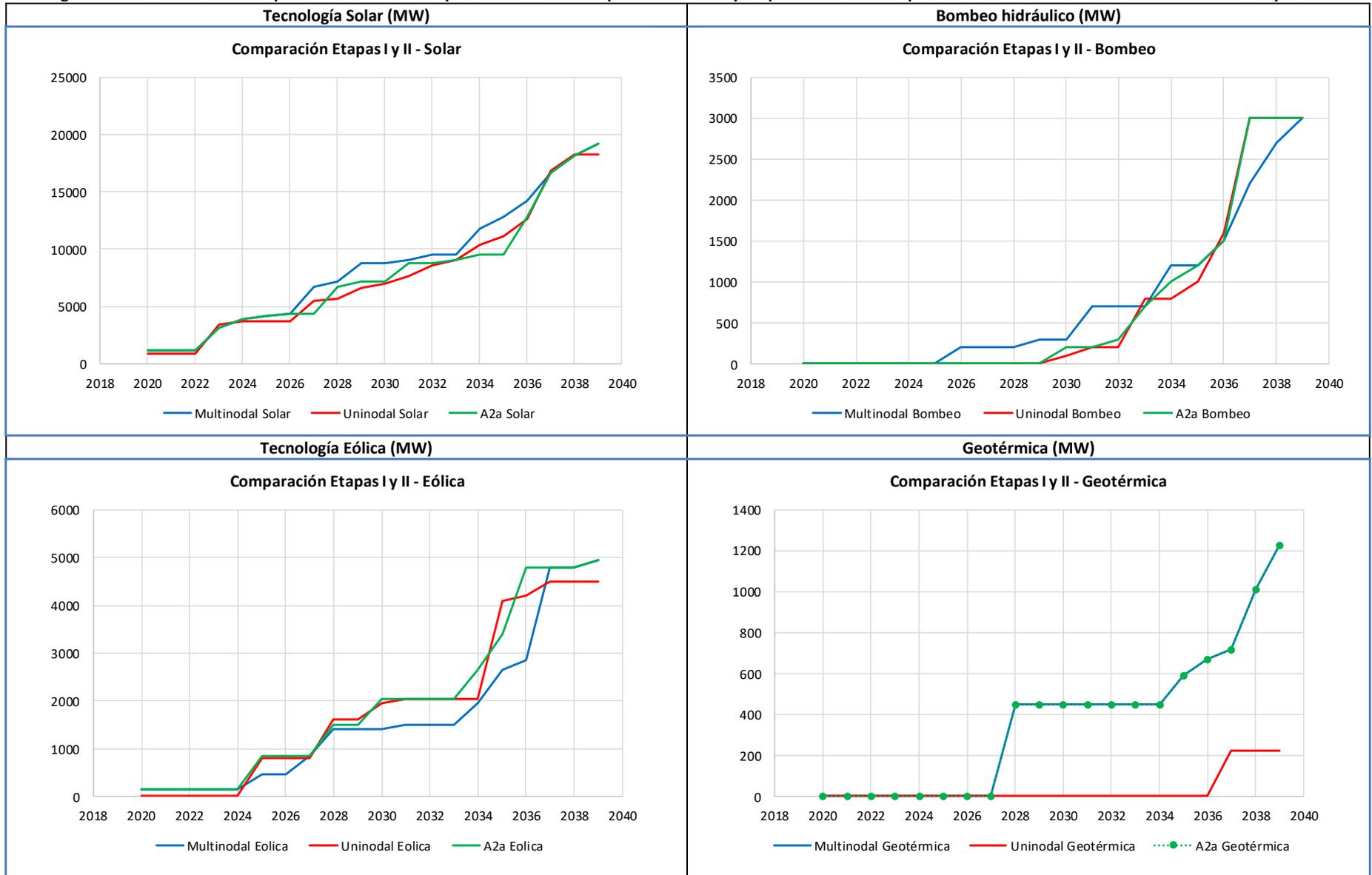
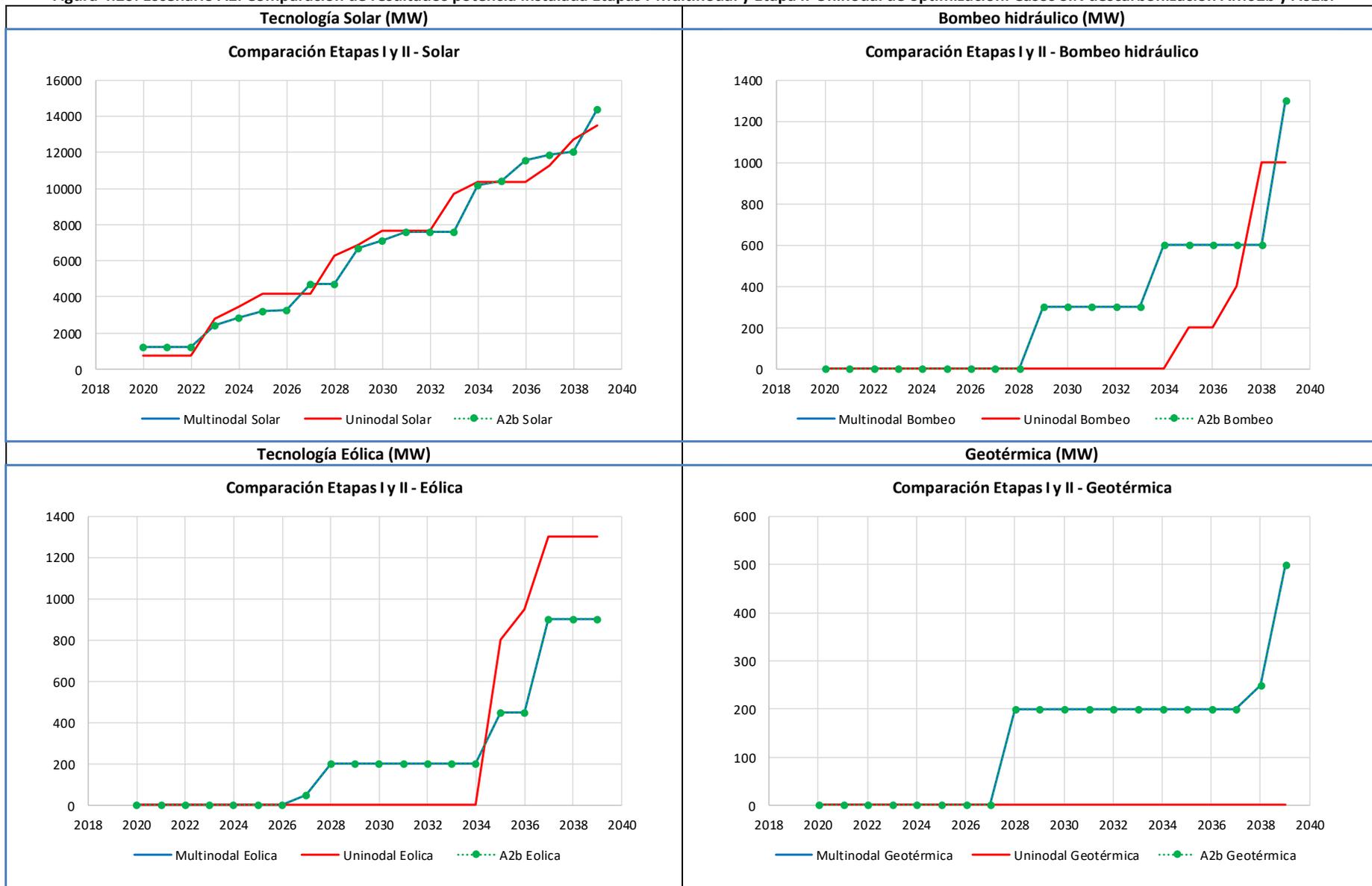


Figura 4.20: Escenario A2. Comparación de resultados potencia instalada Etapas I-Multinodal y Etapa II-Uninodal de optimización. Casos SIN descarbonización AM02b y A02b.



Por otra parte, en la Figura 4.20 se presentan las comparaciones de las salidas del modelo LT1 y LT2 para el caso sin descarbonización (AM02b Y A02b), donde es posible observar que el modelo de optimización de inversiones generación-transmisión es más restrictivo en cuanto a los niveles máximos de inserción de ERV solar y eólica, por lo que se consideró que no era necesario adaptar los planes de obra resultantes del modelo LT1 por conceptos de flexibilidad, para el caso sin descarbonización correspondiente a este escenario.

Por último, se debe destacar que los planes finales resultantes para este escenario, no necesariamente representarán de manera exacta los planes óptimos futuros de expansión para las condiciones futuras proyectadas, ya que cómo se indicó en la sección 3.2, para lo anterior se requeriría de evolución en los modelos de optimización para hacer práctica la solución completa de este tipo de problemas. No obstante, los planes resultantes tienen una alta componente de optimización que combina los conceptos de flexibilidad del sistema y localización de recursos de generación, y por consiguiente estos representan una referencia adecuada para realizar análisis de impactos y de seguridad operativa del sistema.

4.4.5 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN RESULTANTES

Los planes de obra de generación resultantes como salida combinada de los modelos LT1 y LT2 que serán utilizados en las etapas posteriores de operación económica y estudios eléctricos corresponden a los presentados en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6: Planes resultantes para etapas de operación económica y estudios eléctricos. Escenario A2.

ID Plan	Escenario	Descarbonización Base	Reconocimiento de Flexibilidad	Atraso de inversiones
A2a	A2	SI	SI	NO
A2b	A2	NO	SI ¹³	NO
A2c	A2	SI	NO	SI 2 años
A2d	A2	NO	NO	SI 2 años

Al respecto, en la sección 4.4.4 se presentó parte de la información de estos planes de obra de generación resultante para el escenario A2, tanto para los casos con y sin descarbonización, los cuales corresponden a los planes A2a y A2b respectivamente. Dicha información fue presentada en las Figura 4.19 y Figura 4.20, y corresponde a los montos totales de inversión de las tecnologías para los planes de obra de generación resultantes. Por su parte, los casos A2c y A2d corresponden a las salidas directas del modelo LT1 para los casos con y sin descarbonización (AM02a y AM02b), pero considerando un atraso de inversiones de 2 años para hacer más críticas las condiciones a analizar en términos de operación económica y seguridad del sistema. La utilización directa de las salidas del modelo LT1, representaría una condición algo más exigente para el sistema, ya que estas salidas no tienen consideradas en su concepción los requerimientos asociados a flexibilidad operativa, por lo que la construcción de estos dos escenarios adicionales tiene como fin analizar los impactos sobre la operación y seguridad del sistema ante estas condiciones menos favorables. Más información referente a los planes de obra de generación resultantes utilizados se presentan en el ANEXO 4 – Detalle Resultados Planes de Obras.

¹³ 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 impacto que las restricciones operativas generaron sobre los planes de obra para este caso.

4.5 RESULTADOS ESCENARIO A3

De acuerdo con lo indicado en la sección 3.6, el escenario A3 considera el cronograma de descarbonización base por vida útil utilizado para los escenarios A, diferenciándose del escenario A1 en lo que se refiere a los costos de inversión de la tecnología CSP y los costos de combustible GNL, que para este escenario se consideraron las proyecciones de costos altos para estas variables.

4.5.1 ETAPA I –OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN

Los resultados obtenidos de la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión para este escenario se presentan en la Figura 4.21 y esquemáticamente en las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**. Estos resultados representan las condiciones óptimas de expansión de la red y el parque generador para las proyecciones del escenario A3, para los casos con y sin descarbonización base, denominados AM03a y AM03b respectivamente.

De los resultados obtenidos se puede observar que para el escenario A3 se obtienen niveles inferiores de inversión en nueva infraestructura para la condición sin descarbonización, similar a lo ocurrido para el escenario A1. Por su parte, los niveles máximos de nueva potencia instalada de este escenario con respecto al escenario A1 son superiores, ya que la composición de los sustitutos de las unidades a carbón para este escenario está dada por tecnologías renovables y almacenamientos, que en su conjunto operan con una potencia efectiva inferior a su potencia máxima, lo que explica dichas diferencias. A su vez, la operación de las centrales a GNL existentes se ve limitada económicamente para este escenario, lo que implica mayores niveles de inversión en sustitutos para este escenario con respecto al escenario A2. Lo anterior, se puede explicar a través de las proyecciones de costos de desarrollo presentadas en la Tabla 4.7.

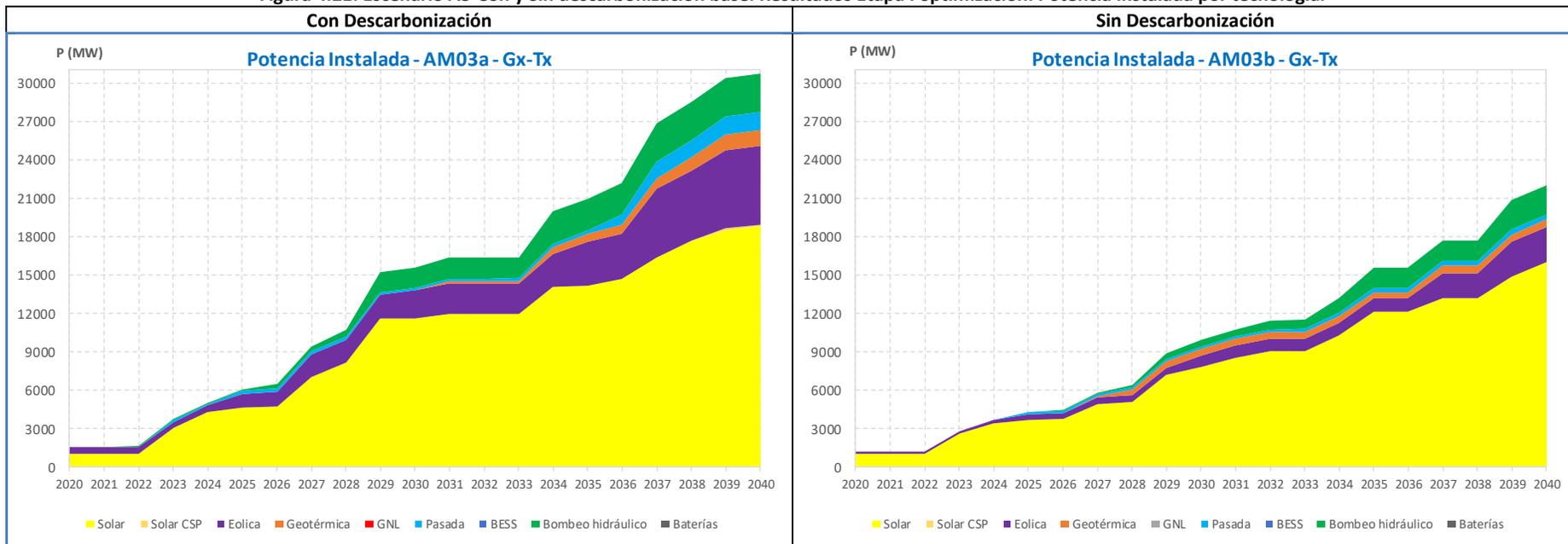
Se debe destacar, que los costos de desarrollo estimados de las tecnologías presentados en la Tabla 4.7 utilizan los mismos supuestos generales que los presentados para el escenario A1, esto es, una tasa de retorno de inversiones de un 10%, una vida útil económica de 25 años y un costo de operación y mantenimiento equivalente al 2% de la inversión para las centrales. Adicionalmente se consideró que el costo de transporte adicional para una línea de transmisión de 2.000 [MW] entre el norte y centro del sistema equivale a 1.300 [MMUSD], y para este escenario, un costo de combustible GNL de largo plazo incremental desde 7 a 17 [USD/MMBTU] para el final del horizonte.

Tabla 4.7: Costos de desarrollo escenario A3

ID	Tecnología	Tipo	Costo de inversión medio horizonte 2030-2040 [MUSD/MW]	Factor de planta medio (%)	Costo de Operación o Compra [USD/MWh]	Costo de desarrollo medio inversión [USD/MWh]	Recargo costos adicionales de inversión en transmisión [USD/MWh]	Costo de desarrollo [USD/MWh]
1	Solar Norte	Variable	780	33	<2	35	27.0	62
2	Solar Centro	Variable	897	20	<2	67	0.0	67
3	Eólica sin transmisión adicional	Variable	1692	35	<2	72	0.0	72
4	Eólica con transmisión adicional	Variable	1692	35	<2	72	13.4	85
5	CSP Norte	Base	5511	83	<2	99	8.9	108
6	Geotermia	Base	5507	95	<2	86	0.0	86
7	GNL	Base	1150	65	70 a 119	26	0.0	96 a 145
8	Bombeo hidráulico (*)	Base	1750	50	25-70	52	0.0	85-145
9	Hidro pasada	Base	3250	50-70	<2	80	0.0	69-97
10	Combinación base renovable, Solar x3 + Bombeo x2	Base	5840	100	0	87	8.9	96

(*) Se considera bombeo hidráulico con rendimiento mecánico de un 75% entre carga y descarga

Figura 4.21: Escenario A3-Con y Sin descarbonización base. Resultados Etapa I optimización. Potencia instalada por tecnología.



ID	Tipo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Con Descarbonización AM03a	Eólica	500	500	500	500	500	1100	1150	1750	1800	1800	2150	2450	2450	2450	2600	3400	3500	5450	5450	6150	6150
	Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120	120	120	520	640	720	800	1129	1229	1293
	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pasada	0	0	0	100	100	234	234	234	234	234	234	234	234	265	265	265	746	1267	1267	1367	1367
	Solar	1000	1000	1000	3000	4300	4600	4700	7000	8100	11600	11600	11900	11900	11900	14050	14150	14700	16300	17650	18500	18800
	Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95	95
	BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bombeo hidráulico	0	0	100	100	100	100	400	400	600	1600	1600	1600	1600	1600	2500	2500	2500	3000	3000	3000	3000
	Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sin Descarbonización AM03b	Eólica	200	200	200	200	200	500	500	500	500	500	900	1000	1000	1000	1000	1050	1050	2000	2000	2700	2800
	Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	50	500	500	500	500	500	500	500	500	500	550	550	600	600
	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pasada	0	0	0	0	0	134	134	184	184	184	184	184	184	315	315	315	365	365	365	365	365
	Solar	1000	1000	1000	2600	3400	3600	3700	4900	5050	7200	7800	8500	9000	9000	10250	12100	12100	13150	13150	14850	15950
	Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bombeo hidráulico	0	0	0	0	0	0	100	100	100	500	500	500	700	700	1100	1600	1600	1600	1600	2300	2300
	Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Por otra parte, de los resultados presentados en las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se puede concluir que al igual que para otros escenarios, se identificó la conveniencia del desarrollo de un enlace HVDC de 2.000 [MW] entre las zonas norte y centro del país, entre S/E Kimal y Lo Aguirre, en este caso para el año 2027. Adicionalmente al igual que para otros escenarios se identificó la necesidad de un segundo enlace entre S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre de 2000 [MW] en el año 2037. Tal como fue indicado previamente, esta condición no es contradictoria con la recomendación de expansión emitida por el Coordinador en su revisión anual de expansión del sistema de transmisión emitida en enero del año 2018, ya que dicha propuesta considera y permite el desarrollo de dicho proyecto en etapas, lo cual fue previamente explicado en secciones anteriores. Finalmente, se debe destacar que para el escenario sin descarbonización se identificaron los mismos requerimientos de infraestructura, pero con un desfase temporal de las fechas óptimas de puesta en servicio de las nuevas inversiones. Dicho desfase para el caso de la Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre corresponde a 3 años hacia adelante ante este escenario sin descarbonización de la matriz.

Figura 4.22: Resultados Escenario A3-Con Descarbonización (AM03a). Diagrama unilineal simplificado utilizado en Etapa I optimización.

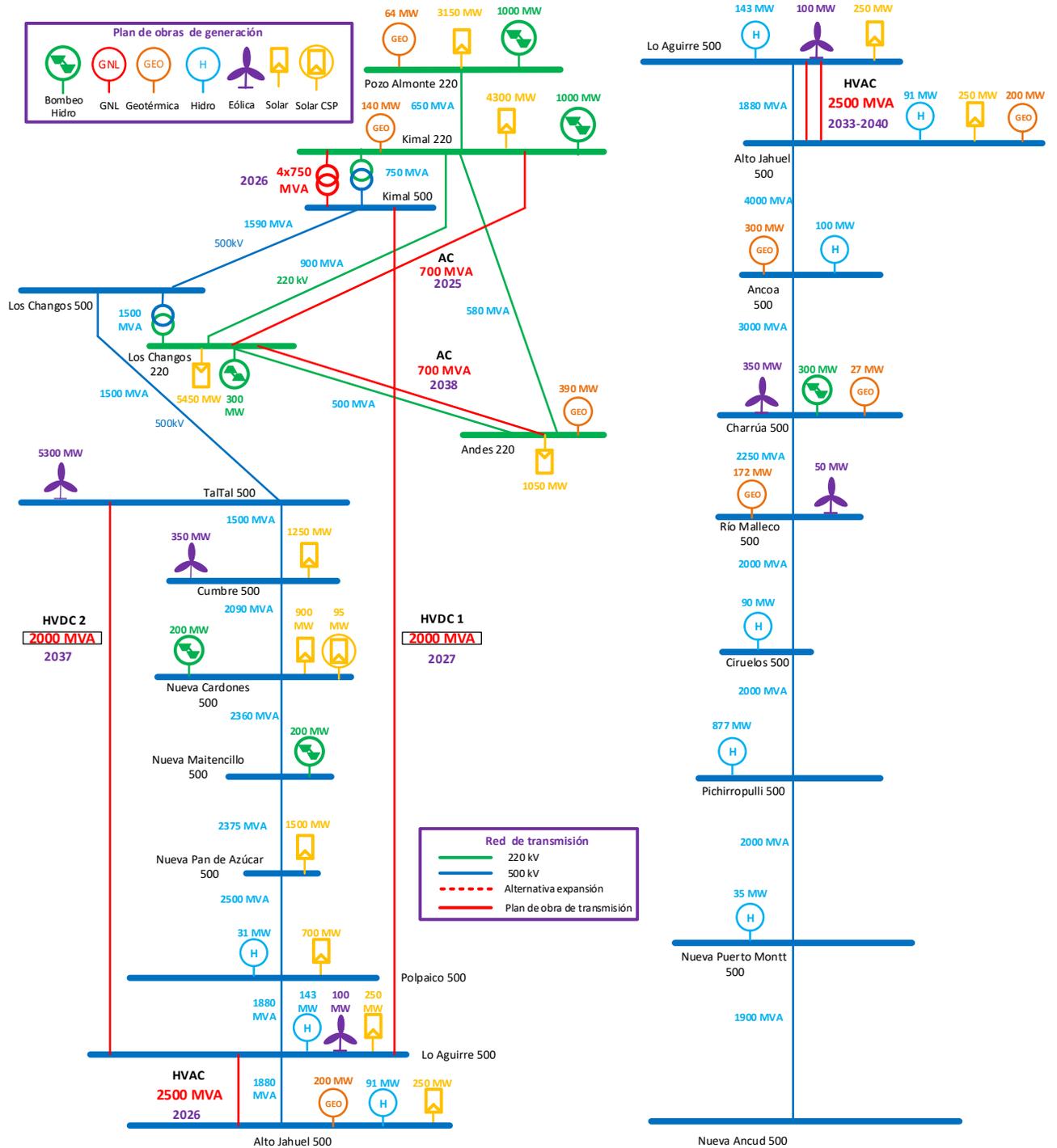
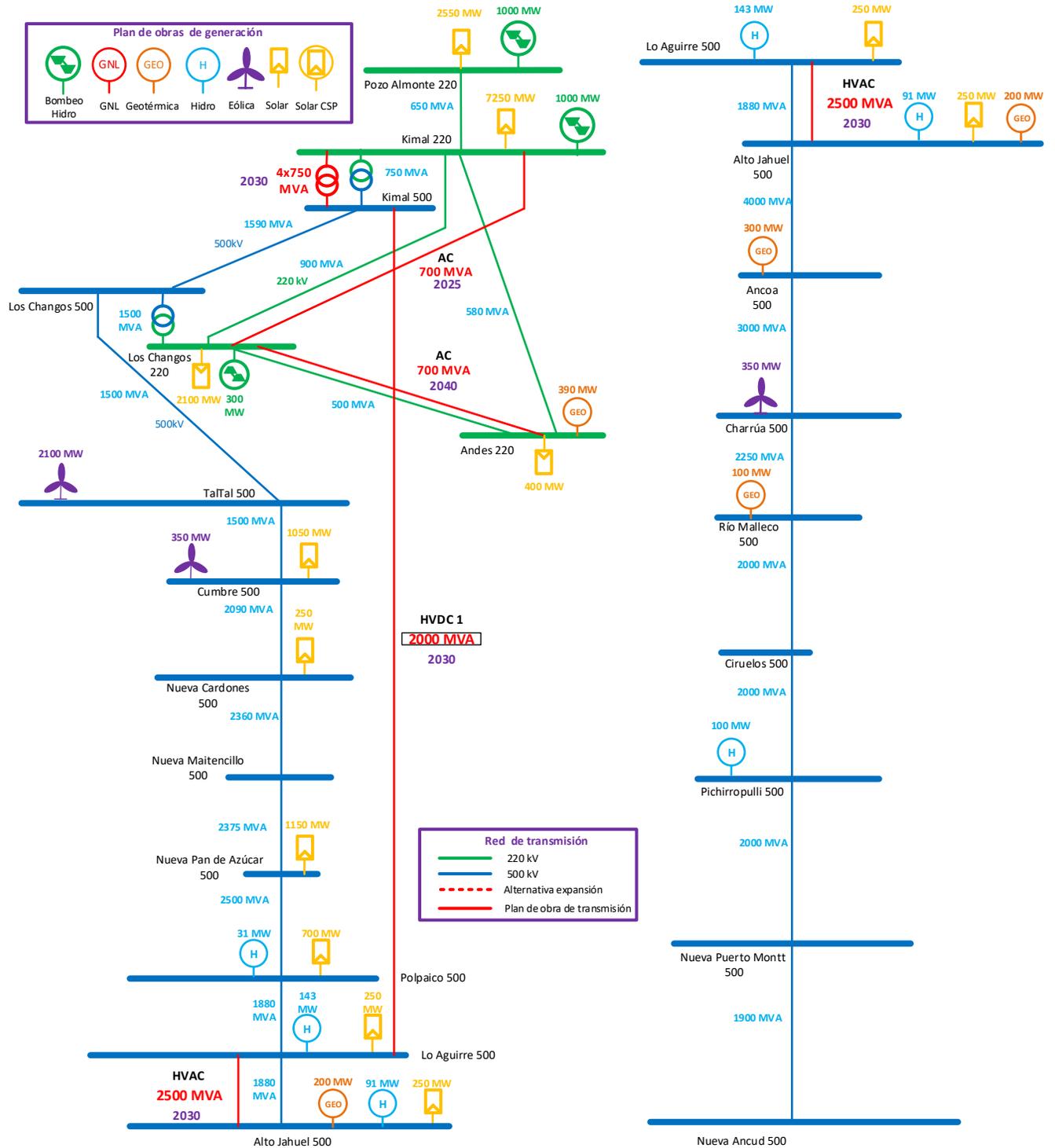


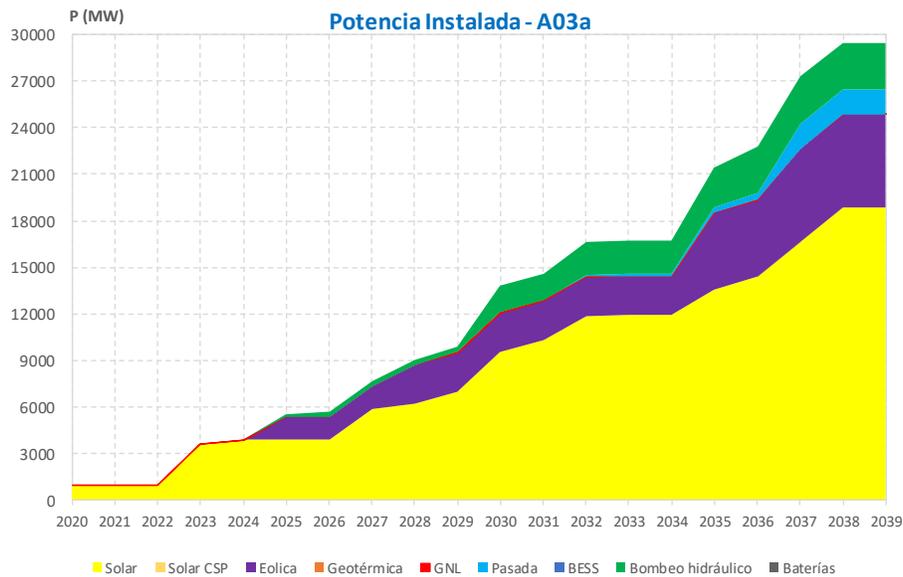
Figura 4.23: Escenario A3-Sin Descarbonización (AM03b). Diagrama unilineal simplificado utilizado en Etapa I optimización



4.5.2 ETAPA II – OPTIMIZACIÓN INVERSIONES DE GENERACIÓN CON RESTRICCIONES OPERATIVAS.

En esta sección se presentan los resultados para el escenario A3 asociados a la etapa II de optimización, en la cual se realiza la optimización de inversiones de generación considerando las restricciones operativas de corto plazo ilustradas en la sección 4.3.2. Los resultados obtenidos para este escenario se presentan en la Figura 4.24, y representan las condiciones de expansión del parque generador para las proyecciones del escenario A3 (Casos A03a).

Figura 4.24: Escenario A3 con descarbonización. Resultados Etapa II optimización. Potencia instalada por tecnología.



Tipo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Eólica	0	0	0	0	0	1500	1500	1500	2500	2550	2550	2550	2550	2550	2550	4950	4950	6000	6000	6000
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	131	131	131	265	405	1614	1614	1614
Solar	1000	1000	1000	3650	3900	3900	3900	5850	6200	7000	9550	10300	11850	11900	11900	13600	14400	16650	18850	18850
Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo hidráulico	0	0	0	0	0	100	300	300	300	300	1700	1700	2100	2100	2100	2600	3000	3000	3000	3000
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

4.6 RESULTADOS ESCENARIO A4

De acuerdo con lo indicado en la sección 3.6, el escenario A4 considera el cronograma de descarbonización base por vida útil utilizado para los escenarios A, diferenciándose del escenario A1 en lo que se refiere a los costos de inversión de la tecnología CSP, los costos de combustible GNL, y los costos de inversión asociados a los sistemas de almacenamiento. Para este escenario se consideraron las proyecciones de costos altos para las dos primeras variables, y costos bajos para los sistemas de almacenamiento, a diferencia del caso base donde se consideraron costos referenciales de la PELP.

4.6.1 ETAPA I –OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN

Los resultados obtenidos de la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión para este escenario se presentan en la Figura 4.25 y en las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Estos resultados representan las condiciones óptimas de expansión de la red y el parque generador para las proyecciones del escenario A4, para los casos con y sin descarbonización base, denominados AM04a y AM04b respectivamente.

De los resultados obtenidos se puede observar que para el escenario A4 se obtienen niveles inferiores de inversión en nueva infraestructura para la condición sin descarbonización, al igual que para los otros escenarios A simulados. Los resultados de este escenario son similares a los obtenidos para el escenario A3, pero con una inserción más anticipada de los niveles máximos de almacenamientos en base a bombeo hidráulico considerados. Al igual que para el escenario A3, la operación de las centrales a GNL existentes se ve limitada económicamente para este escenario, lo que implica mayores niveles de inversión en sustitutos para este escenario con respecto al escenario A2. Lo anterior, se puede explicar a través de las proyecciones de costos de desarrollo presentadas en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8: Costos de desarrollo escenario A4

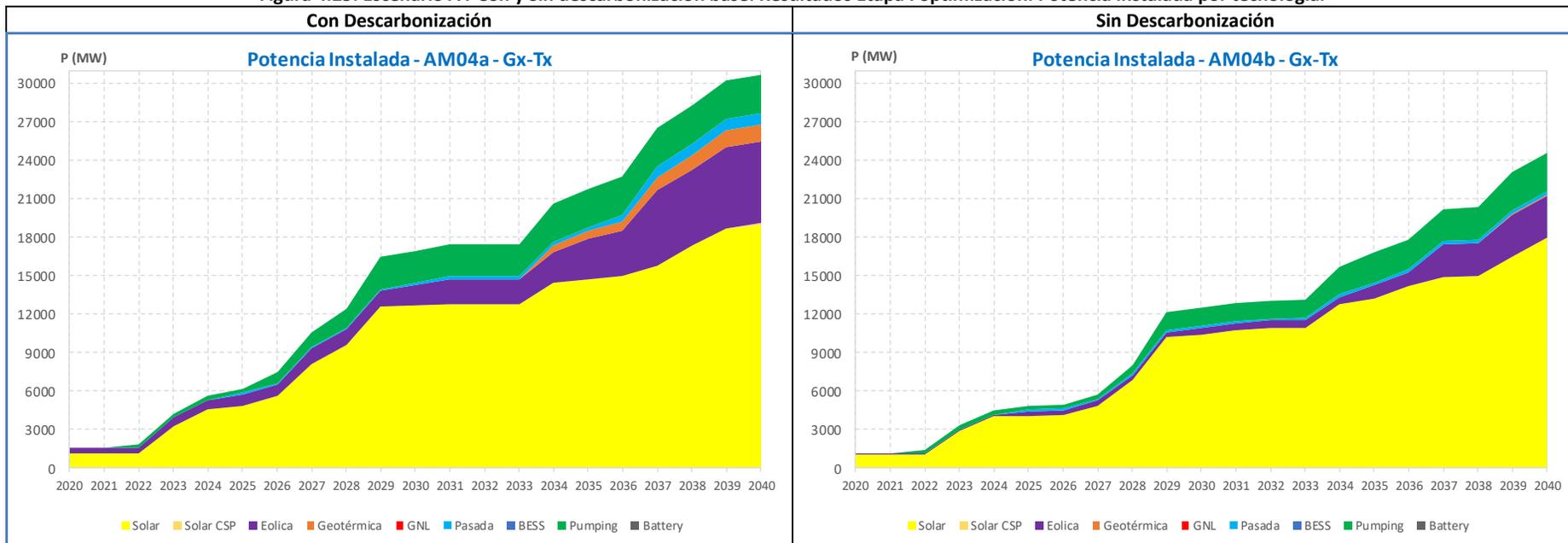
ID	Tecnología	Tipo	Costo de inversión medio horizonte 2030-2040 [MUSD/MW]	Factor de planta medio (%)	Costo de Operación o Compra [USD/MWh]	Costo de desarrollo medio inversión [USD/MWh]	Recargo costos adicionales de inversión en transmisión [USD/MWh]	Costo de desarrollo [USD/MWh]
1	Solar Norte	Variable	780	33	<2	35	27.0	62
2	Solar Centro	Variable	897	20	<2	67	0.0	67
3	Eólica sin transmisión adicional	Variable	1692	35	<2	72	0.0	72
4	Eólica con transmisión adicional	Variable	1692	35	<2	72	13.4	85
5	CSP Norte	Base	5511	83	<2	99	8.9	108
6	Geotermia	Base	5507	95	<2	86	0.0	86
7	GNL	Base	1150	65	70 a 119	26	0.0	96 a 145
8	Bombeo hidráulico (*)	Base	1300	50	25-70	39	0.0	72-132
9	Hidro pasada	Base	3250	50-70	<2	80	0.0	69-97
10	Mix base renovable, Solar x3 + Bombeo x2	Base	4940	100	0	73	8.9	82

(*) Se considera bombeo hidráulico con rendimiento mecánico de un 75% entre carga y descarga

Por otra parte, de los resultados presentados en las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se puede concluir que al igual que para otros escenarios, se identificó la conveniencia del desarrollo de un enlace HVDC por una transferencia máxima de 4.000 [MW] entre las zonas norte y centro del país separado en 2 etapas, una primera etapa entre S/E Kimal y Lo Aguirre con convertoras de 2000 [MW], y una segunda etapa

posterior utilizando la misma línea HVDC, pero adicionando nuevas convertoras de 2.000 [MW] en S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre de 2.000 [MW].

Figura 4.25: Escenario A4-Con y Sin descarbonización base. Resultados Etapa I optimización. Potencia instalada por tecnología.



ID	Tipo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Con Descarbonización AM04a	Eólica	400	400	400	700	700	900	900	1200	1250	1250	1650	1900	1900	1900	2400	3200	3500	5950	5950	6400	6400	
	Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	520	590	720	964	1106	1293	1293	
	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Pasada	0	0	0	0	0	134	134	134	134	134	134	234	234	265	265	265	558	877	877	877	877	
	Solar	1150	1150	1150	3250	4600	4850	5600	8100	9550	12550	12650	12800	12800	12800	14450	14700	15000	15750	17350	18650	18900	
	Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	190
	BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bombeo hidráulico	0	0	300	300	300	300	800	1100	1500	2500	2500	2500	2500	2500	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sin Descarbonización AM04b	Eólica	100	100	100	100	100	350	350	400	400	400	550	550	550	550	550	1000	1050	2500	2500	3200	3250	
	Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	100	100	
	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Pasada	0	0	0	0	0	134	134	134	134	134	134	134	134	234	234	234	234	234	265	265	265	
	Solar	1000	1000	1000	2900	4050	4050	4150	4850	6850	10200	10400	10750	10950	10950	12750	13250	14150	14900	15000	16500	17950	
	Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Bombeo hidráulico	0	0	300	300	300	300	300	300	600	1400	1400	1400	1400	1400	2100	2300	2300	2500	2500	3000	3000	
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		

Figura 4.26: Resultados Escenario A4-Con Descarbonización (AM04a). Diagrama unilineal simplificado utilizado en Etapa I optimización.

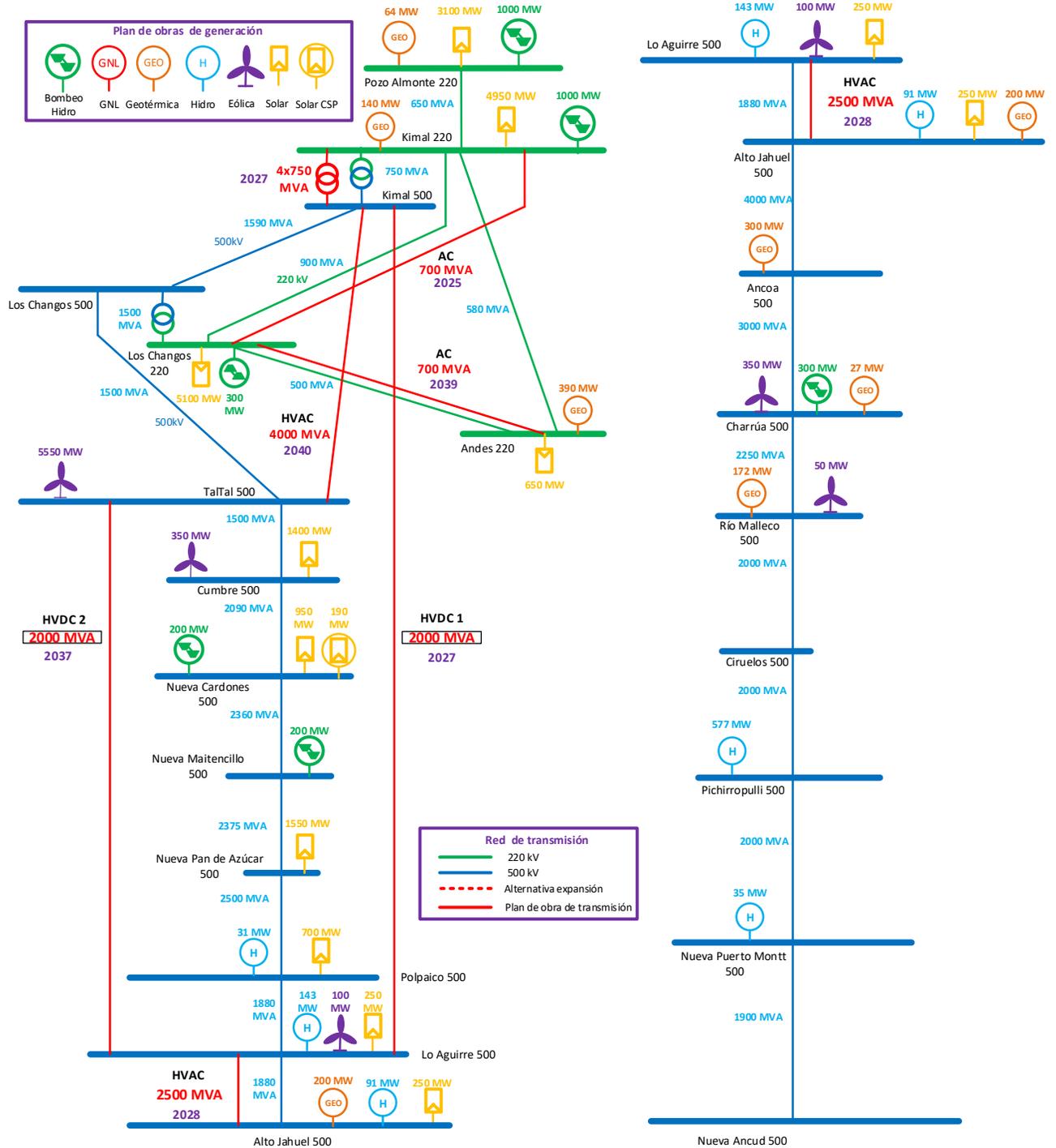
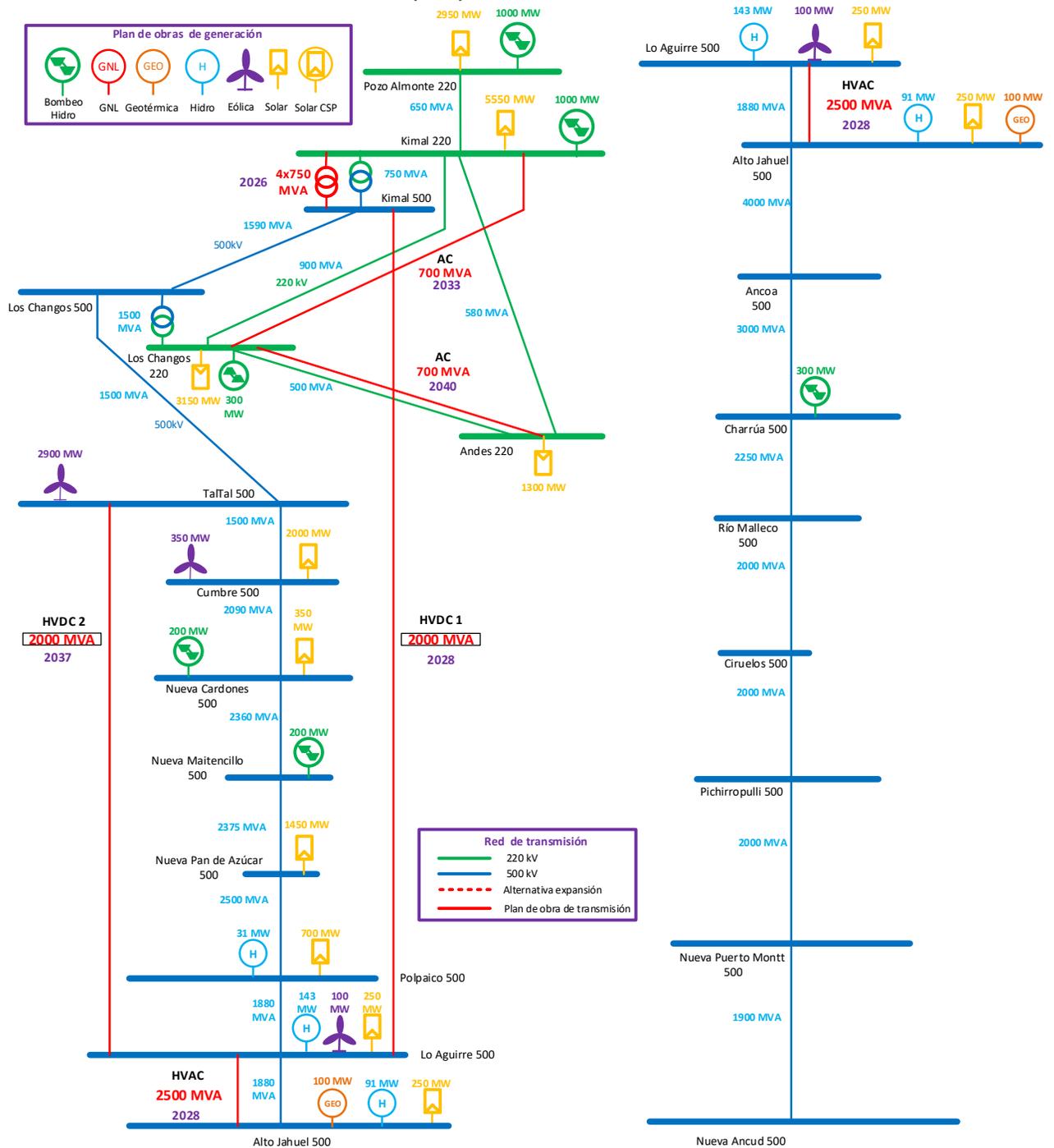


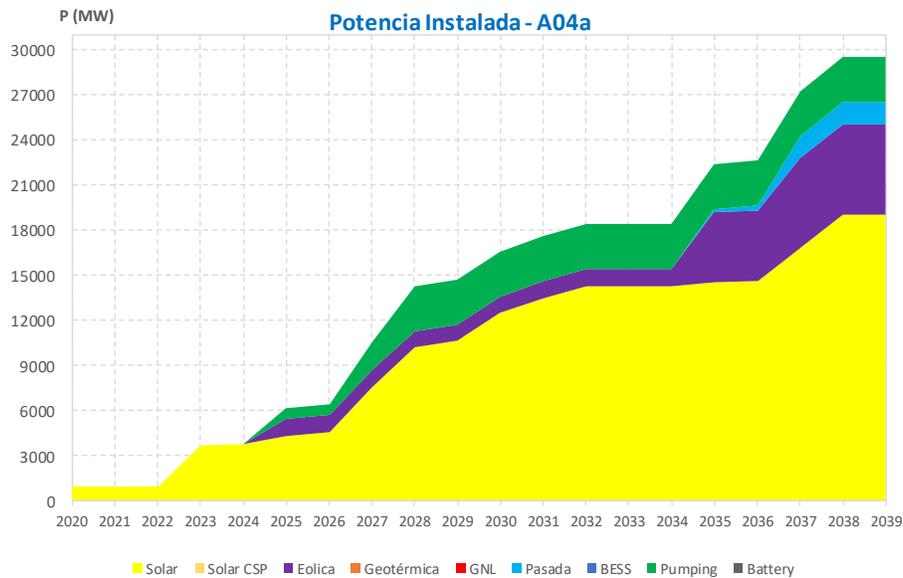
Figura 4.27: Resultados Escenario A4-Sin Descarbonización (AM04b). Diagrama unilineal simplificado utilizado en Etapa I optimización



4.6.2 ETAPA II – OPTIMIZACIÓN INVERSIONES DE GENERACIÓN CON RESTRICCIONES OPERATIVAS.

En esta sección se presentan los resultados para el escenario A4 asociados a la etapa II de optimización, en la cual se realiza la optimización de inversiones de generación considerando las restricciones operativas de corto plazo ilustradas en la sección 4.3.2. Los resultados obtenidos de la optimización de inversiones de generación para este escenario se presentan en la Figura 4.28, y representan las condiciones óptimas de expansión del parque generador para las proyecciones del escenario A4 (Casos A04a).

Figura 4.28: Escenario A4 con descarbonización. Resultados Etapa II optimización. Potencia instalada por tecnología.



Tipo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Eólica	0	0	0	0	0	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	6000	6000	6000
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	174	314	1473	1523	1523
Solar	1000	1000	1000	3700	3800	4350	4600	7600	10200	10650	12500	13500	14300	14300	14300	14500	14650	16800	19000	19000
Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo hidráulico	0	0	0	0	0	700	700	1900	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

4.7 RESULTADOS ESCENARIO A5

De acuerdo con lo indicado en la sección 3.6, el escenario A5 considera el cronograma de descarbonización base utilizado para los escenarios A, diferenciándose del escenario A1 en lo que se refiere a los costos de inversión de la tecnología CSP y la oposición o dificultad de ejecución de proyectos de generación. Para este escenario se consideraron las proyecciones de costo alto de la PELP para la CSP, y limitación por oposición social a proyectos geotérmicos, e hidráulicos de pasada y bombeo.

4.7.1 ETAPA I –OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN

Los resultados obtenidos de la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión para este escenario se presentan en la Figura 4.25 y esquemáticamente en las Figura 4.30 y Figura 4.31. Estos resultados representan las condiciones óptimas de expansión de la red y el parque generador para las proyecciones del escenario A5, para los casos con y sin descarbonización base, denominados AM05a y AM05b respectivamente.

De los resultados obtenidos se puede observar que para el escenario A5 se obtienen niveles inferiores de inversión en nueva infraestructura para la condición sin descarbonización, al igual que para los otros escenarios A simulados. Los resultados de este escenario se diferencian con los del escenario base con respecto a la inserción de energía eólica y de GNL, donde la sustitución natural de las centrales en base a carbón está dada por una combinación entre energía eólica, solar y térmicas en base a GNL. Por consiguiente, ante una eventual oposición social o limitación en la ejecución de proyectos en base a geotermia, hidráulicas de pasada y bombeo, los montos de inversión ocupados por estas tecnologías se sustituirían por una inserción intensiva de energía eólica y GNL, implicando costos mayores de operación e inversión para el SEN. Lo anterior, se puede explicar a través de las proyecciones de costos de desarrollo presentadas en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9: Costos de desarrollo escenario A5

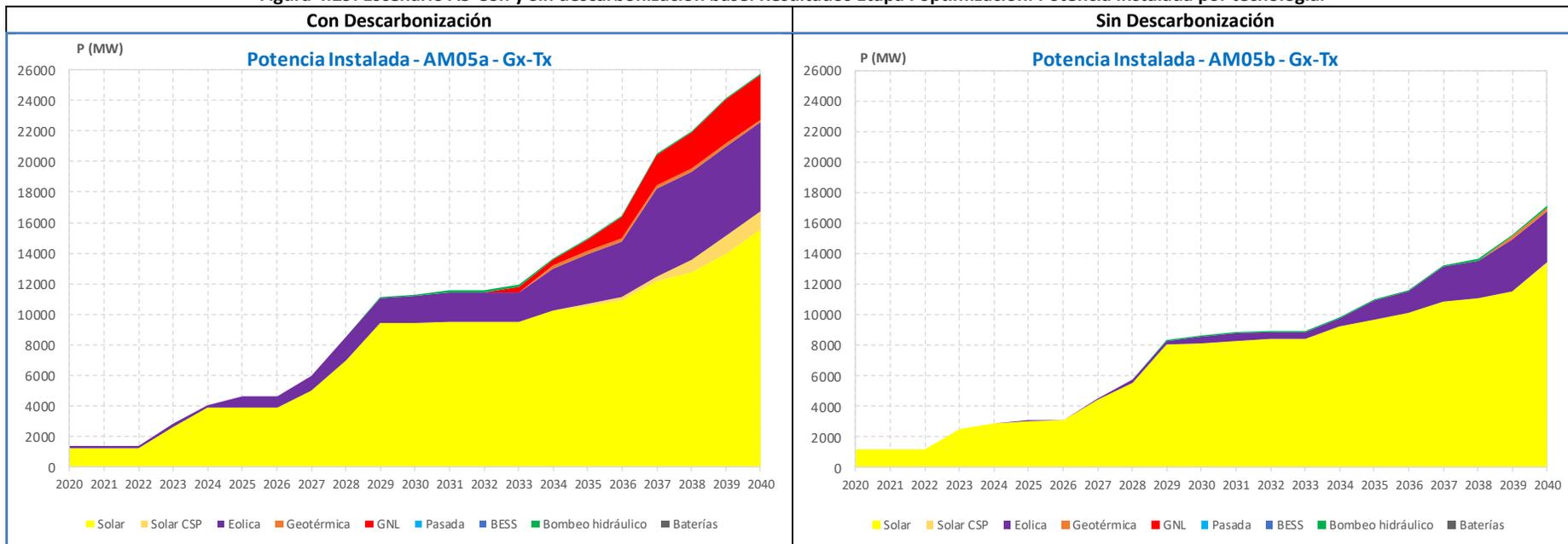
ID	Tecnología	Tipo	Costo de inversión medio horizonte 2030-2040 [MUSD/MW]	Factor de planta medio (%)	Costo de Operación o Compra [USD/MWh]	Costo de desarrollo medio inversión [USD/MWh]	Recargo costos adicionales de inversión en transmisión [USD/MWh]	Costo de desarrollo [USD/MWh]
1	Solar Norte	Variable	780	33	<2	35	27.0	62
2	Solar Centro	Variable	897	20	<2	67	0.0	67
3	Eólica sin transmisión adicional	Variable	1692	35	<2	72	0.0	72
4	Eólica con transmisión adicional	Variable	1692	35	<2	72	13.4	85
5	CSP Norte	Base	5511	83	<2	99	8.9	108
6	Geotermia	Base	5507	95	<2	86	0.0	86
7	GNL	Base	1150	65	70	26	0.0	96
8	Bombeo hidráulico (*)	Base	1750	50	25-70	52	0.0	85-145
9	Hidro pasada	Base	3250	50-70	<2	80	0.0	69-97
10	Base combinada renovable, Solar x3 + Bombeo x2	Base	5840	100	0	87	8.9	96

(*) Se considera bombeo hidráulico con rendimiento mecánico de un 75% entre carga y descarga

Por otra parte, de los resultados presentados en las Figura 4.30 y Figura 4.31 se puede concluir que al igual que para otros escenarios, se identificó la conveniencia del desarrollo de un enlace HVDC por una transferencia máxima de 4.000 [MW] entre las zonas norte y centro del país separado en 2 etapas, una primera etapa entre S/E Kimal y Lo Aguirre con convertoras de 2000 [MW], y una

segunda etapa posterior utilizando la misma línea HVDC, pero adicionando nuevas convertoras de 2000 [MW] en S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre de 2000 [MW].

Figura 4.29: Escenario A5-Con y Sin descarbonización base. Resultados Etapa I optimización. Potencia instalada por tecnología.



ID	Tipo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Con Descarbonización AM05a	Eólica	150	150	150	200	200	750	750	1000	1600	1600	1750	1950	1950	1950	2750	3300	3650	5800	5800	5800	5800	
	Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	215	215	215	215	215	215	215	
	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	350	700	1400	1975	2325	2900	2900
	Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Solar	1200	1200	1200	2600	3850	3850	3850	4950	6950	9450	9450	9500	9500	9500	10250	10550	10900	12150	12750	13950	15550	
	Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	200	300	800	1200	1200	
	BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bombeo hidráulico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sin Descarbonización AM05b	Eólica	0	0	0	0	0	50	50	100	200	200	400	450	450	450	550	1250	1350	2300	2500	3350	3350	
	Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	215	215	
	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Solar	1150	1150	1150	2500	2850	3000	3050	4400	5550	8050	8150	8300	8400	8400	9200	9650	10150	10850	11050	11550	13350	
	Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
	BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bombeo hidráulico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

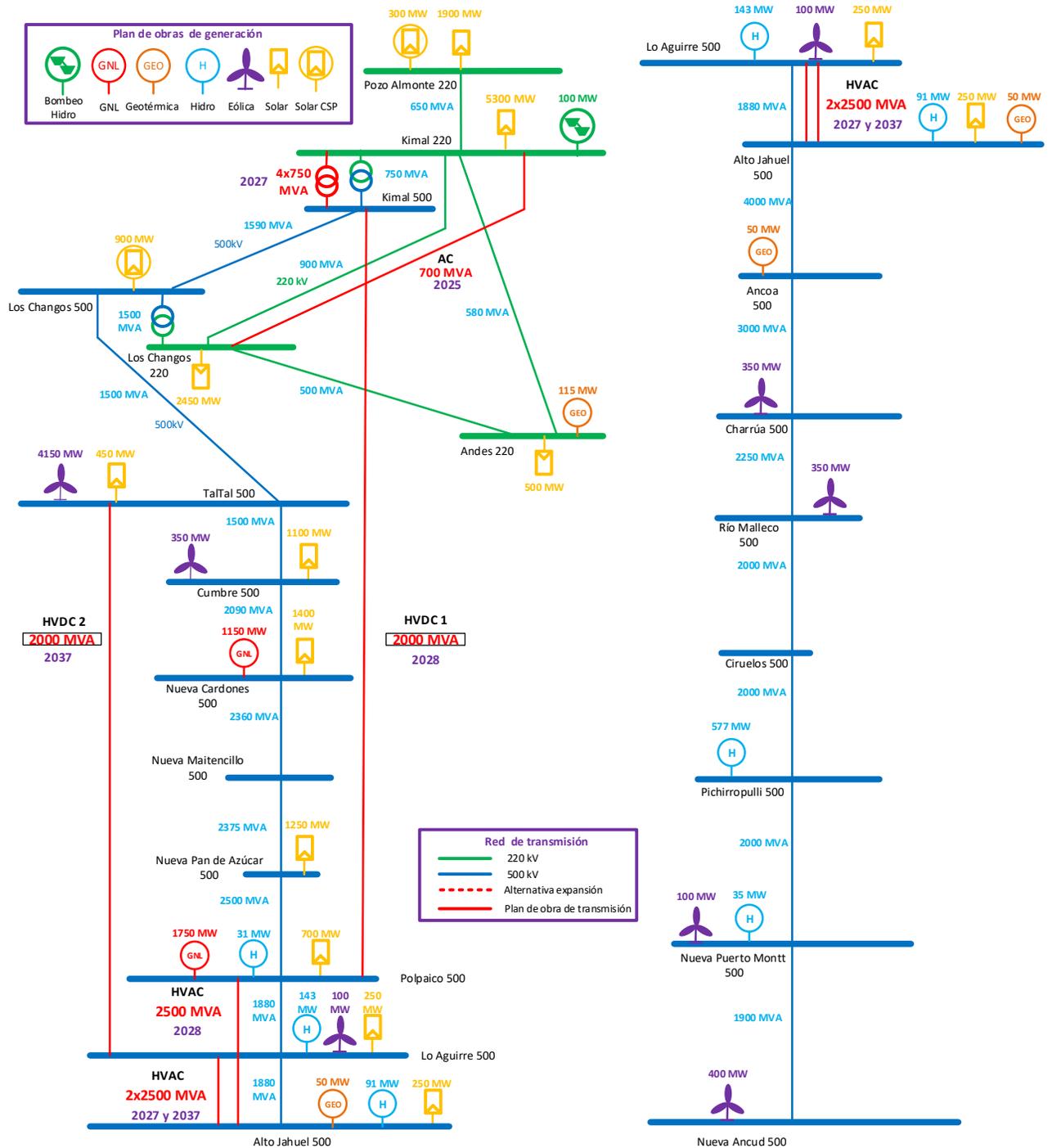


Figura 4.30: Resultados Escenario A5-Con Descarbonización (AM05a). Diagrama unilineal simplificado utilizado en Etapa I optimización.

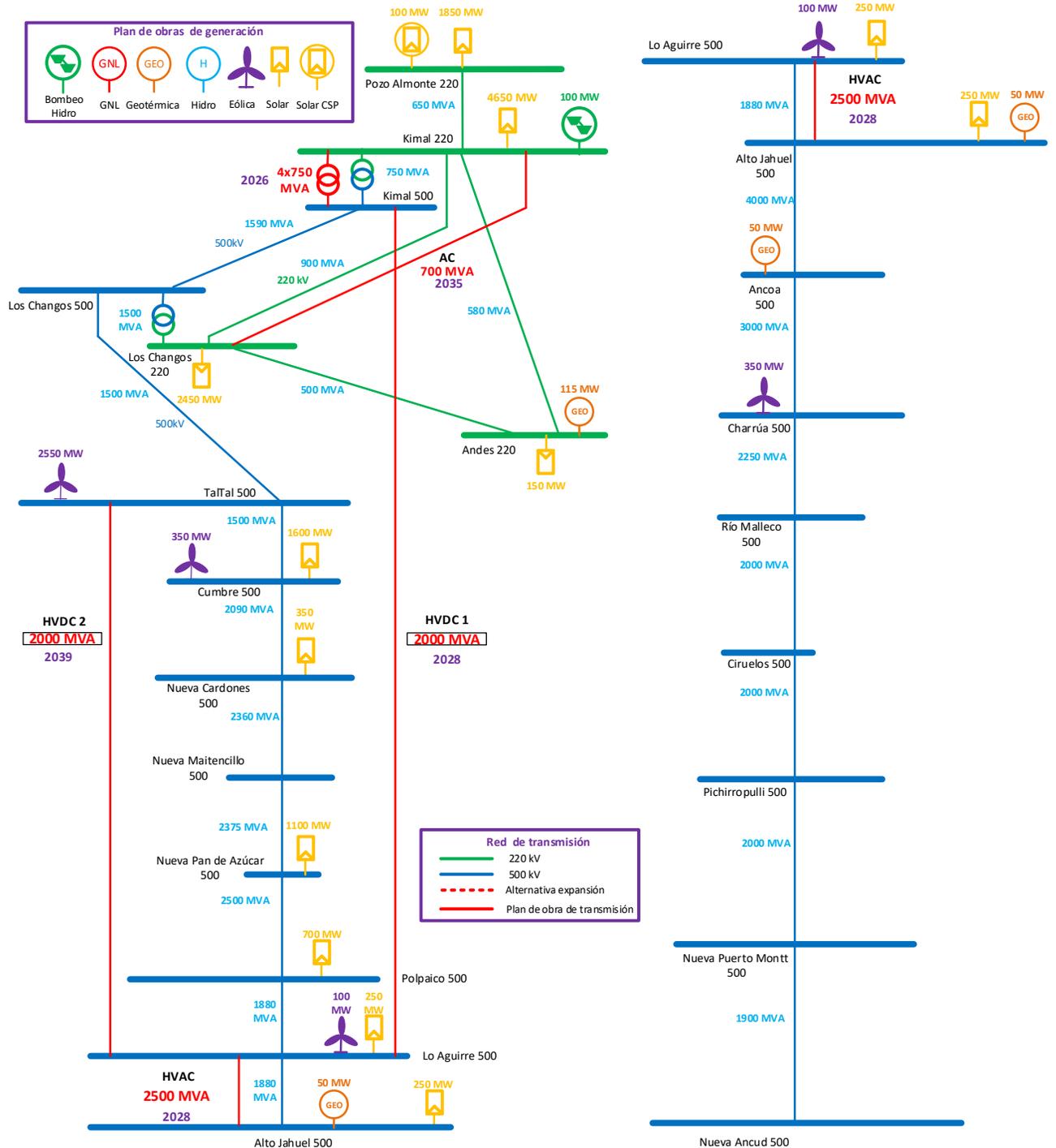
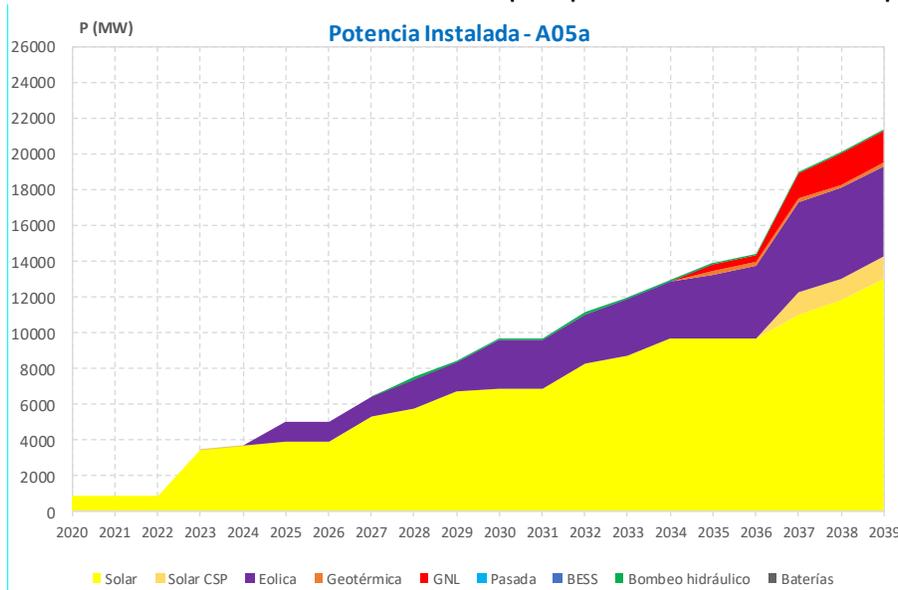


Figura 4.31: Resultados Escenario A5-Sin Descarbonización (AM05b). Diagrama unilineal simplificado utilizado en Etapa I optimización

4.7.2 ETAPA II – OPTIMIZACIÓN INVERSIONES DE GENERACIÓN CON RESTRICCIONES OPERATIVAS.

En esta sección se presentan los resultados para el escenario A5 asociados a la etapa II de optimización, en la cual se realiza la optimización de inversiones de generación considerando las restricciones operativas de corto plazo ilustradas en la sección 4.3.2. Los resultados obtenidos de la optimización de inversiones de generación para este escenario se presentan en la Figura 4.32, y representan las condiciones óptimas de expansión del parque generador para las proyecciones del escenario A5 (Casos A05a).

Figura 4.32: Escenario A5 con descarbonización. Resultados Etapa II optimización. Potencia instalada por tecnología.



Tipo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Eólica	0	0	0	0	0	1100	1100	1100	1650	1650	2750	2750	2750	3200	3200	3600	4131	5031	5081	5081
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	215	215	215	215	215
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	350	1400	1750	1750
Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	900	900	900	3450	3700	3900	3900	5350	5750	6700	6850	6850	8300	8700	9650	9650	9650	11050	11800	13000
Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1200	1200	1250
BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo hidráulico	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

4.8 RESULTADOS ESCENARIO A6

De acuerdo con lo indicado en la sección 3.6, el escenario A6 considera el cronograma de descarbonización base utilizado para los escenarios A, diferenciándose del escenario A1 en lo que se refiere a los costos de inversión de las tecnologías CSP, solar, eólica e almacenamientos, y la oposición o dificultad de ejecución de proyectos de generación. En específico se consideraron las proyecciones de costo alto de la PELP para la CSP, de costo bajo para centrales solar-eólica y almacenamientos, y limitación por oposición social a proyectos geotérmicos, e hidráulicos de pasada y bombeo.

4.8.1 ETAPA I –OPTIMIZACIÓN CONJUNTA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN

Los resultados obtenidos de la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión para este escenario se presentan en la Figura 4.33 y esquemáticamente en las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**. Estos resultados representan las condiciones óptimas de expansión de la red y el parque generador para las proyecciones del escenario A6, para los casos con y sin descarbonización base, denominados AM06a y AM06b respectivamente.

Los resultados de este escenario se diferencian principalmente con los del escenario base con respecto a la inserción de energía eólica y GNL, donde la sustitución natural de las centrales en base a carbón está dada por una combinación entre energía eólica, solar y térmicas en base a GNL. Por consiguiente, ante una eventual oposición social o limitación en la ejecución de proyectos en base a geotermia, hidráulicas de pasada y bombeo, los montos de inversión ocupados por estas tecnologías se sustituirían por una inserción intensiva de energía eólica y operación de centrales GNL existentes, implicando costos mayores de operación e inversión para el SEN. Lo anterior, se puede explicar a través de las proyecciones de costos de desarrollo para este escenario presentadas en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10: Costos de desarrollo escenario A6

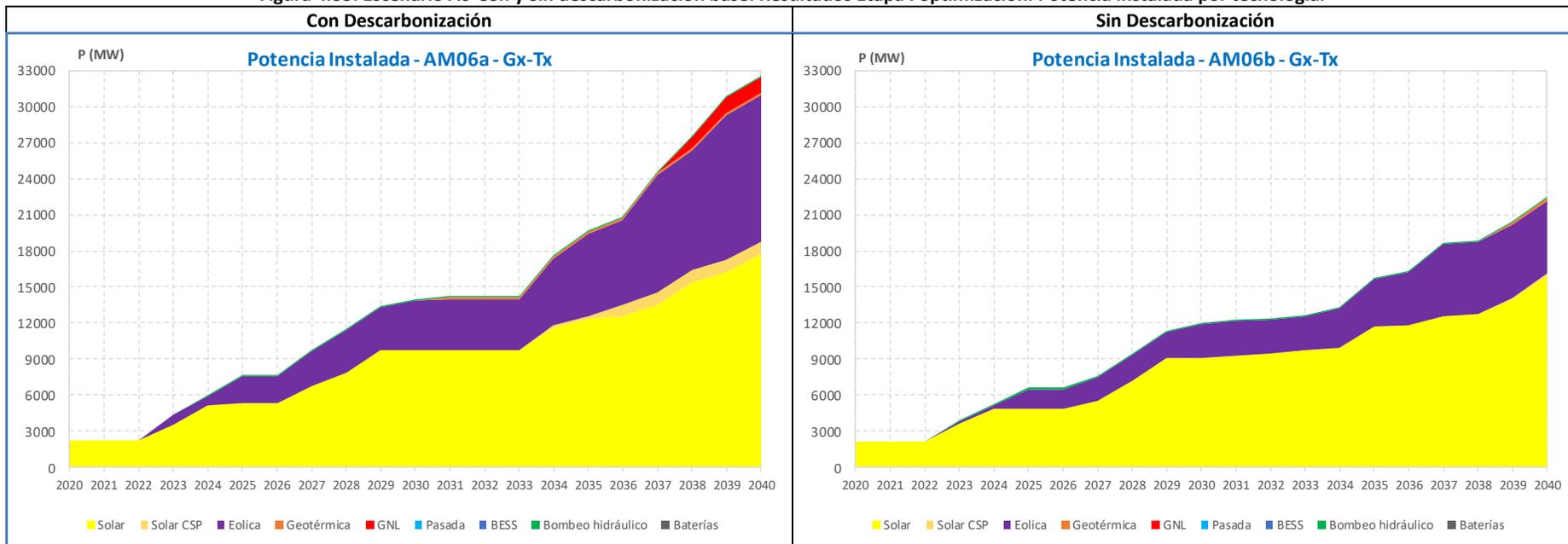
ID	Tecnología	Tipo	Costo de inversión medio horizonte 2030-2040 [MUSD/MW]	Factor de planta medio (%)	Costo de Operación o Compra [USD/MWh]	Costo de desarrollo medio inversión [USD/MWh]	Recargo costos adicionales de inversión en transmisión [USD/MWh]	Costo de desarrollo [USD/MWh]
1	Solar Norte	Variable	515	33	<2	23	27.0	50
2	Solar Centro	Variable	592	20	<2	44	0.0	44
3	Eólica sin transmisión adicional	Variable	1384	35	<2	59	0.0	59
4	Eólica con transmisión adicional	Variable	1384	35	<2	59	13.4	72
5	CSP Norte	Base	5511	83	<2	99	8.9	108
6	Geotermia	Base	5507	95	<2	86	0.0	86
7	GNL	Base	1150	65	70 a 119	26	0.0	96 a 145
8	Bombeo hidráulico (*)	Base	1300	50	25-70	39	0.0	72-132
9	Hidro pasada	Base	3250	50-70	<2	80	0.0	69-97
10	Mix base renovable, Solar x3 + Bombeo x2	Base	4145	100	0	62	8.9	71

(*) Se considera bombeo hidráulico con rendimiento mecánico de un 75% entre carga y descarga

Por otra parte, de los resultados presentados en las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se puede concluir que al igual que para otros escenarios, se identificó la conveniencia del desarrollo de un enlace HVDC por una transferencia máxima efectiva de 4.000 [MW] entre las zonas norte y centro del país separado en 2 etapas, una primera etapa entre S/E Kimal y Lo Aguirre con convertoras de 2.000 [MW], y una

segunda etapa posterior utilizando la misma línea HVDC, pero adicionando nuevas convertoras de 2.000 [MW] en S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre respectivamente.

Figura 4.33: Escenario A6-Con y Sin descarbonización base. Resultados Etapa I optimización. Potencia instalada por tecnología.



ID	Tipo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Con Descarbonización AM06a	Eólica	0	0	0	800	800	2250	2300	2900	3500	3600	4131	4281	4281	4281	5531	6881	7081	9781	9931	12031	12231	
	Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	165	165	165	165	165	165	215	215	215	215	
	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	950	1300	1300	
	Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Solar	2250	2250	2250	3550	5100	5300	5300	6700	7900	9700	9700	9700	9700	9700	11600	12350	12550	13500	15400	16250	17750	
	Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	900	1000	1000	1000	1000	
	BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Bombeo hidráulico	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sin Descarbonización AM06b	Eólica	0	0	0	200	250	1600	1600	2000	2200	2200	2850	2850	2850	2850	3300	3931	4431	6031	6031	6081	6081	
	Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	215	215	
	GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Solar	2150	2150	2150	3650	4900	4900	4900	5500	7200	9050	9050	9300	9450	9700	9950	11750	11800	12550	12700	13950	15900	
	Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	200	
	BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Bombeo hidráulico	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 4.34: Resultados Escenario A6-Con Descarbonización (AM06a). Diagrama unilineal simplificado utilizado en Etapa I optimización.

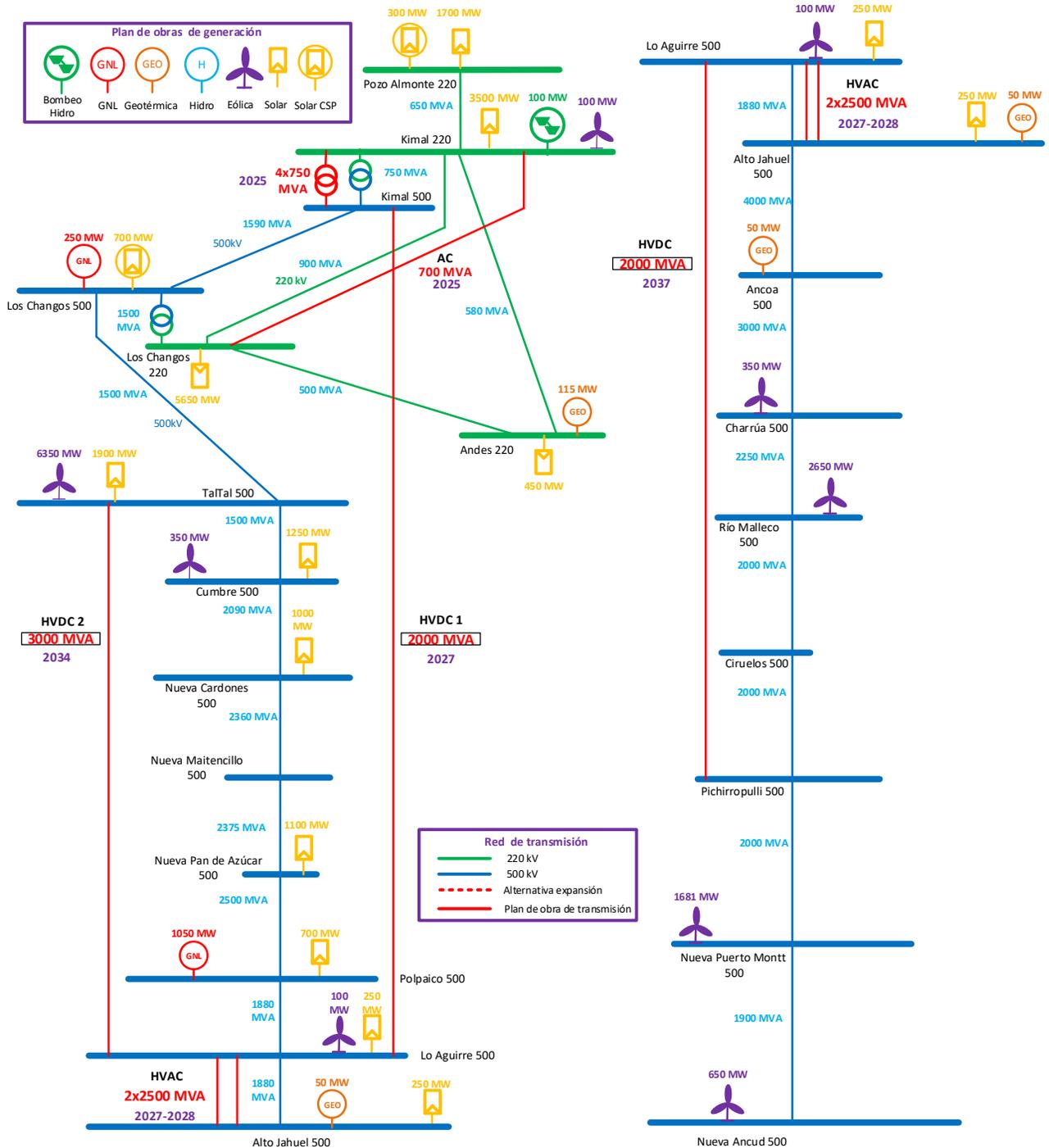
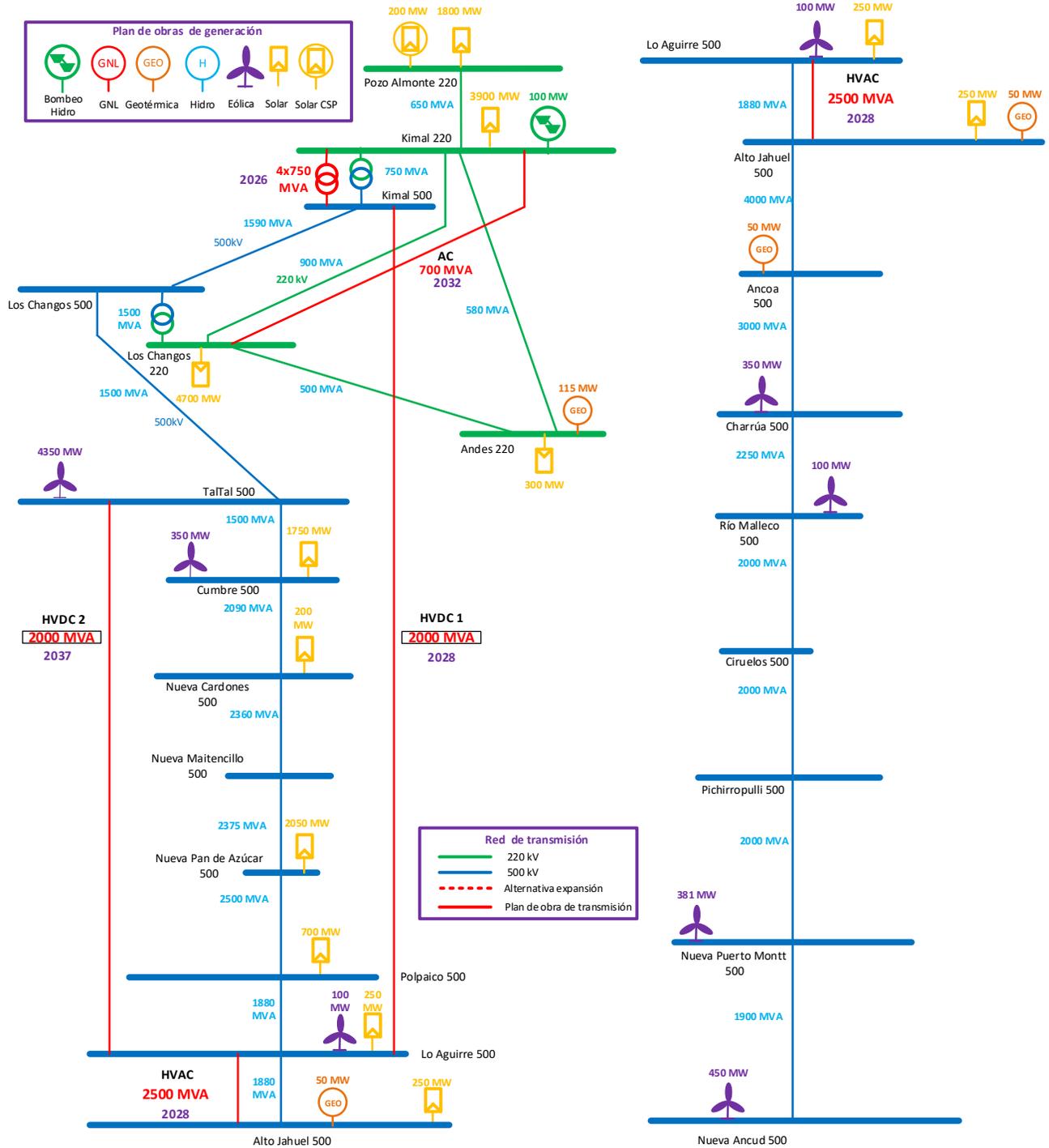


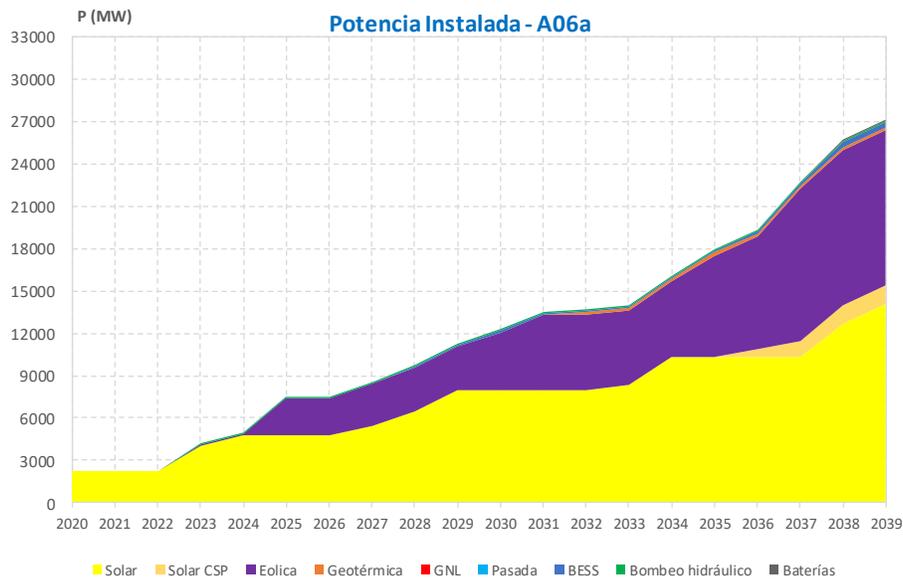
Figura 4.35: Resultados Escenario A6-Sin Descarbonización (AM06b). Diagrama unilineal simplificado utilizado en Etapa I optimización



4.8.2 ETAPA II – OPTIMIZACIÓN INVERSIONES DE GENERACIÓN CON RESTRICCIONES OPERATIVAS.

En esta sección se presentan los resultados para el escenario A6 asociados a la etapa II de optimización, en la cual se realiza la optimización de inversiones de generación considerando las restricciones operativas de corto plazo ilustradas en la sección 4.3.2. Los resultados obtenidos de la optimización de inversiones de generación para este escenario se presentan en la Figura 4.36Figura 4.32, y representan las condiciones óptimas de expansión del parque generador para las proyecciones del escenario A6 (Casos A06a).

Figura 4.36: Escenario A6 con descarbonización. Resultados Etapa II optimización. Potencia instalada por tecnología.



Tipo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Eólica	0	0	0	100	100	2600	2600	3050	3100	3100	4050	5350	5350	5350	5350	7150	8031	10781	11031	11031
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115	115	115	215	215	215	215	215
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	2250	2250	2250	4000	4800	4800	4800	5400	6450	8000	8000	8000	8000	8300	10350	10350	10350	10350	12650	14050
Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	1100	1300	1300
BESS	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	200	300	300
Bombeo hidráulico	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100

4.9 RESUMEN PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN RESULTANTES

Con el fin de visualizar las diferencias de las obras de infraestructura de generación resultantes, en la Figura 4.37 se presenta un resumen gráfico de los planes de obra de generación resultantes para el escenario de descarbonización de la matriz A1. Por su parte, en la Figura 4.38 se presenta un resumen gráfico de los resultados de infraestructura de generación resultante para el mismo escenario de descarbonización por vida útil técnica/económica, pero con distintas proyecciones de variables de largo plazo y niveles de oposición de proyectos.

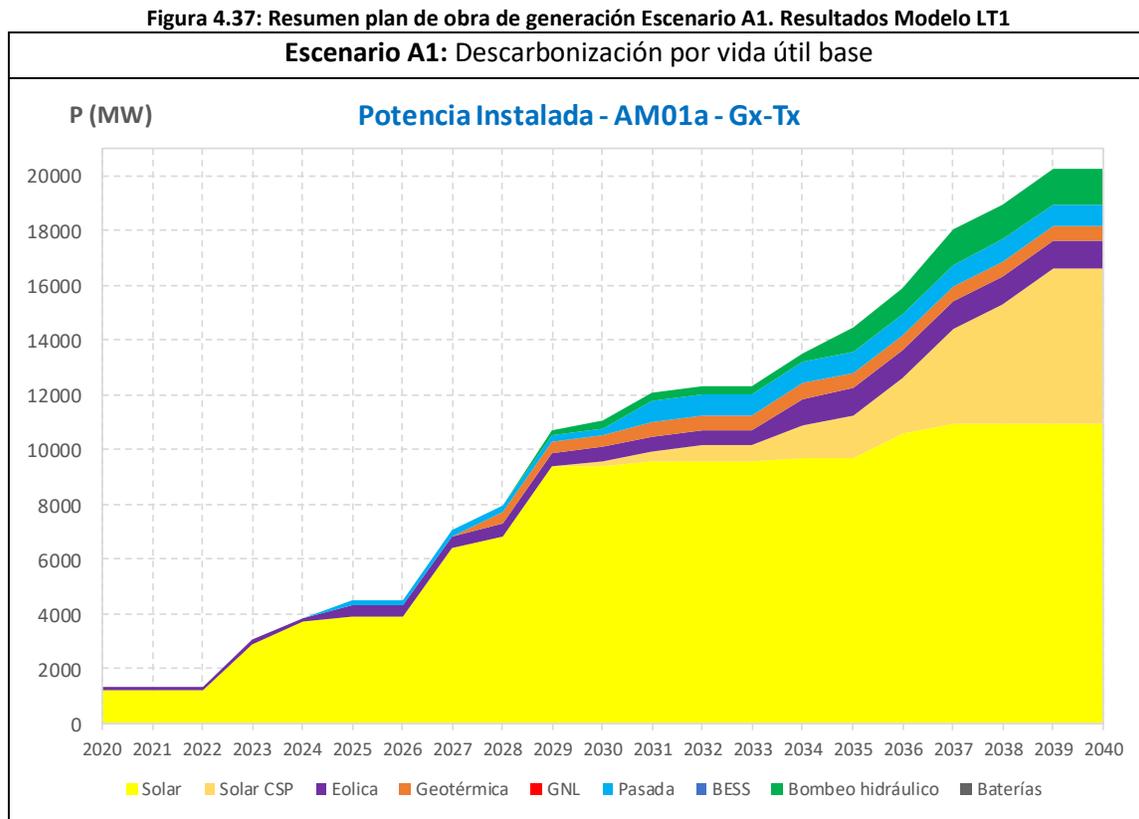
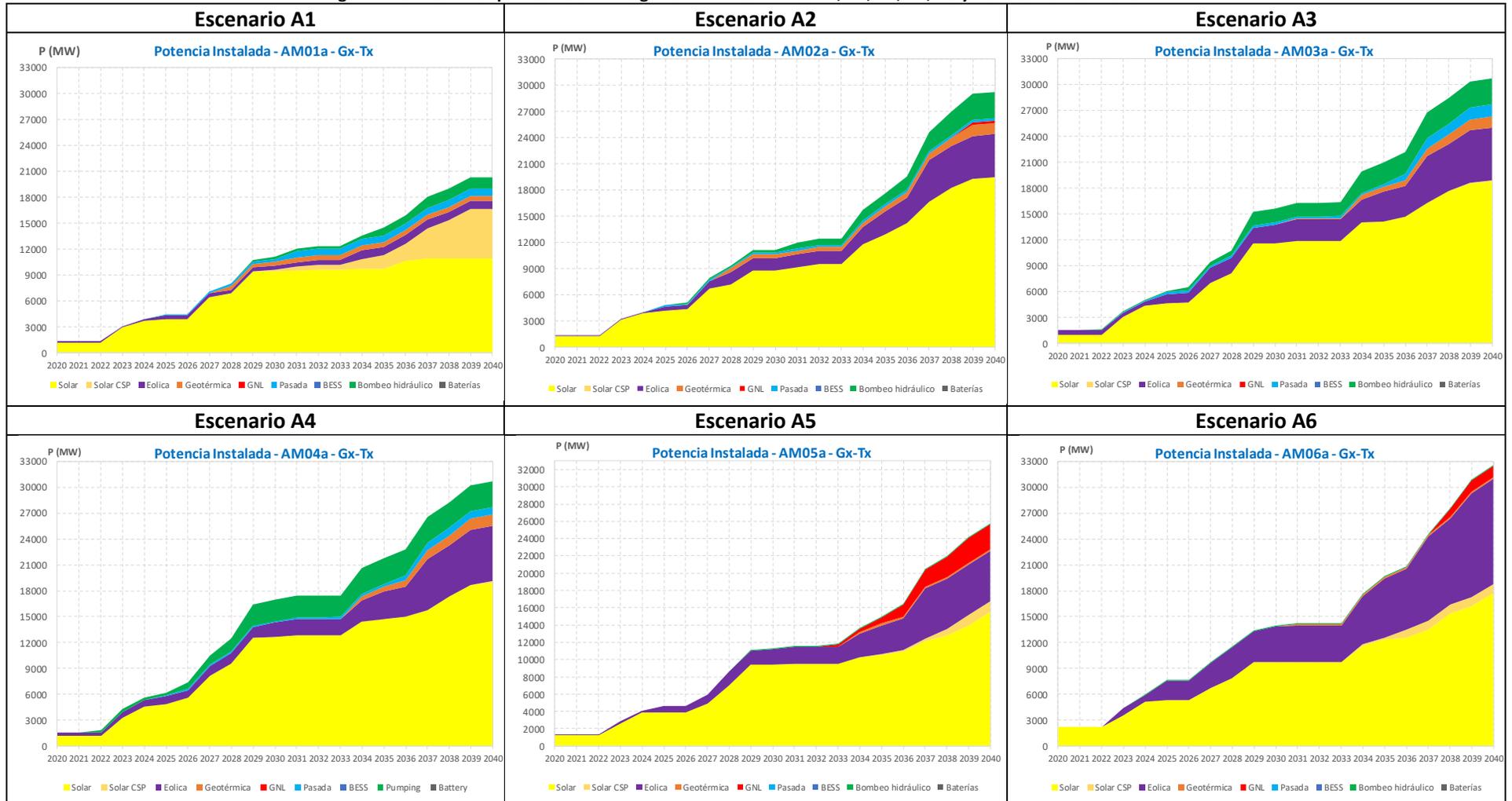


Figura 4.38: Resumen planes de obra de generación Escenarios A1, A2, A3, A4, A5 y A6. Resultados Modelo LT1



4.10 RESUMEN PLANES DE OBRA DE TRANSMISIÓN RESULTANTES

Con el fin de visualizar los requerimientos de nueva infraestructura de transmisión relevante asociados a un eventual proceso de descarbonización de la matriz eléctrica, en la Tabla 4.11 se presenta un resumen de los planes de expansión óptimos de transmisión para el escenario de descarbonización A1, y para sus distintos escenarios de evolución de variables de largo plazo para la condición de descarbonización base por vida útil A2, A3, A4, A5 y A6. Los resultados presentados en la Tabla 4.11 indican las fechas óptimas de puesta en servicio de las distintas alternativas de expansión de la red de transmisión obtenidas a partir del proceso de optimización global de inversiones generación-transmisión.

Adicionalmente, y con el fin de destacar los proyectos de mayor envergadura identificados en el proceso de optimización, en la Tabla 4.12 se presentan de manera resumida las fechas de puesta en servicio óptimas de los nuevos desarrollos de infraestructura necesarios para reforzar los principales corredores de transmisión del SEN.

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

Adicionalmente para 9 de los 12 escenarios (75% de los casos) se identificó la necesidad de un segundo enlace HVDC entre las zonas norte y centro del país, entre S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre de entre 2.000 y 3.000 [MW] desde el año 2035 en adelante, proyecto que representaría una segunda etapa para el proyecto de enlace HVDC entre las zonas norte y centro del SEN. Al respecto, se debe destacar que estos proyectos en conjunto estarían en línea con la recomendación de expansión emitida por el Coordinador en su revisión anual de expansión del sistema de transmisión emitida en enero del año 2018, ya que dicha propuesta considera y permite el desarrollo del enlace HVDC en etapas.

En específico, la propuesta original del Coordinador considera la construcción de una línea HVDC entre S/E Kimal y Lo Aguirre de +/- 600 kV y 3.000 [MW] por polo (6.000 MW nominal), pero con una primera etapa que considera construcción de convertoras con tecnología para el transporte de 2.000 [MW] netos entre las subestaciones Kimal y Lo Aguirre respectivamente. No obstante, la Nueva línea TalTal – Lo Aguirre identificada para los últimos 5 años del horizonte de planificación, representaría una ampliación a este proyecto, equivalente a la adición de una nueva estación convertora en S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre haciendo uso de tecnología VSC, considerando la capacidad disponible de la línea y la factibilidad hoy comprobada de disponer de enlaces híbridos que combinen las tecnologías LCC y VSC.

Tabla 4.11: Resumen de alternativas de expansión óptimas obtenidas de la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión, Modelo LT1.

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

Tabla 4.12: Resumen de infraestructura de transmisión óptima relevante para los distintos escenarios de descarbonización. Modelo LT1.

Línea \ Escenario	Longitud referencial [km]	Zona	Flujo Máximo [MVA]	AM01 a	AM01 b	AM02 a	AM02 b	AM03 a	AM03 b	AM04 a	AM04 b	AM05 a	AM05 b	AM06 a	AM06 b
HVDC1: Kimal 500 - Lo Aguirre 500 / Polpaico 500	1500	Norte-Centro	2000	2028	2031	2032	2034	2027	2030	2027	2028	2028	2028	2027	2028
HVDC2: TalTal 500 - Lo Aguirre 500 / Polpaico 500	1150	Norte-Centro	2000 - 3000*	2036*	-	2035	-	2037	-	2037	2037	2037	2039	2034*	2037
HVDC o HVAC: Lo Aguirre 500 - Pichirropulli 500	900	Centro-Sur	2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2037	-
HVAC: Kimal 500 - TalTal 500	350	Norte	4000	-	-	-	-	-	-	2040	-	-	-	-	-

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

5 GENERACIÓN ANUAL ESPERADA DEL SEN

En la sección 4 se presentan los planes de obra resultantes de la optimización de inversiones generación-transmisión para los distintos escenarios de descarbonización simulados. Dichos planes de expansión tienen como fin último cuantificar los requerimientos de infraestructura del SEN, y por consiguiente los costos de inversión en generación y transmisión adicionales que debe incurrir el sistema ante condiciones de descarbonización de la matriz. No obstante, la cuantificación total de los costos asociados a la descarbonización dispone igualmente de los costos de operación del sistema, los cuales dependen de la operación futura proyectada del sistema. Por consiguiente, con el fin de disponer de más información para comprender los costos operativos esperados del sistema, en esta sección se presentarán los resultados de la operación esperada del SEN para los distintos escenarios de descarbonización.

Adicionalmente, y considerando que la descarbonización del SEN podría implicar una distribución diferente del uso de los recursos existentes para abastecer la demanda, es importante destacar como varía la generación esperada de recursos existentes en función de la profundidad de descarbonización del SEN, para poder ilustrar la importancia que tienen determinados recursos de generación existente para poder facilitar el proceso de descarbonización de la matriz.

5.1 GENERACIÓN ESPERADA POR ESCENARIO

En esta sección se presentan los resultados de la operación esperada del parque generador del SEN para los distintos escenarios de descarbonización. En este contexto, en las Figura 5.1, Figura 5.2 y Figura 5.3 se presenta la operación esperada para las distintas proyecciones de evolución de variables de largo plazo del SEN, para los casos con y sin considerar el cronograma de descarbonización base por vida útil de centrales. De los resultados obtenidos, se debe destacar en primer lugar la variación en la operación de las centrales en base a GNL entre las condiciones con y sin descarbonización, siendo mayor la generación de estas centrales en las condiciones de descarbonización de la matriz.

Figura 5.1: Generación esperada por tecnología Escenarios A1 y A2. Resultados Modelo LT1

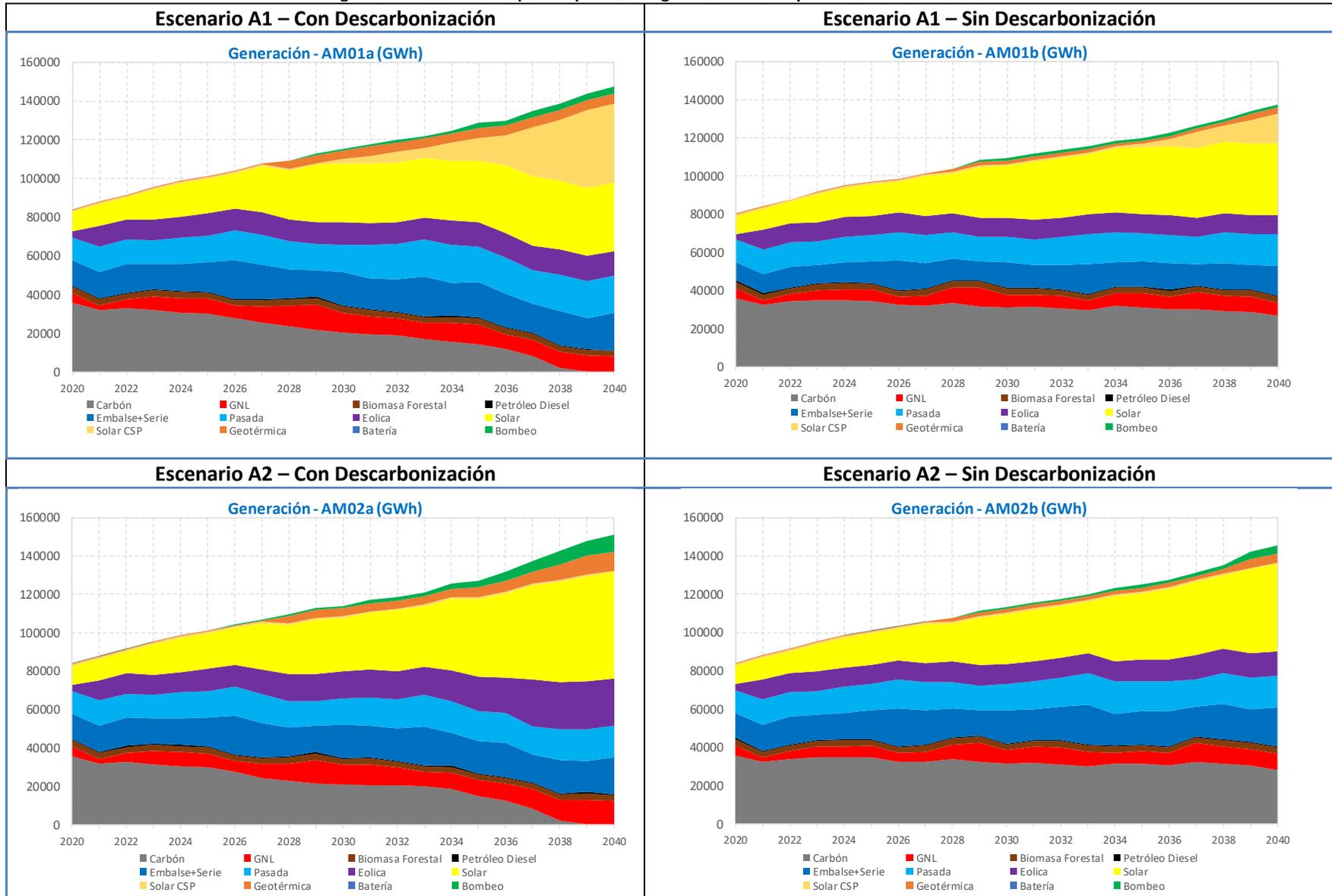


Figura 5.2: Generación esperada por tecnología Escenarios A3 y A4. Resultados Modelo LT1

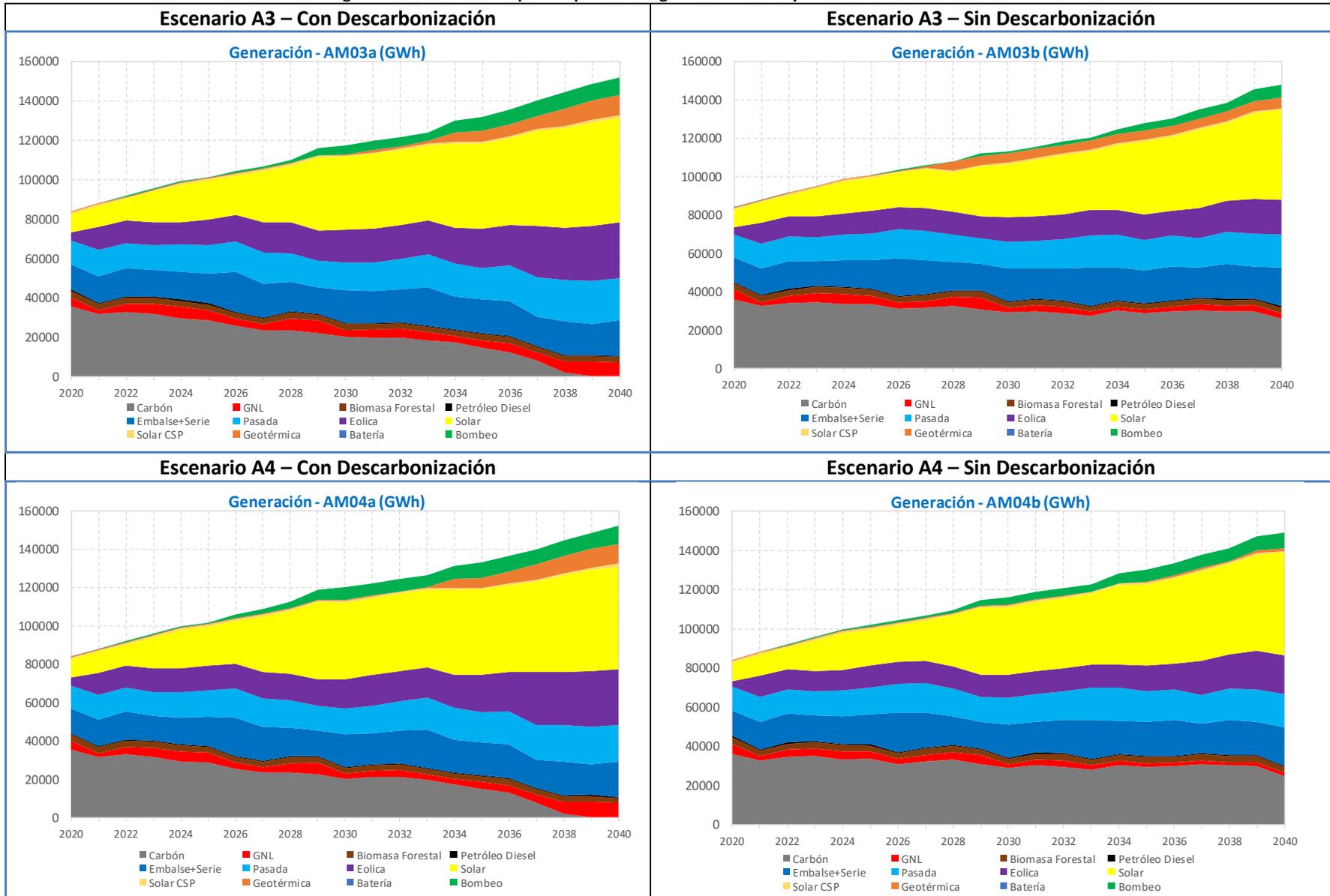
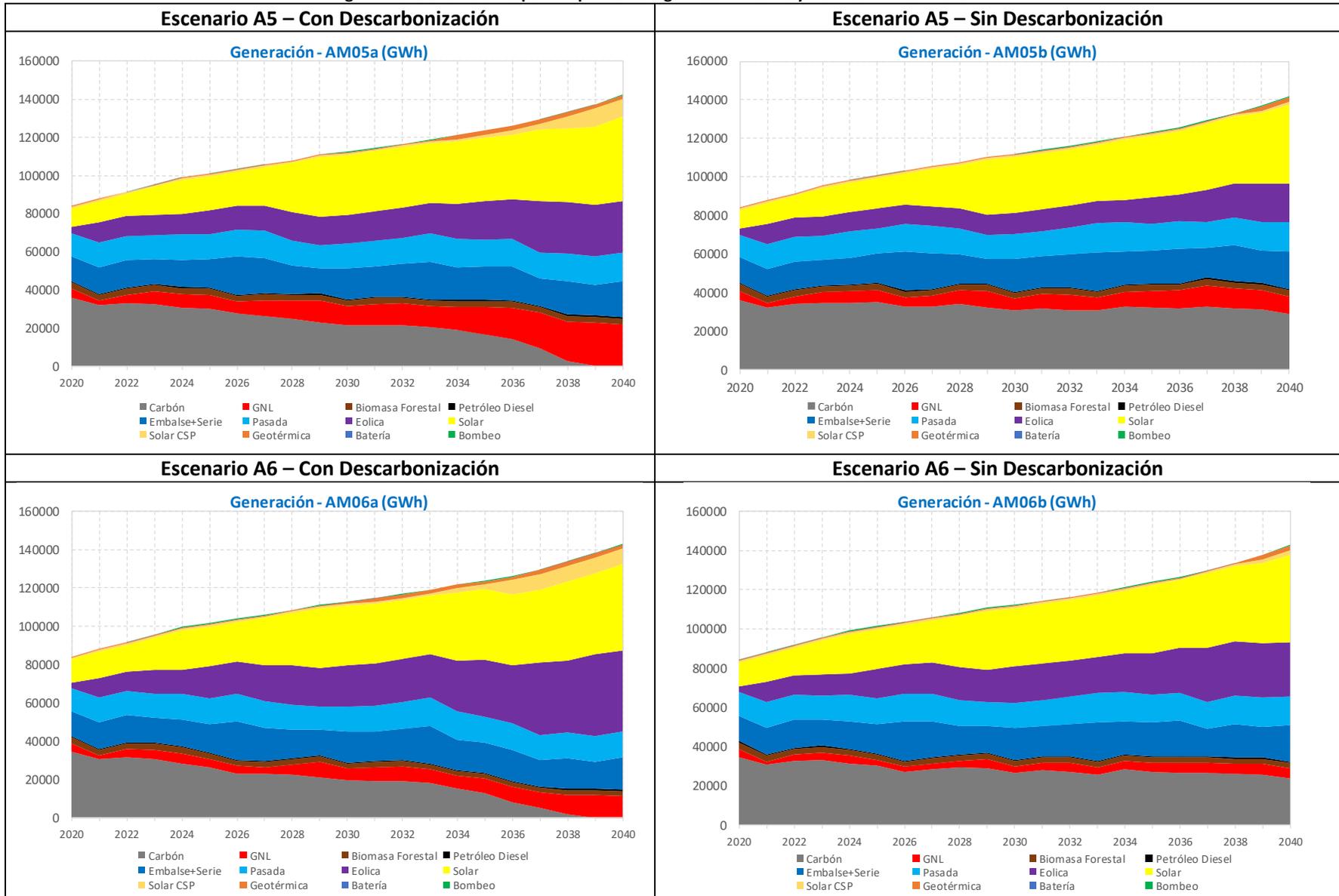


Figura 5.3: Generación esperada por tecnología Escenarios A5 y A6. Resultados Modelo LT1



5.2 GENERACIÓN CENTRALES GNL

De acuerdo con lo indicado en la sección 5.1, la generación esperada de las centrales en base a GNL se incrementa en los escenarios que consideran descarbonización de la matriz, debido a que parte de la energía inyectada por centrales a carbón es sustituida por generación proveniente de las centrales GNL existentes. Por consiguiente, en esta sección se presenta el detalle de la generación esperada de este tipo de centrales para los distintos escenarios de descarbonización, con el fin de ilustrar las diferencias en su operación entre los casos que consideran descarbonización y los que mantienen en servicio las unidades a carbón.

En base a lo anterior, los resultados de la operación esperada de las centrales en base a GNL para los distintos escenarios de descarbonización se presentan en las Figura 5.4 y Figura 5.5. A partir de estos resultados, es posible verificar que la generación de las centrales en base a GNL prácticamente se duplica en los últimos años del horizonte para el cronograma base de descarbonización por vida útil, con respecto a la operación para los casos que mantienen en servicio las unidades a carbón.

Figura 5.4: Comparación generación esperada centrales GNL Escenarios A1-A2-A3-A4. Resultados Modelo LT1

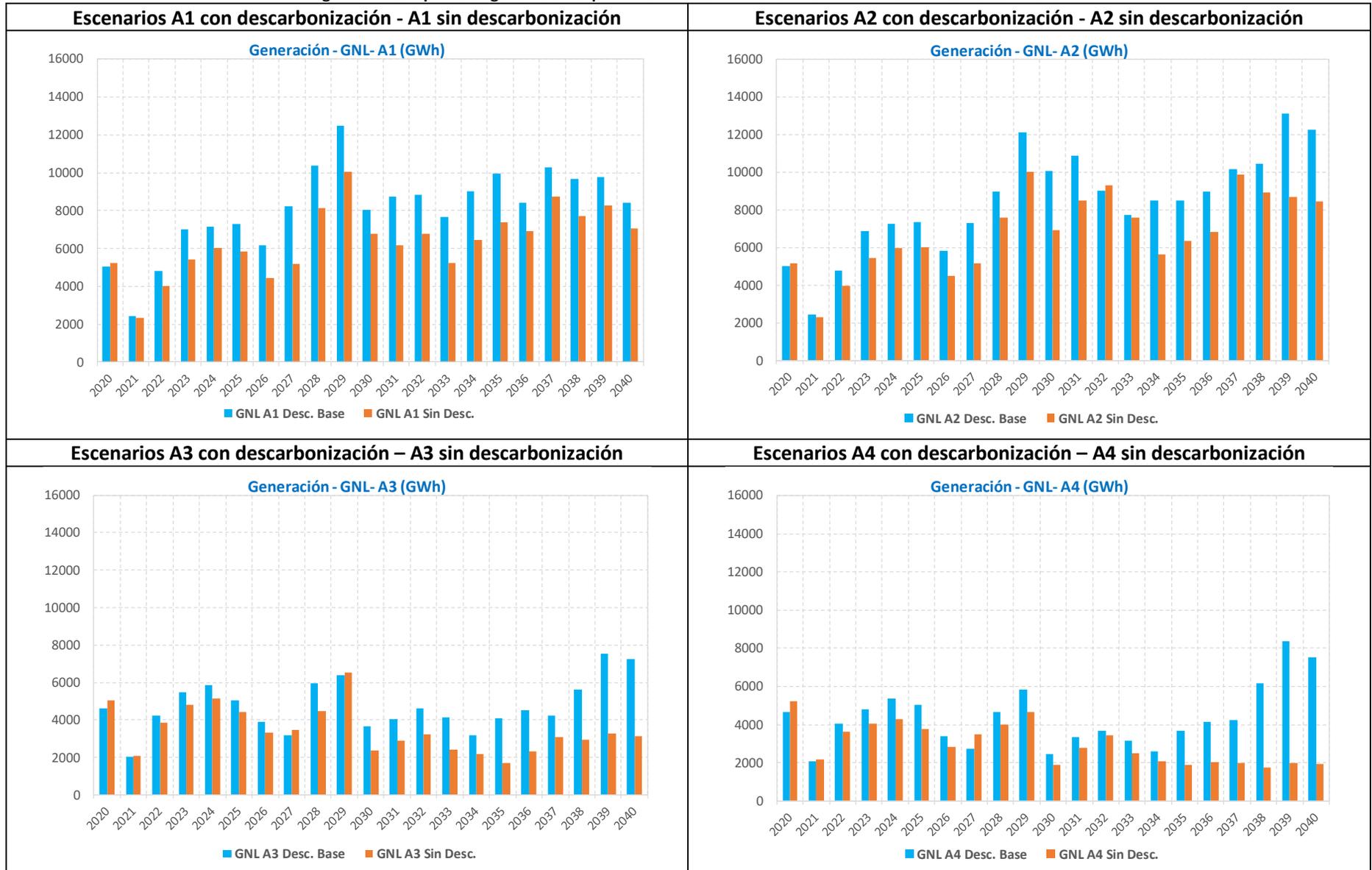
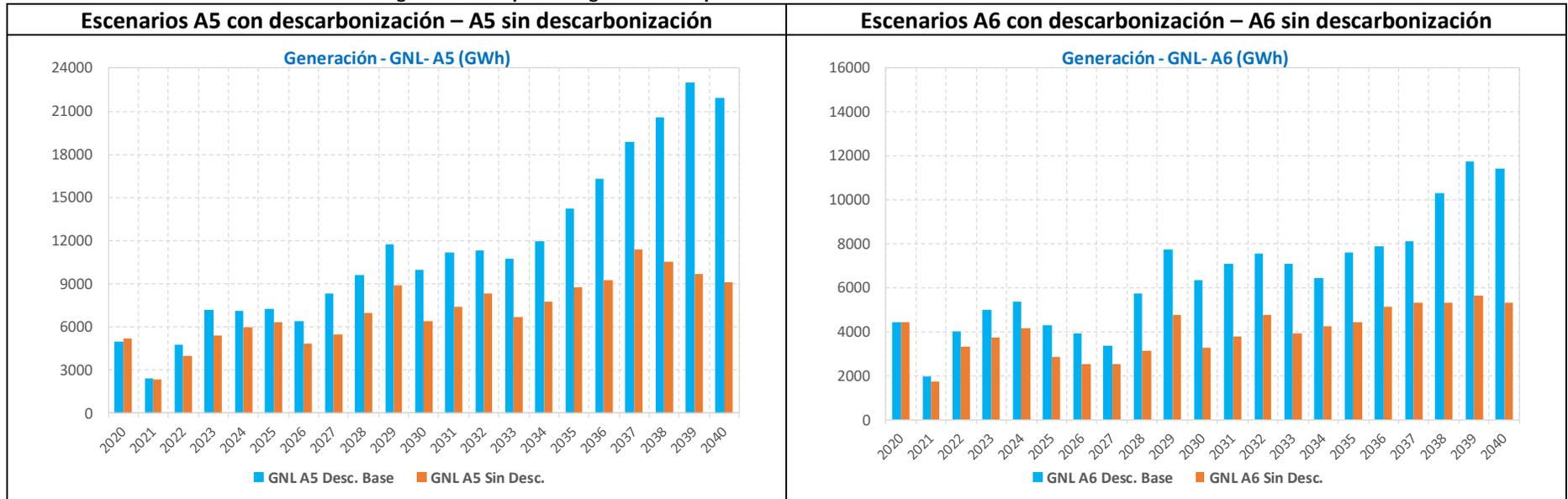


Figura 5.5: Comparación generación esperada centrales GNL Escenarios A5-A6. Resultados Modelo LT1



6 COSTOS DE OPERACIÓN E INVERSIÓN RESULTANTES

En esta sección se presentarán los costos totales de operación e inversión que incurre el sistema para los distintos escenarios de desarrollo del SEN presentados en la sección 4, con el fin de cuantificar los impactos que tendría sobre el sistema un proceso de descarbonización. Si bien la construcción de planes de obra óptimo generación-transmisión para distintos escenarios de evolución de variables en el largo plazo permite identificar los requerimientos futuros de infraestructura de transmisión, el fin último de la construcción de estos planes en el contexto de este estudio, es evaluar a través de una metodología común, los efectos que podría tener un proceso de descarbonización para distintas condiciones futuras del SEN. Por consiguiente, la cuantificación de los costos de operación e inversión del SEN son fundamentales para lograr abordar el primer objetivo de este estudio, bajo lo cual en esta sección se presentarán desglosados los costos de inversión en generación, costos de inversión en transmisión, costos de operación, y costos totales del sistema para los distintos escenarios de expansión.

6.1 COSTOS DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN

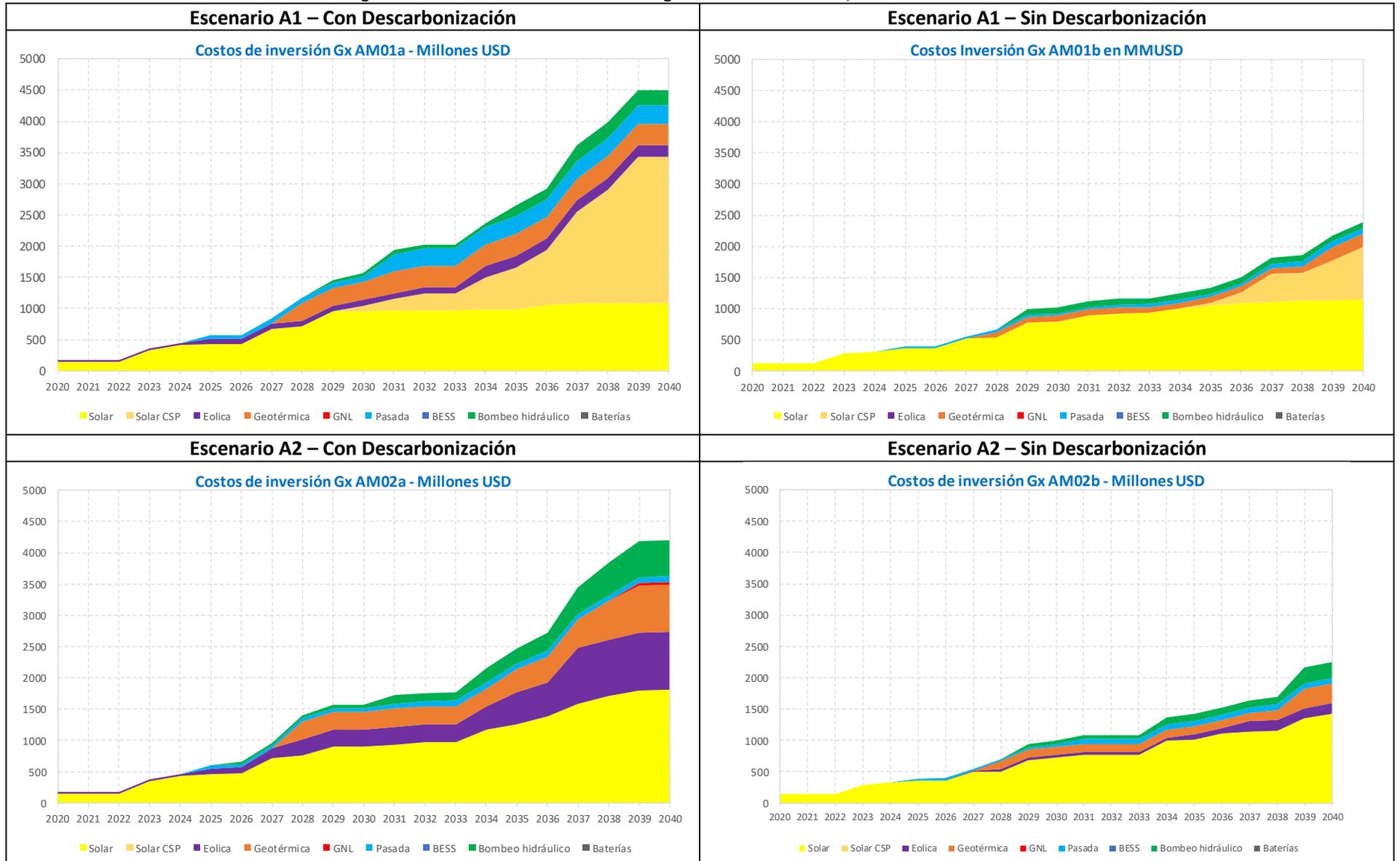
Los costos de inversión en generación resultantes para los planes de obra óptimos de generación presentados en la sección 4 se presentan en las Figura 6.1, Figura 6.2 y Figura 6.3, para los distintos escenarios de evolución de variables de largo plazo del SEN, y para la condición de descarbonización base.

En el caso de los resultados presentados en las Figura 6.1, Figura 6.2 y Figura 6.3, estos resultados representan una comparación de los costos de inversión para condiciones con y sin descarbonización, para distintos escenarios de evolución de variables de largo plazo, entre ellos, costos de inversión, operación y oposición social a proyectos. Dichos escenarios consideran el cronograma de descarbonización base por vida útil del escenario A, por lo que los resultados presentados en dicha figura representarían sensibilidades sobre el escenario A, para medir el efecto de este cronograma referencial de descarbonización en distintas condiciones.

A partir de estos resultados se puede observar que existen diferencias notorias en los niveles de inversión necesarios en el proceso de descarbonización, con respecto a los casos sin descarbonización, lo que es natural en un proceso de retiro de centrales. Dichas diferencias de costos para algunos escenarios se intensifican considerando que los sustitutos de base eficientes de las centrales a carbón serían intensivos en capital, no obstante, estos serían de bajo costo de operación, lo que en definitiva equipararía los costos de desarrollo de estos sustitutos con los costos de desarrollo de unidades a carbón.

Se debe destacar adicionalmente que dichas diferencias de costos de inversión en infraestructura no necesariamente representan los efectos finales en costo asignado al consumidor final, ya que dichas diferencias tenderían a asumir que el costo de las centrales a carbón que quedarían fuera de servicio dispondrían de sólo sus costos de operación, no obstante, el precio a usuario final no necesariamente reflejaría costos de operación de dichas centrales, sino que precios de competencia, los cuales podrían asimilarse a los sustitutos de un escenario de descarbonización. Adicionalmente, los costos de inversión en generación no representan la totalidad de los costos finales de energía indexados a la demanda, sino que estos sólo representan una parte de estos costos, compartida con los costos de inversión en transmisión nacional- zonal y distribución.

Figura 6.1: Resumen costos de inversión en generación Escenarios A1, A2. Resultados Modelo LT1



De los resultados se puede observar que a pesar de que la tecnología solar presenta los mayores montos de inserción en términos de potencia instalada, dichos niveles no reflejan los niveles de costos de inversión en la misma proporción, ya que estas disponen de bajos costos de inversión y potencia neta media efectiva de inyección cercana al 30% de su potencia instalada. En base a lo anterior, en términos de costos de inversión en infraestructura adicional de generación, la composición de costos de inversión entre las distintas tecnologías para los distintos escenarios de expansión es relativamente equilibrada.

En términos de costos de inversión, los costos totales de inversión en generación anualizados para los escenarios de descarbonización varían entre 4.000 y 5.000 [MMUSD] adicionales, mientras que para los escenarios sin descarbonización varían entre 2.000 y 3.000 [MMUSD].

Figura 6.2: Resumen costos analizados de inversión en generación Escenarios A3, A4. Resultados Modelo LT1

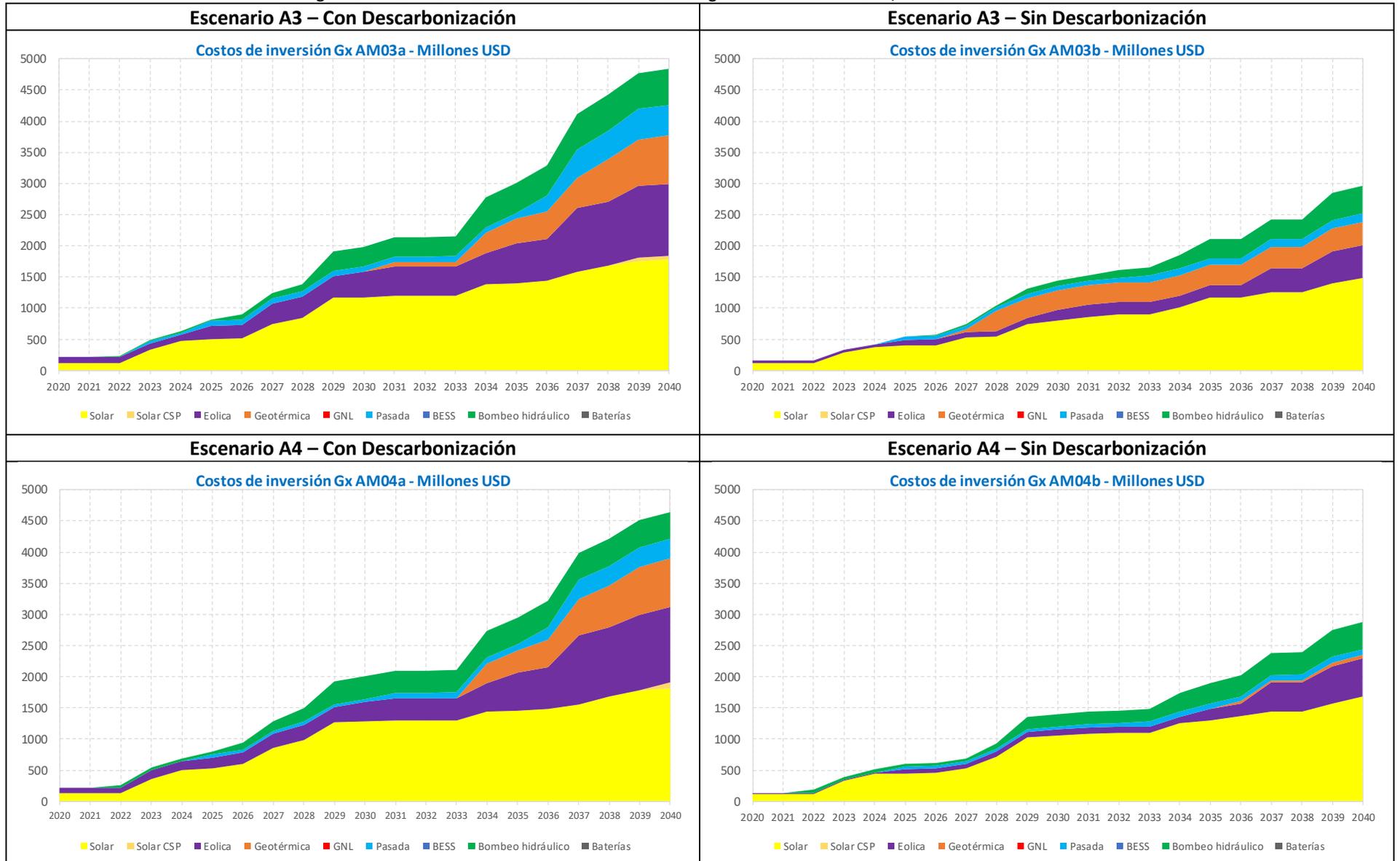
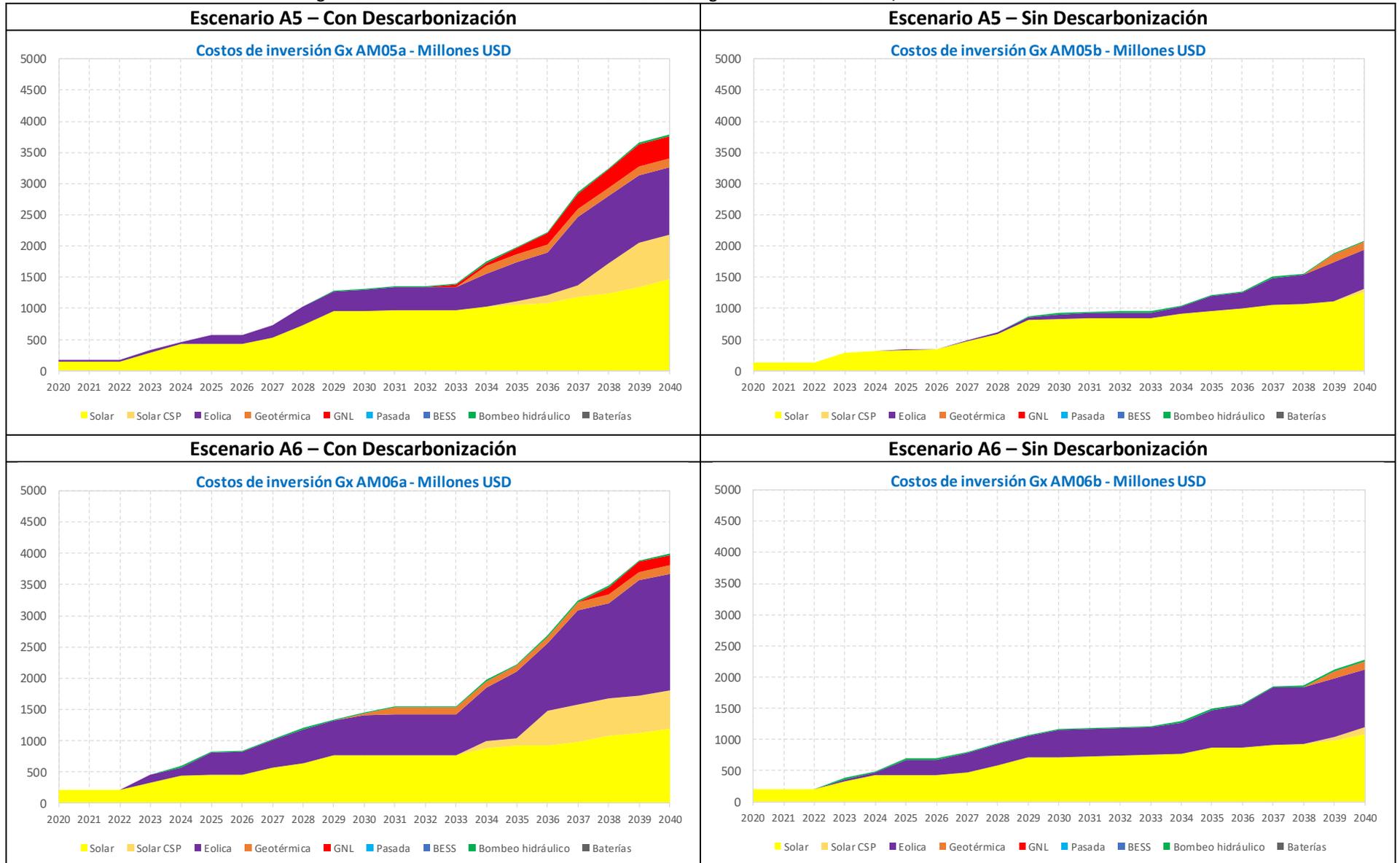


Figura 6.3: Resumen costos anualizados de inversión en generación Escenarios A5, A6. Resultados Modelo LT1



6.2 COSTOS DE INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN

El resumen de los costos de inversión en transmisión nacional para los planes de obra óptimos para los distintos escenarios de descarbonización de la matriz presentados en la sección 4, se ilustran en la Tabla 6.1.

A partir de dichos resultados se puede verificar que existen diferencias en los costos de inversión de transmisión entre las condiciones con y sin descarbonización, no obstante las anualidades de inversión asociadas a nuevos requerimientos de infraestructura de transmisión para el SEN representan alrededor de un 10% de la anualidad de inversiones totales de la nueva infraestructura generación-transmisión, por consiguiente, el 90% de los costos de inversión total están asociados a los desarrollos de infraestructura de generación.

Si bien se observan diferencias en algunos escenarios de entre un 20% y 40% en los costos totales de inversión en transmisión, entre los escenarios con y sin descarbonización, dichas diferencias no son significativas respecto a los costos totales de inversión generación-transmisión. En este caso específico, las diferencias de entre un 20% y 40% en costos de inversión de transmisión entre los casos con y sin descarbonización, llevadas a costos de inversión totales generación-transmisión alcanzarían un valor de entre un 2% y 4%. Más aún, si se incorporan los costos de operación del sistema y los costos de transmisión zonal y distribución, el impacto en los mayores costos en transmisión nacional asociados a la descarbonización sería despreciable en el costo de producción total de energía eléctrica (cercano a 1%).

En base a lo anterior, se debe destacar que si bien es relevante identificar las obras de infraestructura necesarias de transmisión que deben anticipar su materialización en un proceso de descarbonización de la matriz, esto no implica que la anticipación de dichas obras de transmisión generen un impacto relevante sobre los costos totales de producción de energía eléctrica, no obstante la materialización de estos proyectos es crucial para incentivar y facilitar el desarrollo de oferta de generación eficiente, y preparar el sistema para afrontar el proceso de descarbonización de manera óptima.

Tabla 6.1: Costos totales de inversión en transmisión para distintos escenarios de descarbonización

Costos de inversión de transmisión en MMUSD				
ID Escenario	Valor presente de Inversiones Período 2020-2040, Tasa de descuento de 10%		Anualidad de Inversiones último año del horizonte - Año 2040	
	Con descarbonización (a)	Sin Descarbonización (b)	Con descarbonización (a)	Sin Descarbonización (b)
A1	771.5	478.3	364.1	192.2
A2	511.3	286.9	348.4	195.2
A3	813.5	489.2	336.4	198.3
A4	805.9	698.3	372.5	336.4
A5	748.4	644.7	336.4	324.4
A6	1032.2	699.3	473.4	324.4

6.3 COSTOS MARGINALES

Con el fin de ilustrar los costos marginales del sistema para los distintos escenarios de descarbonización, en las Figura 6.4 y Figura 6.5 se presentan comparaciones de costos marginales entre los casos que consideran descarbonización y los que mantienen en servicio las unidades a carbón.

De los resultados obtenidos se puede observar que los costos marginales promedio-anales del sistema obtenidos a través del modelo LT1 para los distintos escenarios, se encontrarían en el rango de los costos de desarrollo de las centrales de expansión del sistema, de acuerdo con los costos de desarrollo de las distintas tecnologías ilustrados en la sección 4.

Figura 6.4: Comparación costos marginales casos con y sin descarbonización para Escenarios A1-A2-A3-A4. Resultados Modelo LT1

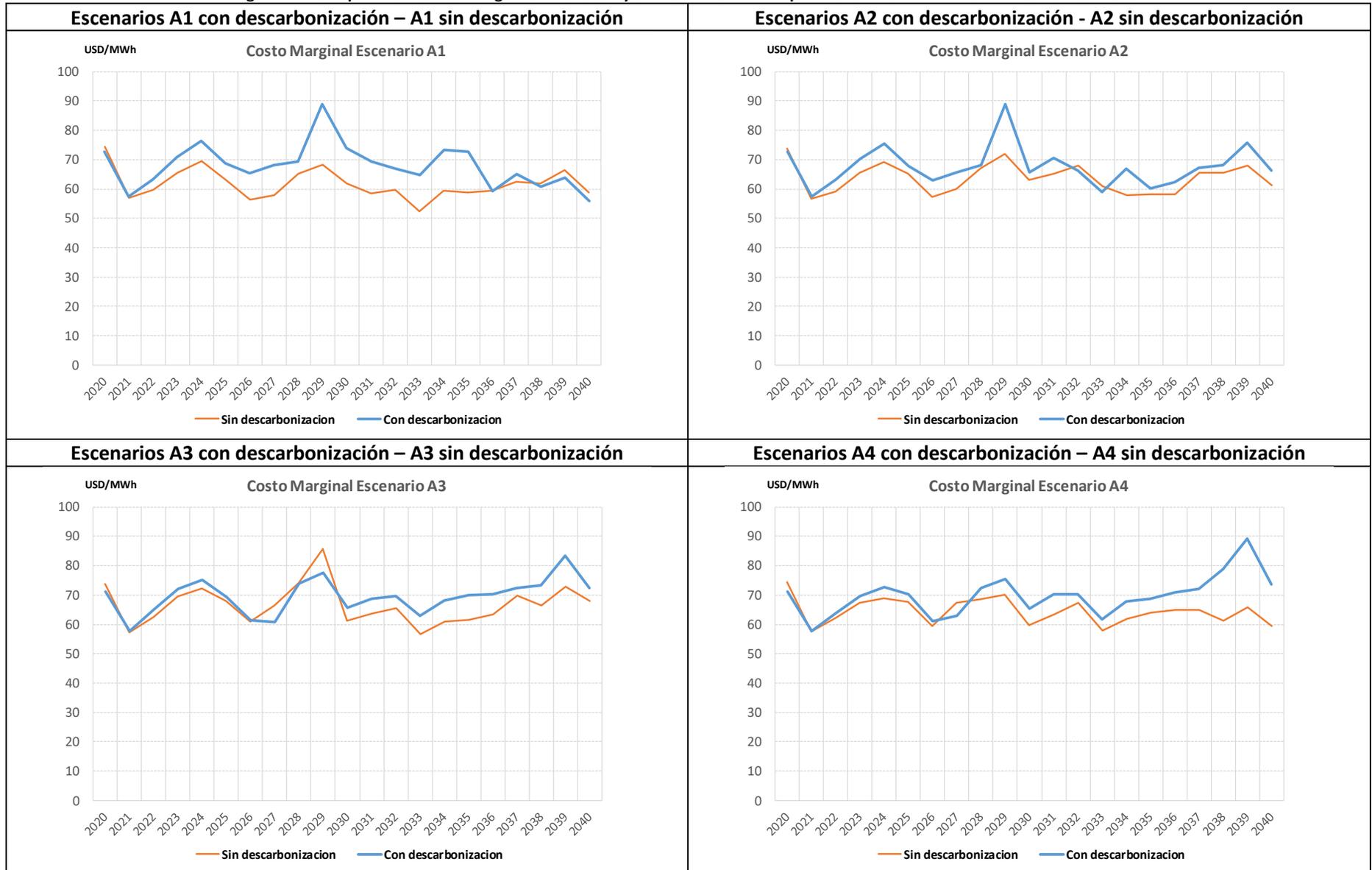
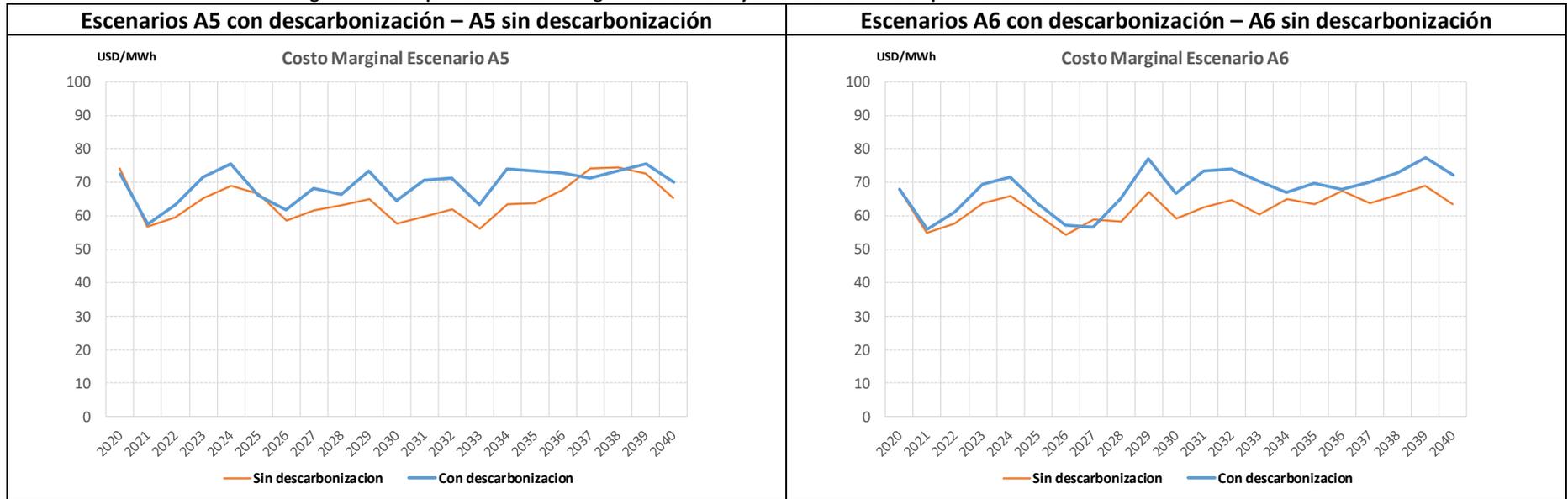


Figura 6.5: Comparación costos marginales casos con y sin descarbonización para Escenarios A5-A6. Resultados Modelo LT1



6.4 COSTOS TOTALES DE OPERACIÓN E INVERSIÓN

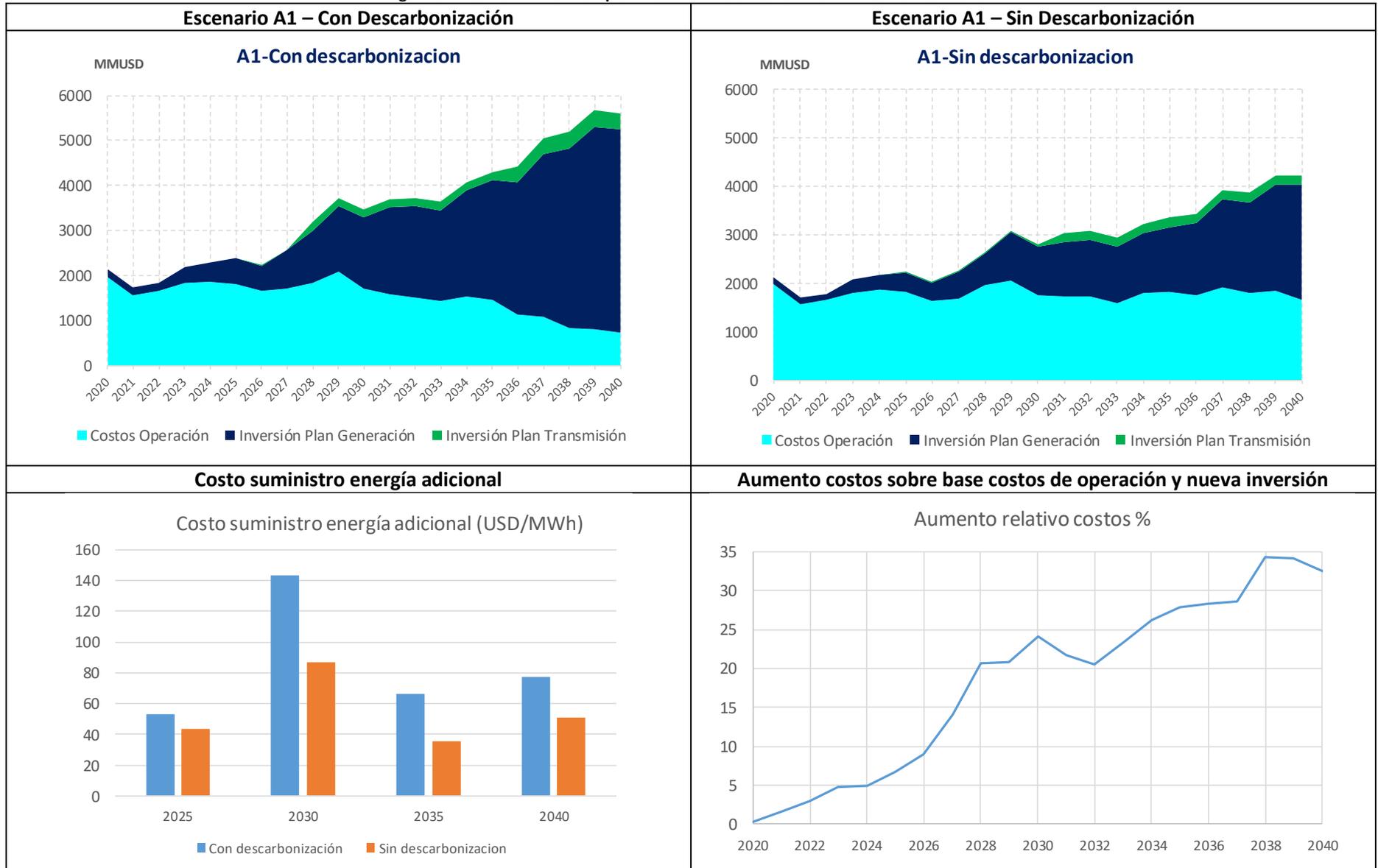
En las secciones 6.1 y 6.2 se presentaron resultados correspondientes a los costos de inversión en generación y transmisión asociados a los distintos escenarios de descarbonización simulados, sin embargo, para tener una primera cuantificación y comparación de costos entre escenarios con distintos niveles de descarbonización, es necesario agregar los costos totales de operación e inversión resultantes de los distintos escenarios simulados. Una vez obtenidos dichos costos agregados, las diferencias de costos entre los escenarios con y sin descarbonización representarán las diferencias estimadas en magnitud de costos asociados a la descarbonización para los distintos escenarios.

En base a lo anterior, en las Figura 6.6, Figura 6.7, Figura 6.8, Figura 6.9, Figura 6.10 y Figura 6.11 se presentan los costos agregados de operación e inversión en generación y transmisión asociados a los distintos escenarios de proyección de variables, para las condiciones con y sin descarbonización por vida útil, las cuales representan los resultados de las simulaciones de los escenarios A1, A2, A3, A4, A5 y A6 para las condiciones con y sin descarbonización.

A partir de estos resultados se puede observar que existen diferencias en los niveles de inversión entre los casos con y sin descarbonización, lo que es natural en un proceso de retiro de centrales. Dichas diferencias de costos para algunos escenarios se intensifican considerando que los sustitutos de base eficientes de las centrales a carbón serían intensivos en capital, no obstante, estos serían de bajo costo de operación, lo que en definitiva equipararía los costos de desarrollo de estos sustitutos con los costos de desarrollo de unidades a carbón. Por consiguiente, los escenarios que consideran descarbonización presentan mayores costos de inversión y menores costos de operación que los casos en que no se considera la descarbonización.

En cuanto a las diferencias entre costos de inversión en generación óptima, estas son del orden de los 2.000 millones de dólares superiores para las condiciones con descarbonización con respecto a las condiciones sin descarbonización, mientras que los costos de operación son inferiores en el rango entre 100 y 900 millones de dólares para las condiciones con descarbonización. En cuanto a los costos de inversión en transmisión, las diferencias de costos entre las condiciones con y sin descarbonización no son relevantes respecto a las magnitudes de las diferencias de costos de inversión en generación, primero, porque los costos de inversión en transmisión son en general de magnitudes inferiores respecto a los costos de inversión en generación, y en segundo lugar porque tanto para las condiciones con y sin descarbonización se identificaron en general las mismas obras de expansión de transmisión y éstas sólo diferían en su fecha óptima de puesta en servicio, adelantándose su necesidad en el rango 1-4 años para la condición con descarbonización con respecto a la condición sin descarbonización. Tal como se indicó en la sección 6.2, dichas diferencias como anualidades de costos de inversión en transmisión, llevadas a costos de inversión totales generación-transmisión alcanzarían valores menores al 4%.

Figura 6.6: Costos totales de operación e inversión escenario A1. Resultados Modelo LT1



Adicionalmente, en las Figura 6.6, Figura 6.7, Figura 6.8, Figura 6.9, Figura 6.10 y Figura 6.11, se presentan gráficos de costos diferenciales de energía para las condiciones con y sin descarbonización, las cuales fueron calculadas cómo el aumento de costos de operación e inversión, sobre el aumento del consumo energético en un horizonte de 5 años. En base a lo anterior, para estos escenarios se presenta información para los años 2025, 2030, 2035 y 2040.

Por otra parte, en las Figura 6.6, Figura 6.7, Figura 6.8, Figura 6.9, Figura 6.10 y Figura 6.11, se presentan también las diferencias de costos de operación e inversión en términos porcentuales, entre las condiciones con y sin descarbonización. A partir de dichos resultados se puede observar que el porcentaje máximo de aumento de estos costos asociados a la descarbonización, para el año específico de desconexión de la última unidad a carbón estaría en el rango de entre un 35 y 45% dependiendo del escenario, entre las condiciones con y sin descarbonización. No obstante, dicho porcentaje máximo además de ser alcanzado sólo para un año específico, que representa el año de término de la descarbonización, está calculado sobre la base total de costos de operación e inversión adicional en generación y transmisión (plan de obras), lo que no representaría los costos totales de inversión en generación y transmisión nacional del sistema, y tampoco estarían representados los costos totales de inversión en transmisión zonal y distribución del sistema, y por consiguiente dichas diferencias de costos porcentuales no permitirían entregar una buena referencia del aumento relativo de costos asociados a la descarbonización, para lo cual es sumamente relevante la elección de una base adecuada para el cálculo de porcentaje de aumento de costos.

Finalmente las diferencias de costos de operación e inversión en infraestructura no necesariamente representan los efectos finales en costo asignado al consumidor final, ya que dichas diferencias tenderían a asumir que el costo de las centrales a carbón que quedarían fuera de servicio dispondrían de sólo sus costos de operación, no obstante, el precio a usuario final no necesariamente reflejaría costos de operación de dichas centrales, sino que precios de competencia, los cuales podrían asimilarse a los sustitutos de un escenario de descarbonización.

Figura 6.7: Costos totales de operación e inversión escenario A2. Resultados Modelo LT1

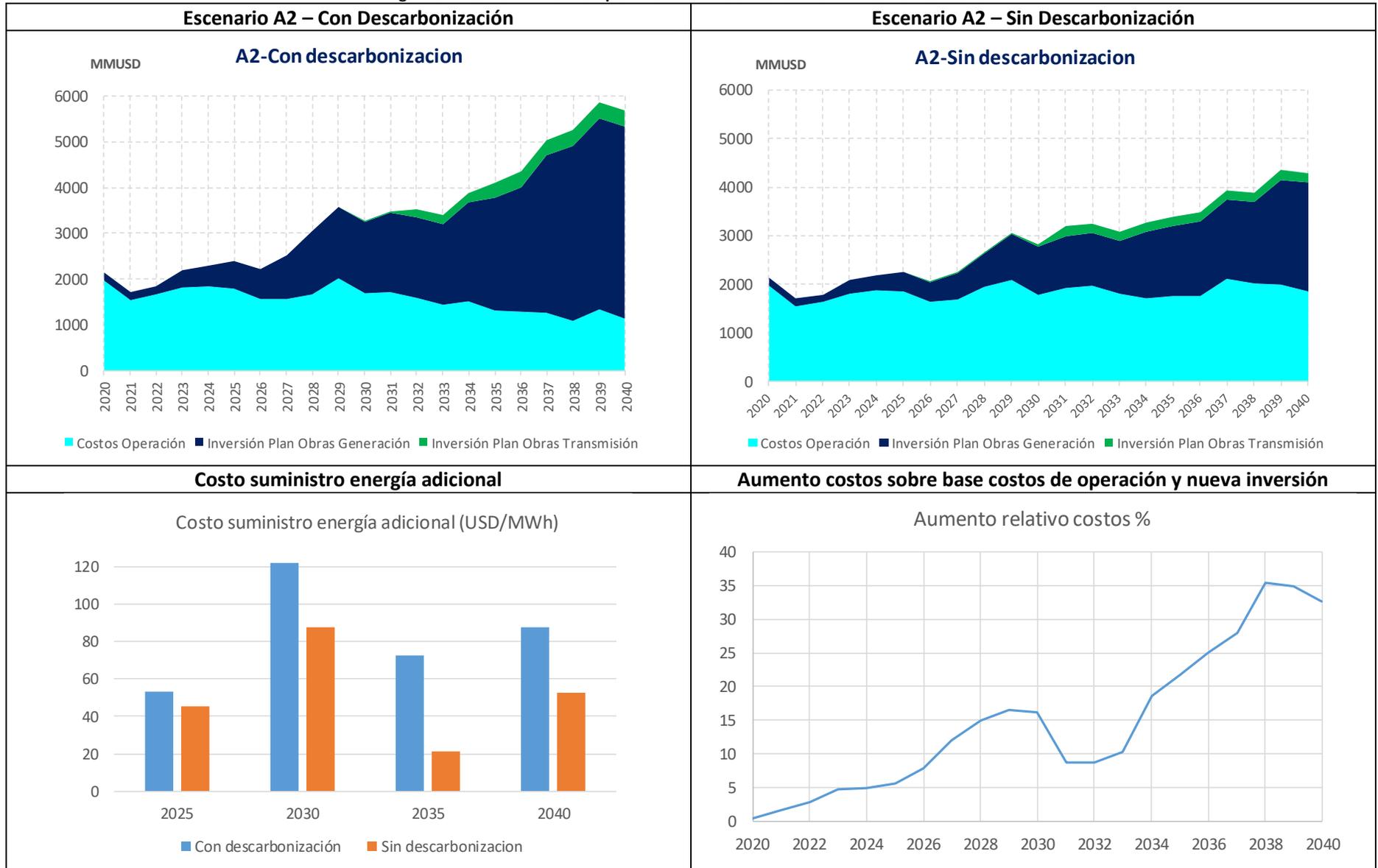


Figura 6.8: Costos totales de operación e inversión escenario A3. Resultados Modelo LT1

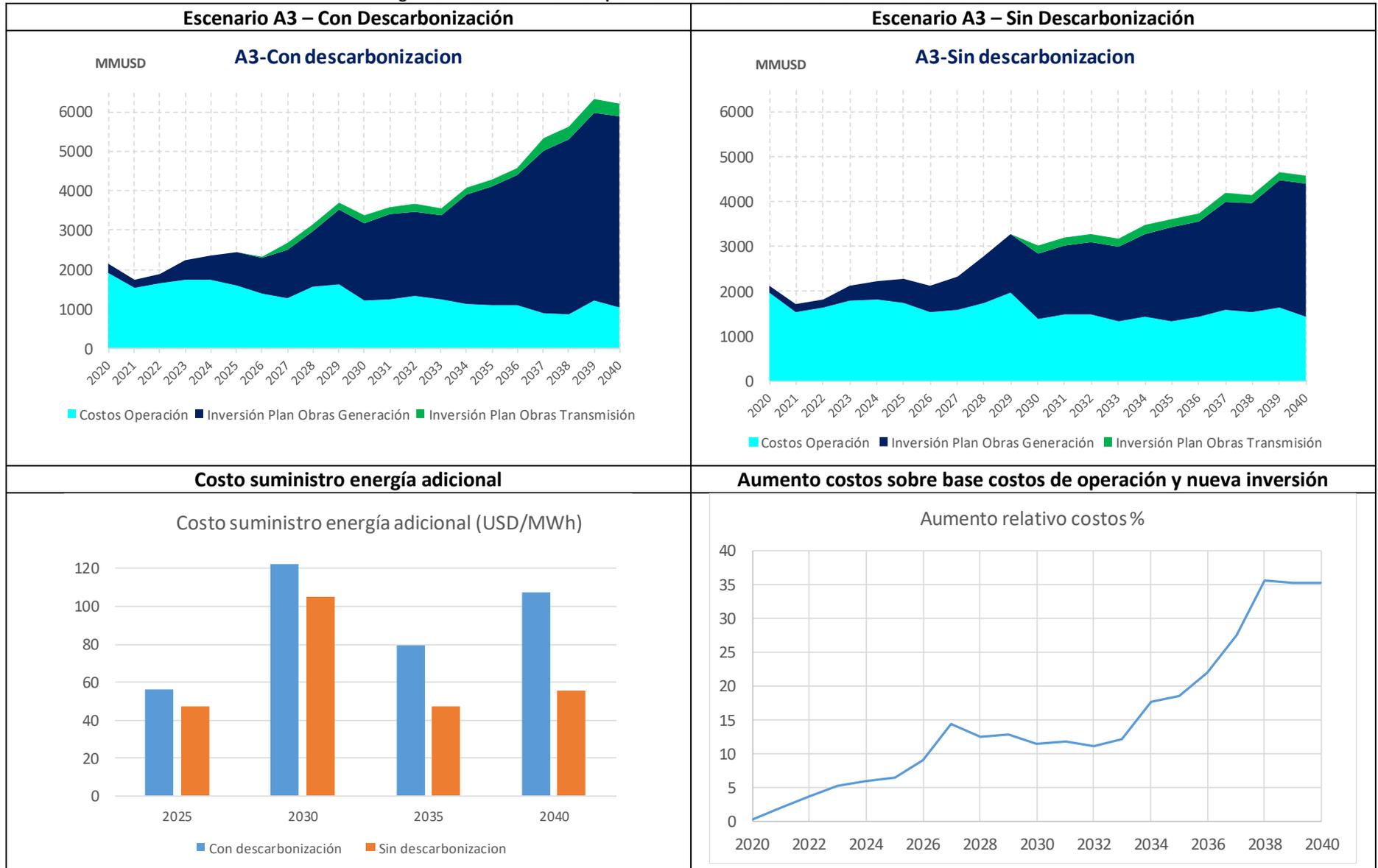


Figura 6.9: Costos totales de operación e inversión escenario A4. Resultados Modelo LT1

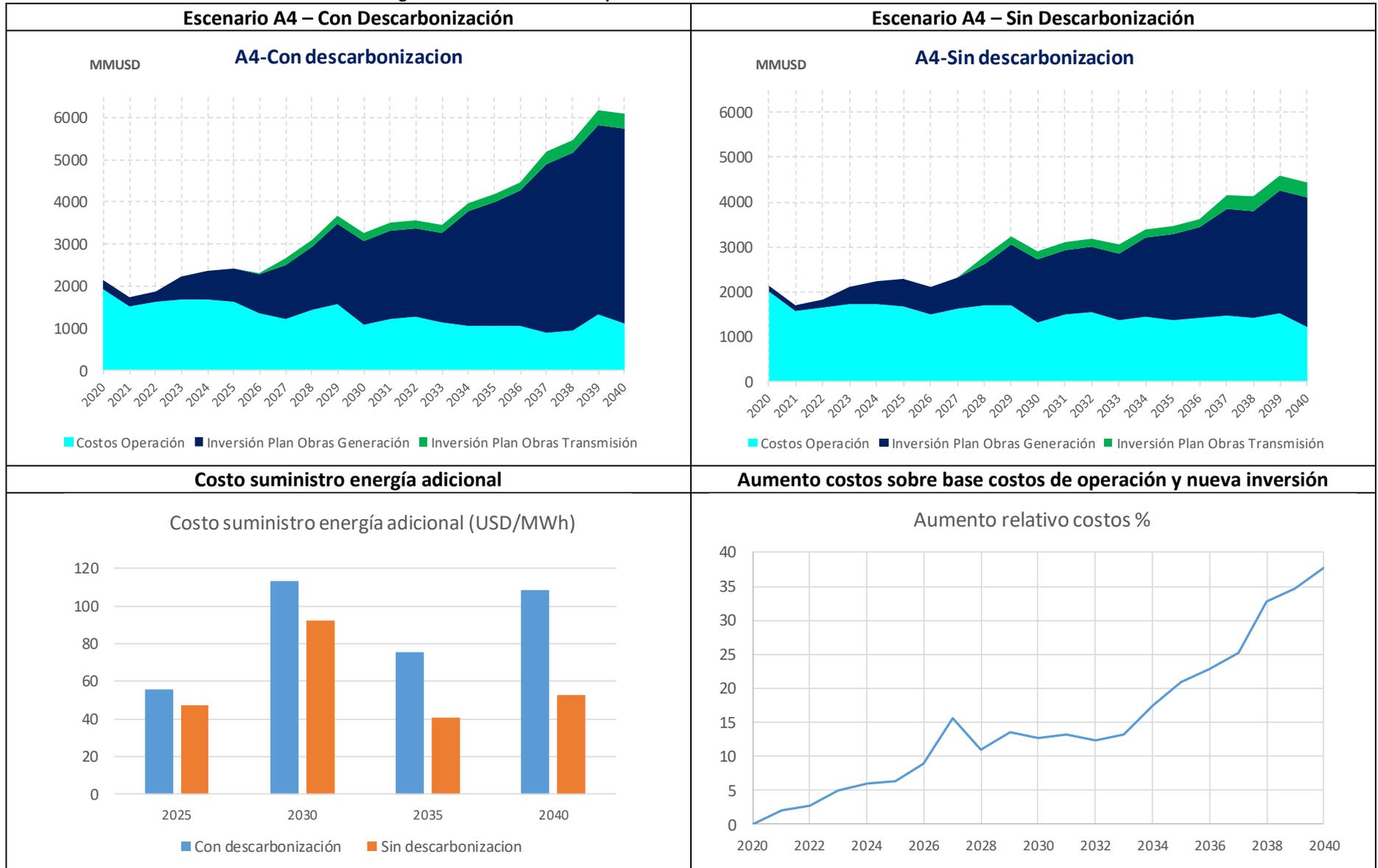


Figura 6.10: Costos totales de operación e inversión escenario A5. Resultados Modelo LT1

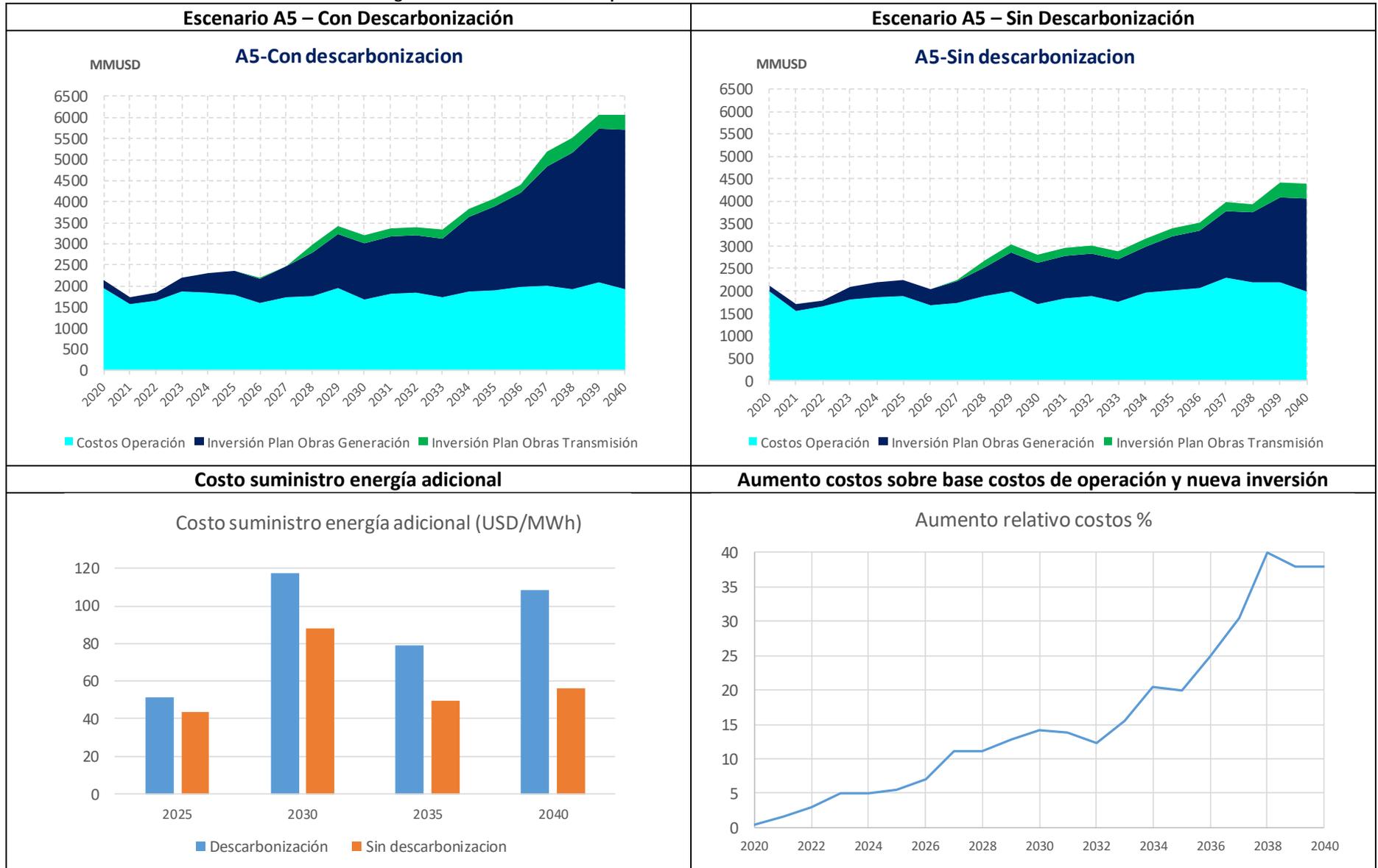
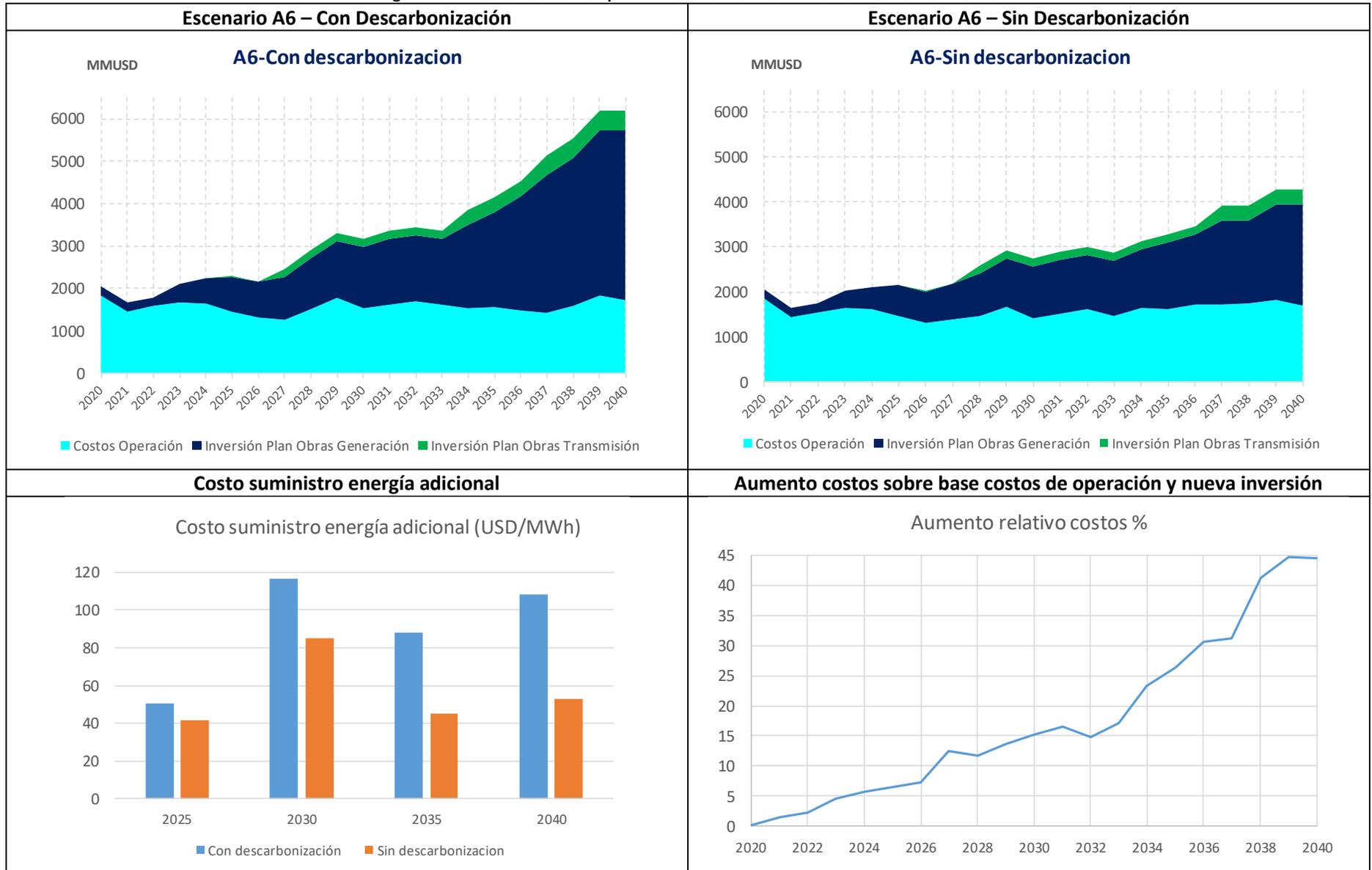


Figura 6.11: Costos totales de operación e inversión escenario A6. Resultados Modelo LT1



6.5 EFECTO ESTIMADO POR DESCARBONIZACIÓN EN COSTO DE SUMINISTRO

En la sección 6.4 se expusieron los costos totales de operación e inversión del plan de obras de generación y transmisión, obtenidos para distintos escenarios de proyección de variables y mecanismos de descarbonización de la matriz. Adicionalmente se realizó la comparación de los costos totales para los distintos escenarios de proyección de variables de largo plazo, obteniéndose diferencias de costos en magnitud en el rango entre 1.200 y 2.000 MMUSD en la anualidad entre los escenarios con y sin descarbonización. Se debe destacar que estos costos ilustrados en la sección 6.4 sólo representan los costos totales de inversión en nueva infraestructura de transmisión nacional y generación, bajo lo cual dichas gráficas no representan la totalidad de los costos de operación e inversión asociados al suministro eléctrico, y por consiguiente, deben ser considerados como una cota inferior del efecto de la descarbonización sobre el precio de suministro a consumidor final.

Por consiguiente, y tal como se indicó en la sección 6.4, para poder llevar estas diferencias el efecto de la descarbonización sobre el precio de suministro eléctrico, es necesario utilizar como base de cálculo los costos totales de operación e inversión de suministro eléctrico, de tal manera de poder llevar dichas diferencias de costos a medidas más representativas del efecto de la descarbonización sobre el costos de suministro a usuarios finales. En base a lo anterior, para poder estimar los eventuales efectos en el costo medio de suministro asociados a la descarbonización, fue necesario adicionar a los costos totales de operación y plan de obras, los costos asociados a la inversión del parque generador existente, los costos de inversión del sistema de transmisión nacional-zonal existente, y los costos de inversión asociados a los sistemas de distribución, con el fin de construir una base representativa que permitiese dar cuenta de los costos totales de suministro eléctrico.

Se debe destacar que, para efectos de este estudio, la obtención en detalle de los costos que se deben adicionar a los obtenidos a partir de los planes de obras estaría fuera de los alcances de este estudio, no obstante, se consideró conveniente realizar una estimación referencial de dichos costos a partir de información general de costos del sistema obtenidas de los informes de precio de nudo promedio y precios de suministro a clientes regulados. Si bien, dichas estimaciones no representarían valores precisos de los costos totales de suministro, estas estimaciones serían suficientes para obtener un primer orden de magnitud de dichos costos.

Se realizó un cálculo estimado de los costos totales de inversión en generación y transmisión nacional existente, junto con los costos actuales y proyectados asociados a la transmisión zonal y distribución. Para cuantificar los costos totales de inversión en generación y transmisión nacional existente, se utilizó como primer dato relevante el precio de nudo de promedio, obtenido del Informe Técnico Preliminar de fijación de precios de nudo promedio del sistema eléctrico nacional, emitido en octubre de 2018 por la Comisión Nacional de Energía. De dicho informe, se utilizó el precio promedio del sistema correspondiente a los precios de nudo de energía promedio de las empresas distribuidoras en la barra Polpaico 220 kV, el cual se presenta en la Tabla 5 de dicho informe, y tenía un valor de **100 USD/MWh**.

$$PNP_{SistemaA} = 100 \left[\frac{USD}{MWh} \right]$$

Luego obtenido el precio de nudo promedio, se descontó el costo asociado al sistema de transmisión nacional obtenido de los costos de suministro a clientes regulados, el cual a prorrata de los consumos tiene un valor cercano a los **16 USD/MWh**. De esta forma, se obtuvo el costo de suministro asociados a operación e inversión en generación, obteniéndose un valor cercano a los **84 USD/MWh** por conceptos de costos de generación, valor cercano a los costos de desarrollo de generación observados en períodos anteriores. Lo anterior, permite verificar que las estimaciones realizadas representan una buena aproximación de costos para disponer de ordenes de magnitud de los costos relativos de la descarbonización de la matriz.

Por otra parte, para obtener el costo estimado conjunto asociado a transmisión zonal y distribución, se utilizó un costo estimado de suministro a cliente final regulado de **158 USD/MWh**, bajo lo cual, descontando los costos a generación y transmisión nacional, se obtiene un costo estimado de **58 USD/MWh** en conjunto entre transmisión zonal y distribución.

Adicionalmente, para separar los costos de inversión en generación, de los costos de operación del parque generador, se utilizó el costo medio de operación anual del sistema del primer año del horizonte de planificación, el cual asciende a **2.000** millones de dólares (MMUSD) para el año 2020 para un consumo de **81.642 GWh**, lo que permite obtener un costo aproximado de operación media del sistema cercano a **25 USD/MWh**, valor que se explica a través de una operación ponderada mayoritaria de centrales termoeléctricas a carbón de costo **40 USD/MWh**, en conjunto con centrales hidráulicas de costo variable cero.

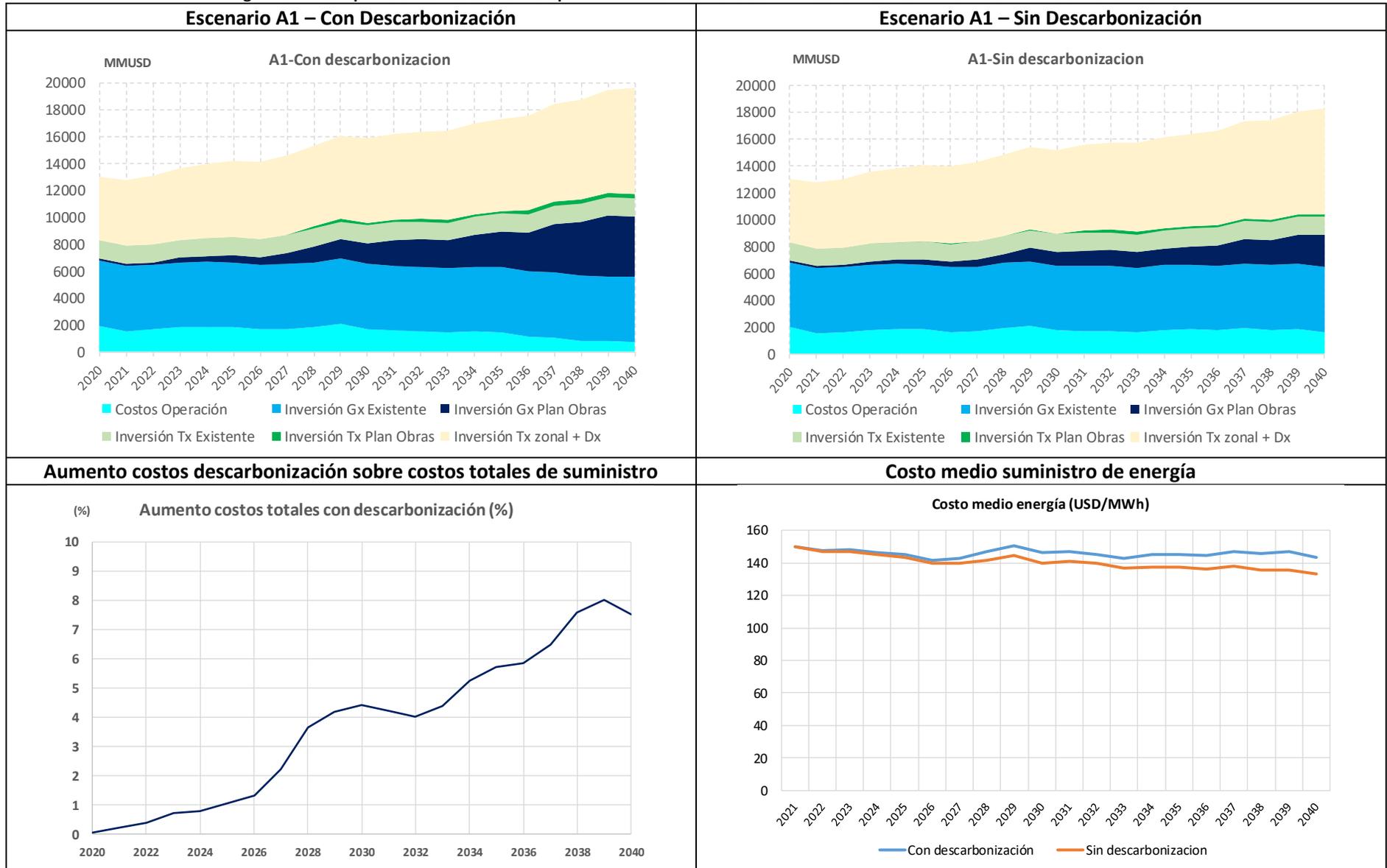
Luego, a partir de estos valores estimados se calculó la anualidad estimada de los costos de inversión en generación y transmisión anual existente, a partir del costo promedio de estos y del consumo energético del primer año del horizonte de planificación, mientras que los costos de inversión asociados a la transmisión zonal y distribución se mantuvieron como costos fijos en función del consumo. Para ilustrar lo anterior, en la Tabla 6.2 se presenta un resumen de las partidas de costos estimadas, donde se puede destacar que los porcentajes de costos asociados a generación serían del orden de un 50-55%, mientras que los costos de transmisión nacional alcanzarían un 10%, y la transmisión zonal más distribución alcanzarían un valor en el rango 35-40%.

Finalmente, en la Tabla 6.2 se destacan en color verde los costos estimados de base a utilizar para valorizar los costos de inversión en transmisión nacional y generación existente, 1.331 y 4.833 millones de dólares respectivamente, los cuales se dejaron como base fija para todo el horizonte para agregar a los costos de inversión del plan de obras generación-transmisión. En la misma tabla, se destacó con color verde el costo unitario por energía asociado a las inversiones en transmisión zona y distribución, valorizado en 58 USD/MWh el cual fue utilizado para proyectar el costo de dichas inversiones a lo largo de todo el horizonte.

Tabla 6.2: Resumen partidas de costos de suministro eléctrico utilizados por segmento

Partida de costos estimados de suministro eléctrico por segmento							
Segmento	Tipo Costo	Porcentaje (%)	Costo Estimado Tipo [USD/MWh]	Porcentaje (%)	Costo Estimado Agrupado [USD/MWh]	Energía Año Inicio [GWh]	Anualidad Costos [MMUSD]
Generación	Operación	16	25	53	84	81642	2000
	Inversión	38	59			81642	4833
Transmisión Nacional	Inversión	10	16	10	16	81642	1331
Transmisión Zonal y Distribución	Inversión	37	58	37	58	81642	4703
Total	-	100	158	100	158	81642	12867

Figura 6.12: Comparación costos totales de operación e inversión del sistema eléctrico. Costos totales de suministro - Escenario A1.



Se debe destacar que las estimaciones de costos asociadas a las partidas de inversión en generación y transmisión nacional existente, junto con la asociada a costos de inversión en transmisión zonal y distribución representan un valor de referencial que fue calculado sólo para efectos de obtener una base más representativa para estimar el efecto de la descarbonización sobre los costos de suministro eléctrico a usuarios finales, considerando que el foco primordial de este estudio fue identificar los requerimientos de infraestructura y eventuales problemas operativos del SEN asociados a la descarbonización. No obstante, las estimaciones presentadas en la Tabla 6.2 representan una estimación adecuada en ordenes de magnitud de los costos asociados al suministro eléctrico.

Haciendo uso de las estimaciones de costos para valorizar; inversiones existentes en generación y transmisión nacional; inversiones existentes y proyectadas en transmisión zonal y distribución; y los costos de operación e inversión en nueva infraestructura generación-transmisión nacional obtenidos de las optimizaciones del sistema (Modelo LT1), se construyeron las proyecciones de costos totales anualizados de suministro eléctrico para los distintos escenarios de descarbonización, las cuales se presentan en las Figura 6.12, Figura 6.13, Figura 6.14, Figura 6.15, Figura 6.16 y Figura 6.17.

Analizando los resultados para el caso del escenario A1 presentado en la Figura 6.12, para las condiciones con y sin descarbonización, se puede observar que el aumento de costos de operación e inversión asociados a la descarbonización de la matriz, los 1.400 millones de dólares máximos de diferencia entre las condiciones con y sin descarbonización representaría un valor inferior al 10% al momento de referirlos en función de los costos totales de suministro eléctrico. En la misma figura, se presenta un gráfico que ilustra la evolución porcentual del aumento de costos de suministro eléctrico asociada al cronograma de descarbonización por vida útil para este escenario A1, donde se puede observar que se alcanzaría un aumento máximo porcentual de un 8% de los costos totales de suministro eléctrico para el año en que se realiza la desconexión de la última unidad a carbón, y dicho costo porcentual comenzaría a decrecer en el tiempo si se mantienen una expansión sostenida del sistema eléctrico nacional.

Adicionalmente, para el mismo escenario A1 presentado en la Figura 6.12, se presenta una proyección de costo medio de suministro de energía a usuarios finales para las condiciones con y sin descarbonización, donde se puede observar que el aumento de costos asociados al proceso de descarbonización no afectaría más allá de un 10% los costos medios de suministro de energía para esta condición de descarbonización proyectada. Por consiguiente, disponer de una señal de aumento de costos totales de suministro eléctrico permite cuantificar de mejor manera los efectos de la descarbonización, y por consiguiente, estimar su efecto sobre los costos de abastecimiento eléctrico a usuarios finales.

Finalmente, en las Figura 6.13, Figura 6.14, Figura 6.15, Figura 6.16 y Figura 6.17 se presentan los mismos resultados para los distintos escenarios de proyección de variables de largo plazo para la condición de descarbonización por vida útil, esto es, las variantes del escenario A1 que corresponden a los escenarios A2, A3, A4, A5 y A6. A partir de los resultados obtenidos se puede observar que dependiendo del escenario simulado, se obtienen sobrecostos asociados al proceso de descarbonización que estarían en un rango entre 7% y 11% respecto de los costos totales de suministro eléctrico.

Figura 6.13: Comparación costos totales de operación e inversión del sistema eléctrico. Costos totales de suministro - Escenario A2.

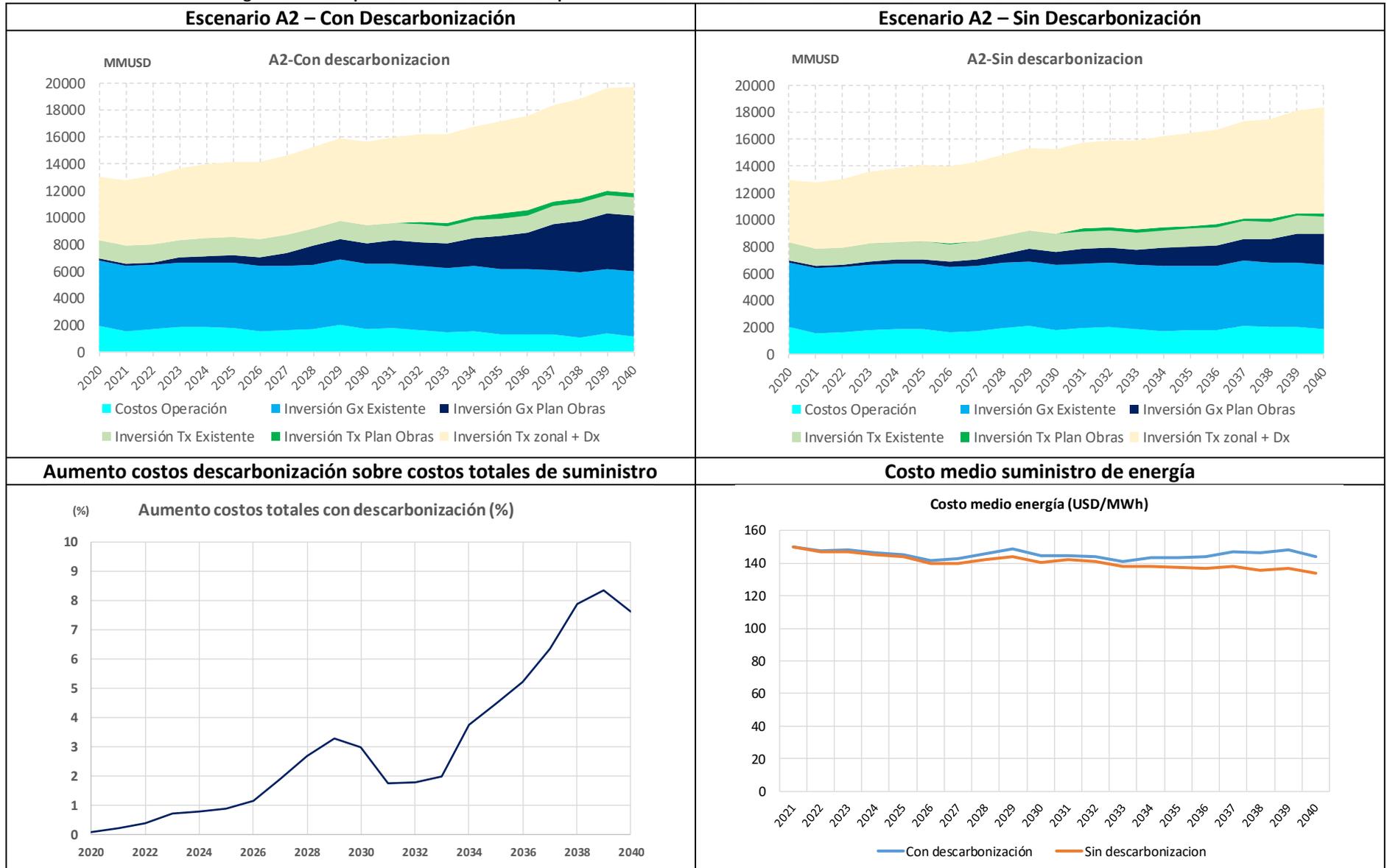


Figura 6.14: Comparación costos totales de operación e inversión del sistema eléctrico. Costos totales de suministro - Escenario A3.

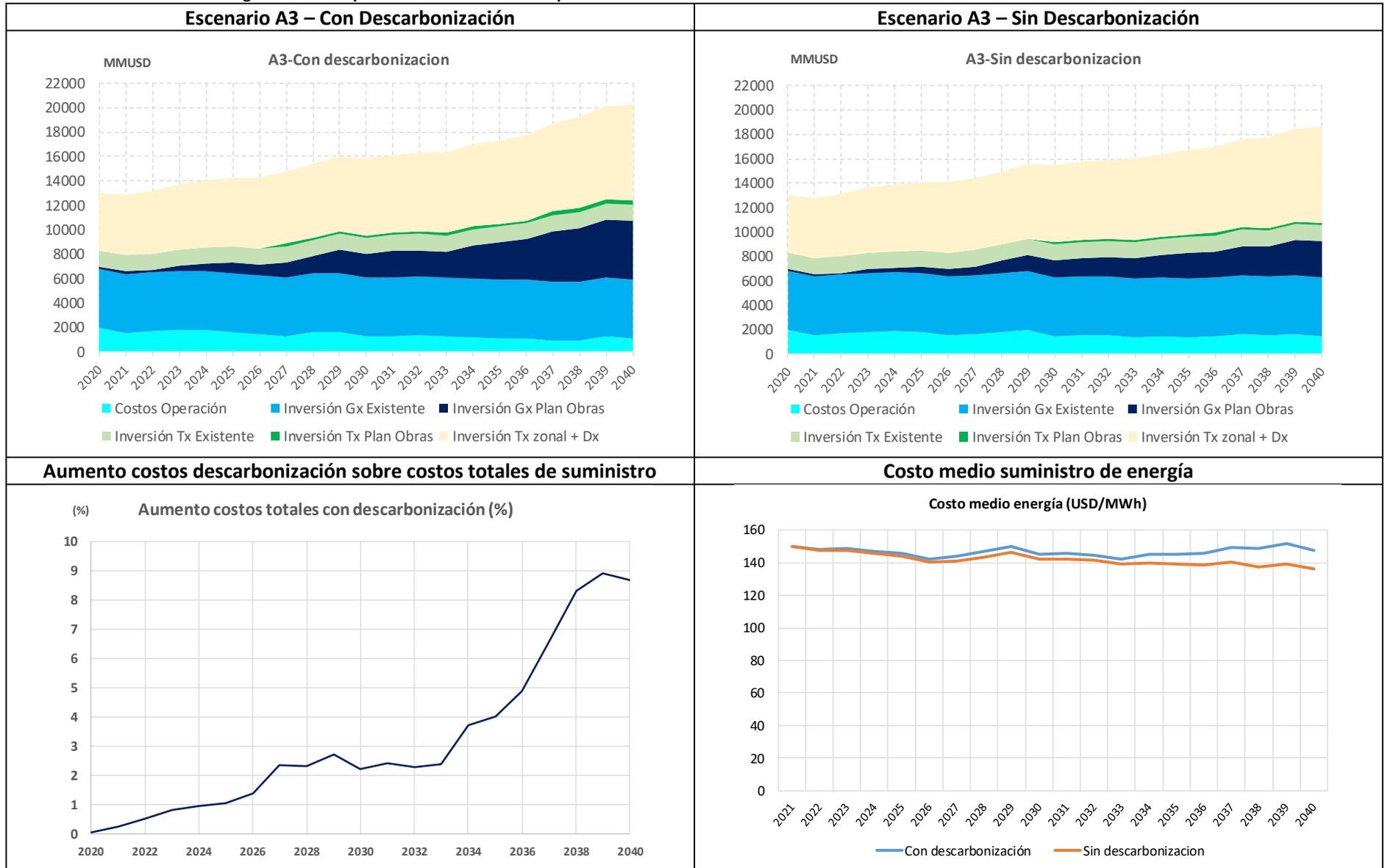


Figura 6.15: Comparación costos totales de operación e inversión del sistema eléctrico. Costos totales de suministro - Escenario A4.

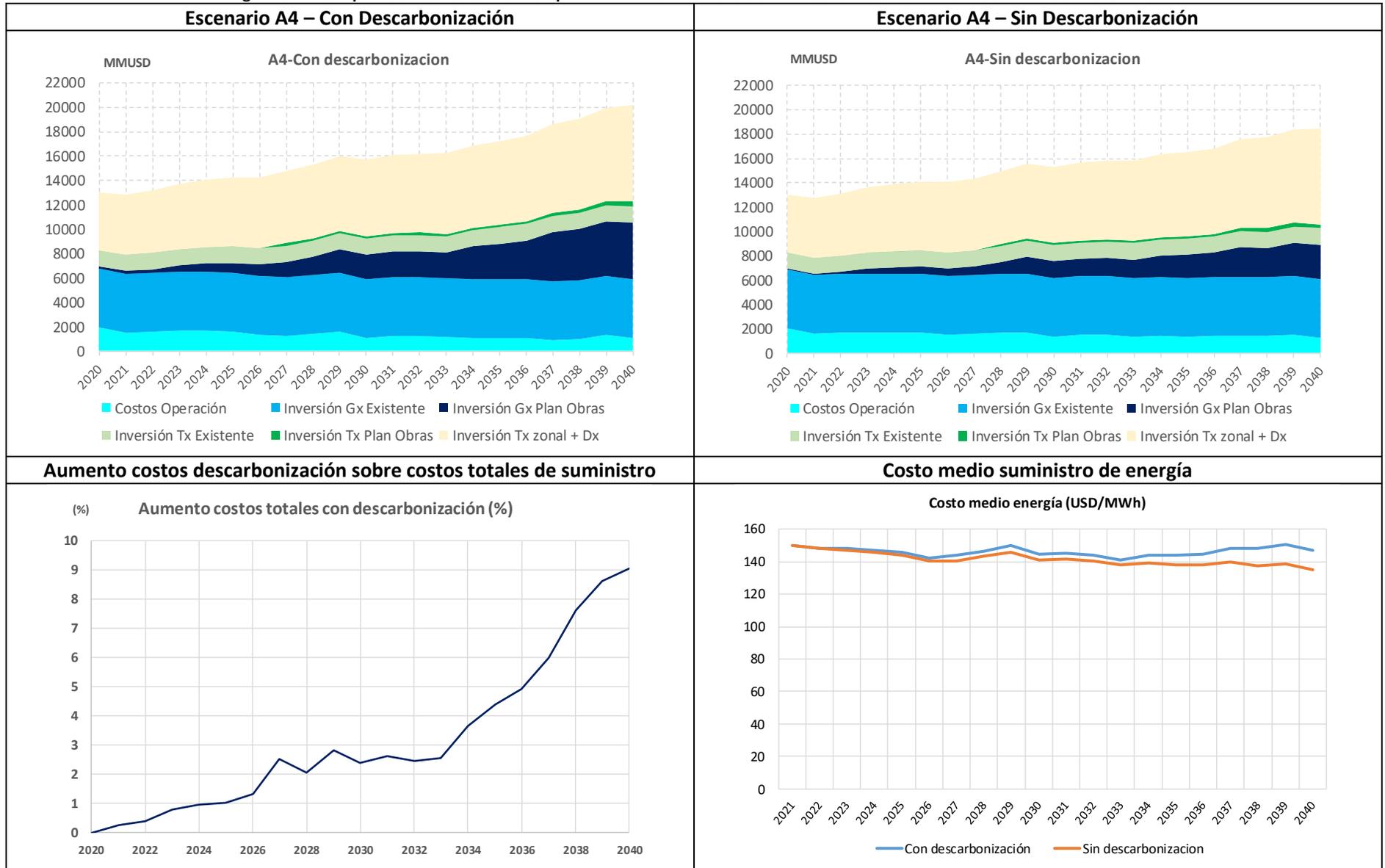


Figura 6.16: Comparación costos totales de operación e inversión del sistema eléctrico. Costos totales de suministro - Escenario A5.

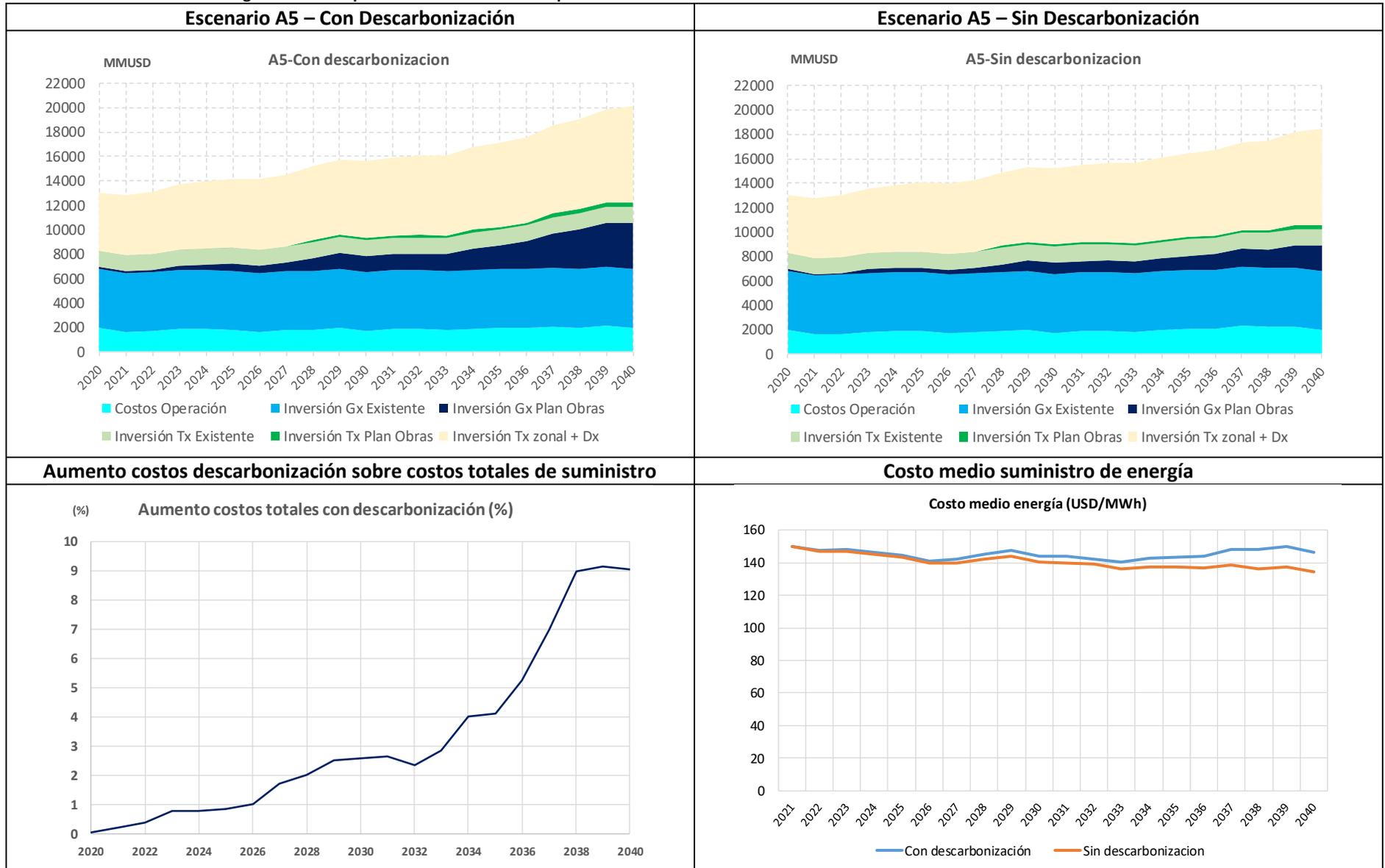
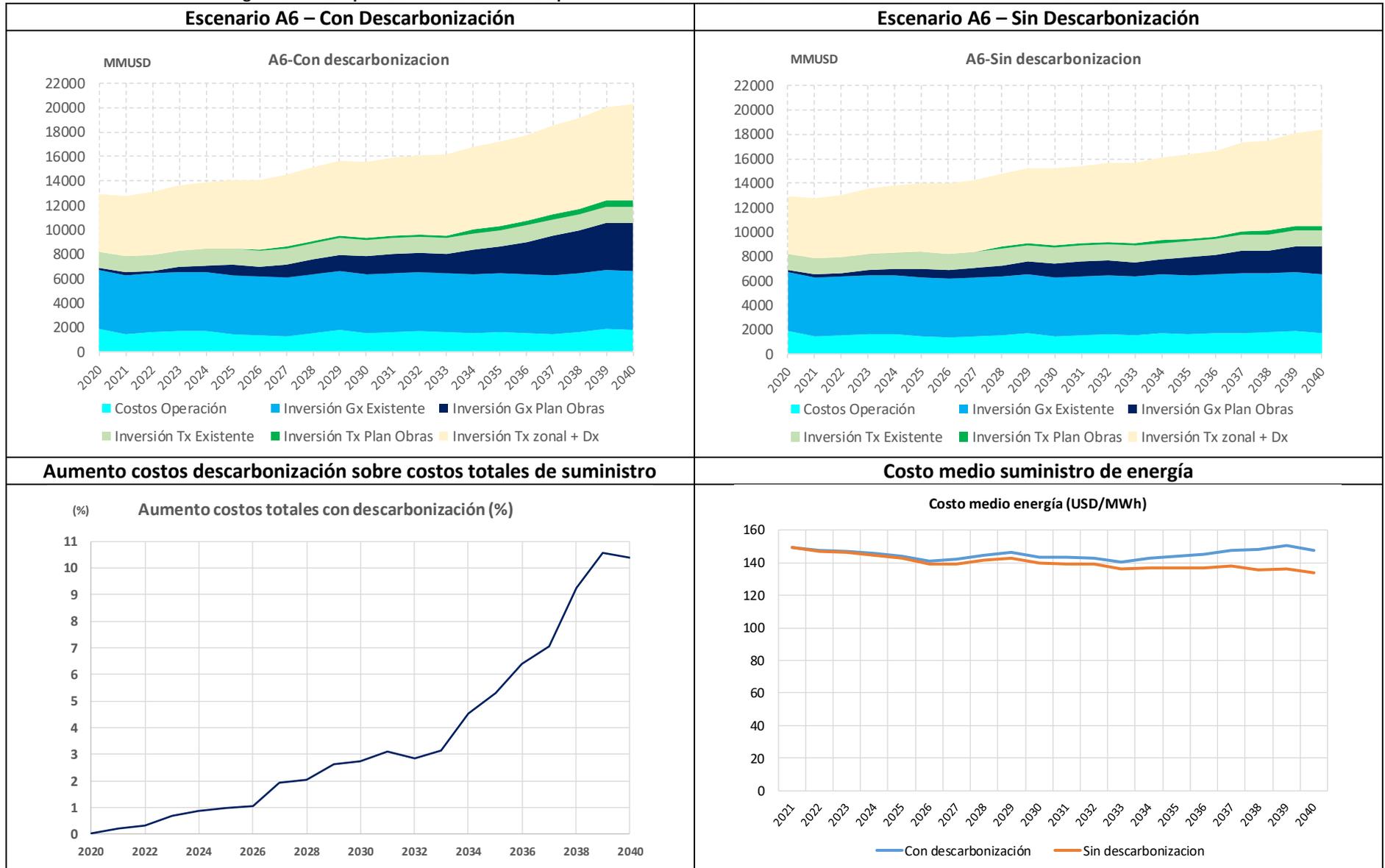


Figura 6.17: Comparación costos totales de operación e inversión del sistema eléctrico. Costos totales de suministro - Escenario A6.



7 CONCLUSIONES

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

- A partir del desarrollo de infraestructura de generación y transmisión óptima se evitan problemas de seguridad de suministro y sobrecostos operativos asociados al proceso de descarbonización, sin embargo, dependiendo de la velocidad de descarbonización de la matriz, y el escenario en análisis, los requerimientos adicionales de infraestructura asociados a la descarbonización presentarían un costo adicional de inversión anualizado cercano a los 2.000 millones de dólares con respecto a los escenarios que mantienen en servicio las unidades a carbón para el final del horizonte de análisis. No obstante, los costos operativos del sistema disminuirían en un rango entre 100 y 900 millones de dólares para los escenarios con descarbonización para el final del horizonte de análisis, lo que traduciría en un aumento neto máximo de los costos totales de operación e inversión del sistema entre 1.200 y 1.900 millones de dólares al momento en que se alcanza el 100% de la descarbonización de la matriz.
- Dependiendo del escenario futuro, estos costos podrían traducirse en un aumento del costo promedio de suministro de energía a usuarios finales entre 7% y 11%, para las condiciones de descarbonización estudiadas.
- En la totalidad de los escenarios estudiados se identificó la necesidad del desarrollo de un enlace HVDC entre las zonas norte y centro del país de 2.000 MW, entre S/E Kimal y Lo Aguirre, y dependiendo del escenario, se identificó la necesidad posterior de un segundo enlace de 2000 MW entre S/E Nueva Taltal (Parinas) y Lo Aguirre, lo que permite evidenciar que la conveniencia del desarrollo de este proyecto es transversal para un gran espectro de escenarios futuros, y por lo tanto dicho desarrollo permitiría entregar mayor robustez al sistema eléctrico nacional, reduciendo riesgos de sobrecostos en escenarios futuros de alta incertidumbre. Al respecto, se debe destacar que estos proyectos en conjunto estarían en línea con la recomendación de expansión emitida por el Coordinador en su revisión anual de expansión del sistema de transmisión emitida en enero del año 2018, ya que dicha propuesta considera y permite el desarrollo del enlace HVDC en etapas.
- Por otra parte, se identificó la necesidad de adelantar desarrollos de transmisión local en zonas con complejos de centrales a carbón, no obstante, dicho adelanto no tendría un efecto relevante al momento de evaluar los efectos del proceso de descarbonización. Se debe destacar que a pesar de que esta conclusión obtenida dice relación con la expansión y desarrollo de infraestructura del SEN, que es el eje principal de esta parte del estudio, esta conclusión no se obtuvo en esta parte del estudio, sino que se obtuvo de la simulación detallada de la operación del SEN presentada en el Anexo 2 de este estudio. Lo anterior, debido a que el objetivo de esta etapa del estudio es identificar los grandes requerimientos de infraestructura del SEN, bajo lo cual se realizó una modelación reducida del sistema de transmisión nacional del SEN, mientras que en el Anexo 2 se realizó una modelación más detallada del sistema de transmisión del sistema para identificar requerimientos adicionales de infraestructura de menor envergadura.

- En términos generales, de las comparaciones de resultados entre casos que consideran y no un cronograma de descarbonización adelanta la necesidad de obras de transmisión nacional.
- De los análisis realizados respecto de la incorporación de requerimientos de flexibilidad asociados a la utilización de restricciones operativas, se observó que dicha incorporación tendría impacto sobre los planes de obra óptimos resultantes del proceso de optimización de inversiones, donde dicho impacto se traducía en el adelanto en la puesta en servicio de unidades más flexibles, y retraso de unidades de generación variable que acrecentaban los requerimientos de flexibilidad. Dicho impacto en la mayoría de las condiciones de descarbonización era superior con respecto a la condición sin descarbonización.
- A partir de los análisis de las partidas generales de costos totales de inversión generación-transmisión y los costos de operación, se observó que la anticipación de obras de transmisión no generan un impacto relevante sobre los costos totales de producción de energía eléctrica, no obstante, es relevante identificar las obras de infraestructura de transmisión necesarias que deben anticipar su materialización en un proceso de descarbonización de la matriz, ya que la materialización de estos proyectos es crucial para incentivar y facilitar el desarrollo de oferta de generación eficiente, y preparar el sistema para afrontar el proceso de descarbonización de manera óptima.

ANEXO 1 – DETALLES MODELACIÓN RED REDUCIDA

En esta sección, son presentados los detalles del cálculo de impedancias y capacidades de las líneas de la red reducida presentadas en la Figura 0.1 y la Tabla 0.1.

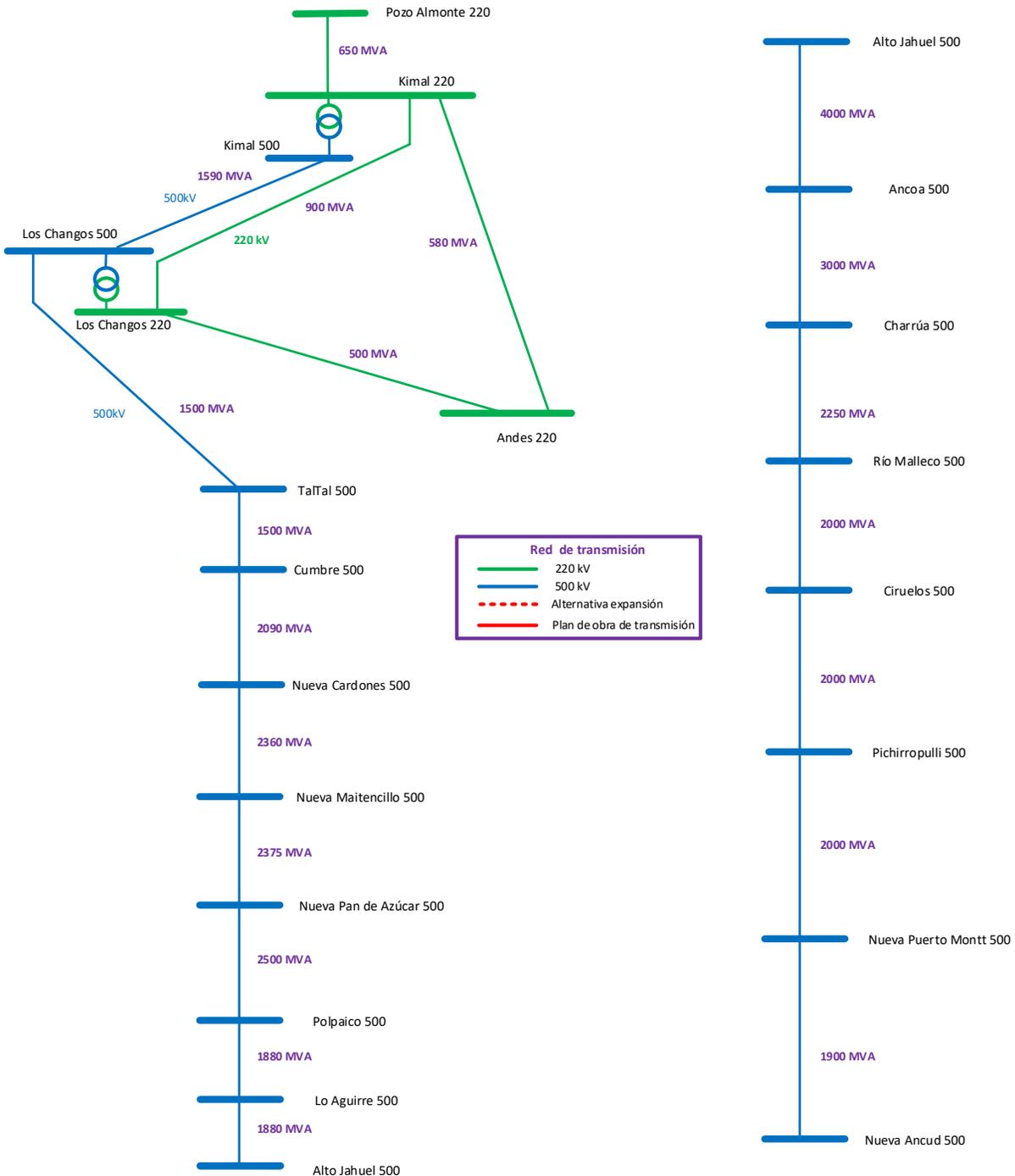


Figura 0.1: Red de transmisión reducida del SEN utilizada en Etapa I de optimización - Modelo LT1

Tabla 0.1: Líneas de transmisión considerado en red de transmisión reducida para Etapa I de optimización - Modelo LT1

Líneas utilizadas en red de transmisión reducida para optimización de inversiones conjunta generación-transmisión						
Líneas modeladas red reducida	Tensión [kV]	Nodo A	Nodo B	Capacidad Máxima N-1 [MW]	Resistencia [pu]	Reactancia [pu]
Alto Jahuel 500 Opt->Ancoa 500 Opt	500	Alto Jahuel 500 Opt	Ancoa 500 Opt	4000	0.000625	0.003325
Ancoa 500 Opt->Charrúa 500 Opt	500	Ancoa 500 Opt	Charrúa 500 Opt	3000	0.001	0.0043
Charrúa 500 Opt->Rio Malleco 500 Opt	500	Charrúa 500 Opt	Rio Malleco 500 Opt	2250	0.00139	0.13735
Ciruelos 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt	500	Ciruelos 500 Opt	Pichirropulli 500 Opt	2000	0.0008	0.0079
Cumbre 500 Opt->Nueva Cardones 500 Opt	500	Cumbre 500 Opt	Nueva Cardones 500 Opt	2090	0.00105	0.00482
Kimal 220 Opt->Andes 220 Opt	220	Kimal 220 Opt	Andes 220 Opt	580	0.0917	0.0152
Kimal 220 Opt->Los Changos 220 Opt	220	Kimal 220 Opt	Los Changos 220 Opt	900	0.06198	0.01033
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt	500/220	Kimal 500 Opt	Kimal 220 Opt	750	0.00066	0.0066
Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt	500	Kimal 500 Opt	Los Changos 500 Opt	1590	0.00075	0.009
Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt	500	Lo Aguirre 500 Opt	Alto Jahuel 500 Opt	1880	0.000204	0.00236
Los Changos 220 Opt->Andes 220 Opt	220	Los Changos 220 Opt	Andes 220 Opt	500	0.055	0.009
Los Changos 500 Opt->Los Changos 220 Opt	500/220	Los Changos 500 Opt	Los Changos 220 Opt	1500	0.00044	0.00444
Los Changos 500 Opt->TalTal 500 Opt	500	Los Changos 500 Opt	TalTal 500 Opt	1500	0.001359	0.004924
Nueva Cardones 500 Opt->Nueva Maitencillo 500 Opt	500	Nueva Cardones 500 Opt	Nueva Maitencillo 500 Opt	2368	0.00059	0.00717
Nueva Maitencillo 500 Opt->Nueva Pan de Azúcar 500 Opt	500	Nueva Maitencillo 500 Opt	Nueva Pan de Azúcar 500 Opt	2375	0.0009	0.00513
Nueva Pan de Azúcar 500 Opt->Polpaico 500 Opt	500	Nueva Pan de Azúcar 500 Opt	Polpaico 500 Opt	2500	0.0017	0.0101
Nueva Puerto Montt 500 Opt->Nueva Ancud 500 Opt	500	Nueva Puerto Montt 500 Opt	Nueva Ancud 500 Opt	1900	0.001	0.0126
Pichirropulli 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt	500	Pichirropulli 500 Opt	Nueva Puerto Montt 500 Opt	2000	0.00129	0.016
Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt	500	Polpaico 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt	1880	0.000148	0.00172
Pozo Almonte 220 Opt->Kimal 220 Opt	220	Pozo Almonte 220 Opt	Kimal 220 Opt	650	0.0080075	0.035445
Rio Malleco 500 Opt->Ciruelos 500 Opt	500	Rio Malleco 500 Opt	Ciruelos 500 Opt	2000	0.0025	0.0088
TalTal 500 Opt->Cumbre 500 Opt	500	TalTal 500 Opt	Cumbre 500 Opt	1500	0.00086	0.00312

Los supuestos serán desglosados por línea equivalente o conjuntos de líneas, donde el número de identificación de cada línea se presenta en la Tabla 0.2.

Tabla 0.2: Identificación de líneas

ID	Línea red reducida	Tensión [kV]	P max [MW]	r [pu]	x [pu]
1	Pozo Almonte 220 Opt->Kimal 220 Opt	220	650	0.008008	0.035445
2	Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt	500/220	750	0.00066	0.0066
3	Kimal 220 Opt->Los Changos 220 Opt	220	900	0.06198	0.01033
4	Kimal 220 Opt->Andes 220 Opt	220	580	0.0917	0.0152
5	Los Changos 220 Opt->Andes 220 Opt	220	500	0.055	0.009
6	Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt	500	1590	0.00075	0.009
7	Los Changos 500 Opt->Los Changos 220 Opt	500/220	1500	0.00044	0.00444
8	Los Changos 500 Opt->TalTal 500 Opt	500	1500	0.001359	0.004924
9	TalTal 500 Opt->Cumbre 500 Opt	500	1500	0.00086	0.00312
10	Cumbre 500 Opt->Nueva Cardones 500 Opt	500	2090	0.00105	0.00482
11	Nueva Cardones 500 Opt->Nueva Maitencillo 500 Opt	500	2368	0.00059	0.00717
12	Nueva Maitencillo 500 Opt->Nueva Pan de Azúcar 500 Opt	500	2375	0.0009	0.00513
13	Nueva Pan de Azúcar 500 Opt->Polpaico 500 Opt	500	2500	0.0017	0.0101
14	Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt	500	1880	0.000148	0.00172
15	Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt	500	1880	0.000204	0.00236
16	Alto Jahuel 500 Opt->Ancoa 500 Opt	500	4000	0.000625	0.003325
17	Ancoa 500 Opt->Charrúa 500 Opt	500	3000	0.001	0.0043
18	Charrúa 500 Opt->Rio Malleco 500 Opt	500	2250	0.00139	0.13735
19	Rio Malleco 500 Opt->Ciruelos 500 Opt	500	2000	0.0025	0.0088
20	Ciruelos 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt	500	2000	0.0008	0.0079
21	Pichirropulli 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt	500	2000	0.00129	0.016
22	Nueva Puerto Montt 500 Opt->Nueva Ancud 500 Opt	500	1900	0.001	0.0126

Línea 1: Para esta línea se consideró lo siguiente:

ID	Línea red reducida	Tensión [kV]	P max [MW]	r [pu]	x [pu]
1	Pozo Almonte 220 Opt->Kimal 220 Opt	220	650	0.0080075	0.035445

Existentes tramo 1	Capacidad [MVA]	Criterio N-1	Supuestos	
Kimal - Lagunas 1	290	549	Se asume minera Collahuasi abastecida en el largo plazo mitad de sus consumos desde Lagunas y mitad desde S/E Encuentro, desacoplando el enmallamiento actual en Collahuasi. Lo anterior permite adicionar 100 MW máximos de inyección en S/E Lagunas. En la red reducida demanda total de Collahuasi modelada en S/E Kimal	
Kimal - Lagunas 2	290			
Encuentro - Lagunas 1	183			
Encuentro - Lagunas 2	183			
Lagunas - Collahuasi 1	110	110		
Lagunas - Collahuasi 2	110			
Capacidad de inyección aproximada en Lagunas	NA	650		
Existentes tramo 2	Capacidad [MVA]	Criterio N		Supuestos
Lagunas - Pozo Almonte 1	166	166		Se asume tramo operando con criterio N para no limitar capacidad de inyección y optimizar su uso. Se considera que la inyección sea limitada por el tramo Lagunas - Kimal. Línea actual existente de menor capacidad a las existentes se asume como línea de inyección dedicada para maximizar la transferencia posible y no generar limitaciones por distribución de flujos
Futura Lagunas - Pozo Almonte 2	297	594		
Futura Lagunas - Pozo Almonte 3	297			
Capacidad de inyección aproximada máxima con criterio N (sistema radial)	NA	760		
Capacidad total del tramo utilizada	NA	650		

Base [ohm]	484				
Existentes tramo 1	Longitud [km]	r [ohm/km]	x [ohm/km]	R [pu]	X [pu]
Kimal - Lagunas 1	173	0.0895	0.4	0.032	0.143
Kimal - Lagunas 2	173	0.0895	0.4	0.032	0.143
Encuentro - Lagunas 1	173	0.0895	0.4	0.032	0.143
Encuentro - Lagunas 2	173	0.0895	0.4	0.032	0.143
Impedancia equivalente considerada	173			0.0080	0.0357

Transformación 2 y 7

ID	Línea red reducida	Tensión [kV]	P max [MW]	r [pu]	x [pu]
2	Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt	500/220	750	0.00066	0.0066
7	Los Changos 500 Opt->Los Changos 220 Opt	500/220	1500	0.00044	0.00444

Instalación	Capacidad [MVA]	Criterio N-1	Supuestos
ATR1 Kimal 500/220	750	750	Se asume que no hay distribución de flujos después de contingencia hacia otras instalaciones del sistema
ATR2 Kimal 500/220	750		
ATR1 Los Changos 500/220	750	1500	Se asume que no hay distribución de flujos después de contingencia hacia otras instalaciones del sistema
ATR2 Los Changos 500/220	750		
ATR3 Los Changos 500/220	750		

Potencia Base [MVA]	Base propia transformación 750 [MVA]		Base sistema 100 [MVA]	
Instalación	r [%]	x [%]	R [pu]	X [pu]
ATR1 Kimal 500/220	0.95	9.5	0.00127	0.0127
ATR2 Kimal 500/220	0.95	9.5	0.00127	0.0127
Impedancia Transformación			0.00063	0.00633
ATR1 Los Changos 500/220	0.95	9.5	0.00127	0.0127
ATR2 Los Changos 500/220	0.95	9.5	0.00127	0.0127
ATR3 Los Changos 500/220	1.05	10.5	0.00140	0.0140
Impedancia Transformación			0.00042	0.00422

Líneas 6-8 y 9

ID	Línea red reducida	Tensión [kV]	P max [MW]	r [pu]	x [pu]
6	Kimal 500 Opt->Los Changos 500 Opt	500	1590	0.00075	0.009
8	Los Changos 500 Opt->Taltal 500 Opt	500	1500	0.001359	0.004924
9	Taltal 500 Opt->Cumbre 500 Opt	500	1500	0.00086	0.00312

Líneas existentes y equivalentes	Capacidad [MVA]	Criterio N-1	Supuestos
Línea 500 kV Kimal - Los Changos 1 Línea 500 kV Kimal - Los Changos 2	1500 1500	1590	Capacidad limitada por compensación serie. Factor de redistribución por falla otro circuito 88%. Factor capacidad máxima en función de capacidad de 1 circuito 1.064
Línea 500 kV Los Changos - Taltal 1 Línea 500 kV Los Changos - Taltal 2	1500 1500	1500	Capacidad limitada por compensación serie. No hay redistribución de flujos post-contingencia de uno de sus circuitos a través de otros tramos de transmisión, por tratarse de tramo no enmallado
Línea 500 kV Taltal-Cumbre 1 Línea 500 kV Taltal-Cumbre 2	1500 1500	1500	Capacidad limitada por compensación serie. No hay redistribución de flujos post-contingencia de uno de sus circuitos a través de otros tramos de transmisión, por tratarse de tramo no enmallado

Base [ohm]	2500						
Líneas existentes y equivalentes	Longitud [km]	r [ohm/km]	x [ohm/km]	R [pu]	X [pu]	XCS [ohm]	Supuesto
Línea 500 kV Kimal - Los Changos 1 Línea 500 kV Kimal - Los Changos 2	140 140	0.02882 0.02882	0.33385 0.33385	0.00161 0.00161	0.01870 0.01870		
Tramo 500 kV Kimal - Los Changos				0.00081	0.009		
Línea 500 kV Los Changos - Cumbre 1 Línea 500 kV Los Changos - Cumbre 2	400 400	0.0278 0.0278	0.2747 0.2747	0.00445 0.00445	0.04395 0.04395		
Compensación serie circuito 1 Compensación serie circuito 2	NA NA	NA NA	NA NA	NA NA	0.02782 0.02782	69.54 69.54	
Tramo 500 kV Los Changos -Cumbre	NA	NA	NA	0.00222	0.00807		
Tramo Futuro 500 kV Los Changos - Taltal Tramo Futuro 500 kV Taltal - Cumbre	250 150			0.00139 0.00083	0.00504 0.00303		Se reparte impedancia en forma proporcional según la distancia. No se tiene claridad de futuras compensaciones en el tramo

Líneas 10-11-12 y 13

ID	Línea red reducida	Tensión [kV]	P max [MW]	r [pu]	x [pu]
10	Cumbre 500 Opt->Nueva Cardones 500 Opt	500	2090	0.00105	0.00482
11	Nueva Cardones 500 Opt->Nueva Maitencillo 500 Opt	500	2368	0.00059	0.00717
12	Nueva Maitencillo 500 Opt->Nueva Pan de Azucar 500	500	2375	0.0009	0.00513
13	Nueva Pan de Azucar 500 Opt->Polpaico 500 Opt	500	2500	0.0017	0.0101

Para poder comprender e incorporar el concepto de distribución de flujos por el sistema de 220 kV paralelo al sistema de 500 kV, se realizaron estimaciones de dichos factores de distribución considerando los siguientes supuestos:

- ✓ Tramos de transmisión de 250 kilómetros.
- ✓ Un sistema de 500 kV de doble circuito en paralelo a sistema de 220 kV de simple circuito.
- ✓ Conexión de generación se realiza en el sistema de 220 kV y no directo al sistema de 500 kV.
- ✓ Doble transformación (2 transformadores) en los nodos de unión del sistema de 500 kV con el sistema de 220 kV.
- ✓ Impedancias de los bancos de transformación cercana aproxima de 14%
- ✓ Impedancias de las líneas de 220 kV de 0.4 [ohm/km], y de 0.27 [ohm/km] para las líneas de 500 kV.

Los resultados de impedancias equivalentes y factores de distribución de flujos asociados al paralelismo entre el sistema de 220 y 500 kV se presentan en las tablas siguientes:

Descripción	Impedancia equivalente [pu]	Factor distribución 1	Factor distribución 2
Total 220 3 circuitos	0.06	0.73	1.000
Total 500	0.02	0.27	0.365

Descripción	Impedancia equivalente [pu]	Factor distribución 1	Factor distribución 2
Total 220 2 circuitos	0.08	0.80	1.000
Total 500	0.02	0.20	0.244

A partir de dichos resultados, se puede concluir que los sistemas de 220 kV paralelos de la zona norte del sistema permitirían el transporte de flujos de entre un 25% y 36% del total de los flujos que transportaría el sistema de 500 kV. En otras palabras, dichos flujos estarían entre 1/3 y 1/4 del flujo total por el sistema de 500 kV, incrementando la capacidad de transporte total del sistema, a consecuencia de la existencia de un sistema de 220 kV, entre un 25% y 35% de la capacidad de transporte del sistema de 500 kV.

Líneas existentes y equivalentes	Capacidad [MVA]	Criterio N-1	Supuestos
Línea 500 kV Cumbre - Nueva Cardones 1 Línea 500 kV Cumbre - Nueva Cardones 2	1500 1500	1581	Capacidad limitada por compensación serie. Factor de redistribución por falla otro circuito 89%. Factor capacidad máxima en función de capacidad de 1 circuito 1.054
Línea 220 kV Nueva Diego de Almagro - Cardones 1 Línea 220 kV Nueva Diego de Almagro - Cardones 2 Línea 220 kV Nueva Diego de Almagro - Cardones 3	400 342 342	738.4	Factor de redistribución por falla otro circuito 39%. Factor capacidad máxima en función de capacidad de 1 circuito 2.159.
Tramo equivalente 500 kV Cumbre - Nueva Cardones		2102.73	Flujo máximo por el tramo se vería limitado por el sistema de 500 kV. Factor de proporción distribución de flujos aproximado entre tramos de 220 kV y 500 kV igual a 0.25 por 220 kV 0.75 por 500 kV, esto es un 33% del flujo de 500 kV por el tramo de 220 kV. Capacidad equivale al flujo máximo N-1 del tramo de 500 kV por 1.33

Líneas existentes y equivalentes	Capacidad [MVA]	Criterio N-1	Supuestos
Línea 500 kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo 1 Línea 500 kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo 2	1700 1700	1919.3	Factor de redistribución por falla otro circuito 77%. Factor capacidad máxima en función de capacidad de 1 circuito 1.13
Línea 220 kV Maitencillo - Cardones 1 Línea 220 kV Maitencillo - Cardones 2 Línea 220 kV Maitencillo - Cardones 3	266 292 292	741.7	Factor de redistribución por falla otro circuito 18%. Factor capacidad máxima en función de capacidad de 1 circuito 2.54
Tramo equivalente 500 kV Nueva Cardones - Maitencillo		2399.125	Flujo máximo por el tramo se vería limitado por el sistema de 500 kV. Factor de proporción distribución de flujos aproximado entre tramos de 220 kV y 500 kV igual a 0.2 por 220 kV 0.8 por 500 kV, esto es un 25% del flujo de 500 kV por el tramo de 220 kV. Capacidad equivale al flujo máximo N-1 del tramo de 500 kV por 1.25

Líneas existentes y equivalentes	Capacidad [MVA]	Criterio N-1	Supuestos
Línea 500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar 1 Línea 500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar 2	1700 1700	1847.9	Capacidad limitada por compensación serie. Factor de redistribución por falla otro circuito 84%. Factor capacidad máxima en función de capacidad de 1 circuito 1.087
Línea 220 kV Maitencillo - Punta Colorada - Pan de Azúcar 1 Línea 220 kV Maitencillo - Punta Colorada - Pan de Azúcar 2	197 197	301.4	Factor de redistribución por falla otro circuito 30%. Factor capacidad máxima en función de capacidad de 1 circuito 1.53
Línea 220 kV Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 1 Línea 220 kV Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2	498 498	737.0	Factor de redistribución por falla otro circuito 35%. Factor capacidad máxima en función de capacidad de 1 circuito 1.48
Capacidad total tramo 220 kV Maitencillo - Punta Colorada - Pan de Azúcar	NA	703.3	Factor proporción flujos circuitos nuevos / circuitos antiguos = 4/3
Tramo equivalente 500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar		2383.791	Flujo máximo por el tramo se vería limitado por el sistema de 500 kV. Factor de proporción distribución de flujos aproximado entre tramos de 220 kV y 500 kV igual a 0.23 por 220 kV 0.77 por 500 kV, esto es un 33% del flujo de 500 kV por el tramo de 220 kV. Capacidad equivale al flujo máximo N-1 del tramo de 500 kV por 1.29

Líneas existentes y equivalentes	Capacidad [MVA]	Criterio N-1	Supuestos
Línea 500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 1	1700	1861.5	Capacidad limitada por compensación serie. Factor de redistribución por falla otro circuito 92.6%. Factor capacidad máxima en función de capacidad de 1 circuito 1.095
Línea 500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 2	1700		
Tramo 220 kV Pan de Azúcar - Punta Sierra - Nogales - Polpaico 1	223	292.1	Factor de redistribución por falla otro circuito 52%. Factor capacidad máxima en función de capacidad de 1 circuito 1.31
Tramo 220 kV Pan de Azúcar - Punta Sierra - Nogales - Polpaico 2	223		
Línea 220 kV Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Pelambres 1	498	761.9	Factor de redistribución por falla otro circuito 30%. Factor capacidad máxima en función de capacidad de 1 circuito 1.53
Línea 220 kV Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Pelambres 2	498		
Capacidad total tramo 220 kV Maitencillo - Punta Colorada - Pan de Azúcar	NA	681.6	Factor proporción flujos circuitos nuevos / circuitos antiguos = 4/3
Tramo equivalente 500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	NA	2513.025	Flujo máximo por el tramo se vería limitado por el sistema de 500 kV. Factor de proporción distribución de flujos aproximado entre tramos de 220 kV y 500 kV igual a 0.23 por 220 kV 0.77 por 500 kV, esto es un 33% del flujo de 500 kV por el tramo de 220 kV. Capacidad equivale al flujo máximo N-1 del tramo de 500 kV por 1.29

Base [ohm]	2500						XCS [ohm]	Supuesto
Líneas existentes y equivalentes	Longitud [km]	r [ohm/km]	x [ohm/km]	R [pu]	X [pu]			
Línea 500 kV Cumbre - Nueva Cardones 1	189	0.0278	0.2747	0.00210	0.02077	27.83	Se considera como impedancia sólo la del sistema de 500 kV. Lo anterior no afecta resultados ya que el sistema equivalente consideró un modelo en 500 kV radial desde Los Changos	
Línea 500 kV Cumbre - Nueva Cardones 2	189	0.0278	0.2747	0.00210	0.02077			
Compensación serie circuito 1	NA	NA	NA	NA	0.01113	27.83		
Compensación serie circuito 2	NA	NA	NA	NA	0.01113	27.83		
Tramo 500 kV Cumbre - Nueva Cardones				0.00105	0.00482			
Línea 500 kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo 1	135	0.02187831	0.2665357	0.00118	0.01439	31.05		
Línea 500 kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo 2	135	0.02187831	0.2665357	0.00118	0.01439			
Tramo 500 kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	135			0.00059	0.00720			
Línea 500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar 1	212	0.02187831	0.2665357	0.00186	0.02260	31.05		
Línea 500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar 2	212	0.02187831	0.2665357	0.00186	0.02260			
Compensación serie circuito 1	NA	NA	NA	NA	0.01242	31.05		
Compensación serie circuito 2	NA	NA	NA	NA	0.01242	31.05		
Tramo 500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	212			0.00093	0.00509			
Línea 500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 1	408	0.02187831	0.2665357	0.00357	0.04350	58.82		
Línea 500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 2	408	0.02187831	0.2665357	0.00357	0.04350			
Compensación serie circuito 1	NA	NA	NA	NA	0.02353	58.82		
Compensación serie circuito 2	NA	NA	NA	NA	0.02353	58.82		
Tramo 500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	408			0.00179	0.00999			

Líneas 14-15-16-17-18-19-20

ID	Línea red reducida	Tensión [kV]	P max [MW]	r [pu]	x [pu]
14	Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt	500	1880	0.000148	0.00172
15	Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt	500	1880	0.000204	0.00236
16	Alto Jahuel 500 Opt->Ancoa 500 Opt	500	4000	0.000625	0.003325
17	Ancoa 500 Opt->Charrua 500 Opt	500	3000	0.001	0.0043
18	Charrua 500 Opt->Rio Malleco 500 Opt	500	2250	0.00139	0.13735
19	Rio Malleco 500 Opt->Ciruelos 500 Opt	500	2000	0.0025	0.0088
20	Ciruelos 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt	500	2000	0.0008	0.0079
21	Pichirropulli 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt	500	2000	0.00129	0.016
22	Nueva Puerto Montt 500 Opt->Nueva Ancud 500 Opt	500	1900	0.001	0.0126

Líneas existentes, futuras y equivalentes	Capacidad [MVA]	Criterio N-1	Supuestos
Línea 500 kV Polpaico - Lo Aguirre 1 Línea 500 kV Polpaico - Lo Aguirre 2	1800 1800	1908	Factor de redistribución por falla otro circuito 87%. Factor capacidad máxima en función de capacidad de 1 circuito 1.06
Línea 500 kV Lo Aguirre - Alto Jahuel 1 Línea 500 kV Lo Aguirre - Alto Jahuel 2	1800 1800	1908	Factor de redistribución por falla otro circuito 87%. Factor capacidad máxima en función de capacidad de 1 circuito 1.06
Línea 500 kV Alto Jahuel - Ancoa 1 Línea 500 kV Alto Jahuel - Ancoa 2 Línea 500 kV Alto Jahuel - Ancoa 3 Línea 500 kV Alto Jahuel - Ancoa 4	1500 1500 1500 1500	4000	Capacidad limitada por compensación serie. Considerando criterio N-1 asociado a capacidad de los tramos de 500 kV, se obtiene un Factor de redistribución por falla de un circuito a otro circuito de un 33%, lo que se traduce en un Factor de capacidad máxima en función de la capacidad de 1 circuito igual a 3, alcanzando 4500 [MW]. Se limita a 4000 [MW] en el largo plazo incluyendo SVC de 400 MVAR en S/E Maipo
Línea 500 kV Charrua - Ancoa 1 Línea 500 kV Charrua - Ancoa 2 Línea 500 kV Charrua - Ancoa 3	1500 1500 1500	2850	Factor de redistribución por falla otro circuito 58%. Factor capacidad máxima en función de capacidad de 1 circuito 1.9. Se aproxima capacidad a 3000.
Energización 500 kV Charrúa - Río Malleco 1 (Futura) Energización 500 kV Charrúa - Río Malleco 2 (Futura)	1700 1700	2231.25	Se asume que redistribución de flujos por falla considera un factor de aumento de capacidad de 1.05 sobre la capacidad de 1 circuito. Adicionalmente, se agrega capacidad asociada al transporte por el sistema de 220 kV, en este caso se asume que dicho sistema transporta el 25% de los flujos del sistema de 500 kV. Factor=1.05*1.25=1.31. Se aproxima capacidad a 2250 [MW]
Energización 500 kV Río Malleco -Ciruelos 1 (Futura) Energización 500 kV Río Malleco -Ciruelos 2 (Futura)	1700 1700	2052.75	Se asume que redistribución de flujos por falla considera un factor de aumento de capacidad de 1.05 sobre la capacidad de 1 circuito. Adicionalmente, se agrega capacidad asociada al transporte por el sistema de 220 kV, en este caso se asume que dicho sistema transporta el 15% de los flujos del sistema de 500 kV. Factor=1.05*1.15=1.2. Se aproxima capacidad a 2000 [MW]
Energización 500 kV Ciruelos - Pichirropulli 1 (Futura) Energización 500 kV Ciruelos - Pichirropulli 2 (Futura)	1700 1700	2040	Se asume que redistribución de flujos por falla considera un factor de aumento de capacidad de 1.05 sobre la capacidad de 1 circuito. Adicionalmente, se agrega capacidad asociada al transporte por el sistema de 220 kV, en este caso se asume que dicho sistema transporta el 15% de los flujos del sistema de 500 kV. Factor=1.05*1.15=1.2. Se aproxima capacidad a 2000 [MW]
Energización 500 kV Pichirropulli - Nueva Puerto Montt 1 (Futura) Energización 500 kV Pichirropulli - Nueva Puerto Montt 2 (Futura)	1700 1700	2040	Se asume que redistribución de flujos por falla considera un factor de aumento de capacidad de 1.05 sobre la capacidad de 1 circuito. Adicionalmente, se agrega capacidad asociada al transporte por el sistema de 220 kV, en este caso se asume que dicho sistema transporta el 15% de los flujos del sistema de 500 kV. Factor=1.05*1.15=1.2. Se aproxima capacidad a 2000 [MW]
Energización 500 kV Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 1 (Futura) Energización 500 kV Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2 (Futura)	1700 1700	1870	Se asume factor total de aumento de capacidad equivalente a 1.1, respecto de la capacidad de uno de sus circuitos, considerando sistema paralelo en menor tensión débil. Se aproxima capacidad a 1900 [MW]

Líneas 3-4-5

ID	Línea red reducida	Tensión [kV]	P max [MW]	r [pu]	x [pu]
3	Kimal 220 Opt->Los Changos 220 Opt	220	900	0.06198	0.01033
4	Kimal 220 Opt->Andes 220 Opt	220	580	0.0917	0.0152
5	Los Changos 220 Opt->Andes 220 Opt	220	500	0.055	0.009

Líneas existentes, futuras y equivalentes	Capacidad [MVA]	Criterio N-1	Supuestos
Línea 220 kV Cochrane - Encuentro 1	700	910	Se asume enlace futuro Kapatur - Cochrane, esto, sumado al enlace en construcción Los Changos - Kapatur, y Encuentro - Kimal, adiciona una capacidad adicional en 220 kV entre S/E Changos y Kimal, paralelo al sistema de 500 kV. Se asume un factor de distribución de flujos post-falla de un 55%, y, por consiguiente, Factor capacidad máxima en función de la capacidad de 1 circuito igual a 1.3
Línea 220 kV Cochrane - Encuentro 2	700		
Línea 220 kV Kimal - Laberinto – Nueva Zaldívar- Andes 1	327	586	Factor de redistribución por falla otro circuito 50%. Factor capacidad máxima en función de capacidad de 1 circuito igual a 2. Se asume que dichas líneas son modeladas en un equivalente, como vía de inyección de Energía desde S/E Andes hacia Kimal, por lo cual el tramo que limitaría correspondería al tramo Andes-Laberinto. En cuanto al tramo Kimal - Laberinto, este no limitaría por tener vía paralelo a través de las líneas Chacaya - Laberinto y Kapatur - Laberinto
Línea 220 kV Kimal - Laberinto - Nueva Zaldívar -Andes 2	293		
Línea 220 kV Laberinto - Nueva Zaldívar -Andes 3	274		
Línea 220 kV Kapatur - OHiggins - Domeyko 1	245	490	Factor de redistribución por falla otro circuito 50%. Factor capacidad máxima en función de capacidad de 1 circuito igual a 2. Se asume que dichas líneas son modeladas en un equivalente, como vía de inyección de Energía desde S/E Andes hacia Los Changos, por lo cual el tramo que limitaría correspondería al tramo O'Higgins -Domeyko. En cuanto al tramo O'Higgins - Kapatur - Los Changos, este no limitaría por disponer de vías paralelas en 220 kV, y capacidad del tramo O'Higgins - Kapatur superior a 700 [MVA]
Línea 220 kV Kapatur - OHiggins - Domeyko 2	245		
Línea 220 kV OHiggins - Domeyko 3	278		

ANEXO 2 – INFORMACIÓN DE ENTRADA DE LARGO PLAZO

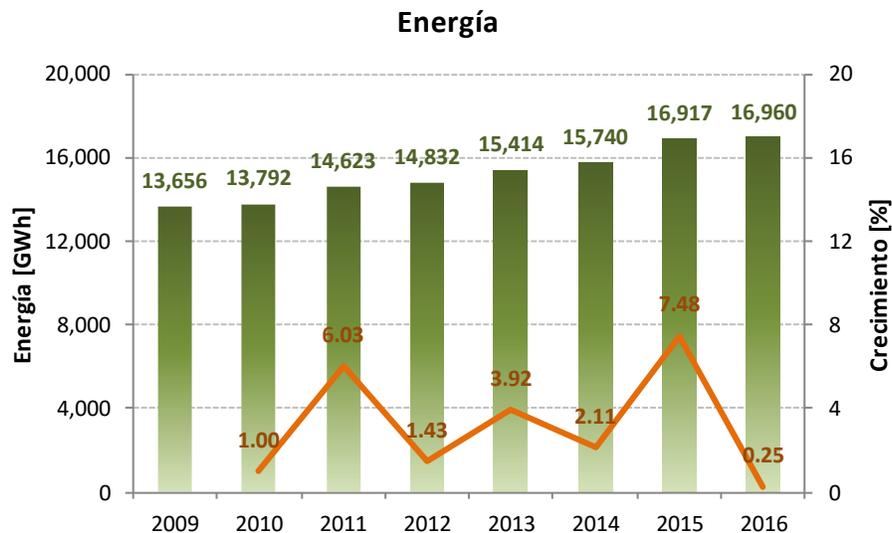
El detalle de la información de entrada de largo plazo existente se encuentra disponible en las bases de datos del modelo PLEXOS.

ANEXO 2.1 – METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE DEMANDA

La metodología de proyección de demanda eléctrica aplicada en el presente ejercicio se basa en la utilización de dos modelos de proyección de demanda, los cuales se hacen converger dentro del horizonte del estudio.

En primer lugar, se utiliza un modelo *top-down*, el cual, a través de ciertas variables y supuestos, proyecta las tasas de crecimiento del consumo de energía eléctrica para el sistema eléctrico nacional y a su vez para clientes libres y regulados diferenciándolos por su ubicación geográfica. Este modelo se utiliza para la proyección de demanda de clientes regulados y libres “pequeños”. No obstante, lo anterior, existen clientes libres que en la práctica sus tasas de crecimiento son no lineales, en el sentido que su historial de consumo de energía eléctrica muestra que existen años en los que las tasas de crecimiento son cercanas a cero, pero al año siguiente estas tasas se incrementan fuertemente, influenciadas principalmente por la entrada de nuevos proyectos de consumo. A modo de ejemplo, en la Figura 0.1 se muestra un gráfico del consumo de energía eléctrica del antiguo Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el cual se componía en su mayoría de clientes libres del rubro de la gran minería.

Figura 0.1: Consumo histórico de energía eléctrica del antiguo SING.



Para efectos del presente ejercicio, las tasas de crecimiento de demanda de los clientes libres cuya potencia instalada es mayor a 30 [MW] son proyectadas con una metodología diferente. En ese sentido, un segundo modelo que se utiliza para la proyección de demanda es un modelo *bottom-up*, que se basa principalmente en la realización de encuestas solamente a grandes clientes de precio libre, que en su mayoría corresponden a clientes de la industria minera, acerca de sus proyecciones de demanda eléctrica máxima y energía.

Las proyecciones de demanda de clientes regulados y clientes libres con potencia instalada menor a 30 MW se obtuvieron considerando el crecimiento de demanda asociado al percentil 75% de las proyecciones del Estudio de Previsión de Demanda mencionado anteriormente, actualizando los datos de entrada al modelo econométrico de acuerdo a la última información disponible de población, IMACEC y de facturación que posee el Coordinador. Mayores detalles respecto al modelo *top-down* de proyección de demanda pueden ser encontrados en el sitio web del Coordinador¹⁴.

En base a lo anterior, la estimación de crecimientos se realizó a nivel regional:

1. II – III Región: considera los consumos ubicados desde Maitencillo al norte.
2. IV Región: considera los consumos ubicados entre Los Vilos y Pan de Azúcar.
3. V Región: considera los consumos ubicados entre Quillota y Nogales.
4. VI Región: considera los consumos ubicados entre la zona de Rancagua y Tinguiririca.
5. VII Región: considera los consumos entre la zona de Itahue y Linares.
6. VIII Región: considera los consumos ubicados en la zona de Concepción, Chillán y Lota.
7. IX Región: considera los consumos ubicados entre Cautín y Tap Laja.
8. XIII Región: considera los consumos ubicados en la zona centro, entre Polpaico y Alto Jahuel.
9. X-XIV Región: considera los consumos ubicados al sur de la subestación Ciruelos.

Respecto a los grandes clientes libres, el Coordinador solicitó¹⁵ a los Grandes Clientes del Sistema Eléctrico Nacional, información relativa tanto a la proyección de sus consumos existentes como de nuevos proyectos que impliquen aumentos de demanda en el horizonte 2018 – 2037. La información entregada por estos clientes se procesa de acuerdo con la metodología descrita anteriormente para obtener la proyección de demanda de Grandes Clientes. No obstante, en términos de consumo de energía eléctrica, la información entregada por los Grandes Clientes presenta dos características:

- En general, proyecta tasas de aumento en el consumo de energía eléctrica para los primeros años del horizonte de estudio mayores a las proyectadas por el modelo *top-down*
- Mantiene valores de consumo de energía eléctrica relativamente constantes a partir del octavo año

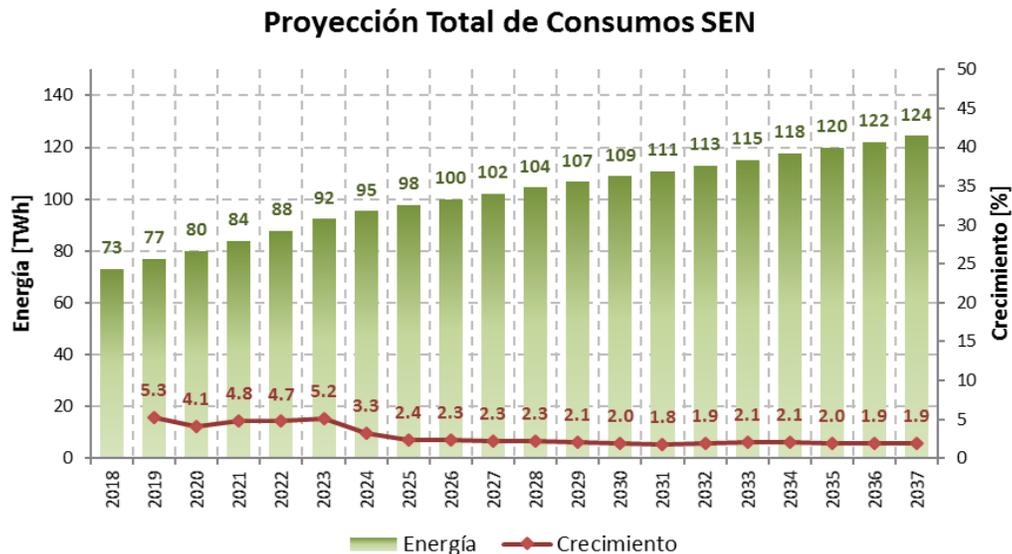
De este modo, al utilizar el modelo *bottom-up*, el consumo total de energía eléctrica proyectado para el sistema eléctrico nacional resulta mayor al proyectado por el modelo *top-down* durante los primeros años del horizonte de estudio. A pesar de esto, el consumo de los grandes clientes se mantiene relativamente constante a partir del año 2024 hasta el año 2033, año en el cual el modelo *top-down* proyecta un valor de consumo de energía eléctrica para el sistema eléctrico nacional por sobre a lo que se obtiene si se utiliza el modelo *bottom-up*, por lo que a partir del año 2033 se considera que el consumo de energía eléctrica de los grandes clientes varía de acuerdo a las tasas proyectadas por el modelo *top-down* para clientes industriales. De este modo, ambos modelos convergen al final del horizonte a un mismo valor de consumo de energía eléctrica en el sistema eléctrico nacional.

¹⁴ En el siguiente link se encuentra el Estudio de Proyección de Demanda realizado el 2015 <https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2015/06/Informe-Final-Estudio-de-Previsi%C3%B3n-de-Demanda-2015.pdf>

¹⁵ Mediante carta DE 01451-17 del 03 de abril de 2017

En base a lo anterior y a las encuestas realizadas a los grandes clientes libres, en la Figura 0.2 se presentan las tasas de crecimiento y las energías utilizadas para la proyección de demanda del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Figura 0.2: Proyección de demanda eléctrica SEN 2018-2037.



ANEXO 2.1.1 – Tipos de clientes

Para efectos de la proyección de demanda, y en consideración a las características de cada tipo de consumo, se han definido los siguientes grupos de clientes:

- Regulados: Clientes de distribuidoras sometidos a regulación de precios.
- Industriales: clientes libres (no sometidos a regulación de precios) de distribuidoras o no, que no pertenecen al rubro minero o que por su nivel de consumo es factible de agregar con otros consumos.
- Grandes Clientes Libres: esencialmente clientes de la gran minería u otros similares con demanda mayor a 30 MW.

ANEXO 2.1.2 – Perfiles de demanda de clientes regulados e industriales

Se generan perfiles típicos de demanda de potencia media horaria, de acuerdo con el tipo de cliente y días definidos, esto es: lunes¹⁶, trabajo (martes a viernes), sábado y domingo.

¹⁶ El lunes se diferencia de los otros días de trabajo debido principalmente a la diferencia que existe en las horas de la madrugada.

Estos perfiles se determinan en base a las demandas horarias reales del año anterior, para cada mes y día tipo, por cada barra de consumo modelada, de modo de poder representar de buena manera la distribución espacial y temporal de la demanda proyectada.

Asimismo, para efectos de permitir una adecuada proyección de la demanda futura, estos perfiles son estimados para cada tipo de cliente, de acuerdo con la definición entregada previamente, permitiendo con esto contar con tasas de crecimiento diferenciadas para cada uno de ellos, e incluso por barra.

Para tener una idea, en la Tabla 0.1 se presenta el perfil de demanda para los clientes Industriales la barra Diego de Almagro 220 kV para los meses enero a marzo:

Tabla 0.1: Información demanda horaria por tipo de cliente, barra, día tipo para cada mes.

INDUSTRIAL	HORA	ENERO				FEBRERO				MARZO			
		DO	LU	SA	TR	DO	LU	SA	TR	DO	LU	SA	TR
DAlmagro220	1	56.3	59.2	59.3	59.3	64.4	62.1	64.2	61.0	59.9	58.7	58.3	58.9
	2	56.1	58.3	59.0	59.3	63.3	61.2	63.4	61.5	60.2	59.2	57.1	58.4
	3	56.0	58.7	59.7	58.7	63.8	61.1	63.7	61.8	58.9	58.8	56.6	58.8
	4	54.3	59.2	59.9	58.1	62.8	61.8	63.9	63.0	58.4	58.8	55.2	58.4
	5	54.8	58.8	60.0	57.7	63.0	60.8	63.4	63.0	58.8	58.5	54.2	58.2
	6	55.5	58.4	60.1	57.4	63.7	59.3	62.8	62.7	59.0	57.8	53.7	58.3
	7	55.4	58.2	59.2	57.4	63.1	61.3	62.6	62.6	58.7	57.9	54.1	57.9
	8	56.0	58.5	58.1	57.2	60.8	60.5	62.1	61.7	59.0	56.7	54.5	57.7
	9	55.7	58.3	57.9	56.6	59.1	59.9	61.7	60.7	58.2	56.1	55.0	57.3
	10	55.3	57.0	58.0	56.9	60.5	60.9	61.4	57.7	58.1	57.4	55.1	56.8
	11	56.1	56.6	58.7	56.2	60.3	60.4	61.1	57.0	56.7	56.4	54.4	57.3
	12	54.1	57.4	58.4	54.8	58.7	61.2	60.5	56.9	54.3	56.3	52.9	56.5
	13	54.1	57.4	58.1	55.5	60.0	61.7	58.7	56.1	55.9	56.6	52.8	56.5
	14	54.7	58.0	58.6	56.5	60.3	62.1	58.9	55.2	57.4	57.6	53.9	57.0
	15	55.9	57.3	57.5	55.9	60.8	61.8	60.2	54.4	57.3	57.2	52.6	56.7
	16	55.6	56.5	58.7	55.5	61.0	60.9	60.6	54.6	56.5	57.4	51.9	56.7
	17	55.7	56.8	57.9	55.3	60.4	60.4	53.6	54.8	55.5	56.6	52.6	56.7
	18	56.5	57.5	56.8	56.2	60.6	62.5	50.3	55.6	57.1	57.6	52.7	57.0
	19	57.8	58.3	57.6	55.7	60.5	61.7	57.1	56.1	57.1	55.1	53.5	57.6
	20	57.6	57.4	56.0	56.7	60.7	62.4	59.9	57.1	56.9	57.4	55.4	56.9
	21	58.2	57.6	56.3	57.3	61.6	62.8	61.9	59.1	57.8	56.4	57.1	57.5
	22	59.6	59.5	58.2	57.9	61.7	63.8	63.2	60.5	58.1	57.3	57.7	58.9
	23	59.6	59.7	58.1	58.5	62.4	63.0	63.8	61.1	59.0	58.4	57.5	59.0
	24	59.0	60.8	58.4	58.9	63.3	62.7	64.3	62.0	59.0	59.0	58.3	59.3

A partir de estos perfiles se generan curvas de carga mensual para todo el horizonte de proyección, de acuerdo con la composición de días tipo de cada mes del horizonte. De esta forma, se recoge la cantidad de días de cada tipo en cada mes del horizonte, reemplazando los feriados conocidos por días tipo domingo, en los casos que corresponda.

Una vez generadas, son estas curvas de carga las que se ponderan de acuerdo con las tasas de proyección de demanda para cada tipo de cliente.

ANEXO 2.1.3 – Perfiles de demanda de grandes clientes libres

Los consumos catalogados como Grandes Clientes Libres pertenecen principalmente al rubro de la gran minería, presentes en todo el territorio nacional, siendo la Minería del Cobre los mayores consumos, los cuales se encuentran desde la XV a la VI Región.

La principal característica de operación de estos clientes corresponde a su consumo de energía relativamente constante, es decir, la variación de energía consumida entre periodos no supera al 10% durante operación normal, lo que genera una curva de consumo plana. Otra característica importante es su periodo de operación, el cual no diferencia entre días laborales o festivos o si es horario diurno o

nocturno, es decir, son consumos que se presentan las 24 horas del día durante los siete días de la semana. Dado lo anterior, el perfil de demanda de grandes clientes se obtiene considerando la proporción de energía consumida en cada mes respecto a un año completo y luego, calculando un día tipo por cada mes.

ANEXO 3 – INFORMACIÓN DE ENTRADA PARA RESTRICCIONES OPERATIVAS.

Esta información se encuentra disponible en las bases de datos del modelo PLEXOS.

ANEXO 4 – DETALLE RESULTADOS PLANES DE OBRAS

Esta información se encuentra disponible en las bases de datos del modelo PLEXOS.