



Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN

Agosto de 2023

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

SUBGERENCIA DE PLANIFICACIÓN

DEPARTAMENTO DE PROSPECTIVA

www.coordinador.cl

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBACIÓN

Versión	Aprobado por
Definitiva	Erick Zbinden A. – Gerente de Planificación y Desarrollo de la Red

REVISORES

Nombre	Cargo
Juan Carlos Araneda T.	Subgerente de Planificación
Patricio Lagos R.	Jefe de Departamento de Prospectiva

AUTORES

Nombre	Cargo
Giovani Bastidas H.	Ingeniero Departamento de Prospectiva
Pablo Parraguez D.	Ingeniero Departamento de Prospectiva
Felipe Ruiz V.	Ingeniero Departamento de Planificación

DISTRIBUCIÓN

Copia	Destinatario
Definitivo	Publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional

CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO	4
2. OBJETIVO Y ALCANCE	6
3. METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN	7
4. MODELACIÓN Y CONSIDERACIONES	9
4.1 BASES DEL ESTUDIO	9
4.2 ESCENARIOS DE COSTOS EVALUADOS	12
4.3 MODELACIÓN DEL SEN	13
5. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO EN RED SIMPLIFICADA	15
5.1 OPTIMIZACIÓN GENERACIÓN-TRANSMISIÓN-ALMACENAMIENTO	15
5.2 OPTIMIZACIÓN DEL CONJUNTO GENERACIÓN-ALMACENAMIENTO	15
5.3 IDENTIFICACIÓN DE LA ENTRADA EN OPERACIÓN Y MAGNITUD ÓPTIMA DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	17
5.3.1 RESULTADOS DE CASOS SIMULADOS	17
5.3.2 COMPARACIÓN DE RESULTADOS Y EVALUACIÓN	20
6. CONCLUSIONES	24
7. ANEXOS	25
7.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA DEL SEN	25
7.2 COSTOS DE COMBUSTIBLES Y COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS	26
7.3 COSTOS DE DESARROLLO DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO	28
7.4 MODELO OPTIMIZACIÓN DE INVERSIONES GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO	31
7.4.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN RED SIMPLIFICADA	31
7.4.2 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE INERCIA	36
7.4.3 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DE CPF	40
7.4.4 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RAMPA.	43
7.4.5 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE RESERVA PARA CSF	45
7.4.6 MODELACIÓN DE LAS BATERÍAS DE CARNOT	47
7.4.7 MODELACIÓN DE CONDENSADORES SINCRÓNICOS	50
7.4.8 MÍNIMOS TÉCNICOS	52
7.4.9 TIEMPOS MÍNIMOS DE OPERACIÓN	52
7.4.10 COSTOS DE ENCENDIDO DE CENTRALES	52
7.4.11 COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA	52
7.5 INFORMACIÓN TÉCNICA DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	53

1. RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo de este estudio es prospectar escenarios de expansión de la capacidad de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para el período 2025-2032, con foco en el potencial desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía, con el fin de identificar capacidades, posibles localizaciones y duración de la capacidad de almacenamiento óptimas para esta tecnología, minimizando los costos totales de inversión, operación y falla del sistema.

La elaboración de los escenarios de expansión del SEN se realizó a través de un proceso de optimización de inversiones en generación y almacenamiento, teniendo como función objetivo el desarrollo del sistema a mínimo costo. Para este proceso de optimización se toman como base los parámetros y topología existente del SEN para su modelación, y se realizan proyecciones de variables de alta incertidumbre que afectan el desarrollo del sistema, entre ellas, los costos de inversión de tecnologías, los precios de combustibles, la proyección de demanda, entre otros.

Las bases y supuestos del estudio corresponden a una actualización de la información utilizada en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2023 elaborada por el Coordinador, y que fuera enviada a la Comisión Nacional de Energía (CNE) en enero de 2023. En dicho informe, se incluye la descripción de la proyección de variables utilizadas, los escenarios a analizar, la descripción de la metodología utilizada en el proceso de optimización, y la descripción de la modelación realizada del SEN.

El presente estudio se desarrolló en una red eléctrica simplificada, con una representación de 22 barras que cubren geográficamente el SEN, con el siguiente propósito:

1. Identificar los requerimientos de desarrollo en transmisión interregional que pudiesen ser requeridos para el período 2025-2032. El sistema de transmisión identificado se mantiene fijo para el resto de los análisis.
2. Realizar una optimización generación-almacenamiento, con el fin de identificar los requerimientos futuros de los sistemas de almacenamiento de larga duración en cuanto a su capacidad, duración y potenciales localizaciones a nivel regional.
3. Identificar la fecha de puesta en servicio óptima de los sistemas de almacenamientos, a través de simulaciones de la operación con estos sistemas, evaluando los beneficios económicos de una entrada más temprana o tardía de los mismos.

Los resultados obtenidos indican que los niveles óptimos de almacenamiento debiesen localizarse mayoritariamente en la zona del norte del SEN, con capacidades entre 1.000 y 4.000 MW y con una duración de 6 a 8 horas, en el período 2026-2030. A fin de obtener una estimación más específica de la capacidad de almacenamiento de energía, se efectúan simulaciones de la operación para 3 diferentes escenarios de capacidad, concluyendo que los mayores beneficios corresponden al caso en que se incorporan 13,2¹ GWh de baterías al año 2026.

En la Figura 1.1 se muestran los resultados de la capacidad de almacenamiento óptima para la modelación de la red simplificada que entrega una distribución a nivel regional, para el caso con extensión de la duración de etapa de optimización a 8 años.

¹ Adicionales a las declaradas en construcción en la Resolución Exenta CNE N°130 del 31 de marzo 2023.

Figura 1.1: Distribución de sistemas de almacenamiento en red simplificada al año 2026.



Tomando como referencia los sistemas de almacenamiento de la red simplificada, se estima una inversión inicial de alrededor de 3.165 millones de dólares al año 2026, para una capacidad de 2.000 MW o 13,2 GWh. Adicionalmente, los resultados muestran una reducción de recortes de energía de hasta un 40% respecto del caso sin almacenamiento.

El almacenamiento de larga duración puede estar localizado en áreas alrededor de dichas zonas o también, estar distribuido en centrales ERV híbridas, es decir, centrales renovables con capacidad de almacenamiento al interior de la central o “behind the meter”, dentro de las mismas zonas con alta concentración de generación.

Finalmente, para garantizar una operación segura y confiable en un sistema 100% renovable al 2030, los sistemas de almacenamiento de larga duración deberán desempeñar un papel clave, aportando en la estabilidad y fortaleza que la red necesita. Para ello, es fundamental que estos sistemas incorporen como característica base de diseño, capacidades de soporte a la seguridad y calidad del servicio de la operación, proporcionando atributos del tipo Formador de Red (Grid-Forming) tales como control dinámico de tensión y frecuencia, control rápido de rampas, capacidad para operar de forma estable en redes con bajo nivel de potencia de cortocircuito, partidas en negro, inyección rápida de corriente de falla de corta duración, entre otros.

2. OBJETIVO Y ALCANCE

El presente estudio tiene como objetivo identificar un conjunto óptimo de inversiones en almacenamiento de energía que identifiquen capacidad, duración y su potencial localización, de manera que permitan minimizar los costos de inversión, operación y falla del sistema eléctrico. Lo anterior permitirá a su vez, estimar los niveles eficientes de recortes de energía renovable variable en el sistema.

Este estudio analiza el nivel óptimo de la capacidad de almacenamiento en el SEN para el período 2025-2032.

3. METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN

El proceso de optimización que se implementó para determinar los sistemas de almacenamiento óptimos para el SEN se llevó a cabo en una red simplificada compuesta por 22 barras que abarcan la extensión geográfica del SEN, y en la que se siguieron secuencialmente las siguientes etapas:

- 1.1. **Optimización de inversiones generación-transmisión-almacenamiento (Gx-Tx-Alm):** Tiene por objetivo determinar las necesidades de expansión de la capacidad de transmisión, considerando un desarrollo de inversiones óptimas en generación y almacenamiento.
- 1.2. **Optimización de inversiones generación-almacenamiento (Gx-Alm):** Tiene por objetivo identificar la magnitud, duración de almacenamiento y localización a nivel regional, considerando como fija las expansiones de transmisión identificadas previamente.

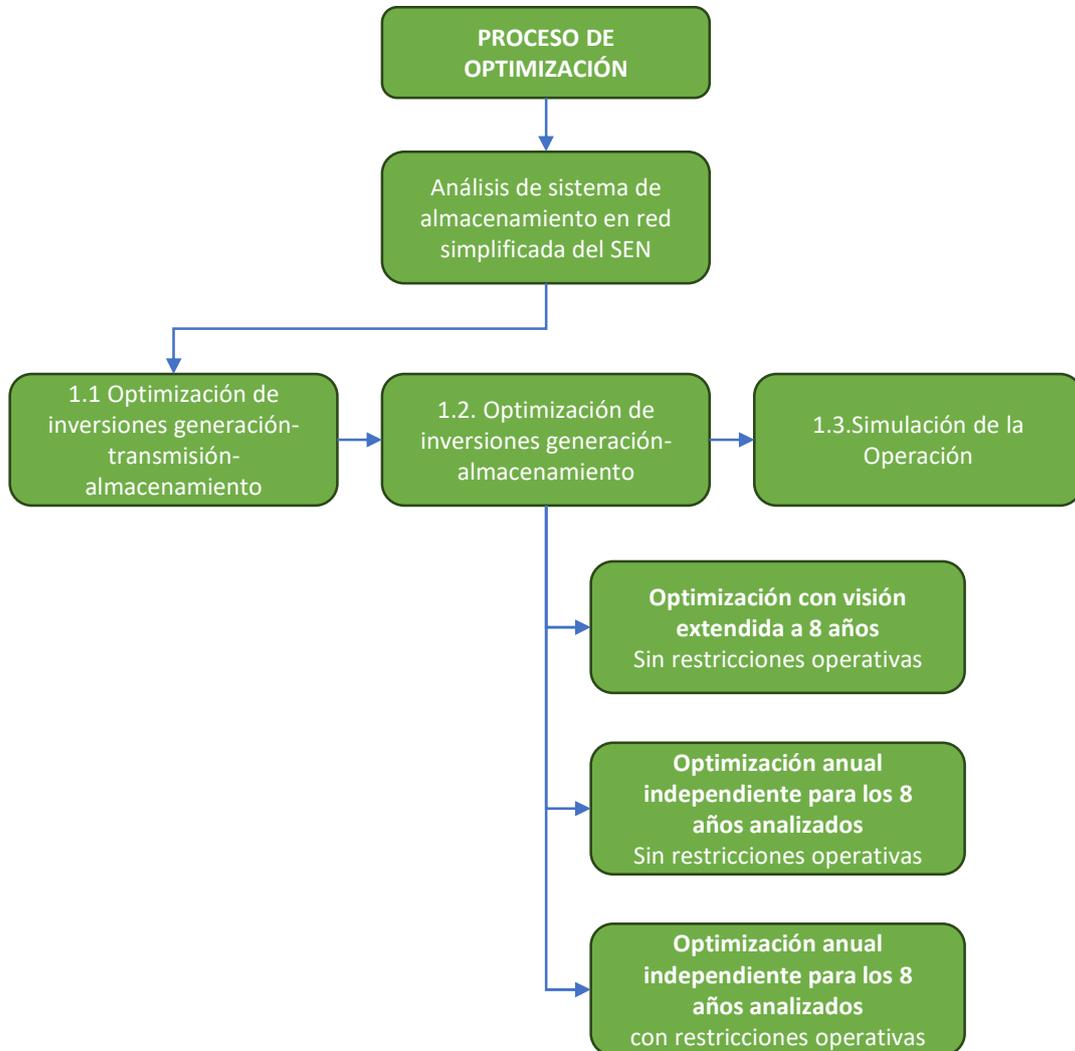
En esta etapa se llevaron a cabo tres (3) casos. El primer caso corresponde a una simulación resuelta como un único problema de optimización de 8 años o visión extendida (Vext-sRest), sin restricciones operativas. Además, se analizan dos casos adicionales que se resuelven en problemas de optimización de extensión anual², donde cada uno de los 8 años analizados es un problema de optimización independiente. Estos dos últimos casos se evalúan para casos con y sin restricciones operativas (Vannual-cRest y Vannual-sRest), con el fin de verificar el efecto de la incorporación de estas restricciones sobre los niveles requeridos de instalación de sistemas de baterías. Las restricciones incluidas corresponden a mínimos técnicos, control de frecuencia y requerimientos de rampas.

- 1.3. **Simulaciones de operación:** Consiste en simular la operación del SEN considerando restricciones operativas en la modelación del sistema, y cuyo objetivo es identificar la fecha de entrada en operación y magnitud óptima de los sistemas de almacenamiento, con tamaños y distribución regional definidos a partir de la etapa de optimización anterior. Lo anterior, sensibilizando distintos niveles de integración de sistemas de almacenamiento en el SEN al año 2026.

En la Figura 3.1 se muestra un esquema general de la metodología implementada en el presente estudio. Asimismo, en el Anexo 7.4.1 se encuentran el diagrama correspondiente a la modelación de la red simplificada.

² Por simplicidad en estos dos casos se utilizan etapas de optimización con extensión anual, considerando que la incorporación de restricciones operativas y variables de decisión enteras para la operación, incrementan considerablemente el tamaño del problema de optimización, por lo cual, se requiere realizar una simplificación para obtener resultados en tiempos acotados.

Figura 3.1 Esquema metodología de optimización.



4. MODELACIÓN Y CONSIDERACIONES

4.1 BASES DEL ESTUDIO

- **Horizonte de Estudio**

El estudio consideró un horizonte de 20 años, con foco en el mediano plazo desde 2025 hasta 2032.

- **Proyección de Demanda**

El estudio consideró la proyección de demanda elaborada por el Coordinador para un escenario de alta demanda, cuyos detalles se presentan en el informe “Proyección de Demanda del SEN, periodo 2022-2042”³, la cual es también utilizada para la Propuesta Anual de Expansión de la Transmisión del Coordinador. La proyección de demanda de energía y potencia máxima utilizada se presentan en la Tabla 4.1. Los valores de demanda corresponden al suministro a clientes, y no incluye pérdidas de transmisión ni consumos propios de centrales generadoras.

Tabla 4.1: Proyección de Demanda de Energía y Potencia máxima período 2023-2042.

Año	Energía [TWh]	Tasa de crecimiento [%]	Potencia máx [MW]	Tasa de crecimiento [%]
2023	77,7	2,1%	10.595,0	3,3%
2024	81,4	4,7%	11.012,5	3,9%
2025	83,4	2,5%	11.286,9	2,5%
2026	86,5	3,7%	11.707,8	3,7%
2027	88,6	2,4%	11.911,3	1,7%
2028	91,1	2,8%	12.196,7	2,4%
2029	93,1	2,2%	12.522,4	2,7%
2030	95,0	2,0%	12.770,1	2,0%
2031	96,9	1,9%	13.053,7	2,2%
2032	99,4	2,7%	13.358,7	2,3%
2033	101,3	1,9%	13.647,9	2,2%
2034	103,3	2,0%	13.888,0	1,8%
2035	104,4	1,0%	14.006,6	0,9%
2036	106,1	1,7%	14.312,9	2,2%
2037	108,2	1,9%	14.632,9	2,2%
2038	110,3	2,0%	14.909,0	1,9%
2039	112,4	1,9%	15.208,7	2,0%
2040	114,6	2,0%	15.448,4	1,6%
2041	116,1	1,3%	15.749,9	2,0%
2042	118,2	1,8%	16.056,5	1,9%

- **Costos de Combustibles⁴**

El estudio consideró proyecciones de precios de Gas Natural Licuado (GNL), Carbón y Diésel elaborados por el Coordinador. Para el GNL se utilizó información de los contratos informados por las empresas coordinadas, actualizando proyecciones de los indexadores Henry Hub y Brent. En el caso del Carbón y el Diésel se utilizaron los costos vigentes informados por el Departamento de Análisis Económico del Coordinador en abril de 2023, y se actualizaron según la variación de factores proyectados del API2 y el Brent. Estas proyecciones se muestran en el Anexo 7.2, Figura 7.3 y Figura 7.4.

³ Publicado en la web del Coordinador, en el siguiente enlace: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-expansion-transmision-2023/diagnostico-2023/anexos-diagnostico-2023/>

⁴ Los costos de combustibles corresponden a los utilizados por el Coordinador para la elaboración del Programa de Operación 2023: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/>

- **Series hidrológicas**

Se utilizó una muestra de 10 años hidrológicos cuya probabilidad de excedencia estimada de la media de la muestra es cercana a un 80%. Para construir dicha serie estadística, se consideró como fuente de información la muestra histórica disponible⁵, correspondiente a 59 series hidrológicas de las centrales hidráulicas de embalse y pasada, del período 1960-2018. Con esta información, se construyeron series hidrológicas a partir de la estadística del período 2010-2018, y se agregó una hidrología muy seca representativa del año 98-99.

- **Perfiles ERV**

Se utilizaron datos reales históricos⁶ de perfiles de ERV diferenciados por localización de los recursos renovables variables, para conformar perfiles promedio de generación para centrales existentes y futuras.

- **Modelación del SEN**

Se consideraron 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°130 del 31 de marzo de 2023, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. Para el largo plazo se utilizó un escenario base con sensibilidades en variables de alta incertidumbre, el que se encuentra descrito en el capítulo 4.2 de este documento.

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

Se utilizaron las proyecciones de costos de inversión incluidas en la actualización anual del Informe de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) de junio del 2022, elaborado por el Ministerio de Energía, para las tecnologías de generación renovable, como la eólica, solar, geotermia e hidráulica.

Por otra parte, para determinar las proyecciones de costos de inversión de los sistemas de almacenamiento, como las baterías de litio y CSP, se utilizó información de reportes elaborados por National Renewable Energy Laboratory (NREL). Se debe destacar que para la tecnología CSP, se contaba con información para una planta de 10 horas de capacidad de almacenamiento, siendo ajustada para centrales candidatas con rangos de entre 6 y 13 horas.

En el caso de las baterías de litio candidatas, se modelaron para rangos de capacidad de almacenamiento de 2, 4, 6 y 8 horas, cuyos costos unitarios de inversión se presentan en el Anexo 7.3, Figura 7.5. En cuanto a 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 4.2. Las curvas de costos definitivas se presentan en el Anexo 7.3, Figura 7.5.

Tabla 4.2: 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

- **Retiro de unidades a carbón**

Como base para el retiro de las unidades a carbón, se consideró el cronograma oficial de retiro de unidades comprometidas para el período 2020-2029. Este cronograma fue establecido a través de un acuerdo público-

⁵ <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/#Estadisticas>

⁶ https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/05/CEN-hist_gen_de_energia_por_central_20_22.xlsx

privado entre el Ministerio de Energía y las empresas propietarias de las instalaciones, y se muestra en la Tabla 4.3. Adicionalmente, para las centrales que no disponen de fecha comprometida para su retiro, se utilizará un escenario de retiro anticipado al año 2030 para los análisis, que corresponden a uno de los escenarios de actualización anual de la PELP 2022, y cuyas fechas también se presentan en la Tabla 4.3. Esta misma es representada gráficamente mediante la Figura 4.1, que muestra la evolución de la potencia instalada en centrales a carbón para el escenario 2030.

Tabla 4.3: Información centrales termoeléctricas a carbón y años de desconexión Escenarios actualización anual PELP 2022. Descarbonización al 2035 y 2030.

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	57	2021	2021	57	57
Bocamina	Sur	Retirada	130	Biobío	1970	51	2021	2021	51	51
Tocopilla U12	Norte	Retirada	87	Antofagasta	1983	36	2019	2019	36	36
Tocopilla U13	Norte	Retirada	86	Antofagasta	1985	34	2019	2019	34	34
Tocopilla U14	Norte	Retirada	136	Antofagasta	1987	35	2022	2022	35	35
Tocopilla U15	Norte	Retirada	132	Antofagasta	1987	35	2022	2022	35	35
Tarapacá	Norte	Retirada	158	Tarapacá	1999	21	2020	2020	21	21
Bocamina II	Sur	Retirada	350	Biobío	2012	10	2022	2022	10	10
Ventanas 2	Centro	Comprometido	220	Valparaíso	1977	45	2022	2022	45	45
Mejillones 1	Norte	Comprometido	160	Antofagasta	1995	27	2025	2025	30	30
Mejillones 2	Norte	Comprometido	174	Antofagasta	1998	24	2025	2025	27	27
Nueva Ventanas	Centro	Comprometido	272	Valparaíso	2010	12	2029	2029	19	19
Andina	Norte	Reconversión	177	Antofagasta	2011	11	2025	2025	14	14
Angamos 1	Norte	Comprometido	277	Antofagasta	2011	11	2026	2026	15	15
Angamos 2	Norte	Comprometido	281	Antofagasta	2011	11	2026	2026	15	15
Hornitos	Norte	Reconversión	178	Antofagasta	2011	11	2025	2025	14	14
Campiche	Centro	Comprometido	272	Valparaíso	2013	9	2029	2029	16	16
IEM	Norte	Reconversión	375	Antofagasta	2018	4	2025	2025	7	7
Norgener 1	Norte	*	140	Antofagasta	1995	27	2028	2026 ⁷	33	31
Guacolda 1	Norte	*	152	Atacama	1995	27	2030	2028	35	33
Guacolda 2	Norte	*	152	Atacama	1996	26	2030	2028	34	32
Norgener 2	Norte	*	136	Antofagasta	1997	25	2028	2026 ⁷	31	29
Guacolda 3	Norte	*	152	Atacama	2009	13	2031	2028	22	19
Guacolda 4	Norte	*	152	Atacama	2010	12	2032	2029	22	19
Guacolda 5	Norte	*	152	Atacama	2015	7	2033	2029	18	14
Santa María	Sur	*	370	Biobío	2012	10	2035	2030	23	18
Cochrane 1	Norte	*	275	Antofagasta	2016	6	2029	2027	13	11
Cochrane 2	Norte	*	275	Antofagasta	2016	6	2029	2027	13	11

Figura 4.1: Trayectoria de retiro de unidades a carbón para meta de descarbonización 2030.



⁷ Retiro de unidades en enero del año indicado, para todas las unidades que no disponían de retiro comprometido al 31 de marzo del año 2023.

- **Fortaleza de Red**

Se supone que el sistema dispone de los niveles de fortaleza de la red necesarias para operar de forma segura y confiable, manteniendo los criterios de seguridad establecidos en la NTSyCS vigente. Este supuesto se lograría mediante la disponibilidad de infraestructura que provea robustez a la operación interconectada, como son los condensadores sincrónicos (CCSS) con volantes de inercia y tecnologías que dispongan de inversores formadores de red (Grid-Forming) tanto para almacenamiento como para generación ERV futuros, de forma de minimizar así la necesidad de generación térmica síncrona, forzada por motivos de seguridad y calidad de servicio.

4.2 ESCENARIOS DE COSTOS EVALUADOS

Se evaluaron los escenarios incluidos en la Tabla 4.4, de acuerdo con la combinación de supuestos incluidos, los que consideran en general los mismos supuestos y proyecciones, sensibilizando la proyección de costos unitarios de inversión de las baterías entre valores Referencial (CRef - Escenario 1), Bajo (CBajo – Escenario 2) y Alto (CAalto - Escenario 3).

Los sistemas de almacenamiento que se incluyen en la optimización corresponden al de tipo baterías de Litio y almacenamiento térmico mediante batería de Carnot. Se incluye el desarrollo de otras tecnologías que incorporan almacenamiento, como es el caso de Centrales del tipo Concentradoras Solares (CSP), con posterioridad al año 2030.

Tabla 4.4: Escenarios considerados para el estudio de almacenamiento.

Combinatoria de supuestos		Escenario 01	Escenario 02	Escenario 03
Transición Energética y Descarbonización		Al menos 80% renovable 2030		
Retiro de unidades a carbón		Escenario 2030 PELP2022		
Año descarbonización del sistema		Retiro carbón 2030		
Costos de inversión tecnologías de generación renovables PELP 2022	Fotovoltaica Eólico Geotérmica Hidráulica	Bajo Bajo Referencial Referencial		
Costos de inversión sistemas de almacenamiento Prospectiva 2022	Baterías	Referencial (CRef)	Bajo (CBajo)	Alto (CAalto)
	CSP Batería de Carnot (GIZ)	CSP desde el 2030 Referencial		
Costos de inversión tecnologías convencionales PELP 2022	GNL	Referencial		
Reconversión Unidades a Carbón		Batería Carnot (x2)		
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos y geotermia		CSP desde 2030+Limitación Geotermia, Hidro+Costo Transmisión Sur Alto		
Condensadores sincrónicos con volante de inercia y baterías de Litio (Grid-Forming)		Desde 2025		
Costos de combustibles		Base CEN-DPR		
Estadística hidrológica		Seca-10 años		
Demanda Energética		Alta CEN		

4.3 MODELACIÓN DEL SEN

La modelación del SEN se realiza con granularidad horaria y con los parámetros operacionales de las centrales existentes, utilizados en la programación de la operación, según se detalla a continuación.

- **Restricciones operativas**

Además de 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 7.4.2 al 7.4.5.

- **Sistema de Transmisión**

Para los análisis se utilizó una red de transmisión simplificada de 22 barras, que representa un sistema equivalente donde se modela la capacidad de transmisión del sistema principal. En este contexto no se modela el sistema de transmisión completo, ya que el foco de este modelo es identificar eventuales déficits regionales de inversión en generación o de niveles de reserva e inercia que pudiesen impactar en la operación futura del sistema. Considerando el uso de la red de transmisión simplificada, la capacidad instalada de generación existente, en construcción y comprometida por las licitaciones de transmisión adjudicadas, se asocia a barras de esta red. Un mayor detalle de la modelación del sistema de transmisión se incorporó en el Anexo 7.4.1.

- **Uso de Embalses**

El uso de embalses se modeló a partir de la metodología *Escenario Wise Decomposition*⁸, 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 optimización⁹, para evitar el mayor uso del recurso en etapas iniciales asociados al factor de descuento utilizado.

⁸ Esta metodología está incluida en la herramienta de optimización de sistemas eléctricos utilizada (PLEXOS).

⁹ El largo de las etapas de optimización es variable, dependiendo la subetapa de optimización que se está resolviendo.

- **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.

- **Almacenamiento térmico**

La modelación de baterías de Carnot, utilizando distintas incluye alternativas de capacidad de almacenamiento para 4 y 12 horas. Se modelaron con atributos de flexibilidad diferenciados en sus modos de carga y generación, ya que aportaría en la gestión de rampas y control primario y secundario de frecuencia. En modo generación es similar a una planta térmica para aporte de inercia, velocidad de respuesta para control primario de frecuencia y rampa secundaria equivalente a la de una central concentradora solar. Mayor detalle de la modelación de esta tecnología se presenta en el Anexo 7.4.6.

- **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. Se utilizaron alternativas 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 15 minutos y 2, 4, 6 y 8 horas. Las baterías de 15 minutos fueron utilizadas para control rápido de frecuencia, y las de mayor duración para gestión temporal de energía. Para las características técnicas se utilizó la información disponible en las tablas contenidas en el Anexo 7.5.

- **Condensadores Sincrónicos**

Los condensadores sincrónicos se modelaron como unidades de generación convencional, con potencia máxima equivalente a su potencia reactiva nominal. Así, se modeló un nivel de potencia nominal mínimo¹⁰ para los condensadores sincrónicos que permitiese dar cuenta de su aporte para satisfacer los requerimientos de inercia y capacidad de cortocircuito del sistema. Mayor detalle de la modelación de esta tecnología se presenta en el Anexo 7.4.7.

¹⁰ 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 7.4.7).

5. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO EN RED SIMPLIFICADA

5.1 OPTIMIZACIÓN GENERACIÓN-TRANSMISIÓN-ALMACENAMIENTO

Según lo descrito en la sección 3, etapa 1.1 Optimización de Inversiones Gx-Tx-Alm, para identificar los sistemas de almacenamientos que minimicen los costos de inversión, operación y falla del sistema, en primer lugar, se identifica la infraestructura de transmisión a nivel regional, asociado al desarrollo óptimo de la generación y sistemas de almacenamiento, con el fin de mantenerlos invariables para los siguientes análisis de mayor detalle.

Los principales resultados del desarrollo de infraestructura de transmisión identificados en las optimizaciones muestran que no hay desarrollos de transmisión adicionales a los ya previstos antes del año 2030, dados los plazos constructivos involucrados.

5.2 OPTIMIZACIÓN DEL CONJUNTO GENERACIÓN-ALMACENAMIENTO

Respecto de la metodología descrita en la sección 3, etapa 1.2 Optimización de inversiones Gx-Alm, se realizan optimizaciones de generación y almacenamiento para los casos con visión extendida (Vext-sRest), y para los casos con visión anual sin restricciones operativas (Vannual-sRest), y con restricciones operativas (Vannual-cRest). Estas optimizaciones de inversión-almacenamiento se realizaron considerando invariante la red de transmisión, utilizando como base la red de transmisión obtenida en las optimizaciones generación-transmisión-almacenamiento cuyos resultados se presentaron en la sección 5.1.

En principio, esta optimización tiene como objetivo identificar de manera más precisa el conjunto de inversiones óptimas de sistemas de almacenamiento, pero eliminando las variables de decisión de inversión en transmisión. Esto es, considerando que se incorporan varias simplificaciones al momento de realizar optimizaciones generación-transmisión-almacenamiento (sección 5.1).

En la Tabla 5.1 se presentan resultados de capacidad instalada para la optimización de Gx-Alm, para los años 2026 y 2030, desagregados por barra, y según nivel de duración de los sistemas de almacenamiento. Los resultados del análisis indican que las capacidades óptimas de baterías tienden a localizarse en la zona norte grande del SEN, con duración superiores a las 6 horas, y con montos que oscilan entre 1.000-4.000 MW al año 2030 para todos los casos, y dependiendo del escenario de costo de inversión de baterías.

Al comparar los resultados, se puede observar que para el período 2026-2030 hay una diferencia en el desarrollo óptimo de almacenamiento con visión anual del problema, respecto del caso que tiene una visión extendida en la optimización, esto debido a que en este último se internalizan los efectos de aumentos de capacidad del sistema de transmisión (HVDC y línea 500 kV zona sur) y la disminución de los costos de inversión en sistema de almacenamiento, desplazando temporalmente el desarrollo de almacenamiento.

Tabla 5.1: Optimización sin restricción de Gx-Alm, localización y capacidad instalada de baterías.

Zonas	Región	Año	2026									2030													
			Caso	Vext-sRest			Vanual-sRest			Vanual-cRest			Vext-sRest			Vanual-sRest			Vanual-cRest						
				CRef	CBBajo	CBAIto	CRef	CBBajo	CBAIto	CRef	CBBajo	CBAIto	CRef	CBBajo	CBAIto	CRef	CBBajo	CBAIto	CRef	CBBajo	CBAIto				
Duración																									
Lagunas	Tarapacá	Batería 6h	600	300	300	600	600	600	600	600	600	600	600	600	300	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Kimal	Antofagasta	Batería 8h				1000	1000	600	1000	1000	1000	400	900		1000	1000	600	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
Los Changos	Antofagasta	Batería 4h													100										
Andes	Antofagasta	Batería 6h				400	500	500	800	500	600	100	400		400	500	500	800	500	600					
TalTal	Antofagasta	Batería 4h												200											
TalTal	Antofagasta	Batería 6h										300	300		100	600									
Cumbre	Atacama	Batería 4h																							
Cumbre	Atacama	Batería 6h				300	400	300	400	400	400	400	400		300	400	300	400	400	400	400	400	400	400	
Nva Cardones	Atacama	Batería 6h				200	200	300	400	300	400		300		200	200	300	400	300	400	400	300	400	400	
Nva Cardones	Atacama	Batería 8h				100	100		200			200	100		100	100		200							
Nva Maitencillo	Atacama	Batería 6h				200	300	100	400	400	200				200	300	100	400	400	400	400	400	400	400	
Nva Pan de Azúcar	Coquimbo	Batería 4h									200													200	
Nva Pan de Azúcar	Coquimbo	Batería 6h											100												
Lo Aguirre	RM	Batería 4h									100													100	
Lo Aguirre	RM	Batería 6h									100													100	
Charrua	Bio Bio	Batería 4h																						200	
Ciruelos	Los Ríos	Batería 6h									100													100	
Total Adicional Año Respectivo* (Valores en MW)			600	300	300	2800	3100	2400	3800	3500	3400	2000	3100	500	3000	3700	2400	4000	4000	3600					

*Las sumas no consideran los 360.8 MW de proyectos declarados en construcción.

Finalmente, la dependencia de los resultados para el periodo entre los años 2026-2030 de la modelación, ajustes de optimización, y de los cambios proyectados¹¹ para el SEN en el período entre los años 2026-2030 asociados a la transición energética, sugieren la necesidad de realizar simulaciones de la operación para este periodo, incluyendo mayores niveles de detalle operativo para el sistema, y que permitan evaluar los beneficios económicos para el desarrollo temprano de sistemas de almacenamiento. Para esta evaluación se utilizará como base el plan de obras de generación-almacenamiento del caso con visión extendida a 8 años, y se sensibilizará el nivel de integración de sistemas de almacenamiento en el período 2026-2030, para dar cuenta de los beneficios económicos de adelantar o postergar inversiones en sistemas de almacenamiento durante este período.

La elección del plan de obras de generación base para las simulaciones, desde el caso con visión extendida, obedece a que este internaliza las variaciones del sistema proyectado para el periodo entre los años 2026 al 2030.

¹¹ En el período 2026-2030 se proyectan anualmente distintos niveles de instalación del parque generador a carbón (descarbonización 2030), la entrada del sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre a finales del horizonte, disminución de costos de combustibles para centrales térmicas, y una disminución de un 30% de los costos de inversión en baterías para el escenario referencial, entre otros.

5.3 IDENTIFICACIÓN DE LA ENTRADA EN OPERACIÓN Y MAGNITUD ÓPTIMA DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

Para determinar con mayor granularidad el tamaño y localización de sistemas de almacenamiento, se simuló con mayor detalle la operación del SEN. Estas simulaciones tienen como objetivo identificar el año de conexión y magnitud óptima de los sistemas de almacenamiento de baterías en el período 2025-2032, considerando que se obtuvieron distintos resultados respecto a su año de conexión, dependiendo de la modelación utilizada en simulaciones previas.

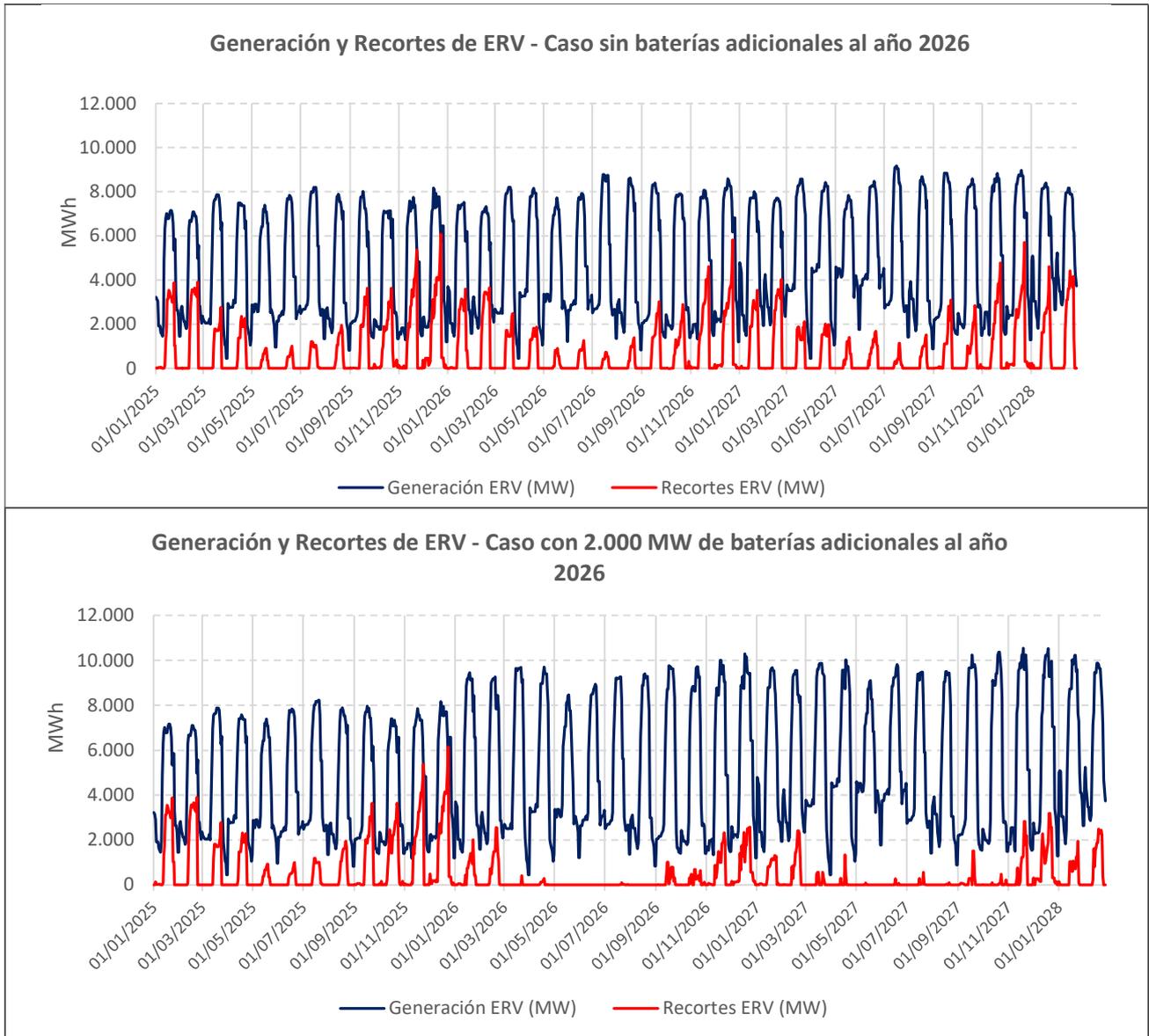
5.3.1 RESULTADOS DE CASOS SIMULADOS

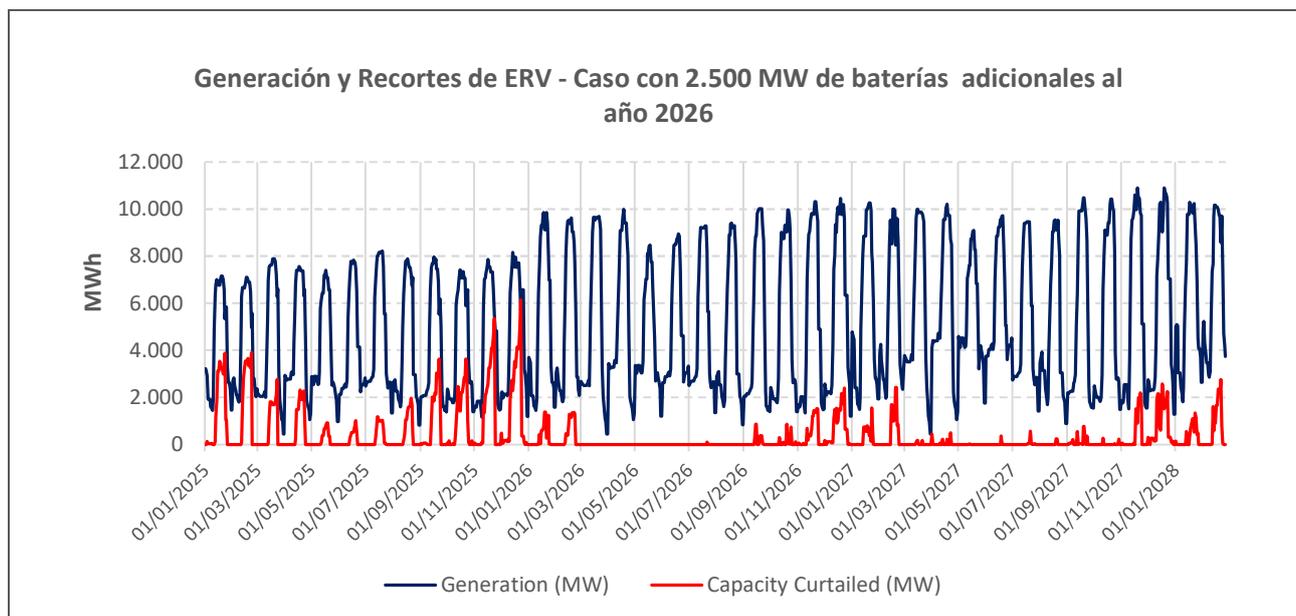
En esta subetapa se simuló la operación del sistema para el período 2025-2032 bajo 3 casos, todos considerando el costo referencial para las baterías y el plan de obras de generación y transmisión resultante de la optimización Gx-Alm (localización y capacidad instalada de almacenamiento de la Tabla 5.1 y escenario 1 de la Tabla 4.4, respectivamente). Se selecciona el mencionado plan de obras de generación ya que, para tal escenario, la mayor entrada de almacenamiento basado en baterías se produce hacia el final del horizonte de análisis.

Para identificar los beneficios de adelantar al año 2026 los sistemas de almacenamiento, se realizaron simulaciones para dos niveles distintos de integración, de 2.000 MW y 2.500 MW, correspondientes al adelanto de las baterías desde el año 2030 y 2032 respectivamente. Estos fueron comparados con el caso sin almacenamiento para el mismo período (SinBat).

Los resultados de las simulaciones de la operación se presentan en la Figura 5.1, la Tabla 5.2 y la Tabla 5.3, en los cuales se muestra la generación ERV instantánea y sus recortes. Los resultados permiten concluir que existe un nivel eficiente de recorte ERV en el SEN, que para el período evaluado es de aproximadamente 17% para una capacidad de 2.000 MW, y de 15% para 2.500 MW.

Figura 5.1: Gráficos generación y recortes de ERV para una serie simulada.





La Tabla 5.2 muestra la generación anual ERV anual y sus recortes de ERV y la Tabla 5.3 muestra los costos totales de operación del sistema.

A continuación, se realiza una comparación entre la disminución de costos operativos y el aumento de costos de inversión asociados a la incorporación de estos sistemas de almacenamiento, con el fin de determinar la conveniencia económica del desarrollo adelantado al 2026.

Tabla 5.2: Generación y recortes de ERV promedio anuales.

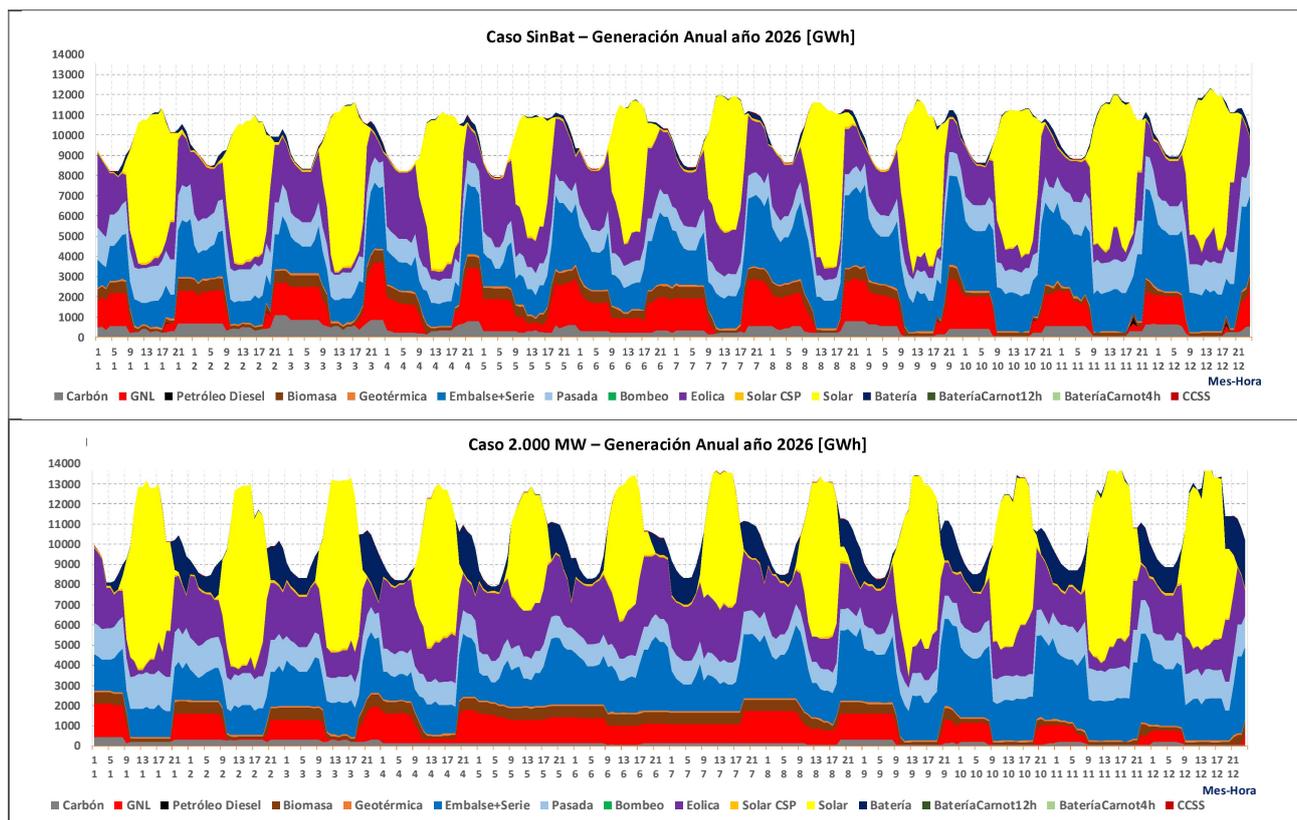
Año/ Caso	Caso SinBat			Caso 2.000 MW			Caso 2.500 MW		
	Generación ERV (GWh)	Recorte ERV (GWh)	Recorte ERV (%)	Generación ERV (GWh)	Recorte ERV (GWh)	Recorte ERV (%)	Generación ERV (GWh)	Recorte ERV (GWh)	Recorte ERV (%)
2025	37,774	10,726	28%	37,738	10,762	29%	37,738	10,762	29%
2026	39,503	10,499	27%	44,220	5,782	13%	45,023	4,980	11%
2027	42,696	11,419	27%	47,223	6,891	15%	48,212	5,903	12%
2028	46,888	12,383	26%	51,538	7,733	15%	52,464	6,807	13%
2029	49,035	12,066	25%	53,755	7,346	14%	54,507	6,594	12%
2030	50,212	11,939	24%	54,978	7,173	13%	55,763	6,388	11%
2031	51,893	17,707	34%	58,364	11,237	19%	58,385	11,215	19%
2032	52,926	16,808	32%	59,308	10,427	18%	59,310	10,425	18%

Tabla 5.3: Costos totales de operación promedio anuales.

Año/ Caso	Costos totales de operación (MMUSD)			Diferencia Costos (MMUSD)	
	Caso SinBat	Caso 2.000 MW	Caso 2.500 MW	SinBat-2.000MW	SinBat-2.500MW
2025	1,098	1,100	1,100	-2	-2
2026	1,124	727	657	397	467
2027	1,154	753	683	400	470
2028	989	579	504	409	484
2029	1,100	665	584	435	517
2030	1,100	668	594	432	506
2031	1,243	670	670	574	573
2032	1,228	648	648	581	581

Cabe señalar que la Figura 5.2 muestra las curvas promedio mensual de generación por bloque y por tecnología para el año 2026, para el caso sin almacenamiento adicional y el caso con 2.000 MW de baterías adicionales a las que ya se encuentran en construcción al año 2026.

Figura 5.2: Gráficos de generación por bloque y tecnología, para simulaciones del año 2026 para los casos sin baterías convencionales (Caso SinBat) y con 2.000 MW de baterías convencionales adicionales a las que ya se encuentran en construcción (Caso 2.000 MW).



5.3.2 COMPARACIÓN DE RESULTADOS Y EVALUACIÓN

Para realizar la comparación de costos totales de operación e inversión para los tres casos simulados¹², se calculan los costos totales de inversión en generación y almacenamiento, los que se muestran desagregados por tipo de tecnología en la Figura 5.3. La Figura 5.4 muestra los costos totales de operación e inversión en generación-almacenamiento anualizados del SEN para el período 2025-2032, donde se observa que, si bien disminuyen considerablemente los costos de operación, al mismo tiempo aumentan los costos de inversión, alcanzándose costos totales de operación-inversión similares entre los distintos casos.

En la Tabla 5.4 y Tabla 5.5 se presentan los costos de operación e inversión anualizados y la comparación de costos totales, y como valor presente al año 2025, respectivamente. Se puede observar que en el caso con 2.000 MW de baterías al año 2026 se alcanzan los mayores beneficios económicos, donde el ingreso de esta tecnología permite reducir los costos sistémicos totales en un rango entre 65 y 170 [MMUSD].

¹² Caso sin batería, con 2.000 MW y con 2.500 MW

La evaluación muestra resultados positivos para ambos casos, lo que reduciría los costos totales de operación e inversión, entre 419 y 513 [MMUSD] para el periodo 2026-2032.

Figura 5.3: Costos de inversión anualizados de los planes de obra de generación-almacenamiento.

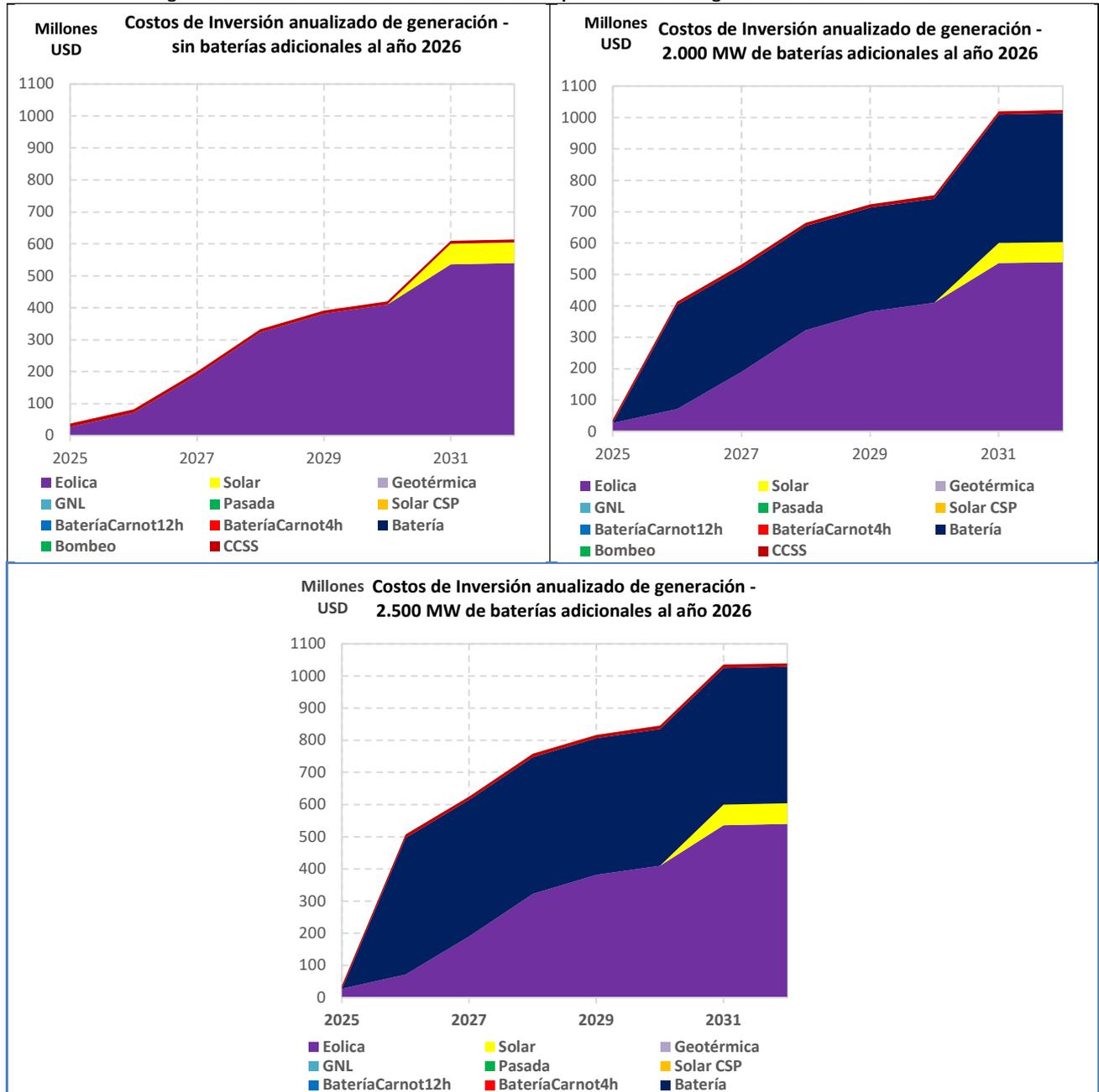


Figura 5.4: Costos totales de operación e inversión anualizados del SEN.

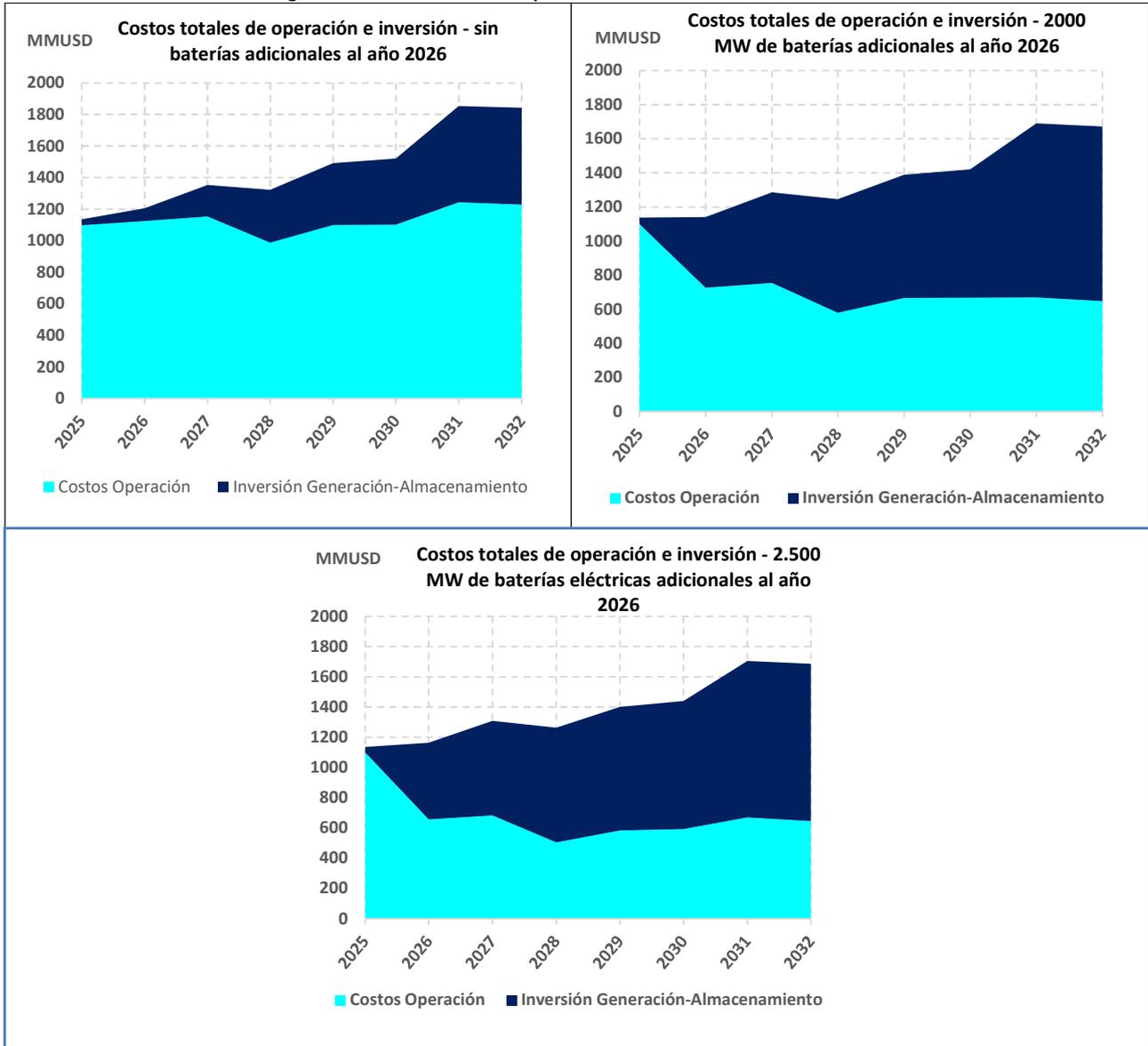


Tabla 5.4: Costos totales de operación e inversión anualizados en millones de USD y comparación de costos.

Año	Costos Operación			Inversión Generación-Almacenamiento			Costos Totales			SinBat-2000MW		SinBat-2500MW	
	SinBat	2000MW	2500MW	SinBat	2000MW	2500MW	SinBat	2000MW	2500MW	MMUSD	%	MMUSD	%
2025	1098	1100	1100	38	38	38	1135	1137	1137	-2	-0.2	-2	-0.2
2026	1124	727	657	82	414	507	1206	1140	1164	66	5.4	42	3.5
2027	1154	753	683	200	532	625	1354	1285	1309	69	5.1	45	3.3
2028	989	579	504	333	665	758	1321	1244	1262	77	5.9	59	4.5
2029	1100	665	584	392	723	817	1492	1389	1400	103	6.9	92	6.1
2030	1100	668	594	420	752	846	1521	1420	1440	101	6.6	81	5.3
2031	1243	670	670	610	1020	1035	1854	1690	1705	164	8.8	148	8.0
2032	1228	648	648	614	1024	1039	1843	1672	1687	171	9.3	156	8.5
VP 2025	6,710	4,433	4,151	1,821	3,586	3,962	8,531	8,018	8,112	513	NA	419	NA

Respecto del cálculo de valor presente (VP), se utiliza una tasa de descuento de 7% real.

A partir de los resultados obtenidos, se confirma que el nivel óptimo de almacenamiento en base a baterías con puesta en servicio el año 2026, se daría con niveles de capacidad instalada cercana a los 2.000 MW¹³, siendo el caso con el cual se alcanzan mayores beneficios económicos respecto del caso con 2.500 MW. La distribución geográfica de estos sistemas de almacenamiento se puede observar en la Figura 5.5, cuya inversión inicial se estima de alrededor de 3.165 millones de dólares al año 2026, y una reducción de recortes de energía de hasta un 40% respecto del caso base sin almacenamiento.

Tabla 5.5: Resumen de costos totales de operación e inversión, en valor presente al año 2025.

Valor presente de costos de operación e inversión horizonte 2025-2032 al año 2025 (Millones US\$)			
Tipo Costo	Caso SinBat	Caso 2000MW	Caso 2500MW
Costos de Inversión Plan de Generación y Almacenamiento	1,820.9	3,585.6	3,961.6
Costos de Operación	6,710.5	4,432.9	4,150.7
Costos Totales de Operación e Inversión (MMUSD)	8,531.3	8,018.5	8,112.3

Figura 5.5: Distribución geográfica de sistema de almacenamiento con mayores beneficios económicos.



6. CONCLUSIONES

Sobre la base de los análisis realizados en este estudio se obtienen las siguientes conclusiones.

- La cantidad de almacenamiento de energía óptimo en la zona norte del SEN es del orden de 13,2 GWh diarios.
- La capacidad óptima de almacenamiento sugiere que los desarrollos más eficientes se concentran en la zona del norte del SEN hacia el año 2030, con una duración en el rango de entre 6 y 8 horas en el rango entre 1.000 y 4.000 MW, según los escenarios de costos posibles para la tecnología.
- Simulaciones adicionales concluyen que es posible un desarrollo acelerado de sistemas de almacenamiento en baterías, con una capacidad óptima de 2.000 MW para el año 2026. Lo anterior, considerando los mayores beneficios económicos que se esperan con un 6% de ahorro correspondiente a un beneficio sistémico de alrededor de US\$ 513 Millones.
- La localización óptima de sistemas de almacenamiento se ubica en las zonas cercanas a grandes consumos mineros y a centrales generadoras ERV, por lo tanto, este almacenamiento podría ser parte de las centrales ERV híbridas, es decir, centrales renovables con capacidad de almacenamiento al interior de la central o “behind the meter”.
- Si bien se identifica al almacenamiento con baterías como elemento costo-efectivo, los resultados obtenidos pueden ser extensibles a otras tecnologías cuyos costos sean equivalentes a los estimados en el presente estudio.
- Los análisis identifican, además, un nivel eficiente de recorte de ERV cercanos al 15%.
- Finalmente, para garantizar una operación segura y confiable en un sistema 100% renovable al 2030, los sistemas de almacenamiento de larga duración deberán aportar en la fortaleza de red que el SEN requiere. Para ello, estos sistemas deberán incorporar atributos del tipo Formador de Red (Grid-Forming), control de rampas, aporte de cortocircuito, o partida en negro, entre otras características.

7. ANEXOS

7.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA DEL SEN

En la Figura 7.1 y Figura 7.2 se presentan los resultados generales de la proyección de demanda utilizada para este estudio, que corresponde a la elaborada por el Coordinador para la Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión, año 2023.

Figura 7.1: Proyección de demanda anual del sistema. Energía en GWh y Demanda máxima en MW

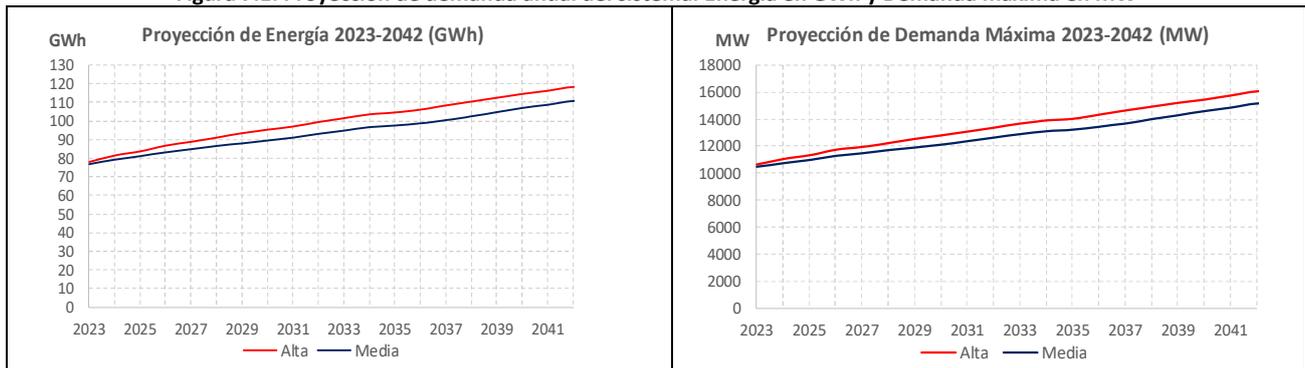
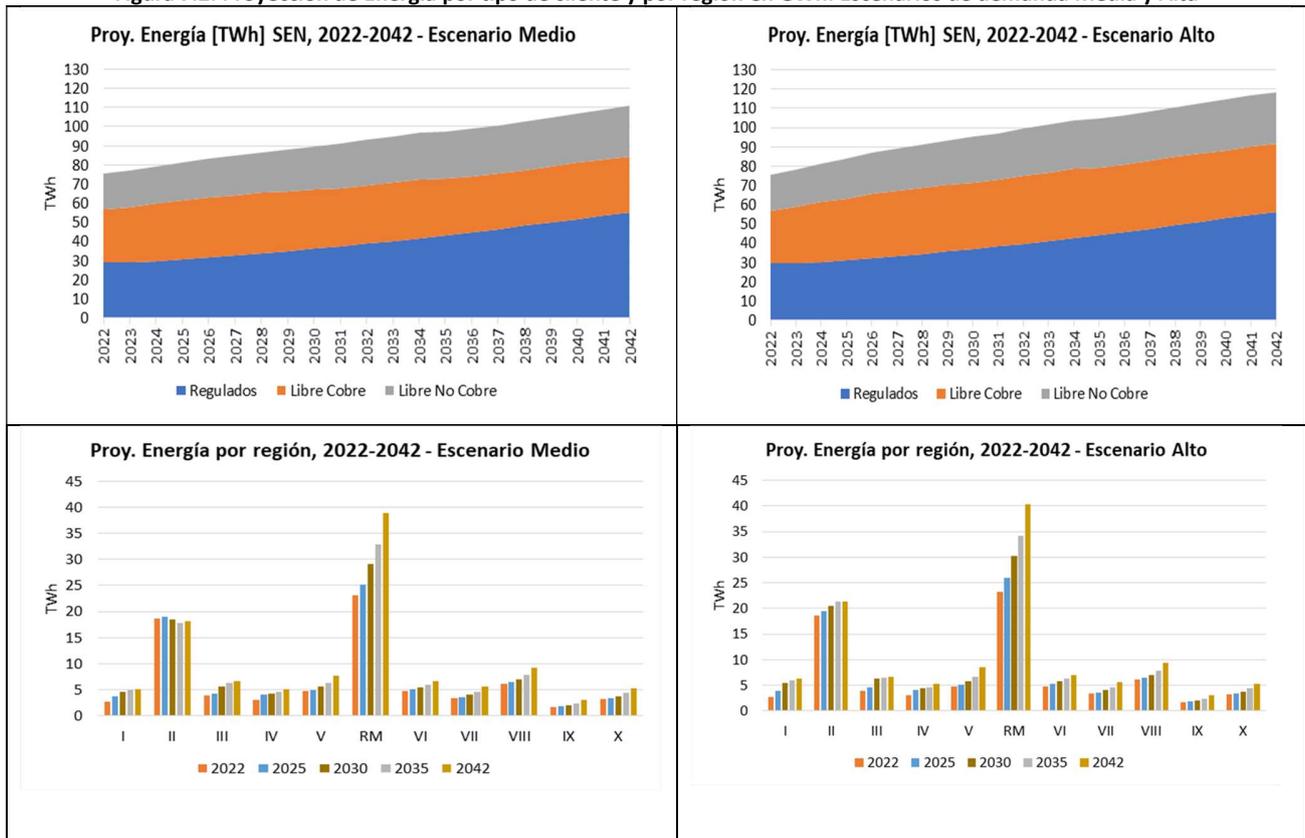


Figura 7.2: Proyección de Energía por tipo de cliente y por región en GWh. Escenarios de demanda Media y Alta



7.2 COSTOS DE COMBUSTIBLES Y COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS

Figura 7.3: Costos de combustibles proyectados centrales de generación.

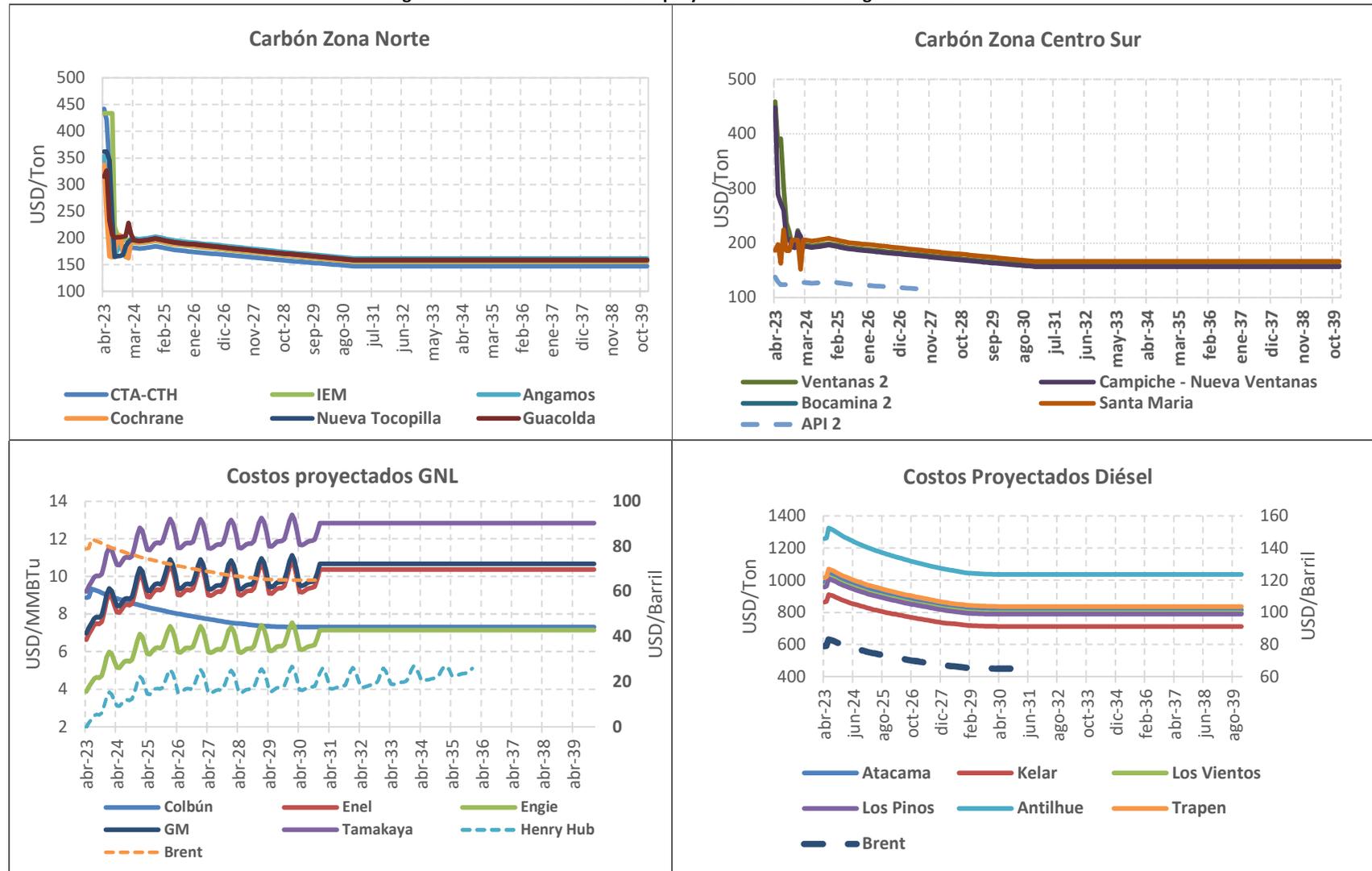
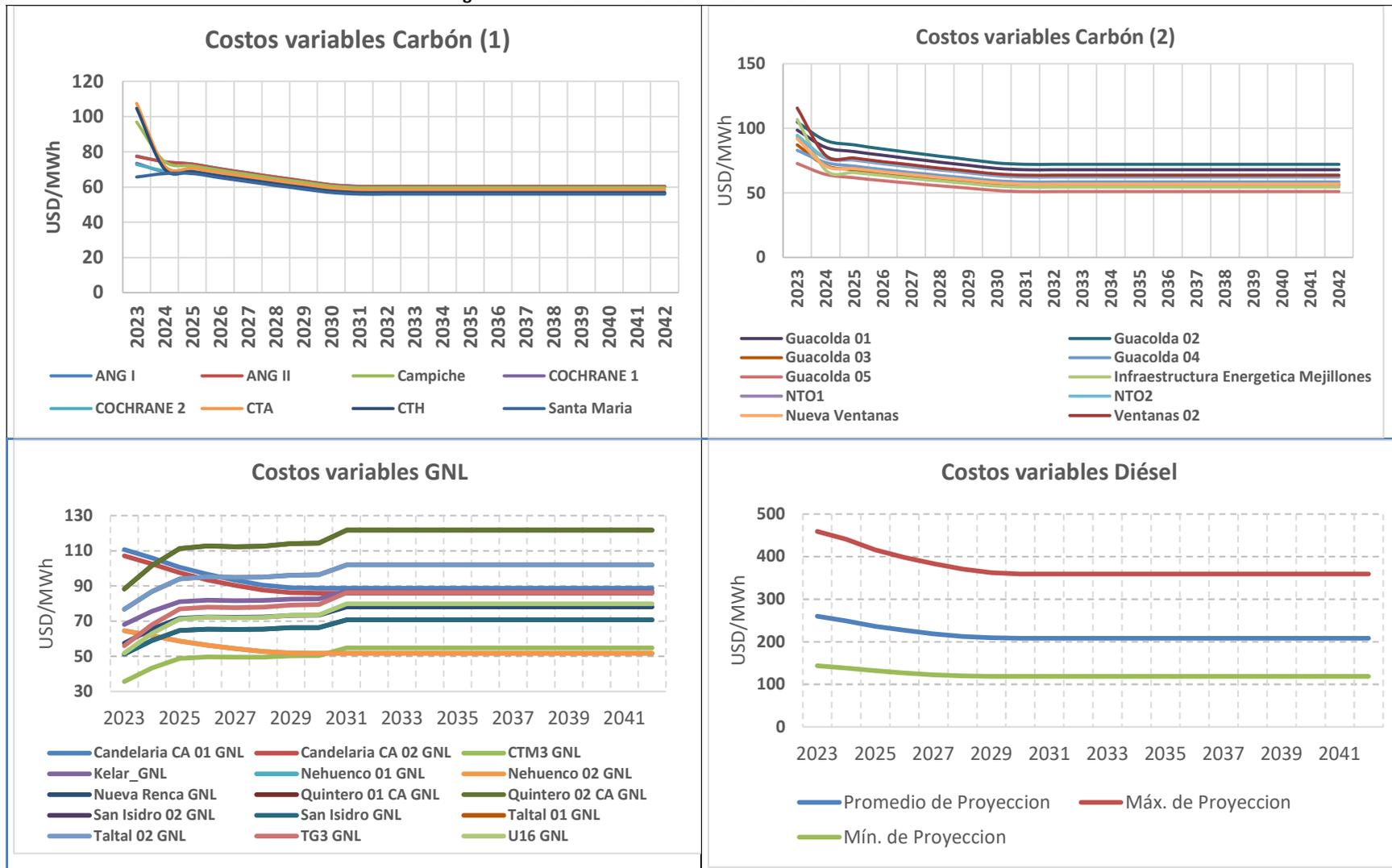
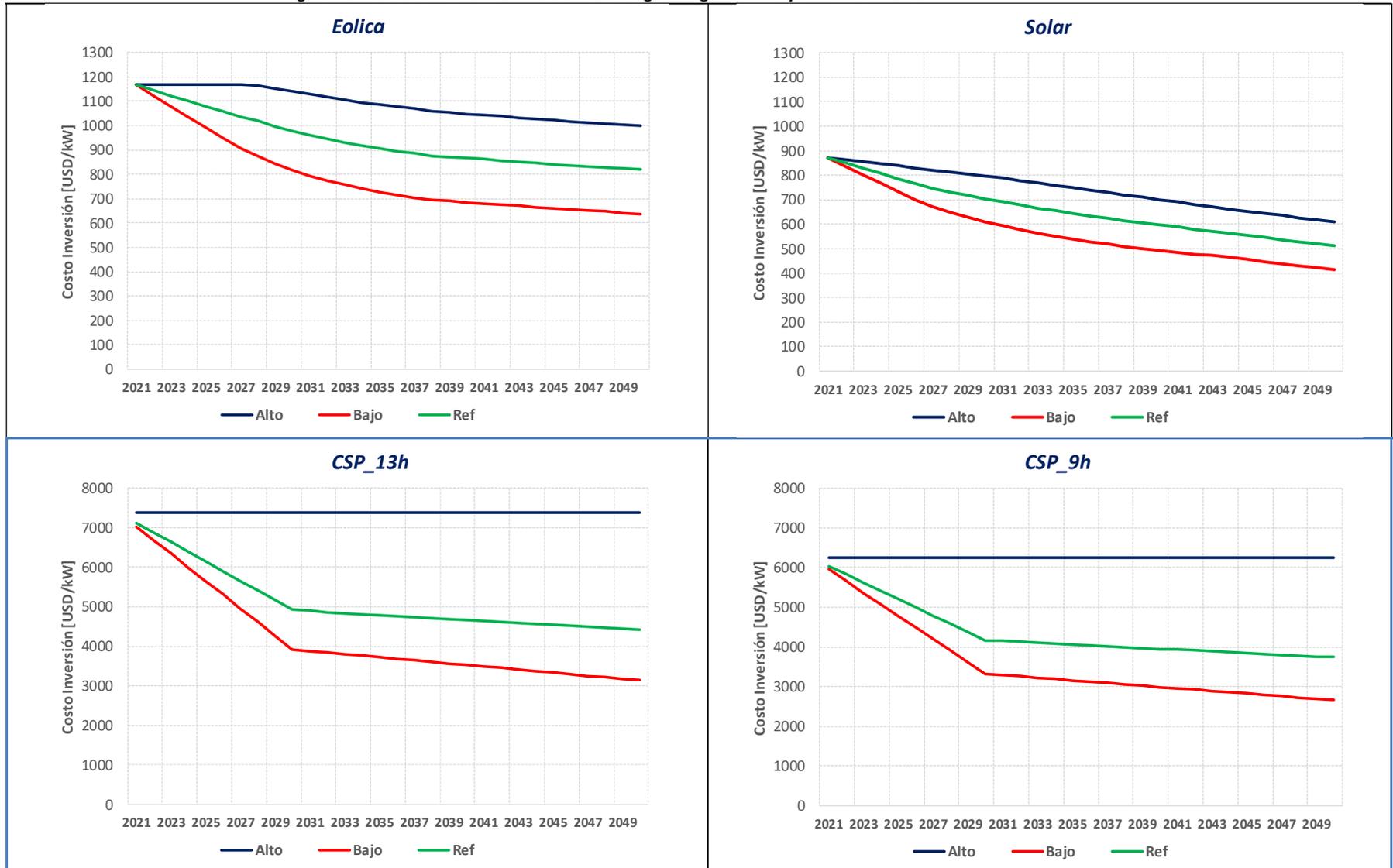


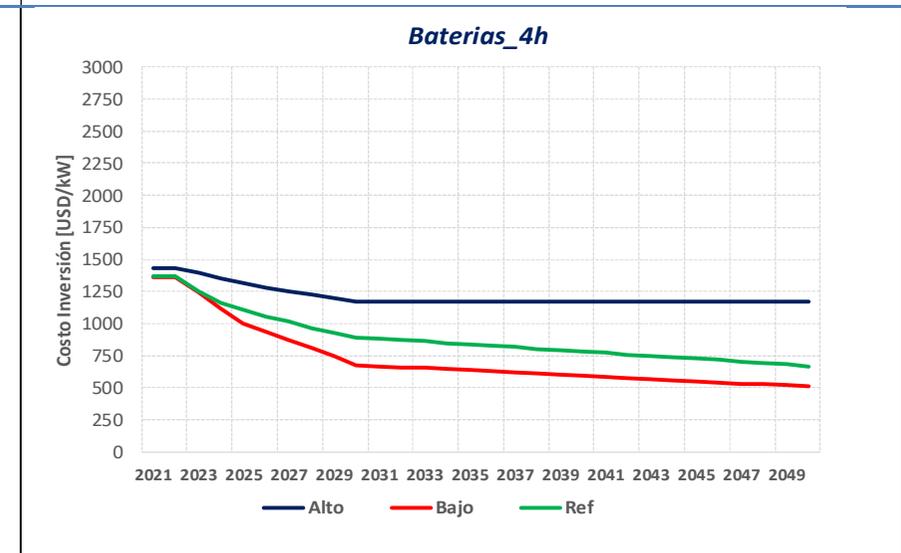
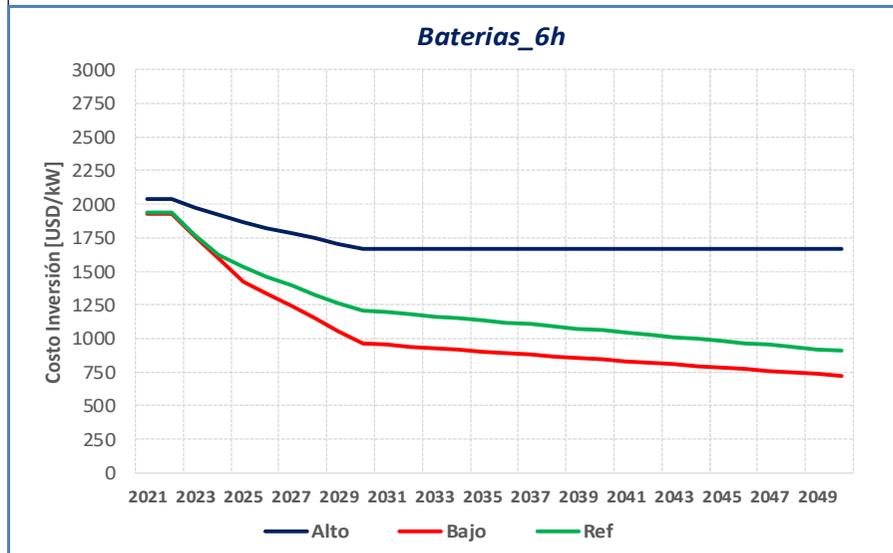
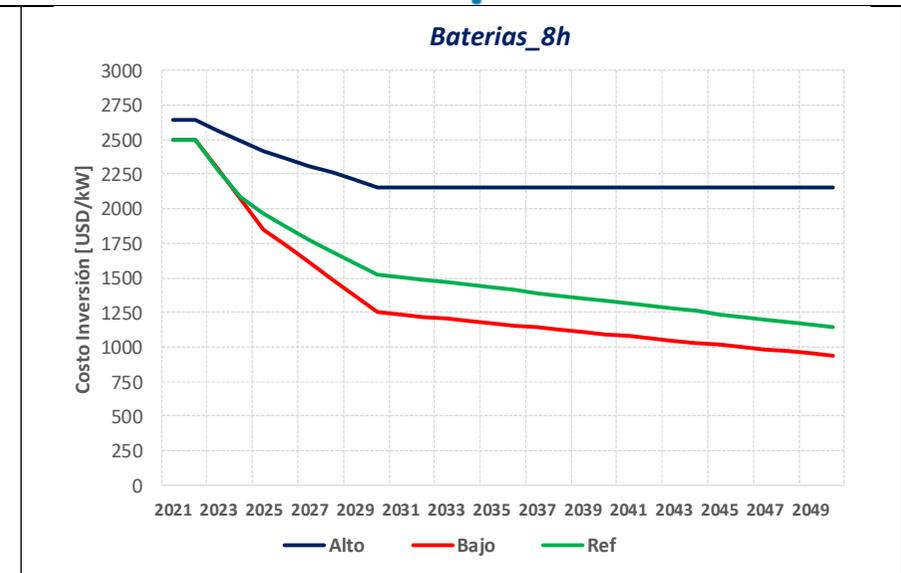
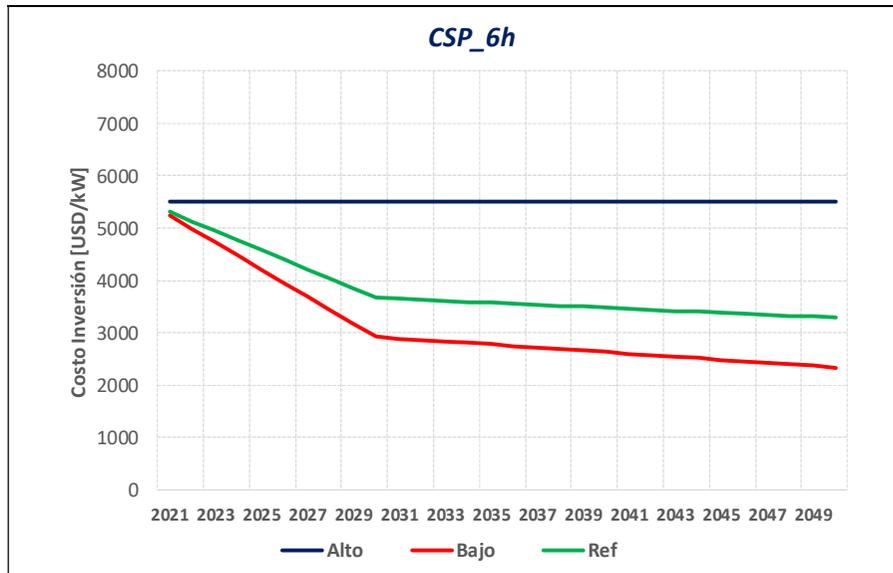
Figura 7.4: Costos variables centrales térmicas.

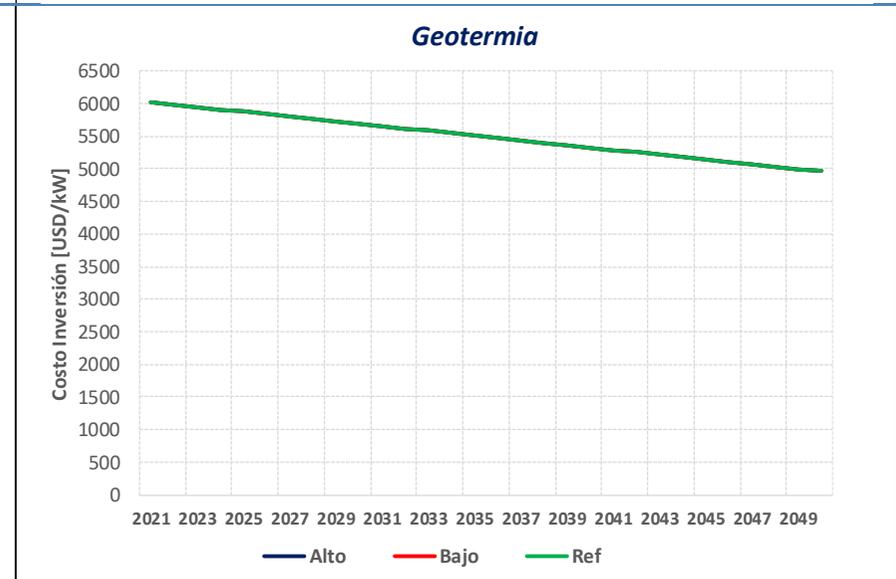
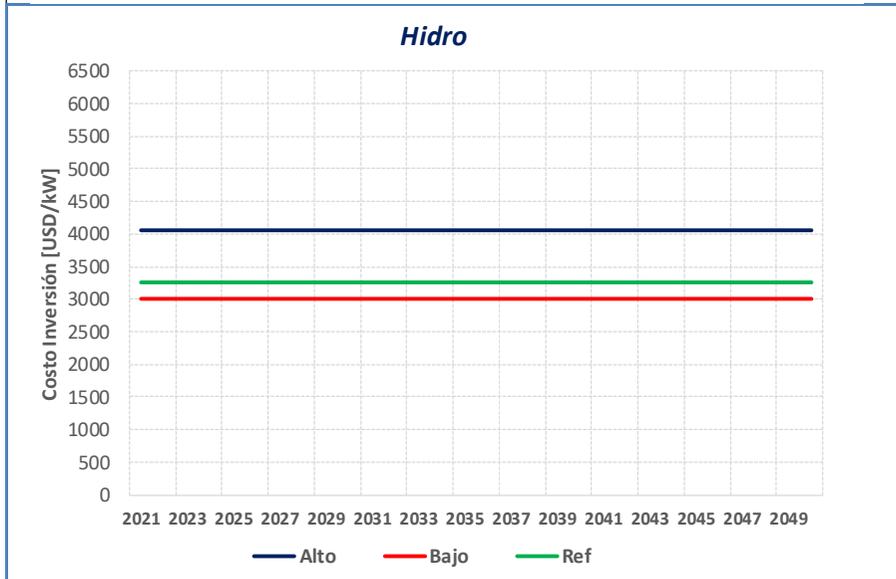
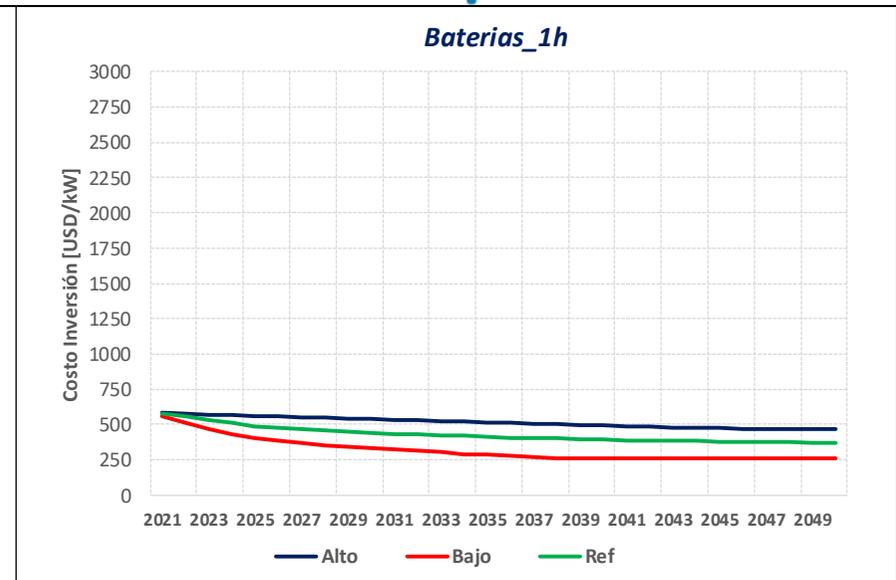
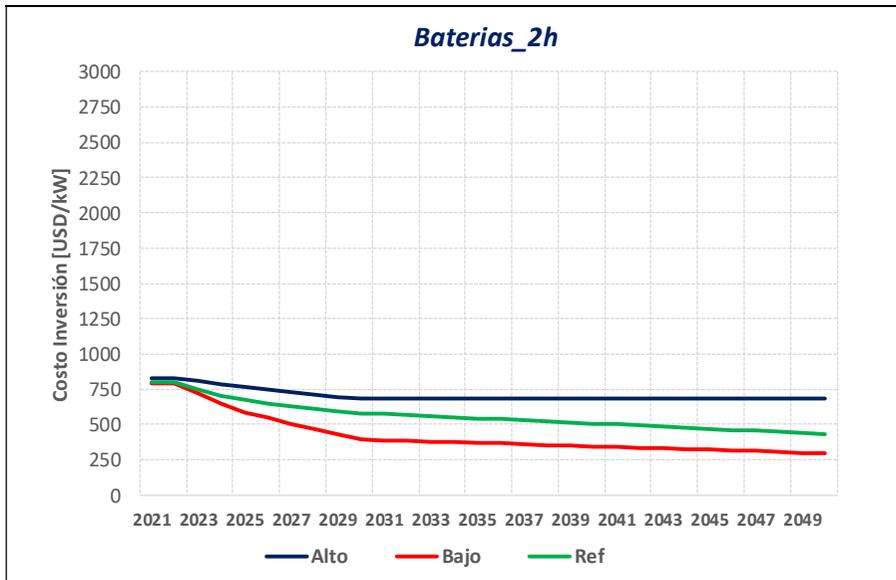


7.3 COSTOS DE DESARROLLO DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO

Figura 7.5: Costos unitarios de inversión tecnologías de generación y almacenamiento.







7.4 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 simplificada de 22 barras cuyo detalle se presenta en la sección 7.4.1.

7.4.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN RED SIMPLIFICADA

Se considera un modelo multinodal simplificado de la red de transmisión, que considera 22 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 7.1 se presentan las capacidades e impedancias utilizadas para modelar la red de transmisión simplificada en el contexto de la optimización conjunta generación-transmisión, mientras que en la Figura 7.6 se presenta un diagrama unilineal simplificado de dicha red de transmisión simplificada 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 la Tabla 7.2 y la Figura 7.7.

Tabla 7.1: Líneas de transmisión considerado en red de transmisión simplificada para optimización conjunta de inversiones generación-transmisión.

Líneas utilizadas en red de transmisión simplificada para optimización de inversiones conjunta generación-transmisión						
Líneas modeladas red simplificada	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 7.6: Red de transmisión simplificada considerada para la optimización conjunta de inversiones generación-transmisión

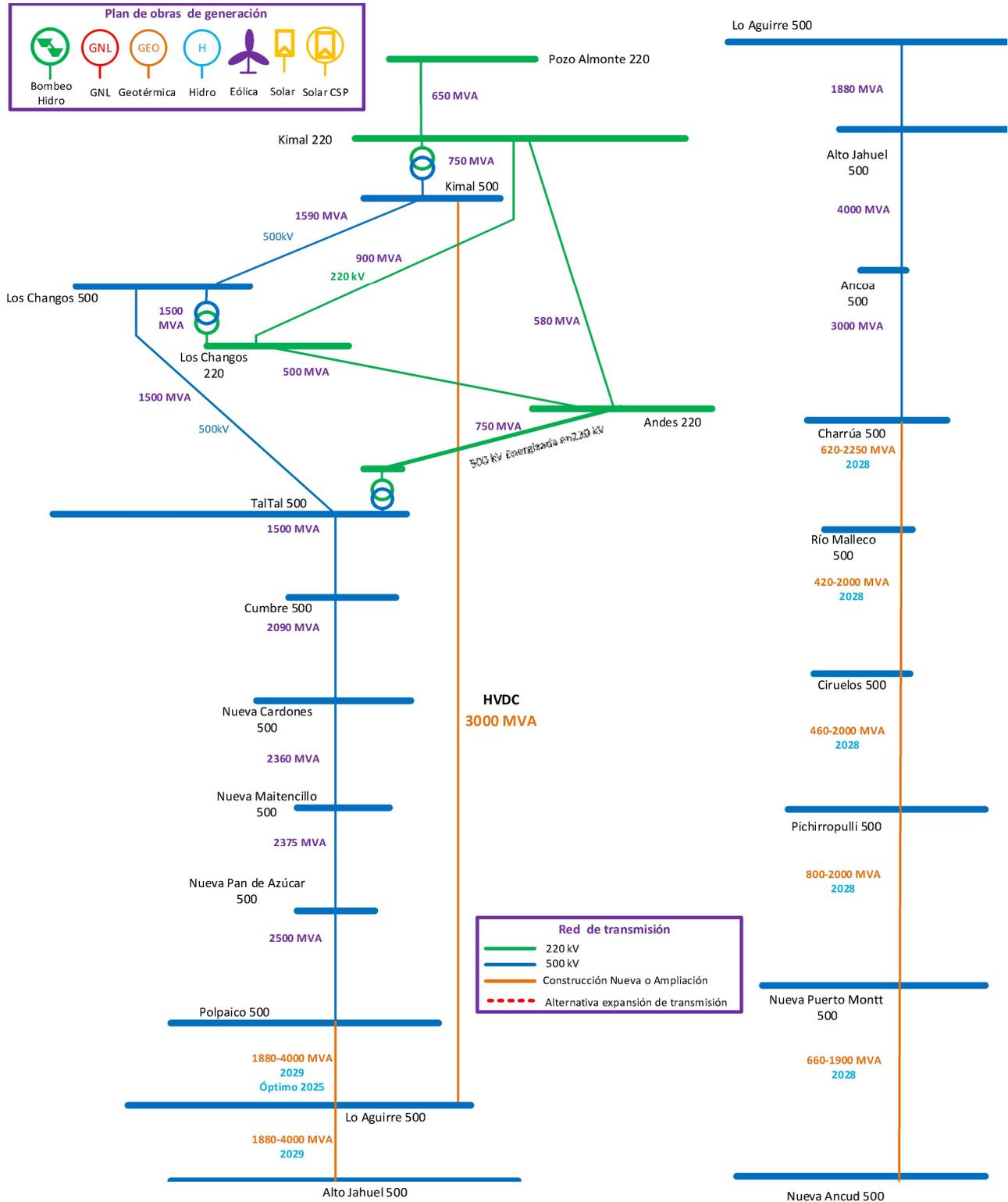


Tabla 7.2: Costos de inversión y capacidades de transmisión de alternativas de expansión consideradas para la optimización conjunta generación-transmisión

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

7.4.2 MODELACIÓN DE REQUERIMIENTOS DINÁMICOS DE INERCIA

FORMULACIÓN

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

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

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 sincrónicas¹⁴.

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.

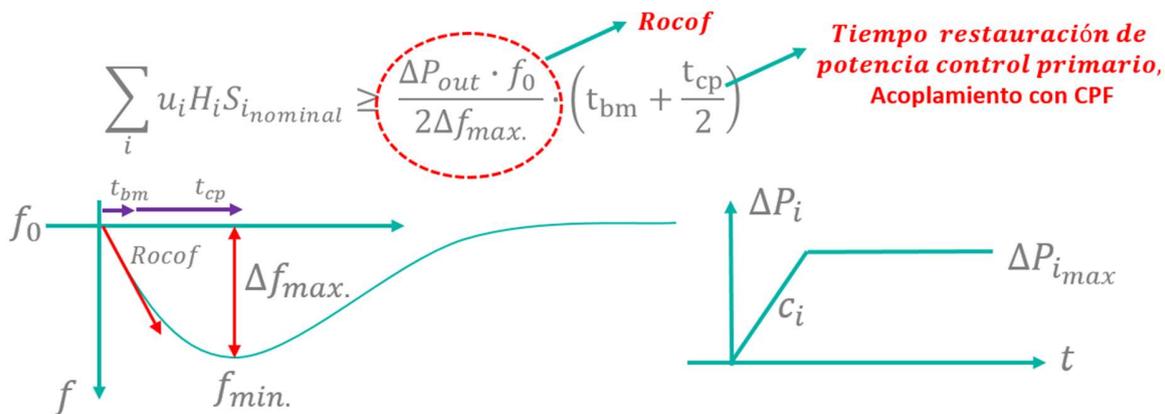
¹⁴ A futuro dicho supuesto podría cambiar, considerando la alternativa del aporte de inercia sintética de centrales en base a tecnología fotovoltaica o sistemas de almacenamiento en base a baterías, junto con adecuaciones en el control de máquinas con inercia real conectadas a través de convertidores 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 7.8 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 7.8: 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.

7.4.3 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 efectiva de una unidad i , con el tiempo t_i en que incurre para brindar dicho nivel de reserva, donde la reserva efectiva siempre estará acotada por la decisión de temporal de la variable t_i . Por otra parte, la restricción (23) permite limitar la reserva

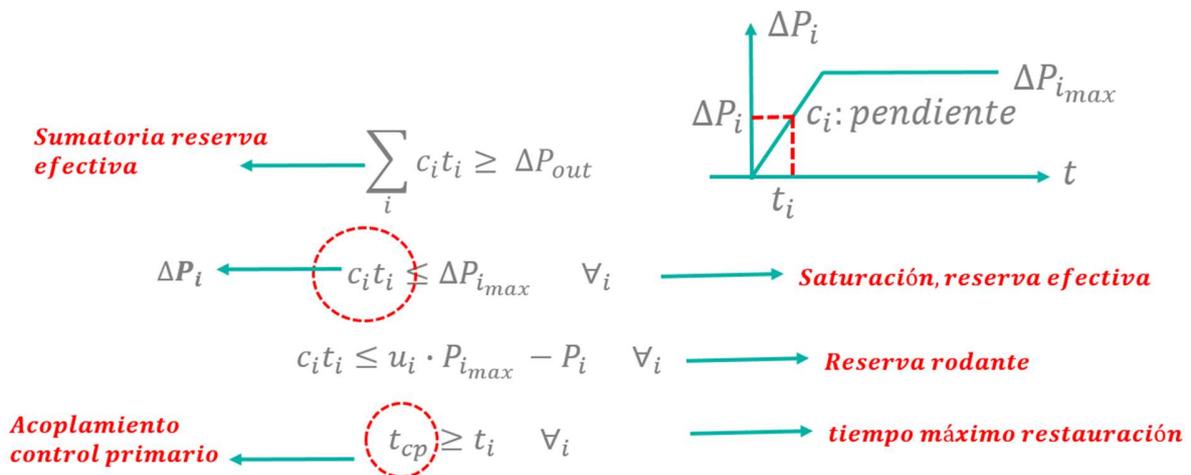
efectiva al máximo posible por la unidad i . Finalmente, la restricción (25) representa el acoplamiento con la restricción de inercia sistémica, ya que el tiempo de control primario de frecuencia t_{CPF} será siempre superior al tiempo de la unidad más lenta en brindar la reserva efectiva para el control 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 7.9 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 7.9: Representación gráfica de los requerimientos del CPF, y modelación de las variables de interés



7.4.4 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 fotovoltaicas 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 fotovoltaica 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 fotovoltaica, eólica, y demanda, en las Figura 7.10, Figura 7.11 y Figura 7.12, se presentan los vectores F y ΔD utilizados para el primer mes del horizonte.

Figura 7.10: Rampa fotovoltaica

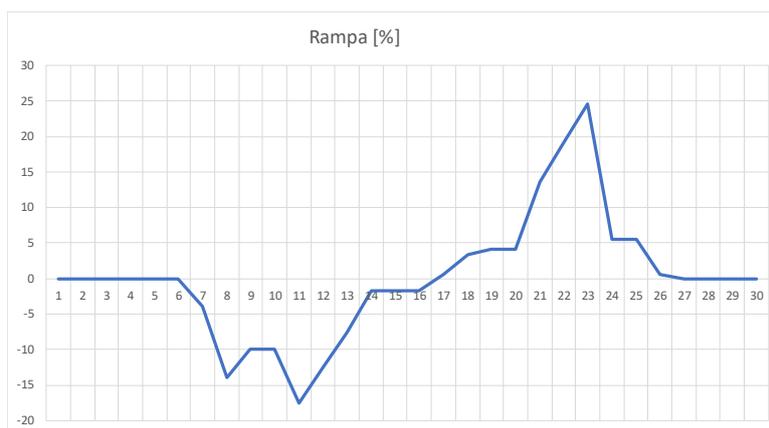


Figura 7.11: Rampa eólica

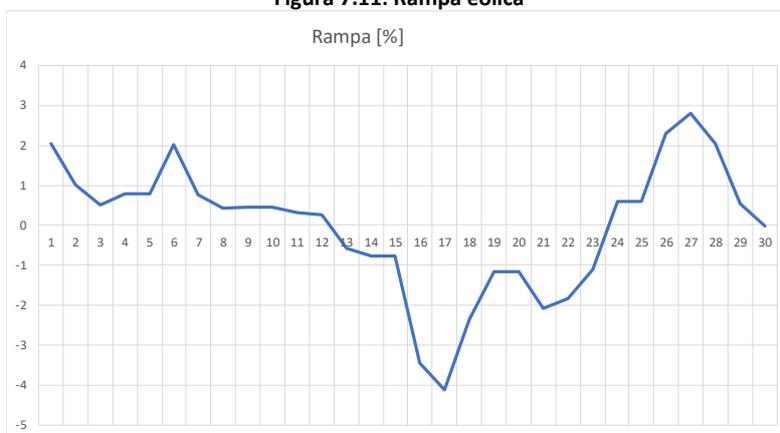
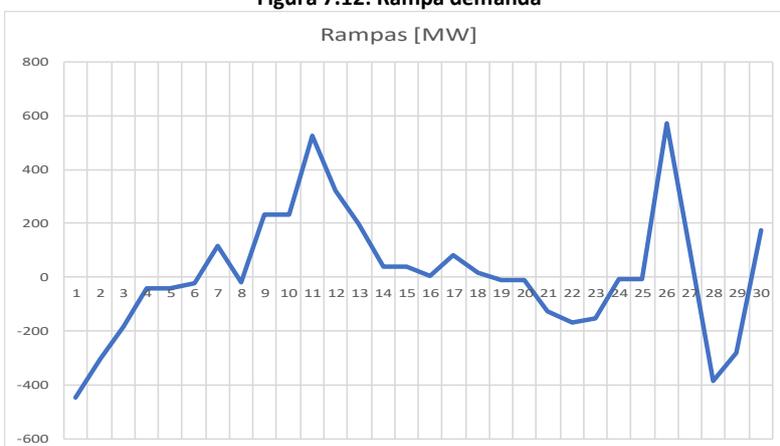


Figura 7.12: Rampa demanda



7.4.5 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 fotovoltaica 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 fotovoltaica, 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 fotovoltaica y eólica se presentan en la Tabla 7.3, donde los factores finales utilizados para la modelación del control de frecuencia fueron inferiores a los definidos en las fuentes de información de referencia, asumiendo mejoras futuras en la determinación de pronósticos.

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

Tabla 7.3: Factores de desviación de la demanda neta por variaciones intra-horarias y errores de pronóstico

Variaciones aleatorias intra-horarias			
	Eólica	Fotovoltaica	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%

7.4.6 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 1.000 USD/kW y 2.000 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 7.4.2.

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.

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

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

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

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.

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

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

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

Donde:

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

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

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

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

$P_{L \text{ max}}$: 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

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

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

RESERVAS EFECTIVAS

Las reservas efectivas máximas de subida para control primario de frecuencia, que pueden aportar las baterías de Carnot en sus modos de 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:

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

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

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

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

Donde

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

$T_{up\ batCarnot}$: 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 7.4.2 y 7.4.3.

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:

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

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.

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

7.4.7 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 7.4 extraída de la minuta:

Tabla 7.4: 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 lo anterior, $H_{CCSS_i}[s]=10[s]$ para las alternativas consideradas, y $Q_{nominal}[MVAr]$ en rangos de 100, 200 y 300 MVAr. Luego

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

7.4.8 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.

7.4.9 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.

7.4.10 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.

7.4.11 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.

7.5 INFORMACIÓN TÉCNICA DE LOS 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 7.5, Tabla 7.6 y Tabla 7.7 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 7.5: Sistemas de Almacenamiento electroquímico

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		Aporte de inercia y cortocircuito
		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-ácido 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)
			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		
Tecnología	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 piloto 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 H2 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 CO2 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	H2 verde promete sustituir los combustibles fósiles para la industria automotriz, aeronáutica, marítima, energética, química, entre otras.

Tabla 7.6: Sistemas de Almacenamiento Térmico

Almacenamiento			Térmico			
Tecnologías			Sales Fundidas (MSES)	Sales Fundidas (MSES)	Aire Comprimido Adiabático (ACAES)	Aire Líquido comprimido (LAES)
			Baterías de Carnot	CSP		
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				
		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
		Potencia/Energía (Reserva)	Baja Potencia y alta energía	Baja Potencia y alta energía	Alta potencia y baja energía	Alta potencia y baja energía
		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
	Conexión a red eléctrica	Niveles de tensión de conexión	Alta tensión	Alta tensión	Media y alta tensión.	Media y alta tensión.
		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.
Costos	Componentes de costos	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
		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
		Desarrollo y construcción (años)	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 piloto pueden crecer a plantas de mayor escala, realizando cambios estructurales.	Alta, proyectos se desarrollan de manera modular.

Almacenamiento			Térmico			
Tecnologías			Sales Fundidas (MSES)		Aire Comprimido Adiabático (ACAES)	Aire Líquido comprimido (LAES)
			Baterías de Carnot	CSP		
Varios		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
	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 tipos 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 tipos 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 7.7: 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%, auto descarga 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 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 auto descarga.