



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LA OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA COMO ACTIVO DE TRANSMISIÓN EN EL
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

ROCÍO JOSÉ MARÍN BRICEÑO

PROFESOR GUÍA:
EDUARDO PEREIRA BONVALLET

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO MORENO VIEYRA
EDUARDO ESPERGUEL GALAZ

SANTIAGO DE CHILE
2020

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA
POR: ROCÍO JOSÉ MARÍN BRICEÑO
FECHA: 2020
PROF. GUÍA: EDUARDO PEREIRA BONVALLET

EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LA OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA COMO ACTIVO DE TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Actualmente Chile experimenta una transición energética importante hacia una matriz renovable, donde la capacidad instalada ERNC se vio duplicada desde el año 2016 hasta la fecha y se espera que se vuelva a duplicar al año 2025. Dentro del mismo contexto, el Gobierno comenzó con el plan de descarbonización que contempla el cierre de todas las centrales a carbón al año 2040. Estas acciones traen consigo grandes desafíos en transmisión, para evitar vertimientos ERNC, aliviar congestiones y mantener la flexibilidad del sistema. Dichas problemáticas se solucionan si el sistema de transmisión se expande conforme aumenta la generación, lo cual se torna cada vez más complicado debido a la gran diferencia en los tiempos de construcción. Los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) en cambio, son buenos candidatos, ya que son de rápida construcción, pueden realizar una diversidad de servicios y aumentan la flexibilidad del sistema. Su principal barrera son los altos costos de inversión, sin embargo, estos se proyectan a la baja y pueden apalancarse si se permite la orientación multiservicio.

En vista de los antecedentes expuestos, este trabajo evalúa técnica y económicamente la integración de un SAE tipo BESS, el cual realiza de manera simultánea arbitraje de energía, SS.CC de control de frecuencia, incluyendo además, el servicio de transmisión para el alivio de congestiones en el Sistema Eléctrico Nacional. Con el fin de determinar la combinación de servicios del SAE que aporta mayores beneficios al sistema, se modelaron 3 casos de operación. A partir de estos resultados se concluye que el caso que considera la prestación de todos los servicios es el más atractivo (con un ahorro desde 4 hasta 15 veces mayor), evidenciando que es posible compatibilizar la asignación conjunta del servicio de transmisión con otros servicios. Identificado este caso de operación, se realiza un análisis de sensibilidad de los resultados operacionales y económicos considerando distintas configuraciones de energía, potencia y ubicación del SAE. Los resultados operacionales arrojan que la orientación multiservicio es más eficiente en reducir las saturaciones en las horas solares, disminuyendo el desacople de los costos marginales y contribuyendo a la reducción del vertimiento ERNC y emisiones de CO₂, alcanzando en algunos años un ahorro mayor a 600.000 tonCO₂eq. Con respecto a los resultados económicos se perciben ahorros en costos operacionales promedio anual entre 2.82% y 7.62%, siendo el caso más atractivo el de 500MW/30min en la barra de Polpaico, con un beneficio en valor presente a de 255 MUSD.

La valorización de los ingresos en los mercados de energía y SS.CC indica que para capturar la totalidad de los beneficios del SAE es recomendable optar por una planificación centralizada y que existen sobre-rentas en algunos años. De esto se desprende que para viabilizar proyectos de almacenamiento, la regulación debe reconocer las características técnicas y de operación específicas de los SAE en las reglas de mercado y en la metodología de evaluación, incluyendo la valorización de ahorro en emisiones, para así promover proyectos carbono neutrales.

*Nosotros, los mortales,
logramos la inmortalidad en las cosas que creamos en común
y que quedan después de nosotros.
A. Einstein*

Agradecimientos

Primero que todo, quiero agradecer a mi familia. A mis padres, por todo el amor, tiempo, preocupación, viajes y herramientas que me dieron durante toda mi vida. Sin el pensamiento crítico de mi padre y la calma intrínseca de mi madre no habría llegado hasta donde estoy ahora. Agradezco mucho su tiempo y esfuerzo para llevarme a las clases del conservatorio, inglés, entrenamiento de atletismo y todos los talleres que quise ir durante mi infancia, ya que eso me permitió ser una persona integral, sin miedo a aceptar nuevos desafíos, consciente del esfuerzo que conlleva realizarlos y también aprender a sobrellevar los posibles fracasos. A mi hermana, por siempre ofrecerme ayuda, por ser mi confidente y por darme la libertad de quedarme en su casa y darme comida cuando se me hacía tarde en la U, gracias Cami linda.

Muchas gracias tía Eli por su alegría, preocupación, buenas energías, disposición a escuchar y ofrecimientos de ayudas desinteresadas, sobretodo cuando estuve en Francia. Muchas gracias tía Altri por siempre estar atenta y por su especial cariño. Gracias María Jesús, quiero que sepas lo mucho que te quiero y la alegría que me das.

En segundo lugar, quiero agradecer a mi profesor guía Eduardo P. por lo mucho que me enseñó, por la paciencia y por darme el espacio de llevar al límite mis capacidades. También quiero agradecer a Eduardo E. por su tiempo, buena disposición e interés en mi trabajo. Los aportes de ambos permitieron que este proyecto tomara forma.

En tercer lugar, quiero agradecer a la Vale y a la Belencita, por estar en las malas y en las buenas, y con quienes he desarrollado una amistad hermanable. Además, quiero agradecer a la Caro, una nueva amistad que comenzó con las juntas de estudio, pero que ha llegado hasta el punto de que te considero una hermana.

También quiero agradecer a mis amigas de la Universidad, a las “Ebria Girls”: Barbie, Caro, Mijal, Mila, Paula, Vale, por todas las risas, sentimientos, bailes y cervezas compartidas. Los viernes no hubieran sido lo mismo sin ustedes y sin los Kimuras. También quiero agradecer a los eléctricos, a los “Controlitos”, por ser el mejor grupo y por aceptar mis siestas. También agradecer a la gente que conocí en Francia, muchos cariños al Club Chilien, al BDI, al Club Raid, Max, Nacho, Diego, Seba, Belu, Malu, Houda, Franek y Linah.

Ya para terminar, quiero darle las gracias a Jaime, por siempre estar dispuesto a ayudarme y a animarme cuando lo necesitaba. Fuiste mi luz en momentos de estrés, cuando no encontraba soluciones factibles en el espacio-tiempo de mis problemas. Admiro tu forma de ser, alegre, cariñosa, disciplinada, energética, tenaz y capaz de hacer todo lo que te propones. Transmites amor y confianza a los que te rodean, estoy muy agradecida de haberte conocido.

Tabla de Contenido

Tabla de Contenido	vii
Índice de Tablas	x
Índice de Ilustraciones	xii
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos específicos	4
1.3. Alcances	4
1.4. Estructura del documento	4
2. Marco teórico	6
2.1. Sistemas de almacenamiento de energía	6
2.2. Aplicaciones de los SAE	9
2.2.1. Aplicaciones de los SAE en generación	10
2.2.2. Aplicaciones de los SAE para Servicios Complementarios	11
2.2.3. Aplicaciones de los SAE en transmisión	14
2.3. Proyectos de SAE como activo de transmisión	15
2.4. Metodologías de cálculo de integración de BESS multiservicio	18
2.4.1. Metodología de 3 niveles para el manejo de congestiones	18
2.4.2. Cálculo de anchos de banda para el manejo de congestiones	20
2.5. Modelo básico de operación de SEP con BESS	22
2.5.1. Función objetivo	23
2.5.2. Balance nodal y suministro de la demanda	23
2.5.3. Límites de generación y definición de UC	23
2.5.4. Flujo por las líneas de transmisión y ángulos de fase	24
2.5.5. Carga y descarga de BESS	24
2.6. Metodología de evaluación de alternativas de expansión de la transmisión en Chile	24
2.6.1. Sub-etapa de factibilidad y valorización de proyectos	24
2.6.2. Sub-etapa de evaluación económica	25
3. Modelo de operación	28
3.1. Modelo de predespacho base	28

3.1.1.	Función objetivo	30
3.1.2.	Balance nodal	30
3.1.3.	Requerimientos de reservas primarias y secundarias	30
3.1.4.	Limitaciones de potencia y definición de UC	30
3.1.5.	Limites de reservas	31
3.2.	Operación del BESS	31
3.2.1.	Limite de flujo	31
4.	Metodología	35
4.1.	Formulación y validación del modelo de operación del BESS	35
4.2.	Modelamiento del SEN	36
4.3.	Integración del modelamiento del BESS al SEN	37
4.4.	Simulación de la operación del SEN	37
4.5.	Análisis de resultados	37
4.6.	Análisis de sensibilidad	37
5.	Caso ejemplo: datos de entrada, resultados y análisis	38
5.1.	Características del sistema	38
5.1.1.	Generación	39
5.1.2.	Demanda	39
5.1.3.	Sistema de almacenamiento de energía	40
5.2.	Descripción de los casos de operación del BESS	40
5.3.	Resultados	41
5.3.1.	Generación	41
5.3.2.	Flujo por transmisión y generación ERNC	42
5.3.3.	Asignación de servicios del SAE	44
5.3.4.	Costos de operación y vertimiento ERNC	45
5.3.5.	Análisis de sensibilidad	46
6.	Sistema Eléctrico Nacional: datos de entrada, resultados y análisis	51
6.1.	Características del sistema	51
6.1.1.	Generación y plan de obras	52
6.1.2.	Perfiles ERNC	53
6.1.3.	Transmisión	53
6.1.4.	Demanda	53
6.1.5.	Descarbonización	53
6.1.6.	Hidrologías	54
6.1.7.	Sistema de almacenamiento de energía	55
6.2.	Descripción de los casos de operación del BESS	55
6.3.	Resultados operacionales	57
6.3.1.	Generación	58
6.3.2.	Flujos por el sistema de transmisión	60
6.3.3.	Operación del almacenamiento	64
6.4.	Resultados económicos	70
6.4.1.	Costos marginales	70
6.4.2.	Ahorro	72
6.4.3.	Emisiones	73

6.4.4.	Beneficios económicos	74
6.4.5.	Beneficios económicos considerando ahorro en emisiones	75
6.4.6.	Remuneraciones del Caso 3	76
6.5.	Análisis de sensibilidad	78
6.5.1.	Reubicación del Caso 2	78
6.5.2.	Características de energía y potencia del Caso 3	80
6.5.3.	Almacenamiento distribuido	87
6.6.	Replanteamiento del Caso 3: Caso modular	91
6.6.1.	Ahorro y remuneraciones	91
6.6.2.	Beneficios económicos	92
6.7.	Discusión sobre la regulación	94
6.8.	Estructura de costos los SAE	96
7.	Conclusiones	98
7.1.	Trabajos futuros	100
	Bibliografía	101
	Anexo A. Proyección de la demanda	105
	Anexo B. Distribución de pagos de los casos de 1000MWh y 2000MWh	106
	Anexo C. Ahorro del caso modular	109

Índice de Tablas

2.1.	Comparación de las características de las tecnologías de almacenamiento antes mencionadas [1], [2], [3], [4], [5], [6], [7]	7
2.2.	Proyectos en operación de SAE como activo de transmisión en el mundo [8].	17
2.3.	Definición de los conjuntos y parámetros del modelo básico de operación. . .	22
2.4.	Definición de las variables del modelo básico de operación.	23
2.5.	Datos de entrada del cálculo del V.A.T.T por cada tipo de obra.	26
3.1.	Definición de los conjuntos del modelo.	28
3.2.	Definición de los parámetros y variables de decisión del modelo.	29
5.1.	Datos de entrada y parámetros del almacenamiento considerados en el Caso ejemplo.	40
5.2.	Casos de operación del BESS.	40
5.3.	Comparación entre casos de los costos de operación y vertimientos ERNC. . .	45
5.4.	Comparación de beneficios del Caso 5 para distintos valores de inversión y tamaño del SAE considerando UC. En negrita se muestra el máximo para cada escenario de costo.	46
5.5.	Comparación del ahorro, inversión y beneficios según el tamaño de la línea extra a construir.	47
5.6.	Resumen de la sensibilidad del ahorro según el tipo de hidrología considerada.	47
5.7.	Comparación del ahorro y vertimiento entre casos, con y sin UC.	49
5.8.	Comparación de beneficios para distintos valores de inversión y tamaño del almacenamiento sin considerar UC.	50
5.9.	Comparación del ahorro, inversión y beneficios según el tamaño de la línea extra a construir.	50
6.1.	Matriz energética año 2025.	52
6.2.	Cronograma de cierre de operaciones de las centrales a carbón considerado. .	54
6.3.	Datos de entrada y parámetros del almacenamiento considerados.	55
6.4.	Casos de operación del BESS.	56
6.5.	Límites técnicos originales y finales por circuito, luego del aumento de capacidad para el Caso 3.	57
6.6.	Resumen de la energía destinada a cada servicio del Caso 2 y 3.	64
6.7.	Comparación de beneficios de los Casos 1, 2 y 3 para un VI = 600 USD/kWh.	74
6.8.	Comparación de beneficios de los Casos 1, 2 y 3 para un VI = 450 USD/kWh.	74
6.9.	Comparación de beneficios de los Casos 1, 2 y 3 para un VI = 300 USD/kWh.	74

6.10. Comparación de beneficios incluyendo el ahorro en emisiones, VI=600 USD/kWh.	75
6.11. Comparación de beneficios incluyendo el ahorro en emisiones, VI=450 USD/kWh.	75
6.12. Comparación de beneficios incluyendo el ahorro en emisiones, VI=300 USD/kWh.	76
6.13. Comparación de los beneficios del Caso 2 para un VI = 600 USD/kWh.	79
6.14. Comparación de los beneficios del Caso 2 para un VI = 450 USD/kWh.	80
6.15. Comparación de los beneficios del Caso 2 para un VI = 300 USD/kWh.	80
6.16. Casos considerados en el análisis de sensibilidad.	80
6.17. Balance de beneficios para un valor de inversión de 600 USD/kWh.	82
6.18. Balance de beneficios para un valor de inversión de 450 USD/kWh.	82
6.19. Balance de beneficios para un valor de inversión de 300 USD/kWh.	83
6.20. Balance de beneficios incluyendo ahorro en emisiones. VI = 600 USD/kWh.	84
6.21. Balance de beneficios incluyendo ahorro en emisiones. VI = 450 USD/kWh.	84
6.22. Balance de beneficios incluyendo ahorro en emisiones. VI = 300 USD/kWh.	84
6.23. Evaluación económica de los casos con una energía de 500 MWh y 1000 MWh ubicados en Polpaico y distribuidos en dos barras, para un VI = 600 USD/kWh.	90
6.24. Evaluación económica de los casos con una energía de 500 MWh y 1000 MWh ubicados en Polpaico y distribuidos en dos barras, para un VI = 450 USD/kWh.	90
6.25. Evaluación económica de los casos con una energía de 500 MWh y 1000 MWh ubicados en Polpaico y distribuidos en dos barras, para un VI = 300 USD/kWh.	90
6.26. Beneficios económicos considerando una evolución del V.I de 600-450-300 USD/kWh del Caso modular.	93
6.27. Beneficios económicos considerando una evolución del V.I de 550-450-300 USD/kWh del Caso modular.	93
6.28. Beneficios económicos considerando una evolución del V.I de 350-300-250 USD/kWh del Caso modular.	93
6.29. Beneficios corregidos para un valor de inversión de 600 USD/kWh.	96
6.30. Beneficios corregidos para un valor de inversión de 450 USD/kWh.	97
7.1. Proyección de la demanda utilizada.	105

Índice de Ilustraciones

1.1. Ejemplo del aumento de capacidad o servicio de transmisión.	2
2.1. Clasificación de las tecnologías de almacenamiento [2] y [9]. Nota: LMO: óxido de litio y manganeso; NCA: óxido de níquel, cobalto y aluminio; LFP: fosfato de litio y hierro; LTO: titanato de litio; NaS: azufre de sodio; NaNiCl: cloruro de níquel sódico; VRLA: plomo-ácido regulado por válvula; NiMH: níquel-hidruro metálico; NiCd: níquel cadmio; NiFe: níquel hierro.	7
2.2. Nivel de potencia y energía de los sistemas de almacenamiento [2].	8
2.3. Gama de aplicaciones de los sistemas de almacenamiento [2]. Los bloques encerrados en rojo corresponden a los servicios que se considerarán para el caso de estudio.	9
2.4. Valor capitalizado de los múltiples servicios que aporta un SAE en la red de GB [10].	10
2.5. Principio del arbitraje de energía a lo largo de un día.	11
2.6. Principio de regulación de frecuencia primaria y secundaria.	12
2.7. Características técnicas servicios de control de frecuencia [11]. Nota: CTF: Control Terciario de Frecuencia.	12
2.8. Metodología de 3 niveles propuesta en [12].	18
2.9. Metodología de evaluación de la sub-etapa de factibilidad y valorización de proyectos.	25
2.10. Metodología de evaluación de la sub-etapa de evaluación económica.	25
3.1. Explicación gráfica de las restricciones (3.20), (3.22) y (3.23).	32
3.2. Explicación gráfica de las restricciones en energía (3.24), (3.25), (3.26) y (3.27).	33
4.1. Diagrama de bloques de la metodología general.	35
4.2. Listado de requisitos para la validación del modelo de operación del BESS.	36
5.1. Diagrama del sistema ejemplo, modelo simplificado interconexión SING-SIC.	38
5.2. Potencia instalada por tecnología considerada en el Caso ejemplo.	39
5.3. Perfiles apilados de demanda diaria del nodo SING y SIC del Caso ejemplo.	39
5.4. Esquema de conexión de los 5 casos de operación del Caso ejemplo.	41
5.5. Generación por tecnología durante 24 horas de un día tipo del Caso base, Caso 1 y Caso 2.	41
5.6. Generación por tecnología durante 24 horas de un día tipo del Caso 3, Caso 4 y Caso 5.	42

5.7. Flujo a través de la línea de interconexión durante un día de operación de los 6 casos.	43
5.8. Curva de operación del SAE v/s generación ERNC de los 6 casos.	43
5.9. Asignación de servicios horaria del Caso 5 durante el día 1.	44
5.10. Asignación de servicios horaria del Caso 5 durante el día 10.	44
5.11. Generación por tecnología durante 24 horas de un día tipo del Caso 5.	47
5.12. Generación durante 24 horas de un día tipo del Caso base, Caso 1 y Caso 3.	48
5.13. Flujo a través de la línea durante un día de operación del Caso 1, 2 y 3.	49
5.14. Curva de operación del SAE v/s generación ERNC del Caso 1, 2 y 3.	49
6.1. Plan de obras de generación eléctrica.	52
6.2. Evolución y tasa de crecimiento de la demanda industrial y vegetativa.	53
6.3. Capacidad instalada total de centrales a carbón para cada escenario de descarbonización.	54
6.4. Energía histórica anual generada por afluentes hidráulicos años 1960-2019.	55
6.5. Esquema de conexión del Caso 1 500MW/30min (izquierda) y de los Casos 2 y 3 250MW/4h (derecha).	56
6.6. Diagrama del aumento de capacidad por circuito del servicio de transmisión para el Caso 3.	57
6.7. Generación esperada anual del Caso base.	58
6.8. Perfiles horarios del Caso base.	58
6.9. Diferencia de la generación esperada anual por tecnología con respecto al Caso base. Diferencia positiva indica aumento.	59
6.10. Representación de los elementos que componen al gráfico de caja y bigotes.	60
6.11. Patrón de flujo intra-diario Caso base año 2025.	61
6.12. Evolución anual de flujos por el corredor de 500 kV del Caso base en horas solares, entre las 8:00 - 18:00 hrs.	62
6.13. Comparación de flujos por el corredor de 500kV en las horas solares.	63
6.14. Distribución promedio de todos los años de las prestaciones del SAE del Caso 2.	65
6.15. Distribución promedio de todos los años de las prestaciones del SAE del Caso 3.	66
6.16. Prestaciones promedio horario del SAE del Caso 3 para el año 2026.	67
6.17. Prestaciones promedio horario del SAE del Caso 3 para el año 2030.	67
6.18. Prestaciones promedio horario del SAE del Caso 3 para el año 2035.	68
6.19. Prestaciones promedio horario del SAE del Caso 3 para el año 2039.	68
6.20. Distribución anual del SOC del SAE del Caso 3 para el año 2026, 2030 y 2039.	69
6.21. Evolución anual de los costos marginales del Caso base en cada hidrología y bloque horario.	70
6.22. Evolución de los costos marginales del bloque B entre cada caso de operación.	71
6.23. Diferencia anual de los costos operacionales con respecto al Caso base.	72
6.24. Evolución de las emisiones de CO2 (izquierda) y ahorro de emisiones con respecto al Caso base (derecha).	73
6.25. Evolución de los ingresos por arbitraje, SS.CC y transmisión del Caso 3 y el ahorro en rojo, considerando un valor de inversión bajo, medio y alto.	77
6.26. Comparación de la evaluación de los costos marginales del bloque B del Caso base, Caso 2 en Polpaico y Caso 2 en Cardones.	78
6.27. Ahorro percibido del Caso 1, 2 y 3 incluyendo el Caso 2 en Cardones.	79
6.28. Ahorro percibido de todos los casos del análisis de sensibilidad.	81

6.29. Evolución de las remuneraciones y el ahorro del Caso 250MW/1h.	85
6.30. Evolución de las remuneraciones y el ahorro del Caso 500MW/30min.	85
6.31. Evolución de las remuneraciones y el ahorro del Caso 250MW/2h.	86
6.32. Evolución de las remuneraciones y el ahorro del Caso 500MW/1h.	86
6.33. Esquemas de conexión del caso distribuido de 500MW/1h (izquierda) y del caso distribuido de 500MW/2h (derecha).	87
6.34. Flujos por el corredor de 500kV de los casos distribuidos (Dx) y sus homólogos en energía.	88
6.35. Ahorro de los casos con 500 MW incluyendo los casos distribuidos.	89
6.36. Evolución de las reinversiones consideradas en el Caso modular	91
6.37. Evolución del ahorro y pagos del Caso modular.	92
6.38. Estudio de Costos de Sistemas de Almacenamiento de Energía 2019 publicado por BloombergNEF. Nota: PCS: Sistema de conversión de energía y EPC: Ingeniería, adquisición y construcción.	96
7.1. Remuneraciones del caso 250MW/4h.	106
7.2. Remuneraciones del caso 500MW/2h.	107
7.3. Remuneraciones del caso 250MW/8h.	107
7.4. Remuneraciones del caso 500MW/4h.	108
7.5. Ahorro del caso modular.	109

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Actualmente, la matriz energética chilena evidencia una transición importante desde la generación en base a combustibles fósiles a la generación ERNC¹. Dicha transición se encuentra sustentada por el plan de descarbonización planteado por el Gobierno a comienzos del año 2019, cuya meta es retirar todas las centrales a carbón al año 2040 [13]. Estas acciones buscan mitigar el cambio climático, cuyos efectos crecen exponencialmente año a año. Según [14], Chile se encuentra en el lugar 7 entre los 10 países más vulnerables al calentamiento global.

La transición energética ya es evidente, como también lo es la rapidez del cambio. Desde el año 2016 hasta la fecha se duplicó la capacidad instalada de proyectos ERNC [15]. A esto se le suma que hay 5389 MW de proyectos solares PV² y eólicos comprometidos que entrarán en operación antes del año 2024 [16]. En este mismo contexto, el año pasado se implementó la primera medida del plan de descarbonización, cuyo cronograma contempla el cierre de ocho centrales a carbón por un total de 1.047 MW al año 2024, lo cual equivale a un 19% de la capacidad instalada de la generación en base a carbón [13]. Considerando ambos hechos, surgen grandes desafíos en transmisión, para evitar vertimientos y mantener la flexibilidad del sistema a mínimo costo. Como por ejemplo, incluir tecnologías de rápida reacción frente a fluctuaciones de carga, considerar gestión de la demanda, promover la GD³, entre otros.

Dentro de este marco, una solución tradicional sería expandir el sistema de transmisión conforme aumenta la capacidad instalada de ERNC. En la práctica, esto se hace cada vez más complejo, ya que la construcción y puesta en marcha de una línea de transmisión tarda 7 años considerando atrasos que duran generalmente 20 meses [17], versus un proyecto solar que tarda 2 años en construirse e instalarse. De este modo, se deben buscar alternativas de respaldo durante el periodo de adaptación o soluciones definitivas que se construyan más rápidamente. Los SAE⁴ califican en ambos casos, pues tienen un tiempo de implementación

¹Energías Renovables No Convencionales

²Photovoltaic

³Generación Distribuida

⁴Sistemas de Almacenamiento de Energía

similar a los proyectos solares (2 años aprox.) y pueden ampliar la capacidad de una línea durante la transición de expansión, relajando el criterio N-1.

Dicho criterio limita la capacidad de transporte de las líneas de transmisión a la mitad durante toda la operación, de tal manera que en caso de falla de una línea, la otra pueda reemplazarla y evitar desbalances o desabastecimiento de la demanda. Esto genera una operación poco eficiente, ya que obliga a contar con una capacidad de respaldo no utilizada, solo en caso de falla, lo cual aumenta los costos de inversión y mantiene infraestructura no explotada. Con los SAE es posible plantear una operación diferente, que permite relajar dicho criterio y aumentar la transferencia por la línea, aprovechando su capacidad ociosa, de manera que el SAE actúe de respaldo. Un ejemplo de esto se muestra en la figura 1.1

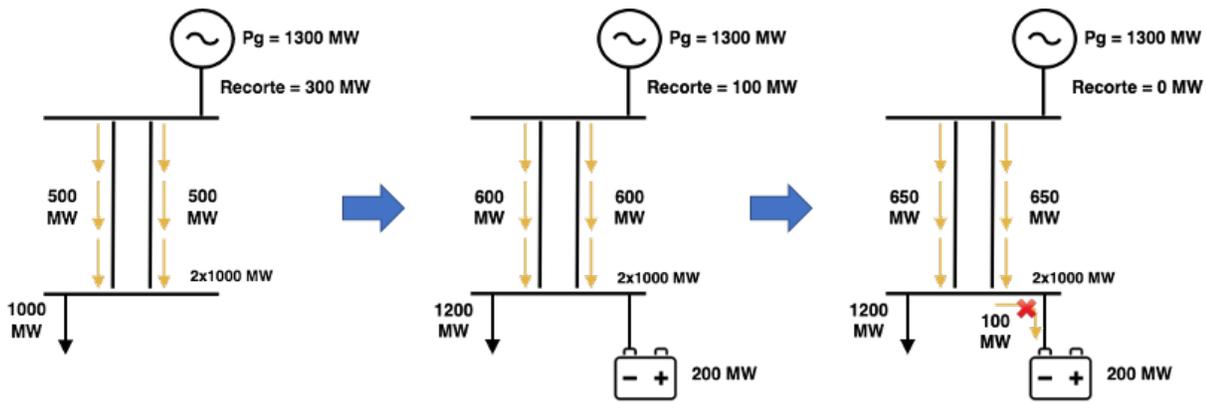


Figura 1.1: Ejemplo del aumento de capacidad o servicio de transmisión.

Inspirado en la realidad nacional, el ejemplo cuenta con un consumo en el nodo de abajo (centro de carga), la generación ERNC se encuentra en el norte igual a 1300 MW, y debe ser entonces transmitida por líneas de transmisión que se rigen por el criterio N-1, en este caso con un doble circuito de 1000 MW cada una. Para cumplir con el criterio N-1, en el primer caso se pueden transmitir máximo 1000 MW a la demanda, con un recorte de 300 MW. En el segundo caso se conecta un SAE de 200 MW en el centro de carga y bajo el compromiso de que en caso de falla el SAE inyecta con los 200 MW, la capacidad de la transmisión de la línea se puede aumentar en 200 MW. Esto permite transferir 600 MW por cada corredor, pudiendo abastecer la demanda con 1200 MW y el recorte disminuye a 100 MW. En el tercer caso, bajo la condición de que el SAE se estuviera cargando al mismo tiempo en que ocurre una falla, este podría dejar de cargarse, disminuir la demanda en 100 MW y además inyectar 200 MW para abastecer la demanda, lo que aumenta la capacidad de transferencia en 300 MW. Esto permite transmitir 650 por cada corredor, operando sin recortes. Dicho ejemplo explica el potencial que tiene un sistema de almacenamiento utilizado como activo de transmisión.

En paralelo con los beneficios que podrían aportar en transmisión, se tiene que la capacidad de inyectar, absorber y almacenar energía en cualquier instante, los convierte en una de las mejores alternativa para solucionar problemas de flexibilidad ligados a la integración de proyectos renovables, como lo es disminuir vertimientos de energía y liberación de congestiones [2]. Sumado a esto, en enero del presente año entró en vigencia la Nueva Normativa de SS.CC⁵ [11] y explicita que los proyectos privados de SAE pueden participar en el mercado.

⁵Servicios Complementarios

Algunos estudios ya han motivado que los proyectos de SAE sean atractivos económicamente en Chile. AES Gener propuso para el Plan de Expansión de la Transmisión 2019 un proyecto de almacenamiento de 50MWh con el objetivo de liberar congestiones, aumentando la capacidad de la línea Punta Colorada 220 - Pan de Azúcar 220 [18]. El estudio demuestra que la instalación del SAE otorga un beneficio de 44 MUSD a la operación de sistema con un costo de inversión de 20 MUSD, siendo un proyecto atractivo. Los resultados de la evaluación económica realizada por la CNE⁶ arrojó que el proyecto no era viable, por lo que el proyecto no fue aprobado. La pregunta que surge es ¿Están los incentivos dispuestos correctamente para viabilizar inversiones de proyectos de almacenamiento en Chile?

Estudios revelan que para que la inversión de proyectos de almacenamiento sea rentable, debido a los altos costos de inversión que poseen, es necesario considerar la prestación de varios servicios simultáneamente [10]. La experiencia concuerda con lo anterior y un 82% de los proyectos existentes de SAE en el mundo realizan más de un servicio, donde las principales aplicaciones son el arbitraje de energía (93%), potencia firme (76%), reservas en giro (32%), regulación de frecuencia (28%) y regulación de voltaje (13%) [8]. Igualmente, el reporte de IRENA⁷ 2020 indica que para apoyar el desarrollo de políticas públicas que respalden la monetización de los beneficios del almacenamiento, es necesario realizar un marco de valoración de los SAE específico para cada SEP⁸ [7].

Considerando los antecedentes expuestos, este trabajo propone un modelo de operación de un SAE tipo BESS⁹ conectado al SEN¹⁰, que permite la operación conjunta de 4 servicios de manera simultánea, los cuales son: arbitraje de energía, servicio de transmisión o aumento de capacidad y SS.CC de CPF¹¹ y CSF¹². Se analizan 3 casos de estudio, donde en cada caso, el SAE ofrece distintas combinaciones de los servicios antes mencionados. Con esta metodología se evalúa operacional y económicamente cada caso, para luego elegir el caso que otorgue mayores beneficios, analizando los desafíos regulatorios que conlleva la instalación de proyectos de almacenamiento en Chile.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo de este trabajo es desarrollar conceptualmente e implementar distintas estrategias de operación de un Sistema de Almacenamiento de Energía considerado como activo de transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional, evaluando técnica y económicamente los servicios que brindaría al ser localizado en un punto específico del SEN.

⁶Comisión Nacional de Energía

⁷International Renewable Energy Agency

⁸Sistema Eléctrico de Potencia

⁹Battery Energy Storage System

¹⁰Sistema Eléctrico Nacional

¹¹Control Primario de Frecuencia

¹²Control Secundario de Frecuencia

1.2.2. Objetivos específicos

1. Analizar la operación del SEN durante un año sin almacenamiento para identificar zonas con congestiones, estableciendo el caso base.
2. Identificar y modelar los distintos servicios que podría prestar el SAE, específicamente: CPF, CSF, aumento de la capacidad de transmisión en régimen permanente y arbitraje de energía.
3. Simular la operación del SEN con resolución horaria para un horizonte de 15 años, incluyendo una configuración base del SAE y las restricciones asociadas a los servicios identificados.
4. Evaluar los beneficios económicos que entrega el SAE al SEN en su conjunto, identificando su grado de participación en los distintos servicios.
5. Analizar si es posible definir un orden de prioridad para la operación del SAE, en función del grado de participación en los servicios modelados, eficiencia de sus sustitutos, remuneración recibida, entre otros criterios.
6. Sensibilizar el análisis del punto 4 para otros niveles de potencia y energía del SAE.

1.3. Alcances

Para la formulación del modelo de operación se consideran solo 4 posibles servicios que puede brindar el SAE, los cuales son arbitraje de energía, CPF, CSF y aumento de capacidad. Además, se considera que el tipo de tecnología se encuentra previamente definido, lo cual no excluye que el modelo sea aplicable con otra tecnología de características similares.

El planteamiento del modelo se enfoca plenamente en optimizar la operación del sistema de almacenamiento de energía de manera centralizada, quedando fuera de los alcances la localización óptima de él. De la misma manera, no se considerará en el análisis temas de estabilidad en los SEP.

1.4. Estructura del documento

El presente documento consta de 7 secciones principales, las cuales se pueden dividir en 4 partes principales. La primera corresponde a la introducción o trabajo previo al desarrollo de este, la segunda engloba al desarrollo del trabajo como tal, la tercera parte muestra los resultados del trabajo realizado y la cuarta parte recapitula todo lo aprendido.

La primera parte corresponde al marco teórico, donde se expone la revisión bibliográfica de los conceptos teóricos básicos que permiten un buen entendimiento del problema.

La segunda parte aborda en detalle las ecuaciones del modelo de operación utilizado y las respectivas justificaciones de las restricciones añadidas que aseguran la compatibilidad de servicios. En el siguiente capítulo se expone la metodología utilizada y una descripción de las etapas que la conforman.

La tercera parte engloba el capítulo del caso ejemplo, donde primero se muestran los datos de entrada y la descripción de los casos de operación del SAE considerados en dicho caso, y

luego los resultados y análisis de ellos. El siguiente capítulo del caso SEN se estructura de manera similar, exponiendo en primera instancia una descripción del caso, continuando con los resultados de interés, análisis respectivos, para luego finalizar con el análisis de sensibilidad y una breve discusión sobre la regulación actual de los SAE en Chile.

La cuarta parte y final, corresponde a las conclusiones obtenidas y los trabajos futuros de interés.

Capítulo 2

Marco teórico

En el presente capítulo se realiza una revisión detallada de los conceptos teóricos básicos relacionados con la caracterización de los SAE y sus aplicaciones en el sector de generación, SS.CC y transmisión. Se abordan los proyectos en operación de SAE como activo de transmisión y cómo son tratados en términos regulatorios, como también una revisión bibliográfica de metodologías de cálculo para la integración de BESS como activo de transmisión multiservicio, continuando con la descripción del modelo básico de operación de los SEP incluyendo BESS, para luego finalizar con la metodología de evaluación de alternativas de expansión de la transmisión en Chile. El objetivo de este capítulo es contextualizar al lector y así lograr un buen entendimiento de la problemática.

2.1. Sistemas de almacenamiento de energía

Los SAE permiten la acumulación de energía en forma mecánica, térmica, electromagnética y electroquímica. La clasificación más utilizada es de acuerdo a la forma de la energía de almacenada como se muestra en la figura 2.1. Las tecnologías PHS¹, FES², CAES³, MSES⁴ y BESS abarcan el 98,61 % de la capacidad total instalada en el mundo al año 2020 igual a 173.55 GW de 176 GW [8]. La tabla 2.1 muestra un resumen con las principales características de las distintas tecnologías.

Para efectos de esta investigación se analizará la operación de un banco de baterías BESS tipo Ion-Litio, cuyo principio de funcionamiento es idéntico al de las clásicas baterías o pilas recargables utilizadas para fines domésticos y/o comerciales. Poseen la particularidad de tener un rápido ciclo de carga/descarga (en el orden de los milisegundos), contar con la densidad de potencia y energía más alta (100-10000 W/L y 200-620 Wh/L), poseer una de las eficiencias más altas del orden del 86 - 96 % y experimentar costos de inversión a la baja, lo cual ha motivado su masificación [19].

¹Pumped Hydroelectric Storage

²Flywheel Energy Storage

³Compressed Air Energy Storage

⁴Molten Salt Energy Storage



Figura 2.1: Clasificación de las tecnologías de almacenamiento [2] y [9]. **Nota:** LMO: óxido de litio y manganeso; NCA: óxido de níquel, cobalto y aluminio; LFP: fosfato de litio y hierro; LTO: titanato de litio; NaS: azufre de sodio; NaNiCl: cloruro de níquel sódico; VRLA: plomo-ácido regulado por válvula; NiMH: níquel-hidruro metálico; NiCd: níquel cadmio; NiFe: níquel hierro.

Tabla 2.1: Comparación de las características de las tecnologías de almacenamiento antes mencionadas [1], [2], [3], [4], [5], [6], [7]

Tipo	Tecnología	CAPEX		OPEX	Capacidad nominal	
		Potencia [USD/kW]	Energía [USD/kWh]	[USD/kWh]	Potencia [MW]	Energía [MWh]
Mecánico	PHS	2000 - 4300	5 - 100	2	100 - 5000	500 - 8000
Electro-mecánico	CAES	400 - 1000	2 - 84	0.003	110 - 1000	580 - 2860
	FES	250 - 350	1500 - 6000	muy bajo	0.1 - 20	0.75 - 5
Electro-magnético	EDLC	100 - 450	300 - 2000	0.005	0.001 - 0.3	0.0005
	SMES	200 - 489	500 - 72000	0.001	0.1 - 10	0.0008 - 0.015
Electro-químicas	BESS Pb-Ácido	200 - 600	105 - 473	0.0057	0 - 40	0.0005 - 40
	BESS Ion-Li	900 - 4000	473 - 1250	-	0.005 - 100	0.004 - 10
	BESS NaS	350 - 3000	300 - 500	0.0091	<34	0.4 - 244
	BESS NiCd	500 - 1500	400 - 2400	0.0022	0 - 40	6.75
	Flujo VR	600 - 1500	315 - 1100	0.0079	0.03 - 3	2 - 60
	Flujo ZnBr	200 - 2500	525 - 1680	-	0.05 - 10	0.005 - 4
	Flujo PSB	700 - 2500	150 - 1000	-	0.004 - 15	0.06 - 120

Leyenda: PHS: centrales a bombeo, CAES: sistemas de aire comprimido, FES: volantes de inercia EDLC: supercapacitores, SMSE: superconductores magnéticos, BESS PbO₂: baterías de Plomo-Ácido, BESS Ion-Li: baterías de Ion-Litio, BESS NaS: baterías de Sodio-Sulfuro, BESS NiCd: baterías de Nickel-Cadmio, Flujo VR: batería de flujo Vanadio-Redox, flujo ZnBr: baterías de Zinc-Bromo, flujo PSB: batería de flujo de polisulfuro de Bromo.

Tecnología	Vida útil	Densidad		Autodescarga	η ciclo	T respuesta
	[N° ciclos]	Potencia [W/L]	Energía [Wh/L]	[%/día]	[%]	[min] [s] [ms]
PHS	12000 - 100000	0	0 - 2	0 - 0.02	80	min
CAES	10000 - 100000	0 - 1	2 - 6	0 - 1	60	min
FES	100000 - 1000000	5000 - 10000	20 - 200	20 - 100	84	s
EDLC	50000 - 100000	100000	10 - 30	20	84 - 97	ms
SMES	20000 - 100000	1000 - 4000	0.2 - 6	10 - 15	95 - 98	ms
BESS Pb-Ácido	250 - 2500	10 - 700	50 - 100	0.1 - 0.3	63 - 90	ms
BESS Ion-Li	1500 - 10000	100 - 10000	200 - 620	0.1 - 5	86 - 96	ms
BESS NaS	2500 - 4500	140 - 180	150 - 300	casi 0	75 - 90	-
BESS NiCd	2000 - 3500	80 - 600	60 - 150	0.003 - 0.6	60 - 83	ms
Flujo VR	12000 - 13342	1 - 2	16 - 70	0 - 1	65 - 85	<1/4 ciclo
Flujo ZnBr	300 - 14000	1 - 25	20 - 70	8 - 33.6	65 - 80	<1/4 ciclo
Flujo PSB	-	<2	20 - 30	casi 0	60 - 75	20 ms

Leyenda: PHS: centrales a bombeo, CAES: sistemas de aire comprimido, FES: volantes de inercia
EDLC: supercapacitores, SMSE: superconductores magnéticos, BESS PbO2: baterías de Plomo-Ácido,
BESS Ion-Li: baterías de Ion-Litio, BESS NaS: baterías de Sodio-Sulfuro,
BESS NiCd: baterías de Nickel-Cadmio, Flujo VR: batería de flujo Vanadio-Redox,
flujo ZnBr: baterías de Zinc-Bromo, flujo PSB: batería de flujo de polisulfuro de Bromo.

La figura 2.2 muestra la capacidad nominal de potencia v/s la capacidad nominal de energía que pose cada tecnologías de almacenamiento y el tiempo de respuesta respectivo.

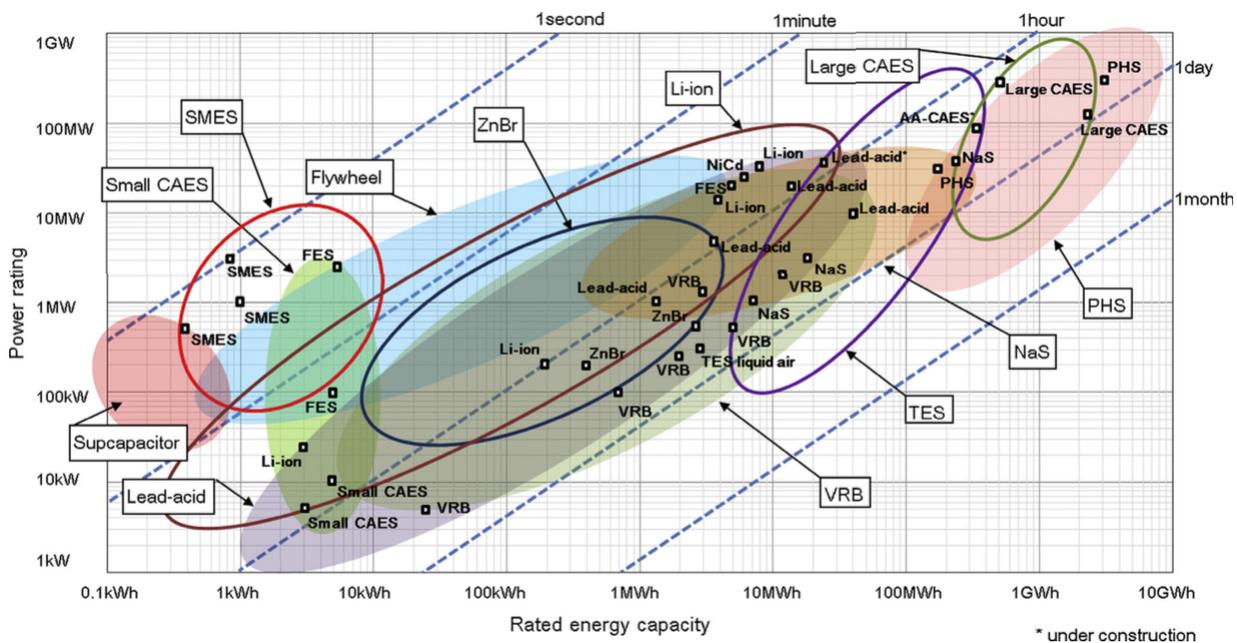


Figura 2.2: Nivel de potencia y energía de los sistemas de almacenamiento [2].

2.2. Aplicaciones de los SAE

A continuación se realiza una revisión de las aplicaciones de los SAE en los SEP y las tecnologías más aptas para cada propósito. La clasificación más típica es de acuerdo al sector de aplicación. La figura 2.3 muestra las aplicaciones que tienen en cada sector eléctrico. En la parte izquierda de la figura se muestran los servicios destinados para aplicaciones desde el medidor hacia la red, mientras que a la derecha se muestran los servicios desde el medidor hacia el consumo.

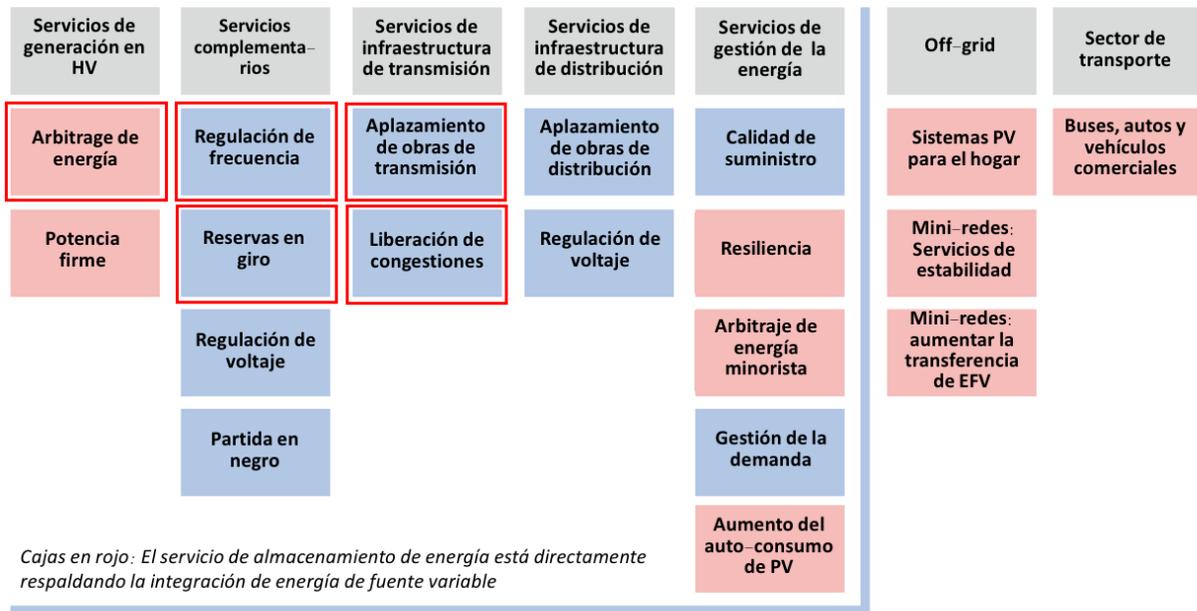


Figura 2.3: Gama de aplicaciones de los sistemas de almacenamiento [2]. Los bloques encerrados en rojo corresponden a los servicios que se considerarán para el caso de estudio.

Si bien, existe una gama de servicios para los SAE, estos tienen asociados algunas barreras de entrada claves, como las que se mencionan en [20]:

1. Falta de incentivos de inversión claros.
2. La clasificación de los SAE como activo de generación limita su operación.
3. Falta de reconocimiento de los beneficios que aporta a todo el sistema completo.
4. Incertidumbre con respecto a la propiedad y operación de los activos de almacenamiento.

Las 3 primeras barreras mencionadas son abordadas en [10] donde indican que los SAE podrían tener un rol significativo en la transición a una matriz baja en emisiones de carbono y que a su vez, sea flexible y efectiva en costos. Ellos podrían generar ahorros en inversiones tanto en generación como en transmisión, como también reducir los costos de operación de los SEP

Esta simultaneidad de beneficios, evidencia que el modelo de negocio de los SAE debiera considerar la diversidad de servicios que aportan al mercado y no cada uno por separado. El trabajo concluye que el valor capitalizado de los ingresos anuales de un BESS de Ion-Litio de

19 MW instalado en la red de distribución de GB⁵ puede variar entre £460/kW y £5.540/kW, es decir, se pueden generar un ahorro de hasta 10 veces mayor, dependiendo de la cantidad de servicios que se consideren en su modelo de negocio como se muestra en la figura 2.4.

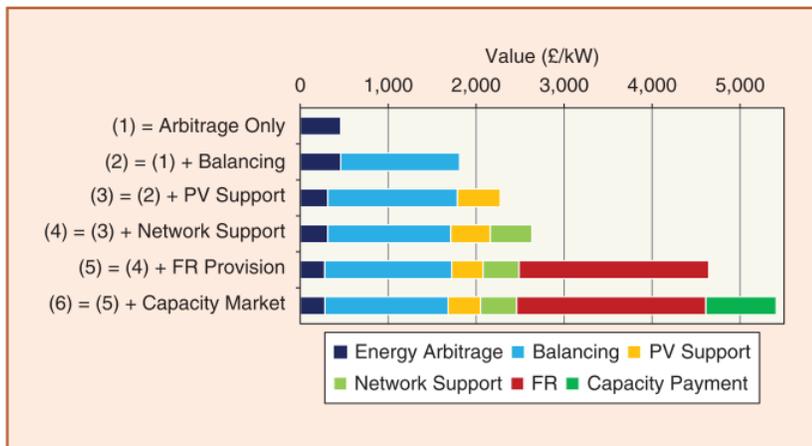


Figura 2.4: Valor capitalizado de los múltiples servicios que aporta un SAE en la red de GB [10].

La presente investigación abordará la modelación de dicha simultaneidad de beneficios de una SAE conectado al SEN en pos de minimizar los costos de operación. Específicamente, se centrará en los servicios de transmisión, SS.CC y servicios de generación en el mercado mayorista, con énfasis en transmisión.

2.2.1. Aplicaciones de los SAE en generación

1. Arbitraje

Corresponde a la acción de cargarse cuando la energía es más barata, almacenando dicha energía durante un tiempo determinado, para luego descargarse en las horas *peak* de demanda donde los precios son más altos. Dicha energía es valorizada al CMg⁶ en la hora y barra de inyección/retiro [3].

El SAE aporta flexibilidad, almacenando energía proveniente de fuentes de energía variable, con un costo variable igual a cero e inyectando la energía en las horas de demanda *peak*, desplazando a las centrales punta. Durante el periodo de carga y descarga el SAE actúa como estabilizador de precios a lo largo del día y así se obtiene un factor de carga uniforme para el sistema [21].

El 87% de la capacidad total instalada mundial fue dispuesta para realizar arbitraje de energía. Es importante mencionar que dentro del grupo electro-químico, el arbitraje de energía ocupa el 8% de la capacidad total instalada [2]. Las tecnologías más aptas para realizar arbitraje de energía son PHS, CAES y las baterías de flujo ya que cuentan con tiempos de respuesta del orden de los minutos a horas [7]. La figura 2.5 muestra el principio de arbitraje de energía durante un día tipo.

⁵Great Britain

⁶Costo Marginal

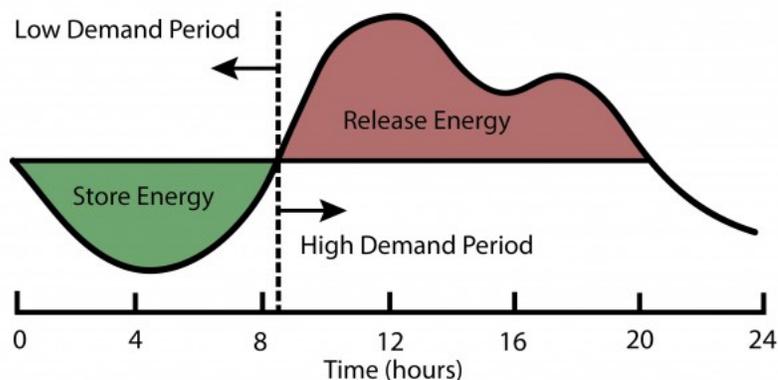


Figura 2.5: Principio del arbitraje de energía a lo largo de un día.

2. Potencia firme

La planificación de nuevos proyectos de generación va ligada a la proyección anticipada de la demanda punta. Los costos de instalación de una nueva tecnología se calculan en base a la remuneración por potencia firme. Dicho cálculo es proporcional a la potencia que pueda aportar la unidad durante las horas de mayor demanda. Sin embargo, como la demanda punta ocurre durante pocas horas del día, existen inversiones en tecnologías punta que encarecen los costos del sistema y que operaran durante reducidas horas al año.

Los sistemas de almacenamiento permiten abastecer en demanda alta, sin tener la necesidad de invertir en un nuevo proyecto de generación punta. Los SAE, específicamente las centrales de bombeo, BESS y la tecnología térmica sales fundidas son aptas para proveer este servicio, ya que se necesitan grandes volúmenes de potencia y reacción no tan inmediata [3]. Destaca la central de bombeo La Muela, ubicado en Valencia, España que cuenta con una capacidad de 2 GW, generando 5 GWh/año con una inversión de \$ 1.2 BBUSD [3].

2.2.2. Aplicaciones de los SAE para Servicios Complementarios

1. Control de frecuencia

Para mantener la frecuencia de un SEP constante en 50 Hz a toda hora, se requiere variar la generación y la carga, manteniendo un balance entre ellas. Cuando la frecuencia se encuentra por sobre los límites establecidos, debido a un exceso de generación o a una falta de carga, el sistema requiere un aumento de la demanda. Por el contrario, cuando la frecuencia se encuentra por debajo de los estándares permitidos, se requiere que la demanda disminuya, para así mantener el balance. La figura 2.6 expone dicho principio.

En Chile, en enero del presente año entró en vigencia el nuevo reglamento de SS.CC, donde se mencionan 5 tipos de CF⁷, agregando el CRF⁸ y CI⁹. En la figura 2.7 se exponen las características técnicas de cada tipo de CF.

⁷Control de Frecuencia

⁸Control Rápido de Frecuencia

⁹Cargas Interrumpibles

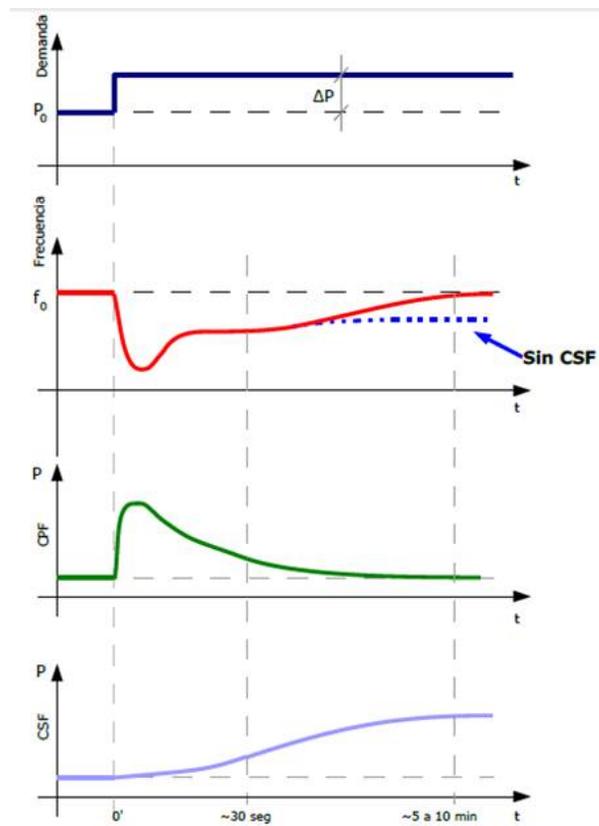


Figura 2.6: Principio de regulación de frecuencia primaria y secundaria.

Característica Técnica	Modo de Activación	Tiempo de Inicio de Activación	Tiempo Total de Activación	Mínimo Tiempo de Entrega	Máximo Tiempo de Entrega
CRF	Automático Local	-	1[s]	5[min]	
CPF	Automático Local	-	10[s]	5[min]	
CSF	Automático Centralizado	-	5[min]	15[min]	
CTF	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	5[min]	-	-	1[hr]
CI	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	-	30 [min]	2[hr]	-

Figura 2.7: Características técnicas servicios de control de frecuencia [11]. **Nota:** CTF: Control Terciario de Frecuencia.

Con la nueva Normativa Técnica de SS.CC se le permite la participación a los SAE privados en el CF. Las tecnologías más atractivas para regulación de frecuencia son las del grupo electroquímico. Destacan las BESS de Ion-Litio, las BESS de Plomo-Ácido y las baterías de flujo de polisulfuro de Bromo, principalmente por la rápida capacidad de carga/descarga. Una evidencia de esto es que durante los últimos dos años, las baterías de Ion-Litio han sido las pioneras para esta aplicación, donde se prevé que al 2030 habrá un 10-15 % de la capacidad instalada total mundial de las baterías de litio destinada al CF [2].

Para el CSF se tienen tiempos de reacción del orden de los minutos ampliando la gama de tecnologías que pueden dar este servicio a las tecnologías PHS, CAES y el resto de las baterías de flujo.

2. Reservas en giro

Cuando se percibe una variación brusca de la carga o la generación disminuye producto de una contingencia, se produce un desbalance entre generación/carga. Con el objetivo de balancear nuevamente el sistema, se cuenta con una cantidad de reservas en giro. Los SAE pueden participar de estos servicios de manera instantánea. El SAE deberá aportar inmediatamente con la energía que no ha sido suministrada, cumpliendo con los tiempos reglamentados de cada sistema.

En Chile no existe un mercado de reservas en giro como tal, ya que el despacho diario cuenta con un requerimiento de inercia mínima en la operación y el requerimiento de reservas en giro se consideran para efectos del operador como CPF y CSF.

3. Control de tensión

El servicio de CT¹⁰ corresponde a toda acción correctiva para mantener la tensión dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa. Se considera que la naturaleza de la prestación de dichos servicios se realiza de manera local [11]. En Chile la Norma Técnica establece la obligación a cada coordinado de tener la capacidad de cambiar su factor de potencia a inductivo/capacitivo, es decir, inyectar/absorber reactivos en el caso de existir un desbalance de tensión.

En sistemas con alta penetración ERNC, la capacidad de regulación de tensión se ve disminuida, ya que la inyección de potencia reactiva necesariamente limita la generación de potencia activa, existiendo un *trade-off* entre P-Q. De la misma manera, el aporte al CT de este tipo de tecnologías es mínima en comparación a la que poseen las tecnologías convencionales que estas desplazan. Los SAE, específicamente los sistemas CAES y PHS, son buenos para el CT, ya que pueden inyectar grandes cantidades de energía en poco tiempo, aumentando la inercia del sistema [4].

En [22] se analiza la efectividad de que un BESS realice control de tensión a nivel de distribución en un sistema con alta generación solar PV y el ciclo de degradación de la batería. Los resultados son satisfactorios al corto y largo plazo, demostrando que los BESS pueden realizar el control de tensión en régimen permanente y en el corto plazo, sin embargo el realizar ambos servicios, la vida útil de la batería se reduce de 10 años a 3 años.

¹⁰Control de Tensión

4. *Black Start* o Partida autónoma

Se refiere a la capacidad de un generador para comenzar su arranque de manera independiente, sin la necesidad de utilizar energía de la red. Se encuentra ampliamente desarrollado en las centrales nucleares, donde es necesario mantener los SS.AA¹¹ encendidos en todo momento incluso si hay falla de suministro. De la misma manera, la PA¹² permite recuperar el suministro de los SEP, encendiendo los SS.AA de las unidades térmicas y así salir del *black-out*, en caso de una falla. Las unidades caras, como las centrales térmicas a diésel cuentan con esta habilidad. En Chile, con la nueva ley de SS.CC se le permite la participación a los SAE privados en el servicio de PA. Bajo este panorama, todas las tecnologías de almacenamiento pueden dar el servicio. Dependerá de la rapidez con que se requiere la PA, a el tipo de tecnología que se adapta mejor.

Con respecto a los trabajos de investigación relacionados a la integración de SAE al servicio de PA, en [23] se analiza la factibilidad técnica de que una central térmica a gas con una batería tipo BESS Ion-Litio pueda dar el servicio de PA, reemplazando a una central térmica a diésel. La principal limitación encontrada es el sobredimensionamiento del inversor, ya que el motor de arranque requiere de una potencia reactiva inicial mucho más elevada que la que requerida durante la operación. Sin embargo, este costo adicional puede ser apaciguado ya que solo el 4,74 % de la capacidad total de la batería es utilizada para dar el servicio de PA, dando holgura a la batería para que pueda brindar otros servicios.

Otro trabajo similar [24] crea una estrategia de optimización estratificada para la restauración del suministro de un SEP utilizando un sistema PV-BESS¹³ para el servicio de PA. En dicho trabajo, prueban la factibilidad del sistema híbrido, pero concluyen que la variabilidad del sol afecta negativamente, obligando a la batería a cargarse y descargarse por sobre los límites previamente fijados, disminuyendo así su vida útil.

2.2.3. Aplicaciones de los SAE en transmisión

A medida que se han masificado los SAE, sus aplicaciones directas en el sector de transmisión se han vuelto cada vez más atractivas, las cuales se describen a continuación.

1. Liberación de congestiones

Debido a la alta penetración ERNC en el mundo, las líneas de transmisión se han visto cada vez más colapsadas en ciertas horas del día. Como este fenómeno no ocurre durante todo el día, si no más bien, en las horas solares, el *upgrade* definitivo de la línea no se justifica.

Considerando esto, los SAE con bajos índices de auto descarga son atractivos para liberar las congestiones presentes en ciertas horas del día, ya que deben estar a su capacidad máxima a la espera de una congestión. En general la inversión de un SAE se justifica cuando se conecta en un nodo con alta generación ERNC y por ende se evita el vertimiento de energía, proporciona potencia de respaldo y reduce las pérdidas de transmisión [1].

¹¹Servicios Auxiliares

¹²Partida Autónoma

¹³Photovoltaic-Battery Energy Storage System

Los ahorros a nivel sistémico que se pueden generar al conectar un SAE en un nodo con congestiones han sido ampliamente estudiados. En [25] se examina la factibilidad técnica y análisis de los potenciales beneficios que puede aportar un SAE tipo BESS de Plomo-Ácido para aumentar la capacidad de transmisión de una línea que presenta congestiones, debido a la alta presencia de generación renovable. En dicho estudio se percibe un ahorro en los costos de operación de \$18.3 MUSD anuales ampliando la capacidad de la línea de 986 MW a 1041 MW. Además, el análisis evidencia una reducción de emisiones de GEI¹⁴ en 300,000 tonCO₂eq/año. Se considera una inversión privada, obteniendo un *pay-back* de 3 años si no se considera un pago por reducción de emisiones de CO₂ y un *pay-back* de 2 años considerando dicha remuneración adicional.

Otra investigación similar se muestra en [26], donde se plantea una metodología para coordinar los servicios de almacenamiento para mercados no centralizados. Se propone un modelo unificado que coordina la liberación de congestiones a nivel de transmisión con objetivos locales a nivel de distribución. La metodología es aplicada en el sistema eléctrico de la región Noroeste pacífico en EE.UU¹⁵, los ahorros percibidos son del orden de los \$4.96 MUSD considerando una batería de 200MW/100MWh.

2. Aplazamiento de inversiones en transmisión

Uno de los principales desafíos para realizar la planificación de la expansión del sistema de transmisión es modelar correctamente la incertidumbre de la demanda. En la práctica, se requiere modelar diversos escenarios con distintos niveles de crecimiento de demanda-generación y decidir el plan de obras óptima para cada uno. Luego, mediante criterios de toma de decisiones se maneja la incertidumbre y se decide por el plan de obras de transmisión óptimo. En el caso de Chile el criterio de decisión utilizado es el *minmax regret* [27].

En general, debido a la incerteza de la demanda-generación, el planificador se ve en la obligación de aprobar proyectos de expansión antes de requerirlos y por ende se incurre en gastos que pueden no ser óptimos. Una alternativa para mitigar este riesgo es la inserción de proyectos de almacenamiento para postergar inversiones en líneas de transmisión.

En [10] se prueba que cuando existe incertidumbre en la toma de decisiones el planificador adopta una postura *“wait to see”*, donde en primera instancia decide no realizar inversión hasta contar con un nivel de crecimiento evidente de la demanda. El SAE le permite al operador ganar tiempo, donde al mismo tiempo estará lidiando con congestiones futuras, mantendrá los costos acoplados y evitará costear nuevas obras que pudieran no ser requeridas.

2.3. Proyectos de SAE como activo de transmisión

En el último tiempo los SAE han aumentado su participación en el mundo, donde la gran mayoría posee una orientación multiservicio. El 93% de los proyectos de almacenamiento realiza a lo menos 2 servicios simultáneamente con una capacidad total mundial igual a 162 GW. El paradigma ha ido cambiando hacia el desarrollo de los SAE como activo de

¹⁴Gases de Efecto Invernadero

¹⁵Estados Unidos

transmisión, debido al aumento de los requerimientos ligados al desarrollo de proyectos ERNC y su variabilidad intrínseca.

Actualmente en el mundo hay 813 MW/61.4 GWh instalados de proyectos de SAE como activo de transmisión, de los cuales 218 MW/4.15 GWh corresponden a proyectos del tipo BESS Ion-Litio y dentro de ese grupo hay 119 MW/1.96 GWh (54%) destinados para el manejo de congestiones, 37.7 MW/ 711 MWh (17%) para el aplazamiento estacionario de inversiones en distribución/transmisión, 34.3 MW/ 1292 MWh (16%) para el aplazamiento transportable de inversiones en distribución/transmisión, luego sigue el servicio de soporte de transmisión 12.58 MW/ 159 MWh (6%) y finalmente el servicio de aumento de capacidad por aumento de flujos ERNC [8].

Dada la separación natural de los sectores en la cadena energética, existen desafíos regulatorios y operacionales con respecto a la integración de los SAE en los distintos mercados. EE.UU ha destacado por ser un pionero en este tema, donde la FERC¹⁶ promulgó la “*FERC Order N° 841*” en marzo del año 2018, la cual busca liberalizar los mercados mayoristas, eliminando las barreras para que los SAE en transmisión, distribución y *behind the meter* participen en los mercados de energía, potencia y SS.CC. Esta orden aún se encuentra en la etapa de modificación a la espera de las observaciones de los distintos RTO¹⁷/ISO¹⁸s que componen la red de EE.UU para la promulgación oficial. Los puntos importantes que se tratan sobre el modelo de participación son los siguientes [28]:

1. Se debe garantizar que el SAE proporcione toda la capacidad, energía y SS.CC que es técnicamente capaz en cada mercado.
2. El SAE puede ser despachado y establecer un precio de compensación como comprador/vendedor en el mercado mayorista consistente con las reglas de mercado que posee un ente fijador de precios.
3. Tener en cuenta las características físicas y operativas de los SAE a través de parámetros de licitación u otros medios.
4. Establece un requisito mínimo de participación en los mercados RTO/ISOs.
5. La venta/compra de energía se debe realizar a costo marginal mayorista.
6. El ISO/TSO¹⁹ tiene la obligación de manejar el SOC²⁰ del almacenamiento con el objetivo de alcanzar la operación eficiente. Sin embargo, el dueño tiene el derecho de establecer un SOC_{min} y SOC_{max} para la operación de este. De la misma manera, en las horas que el ISO/TSO no requiera del SAE, el dueño puede manejar su propio SOC sin generar un perjuicio para la operación.
7. Permitir a los agregadores de DER²¹, incluyendo recursos de almacenamiento de energía, para participar directamente en el mercado mayorista.

En la tabla 2.2 se muestran algunos proyectos en operación de SAE como activo de transmisión en el mundo.

¹⁶Federal Energy Regulatory Commission

¹⁷Regional Transmission Organization

¹⁸Independent System Operator

¹⁹Transmission System Operator

²⁰State of Charge

²¹Distributed Energy Resources

Tabla 2.2: Proyectos en operación de SAE como activo de transmisión en el mundo [8].

Nombre	Ubicación	Tipo de Tec.	P nom. [MW]	Duración [h]	Servicios	Proveedor del sistema de baterías	Vida útil [años]
Anchorage Area Battery ESS (P.E.S 2016)	Anchorage Alaska EE.UU	BESS Ion-Litio	250	0.57	Arbitraje de energía Reservas en giro Seguimiento de la demanda Aplazamiento Inv. T&D movable	-	30
Terna SANC Project (1) (P.E.S 2014)	Flumeri Campania Italia	BESS Nas	120	8	Regulación de frecuencia y voltaje Alivio de congestiones	NGK Insulators Ltd.	12
Terna SANC Project (2) (P.E.S 2014)	Miscano Campania Italia	BESS Nas	120	8	Regulación de frecuencia y voltaje Alivio de congestiones	NGK Insulators Ltd.	12
Terna SANC Project (3) (P.E.S 2015)	Scampitella Campania Italia	BESS Nas	108	8	Regulación de frecuencia y voltaje Alivio de congestiones	NGK Insulators Ltd.	12
Tehachapi Wind ES Project Southern California Edison (P.E.S 2014)	Tehachapi California EE.UU	BESS Ion-Litio	80	4	Potencia firme Potencia firme ERNC Aplazamiento Inv. T&D movable	LG Chem Ltd.	-
Power Station Generation Storage	Philadelphia Pennsylvania EE.UU	TS de agua fría	60	8	Arbitraje de energía Soporte de transmisión	TAS Energy	-
SustainX Inc Isothermal CAES (P.E.S 2013)	Seabrook New Hampshire EE.UU	CAES	15	1	Rampas Potencia firme ERNC Arbitraje de energía ERNC Alivio de congestiones	SustainX	20
Terna Storage Lab 1, Sardinia (2) (P.E.S 2014)	Codrongianos Sardinia Italia	BESS Ion-Litio NCA	12	0.77	Partida autónoma Reservas en giro Regulación de frecuencia y voltaje Soporte de transmisión	Saft	12
Terna Storage Lab 1, Sardinia (6) (P.E.S 2014)	Codrongianos Sardinia Italia	BESS Nickel NaNiCl	12	3.45	Partida autónoma Regulación de frecuencia y voltaje Soporte de transmisión Aumento de capacidad	FIAMM ES Solutions	12
Terna Storage Lab 2, Sicilia (5) (P.E.S 2015)	Ciminna Sicilia Italia	BESS Nickel NaNiCl	12	3.45	Partida autónoma Regulación de frecuencia y voltaje Soporte de transmisión Aumento de capacidad	FIAMM	12
Terna Storage Lab 1, Sardinia (4) (P.E.S 2014)	Codrongianos Sardinia Italia	BESS Ion-Litio	10.8	0.5	Partida en autónoma Reservas en giro Regulación de frecuencia y voltaje Soporte de transmisión	LG Chem Ltd.	12
Terna Storage Lab 1, Sardinia (3) (P.E.S 2014)	Codrongianos Sardinia Italia	BESS Ion-litio LTO	10	1.2	Partida autónoma Reservas en giro Regulación de frecuencia y voltaje Soporte de transmisión	Toshiba	12
Terna Storage Lab 1, Sardinia (5) (P.E.S 2014)	Codrongianos Sardinia Italia	BESS Ion-Litio LFP	10	1.23	Partida autónoma Reservas en giro Regulación de frecuencia y voltaje Soporte de transmisión	BYD	12
Terna Storage Lab 1, Sardinia (7) (P.E.S 2014)	Codrongianos Sardinia Italia	BESS Nickel NaNiCl	10	2	Partida autónoma Regulación de frecuencia y voltaje Soporte de transmisión Aumento de capacidad	GE Energy Storage	12
University of Hawaii Smart Grid Regional and ES Demonstration Project (Maui Smart Grid) (P.E.S 2013)	Wailea Hawaii EE.UU	BESS Ion-Litio	10	1	Arbitraje de energía ERNC Potencia firme ERNC Alivio de congestiones Aplazamiento Inv. T&D movable Regulación de voltaje	NEC Energy Solutions	15

2.4. Metodologías de cálculo de integración de BESS multiservicio

En la literatura existe una gama diversa de estudios que desarrollan el problema de integración de los BESS en los SEP y específicamente los que evalúan metodologías para la integración de BESS como activo de transmisión multiservicio. En esta sección se muestran dos trabajos que proponen distintas metodologías de cálculo.

2.4.1. Metodología de 3 niveles para el manejo de congestiones

“*Incorporating Storage as a Flexible Transmission Asset in Power System Operation Procedure*” corresponde al trabajo propuesto por Mads Almassalkhi [12] y es motivado principalmente por investigar cómo la flexibilidad que poseen intrínsecamente los sistemas de almacenamiento de energía puede ser utilizada para optimizar la operación de un SEP, compuesto mayoritariamente por generación ERNC del tipo eólica. Muestra una metodología de operación de 3 niveles, la cual se observa en la figura 2.8. En dicho modelo se considera un sistema distribuido de almacenamiento de energía que puede realizar arbitraje espacio-temporal, servicios de balance en tiempo real y acciones correctivas post-contingencia. El detalle de cada nivel se explica a continuación.

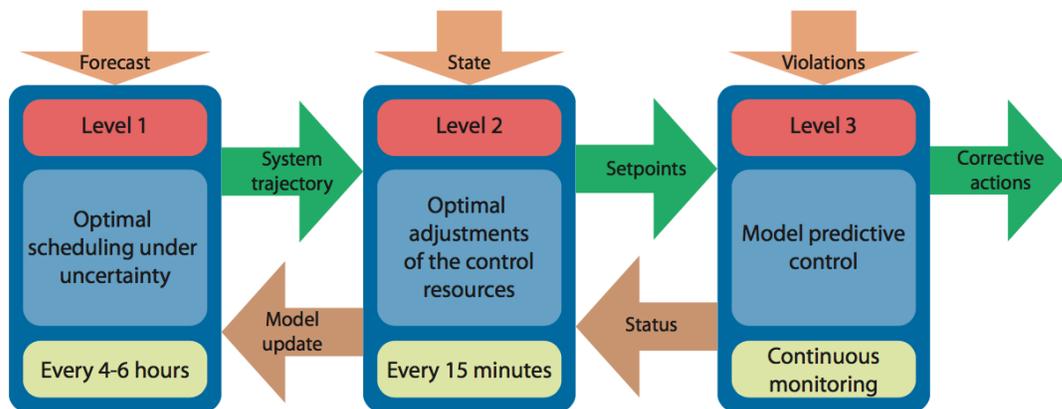


Figura 2.8: Metodología de 3 niveles propuesta en [12].

- **Nivel 1:** resuelve el problema de UC²², determinístico, *day-ahead* de las próximas 36 horas de acuerdo al pronóstico de sol y viento. Dicho modelo explicita la potencia a generar de cada unidad convencional y la cantidad de energía de carga y descarga de cada unidad de almacenamiento. Dicho proceso lo realiza cada 4-6 horas o más frecuentemente si se percibe un cambio considerable del pronóstico ERNC. Las restricciones de transmisión son modeladas por flujos DC²³ lineales, debido a que se cuenta con un número considerable de variables binarias. El modelo de UC se encuentra sujeto a las restricciones de (1) balance nodal incluyendo la carga y descarga del almacenamiento, (2) balance de energía del almacenamiento (ecuación de arbitraje), (3) límites máximos de energía y potencia del almacenamiento, (4) limitación de flujos, entre otros.

²²Unit Commitment

²³Direct Current

- **Nivel 2:** cumple la función de verificar el funcionamiento del nivel 1 y refinar la decisión de acuerdo al estado real de las variables del sistema. En primera instancia, se resuelve un AC²⁴-OPF²⁵ utilizando el método de linearización sucesiva, algoritmo basado en la metodología tradicional de AC-QP²⁶-OPF. Debido a que existe un acople temporal a través del horizonte de optimización, se modificó el OPF tradicional para considerar un OPF multiperiodo con un horizonte de optimización de 4 horas con una resolución de 15 minutos. Primero se resuelve un flujo de potencia AC utilizando los resultados del nivel 1, obteniendo como resultado las pérdidas totales del sistema y los flujos por las líneas. Luego, se resuelve el problema QP, minimizando el costo cuadrático de la generación convencional, sujeto a restricciones de balance, seguridad del sistema y realizando una linearización de los flujos por las líneas que presentaron sobrecarga en el anterior AC-OPF. Dicho método itera repetidamente obteniendo un valor actualizado de las variables, donde se vuelve a calcular el problema AC-OPF considerando el valor actualizado de los flujos. Se llega a una solución óptima y factible cuando la diferencia de las soluciones del problema AC-OPF y QP alcanza el criterio de convergencia y no existe sobrecarga en las líneas.
- **Nivel 3:** se modela un control predictivo para identificar desviaciones de los resultados del nivel 2. Se formulan estimadores de estado para cada variable de decisión y se comparan las diferencias con los estados actuales. Si estos trasgreden los límites de operación, entonces, se activan acciones correctivas mediante un control predictivo multi-periodo QP el cual estima el estado actual del sistema cada 1 minuto y arroja una acción correctiva para los próximos 15 minutos. Dicho modelo se encuentra sujeto a las restricciones de (1) flujo de potencia, (2) discretización lineal por tramos para las pérdidas de las líneas, considerando su dependencia de la temperatura, (3) límites técnicos del SAE para la carga, descarga y SOC, (4) límites de vertimiento ERNC (5) límites de rampas. El proceso se repite hasta que las variables se encuentren dentro de los límites, en dicho caso se retorna al nivel 2.

Resultados y conclusiones

Los resultados arrojan que el ahorro diario en costos operacionales es de un 2% para el caso sin contingencias. En el caso de ocurrir un contingencia en una línea, la metodología propuesta logra satisfactoriamente el manejo de la congestión en 15 min, mediante la acción correctiva del nivel 3. Se valoriza el costo de las acciones post-contingencia por un aumento en el costo diario de un 0.87%.

Se concluye por ende, que la metodología permite el uso de la energía del SAE para acciones correctivas post-contingencia, mitigando las sobrecargas por las líneas en el nivel 3, integrando a los SAE en la operación. Se menciona la importancia de contar con una actualización intra-diaria del pronóstico ERNC y del estado del sistema en el nivel 1 y 2.

²⁴ Alternating Current

²⁵ Optimal Power Flow

²⁶ Quadratic Program

2.4.2. Cálculo de anchos de banda para el manejo de congestiones

El trabajo propuesto por Clémentine Straub [29] titulado “*Congestion management within a multi-service scheduling coordination scheme for large battery storage systems*” expone una metodología de planificación multiservicio que coordina el manejo de congestiones con otros servicios, investigación realizada para el Operador Francés del Sistema de Transmisión (RTE²⁷) que planea instalar 3 sistemas de almacenamiento de 12MW/2h en el sistema de sub-transmisión. Esta investigación destaca en que propone “anchos de banda” o capacidades residuales no utilizadas expresadas como series de intervalos pronosticados en energía y potencia, que aseguran que durante estos intervalos de tiempo el almacenamiento tiene la energía suficiente para manejar una congestión y tampoco la carga/descarga provocará una.

Los límites de los flujos consideran los rangos térmicos de las líneas de transmisión, donde se definen 4 rangos dependiendo de la rapidez de la acción correctiva que se requiere para que la línea no sufra daño térmico. Los rangos definidos se muestran a continuación:

- Rango permanente: el flujo se puede mantener indefinidamente sin sobrecalentarse.
- Rango inmediato: al exceder dicho límite se abre la línea inmediatamente.
- Rango de corto plazo: acciones correctivas rápidas tales como baterías y cambios topológicos.
- Rango de largo plazo: acciones correctivas intermedias como baterías, cambios topológicos y vertimiento ERNC.

Primero se calculan los anchos de banda en potencia y luego en energía, asegurando que bajo condiciones normales y de contingencia, los flujos se encuentran dentro de los rangos térmicos definidos previamente.

Cálculo de los anchos de banda en potencia

El cálculo de los anchos de banda en potencia arroja los límites superiores e inferiores de carga/descarga de la batería basados en el pronóstico horario de demanda, generación y flujos de la planificación diaria y en tiempo real proporcionado por RTE.

Se consideran como variables de control la potencia de la batería y vertimiento ERNC, donde cada una se descompone en una parte preventiva y correctiva, es decir para el periodo pre y post-contingencia, respectivamente. Luego, para encontrar ambos límites, se resuelven 2 problemas de optimización, independientes del tiempo y entre sí. Donde se minimiza la suma de la acción preventiva y correctiva del SAE y vertimiento ERNC, asociándole a este último un peso mayor, para así priorizar la acción preventiva de la batería. El segundo problema de optimización corresponde a la misma expresión, pero la acción preventiva de la batería se considera negativa.

El modelo toma en cuenta solo una zona del sistema de sub-transmisión y para el resto de la zona se consideraron los PTDF²⁸ que permiten conocer la relación entre la potencia inyectada en una barra, con la potencia a través de una línea, considerando el efecto de la

²⁷Réseau de Transport d'Électricité

²⁸Power Transfer Distribution Factors

disminución del flujo en la barra *slack*, previamente definida. Esto permite resolver un DC-OPF en la zona de estudio y así considerar los flujos que se encuentran fuera de la zona como inyecciones. El problema de optimización se encuentra sujeto a las restricciones de: (1) balance nodal que incluye la carga y descarga de la batería y vertimiento ERNC, (2) flujos por las líneas utilizando la definición de ángulos de fase, (3) definición clásica de flujos DC usando la formulación con PTDF y (4) límite máximo del flujo dependiendo del rango térmico considerado. Por lo tanto, para cada caso se consideraron el mismo set de restricciones, donde se modificó el rango térmico permitido del flujo y el tipo de acción preventiva/correctiva según corresponda:

1. Condiciones normales - rango permanente - acción preventiva, del SAE y vertimiento ERNC
2. Bajo contingencia - rango inmediato - acción preventiva, del SAE y vertimiento ERNC
3. Bajo contingencia - rango de largo plazo - acción preventiva y correctiva del SAE, y acción preventiva de vertimiento ERNC
4. Bajo contingencia - rango permanente - acción preventiva y correctiva, del SAE y vertimiento ERNC

Finalmente, se agregan los límites de las acciones de control del SAE y vertimiento ERNC.

Cálculo de los anchos de banda en energía

En esta parte se considera la dependencia del tiempo, determinando los límites del SOC que se anticipan a las congestiones y respetan los anchos de banda calculados en potencia, mediante cálculos regresivos de estos últimos. Se considera como valor final del SOC el máximo permitido, obteniendo el ancho de banda en energía en cada intervalo de tiempo que asegura que en el peor caso, la energía es suficiente para aliviar la congestión.

Resultados y conclusiones

Se realizó una simulación horaria con un horizonte de evaluación de un año, distinguiendo entre invierno y verano para los rangos permitidos de los flujos. Los resultados arrojaron que en verano el SAE se encuentra un 94 % del tiempo disponible para realizar otros servicios y que en invierno la disponibilidad es de un 85 %.

Por lo tanto, del trabajo se concluye que es posible coordinar la operación del SAE para el manejo de congestiones y de la misma manera existe capacidad no utilizada para la prestación de otros servicios, como regulación de frecuencia o arbitraje de energía. Es importante notar, que la metodología no considera incertidumbre y por tanto se plantea como trabajo a futuro analizar el impacto de esta en la capacidad residual.

Finalmente, se concluye que si se consideran más SAE conectados a la red, estos pueden contribuir para el alivio de congestiones en alto voltaje en la red local e interregional.

2.5. Modelo básico de operación de SEP con BESS

A continuación se expone la formulación base de un flujo de potencia óptimo DC o despacho económico multinodal DC, incluyendo un SAE tipo BESS en la operación. La función objetivo considera la suma de los costos de operación sujeta a restricciones técnicas y de operación del sistema y los agentes participantes. El vector resultante contiene las potencias de generación de cada unidad, los flujos por las líneas de transmisión, los ángulos de fase de tensión en cada barra, la carga/descarga del BESS y la variable binaria de UC.

El *Unit Commitment* o pre-despacho es una formulación matemática que permite conocer antes de realizar el despacho, cuales serán las unidades encendidas y apagadas [30]. La notación que se utilizará a continuación se muestra en las tablas 2.3 y 2.4.

Tabla 2.3: Definición de los conjuntos y parámetros del modelo básico de operación.

Notación	Definición
Conjuntos	
\mathcal{T}	Horizonte de modelación, $t \in \{1..NT\}$
\mathcal{G}	Conjunto de todas las unidades generadoras, $g \in \{1..NG\}$
\mathcal{B}	Conjunto de todas las barras del sistema, $b \in \{1..NB\}$
\mathcal{L}	Conjunto de todas las líneas del sistema, $l \in \{1..NL\}$
\mathcal{E}	Conjunto de todas las unidades BESS $e \in \{1..NE\}$
Parámetros	
CV_g	Costo variable de la unidad g
C_g^{start}	Costo de encendido de la unidad g
C_g^{stop}	Costo de apagado de la unidad g
C_t^{ENS}	Costo de la energía no suministrada en el tiempo t
P_g^{max}	Potencia máxima del generador g
P_g^{min}	Potencia mínima del generador g
fp_g	Factor de planta de la unidad g
F_l^{max}	Flujo máximo permitido por la línea l
E_e^{max}	Capacidad máxima de almacenamiento del BESS e
E_e^{min}	Nivel de energía mínima requerido del BESS e
P_e^{Dmax}	Capacidad de descarga máxima del BESS e
P_e^{Cmax}	Capacidad de carga máxima del BESS e
$I_{b,l}$	Matriz de incidencia de los flujos de la línea l, a la barra b
$N_{t,g}$	Variable binaria de encendido de la unidad g, en el tiempo t
$A_{t,g}$	Variable binaria de apagado de la unidad g, en el tiempo t
η_e^c	Eficiencia de carga del BESS e
η_e^d	Eficiencia de descarga del BESS e
x_l	Reactancia de la línea l
$D_{t,b}$	Demanda total en la barra b, en el tiempo t

Tabla 2.4: Definición de las variables del modelo básico de operación.

Notación	Definición
Variables de decisión	
$P_{t,g}$	Potencia generada por la unidad g, en el tiempo t
$F_{t,l}$	Flujo por la línea l, en el tiempo t
ENS_t	Energía no suministrada en el tiempo t
θ_b^-	Ángulo inicial de la barra b
θ_b^+	Ángulo final de la barra b
$X_{t,g}$	Variable binaria de UC del generador g, en el tiempo t
$d_{t,e}$	Nivel de descarga del BESS e, en el tiempo t
$c_{t,e}$	Nivel de carga del BESS e, en el tiempo t
$E_{t,e}$	Energía almacenada del BESS e, en el tiempo t

2.5.1. Función objetivo

El *Unit Commitment* tiene como finalidad la minimización de los costos de operación ($CV \cdot P_{t,g}$), los costos de encendido ($C_{start} \cdot N_{t,g}$), los costos de apagado ($C_{stop} \cdot A_{t,g}$) y los costos de la energía no servida ($C_{ENS} \cdot ENS_t$). Para este cálculo, se minimiza la función objetivo F.O que se define como la suma de todos los costos antes mencionados. La ecuación (2.1) muestra la formulación de la F.O para un mercado que funciona en base a costos auditados como es el caso chileno [31].

$$\min \quad F.O : f(x) = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{g \in \mathcal{G}} [CV_g \cdot P_{t,g} + C_g^{start} \cdot N_{t,g} + C_g^{stop} \cdot A_{t,g}] + C_t^{ENS} \cdot ENS_t \quad (2.1)$$

2.5.2. Balance nodal y suministro de la demanda

Para establecer que toda la potencia generada sea suficiente para abastecer la demanda en cada hora y en cada nodo, se formula el balance nodal de la ecuación (2.2). Debido a que el modelo de operación incluye BESS, se agrega la carga y descarga de la batería [31].

$$\sum_{g \in \mathcal{G}} P_{t,g} + \sum_{l \in \mathcal{L}} I_{b,l} \cdot F_{t,l} + ENS_t = \sum_{e \in \mathcal{E}} c_{t,e} - \sum_{e \in \mathcal{E}} d_{t,e} + D_{t,b} \quad \forall t \in \mathcal{T}, b \in \mathcal{B} \quad (2.2)$$

2.5.3. Límites de generación y definición de UC

La potencia que puede suministrar cada generador se encuentra acotada por abajo por la potencia mínima o mínimo técnico y por arriba por la multiplicación de la capacidad máxima y su factor de planta lo cual se expone en la ecuación (2.4) [30]. La ecuación (2.3) define la variable de UC en el tiempo.

$$X_{t+1,g} = X_{t,g} + N_{t+1,g} - A_{t+1,g} \quad \forall t \in \mathcal{T}, g \in \mathcal{G} \quad (2.3)$$

$$X_{t,g} \cdot P_g^{min} \leq P_{t,g} \leq X_{t,g} \cdot P_g^{max} \cdot fp_g \quad \forall t \in \mathcal{T}, g \in \mathcal{G} \quad (2.4)$$

2.5.4. Flujo por las líneas de transmisión y ángulos de fase

El flujo que puede circular por cada línea de transmisión se encuentra acotado por la capacidad máxima de cada línea. Dicha capacidad dependerá de la temperatura en el conductor, del ancho del conductor, del largo del conductor, voltaje por las líneas, entre otros factores. Para añadir dicha limitación, la ecuación (2.5) es necesaria.

$$-F_l^{max} \leq F_{t,l} \leq F_l^{max} \quad \forall t \in \mathcal{T}, l \in \mathcal{L} \quad (2.5)$$

Además, para realizar el flujo de potencia DC se considera el acople angular entre las barras, el cual queda definido en la siguiente ecuación.

$$F_{t,l} = \frac{\theta_b^- - \theta_b^+}{x_l} \quad \forall t \in \mathcal{T}, l \in \mathcal{L} \quad (2.6)$$

2.5.5. Carga y descarga de BESS

Para incorporar el BESS al modelo de operación es necesario añadir las limitaciones técnicas de las baterías, las cuales se encuentran enunciadas en las siguientes ecuaciones. En (2.7) se explicita el balance de energía de la batería para el arbitraje, (2.8) y (2.9) corresponden a los límites de carga y descarga máxima respectivamente, en (2.10) se plantean los niveles mínimos y máximos de energía almacenada y en (2.11) se explicitan las condiciones de borde, que imponen que la energía sea la misma en tiempo inicial y final.

$$E_{t+1,e} = E_{t,e} + c_{t,e} \cdot \eta_e^c - d_{t,e}/\eta_e^d \quad \forall t \in \mathcal{T}, e \in \mathcal{E} \quad (2.7)$$

$$d_{t,e} \leq P_e^{Dmax} \quad \forall t \in \mathcal{T}, e \in \mathcal{E} \quad (2.8)$$

$$c_{t,e} \leq P_e^{Cmax} \quad \forall t \in \mathcal{T}, e \in \mathcal{E} \quad (2.9)$$

$$E^{min} \leq E_{t,e} \leq E_e^{max} \quad \forall t \in \mathcal{T}, e \in \mathcal{E} \quad (2.10)$$

$$E_{1,e} = E_{NT+1,e} \quad \forall t \in \mathcal{T}, e \in \mathcal{E} \quad (2.11)$$

2.6. Metodología de evaluación de alternativas de expansión de la transmisión en Chile

Los primeros quince días de cada año la Comisión Nacional de Energía recibe la “Propuesta de Expansión de la Transmisión” del Coordinador Eléctrico Nacional, con lo cual genera el “Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión”. La metodología de evaluación utilizada para elegir los proyectos que conformarán el plan definitivo consta de 2 sub-etapas de evaluación. La primera busca verificar la información disponible de los proyectos y la segunda se enfoca en la factibilidad económica de estos [32]. Ambas etapas se describen en la presente sección.

2.6.1. Sub-etapa de factibilidad y valorización de proyectos

La metodología utilizada en esta sub-etapa se muestra en la figura 2.9



Figura 2.9: Metodología de evaluación de la sub-etapa de factibilidad y valorización de proyectos.

- 1 **Obtención de la información técnica de las instalaciones:** se evalúa el estado actual de las instalaciones de cada proyecto, verificando sus características plazos constructivos, alternativas, condiciones para su realización, entre otros.
- 2 **Clasificación de cada proyecto en sub-proyectos y valorización de los costos:** con el objetivo de clasificar cada inversión, se subdivide cada proyecto en sub-proyectos y luego se valorizan los costos asociados a su construcción y puesta en marcha, estimación de plazos constructivos, interferencias con variables medioambientales, entre otros.
- 3 **Cálculo del V.I.²⁹:** se estiman los valores y precios de los elementos que componen cada proyecto, para el posterior cálculo del valor total de inversión.
- 4 **Cálculo del costo indirecto de gastos:** en base a los costos directos, se calculan todos los costos indirectos de gastos generales, de utilidades del contratista, de imprevistos y de seguros en obra.
- 5 **Selección de los proyectos que se incorporan al plan:** se incorporarán directamente al plan y no pasarán a la siguiente sub-etapa de evaluación económica los proyectos que resulten del Análisis de Suficiencia y Análisis de Seguridad de acuerdo al artículo 18° y 19° de la Resolución Exenta N° 711. El resto de los proyectos pasa a la siguiente sub-etapa.

2.6.2. Sub-etapa de evaluación económica

En esta etapa se evalúan todos los proyectos que hayan resultado de la etapa anterior y que no hayan sido incorporados directamente al plan. La figura 2.10 expone la metodología utilizada, a continuación se explica cada una de las etapas que la conforman.



Figura 2.10: Metodología de evaluación de la sub-etapa de evaluación económica.

²⁹Valor de Inversión

1 **Determinación de la tasa de actualización:** el Informe “Precios Sociales” publicado año a año determina la tasa de actualización que se utilizará en la evaluación. Para efectos del año 2019 la tasa social de descuento (r_a) es de 6 %.

2 **Determinación del V.A.T.T.**³⁰ para cada proyecto de expansión se determina el V.A.T.T. utilizando la ecuación (2.14), la cual representa la suma de los términos A.V.I.³¹ y C.O.M.A.³². Las ecuaciones (2.12) y (2.13) muestran respectivamente el cálculo de ambos términos. Los datos de entrada para cada tipo de obra se muestran en la tabla 2.5.

$$A.V.I. = V.I. \cdot \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2.12)$$

$$C.O.M.A. = A.V.I. \cdot 0,16 \quad (2.13)$$

$$V.A.T.T. = A.V.I. + C.O.M.A. \quad (2.14)$$

Donde:

$n = n^\circ$ total de periodos

$i =$ tasa de actualización de cada tipo de obra

Tabla 2.5: Datos de entrada del cálculo del V.A.T.T por cada tipo de obra.

Tipo de obra	Nombre de la obra	Tasa anual i [%]	Vida útil [años]
Ampliación	Línea	7	40
	Subestación	7	30
	Transformador 500/220	7	40
Nueva	Línea	5	50
	Subestación	5	40
	Batería	5	20

Para el cálculo del valor residual del proyecto se considera la perpetuidad del A.V.I. + C.O.M.A., calculado a partir de la ecuación (2.15). La tasa de actualización utilizada corresponde a la tasa de actualización social.

$$P = \frac{A.V.I. + C.O.M.A.}{r_a} \cdot \prod_{n=1}^N \frac{1}{(1+r_a)^n} \quad (2.15)$$

Donde:

$N = n^\circ$ total de periodos correspondiente a la vida útil

$r_a =$ tasa de actualización social

³⁰Valor Anual de Transmisión por Tramo

³¹Anualidad del Valor de Inversión

³²Costo de Operación, Mantenimiento y Administración

3 Determinación de los costos operacionales sin proyecto: se construye el caso base y se simula la operación del SEN³³. De ahí se obtienen los costos operacionales de cada año del horizonte de evaluación y se calcula el valor presente resultante con la ecuación (2.16). Se considera como valor residual el promedio del valor presente de la perpetuidad de los últimos 3 años de operación, el cual se calcula mediante la ecuación (2.17). La suma de ambos términos origina los costos operacionales del caso base.

Valor presente de los costos operacionales sin proyecto:

$$VP.Cop = \sum_{n=1}^N \frac{Cop_n}{(1+r_a)^n} \quad (2.16)$$

$$VP.P = \frac{\sum_{n=N-2}^N \frac{Cop_n \cdot (1+r_a)^{(a^n-a^0)}}{3}}{r_a \cdot ((1+r_a)^{(a^N-a^0)})} \quad (2.17)$$

$$\text{Costo final} = VP.Cop + VP.P \quad (2.18)$$

Donde:

VP.Cop: Valor presente de los costos de operación

V.P.P: Valor presente de la perpetuidad de los costos de operación

Cop_n : Costos operacionales en el periodo n

a^n = año correspondiente al periodo n

N= n° total de periodos correspondiente a la vida útil

4 Determinación de los costos operacionales con proyecto: se simula la operación del SEN incluyendo la propuesta de expansión en la operación. Se obtienen los costos operacionales con proyecto, utilizando la misma metodología del punto anterior.

5 Cálculo del beneficio actual: finalmente, se calcula el beneficio operacional como la resta de los costos operacionales sin proyecto y los costos operacionales con proyecto.

³³Actualmente la CNE lo hace con OSE2000

Capítulo 3

Modelo de operación

A continuación se expone el modelo de operación con BESS utilizado.

3.1. Modelo de predespacho base

El modelo implementado tomó como referencias [31] y [33], formulando una nueva propuesta que adhiere el servicio de transmisión y compatibiliza su prestación simultánea con el servicio de arbitraje de energía, CPF y CSF. El activo será operado de manera centralizada, regido por un modelo de mercado tipo spot, correspondiente al modelo de mercado Chileno. El modelo es adaptable a cualquier SEP del tipo spot centralizado, lo que no quita que el modelo pueda ser modificado y aplicado en otros tipos de mercados eléctricos.

Se consideraron criterios de seguridad de suministro ligados al control primario y secundario de frecuencia, considerando un requerimiento mínimo de reservas del sistema para ambos casos, además de considerar los criterios mínimos de operación como lo son el abastecimiento de la demanda y que no exista sobrecargas por las líneas. La notación utilizada para los conjuntos, variables y parámetros se muestran en la tablas 3.1 y 3.2.

Tabla 3.1: Definición de los conjuntos del modelo.

Notación	Definición
Conjuntos	
\mathcal{T}	Horizonte de modelación, $t \in \{1..NT\}$
\mathcal{G}	Conjunto de todas las unidades generadoras, $g \in \{1..NG\}$
\mathcal{B}	Conjunto de todas las barras del sistema, $b \in \{1..NB\}$
\mathcal{L}	Conjunto de todas las líneas del sistema, $l \in \{1..NL\}$
ERNC	Conjunto de todas las centrales solares y eólicas, $g \in \{1..CR\}$

Tabla 3.2: Definición de los parámetros y variables de decisión del modelo.

Notación	Definición
Parámetros	
C_g^{op}	Costo de operación de la unidad g
C_g^{start}	Costo de encendido de la unidad g
C_g^{stop}	Costo de apagado de la unidad g
C_t^{ENS}	Costo de la energía no suministrada en el tiempo t
P_g^{max}	Potencia máxima del generador g
P_g^{min}	Potencia mínima del generador g
fp_g	Factor de planta de la central g
F_l^{max}	Flujo máximo permitido por la línea l
F_l^{maxOL}	Flujo máximo de sobre-carga permitido por la línea l
$I_{b,l}$	Matriz de incidencia de los flujos de la línea l, a la barra b
RP_g^{upmax}	Reserva primarias de subida máxima de la unidad g
RP_g^{dwmax}	Reserva primarias de bajada máxima de la unidad g
RS_g^{upmax}	Reserva secundarias de subida máxima de la unidad g
RS_g^{dwmax}	Reserva secundarias de bajada máxima de la unidad g
E^{max}	Capacidad máxima de almacenamiento del BESS
E^{min}	Nivel de energía mínima requerido del BESS
PD^{max}	Capacidad de descarga máxima del BESS
PC^{max}	Capacidad de carga máxima del BESS e
η^c	Eficiencia de carga del BESS
η^d	Eficiencia de descarga del BESS
$D_{t,b}$	Demanda total en la barra b, en el tiempo t
Variables de decisión	
$P_{t,g}$	Potencia generada por la unidad g, en el tiempo t
$F_{t,l}$	Flujo por la línea l, en el tiempo t
$RP_{t,g}^{up}$	Reserva primarias de subida en la hora t, de la unidad g
$RP_{t,g}^{dw}$	Reserva primarias de bajada en la hora t, de la unidad g
$RS_{t,g}^{up}$	Reserva secundarias de subida en la hora t, de la unidad g
$RS_{t,g}^{dw}$	Reserva secundarias de bajada en la hora t, de la unidad g
ENS_t	Energía no suministrada en la hora t
$E_{t,g}$	Variable binaria de encendido del generador g, en la hora t
$A_{t,g}$	Variable binaria de apagado del generador g, en la hora t
$N_{t,g}$	Variable binaria de <i>Unit Commitment</i> del generador g, en la hora t
d_t	Nivel de descarga del BESS, en la hora t
c_t	Nivel de carga del BESS, en la hora t
E_t	Energía almacenada del BESS, en la hora t
S_t	Aumento de capacidad de la línea del BESS, en la hora t

3.1.1. Función objetivo

Considerando que se está modelando un despacho económico de un SEP, la función objetivo queda definida en (3.1), la cual expresa la suma total de los costos de operación, costos de encendido y costos de apagado de todas las unidades del sistema, el último término representa el costos asociado a la ENS¹.

$$\min f(x) = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{g \in \mathcal{G}} [(C_g^{op} + C_g^{start} + C_g^{stop}) + C_t^{ENS}] \quad (3.1)$$

3.1.2. Balance nodal

En (3.2) se expresa el balance nodal donde se incluyen los términos c_t y d_t que representan la carga y descarga de la batería.

$$\sum_{g \in \mathcal{G}} P_{t,g} + \sum_{l \in \mathcal{L}} I_{b,l} \cdot F_{t,l} + ENS_t = c_t - d_t + D_{t,b} \quad \forall t \in \mathcal{T}, b \in \mathcal{B} \quad (3.2)$$

3.1.3. Requerimientos de reservas primarias y secundarias

Las ecuaciones siguientes establecen los requerimientos de reservas primarias y secundarias de subida y de bajada. En este caso se consideró un 2 % de la demanda para el requerimiento de las reservas primarias, mientras que para las reservas secundarias se consideró un 1 % de la demanda más el 2 % de la generación ERNC².

$$\sum_{g \in \mathcal{G}} RP_{t,g}^{up} + RPS_t^{up} \geq 0,02 \cdot D_{t,b} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.3)$$

$$\sum_{g \in \mathcal{G}} RP_{t,g}^{dw} + RPS_t^{dw} \geq 0,02 \cdot D_{t,b} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.4)$$

$$\sum_{g \in \mathcal{G}} RS_{t,g}^{up} + RSS_t^{up} \geq 0,01 \cdot D_{t,b} + 0,02 \sum_{g \in ERNC} P_{t,g} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.5)$$

$$\sum_{g \in \mathcal{G}} RS_{t,g}^{dw} + RSS_t^{dw} \geq 0,01 \cdot D_{t,b} + 0,02 \sum_{g \in ERNC} P_{t,g} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.6)$$

3.1.4. Limitaciones de potencia y definición de UC

En (3.7) se define la variable *Unit Commitment* y en (3.8) se explicitan los límites de generación.

$$X_{t+1,g} = X_{t,g} + N_{t+1,g} - A_{t+1,g} \quad \forall t \in \mathcal{T}, g \in \mathcal{G} \quad (3.7)$$

$$X_{t,g} \cdot P_g^{min} \leq P_{t,g} \leq X_{t,g} \cdot P_g^{max} \cdot fp_g \quad \forall t \in \mathcal{T}, g \in \mathcal{G} \quad (3.8)$$

¹Energía No Servida

²El monto escogido para las reserva es un caso particular del caso ejemplo. Para la operación real del SEN, el CEN determina el requerimiento anual de reservas en el “Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”

3.1.5. Límites de reservas

Las ecuaciones (3.9) y (3.10) establecen los límites de reservas de subida y de bajada, respectivamente, que tiene cada generadora considerando la potencia de despacho y el factor de planta asociado a la generación ERNC. Las 4 últimas ecuaciones se añadieron para reconocer los límites técnicos de cada unidad para dar reservas. En el caso particular, ERNC se considera 0.

$$P_{t,g} + RP_{t,g}^{up} + RS_{t,g}^{up} \leq P_g^{max} \cdot X_{t,g} \cdot fp_g \quad \forall t \in \mathcal{T}, g \in \mathcal{G} \quad (3.9)$$

$$P_{t,g} - RP_{t,g}^{dw} - RS_{t,g}^{dw} \geq P_g^{min} \cdot X_{t,g} \quad \forall t \in \mathcal{T}, g \in \mathcal{G} \quad (3.10)$$

$$RP_{t,g}^{up} \leq RP_g^{upmax} \quad \forall t \in \mathcal{T}, g \in \mathcal{G} \quad (3.11)$$

$$RS_{t,g}^{up} \leq RS_g^{upmax} \quad \forall t \in \mathcal{T}, g \in \mathcal{G} \quad (3.12)$$

$$RP_{t,g}^{dw} \leq RP_g^{dwmax} \quad \forall t \in \mathcal{T}, g \in \mathcal{G} \quad (3.13)$$

$$RS_{t,g}^{dw} \leq RS_g^{dwmax} \quad \forall t \in \mathcal{T}, g \in \mathcal{G} \quad (3.14)$$

3.2. Operación del BESS

Las ecuaciones que se muestran a continuación permiten extender el modelo básico de operación con BESS, que realiza solo arbitraje de energía, con el objetivo de incluir los servicios de CPF, CSF y aumento de capacidad de transmisión en la operación del SEP.

3.2.1. Limite de flujo

La ecuación (3.15) define el límite de flujo por la línea, donde se agregó el término S_t que denota el servicio de transmisión o aumento de capacidad que realiza el almacenamiento en la hora t en la línea respectiva. La variable S_t tendrá una operación acotada, lo cual será explicado más adelante. Se consideró como positivo los flujos desde la generación al centro de carga (N->S), razón por la cual la variable S_t se suma solo del lado derecho de la ecuación, indicando que puede realizar aumento de capacidad solo en esa dirección.

$$-F_l^{max} \leq F_{t,l} \leq F_l^{max} + S_t \quad \forall t \in \mathcal{T}, l \in \mathcal{L} \quad (3.15)$$

Las ecuaciones siguientes corresponden a la modelación del BESS. En (3.16) y (3.17) se representa el balance de energía del almacenamiento para realizar arbitraje y los límites mínimos y máximo de energía, respectivamente. En (3.18) y (3.19) se expresa la limitación de potencia de descarga y carga, respectivamente. Las justificaciones de las ecuaciones (3.20)-(3.27) formuladas se muestran a continuación.

$$E_{t+1} = E_t + c_t \cdot \eta^c - d_t / \eta^d \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.16)$$

$$E^{min} \leq E_t \leq E^{max} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.17)$$

$$d_t \leq P^{Dmax} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.18)$$

$$c_t \leq P^{Cmax} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.19)$$

$$S_t \leq P^{Dmax} + c_t - d_t \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.20)$$

$$S_t \leq F_t^{maxOL} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.21)$$

$$RPS_t^{up} + RSS_t^{up} \leq P^{Dmax} + c_t - d_t \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.22)$$

$$RPS_t^{dw} + RSS_t^{dw} \leq P^{Cmax} + d_t - c_t \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.23)$$

$$S_t + RPS_t^{up} + RSS_t^{up} \leq (E_t - E^{min}) \cdot \eta^d \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.24)$$

$$S_t + RPS_t^{up} + RSS_t^{up} \leq (E_{t+1} - E^{min}) \cdot \eta^d \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.25)$$

$$RPS_t^{dw} + RSS_t^{dw} \leq (E^{max} - E_t) / \eta^c \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.26)$$

$$RPS_t^{dw} + RSS_t^{dw} \leq (E^{max} - E_{t+1}) / \eta^c \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3.27)$$

$$E_1 \leq E_{NT+1} \quad (3.28)$$

$$E_1 = E_{NT+1} + \eta^c \cdot c_{NT+1} - d_{NT+1} / \eta^d \quad (3.29)$$

Las ecuaciones (3.20), (3.22) y (3.23) establecen la compatibilidad de potencias entre los servicios que realiza el almacenamiento, reconociendo la capacidad de cambiar de modos de operación. La figura 3.1 muestra un ejemplo gráfico de dicha compatibilidad donde los bloques rojos representan la potencia que podrá destinar el almacenamiento para los servicios que inyectan energía a la red, es decir, aumento de capacidad de transmisión y reservas de subida. De la misma manera, los bloques celestes representan la potencia que podrá destinar a los servicios que consumen energía, es decir, las reservas primarias y secundarias de bajada.

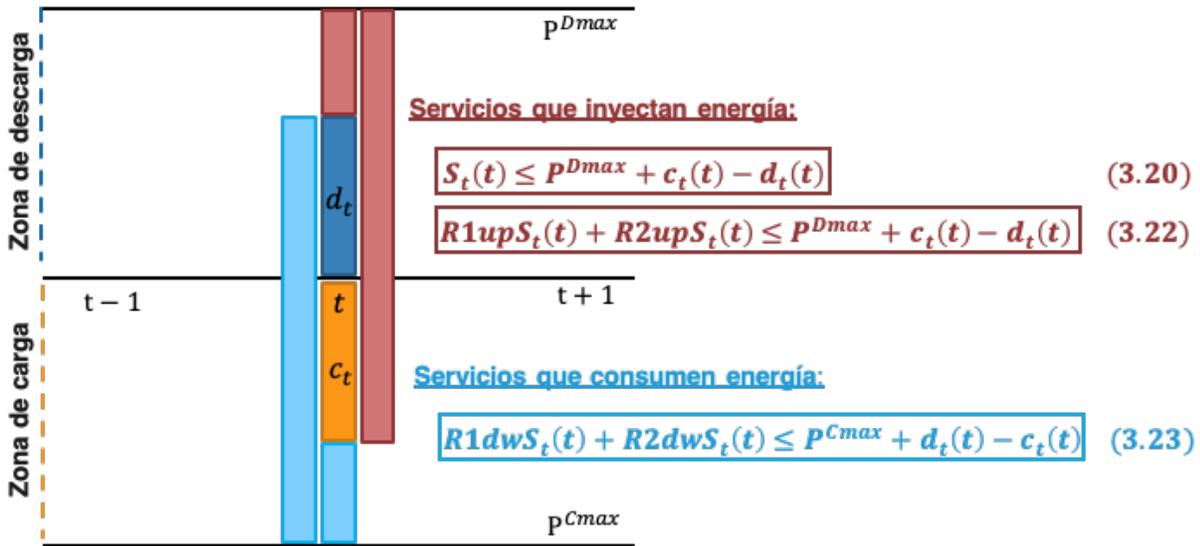


Figura 3.1: Explicación gráfica de las restricciones (3.20), (3.22) y (3.23).

En el caso de que el almacenamiento se esté cargando (bloque naranja) y se requiera un servicio que inyecta energía, el SAE dejará de cargarse, disminuyendo la demanda en c_t y podrá descargarse a su potencia máxima de descarga P^{Dmax} , por lo tanto la potencia se limita por $P^{Dmax} + c_t$. En el caso contrario, en el cual el almacenamiento se estaba descargando (bloque azul), verá su energía disminuida en $d_t(t)$ y por ende la potencia para los servicios que inyectan energía quedará limitada por $P^{Dmax} - d_t(t)$. De aquí se formula la ecuación (3.20) para el servicio de transmisión y (3.22) para las reservas de subida.

Cuando se requieran reservas de bajada, se rige por el mismo principio pero inverso, ya que se desea consumir energía de la red en vez de inyectar. Por lo tanto, P^{Dmax} se reemplaza por P^{Cmax} y se invierte la carga con la descarga, formulando la ecuación (3.23).

El valor máximo se alcanzará cuando la batería se haya estado cargando a potencia máxima en el mismo instante en que se requirió algún servicio de inyección de energía, llegando a $2 \cdot P^{Dmax}$. Esto indica que teóricamente con 1 MW instalado de almacenamiento se pueden dar 2 MW de soporte de transmisión, lo que aumenta la eficiencia económica y se constituye como una de las principales ventajas de este modelo.

Por otro lado, la ecuación (3.21) establece que la variable aumento de capacidad (S_t) quedará limitada por el máximo flujo de sobre-carga permitido por la línea a la cual se le preste el servicio de transmisión.

Para finalizar, la figura 3.2 muestra la variación de la energía del almacenamiento en el tiempo, donde la cruz en rojo representa una falla entre el instante t y $t+1$.

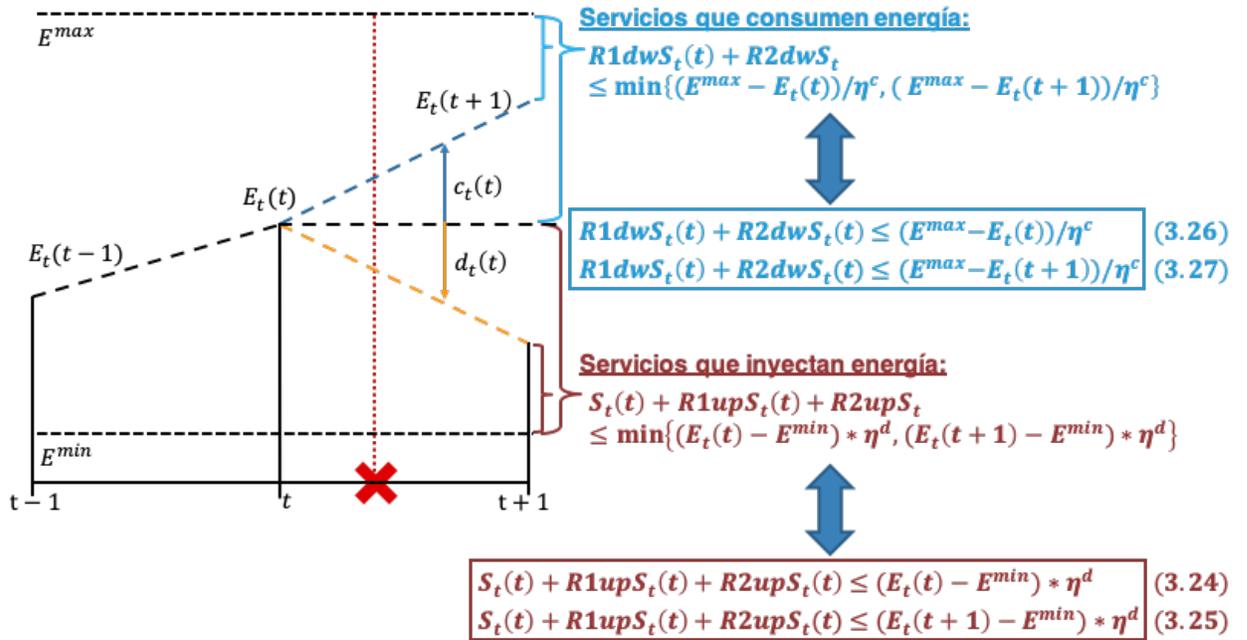


Figura 3.2: Explicación gráfica de las restricciones en energía (3.24), (3.25), (3.26) y (3.27).

Para los servicios que requieren una inyección neta de energía, como lo son las reservas de subida o el servicio de transmisión, representados en rojo, según el estado inicial de operación:

- Si se estaba descargando, aumenta la descarga en $d(t)$ y por tanto la energía para dichos servicios queda limitada como la energía en $t+1$, de donde se deriva la ecuación (3.25).
- Si se estaba cargando, disminuye la carga o cambia de modo de operación a descarga y por tanto la energía para dichos servicios se limita como la energía en t , formulando la ecuación (3.24)

En el segundo caso, para los servicios que requieren un aumento de demanda neto, representados en celeste, como lo son las reservas de bajada:

- Si se estaba cargando, tiene que aumentar la carga y por tanto la energía para reservas de bajada queda limitada como la capacidad de almacenamiento en el tiempo $t+1$, de donde se obtiene la ecuación (3.27)
- Si se está descargando, tiene que dejar de descargarse y por tanto el monto de reservas se limitará por la capacidad de almacenamiento en el tiempo t , representado en la ecuación (3.26).

Luego, en ambos casos se considera el mínimo entre ambas expresiones para cubrir ambos escenarios y posibles fallas o requerimientos de activación de servicios en cualquier instante, dentro de los periodos t y $t+1$.

Capítulo 4

Metodología

En el presente capítulo se expone la metodología utilizada a lo largo del trabajo. La figura 4.1 ilustra las distintas etapas consideradas en el proceso.



Figura 4.1: Diagrama de bloques de la metodología general.

4.1. Formulación y validación del modelo de operación del BESS

Para la validación de las ecuaciones de operación del BESS se modela en *FICO-XPress* un sistema pequeño ejemplo compuesto por 2 barras, el cual representa la interconexión del SING¹-SIC². La matriz energética corresponde a un ejemplo sobre instalado de generación ERNC, compuesta principalmente por solar PV. Para más detalles del Caso ejemplo ver Capítulo 5.

El objetivo principal de esta etapa es validar el modelamiento de la operación del BESS, para luego implementar las ecuaciones de operación en el modelo del SEN. El objetivo secundario es identificar a priori cuál es la combinación de prestaciones que genera mayor ahorro en los costos de operación del sistema. Los casos modelados para la validación se enumeran a continuación:

- 1 **Caso base:** sin almacenamiento.
- 2 **Caso 1:** con almacenamiento, realizando aumento de capacidad de transmisión (Tx).
- 3 **Caso 2:** con almacenamiento, realizando arbitraje de energía (arbitraje).

¹Sistema Interconectado del Norte Grande

²Sistema Interconectado Central

- 4 **Caso 3:** con almacenamiento, realizando aumento de capacidad de transmisión y arbitraje de energía (Tx + arbitraje)
- 5 **Caso 4:** con almacenamiento, realizando arbitraje y servicios complementarios de control primario y secundario de frecuencia (arbitraje + SSCC).
- 6 **Caso 5:** con almacenamiento, realizando aumento de capacidad de transmisión, arbitraje de energía y servicios complementarios de control primario y secundario de frecuencia (Tx + arbitraje + SSCC).

Cada caso de estudio se validará utilizando el listado de requisitos que se muestra en la figura 4.2.

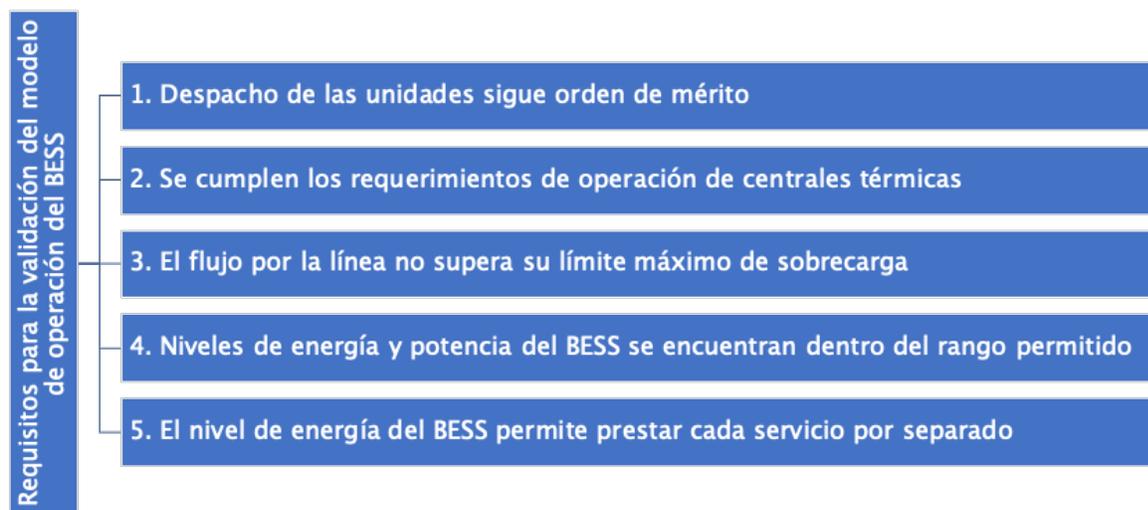


Figura 4.2: Listado de requisitos para la validación del modelo de operación del BESS.

Los dos primeros requisitos hacen referencia a restricciones operacionales del sistema. El tercero establece que cuando se relaja el criterio N-1, el flujo por la línea no supera su límite máximo de sobrecarga. El cuarto verifica que los niveles de energía y potencia no superan E_{max} , E_{min} , P^{Dmax} y P^{Cmax} . El quinto comprueba que, si el SAE está prestando servicios que requieran la inyección de energía, entonces, la energía almacenada es suficiente para dar ambos servicios y por el contrario si en algún periodo de tiempo está dando servicio que requieran el consumo de energía, se tiene la capacidad de almacenamiento suficiente.

4.2. Modelamiento del SEN

El sistema en el cual se realiza la evaluación técnica y económica del BESS corresponde a un modelo de 164 barras del Sistema Eléctrico Nacional modelado en AMEBA. Dicho modelo cuenta con significativo detalle en la zona de estudio, entre las barras de Los Changos-Polpaico. Los límites de la red de transmisión y el plan de obras futuras fue proporcionado por la CNE y considera los datos utilizados en el Plan de Expansión de la Transmisión 2019 [32]. Las unidades generadoras consideradas, corresponden a la generación existente y en construcción planteadas en el Informe de Fijación de Precios de Nudo Corto Plazo 2020-1 [16] y para los años desde el el 2025 en adelante se considera la proyección de capacidad

realizada por la CNE en la Planificación de la Transmisión 2019, escenario 1. Para más detalle sobre las características del sistema revisar Capítulo 6.

4.3. Integración del modelamiento del BESS al SEN

Teniendo el modelo del SEN a estudiar, se añaden las ecuaciones del modelamiento del BESS del Caso ejemplo antes formuladas en el código interno de AMEBA a través de Phyton.

4.4. Simulación de la operación del SEN

Se procede a simular la operación del SEN mediante un modelo horario de *Unit Commitment* en AMEBA, considerando los 3 casos de operación del BESS que aportan una mayor reducción de costos de operación en el Caso ejemplo.

Se verificó que en cada caso las variables de operación se encuentran dentro de los rangos permitidos, como por ejemplo, el flujo por la línea y la energía, potencia y niveles de energía destinada para cada servicio del almacenamiento, entre otros.

4.5. Análisis de resultados

Luego de realizar las simulaciones, se procede a extraer los resultados de interés, tales como la generación de las unidades, flujo por las líneas, costos marginales en las barras de interés, energía y potencia del BESS, asignación de servicios complementarios, entre otros. Luego, con la información precedente se analiza el impacto de cada modo de operación del BESS en el sistema, con el objetivo de decidir cual es la combinación de servicios más conveniente en términos operacionales y económicos.

4.6. Análisis de sensibilidad

Identificando los servicios y configuración del almacenamiento más conveniente para la operación del SEN, esta última parte tiene como objetivo obtener el máximo de beneficios, por tanto se realizan sensibilidades de los parámetros propios del almacenamiento, los cuales son:

- Nivel de potencia
- Nivel de energía
- Barra de conexión
- Distribución del almacenamiento

Se analiza cada sensibilidad en términos de ahorro en costos operacionales, rentabilidad y remuneraciones, considerando los distintos niveles de inversión de cada uno. Con esto se identifica el proyecto más atractivo de almacenamiento como activo de transmisión conectado al Sistema Eléctrico Nacional.

Capítulo 5

Caso ejemplo: datos de entrada, resultados y análisis

5.1. Características del sistema

El Caso ejemplo busca servir de ilustración de los conceptos desarrollados y de primera discusión de resultados, en un entorno similar, representativo, pero acotado del SEN. Para ello, se consideran 2 nodos con agrupación de centrales por tecnología, los cuales representan la interconexión del SING-SIC. El nodo SING posee principalmente generación ERNC del tipo solar y eólico. El nodo SIC en cambio, posee menor generación ERNC y concentra la mayor parte de la demanda. En la misma barra SIC se conecta un SAE tipo BESS de Ion-Litio. Ambos nodos se encuentran conectados por una línea de transmisión de doble circuito de 1500 MW de capacidad cada uno. Se modeló un horizonte de un mes con resolución horaria, donde se escogió el mes de marzo. El diagrama del sistema ejemplo y los parámetros se muestra en la figura 5.1.

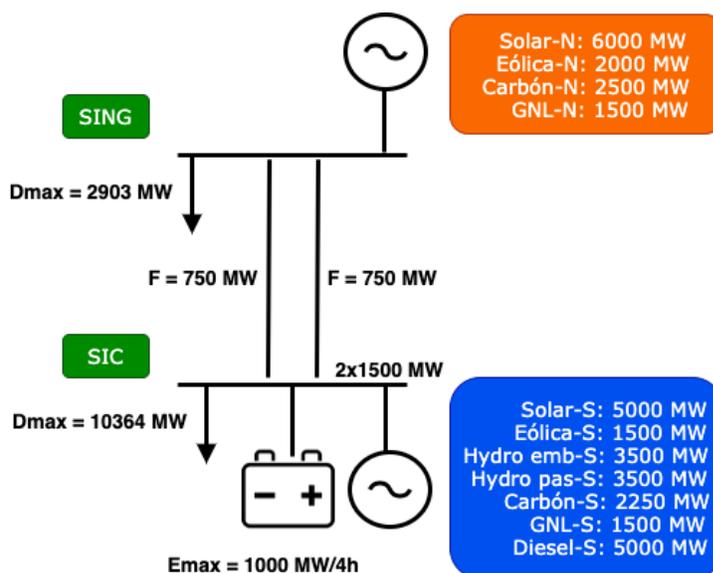


Figura 5.1: Diagrama del sistema ejemplo, modelo simplificado interconexión SING-SIC.

5.1.1. Generación

La generación considerada para el sistema del Caso ejemplo corresponde a una matriz con agresiva penetración ERNC solar PV y eólica, para exacerbar la congestión y la ilustración de conceptos.

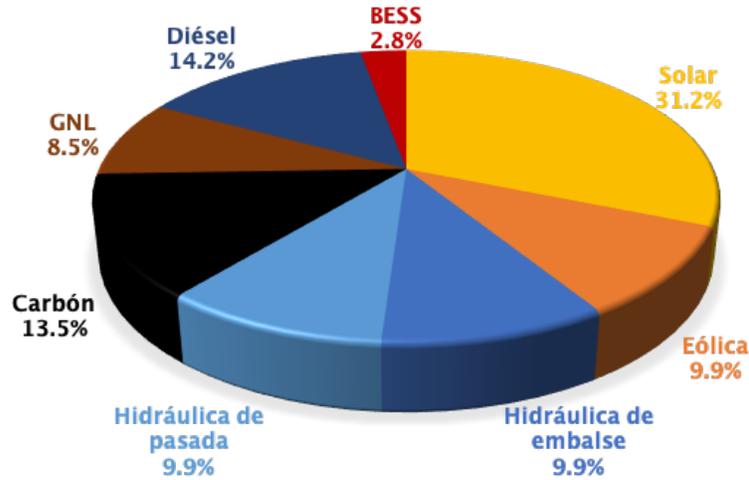


Figura 5.2: Potencia instalada por tecnología considerada en el Caso ejemplo.

5.1.2. Demanda

Se consideró el perfil de demanda chileno del año 2015 proyectado al año 2024, con un factor de crecimiento entre 3.5 % y 4.6 % por año. En la figura 5.3 se muestran los perfiles de demanda diaria del nodo SING y SIC.

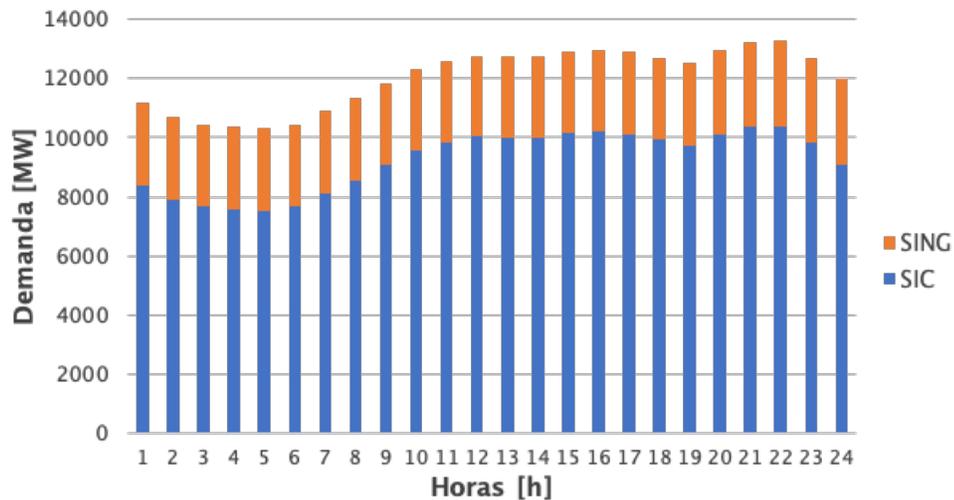


Figura 5.3: Perfiles apilados de demanda diaria del nodo SING y SIC del Caso ejemplo.

5.1.3. Sistema de almacenamiento de energía

El SAE tipo BESS de Ion-Litio posee las características que se muestran en la tabla 5.1. Es importante notar que las características del SAE son datos de entrada y no variables de decisión. Se eligió una energía nominal alta para que tuviera una participación considerable en el sistema y así observar los efectos de su dinámica.

Tabla 5.1: Datos de entrada y parámetros del almacenamiento considerados en el Caso ejemplo.

Característica	Parámetro
Tecnología	Ion-Litio
Energía nominal [MWh]	4000
Potencia nominal [MW]	1000
Energía mínima [MW]	10
Potencia de descarga máxima [MW]	1000
Potencia de carga máxima [MW]	1000
Eficiencia de carga	0.87
Eficiencia de descarga	0.9
Eficiencia ciclo completo	0.78
Vida útil [años]	15
Tiempo de respuesta	ms

5.2. Descripción de los casos de operación del BESS

A continuación se exponen los casos de operación del BESS considerados para el modelo ejemplo. Se formularon 5 casos distintos de operación del BESS además del Caso base, los cuales se muestran en la tabla 5.2.

Tabla 5.2: Casos de operación del BESS.

	Transmisión	Arbitraje	CPF	CSF
Caso base				
Caso 1	✓			
Caso 2		✓		
Caso 3	✓	✓		
Caso 4		✓	✓	✓
Caso 5	✓	✓	✓	✓

Como bien se mencionó anteriormente el Caso ejemplo se encuentra sobre instalado de generación ERNC de tipo solar PV y eólica, donde el centro de carga se ubica en el nodo

SIC y la generación se concentra en el nodo SING. Considerando esto, el SAE se conecta en el nodo del centro de carga, aguas abajo de la congestión, para que cuando realiza servicio de transmisión, pueda abastecer la demanda en caso de falla de la línea. El diagrama de conexión del SAE de los 5 casos modelados del sistema pequeño se muestra en la figura 5.4.

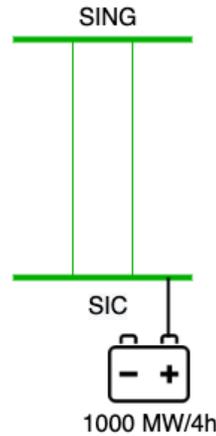


Figura 5.4: Esquema de conexión de los 5 casos de operación del Caso ejemplo.

5.3. Resultados

En el presente capítulo se muestran los resultados y análisis de los distintos casos de operación del almacenamiento del Caso ejemplo. Para cada caso de operación se obtuvo el despacho económico de las unidades y del almacenamiento, el flujo por la línea, los costos de operación, generación y vertimiento ERNC.

5.3.1. Generación

En la figura 5.5 se puede apreciar la generación promedio diaria por tecnología del Caso base, Caso 1 y Caso 2 y en la figura 5.6 la del Caso 3, Caso 4 y Caso 5.

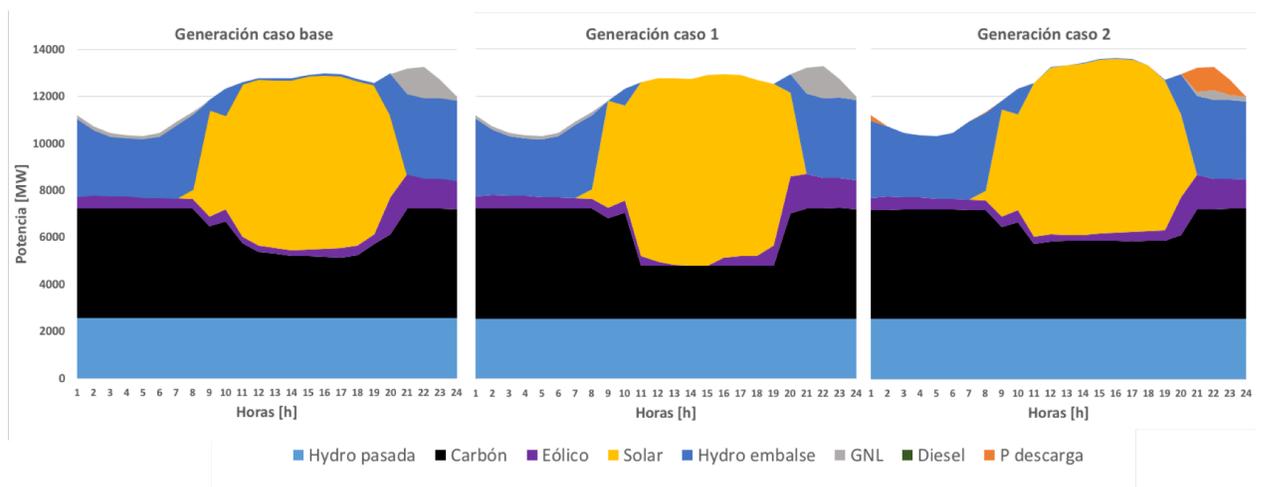


Figura 5.5: Generación por tecnología durante 24 horas de un día tipo del Caso base, Caso 1 y Caso 2.

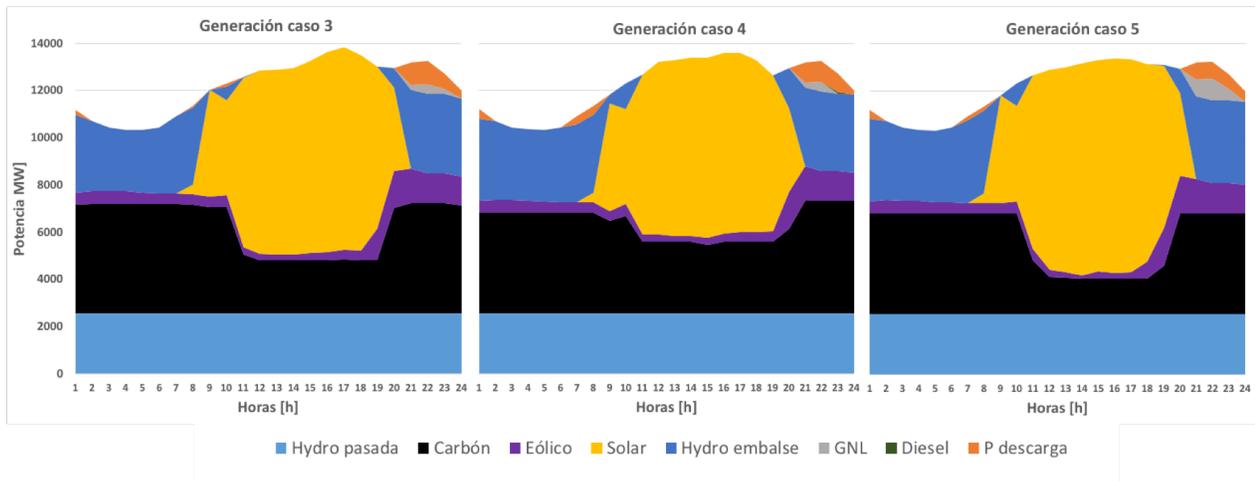


Figura 5.6: Generación por tecnología durante 24 horas de un día tipo del Caso 3, Caso 4 y Caso 5.

Se observa un aumento de la generación solar PV en los Casos 1, 3 y 5 con respecto al Caso base, esto se debe a que el almacenamiento puede dar soporte de transmisión, aumentando la capacidad de la línea, disminuyendo el vertimiento ERNC del tipo solar PV en las horas solares. Por el contrario, en los casos en que el almacenamiento no presta el servicio de transmisión se observa que la generación ERNC se mantiene con respecto al Caso base, como se muestra en el Caso 2 y Caso 4.

El arbitraje de energía de los Casos 2, 3, 4 y 5, permite desplazar bloques de energía en el tiempo, desde las horas de sol hacia las horas *peak* de demanda. Al comparar la generación en las horas solares de estos 4 casos con respecto a la generación en las mismas horas del Caso base, se observa que en los Casos 3 y 5 aumenta la generación solar PV y que en los Casos 2 y 4 aumenta la generación a carbón. De esto deduce que cuando se combina el servicio de transmisión con el servicio de arbitraje de energía, el SAE desplaza a la tecnología GNL¹ en punta por energía solar PV del nodo SING y cuando solo realiza arbitraje, desplaza a la tecnología GNL en punta por generación a carbón local del nodo SIC.

5.3.2. Flujo por transmisión y generación ERNC

Uno de los limitantes principales del Caso ejemplo es el sistema de transmisión, donde se eligió un caso de estudio con gran capacidad solar en el nodo SING lejos del centro de carga, para ver congestión en la línea de transmisión y observar los efectos del servicio de transmisión. En la figura 5.7 se muestra el flujo por la línea de interconexión, de los 5 casos durante 24 horas de operación y en la figura 5.8 se muestra la carga/descarga del almacenamiento y la generación ERNC durante las mismas 24 horas de operación.

¹Gas Natural Licuado

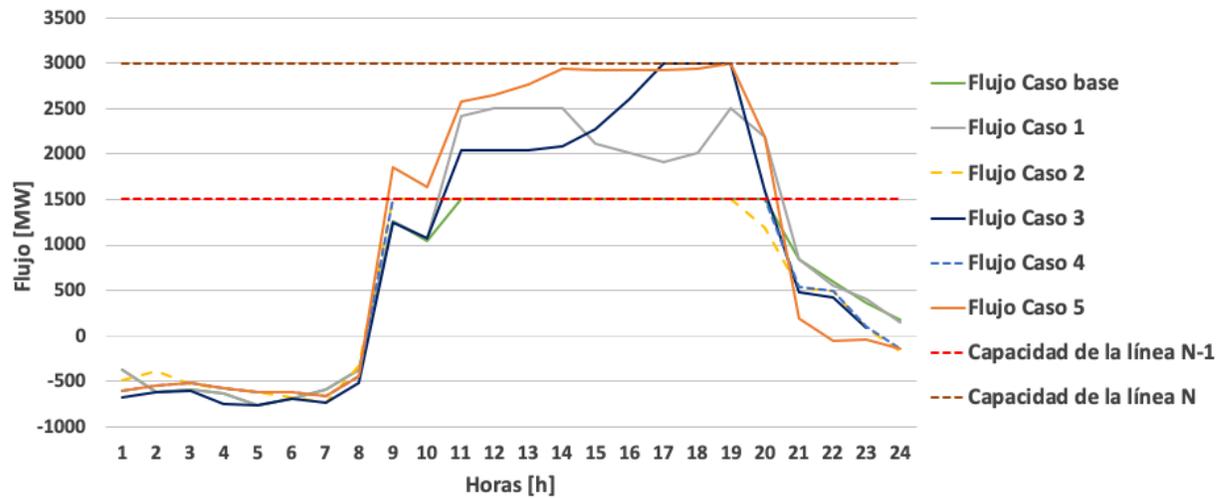


Figura 5.7: Flujo a través de la línea de interconexión durante un día de operación de los 6 casos.

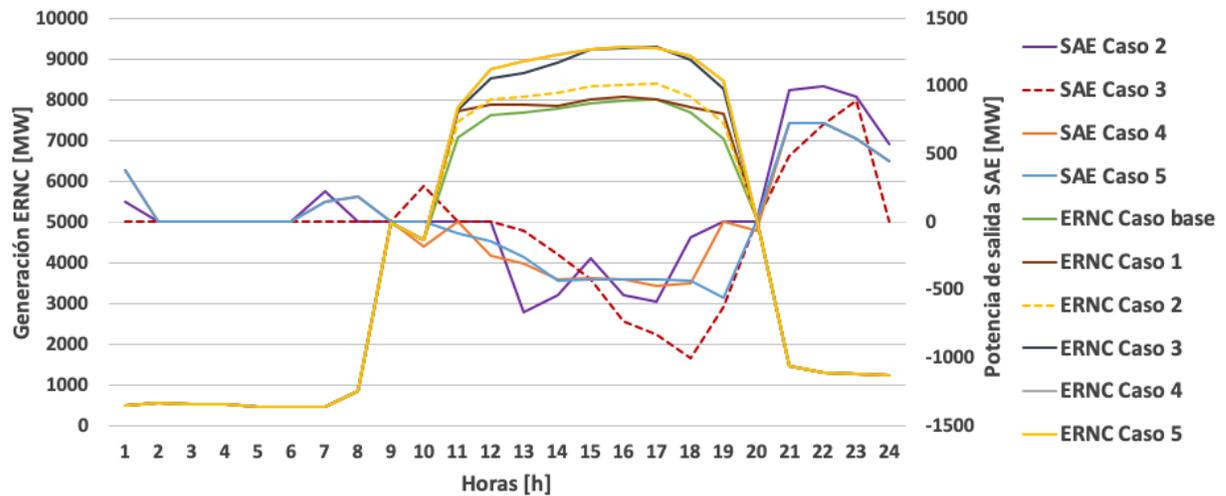


Figura 5.8: Curva de operación del SAE v/s generación ERNC de los 6 casos.

Se observa en la figura 5.7 en el Caso base sin almacenamiento una congestión de 11 horas, entre las 9:00 y las 20:00 horas, al igual que en los Casos 2 y 4, donde el SAE no realiza servicio de transmisión. Acorde a lo esperado, es posible notar que los casos que descongestionan el sistema son el Caso 1, Caso 3 y Caso 5, donde el SAE realiza servicio de transmisión y por ende el límite máximo de la línea se expande a N. Dicho esto, en los 3 casos mencionados anteriormente disminuye la duración de la congestión a 4 horas, entre las 16:00 y las 20:00, donde el flujo se ve nuevamente limitado, pero por la capacidad N del doble circuito igual a 3000 MW.

La figura 5.8 concuerda con el análisis previo. En las mismas horas donde se descongestionó el sistema en los Casos 1, 3 y 5, la generación ERNC es mayor que en los Casos 2 y 4. El patrón de carga y descarga del almacenamiento presenta el comportamiento esperado de carga en las horas solares y descarga en las horas *peak*.

5.3.3. Asignación de servicios del SAE

Las figuras 5.9 y 5.10 muestran la potencia destinada en cada hora del día a cada servicio en el día 1 y día 10, respectivamente. La línea roja en ambas figuras representa al SOC.

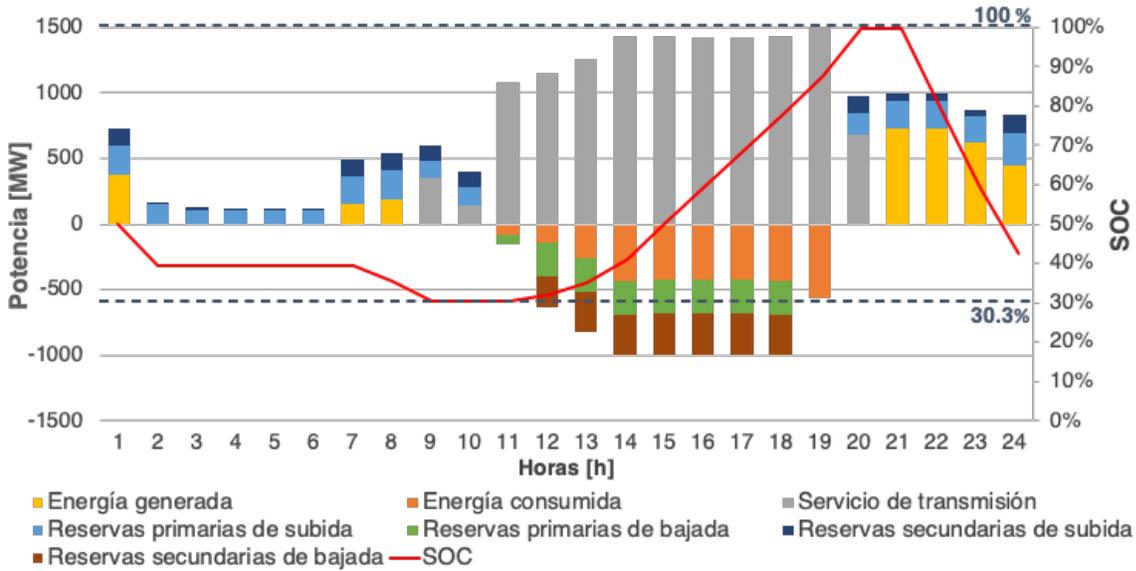


Figura 5.9: Asignación de servicios horaria del Caso 5 durante el día 1.

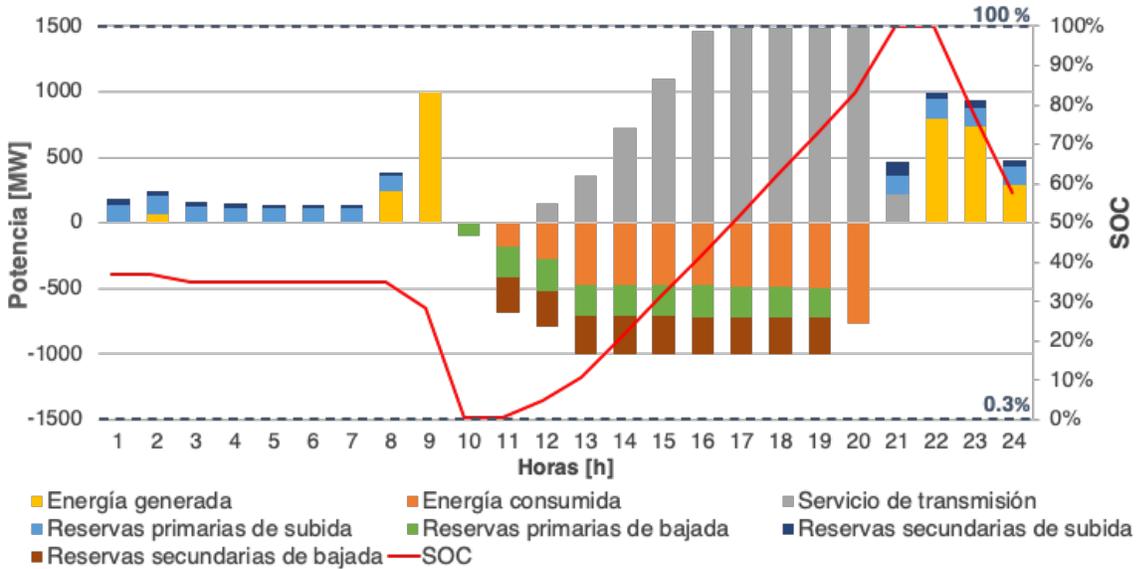


Figura 5.10: Asignación de servicios horaria del Caso 5 durante el día 10.

Se observa en ambas figuras que el servicio de transmisión es el que predomina por sobre los otros servicios en términos de energía (integral bajo la curva) y potencia, la cual va aumentando a medida que el SAE se carga. En la figura 5.9 correspondiente al día 1, se puede apreciar que el almacenamiento no se descarga al comienzo del bloque solar, manteniendo el SOC en 30.3%. Luego, a las 11:00 comienza el proceso de carga, llegando a su máxima

capacidad a las 20:00. El servicio de transmisión se explota en su totalidad alcanzando un valor cercano a los 1500 MW, entre las 14:00 y las 19:00, durante 6 horas, periodo que coincide con las horas de mayor sol. Finalmente, en la hora *peak*, el SAE comienza la descarga, disminuyendo su SOC de 100 % a 40 % en 4 horas desde las 20:00 hasta las 24:00.

Con respecto a la figura 5.10, correspondiente al día 10, se puede apreciar que en las primeras horas del bloque solar el SAE se descarga en su totalidad, alcanzando E^{min} a las 10:00 y 11:00. Luego, a las 11:00 comienza el proceso de carga, el cual dura 8 horas y termina a las 21:00 cuando el SOC es igual a E^{max} . El SAE mantiene el SOC de 100 % durante 2 horas hasta las 22:00. Con respecto al servicio de transmisión, este se mantiene al máximo durante 5 horas, entre las 16:00 y las 20:00, periodo que coincide con las horas de mayor sol.

Si se comparan ambos días de operación, se puede deducir que en el día 1 la disponibilidad del recurso solar comenzó desde una hora más temprana que en el día 10 (el servicio de transmisión comienza a las 09:00 v/s 12:00), lo cual tiene como consecuencia que para satisfacer la demanda de las 9:00 del día 10, el SAE deba descargarse con 1000 MW, como se observa en la figura 5.10.

Por otro lado, en el día 1, el servicio de transmisión se requirió casi en un 100 % durante 6 horas, lo cual es 1 hora más que en el día 10. Esto se explica porque en el día 1 hubo mayor disponibilidad del recurso solar, generando una congestión más prolongada que en el día 10. Esto tiene como consecuencia que el SAE prioriza dar servicio de transmisión y no presta reservas de bajada a las 19:00, a diferencia de lo que se observa en el día 10 en la misma hora.

5.3.4. Costos de operación y vertimiento ERNC

En la tabla 5.3 se muestra el ahorro mensual de costos operacionales, vertimiento ERNC total mensual y la variación porcentual de este con respecto al Caso base. Cabe destacar que el ahorro no considera los costos de inversión del SAE.

Tabla 5.3: Comparación entre casos de los costos de operación y vertimientos ERNC.

	Ahorro [MUSD]	Vertimiento [GWh]
Caso base	0.00	1047.12 (0.00 %)
Caso 1: Tx	4.44	571.21 (-45.45 %)
Caso 2: arbitraje	3.71	557.55 (-46.75 %)
Caso 3: Tx + arbitraje	10.60	232.21 (-77.82 %)
Caso 4: arbitraje + SSCC	5.71	274.00 (-73.83 %)
Caso 5: Tx + arbitraje + SSCC	13.63	279.37 (-73.32 %)

De la tabla de ahorro y vertimiento se deriva que el caso que aporta mayores ahorros al igual que el que genera menor vertimiento, es el Caso 5. Esto coincide con el resultado esperado, de acuerdo a lo planteado en [10]. Dicho ahorro es 3 veces mayor que el del Caso 1, evidenciando que se pueden generar mayores beneficios con el mismo activo. De la misma manera, se prueba que considerar la prestación de servicios simultánea genera un mayor ahorro que el obtenido al realizar cada servicio por separado.

5.3.5. Análisis de sensibilidad

Las siguientes secciones exponen los resultados del análisis de sensibilidad del Caso ejemplo. El primer análisis comprendió la sensibilización del ahorro al modificar la energía del SAE del Caso 5 y el tamaño de la línea del Caso base. Luego, se sensibilizó la generación y el ahorro del Caso 5 según tipo de hidrología. Para finalizar, se analizó el efecto de considerar un modelo sin UC en los resultados operacionales y económicos.

Característica de energía del Caso 5

En la tabla 5.4 se muestra la sensibilidad del ahorro dependiendo del tamaño del almacenamiento y el costo por kWh considerado. El ahorro se calculó como la diferencia entre los costos de operación mensual del Caso base y del Caso 5, y luego a dicha diferencia, se le restó la mensualidad de la inversión del SAE. Para el cálculo de esta última se utilizó una tasa de descuento mensual de 0.56 % equivalente a una tasa del 7 % anual, una vida útil de 15 años (180 meses) y una inversión total calculada con la ecuación (5.1).

$$V.I = \frac{Potencia \cdot horas \cdot CostokWh}{1000} \quad (5.1)$$

Tabla 5.4: Comparación de beneficios del Caso 5 para distintos valores de inversión y tamaño del SAE considerando UC. En negrita se muestra el máximo para cada escenario de costo.

Costo kWh [USD/kWh]	Beneficios según tamaño del almacenamiento [MUSD]				
	4h	3h	2h	1h	15min
350	-2.47	0.49	3.00	4.11	2.27
300	-0.17	2.22	4.15	4.68	2.41
250	2.13	3.95	5.30	5.26	2.55
200	4.43	5.67	6.45	5.83	2.70

De la tabla se puede concluir que para un costo elevado (350 USD/kWh), el ahorro se maximiza con una duración de 1h. Por el contrario, para un costo de inversión bajo (200 USD/kWh), el tamaño óptimo es el de 2h. De esto se puede inferir que si al momento de invertir se tienen costos elevados conviene invertir por un almacenamiento pequeño.

Tamaño de la línea extra del Caso base

La tabla 5.5 muestra el impacto del tamaño de la ampliación de la interconexión en el ahorro total, incluyendo el costo de inversión de la ampliación. Para el cálculo de este, se consideró como costo indicativo, el valor de inversión del proyecto HVDC² de 2000 MVA y 1300 MUSD. Para el cálculo de la mensualidad se utilizó la ecuación (5.1) y se consideró la misma tasa mensual de 0.56 % y vida útil de 25 años (300 meses). Luego, una vez calculada la mensualidad del proyecto de 2000 MVA, se calculó la mensualidad proporcional según el tamaño de la línea extra a construir.

²High Voltage Direct Current

Tabla 5.5: Comparación del ahorro, inversión y beneficios según el tamaño de la línea extra a construir.

	Tamaño de la línea de transmisión extra [MW]				
	0	+500	+750	+1000	+1500
Costo [MUSD]	85.10	81.95	81.07	80.66	80.53
Ahorro [MUSD]	0	3.15	4.03	4.44	4.57
Inversión [MUSD]	0	2.25	3.38	4.51	5.63
Beneficios [MUSD]	0	0.90	0.64	-0.07	-1.06

De la tabla es posible concluir que el tamaño óptimo es de 500 MW, percibiendo un ahorro de 0.9 MUSD. De aquí se desprende que la construcción de una línea extra no compite con el beneficio que genera el almacenamiento.

Tipo de hidrología del Caso 5

La figura 5.11 muestra la variación de la generación según el tipo de hidrología y la tabla 5.6 muestra el cambio en el ahorro y vertimiento al variar el mismo parámetro.

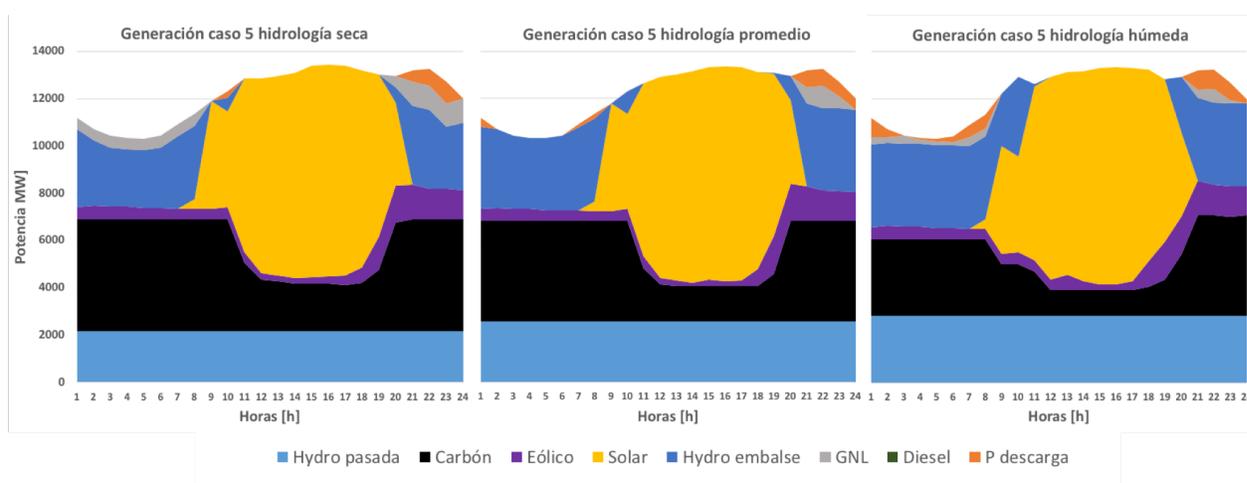


Figura 5.11: Generación por tecnología durante 24 horas de un día tipo del Caso 5.

Tabla 5.6: Resumen de la sensibilidad del ahorro según el tipo de hidrología considerada.

	Hidrología seca		Hidrología promedio		Hidrología húmeda	
	Ahorro [MUSD]	Vertimiento [GWh]	Ahorro [MUSD]	Vertimiento [GWh]	Ahorro [MUSD]	Vertimiento [GWh]
Caso base	0.00	696.29 (-00.00 %)	0.00	1026.15 (-00.00 %)	0.00	1047.12 (-00.00 %)
Caso 1	7.46	413.40 (-40.61 %)	4.44	506.33 (-50.66 %)	2.18	571.21 (-45.45 %)
Caso 2	2.58	567.49 (-18.50 %)	3.71	593.47 (-42.17 %)	3.92	561.15 (-46.41 %)
Caso 3	13.53	304.07 (-56.33 %)	10.60	387.44 (-62.24 %)	8.12	407.85 (-61.05 %)
Caso 4	3.86	542.58 (-22.08 %)	5.71	560.48 (-45.38 %)	5.01	494.52 (-52.77 %)
Caso 5	15.62	202.14 (-70.97 %)	13.63	279.37 (-72.77 %)	10.91	283.63 (-72.91 %)

De la figura 5.11 se desprende que frente a una hidrología húmeda, la generación hidro desplaza al carbón en las horas base/punta y a la generación solar en las horas solares. Se observa además, que el aumento del recurso hidrológico genera un aumento en el arbitraje de energía en las horas de la mañana y en punta, disminuyendo el rol del GNL en esas horas. Esto se debe a que el SAE se encuentra ubicado en la misma barra que las centrales hidro y por tanto, puede realizar arbitraje sin una restricción sujeta al sistema de transmisión.

Se observa en la tabla 5.6 que el caso que presenta una mayor reducción del ahorro frente a un cambio de hidrología seca a húmeda es el Caso 1, el cual se ve disminuido en un 70%. Por otro lado, se observa que en el Caso 2 (solo arbitraje) y en el Caso 4 (arbitraje y SS.CC), el ahorro aumenta frente a un aumento de la disponibilidad del recurso hídrico, al contrario de lo que ocurre con los Casos 1, 3 y 5. Como consecuencia, el caso que experimenta la menor reducción en el ahorro, es el Caso 5 multiservicio, con una reducción del 30%. De esto se puede inferir que realizar solo servicio de transmisión adhiere un mayor riesgo al proyecto, sujeto a la condición hidrológica y por tanto, una solución a esto sería ampliar la gama de servicios a los mercados de energía y SS.CC.

A pesar de experimentar reducciones en los ahorros, la instalación del SAE sigue generando ahorros positivos en todos los casos, frente a toda condición hidrológica. Por otro lado, en términos porcentuales, el vertimiento experimenta una leve variación al haber un cambio en la condición del agua. Frente a una hidrología húmeda, el vertimiento se reduce en un 2.91% en comparación al percibido para una hidrología seca, sin embargo, si se cuantiza el vertimiento en GWh, este es mayor en 81.5 GWh para una hidrología húmeda que para una hidrología seca, esto debido a que existe mayor disponibilidad de agua, recurso que es despachado primero por orden de mérito, lo que aumenta el vertimiento ERNC solar y eólico.

Modelo sin UC

La figura 5.12 muestra la generación del Caso base, Caso 1 y Caso 3 sin considerar las restricciones de UC o predespacho. La figura 5.13 expone los flujos por la línea de interconexión y la figura 5.14 muestra la generación ERNC y potencia de carga/descarga de dichos casos, incluyendo el Caso 2. Es importante mencionar que en este caso se replicó la metodología utilizada por la CNE, la cual considera 16 bloques por mes.

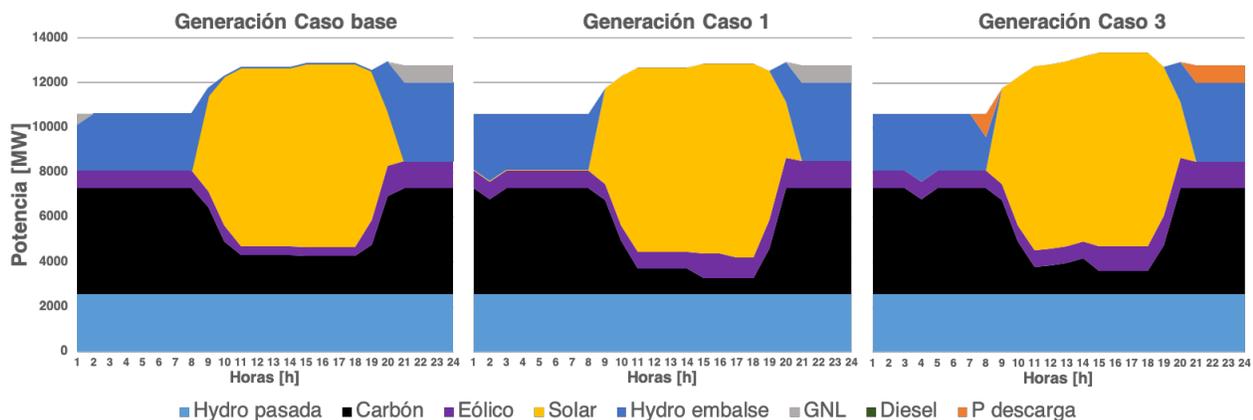


Figura 5.12: Generación durante 24 horas de un día tipo del Caso base, Caso 1 y Caso 3.

De la figura 5.12 se deriva que al disminuir las limitaciones de mínimos técnicos, el almacenamiento desplaza al GNL en su totalidad en el Caso 3.

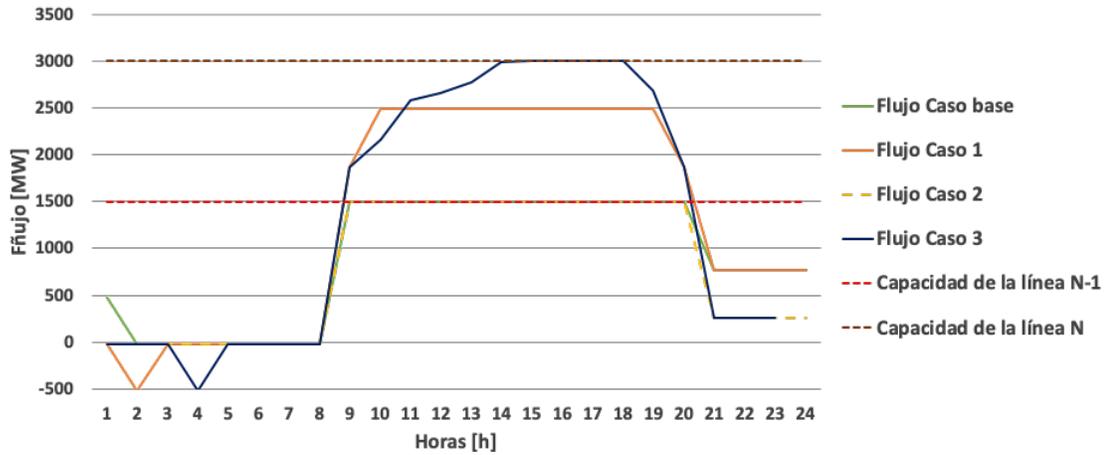


Figura 5.13: Flujo a través de la línea durante un día de operación del Caso 1, 2 y 3.

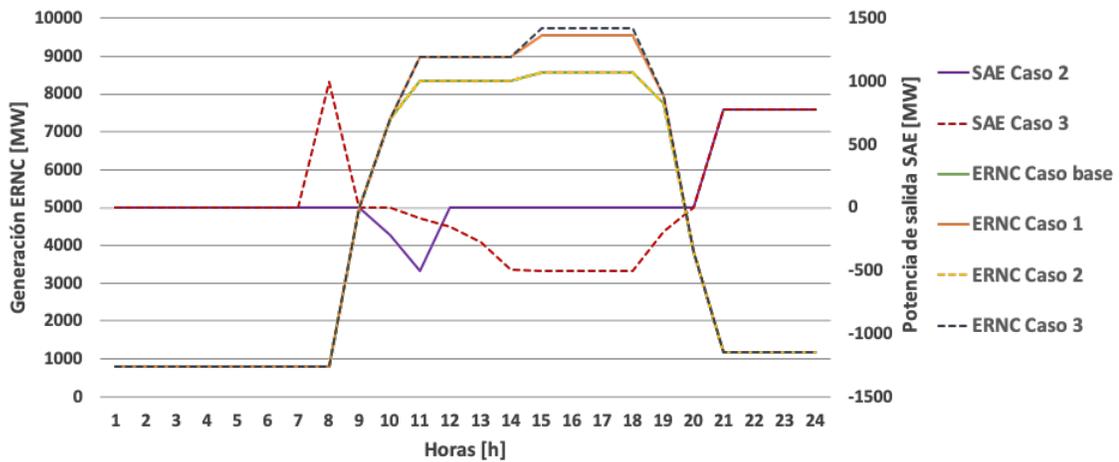


Figura 5.14: Curva de operación del SAE v/s generación ERNC del Caso 1, 2 y 3.

La tabla 5.7 muestra la comparación del ahorro y vertimiento de los Casos 1, 2 y 3 al dejar de considerar UC.

Tabla 5.7: Comparación del ahorro y vertimiento entre casos, con y sin UC.

	Ahorro [MUSD]		Vertimiento [GWh]	
	Sin UC	Con UC	Sin UC	Con UC
Caso base	0.00	0.00	670.06 (-00.00%)	1026.15 (-00.00%)
Caso 1: transmisión	5.79	4.44	42.54 (-93.65%)	506.33 (-50.66%)
Caso 2: arbitraje	2.57	3.71	223.34 (-66.67%)	593.47 (-42.17%)
Caso 3: arbitraje + transmisión	9.70	10.60	00.00 (-100.0%)	387.44 (-62.24%)

Con respecto al caso con UC, los ahorros disminuyen 1.14 MUSD en el Caso 2 y 0.9 MUSD en el Caso 3. Por el contrario, el Caso 1 sin UC presenta 1.3 MUSD más ahorros que el Caso 1 con UC. Esta particularidad ocurre porque el sistema se encuentra extremadamente saturado de generación ERNC en el norte, por lo tanto, el servicio de transmisión adhiere más valor al liberar las limitaciones de las centrales térmicas, ya que aumenta las transferencias de N-S.

La tabla 5.8 muestra las variaciones en los beneficios dependiendo de la energía del almacenamiento y valor de inversión, sin considerar UC.

Tabla 5.8: Comparación de beneficios para distintos valores de inversión y tamaño del almacenamiento sin considerar UC.

Costo kWh [USD/kWh]	Beneficios según tamaño del almacenamiento [MUSD]				
	4h	3h	2h	1h	15min
350	-6.40	-2.96	0.05	2.26	1.12
300	-4.10	-1.24	1.20	2.84	1.26
250	-1.80	0.49	2.35	3.41	1.41
200	0.50	2.21	3.50	3.99	1.55

Se observa que los ahorros se encuentran muy por debajo de los ahorros con UC, por tanto para todo valor de inversión el caso más conveniente es el de 1h.

La tabla 5.9 expone los beneficios obtenidos del Caso base al construir una línea extra.

Tabla 5.9: Comparación del ahorro, inversión y beneficios según el tamaño de la línea extra a construir.

	Tamaño de la línea de transmisión extra [MW]				
	0	+500	+750	+1000	+1500
Costo [MUSD]	70.91	66.92	65.90	65.12	64.33
Ahorro [MUSD]	0	3.99	5.01	5.79	6.58
Inversión [MUSD]	0	2.25	3.38	4.51	5.63
Beneficios [MUSD]	0	1.74	1.63	1.28	0.95

Se observa que el ahorro es mayor que en el caso con UC y consecuentemente se perciben mayores beneficios para un mismo valor de inversión. El tamaño óptimo se mantiene, siendo la línea de 500 MW la mejor opción. De todas formas los beneficios que genera la construcción de una línea extra siguen sin competir con los del SAE.

Se concluye que la estrategia de valor del almacenamiento radica en el aporte de flexibilidad al sistema a diferencia de activos estáticos, como lo son las líneas de transmisión y este valor aumenta en sistemas más saturados de generación ERNC y con un mayor nivel de congestiones.

Capítulo 6

Sistema Eléctrico Nacional: datos de entrada, resultados y análisis

En el presente capítulo se exponen los datos de entrada y resultados obtenidos luego de simular la operación del Sistema Eléctrico Nacional, considerando los distintos regímenes de operación del sistema de almacenamiento.

En primer lugar se exponen los supuestos considerados en el modelo de operación del SEN y la descripción de los casos de operación del BESS.

Luego, se muestran los resultados operacionales y económicos de los casos de estudios antes mencionados. La siguiente sección presenta los supuestos considerados en el análisis de sensibilidad del caso multiservicio y los resultados obtenidos, donde se incluye el análisis económico del Caso modular que considera reinversión.

Se continúa con una breve discusión sobre esquemas de regulación utilizada en otros países, donde se ha logrado viabilizar inversiones de SAE y los aspectos a considerar en la regulación actual para la integración de proyectos de almacenamiento en Chile. Finalmente, se analiza con el impacto de la estructura de costos de los SAE en la evaluación económica.

6.1. Características del sistema

Para evaluar el impacto de los distintos modos de operación del BESS, se implementó un modelo en el *software* AMEBA compuesto por 164 barras, 343 líneas y 757 generadores, el cual cuenta con significativo detalle en la zona Norte-Centro entre las barras de Los Changos y Polpaico, compatible con las bases de datos consideradas por la CNE para la planificación de la transmisión. Se simuló un modelo horario de *Unit Commitment*, con un horizonte de evaluación de 15 años comenzando en el año 2025 hasta el 2039, obteniendo 8760 bloques de 1 hora por año de simulación.

6.1.1. Generación y plan de obras

La matriz energética considera los proyectos existentes y en construcción hasta el año 2019 y los proyectos con licitaciones de suministro comprometidas hasta el año 2024. La tabla 6.1 muestra la matriz energética considerada para el año 2025. El plan de obras de generación corresponde al plan del escenario A de la PELP¹ 2019 expuesto en [34], el cual se muestra en la figura 6.1. Dicho escenario cuenta con un alto cambio tecnológico en almacenamiento de baterías, un bajo costo de inversión de energías renovables y un precio de combustibles fósiles medio.

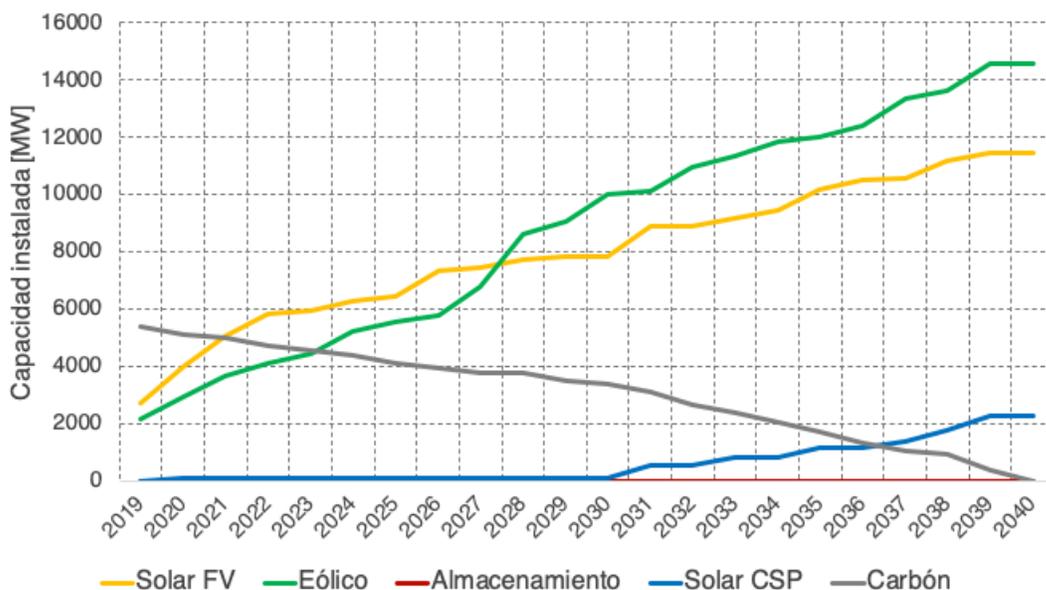


Figura 6.1: Plan de obras de generación eléctrica.

Tabla 6.1: Matriz energética año 2025.

Tecnología	Potencia instalada [MW]
Solar Fotovoltaica	6,413 (21.1 %)
Eólico	5,571 (18.4 %)
Hidráulica de Pasada	4,841 (16.0 %)
GNL	3,676 (12.1 %)
Diésel	3,665 (12.0 %)
Carbón	3,076 (10.2 %)
Hidráulica de Embalse	2,604 (8.6 %)
Biomasa	451 (1.5 %)
Geotermia	81 (0.3 %)
Cogeneración	17 (0.1 %)
Total	30,304 (100 %)

¹Planificación Energética de Largo Plazo

6.1.2. Perfiles ERNC

Los perfiles ERNC fueron obtenidos desde el explorador eólico y solar del Ministerio de Energía, donde existen más de 200 perfiles horarios que caracterizan a las centrales ERNC.

6.1.3. Transmisión

La red de transmisión consiste en una reducción del SEN, que cuenta con 164 barras y 343 líneas donde se eliminaron los tramos de transporte zonales y dedicados que no afectan en forma relevante a la zona de estudio del sistema de transmisión nacional. La base de datos de la líneas y barras fue proporcionada por la CNE y cuenta con las restricciones utilizadas en la construcción del plan de expansión de la transmisión 2019.

6.1.4. Demanda

La demanda corresponde al escenario A de la PELP 2019 expuesto en [34], la cual considera un crecimiento bajo de demanda. La figura 6.2 muestra la evolución y tasa de crecimiento de esta. El sistema posee una demanda máxima horaria de 11.436 [MWh], una demanda mínima horaria de 7590 [MWh] y una demanda total de 80,482 [MWh]. El detalle se muestra en la sección 7.1 del Capítulo de Anexo.

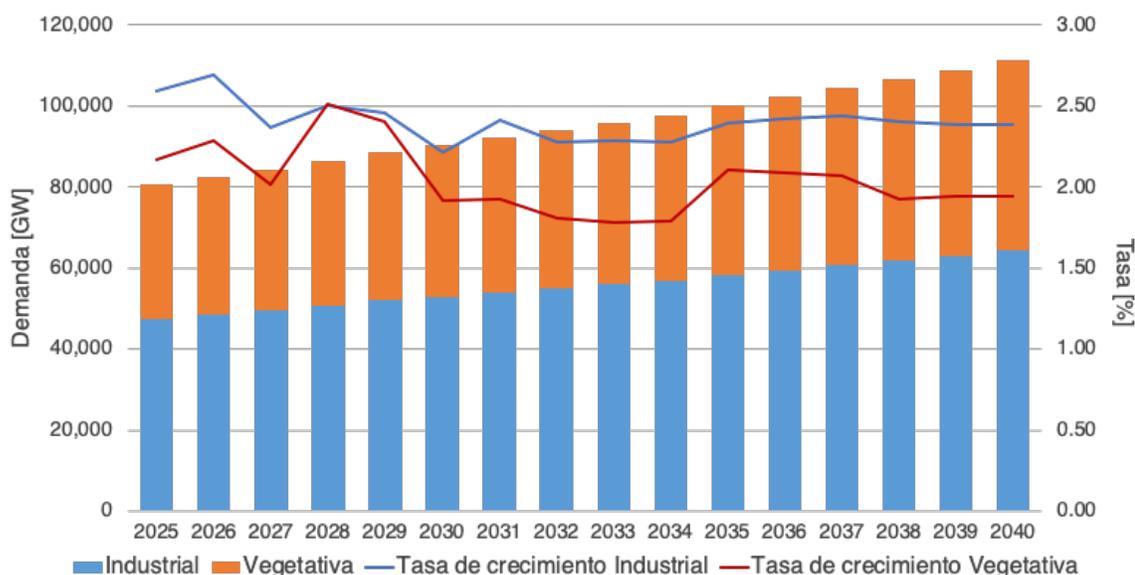


Figura 6.2: Evolución y tasa de crecimiento de la demanda industrial y vegetativa.

6.1.5. Descarbonización

Se consideró el plan de descarbonización hasta el año 2024 planteado por el Gobierno, cuyo cronograma de cierre se muestra en la tabla 6.2. Con respecto a la proyección futura, se consideró el escenario de descarbonización medio o lineal, utilizado en la PELP [34], ya que corresponde al escenario de crecimiento neutro. La capacidad instalada de los 3 escenarios (bajo, medio y alto) se muestra en la figura 6.3.

Tabla 6.2: Cronograma de cierre de operaciones de las centrales a carbón considerado.

Central	Fecha Salida	Capacidad [MW]
Tocopilla U12	Junio 2019	85
Tocopilla U13	Junio 2019	86
Tarapacá	Mayo 2020	158
Ventanas 1	Noviembre 2020	114
Bocamina 1	Diciembre 2023	128
Tocopilla U14	Mayo 2024	136
Tocopilla U15	Mayo 2024	132
Ventanas 2	Mayo 2024	208

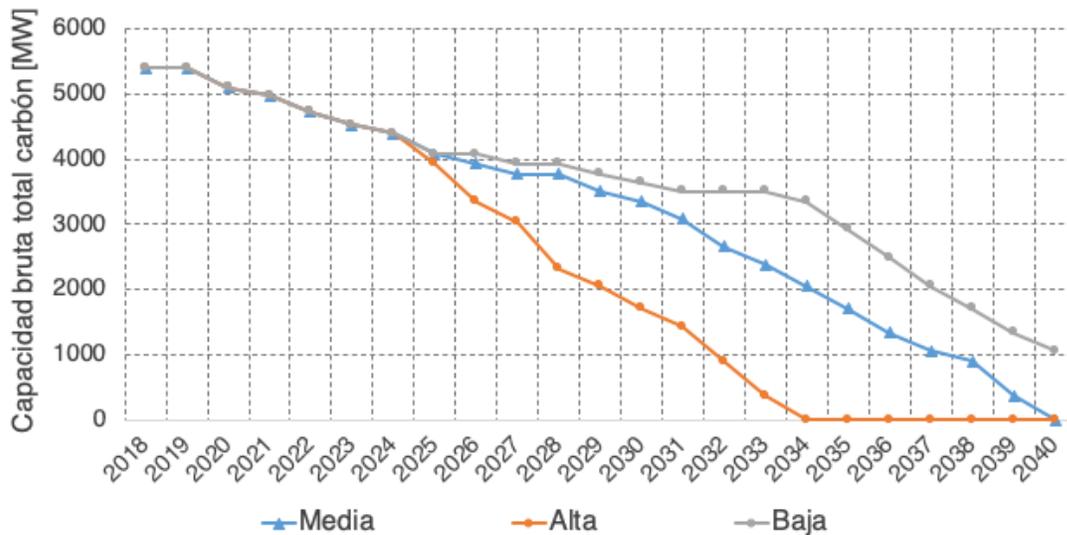


Figura 6.3: Capacidad instalada total de centrales a carbón para cada escenario de descarbonización.

6.1.6. Hidrologías

Para tener mayor representatividad de la incertidumbre hidrológica, se consideraron 3 escenarios hidrológicos: húmedo, medio y seco. Se tomó como referencia los afluentes de las centrales hidroeléctricas de pasada y de embalse medidas en los años 05-06 (ene-mar) y 06-07 (abr-dic), para el año hidrológico 2006 húmedo, luego entre los años 03-04 (ene-mar) y 04-05 (abr-dic), para el año hidrológico 2004 medio y entre los años 67-68 (ene-mar) y 68-69 (abr-dic) para el año hidrológico 1968 seco. La figura 6.4 muestra la energía afluente anual en GWh desde 1960 hasta el 2019 y en naranja los 3 tipos de hidrologías considerados para este estudio.

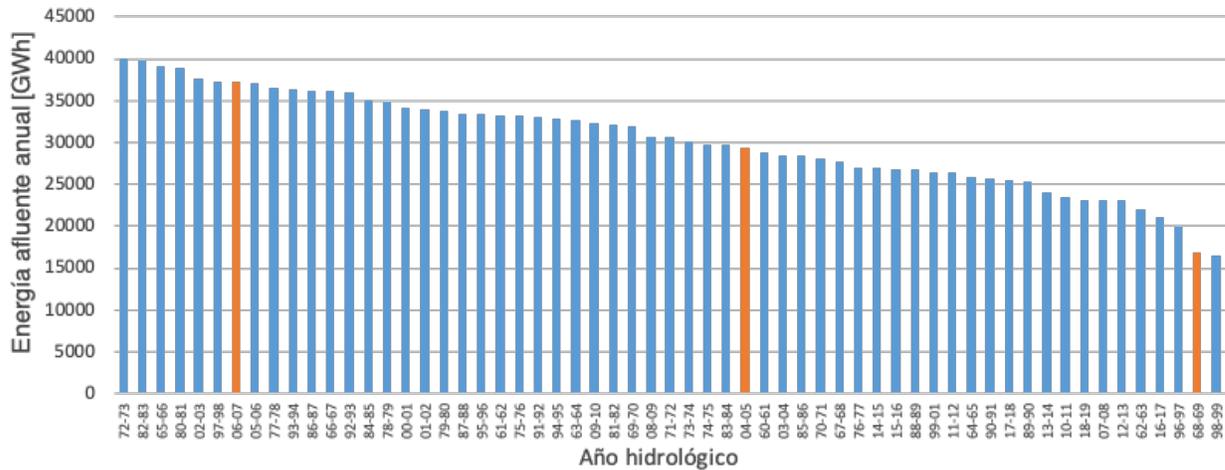


Figura 6.4: Energía histórica anual generada por afluentes hidráulicos años 1960-2019.

6.1.7. Sistema de almacenamiento de energía

Los datos de entrada para los 3 casos se muestran en la tabla 6.3. En la siguiente sección se explica en detalle a qué corresponde cada caso.

Tabla 6.3: Datos de entrada y parámetros del almacenamiento considerados.

Parámetro	Caso 1	Caso 2 y 3
Tecnología	Ion-Litio	Ion-Litio
Energía nominal [MWh]	1000	250
Potencia nominal [MW]	250	500
Energía mínima [MW]	0	0
Potencia de descarga máxima [MW]	250	500
Potencia de carga máxima [MW]	250	500
Eficiencia de carga	0.97	0.97
Eficiencia de descarga	0.97	0.97
Eficiencia ciclo completo	0.96	0.96
Vida útil [años]	15	15
Tiempo de respuesta	ms	ms

6.2. Descripción de los casos de operación del BESS

A continuación se exponen los casos de operación del BESS considerados para el modelo del SEN. La evaluación técnica-económica del SEN toma en consideración los 3 casos de operación del Caso ejemplo en los cuales se percibieron mayores ahorros en costos de operación. Se seleccionó para el análisis el Caso 1, Caso 4 y Caso 5, del Caso ejemplo, formulando el Caso 1, Caso 2 y Caso 3 del caso SEN, respectivamente. La combinación de servicios de cada caso

se muestra en la tabla 6.4 y los diagramas de conexión para los 3 casos se muestran en la figura 6.5.

Tabla 6.4: Casos de operación del BESS.

	Transmisión	Arbitraje	CPF	CSF
Caso base				
Caso 1	✓			
Caso 2		✓	✓	✓
Caso 3	✓	✓	✓	✓

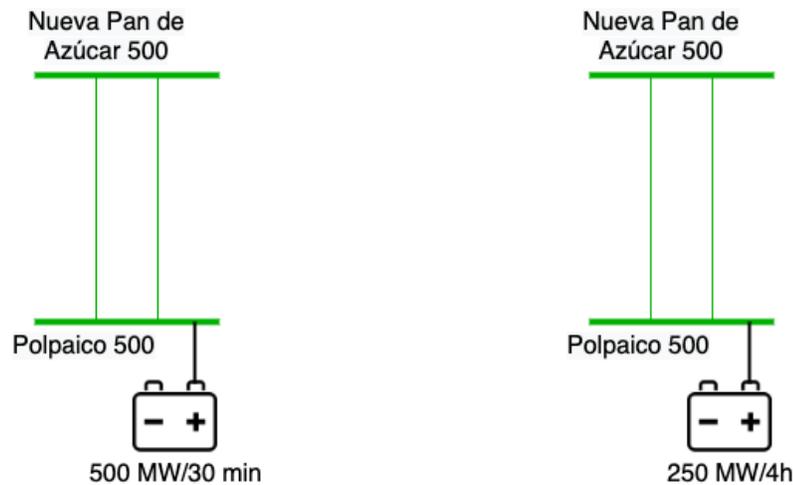


Figura 6.5: Esquema de conexión del Caso 1 500MW/30min (izquierda) y de los Casos 2 y 3 250MW/4h (derecha).

1. Servicio de transmisión: lo que se busca con el servicio de transmisión es que el SAE pueda dar soporte a una línea de interés aguas abajo, en los periodos en que existan congestiones. Por tanto en dichos periodos del día, generalmente en las horas de sol, el criterio N-1 se verá relajado y la capacidad de transmisión aumentará en la misma proporción a la energía almacenada. El compromiso del almacenamiento es que en caso que ocurra una falla, él será el soporte N-1 de la línea e inyectará la energía que se requiera para que así no ocurran desbalances o desabastecimiento de la demanda. La figura 6.6 muestra a qué líneas del corredor de 500kV se les levantó el límite de transmisión y la tabla 6.5 muestra los límites técnicos antes y después del aumento de capacidad respectivo de cada circuito.

2. Arbitraje de energía: corresponde a la compra y venta de energía o desplazamiento temporal de bloques de energía. En sistemas con mucha penetración solar PV ocurre que el BESS se carga en las horas de mayor sol y se descarga en horas de mayor demanda.

3. Control Primario de Frecuencia: es el SS.CC de reservas primarias, las cuales son destinadas para suplir desbalances de carga dentro de los primeros 10s. El almacenamiento podrá prestar reservas primarias de subida, las cuales requieren la inyección de energía y reservas primarias de bajadas las cuales requieren la carga.

4. Control Secundario de Frecuencia: es el SS.CC de reservas secundarias, estas son destinadas para suplir desbalances de carga desde los 10s hasta los 5min. Al igual que para el CPF el SAE podrá prestar reservas secundarias de subida y de bajada.

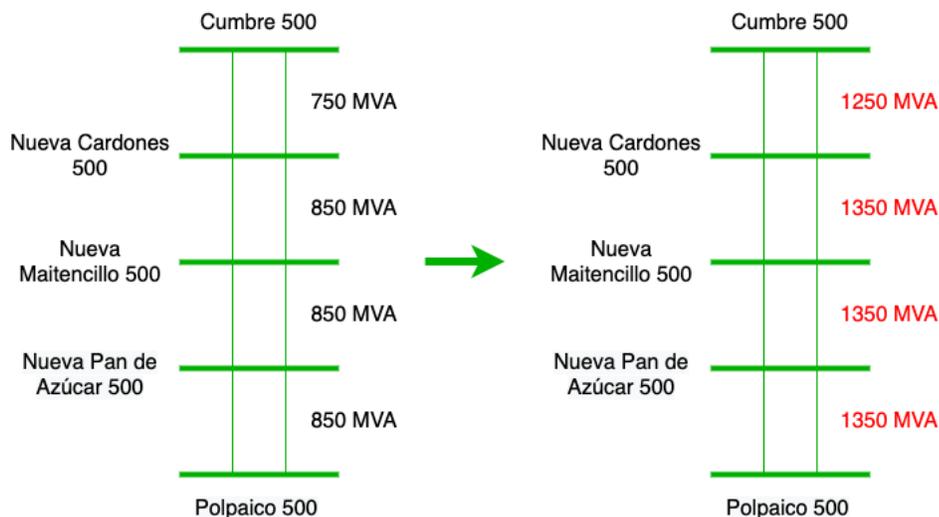


Figura 6.6: Diagrama del aumento de capacidad por circuito del servicio de transmisión para el Caso 3.

Tabla 6.5: Límites técnicos originales y finales por circuito, luego del aumento de capacidad para el Caso 3.

Circuito	Límite técnico original [MW]	Límite técnico con aumento de capacidad [MW]	Aumento de capacidad [MW]
Polpaico 500 - Nueva Pan de Azúcar 500 I	850	1350	500
Polpaico 500 - Nueva Pan de Azúcar 500 II	850	1350	500
Nueva Pan de Azúcar 500 - Nueva Maitencillo 500 I	850	1350	500
Nueva Pan de Azúcar 500 - Nueva Maitencillo 500 II	850	1350	500
Nueva Maitencillo 500 - Nueva Cardones 500 I	850	1350	500
Nueva Maitencillo 500 - Nueva Cardones 500 II	850	1350	500
Nueva Cardones 500 - Cumbre 500 I	750	1250	500
Nueva Cardones 500 - Cumbre 500 II	750	1250	500

6.3. Resultados operacionales

En la presente sección se exponen los resultados obtenidos luego de simular la operación del Sistema Eléctrico Nacional considerando los distintos regímenes de operación del sistema de almacenamiento, ilustrados en el análisis anterior.

Se comenzará exponiendo los resultados operacionales para distintas variables, partiendo

con los correspondientes al caso base para luego ser comparados con los casos que consideran SAE. Luego se expondrán los resultados económicos y el impacto en las emisiones de CO₂, analizando el efecto y conveniencia operacional/económica de los distintos casos de operación.

6.3.1. Generación

Evolución anual de la generación por tecnología - Caso base

La figura 6.7 muestra la evolución de la generación esperada anual de las distintas tecnologías. Un supuesto importante es que no hay cambios en el patrón de demanda y que la entrada del Proyecto HVDC Kimal - Lo Aguirre está fijada para mayo del año 2030.

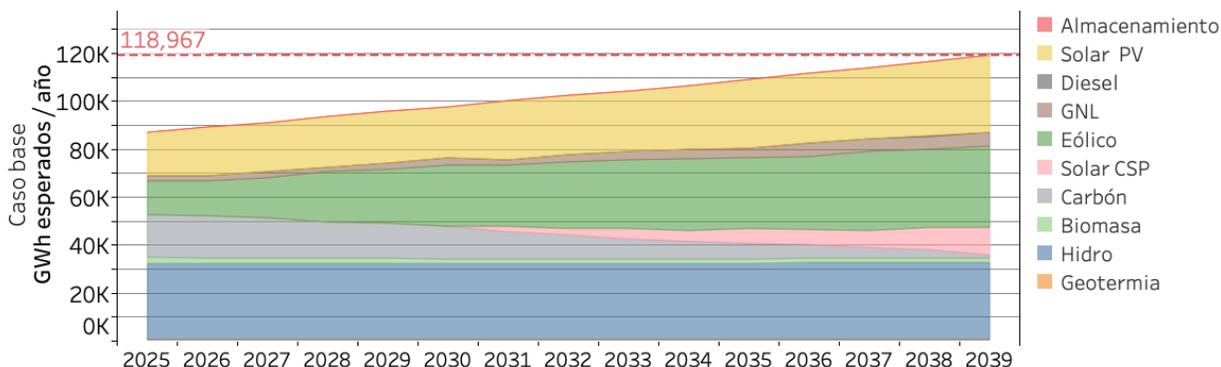


Figura 6.7: Generación esperada anual del Caso base.

Se observa en la figura 6.7 que existe un incremento de generación eólica y solar considerable durante todo el horizonte de evaluación, con predominancia eólica. Con respecto al año 2019, la generación eólico-solar se duplica al año 2025, la cual se vuelve a duplicar en el año 2039. La generación hidro se mantiene constante acorde a lo esperado y se observa un aumento considerable de la generación solar CSP².

Perfiles de generación intra diario - Caso base

La figura 6.8 expone la evolución de los perfiles intra-diarios de las distintas tecnologías.

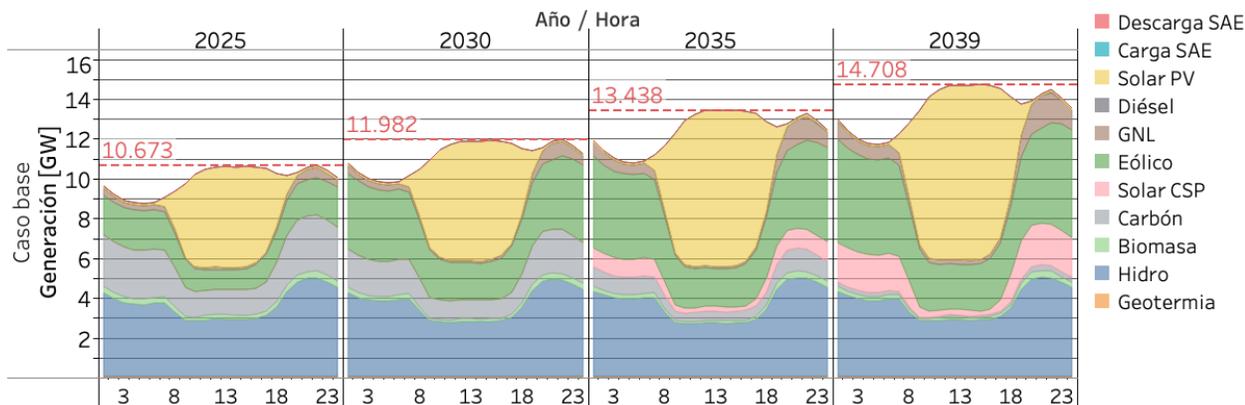


Figura 6.8: Perfiles horarios del Caso base.

²Concentrated Solar Power

A nivel horario ocurren cambios importantes a medida que se avanza en el horizonte de simulación. Se observa que la tecnología solar CSP reemplaza el rol base/punta del carbón. El GNL mantiene su rol en punta, incrementando su participación en el tiempo. Por otro lado, la generación eólica contribuye en base/punta, compitiendo con la generación solar PV en horas solares.

Tendencias de la generación - Comparación de casos

Continuando con los resultados operacionales, la figura 6.9 muestra la diferencia de la generación anual esperada de cada caso con respecto al Caso base a lo largo del horizonte de evaluación.

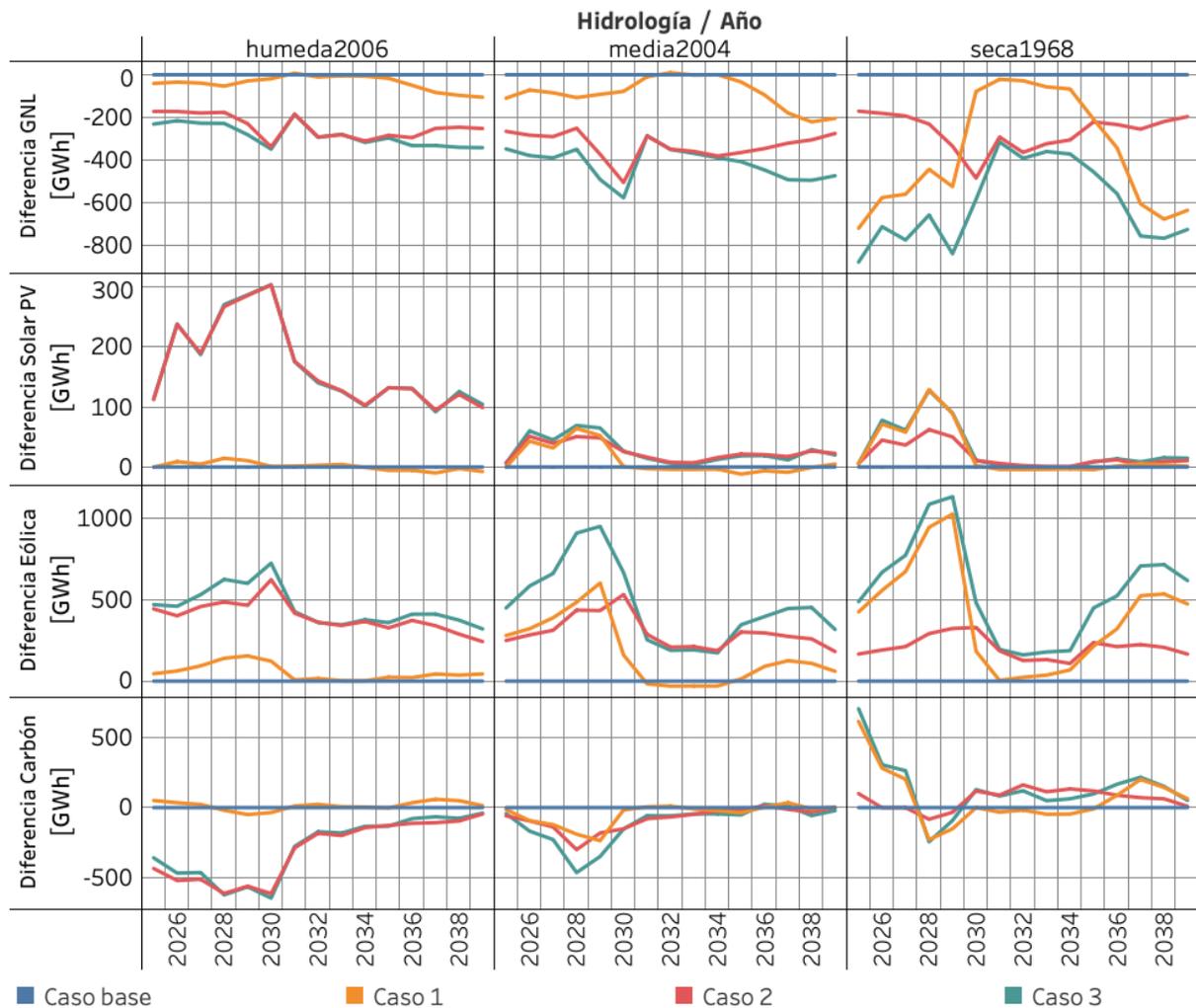


Figura 6.9: Diferencia de la generación esperada anual por tecnología con respecto al Caso base. Diferencia positiva indica aumento.

De la figura se puede inferir que en el periodo 2025-2030 el servicio de transmisión aumenta la generación ERNC, sobretodo eólica, evidenciando una disminución de recortes. Entre el año 2030-2035, producto de la entrada del proyecto HVDC, el servicio de transmisión (Casos

1 y 3) no genera beneficios operacionales, manteniendo recortes ERNC. Esta misma tendencia de baja de beneficios se observa en los otros servicios, pero en menor medida. Finalmente, entre el año 2035-2039 se perciben los mismos beneficios operacionales que antes de la entrada del proyecto HVDC.

En relación a la condición hidrológica, se observa que para una hidrología húmeda los Casos 2 y 3 se vuelven idénticos, evidenciando que el servicio de transmisión no aporta beneficios operacionales bajo este escenario. Para toda hidrología en cambio, el caso más efectivo en aumentar la generación ERNC y disminuir la generación en base a carbón es el Caso 3 multiservicio. A su vez, mientras más seco el panorama, mayor es la reducción de recortes ERNC. De esto se puede concluir que realizar multiservicio disminuye el riesgo del SAE sujeto al panorama hidrológico y al estado del sistema de transmisión.

6.3.2. Flujos por el sistema de transmisión

Patrón de flujo intra diario - Caso base

La figura 6.11 expone la distribución de los flujos de potencia en cada hora del día del año 2025, a través de distintos tramos del sistema de transmisión del Caso base, específicamente por el corredor de 500 kV, entre las barras de Cumbre - Polpaico. El gráfico de caja y bigotes representa la dispersión estadística de los flujos para cada hora del día, donde cada una se construye con 365 puntos, logrando representar las 8760 horas del año 2025.

Para tener un mejor entendimiento del gráfico de cajas y bigotes, los elementos que componen al gráfico se presentan en la figura 6.10. El 50% central de los datos se encuentran contenidos en la caja central, la cual se subdivide en la caja inferior de color azul oscura, que contiene los datos desde el cuartil inferior hasta la mediana y la caja superior de color azul clara, que contiene los datos desde la mediana hasta el cuartil superior. De la misma manera, los bigotes representan los datos contenidos desde el cuartil inferior y superior, según corresponda, hasta 1.5 veces el rango intercuartil.

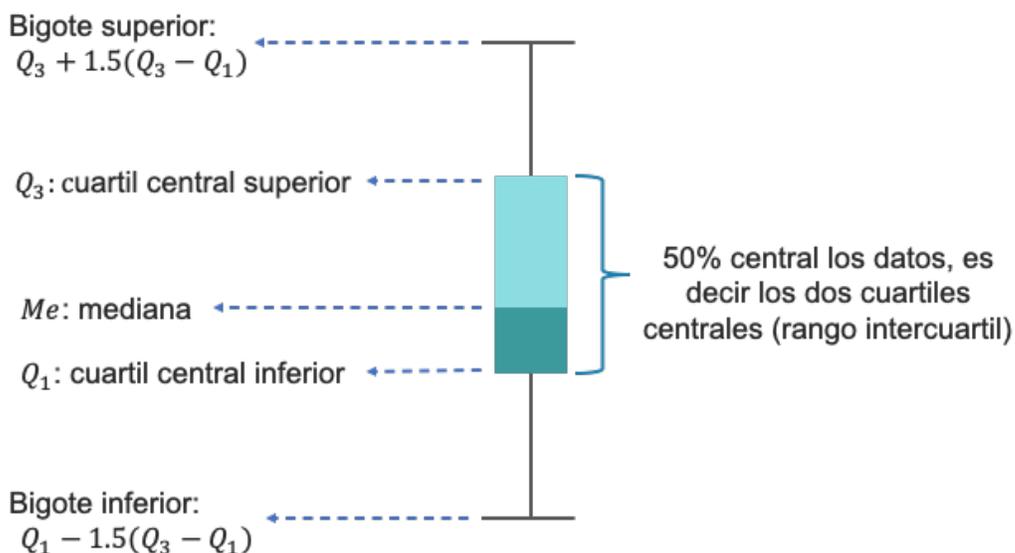


Figura 6.10: Representación de los elementos que componen al gráfico de caja y bigotes.

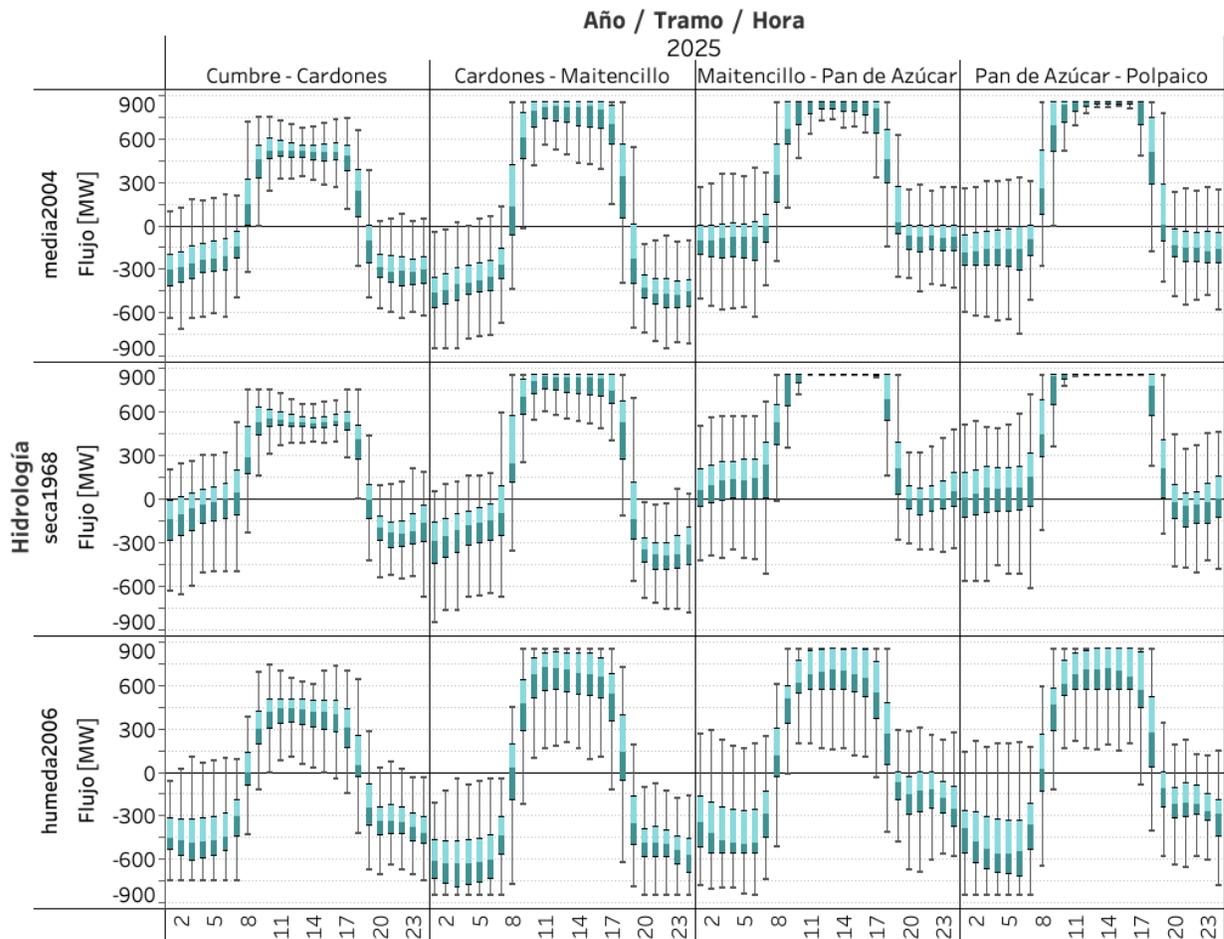


Figura 6.11: Patrón de flujo intra-diarario Caso base año 2025.

El patrón de flujo intra-diarario indica importantes saturaciones en horas solares desde la barra de Cardones hacia el sur para el año 2025. Esto se intensifica para condiciones hidrológicas media a seca, incrementándose el efecto de saturación a medida que se avanza hacia el sur, es decir, más cerca de Polpaico significa más saturación.

Es importante notar que el tramo Pan de Azúcar - Polpaico en condiciones de hidrología media, se encuentra congestionado permanentemente entre las 12:00 y 16:00h. Para una hidrología seca en cambio, las saturaciones son permanentes desde Maitencillo a Polpaico durante todo el bloque solar. Dicho comportamiento se explica porque el sistema de transmisión se encuentra desadaptado con respecto a la generación en el año 2025, lo que tiene como consecuencia saturaciones en el corredor de 500kV, las cuales se intensifican a medida que se está más cercano al centro de carga.

Evolución anual de flujo en horas solares - Caso base

Continuando con los flujos por el sistema de transmisión del Caso base, la figura 6.12 muestra la evolución anual de los flujos en horas solares, por el corredor de 500 kV, desde Nueva Cardones a Polpaico y en la columna de la izquierda se muestra el flujo a través de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre de 2000 MVA.

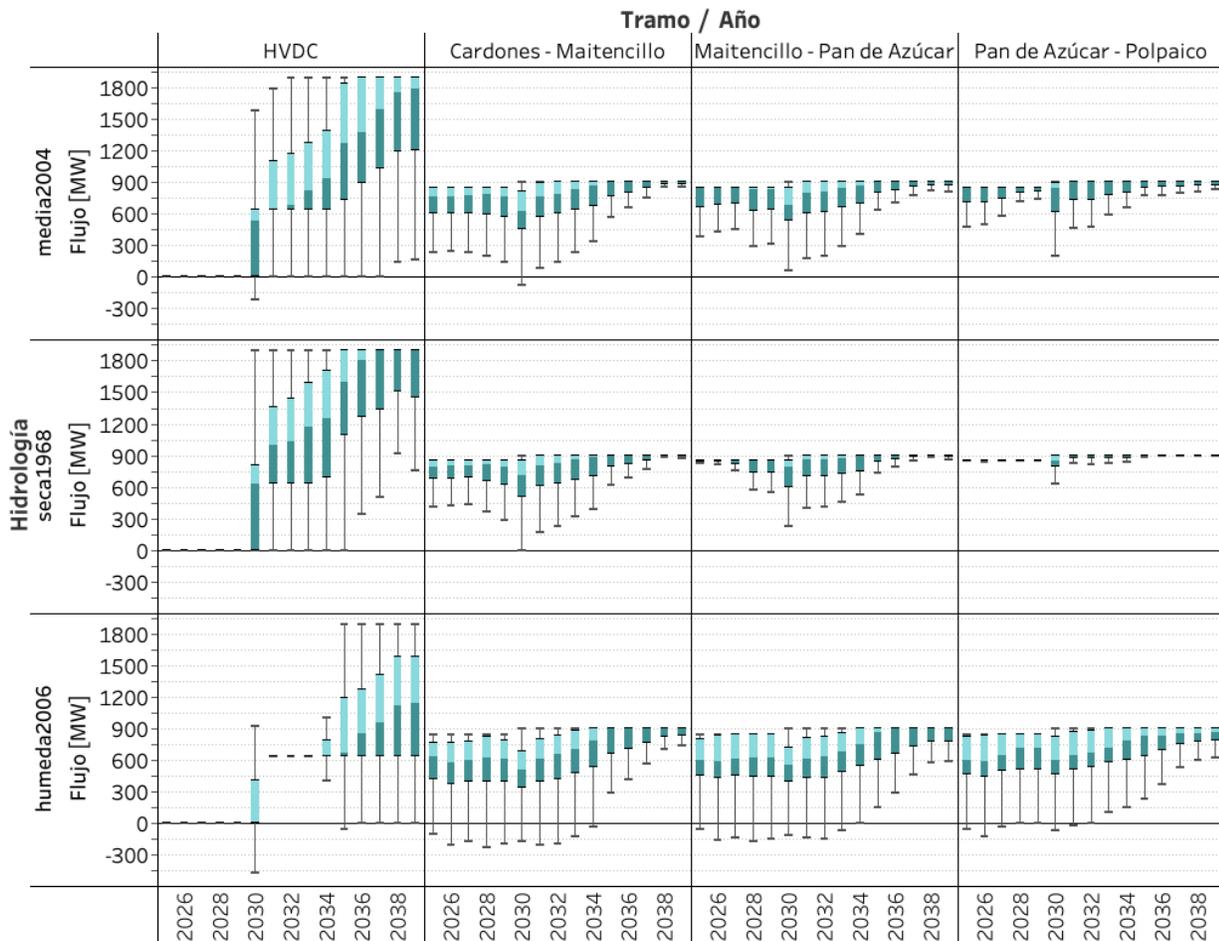


Figura 6.12: Evolución anual de flujos por el corredor de 500 kV del Caso base en horas solares, entre las 8:00 - 18:00 hrs.

Del gráfico se concluye que la entrada en operación del proyecto HVDC en mayo del 2030 permite una disminución leve y transitoria de las saturaciones en horas solares en el corredor de 500 kV. Se observa que a pesar de que la línea HVDC posee un flujo controlable no saturado, parte importante de las transferencias norte-sur continuará en el sistema de 500 kV AC, lo que indica que las saturaciones en horas solares se mantendrían en el tiempo. De esto se deduce que se requiere de una solución adicional al proyecto HVDC para subsanar las congestiones en horas solares.

Flujo en horas solares - Comparación de casos

Al incluir el almacenamiento en la operación, la dispersión estadística anual de los flujos en las horas solares por el corredor de 500kV entre Cardones - Polpaico y su evolución en el tiempo, presenta el comportamiento expuesto en la figura 6.13. Para la construcción del gráfico se redujo el horizonte de 15 años a un set de 7 años, correspondiente a los años 25-28-30-32-34-36-39. No se incluyó el Caso 2, ya que el almacenamiento no realiza servicio de transmisión y por ende los flujos se verán limitados a N-1. La línea naranja punteada representa el límite técnico con aumento de capacidad de cada corredor o flujo máximo N.

La línea roja punteada en cambio, representa el flujo máximo N-1 o límite técnico original de cada corredor, dichos parámetros siguen los límites técnicos expuestos en la tabla 6.5.

Cabe destacar que el modelo reconoce que el servicio de transmisión tiene un efecto 1:2, es decir, que con 250 MW de potencia disponible del SAE, se logra un aumento de capacidad en el flujo máximo de transmisión por 500 MW.

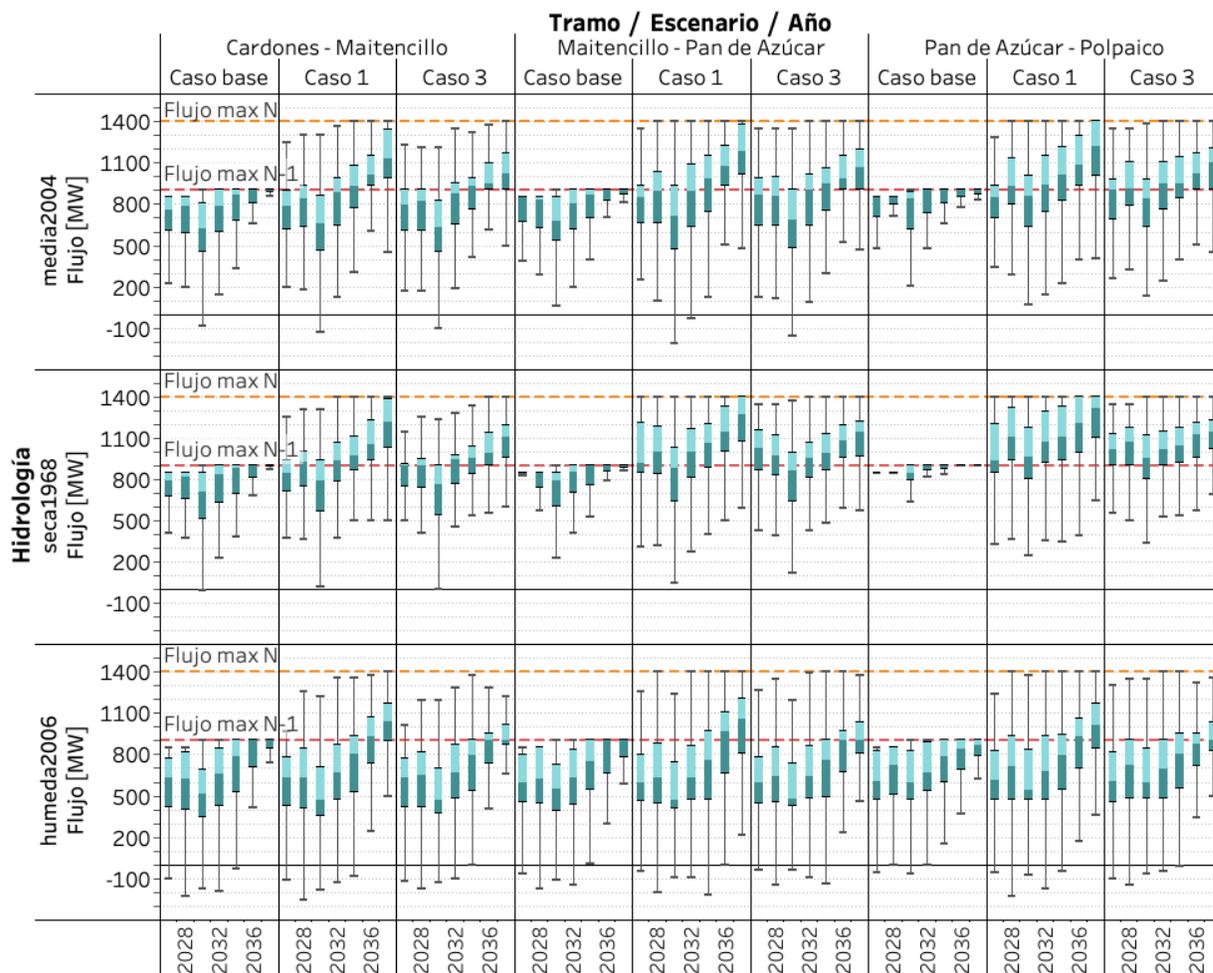


Figura 6.13: Comparación de flujos por el corredor de 500kV en las horas solares.

En los casos donde el SAE presta el servicio de transmisión (Caso 1 y 3) se observa que el aumento de flujo máximo incrementa las transferencias norte-sur en el corredor Cardones/-Polpaico 500 kV en horas solares. Además, se observa que el Caso 3 multiservicio, es el más efectivo en reducir la frecuencia de horas donde se satura el corredor, logrando reducir las congestiones en todo el corredor, durante todo el periodo de evaluación, para toda hidrología.

Considerando los antecedentes, se puede concluir que el realizar multiservicio (Caso 3), posee un valor agregado en comparación a realizar solo servicio de transmisión (Caso 1), ya que para toda hidrología, los flujos del Caso 3 se centran en un valor menor a los flujos del Caso 1. Ejemplificando, para una hidrología media, en el año donde se presentan mayores congestiones (2039), el bigote superior de los flujos del Caso 3 se encuentra 200 MW por

debajo del límite N, a diferencia del bigote superior del Caso 1, el cual está 1 MW por debajo del mismo límite. Esto indica que los flujos del sistema de transmisión del Caso 3 cuentan con mayor holgura y por tanto, el caso multiservicio se encuentra mejor preparado para el manejo de congestiones futuras, en el caso de un escenario más agresivo en cuanto a penetración ERNC.

6.3.3. Operación del almacenamiento

Con la finalidad de tener una idea de la proporción del tiempo que se usa para cada servicio, se expone la tabla 6.6, la cual muestra un resumen de la energía destinada a cada servicio en el Caso 2 y 3. Las cifras de la tabla en negrita indican, además del total, el valor máximo por servicio.

Tabla 6.6: Resumen de la energía destinada a cada servicio del Caso 2 y 3.

	Energía [MWh]						Total
	Servicio de transmisión	Arbitraje	Reservas primarias de subida	Reservas secundarias de subida	Reservas primarias de bajada	Reservas secundarias de bajada	
Caso 2 (promedio)	0	1,521	530	2,504	126	877	5,557
Caso 3 (promedio)	1,338	1,670	500	2,276	119	832	6,734
Caso 3 (2026)	1,082	1,675	704	2,365	203	1,366	7,394
Caso 3 (2030)	804	1,520	630	3,054	210	1,430	7,648
Caso 3 (2035)	1,467	1,777	386	2,010	64	486	6,190
Caso 3 (2039)	1,933	1,770	317	1,617	65	482	6,184
Total	6,624	9,933	3,066	13,826	786	5,473	

Distribución horaria promedio de los servicios - Caso 2

La figura 6.14 muestra la distribución horaria promedio de todos los años, de los servicios que presta el almacenamiento en el Caso 2. El gráfico se construye como el promedio horario y anual del valor esperado por hidrología. Los valores de energía generada, energía consumida y estado de carga muestran su valor final en cada hora.

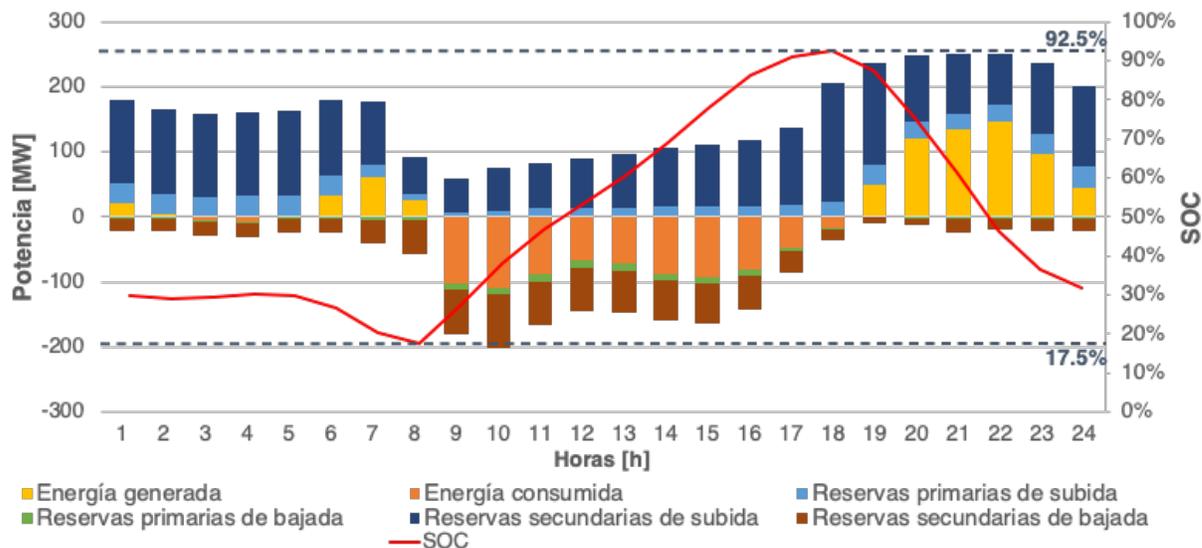


Figura 6.14: Distribución promedio de todos los años de las prestaciones del SAE del Caso 2.

Del gráfico se desprende que el orden de participación en energía de cada servicio es:

- 1 Reservas secundarias de subida
- 2 Arbitraje
- 3 Reservas secundarias de bajada
- 4 Reservas primarias de subida
- 5 Reservas primarias de bajada

El patrón de carga/descarga del almacenamiento comienza con la carga en horas solares y a medida que aumenta el SOC, aumenta la cantidad de reservas secundarias de subida, llegando a su máximo al comienzo de las horas *peak* de demanda. Luego se descarga durante el bloque punta, contribuyendo al desplazamiento de energía solar del bloque horario B (08:00-18:00) al bloque horario C (18:00-24:00).

Distribución horaria promedio de los servicios - Caso 3

La figura 6.15 muestra la distribución horaria promedio de todos los años, de los servicios que presta el almacenamiento en el Caso 3.

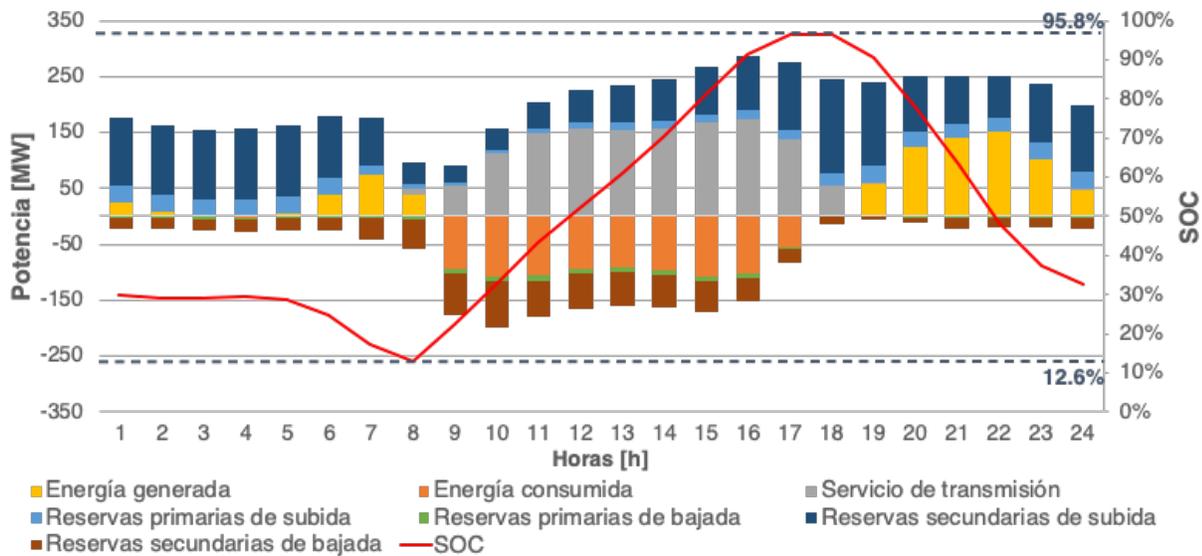


Figura 6.15: Distribución promedio de todos los años de las prestaciones del SAE del Caso 3.

Del gráfico se desprende que los servicios que presta el almacenamiento del Caso 3 en orden de participación en energía son:

- 1 Reservas secundarias de subida
- 2 Arbitraje
- 3 Servicio de transmisión
- 4 Reservas secundarias de bajada
- 5 Reservas primarias de subida
- 6 Reservas primarias de bajada

El SOC en este caso alcanza valores más extremos que en el Caso 2, producto de que se requiere más energía para realizar servicio de transmisión. Dicho servicio se explota sobretodo en las horas solares, aumentando las transferencias ERNC norte-sur. Se mantiene el patrón de carga/descarga del Caso 2, desplazando energía solar del bloque B al bloque C.

Evolución anual de la distribución horaria de los servicios - Caso 3

Las figuras 6.16, 6.17, 6.18 y 6.19 muestran la evolución de la distribución de las prestaciones del almacenamiento en los años 2026, 2030, 2035 y 2039 del Caso 3, respectivamente.

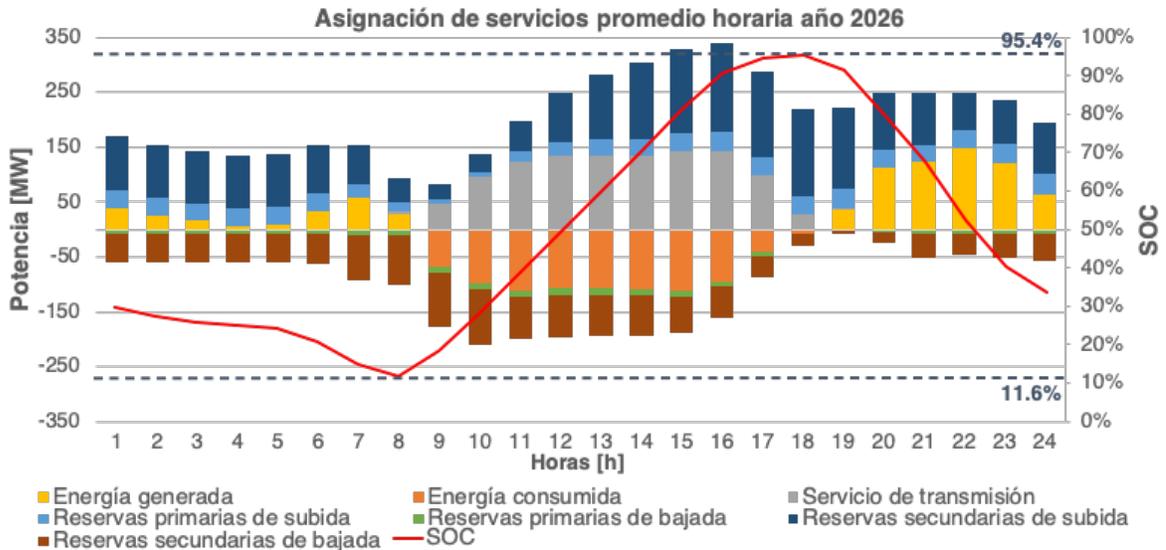


Figura 6.16: Prestaciones promedio horario del SAE del Caso 3 para el año 2026.

Se observa que los servicios que presta el almacenamiento están subordinados al desarrollo del sistema de transmisión. Existe un patrón de carga en las horas solares y descarga en las horas punta durante todo el periodo.

En el año 2026, antes de la entrada del proyecto HVDC, el almacenamiento presta reservas secundarias de subida primordialmente, luego realiza arbitraje, después reservas secundarias de bajada y finalmente servicio de transmisión.

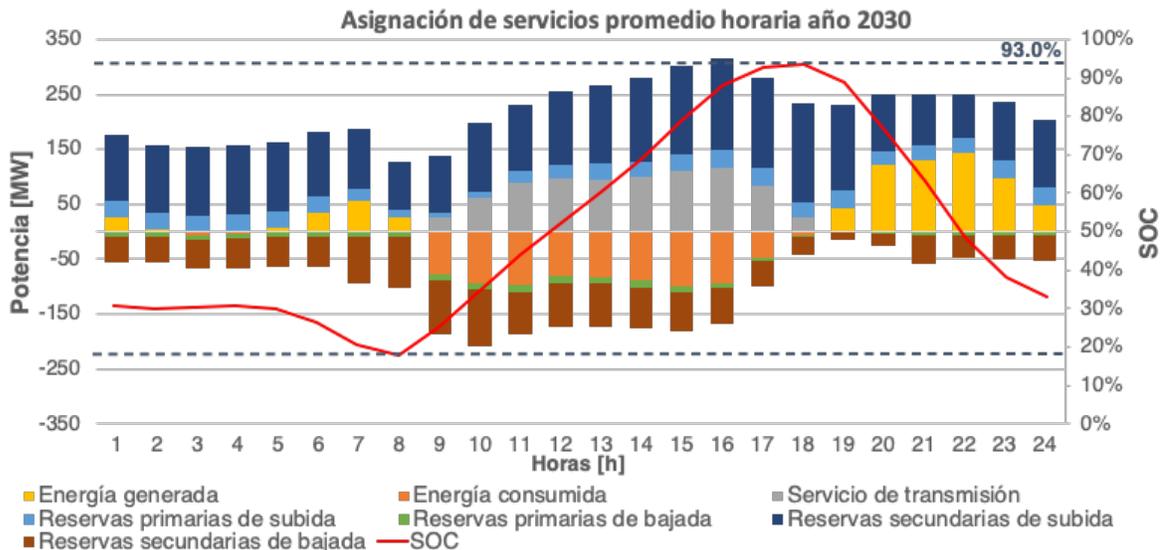


Figura 6.17: Prestaciones promedio horario del SAE del Caso 3 para el año 2030.

Para el año 2030, luego de la entrada del proyecto HVDC y la menor presencia de congestiones, el almacenamiento disminuye en un 25% el servicio de transmisión con respecto al año 2026 por un aumento de un 30% en las reservas secundarias de subida, la cual se posiciona muy por sobre los otros servicios, aprox. el doble del servicio que le sigue, el cual es arbitraje. Luego, realiza reservas secundarias de bajada y servicio de transmisión.

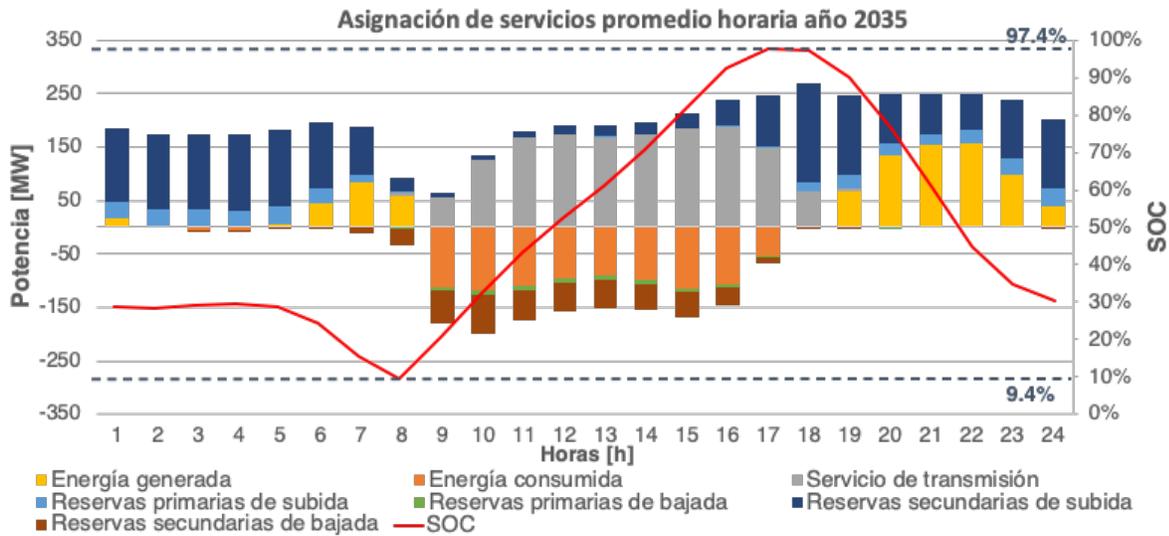


Figura 6.18: Prestaciones promedio horario del SAE del Caso 3 para el año 2035.

En el año 2035, ya cuando el sistema de transmisión comienza a saturarse nuevamente, se observa cómo el servicio de transmisión aumenta su participación en un 82% con respecto al año 2030 y disminuye las reservas secundarias de bajada en un 66%. El servicio con mayor participación es el de reservas secundarias de subida, arbitraje y luego transmisión. La reducción de la cantidad de reservas secundarias de bajada se debe al aumento de oferta en el mercado de SS.CC de otras tecnologías de costos similares, específicamente a los proyectos solar CSP, los cuales comienzan a participar en el mercado desde el año 2031 en adelante.

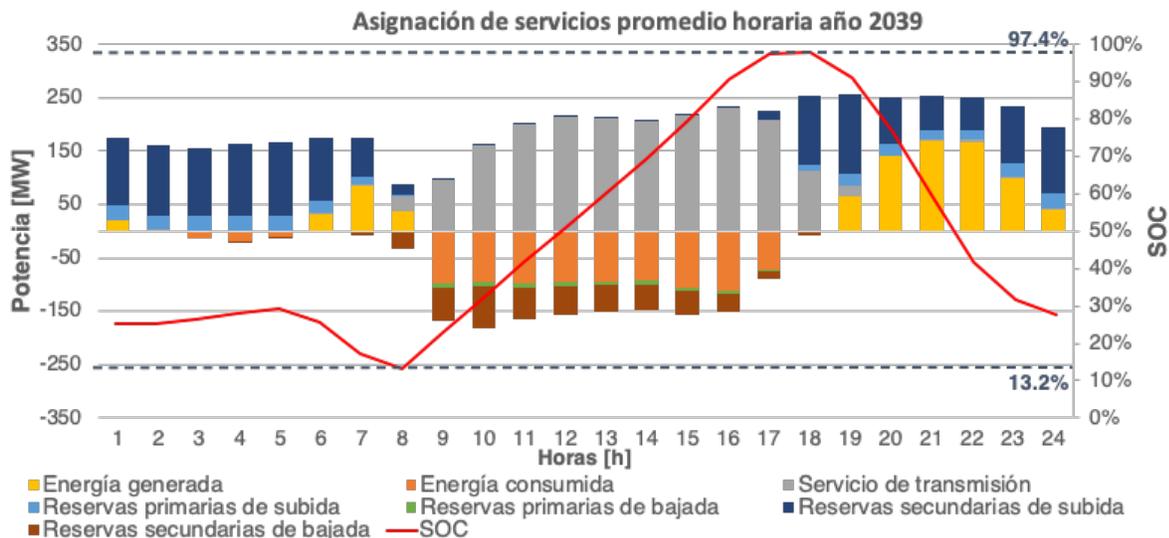


Figura 6.19: Prestaciones promedio horario del SAE del Caso 3 para el año 2039.

Finalmente, en el año 2039 debido a la alta saturación del sistema, el SAE prioriza dar servicio de transmisión, posicionándose como el principal servicio (+32% que el año 2035), luego le sigue el arbitraje (-0.3%) y después las reservas secundarias de subida (-20%). De la tabla 6.6 se deriva que el mayor requerimiento de transmisión es en el año 2039.

Comportamiento y efectos del SOC en la operación y planificación del SAE

La figura 6.20 expone la distribución horaria diaria del SOC en los años 2026, 2030 y 2039 cuyos años se eligieron con el objetivo de representar años tipo de operación durante el horizonte de evaluación. El año 2026 representa un sistema de transmisión con un nivel de congestiones media, previo al proyecto HVDC. El año 2030 corresponde al año cuando el proyecto HVDC entra en operación, por lo tanto representa al año con menor nivel de congestiones. Finalmente, el año 2039 representa un sistema de transmisión con un nivel de congestiones alta, producto de que al largo plazo el proyecto HVDC no es suficiente para aliviar las congestiones del sistema.

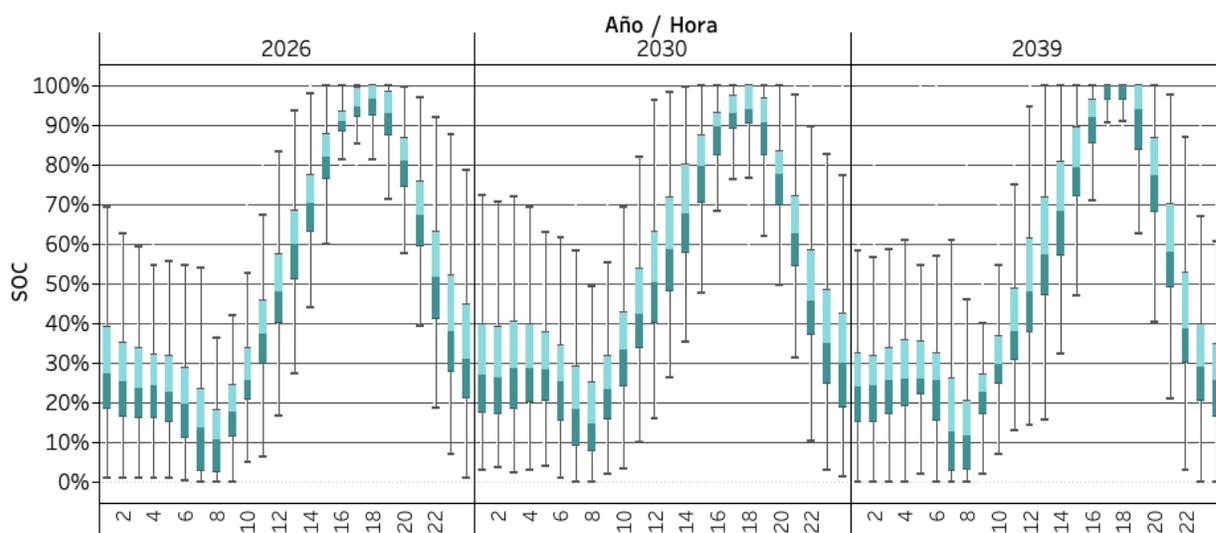


Figura 6.20: Distribución anual del SOC del SAE del Caso 3 para el año 2026, 2030 y 2039.

De la figura se deriva que el patrón de carga y descarga se mantiene con una probabilidad alta, ya que en los 3 años expuestos se observa que el 50% de los valores del SOC se concentran en un intervalo similar. Esto se constituye como una ventaja para la planificación del proyecto, ya que es posible conocer con anterioridad el nivel y hora que serán realizadas las ofertas, de modo que el oferente puede incorporar dentro de sus costos, los mantenimientos esperados, necesidad de reinversión en el caso de requerirlo, entre otros posibles mecanismos para mantener el desempeño y características del SAE durante el horizonte de planificación.

Sin embargo, se puede observar que el promedio diario del SOC se encuentra entre 5/10-96-100%. Según el trabajo expuesto en [35] esto puede provocar pérdidas considerables en la vida útil del proyecto, pudiendo reducirla en 5 años si es que el SOC varía entre 0-100%. Por lo tanto, si la operación del almacenamiento estará a cargo 100% por el operador de red es recomendable considerar los efectos y aspectos a considerar en la planificación, donde se plantean las siguientes propuestas:

- 1 Limitar el ciclaje diario del almacenamiento, analizando el *trade-off* entre alargar la vida útil, aumentando los beneficios a largo plazo, pero disminuyendo los beneficios a corto plazo, o bien, no limitar el SOC manteniendo los beneficios a corto plazo, pero pudiendo tener una reducción considerable en los beneficios a largo plazo.
- 2 Establecer la cota máxima de ciclos dada por el fabricante en la planificación. Esto puede sobredimensionar el diseño del activo, en el caso de que el SOC recomendado sea mayor al promedio y por tanto se deberá considerar una energía mayor en la planificación del proyecto.

6.4. Resultados económicos

6.4.1. Costos marginales

Evolución anual de los costos marginales - Caso base

La figura 6.21 muestra la evolución de los costos marginales en las barras de Kimal, Maintencillo, Pan de Azúcar y Polpaico, en el horizonte de evaluación para cada bloque horario e hidrología. Se considera el bloque A desde las 00:00-08:00, el bloque B entre las 08:00-18:00 y el bloque C entre las 18:00-24:00.

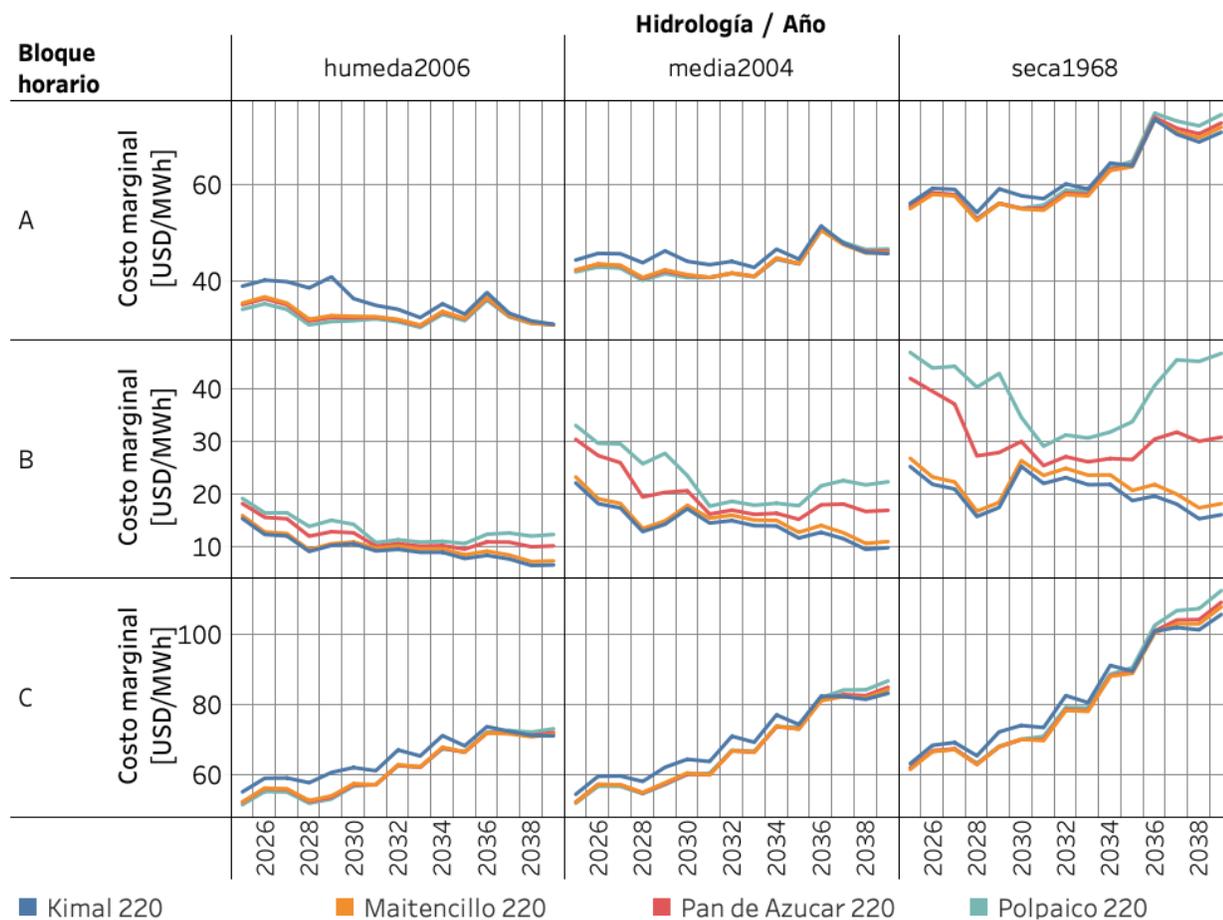


Figura 6.21: Evolución anual de los costos marginales del Caso base en cada hidrología y bloque horario.

De la figura se deriva que los costos marginales se encuentran acoplados en los bloques A y C. Por otro lado, en el bloque B, frente a una hidrología media y seca, se observan desacoples del corredor de 500 kV entre el año 2025-2030. La construcción de la línea HVDC mejora el panorama hasta el año 2034, fecha en la cual se vuelven a percibir desacoples. Estos aumentan a medida que se avanza en el horizonte, llegando a su máximo en el año 2039.

Se observa además, que para toda hidrología, los costos marginales en el bloque B son menores en el norte (Kimal) y aumentan a medida que se está más cercano al centro de carga (Polpaico). Este fenómeno se debe a que en el bloque B (08:00-18:00), se tiene la mayor oferta de generación solar PV, a $CMg = 0$, cuya localización se concentra en el norte, lo cual provoca esta diferencia geográfica de costos.

En relación a la condición hidrológica, para todo bloque horario, se observa que bajo una hidrología húmeda los costos marginales son menores que para una hidrología media y a su vez, estos son menores que en una hidrología seca. Este comportamiento se explica porque la tecnología hidroeléctrica posee un costo inframarginal y a medida que se tiene mayor disponibilidad del recurso hídrico, las ofertas de dicho recurso desplazarán en mayor medida a las tecnologías marginales, provocando una disminución de los costos.

Los resultados evidencian que el sistema requiere de inversión adicional al proyecto HVDC para mejorar desacoples en el largo plazo, así como una solución en el mediano plazo a efectos de cubrir posibles retrasos en su puesta en servicio

Evolución anual de los costos marginales bloque B - Comparación de casos

La figura 6.22 muestra la evolución de los costos marginales en el bloque B en cada caso de operación del SAE. La línea roja punteada corresponde al valor máximo percibido a lo largo del horizonte de evaluación.

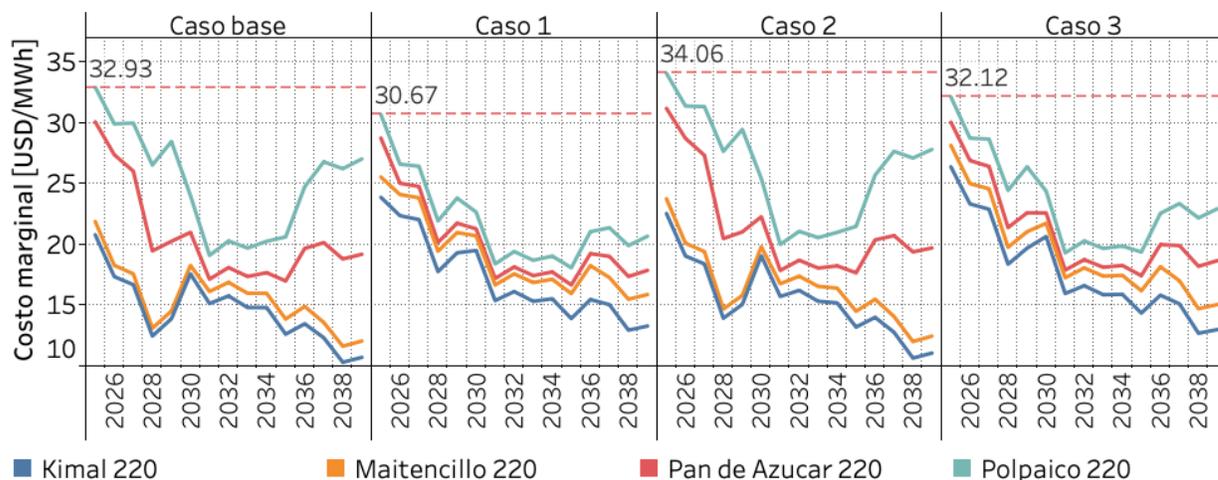


Figura 6.22: Evolución de los costos marginales del bloque B entre cada caso de operación.

La tendencia de los costos marginales expuesta en la figura 6.22, evidencia que en los Casos 1 y 3 con servicio de transmisión, la reducción de congestiones contribuye a una menor

dispersión de los costos marginales en horas solares. Por el contrario, el Caso 2 genera un leve aumento del desacople norte-sur, producto de la ubicación del almacenamiento en el centro de carga. Además, se observa que los desacoples se acrecientan de norte a sur, al igual que las congestiones, a medida que se está más cerca del centro de carga.

6.4.2. Ahorro

La figura 6.23 muestra la evolución del ahorro anual para cada caso de operación. El cálculo de los costos de operación considera la suma de los costos de generación y los costos de encendido. Luego, para el cálculo del ahorro se calcula la diferencia entre los costos de operación del caso base con los de cada caso respectivo.



Figura 6.23: Diferencia anual de los costos operacionales con respecto al Caso base.

Con respecto al Caso 1: los ahorros se ven considerablemente disminuidos por la entrada del HVDC, entre el año 2030-2034. En ese mismo periodo, el beneficio llega muy cercano a cero, evidenciando que no se están generando utilidades en esos años. Por lo tanto se concluye que tener un activo flexible dedicado solo a un servicio es ineficiente. Una alternativa para aminorar el decrecimiento de los ahorros en dicho periodo, es dar aumento de capacidad serie a la línea HVDC y/o adherir otros servicios a la operación del SAE, como por ejemplo el servicio de reservas.

Caso 2: su valor aumenta desde el año 2025 hasta el 2030 y luego disminuye levemente con la entrada de la línea HVDC hasta el 2033. Desde ese año los ahorros vuelven a aumentar, alcanzando su valor máximo el año 2037. Se observa que los ahorros del Caso 2 dependen menos de la transmisión que los otros dos casos.

Caso 3: los ahorros percibidos duplican a los del Caso 1, posicionándose por sobre los otros dos casos. El ahorro percibido es dependiente de la transmisión, igualándose al Caso 2 en

el periodo 2030-2034 (servicio de transmisión nulo) y posteriormente dispersándose desde el 2034 en adelante, llegando a su máximo igual a 52 MUSD en el año 2039.

La evidencia indica que el multiservicio otorga mayores ahorros con la misma infraestructura (comparación del Caso 2 con el Caso 3).

6.4.3. Emisiones

La figura 6.24 muestra en el gráfico de la izquierda, la evolución anual de las emisiones de CO2 promedio por hidrología para cada caso de operación y en el gráfico de la derecha, la diferencia de las emisiones en cada año con respecto al caso base. Una diferencia negativa indica una reducción de las emisiones de CO2 con respecto al Caso base.

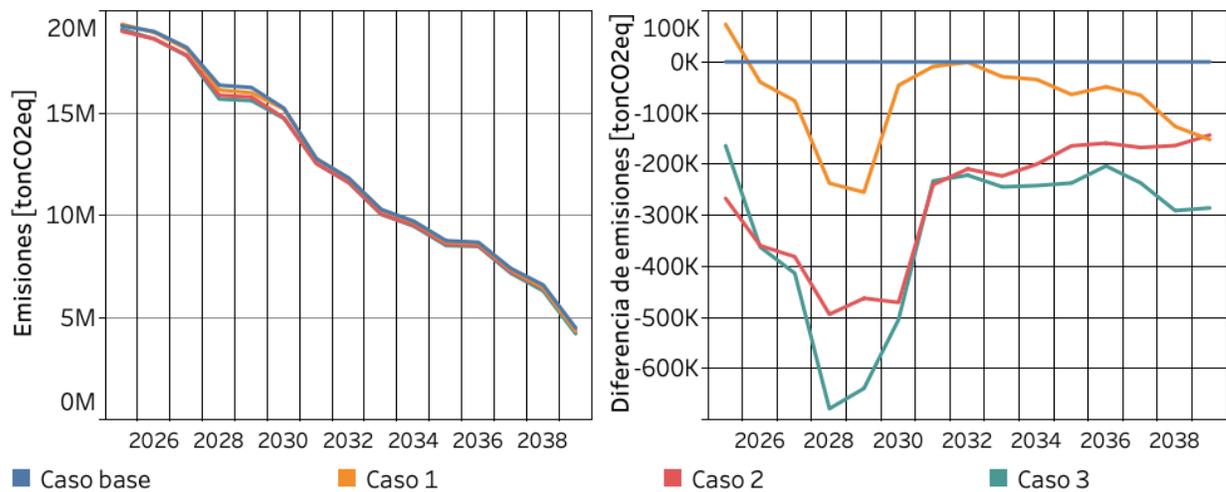


Figura 6.24: Evolución de las emisiones de CO2 (izquierda) y ahorro de emisiones con respecto al Caso base (derecha).

De la figura se deriva que en el Caso 3 se disminuyen en mayor medida las emisiones de CO2 que en los otros dos casos, luego le sigue el Caso 2 y luego el Caso 1. Esta reducción tiene un mayor impacto antes de la entrada del proyecto HVDC, llegando a su *peak* en el año 2028. En consecuencia, esto indica que el arbitraje de energía y prestación de SS.CC generan una mayor reducción de emisiones que el servicio de trasmisión. Los ahorros en emisiones en los 3 casos se ven reducidos, producto de que el proyecto HVDC permite liberar restricciones a la integración de ERNC entre el año 2030 hasta el 2032.

Se observan ahorros importantes en emisiones en el Caso 3, por sobre las 600.000 tonCO2eq en los años 2028 y 2029. En términos porcentuales, este ahorro representa un 4.33% y 4.10% del total de emisiones promedio por hidrología, respectivamente. El ahorro porcentual promedio de todos los años, de cada caso de operación arroja una reducción igual a 0.80%, 2.32% y 3.05%, en el Caso 1, Caso 2 y Caso 3, respectivamente. Considerando la magnitud del ahorro en emisiones percibido se sugiere considerar este beneficio indirecto en la evaluación económica, lo cual se expone en la sección 6.4.5.

6.4.4. Beneficios económicos

Las tablas 6.7, 6.8 y 6.9 muestran los resultados del análisis económico, en el cual se consideró un costo de inversión de la tecnología alto (600 USD/kWh), medio (450 USD/kWh) y bajo (300 USD/kWh), respectivamente, esto dado que la tecnología de almacenamiento en baterías presenta en la actualidad costos a la baja, y por lo tanto se busca representar posibles costos de ella hacia el año 2025.

Los datos presentados en la tabla corresponden al valor presente del ahorro en costos operacionales, del AVI + COMA y del beneficio total, igual a la resta de ambos términos. La metodología utilizada en el cálculo del beneficio corresponde a la metodología del proceso de planificación de expansión de la transmisión de la CNE expuesto en la sección 2.6.2.

Tabla 6.7: Comparación de beneficios de los Casos 1, 2 y 3 para un VI = 600 USD/kWh.

Valor Presente en millones de USD	600 [USD/kWh]		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Ahorro Costos operacionales	230	517	717
AVI + COMA	247	987	987
Beneficios (Base – Proyecto)	-17	-471	-270

Tabla 6.8: Comparación de beneficios de los Casos 1, 2 y 3 para un VI = 450 USD/kWh.

Valor Presente en millones de USD	450 [USD/kWh]		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Ahorro Costos operacionales	230	517	717
AVI + COMA	185	740	740
Beneficios (Base – Proyecto)	45	-224	-23

Tabla 6.9: Comparación de beneficios de los Casos 1, 2 y 3 para un VI = 300 USD/kWh.

Valor Presente en millones de USD	300 [USD/kWh]		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Ahorro Costos operacionales	230	517	717
AVI + COMA	123	494	494
Beneficios (Base – Proyecto)	106	23	224

De las tablas se desprende que para un CAPEX³ alto, todos los casos generan beneficios negativos, lo que demuestra que los costos de inversión son demasiado elevados en comparación a la reducción de costos operacionales. Para un costo de inversión bajo en cambio,

³Capital Expenditure

todos los casos aportan beneficios positivos y el caso que aporta más beneficios al sistema es el Caso 3, luego el Caso 1 y finalmente el Caso 2.

Se observa que si bien el Caso 2 y 3 poseen un alto AVI, la reducción de costos operacionales que genera el Caso 3 al sistema alcanza a contrarrestar los altos costos de inversión y aportar mayores beneficios netos que el Caso 2.

Dentro de este marco, los beneficios negativos del Caso 2 evidencian que el arbitraje de energía y la prestación de SS.CC por si solos no son suficientes para apalancar el AVI, salvo en costos de CAPEX bajos.

Finalmente, es posible notar que el Caso 1 compite con el Caso 3 para valores de inversión medios, siendo más atractivo que el Caso 3 en el escenario de 450 USD/kWh.

6.4.5. Beneficios económicos considerando ahorro en emisiones

Las tablas 6.10, 6.11, 6.12 muestran los resultados del análisis económico considerando una componente de valorización de la reducción de emisiones de CO2 para un costo de inversión alto (600 USD/kWh), medio (450 USD/kWh) y bajo (300 USD/kWh), respectivamente. Se consideraron las siguientes premisas, ambas con crecimiento lineal:

- 1 A partir del año 2017 el impuesto cobra un valor de 5 USD/TonCO2eq, hasta alcanzar un valor de 14 USD/TonCO2eq al año 2030.
- 2 Entre el año 2030 y el año 2050, se asume que al final de periodo alcanza un valor de 32,5 USD/TonCO2eq.

Tabla 6.10: Comparación de beneficios incluyendo el ahorro en emisiones, VI=600 USD/kWh.

Valor Presente en millones de USD	600 [USD/kWh]		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Ahorro Costos operacionales	230	517	717
AVI + COMA	247	987	987
Ahorro en emisiones	11	41	49
Beneficios (Base – Proyecto)	-6	-430	-221

Tabla 6.11: Comparación de beneficios incluyendo el ahorro en emisiones, VI=450 USD/kWh.

Valor Presente en millones de USD	450 [USD/kWh]		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Ahorro Costos operacionales	230	517	717
AVI + COMA	185	740	740
Ahorro en emisiones	11	41	49
Beneficios (Base – Proyecto)	56	-183	26

Tabla 6.12: Comparación de beneficios incluyendo el ahorro en emisiones, VI=300 USD/kWh.

Valor Presente en millones de USD	300 [USD/kWh]		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Ahorro Costos operacionales	230	517	717
AVI + COMA	123	494	494
Ahorro en emisiones	11	41	49
Beneficios (Base – Proyecto)	117	64	273

De las tablas anteriores se desprende que al incluir la componente de ahorro en emisiones, el Caso 3 se vuelve atractivo frente a un escenario de costos de inversión medio. Sin embargo, para un costo de inversión alto sigue teniendo un balance negativo.

El Caso 1 en cambio, sigue aportando beneficios positivos en los escenarios de costo medio y bajo, donde el valorizar el ahorro en emisiones lo perjudica para competir con el Caso 3 para un escenario de costos inversión bajo.

A pesar de que la componente en emisiones, dependiendo del caso, puede jugar un rol importante para decidir la conveniencia del proyecto, como por ejemplo el Caso 3 se vuelve conveniente para un CAPEX de 450 USD/kWh, esta valorización no se acoge dentro de la metodología utilizada por la CNE para los proyectos candidatos al plan expansión de la transmisión. En [36] se muestra la resolución de la apelación al Panel de Expertos del proyecto de almacenamiento de 1x300 MW Subestación Futuro realizada por la empresa Espejos de Tarapacá, donde se dictaminó que la componente de ahorro en emisiones no se encuentra dentro de la metodología de la CNE. Se evaluará en los resultados siguientes el impacto que conlleva considerar dicha componente en el beneficio final, para luego concluir.

6.4.6. Remuneraciones del Caso 3

La figura 6.25 muestra la evolución de los ingresos de los mercados de energía (amarillo) y SS.CC (azul, verde, celeste y café) que presta el almacenamiento en el Caso 3 para un costo de inversión bajo (300 USD/kWh), medio (450 USD/kWh) y alto (600 USD/kWh), de izquierda a derecha. La línea en rojo representa el ahorro en costos operacionales percibido en cada año.

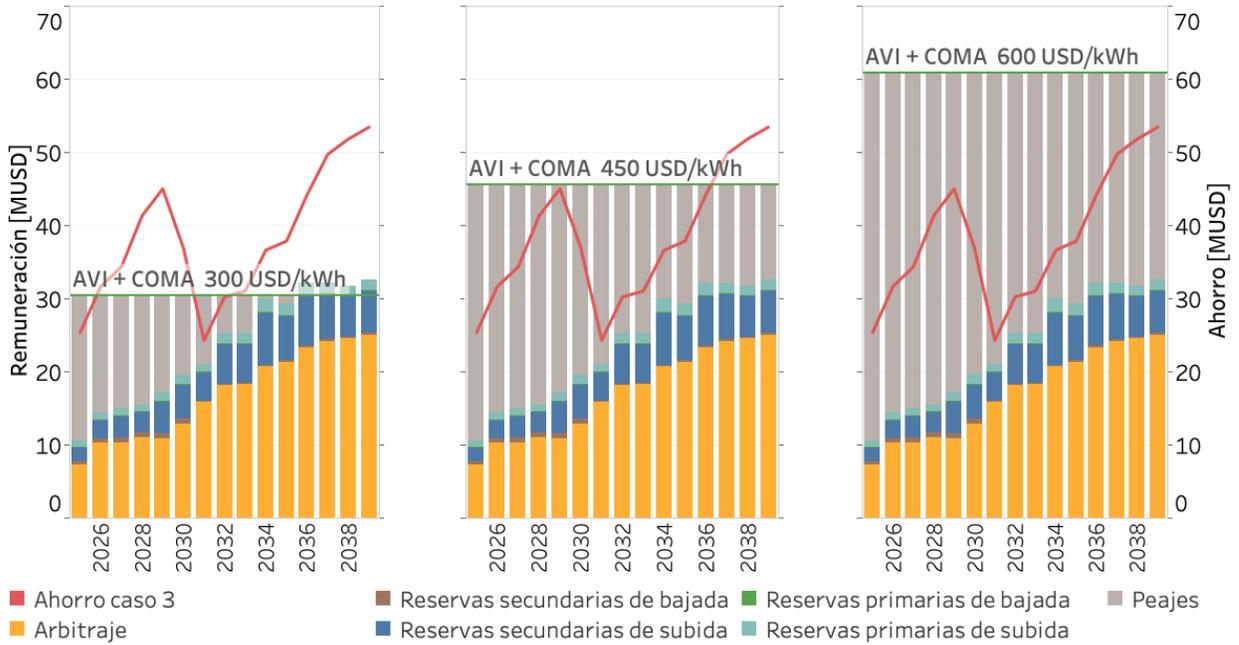


Figura 6.25: Evolución de los ingresos por arbitraje, SS.CC y transmisión del Caso 3 y el ahorro en rojo, considerando un valor de inversión bajo, medio y alto.

Se observa que para un costo de inversión bajo los ingresos provenientes de los mercados de energía y SS.CC no son suficientes para cubrir la anualidad de la inversión, no obstante los beneficios son superiores al AVI + COMA. Esto sugiere la necesidad de contar con una planificación centralizada para poder capturar la totalidad de los beneficios, desde el año 2026, año en el cual los ahorros son mayores el AVI + COMA. Si se decidiera por una inversión privada, el proyecto se vería atrasado en 10 años para el 2036, a pesar de tener beneficios positivos desde el 2026. Bajo este contexto, si se consideran estos ingresos como un equivalente al Ingreso tarifario de las líneas de transmisión, se puede calcular el peaje a pagar para cubrir el AVI + COMA del SAE, lo cual se muestra en gris en la figura 6.25.

Con respecto a los casos de CAPEX medio y alto, se puede apreciar que los beneficios son menores al AVI + COMA, indicando que el proyecto no se justifica. El escenario de CAPEX bajo, en cambio, presenta beneficios menores a la anualidad en el año 2025 y entre los años 2031-2032 producto de la entrada del HVDC, la cual como ya se mencionó anteriormente, reduce los ahorros en ese periodo. Esto indica que conviene invertir desde el año 2026, sin embargo, se mantiene la baja en los ahorros en los años 2031-2032.

Como esta situación se puede repetir a lo largo de la operación de otros proyectos de almacenamiento del tipo BESS. Se propone que en caso de incorporarse una solución de estas características al plan de expansión de la transmisión, y si se verifica en el tiempo que existen periodos de su vida en los que los ahorros por servicio de transmisión decrecen, se le permita liberar su uso para otros servicios, en la medida que se determine que es eficiente para el sistema y no genera un perjuicio para la operación. Esto podría tener efectos en la vida útil del proyecto no previstas en la planificación, pudiendo no ser conveniente para el dueño y por tanto que no se encuentre de acuerdo con dicha propuesta.

6.5. Análisis de sensibilidad

En vista de los resultados operacionales y económicos, se propone realizar un análisis de sensibilidad, el cual busca maximizar el valor capitalizado del almacenamiento, modificando algunos parámetros de interés. En la presente sección se describe cada análisis de sensibilidad realizado (parámetros modificados y esquema de conexión), seguido de los resultados obtenidos y sus análisis respectivos. El primer análisis de sensibilidad considera la reubicación del Caso 2, el segundo corresponde a la modificación de energía/potencia del Caso 3 y el tercero considera almacenamiento distribuido del Caso 3 multiservicio.

6.5.1. Reubicación del Caso 2

Descripción del caso

Considerando el leve aumento del desacople provocado por la ubicación del Caso 2 en el centro de carga, se propone analizar el efecto de reubicar el Caso 2 a la barra de Cardones. Se elige Cardones porque el almacenamiento no presta servicio de transmisión, por lo tanto no se tiene el requerimiento de conectarse aguas abajo de la congestión y además, se busca generar la complementariedad conocida entre el arbitraje de energía y la generación ERNC.

Resultados - Costos marginales

Los resultados de la evolución de los costos marginales en el bloque B del Caso base, Caso 2 ubicado en Polpaico y el Caso 2 ubicado en Cardones se muestran en la figura 6.26. La línea roja punteada indica el valor máximo percibido a lo largo del horizonte de evaluación.

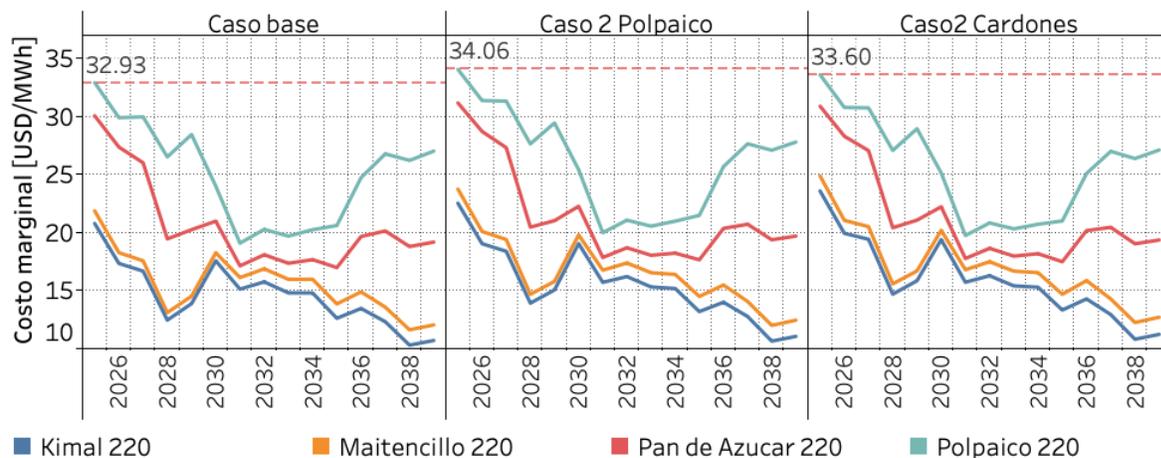


Figura 6.26: Comparación de la evaluación de los costos marginales del bloque B del Caso base, Caso 2 en Polpaico y Caso 2 en Cardones.

Se observa que el cambio de ubicación a Cardones reduce levemente el desacople de los costos marginales en las horas solares en las barras de Polpaico y Pan de Azúcar con respecto al caso en Polpaico. Sin, embargo el Caso 2 sigue siendo ineficiente en comparación al Caso 1 y 3 para reducir los desacoples, sobretudo en las barras cercanas al centro de carga (Pan

de Azúcar 220 y Polpaico 220). Esto se debe a que no realiza servicio de transmisión y por tanto las congestiones persisten.

Resultados - Ahorro

La figura 6.27 muestra la diferencia anual de los costos operacionales con respecto al Caso base, del Caso 1, Caso 2 en Polpaico, Caso 2 en Cardones y Caso 3.

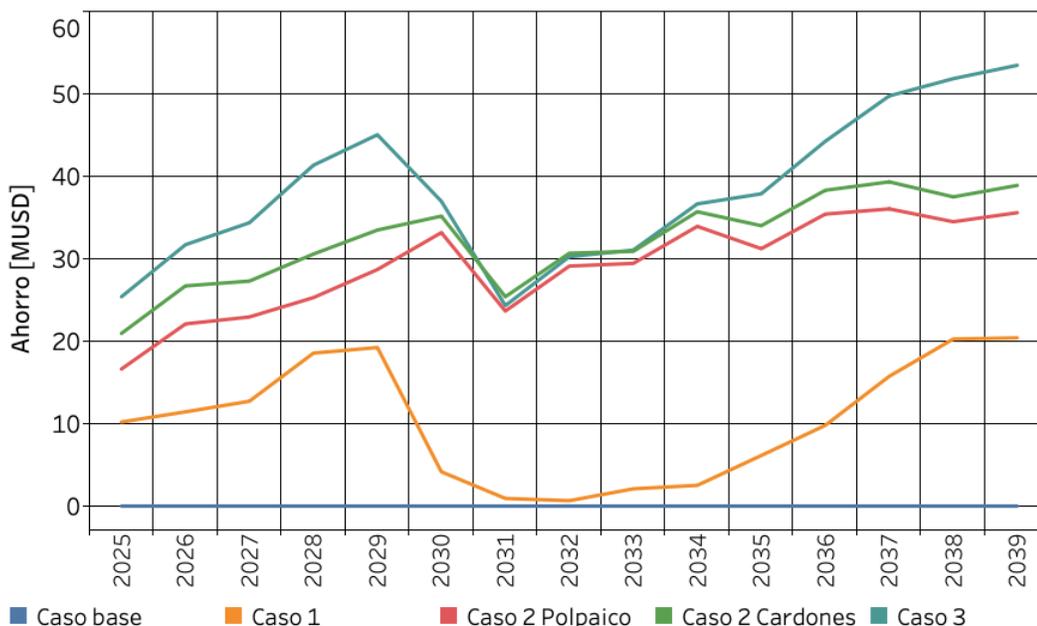


Figura 6.27: Ahorro percibido del Caso 1, 2 y 3 incluyendo el Caso 2 en Cardones.

Al encontrarse aguas arriba de la congestión el almacenamiento puede realizar más arbitraje y por tanto reducir el vertimiento y los costos de operación. Esto se evidencia en la figura anterior, donde se perciben mayores ahorros con el cambio de ubicación del Caso 2.

Resultados - Beneficios económicos

Las tablas 6.13, 6.14 y 6.15 exponen los beneficios económicos del Caso 2 en Polpaico y el Caso 2 en Cardones para un nivel de inversión alto, medio y bajo, respectivamente.

Tabla 6.13: Comparación de los beneficios del Caso 2 para un VI = 600 USD/kWh.

Valor Presente en millones de USD	600 [USD/kWh]	
	Caso 2 Polpaico	Caso 2 Cardones
Ahorro Costos operacionales	517	571
AVI + COMA	987	987
Beneficios (Base – Proyecto)	-471	-416

Tabla 6.14: Comparación de los beneficios del Caso 2 para un VI = 450 USD/kWh.

Valor Presente en millones de USD	450 [USD/kWh]	
	Caso 2 Polpaico	Caso 2 Cardones
Ahorro Costos operacionales	517	571
AVI + COMA	740	740
Beneficios (Base – Proyecto)	-224	-169

Tabla 6.15: Comparación de los beneficios del Caso 2 para un VI = 300 USD/kWh.

Valor Presente en millones de USD	300 [USD/kWh]	
	Caso 2 Polpaico	Caso 2 Cardones
Ahorro Costos operacionales	517	571
AVI + COMA	494	494
Beneficios (Base – Proyecto)	23	78

De los beneficios expuestos en las tablas anteriores se desprende que si bien se perciben mayores ahorros con el almacenamiento ubicado en Cardones, el balance negativo se mantiene. Por otro lado, la tabla 6.15 indica que se pueden percibir beneficios positivos al realizar arbitraje y SS.CC solo si se tiene un costo de inversión de 300 USD/kWh.

6.5.2. Características de energía y potencia del Caso 3

Descripción del caso

Considerando que el caso de operación más conveniente es el Caso 3 multiservicio, se busca analizar las variaciones en el ahorro, beneficio económico y remuneraciones, al modificar el nivel de energía y potencia del almacenamiento. La tabla 6.16 expone los casos considerados para el análisis de sensibilidad del Caso 3. Es importante mencionar que todos los casos se encuentran conectados en la barra de Polpaico.

Tabla 6.16: Casos considerados en el análisis de sensibilidad.

		Potencia [MW]	
		250	500
Energía [MWh]	250	250MW/1h	500MW/30min
	500	250MW/2h	500MW/1h
	1000	250MW/4h	500MW/2h
	2000	250MW/8h	500MW/4h

Resultados - Ahorro

La figura 6.28 condensa la curva de ahorro de todos los casos, donde los casos de 250 MW se representan con una línea continua y los de 500 MW con una línea punteada. Además, para los casos con un mismo nivel de energía se utilizó el mismo color.

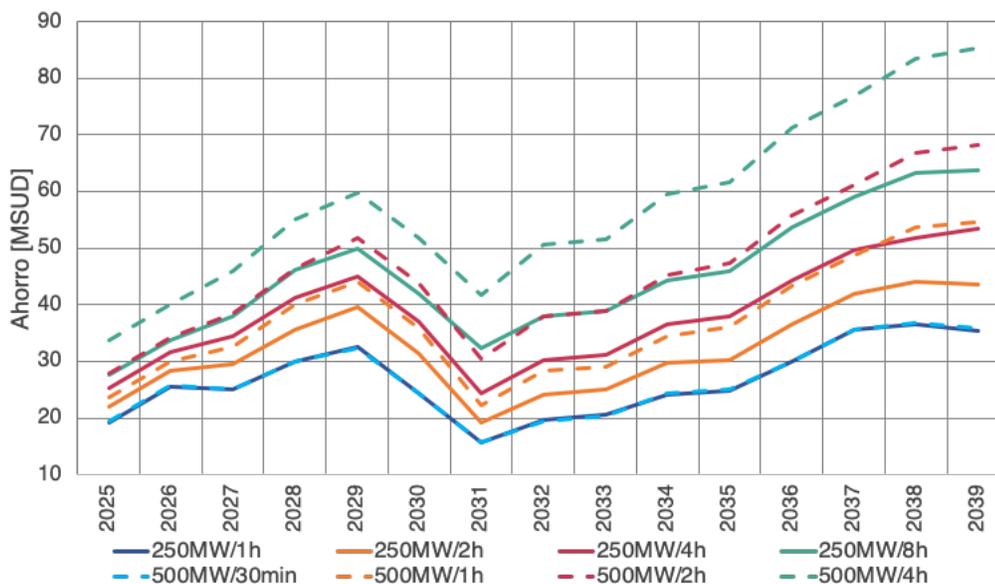


Figura 6.28: Ahorro percibido de todos los casos del análisis de sensibilidad.

De la figura se deriva que si se duplica el tamaño del almacenamiento los beneficios no se duplican, lo que denota que el almacenamiento posee rendimientos decrecientes.

Además, a mayor energía, se logra una mayor diversidad de servicios y por ende menor es la dependencia de los ahorros del servicio de transmisión, lo que es posible deducir del menor decrecimiento en el periodo 2030-2034 para los casos con mayor energía.

Asimismo, para un nivel de energía dado (MWh), es más conveniente contar un nivel mayor de potencia, por ejemplo 500/1h v/s 250/2h.

Finalmente, se observan ahorros importantes promedio anual desde 2.82% hasta 7,62%, para el caso de 250MW/1h y 500MW/4h, respectivamente.

Resultados - Beneficios económicos

Las tablas 6.17, 6.18 y 6.19 muestran el valor presente del ahorro, AVI + COMA y beneficios, de todos los casos del análisis de sensibilidad para un nivel de inversión alto, medio y bajo, respectivamente.

Tabla 6.17: Balance de beneficios para un valor de inversión de 600 USD/kWh.

Beneficios Caso 3 MUSD: 600 USD/kWh			Potencia [MW]	
			250	500
Energía [MWh]	250	Ahorro	500	502
		AVI + COMA	247	247
		Beneficios	253	255
	500	Ahorro	602	710
		AVI + COMA	494	494
		Beneficios	109	216
	1000	Ahorro	717	883
		AVI + COMA	987	987
		Beneficios	-270	-104
	2000	Ahorro	850	1,100
		AVI + COMA	1,975	1,975
		Beneficios	-1,125	-875

Tabla 6.18: Balance de beneficios para un valor de inversión de 450 USD/kWh.

Beneficios Caso 3 MUSD: 450 USD/kWh			Potencia [MW]	
			250	500
Energía [MWh]	250	Ahorro	500	502
		AVI + COMA	185	185
		Beneficios	315	317
	500	Ahorro	602	710
		AVI + COMA	370	370
		Beneficios	232	340
	1000	Ahorro	717	883
		AVI + COMA	740	740
		Beneficios	-23	142
	2000	Ahorro	850	1,100
		AVI + COMA	1,481	1,481
		Beneficios	-631	-381

Tabla 6.19: Balance de beneficios para un valor de inversión de 300 USD/kWh.

Beneficios Caso 3 MUSD: 300 USD/kWh			Potencia [MW]	
			250	500
Energía [MWh]	250	Ahorro	500	502
		AVI + COMA	123	123
		Beneficios	377	379
	500	Ahorro	602	710
		AVI + COMA	247	247
		Beneficios	355	463
	1000	Ahorro	717	883
		AVI + COMA	494	494
		Beneficios	224	389
	2000	Ahorro	850	1,100
		AVI + COMA	987	987
		Beneficios	-138	113

En base a la tablas expuestas se puede concluir que para un mismo nivel de energía, es más conveniente siempre invertir por el proyecto de mayor potencia, bajo el supuesto de que el cálculo del AVI es igual para ambos, lo cual se analiza en la sección 6.8.

Por otro lado, los proyectos más convenientes son los de 250MWh y 500MWh, los cuales poseen beneficios positivos para todo valor de inversión. Por el contrario, por sobre los 1000 MWh se presentan beneficios negativos para casi todo valor de inversión, indicando que los costos son demasiados grandes v/s el ahorro que genera dicho tamaño.

De la tabla 6.17 se desprende que para un valor de inversión alto, el caso más conveniente es el de 500MW/30min, con un beneficio a valor presente de 253 MUSD. Ahora bien, en un escenario de CAPEX medio y bajo, el análisis indica que conviene invertir por el mismo nivel de potencia, pero aumentar la energía a 500MW/2h. De aquí se obtiene un beneficio a valor presente de 340 y 463 MUSD, para un valor de inversión de 450 y 300 USD/kWh, respectivamente, como se observa en las tablas 6.18 y 6.19.

Finalmente, es posible notar que los casos de 500MW/30min y 250 MW/1h poseen beneficios idénticos debido a que los bloques de modelación horaria para las simulaciones de la operación no permiten aprovechar la dinámica del caso 500MW/30min.

Resultados - Beneficios económicos incluyendo el ahorro de emisiones

Las tablas 6.20, 6.21 y 6.22 muestran la variación del valor presente del ahorro en cada caso, al considerar una componente de reducción en emisiones. Para la valorización del ahorro en emisiones se considera la premisa expuesta en la sección 6.4.5.

Tabla 6.20: Balance de beneficios incluyendo ahorro en emisiones. VI = 600 USD/kWh.

Beneficios MUSD: 600 USD/kWh		Potencia [MW]	
		250	500
Energía [MWh]	250	285 (+32)	287 (+32)
	500	149 (+41)	258 (+41)
	1000	-221 (+49)	-52 (+53)
	2000	-1,067 (+58)	-806 (+69)

Tabla 6.21: Balance de beneficios incluyendo ahorro en emisiones. VI = 450 USD/kWh.

Beneficios MUSD: 450 USD/kWh		Potencia [MW]	
		250	500
Energía [MWh]	250	347 (+32)	349 (+32)
	500	273 (+41)	381 (+41)
	1000	26 (+49)	195 (+53)
	2000	-573 (+58)	-312 (+69)

Tabla 6.22: Balance de beneficios incluyendo ahorro en emisiones. VI = 300 USD/kWh.

Beneficios MUSD: 300 USD/kWh		Potencia [MW]	
		250	500
Energía [MWh]	250	408 (+32)	411 (+32)
	500	396 (+41)	504 (+41)
	1000	273 (+49)	442 (+53)
	2000	-80 (+58)	182 (+69)

Se observa que al incluir la componente de reducción de emisiones, el caso de 250MW/4h se vuelve atractivo frente a un escenario de costos de inversión medio, indicando que considerar esta componente puede cambiar la rentabilidad de algunos proyectos, jugando un rol importante en la decisión de inversión.

Se comprueba que si se desean generar incentivos para proyectos libres en emisiones, en línea con la propuesta planteada por el Gobierno que busca llegar a una matriz 70 % renovable al año 2030 [37], se debe modificar la metodología de evaluación de proyectos y considerar una componente de valorización de reducción de emisiones.

Resultados - Remuneraciones para un nivel de energía de 250 MWh

Las figuras 6.29, 6.30 muestran la distribución de pagos de los mercados de energía y SS.CC de los casos de 250MW/1h y 500MW/30min, respectivamente.

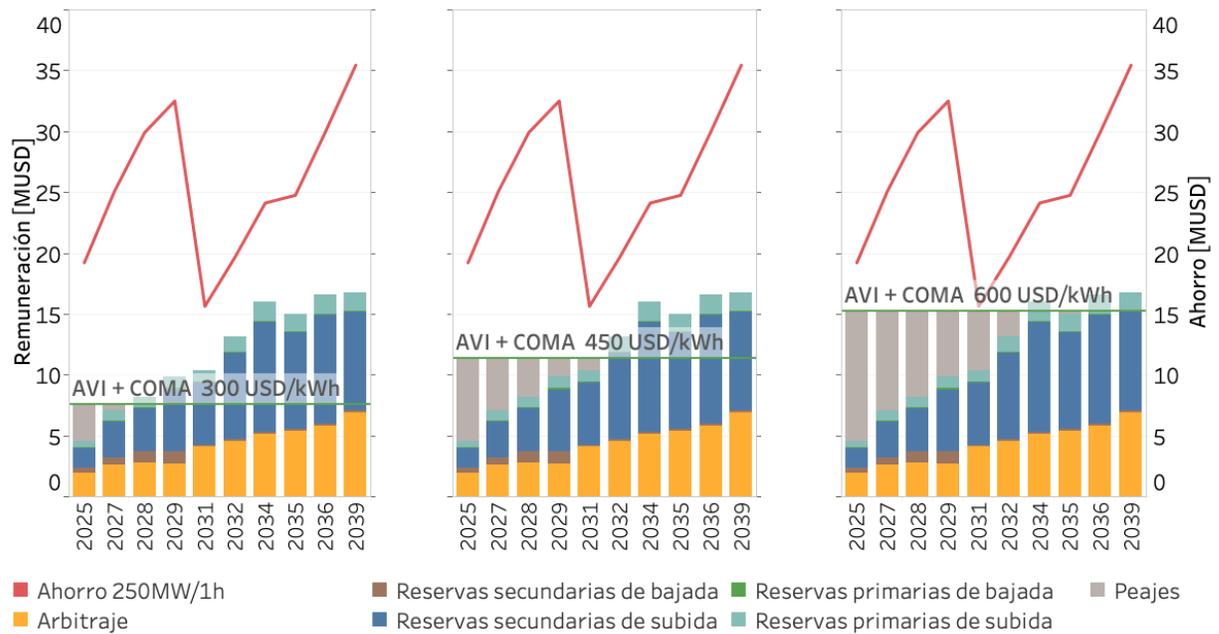


Figura 6.29: Evolución de las remuneraciones y el ahorro del Caso 250MW/1h.

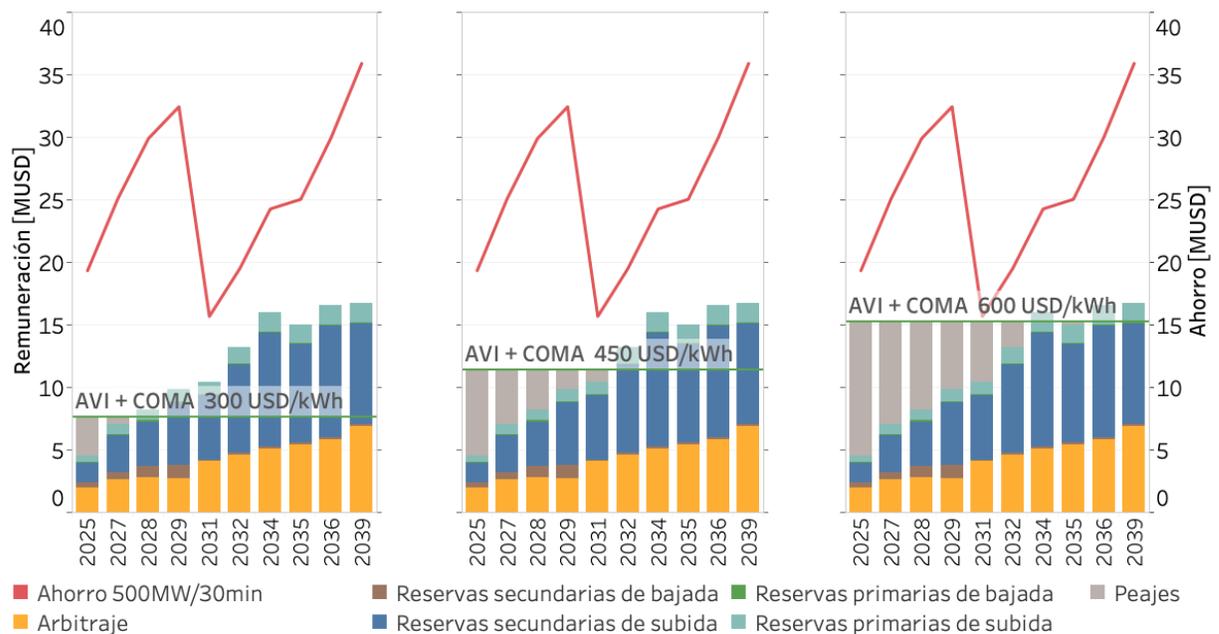


Figura 6.30: Evolución de las remuneraciones y el ahorro del Caso 500MW/30min.

Se observa en ambos casos que los ingresos en los primeros años no superan la anualidad de inversión, no obstante los ahorros se encuentran muy por encima del AVI + COMA. Optar por una solución centralizada permitiría capturar los beneficios desde el año 2025. Ahora bien, durante los últimos años de evaluación se observan sobre rentas por un valor promedio de 3.6 MUSD/año. Por lo tanto, si se opta por una planificación centralizada, la regulación

debe aclarar como se tratarán dichos ingresos para evitar dobles pagos.

Resultados - Remuneraciones para un nivel de energía de 500 MWh

Las figuras 6.31 y 6.32 muestran la distribución de pagos de los mercados de energía y SS.CC de los casos de 250MW/2h y 500MW/1h, respectivamente.

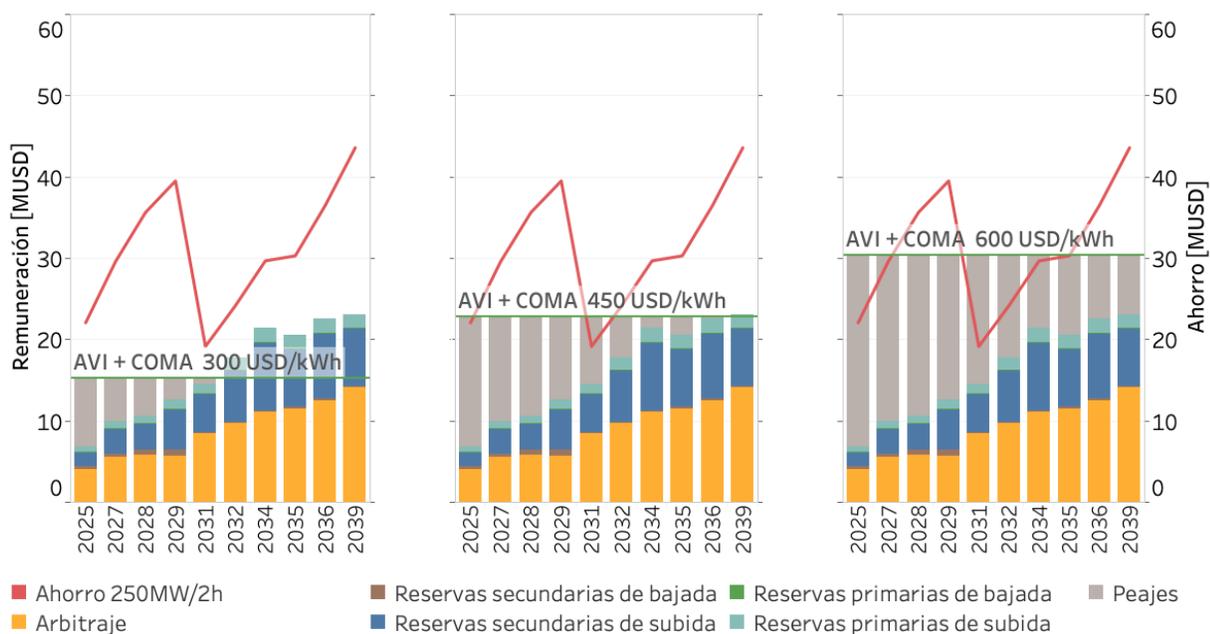


Figura 6.31: Evolución de las remuneraciones y el ahorro del Caso 250MW/2h.

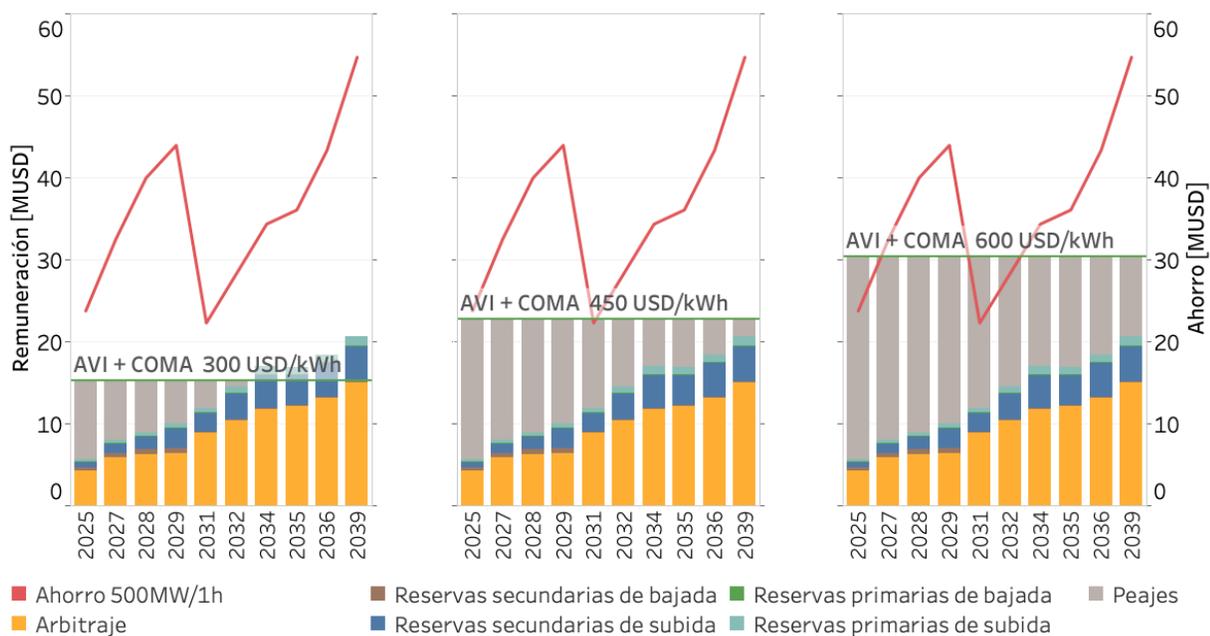


Figura 6.32: Evolución de las remuneraciones y el ahorro del Caso 500MW/1h.

De las figuras 6.31 y 6.32 se deriva que el ahorro se encuentra en la mayoría de los casos por sobre la anualidad. Por el contrario, para un valor de inversión de 600 USD/kWh hay años donde el ahorro no supera el AVI + COMA, sobretodo para el caso de 250 MW/2h. A pesar de esto, el caso presenta beneficios positivos iguales a 109 MUSD en la evaluación económica expuesta en la tabla 6.17. Estas distorsiones ocurren producto de la metodología de cálculo, ya que esta proyecta a perpetuidad el promedio de los beneficios percibidos durante los últimos 3 años, evidenciando que no se encuentra adaptada para evaluar proyectos de almacenamiento.

6.5.3. Almacenamiento distribuido

Descripción del caso

Además de sensibilizar por energía y potencia se realizaron dos sensibilidades adicionales. La primera considera la distribución en potencia del almacenamiento de 500MW/1h en las barras de Pan de Azúcar y Polpaico y la segunda considera la misma distribución pero de un almacenamiento de 500MW/2h. La figura 6.33 muestra el diagrama de conexión de ambos casos.

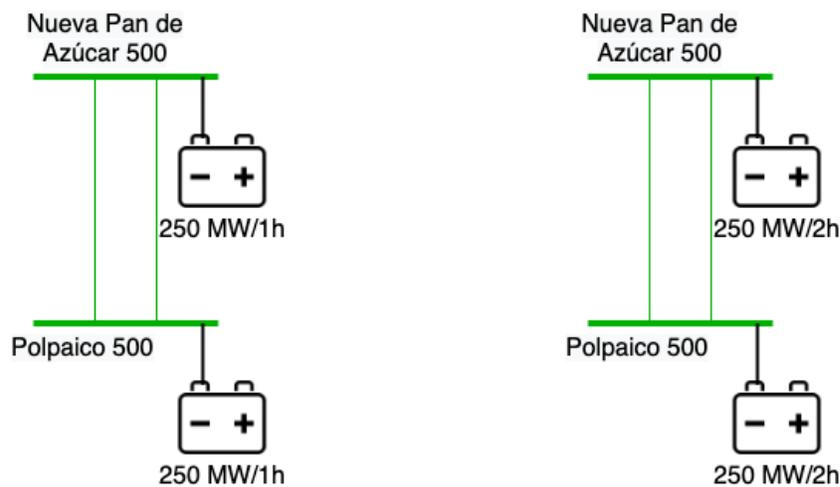


Figura 6.33: Esquemas de conexión del caso distribuido de 500MW/1h (izquierda) y del caso distribuido de 500MW/2h (derecha).

Resultados - Flujos por el sistema de transmisión

La figura 6.34 muestra los flujos en las horas solares por el corredor de 500kV, específicamente entre la barra de Cardones y Polpaico, de los casos de 500MWh y 1000MWh incluyendo los casos distribuidos.

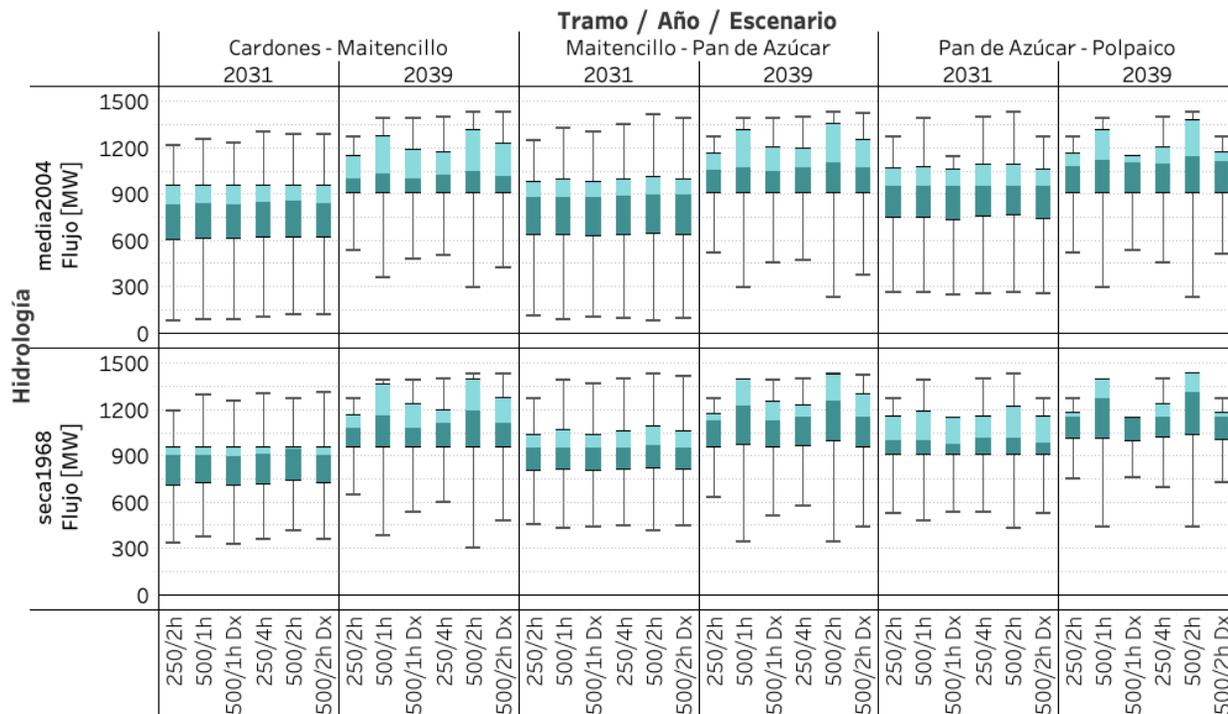


Figura 6.34: Flujos por el corredor de 500kV de los casos distribuidos (Dx) y sus homólogos en energía.

Con respecto a los flujos, se observa que al dividir la potencia en Pan de Azúcar (aguas arriba de la congestión) y en Polpaico (aguas abajo de la congestión) el aumento de capacidad en el tramo Pan de Azúcar – Polpaico es menos efectivo. Esto se debe a que dicho tramo es el que posee el mayor requerimiento de servicio de transmisión, entonces reducir la potencia a 250 MW restringe el aumento de capacidad a 150 MW y 400 MW en el caso de 500MW/1h Dx y 500 MW/2h Dx, respectivamente. Esto es acorde a lo expuesto en los resultados anteriores, donde los casos con un potencia de 250 MW eran menos efectivos en liberar las congestiones que los de 500 MW.

Resultados - Ahorro

La figura 6.35 muestra el ahorro percibido de todos los casos de 500MW incluyendo los casos de 500MW/1h y 500MW/2h distribuidos.

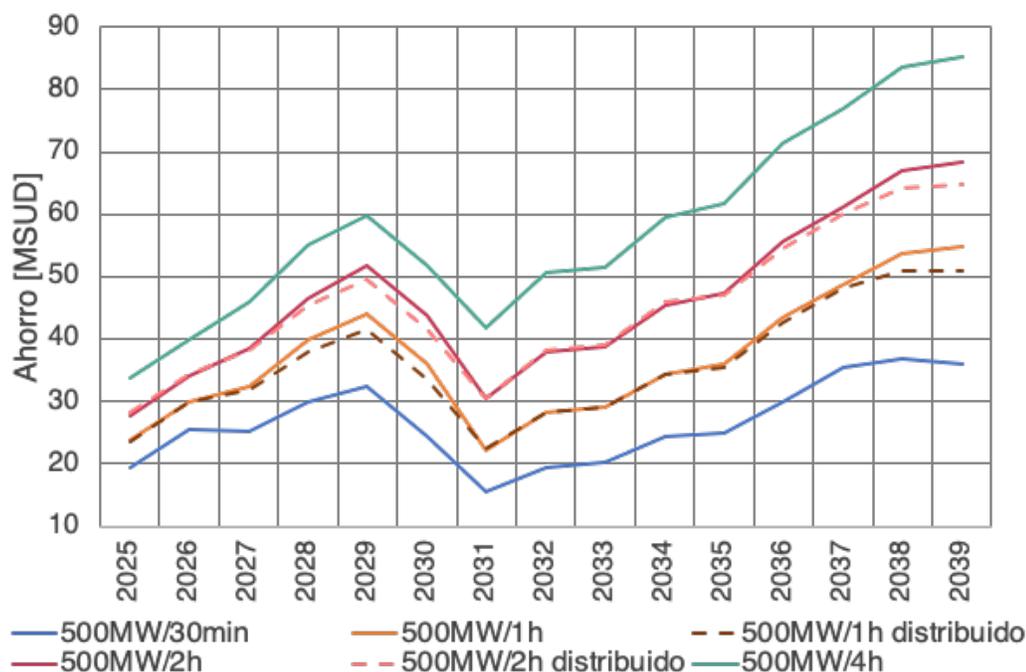


Figura 6.35: Ahorro de los casos con 500 MW incluyendo los casos distribuidos.

Del gráfico de ahorro se deriva que al distribuir el almacenamiento, los ahorros en la mayoría de los años disminuyen. Considerando ambos antecedentes, los casos distribuidos son menos atractivos operacional y económicamente que los casos que concentran su totalidad de potencia en Polpaico.

Resultados - Beneficios económicos

Las tablas 6.23, 6.24 y 6.25 muestran el valor presente del ahorro, AVI + COMA y beneficios, de los casos con un nivel de energía de 500MWh y 1000 MWh, incluyendo los casos distribuidos de 500MW/1h y 500MW/2h en su respectivo nivel de energía. El caso 500MW/1h distribuido considera 250MW/1h en la barra de Polpaico y 250MW/1h en la barra de Pan de Azúcar. El caso 500MW/2h distribuido considera la misma distribución de almacenamiento pero considerando un SAE de 250MW/2h en cada barra.

Tabla 6.23: Evaluación económica de los casos con una energía de 500 MWh y 1000 MWh ubicados en Polpaico y distribuidos en dos barras, para un VI = 600 USD/kWh.

Beneficios Caso 3 MUSD: 600 USD/kWh		Polpaico		Distribuido	
		P = 250 MW	P = 500 MW	P = 500 MW	
Energía [MWh]	500	Ahorro	602	710	684
		AVI+COMA	494	494	494
		Beneficios	109	216	191
	1000	Ahorro	717	883	858
		AVI+COMA	987	987	987
		Beneficios	-270	-104	-130

Tabla 6.24: Evaluación económica de los casos con una energía de 500 MWh y 1000 MWh ubicados en Polpaico y distribuidos en dos barras, para un VI = 450 USD/kWh.

Beneficios Caso 3 MUSD: 450 USD/kWh		Polpaico		Distribuido	
		P = 250 MW	P = 500 MW	P = 500 MW	
Energía [MWh]	500	Ahorro	602	710	684
		AVI+COMA	370	370	370
		Beneficios	232	340	314
	1000	Ahorro	717	883	858
		AVI+COMA	740	740	740
		Beneficios	-23	142	117

Tabla 6.25: Evaluación económica de los casos con una energía de 500 MWh y 1000 MWh ubicados en Polpaico y distribuidos en dos barras, para un VI = 300 USD/kWh.

Beneficios Caso 3 MUSD: 300 USD/kWh		Polpaico		Distribuido	
		P = 250 MW	P = 500 MW	P = 500 MW	
Energía [MWh]	500	Ahorro	602	710	684
		AVI+COMA	247	247	247
		Beneficios	355	463	437
	1000	Ahorro	717	883	858
		AVI+COMA	494	494	494
		Beneficios	224	389	364

Acorde a lo expuesto en la figura 6.35, los casos distribuidos poseen menores beneficios que los casos de 500MW/1h y 500MW/2h en Polpaico, pero mayores beneficios que los de

250MW/2h y 250MW/4h para todo valor de inversión de la tecnología. Considerando esto, bajo el supuesto que para un mismo nivel de energía se tiene el mismo AVI + COMA, si se desea instalar un proyecto de 250MW/4h, conviene dividir la energía en Polpaico (250MW/2h) y en Pan de Azúcar (250MW/2h) que concentrar su totalidad en Polpaico (250MW/4h).

6.6. Replanteamiento del Caso 3: Caso modular

La evidencia operacional y económica sugiere plantear un caso incremental considerando reinversión. Dicho caso consideraría por ejemplo: una inversión inicial de 500MW/30min, luego una *upgrade* en el año 2031, operando bajo el régimen del caso de 500MW/1h durante 6 años, para luego aumentar nuevamente el tamaño en el año 2037 operando finalmente con 500MW/4h. Esto permitiría:

- 1 Alargar la vida útil del proyecto.
- 2 Aprovechar futuras bajas en los costos de la tecnología, haciéndolo aún más conveniente.

Esto es posible debido a la característica modular que poseen los sistema de almacenamiento de energía a diferencia de las líneas de transmisión. La figura 6.36 muestra la evolución del proyecto o reinversiones consideradas en el ejemplo del Caso modular planteado.

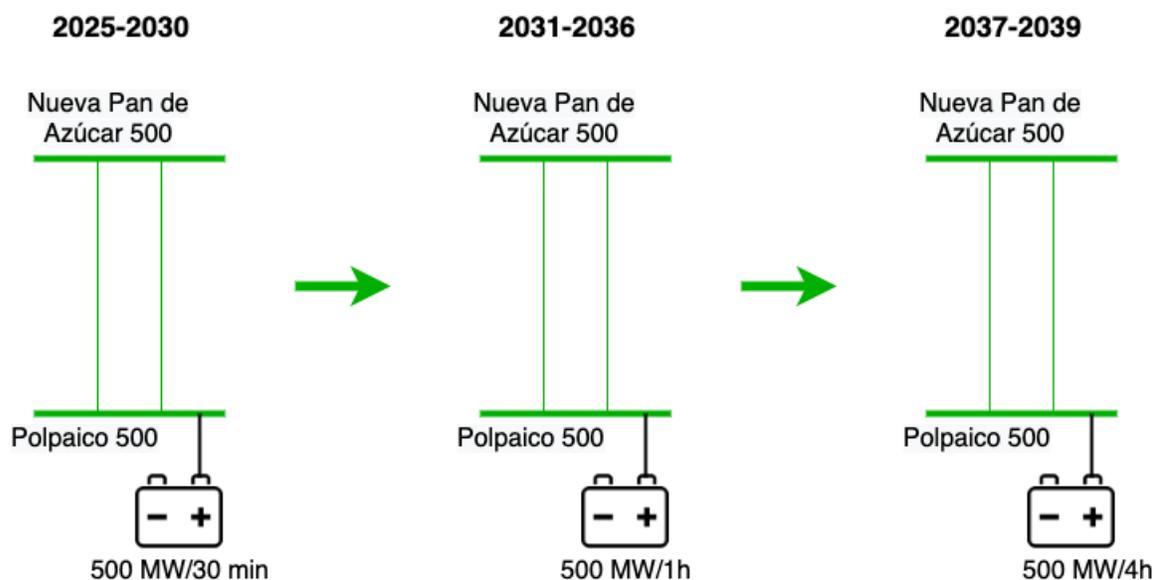


Figura 6.36: Evolución de las reinversiones consideradas en el Caso modular

6.6.1. Ahorro y remuneraciones

La figura 6.37 muestra la curva de ahorro y la distribución de los ingresos en el tiempo, donde se supone una baja en el valor de inversión de la tecnología de un 50% en 10 años. Dicha baja no se aleja de la realidad, IRENA en [2] proyecta un decrecimiento de los costos de la tecnología de Ion-Litio entre un 54-61% al año 2030. La evolución anual del ahorro se muestra en la figura 7.5 en la sección de Anexos.

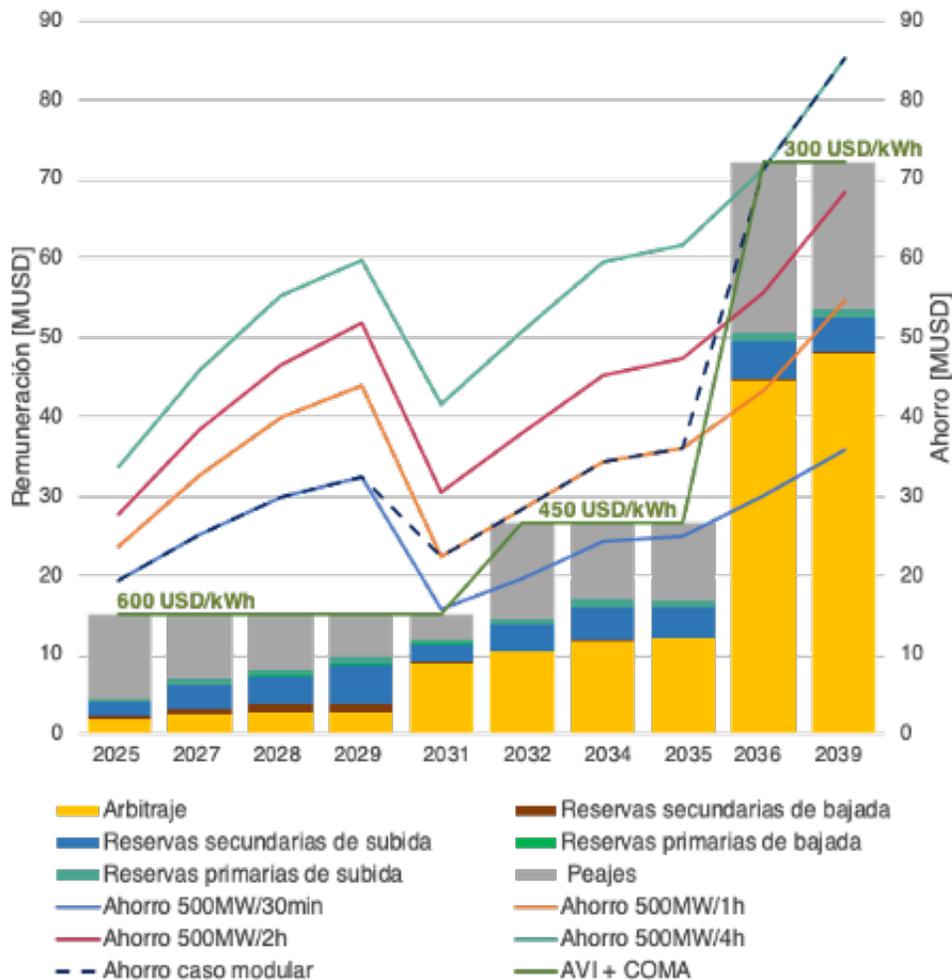


Figura 6.37: Evolución del ahorro y pagos del Caso modular.

Del gráfico se deriva que el ahorro se encuentra siempre por sobre el AVI + COMA, construyendo la envolvente de las curvas de los ahorros de cada caso. Se observa que luego de la segunda reinversión, los ingresos se triplican, cuya componente principal son los ingresos en el mercado de energía. Esto indica que los proyectos modulares generan incentivos para ampliar la gama de servicios que realiza el SAE a medida que aumenta su tamaño, pudiendo generar aún más ingresos al participar en otros mercados, como por ejemplo en el de capacidad.

Si bien, este proyecto es atractivo económicamente, considerar una baja en los costos de las tecnologías evaluadas no se encuentra dentro de la metodología actual. Esto reduce el interés de postular proyectos modulares en los llamados de expansión de la transmisión. Una solución a esto podría ser considerar una inversión inicial mayor al momento de postular el proyecto, para que más adelante se pueda incrementar la energía del equipo, similar a incorporar una línea de doble circuito con un circuito tendido.

6.6.2. Beneficios económicos

Las tablas 6.26, 6.27 y 6.28 expone el valor presentes de los beneficios económicos de los distintos escenarios de costo de inversión de la tecnología. Los resultados de la tabla 6.26

consideran que el CAPEX evoluciona de 600 USD/kWh en el año 2025, luego 450 USD/kWh en el año 2031 y 300 USD/kWh en el 2037. La tabla 6.27 considera una evolución de 550 USD/kWh, 450 USD/kWh y 300 USD/kWh para los mismos años. Finalmente, la tabla 6.28 considera una evolución de 350-300-250 USD/kWh.

Tabla 6.26: Beneficios económicos considerando una evolución del V.I de 600-450-300 USD/kWh del Caso modular.

Valor Presente en MUSD	600 [USD/kWh]		
	500MW/30min	500MW/1h	Caso modular
Ahorro costos operacionales	502	710	915
AVI + COMA	247	494	565
Beneficios (Base - proyecto)	255	216	350

Tabla 6.27: Beneficios económicos considerando una evolución del V.I de 550-450-300 USD/kWh del Caso modular.

Valor Presente en MUSD	450 [USD/kWh]		
	500MW/30min	500MW/1h	Caso modular
Ahorro costos operacionales	502	710	915
AVI + COMA	185	370	553
Beneficios (Base - proyecto)	317	340	362

Tabla 6.28: Beneficios económicos considerando una evolución del V.I de 350-300-250 USD/kWh del Caso modular.

Valor Presente en MUSD	300 [USD/kWh]		
	500MW/30min	500MW/1h	Caso modular
Ahorro costos operacionales	502	710	915
AVI + COMA	123	247	478
Beneficios (Base - proyecto)	379	463	437

De las tablas anteriores se deriva que si se tiene un valor de inversión medio y alto, el Caso modular supera en beneficios a los casos 500MW/30min y 500MW/1h, los cuales fueron los más atractivos en el análisis de sensibilidad.

Esto indica que parece pertinente revisar el esquema de evaluación de proyectos de modo de capturar la rápida evolución de las tecnologías y sus costos, en conjunto con capturar los mayores beneficios potenciales de esta tecnología.

6.7. Discusión sobre la regulación

Luego de este trabajo se comprueba que es posible compatibilizar los servicios más tradicionales de arbitraje y SS.CC con un nuevo servicio de transmisión, permitiendo aumentar el valor que estos entregan al Sistema Eléctrico Nacional. En esta sección se expone una discusión respecto a esquemas de regulación utilizadas en otros países, donde se ha logrado viabilizar inversiones de SAE y los aspectos a considerar en Chile para que la regulación cumpla con el mismo objetivo. Se parte de la premisa que se opta por una planificación y operación centralizada, con el objetivo de alcanzar la operación óptima a mínimo costo y evitar incentivos perversos por parte del privado, como por ejemplo cargar el SAE en hora *peak*, aumentando la demanda neta, para así aumentar el costo marginal y tener un diferencial de ingreso mayor.

En línea con lo anterior, se requiere que la regulación sea lo suficientemente robusta y amplia para que los incentivos a proyectos de almacenamiento se posicionen correctamente en el tiempo. En consecuencia se identificaron los siguientes aspectos a considerar:

- 1 **Metodología de evaluación de proyectos diferenciada:** como se demostró en la evaluación económica, la metodología se encuentra adaptada para activos que tienen la característica de ser perpetuos, como lo son las líneas de transmisión, transformadores, entre otros. Por lo tanto, para capturar correctamente los beneficios económicos que aportan los SAE al sistema, se debe formular una metodología de evaluación específica para ellos, que reconozca que poseen una vida útil y tasa de descuento diferente, y que además, corresponden a una tecnología en desarrollo y por lo tanto pueden experimentar bajas en sus costos.
- 2 **Establecer condiciones de borde que permitan acotar los riesgos en la inversión derivados de la operación:** cuando se establece que el operador tiene el poder absoluto de la carga y descarga del activo se generan desincentivos para el privado, ya que tendría que asumir el riesgo del operador y del sistema (considerando que en caso de falla el activo tiene que descargarse para dar soporte a la línea). Por lo tanto, para disminuir parte del riesgo, se puede realizar lo que se implementó en CAISO⁴, donde el dueño establece su propio SOC_{min} y SOC_{max} , de la misma manera que se aceptan los límites de Pmin y Pmax de las centrales convencionales. Otra consideración importante es establecer cómo se determina la vida útil del proyecto en la evaluación. Lo más acertado sería considerar una cota máxima de ciclos como la vida útil. Por lo tanto, en base a la operación futura se calcula la cantidad de ciclos que se realizarán efectivamente durante el horizonte de evaluación y luego se utiliza este valor en años como *input* en la evaluación económica. Por ejemplo, considerando que se opera un SAE tipo BESS bajo el régimen de un ciclo diario, a 16 años se cumplen 5844 ciclos, valor que se encuentra dentro del rango de la tecnología (5,000 - 10,000). Se propone complementar el cálculo con las estadísticas de fallas.
- 3 **Considerar la características técnicas y de operación diferenciadas para los SAE:** como se verificó en este trabajo, una cualidad importante de los SAE es su flexi-

⁴California Independent System Operator

bilidad y la capacidad de participar en varios mercados simultáneamente. Se comprueba en este estudio que para asegurar su rentabilidad o bien, disminuir el pago de peajes, se le debe permitir participar en los mercados de energía, SS.CC, o incluso en otros mercados menos tradicionales como lo son el de capacidad, *black start* o *peak shaving*. Para asegurar la correcta operación de los SAE, la Norma Técnica debe distinguir y reconocer las características técnicas propias de cada tecnología. Esto se logra en el nuevo Reglamento de SS.CC, donde se le permite a los SAE privados participar en el mercado de SS.CC e incluye el CF rápido, al igual que lo implementado en PJM⁵ [38]. Sin embargo, falta todavía aclarar que sucede con los SAE regulados y si estos pueden participar en otros mercados.

Con respecto al mercado de capacidad, considerar la participación de los SAE sigue siendo un tema controversial. CAISO experimentó ampliando el mercado a los NGR⁶, lo cual no logró con éxito. Las condiciones de participación exigían una duración de la inyección mínimo 4 horas, lo cual desfavorecía a los SAE, pudiendo traer consigo grandes multas por incumplimiento [39]. Esto es una mera evidencia de que para motivar la participación de los SAE en otros mercados, el reglamento debe reconocer las características técnicas y de operación específicas para ellos.

4 Definir un esquema de pagos claro y que especifique a donde irán las sobre rentas: partiendo de la base que se decide que el activo puede participar en varios mercados sería injusto que se le remunere como un activo de transmisión con una renta asegurada en base a su costo de inversión y además reciba ingresos provenientes de otros mercados, por lo tanto CAISO plantea dos soluciones a este dilema:

- (a) Se le remunera por la anualidad de la inversión de manera regulada, mediante las "*Transmission Recovery Charges*" el cual sería el análogo al V.A.T.T. en Chile. Considerando esto, los ingresos adicionales en los otros mercados son descontados de este pago [39].
- (b) Se le remunera por un porcentaje de la tarifa regulada. Por lo tanto, para recuperar la totalidad de los costos, el dueño de la instalación de almacenamiento tiene la obligación de participar en los mercados de energía y SS.CC [39].

La primera opción estaría acorde a lo que se realiza actualmente en Chile. El activo se construye dentro del marco de una licitación, donde se le asegura un pago anual con una tasa de rentabilidad fija, sin posibilidad de recibir doble-pagos. En el caso de haber rentas, estas son descontadas del valor total anual, de donde se obtiene el valor efectivo a pagar por los consumidores. Los incentivos para los SAE pueden estar ligados a otorgarle una tasa de rentabilidad mayor para el cálculo de la anualidad, por ejemplo.

5 Reconocer en la operación la compatibilidad de servicios para garantizar que no se sobredimensionan beneficios: la operación del SAE por parte del CEN debe reconocer en el Reglamento de Coordinación de Operación, la compatibilidad de servicios, en un modelamiento detallado como el utilizado en el presente trabajo, para garantizar que no se sobredimensionan beneficios o se sobrevenden algunos servicios.

⁵Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection LLC (Mid-Atlantic region power pool)

⁶Non Generator Resources

6.8. Estructura de costos los SAE

A lo largo de este trabajo se consideró un costo de inversión de la tecnología igual para un mismo nivel de energía, lo cual no es del todo correcto. La figura 6.38 muestra un reciente estudio publicado por BloombergNEF que indica que el costo por kWh de un SAE de 50MW/1h, intensivo en potencia cuesta 30 % más caro que uno intensivo en energía de 20MW/4h. El convertor de energía es el que marca la diferencia, para una potencia de 50MW el convertor cuesta 4 veces más que el de 20MW, el cual tiene aproximadamente la mitad de su potencia.

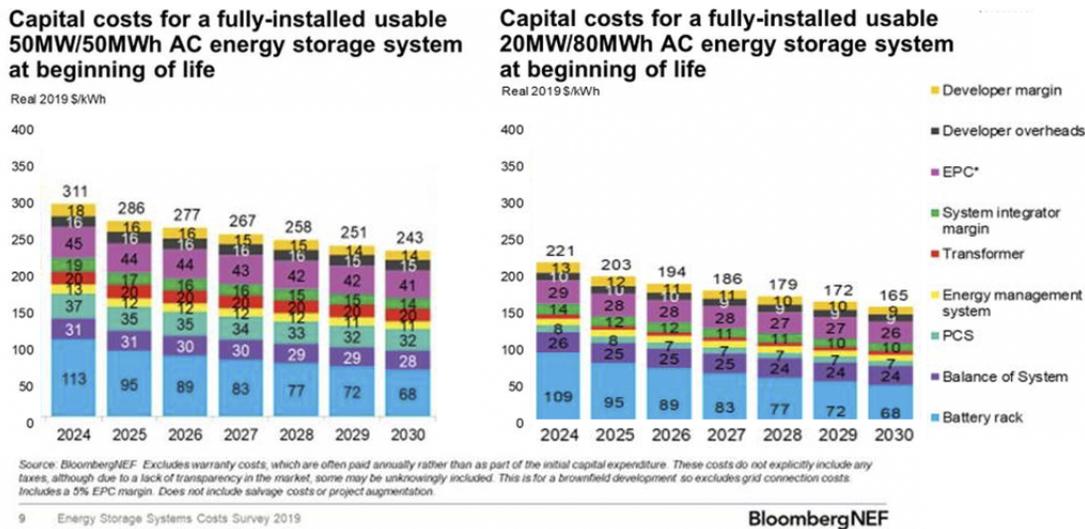


Figura 6.38: Estudio de Costos de Sistemas de Almacenamiento de Energía 2019 publicado por BloombergNEF. **Nota:** PCS: Sistema de conversión de energía y EPC: Ingeniería, adquisición y construcción.

Por lo tanto, los resultados de los beneficios arrastran un grado de error asociado al cálculo de inversión. Las tablas 6.29 y 6.30 muestran el valor presente de los beneficios corregidos si se considera un costo de inversión 30 % más caro para los casos con una potencia de 500 MW para un CAPEX de 600 USD/kWh y 450 USD/kWh, respectivamente. Para tener una comparación completa, se agregó el caso distribuido de 500MW/1h, el cual contempla 250MW/1h en la barra de Polpaico y 250MW/1h en la barra de Pan de Azúcar.

Tabla 6.29: Beneficios corregidos para un valor de inversión de 600 USD/kWh.

Beneficios Caso 3 MUSD: 600 USD/kWh			Polpaico		Distribuido
			P = 250 MW	P = 500 MW	P = 500 MW
Energía [MWh]	250	Ahorro	500	502	N/A
		AVI+COMA	247	321	N/A
		Beneficios	253	181	N/A
	500	Ahorro	602	710	684
		AVI+COMA	494	642	494
		Beneficios	109	68	191

Tabla 6.30: Beneficios corregidos para un valor de inversión de 450 USD/kWh.

Beneficios Caso 3 MUSD: 450 USD/kWh		Polpaico		Distribuido	
		P = 250 MW	P = 500 MW	P = 500 MW	
Energía [MWh]	250	Ahorro	500	502	N/A
		AVI+COMA	185	240	N/A
		Beneficios	315	262	N/A
	500	Ahorro	602	710	684
		AVI+COMA	370	481	370
		Beneficios	232	229	314

De las tablas se deriva que al modificar el valor de inversión, los casos con una potencia de 250 MW aportan mayores beneficios que los casos de 500 MW, para todo valor de CAPEX. Asimismo, el caso distribuido entra a competir para un nivel de energía de 500 MWh. Esto indica que para maximizar los beneficios bajo un escenario de CAPEX alto (600 USD/kWh), conviene invertir por el caso de 250MW/1h. Ahora bien, si se tiene un escenario de valor de inversión medio (450 USD/kWh), el caso distribuido de 250MW/1h en Polpaico y 250MW/1h en Pan de Azúcar posee un beneficio similar al caso de 250MW/1h en Polpaico y por tanto convendría optar por el almacenamiento distribuido de 500MW/1h, ya que la energía total del SAE es mayor, lo que permitiría ampliar la gama de servicios en el futuro.

De esto se puede concluir que la estructura de costos juega un rol importante en la evaluación económica de este tipo de proyectos, que corresponden a tecnologías en desarrollo, ya que en la práctica sus costos reales no se encuentran del todo definidos. Esto reafirma que se debe reconocer dicha incertidumbre en la evaluación, considerando la posible baja que puedan experimentar sus costos a futuro, con el objetivo de hacer más certera y atractiva su evaluación económica.

Capítulo 7

Conclusiones

Culminado este estudio, se logró modelar distintas estrategias de operación de un Sistema de Almacenamiento de Energía considerado como activo de transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional, por tanto se cumplen los objetivos planteados al comienzo de este trabajo.

En particular, se logró modelar la operación de un SAE multiservicio compatibilizando la asignación conjunta del servicio de transmisión con otros servicios más tradicionales como arbitraje de energía y SS.CC de control de frecuencia. Se demuestra además, que la orientación multiservicio permite obtener mayores ahorros con la misma infraestructura (entre 4 a 15 veces mayor).

Con respecto al diagnóstico realizado de la operación del SEN entre los años 2025 y 2039, se observa gran congestión en el corredor de 500 kV, principalmente en las horas solares y permanentemente entre Pan de Azúcar - Polpaico. Al considerar la operación del SAE solo con el servicio de transmisión, este logra subsanar el problema de congestiones, disminuyendo el desacople de los costos marginales, y contribuyendo a la reducción del vertimiento ERNC y emisiones de CO₂. La entrada del proyecto HVDC en el periodo 2030-2035 provoca un descenso importante de los beneficios operacionales, los cuales son cercanos a 0 en dicho periodo, demostrando que es ineficiente contar un activo flexible dedicado solo a un servicio.

Si se considera la orientación multiservicio, el SAE se vuelve más eficiente en reducir las saturaciones en las horas solares y es el más atractivo del punto de vista operacional y económico, ya que aprovecha su dinámica para realizar otros servicios en las horas del día cuando no se presentan congestiones, generando mayores ahorros, una mayor reducción de recortes y consecuentemente logra la mayor reducción de emisiones, hasta 600.000 tonCO₂eq en algunos años. Al valorizar la reducción de emisiones, el Caso multiservicio de 250MW/4h se vuelve atractivo para un CAPEX medio, indicando que considerar esta componente puede cambiar la rentabilidad de algunos proyectos y potencialmente cambiando la decisión de incluir o no un activo dentro de la planificación.

De los resultados del análisis de sensibilidad se concluye que el almacenamiento posee rendimientos decrecientes, ya que al duplicar el tamaño del almacenamiento los ahorros no se duplican. También se concluye que a mayor energía, se logra una mayor diversidad de

servicios y por ende, menor es la dependencia del sistema de transmisión, y por lo tanto del desarrollo de este. Asimismo, para un nivel de energía dado (MWh), es más conveniente contar un nivel mayor de potencia. Finalmente, con respecto a los ahorros, se percibe una disminución de los costos operacionales promedio anual entre 2.82 % y 7.62 %.

Del mismo análisis se identificó que los casos con una energía igual a 250 MWh y 500MWh aportan beneficios positivos para todo valor de inversión. El caso que aporta mayores beneficios es el de 500MW/30min con un beneficio a valor presente igual a 255 MUSD para un costo de inversión alto (600 USD/kWh). Se comprueba luego de definir mejor la estructura de costos que este resultado cambia si se considera un VI 30 % mayor para los casos con mayor potencia. Bajo este panorama el caso más atractivo es el de 250MW/1h con un beneficio de 253 MUSD para un CAPEX alto, donde el caso distribuido de 500MW/1h compite si se tiene un valor de inversión medio.

Del análisis de remuneraciones de los mercados de reservas y energía, se deriva que se requiere de una planificación centralizada para capturar los beneficios del proyecto desde el año 2025, dado que los ahorros superan los costos, pero los ingresos por si solos no son capaces de sustentar la inversión. La participación en estos mercados permitiría reducir los peajes necesarios, pudiendo en un momento determinado generar beneficios para el sistema.

Si se considera una baja a futuro en los costos de la tecnología en el cálculo del AVI + COMA para el Caso modular, el cual contempla dos reinversiones, una en el año 2031 y otra en el 2037, se perciben beneficios mayores, iguales a 350 MUSD valor presente. Esto evidencia que los métodos de evaluación no son los más adecuados para tecnologías en desarrollo y con distinta vida útil, sugiriendo un replanteamiento de esta y que además, considere una componente de valorización de la reducción de emisiones, acorde con el plan de descarbonización planteado por el Gobierno.

Para finalizar, en relación a la discusión actual de la regulación, se identificaron algunos aspectos a considerar en ella para posicionar los incentivos correctos y viabilizar inversiones de proyectos de almacenamiento, entre los cuales destacan:

- 1 Definir una metodología de evaluación de proyectos diferenciada para los SAE, que reconozca que poseen una vida útil y tasa de descuento diferente a los activos tradicionales de transmisión, y que pueden experimentar bajas en sus costos.
- 2 Establecer condiciones de borde que permitan acotar los riesgos en la inversión derivados de la operación. Algunas de las alternativas que se plantean es restringir el SOC y reconocer la vida útil como una cota máxima en N° de ciclos, considerando la probabilidad de falla del sistema.
- 3 Las reglas de mercado deben reconocer las características técnicas y de operación específicas para los SAE. Esto se refiere a reconocer pagos diferenciados en los servicios existentes en los cuales el desempeño del almacenamiento genera valor, o bien, crear servicios donde se identifica una propuesta de valor, promoviendo la eficiencia.
- 4 El esquema de remuneración debe ser clara y evitar doble-pagos. Se propone tratarlo de igual manera como las líneas de transmisión, donde se le paga un monto fijo al dueño del activo, y se descuentan las rentas del valor total anual, estableciendo el monto final que efectivamente deben pagar los consumidores.

7.1. Trabajos futuros

Se plantean los siguientes trabajos futuros:

- Sensibilizar la evaluación económica y operacional para otro escenario de capacidad instalada con mayor penetración ERNC y/o descarbonización acelerada.
- Debido a que la metodología de evaluación de proyectos actual que utiliza la CNE considera 16 bloques por mes, se propone utilizar dicha metodología y sensibilizar la evaluación económica y operacional, analizando las diferencias entre ambas metodologías de evaluación. Esto generará evidentes reducciones en los beneficios.
- Evaluar el impacto de un retraso en la puesta en marcha del proyecto HVDC Kimal - Lo Aguirre en la evaluación económica y operacional.
- Modelar la operación del SAE con una gama más amplia de servicios, como participar en el mercado de capacidad o *black start*, con el objetivo de sensibilizar el impacto operacional, económico y en las remuneraciones que este puede traer consigo.
- Evaluar el impacto económico que involucra darle prioridad en la modelación a un servicio por sobre otro, con el objetivo de clasificar el activo en un mercado. Si bien se tiene conocimiento que esta metodología arrojará soluciones sub-óptimas, con un costo más elevado, esto puede generar valor para simplificaciones regulatorias.
- Finalmente, como se mencionó pueden haber degradaciones importantes en la vida útil del proyecto dependiendo del rango del SOC. Por lo tanto para finalizar, se plantea evaluar los impactos económicos y en la vida útil del proyecto si se opera mediante distintos regímenes de operación.

Bibliografía

- [1] F. Díaz, A. Sumper, O. Gomis, and R. Villafáfila, “A review of energy storage technologies for wind power applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 4, pp. 2154–2171, 2012.
- [2] International Renewable Energy Agency, “Electricity Storage and Renewables: Costs and markets to 2030,” IRENA, Abu Dhabi, Tech. Rep., Oct. 2017, Accessed: Nov., 10, 2019. [Online]. Available: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf
- [3] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511–536, 2015.
- [4] E. O. Ogunniyi and H. Pienaar, “Overview of battery energy storage system advancement for renewable (photovoltaic) energy applications,” in *2017 International Conference on the Domestic Use of Energy (DUE)*, 2017, pp. 233–239.
- [5] T. Terlouw, T. AlSkaif, C. Bauer, and W. van Sark, “Multi-objective optimization of energy arbitrage in community energy storage systems using different battery technologies,” *Applied Energy*, vol. 239, pp. 356–372, 2019.
- [6] Hydro Wires U.S Department of Energy, “Energy Storage Technology and Cost Characterization Report,” Pacific Northwest National Laboratory, Washington, Tech. Rep., July 2019, Accessed: Nov., 21, 2019. [Online]. Available: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/07/f65/Storage%20Cost%20and%20Performance%20Characterization%20Report_Final.pdf
- [7] International Renewable Energy Agency, “Electricity Storage Valuation Framework: Assessing System Value and Ensuring Project Viability,” IRENA, Abu Dhabi, Tech. Rep., Mar. 2020, Accessed: Mar., 30, 2020. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_storage_valuation_2020.pdf
- [8] United States Department of Energy - Office of Electricity, “DOE OE Global Energy Storage Energy Storage Database: Energy Storage Projects,” Washington, May 2020, Accessed: July, 20, 2020. [Online]. Available: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/>

- [9] Comisión Nacional de Energía, “Reglamentos de Coordinación y Operación - Sistemas de Almacenamiento,” CNE, Santiago, Tech. Rep., Apr. 2017, Accessed: Nov., 20, 2019. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08/Mesa-N%C2%B0-2-Reglamento-Cy-O-Sistemas-de-Almacenamiento-1.pdf>
- [10] G. Strbac, M. Aunedi, I. Konstantelos, R. Moreira, F. Teng, R. Moreno, D. Pudjianto, A. Laguna, and P. Papadopoulos, “Opportunities for Energy Storage: Assessing Whole-System Economic Benefits of Energy Storage in Future Electricity Systems,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 5, pp. 32–41, 2017.
- [11] Comisión Nacional de Energía, “Informe de Definición de Servicios Complementarios,” CNE, Santiago, Tech. Rep., Dec. 2019, Accessed: May, 10, 2020. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/implementacion-nuevo-regimen-sscc/>
- [12] M. Almassalkhi, Y. Dvorkin, J. Marley, R. Fernández-Blanco, I. Hiskens, D. Kirschen, J. Martin, H. Pandžić, T. Qiu, M. Sarker, M. Vrakopoulou, Y. Wang, and M. Xue, “Incorporating storage as a flexible transmission asset in power system operation procedure,” in *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2016, pp. 1–7.
- [13] Gobierno de Chile, “Plan de Descarbonización proceso histórico para Chile,” Santiago, July 2019, Accessed: Aug., 10, 2020. [Online]. Available: <https://www.energia.gob.cl/noticias/aysen-del-general-carlos-ibanez-del-campo/plan-de-descarbonizacion-proceso-historico-para-chile#:~:text=El%20Plan%20de%20Descarbonizaci%C3%B3n%20es,p%C3%A9rdida%20de%20empleos%20en%20las>
- [14] Germanwatch, “Índice de Riesgo Climático Global 2019,” Germanwatch, Bonn, Tech. Rep., Dec. 2018, Accessed: Oct., 10, 2019. [Online]. Available: www.germanwatch.org/en/16046
- [15] Comisión Nacional de Energía, “Reporte Mensual ERNC - Agosto 2019 Vol N°36,” CNE, Santiago, Tech. Rep., Aug. 2019, Accessed: Nov., 08, 2019. [Online]. Available: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/08/RMensual_ERNC_v201908.pdf
- [16] Comisión Nacional de Energía, “Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo - Informe Técnico Definitivo Enero 2020,” CNE, Santiago, Tech. Rep., Jan. 2020, Accessed: Apr., 27, 2020. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>
- [17] Revista Electricidad, “Las causas que originan los retrasos en las líneas de transmisión de energía,” Mar. 2019, Accessed: Nov., 04, 2019. [Online]. Available: <https://www.revistaei.cl/2019/03/04/las-causas-originan-los-retrasos-las-lineas-transmision-energia/>
- [18] Systep, “Sistemas de Almacenamiento de Energía como Activo de Transmisión,” Systep, Santiago, Tech. Rep., Apr. 2019, Accessed: Aug., 26, 2019. [Online]. Available: https://www.dropbox.com/sh/5nutq27gvl77qw9/AAA1XpmXqWwmkKixyPIwPoSMa?dl=0&file_subpath=%2F25-+AES+Gener%2FInforme_Almacenamiento_Expansi%C3%B3n.pdf&preview=25-+AES+Gener.rar
- [19] Lazard, “Lazard’s Levelised Cost of Storage - Version 2.0,” Lazard, Tech. Rep., Dec.

- 2016, Accessed: Oct., 4, 2019. [Online]. Available: <https://www.lazard.com/media/438042/lazard-levelized-cost-of-storage-v20.pdf>
- [20] G. Castagneto, P. Dodds, and J. Radcliffe, “Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 781–790, 2018.
- [21] F. Mohamad, J. Teh, C. Lai, and L. Chen, “Development of Energy Storage Systems for Power Network Reliability: A Review,” *Energies*, vol. 11, no. 9, pp. 1–19, 2018.
- [22] F. B. B. Rolim and F. C. L. Trindade, “Use of batteries to voltage regulation in distribution systems with deep penetration of photovoltaic generation,” in *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, 2018, pp. 1–6.
- [23] I. Beil, A. Allen, A. Tokombayev, and M. Hack, “Considerations when using utility-scale battery storage to black start a gas turbine generator,” in *2017 IEEE Power Energy Society General Meeting*, July 2017, pp. 1–5.
- [24] J. Li, H. You, J. Qi, M. Kong, S. Zhang, and H. Zhang, “Stratified Optimization Strategy Used for Restoration With Photovoltaic-Battery Energy Storage Systems as Black-Start Resources,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 127 339–127 352, 2019.
- [25] A. D. Del Rosso and S. W. Eckroad, “Energy storage for relief of transmission congestion,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1138–1146, 2014.
- [26] R. T. Elliott, R. Fernández, K. Kozdras, J. Kaplan, B. Lockyear, J. Zyskowski, and D. S. Kirschen, “Sharing Energy Storage Between Transmission and Distribution,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 1, pp. 152–162, 2019.
- [27] Coordinador Eléctrico Nacional, “Propuesta de Expansión de la Transmisión - 2019,” CEN, Santiago, Tech. Rep., Jan. 2019, Accessed: Sep., 8, 2019. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/01/Informe-Propuesta-de-Expansi%C3%B3n-2019.pdf>
- [28] Federal Energy Regulatory Commission, “162 FERC 61.127 Order N°841 - Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operator,” pp. 53–59, Feb. 2018, Accessed: July, 19, 2020. [Online]. Available: <https://ferc.gov/sites/default/files/2020-06/Order-841.pdf>
- [29] C. Straub, J. Maeght, C. Pache, P. Panciatici, and R. Rajagopal, “Congestion management within a multi-service scheduling coordination scheme for large battery storage systems,” in *2019 IEEE Milan PowerTech*, 2019, pp. 1–6.
- [30] W. Brokering and R. Palma, *Atrapando el sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia*, 1st ed. Santiago: SEP Solar - Centro de Energía, 2018, ch. “Modelos de despacho de la generación en los mercados eléctricos”, pp. 446–468.
- [31] C. Suazo-Martínez, E. Pereira-Bonvallet, R. Palma-Behnke, and X. Zhang, “Impacts of energy storage on short term operation planning under centralized spot markets,” *IEEE*

Transactions on Smart Grid, vol. 5, no. 2, pp. 1110–1118, 2014.

- [32] Comisión Nacional de Energía, “Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2019,” CNE, Santiago, Tech. Rep. 9, Mar. 2020, Accessed: May, 27, 2020. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ITF-Plan-de-Expansi%C3%B3n-de-la-Transmisi%C3%B3n-2019.pdf>
- [33] H. Khani, M. R. Zadeh, and A. H. Hajimiragha, “Transmission Congestion Relief Using Privately Owned Large-Scale Energy Storage Systems in a Competitive Electricity Market,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1449–1458, 2016.
- [34] Ministerio de Energía, “Planificación Energética de Largo Plazo, periodo 2018-2022. Informe de Actualización de Antecedentes 2019,” MinEnergía, Santiago, Tech. Rep., Dec. 2019, Accessed: Apr., 10, 2020. [Online]. Available: https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20191209_actualizacion_pelp_-_iaa_2019.pdf
- [35] A. Perez, R. Moreno, R. Moreira, M. Orchard, and G. Strbac, “Effect of battery degradation on multi-service portfolios of energy storage,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1718–1729, 2016.
- [36] Panel de Expertos, “Dictamen N 2-2020 Discrepancias sobre Plan de Expansión Anual del Sistema de Transmisión correspondiente al año 2019,” Jun. 2020, Accessed: July, 5, 2020. [Online]. Available: <https://www.panelexpertos.cl/>
- [37] CNN Chile, “Chile se compromete a lograr que 70 % de la energía usada en el país sea renovable a partir del 2030,” Santiago, Dec. 2019, Accessed: July, 20, 2020. [Online]. Available: https://www.cnnchile.com/cop25/cop25-chile-energia-renovable-2030_20191210/
- [38] Federal Energy Regulatory Commission- PJM Interconnection, “170 FERC 61.258 - Docket No. ER19-1651-000 - Orden On Contested Settlement,” Mar. 2020, Accessed: July, 18, 2020. [Online]. Available: <https://www.pjm.com/-/media/documents/ferc/orders/2020/20200326-er19-1651-000.ashx>
- [39] Valgesta Energía, “Informe Propuesta Regulatoria Para Sistemas de Almacenamiento en Chile - Preparado para Colbún,” Valgesta, Santiago, Tech. Rep., May 2019, Accessed: July, 7, 2019. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/2019_Colbun_Almacenamiento.pdf

Anexo A. Proyección de la demanda

Tabla 7.1: Proyección de la demanda utilizada.

Año	Demanda [GWh]					Tasa de crecimiento [%]		
	Industrial SIC	Industrial SING	Vegetativa SIC	Vegetativa SING	Total	Industrial	Vegetativa	Total
2025	27,021	20,480	31,104	1,877	80,482	2.59	2.17	2.34
2026	27,638	20,949	31,940	1,928	82,455	2.69	2.29	2.45
2027	28,196	21,372	32,697	1,973	84,238	2.37	2.02	2.16
2028	28,905	21,908	33,516	2,023	86,352	2.51	2.51	2.51
2029	29,601	22,436	34,340	2,073	88,450	2.46	2.41	2.43
2030	30,167	22,866	35,102	2,119	90,254	2.22	1.91	2.04
2031	30,748	23,306	35,949	2,170	92,173	2.41	1.93	2.13
2032	31,306	23,728	36,768	2,219	94,021	2.28	1.81	2.00
2033	31,865	24,152	37,607	2,270	95,894	2.28	1.79	1.99
2034	32,434	24,584	38,463	2,321	97,802	2.27	1.79	1.99
2035	33,119	25,102	39,385	2,377	99,983	2.40	2.11	2.23
2036	33,811	25,628	40,337	2,435	102,211	2.42	2.09	2.23
2037	34,513	26,159	41,322	2,494	104,488	2.44	2.07	2.23
2038	35,179	26,664	42,314	2,554	106,711	2.40	1.93	2.13
2039	35,862	27,181	43,322	2,615	108,980	2.38	1.94	2.13
2040	36,557	27,709	44,354	2,677	111,298	2.38	1.94	2.13

Anexo B. Distribución de pagos de los casos de 1000MWh y 2000MWh

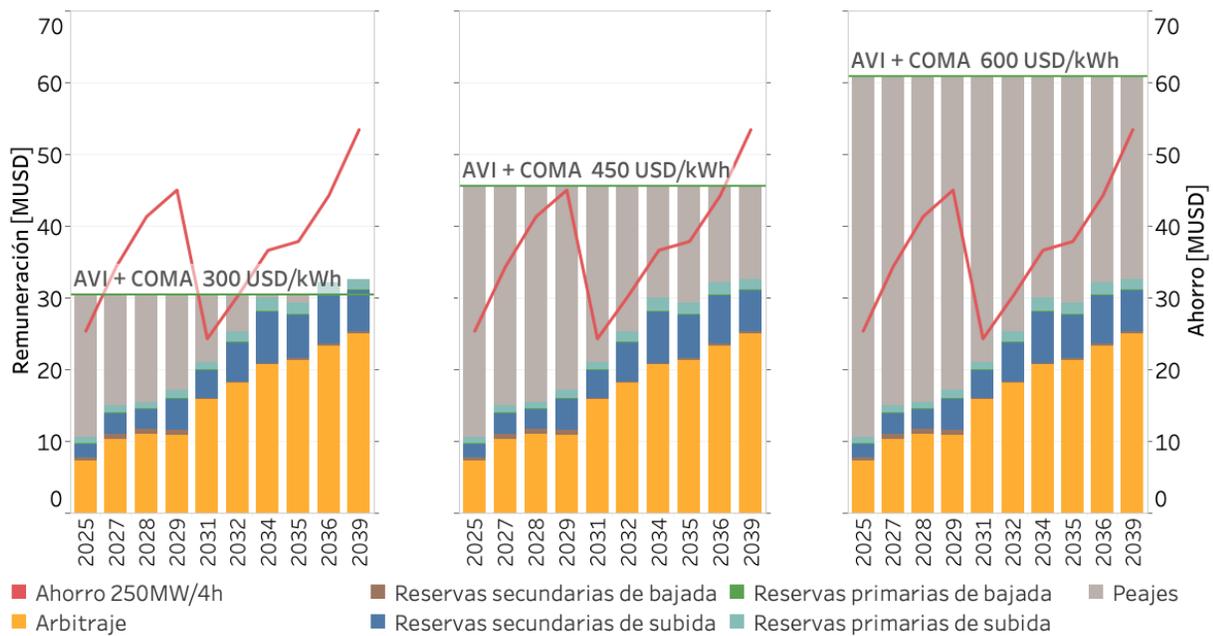


Figura 7.1: Remuneraciones del caso 250MW/4h.

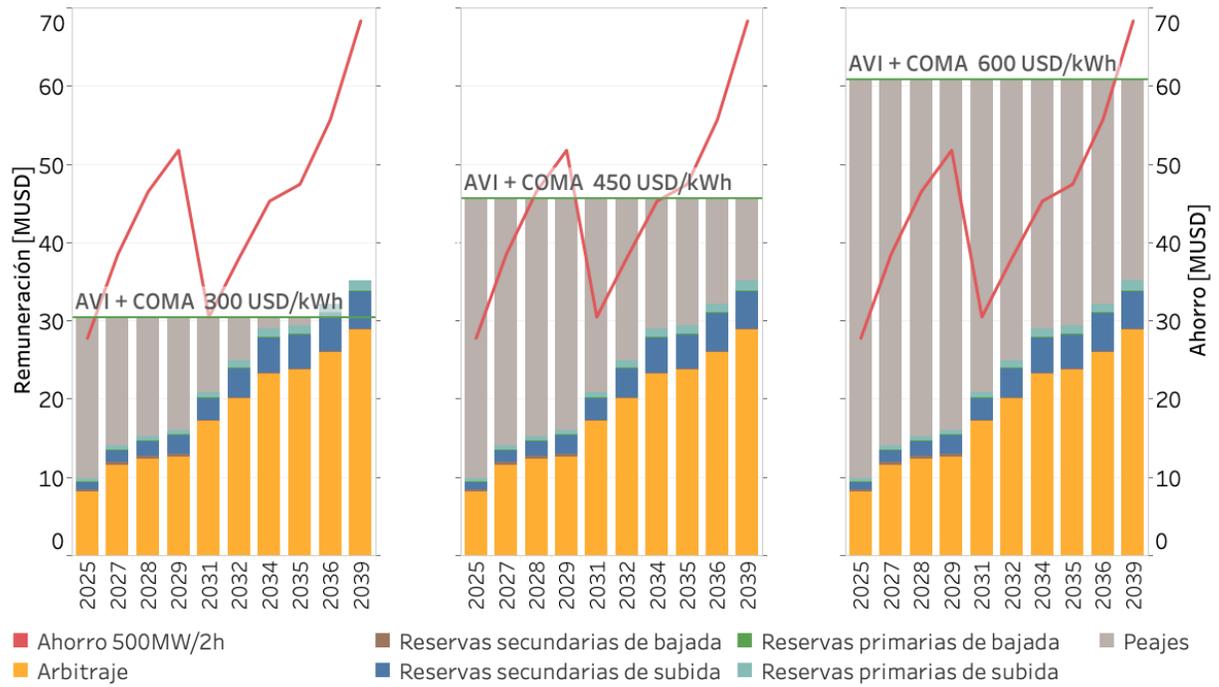


Figura 7.2: Remuneraciones del caso 500MW/2h.

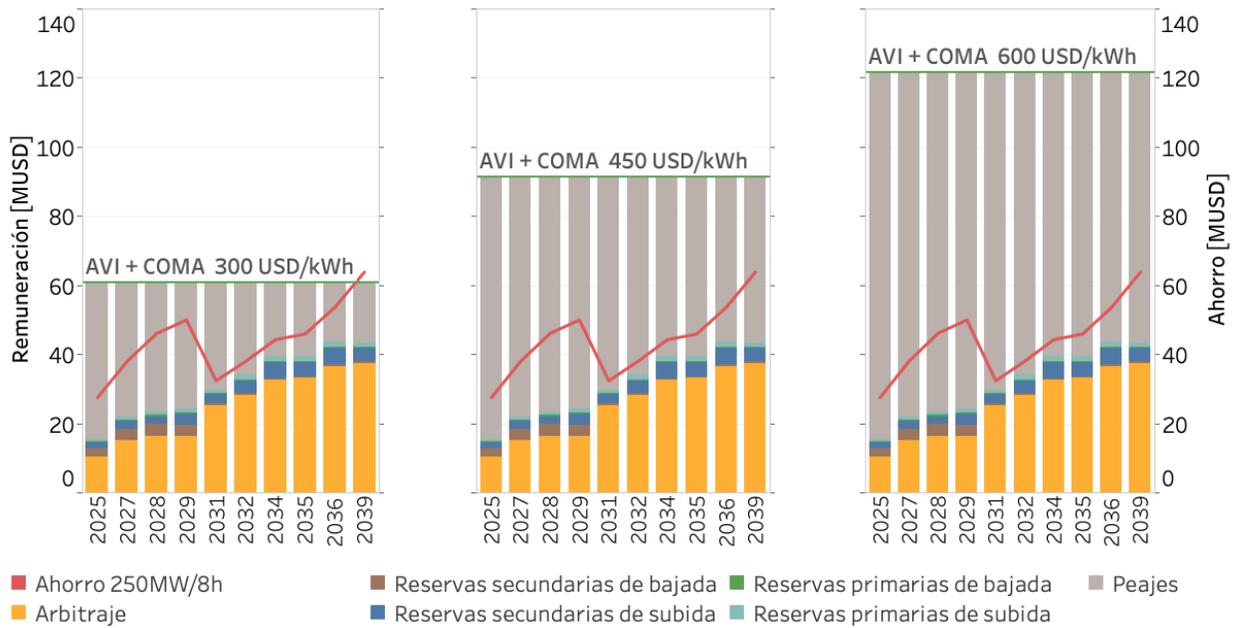


Figura 7.3: Remuneraciones del caso 250MW/8h.

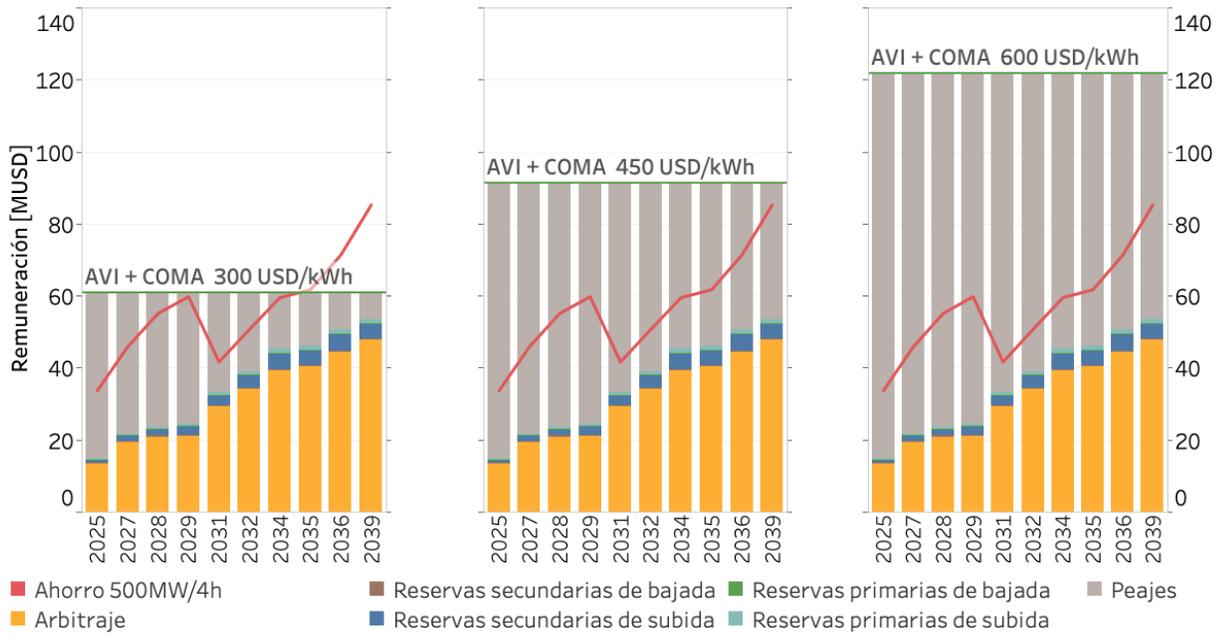


Figura 7.4: Remuneraciones del caso 500MW/4h.

Anexo C. Ahorro del caso modular

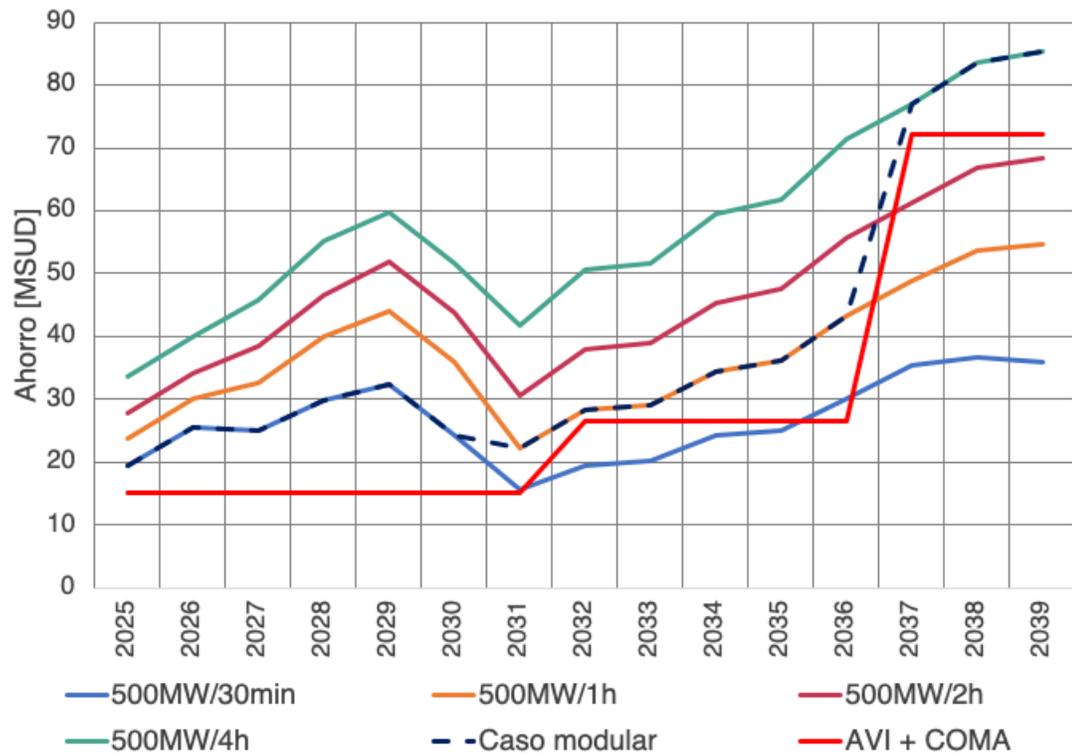


Figura 7.5: Ahorro del caso modular.