

Plan de Obras de Generación del Sistema Eléctrico Nacional, periodo 2024-2044

Noviembre de 2024

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

www.coordinador.cl

Plan de Obras de Generación del Sistema Eléctrico Nacional, periodo 2024-2044
Informe preparado por el Departamento de Prospectiva

Ver.	Fecha	Descripción	Realizó	Revisó/Aprobó
1	15/11/2024	Informe publicado en el sitio web del Coordinador	Giovani Bastidas H. Patricio Santis T.	Patricio Lagos R. Deninson Fuentes del C.

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	4
1 INTRODUCCIÓN	7
2 OBJETIVO Y ALCANCE	8
3 MODELACIÓN Y CONSIDERACIONES	9
3.1 BASES DEL ESTUDIO	9
3.2 ESCENARIOS PROPUESTOS	17
3.3 MODELACIÓN GENERAL	18
3.4 PROCESO DE OPTIMIZACIÓN	20
4 RESULTADOS DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN	22
4.1 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN-ALMACENAMIENTO-TRANSMISIÓN ETAPA I-A	22
4.2 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN-ALMACENAMIENTO-TRANSMISIÓN ETAPA I-B	28
4.3 COMPARACIÓN PLANES DE GENERACIÓN-ALMACENAMIENTO ETAPA II-C Y ETAPA II-D	33
5 RESULTADOS RELEVANTES DE OPERACIÓN	34
5.1 GENERACIÓN ESPERADA ANUAL PROMEDIO HIDROLOGÍAS	34
5.2 GENERACIÓN, INERCIA, RESERVAS Y RAMPAS POR BLOQUES AÑO 2030	35
6 CONCLUSIONES	44
7 ANEXOS	45
7.1 ANEXO-PROYECCIÓN DE DEMANDA DEL SISTEMA	45
7.2 ANEXO-DETALLE DE CONSIDERACIONES UTILIZADAS PARA LOS ESCENARIOS DEL ESTUDIO	46
7.3 ANEXO-CENTRALES EXISTENTES, EN CONSTRUCCIÓN, Y COMPROMETIDAS LICITACIÓN – RED REDUCIDA	48
7.4 ANEXO-PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN ESCENARIOS – CASOS B	50
7.5 ANEXO-MODELO OPTIMIZACIÓN DE INVERSIONES GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO	56
7.5.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN RED REDUCIDA	56
7.5.2 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE INERCIA	61
7.5.3 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE CPF	65
7.5.4 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RAMPA.	67
7.5.5 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RESERVA PARA CSF	70
7.5.6 MODELACIÓN DE LAS BATERÍAS DE CARNOT	72
7.5.7 MODELACIÓN DE CONDENSADORES SINCRÓNICOS	75
7.5.8 MÍNIMOS TÉCNICOS	77
7.5.9 TIEMPOS MÍNIMOS DE OPERACIÓN	77
7.5.10 COSTOS DE ENCENDIDO DE CENTRALES	77
7.5.11 COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA	77
7.6 ANEXO-INFORMACIÓN TÉCNICA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	78

RESUMEN EJECUTIVO

En este informe se presentan escenarios de desarrollo del parque generador y almacenamiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para el período 2025-2044, que consideran criterios de eficiencia, robustez y factibilidad. Estos escenarios se construyeron principalmente para proveer información del potencial desarrollo del SEN, para la evaluación de proyectos de infraestructura de transmisión en la recomendación anual de expansión del sistema de transmisión elaborada por el Coordinador, así como también para ser utilizados en otros estudios, cuyo fin sea anticipar cambios necesarios en la operación del sistema en el mediano-largo plazo y/o ajustes en la regulación del mercado eléctrico.

Para cumplir el criterio de eficiencia, estos escenarios de expansión se construyeron a través de un proceso de optimización de inversiones, que permite dar cuenta del desarrollo del parque generador-almacenamiento en un contexto de mercado competitivo. Por su parte, para incorporar simplificado el criterio de robustez, se optimizó el sistema para distintas proyecciones de variables que disponen de alta incertidumbre, entre ellas, costos de inversión de tecnologías, precios de combustibles y proyección de demanda. Mientras que, para el criterio de factibilidad, se realizaron consideraciones en la modelación que permiten internalizar en la optimización, tanto barreras socioambientales, como externalidades ambientales complejas de cuantificar, en determinadas tecnologías y zonas en las cuáles este aspecto es relevante.

En particular, en este informe se presenta las principales consideraciones utilizadas en el estudio, la proyección de variables de alta incertidumbre, la modelación del sistema utilizada para realizar los procesos de optimización de inversiones, el análisis de los principales resultados obtenidos de los planes de obra de generación-almacenamiento, y las principales conclusiones.

En cuanto a las principales consideraciones y proyecciones para el estudio, se utilizaron proyecciones de demanda propias elaboradas por el Coordinador que consideran tasas de crecimiento del orden de un 3% para la proyección media, y del orden de un 4.5% para la proyección alta que considera el desarrollo de hidrógeno verde. Por su parte, para los costos de desarrollo de tecnologías se utilizó principalmente la fuente internacional de NREL¹, mientras que para la proyección de costos de combustibles se utilizaron los costos informados por los agentes y la proyección de indicadores internacionales como el Brent, API2 y Henry Hub. Por su parte, para las condiciones hidrológicas del sistema, se utilizó una matriz de afluentes que dan cuenta de escenarios con menor disponibilidad del recurso hídrico que la media de la muestra 1960-2023, mientras que para la disponibilidad del recurso solar y eólica se utilizó información histórica del sistema. Por último, para considerar el retiro de unidades a carbón del sistema, se utilizaron las fechas comprometidas por los propietarios de dichas instalaciones.

Referente a los distintos escenarios utilizados para optimizar el sistema, se utilizaron combinaciones de las distintas proyecciones de variables del sistema. De esta manera, se construyeron 6 escenarios a optimizar, a través de los cuales se sensibilizan los niveles de crecimiento de la demanda, las proyecciones de costos de inversión de las tecnologías, el cronograma de retiro de unidades a carbón sin fecha informada de retiro, y un eventual retiro de unidades térmicas en base a GNL y Diesel.

En lo que se refiere a la modelación del sistema, se destaca la modelación de baterías convencionales con la posibilidad de gestión energética, concentradoras solares de potencia con disponibilidad máxima de generación diaria, baterías de Carnot con posibilidad de alternar su forma de funcionamiento en modo carga-generación, condensadores sincrónicos para proveer inercia al sistema, modelación del sistema de transmisión nacional a través de una red reducida, y modelación simplificada de restricciones operativas y su provisión para control de frecuencia del sistema.

En cuanto al proceso de optimización, se utiliza una metodología optimización en dos etapas, una etapa donde se optimizan inversiones generación-transmisión-almacenamiento, y otra en que se identifican los efectos de la modelación y requerimientos operativos sobre los desarrollos óptimos del parque generador-almacenamiento. En particular, en la etapa de optimización de inversiones, se definen en primera instancia las inversiones óptimas generación-transmisión-almacenamiento utilizando variables continuas, para luego en una segunda instancia identificar las inversiones óptimas generación-almacenamiento considerando como fijo el sistema de transmisión existente, e incorporando las inversiones óptimas en transmisión identificadas en la primera instancia. Posteriormente, en la segunda etapa se optimizan inversiones generación-almacenamiento utilizando

¹ National Renewable Energy Laboratory

variables enteras y un horizonte reducido, donde en primera instancia no se consideran restricciones operativas en la optimización, mientras que en la segunda instancia estas se incorporan explícitamente para ver sus efectos.

A partir de la modelación y consideraciones indicadas previamente se obtuvieron los siguientes resultados de las optimizaciones:

Etapla I de optimización de inversiones generación-transmisión:

Desarrollo sistema

- Se puede observar de manera transversal para los escenarios considerados, que para el mediano plazo es óptimo el desarrollo de tecnología eólica en la zona de TalTal y la zona sur del país.
- Por su parte, en la medida en que se profundiza la descarbonización, se identifica que el desarrollo óptimo de largo plazo del SEN, para los escenarios considerados, es a través de portafolios de inversión solar y almacenamiento en base a baterías convencionales, o a través del desarrollo de tecnologías en base a almacenamiento térmico como la tecnología CSP o baterías de Carnot.
- Adicionalmente, se identifica cómo óptimo el potencial desarrollo de un corredor SE Kimal-SE Parinas-SE Lo Aguirre, y otro entre SE Alto Jahuel- SE Charrúa y SE Pichirropulli. El primero, para abastecer la demanda de la zona central del país a través de desarrollo solar, eólico y almacenamiento en la zona norte del SEN, mientras que el segundo, para el transporte de energía proveniente de nuevos desarrollos eólicos requeridos en la zona sur del SEN. Hay que destacar que, estos desarrollos adicionales de transmisión requeridos, tendrían su origen tanto en el crecimiento de la demanda, cómo en la descarbonización del SEN, ya que las tecnologías de generación identificadas en estos escenarios para sustituir la generación convencional, se localizan en las zonas norte y sur del SEN.
- Por otra parte, de los resultados se puede observar, que para el mediano plazo (2025-2030) no se identifica la necesidad de desarrollos adicionales de generación solar en la zona norte del SEN, por sobre lo existente y en construcción para esta tecnología. Lo anterior, debido al alto desarrollo en el SEN de la tecnología solar, que ya permiten cubrir los requerimientos óptimos de esta tecnología para el SEN en el mediano plazo, para los escenarios bajo análisis.

Etapla II de optimización de inversiones generación con y sin restricciones operativas:

Desarrollo del sistema

- De los resultados obtenidos para el escenario en que se evaluó el impacto de la restricciones operativas², se puede observar que la incorporación de restricciones operativas intensifica la necesidad de desarrollo de sistemas de almacenamiento en base a baterías, aumentando su potencia óptima de instalación en torno a un 25% para el último año del escenario en evaluación, el cual se debe fundamentalmente al desarrollo de baterías de corta duración por alrededor de 500 MW, para brindar control rápido de frecuencia, y de esta forma reducir los requerimientos mínimos de inercia sistémica para estabilidad de frecuencia.
- En cuanto al desarrollo de otras tecnologías, no se observaron impactos significativos en el plan de obras óptimo generación-almacenamiento obtenido. Esto sugiere que dichas restricciones no afectarían en gran medida los planes de obra en escenarios con un alto desarrollo de sistemas basados en baterías convencionales y condensadores sincrónicos con volantes de inercia.
- Se observó un impacto significativo en el despacho intradiario de centrales de embalse al momento de incorporar restricciones operativas, las cuales serían cruciales para dar soporte de inercia, y reservas para control secundario de frecuencia al sistema.

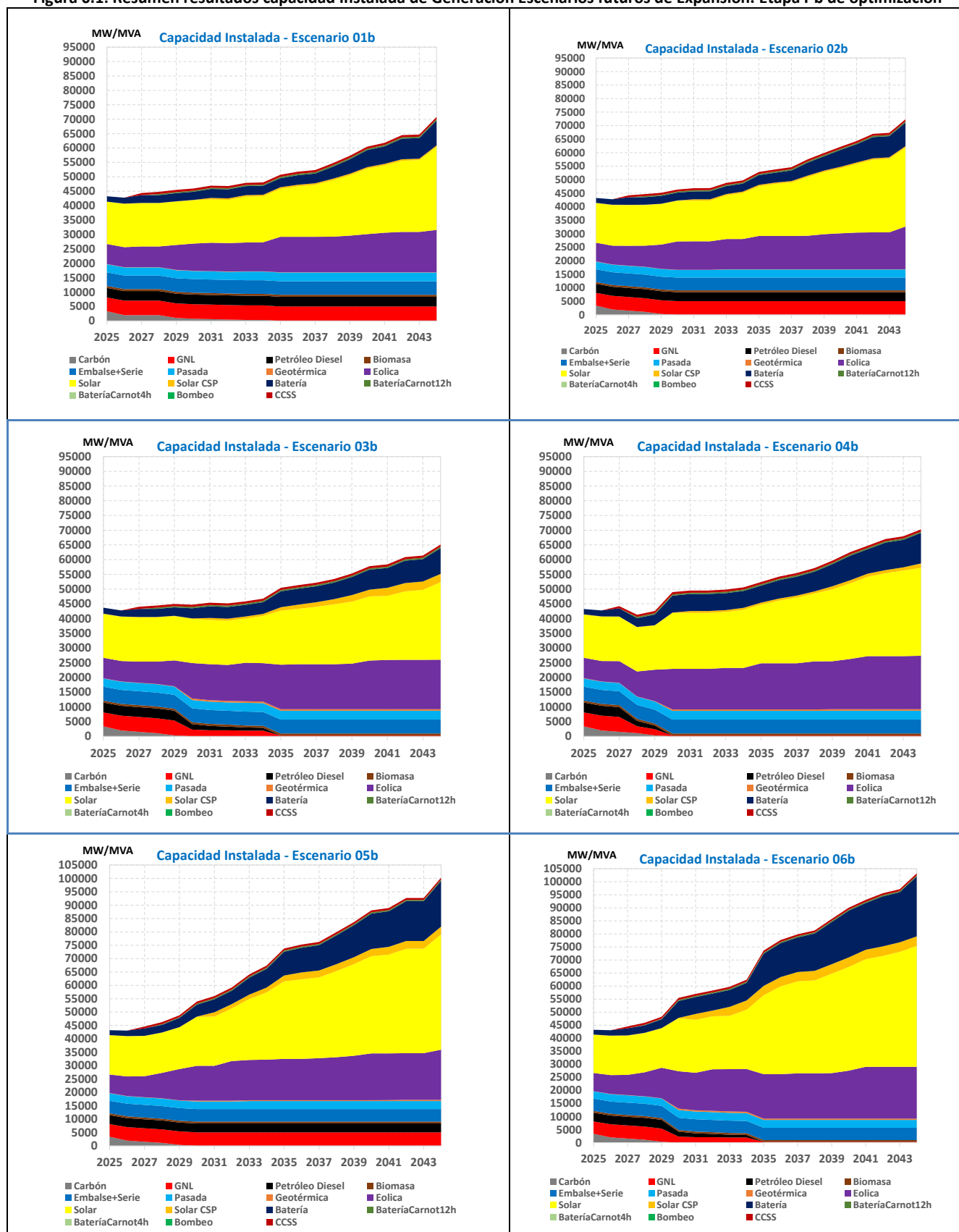
Operación del sistema

- De los resultados asociados a generación por bloques e inercia, reservas para control primario y secundario de frecuencia y reservas para rampa por bloques en años específicos para distintas tecnologías se puede observar que, la provisión de estos requerimientos para control de frecuencia pudiera ser cubierta con las centrales hidráulicas existentes, condensadores sincrónicos con volantes de inercia en construcción/proyectados, y los potenciales desarrollos de baterías convencionales que se encuentran en distintas fases de evaluación.

Finalmente, la capacidad de generación instalada óptima en el SEN para los distintos escenarios se presenta en la Figura 0.1.

² La etapa II de optimización que considera restricciones operativas, sólo se realizó para el escenario sin centrales en base a combustibles fósiles al año 2030 (Escenario 04), por tratarse del escenario más exigente en términos de modificación a la matriz eléctrica existente, y por considerar proyección de demanda base.

Figura 0.1: Resumen resultados capacidad Instalada de Generación Escenarios futuros de Expansión. Etapa I-b de optimización



1 INTRODUCCIÓN

Actualmente, la regulación del sector eléctrico en Chile establece que el desarrollo del sistema de transmisión se define a través de un proceso de planificación centralizada. En este contexto, el artículo 87 de la Ley Eléctrica DFL4/20018 vigente, define criterios de eficiencia económica y seguridad de suministro que se deben considerar en la planificación centralizada del sistema de transmisión. Entre dichos criterios destacan, el minimizar el riesgo de abastecimiento de la demanda futura del sistema, el promover el desarrollo de la oferta que permita abastecer la demanda a mínimo costo, y promover el desarrollo de instalaciones de transmisión económicamente eficientes.

En dicho proceso de planificación centralizada, el artículo 91 de la ley eléctrica vigente establece que el Coordinador debe emitir anualmente una propuesta de expansión para los distintos segmentos de transmisión. En este contexto, y para dar cumplimiento a los criterios de planificación establecidos por ley, el Coordinador, como parte de su proceso de planificación de transmisión, realiza en primera instancia un análisis de potenciales desarrollos eficientes del sistema eléctrico, con una visión centralizada, y contemplando desarrollos de generación-almacenamiento y transmisión. Por lo anterior, y como parte de los procesos periódicos del Coordinador, se elabora el análisis que se presenta en este informe.

En particular, en este informe se ilustran escenarios de desarrollo del parque generador y almacenamiento del SEN para el período 2025-2044, para ser utilizados en el análisis técnico-económico de propuestas de expansión de la red de transmisión en la recomendación anual de expansión del sistema de transmisión que elabora el Coordinador. Estos escenarios se construyen a través de un proceso de optimización de inversiones, con el fin de dar cuenta de posibles desarrollos eficientes del parque generador en un contexto de mercado competitivo.

Para la construcción de estos escenarios de expansión se consideran distintas proyecciones para variables que disponen de alta incertidumbre, que impactan el desarrollo del parque generador, entre ellos, costos de inversión de tecnologías, precios de combustibles, proyección de demanda y barreras socioambientales a proyectos, entre otros. En particular, estos planes, se realizan con el fin de identificar anticipadamente desarrollos de transmisión interregional, que permiten viabilizar desarrollos de generación-almacenamiento que satisfacen criterios de eficiencia económica y factibilidad.

En este contexto, para satisfacer el criterio de eficiencia económica se realizan optimizaciones de inversión generación-almacenamiento-transmisión, mientras que, para satisfacer criterios de factibilidad, se realizan consideraciones que permiten simplificar el análisis e implementación del problema de optimización de gran escala del SEN. En particular, se realizan consideraciones tanto para simplificar la incorporación de eventuales limitaciones asociadas a barreras socioambientales de determinados tipos de tecnologías de generación y zonas, así como para evitar la modelación explícita de externalidades ambientales complejas de cuantificar, para determinadas tecnologías de generación, en las cuáles este aspecto es relevante.

Para ilustrar los pasos realizados en la elaboración de estos escenarios, este informe se estructura de la siguiente manera:

- Primera Parte: Se presentan las bases del estudio, incluyendo los supuestos asociados a la proyección de variables relevantes para el desarrollo del sistema. Se describen los escenarios planteados, la modelación general del sistema para las optimizaciones, la metodología de optimización, y la configuración de los problemas de optimización.
- Segunda Parte: Se exponen los resultados de la optimización de inversiones, destacando los planes de obra de generación, almacenamiento y transmisión obtenidos en las distintas etapas del proceso.
- Tercera Parte: Se exponen los principales resultados de operación del sistema, entre ellos, generación anual por tecnología, y distribución por tecnología de la provisión de inercia y reservas para control de frecuencia, con el fin de ilustrar algunos aspectos de la operación futura del SEN para los escenarios bajo análisis.
- Cuarta Parte: Se presentan conclusiones sobre el desarrollo y operación futura del SEN identificadas en el estudio.

2 OBJETIVO Y ALCANCE

Objetivo general

El objetivo principal de la elaboración de escenarios de expansión de generación-almacenamiento del SEN, es proveer potenciales desarrollos futuros del sistema eléctrico nacional, que cumplan con criterios de eficiencia económica y factibilidad, para ser utilizados en la evaluación técnico-económica de proyectos de infraestructura de transmisión en la propuesta anual de expansión de la red de transmisión elaborada por el Coordinador. Adicionalmente, y como objetivo secundario, proveer de información sobre el desarrollo del SEN que puede ser utilizada en otros estudios, para anticipar la necesidad de eventuales cambios en la regulación del mercado eléctrico, y operación del sistema.

Objetivos específicos

- Identificar posibles desarrollos del parque generador-almacenamiento en un contexto de mercado competitivo, considerando las proyecciones de variables con alta incertidumbre que impactan en las decisiones de los agentes,
- Identificar anticipadamente desarrollos óptimos de transmisión interregional, que permitan viabilizar el desarrollo del parque generador, que cumplan con criterios de eficiencia económica y factibilidad.
- Internalizar simplícidamente en la optimización del sistema, eventuales barreras socioambientales y externalidades ambientales complejas de modelar, para obtener escenarios de expansión técnicamente viables.
- Proporcionar información del SEN para su modelación de largo plazo, entre ellas, metodología de optimización, modelación del sistema y proyección de variables relevantes.

Alcance

El alcance del informe comprende lo siguiente:

- Un horizonte de análisis de 20 años, 2024-2044.
- Presentar y analizar diferentes escenarios futuros para la elaboración de los planes de obra de generación, incluyendo supuestos sobre el retiro de unidades térmicas basadas en combustibles fósiles.
- Detallar la modelación del sistema eléctrico, incluyendo la infraestructura existente y futura, utilizada en los procesos de optimización de inversiones.
- Describir los modelos y metodologías de optimización empleados, incluyendo una optimización en dos etapas para las inversiones en generación, almacenamiento y transmisión.
- Analizar los principales resultados obtenidos de los planes de obra de generación y almacenamiento, destacando los efectos de la modelación y los requerimientos operativos sobre los desarrollos óptimos del parque generador y de almacenamiento.

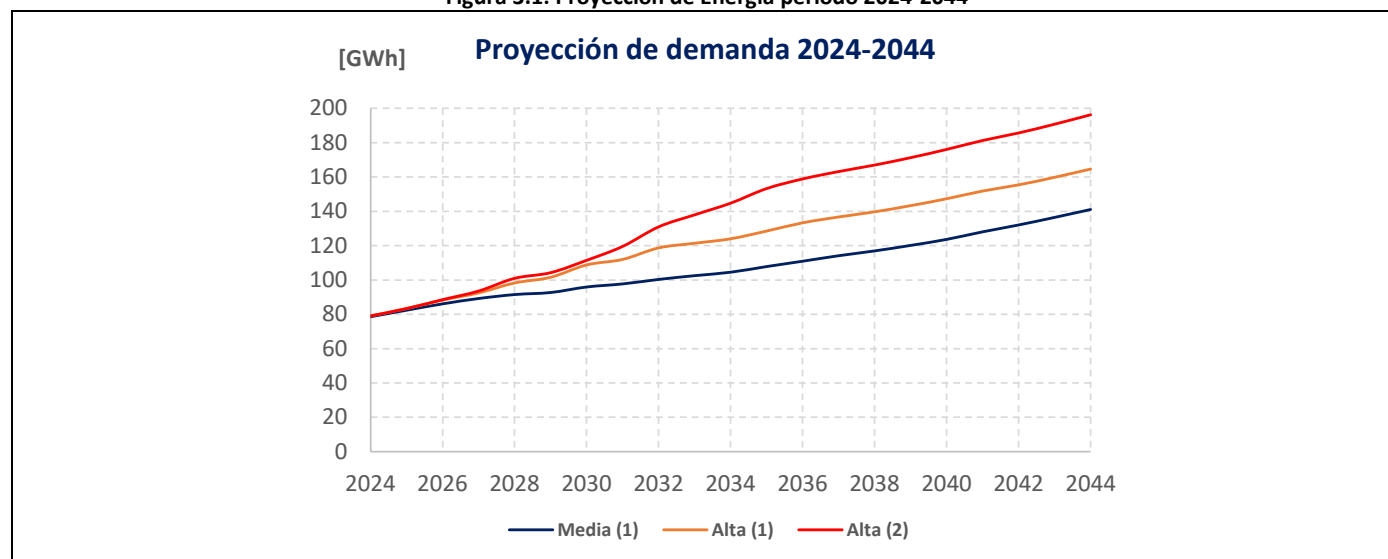
3 MODELACIÓN Y CONSIDERACIONES

3.1 BASES DEL ESTUDIO

- **Previsión de Demanda**

Se utiliza la proyección de demanda elaborada por el Coordinador para la elaboración de la Propuesta de Expansión de Transmisión 2025, cuyos detalles se presentan en el informe “Proyección de Demanda del SEN, periodo 2024-2044”³. El gráfico resumen de la proyección de energía utilizada se presenta en la Figura 3.1.

Figura 3.1: Proyección de Energía período 2024-2044



Mayores detalles sobre la proyección de demanda utilizada se presentan en el anexo 7.1.

- **Costos de Combustibles**

Se utilizan proyecciones de costos de GNL, Carbón y Diésel elaboradas por el Coordinador. Para el GNL se utilizó información de los contratos actualizando proyecciones de los indexadores Henry Hub y Brent, mientras que para el Carbón y el Diesel se utilizaron los costos vigentes informados por el Departamento de Análisis Económico del Coordinador de marzo de 2024, y se actualizaron según la variación de factores proyectados del API2 y el Brent. Se debe destacar, que para los años en que no se dispone de información de proyección de los factores API2, Brent y Henry Hub, los costos de los combustibles utilizados para extender la proyección corresponden a los costos obtenidos para el último año en que se dispuso de proyección del factor respectivo. La proyección de los costos de combustibles se muestra en las Figura 3.2 y Figura 3.3

³ <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/prospeccion-del-sen/proyeccion-de-demanda-de-largo-plazo/>
 2411-C12-INF-DPR-01-V1 – Plan de obras del SEN 2024-2044

Figura 3.2 Costos de combustibles proyectados centrales de generación.

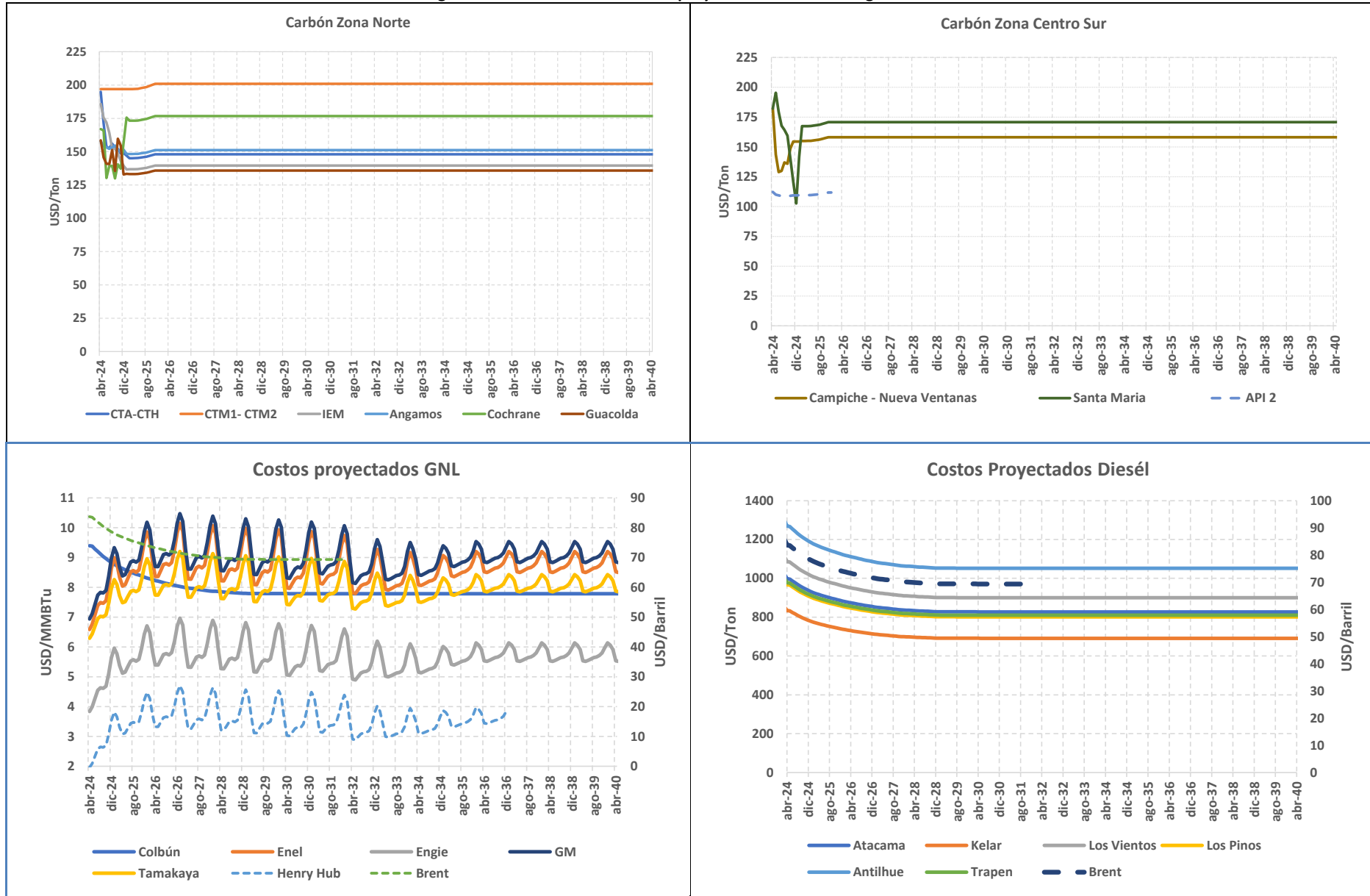
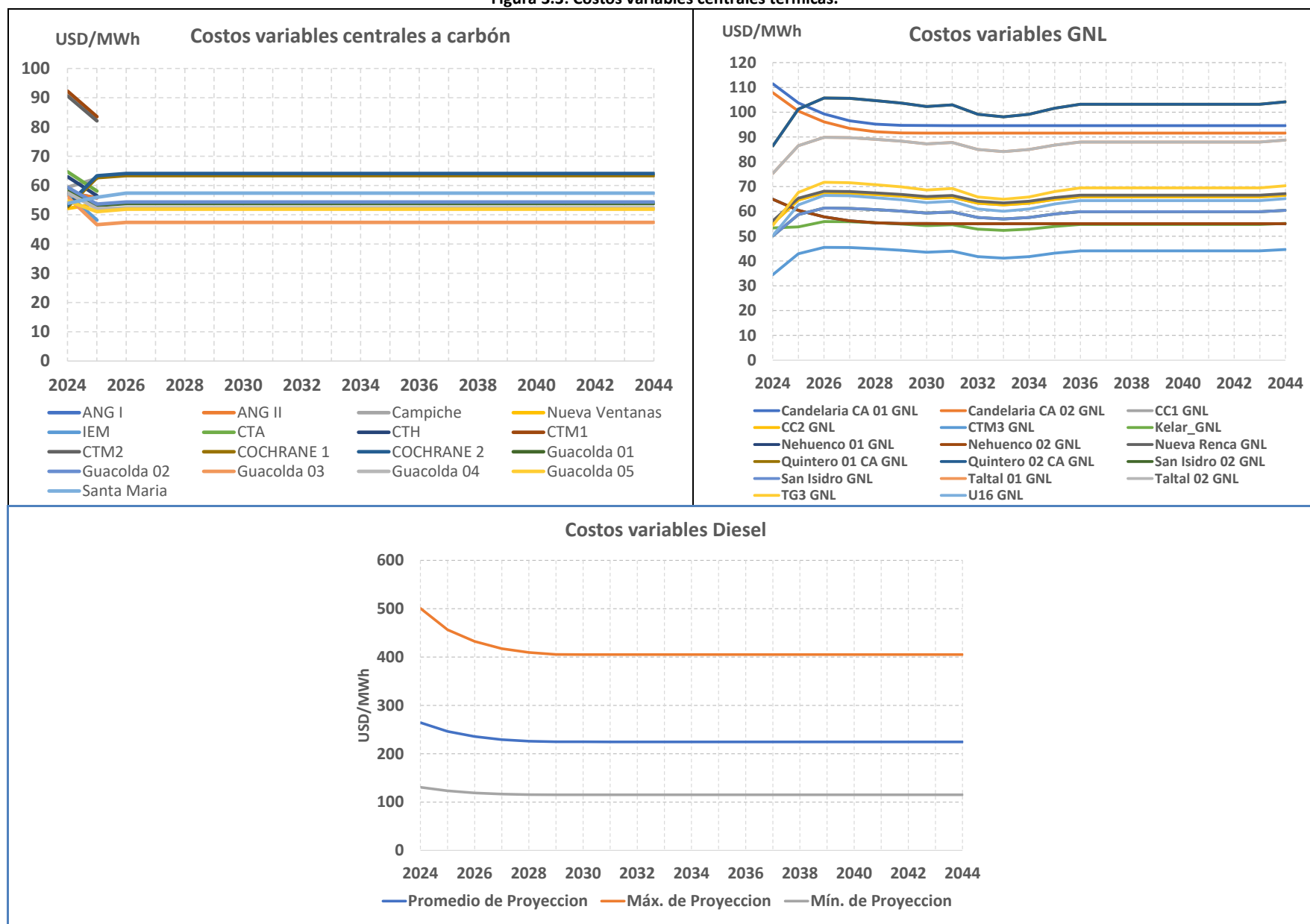


Figura 3.3: Costos variables centrales térmicas.



- **Series hidrológicas**

Se utiliza como estimación del comportamiento futuro, la información de 29 años hidrológicos cuya probabilidad de excedencia estimada de la media de la muestra, es mayor al 50% de la muestra completa. Para la construcción de dicha serie, se considera como fuente de información preliminar, la data histórica disponible correspondiente a 64 series hidrológicas para las centrales hidráulicas de embalse y pasada, que corresponden a información del período 1960-2023. A partir de esta información, se construyen series hidrológicas obtenidas sólo a partir de la estadística hidrológica del período 1995-2023, y se repiten 3 hidrologías muy secas representativas de los años hidrológicos 1998-1999, 1968-1969 y 2021-2022, que representan los años más secos de la estadística.

- **Perfiles ERV**

Se utilizan datos reales históricos de perfiles de ERV diferenciados por localización de los recursos renovables, para conformar perfiles de generación para centrales existentes y en construcción

- **Modelación del SEN**

Se consideran centrales generadoras y capacidad de líneas de transmisión existentes y en construcción. Los proyectos en construcción incorporados en la modelación corresponden a los declarados en construcción según la Resolución Exenta CNE N°340 del 28 de junio de 2024, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción.

- **Costos de desarrollo de tecnologías de generación y almacenamiento**

Se utilizan como referencia las proyecciones de costos de inversión NREL de junio del año 2024⁴, las cuales se presentan en la Figura 3.4. Se debe destacar que para la tecnología CSP se disponía de información para una planta típica de 10 horas de almacenamiento, mientras que las centrales candidatas tenían rangos de entre 6 y 13 horas, bajo lo cual se utilizaron factores de ajuste obtenidos de información de costos de años anteriores, para obtener los costos de tecnologías CSP de 6 y 13 horas almacenamiento a partir de la planta tipo de 10 horas de almacenamiento. Por su parte, las baterías de Litio candidatas de expansión, se modelaron para rangos de almacenamiento de 2, 4, 6 y 8 horas.

Para efectos de los costos de inversión asociados a la reconversión de plantas termoeléctricas a carbón en baterías de Carnot, se utilizó la Información del Estudio de Factibilidad de Reconversión de Unidades a Carbón en Chile, emitido por GIZ-DLR en enero 2020. Estos costos son presentados en la Tabla 3.1. Las curvas de costos definitivas se presentan en la Figura 3.4.

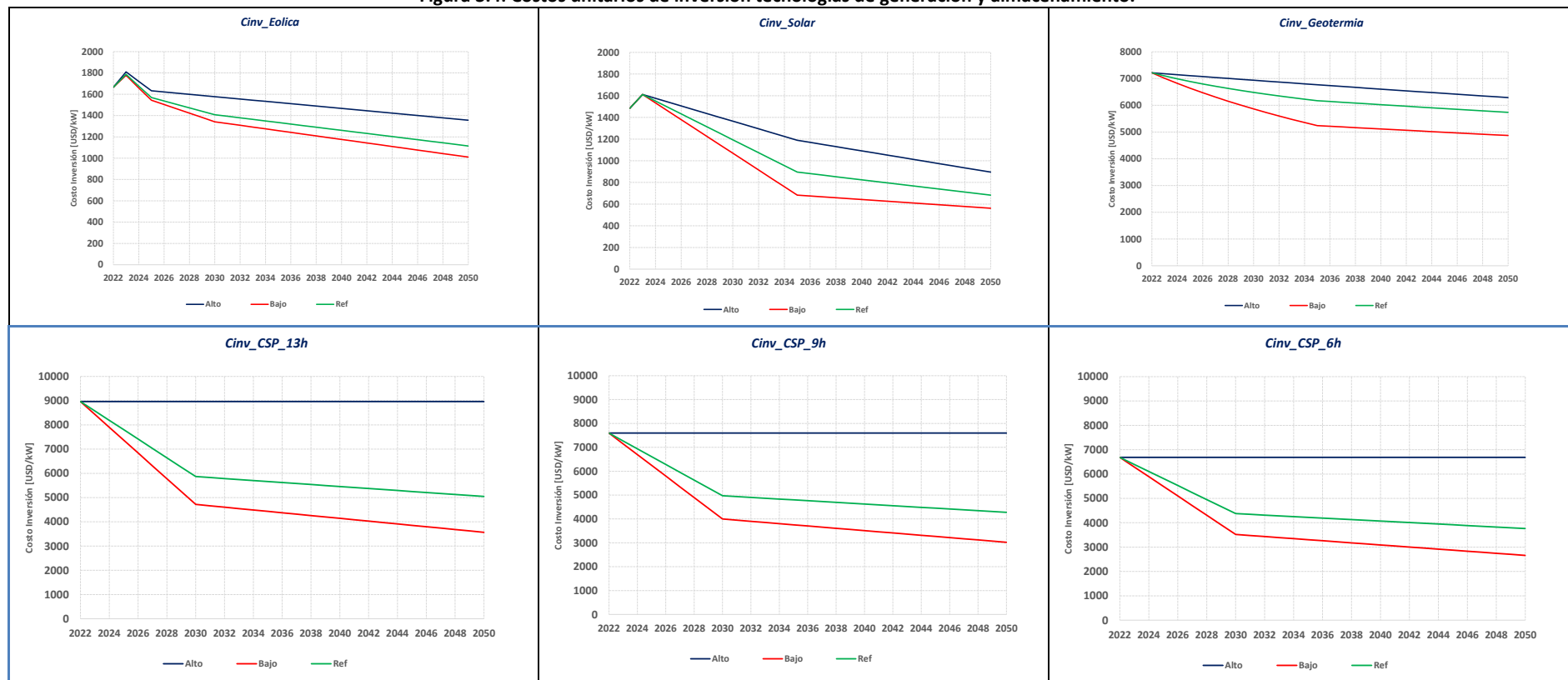
Tabla 3.1: Resumen costos de inversión reconversión de plantas térmicas a baterías de Carnot

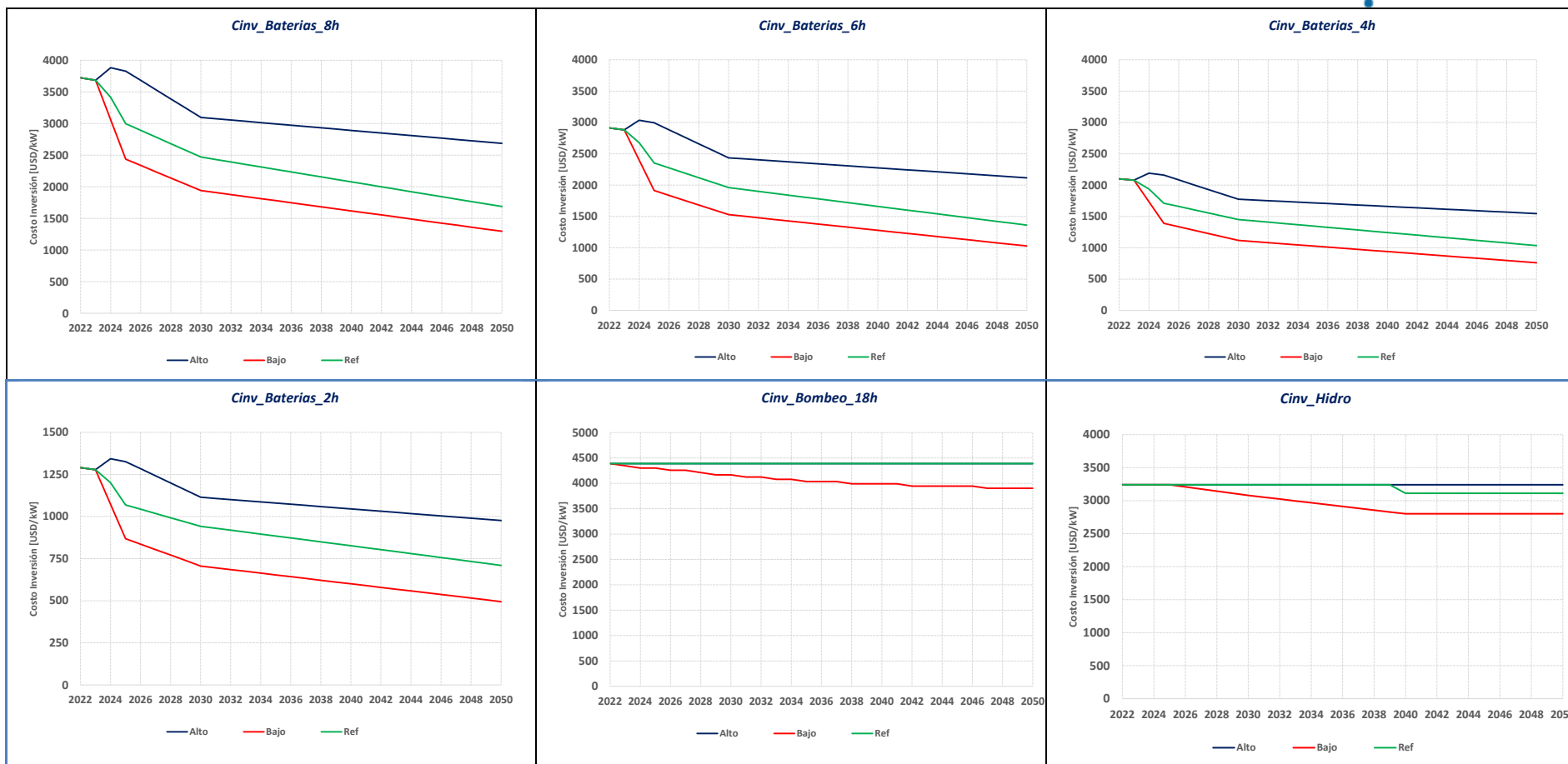
Costos de Inversión proyecto tipo 100 MW en USD/kW		
Período	Almacenamiento 12 horas	Almacenamiento 4 horas
2020-2025	1954	1036
2025 en adelante	1433	796

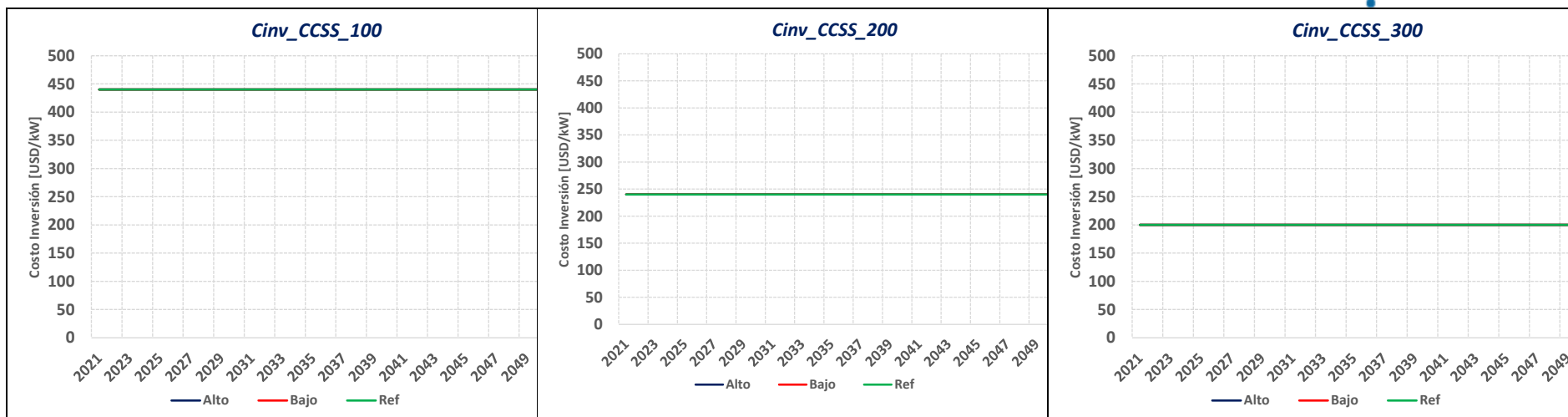
Respecto de los costos de desarrollo de la tecnología eólica, solar y sistema de almacenamiento en base a baterías, cabe señalar en los últimos años se ha observado variaciones en los costos disponibles en las fuentes internacionales utilizadas. Por lo anterior, estas variables son sensibilizadas en los escenarios presentados en la sección 3.2, considerando el set de información de proyecciones (costos altos, referenciales y bajos) disponibles en la fuente de información utilizada de NREL. El Coordinador actualiza periódicamente la información, de acuerdo con las actualizaciones de la o las fuentes de información internacional utilizadas.

⁴ <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/technologies>

Figura 3.4: Costos unitarios de inversión tecnologías de generación y almacenamiento.







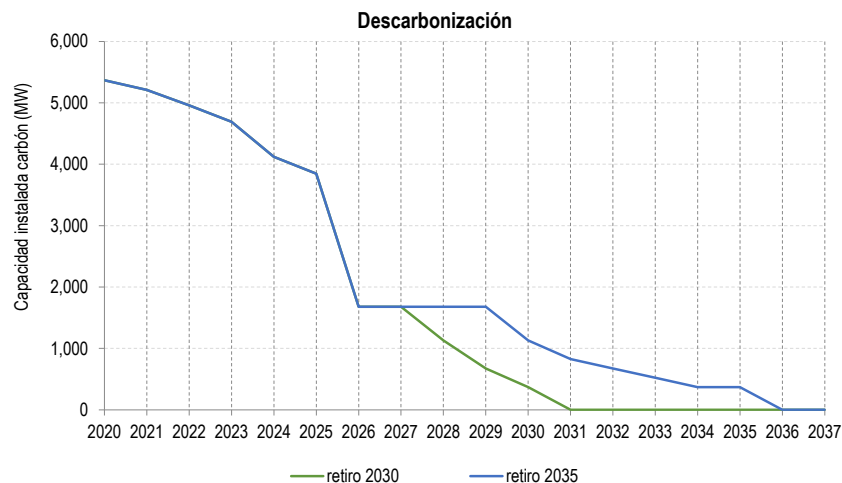
• **Retiro de unidades a carbón**

Se consideran como base el cronograma oficial de retiro de unidades a Carbón comprometidas para el período 2020-2026 a través de acuerdo público-privado entre el Ministerio de Energía y empresas propietarias de las instalaciones incluido en la Tabla 3.2. Adicionalmente, para las centrales que no disponen de fecha comprometida para su retiro, se utilizarán dos escenarios de retiro anticipado para los análisis, uno para el año 2030 y otro para el año 2035, que corresponden escenarios de actualización anual de la PELP 2022, y cuyas fechas también se presentan en la Tabla 3.2. Esta tabla es representada gráficamente mediante la Figura 3.5, que muestra la evolución de la potencia instalada en centrales a carbón.

Tabla 3.2: Información centrales termoeléctricas a carbón y años de desconexión Escenarios actualización anual PELP 2022. Descarbonización al 2030 y 2035.

CENTRAL	ZONA	RETIRO	CAPACIDAD [MW]	REGIÓN	AÑO PUESTA EN SERVICIO	AÑOS DE SERVICIO	AÑO DESCONEXIÓN		AÑOS SERVICIO AL DESCONECTAR	
							RETIRO 2035	RETIRO 2030	RETIRO 2035	RETIRO 2030
Ventanas 1	Centro	Retirada	120	Valparaíso	1964	60	2021	2021	57	57
Bocamina	Sur	Retirada	130	Biobío	1970	54	2021	2021	51	51
Tocopilla_U12	Norte	Retirada	87	Antofagasta	1983	41	2019	2019	36	36
Tocopilla_U13	Norte	Retirada	86	Antofagasta	1985	39	2019	2019	34	34
Tocopilla_U14	Norte	Retirada	136	Antofagasta	1987	37	2022	2022	35	35
Tocopilla_U15	Norte	Retirada	132	Antofagasta	1987	37	2022	2022	35	35
Central Tarapacá	Norte	Retirada	158	Tarapacá	1999	25	2020	2020	21	21
Bocamina II	Sur	Retirada	350	Biobío	2012	12	2023	2023	11	11
Ventanas 2	Centro	Comprometido	220	Valparaíso	1977	47	2023	2023	46	46
Norgener 1	Norte	Comprometido	140	Antofagasta	1995	29	2024	2024	29	29
Norgener 2	Norte	Comprometido	136	Antofagasta	1997	27	2024	2024	27	27
Central Mejillones 1	Norte	Comprometido	160	Antofagasta	1995	29	2025	2025	30	30
Central Mejillones 2	Norte	Comprometido	174	Antofagasta	1998	26	2025	2025	27	27
Nueva Ventanas	Centro	Comprometido	272	Valparaíso	2010	14	2025	2025	15	15
Angamos 1	Norte	Comprometido	277	Antofagasta	2011	13	2025	2025	14	14
Angamos 2	Norte	Comprometido	281	Antofagasta	2011	13	2025	2025	14	14
Andina	Norte	Comprometido	177	Antofagasta	2011	13	2025	2025	14	14
Hornitos	Norte	Comprometido	178	Antofagasta	2011	13	2025	2025	14	14
Campiche	Centro	Comprometido	272	Valparaíso	2013	11	2025	2025	12	12
Infraestructura Energética Mejillones	Norte	Reconversión	375	Antofagasta	2018	6	2025	2025	7	7
Guacolda 1	Norte	*	152	Atacama	1995	29	2030	2028	35	33
Guacolda 2	Norte	*	152	Atacama	1996	28	2030	2028	34	32
Guacolda 3	Norte	*	152	Atacama	2009	15	2031	2028	22	19
Guacolda 4	Norte	*	152	Atacama	2010	14	2032	2029	22	19
Santa María	Sur	*	370	Biobío	2012	12	2035	2030	23	18
Guacolda 5	Norte	*	152	Atacama	2015	9	2033	2029	18	14
Cochrane 1	Norte	*	275	Antofagasta	2016	8	2029	2027	13	11
Cochrane 2	Norte	*	275	Antofagasta	2016	8	2029	2027	13	11

Figura 3.5: Trayectoria de retiro de unidades a carbón para metas de descarbonización 2030 y 2035.



3.2 ESCENARIOS PROPUESTOS

Se evalúan 6 escenarios incluidos en la Tabla 3.3, de acuerdo con la combinación de supuestos incluidos, los que consideran la opción de sensibilizar la proyección de demanda, los costos de inversión de las tecnologías, y los niveles de descarbonización de la matriz eléctrica, a partir de escenarios de retiro de unidades térmicas en base a combustibles fósiles que van más allá del actual cronograma de retiro de unidades a carbón comprometido.

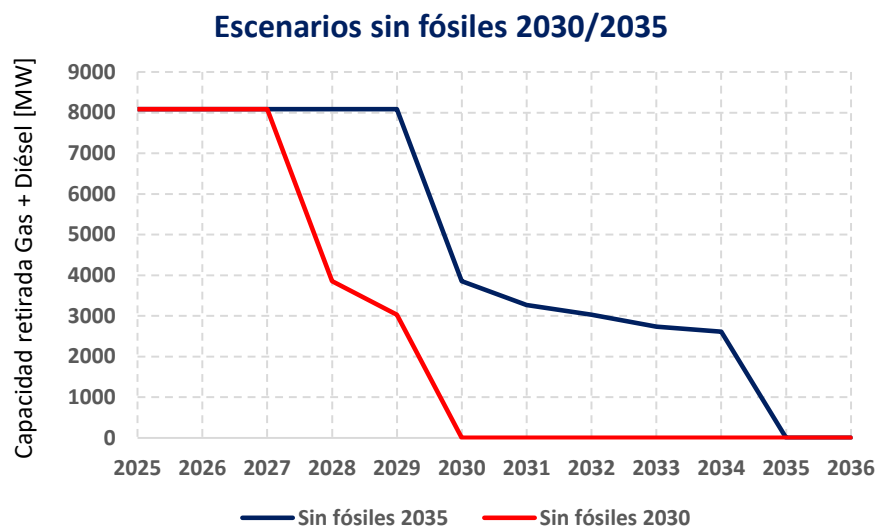
Tabla 3.3: Escenarios considerados para el Plan de Obras de Generación-Almacenamiento 2024.

Combinatoria de supuestos		Escenario 01	Escenario 02	Escenario 03	Escenario 04	Escenario 05	Escenario 06
Demanda Energética		Media (1)	Media (1)	Media (1)	Media (1)	Alta (2)	Alta (2)
Año descarbonización del sistema		Retiro carbón 2035	Retiro carbón 2030	Sin fósiles 2035/Retiro carbón 2030	Sin fósiles 2030/Retiro carbón 2030	Retiro carbón 2030	Sin fósiles 2035/Retiro carbón 2030
Costos de inversión sistemas de almacenamiento CEN-DPR 2023 (NREL 2023)	Baterías	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
	Bombeo Hidráulico CSP	Alto Referencial	Alto Referencial	Alto Referencial	Alto Referencial	Alto Referencial	Alto Referencial
Batería de Carnot (GIZ)		Referencial					
Costos de inversión tecnologías de generación renovables PELP 2022	Solar	Referencial	Bajo	Referencial	Bajo	Bajo	Referencial
	Eólico	Referencial	Bajo	Referencial	Bajo	Bajo	Referencial
	Geotérmica	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
	Hidráulica	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
Costos de combustibles		Referencial CEN-DPR					
Reconversión unidades a carbón a Batería Carnot		2 unidades candidatas					
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos y geotermia		Baterías desde 2027					
		Batería Carnot desde 2028					
		CSP desde 2031					
		Bombeo desde 2033					
		Limitación Geotermia e Hidro					
		Sin proyectos de generación con GNL					
Condensadores sincrónicos con volante de inercia		Desde 2027					
Estadística hidrológica		Seca-27años					

Incorporación demanda de hidrógeno verde: (1) Escenario Recuperación Lenta -PELP / (2) Escenario Carbono Neutralidad -PELP

Mayores detalles sobre las consideraciones utilizadas para los escenarios planteados en la- Tabla 3.3, se presentan en la Tabla 7.1 del anexo 7.2. El tren de retiro propuesto para los escenarios sin fósiles a los años 2030 y 2035, que incluye las centrales térmicas que operan con diésel y gas, se muestra en la Figura 3.6.

Figura 3.6: Trayectoria de retiro de unidades térmicas en base a GNL y Diesel para escenarios sin fósiles 2030 y 2035.



3.3 MODELACIÓN GENERAL

Específicamente para el estudio se realizaron consideraciones tanto como para la modelación del sistema, como para la configuración de parámetros relevantes utilizados para representar la operación horaria del sistema. Destacar que estas consideraciones se incorporan según sea el caso de optimización.

- **Restricciones operativas**

Adicional a las limitaciones de las unidades de generación convencionales asociadas a mínimos técnicos y tiempos mínimos de operación, se utilizaron las siguientes restricciones operacionales adicionales para disponer de niveles de reserva e inercia suficientes para una operación segura del sistema:

- ✓ Requerimiento dinámico de Inercia sistémica en función de velocidad de respuesta del control primario de frecuencia (CPF). Inercia Mínima del SEN Norte asociada a estabilidad angular.
- ✓ Requerimiento mínimo de reserva para el CPF, orientado a optimizar la distribución de reservas para proveer el CPF.
- ✓ Requerimiento dinámico de reserva secundaria en función de generación ERV, orientado a optimizar la provisión de dichas reservas.
- ✓ Requerimiento dinámico de rampa de subida y bajada en función de generación ERV.

Mayores detalles de la modelación y formulación de las restricciones se presentan en el anexo 7.5.

- **Sistema eléctrico**

Para la operación horaria futura se utilizó una red de transmisión reducida de 23 barras, la cual representa un sistema equivalente donde se modela la capacidad de transmisión del sistema principal. La elección de esta red reducida obedece al enfoque del modelo, que es identificar eventuales déficits regionales de inversión en generación, así como déficits en los niveles de reserva e inercia que puedan impactar en la operación futura del sistema. Así, se deja el análisis más detallado del uso del sistema de transmisión nacional y zonal para otras etapas del proceso de planificación de transmisión.

Considerando el uso de la red de transmisión reducida, la capacidad instalada de generación existente, en construcción y comprometida por adjudicatarios de licitaciones se asocia a las barras de esta red. El desglose de capacidad instalada por tecnología y barra de red reducida se presenta en el anexo 7.3, y un mayor detalle de la modelación del sistema de transmisión se incorporó en el anexo 7.5.1.

- **Uso de Embalses**

El uso de embalses es modelado a partir de la metodología Escenario Wise Decomposition, la cual optimiza la trayectoria de cotas de embalses considerando una trayectoria única para las realizaciones hidrológicas en evaluación. Adicionalmente, se definió fijar la cota inicial igual a la cota final de los embalses principales en cada etapa de optimización⁵, para evitar el uso completo de este recurso en cada etapa de optimización.

- **Centrales de Embalses**

Se consideró la posibilidad de proveer reservas para el control primario de frecuencia, el control secundario de frecuencia y provisión de rampas de generación, en la totalidad de las centrales de embalses, independiente de eventuales limitaciones de corto plazo para su provisión asociadas a temporadas de riego o niveles de cota del embalse.

⁵ La duración de las etapas de optimización considerada es de 1 año para la optimización de inversiones generación-almacenamiento-transmisión.

- **Baterías de Carnot**

Modelación de baterías de Carnot como un sistema de almacenamiento equivalente a las baterías, utilizando distintas alternativas de capacidad de almacenamiento, en particular, 4 y 12 horas. En términos operativos, se modelaron con atributos de flexibilidad diferenciados en sus modos de carga y generación, ya que en modo carga sería similar a una batería en términos de su aporte a rampas y control primario y secundario de frecuencia, mientras que en modo generación es similar a una planta térmica a carbón, en términos de su aporte de inercia, velocidad de respuesta para control primario de frecuencia de una central a carbón, pero con rampa secundaria equivalente a la de una central concentradora solar, y el mínimo técnico actual de la planta en modo generación. Mayor detalle de la modelación de esta tecnología se presenta en el anexo 7.5.6.

- **Concentración Solar de Potencia**

Las centrales de concentración solar de potencia se modelaron acorde con su capacidad de almacenamiento en horas, lo que se tradujo en una disponibilidad de energía para generación de dichas tecnologías que reflejara sus niveles máximos de almacenamiento. En particular, se consideraron alternativas de expansión con capacidad de almacenamiento de 9 y 13 horas.

- **Baterías de Litio**

Se modelaron baterías de Litio acorde con su capacidad de almacenamiento para rangos de 0.15, 2, 4, 6 y 8 horas, donde las baterías de 15 minutos fueron consideradas para control rápido de frecuencia, y las de mayor duración para gestión de energía. La modelación de estas baterías permite representar la gestión energética que pueden realizar estos sistemas de almacenamiento.

- **Condensadores Sincrónicos**

Los condensadores sincrónicos se modelaron como unidades de generación convencional, con potencia máxima equivalente a su potencia reactiva nominal, para efecto de modelar de manera adecuada los costos totales de inversión en términos de sus costos unitarios. Sin embargo, teniendo en cuenta que para el modelo de optimización de inversiones de generación y transmisión se utilizan flujos de potencia en continua, sólo es relevante modelar la contribución de inercia de los condensadores sincrónicos para satisfacer requerimientos operativos. En este contexto, se modeló un nivel de potencia nominal mínimo⁶ para los condensadores sincrónicos que permitiese dar cuenta de la puesta en marcha de los condensadores sincrónicos, y de esta forma de su aporte para satisfacer los requerimientos de inercia del sistema. Mayor detalle de la modelación de esta tecnología se presenta en el anexo 7.5.7.

⁶ Potencia nominal de condensadores sincrónicos en el orden de 2% de la potencia máxima reactiva, solo para modelar efectos de encendido o abastecimiento local de las pérdidas del condensador sincrónico (detalles en anexo 7.5.7).

3.4 PROCESO DE OPTIMIZACIÓN

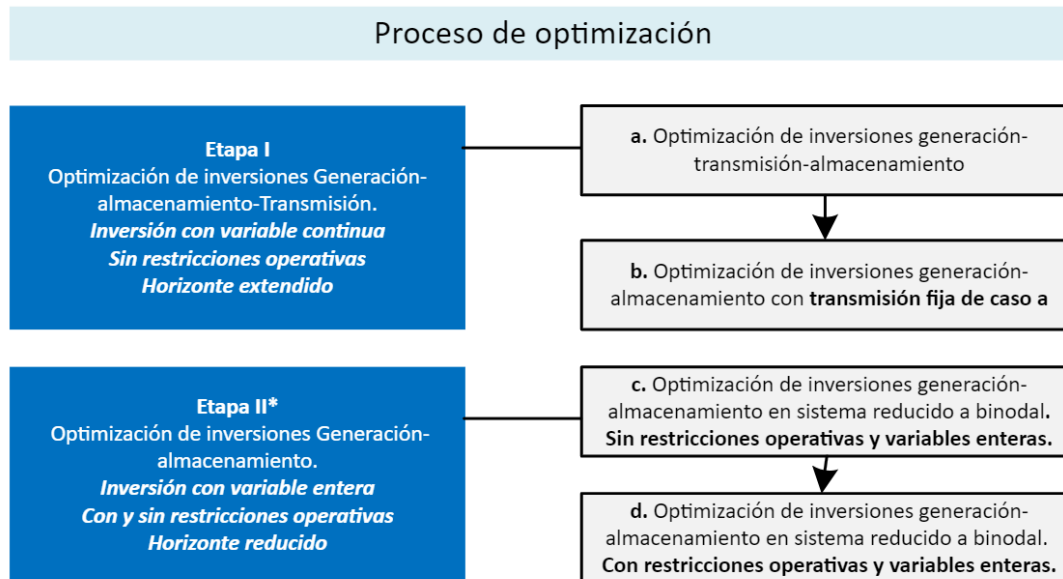
El proceso de optimización utilizado para la obtención de los planes de obra generación-almacenamiento consta de dos etapas. En la primera etapa se identifican las inversiones óptimas generación-almacenamiento-transmisión que se requiere para abastecer la demanda de largo plazo, mientras que en la segunda etapa se identifica el efecto de incorporar requerimientos operativos en el problema de optimización, sobre los planes de inversión identificados. De manera esquemática, en la Figura 3.7 se presenta un diagrama del proceso de optimización.

Etapas I

En particular, en esta etapa se realiza la identificación de inversiones óptimas generación-almacenamiento-transmisión. Esta identificación se realiza en primer lugar a partir de la solución de un problema de optimización con variables de inversión continuas, y con duración de etapas de optimización de 1 año para un horizonte de 20 años (optimizaciones a). Considerando que las variables de inversión en transmisión de los casos a de optimización son variables continuas, en una fase posterior se fijan los niveles de inversión en transmisión cuando el nivel de instalación supera un determinado umbral, y se procede a obtener los niveles óptimos de inversión de generación-almacenamiento, considerando variables de inversión continuas, y con duración de etapas de 1 año para un horizonte de 20 años (optimizaciones b).

En este contexto, la simplificación de utilizar variables de inversión de transmisión continuas para resolver el problema de optimización de los casos a, obedece al aumento del tamaño del problema asociado a disponer de gran cantidad de alternativas de almacenamiento candidatas de expansión. Por otra parte, el considerar fija la transmisión para los casos de optimización b, permite identificar desarrollos óptimos de generación-almacenamiento más realistas, acorde a las magnitudes de proyectos de expansión de transmisión, considerando las economías de escala que presentan en proyectos de transmisión.

Figura 3.7: Diagrama con etapas del proceso de optimización



* Etapa realizada sólo para un escenario, para ver efecto de restricciones operativas en inversiones óptimas

Etapas II

Adicionalmente, y sólo con el fin de identificar el efecto de incorporar requerimientos y detalles operativos al problema de optimización de inversiones, se realizan optimizaciones de inversión generación-almacenamiento

para un sistema de transmisión reducido a dos nodos⁷, para casos sin y con restricciones operativas, considerando un horizonte reducido de optimización de 6 años. En primer lugar, se resuelve un problema de optimización de inversiones generación-almacenamiento con variables enteras para inversión, pero continuas para operación, con duración de etapas de 1 año para un horizonte de 6 años (optimizaciones c). Luego se resuelve un problema de optimización de inversiones generación-almacenamiento con variables enteras para inversión-operación, considerando requerimientos operativos, y duración de etapas de 1 año para un horizonte de 6 años (optimizaciones d). El horizonte de optimización y la duración de las etapas de optimización es acotada, considerando que incorporar variables enteras en operación e inversión, sumado a la incorporación de restricciones operativas, incrementa el tamaño del problema de optimización y por ende los tiempos de convergencia. En este contexto, esta etapa de optimización se resuelve sólo para un escenario escogido, ya que sólo tiene como fin ver el efecto de los requerimientos operativo sobre las decisiones óptimas de inversión. Finalmente, en la Tabla 3.4 se presenta un resumen de los distintos casos de optimización planteados en este estudio.

Tabla 3.4: Tabla optimizaciones

Casos	Optimización de Inversiones	Etapas Optimización	Restricciones operativas	Variables
Optimizaciones a	Generación-transmisión-almacenamiento	1 año / 20 Etapas	Sin Restricciones Operativas	Continuas
Optimizaciones b	Generación-almacenamiento (Transmisión de caso a)	1 año / 20 Etapas	Sin Restricciones Operativas	Continuas
Optimizaciones c⁸	Generación-almacenamiento (Transmisión de caso a)	1 año / 6 Etapas	Sin Restricciones Operativas	Enteras Inversión, Continuas Operación
Optimizaciones d⁸	Generación-almacenamiento (Transmisión de caso a)	1 año / 6 Etapas	Con Restricciones Operativas de Inercia, CPF, CSF y Rampas	Enteras Inversión y Operación

⁷ Se simplifica el problema de optimización, para un sistema regional de dos nodos, uno para representar zona norte, y otro para la zona centro-sur del SEN.

⁸ Optimizaciones sólo para un Escenario.

4 RESULTADOS DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN

4.1 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN-ALMACENAMIENTO-TRANSMISIÓN ETAPA I-A

A partir del proceso de optimización de inversiones planteado en la sección 3.4, se obtuvieron los resultados de los planes óptimos de generación, almacenamiento y transmisión para los escenarios planteados en la sección 3.2. En particular, los resultados para los *casos a* de la Etapa I de optimización de inversiones para los distintos escenarios se presentan en la Figura 4.1.

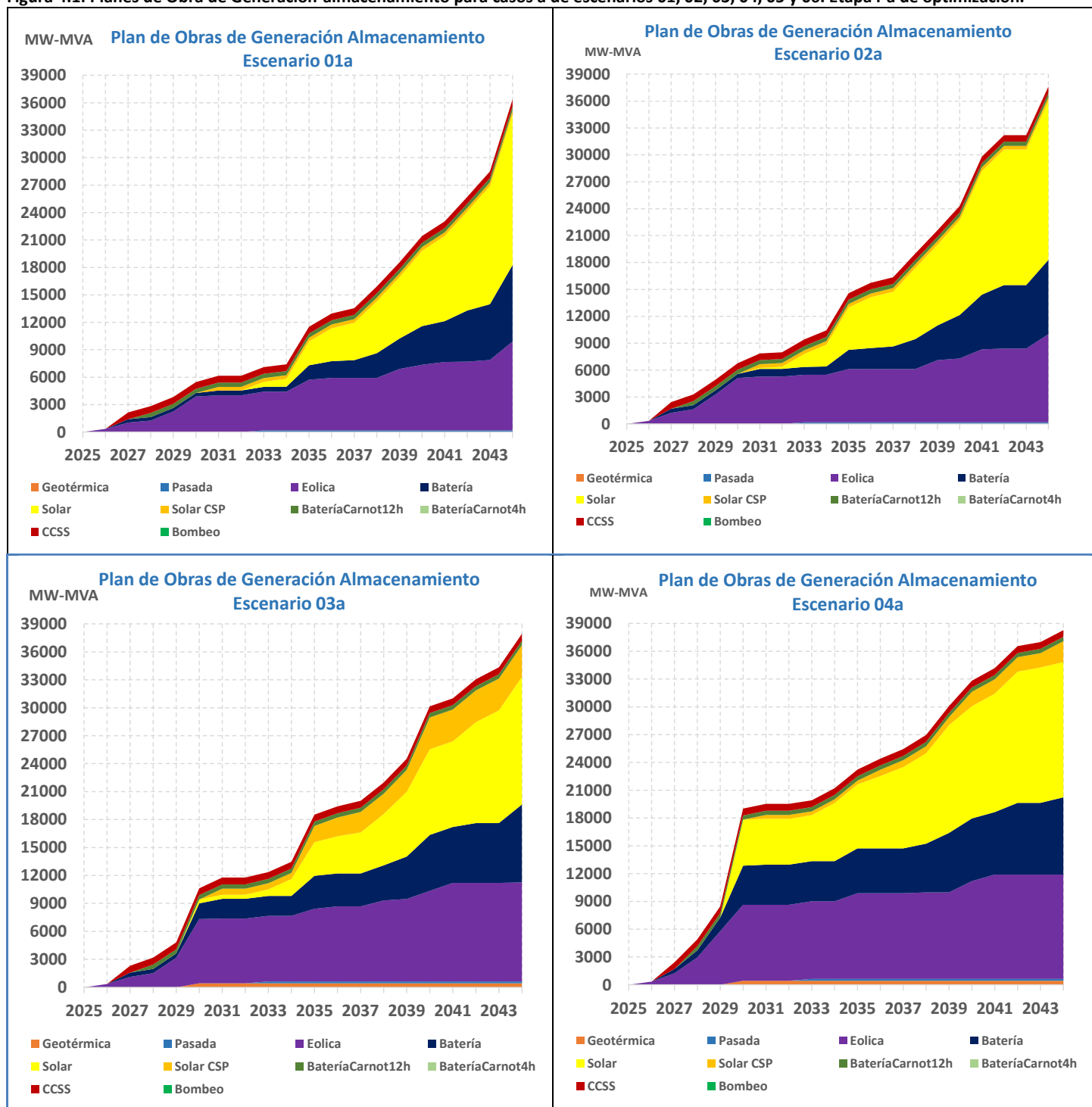
El objetivo de esta etapa de optimización es identificar requerimientos generales de expansión de transmisión inter-regional para los distintos escenarios planteados en la sección 3.2. En este contexto, en la Tabla 4.2 se presentan los resultados de expansión de transmisión en términos de capacidad instalada (porcentual respecto a la capacidad nominal), mientras que en la Tabla 4.1 se presenta el plan inicial de expansión de transmisión inter-regional utilizado para las optimizaciones de la Etapa I-b, el cual se obtiene definiendo la entrada de un proyecto de transmisión de gran escala, cuando su capacidad instalada supera cierto umbral respecto a la capacidad nominal del proyecto. Se debe destacar, que para la posterior evaluación económica de proyectos de transmisión en el contexto del plan de expansión de transmisión 2024, estos proyectos iniciales identificados, se sensibilizarán en cuanto a sus fechas de puesta en servicio, y capacidad.

En relación con la expansión de generación y almacenamiento presentada en la Figura 4.1, se debe destacar que para los escenarios analizados se identifica un desarrollo eólico en un rango que va desde 4.000 a 10.000 MW en el período 2025-2030, dependiendo tanto del nivel de descarbonización de la matriz eléctrica, como del nivel de demanda eléctrica proyectada. Estos desarrollos, se localizan principalmente en la zona sur del SEN (desde SE Charrúa al sur), y en segundo lugar en la zona norte del SEN (SE TalTal y SE Kimal), siendo la tecnología predominante dentro del desarrollo óptimo del SEN antes de 2030.

Por otra parte, se destaca que no se identifican desarrollos óptimos de la tecnología solar antes del año 2030, a excepción del escenario del SEN sin combustibles fósiles al año 2030 (Escenario 04a). En particular, los nuevos desarrollos de tecnología solar se identifican de formar posterior al año 2030, una vez que se materializa el sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre, lo que se puede asociar a que ya existe un desarrollo importante de tecnología solar en la zona norte del SEN, con los cuales actualmente se producen recortes de ERV por falta de capacidad de transmisión entre la zona norte y centro del SEN. Adicionalmente, se puede observar que existe un desarrollo complementario entre la tecnología solar, y nuevos desarrollos de almacenamiento en base a baterías convencionales y almacenamiento térmico, donde la primera sería la fuente principal de energía a utilizar por los sistemas de almacenamiento.

En cuanto al desarrollo óptimo de condensadores sincrónicos identificado, este se debe a su capacidad de aportar inercia para satisfacer las necesidades de inercia mínima en la zona norte del SEN. Si bien no se modelan detalles operacionales en las optimizaciones de la etapa I-a, la sola incorporación del requerimiento de inercia de la zona norte, sumado a los costos de los condensadores sincrónicos con volante de inercia, hacen que sea más conveniente invertir en esta tecnología que despachar forzosamente unidades térmicas en base a GNL para satisfacer este requerimiento.

Figura 4.1: Planes de Obra de Generación-almacenamiento para casos a de escenarios 01, 02, 03, 04, 05 y 06. Etapa I-a de optimización.



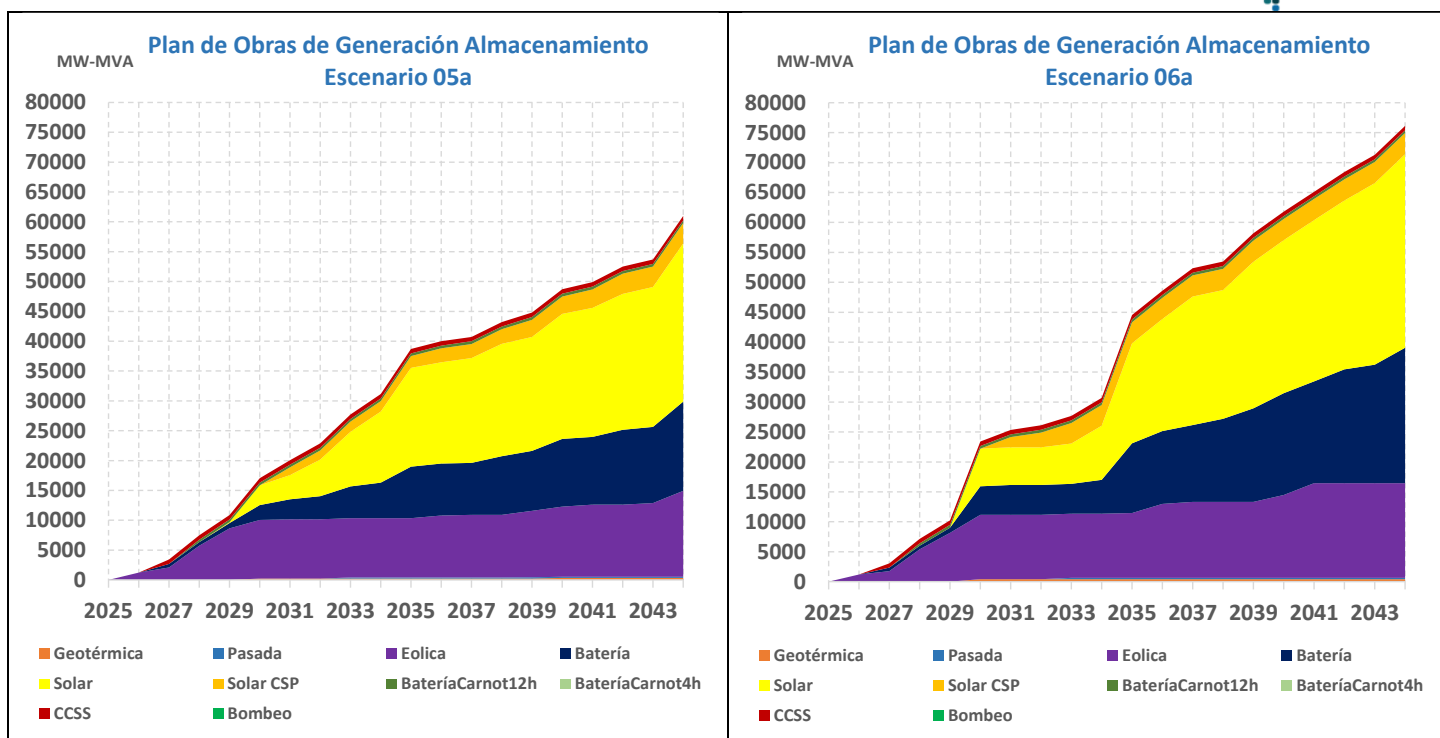


Tabla 4.1: Plan de obras de transmisión para casos de optimización b (Etapa I-b). A partir de resultados Etapa I-a

Línea \ Escenario	Estado	Longitud referencial [km]	Zona	Flujo Máx. [MVA]	Año puesta en servicio Escenarios					
					01a	02a	03a	04a	05a	06a
HVDC1: Kimal 500 - Parinas 500	Expansión	300	Norte-Centro	4000	2032	2032	2032	2032	2032	2032
HVDC1: Parinas 500 - Lo Aguirre 500/Polpaico 500	Expansión	1100	Norte-Centro	4000	2032	2032	2032	2032	2032/2044	2032/2037
HVDC2: Kimal 500 - Lo Aguirre 500/Polpaico 500	Expansión	1500	Norte-Centro	4000	-	-	-	2040	2039	2034/2043
HVAC1: Lo Aguirre 500/Alto Jahuel 500 - Charrúa 500	Expansión	500	Sur	2000	2034	2032	2032/2042	2032	2032/2034	2032/2032
HVAC2: Charrúa 500 - Pichirropulli 500	Expansión	350	Sur	2000	2035	2035	2032	-	2037	2032
HVAC3: Lo Aguirre 500 - Pichirropulli 500	Expansión	850	Sur	2000	-	-	-	2032	-	-

Por el lado de la transmisión, de los resultados de la Tabla 4.2 se puede observar que existen desarrollos óptimos potenciales del sistema de transmisión inter-regional entre la zona norte y centro del SEN- para el desarrollo de portafolios de tecnología solar y almacenamiento, y entre la zona centro y sur del SEN para el desarrollo de la tecnología eólica. Por otra parte, en la Tabla 4.1 se presentan las fechas potenciales de desarrollo de los proyectos de transmisión inter-regional, considerando que se supera un umbral mínimo de desarrollo, siendo el año 2032 la fecha en que se identifica una eventual necesidad de materialización de un nuevo proyecto desde SE Kimal hasta SE Lo Aguirre pasando por SE Parinas. Mientras que alrededor del año 2034 se identifica la necesidad de desarrollo de transmisión entre SE Lo Aguirre y SE Pichirropulli.

Tabla 4.2: Resultados expansión de transmisión inter-regional. Optimización de inversiones generación-almacenamiento-transmisión con variables continuas (Etapa I-a)

Línea \ Escenario	Estado	Longitud referencial [km]	Zona	Flujo Máx. [MVA]	Escenario 01a -% de Instalación																			
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
HVDC1: Kimal 500 - Parinas 500	Expansión	300	Norte-Centro	4000	0	26	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
HVDC1: Parinas 500 - Lo Aguirre 500	Expansión	1100	Norte-Centro	4000	5	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	47	47	50	50	50
HVAC1: Lo Aguirre 500 - Charrúa 500	Expansión	500	Sur	2000	0	0	0	0	1	21	21	30	30	35	35	40	49	49	49	49	49	50	50	50
HVAC2: Charrúa 500 -Pichirropulli 500	Expansión	350	Sur	2000	0	5	14	14	14	14	14	14	19	19	35	35	35	35	35	35	35	35	35	37

Línea \ Escenario	Estado	Longitud referencial [km]	Zona	Flujo Máx. [MVA]	Escenario 02a -% de Instalación																			
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
HVDC1: Kimal 500 - Parinas 500	Expansión	300	Norte-Centro	4000	0	26	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
HVDC1: Parinas 500 - Lo Aguirre 500	Expansión	1100	Norte-Centro	4000	5	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	43	50	50	50	50	50
HVAC1: Lo Aguirre 500 - Charrúa 500	Expansión	500	Sur	2000	0	0	0	3	26	26	26	31	31	31	31	31	36	36	36	36	50	50	50	50
HVAC2: Charrúa 500 -Pichirropulli 500	Expansión	350	Sur	2000	0	5	18	18	18	19	19	19	19	19	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34

Línea \ Escenario	Estado	Longitud referencial [km]	Zona	Flujo Máx. [MVA]	Escenario 03a -% de Instalación																			
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
HVDC1: Kimal 500 - Parinas 500	Expansión	300	Norte-Centro	4000	0	26	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
HVDC1: Parinas 500 - Lo Aguirre 500	Expansión	1100	Norte-Centro	4000	5	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	40	43	50	50	50	50	50	50	50
HVAC1: Lo Aguirre 500 - Charrúa 500	Expansión	500	Sur	2000	0	0	0	1	23	41	41	41	41	41	41	45	50	50	50	50	50	50	50	50
HVAC2: Charrúa 500 -Pichirropulli 500	Expansión	350	Sur	2000	0	5	17	17	17	32	33	33	33	33	36	36	36	36	36	37	37	37	37	37
HVAC3: Alto Jahuel 500 - Charrúa 500	Expansión	500	Sur	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	12	30	30	30	31	31	31

Línea \ Escenario	Estado	Longitud referencial [km]	Zona	Flujo Máx. [MVA]	Escenario 04a -% de Instalación																			
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
HVDC1: Kimal 500 - Parinas 500	Expansión	300	Norte-Centro	4000	0	26	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
HVDC1: Parinas 500 - Lo Aguirre 500	Expansión	1100	Norte-Centro	4000	5	38	38	38	38	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
HVDC2: Kimal 500 - Polpaico 500	Expansión	1500	Norte-Centro	4000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	31	31	48	48	50
HVAC1: Lo Aguirre 500 - Charrúa 500	Expansión	500	Sur	2000	0	0	0	28	43	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
HVAC3: Lo Aguirre 500 - Pichirropulli 500	Expansión	850	Sur	2000	0	0	0	0	4	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35

Línea \ Escenario	Estado	Longitud referencial [km]	Zona	Flujo Máx. [MVA]	Escenario 05a -% de Instalación																			
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
HVDC1: Kimal 500 - Parinas 500	Expansión	300	Norte-Centro	4000	0	19	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
HVDC1: Parinas 500 - Lo Aguirre 500	Expansión	1100	Norte-Centro	4000	7	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	50	50	50	50	50	50	50	50	50
HVDC1: Parinas 500 - Polpaico 500	Expansión	1100	Norte-Centro	4000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	21	50
HVDC2: Kimal 500 - Lo Aguirre 500	Expansión	1500	Norte-Centro	4000	0	0	0	9	9	9	9	9	9	9	11	12	17	28	39	50	50	50	50	50
HVAC1: Lo Aguirre 500 - Charrúa 500	Expansión	500	Sur	2000	0	0	0	43	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
HVAC1: Alto Jahuel 500 - Charrúa 500	Expansión	500	Sur	2000	0	0	0	0	5	5	5	19	19	39	39	43	43	43	43	43	43	43	45	45
HVAC2: Charrúa 500 - Pichirropulli 500	Expansión	350	Sur	2000	0	19	22	22	28	28	28	28	28	28	28	28	30	30	30	35	35	35	35	35

Línea \ Escenario	Estado	Longitud referencial [km]	Zona	Flujo Máx. [MVA]	Escenario 06a -% de Instalación																			
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
HVDC1: Kimal 500 - Parinas 500	Expansión	300	Norte-Centro	4000	0	19	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
HVDC1: Parinas 500 - Lo Aguirre 500	Expansión	1100	Norte-Centro	4000	7	39	39	39	39	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
HVDC1: Parinas 500 - Polpaico 500	Expansión	1100	Norte-Centro	4000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	50	50	50	50	50	50	50	50
HVDC2: Kimal 500 - Lo Aguirre 500	Expansión	1500	Norte-Centro	4000	0	0	0	11	11	28	28	28	28	36	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
HVDC2: Kimal 500 - Polpaico 500	Expansión	1500	Norte-Centro	4000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	50	50
HVAC1: Lo Aguirre 500 - Charrúa 500	Expansión	500	Sur	2000	0	0	0	42	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
HVAC1: Alto Jahuel 500 - Charrúa 500	Expansión	500	Sur	2000	0	0	0	0	3	33	33	41	46	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
HVAC2: Charrúa 500 - Pichirpulli 500	Expansión	350	Sur	2000	0	19	22	22	31	32	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35

En cuanto al desarrollo de las tecnologías de almacenamiento, en la Figura 4.2 se presenta un gráfico resumen del plan de obras de baterías convencionales y CSP para los distintos escenarios, en el cual en el gráfico de la izquierda sólo se despliegan los nuevos desarrollos de esta tecnología y no los proyectos de baterías que se encuentran actualmente en construcción. De los resultados presentados en este gráfico, se puede observar que para los escenarios de demanda media (Escenarios 01 a 04), se alcanzarían desarrollos óptimos de baterías cercanos a 8000 MW al año 2044, adicionales a los ya existentes y en construcción, con duraciones en el rango 4-8 horas. Por su parte, para los escenarios de demanda alta que incluye un alto desarrollo de hidrógeno verde, se alcanzan valores de alrededor de 15.000 MW al mismo año. De este gráfico, también se puede observar que para los escenarios en que sólo se considera retiro de unidades a carbón al 2030 o 2035 y demanda media, los desarrollos óptimos adicionales de baterías convencionales (por sobre lo existente y en construcción) alcanzarían alrededor de 500 MW al año 2030, mientras que para el escenario sin centrales a base de combustibles fósiles al año 2030, se requerirían alrededor de 4000 MW adicionales, con duraciones en el rango de 6 a 8 horas.

Finalmente, en la Figura 4.3 se presenta el desarrollo solar y eólico para los distintos escenarios, donde se puede observar que el desarrollo solar se correlaciona con el desarrollo de baterías, bajo lo cual, en los escenarios de mayor desarrollo de baterías, existe un mayor desarrollo óptimo de la tecnología solar. En cuanto a la tecnología eólica, se puede observar que su nivel de integración óptima al SEN entre los distintos escenarios depende del nivel de descarbonización, y el nivel de demanda del SEN, y va desde los 4.000 a 10.000 MW dependiendo del escenario para el año 2030, y desde los 10.000 MW a 14.000 MW para el año 2044.

Figura 4.2: Resumen plan de obras de baterías convencionales y CSP para los distintos escenarios.

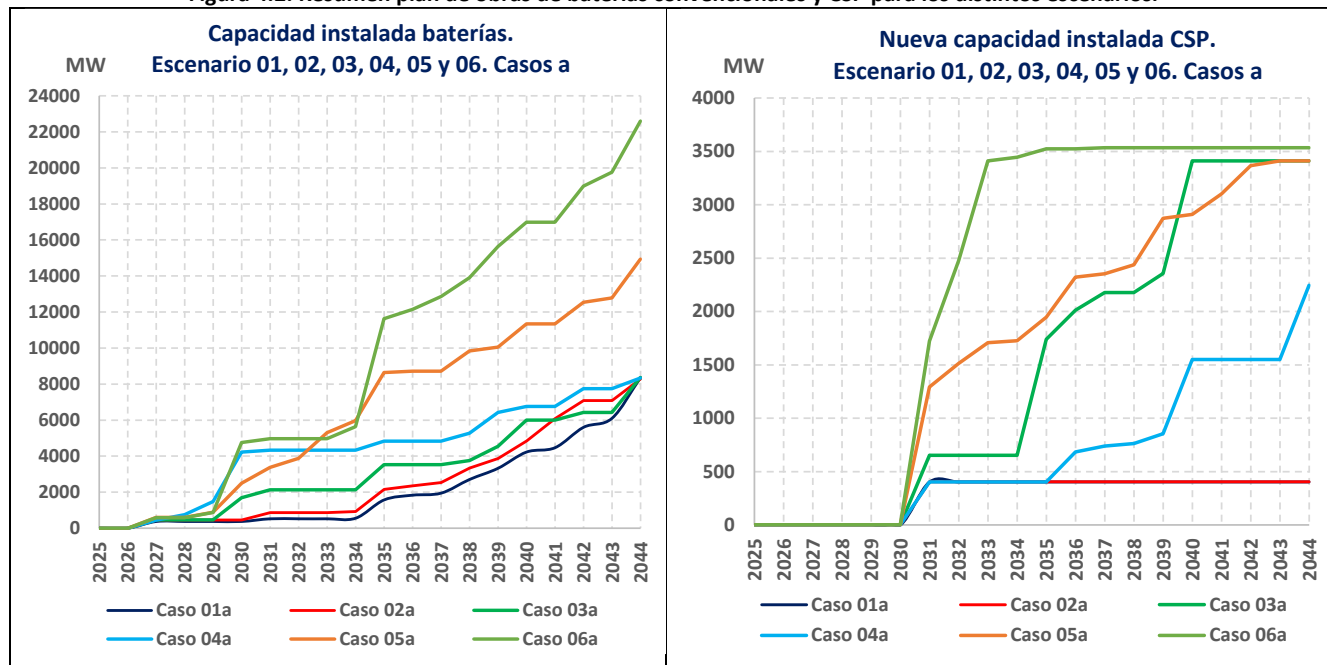
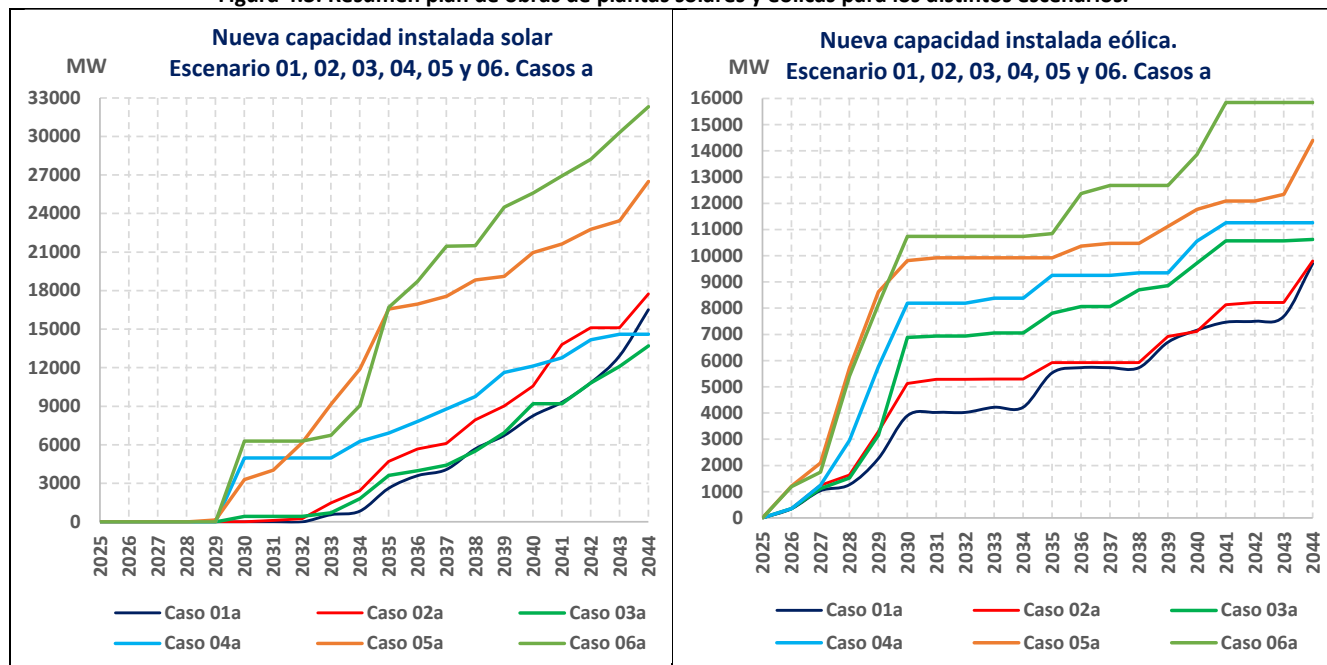


Figura 4.3: Resumen plan de obras de plantas solares y eólicas para los distintos escenarios.



4.2 PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN-ALMACENAMIENTO-TRANSMISIÓN ETAPA I-B

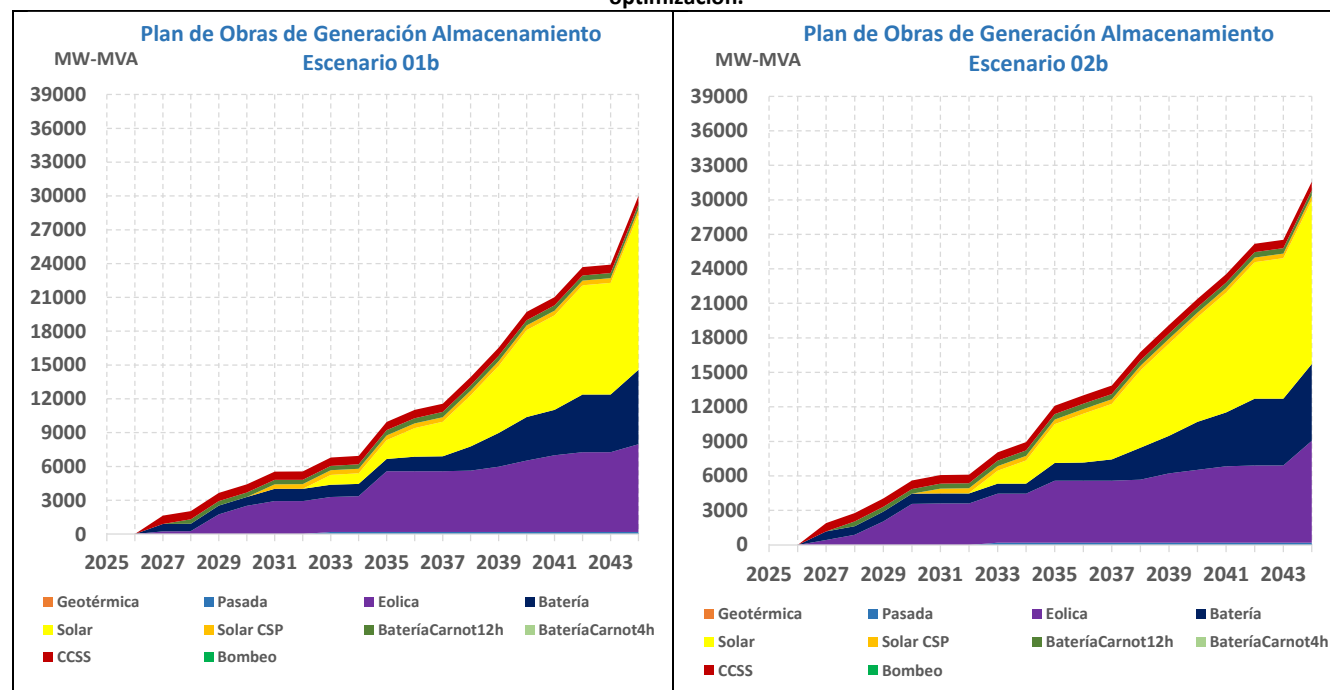
Desde la Etapa I-b del proceso de optimización de inversiones planteado en la sección 3.4, se obtuvieron los resultados de los planes óptimos de generación-almacenamiento para los escenarios planteados en la sección 3.2. En particular, los resultados para los casos b de la Etapa I de optimización de inversiones para los distintos escenarios, que se presentan en la Figura 4.4.

Se debe destacar, que para los casos b de optimización, los resultados de desarrollo generación-almacenamiento presentados en la Figura 4.4 son similares en tendencia a los de los casos a, ya que sólo los diferencia los niveles de inversión en transmisión (en un caso de desarrollo continuo y en el otro fijo). En particular, para hacer más ilustrativo el efecto de dejar fija la transmisión (casos b), con respecto al en que la inversión en transmisión es continua (caso a), en la Figura 4.5 se presenta el desarrollo óptimo de baterías convencionales para los escenarios 01 al 06, para los distintos casos de optimización (casos a y b).

De estos resultados se puede observar que en general, a menor desarrollo de transmisión, mayor es la necesidad de desarrollo de sistema de almacenamiento en base a baterías, en particular, cuando entra un proyecto de transmisión (a plena capacidad) interregional entre la zona norte y centro del SEN se produce una transición, en la que el nivel de inversión en transmisión pasa de ser menor a ser mayor, que el nivel de inversión para el caso en que la transmisión aumenta gradualmente de manera continua (a partir de comparación de casos a y b).

Finalmente, en la Figura 4.6 se presenta la capacidad instalada total del sistema proyectada con los planes de obra generación-almacenamiento obtenidos para los distintos escenarios.

Figura 4.4: Planes de Obra de Generación-almacenamiento para casos b de escenarios 01, 02, 03, 04, 05 y 06. Etapa I-b de optimización.



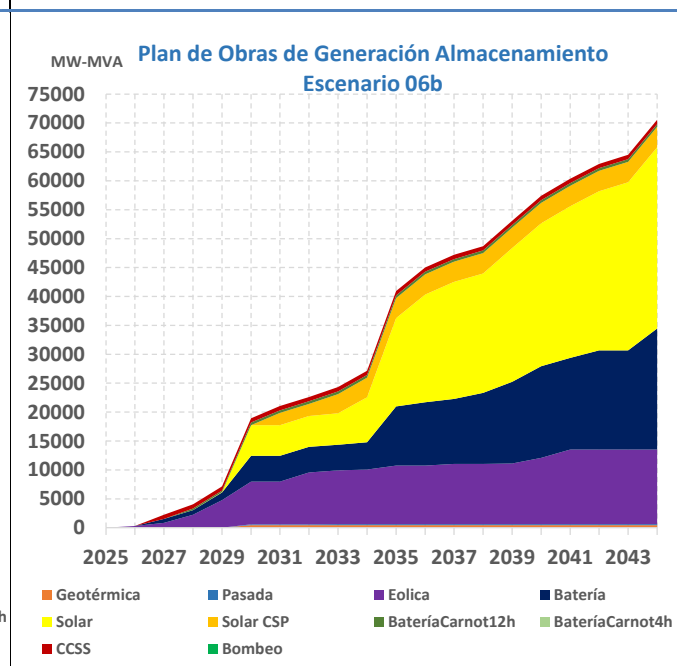
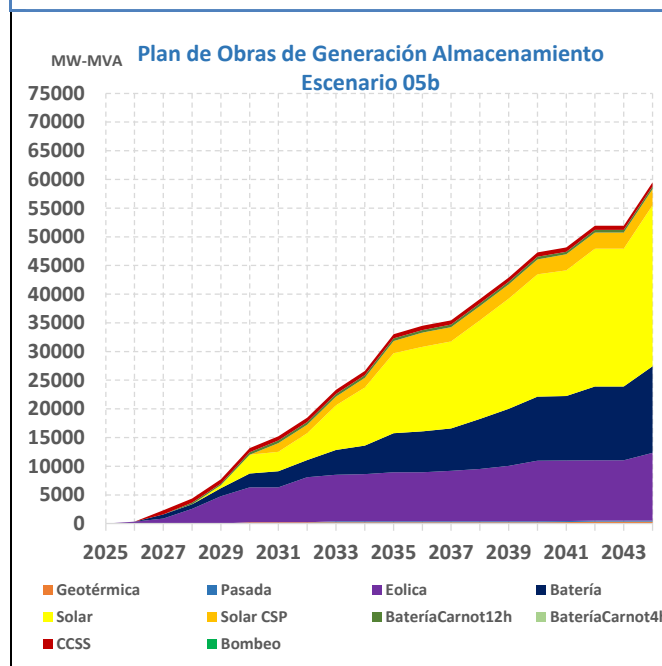
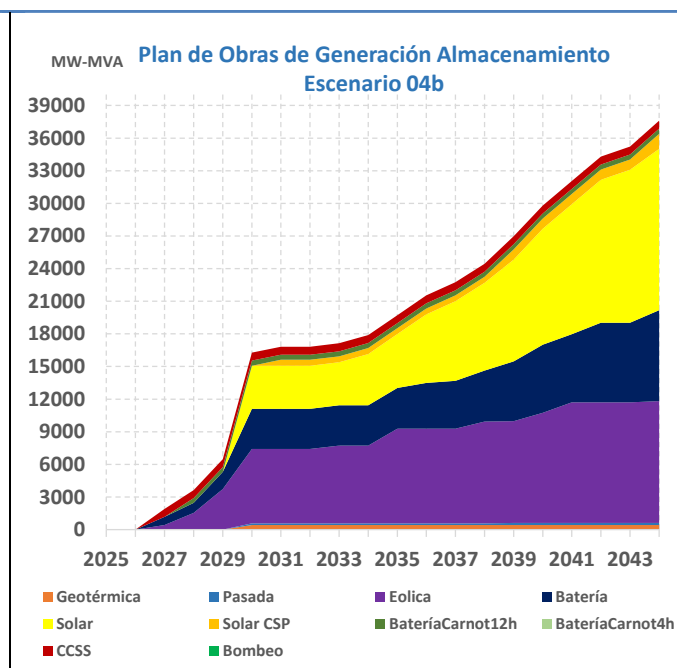
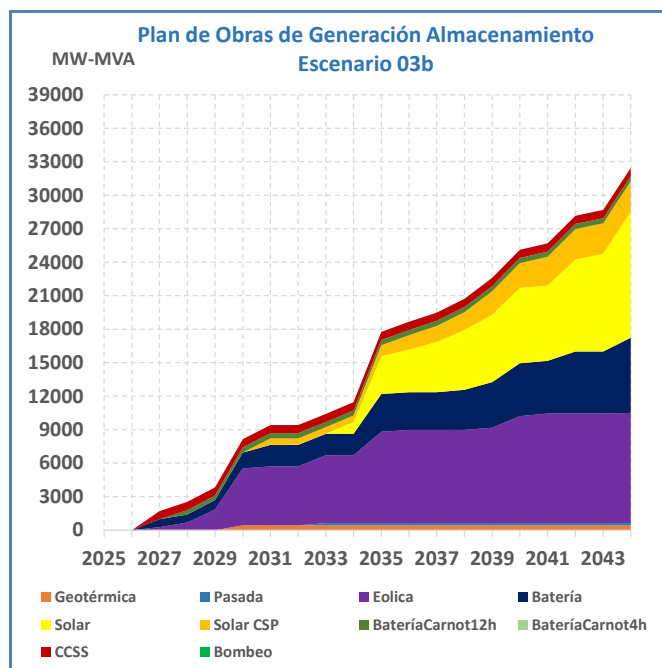


Figura 4.5: Comparación plan de obras de baterías convencionales para los casos a y b, de escenarios 01, 02, 03, 04, 05 y 06.

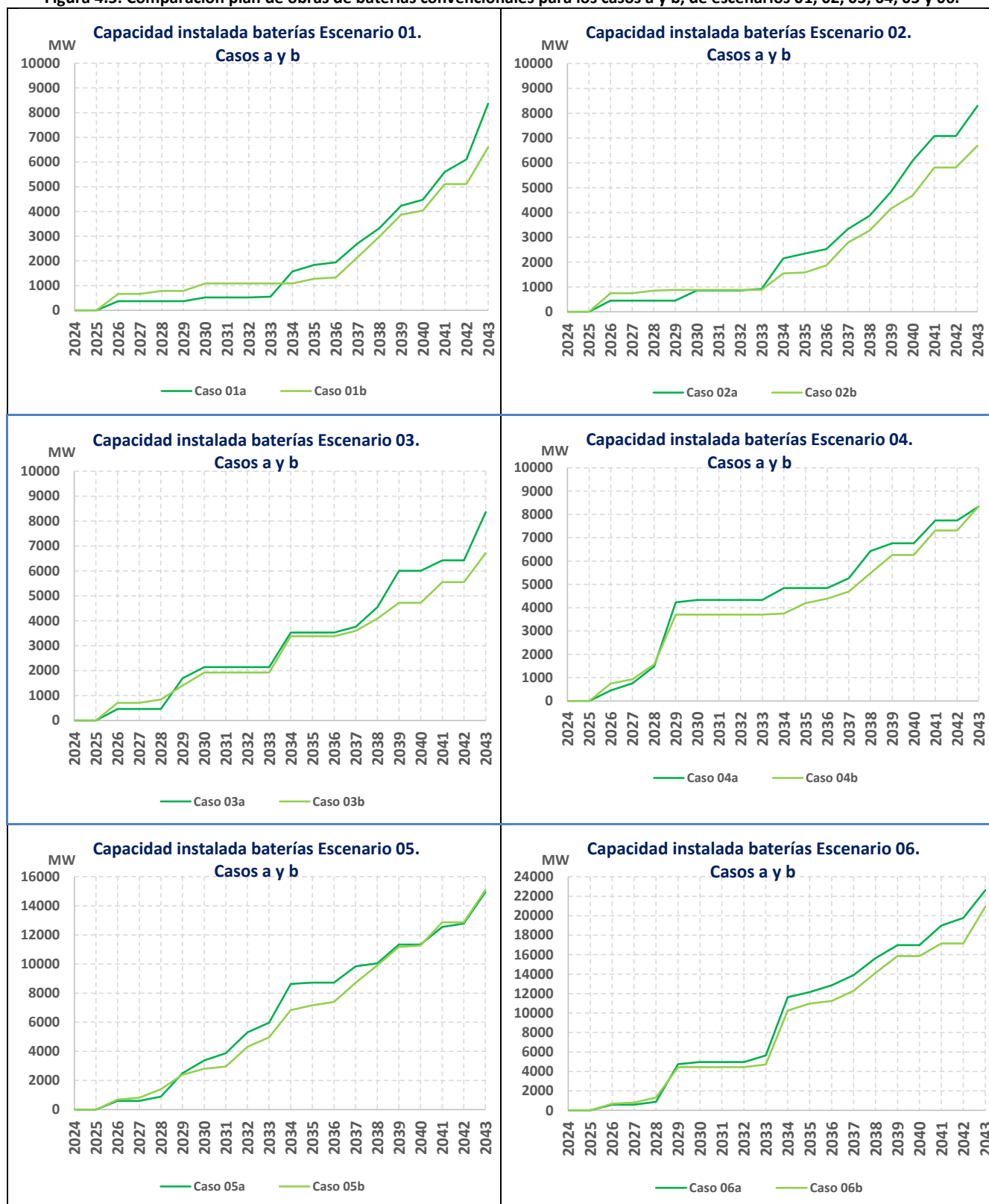
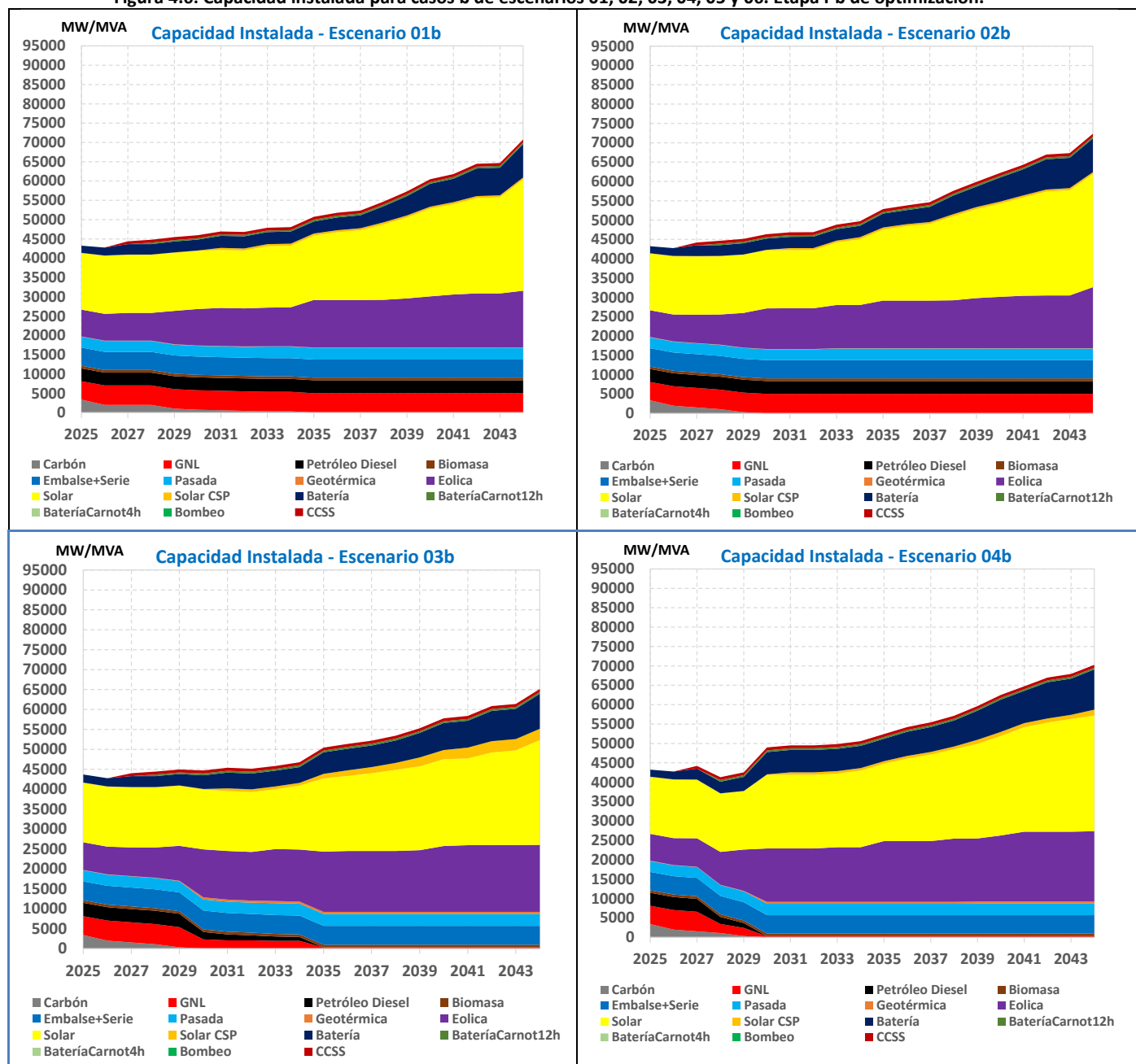
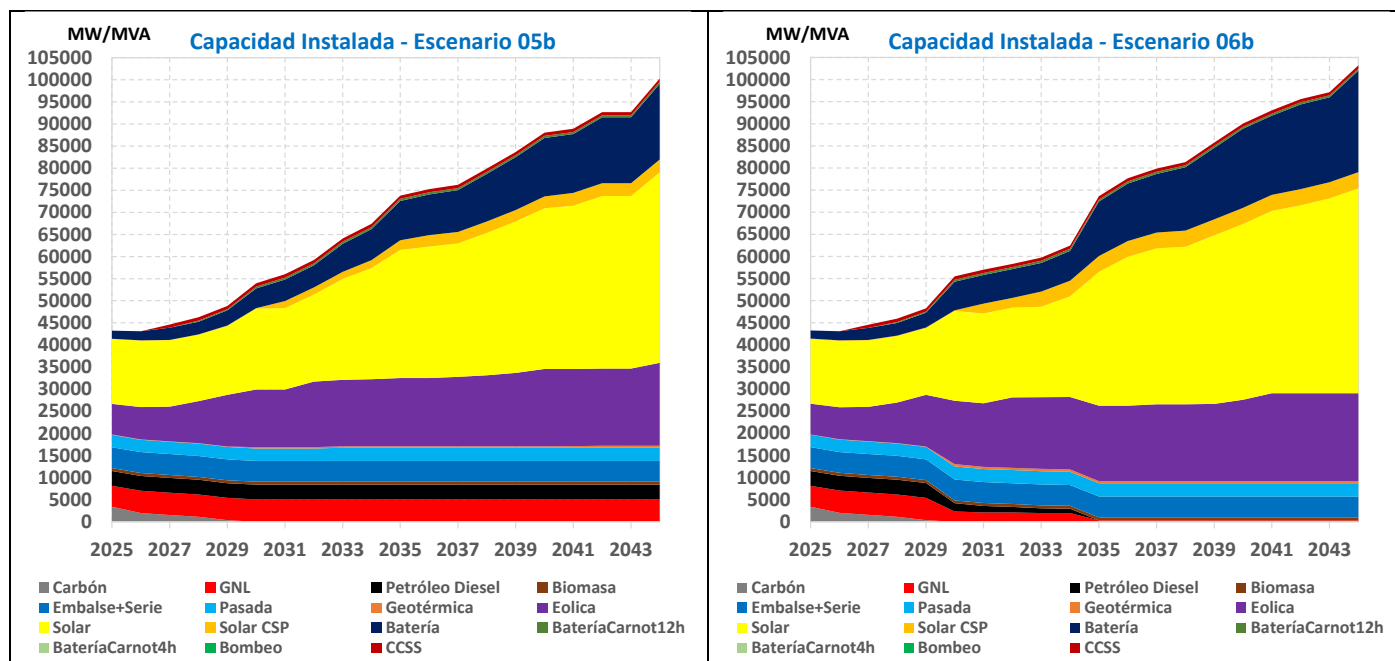


Figura 4.6: Capacidad instalada para casos b de escenarios 01, 02, 03, 04, 05 y 06. Etapa I-b de optimización.



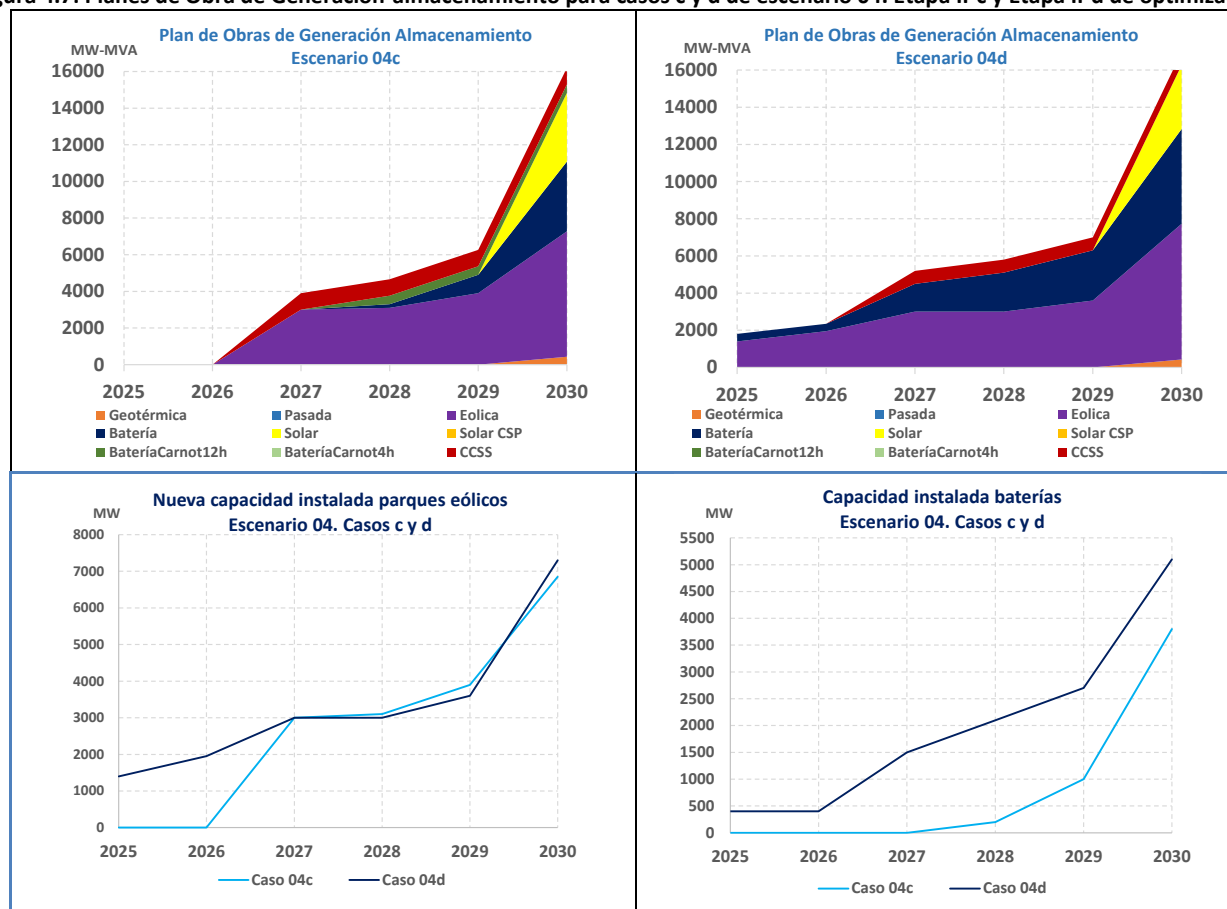


4.3 COMPARACIÓN PLANES DE GENERACIÓN-ALMACENAMIENTO ETAPA II-C Y ETAPA II-D

En esta sección, se presentan los resultados de la Etapa II-c y d de optimización para uno de los escenarios en evaluación, sólo con el fin de ver el impacto de la modelación más detallada de la operación del sistema (con incorporación de restricciones operativas asociadas a control de frecuencia). Para esta etapa se consideró un horizonte reducido de evaluación de 6 años, con etapas de optimización de 1 año, y un sistema de transmisión reducido a dos nodos⁹, para reducir los tiempos de convergencia del caso con restricciones operativas (caso d).

Los resultados de estas optimizaciones se presentan en la Figura 4.7, donde los aspectos más destacables de los resultados son, que al incorporar restricciones operativas se requiere una mayor cantidad de almacenamientos en base a baterías convencionales en comparación con el caso sin restricciones operativas; mientras que en ambos caso se obtienen desarrollos similares para las tecnologías solar y eólica. En particular, la potencia instalada de baterías convencionales es aproximadamente un 25% superior para el caso con restricciones operativas al final del horizonte evaluado, lo que representa una diferencia cercana a los 1.000 MW al año 2030. De este incremento, 400 MW corresponden a baterías de corta duración (15 minutos) para entregar control rápido de frecuencia. Finalmente, es importante destacar que esta etapa tiene como único fin ilustrar el efecto de incorporar restricciones operativas sobre el plan de obras generación y almacenamiento óptimo, por lo que no se realizarán ajustes a los planes asociados a este efecto.

Figura 4.7: Planes de Obra de Generación-almacenamiento para casos c y d de escenario 04. Etapa II-c y Etapa II-d de optimización.



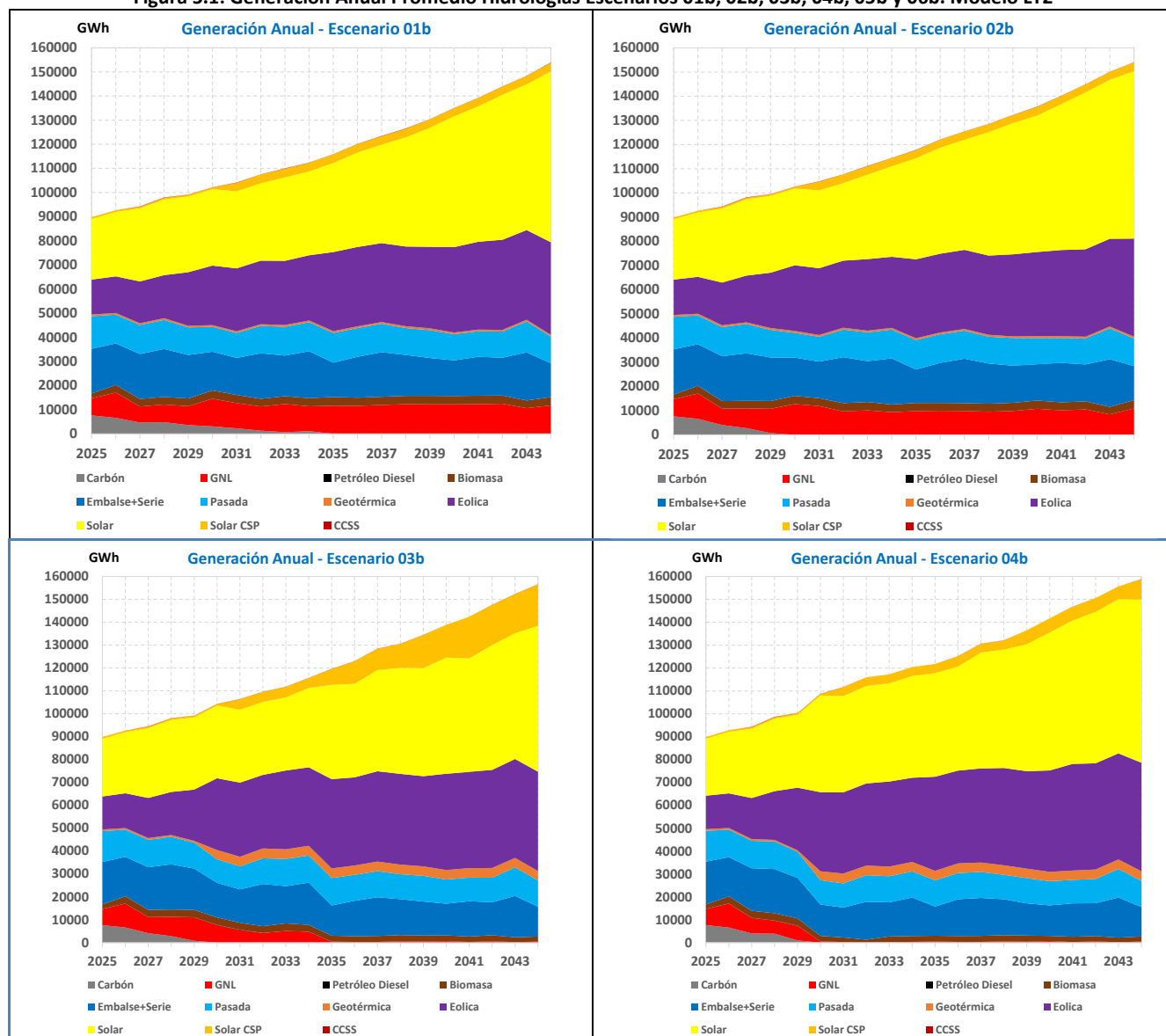
⁹ Se simplifica el problema de optimización a un sistema regional de dos nodos, uno para representar zona norte, y otro para la zona centro-sur del SEN.

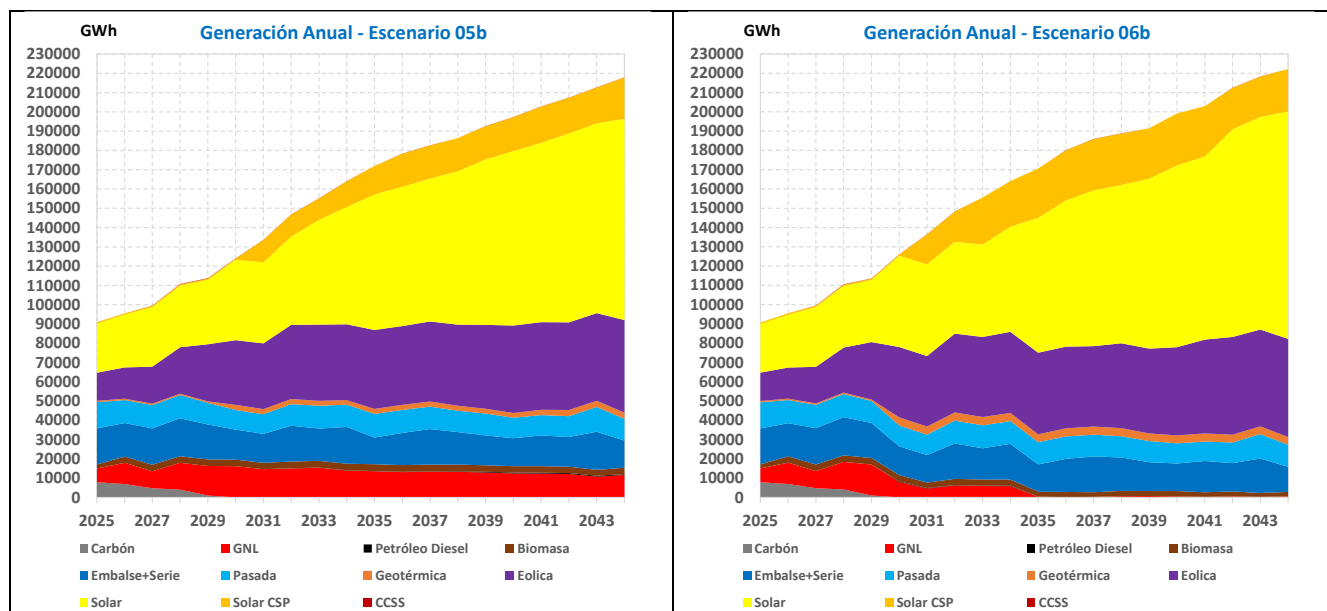
5 RESULTADOS RELEVANTES DE OPERACIÓN

5.1 GENERACIÓN ESPERADA ANUAL PROMEDIO HIDROLOGÍAS

En la Figura 5.1 se presentan gráficos de la generación anual por tecnología de generación para los escenarios 01b a 06b. Se observa, de manera transversal en los escenarios, una participación minoritaria de las centrales térmicas convencionales basadas en GNL en el abastecimiento de la demanda, considerando un escenario de retiro de unidades a carbón al año 2030. En este contexto, en el escenario en que se considera el retiro de unidades a carbón al año 2030 y demanda media (escenario 02), la generación en base a GNL es relativamente estable a través del tiempo, y alcanza niveles cercanos a un 12% de la generación total del sistema al año 2030, y de un 7% al año 2044. Asimismo, para el mismo escenario, la generación eólica y solar fotovoltaica alcanzaría alrededor de un 57% de la generación anual al año 2030, y aumentaría un 71% al año 2044. Mientras tanto, la generación hidráulica sería cercana a un 25% al año 2030, y disminuiría a un 17% en el año 2044.

Figura 5.1: Generación Anual Promedio Hidrologías Escenarios 01b, 02b, 03b, 04b, 05b y 06b. Modelo LT2





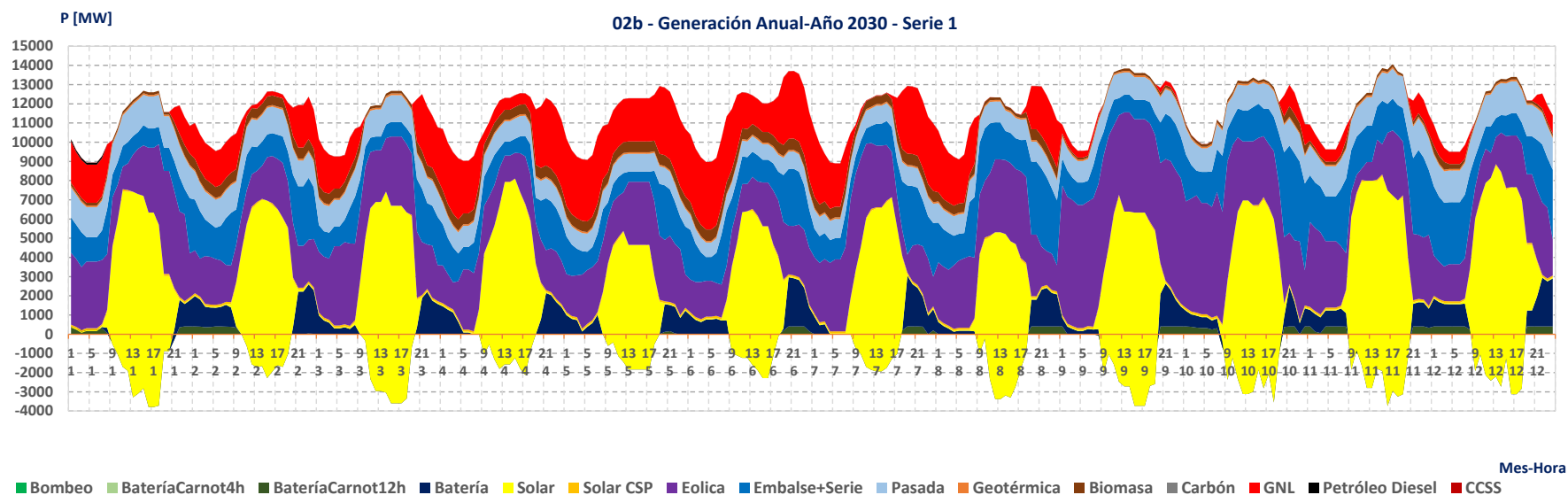
5.2 GENERACIÓN, INERCIA, RESERVAS Y RAMPAS POR BLOQUES AÑO 2030

En la Figura 5.2 se presenta la generación instantánea total del sistema para el año 2030¹⁰ para los Escenarios 02b, 04b y 06b, desagregado por tipo de tecnología, y presentado para cada bloque de generación cronológica. En estos gráficos, cada mes se representa como una escala del perfil de demanda de un día, por lo que los perfiles de generación obtenidos para cada mes a partir de los bloques cronológicos permiten emular lo que sería la operación diaria mensual de cada tecnología de generación.

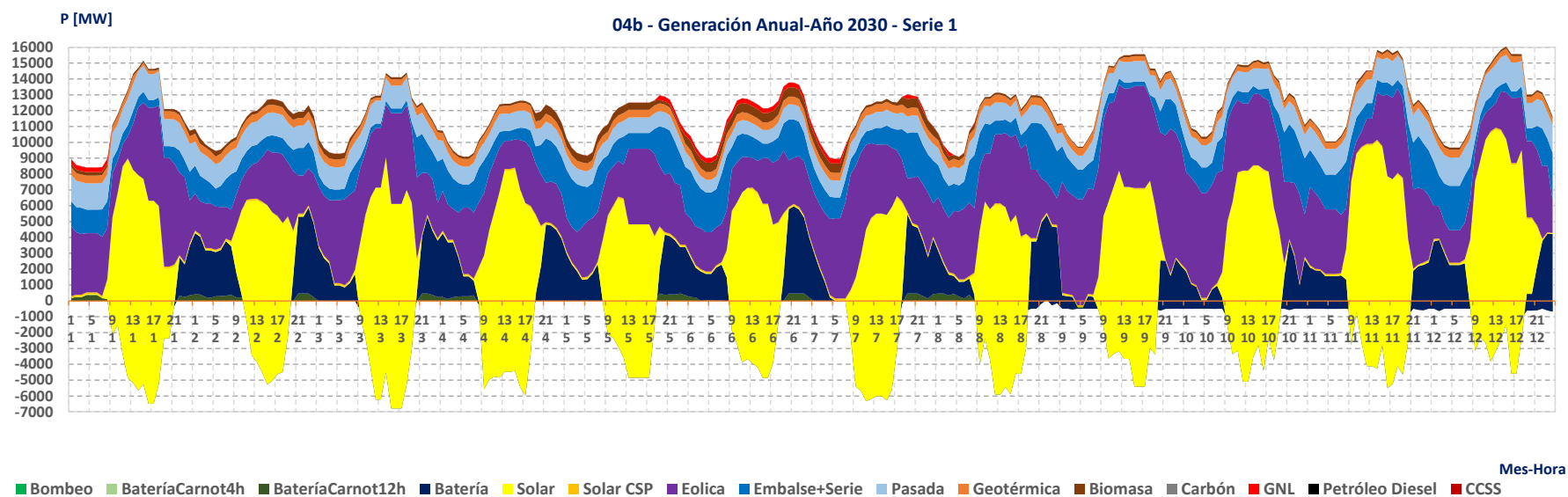
¹⁰ Se escogió el año 2030 para la presentación de estos resultados, por tratarse de un año relevante en el escenario de transición energética considerado, ya que para dicho año se proyecta en los escenarios el retiro total de unidades a carbón, y se levantan restricciones de transmisión de la red principal del SEN, con la entrada del sistema HVDC Kimal-Lo Aguirre al año 2029, y la nueva línea de 500 kV Entre Ríos – Pichirropulli al año 2028.

Figura 5.2: Generación año 2030 Hidrología 1. Escenarios 02b, 04b y 06b

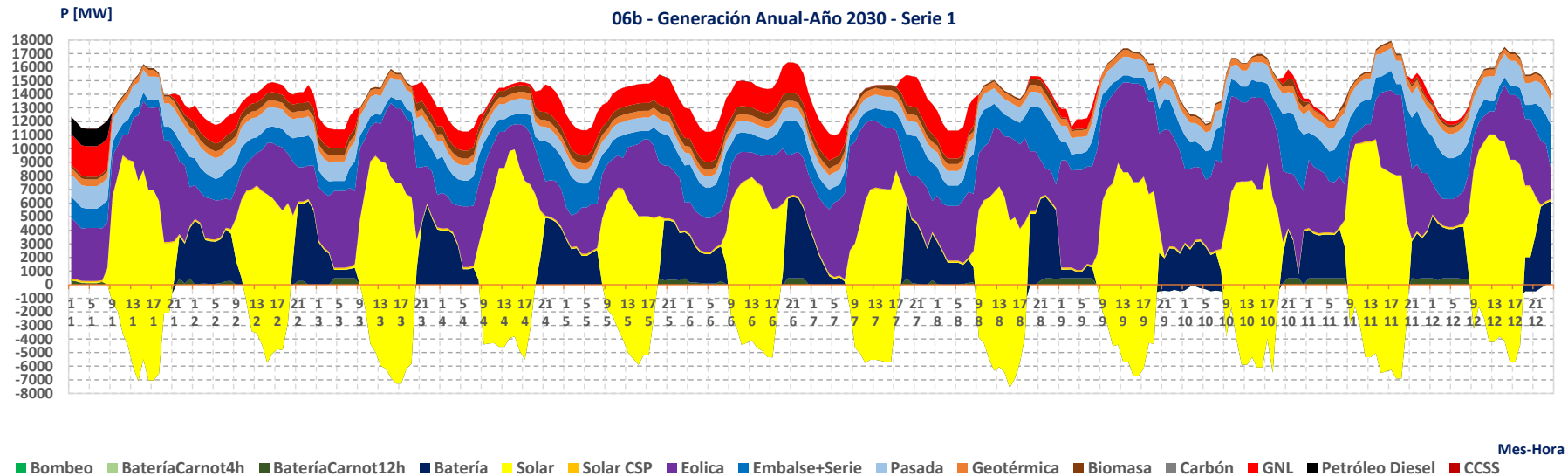
Generación por bloque año 2030. Escenario 02b



Generación por bloque año 2030. Escenario 04b



Generación por bloque año 2030. Escenario 06b



Por otra parte, en la Figura 5.3 se presenta la generación instantánea total del sistema para el año 2030¹¹, desagregado por tipo de tecnología, y presentado para cada bloque de generación cronológica, para el escenario sin combustibles fósiles al año 2030, para el caso con restricciones operativas (Escenario 04d). En estos gráficos cada mes se representa como un escalamiento del perfil de demanda de un día, por lo que los perfiles de generación obtenidos para cada mes a partir de los bloques cronológicos permiten emular lo que sería la operación diaria mensual de cada tecnología de generación. Estos resultados de generación se presentan con el fin de ilustrar la generación por bloques en un caso con restricciones operativas, para un año en el que el sistema operaría con tecnologías renovables (año 2030 para Escenario 04d).

A partir del gráfico de generación de la Figura 5.3 se puede observar que: (i) en las horas de máxima generación solar, los sistemas de almacenamiento en base a baterías operan en modo carga para luego descargar su energía en horas no solares. (ii) existe un mayor despacho de generación eólica en horas no solares, que se complementa con la generación de las baterías para abastecer la demanda en dichos bloques. (iii) En cuanto a la generación hidráulica, no se observan grandes diferencias en la generación de embalse entre horas solares y no solares, debido a que el despacho de estas centrales es fundamental para la provisión de servicios de reserva secundaria, e inercia a lo largo de todo el día. Lo anterior, difiere del caso sin restricciones operativas (04b), en el cual sí se observan diferencias de generación de embalse entre horas solares y no solares, como se ilustra en la Figura 5.4.

En este contexto, se puede concluir en primera instancia que la inclusión de restricciones asociadas a control de frecuencia tiene impactos operativos, afectando el despacho intradiario de las centrales de embalse. Sin embargo, estas restricciones no afectarían en gran medida los planes de obra óptimo generación y almacenamiento para desarrollos del sistema basado en baterías convencionales, energía solar y eólica.

Adicionalmente, en la Figura 5.5 se presentan gráficos que ilustran la provisión de inercia, reserva para CPF, reservas para CSF de subida/bajada, y reservas para rampa de subida. Se destaca lo siguiente:

- En lo que se refiere a inercia, esta es provista esencialmente por centrales hidráulicas y condensadores sincrónicos con volante de inercia, y en algunos meses, en menor medida por unidades térmicas a biomasa y potenciales desarrollos de geotermia. Los menores requerimientos de inercia sistémica, en torno a los 25.000-30.000 MVAs, se deben a que un sistema con alto desarrollo de baterías convencionales dispondría de gran cantidad de unidades (baterías) capaces de proveer control rápido de frecuencia (1-3 segundos) en eventos de desconexión forzada de generación, lo que reduciría los requerimientos dinámicos de inercia para estabilidad de frecuencia.
- Las restricciones de requerimiento mínimo de inercia localizada en la zona norte del SEN, en este caso son mayoritariamente provistas por condensadores sincrónicos con volantes de inercia, y en menor proporción por CSP y geotermia. Esto indica que el sistema podría operar sin la inercia que proveen actualmente las unidades térmicas convencionales.
- Las reservas para CPF son entregadas sólo por baterías convencionales para el escenario optimizado (alto desarrollo baterías), ya que estas permiten proveer control rápido de frecuencia, y por ende, reducir los requerimientos mínimos de inercia sistémicos, y alcanzar mayores despachos instantáneos de ERV.
- En cuanto a las reservas para CSF, se puede observar que esta es provista esencialmente por centrales hidráulicas de embalse, siendo mayor su requerimiento y aporte en horas solares, lo que destaca la importancia de estas unidades en lo que se refiere a la operación segura del SEN sin centrales a carbón.
- Respecto a reservas para rampa de subida, esta reserva es provista principalmente por baterías convencionales, las cuales tomarían carga en transición de horas solares a horas no solares.

¹¹ Se escogió el año 2030 para la presentación de estos resultados, por tratarse de un año relevante en el escenario de transición energética considerado, ya que para dicho año se proyecta en los escenarios el retiro total de unidades a carbón, y se levantan restricciones de transmisión de la red principal del SEN, con la entrada del sistema HVDC Kimal-Lo Aguirre al año 2029, y la nueva línea de 500 kV Entre Ríos – Pichirropulli al año 2028.

Figura 5.3: Generación año 2030 Hidrología Seca Escenario 04d.
Generación por bloque año 2030

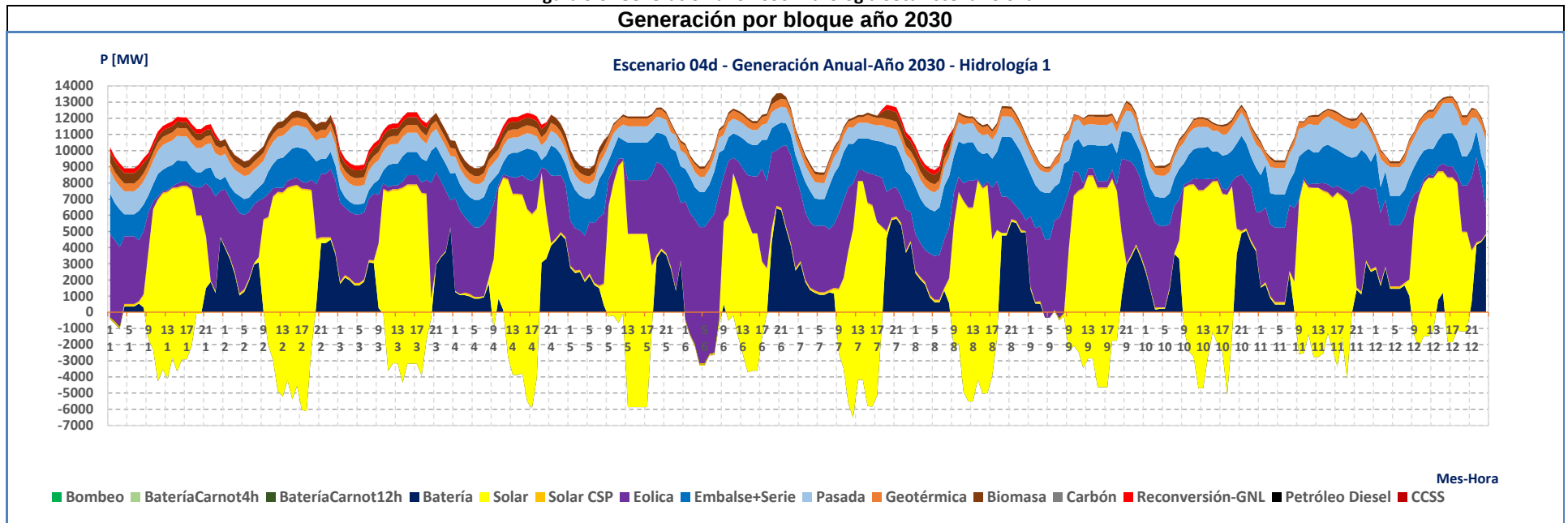


Figura 5.4: Comparación generación hidráulica de Embalse+Serie año 2030 Hidrología 1. Escenarios 04b y 04d

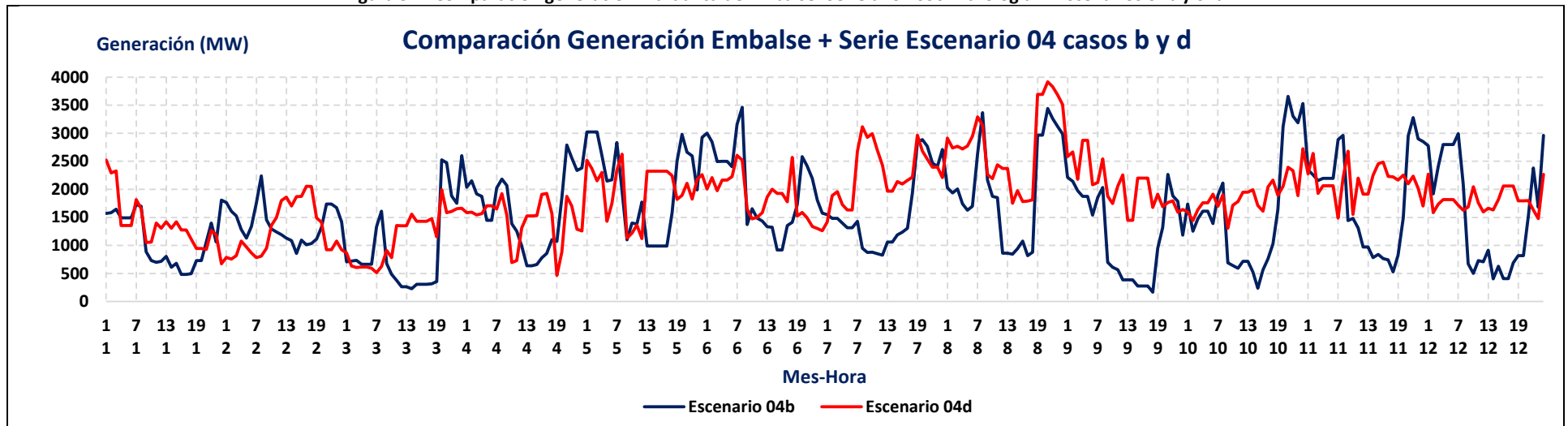
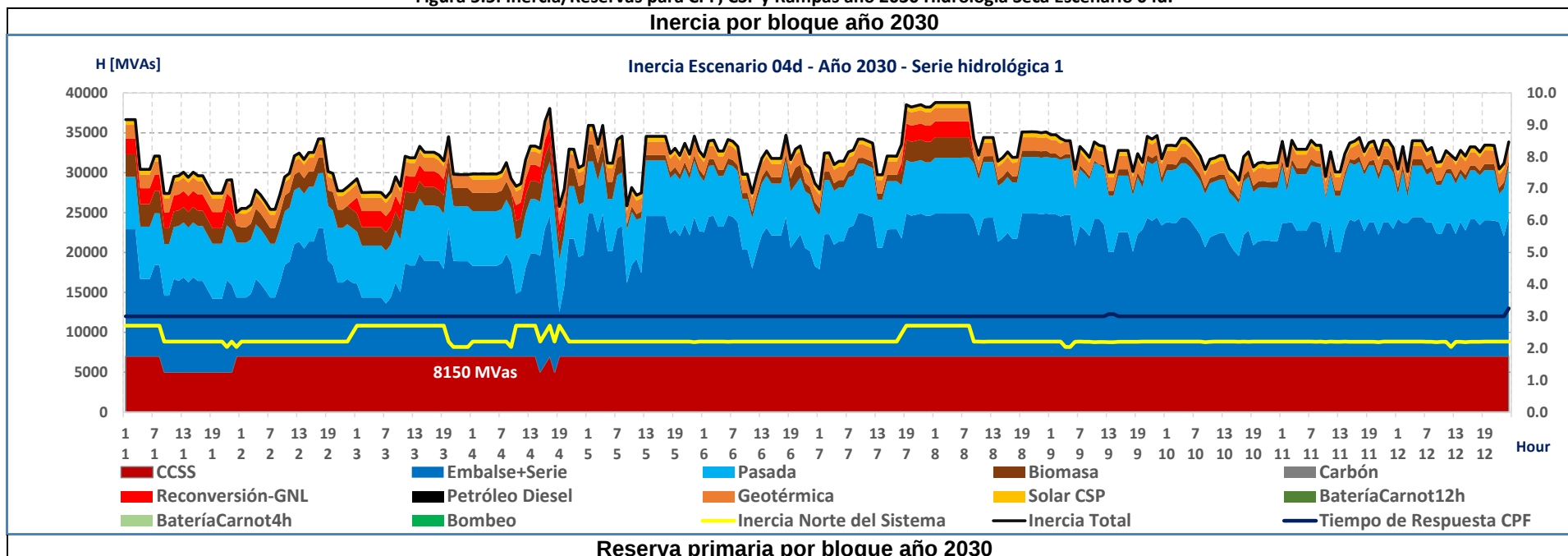
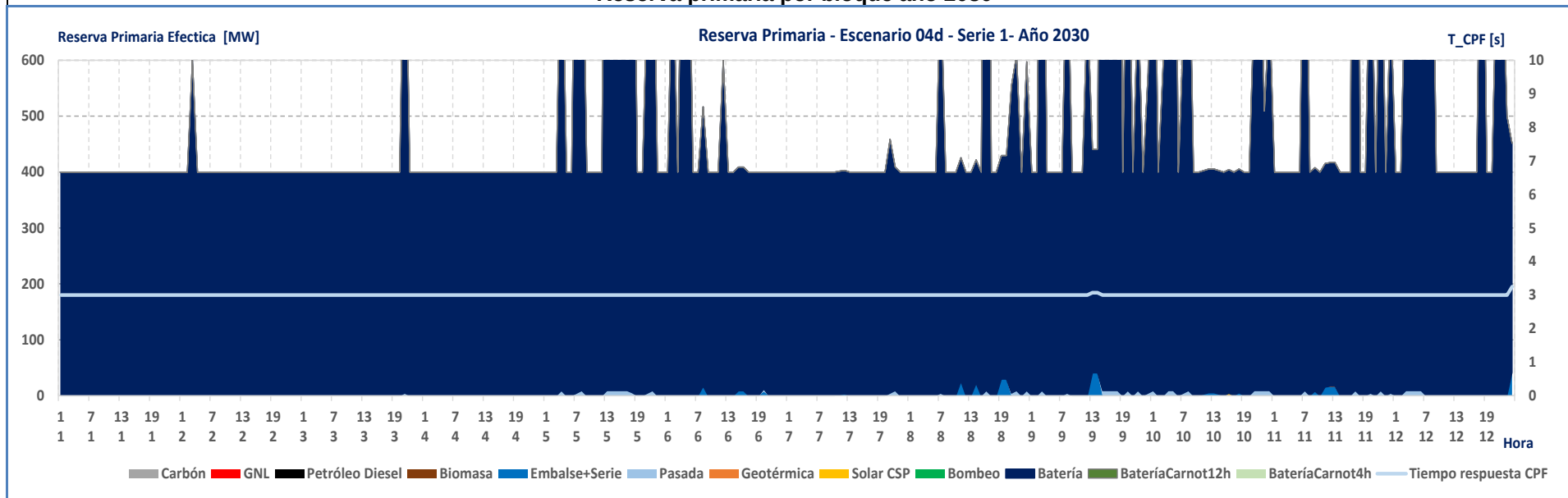


Figura 5.5: Inercia/Reservas para CPF, CSF y Rampas año 2030 Hidrología Seca Escenario 04d.

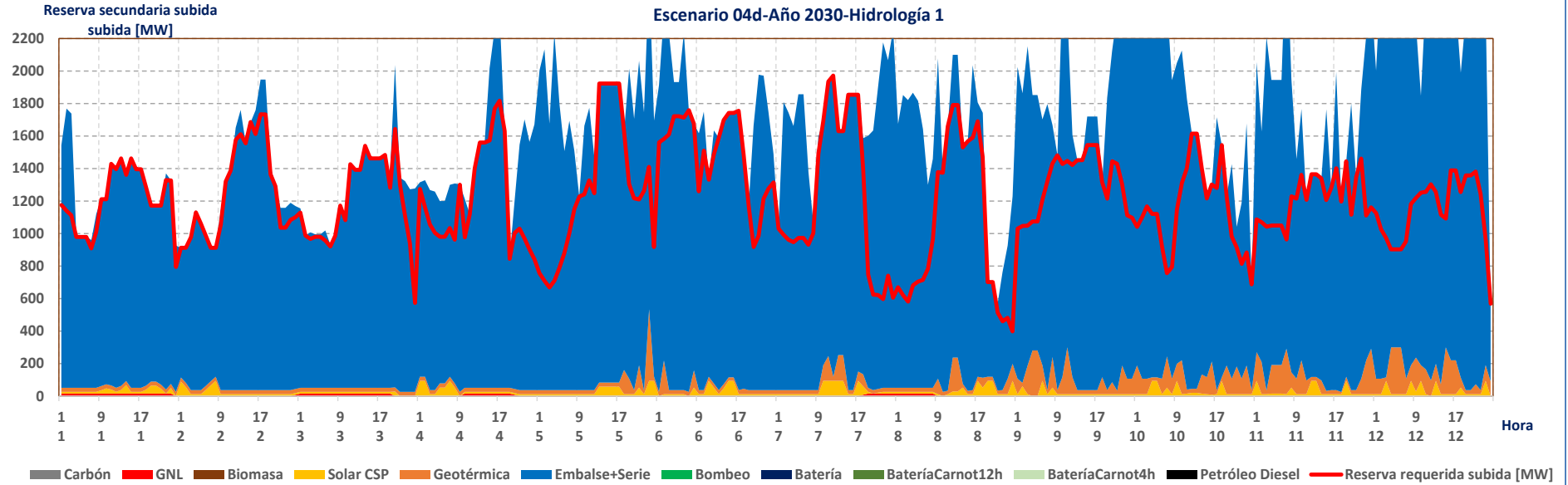
Inercia por bloque año 2030



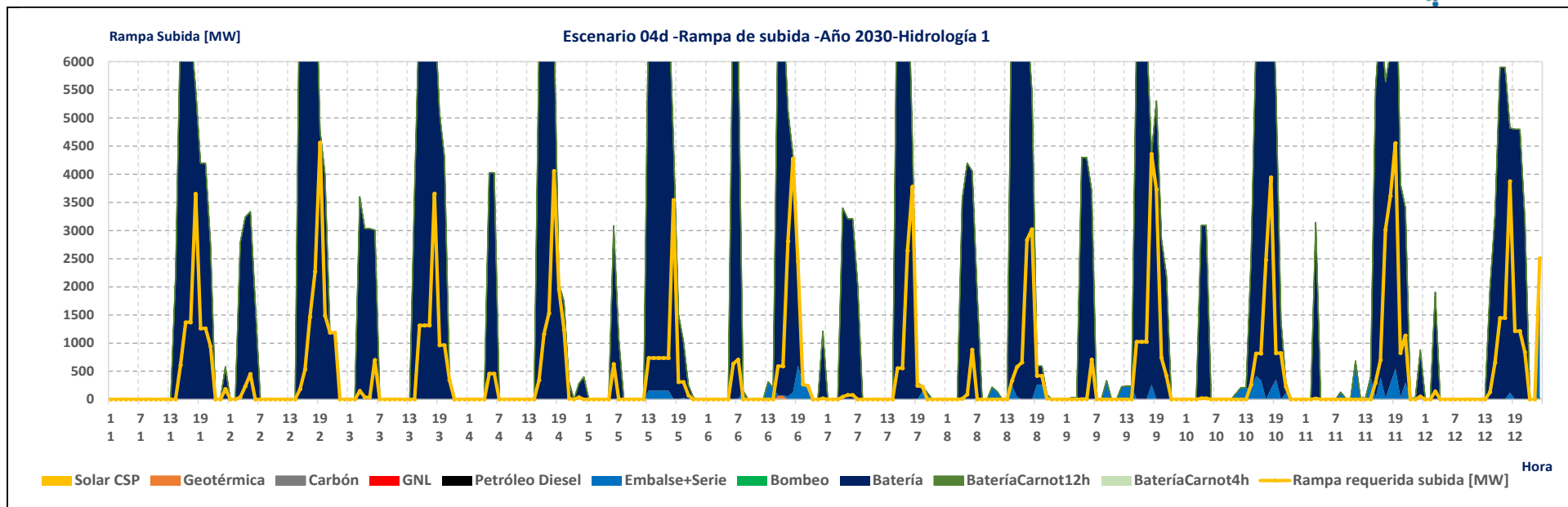
Reserva primaria por bloque año 2030



Reserva para control secundario de subida por bloque año 2030



Reserva para control secundario de bajada por bloque año 2030



6 CONCLUSIONES

Del proceso de construcción de planes de obra, y de los resultados obtenidos se destaca lo siguiente:

- ✓ Para los escenarios futuros en evaluación, se observa de manera transversal en el mediano plazo, un alto desarrollo adicional de tecnología eólica, alcanzando valores en un rango de entre 4.000 y 10.000 MW para el año 2030, dependiendo del escenario analizado. Lo anterior, principalmente por sus menores tiempos de desarrollo con respecto a otras tecnologías, y por su aporte de energía en horas no solares.
- ✓ Se observa un alto desarrollo de sistemas de almacenamiento en base a baterías convencionales en un rango entre 6 y 8 horas, y alcanzando niveles de potencia instalada del orden de 8.000 MW al año 2044 para los casos de demanda media, adicional a los desarrollos existentes y en construcción. Por su parte, en el mediano plazo, se requeriría alrededor de 500 MW adicionales al año 2030 para escenarios con sólo retiro de unidades a carbón, y de 4.000 MW para escenarios sin combustibles fósiles al año 2030, con duraciones de 6 a 8 horas.
- ✓ En escenarios con mayores costos proyectados para las tecnologías solar y eólica, se observa un desarrollo de tecnologías de almacenamiento térmico como las baterías de Carnot y CSP a contar del año 2030, en la zona norte. Lo anterior, ya que en estos escenarios los portafolios de tecnología solar con baterías serían competitivos con otras tecnologías de almacenamiento como la de concentración solar de potencia.
- ✓ Se identifica la conveniencia económica del desarrollo de condensadores sincrónicos con volantes de inercia, por su contribución a satisfacer requerimientos mínimos de inercia sistémicos o localizados, evitando el despacho forzado de unidades térmicas con mínimo técnico que pudiesen aportar inercia.
- ✓ Los resultados de expansión de los escenarios sugieren la necesidad de estudiar un aumento de capacidad del sistema de transmisión tanto, de la zona norte hacia la zona centro SEN, como desde la zona centro al sur. En particular, se observa que en todos los escenarios se requiere el desarrollo de un nuevo corredor SE Kimal-SE Parinas-SE Lo Aguirre alrededor del año 2032 y un corredor SE Alto Jahuel-SE Charrúa-SE Pichirropulli alrededor del año 2034. Tanto las fechas de puesta en servicio óptimas como la capacidad de estos corredores, se debe evaluar en detalle en la elaboración del plan anual de expansión de transmisión.
- ✓ Al analizar el efecto que las restricciones operativas tienen sobre los desarrollos óptimos de generación-almacenamiento, se observa que al incorporarlas los niveles de potencia óptimos de baterías se incrementan en alrededor de un 25% al año 2030, fundamentalmente por el desarrollo de baterías de corta duración para brindar control rápido de frecuencia, que permiten reducir los requerimientos mínimos de inercia sistémica.
- ✓ Finalmente, en lo que se refiere a satisfacer requerimientos operacionales, se identifica que, para escenarios sin centrales a combustible fósil, los requerimientos de inercia pueden ser cubiertos por las centrales hidráulicas existentes y condensadores sincrónicos. Las reservas para control primario de frecuencia pueden ser cubiertas por baterías convencionales, las que aportan control rápido de frecuencia y reducen los requerimientos mínimos de inercia sistémica. En cuanto a las reservas para control secundario de frecuencia, se observa que el aporte de centrales de embalse existentes es mayoritario y fundamental para su provisión. Finalmente, las reservas para rampa de subida/bajada en horas de transición solar-no solar pueden ser entregadas por baterías convencionales. Por consiguiente, los requerimientos para control de frecuencia pudiesen ser cubiertos con centrales hidráulicas existentes, condensadores sincrónicos en construcción/proyectados, y potenciales desarrollos de baterías en distintas fases de evaluación.

7 ANEXOS

7.1 ANEXO-PROYECCIÓN DE DEMANDA DEL SISTEMA

En este anexo se presentan los resultados generales de la proyección de demanda utilizada por el Coordinador para la elaboración de la recomendación de Expansión del Sistema de Transmisión para Enero 2025. En particular, en la Figura 5.1 se presenta la proyección de energía y demanda máxima del sistema, donde se ilustran las diferencias de crecimiento entre uno y otro escenarios. Por su parte, en la Figura 5.2, se presenta la distribución de la demanda según tipo de consumo, donde se puede observar que la gran variación de crecimiento de demanda entre los escenarios se explica por las proyecciones de crecimiento del consumo eléctrico asociado a hidrógeno verde.

Figura 7.1: Proyección de demanda anual del sistema. Energía en GWh

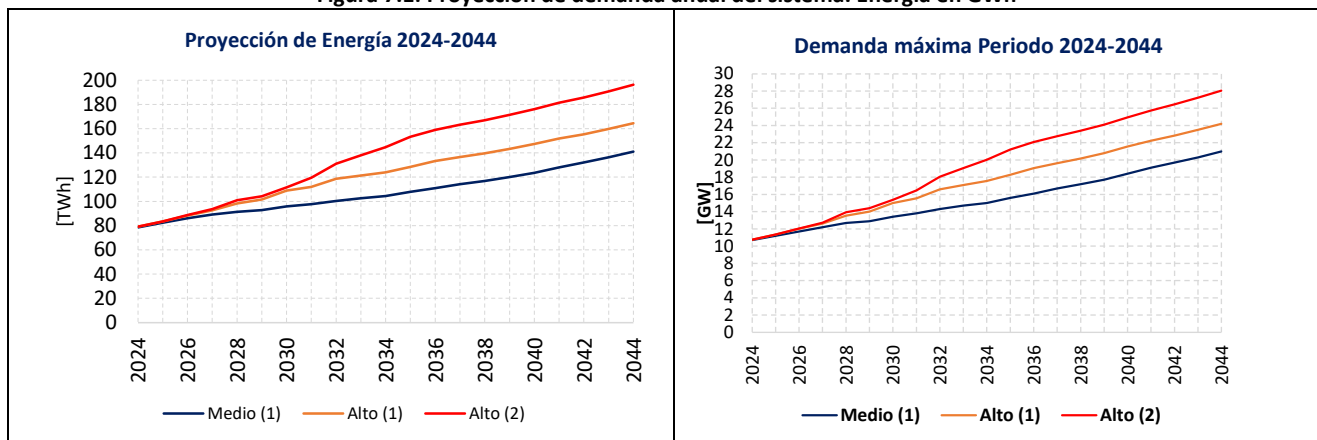
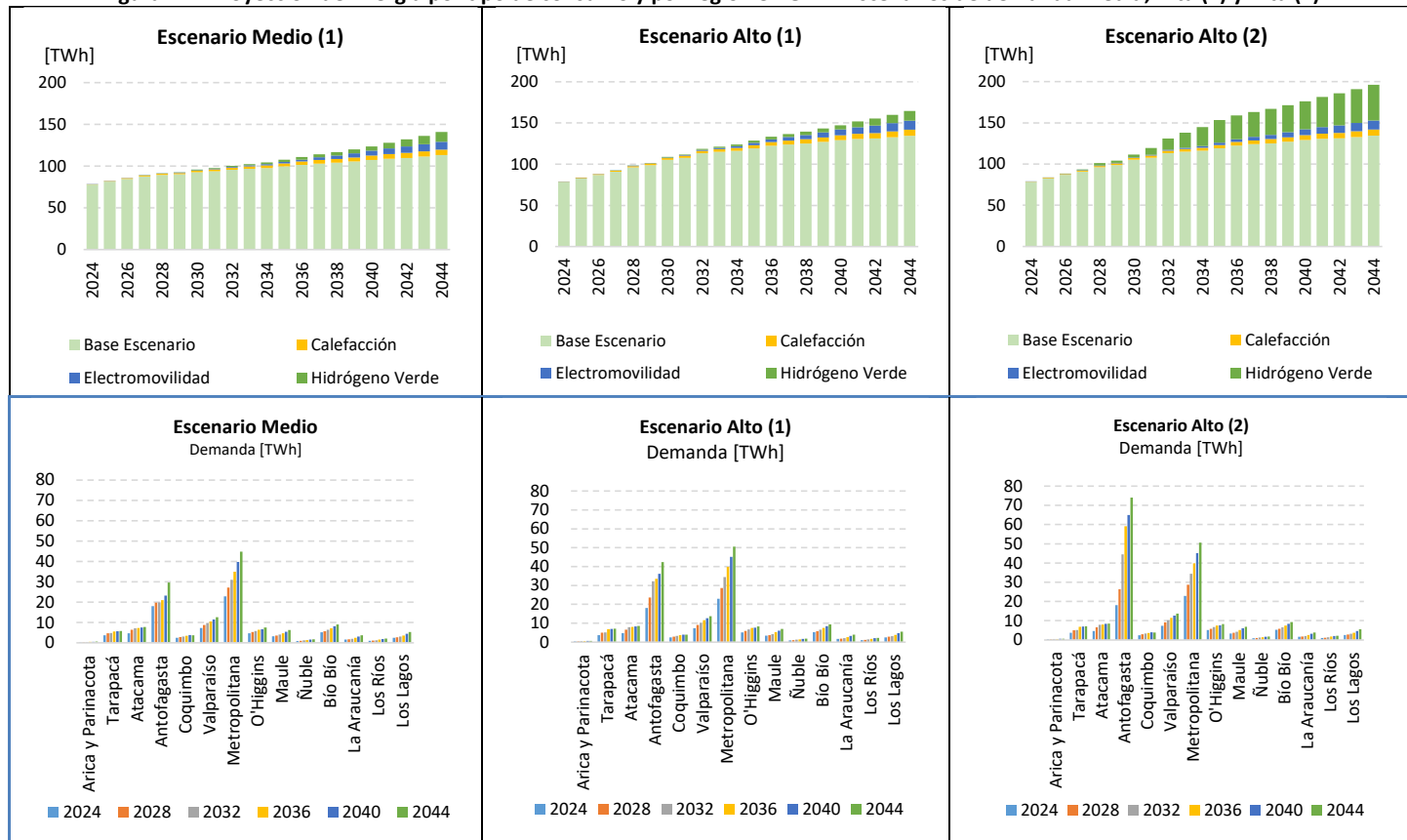


Figura 7.2: Proyección de Energía por tipo de consumo y por región en GWh. Escenarios de demanda Media, Alta (1) y Alta (2)



7.2 ANEXO-DETALLE DE CONSIDERACIONES UTILIZADAS PARA LOS ESCENARIOS DEL ESTUDIO

En esta sección se presentan las principales consideraciones utilizadas para los escenarios a optimizar propuestos en la sección 3.2, con énfasis en las consideraciones para los costos de inversión, tiempos de desarrollo, limitaciones al desarrollo de nuevas centrales, y riesgos de externalidades ambientales y sociales asociados a diferentes tecnologías.

Tabla 7.1: Detalle de consideraciones utilizadas en los Escenarios a optimizar.

Tipo	Tecnología	Costos de inversión	Período de desarrollo: Permisos y Construcción	Motivos Limitaciones al Desarrollo de nuevas centrales	Detalle Limitación candidatas expansión	Importancia de modelar y cuantificar externalidades ambientales y riesgos.
Sistemas de almacenamiento	Baterías	Bajo NREL. Por nivel de desarrollo en Chile, y cantidad de proyectos potenciales obtenidos por acceso abierto, que totalizan alrededor de 7000 MW (3100 MW zona norte/stand-alone) , y proyectos en construcción y operación que totalizan alrededor de 2000 MW .	2 años	Disponibilidad de suelo en zona central, y costos de terreno.	Límites en zona central de alrededor de 1000 MW por eventuales limitaciones de uso de suelo requerido para su desarrollo. Capacidad candidata expansión: 71500 MW . Para un promedio total de horas de 4.5 horas (314.8 GWh)	Baja. Actualmente se encuentran en desarrollo 7000 MW en Acceso Abierto (3100 MW zona norte/stand-alone), 1400 MW de capacidad construcción, y 600 MW en operación
	CSP	Referencial NREL. Por la existencia ya de un desarrollo factible en Chile, Cerro Dominador de 110 MW , y la cantidad de proyectos en operación a nivel mundial 6600 MW en operación y 1500 MW en construcción aproximadamente a marzo 2024	6 años	Sólo limitado al potencial de generación identificado para las zonas	Desarrollo de todo el potencial posible en zona norte del SEN según primeros potenciales identificados en procesos de la PELP > 100000 MW	Baja Actualmente existen 110 MW en Chile construidos. A nivel internacional 6600 MW existentes y 1500 MW en construcción (marzo 2024)
	Bombeo Hidráulico	Alto NREL. No hay proyectos en operación en Chile. Eventuales costos elevados en la intervención de cuencas hidrológicas existentes. Bombeos hidráulicos con agua de mar (1 o 2 estanques) sólo a nivel de prototipo a nivel internacional (Okinawa Japón y Cultana en Australia). Por su nivel de desarrollo, proyección de costos alto reflejaría riesgos de estos proyectos.	8 años	Por oposición socioambiental a últimos proyectos de generación hidroeléctrica, se restringe posibilidad de intervención de cuencas hídricas para desarrollo de este tipo de proyectos.	Desarrollo potencial sólo en zona norte del SEN. SE Maitencillo al norte. Por alrededor de 3000 MW .	Baja
	Baterías de Carnot	Referencial GIZ	3 años	Sólo 2 candidatas, porque proyecto considera reconversión de unidades a carbón, y sólo se identificó un propietario interesado en reconvertir a baterías de Carnot GIZ, al momento del estudio de prototipos por GIZ.	2 unidades zona norte. Cochrane y Angamos para 12 o 4 horas de almacenamiento alrededor de 465 MW	Baja
	Aire comprimido	No aplica	No aplica	Limitado por no disponer de proyectos piloto/ en servicio o en construcción en Chile asociados a esta tecnología.	Sin unidades candidatas	Baja
Tecnologías Renovables	Eólica	Referencial y Bajo NREL. Costos referenciales de desarrollo de NREL aumentaron sobre los 1.000 USD/kW, mientras que en años anteriores la tendencia estaba por debajo de dicho valor.	2 años	Sólo limitado al potencial de generación identificado para las zonas	Desarrollo de todo el potencial posible en zona norte del SEN según primeros potenciales identificados en procesos de la PELP. Potencial en la zona de TalTal limitado a 10000 MW	Baja Podría aumentar según la zona de emplazamiento.
	Solar	Referencial y Bajo NREL. Costos referenciales de desarrollo de NREL aumentaron sobre los 1.000 USD/kW, mientras que en años anteriores la tendencia estaba por debajo de dicho valor.	2 años	Limitado en zona central asociadas a requerimientos de uso de suelo, y sus costos más elevados en dicha zona.	<i>Limitación candidatas expansión solar Zona Centro:</i> Máximo 700 MW entre SE Nogales y SE Alto Jahuel por uso de suelo limitado. En otras zona desarrollo de todo el potencial posible en zona norte del SEN según primeros potenciales identificados en procesos de la PELP.	Baja

Tipo	Tecnología	Costos de inversión	Período de desarrollo: Permisos y Construcción	Motivos Limitaciones al Desarrollo de nuevas centrales	Detalle Limitación candidatas expansión	Importancia de modelar y cuantificar externalidades ambientales y riesgos.
	Hidráulica	Referencial NREL	5 años hidro pasada. Desde 12 años en proyectos embalse.	La oposición socio-ambiental a proyectos hidroeléctricos recientes (HidroAysén, Energía Austral, Alto Maipo) ha limitado las alternativas de expansión para este tipo de proyectos. Las dificultades en su desarrollo pueden aumentar los costos más allá de los proyectados, haciendo eventualmente inviables este tipo de proyectos.	Pasada: Un máximo 200 MW (4 unidades de 50MW) en Ancoa, dado proyectos, similar a Ñuble 136 MW, con la finalidad de identificar si son factibles. Embalse: Sin candidatas expansión	Media Podría aumentar para el caso de centrales de embalse.
	Geotérmica	Referencial NREL	5 años. No se considera exploración	Por eventual oposición socioambiental a este tipo de proyectos, y altos costos de exploración que restringen su potencial desarrollo.	430 MW , entre Andes, Candelaria, Ancoa	Media
Térmicas	Carbón	No aplica	No aplica	Por ley marco de cambio climático (carbón neutralidad 2050), y acuerdo público-privado de retiro de unidades a carbón.	Sin unidades candidatas	Media
	GNL	No aplica	No aplica	Por ley marco de cambio climático (carbón neutralidad 2050), y acuerdo público-privado de retiro de unidades a carbón.	Sin unidades candidatas	Media
	Diésel	No aplica	No aplica	Por ley marco de cambio climático (carbón neutralidad 2050), y acuerdo público-privado de retiro de unidades a carbón.	Sin unidades candidatas	Media
Otras	Nuclear	No aplica	>10 años	No considerada como alternativa dentro de algún escenario, de alguno de los procesos (actual o anteriores) de la Planificación Energética de Largo Plazo, elaborada por el Ministerio de Energía. Requiere tratamiento regulatorio para su operación y para el manejo de residuos	Sin unidades candidatas	Alta
	Mareomotriz	No aplica	No aplica	Limitado por no disponer de proyectos en servicio o en construcción en Chile asociados a esta tecnología. Con pocos proyectos piloto en Chile.	Sin unidades candidatas	Baja
SSCC	Condensadores Sincrónicos	Costos referenciales obtenidos de "Request for budget" a desarrolladores en el año 2022.	2 años	Los montos máximos utilizados para las alternativas candidatas no significarían una restricción al desarrollo de esta alternativa. Las zonas escogidas son para el caso de SE Nueva Pan de Azúcar referencial, y para el caso de SE Kimal, asociada a una restricción localizada de niveles mínimos de inercia.	Limitación de candidatas a 6000 MVA en SE Kimal y 6000 MVA en SE Nueva Pan de Azúcar, con inercia de H=10 segundos	Baja

7.3 ANEXO-CENTRALES EXISTENTES, EN CONSTRUCCIÓN, Y COMPROMETIDAS LICITACIÓN – RED REDUCIDA

Tabla 7.2: Centrales existentes, en construcción y comprometidas licitaciones por tecnología, agrupadas en barras Red reducida.

Tipo	Barra Opt	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Carbón	Charrua 500 Opt	342	342	342	342	342	342	342	342	342	342	0
Carbón	Kimal 220 Opt	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	Los Changos 220 Opt	1598	452	452	452	0	0	0	0	0	0	0
Carbón	Nueva Maitencillo 500 Opt	694	694	694	694	694	408	271	132	0	0	0
Carbón	Polpaico 500 Opt	498	498	498	498	0	0	0	0	0	0	0
GNL	Alto Jahuel 500 Opt	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
GNL	Ancoa 500 Opt	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109
GNL	Charrua 500 Opt	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
GNL	Cumbre 500 Opt	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244
GNL	Kimal 220 Opt	369	369	369	369	369	369	369	369	369	369	369
GNL	Lo Aguirre 500 Opt	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357
GNL	Los Changos 220 Opt	1381	1381	1381	1381	1381	1381	1381	1381	1381	1381	1381
GNL	Polpaico 500 Opt	1994	1994	1994	1994	1994	1994	1994	1994	1994	1994	1994
Petróleo Diesel	Alto Jahuel 500 Opt	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Petróleo Diesel	Ancoa 500 Opt	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173
Petróleo Diesel	Charrua 500 Opt	765	765	765	765	765	765	765	765	765	765	765
Petróleo Diesel	Ciruelos 500 Opt	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Petróleo Diesel	Cumbre 500 Opt	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209
Petróleo Diesel	Kimal 220 Opt	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Petróleo Diesel	Lo Aguirre 500 Opt	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105
Petróleo Diesel	Los Changos 220 Opt	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Petróleo Diesel	Nueva Cardones 500 Opt	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
Petróleo Diesel	Nueva Maitencillo 500 Opt	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
Petróleo Diesel	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689
Petróleo Diesel	Nueva Puerto Montt 500 Opt	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218
Petróleo Diesel	Polpaico 500 Opt	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290
Petróleo Diesel	Pozo Almonte 220 Opt	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
Petróleo Diesel	Rio Malleco 500 Opt	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Biomasa	Alto Jahuel 500 Opt	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Biomasa	Ancoa 500 Opt	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
Biomasa	Charrua 500 Opt	471	471	471	471	471	471	471	471	471	471	471
Biomasa	Ciruelos 500 Opt	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
Biomasa	Kimal 220 Opt	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Biomasa	Los Changos 220 Opt	0	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Biomasa	Polpaico 500 Opt	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Embalse+Serie	Ancoa 500 Opt	1497	1497	1497	1497	1497	1497	1497	1497	1497	1497	1497
Embalse+Serie	Charrua 500 Opt	2524	2524	2524	2524	2524	2524	2524	2524	2524	2524	2524
Embalse+Serie	Lo Aguirre 500 Opt	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526
Embalse+Serie	Nueva Puerto Montt 500 Opt	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172
Pasada	Alto Jahuel 500 Opt	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281
Pasada	Ancoa 500 Opt	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774	774
Pasada	Charrua 500 Opt	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254
Pasada	Ciruelos 500 Opt	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Pasada	Lo Aguirre 500 Opt	751	751	751	751	751	751	751	751	751	751	751
Pasada	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28

Tipo	Barra Opt	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Pasada	Nueva Puerto Montt 500 Opt	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282
Pasada	Pichirropulli 500 Opt	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Pasada	Polpaico 500 Opt	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211
Pasada	Pozo Almonte 220 Opt	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Pasada	Rio Malleco 500 Opt	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169
Geotérmica	Kimal 220 Opt	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88
Solar CSP	Kimal 220 Opt	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Eolica	Alto Jahuel 500 Opt	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106
Eolica	Ancoa 500 Opt	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Eolica	Charrua 500 Opt	587	587	587	587	587	587	587	587	587	587	587
Eolica	Ciruelos 500 Opt	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159
Eolica	Cumbre 500 Opt	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
Eolica	Kimal 220 Opt	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749	749
Eolica	Lo Aguirre 500 Opt	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Eolica	Los Changos 220 Opt	341	341	341	341	341	341	341	341	341	341	341
Eolica	Nueva Cardones 500 Opt	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166
Eolica	Nueva Maitencillo 500 Opt	936	936	936	936	936	936	936	936	936	936	936
Eolica	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769	769
Eolica	Nueva Puerto Montt 500 Opt	404	404	404	404	404	404	404	404	404	404	404
Eolica	Parinas 500 Opt	1506	1506	1506	1506	1506	1506	1506	1506	1506	1506	1506
Eolica	Rio Malleco 500 Opt	1051	1051	1051	1051	1051	1051	1051	1051	1051	1051	1051
Solar	Alto Jahuel 500 Opt	419	419	419	419	419	419	419	419	419	419	419
Solar	Ancoa 500 Opt	1428	1428	1428	1428	1428	1428	1428	1428	1428	1428	1428
Solar	Andes 220 Opt	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848	848
Solar	Charrua 500 Opt	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514	514
Solar	Ciruelos 500 Opt	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Solar	Cumbre 500 Opt	1958	1958	1958	1958	1958	1958	1958	1958	1958	1958	1958
Solar	Kimal 220 Opt	3283	3283	3283	3283	3283	3283	3283	3283	3283	3283	3283
Solar	Lo Aguirre 500 Opt	1003	1003	1003	1003	1003	1003	1003	1003	1003	1003	1003
Solar	Los Changos 220 Opt	305	305	305	305	305	305	305	305	305	305	305
Solar	Nueva Cardones 500 Opt	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946
Solar	Nueva Maitencillo 500 Opt	1087	1137	1137	1137	1137	1137	1137	1137	1137	1137	1137
Solar	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525
Solar	Nueva Puerto Montt 500 Opt	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Solar	Parinas 500 Opt	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Solar	Polpaico 500 Opt	698	808	808	808	808	808	808	808	808	808	808
Solar	Pozo Almonte 220 Opt	1392	1632	1632	1632	1632	1632	1632	1632	1632	1632	1632
Solar	Rio Malleco 500 Opt	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
Batería	Andes 220 Opt	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511	511
Batería	Cumbre 500 Opt	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
Batería	Kimal 220 Opt	688	688	688	688	688	688	688	688	688	688	688
Batería	Lo Aguirre 500 Opt	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169
Batería	Los Changos 220 Opt	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
Batería	Nueva Cardones 500 Opt	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153
Batería	Polpaico 500 Opt	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Batería	Pozo Almonte 220 Opt	95	295	295	295	295	295	295	295	295	295	295
Batería	Rio Malleco 500 Opt	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Total Operación + Construcción + Descarbonización		43250	42754	42754	42754	41804	41518	41381	41242	41110	41110	40768

7.4 ANEXO-PLANES DE OBRA DE GENERACIÓN ESCENARIOS – CASOS B

Tabla 7.3: Plan de Obras de Generación Escenario 01b. Potencia instalada en MW-MVA.

Tipo	Duración	Barra Opt	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Pasada	*	Ancoa 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194
Eolica	*	Charrua 500 Opt	0	0	232	232	350	350	350	350	350	350	1816	1816	1816	1816	1950	1950	1950	1950	1950	1950
Eolica	*	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	10	10	10	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eolica	*	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100
Eolica	*	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Eolica	*	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39	39	39	39	249
Eolica	*	Parinas 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	115	423	894	894	894	1375
Eolica	*	Rio Malleco 500 Opt	0	0	0	18	890	1648	2065	2065	2139	2212	2966	2966	2966	3011	3122	3312	3312	3495	3495	3500
Solar	*	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	64	64	64	108	426	489	890	891	1109	1355	1355
Solar	*	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	874	944	1613	2482	2990	4429	5530	7226	7493	8800	8800	12403
Solar	*	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	63
Solar CSP	*	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Solar CSP	*	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Solar CSP	*	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121
Solar CSP	*	Parinas 500 Opt	0	0	0	0	0	0	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Solar CSP	*	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	121	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131
Batería	4h	Ciruelos 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29	29	29	29	29	29	29	29
Batería	6h	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	105
Batería	6h	Ciruelos 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	85	131	131	138	138	138
Batería	6h	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	9	9	9	9	9	9	9
Batería	6h	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	23	23	23	23
Batería	6h	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	140	242	242	242	242	242	242
Batería	6h	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
Batería	6h	Rio Malleco 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	31	31	31	31	259
Batería	8h	Kimal 220 Opt	0	0	5	5	129	129	428	428	428	428	428	428	428	922	1295	1862	2034	3083	3083	3988
Batería	8h	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	231	363	363	363	363	400
Batería	8h	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	137	152	287	287	348	348	348	348	371
Batería	8h	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	49	49	93	119	184	184	184	184	378
BateríaCarnot12h	12h	Los Changos 220 Opt	0	0	0	393	393	393	393	393	395	395	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
CCSS	*	Kimal 220 Opt	0	0	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732
Total Plan de Obras			0	0	1629	2040	3654	4422	5541	5551	6786	6929	9952	11012	11573	13921	16536	19710	21022	23684	23902	30000

Tabla 7.4: Plan de Obra de Generación Escenario 02b

Tipo	Duración	Barra Opt	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Pasada	*	Ancoa 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194
Eolica	*	Charrua 500 Opt	0	0	313	313	350	350	350	350	806	806	1317	1317	1317	1413	1950	1950	1950	1950	1950	1950
Eolica	*	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eolica	*	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	87	100	100	100	100
Eolica	*	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	110	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Eolica	*	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1295
Eolica	*	Parinas 500 Opt	0	0	0	0	0	475	475	475	475	475	475	475	475	475	475	475	692	692	692	1402
Eolica	*	Rio Malleco 500 Opt	0	0	0	66	1195	2125	2156	2156	2358	2358	2968	2968	2968	2968	2968	3226	3294	3371	3371	3500
Solar	*	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	25	184	184	184	193	362	651	1289	1863	1891	1891	1941	1971
Solar	*	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	517	517	672
Solar	*	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	12	935	1820	3196	4051	4449	6057	6743	7231	8275	9217	9424	10641
Solar	*	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
Solar	*	Nueva Maitencillo 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	232
Solar	*	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	277
Solar	*	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	249	249	336
Solar CSP	*	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Solar CSP	*	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Solar CSP	*	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121
Solar CSP	*	Parinas 500 Opt	0	0	0	0	0	0	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Solar CSP	*	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121	121
Batería	6h	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	94	304	307	307	307	524
Batería	6h	Ciruelos 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36	36	36	36	70	110	110	110	110	110
Batería	6h	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11
Batería	6h	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99	99	108	108	108	108	108	108	108	108
Batería	6h	Parinas 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18
Batería	6h	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	156	156	174	174	174	174	174	174	174	174
Batería	6h	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	876
Batería	8h	Kimal 220 Opt	0	0	80	80	189	214	214	214	214	214	347	385	639	1242	1537	2079	2598	3625	3625	4000
Batería	8h	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	214	270	270	270	270	270	270
Batería	8h	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	243	243	243	243	251	350	350	445	445	500
Batería	8h	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	102	102	102	102	102	102	102
BateríaCarnot12h	2h	Los Chagos 220 Opt	0	0	0	411	411	411	449	449	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
CCSS	*	Kimal 220 Opt	0	0	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732
Total Plan de Obras			0	0	1901	2768	4043	5595	6067	6104	8054	8939	12103	13006	13854	16766	19113	21390	23531	26189	26534	31563

Tabla 7.5: Plan de Obra de Generación Escenario 03b

Tipo	Duración	Barra Opt	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Pasada	*	Ancoa 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194
Geotérmica	*	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Geotérmica	*	Ancoa 500 Opt	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Geotérmica	*	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
Eólica	*	Charrua 500 Opt	0	0	266	266	350	365	421	421	1055	1055	1766	1766	1766	1766	1950	1950	1950	1950	1950	1950
Eólica	*	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700
Eólica	*	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eólica	*	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	387	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Eólica	*	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	771	771	771	771	771	1500	1500	1500	1500	1554
Eólica	*	Parinas 500 Opt	0	0	0	0	0	58	177	177	177	177	177	356	356	356	356	356	578	578	578	578
Eólica	*	Rio Malleco 500 Opt	0	0	0	30	999	2382	2382	2382	2559	2559	3168	3168	3168	3168	3168	3489	3489	3500	3500	3500
Solar	*	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	130	130
Solar	*	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	11	11	11	11	1052	3380	3816	4494	5347	6044	6762	6762	7687	7687	10230
Solar	*	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100
Solar	*	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	155	155	155
Solar	*	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300
Solar	*	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	393	393
Solar CSP	*	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	81	81	81	81	151	196	196	212	295	295	295	427	427	427
Solar CSP	*	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	40	40	40	40	247	390	390	390	391	391	391	391	391	391
Solar CSP	*	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	121	121	121	121	121	121	121	200	345	345	699	699	699	699
Solar CSP	*	Los Changos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	154	155	175	175	175
Solar CSP	*	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	137	137	137	137	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172
Solar CSP	*	Parinas 500 Opt	0	0	0	0	0	0	40	40	40	40	40	41	178	222	446	446	446	446	446	446
Solar CSP	*	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	155	155	155	155	269	369	376	408	408	408	408	408	408	408
Batería	6h	Ancoa 500 Opt	0	0	0	0	0	0	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248
Batería	6h	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	21	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	65
Batería	6h	Ciruelos 500 Opt	0	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	31
Batería	6h	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	216	216	216	216	216	216	216
Batería	6h	Pichirropulli 500 Opt	0	0	0	0	0	0	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	173
Batería	6h	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	0	168	168	168	168	168	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Batería	6h	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621	621
Batería	8h	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	187
Batería	8h	Kimal 220 Opt	0	0	87	87	218	218	218	218	218	218	895	895	895	895	1389	2024	2024	2854	2854	3596
Batería	8h	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	172	172	172	172	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Batería	8h	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282
Batería	8h	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	91	118	118	118	118	435	435	435	435	435	435	435	435	435	500
BateríaCarnot12h	2h	Los Changos 220 Opt	0	0	0	406	406	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
CCSS	*	Kimal 220 Opt	0	0	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732
Total Plan de Obras			0	0	1706	2529	3827	8145	9414	9414	10419	11459	17758	18661	19484	20724	22602	25110	25687	28159	28682	32449

Tabla 7.6: Plan de Obras de Generación Escenario 04b

Tipo	Duración	Barra Opt	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Pasada	*	Ancoa 500 Opt	0	0	0	0	0	147	147	147	147	147	147	147	147	147	194	194	194	194	194	194
Geotérmica	*	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Geotérmica	*	Ancoa 500 Opt	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Geotérmica	*	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
Eólica	*	Charrua 500 Opt	0	0	313	350	350	350	350	350	350	350	1305	1305	1305	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950
Eólica	*	Kimal 220 Opt	0	0	0	100	677	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700
Eólica	*	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eólica	*	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	110	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Eólica	*	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	758	758	758	758	871
Eólica	*	Parinas 500 Opt	0	0	0	0	98	1609	1609	1609	1609	1609	1609	1609	1609	1609	1609	1609	2580	2580	2580	2580
Eólica	*	Rio Malleco 500 Opt	0	0	0	582	2013	2580	2580	2580	2892	2892	3493	3493	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500
Solar	*	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78	791	791	791	791	791	791	791	791
Solar	*	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	3958	3958	3958	3958	4725	4944	6230	6230	6982	8281	9575	10475	11671	11827	12603
Solar	*	Parinas 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	193	193	193	193	193	193	193	193
Solar	*	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109	109	109	109	485	485	1258	1258
Solar CSP	*	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	81	81	81	81	81	81	81	81	83	83	83	83	83	122
Solar CSP	*	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	40	40	40	40	40	40	40	40	324	324	324	324	324	391
Solar CSP	*	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	121	121	121	121	121	121	121	121	125	125	125	125	125	125
Solar CSP	*	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	76	76	76	76	76	76	76	76	172	172	172	172	172	172
Solar CSP	*	Parinas 500 Opt	0	0	0	0	0	0	40	40	40	40	40	40	40	40	42	42	42	42	42	281
Solar CSP	*	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	192	192	192	192	192	192	192	192	196	196	196	196	196	293
Batería	6h	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	240	240	240
Batería	6h	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	10	10	10	10	10	10
Batería	6h	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	88	88	88	88	88	88	277
Batería	6h	Los Changos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	147	147	253	253	253	253	253	277
Batería	6h	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171
Batería	6h	Pichirropulli 500 Opt	0	0	0	0	0	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Batería	6h	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	51	367	367	400	400	400	400	400	400	400
Batería	6h	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	666	774
Batería	6h	Rio Malleco 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	5
Batería	8h	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400
Batería	8h	Kimal 220 Opt	0	0	80	265	697	1510	1510	1510	1510	1510	1510	1619	1661	1840	2516	3103	3103	3886	3886	4000
Batería	8h	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Batería	8h	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	33	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Batería	8h	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433	500	500	500	500	500
Batería	8h	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	24	24	24	153	153	175	175	373
BateríaCarnot12h	2h	Los Changos 220 Opt	0	0	0	447	447	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
CCSS	*	Kimal 220 Opt	0	0	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732
Total Plan de Obras			0	0	1901	3643	6485	16271	16821	16821	17133	17900	19726	21538	22745	24449	26977	29811	32058	34302	35232	37598

Tabla 7.7: Plan de Obras de Generación Escenario 05b

Tipo	Duración	Barra Opt	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Pasada	*	Ancoa 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194
Geotérmica	*	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	33	93	93	93
Geotérmica	*	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
Eólica	*	Charrua 500 Opt	0	350	350	350	350	350	360	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950
Eólica	*	Kimal 220 Opt	0	0	43	578	992	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700
Eólica	*	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eólica	*	Nueva Pan de Azúcar 500 Opt	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Eólica	*	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	155	155	666	666	666	666	1536
Eólica	*	Parinas 500 Opt	0	0	0	181	932	1163	1163	1163	1163	1163	1163	1163	1163	1296	1752	2116	2116	2116	2116	2545
Eólica	*	Rio Malleco 500 Opt	0	0	0	953	1906	2270	2270	2458	2689	2802	3094	3094	3360	3412	3500	3500	3500	3500	3500	3500
Solar	*	Andes 220 Opt	0	0	0	0	527	877	877	1009	1519	2057	2441	2624	2624	2854	2862	2862	2885	2885	2885	3764
Solar	*	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	192	192	192	192	192	192	720
Solar	*	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	2421	2519	3682	6267	8073	11498	11967	12291	13285	15319	17433	17959	20091	20091	22738
Solar	*	Parinas 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119	257	855	855	855	855	855	855	855
Solar CSP	*	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	430	430	430	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433	433
Solar CSP	*	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	40	40	40	40	40	40	40	40	42	42	177	177	177	177
Solar CSP	*	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	463	463	463	624	796	796	796	796	796	796	796	796	796	796
Solar CSP	*	Los Chingos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
Solar CSP	*	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109	172	172	172	172
Solar CSP	*	Parinas 500 Opt	0	0	0	0	0	0	40	40	40	40	40	40	40	40	42	42	42	42	42	42
Solar CSP	*	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	349	349	365	379	624	999	999	999	999	999	999	999	999	999
Batería	4h	Pichirropulli 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Batería	6h	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	240	240	361
Batería	6h	Ancoa 500 Opt	0	0	0	0	0	0	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Batería	6h	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	234	234	234	234	234	636	732	746	999	999	1000	1000	1000	1000	1000
Batería	6h	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	0	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Batería	6h	Ciruelos 500 Opt	0	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	25	25	25	25	25	25	25
Batería	6h	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	68	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186
Batería	6h	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	226	447	1515	1522	2679	2773	4000	4000	4000
Batería	6h	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	42	42	165	165	400
Batería	6h	Los Chingos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1858
Batería	6h	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	201	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321
Batería	6h	Nueva Maitencillo 500 Opt	0	0	0	0	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Batería	6h	Nueva Pan de Azúcar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Batería	6h	Parinas 500 Opt	0	0	0	0	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116	116
Batería	6h	Pichirropulli 500 Opt	0	0	0	0	0	0	34	34	34	34	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111
Batería	6h	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	400	400	400
Batería	6h	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	507	507	537	537	537	537	537	537	537	537	537	537	537	537	537	537	537	549
Batería	6h	Rio Malleco 500 Opt	0	0	0	0	0	0	24	24	24	24	24	24	24	24	199	199	199	254	254	254
Batería	8h	Kimal 220 Opt	0	0	187	313	680	1129	1129	1283	2621	3269	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
Batería	8h	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Batería	8h	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113	113	113	114	372	385	385	385	385	385
Batería	8h	Nueva Pan de Azúcar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	159	159	159	159	500	500	500	500	500	500
Batería Carnot 12h	2h	Los Chingos 220 Opt	0	0	0	266	266	424	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
CCSS	*	Kimal 220 Opt	0	0	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732
Total Plan de Obras			0	350	2319	4380	7706	#####	#####	#####	#####	#####	33016	34483	35446	39123	42903	47265	48139	51925	51925	59503

Tabla 7.8: Plan de Obras de Generación Escenario 06b

Tipo	Duración	Barra Opt	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Pasada	*	Ancoa 500 Opt	0	0	0	0	0	145	145	145	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194	194
Geotérmica	*	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Geotérmica	*	Ancoa 500 Opt	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Geotérmica	*	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
Eólica	*	Charrua 500 Opt	0	309	350	350	350	523	523	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950
Eólica	*	Kimal 220 Opt	0	0	0	449	1065	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700
Eólica	*	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Eólica	*	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Eólica	*	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	478	478	478	478	478	1454	1454	1454	1454	1467
Eólica	*	Parinas 500 Opt	0	0	0	175	849	1960	1960	1960	1960	1960	1960	1960	2258	2258	2258	2258	3694	3694	3694	3694
Eólica	*	Rio Malleco 500 Opt	0	0	0	779	1906	2634	2634	2769	3085	3222	3422	3422	3422	3497	3500	3500	3500	3500	3500	3500
Solar	*	Andes 220 Opt	0	0	0	0	73	1008	1008	1008	1008	1008	1008	2220	2631	2631	2631	2631	3590	4352	4352	4670
Solar	*	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	4302	4302	4302	4416	6774	14258	16348	17259	17637	20132	21719	21719	22139	23706	24887
Solar	*	Parinas 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99	99	853	
Solar	*	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	63	373	373	373	373	937	937	937	937
Solar CSP	*	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	0	433	433	433	433	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
Solar CSP	*	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	42	42	391	391	391	391	391	397	403	403	403	403	403	403
Solar CSP	*	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	796	796	796	796	827	827	827	827	827	827	827	827	827	827
Solar CSP	*	Los Changos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	175	175	175	175	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181
Solar CSP	*	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	0	153	153	172	172	172	172	172	177	177	177	177	177	177	177
Solar CSP	*	Parinas 500 Opt	0	0	0	0	0	0	42	42	370	446	446	446	446	446	447	460	460	460	460	460
Solar CSP	*	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	0	0	0	0	464	470	999	999	999	1003	1008	1037	1037	1037	1037	1037	1037	1037
Batería	4h	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1989
Batería	4h	Pichirropulli 500 Opt	0	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Batería	6h	Alto Jahuel 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Batería	6h	Ancoa 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	327	327	327	327	327	327
Batería	6h	Andes 220 Opt	0	0	0	0	0	155	155	155	155	155	559	627	659	708	746	840	840	999	999	1000
Batería	6h	Cumbre 500 Opt	0	0	0	0	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84
Batería	6h	Kimal 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	718	1366	1590	2343	3355	4000	4000	4000	4000	4000
Batería	6h	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Batería	6h	Los Changos 220 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	937	937	937	1048	1156	1570	1570	2703	2703	4000
Batería	6h	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	169	169	169	169	169	169
Batería	6h	Parinas 500 Opt	0	0	0	0	118	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288
Batería	6h	Polpaico 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Batería	6h	Pozo Almonte 220 Opt	0	0	516	516	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	540	1089	1089	1089	1089	1584
Batería	6h	Rio Malleco 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47	47	47	47	47	110	110	110	110	110	110
Batería	8h	Charrua 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Batería	8h	Kimal 220 Opt	0	0	164	288	589	2171	2171	2171	2171	2394	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
Batería	8h	Lo Aguirre 500 Opt	0	0	0	0	0	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Batería	8h	Nueva Cardones 500 Opt	0	0	0	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Batería	8h	Nueva Pan de Azucar 500 Opt	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Batería	8h	Nueva Puerto Montt 500 Opt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	85	85	85	85	235	349	368	368	368	368	368
BateríaCarnot12h	12h	Los Changos 220 Opt	0	0	0	257	257	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465	465
CCSS	*	Kimal 220 Opt	0	0	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732	732
Total Plan de Obras			0	309	2262	4046	7164	18942	21046	22614	24317	27160	40927	45013	47203	48685	53092	57391	60350	62924	64491	70538

7.5 ANEXO-MODELO OPTIMIZACIÓN DE INVERSIONES GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO

Para la optimización de inversiones de generación y almacenamiento se incorporan restricciones operativas de corto plazo. Dichas restricciones operativas incorporan variables de decisión enteras al problema de optimización.

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

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

El detalle de la modelación de las restricciones operativas se presenta en esta sección.

Para modelar el sistema de transmisión, se utilizó una red reducida de 21 barras cuyo detalle se presenta en la sección 7.5.1.

7.5.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN RED REDUCIDA

Se 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 7.9 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 7.3 se presenta un diagrama unilineal simplificado de dicha red de transmisión reducida utilizada.

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 7.10 y la Figura 7.4.

Tabla 7.9: Líneas de transmisión considerado en red de transmisión reducida para optimización conjunta de inversiones generación-transmisión

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->Charrua 500 Opt	500	Ancoa 500 Opt	Charrua 500 Opt	3000	0.001	0.0043
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	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
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
TalTal 500 Opt->Cumbre 500 Opt	500	TalTal 500 Opt	Cumbre 500 Opt	1500	0.00086	0.00312
TalTal 220 Opt->Andes 220 Opt	220	TalTal 220 Opt	Andes 220 Opt	700	0.00618	0.07496
TalTal 500 Opt->TalTal 220 Opt	500/220	TalTal 500 Opt	TalTal 220 Opt	750	0.00006	0.0066
Charrua 500 Opt->Rio Malleco 500 Opt*	500	Charrua 500 Opt	Rio Malleco 500 Opt	620-2250*	0.00139	0.13735
Rio Malleco 500 Opt->Ciruelos 500 Opt*	500	Rio Malleco 500 Opt	Ciruelos 500 Opt	420-2000*	0.0025	0.0088
Ciruelos 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt*	500	Ciruelos 500 Opt	Pichirropulli 500 Opt	460-2000*	0.0008	0.0079
Pichirropulli 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt*	500	Pichirropulli 500 Opt	Nueva Puerto Montt 500 Opt	800-2000*	0.00129	0.016
Nueva Puerto Montt 500 Opt->Nueva Ancud 500 Opt*	500	Nueva Puerto Montt 500 Opt	Nueva Ancud 500 Opt	660-1900*	0.001	0.0126
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt*	500	Kimal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt	3000	0.0030	NA
Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt II*	500	Lo Aguirre 500 Opt	Alto Jahuel 500 Opt	2500	0.0005	0.005
Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II*	500	Polpaico 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt	2500	0.0005	0.005

* Construcción línea 500 kV sur energizada 220. Aumenta capacidad

* Proyecto HVDC y ampliación llegadas Lo Aguirre

Figura 7.3: Red de transmisión reducida considerada para la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión

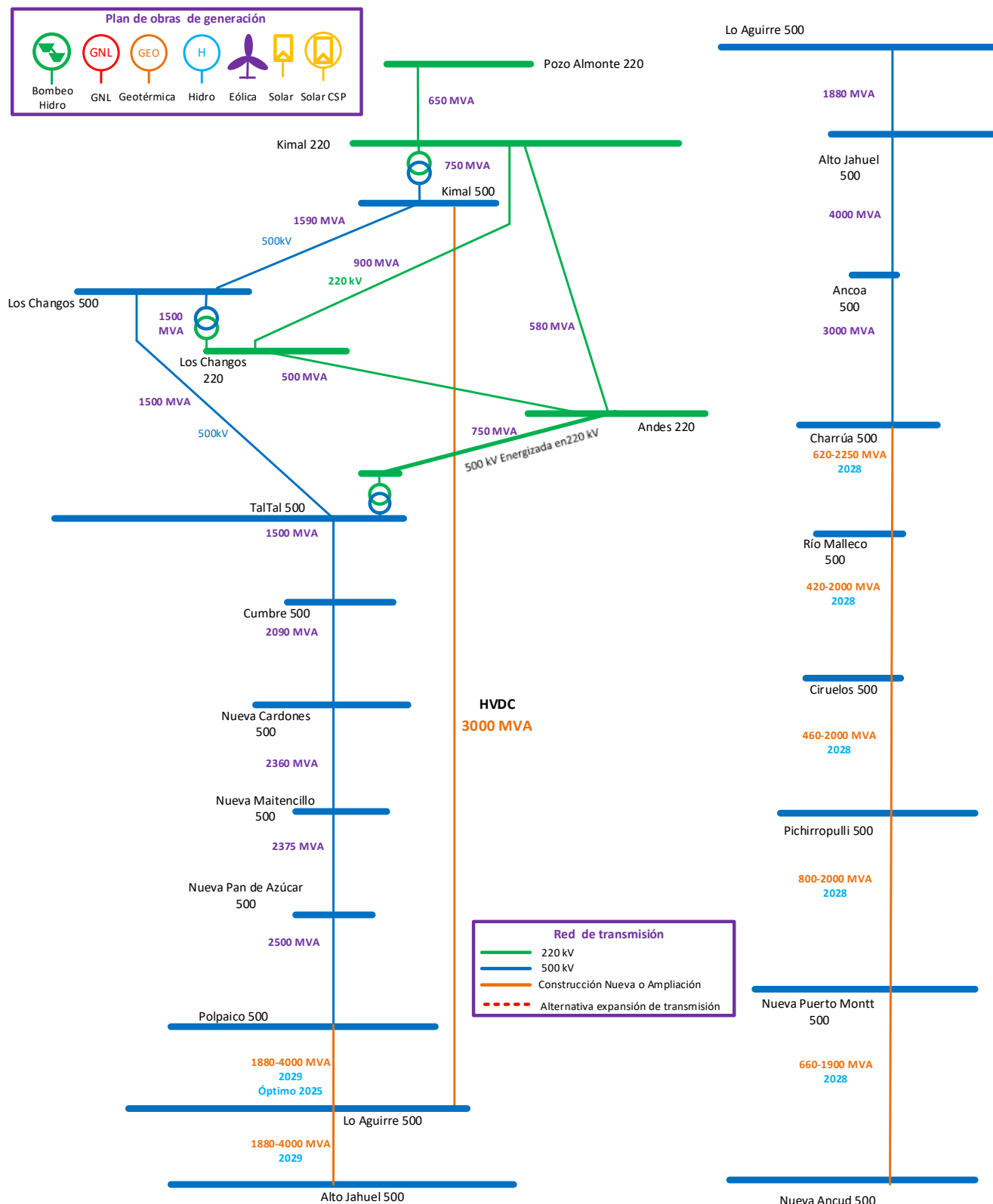


Tabla 7.10: Costos de inversión y capacidades de transmisión de alternativas de expansión consideradas para la optimización conjunta generación-transmisión.

Líneas Evaluadas	Alternativas de Expansión				Nodo A	Nodo B
	Tensión [kV]	Costo de Inversión [MMUSD]	Flujo Máximo [MW]			
Alto Jahuel 500 Opt->Charrua 500 Opt	500	760000	2000		Alto Jahuel 500 Opt	Charrua 500 Opt
Alto Jahuel 500 Opt->Nueva Ancud 500 Opt	500	1050000	2000		Alto Jahuel 500 Opt	Nueva Ancud 500 Opt
Alto Jahuel 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt	500	960000	2000		Alto Jahuel 500 Opt	Nueva Puerto Montt 500 Opt
Alto Jahuel 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt	500	910000	2000		Alto Jahuel 500 Opt	Pichirropulli 500 Opt
Charrua 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt	500	270000	2000		Charrua 500 Opt	Pichirropulli 500 Opt
Kimal 220 Opt->Andes 220 Opt II	220	105000	700		Kimal 220 Opt	Andes 220 Opt
Kimal 220 Opt->Andes 220 Opt III	220	105000	700		Kimal 220 Opt	Andes 220 Opt
Kimal 220 Opt->Andes 220 Opt IV	220	105000	700		Kimal 220 Opt	Andes 220 Opt
Kimal 220 Opt->Los Chagos 220 Opt II	220	75000	700		Kimal 220 Opt	Los Chagos 220 Opt
Kimal 220 Opt->Los Chagos 220 Opt III	220	75000	700		Kimal 220 Opt	Los Chagos 220 Opt
Kimal 220 Opt->Los Chagos 220 Opt IV	220	75000	700		Kimal 220 Opt	Los Chagos 220 Opt
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt II	500/220	75000	2500		Kimal 500 Opt	Kimal 220 Opt
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt III	500/220	75000	2500		Kimal 500 Opt	Kimal 220 Opt
Kimal 500 Opt->Kimal 220 Opt IV	500/220	75000	2500		Kimal 500 Opt	Kimal 220 Opt
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt I	500	1350000	2000		Kimal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II	500	1350000	2000		Kimal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt III	500	2000000	4000		Kimal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Kimal 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt IV	500	1650000	3000		Kimal 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Kimal 500 Opt->Parinas 500 Opt	500	300000	4000		Kimal 500 Opt	Parinas 500 Opt
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt	500	1350000	2000		Kimal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt II	500	1350000	2000		Kimal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt III	500	2000000	4000		Kimal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
Kimal 500 Opt->Polpaico 500 Opt IV	500	2000000	4000		Kimal 500 Opt	Polpaico 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt III	500	50000	2500		Lo Aguirre 500 Opt	Alto Jahuel 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Alto Jahuel 500 Opt IV	500	50000	2500		Lo Aguirre 500 Opt	Alto Jahuel 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Charrua 500 Opt	500	760000	2000		Lo Aguirre 500 Opt	Charrua 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Nueva Ancud 500 Opt	500	1050000	2000		Lo Aguirre 500 Opt	Nueva Ancud 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Nueva Puerto Montt 500 Opt	500	960000	2000		Lo Aguirre 500 Opt	Nueva Puerto Montt 500 Opt
Lo Aguirre 500 Opt->Pichirropulli 500 Opt	500	910000	2000		Lo Aguirre 500 Opt	Pichirropulli 500 Opt
Los Chagos 220 Opt->Andes 220 Opt II	220	100000	700		Los Chagos 220 Opt	Andes 220 Opt
Los Chagos 220 Opt->Andes 220 Opt III	220	100000	700		Los Chagos 220 Opt	Andes 220 Opt
Los Chagos 220 Opt->Andes 220 Opt IV	220	100000	700		Los Chagos 220 Opt	Andes 220 Opt
Los Chagos 500 Opt->Los Chagos 220 Opt II	500/220	75000	2500		Los Chagos 500 Opt	Los Chagos 220 Opt
Los Chagos 500 Opt->Los Chagos 220 Opt III	500/220	75000	2500		Los Chagos 500 Opt	Los Chagos 220 Opt
Parinas 220 Opt->Andes 220 Opt II	220	200000	700		Parinas 220 Opt	Andes 220 Opt
Parinas 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt	500	1150000	2000		Parinas 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Parinas 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt II	500	1150000	2000		Parinas 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Parinas 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt III	500	1730000	4000		Parinas 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Parinas 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt IV	500	1430000	3000		Parinas 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Parinas 500 Opt->Parinas 220 Opt II	500/220	75000	2500		Parinas 500 Opt	Parinas 220 Opt
Parinas 500 Opt->Polpaico 500 Opt	500	1150000	2000		Parinas 500 Opt	Polpaico 500 Opt
Parinas 500 Opt->Polpaico 500 Opt II	500	1150000	2000		Parinas 500 Opt	Polpaico 500 Opt
Parinas 500 Opt->Polpaico 500 Opt III	500	1730000	4000		Parinas 500 Opt	Polpaico 500 Opt
Parinas 500 Opt->Polpaico 500 Opt IV	500	1430000	3000		Parinas 500 Opt	Polpaico 500 Opt
Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt III	500	50000	2500		Polpaico 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Polpaico 500 Opt->Lo Aguirre 500 Opt IV	500	50000	2500		Polpaico 500 Opt	Lo Aguirre 500 Opt
Pozo Almonte 220 Opt->Kimal 220 Opt II	220	80000	750		Pozo Almonte 220 Opt	Kimal 220 Opt

7.5.2 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE INERCIA

7.5.2.1 Formulación

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

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

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

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

ΔP_m : Variación de la potencia mecánica (pu)

ΔP_L : Variación de la potencia eléctrica (pu)

H : Constante de inercia (s)

D : Constante de damping (pu)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En base a lo anterior, se tiene que

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Si bien, la expresión (11) permite relacionar las variables anteriormente mencionadas, se debe destacar que la tasa de respuesta de las unidades generadoras en el control primario de frecuencia varía entre una y otra unidad, lo que hace que en general sea complejo la determinación real del tiempo de control primario de frecuencia para el restablecimiento de la potencia, y por lo tanto es complejo determinar la velocidad promedio de respuesta del parque generador. No obstante, al aplicar una consideración conservadora para planificación, en la cual se asume que dicho tiempo de respuesta corresponde al tiempo total en completar el restablecimiento efectivo de la potencia, dicha expresión representaría una cota superior para las exigencias de inercia mínima del sistema, pudiendo alcanzarse en la práctica desviaciones menores de frecuencia debido a que las velocidades de respuesta en su conjunto conformarían una curva convexa, de mayor velocidad que la que se consideraría al tomar el tiempo t_{CPF} como el tiempo en que se realiza el restablecimiento efectivo de la potencia.

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

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

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

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

Se debe destacar que de dicha expresión, la componente que multiplica a los tiempos representa el ROCOF del sistema, tasa a la cual decaería la frecuencia en los primeros instantes del desbalance de potencia. Adicionalmente, los resultados anteriores permiten suponer, que la tasa de caída de la frecuencia al momento

de que comienza la actuación del control primario de frecuencia disminuiría a la mitad, en la medida que dicho control respondiese de forma lineal.

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

7.5.2.2 Modelación para incorporación en modelo de optimización lineal

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

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

$$\sum_i H_i \cdot S_{i,nom} \geq \frac{\Delta P_E \cdot f_0}{2|\Delta f_{max}|} \cdot \left(t_{bm} + \frac{t_{CPF}}{2} \right) \quad (16)$$

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 sincrónicas¹².

La expresión (16) se transforma en una restricción lineal dada por:

$$\sum_i u_i \cdot H_i \cdot S_{i,nom} \geq 10.000 + 5.000 \cdot t_{CPF} \quad (17)$$

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.

Se debe 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.

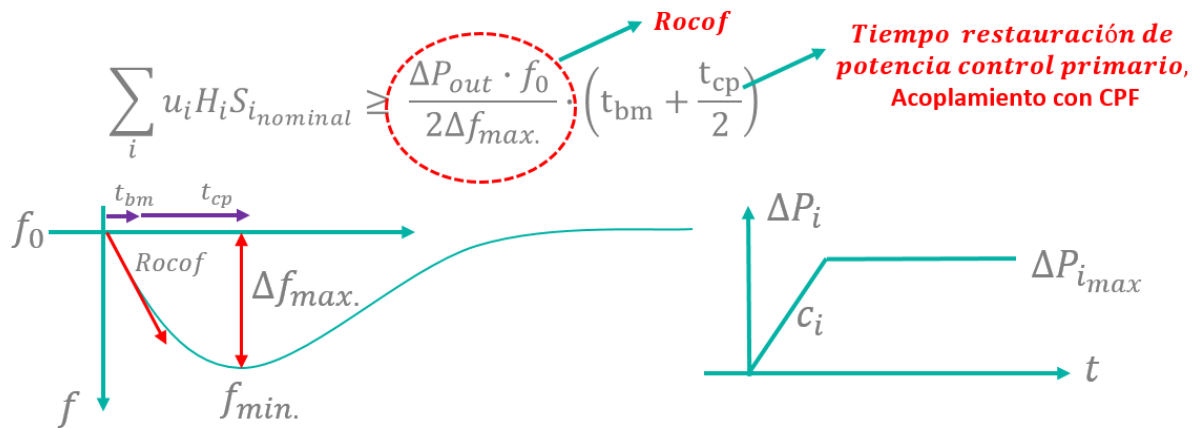
¹² A futuro dicho supuesto podría cambiar, considerando la alternativa del aporte de inercia sintética de centrales en base a tecnología solar o sistemas de almacenamiento en base a baterías, junto con adecuaciones en el control de máquinas con inercia real conectadas a través de convertidores de frecuencia a la red.

$$\sum_{\forall i, SING} u_i \cdot H_i \cdot S_{i,nom} \geq 10.000 \quad (18)$$

En la Figura 7.5 se presenta de manera gráfica las principales variables de interés modeladas para representar los requerimientos de inercia mínima del sistema.

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

Figura 7.5: 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 encuentran disponibles en las bases de simulación.

7.5.3 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE CPF

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

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

En primer lugar, se realizó la simplificación conservadora de considerar que las unidades son capaces de entregar su reserva efectiva máxima a tasa constante, no obstante, se consideró como tope para dicha reserva efectiva los aportes máximos de potencia que las unidades pueden entregar en el intervalo de 0 a 10 segundos. La

información anterior, respecto a los topes de reserva efectiva para control primario de las unidades, fue obtenida de resultados de los estudios eléctricos realizados en el marco de los estudios de interconexión SIC-SING.

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

$$\sum_i R_{efc,i} \geq \text{Reserva CPF} \quad (19)$$

$$R_{g,i} = u_i P_{max,i} - P_i \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \quad (20)$$

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

$$R_{efc,i} \leq c_i \cdot t_i \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \quad (22)$$

$$R_{efc,i} \leq R_{efc,i_max} \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \quad (23)$$

$$R_{efc,i} \geq 0 \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \quad (24)$$

$$t_{CPF} \geq t_i \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \quad (25)$$

$$t_i \geq 0 \quad \forall_{i, \text{unidades CPF}} \quad (26)$$

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

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

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

De esta forma, la restricción (19) permite modelar los requerimientos de control primario de frecuencia, mientras que la restricción (20) permite modelar la reserva en giro disponible de una unidad i . Por su parte, la restricción (21) permite limitar la reserva efectiva máxima a niveles siempre inferiores a la reserva en giro disponible, mientras que la restricción (22) permite asociar linealmente el aporte neto de reserva efectivo de una unidad i , con el tiempo t_i en que incurre para brindar dicho nivel de reserva, donde la reserva efectiva siempre estará acotada por la decisión de temporal de la variable t_i . Por otra parte, la restricción (23) permite limitar la reserva

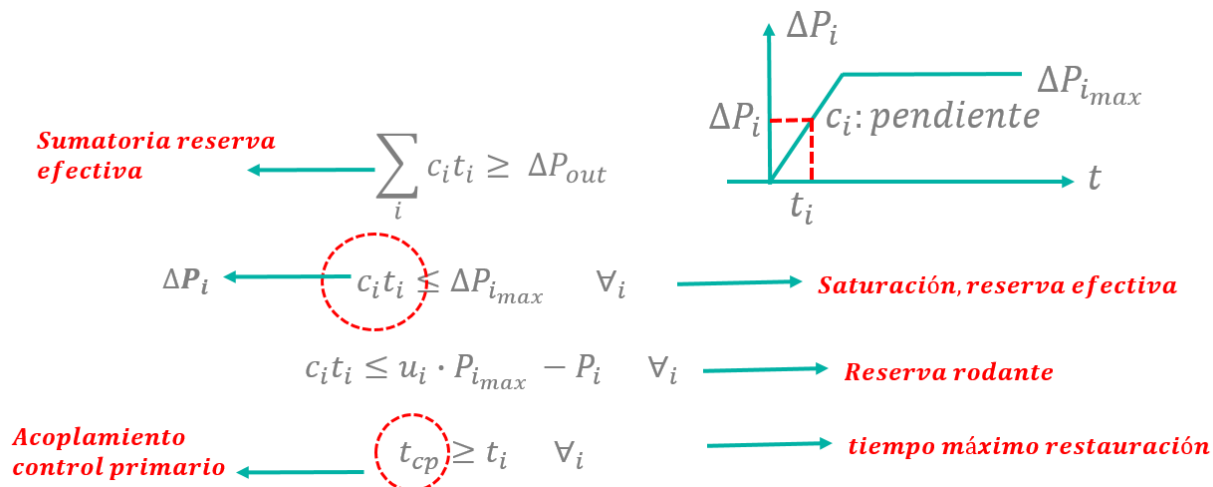
efectiva al máximo posible por la unidad i . Finalmente, la restricción (25) representa el acoplamiento con la restricción de inercia sistémica, ya que el tiempo de control primario de frecuencia t_{CPF} será siempre superior al tiempo de la unidad más lenta en brindar la reserva efectiva para el control 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 Figura 7.6 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 destaca 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.

Figura 7.6: Representación gráfica de los requerimientos del CPF, y modelación de las variables de interés



7.5.4 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RAMPA.

La modelación de los requerimientos dinámicos de rampa se realizó a través de una formulación dinámica que consideró las variaciones inter-horarias de la demanda neta. En primera instancia, dicha formulación asumió, como criterio conservador, la existencia de despachos horarios para efectos de determinar la rampa de subida o

bajada necesaria requerida en cada hora del día. Dichas variaciones de la demanda neta consideraron las variaciones propias del consumo, y adicionalmente las variaciones asociadas a los recursos de energías renovables variables solares y eólicas.

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

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

Para los requerimientos de rampa de subida:

$$\sum_i C_{s,i} \cdot t_{up,i} \geq F_{U,t,t+1,solar} \sum_{i,solar} u_i P_{max,i} + F_{U,t,t+1,eólica} \sum_{i,eólica} u_i P_{max,i} + \Delta D_{U,t,t+1} \quad (27)$$

$$C_{s,i} \cdot t_{up,i} \leq R_{g,up,i} - R_{efc,i} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (28)$$

$$R_{g,up,i} = u_i \cdot P_{i,max} - P_i \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (29)$$

$$0 \leq t_{up,i} \leq 60 \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (30)$$

Para los requerimientos de rampa de bajada:

$$\sum_i C_{D,i} \cdot t_{down,i} \geq F_{D,t,t+1,solar} \sum_{i,solar} u_i P_{max,i} + F_{D,t,t+1,eólica} \sum_{i,eólica} u_i P_{max,i} + \Delta D_{D,t,t+1} \quad (31)$$

$$C_{D,i} \cdot t_{down,i} \leq R_{g,down,i} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (32)$$

$$R_{g,down,i} = P_i - u_i \cdot P_{i,min} \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (33)$$

$$0 \leq t_{up,i} \leq 60 \quad \forall_{i,unidades\ CSF} \quad (34)$$

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 7.7, Figura 7.8 y Figura 7.9, se presentan los vectores F y ΔD utilizados para el primer mes del horizonte.

Figura 7.7: Rampa solar

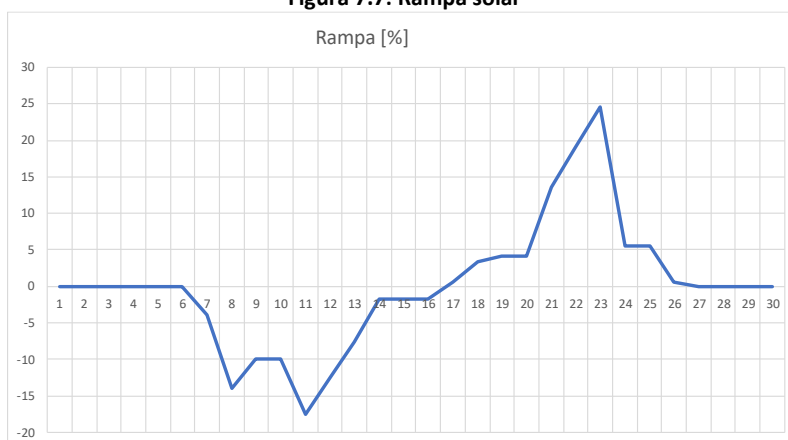


Figura 7.8: Rampa eólica

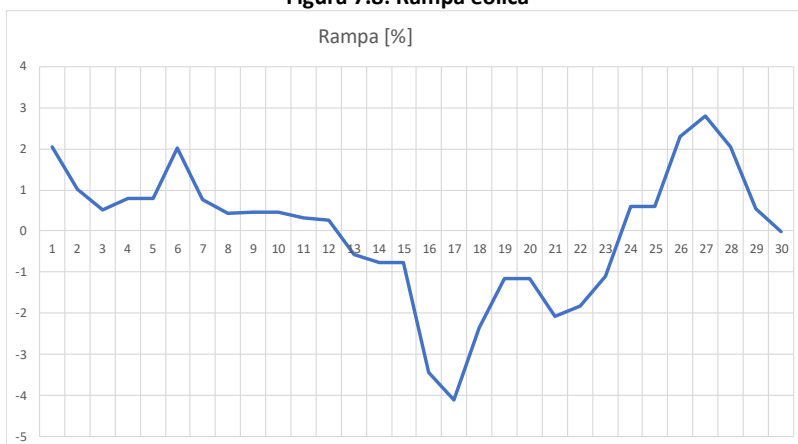
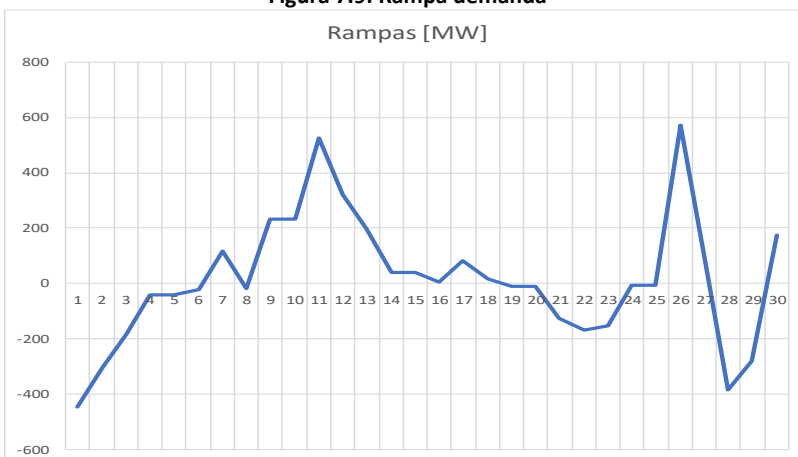


Figura 7.9: Rampa demanda



7.5.5 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RESERVA PARA CSF

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

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

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

Para los requerimientos de reserva secundaria de subida:

$$\sum_i R_{s,up,i} \geq F_{A+P,solar} \sum_{i,solar} P_i + F_{A+P,eólica} \sum_{i,eólica} P_i + F_{A+P,demanda} \cdot D_t \quad (35)$$

$$R_{s,up,i} = R_{g,up,i} - R_{efc,i} - C_{s,i} \cdot t_{up,i} \quad \forall_{i,unidades CSF} \quad (36)$$

Para los requerimientos de reserva secundaria de bajada:

$$\sum_i R_{s,down,i} \geq F_{A+P,solar} \sum_{i,solar} P_i + F_{A+P,eólica} \sum_{i,eólica} P_i + F_{A+P,demanda} \cdot D_t \quad (37)$$

$$R_{s,down,i} = R_{g,down,i} - C_{D,i} \cdot t_{down,i} \quad \forall_{i,unidades CSF} \quad (38)$$

Se debe destacar, que los factores utilizados para caracterizar las variaciones intra-horarias y errores de pronóstico de la demanda y la generación de energía renovable variable solar y eólica se presentan en la Tabla 7.11, donde los factores finales utilizados para la modelación del control de frecuencia fueron inferiores a los definidos en las fuentes de información de referencia, asumiendo mejoras futuras en la determinación de pronósticos.

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

Tabla 7.11: 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	Estudio U.CHile	Estudio U.CHile	Estudios Eléctricos
Error pronóstico			
En Referencia	20%-30%	10%	2.5%-3%
Usado	25%	10%	2.50%
Referencia	Estudio U.CHile	Estudio U.CHile	Estudios Eléctricos
Factor total de desviación / Error de pronóstico + Variaciones aleatorias			
Calculado	26%	15%	3%
Usado	18%	10%	2%

7.5.6 MODELACIÓN DE LAS BATERÍAS DE CARNOT

A partir de la información enviada por DLR sobre costos de inversión y parámetros técnicos referenciales asociados a las baterías de Carnot, como alternativa de reconversión de unidades termoeléctricas a carbón, se modelaron dichos sistemas de almacenamiento como alternativas de expansión de sistema en el modelo de optimización de inversiones de generación con restricciones operativas.

Dichas modelación consideró la incorporación de las baterías de Carnot como alternativas de provisión de reservas para los controles de frecuencia primario y secundaria, inercias y rampas para el control de frecuencia, con el fin de que los modelos pudiesen identificar su aporte potencial a los requerimientos de flexibilidad del sistema y por ende, fuera posible la identificación de beneficios económicos generales de su incorporación, no tan sólo como elemento que permitiese abastecer la demanda de energía, sino que también los requerimientos de flexibilidad asociados a la inserción de Energías Renovables Variables. Para lo anterior, se crearon las respectivas restricciones que permitiesen modelar sus aportes potenciales al control de frecuencia, y se incorporaron sus respectivas inercias en las restricciones de inercia mínima del sistema.

A su vez, para la modelación de las baterías de Carnot, considerando que había información disponible de costos de inversión para distintos niveles de almacenamiento de energía, entregados en horas de almacenamiento para generación a potencia nominal, se crearon dos potenciales alternativos por cada unidad a carbón posible a reconvertir, en términos de su capacidad de almacenamiento, en la cual se consideró 4 horas y 12 horas respectivamente, con costos aproximados de 1000 USD/kW y 2000 USD/kW respectivamente. Para lo anterior, se creó una restricción sobre la variable entera del número de unidades a construir, en el cual para cada unidad a reconvertir sólo es posible invertir en la unidad de 4 horas o 12 horas respectivamente según la conveniencia económica que identifique el modelo automáticamente.

El detalle de la formulación de los atributos de flexibilidad de las baterías de Carnot, diferenciados en sus modos de carga y generación se presenta en las siguientes subsecciones. No obstante, en estas subsecciones sólo se presenta la diferenciación de la modelación de baterías de Carnot respecto a la modelación general, ya que los principios generales de la formulación dinámica de los requerimientos de reserva e inercia obedecen a los mismos criterios presentados en el anexo 7.5.2

7.5.6.1 Reserva en Giro

Debido a los niveles de eficiencia del ciclo térmico de las centrales termoeléctricas, entre un 35% y 40% de la energía primaria, las baterías de Carnot requieren potencias de carga superiores a las potencias de generación para tiempos equivalente de generación y carga. Lo anterior, sumado a la eficiencia del ciclo de almacenamiento térmico, que es cercano al 95%, induce niveles de potencia máxima de carga cercanos a 4,2 veces la potencia nominal de generación cuando se dispone de baterías de Carnot de 12 horas.

La diferencia anterior entre los modos de carga y generación de las baterías de Carnot, induce a una primera diferenciación para el cálculo de la reserva en giro de subida y bajada de la batería de Carnot. Si bien esta primera diferenciación podría estar incorporada en modelos genéricos de baterías en software comerciales de operación económica, estos nos permiten diferenciar atributos de flexibilidad diferentes en modos carga y generación cómo es el caso de las rampas de subida y bajada, velocidad de respuesta del control primario de frecuencia, o posibilidad de aportar inercia para una batería en su modo generación.

Por lo anterior, lo primero que se requiere para diferenciar los modos de carga y generación, es crear variables enteras de encendido de las baterías de Carnot en sus modos carga y generación.

u_g : Variable entera [0,1] de encendido para operación de la batería en modo generación

u_L : Variable entera [0,1] de encendido para operación de la batería en modo carga.

En términos generales, se crearon variables de decisión enteras con posibilidad de valores 0 o 1, que deben satisfacer los siguientes requerimientos.

$$u_L \leq u_{bults\ baterías\ Carnot} \quad (1a)$$

$$u_g \leq u_{bults\ baterías\ Carnot} \quad (1b)$$

$$u_L \leq 1 - u_g \quad (1c)$$

Las expresiones (1a) y (1b) indican que la cantidad de unidades de Carnot encendidas ya sea en carga o generación deben ser menores al número de unidades construidas, que en este caso toma valores 0 o 1 solamente, debido a que sólo se consideró reconversión a baterías de Carnot de centrales a Carbón existentes. Por su parte, la expresión (1c) permite garantizar que un instante de tiempo sólo se active la variable de encendido o apagado, o que ambas se encuentren apagadas.

Luego estas variables se vinculan directamente la operación de las centrales a través de restricciones que relacionan los niveles de generación y carga con las variables de encendido de las unidades.

$$G_{batCarnot} \leq u_g P_{g\ max} \quad (2a)$$

$$G_{batCarnot} \geq u_g P_{g\ min} \quad (2b)$$

$$L_{batCarnot} \leq u_L P_{L\ max} \quad (2c)$$

Donde:

$G_{batCarnot}$: Nivel de generación batería de Carnot

$L_{batCarnot}$: Nivel de potencia máxima de carga batería de Carnot.

$P_{g\ min}$: Potencia mínima de generación.

$P_{g\ max}$: Potencia máxima de generación.

$P_{L\ max}$: Potencia máxima de carga.

Por consiguiente, las restricciones (2a), (2b) y (2c) permiten restringir los rangos de operación de las baterías de Carnot en sus modos de carga y generación, de tal manera de cumplir con los niveles máximos de generación y carga, y principalmente el mínimo técnico en modo generación asociado a la unidad de generación termoeléctrica.

Usando las variables anteriores, la reserva en giro para los modos carga y generación estaría dada por:

$R_{g\ subida}$: Reserva en giro de subida

$R_{g\ bajada}$: Reserva en giro de bajada

Finalmente, las restricciones (3a) y (3b) permiten obtener las reservas en giro tanto para el modo carga como generación de las baterías de Carnot.

Reserva Efectivas

$$R_{g \text{ bajada}} = G_{batCarnot} - u_g P_{g \text{ min}} + u_L P_{L \text{ max}} - L_{batCarnot} \quad (3a)$$

$$R_{g \text{ subida}} = u_g P_{g \text{ max}} - G_{batCarnot} + L_{batCarnot} \quad (3b)$$

7.5.6.2 Reservas Efectivas

Las reservas efectivas máximas de subida para control primario de frecuencia, que pueden aportar las baterías de Carnot en sus modos carga y generación serán distintas, y dependerán de la velocidad de subida de potencia transitoria de la unidad de generación térmica o batería de Carnot. Considerando el tiempo de respuesta del control primario de frecuencia único para todo el sistema según la condición de despacho y asignación de reservas, entonces a mayor velocidad de respuesta transitoria de la unidad, mayor será su aporte de reserva efectivo al control primario de frecuencia.

Las restricciones formuladas para cumplir lo anterior están dadas por:

$$R_{efectiva} \leq V_{subida} T_{up \text{ batCarnot}} + u_L P_{L \text{ max}} \quad (4a)$$

$$R_{efectiva} \leq R_{efectiva \text{ máxima}} + u_L P_{L \text{ max}} \quad (4b)$$

$$R_{efectiva} \leq R_{giro} \quad (4c)$$

$$t_{CPF} \geq t_i \quad \forall i, \text{unidades CPF} \quad (4d)$$

Donde

V_{subida} : Velocidad de subida transitoria de potencia para control primario de frecuencia

$T_{up \text{ batCarnot}}$: Tiempo de respuesta para aporte de reserva efectiva batería de Carnot

$R_{efectiva}$: Reserva efectiva de subida

La expresión (4a) permite limitar la reserva efectiva a la velocidad de subida de la unidad en modo generación, donde esta reserva se limita por el tiempo de respuesta que se activa para esta unidad, que afecta directamente el tiempo máximo del control primario de frecuencia planteado en (4d), ya que el tiempo general de respuesta del control primario de frecuencia será el máximo de los tiempos de respuesta de las unidades activados para satisfacer los niveles de reserva primaria requeridos. Este tiempo máximo, no se determina de manera arbitraria, ya que el mismo modelo optimiza endógenamente este tiempo para poder minimizar los niveles de inercia requeridos cuando se necesita (acoplamiento dinámico velocidad de respuesta del CPF e inercia). Para comprender mejor los principios de la modelación de la reserva efectiva se recomienda leer los anexos 7.5.2 y 7.5.3. Por otra parte, las expresiones (4c) y (4d) limitan la reserva efectiva a un nivel máximo en modo generación, y limitan a la reserva en giro en ambos casos.

Finalmente, un aspecto relevante en la diferenciación de la modelación en modos carga y generación es que se incorpora un término adicional a las restricciones (4a) y (4b) que incorpora la variable de encendido de la batería

de Carnot en modo carga. Lo anterior permite levantar la restricción de tiempo de subida en modo carga, ya que en modo carga la respuesta de subida es instantánea, equivalente al de una batería, el cual estaría solo limitado sólo a la banda muerta de operación para no tener problemas de coordinación en los controles, y se puede asumir en un rango entre 1 y 3 segundos. Por lo anterior, el monto de aporte de reserva efectiva de las baterías de Carnot en modo carga podrían ser equivalentes a la totalidad de su reserva en giro, y con tiempos de respuestas muy bajos.

Para lo anterior, se incorpora una restricción adicional para los tiempos de aporte al control primario de frecuencia dado por:

$$T_{up\ batCarnot} \geq 3 \cdot u_L \quad (4e)$$

7.5.6.3 Inercia

La inercia se modela en modo diferenciado, según si es carga y generación, pudiendo ser cero el aporte de inercia de la batería de Carnot en modo carga si no fuese factible su aporte como de inercia como motor sincrónico. No obstante, la falta de inercia en modo carga es compensada por su elevada respuesta de subida para aporte el control primario de frecuencia, lo que permitiría disminuir considerablemente los niveles de inercia mínimo requeridos para el sistema. Se debe destacar que la modelación diferenciada de inercia es posible por la diferenciación creada en las variables de encendido de las baterías de Carnot, para sus modos carga y generación respectivamente.

$$H_{batCarnot} \geq u_L H_{L\ batCarnot} + u_g H_{g\ batCarnot} \quad (5a)$$

7.5.7 MODELACIÓN DE CONDENSADORES SINCRÓNICOS

Dentro de las alternativas de inversión para la expansión del sistema se consideraron condensadores sincrónicos con volantes de inercia, considerando que estos representan una opción para brindar estabilidad y flexibilidad al sistema, a través de su aporte al cumplimiento de los requerimientos mínimos de inercia. En este contexto, los condensadores sincrónicos dedicados pueden aportar inercia al sistema con mayor flexibilidad que los generadores convencionales, ya que no presentan la limitación de generar potencia activa sobre un mínimo técnico para aportar inercia al sistema.

Considerando que en el modelo de optimización de sistema eléctrico utilizado se modela sólo la componente activa de potencia, se requiere hacer una modelación especial para los condensadores sincrónicos con volante de inercia, en la cual se puedan representar sus principales atributos. Los atributos modelados fueron los siguientes:

- Aporte de inercia al sistema a través de constante de inercia $H=10$ [s].
- Consumo mínimo de energía de entre un 1.5%-2% de su potencia reactiva de salida.
- Costos unitarios de inversión relativos a su capacidad nominal instalada en [kVAR].

En este contexto, los principales datos para modelar los condensadores sincrónicos con volante de inercia se obtuvieron desde la minuta “Evaluación de costos de condensadores sincrónicos” elaborada por el Departamento de Prospectiva, donde se presenta información sobre costos de esta tecnología para configuraciones específicas. Un resumen de los atributos y costos considerados se presentan en la Tabla 7.12 extraída de la minuta:

Tabla 7.12: Resumen de estimación de costos condensadores sincrónicos.

Potencia MVar	P.Coci MVA	Inercia MVAs	CAPEX MM USD	OPEX	USD/kVar
+100/- 50	500	1000	38,6 – 49,0	Consumo de energía de 1,5% a 2 % a la salida de potencia reactiva máxima o 1,5% a 2% del valor CAPEX/AÑO	386-490
+200/- 100	1000	2000	43,2 – 52,4		216-262
+300/- 150	1500	3000	48,3 – 83,3		161-278

A partir de los atributos anteriores, los condensadores sincrónicos con volante de inercia fueron modelados de la siguiente manera:

- Se modelaron como una unidad de generación convencional, considerando que el modelo de optimización de sistema considera flujos de potencia en continua.
- Potencia máxima de generador P_{max} igual a la potencia reactiva nominal del condensador sincrónico $Q_{nominal}$, esto es, $P_{max}[MW] = Q_{nominal}[MVar]$. Para poder representar de manera adecuada los costos de inversión de las alternativas de expansión, considerando que se disponen de costos unitarios (por unidad de potencia reactiva nominal).
- Consumo del generador $L[MW] = 2\% Q_{nominal} \cdot u_g$. Donde u_g es la variable binaria de encendido de la unidad de generación, y permite modelar los consumos propios del condensador sincrónico cuando está aportando reactivos o inercia al sistema. Para simplificar la modelación se asume que estará siempre a potencia reactiva nominal cuando este entregando reactivos o aportando inercia.
- Generador modelado para emular condensador sincrónico puede generar potencia activa hasta un máximo de su potencia nominal $P_{nom}[MW]$ a un costo variable exógeno, con el fin de modelar la opción de que sus consumos propios $L[MW]$ sean abastecidos localmente y no directamente desde la red.
- Potencia nominal del generador $P_{nom}[MW] = 2\% Q_{nominal}$ para modelar la opción de abastecer los localmente los consumos propios.
- Potencia mínima $P_{min}[MW] = 0.5\% Q_{nominal}$ para que haya una transición para el encendido del condensador sincrónico (variable binaria u_g), considerando que esta variable es utilizada en la modelación del aporte de inercia.
- El costo total de inversión para cada alternativa de inversión está dado por:

$$C_{total\ Inversión}[MUSD] = C_{unitario\ inversión} \left[\frac{USD}{kVar} \right] \cdot Q_{nominal}[MVar]$$

- Para modelar la contribución de inercia del condensador sincrónico a las restricciones de inercia del sistema, se utiliza la variable binaria de encendido u_{g_i} para los generadores utilizados para emular a los condensadores sincrónicos:

$$H_{ccss_i}[MVAs] = Q_{nominal}[MVar] \cdot H_{ccss_i}[s] \cdot u_{g_i}$$

Donde de acuerdo con la información de la Tabla 7.12, $H_{CCSS_i}[s]=10[s]$ para las alternativas consideradas, y $Q_{nominal}[MVar]$ en rangos de 100, 200 y 300 MVar. Luego

$$\sum_i H_{g_i} = H_{g_1} + H_{g_2} + \dots + H_{CCSS_1} + H_{CCSS_2} + \dots + \geq H_{zona_i \min}$$

7.5.8 MÍNIMOS TÉCNICOS

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

7.5.9 TIEMPOS MÍNIMOS DE OPERACIÓN

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

7.5.10 COSTOS DE ENCENDIDO DE CENTRALES

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

7.5.11 COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA

La optimización de uso de embalses fue modelado a través de la metodología “scenario wise decomposition”, cuyo objetivo es optimizar y definir una trayectoria única de cotas de los embalses para el conjunto de series hidrológica simuladas. Se debe destacar que la metodología “scenario wise decomposition” permite incorporar restricciones operativas con variables enteras en modelos implementados para la planificación de largo plazo. En términos prácticos, en el modelo de optimización se consideraron 3 series hidrológicas representativas dentro del conjunto de series hidrológicas (59), donde dicha simplificación es necesaria para hacer factible la incorporación de la variabilidad hidrológica, en términos de la factibilidad computacional.

7.6 ANEXO-INFORMACIÓN TÉCNICA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

A continuación, se presentan tablas de resumen con información técnica de sistemas de almacenamiento que dispone el Departamento de Prospectiva, cuya información técnica fue considerada para la modelación de los sistemas de almacenamiento incorporada en la base de datos de optimización de inversiones generación-transmisión. En particular, se adjunta información técnica de sistemas de almacenamiento Electroquímico, Térmico y Mecánico en las Tabla 7.13, Tabla 7.14 y Tabla 7.15 respectivamente. La modelación y datos técnicos definitivos de los sistemas de almacenamiento utilizados se encuentran disponibles en la Base de Datos de Largo Plazo, elaborada para obtener los Escenarios de Expansión de Generación.

Tabla 7.13: Sistemas de Almacenamiento Electro-químico

Almacenamiento			Electro-químico		
Tecnologías			Banco de Baterías (BESS)	Supercapacitores	Power to Gas (Hidrógeno)
Técnicos	Características técnicas	Parámetros eléctricos	Amplia variedad de opciones	Amplia variedad de opciones	S/I
		Parámetros mecánicos	Temperatura de trabajo: > 300°C, Sodio- azufre Ambiente, Ion-Litio Ambiente, Plomo-acido Ambiente, Flujo Máxima Temperatura de trabajo: N/A, Sodio- azufre 55-65°C, Ion-Litio 50°C, Plomo-acido 50°C, Flujo	- Máxima Temperatura de trabajo:	Máxima Temperatura de trabajo: N/A
	Eficiencia energética	Tiempo de descarga (H.)	6-8 H. , Sodio- azufre 0,1-4 H. , Ion-Litio 0,5-10 H. , Plomo-acido 4-8 , Flujo		
		Eficiencia de almacenamiento (Round-trip efficiency %)	80-84 % , Sodio- azufre. Autodescarga de 0,05-5%/día (NaNiCl) y 0,05%/día (NaS) 92-96%, Ion-Litio. Autodescarga de 0,09-0,2%/día 80-82%, Plomo-acido. Autodescarga de 0,09-0,25%/día 70%, Flujo. Autodescarga de 0,15%/día (VRFB) y 8-15%/día (ZBFB)	85-98%. Autodescarga de 14% por mes	Eficiencia Electrolizador - "Hydrogen generation in Europe": 69% (eficiencia conversión de H2 - LHV) - actual ALK: 63-70% PEM: 56-63% SOEC: 74-81%
		Profundidad de descarga	100%, Sodio- azufre 90-100%, Ion-Litio 50%, Plomo-acido 100%, Flujo		100%
			Eficiencia de transformación eléctrica	Equivalente a la eficiencia del conjunto inversor y transformador	
	Operación	Componentes Operativos	Aporte de Inercia y CC.	Sin aportes	
Potencia/Energía (Reserva)			Alto aporte de potencia y baja energía	Alto aporte de potencia y baja energía	Bajo aporte de potencia y alta energía
Tiempos y modos de operación			1h-10h descarga, Sodio- azufre 0,25h-10h descarga, Ion-Litio 1h-10h descarga, Plomo-acido 1h-10h descarga, Flujo		
Conexión a red eléctrica		Niveles de tensión de conexión	Media y alta tensión		Media y alta tensión
		Elementos de conexión (ej.. inversor)	Inversor		N/A
		Aporte al sistema	Control primario/secundario, partida en negro, control de tensión	Control de tensión y frecuencia, alimentación ininterrumpida	Control secundario, partida en negro, control de tensión
Costos	Componentes de costos	OPEX	Para LSB, equivale al 2% anual del VI: 34-68 MUSD/año, Sodio-azufre, altos costos por corrosión de temperatura de trabajo. 5-18,6 MUSD/año, Ion-Litio 3,4-8,4 MUSD/año, Plomo-acido 8,4-26 MUSD/año, Flujo		
		CAPEX	1,7-3,4 MMUSD/MW, sodio-azufre, 0,25-0,93 MMUSD/MW, Ion-Litio	0,17-0,42 MMUSD/MW	

Almacenamiento			Electro-químico		
Tecnologías			Banco de Baterías (BESS)	Supercapacitores	Power to Gas (Hidrógeno)
Tecnología			0,17-0,42 MMUSD/MW, Plomo-acido 0,42-1,3 MMUSD/MW, Flujo		
		Desarrollo y construcción (años)	0,5 año, Sodio- azufre 0,5 año, Ion-Litio 0,25 año, Plomo-acido 1 año, Flujo		
	Prospectiva Tecnológica	Clasificación: T. Claves - T. Base T. emergente	Tecnología clave	Tecnología emergente	Tecnología clave
	Maduración de la tecnología	Aumento de capacidad (Escalabilidad)	Buena, sodio-azufre Buena, Ion-Litio Buena, Plomo-acido Excelente, Flujo		Alta, proyectos pilotos pueden crecer a plantas de mayor escala, realizando cambios estructurales.
		Durabilidad (ciclos)	3.000-10.000 ciclos, Sodio-azufre 2.500-10.000 ciclos, Ion-Litio 1.500-2.500 ciclos, Plomo-acido 10.000-14.000 ciclos, Flujo		Indefinida
		Vida útil (años)	15-25 años, Sodio-azufre 12-20 años, Ion-Litio 9-15 años, Plomo-ácido 10-20 años, Flujo		"Hydrogen generation in Europe" - Electrolizador: ALK: 5,7-10,3 años PEM: 3,4-10,3 años SOEC: 1,1-3,4 años
		Madurez de la tecnología (Madura - Comercialización - Comercialización temprana - Demostración - Prototipo)	Comercialización (NaS) y Demostración (NaNiCl ₂), sodio-azufre Comercialización (NMC, NCA y LFP) y comercialización temprana (LTO), Ion-Litio Madura, Plomo-ácido Comercialización temprana, Flujo		Comercialización temprana
		Seguridad (Estabilidad térmica)	Media, sodio-azufre Baja (NCA)-Media (NMC)-Alta (LFP y LTO), Ion-Litio Alta, Plomo-ácido Media (ZBB)-Alta (VRB), Flujo		S/I
	Riesgos de reemplazo	Tecnologías o componentes con riesgo de reemplazo	S/I		Bajo riesgo de reemplazo de tecnología. A medida que bajen los costos de las tecnologías renovables se hará aún más competitivo.
Varios	Ventajas /desventajas	Ubicación estratégica	Alta, se puede emplazar en cualquier lugar del SEN. Sistema de control debe garantizar rangos de temperatura óptimas de funcionamiento para evitar su rápida degradación.		Media, se debe emplazar en zonas con altos recursos renovables (norte o extremo sur) y cercanas a puertos.
		Acceso a materias primas	Bueno, podría existir escasez de litio por una alta demanda a nivel mundial. Poco probable que exista limitaciones de materiales hasta el año 2025.		Bueno, se puede obtener H ₂ por medio de agua continental o de plantas desaladoras.
		Comportamiento con el Medio Ambiente	Bueno, se debe tratar residuos al término de su vida útil		Bueno, permite reducir las emisiones de CO ₂ al ser utilizado en diversas industrias.
		Perspectiva	Reducción de costos y mejora de seguridad, Sodio-azufre Reducción de costos e incremento de seguridad, Ion-Litio Reducción de costos e incremento de eficiencia, Plomo-acido Reducción de costos, Flujo-redox	Tecnología no posee un uso industrial generalizado, existiendo aplicaciones sólo a baja escala	H ₂ verde promete sustituir los combustibles fósiles para la industria automotriz, aeronáutica, marítima, energética, química, entre otras.

Tabla 7.14: Sistemas de Almacenamiento Térmico

Almacenamiento			Térmico			
Tecnologías			Sales Fundidas (MSES)	Sales Fundidas (MSES)	Aire Comprimido	Aire Líquido comprimido
			Baterías de Carnot	CSP	Adiabático (ACAES)	(LAES)
Técnicos	Características técnicas	Parámetros eléctricos				
		Parámetros mecánicos	Temperatura de trabajo: 265-565°C (límite de estabilidad térmica de sales fundidas)	Temperatura de trabajo: 265-565°C (límite de estabilidad térmica de sales fundidas)	Aire se comprime hasta 70 bar. aprox. Acumulador de calor (TES) debe operar a temperaturas cercanas a 600°C. Actualmente se están utilizando sales fundidas, similar a plantas CSP. Sales se calientan en etapa de compresión y se utiliza su calor en la etapa de expansión para ingreso a turbina.	Aire se comprime por sobre los 60 Bar a -145°C. Aire líquido se obtiene a -196°C, reduciendo la presión a nivel ambiental. Calor producido en la etapa de compresión se almacena por sobre los 300°C.
	Eficiencia energética	Tiempo de descarga (H.)	5-14 H.	4-8 H. 8-11 H.	4-10 H.	4-10 H.
		Eficiencia de almacenamiento (Round-trip efficiency %)	35,5%-38%	35,5%-38%	60%-70%	>70% si se utiliza calor en aplicaciones industriales. 60% si no se utiliza calor en otras aplicaciones. Autodescarga de 0,5%/día.
		Profundidad de descarga				
Operación	Componentes Operativos	Eficiencia de transformación eléctrica				
		Aporte de inercia y CC.	Aporte de inercia y cortocircuito	Aporte de inercia y cortocircuito	Aporte de inercia y cortocircuito	Aporte de inercia y cortocircuito
		Potencia/Energía (Reserva)	Baja Potencia y alta energía	Baja Potencia y alta energía	Alta potencia y baja energía	Alta potencia y baja energía
	Conexión a red eléctrica	Tiempos y modos de operación	Calentamiento de sales durante el día y generación en horas punta (noche)	Calentamiento de sales durante el día y generación en horas punta (noche)	Típicamente carga en horas valle y descarga en horas punta	Típicamente carga en horas valle y descarga en horas punta
		Niveles de tensión de conexión	Alta tensión	Alta tensión	Media y alta tensión.	Media y alta tensión.
Costos	Componentes de costos	Elementos de conexión (ej. inversor)	N/A	N/A	N/A	N/A
		Aporte al sistema	Control secundario y terciario, partida en negro, control de tensión	Control secundario y terciario, partida en negro, control de tensión	Control secundario/terciario, control de tensión y partida en negro	Control de tensión y partida en negro. Tiempo de respuesta de 30 min. app.
		OPEX	3% VI anual (Referidos a una central de 250 MW) 36 MUSD-año/MW, 8 H. storage 48 MUSD-año/MW, 12 H. storage 54 MUSD-año/MW, 14 H. storage	3% VI anual. 93-258 MUSD-año/MW, 4-8 H. storage 12-174 MUSD-año/MW, >8 H. storage	No se dispone de información	2%-3% VI anual
	Desarrollo y construcción (años)	CAPEX	1,2 MMUSD/MW, 8 H. storage (central 250 MW) 1,6 MMUSD/MW, 12 H. storage (central 250 MW) 1,8 MMUSD/MW, 14 H. storage (central 250 MW)	3,1 - 8,6 MMUSD/MW, 4-8 H. storage 4,0 - 5,8 MMUSD/MW, >8 H. storage	No se dispone de información	3 MMUSD/MW, 10 H. storage
			1-3 años	5 años	No se dispone de información	2-3 años
Tecnología	Prospectiva Tecnológica	Clasificación: T. Claves - T. Base T. emergente	Tecnología clave	Tecnología clave	Tecnología emergente	Tecnología emergente
	Maduración de la tecnología	Aumento de capacidad (Escalabilidad)	Baja, capacidad térmica se encuentra limitada por turbina de vapor	Bajo, no son modulares	Alta, proyectos pilotos pueden crecer a plantas de mayor escala, realizando cambios estructurales.	Alta, proyectos se desarrollan de manera modular.

Almacenamiento			Térmico			
Tecnologías			Sales Fundidas (MSES)	Sales Fundidas (MSES)	Aire Comprimido Adiabático (ACAES)	Aire Líquido comprimido (LAES)
			Baterías de Carnot	CSP		
		Durabilidad (ciclos)	--	--	--	--
		Vida útil (años)	>20 años	> 20 años	20-40 años	>25 años
		Madurez de la tecnología (Madura - Comercialización - Comercialización temprana - Demostración - Prototipo)	Comercialización temprana	Comercialización	Prototipo/Demostración	Demostración/Comercialización temprana
		Seguridad (Estabilidad térmica)	Alta	Alta	N/A	
	Riesgos de reemplazo	Tecnologías o componentes con riesgo de reemplazo	Sales fundidas se podrían reemplazar por otra tecnología de almacenamiento térmico.	S/I	S/I	S/I
Varios	Ventajas /desventajas	Ubicación estratégica	Baja, se podrían emplazar en actuales centrales a carbón.	Media, proyectos se deben instalar en el norte del SEN	Alta, se puede utilizar en cualquier lugar.	Alta, se puede utilizar en cualquier lugar.
		Acceso a materias primas	Bueno	Bueno	S/I	S/I
		Comportamiento con el Medio Ambiente	Bajo impacto con el medio ambiente.	Bajo impacto con el medio ambiente.	Bajo impacto con el medio ambiente.	Bajo impacto con el medio ambiente.
		Perspectiva	Se espera un mayor desarrollo de proyectos en la medida que se reduzcan los costos y problemas de corrosión de las sales fundidas. Se están explorando otros tipo de almacenamiento térmico, para reducir los costos y aumentar la eficiencia térmica.	Se espera un mayor desarrollo de proyectos en la medida que se reduzcan los costos y problemas de corrosión de las sales fundidas. Se están explorando otros tipo de almacenamiento térmico, para reducir los costos y aumentar la eficiencia térmica.	Se han propuesto proyectos en las últimas dos décadas, sin embargo ninguno ha alcanzado la etapa de operación comercial.	Se han desarrollado muy pocos proyectos a nivel comercial (2018). En Chile se realizará un proyecto de 50 MW en la zona de Diego de Almagro.

Tabla 7.15: Sistemas de Almacenamiento Mecánico

Almacenamiento			Mecánico				
Tecnologías			Centrales de Bombeo (PHS)			Sistemas de Aire Comprimido (CAES)	Volantes de inercia (Flywheel)
			PHS con	Agua de Mar	Reconv.		
Técnicos	Características técnicas	Parámetros eléctricos					
		Parámetros mecánicos	Máxima Temperatura de trabajo: N/A	Máxima Temperatura de trabajo: N/A	Máxima Temperatura de trabajo: N/A	40-80 bar (4-8 MPa) aprox. durante fase de compresión (aumento de t° del aire). En la fase expansión la t° del aire disminuye considerablemente. Para mejorar la calidad de la energía, se debe mezclar con gas en la cámara de combustión de turbina (los gases son liberados a la atmósfera). Temperatura de trabajo: > 600°C	La energía almacenada depende del momento de inercia del rotor (su masa) y de su velocidad de rotación. FES de baja velocidad: < 1000 rpm FES de alta velocidad: > 1000 & < 10000 rpm Altas pérdidas por fricción de rodamientos. Rodamientos se encuentran entre los componentes más críticos. Velocidad excesiva suele ser un riesgo con los FES accionados mecánicamente.
	Eficiencia energética	Tiempo de descarga (H.)	6-20 H.	6-20 H.	6-20 H.	4-10 H	0,25-1 H.

Almacenamiento			Mecánico				
Tecnologías			Centrales de Bombeo (PHS)			Sistemas de Aire Comprimido (CAES)	Volantes de inercia (Flywheel)
			PHS con	Agua de Mar	Reconv.		
		Eficiencia de almacenamiento (Round-trip efficiency %)	70-84% [IRENA] Autodescarga de 0,01%/día	70-84% Autodescarga de 0,01%/día	70-84% Autodescarga de 0,01%/día	70% si se utiliza calor en aplicaciones industriales. 54% si no se utiliza calor en otras aplicaciones. Autodescarga de 0,5%/día.	85-88%, autodescarga de 20-60%/día.
		Profundidad de descarga	90%	90%	90%	40-50%	85-90%
		Eficiencia de transformación eléctrica					
Operación	Componentes Operativos	Aporte de Inercia y CC.	Aporte de inercia y cortocircuito	Aporte de inercia y cortocircuito	Aporte de inercia y cortocircuito	Aporte de inercia y cortocircuito	Aporte de inercia y cortocircuito
		Potencia/Energía (Reserva)	Alto aporte de potencia y alta energía	Alto aporte de potencia y alta energía	Alto aporte de potencia y alta energía	Alta potencia y baja energía	Alta potencia y baja energía
		Tiempos y modos de operación	Típicamente carga en horas valle y descarga en horas punta	Típicamente carga en horas valle y descarga en horas punta	Típicamente carga en horas valle y descarga en horas punta	Típicamente carga en horas valle y descarga en horas punta	Capacidad de carga rápida . Típicamente carga en horas valle y descarga en horas punta
	Conexión a red eléctrica	Niveles de tensión de conexión	Alta tensión	Alta tensión	Alta tensión	Media y alta tensión.	Baja, media y alta tensión
		Elementos de conexión (ej.. inversor)	N/A	N/A	N/A	N/A	Se requiere una unidad de acondicionamiento previo a la conexión a la red
		Aporte al sistema	Control primario/secundario, partida en negro, control de tensión	Control primario/secundario, partida en negro, control de tensión	Control primario/secundario, partida en negro, control de tensión	Control secundario/terciario, control de tensión y partida en negro	Control de tensión y frecuencia
Costos	Componentes de costos	OPEX					Bajo mantenimiento. Amplia experiencia operativa (debido al uso en motores y otras aplicaciones industriales)
		CAPEX	Dada la madurez de la tecnología, no se prevé reducciones de costos al año 2030.	0,8-3,8 MMUSD/MW		0,3-1,3 MMUSD/MW Costo depende del lugar donde se instalará el proyecto y en gran medida de las limitaciones ambientales locales para el reservorio.	0,4-1,5 MMUSD/MW.
		Desarrollo y construcción (años)	5 años	5 años	5 años	3 años	1 año
Tecnología	Prospectiva Tecnológica	Clasificación: T. Claves - T. Base T. emergente	Tecnología clave	Tecnología clave	Tecnología clave	Tecnología emergente	Tecnología emergente
	Maduración de la tecnología	Aumento de capacidad (Escalabilidad)	Bajo, no son modulares.	Bajo, no son modulares.	Bajo, no son modulares.	Bajo, no son modulares.	Bajo, no son modulares.
		Durabilidad (ciclos)	50.000-100.000 ciclos	50.000-100.000 ciclos	50.000-100.000 ciclos	50.000-100.000 ciclos, baja profundidad de descarga	200.000-1.000.000 ciclos
		Vida útil (años)	40-60 años	40-60 años	40-60 años	20-40 años	20-25 años
		Madurez de la tecnología (Madura - Comercialización - Comercialización temprana - Demostración - Prototipo)	Madura	Madura	Madura	Comercialización	Comercialización temprana

Almacenamiento			Mecánico				
Tecnologías			Centrales de Bombeo (PHS)			Sistemas de Aire Comprimido (CAES)	Volantes de inercia (Flywheel)
			PHS con	Agua de Mar	Reconv.		
		Seguridad (Estabilidad térmica)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Riesgos de reemplazo	Tecnologías o componentes con riesgo de reemplazo	--	Alta corrosión y crecimiento marino en componentes hidráulicos (bombeo con agua de mar)		S/I	Reemplazo de rodamientos convencionales por materiales superconductores de alta temperatura (aumento de rendimiento, reducción de pérdidas por fricción y costos de enfriamiento)
Varios	Ventajas /desventajas	Ubicación estratégica	Restricciones geográficas, requiere un gran uso de suelo.	Limitada. Restricciones geográficas, requiere un gran uso de suelo.		Limitada, requiere disponibilidad gas natural o fuente de calor para calentar el aire en fase de expansión.	Alta, se puede utilizar en cualquier lugar.
		Acceso a materias primas	No existen mayores restricciones de materias primas (hormigón y acero)	No existen mayores restricciones de materias primas (principalmente hormigón y acero)		S/I	S/I
		Comportamiento con el Medio Ambiente	Alto impacto con el medio ambiente y comunidades	Alto impacto con el medio ambiente y comunidades		Existen emisiones de CO2 a la atmósfera, ya que se combustiona gas natural para calentar aire en fase de expansión en turbina. Si el aire comprimido se almacena en cavernas subterráneas, podría existir algún impacto.	Bajo impacto con el medio ambiente.
		Perspectiva				Se espera que una mayor utilización del calor de la fase de compresión contribuya a mejorar las eficiencias promedio para 2030. Un desafío clave sigue siendo la falta de proyectos en desarrollo. Las perspectivas para CAES son muy inciertas [IRENA] Sólo existen dos plantas de gran escala conectadas a la red. 290 MW (2 Hr) en Alemania y 110 MW (26 Hr.) en EEUU.	Reducción de pérdidas por fricción es el principal foco de investigación y desarrollo, ya que permite incrementar las velocidades y disminuir las tasas de autodescarga.