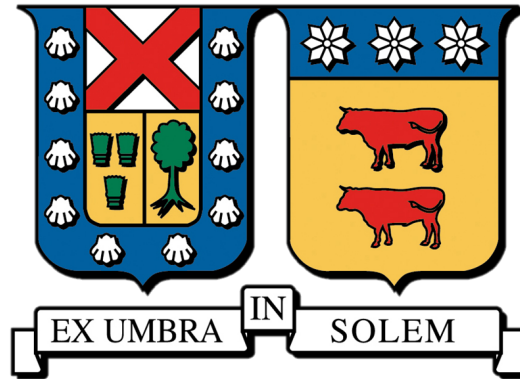


Universidad Técnica Federico Santa María  
Departamento de Ingeniería Eléctrica  
Santiago, Chile, 2024



---

**Determinación del impacto económico al utilizar  
sistemas de almacenamiento con gestión energética  
temporal en la transmisión del Sistema Eléctrico  
Nacional en el año 2026**

---

**Cristopher Alejandro Leiva Soto**

*Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil Electricista*

Profesores guía:

Rodrigo Rozas Valderrama (UTFSM)  
Danilo Zurita Oyarzún (UTFSM)

Correferente:

Carlos Barría (G&Z Energy Consulting)

*Eres tú, con la forma de hablarte cuando te caes el que determina si te has caído en un bache o en una tumba - William James*

# Agradecimientos

*Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mi familia, por ser mi mayor fuente de apoyo, inspiración y fortaleza a lo largo de este camino. A mis amigos, quienes estuvieron presentes en todo momento, brindándome su compañía y respaldo incondicional. A mis compañeros de universidad, con quienes compartí experiencias inolvidables que enriquecieron este proceso formativo. También extendo mi gratitud a mis profesores universitarios, por su guía y compromiso en mi desarrollo profesional, y a mis profesores del colegio Excelsior, quienes me proporcionaron las herramientas esenciales para alcanzar mis metas y perseguir mis sueños.*

*Quiero expresar un agradecimiento especial al profesor Edgardo Baeza, de mi educación básica en el Colegio Arturo Matte Larraín, quien, en medio de circunstancias desafiantes, supo alimentar mis sueños y ampliar mis horizontes más allá de lo que yo mismo podía imaginar. Su motivación, carisma y constante apoyo han sido y siguen siendo un pilar fundamental en mi presente y en mis proyecciones futuras. ¡Gracias por redirigir mi camino educativo y por ser una fuente inagotable de inspiración!*

# Abstract

In this study, the solution of 2,000 MW of energy storage by 2026 proposed by the Coordinador Eléctrico Nacional (National Electric Coordinator) is utilized to analyze the economic impact on operational costs of allowing Energy Storage Systems to participate in the transmission sector by increasing the secure flow capacity through the lines. Simulations were conducted considering three case studies:

- Base: Case without storage.
- BESS: Case with storage for energy arbitrage.
- FAESS: Case with storage for energy arbitrage and increased secure transmission capacity.

This work demonstrated the benefits of greater integration and regulatory flexibility of Energy Storage Systems in the electrical system. The analyses showed that the use of Energy Storage Systems can reduce operational costs by over 400 million USD by 2026, with an additional benefit of 21.5 million USD by optimizing their use to increase secure transmission capacity. Although this additional benefit is limited compared to annual operational costs in the system for the year 2026, it is more advantageous in critical sections such as Cumbre - Nueva Cardones, where significant decouplings can be reduced through systems that contribute to increasing the secure capacity of the lines.

The incorporation of ESS also contributes to a greater integration of variable renewable generation, allowing for the utilization of an additional volume of 295.1 GWh annually, with a strategy where storage systems can not only arbitrate energy but also increase transmission capacity, which is key for a cleaner energy matrix.

Furthermore, thanks to the enabling of storage systems to increase transmission capacity, as proposed in the FAESS case, it was possible to increase the capacities of the lines studied by 50 % to 70 % of the thermal limit for 500 kV lines. It was evident that the Cumbre - Nueva

Cardones line is the most congested, which is alleviated by increasing its capacity through the use of energy storage, promoting a more economical operation.

Finally, it is concluded that a strategy where storage systems contribute to increasing transmission capacity does not present a sufficiently significant economic impact at the systemic level to justify an expansion of their responsibilities within the current regulatory framework. However, this work was based on the design and placement of storage systems proposed by the Coordinador Eléctrico Nacional (National Electric Coordinator), intended for energy arbitrage, located in northern Chile. Therefore, the importance of strategically planning the location, design, and functions of ESS is underscored, as well as the need to relax current regulations to allow their use not only in energy arbitrage but also in increasing transmission capacity, promoting the displacement of thermal generation. In this way, the benefits provided by these systems could be maximized. These advancements are fundamental to accelerating the transition toward a resilient, sustainable electrical system with greater penetration of renewable energies.

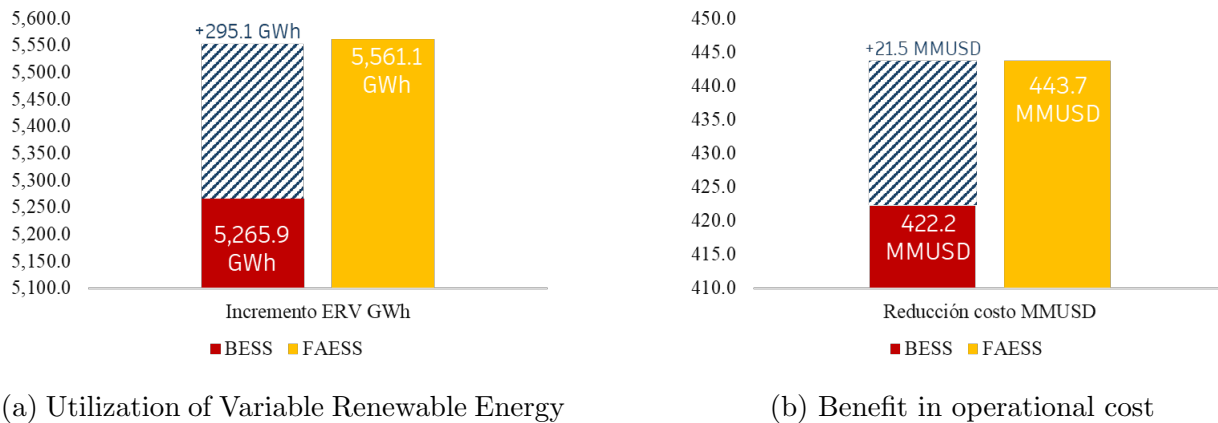


Figura 1: Summary of results obtained for the year 2026 for the proposed uses of storage systems, compared to the Base case.

# Resumen

En este Trabajo de Memoria se utiliza la solución de los 2,000 MW de almacenamiento de energía al año 2026 propuestos por el Coordinador Eléctrico Nacional con el fin de estudiar el impacto económico en el costo operativo de permitir a los Sistemas de Almacenamiento de Energía poder participar del sector de transmisión al aumentar la capacidad segura del flujo por las líneas. De esta forma se realizaron simulaciones considerando tres casos de estudio:

- Base: Caso sin almacenamiento.
- BESS: Caso con almacenameinto para arbitraje de energía.
- FAESS: Caso con almacenamiento para arbitraje de energía y aumento de capacidad segura de transmisión.

Este trabajo demostró los beneficios de una mayor integración y flexibilización normativa de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en el sistema eléctrico. Los análisis realizados evidenciaron que el uso de Sistemas de Almacenamiento de Energía pueden reducir los costos operativos en más de 400 MMUSD para 2026, con un beneficio adicional de 21.5 MMUSD al optimizar su uso para aumentar la capacidad segura de transmisión. Aunque este beneficio adicional es acotado en relación con los costos operativos anuales en el sistema para el año 2026, resulta más beneficioso en tramos críticos como Cumbre - Nueva Cardones, donde se observan desacoples significativos que pueden ser reducidos mediante sistemas que aporten al aumento de capacidad segura de las líneas.

La incorporación de SAE también contribuye a una mayor integración de generación renovable variable, permitiendo aprovechar un volumen adicional de 295.1 GWh anuales con una estrategia donde los sistemas de almacenamiento pueden, además de arbitrar energía, aumentar la capacidad de transmisión, clave para una matriz energética más limpia.

Además, gracias a la habilitación de los sistemas de almacenamiento para aumentar la capacidad de transmisión, tal como se propuso en el caso FAESS, se logró incrementar las

capacidades de las líneas de estudio entre un 50 % y un 70 % del límite térmico en las líneas de 500 kV. Se evidenció que la línea Cumbre - Nueva Cardones es la que presenta mayor congestión, la cual se ve reducida gracias al aumento de su capacidad mediante el uso de almacenamiento de energía, lo que promueve una operación más económica.

Finalmente, se concluye que una estrategia donde los sistemas de almacenamiento contribuyan al aumento de capacidad de transmisión, **no presenta un impacto económico suficientemente significativo a nivel sistémico como para justificar una expansión de sus atribuciones dentro del marco normativo actual**. Sin embargo, este trabajo fue planteado mediante el diseño y ubicación de los sistemas de almacenamiento propuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional, pensados para arbitraje de energía y ubicados en el norte del país, por lo cual se subraya la importancia de planificar estratégicamente la ubicación, diseño y funciones de los SAE, así como flexibilizar las normativas actuales, permitiendo su uso no solo en el arbitraje de energía, sino también en el aumento de la capacidad de transmisión, promoviendo el desplazamiento de generación térmica. De esta forma, se podrían maximizar los beneficios aportados por estos sistemas. Estos avances son fundamentales para acelerar la transición hacia un sistema eléctrico resiliente, sostenible y con mayor penetración de energías renovables.

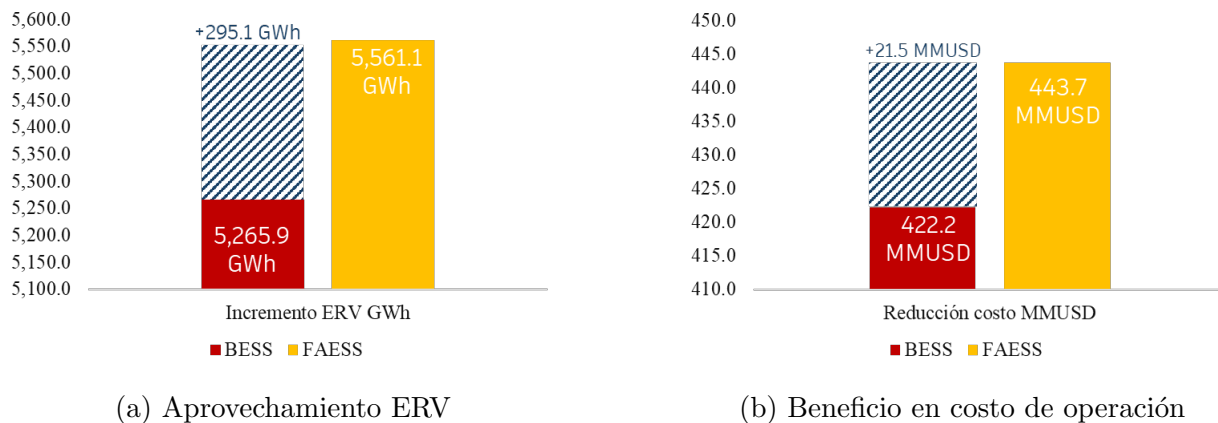


Figura 2: Resumen de resultados obtenidos para el año 2026 para los usos propuestos de los sistemas de almacenamiento, al ser comparados con el caso Base.

# Índice general

<b>1. Motivación</b>	<b>1</b>
1.1. Chile y la transición energética . . . . .	1
1.2. Almacenamiento de Energía en Chile . . . . .	2
<b>2. Objetivos y Alcances</b>	<b>5</b>
2.1. Objetivo general . . . . .	5
2.2. Objetivos específicos . . . . .	5
<b>3. Estado del arte</b>	<b>6</b>
3.1. Carbononeutralidad . . . . .	6
3.1.1. Acuerdo de París . . . . .	6
3.1.2. Transición energética en Chile . . . . .	7
3.1.3. Proyecto de Ley: Transición Energética . . . . .	10
3.2. Almacenamiento de energía en el SEN . . . . .	12
3.2.1. Uso para arbitraje de precios . . . . .	13
3.2.2. Uso como infraestructura de transmisión . . . . .	15
3.3. Aumento de capacidad de transmisión mediante SAE . . . . .	17
3.3.1. SAE en transmisión alemana . . . . .	19
3.3.2. SAE en transmisión chilena . . . . .	20
3.4. Costos de Sistemas de Almacenamiento . . . . .	22
3.5. Oportunidades en los SAE . . . . .	24
3.6. Propuesta: Permitir arbitraje para SAE en transmisión . . . . .	26
<b>4. Metodología</b>	<b>27</b>
4.1. Software de simulación LGPLAN . . . . .	27
4.1.1. Bases de datos necesarias en LGPLAN . . . . .	27
4.1.2. Glosario LGPLAN . . . . .	28
4.1.3. Problema de optimización . . . . .	30

4.1.4.	SAE ante estados post-contingencias . . . . .	31
4.1.5.	Consideración de estados post-contingencia . . . . .	32
4.2.	Implementación del sistema . . . . .	32
4.2.1.	Modelación del SEN . . . . .	35
4.2.2.	Perfil de Demanda . . . . .	37
4.2.3.	Perfil de Generación . . . . .	38
4.2.4.	Almacenamiento . . . . .	39
<b>5.</b>	<b>Adaptación previa</b>	<b>40</b>
5.1.	Demanda . . . . .	40
5.2.	Costos de combustible . . . . .	41
5.3.	Modelado de SAE . . . . .	43
5.3.1.	Eficiencia en SAE . . . . .	43
5.3.2.	Ubicación de SAE . . . . .	43
5.4.	Modelado de energía hidroeléctricas . . . . .	44
5.5.	Modelamiento para criterio N-1 correctivo . . . . .	45
5.5.1.	Capacidad N-1 correctivas de las líneas . . . . .	45
<b>6.</b>	<b>Resultado</b>	<b>46</b>
6.1.	Casos de estudio . . . . .	46
6.2.	Contingencias establecidas . . . . .	47
6.3.	Tiempos de simulación . . . . .	47
6.4.	Capacidad instalada del sistema al año 2026 . . . . .	48
6.5.	Despachos de energía y utilización de SAE . . . . .	50
6.5.1.	Enero . . . . .	50
6.5.2.	Febrero . . . . .	57
6.5.3.	Marzo . . . . .	59
6.5.4.	Abril . . . . .	63
6.5.5.	Mayo . . . . .	68
6.5.6.	Junio . . . . .	70
6.5.7.	Julio . . . . .	72
6.5.8.	Agosto . . . . .	74
6.5.9.	Septiembre . . . . .	77
6.5.10.	Octubre . . . . .	79
6.5.11.	Noviembre . . . . .	81
6.5.12.	Diciembre . . . . .	83
6.5.13.	Análisis general . . . . .	85

6.6. Costos operativos . . . . .	97
<b>7. Conclusiones y Recomendaciones</b>	<b>100</b>
7.1. Conclusiones . . . . .	100
7.2. Conclusión ampliada . . . . .	101
7.3. Recomendaciones y trabajos futuros . . . . .	103
<b>8. Anexo</b>	<b>104</b>
8.1. Bases de datos para transmisión 2026 . . . . .	104
8.2. Capacidad instalada por barra . . . . .	105
8.3. Vertimientos . . . . .	105
8.4. Análisis: Restricción de uso de almacenamiento . . . . .	106
8.5. Definición de ciclaje . . . . .	109
8.6. Análisis: Aumento de capacidad temporal . . . . .	109
8.7. Flujos Cumbre - Nueva Cardones . . . . .	110
8.8. Retornos de inversión . . . . .	114

# Índice de tablas

4.1. Tabla descriptiva de los archivos necesarios en LGPLAN. . . . .	28
4.2. Flujos máximos N-1 preventivos modelado para el año 2026. . . . .	36
4.3. Características de los SAE propuestos por el CEN [6]. . . . .	39
5.1. Centrales con costo variable cero informados por la PELP. . . . .	42
5.2. Capacidad N-1 correctiva para las líneas sometidas a contingencias. . . . .	45
6.1. Definición de los casos considerados para las simulaciones. . . . .	46
6.2. Definición de contingencias incluidas para la simulación en LGPLAN. . . . .	47
6.3. Tiempos de computo para cada simulación. . . . .	48
6.4. Capacidad instalada al año 2026 diferenciada por tipo de tecnología. . . . .	49
6.5. Definición de bloques horarios. . . . .	50
6.6. Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de enero. . . . .	55
6.7. Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de febrero. . . . .	58
6.8. Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de marzo. . . . .	60
6.9. Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de abril. . . . .	66
6.10. Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de mayo. . . . .	69
6.11. Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de junio. . . . .	71
6.12. Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de julio. . . . .	73
6.13. Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de agosto. . . . .	75
6.14. Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de septiembre. . . . .	78
6.15. Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de septiembre. . . . .	80
6.16. Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de noviembre. . . . .	82
6.17. Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de diciembre. . . . .	84
6.18. Generación ERV en despacho de cada día típico mensual. . . . .	85
6.19. Generación ERV equivalente mensual para el año 2026. . . . .	86
6.20. Ciclaje equivalente anual de los SAE para los casos de estudio. . . . .	88

6.21. Recuento total de veces donde los tramos alcanzaron la capacidad máxima N-1 preventiva en el caso BESS para el año 2026. . . . .	92
6.22. Promedio ponderado de incrementos de flujo total de los tramos con capacidad N-1 correctiva implementados en el caso FAESS para el año 2026. . . . .	93
6.23. Incremento porcentual de flujo máximo registrado. . . . .	94
6.24. Cantidad de datos registrados donde las líneas presentaron incremento de flujos por sobre el límite N-1 preventivo en el caso FAESS. . . . .	96
6.25. Resultados de costo diario por día típico de cada mes del año 2026. . . . .	97
6.26. Costo equivalente mensual para el año 2026. . . . .	98
6.27. Costo de inversión en SAE considerando la información de la CNE [29]. . . . .	99
8.1. Sistema de transmisión eléctrica hasta el 2026 con base de datos PELP. . . . .	104
8.2. Diferencia de costo térmico entre caso sin y con restricción de ciclaje de almacenamientos de energía para el día típico del mes de enero 2026. . . . .	108
8.3. Cálculo de retorno de inversión para los casos BESS y FAESS, con una inversión de 3,300 MMUSD y 4,390 MMUSD, respectivamente. . . . .	114

# Índice de figuras

1.	Summary of results obtained for the year 2026 for the proposed uses of storage systems, compared to the Base case. . . . .	IV
2.	Resumen de resultados obtenidos para el año 2026 para los usos propuestos de los sistemas de almacenamiento, al ser comparados con el caso Base. . . .	VI
1.1.	Distribución de sistemas de almacenamiento en red simplificada al año 2026. Elaborada por el CEN [6]. . . . .	4
3.1.	Capacidad instalada de generación eléctrica [Índice 2000 = 100]. Elaborada por el Ministerio de Energía con fuente del CEN [7]. . . . .	8
3.2.	Principales metas de la Política Energética Nacional actualizada al 2022 [7].	9
3.3.	Potencia instalada de energía en el SEN al mes de mayo de 2024. Elaboración propia con fuente del CEN [8]. . . . .	11
3.4.	Operación programada de planta solar + BESS COYA durante el mes de mayo 2024. Elaboración propia para Grid & Zero Energy Consulting [11]. . . . .	15
3.5.	Línea de transmisión de doble circuito con sistema de almacenamiento para implementación de criterio N-1 correctivo. (a) Aprovechamiento de capacidad de ambos circuitos. (b) Falla de uno de los circuitos y conexión de sistemas de almacenamiento. (c) Funcionamiento correctivo gracias a la carga y descarga de los sistemas de almacenamiento en los extremos. Elaboración propia. . . .	18
3.6.	Proyecto piloto de <i>Grid Booster</i> . Elaborada por TransnetBW [15]. . . . .	20
3.7.	Operación estado normal. Elaborado por Transelec [16]. . . . .	21
3.8.	Operación estado contingencia. Elaborado por Transelec [16]. . . . .	21
3.9.	Costos de inversión referenciales unitarios USD/kW. Elaborado por la CNE [29]. . . . .	22
3.10.	Costos fijos por tecnología. Elaborado por la CNE [29]. . . . .	23
3.11.	Oportunidades para los sistemas de almacenamiento. Elaboración propia [20].	24
3.12.	Ejercicio teórico sobre el incremento del valor de un sistema de almacenamiento instalado en conjunto con una planta solar en el Reino Unido [21]. . . . .	24

3.13. Distribución de sistemas de almacenamiento en red simplificada al año 2026. Elaborada por el CEN. [6]. . . . .	26
4.1. Representación gráfica de los estados de operación normal y post-contingencia. Ejemplo de seis estados en serie de tiempo $X_t^c  _{c=0}$ con evolución de ocho posibles contingencias $X_t^c  _{c \geq 1}$ . Elaborado por Leonardo Gacitúa [22]. . . . .	32
4.2. Descripción de escenarios PELP proceso 2023-2027 [24]. . . . .	34
4.3. Modelación del sistema eléctrico para el año 2026. Elaboración propia en base a los resultados PELP [25]. . . . .	35
4.4. Perfil de demanda proyectada por año. Elaborado por el Ministerio de Energía [23]. . . . .	37
4.5. Demanda de día representativo por cada mes del año 2026. Elaboración propia basada en datos del Repositorio de la PELP [25]. . . . .	37
4.6. Perfil de capacidad instalada por año resultante de la PELP. Elaborado por el Ministerio de Energía [23]. . . . .	38
4.7. Perfil de generación de energía por año resultante de la PELP. Elaborado por el Ministerio de Energía [23]. . . . .	38
5.1. Ubicación empleada para los sistemas de almacenamiento. Elaboración propia.	43
5.2. Disponibilidad de energía hídrica del día típico de cada mes. . . . .	44
6.1. Capacidad instalada al año 2026 por tecnología y región en base a la información de la PELP[25] y el Coordinador [6]. Elaboración propia. . . . .	49
6.2. Despachos para día típico en el mes de enero 2026. . . . .	50
6.3. Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de enero 2026. . . . .	51
6.4. Distribución de energía inyectada por bloques horarios para día típico en el mes de enero 2026. . . . .	51
6.5. Desglose de inyecciones por tecnología para el caso BESS en el día típico del mes de enero. . . . .	53
6.6. Distribución de flujos de potencia del caso BESS para las horas 10, 13 y 18 en el día típico del mes de enero 2026. . . . .	54
6.7. Ejemplo de perfil de carga y descarga para el caso BESS en el día típico del mes de enero. . . . .	56
6.8. Despachos para día típico en el mes de febrero 2026. . . . .	57
6.9. Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de febrero 2026. . . . .	57

6.10. Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de febrero 2026. . . . .	58
6.11. Despachos para día típico en el mes de marzo 2026. . . . .	59
6.12. Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de marzo 2026. . . . .	59
6.13. Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de marzo 2026. . . . .	60
6.14. Costo marginal y perfil de carga y descarga de ESS Kimal para el caso FAESS en el día típico del mes de marzo. . . . .	61
6.15. Distribución de flujos en operación normal y post-contingencia en circuito uno del tramo Parinas 500 - Cumbre 500. Hora 18. . . . .	62
6.16. Despachos para día típico en el mes de abril 2026. . . . .	63
6.17. Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de abril 2026. . . . .	63
6.18. Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de abril 2026. . . . .	64
6.19. Distribución de flujos de potencia del caso BESS para la hora 13 en el día típico del mes de abril 2026. . . . .	64
6.20. Generación Eólica y Solar para el caso BESS en el día típico del mes de abril 2026. . . . .	65
6.21. Perfil de inyecciones en la barra Kimal 500 kV para el caso BESS en el día típico del mes de abril 2026. . . . .	66
6.22. Costo marginal y perfil de carga y descarga de ESS Nueva Cardones para el caso BESS en el día típico del mes de abril. . . . .	67
6.23. Despachos para día típico en el mes de mayo 2026. . . . .	68
6.24. Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de mayo 2026. . . . .	68
6.25. Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de mayo 2026. . . . .	68
6.26. Costo marginal y perfil de carga y descarga de ESS Nueva Cardones para el caso BESS en el día típico del mes de mayo. . . . .	69
6.27. Despachos para día típico en el mes de junio 2026. . . . .	70
6.28. Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de junio 2026. . . . .	70
6.29. Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de junio 2026. . . . .	71

6.30. Costo marginal y perfil de carga y descarga de ESS Nueva Cardones para el caso BESS en el día típico del mes de junio. . . . .	71
6.31. Despachos para día típico en el mes de julio 2026. . . . .	72
6.32. Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de julio 2026. . . . .	72
6.33. Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de julio 2026. . . . .	73
6.34. Despachos para día típico en el mes de agosto 2026. . . . .	74
6.35. Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de agosto 2026. . . . .	74
6.36. Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de agosto 2026. . . . .	75
6.37. Distribución de flujos de potencia del caso BESS para la hora 15 en el día típico del mes de agosto 2026. . . . .	76
6.38. Despachos para día típico en el mes de septiembre 2026. . . . .	77
6.39. Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de septiembre 2026. . . . .	77
6.40. Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de septiembre 2026. . . . .	78
6.41. Despachos para día típico en el mes de octubre 2026. . . . .	79
6.42. Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de octubre 2026. . . . .	79
6.43. Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de octubre 2026. . . . .	80
6.44. Despachos para día típico en el mes de noviembre 2026. . . . .	81
6.45. Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de noviembre 2026. . . . .	81
6.46. Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de noviembre 2026. . . . .	81
6.47. Despachos para día típico en el mes de diciembre 2026. . . . .	83
6.48. Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de diciembre 2026. . . . .	83
6.49. Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de diciembre 2026. . . . .	83
6.50. Generación ERV mensual utilizada durante el año 2026 bajo los casos de estudio.	86
6.51. Aprovechamiento ERV total al año 2026. . . . .	87

6.52. Flujo por circuito $C_2$ de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de mayo 2026.	89
6.53. Costos marginales de Lagunas, Cumbre y Nueva Cardones para el mes de mayo 2026. . . . .	89
6.54. Flujo por circuito $C_2$ de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de julio 2026.	90
6.55. Costos marginales de Lagunas, Cumbre y Nueva Cardones para el mes de julio 2026. . . . .	90
6.56. Flujo por circuito $C_2$ de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de agosto 2026.	90
6.57. Costos marginales de Lagunas, Cumbre y Nueva Cardones para el mes de agosto 2026. . . . .	91
6.58. Diagrama de cajas. Visualización de incrementos de flujo MW de líneas obtenidos para cada día típico de los meses del año 2026 en el caso FAESS. . . .	94
6.59. Diagrama de cajas. Visualización de flujo porcentual de líneas obtenidos para cada día típico de los meses del año 2026 en el caso FAESS. . . . .	95
6.60. Costo operativo equivalente mensual durante el año 2026. . . . .	98
6.61. Reducción de costo operativo total al año 2026. . . . .	99
8.1. Capacidad instalada al año 2026 por tecnología y barra en base a la información de la PELP[25] y el Coordinador [6]. Elaboración propia. . . . .	105
8.2. Perfil de vertimiento de Parinas para el caso BESS en el día típico del mes de enero 2026. . . . .	105
8.3. Perfil de vertimiento de Los Changos 500 kV para el caso BESS en el día típico del mes de enero 2026. . . . .	106
8.4. Perfil de vertimiento de Kimal 500 kV para el caso FAESS en el día típico del mes de marzo 2026. . . . .	106
8.5. Despacho para el día típico del mes de enero 2026 con ciclaje unitario en SAE.	107
8.6. Despacho térmico para el día típico del mes de enero 2026 con ciclaje unitario en SAE. . . . .	108
8.7. Despacho para el día típico del mes de agosto 2026 con capacidad energética temporal de nueve horas. . . . .	110
8.8. Flujo por circuito $C_2$ de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de enero 2026.	111
8.9. Flujo por circuito $C_2$ de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de febrero 2026.	111
8.10. Flujo por circuito $C_2$ de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de marzo 2026.	111
8.11. Flujo por circuito $C_2$ de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de abril 2026.	111
8.12. Flujo por circuito $C_2$ de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de mayo 2026.	112
8.13. Flujo por circuito $C_2$ de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de junio 2026.	112
8.14. Flujo por circuito $C_2$ de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de julio 2026.	112
8.15. Flujo por circuito $C_2$ de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de agosto 2026.	112

8.16. Flujo por circuito $C_2$ de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de septiembre 2026. . . . .	113
8.17. Flujo por circuito $C_2$ de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de octubre 2026.	113
8.18. Flujo por circuito $C_2$ de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de noviembre 2026. . . . .	113
8.19. Flujo por circuito $C_2$ de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de diciembre 2026. . . . .	113

# Glosario

En esta sección, se proporciona un resumen de las abreviaturas utilizadas en el cuerpo del documento para facilitar la comprensión y hacer que la información sea más accesible para el lector.

Siglas	Significado
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
PELP	Planificación Energética de Largo Plazo
ERNC	Energía Renovable No Convencional
BESS	Battery Energy Storage Systems
NTSyCS	Norma técnica de Seguridad y Calidad de Servicios
CNE	Comisión Nacional de Energía
FAESS	Sistema de Almacenamiento de Energía de Acción Rápida
ERV	Energía Renovable Variable asociada a generación solar y eólica

# Capítulo 1

## Motivación

¿Cuál es la estrategia propuesta por Chile para alcanzar la deseada neutralidad de carbono?

### 1.1. Chile y la transición energética

Chile, alineado con numerosos países que han firmado el Acuerdo de París, se ha comprometido a reducir significativamente las emisiones de carbono a la atmósfera. Este compromiso global se traduce en una serie de acciones y reformas dentro de los diversos sectores industriales del país, incluyendo al Sistema Eléctrico Nacional (en adelante también SEN).

Para el SEN se tiene como objetivo fundamental la reducción progresiva de las emisiones de carbono, con una ambiciosa meta de alcanzar una matriz energética libre de estas emisiones para el año 2050 [1]. Este objetivo es esencial para lograr la neutralidad de carbono en el sector eléctrico, alineando a Chile con las exigencias internacionales de sostenibilidad y protección del medio ambiente.

La transición hacia una matriz energética exenta de carbono plantea una serie de desafíos significativos y metas ambiciosas. La respuesta más intuitiva y directa a la necesidad de reducir las emisiones de carbono es fomentar la adopción masiva de energías renovables, tales como la solar, eólica, hidroeléctrica y geotérmica. Sin embargo, para que esta transición sea no solo ecológicamente efectiva, sino también económicamente viable y atractiva para los inversionistas, es imprescindible que el Gobierno de Chile emita señales claras y contundentes respecto a sus políticas energéticas y compromisos futuros.

Reconociendo la necesidad de un marco legislativo sólido, el 5 de abril de 2023 se presentó el Proyecto de Ley de Transición Energética [3]. Este proyecto de ley está diseñado para guiar el camino hacia la neutralidad de carbono, enfocándose en varios aspectos clave. Destaca medidas orientadas al sector de transmisión energética, estableciendo la premisa de la “*transmisión energética como sector habilitante*” para una mayor integración de energías renovables y el cumplimiento de la anhelada carbono neutralidad.

La utilización de Sistemas de Almacenamiento de Energía (en adelante también SAE o indistintamente sus siglas en inglés ESS) es particularmente destacada en el proyecto de ley debido a su capacidad para acelerar el cumplimiento de las metas de neutralidad de carbono. Al permitir un mayor almacenamiento temporal de energía, los SAE pueden contribuir significativamente a la reducción de costos operativos y entregan una mayor flexibilidad para la gestión energética de las grandes cantidades de energía renovable que cada vez más ingresan al país, facilitando una transición más suave hacia una matriz completamente renovable.

## 1.2. Almacenamiento de Energía en Chile

El 21 de noviembre de 2022 se promulgó la Ley 21505 [2], que introdujo importantes modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos [9] (en adelante también e indistintamente LGSE o la Ley) con el objetivo de fomentar el desarrollo del almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad en el país. Esta iniciativa marca un paso significativo en la formalización del enfoque nacional hacia una mayor integración de sistemas de almacenamiento energético en la matriz eléctrica.

La regulación vigente, especificada en el DECRETO 125 [4], reconoce el uso del almacenamiento de energía para prestar servicios en tres mercados distintos:

- Servicios complementarios
- Infraestructura de transmisión
- Arbitraje de precios de energía

En cuanto a su uso como infraestructura de transmisión, el DECRETO 37 [5] establece que uno de los enfoques del almacenamiento de energía es el aumento de la capacidad segura de las líneas, una técnica conocida en la industria como *Grid Booster*. Este método permite un incremento en la capacidad de las líneas mediante una mayor utilización de las mismas, con los sistemas de almacenamiento actuando en situaciones de contingencia. En términos

simples, los SAE permiten una operación segura al hacerse cargo del criterio N-1, es decir, la capacidad de mantener la operación del sistema incluso si una línea de transmisión o uno de sus circuitos falla. Un precedente internacional de sistemas de almacenamiento como *Grid Booster* es el proyecto piloto alemán, impulsado por TransnetBW, el cual consiste en un sistema de baterías de 250 MW para una hora con conexión a la subestación *Kupferzell* que permitirá transportar una mayor cantidad de energía eólica desde el norte del país hacia el sur [15].

El uso de SAE para aumentar la capacidad de transmisión presenta potenciales beneficios para el sistema eléctrico. No obstante, una de las restricciones impuestas por el mismo reglamento establece la relación  $E/P \leq 0.5$ , lo que en términos prácticos significa que los SAE destinados al aumento de capacidad de transmisión no pueden tener una capacidad de gestión energética superior a 30 minutos. Esto implica que estos SAE deben activarse únicamente en situaciones de contingencia.

Ante esta restricción, surge la pregunta de si es posible ampliar la participación del almacenamiento en la transmisión para no solo proporcionar seguridad al sistema, sino también permitir una operación más económica. ¿Cómo se lograría esto? Si se permitiera una mayor capacidad temporal de energía en los SAE del sistema de transmisión, podrían identificarse horarios en los que sea seguro utilizar parte de esta energía almacenada para minimizar los costos operativos del sistema, mientras se reserva la energía necesaria para garantizar la seguridad en caso de contingencias.

En este contexto, el presente trabajo de Memoria de Título propone utilizar la cantidad, ubicación y horas de almacenamiento sugeridas por el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante también e indistintamente CEN o el Coordinador) en su informe “Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN” [6]. Este almacenamiento, que originalmente se plantea para el arbitraje de precios de energía, se usará en este estudio para participar adicionalmente como activo de transmisión. El objetivo es analizar el impacto económico de esta estrategia, aprovechando su gran capacidad de gestión energética para realizar arbitraje y contribuir así a una operación más económica del sistema eléctrico.

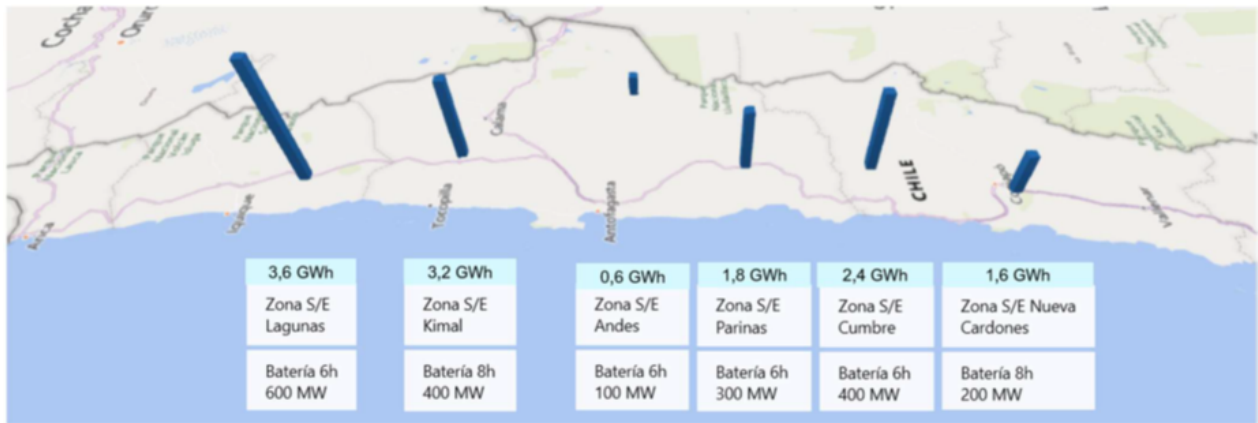


Figura 1.1: Distribución de sistemas de almacenamiento en red simplificada al año 2026. Elaborada por el CEN [6].

# Capítulo 2

## Objetivos y Alcances

En este trabajo, se establecen los siguientes objetivos de manera secuencial.

### 2.1. Objetivo general

Evaluar el impacto en el costo de operación al aumentar la capacidad de transmisión mediante el cambio del criterio N-1 preventivo hacia uno correctivo empleando sistemas de almacenamiento con gestión energética temporal, considerando la solución del Estudio de Planificación de Almacenamiento de Energía 2026 realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

### 2.2. Objetivos específicos

1. Examinar la regulación aplicable a la operación de los sistemas de almacenamiento de energía en Chile, dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
2. Adaptar la base de datos de la Planificación Energética a Largo Plazo (PELP) en el año 2026 y el almacenamiento propuesto por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en su Estudio de Planificación al software de simulación.
3. Obtener los resultados de costo de operación del software de simulación considerando la solución de almacenamiento con gestión energética temporal como activo de transmisión.
4. Determinar el impacto económico en el costo operacional de permitir al almacenamiento con gestión energética temporal en transmisión el cambio del criterio N-1 preventivo hacia el N-1 correctivo.

# Capítulo 3

## Estado del arte

En este capítulo, se describe de manera progresiva la evolución de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Chile durante los últimos años. Este análisis detallado tiene como objetivo proporcionar una comprensión integral del uso actual del almacenamiento energético en el país, así como de las regulaciones aplicables a estos sistemas. Este recorrido histórico y normativo permitirá entender mejor los desafíos y oportunidades que enfrenta el sector del almacenamiento de energía en Chile, así como su impacto en la gestión energética y en la transición hacia un sistema eléctrico más sostenible y eficiente.

### 3.1. Carbononeutralidad

#### 3.1.1. Acuerdo de París

El cambio climático representa una gran amenaza y desafío global en esta era. En la actualidad, el mundo está enfrentando transformaciones drásticas que incluyen sequías prolongadas, olas de calor extremas, incendios forestales devastadores, aumento del nivel del mar, inundaciones, tormentas violentas, pérdida significativa de biodiversidad y el desbalance de los ecosistemas que sostienen la vida. Estas manifestaciones del cambio climático se están volviendo cada vez más evidentes y severas, impactando de manera profunda y negativa tanto en el medio ambiente como en las comunidades humanas.

El cambio climático ha generado una profunda preocupación mundial debido a sus efectos adversos y negativos, impulsando la búsqueda de soluciones para mitigar estos daños. La creciente conciencia sobre la gravedad del problema ha llevado a la comunidad internacional a tomar medidas concertadas para enfrentar esta crisis ambiental. En este contexto, uno

de los hitos más significativos fue el Acuerdo de París, adoptado en 2015. Este acuerdo representó un compromiso histórico en el que los países firmantes se comprometieron a limitar el aumento de la temperatura media global a  $1.5\text{ }^{\circ}\text{C}$  por encima de los niveles preindustriales. Este objetivo ambicioso tiene como finalidad reducir de manera considerable los riesgos y efectos perjudiciales del cambio climático. El Acuerdo de París no solo establece metas claras para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también enfatiza la importancia de la adaptación y resiliencia frente a los impactos del cambio climático. Los países se comprometieron a desarrollar y compartir tecnologías limpias, fortalecer las capacidades de adaptación y movilizar financiamiento adecuado para apoyar a las naciones en desarrollo en su lucha contra el cambio climático. Este acuerdo también reconoce la necesidad de involucrar a todos los sectores de la sociedad, incluidos gobiernos, empresas, comunidades locales y ciudadanos, en un esfuerzo colectivo para proteger el planeta.

Reducir los efectos del cambio climático requiere transformaciones significativas en todos los sectores económicos, incluyendo los sistemas eléctricos. En este contexto, Chile se ha comprometido a disminuir la cantidad de carbono en su matriz energética. Este esfuerzo es parte de una estrategia más amplia que reconoce su meta para 2030 en reducciones de carbono como un objetivo a mediano plazo, en el camino hacia la ambiciosa meta de alcanzar la neutralidad de carbono para 2050 [1]. Para lograr estos objetivos, Chile está implementando diversas políticas y programas enfocados en la promoción de energías renovables, la mejora de la eficiencia energética y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. La transición hacia una matriz energética más limpia incluye la incorporación de tecnologías renovables como la solar, eólica e hidráulica, así como el desarrollo de infraestructuras de almacenamiento de energía para mejorar la estabilidad y la resiliencia del sistema eléctrico.

### **3.1.2. Transición energética en Chile**

Desde los compromisos efectuados en el Acuerdo de París, la búsqueda del Gobierno de Chile por una matriz energética con menos emisiones de carbono ha sido uno de los focos principales del país a lo largo de los años. Este compromiso ha impulsado diversas iniciativas y políticas públicas dirigidas a promover la sostenibilidad y la eficiencia energética. En este contexto, la actualización de la Política Energética Nacional en su versión de 2022 presentó el documento titulado “TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE CHILE” [7]. Este informe muestra los resultados actualizados hasta el año 2021, reflejando los esfuerzos y avances realizados para enfrentar los cambios permanentes que han ocurrido en el transcurso de los años.

En la Figura 3.1 se muestra la evolución de la matriz energética de Chile durante los últimos 20 años, desde el año 2000. Esta figura destaca una transición significativa hacia una

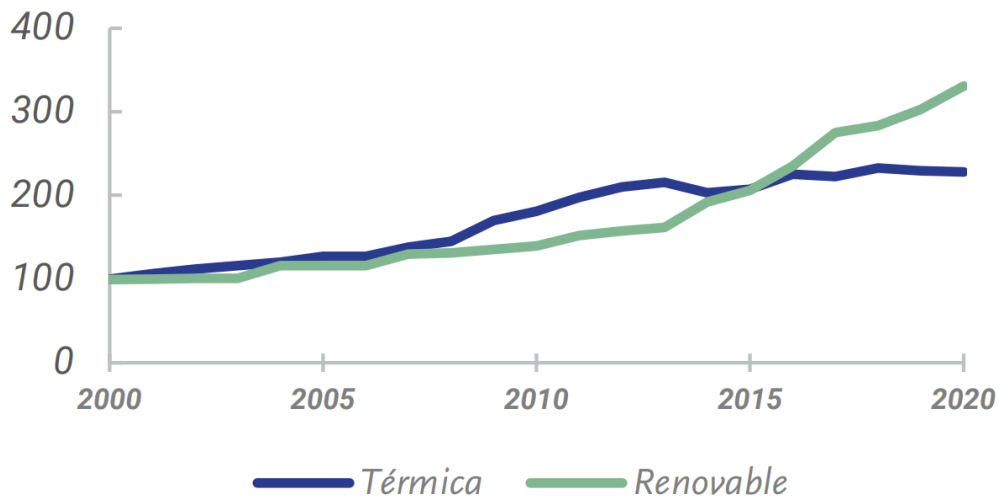


Figura 3.1: Capacidad instalada de generación eléctrica [Índice 2000 = 100]. Elaborada por el Ministerio de Energía con fuente del CEN [7].

mayor incorporación de energías renovables, que se han vuelto cada vez más dominantes en comparación con las tecnologías de generación basadas en combustibles fósiles. La adopción de fuentes de energía limpia ha incrementado de manera notable, reflejando el compromiso del país con la sostenibilidad y la reducción de emisiones de carbono en su matriz eléctrica.

# Principales Metas

## Política Energética Nacional



- **100% energías cero emisiones al 2050 en generación eléctrica y 80% energías renovables al 2030**
- **60% menos emisiones anuales de GEI en sector energético al 2050**, respecto a 2018, lo que permitirá alcanzar la carbono neutralidad antes del 2050
- **70% de reducción de contaminación por material particulado 2,5 por calefacción al 2050**, respecto al año 2018
- **Precio al carbono de al menos 35 USD** por tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente al año 2030
- **100% de leña seca en todos los centros urbanos al 2030**
- **100% de las edificaciones nuevas, residenciales y no residenciales, son “consumo energía neta cero”**
- **100% de las ventas de vehículos livianos y medianos nuevos, y las nuevas incorporaciones de transporte público urbano, son cero emisiones al año 2035**
- **100% acceso a electricidad para todos los hogares al 2030** y al 2040 energía limpia de bajas emisiones para satisfacer necesidades de calefacción, agua caliente sanitaria y cocción de alimentos
- **6.000 MW en sistemas de almacenamiento de energía en el Sistema Eléctrico Nacional al 2050** (2.000 MW al 2030), tales como baterías, bombeo hidráulico, aire comprimido, aire líquido, entre otras tecnologías
- **Al 2040, Chile cuenta con los más altos estándares del mundo en confiabilidad y resiliencia del sistema energético**
- **1 hora máximo de indisponibilidad de suministro eléctrico promedio en el país al 2050**, con menor nivel de dispersión a nivel comunal en relación al 2021
- **Capacitación de 18.000 y certificación de al menos 9.000 personas al 2030**
- **500 MW de participación de organizaciones indígenas o locales rurales en la matriz de generación eléctrica al 2050** (100 MW al 2030)
- **Paridad de género en cargos directivos y en remuneraciones de organismos públicos y privados del sector energía al 2040**
- **25% de mejora de la intensidad energética de grandes consumidores de energía al 2050**, respecto al año 2021
- **Todos los nuevos proyectos energéticos incorporan medidas de resguardo de los ecosistemas al 2030**, tales como el enfoque de pérdida neta cero de biodiversidad
- **El total de las controversias asociadas a proyectos de energía al 2050 son abordadas por medio del diálogo y/o mecanismo de resolución de controversias**
- **100% de las políticas e instrumentos del sector energético se diseñan, implementan, monitorean o evalúan considerando procesos participativos adecuados para el instrumento en cuestión, incidentes e inclusivos, al 2050**
- **Consejo permanente de la Política Energética de Chile**, creado y formalizado en 2022

Figura 3.2: Principales metas de la Política Energética Nacional actualizada al 2022 [7].

En la Figura 3.2 se presentan las principales metas energéticas para el futuro de la nación. Esta figura destaca una serie de objetivos y medidas estratégicas diseñadas para reducir y mitigar las emisiones de carbono. Las metas no se limitan únicamente a la implementación de políticas regulatorias, sino que también incluyen iniciativas orientadas a la educación y concientización de la población respecto a la problemática global del cambio climático. Entre los objetivos más importantes se encuentran el aumento de la participación de energías renovables en la matriz energética, la mejora de la eficiencia energética en todos los sectores, y la promoción de tecnologías limpias e innovadoras. Además, se enfatiza la importancia de fomentar una cultura de sostenibilidad entre los ciudadanos, incentivando prácticas de consumo responsable y la adopción de comportamientos ecológicos.

Una de las metas más destacadas es la incorporación de 2,000 MW en sistemas de almacenamiento de energía en el SEN para el año 2030, con el objetivo de alcanzar 6,000 MW para el año 2050. Si bien hasta la fecha de publicación la matriz energética carecía de una participación significativa de SAE, ya se reconocía que estos sistemas serían fundamentales para impulsar medidas a corto plazo, proporcionando la flexibilidad necesaria para cumplir con los objetivos energéticos y ambientales del país.

### **3.1.3. Proyecto de Ley: Transición Energética**

Los esfuerzos para alcanzar la carbononeutralidad, junto con los constantes cambios en el sector energético, han requerido la creación de nuevas políticas y medidas. Estas iniciativas son y han sido esenciales para facilitar y gestionar adecuadamente los procesos necesarios que permitan afrontar estos cambios de manera efectiva. Como se puede observar en la Figura 3.1, la entrada de proyectos renovables ha ido en aumento en los últimos años. Según el REPORTE ENERGÉTICO de mayo de 2024 [8], desarrollado mensualmente por el CEN, la capacidad instalada de Energía Renovable No Convencional (en adelante también ERNC) asciende a 16,565.7 MW, mientras que las Energías Convencionales suman 18,525.8 MW. Esto indica que aproximadamente la mitad de la capacidad instalada actual del país corresponde a las nuevas tecnologías renovables que se han integrado al sistema eléctrico y que continuarán solicitando conexión en los próximos años. Este cambio ha generado importantes desafíos, especialmente en un área específica del Sistema Eléctrico Nacional: la transmisión. Es crucial destacar los esfuerzos en el desarrollo de infraestructura de transmisión energética que permita transportar de manera segura y eficiente la creciente cantidad de energía renovable que el país está impulsando. El 5 de abril de 2023, se llevó a cabo una jornada de presentación dedicada al Proyecto de Ley de Transición Energética [3]. Bajo el lema “*Transmisión eléctrica como sector habilitante*”, este evento destacó la importancia estratégica de la infraestructura de

transmisión eléctrica en el contexto de la transición energética del país. La jornada no solo buscó informar sobre los detalles y objetivos del proyecto de ley, sino también subrayar el papel fundamental que desempeña la transmisión eléctrica para facilitar y potenciar la integración de fuentes de energía renovable y sostenible en el SEN.

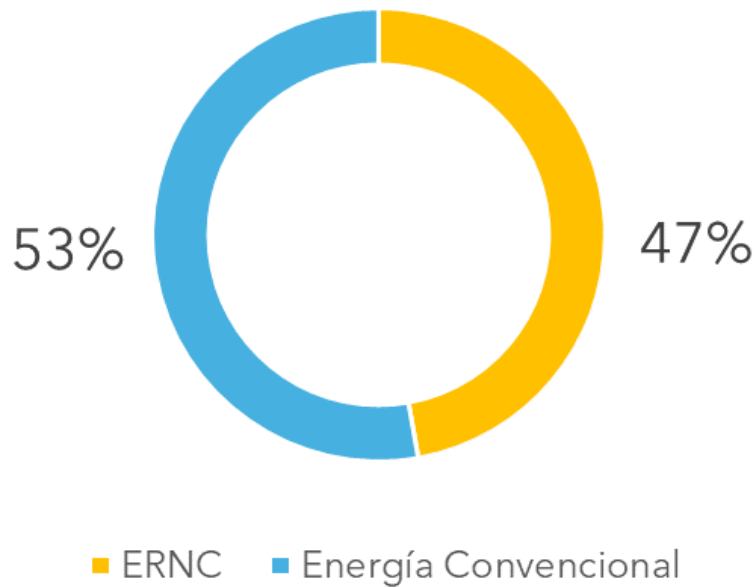


Figura 3.3: Potencia instalada de energía en el SEN al mes de mayo de 2024. Elaboración propia con fuente del CEN [8].

El proyecto de ley argumenta que una regulación estática no se ajusta a un mercado en constante cambio, y busca, entre otras medidas, modificar el artículo 7 de la LGSE [9], que desde la Ley Corta I de 2004 obliga a las empresas de transmisión nacional a tener un giro exclusivo. Reconociendo la importancia crítica de los sistemas de almacenamiento para el sistema eléctrico, el proyecto busca incluirlos como parte integral de la infraestructura de transmisión, además de *“explicitar que las empresas operadoras o propietarias de sistemas de transmisión nacional pueden desarrollar actividades de almacenamiento que se incorpore como infraestructura asociada a dichos sistemas de transmisión, y en el caso que tenga otro destino (como el arbitraje de precios) lo haga a través de una filial o coligada”*.

Para entender las implicaciones del proyecto de ley, es fundamental clarificar la regulación actual de los sistemas de almacenamiento y su integración en diversos mercados. Este tema será explorado detalladamente en la Sección 3.2.

## 3.2. Almacenamiento de energía en el SEN

Como se mencionó en la sección anterior, el Gobierno de Chile está comprometido en la búsqueda de una matriz energética sustentable con el objetivo de alcanzar la carbononeutralidad al 2050. Los esfuerzos actuales se centran en el segmento de transmisión como el sector clave para habilitar la integración de una matriz completamente renovable. Además, la incorporación de nuevas tecnologías, como los sistemas de almacenamiento de energía, son fundamentales para acelerar los objetivos y asegurar una transición energética efectiva.

Reconociendo la importancia crucial de la integración de los sistemas de almacenamiento en la matriz eléctrica nacional, el Ministerio de Energía de Chile publicó el 21 de noviembre de 2022 la Ley 21505 [2]. Esta ley introdujo modificaciones significativas a la Ley General de Servicios Eléctricos [9] con el objetivo de fomentar el desarrollo tanto del almacenamiento de energía eléctrica como de la electromovilidad en el país. Con esta iniciativa, Chile no solo formaliza su enfoque hacia una mayor integración de sistemas de almacenamiento energético en su matriz eléctrica, sino que también subraya su compromiso con la adopción de tecnologías limpias y sostenibles. Esta legislación representó un paso adelante en la transición hacia una matriz energética más resiliente y baja en emisiones, dando un primer paso para clarificar legalmente los objetivos gubernamentales y promoviendo la inversión de agentes privados en infraestructuras de almacenamiento.

Para promover aún más la incorporación de nuevas tecnologías de almacenamiento de energía, el DECRETO 125 [4] establece un marco regulatorio crucial. Este documento legal define y reglamenta la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, especificando las diversas formas de uso de los sistemas de almacenamiento dentro del SEN y delineando los distintos mercados en los que pueden operar. En el ARTÍCULO PRIMERO / TÍTULO III / CAPÍTULO 6 DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO, se detalla el funcionamiento de estos sistemas dentro del SEN. El ARTÍCULO 90 establece los mercados en los que podrán operar los sistemas de almacenamiento de energía, permitiendo su participación en tres segmentos:

### D125 Art. 90 || Sistemas de almacenamiento en el SEN

1. Prestación de Servicios Complementarios.
2. Infraestructura asociada a sistemas de transmisión.
3. Arbitraje de precios de energía

A continuación se detallan los aspectos principales de la normativa asociada al uso de sistemas de almacenamiento para el arbitraje de precios y la infraestructura de transmisión. Es importante mencionar que las discusiones y los esfuerzos gubernamentales para clarificar las normativas relacionadas con los sistemas de almacenamiento, con el objetivo de incentivar mayores inversiones en estos sistemas, están en constante evolución. A continuación, se presenta la normativa actualizada al 5 de junio de 2024, la cual incorpora los cambios recientes establecidos por el Decreto 70 [10] en la regulación y operación de los SAE. El DECRETO 125 [4] se encuentra actualmente en etapa de modificación a través de una mesa de trabajo entre distintos actores del sector eléctrico. Se advierte al lector que la información normativa contenida en este documento podría presentar modificaciones, como las ya dispuestas en la “NORMA TÉCNICA DE COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL | CAPÍTULO DE PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN” [30], publicado en marzo 2025.

### **3.2.1. Uso para arbitraje de precios**

Un SAE destinado al arbitraje de precios tiene como objetivo principal proporcionar una mayor flexibilidad y optimización en el uso de los recursos energéticos. Esto no solo permite un mejor aprovechamiento de la energía generada, sino que también contribuye significativamente a la reducción de los costos operativos. Los SAE pueden almacenar energía durante períodos de baja demanda y precios reducidos, para luego liberarla durante los picos de demanda y precios más altos, maximizando así la eficiencia económica del sistema eléctrico. Actualmente, se reconocen dos tipos de SAE. Los que se conectan directamente al sistema eléctrico, y los que están asociados a una central renovable. Independientemente del tipo de uso, ambos se encuentran habilitados para extraer energía directamente desde el sistema eléctrico<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup>Este cambio fue establecido por el DECRETO 70 [10], el cual ahora permite que las centrales renovables con capacidad de almacenamiento efectúen retiros desde el sistema, algo que anteriormente no se permitía en condiciones de operación normales.

## Centrales renovables con capacidad de almacenamiento

Se reconocen tres modos de operación:

### D125 Art. 110 || Modos de operación de centrales con capacidad de almacenamiento

1. **Modo Carga:** transformación de la energía del sistema eléctrico o de la componente de generación en otro tipo para su almacenamiento.
2. **Modo Descarga:** transformación de energía previamente almacenada en generación eléctrica para su inyección en el sistema eléctrico.
3. **Modo Generación:** inyección de energía al sistema eléctrico directamente desde su componente de generación.

## Sistemas de Almacenamiento conectados al sistema eléctrico

Se reconocen dos modos de operación:

### D125 Art.92 || Modos de operación de sistemas de almacenamientos conectados al sistema

1. **Modo Retiro:** transformación de la energía del sistema eléctrico a otro tipo para su almacenamiento.
2. **Modo Inyección:** transformación de energía previamente almacenada proveniente de retiros de energía para almacenamiento, en generación eléctrica para su inyección en el sistema eléctrico.

Con respecto a la operación de los SAE conectados al sistema eléctrico, popularmente conocidos como sistemas *stand-alone*, son los encargados particulares quienes deben presentar ante el CEN una propuesta de retiros, siendo el Coordinador quien debe establecer si dicha propuesta cumple con una operación económica eficiente, pudiendo proponer cambios para cumplir este fin. De igual forma, el ARTÍCULO 100 establece que los coordinados de un SAE pueden optar por una operación centralizada en el Modo Retiro. Actualmente existe un único SAE operativo del tipo *Battery Energy Storage System* (en adelante BESS) *stand-alone* llamado BESS ARICA, el cual optó por lo propuesto en este artículo.

Actualmente, el trabajo conjunto entre el CEN y los operadores a cargo de los sistemas de almacenamiento ha permitido evidenciar el uso correcto de estos sistemas, cumpliendo

con la premisa fundamental de proporcionar una mayor flexibilidad en la operación. Esta flexibilidad facilita una gestión más económica mediante el arbitraje de energía. En la Figura 3.4 se muestra la operación programada por el CEN para la planta solar con sistema de almacenamiento COYA, la cual actualmente posee el sistema de almacenamiento con mayor capacidad de la nación. El clúster de los datos de energía y costos marginales muestra cómo las cargas de energía son efectuadas en los bloques de mediodía, cuando la sobreoferta solar reduce el costo marginal, llegando inclusive a ser cero. Por otro lado, las descargas se efectúan durante los bloques nocturnos, en los momentos de mayor necesidad del sistema y cuando el costo marginal se incrementa, evidenciando así su gran aporte hacia una operación más flexible y económica.

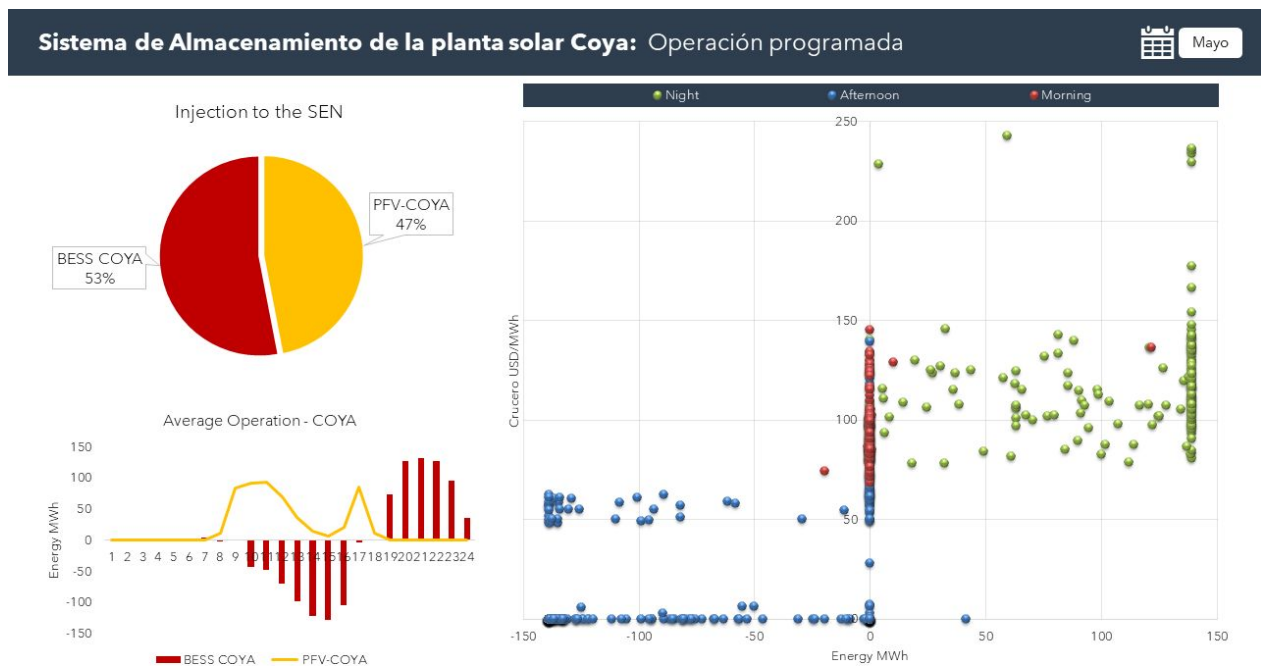


Figura 3.4: Operación programada de planta solar + BESS COYA durante el mes de mayo 2024. Elaboración propia para Grid & Zero Energy Consulting [11].

### 3.2.2. Uso como infraestructura de transmisión

Con respecto al uso de SAE como activo de transmisión, el DECRETO 125 [4], en su ARTÍCULO 109, establece que la operación de estos sistemas, los cuales forman parte de la infraestructura de transmisión asociada al proceso de planificación de transmisión, será centralizada y determinada por el CEN en función de minimizar los costos de abastecimiento y garantizar la seguridad del sistema eléctrico. Además, se describe textualmente que “*los coordinados titulares de dichos sistemas de almacenamiento de energía, no participarán*

*en los balances de transferencias por las inyecciones y retiros asociadas a la operación...”. Esto evidencia que los SAE que entren en operación como infraestructura de transmisión estarán sujetos a las características propias de este segmento, el cual se caracteriza por ser una economía de escala que lo convierte en un monopolio natural y no en un mercado competitivo, como sí lo es el segmento de generación eléctrica. Por tanto, estos sistemas deben ser regulados y planificados de manera centralizada.*

En el DECRETO 37 [5], que establece el reglamento y planificación de la transmisión, describe en el ARTÍCULO 102 cómo se incorporarán los SAE en el proceso de planificación, debiendo cumplir con los objetivos de reducir los costos de inversión, operación y fallas del sistema eléctrico. Para ello, se detallan dos usos principales de los sistemas de almacenamiento en transmisión: aquellos que permiten aumentar la capacidad segura de transmisión y aquellos que suministran la demanda de clientes finales en situaciones donde el abastecimiento a través de líneas no resulte adecuado. En relación con esto, se incluirán en el Proceso de Planificación aquellos SAE que cumplan con las siguientes características y objetivos:

D37 Art. 102 || Usos de sistemas de almacenamiento de energía en transmisión

1. **SAE intensivos en potencia:** con propósito de aumentar la capacidad segura de transmisión y cuya relación entre energía y potencia cumple con  $E/P \leq 0.5$ .
2. **SAE intensivos en energía:** con propósito de abastecer la demanda de una zona, perteneciente a Sistemas de Transmisión Zonal y cuya relación entre energía y potencia cumple con  $E/P \geq 5$ .

Notar que la relación entre energía y potencia determina la capacidad energética temporal en horas permitida para los sistemas de almacenamiento. Para su uso en el aumento de capacidad de transmisión, la gestión de energía no puede exceder los 30 minutos. En cambio, para suplir la demanda zonal, esta gestión puede extenderse hasta un máximo de 5 horas. Esto impone restricciones estrictas en el dimensionamiento de estos sistemas para su contribución a la transmisión. Además, se establece explícitamente que no podrán ser parte del Proceso de Planificación de transmisión aquellos SAE con gran capacidad de gestión temporal cuyo propósito sea el arbitraje de energía.

Una de las metas del Proyecto de Ley de Transición Energética, descrito en la Sección 3.1.3, es que el segmento de transmisión deje de tener un giro único, como lo impone la LGSE [9], permitiendo así participar e impactar en otros mercados. En el ámbito del almacenamiento en transmisión para el aumento de capacidad, estos sistemas podrían ofrecer sus excedentes

de energía preservando la seguridad. Sin embargo, la ley actualmente no lo permite. Además, con lo expuesto en esta sección, se observa que la regulación también es estricta en cuanto al dimensionamiento de estos sistemas en transmisión, limitando su gestión energética temporal a no más de media hora.

#### Resumen || Restricciones en transmisión

Actualmente, la transmisión enfrenta dos grandes restricciones normativas. Una limita al segmento a tener un giro único, impidiendo su participación en otros mercados; la otra restringe el uso del almacenamiento para aumentar capacidad a una gestión de 30 minutos.

### 3.3. Aumento de capacidad de transmisión mediante SAE

En la sección anterior, se detallaron los modos de operación de un sistema de almacenamiento cuando es incorporado como infraestructura de transmisión. Uno de los usos más destacados y actualmente en auge tanto a nivel nacional como global es su aplicación para aumentar la capacidad segura de transmisión. Para entender completamente el uso de sistemas de almacenamiento intensivos en potencia, es fundamental comprender el criterio de seguridad N-1, tal como se define en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio [12] (en adelante también NTSyCS).

#### NTSyCS || Criterio N-1

Criterio de seguridad que garantiza que, ante la ocurrencia de una contingencia simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones provocando la salida en cascada de otros componentes.

En términos prácticos, el criterio N-1 en la transmisión es una medida preventiva que limita la capacidad segura de una línea de transmisión. De manera sencilla, si una línea de doble circuito tiene una capacidad nominal, el criterio N-1 preventivo restringe la capacidad máxima del flujo al de un único circuito. Esta consideración cobra especial relevancia en el contexto chileno, ya que, dado su geografía el SEN es un sistema longitudinal y no enmallado, lo cual hace que la capacidad de transmisión se vea fuertemente influenciado. El criterio N-1 preventivo es de suma relevancia para una operación segura en el sistema eléctrico, por lo cual preservarlo y mejorar su adaptación es crucial. Actualmente el costo de proveer seguridad en transmisión se compensa limitando la capacidad de las líneas, sin embargo, con las crecientes

nuevas tecnologías es importante plantearse: ¿es posible mantener la seguridad del sistema, sin sacrificar la capacidad de transmisión? De esta reflexión surge la propuesta de integrar sistemas de almacenamiento como *Grid Booster* en el sector de transmisión, asignándoles la función comúnmente conocida como “línea virtual”. Esto permite pasar de una restricción basada en el criterio N-1 preventivo a una que se denomina N-1 correctivo en este documento. Es decir, se incrementa la capacidad limitada en transmisión por el criterio de seguridad N-1 preventivo, permitiendo una mayor utilización de la infraestructura de la red. En caso de fallos en algún circuito, los sistemas de almacenamiento de acción rápida en los extremos entran en operación para garantizar la seguridad. Es importante destacar que se trata de almacenamiento de acción rápida, ya que estos sistemas tienen capacidades de respuesta rápida en carga y descarga, permitiendo así evitar las variaciones de frecuencia[13].

### Definiciones propuestas || Diferenciación en criterios de seguridad N-1

En el desarrollo de este documento, se empleará el uso de las siguientes definiciones que hacen referencia a la metodología empleada para proporcionar seguridad en transmisión.

- **N-1 preventivo:** Criterio N-1 definido por la NTSyCS, que limita la capacidad de transmisión de las líneas para proporcionar seguridad ante fallos.
- **N-1 correctivo:** Criterio que permite utilizar una mayor o total capacidad de transmisión permanente de las líneas, proporcionando seguridad mediante sistemas de almacenamiento.

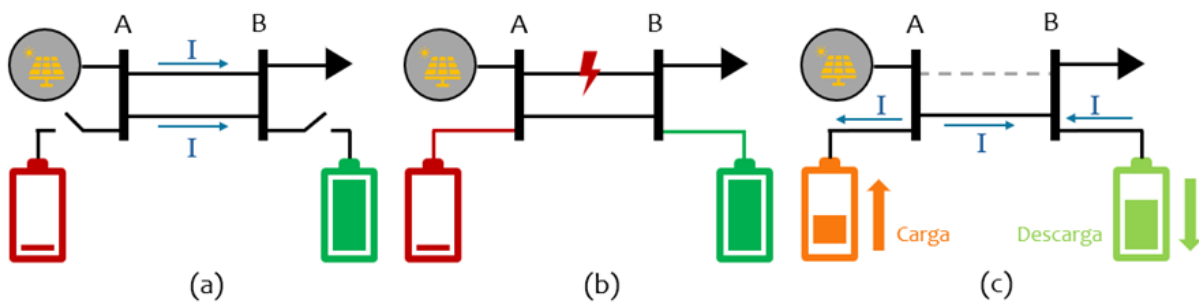


Figura 3.5: Línea de transmisión de doble circuito con sistema de almacenamiento para implementación de criterio N-1 correctivo. (a) Aprovechamiento de capacidad de ambos circuitos. (b) Falla de uno de los circuitos y conexión de sistemas de almacenamiento. (c) Funcionamiento correctivo gracias a la carga y descarga de los sistemas de almacenamiento en los extremos. Elaboración propia.

Este cambio de la restricción del criterio N-1 preventivo hacia un N-1 correctivo se

ilustra en la Figura 3.5, que representa un sistema eléctrico simplificado con dos barras y una línea de doble circuito. La generación se encuentra en la barra A, y la demanda en la barra B. En el instante (a), la línea de transmisión opera a capacidad nominal con ambos circuitos. En el instante (b), se produce una falla en uno de los circuitos, y entran en funcionamiento los sistemas de almacenamiento de acción rápida en los extremos. Finalmente, en el instante (c), se muestra cómo los flujos se distribuyen gracias a los sistemas de almacenamiento. En el extremo de generación, el sistema de almacenamiento comienza a cargarse, mientras que, en el extremo de carga, es el sistema de almacenamiento conectado en este punto el que suministra lo que, debido a la condición de indisponibilidad del circuito, no puede ser proporcionado desde la barra A. Es importante señalar que la ejemplificación proporcionada tiene como objetivo simplificar la comprensión al ilustrar un escenario con extremo de generación y otro de demanda. En un sistema real, tanto la demanda como la generación pueden manifestarse en cualquier nodo, siendo interpretados respectivamente como extremo excedentario (generación) y extremo deficitario (demanda). En este último caso, el nodo deficitario recibirá el flujo de potencia proveniente del nodo excedentario.

### 3.3.1. SAE en transmisión alemana

El uso estratégico de sistemas de almacenamiento para aumentar la capacidad de transmisión se está implementando cada vez más en los sistemas eléctricos a nivel mundial. Un ejemplo es el proyecto alemán que aspira a contribuir a alcanzar las ambiciosas metas en la transición energética del país, quienes proyectan lograr una red 100 % renovable para el año 2035 [14]. Este proyecto piloto, liderado por TransnetBW, consiste en la instalación de un sistema de baterías de 250 MW con una hora de capacidad de almacenamiento, conectado a la subestación *Kupferzell*. Este sistema permitirá transportar una mayor cantidad de energía eólica desde el norte del país hacia el sur, contribuyendo de manera significativa a la estabilidad y eficiencia de la red eléctrica [15]. Es crucial señalar que el proyecto alemán mencionado anteriormente presenta un sistema *Grid Booster* con un único sistema de almacenamiento en la subestación *Kupferzell*. En este caso, el parque eólico asume la responsabilidad de reducir su generación en caso de falla de uno de los circuitos para evitar sobrecargas. Aunque este enfoque implica una coordinación ante fallos entre sistemas de almacenamiento y generación, también puede implementarse exclusivamente con sistemas de almacenamiento en los extremos de la línea afectada, como se ejemplificó anteriormente.

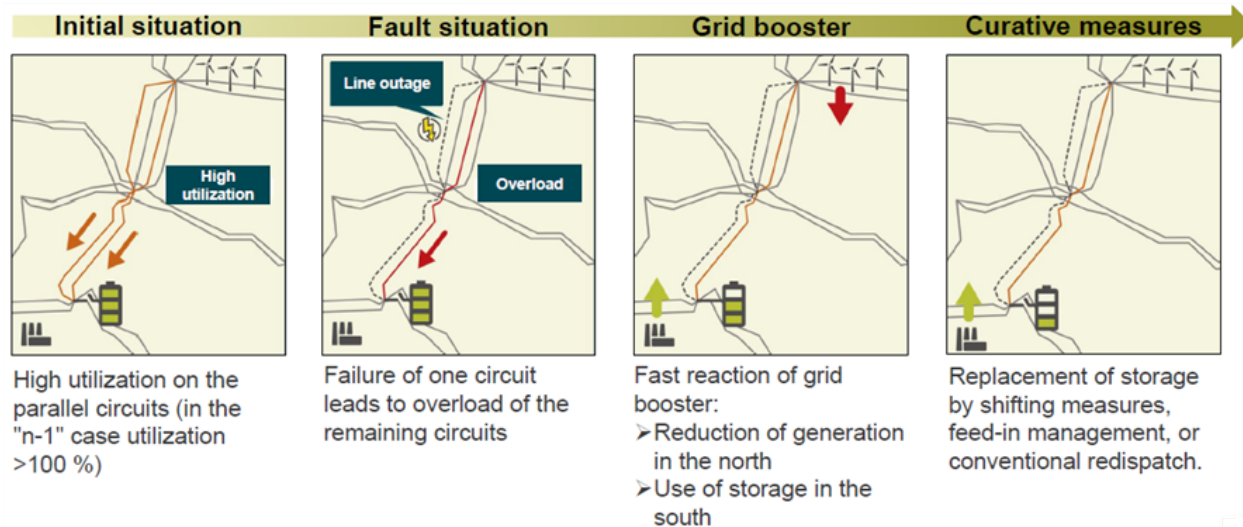


Figura 3.6: Proyecto piloto de *Grid Booster*. Elaborada por TransnetBW [15].

### 3.3.2. SAE en transmisión chilena

El interés por los sistemas de almacenamiento como infraestructura de transmisión también ha permeado entre los actores del sistema eléctrico chileno. En el marco del Plan de Expansión de la transmisión 2021, Transelec presentó ante la Comisión Nacional de Energía (en adelante e indistintamente CNE o la Comisión) una evaluación de un proyecto de almacenamiento de energía, consistente en dos equipos BESS ubicados en las subestaciones Parinas y Polpaico [16]. Este proyecto tiene como objetivo aumentar la transferencia por el corredor entre ambas subestaciones 2x500 kV, superando el límite establecido por el criterio N-1 preventivo. Para ello, propusieron baterías con una capacidad de 500 MVA y tiempo de sostenimiento de la potencia entregada/absorbida de 15 minutos. Las Figuras 3.7 y 3.8 muestran, respectivamente, el funcionamiento en estado normal y en estado de contingencia, considerando transferencias de norte a sur.

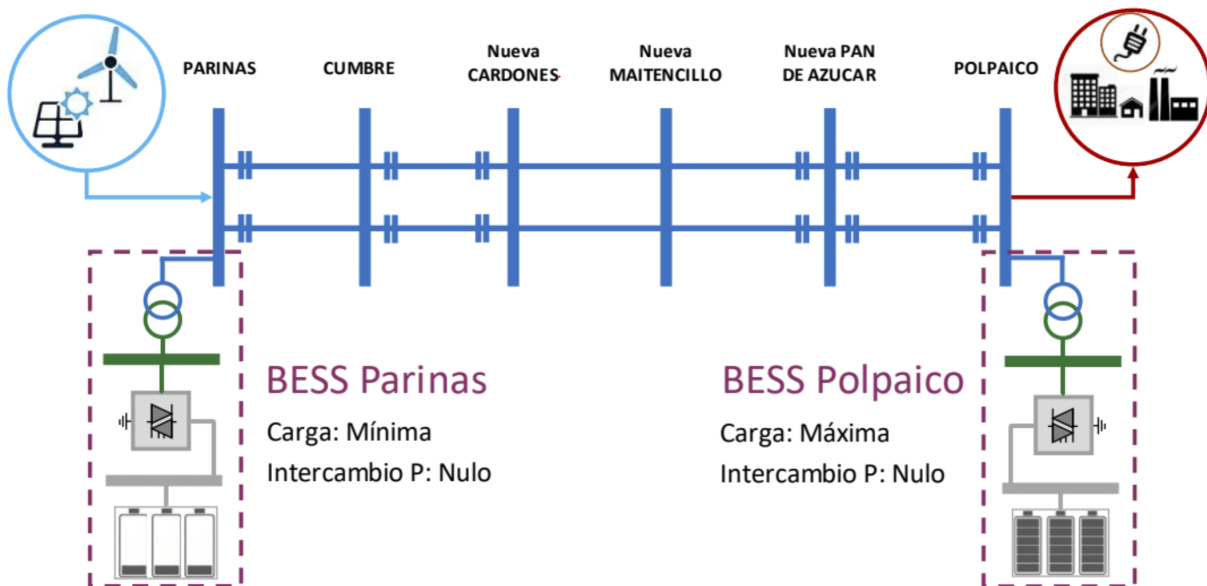


Figura 3.7: Operación estado normal. Elaborado por Transelec [16].

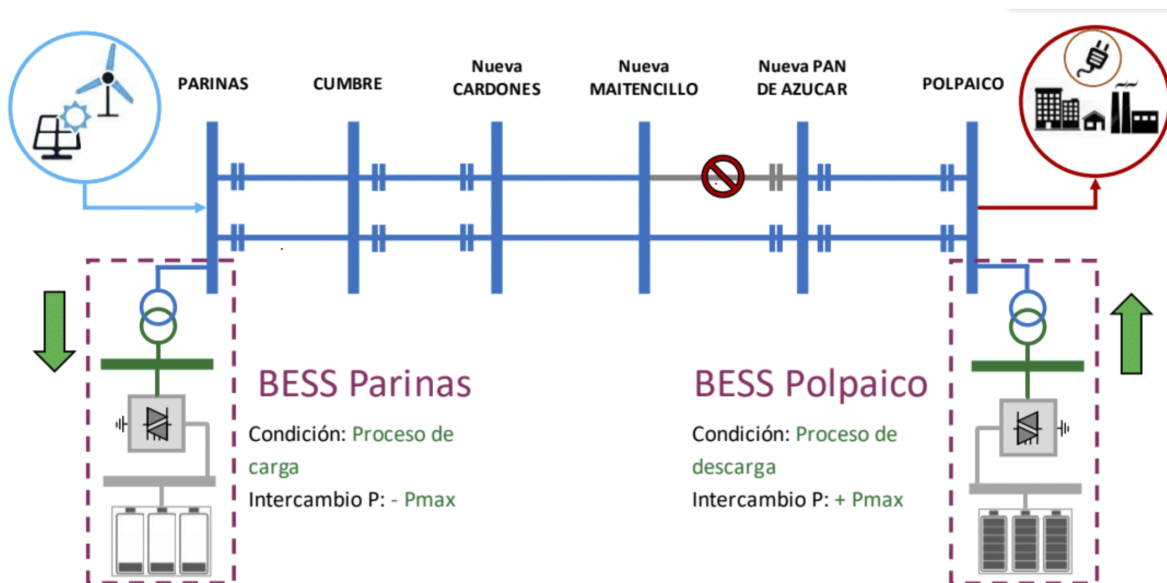


Figura 3.8: Operación estado contingencia. Elaborado por Transelec [16].

Este proyecto no fue considerado dentro de los proyectos a licitar según el INFORME TÉCNICO FINAL PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2021 [17] publicado en marzo de 2022. Sin embargo, en dicho informe se propuso otro sistema de almacenamiento para apoyar la transmisión entre la subestación Parinas y Seccionadora Lo Aguirre, denominado “Nuevo sistema de control de flujo mediante almacenamiento Parinas–Seccionadora Lo Aguirre”. Este proyecto, con una inversión de 211 MMUSD,

permitiría incrementar la capacidad de transmisión entre 400 y 500 MVA entre la región de Antofagasta y Metropolitana.

Aunque existe un gran interés y un reconocimiento explícito por parte de la CNE sobre los grandes beneficios que ofrece este proyecto de almacenamiento en transmisión [18], actualmente no se ha adjudicado. En el proceso de Ofertas Administrativas y Técnicas de las Propuestas del año 2023, donde los inversionistas interesados pueden ofertar por las obras licitadas, el nuevo sistema de control de flujo fue declarado desierto por superar el Valor Máximo y el Valor de Margen de Reserva, según lo establece el documento del Coordinador “ACTA DE DECLARACIÓN DE LICITACIÓN DESIERTA” [19]. Esto marca un precedente, ya que los inversionistas están ofertando a precios superiores a las estimaciones de la CNE, lo que evidencia una mayor toma de riesgo del que está asumiendo el organismo gubernamental.

### 3.4. Costos de Sistemas de Almacenamiento

La CNE, en su “INFORME DE COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO” [29] establece costos de inversión, fijos y variables de referencia para los distintos proyectos de generación y almacenamiento dentro del SEN. En el informe anual de mayo 2024, se establecen los siguientes costos de inversión y costos fijos de referencia.

Tecnología	Costo de inversión referencial (US\$/kW)
Almacenamiento BESS @2-4 hrs	1.252
Almacenamiento BESS @4-6 hrs	1.556
Solar	771
Solar PMGD	941
Solar Térmica	6.381
Eólica	1.534
Geotérmica	5.291
Térmica a gas natural (CC)	1.086
Térmica a gas natural (CA)	816
Térmica a biomasa	3.885
Térmica a biogás	1.384
Térmica Diésel	487
Hidráulica de embalse	5.369
Hidro-Pasada	4.746
Mini Hidro-Pasada	2.274
Eólica + Almacenamiento @4-5 hrs/50%P <sub>nom</sub>	1.727
Solar + Almacenamiento @2-4 hrs/70%P <sub>nom</sub>	1.503
Solar + Almacenamiento @4-8 hrs/90%P <sub>nom</sub>	1.762

Figura 3.9: Costos de inversión referenciales unitarios USD/kW. Elaborado por la CNE [29].

Tecnología	Costos fijos (% valor de inversión)
Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto	2% - 3%
Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado	1% - 2%
Térmica diésel	1% - 2%
Eólica	1% - 2%
Solar fotovoltaica	1% - 2%
Solar Térmica (Concentración)	1% - 2%
Hidráulica de Pasada (> 20 MW)	2% - 3%
Mini-Hidráulica (< 20 MW)	2% - 3%
Hidráulica de Embalse	1%
Térmica a Biomasa	1% - 2%
Térmica a Biogás	1% - 2%
Geotérmica	2% - 3%
Eólica con Almacenamiento	1% - 2%
Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	1% - 2%
Sistemas de Almacenamiento en Baterías	1% - 2%

Figura 3.10: Costos fijos por tecnología. Elaborado por la CNE [29].

De esta forma, los proyectos con almacenamiento entre cuatro a seis horas poseen costos de inversión de 1,556 USD/kW. Mientras que el costo fijo se estima en torno a 1 %-2 % de la inversión.

### 3.5. Oportunidades en los SAE

Lo expuesto en las secciones anteriores ha permitido visualizar los diversos usos de los SAE en el SEN. La Figura 3.11 muestra un esquema basado en el informe “PROPUESTA REGULATORIA PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN CHILE” [20], desarrollado por Valgesta en 2019, que identificaba de manera temprana para el país la gran versatilidad que estos sistemas podrían alcanzar. Ante esta situación, Valgesta ya alertaba: “*Un proyecto de almacenamiento podría no financiarse o no ser lo suficientemente rentable si no se aprovechan al máximo estas oportunidades*”. Este aprovechamiento de oportunidades se ilustra en la Figura 3.12, que muestra el incremento de la remuneración anual a medida que aumentan las oportunidades.



Figura 3.11: Oportunidades para los sistemas de almacenamiento. Elaboración propia [20].

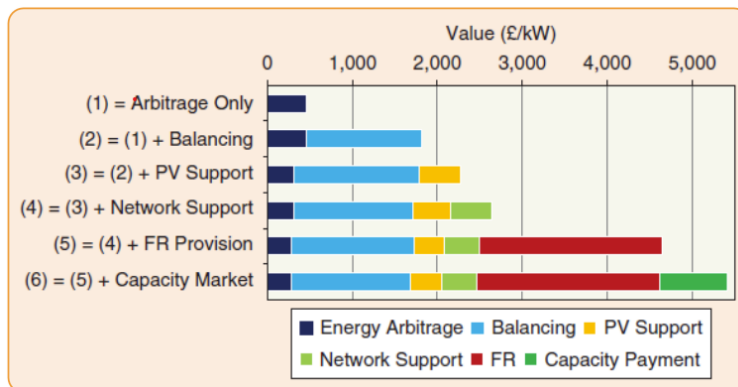


Figura 3.12: Ejercicio teórico sobre el incremento del valor de un sistema de almacenamiento instalado en conjunto con una planta solar en el Reino Unido [21].

Sin duda, los sistemas de almacenamiento ofrecen numerosas posibilidades para contribuir a un sistema eléctrico. Desde un punto de vista de inversión, los retornos se volverían más atractivos para los agentes interesados. Desde un punto de vista sistémico, se incrementaría la capacidad de almacenamiento, aportando a una mayor flexibilidad, mejor colocación de energía y reducción de los costos operativos. Como resumen de la Sección 3.2.2 se estableció que, actualmente los SAE como infraestructura de transmisión están restringidos fuertemente en dos aspectos:

1. Al ser un activo de transmisión caen bajo su regulación, impidiendo su uso con otro fin que no sea perteneciente a este mercado regulado.
2. Límite de gestión energética temporal a máximo 30 minutos.

Estas restricciones limitan el aprovechamiento eficiente de todas las oportunidades ofrecidas por los SAE intensivos en potencia, lo que, desde un punto de vista de inversión, los hace menos atractivos al limitar las fuentes de retorno, como se ejemplifica en la Figura 3.12. Desde un punto de vista sistémico, mantener SAE inoperativos, como ocurre con los SAE destinados a aumentar la capacidad de las líneas en espera de una falla, no contribuye a una operación más económica.

Todo esto lleva a reconocer que la regulación actual de los SAE en transmisión está limitando el aprovechamiento óptimo de las oportunidades brindadas por las tecnologías de almacenamiento, resultando en una capacidad ociosa que podría ser significativa. La normativa vigente impide que estos sistemas maximicen su potencial al restringir su operatividad a situaciones específicas, como la espera de una falla en la red. Por ejemplo, un sistema de almacenamiento en transmisión podría realizar arbitraje de energía en momentos donde es seguro y económico para el sistema.

#### Resumen || Oportunidad de los SAE

Los SAE son versátiles y pueden ofrecer numerosas oportunidades para contribuir a los sistemas eléctricos. En Chile, la normativa vigente para el uso de almacenamiento en el aumento de capacidad de transmisión limita estas oportunidades, lo que resulta en una capacidad ociosa. El aprovechamiento de esta capacidad ociosa de energía almacenada podría generar beneficios tanto sistémicos como para los actores de inversión.

### 3.6. Propuesta: Permitir arbitraje para SAE en transmisión

En la sección anterior se evidenció la gran cantidad de oportunidades que ofrecen los SAE y como la normativa vigente en el sector de transmisión resulta en capacidades ociosas de energía almacenada. Esto plantea una pregunta: ¿Permitir que el almacenamiento en transmisión participe también en el arbitraje de energía contribuiría significativamente a una operación más económica del sistema? En este Trabajo de Memoria, se buscará evaluar el impacto económico operacional de permitir al almacenamiento:

#### Propuesta || Utilización de capacidad ociosa de los SAE

- Uso para aplicación del criterio N-1 correctivo.
- Arbitraje de energía en instantes seguros y económicos.

Para esto, se utilizará la solución propuesta en el “Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN” [6], desarrollado por el CEN y publicado en 2023. Este informe plantea que una capacidad de 2000 MW entrando en operación en 2026 generaría los mayores beneficios económicos para el país. El estudio no solo proporciona información sobre la capacidad, sino que también detalla la ubicación estratégica y las horas óptimas para el almacenamiento de energía, como se observa en la Figura 3.13. En este trabajo, se utilizarán la capacidad, ubicación y gestión energética propuestas para contribuir a la transmisión mediante la aplicación del criterio N-1 correctivo. Además, se buscará aprovechar la capacidad ociosa de los SAE permitiéndoles arbitrar energía.



Figura 3.13: Distribución de sistemas de almacenamiento en red simplificada al año 2026. Elaborada por el CEN. [6].

# Capítulo 4

## Metodología

En este capítulo, se aborda de forma detallada la implementación y documentación de los datos necesarios para reconstruir el SEN proyectado al año 2026 en el entorno de simulación LGPLAN. Se explicará cómo esta herramienta permite que los SAE contribuyan tanto al criterio N-1 correctivo como al arbitraje de energía. A continuación se describirá la PELP, fuente principal de datos a utilizar para la construcción del sistema eléctrico y el parque generador del año 2026.

### 4.1. Software de simulación LGPLAN

El software de simulación LGPLAN, desarrollado por el Dr. Leonardo Gacitúa, es un nuevo modelo de planificación y operación para sistemas eléctricos. Entre sus características distintivas se destaca su capacidad para integrar estados de contingencia, permitiendo simular la salida intempestiva de circuitos de transmisión. Esta funcionalidad permite al programa generar soluciones de despacho energético que anticipan posibles contingencias en líneas de transmisión específicas, según la configuración definida por el usuario.

#### 4.1.1. Bases de datos necesarias en LGPLAN

El uso de LGPLAN se realiza mediante la incorporación de bases de datos a diversos archivos Excel preestablecidos por la herramienta en un formato específico. En la Tabla 4.1, se detalla cada archivo requerido por el programa junto con una breve descripción de su contenido.

Tabla 4.1: Tabla descriptiva de los archivos necesarios en LGPLAN.

Nombre archivo	Descripción
data_cvgen	Contiene los costos variables de las unidades de generación
data_gen	Contiene las unidades generadoras despachables del sistema
data_hvdc	Contiene las líneas de transmisión en DC
data_lines	Contiene las líneas de transmisión en AC
data_load	Contiene la demanda asociada al período a simular
data_res	Contiene las centrales no despachables del sistema
data_ror	Contiene los perfiles de energía disponible para las centrales Hidro
data_solar	Contiene los perfiles de generación de las centrales solar FV
data_sto	Contiene los sistemas de almacenamiento del sistema
data_wind	Contiene los perfiles de generación de las centrales eólicas
data_bus	Contiene la lista de barras de la red
data_param	Contiene los parámetros de simulación para el programa
data_period	Contiene los periodos que utiliza el programa
data_scena	Contiene los nombres de los escenarios
data_conti	Contiene la lista de contingencias asociadas
data_	Un archivo donde se guarda información para la simulación

Es importante destacar que los archivos `data_ror`, `data_solar` y `data_wind` contienen los perfiles energéticos disponibles para la central ror, solar y wind de manera genérica. Esto implica que, para cada central de tipo hidroeléctrica, solar y eólica debe existir un archivo específico que indique su disponibilidad correspondiente.

#### 4.1.2. Glosario LGPLAN

A continuación, se presenta el glosario de las variables utilizadas para facilitar una comprensión completa de la formulación del problema de optimización expuesta en la Sección 4.1.3.

## Conjuntos

Siglas	Significado
$B$	Barras
$\mathcal{C}^0$	Estado pre-contingencia
$\mathcal{C}^L$	Estado post-contingencia
$\mathcal{C}$	$\mathcal{C}^0 \cup \mathcal{C}^L$
$G$	Unidades de generación
$G^E$	Unidades de almacenamiento Convencional ESS
$G^F$	Unidades de almacenamiento de acción rápida FA-ESS
$L$	Líneas de transmisión
$T$	Serie temporal

## Parámetros

Siglas	Significado
$\beta_k, \gamma_k$	Coefficientes de la función de costo de generación
$\epsilon_{it}^N, \epsilon_{it}^C$	Costo de la energía no suministrada para estados normal y post-contingencia
$\eta_k^+, \eta_k^-$	Eficiencia de carga y descarga
$\Gamma^C$	Duración del estado post-contingencia
$\underline{V}_{ic}, \overline{V}_{ic}$	Límites de la magnitud de tensión

## VARIABLES INDEPENDIENTES

Siglas	Significado
$p_{ktc}^C$	Potencia de carga del almacenamiento (real)
$p_{ktc}^D$	Potencia de descarga del almacenamiento (real)
$soc_{kt}$	Estado de carga del almacenamiento (real)
$p_{it\bar{c}}$	Potencia activa de demanda desprendida
$u_{kt}^G$	Decisión de generación (binaria)

## VARIABLES DEPENDIENTES

Siglas	Significado
$\Lambda$	Costo total de generación (real)
$\Phi$	Costo total de energía no suministrada (real)
$p_{jt}^L$	Transferencia de potencia activa (real)
$p_{jt}^{L'}$	Transferencia de potencia activa virtual (real)
$q_{jt}^L$	Transferencia de potencia reactiva (real)
$q_{jt}^{L'}$	Transferencia de potencia reactiva virtual (real)

### 4.1.3. Problema de optimización

Para la consideración de estados post-contingencia en los resultados de simulación de LGPLAN, se deben tener en cuenta restricciones adicionales al planteamiento del problema de optimización de despacho convencional. A continuación se muestran las restricciones de seguridad adicionales que son implementadas por el software de simulación [22].

#### Función objetivo

$$\text{mín } \Lambda + \Phi$$

$$\Lambda = \sum_{k \in G} \sum_{t \in T} \{ \beta_k p_{ktc}^G + \gamma_k u_{kt}^G \} \quad c \in \mathcal{C}^0$$

$$\Phi \geq \sum_{i \in B} \sum_{t \in T} \left\{ \epsilon_{it}^N p_{itc}^U + \sum_{\epsilon \in L} \epsilon_{it}^C p_{it\bar{c}}^U \right\} \quad c \in \mathcal{C}^0$$

#### Conservación de potencia

Las ecuaciones de conservación de potencia son modificadas considerando operación normal con  $c \in \mathcal{C}^0$  y en estado post-contingencia con  $c \in \mathcal{C}^L$ .

$$p_{jt}^{UL} U_{jc}^L \leq p_{jtc}^L \leq p_{jt}^{UL} U_{jc}^L \quad \forall j \in L, t \in T, c \in \mathcal{C}$$

$$q_{jt}^{UL} U_{jc}^L \leq q_{jtc}^L \leq q_{jt}^{UL} U_{jc}^L \quad \forall j \in L, t \in T, c \in \mathcal{C}$$

$$U_{jc}^L = 1 \quad \forall j, c \in \mathcal{C}^0$$

$$U_{jc}^L = 0 \quad \forall j | C(j) = c, c \in \mathcal{C}^L$$

#### Tensiones de barra

Los límites de tensión se definen para operación normal y para post-contingencia.

$$\underline{V}_{ic} \leq V_{itc} \leq \overline{V}_{ic} \quad \forall i \in B, t \in T, c \in \mathcal{C}$$

## Almacenamiento

Se debe considerar para los sistemas de almacenamiento su estado de carga para los estados de operación normal y post-contingencia.

$$SOC_{kt} - SOC_{k(t-1)} = \eta_k^+ \cdot p_{ktc}^C - \frac{1}{\eta_k^-} \cdot p_{ktc}^D \quad \forall k \in G^E \cup G^F, c \in \mathcal{C}^0, t \in T \mid t > T_s \quad (4.1)$$

$$SOC_{kt\tilde{c}} - SOC_{ktc} = \left( \eta_k^+ \cdot p_{kt\tilde{c}}^C - \frac{1}{\eta_k^-} \cdot p_{kt\tilde{c}}^D \right) \Gamma^C \quad \forall k \in G^F, t \in T, c \in \mathcal{C}^0, \tilde{c} \in \mathcal{C}^L \quad (4.2)$$

### 4.1.4. SAE ante estados post-contingencias

Las ecuaciones (4.1) y (4.2) representan el estado de carga de las baterías en condiciones de operación normal y post-contingencia, respectivamente. Estas ecuaciones están vinculadas mediante el estado de carga en el tiempo  $t$  de la operación normal, es decir,  $SOC_{kt} = SOC_{ktc}$ . La ecuación (4.2), en términos descriptivos, establece que el estado de carga en operación normal debe asegurar un nivel de energía suficiente para cubrir las demandas en caso de contingencia durante un período de tiempo  $\Gamma^C$ .

Dentro del entorno de LGPLAN, esta configuración es personalizable: los SAE pueden configurarse para responder o no a contingencias. En términos prácticos, si no se les permite actuar ante fallas de transmisión, los SAE se limitarán al arbitraje de energía. Sin embargo, si esta propiedad está activada y los SAE pueden responder ante contingencias, además de realizar arbitraje, su estado de carga deberá mantener niveles suficientes para suministrar energía en situaciones de post-contingencia definidas. Esta capacidad configurativa permite a los SAE aumentar su rol en el sistema, aportando no solo en la gestión de energía, sino también en la seguridad y resiliencia del sistema eléctrico.

Esta propiedad se puede configurar a través del archivo `data_param`, descrito en la Tabla 4.1, mediante la opción denominada “FAESS”<sup>1</sup>. Al establecer el valor “yes” en esta casilla, se activa la capacidad de los SAE para considerar los estados post-contingencia. Esto, a su vez, permite que los SAE contribuyan al incremento de la capacidad de transmisión al cambiar de un criterio N-1 preventivo a un criterio N-1 correctivo.

---

<sup>1</sup>FAESS se refiere a *Fast Action Energy Storage System* (Sistema de Almacenamiento de Energía de Acción Rápida), que son sistemas diseñados para responder de manera ágil ante contingencias, con el fin de garantizar la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Debido a su capacidad para reflejar estados post-contingencia en sus resultados, el uso de esta herramienta es ideal para este Trabajo de Memoria. Los estados de carga de las baterías en transmisión se calcularán dinámicamente de manera óptima, asegurando el cumplimiento del criterio N-1 correctivo. Además, gracias a este cálculo óptimo se aprovecharán los remanentes de energía almacenada para la posibilidad de arbitraje.

#### 4.1.5. Consideración de estados post-contingencia

La formulación del modelo incluye explícitamente los estados de contingencia en transmisión, vinculándolos a sus correspondientes estados en la serie temporal de la operación normal. Esto permite obtener el estado de carga de las baterías antes y después de las interrupciones en transmisión [22]. En la Figura 4.1 se ejemplifica cómo en cada uno de los seis estados temporales se calculan ocho posibles contingencias.

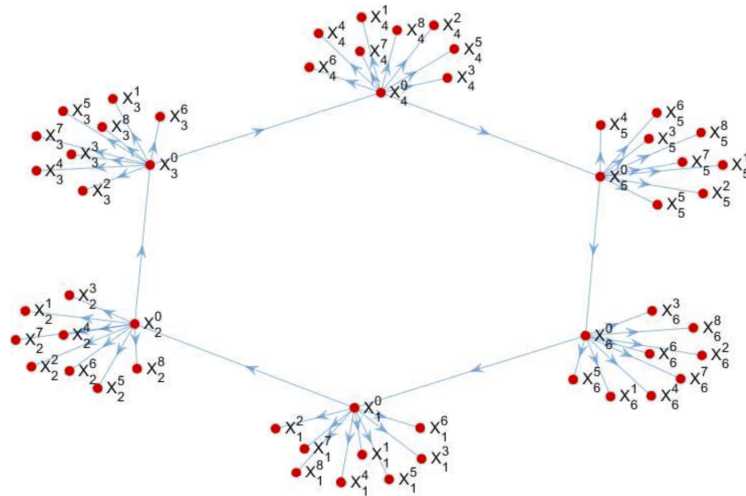


Figura 4.1: Representación gráfica de los estados de operación normal y post-contingencia. Ejemplo de seis estados en serie de tiempo  $X_t^c |_{c=0}$  con evolución de ocho posibles contingencias  $X_t^c |_{c \geq 1}$ . Elaborado por Leonardo Gacitúa [22].

## 4.2. Implementación del sistema

Para llevar a cabo este estudio, el primer paso es replicar las proyecciones esperadas del SEN y sus múltiples actores para el año 2026. Para ello, se utilizará como principal fuente de información el proceso PELP 2023-2027 [23]. La PELP tiene como objetivo

realizar proyecciones de la demanda y la oferta energética del país, por al menos 30 años, considerando distintos escenarios. El proceso PELP a utilizar se encuentra en desarrollo y proporciona la información más actualizada. Este proceso es fundamental porque ofrece datos representativos sobre las expectativas y planificaciones para múltiples años, asegurando que el presente Trabajo de Memoria se base en la información más actual disponible para el año 2026.

La PELP 2023-2027 [23] se destaca por ser el primer proceso en el que los escenarios se redujeron de cinco a solo tres. En esta ocasión, se establecen los siguientes procesos:

#### PELP 2023-2027 || Escenarios de estudio

1. Recuperación Lenta Post-COVID 19.
2. Rumbo a la Carbono Neutralidad en 2050.
3. Acelerando la Transición Energética.

En la Figura 4.2 se presentan las diferentes consideraciones tomadas para cada uno de los Escenarios Energéticos [24] evaluados.

Como se mencionó anteriormente, el enfoque de la PELP es lograr proyecciones a largo plazo. Por lo tanto, los escenarios se van distanciando cada vez más en el futuro. Para el desarrollo de este trabajo, se busca replicar el SEN para el año 2026, un período de mediano plazo. Por esta razón, se espera que los escenarios no representen cambios significativos para este año. No obstante, se propone utilizar la información de las bases de datos asociada al escenario medio, que está alineada con los objetivos principales de la nación: alcanzar la neutralidad de carbono para el año 2050. Las bases de datos INPUT y OUTPUT de los procesos PELP pueden obtenerse desde la página web del Ministerio de Energía: Repositorio [25].

#### Resumen || Elección de escenario PELP

Para la realización de este Trabajo de Memoria se utilizará el escenario medio estudiado por la PELP, el cual corresponde a:

- Rumbo a la Carbono Neutralidad en 2050.

GRUPO	FACTOR	Recuperación	Carbono Neutralidad	Transición Acelerada	
Externos	Crecimiento económico	Bajo	Medio	Alto	
	Precio de combustibles fósiles	Bajo	Medio	Alto	
	Disminución de costos de tecnologías ERNC	Disminución lenta	Disminución media	Disminución rápida	
Emisiones locales y globales	Compromisos climáticos de mitigación GEI	NDC y CN 2050 incierta	NDC y CN 2050	NDC y adelanto CN	
	Disminuir contaminación local sector residencial	Leña seca	Alta en zona urbana	Alta en zona urbana Disminuye uso a largo plazo	Disminución substancial uso de leña, la que queda es seca
		Calefacción distrital	Base	Medio	Alto
	Recambio de calefactores residencial	Recambio de calefactores	Base	Medio	Medio
		Aislación térmica	Base	Medio	Alto + net zero buildings
	Precio al carbono	Bajo	Medio	Alto	
Nuevas tecnologías	Electromovilidad	Estrategia actual	Niveles carbono neutralidad	Mayores a Carbono neutralidad	
	Hidrógeno verde (H2V)	Tendencia natural	Niveles carbono neutralidad	Estrategia de H2 verde	
	Almacenamiento en SEN		Medio	Alto	Alto+
		Generación distribuida	Base	Alta	Alto+
	Gestión inteligente de la demanda		Gestión climatización	Gestión horaria EM Gestión climatización	Gestión inteligente EM Gestión climatización
		Sistema energético + descentralizado /rol del usuario	Antofagasta y Magallanes Producción de H2V	Antofagasta y Magallanes Media producción on-grid Exportación baja	Descentralización, con más puntos de producción en el país (Antofagasta-Valparaíso-Biobío-Magallanes) Alta producción on-grid Exportación optimista
	Tecnologías de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS)	No	Sí	Sí	
Eficiencia energética	Uso eficiente en CPR	Ley EE	Ley EE+	Ley EE + y Net zero buildings	
	Uso eficiente en Transporte, Industria y Minería	Ley EE	Ley EE+	Ley EE++ Alta penetración de renovables en usos térmicos/motrices	
Operación del sen	Uso del gas y diésel	Sin restricciones	Sólo centrales existentes	Operación sin emisiones CO2	
	Cierre de carboneras	Actual (2040)	Acelerado (2035)	+Acelerado (2030)	
Integración internacional	Importación/exportación de energía	Actual	Exportación H2	Exportación H2+ y combustibles sintéticos	

Figura 4.2: Descripción de escenarios PELP proceso 2023-2027 [24].

### 4.2.1. Modelación del SEN

En la Figura 4.3 se presenta un esquema uninodal representativo del SEN para el año 2026, basado en las bases de datos del escenario de carbono neutralidad al 2050, disponible en el repositorio [25]. El esquema se compone de 26 barras, correspondientes a 24 subestaciones distintas que abarcan el territorio nacional. Solo son consideradas las líneas y subestaciones de 220 kV y 500 kV.

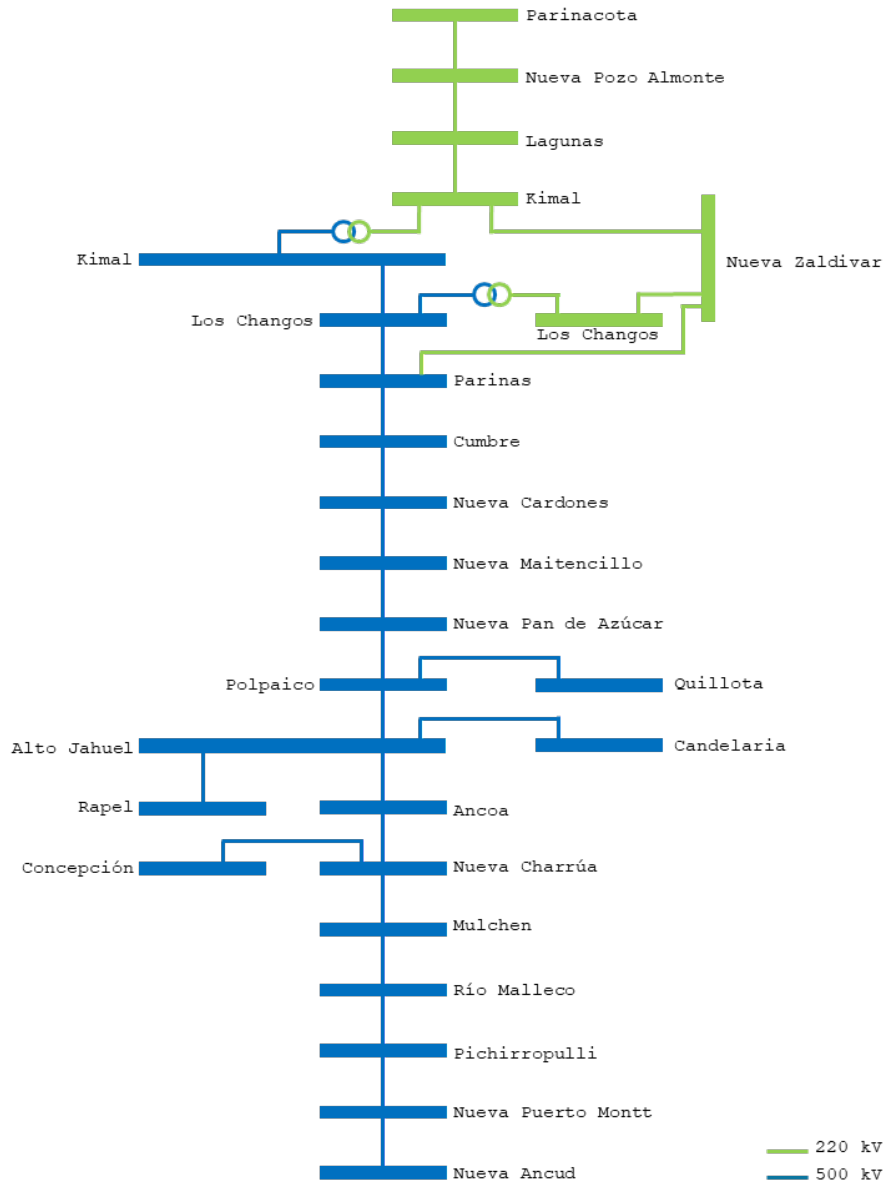


Figura 4.3: Modelación del sistema eléctrico para el año 2026. Elaboración propia en base a los resultados PELP [25].

En la Tabla 8.1, ubicada en el Anexo 8.1, se detallan las bases de datos que componen el sistema eléctrico de transmisión para cada año. En la Tabla 4.2 se presenta la información condensada de la Tabla 8.1, la cual muestra los flujos máximos para cada línea a modelar al año 2026.

Tabla 4.2: Flujos máximos N-1 preventivos modelado para el año 2026.

Nombre	Flujo máximo MW
L_AltoJahuel500_Ancoa500	2900
L_Ancoa500_NuevaCharrua500	3000
L_Candelaria500_AltoJahuel500	680
L_Concepcion500_NuevaCharrua500	260
L_Cumbre500_NuevaCardones500	1500
L_Kimal220_NuevaZaldivar220	815
L_Kimal500_LosChangos500	1590
L_Lagunas220_Kimal220	789
L_LosChangos220_NuevaZaldivar220	525
L_LosChangos500_Parinas500	1500
L_NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	2360
L_NuevaCharrua500_Mulchen500	1540
L_NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500	2500
L_NuevaPandeAzucar500_Polpaico500	2280
L_NuevaPozoAlmonte220_Lagunas220	662
L_NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500	660
L_Parinacota220_NuevaPozoAlmonte220	226
L_Parinas500_Cumbre500	1500
L_Pichirropulli500_NuevaPuertoMontt500	805
L_Polpaico500_AltoJahuel500	1880
L_Quillota500_Polpaico500	1803
L_Rapel500_AltoJahuel500	394
L_RioMalleco500_Mulchen500	1290
L_RioMalleco500_Pichirropulli500	483
L_Parinas500_NuevaZaldivar220	660
Tr1_Kimal500_Kimal220	1500
Tr1_LosChangos500_LosChangos220	1500

## 4.2.2. Perfil de Demanda

En la Figura 4.4 se muestra el perfil de demanda proyectado por la PELP para cada año. Se observa que la demanda proyectada para 2026 es cercana a los 100 TWh. En la Figura 4.5, se presenta el comportamiento de la demanda para un día representativo de cada mes, obtenida de la base de datos de la carpeta INPUT de la PELP [25].

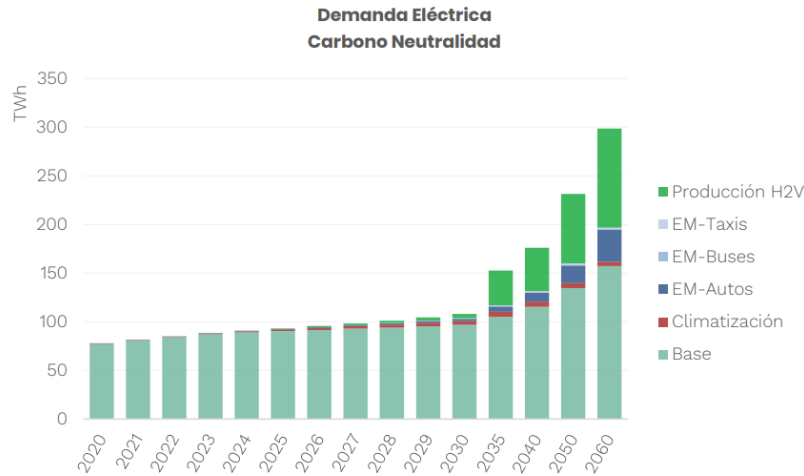


Figura 4.4: Perfil de demanda proyectada por año. Elaborado por el Ministerio de Energía [23].

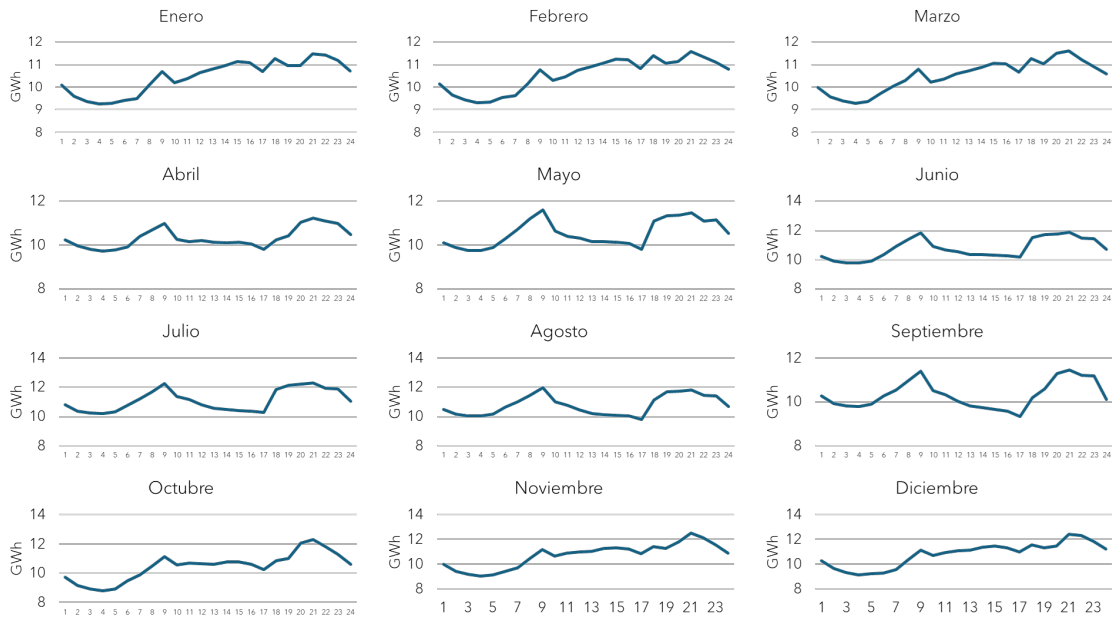


Figura 4.5: Demanda de día representativo por cada mes del año 2026. Elaboración propia basada en datos del Repositorio de la PELP [25].

### 4.2.3. Perfil de Generación

En las Figuras 4.6 - 4.7 se muestran los resultados del perfil de generación anual para el horizonte de estudio en el escenario de carbono neutralidad. Como se puede observar, el año 2026 se caracteriza por una alta capacidad renovable y es el primer año proyectado con capacidad de almacenamiento.

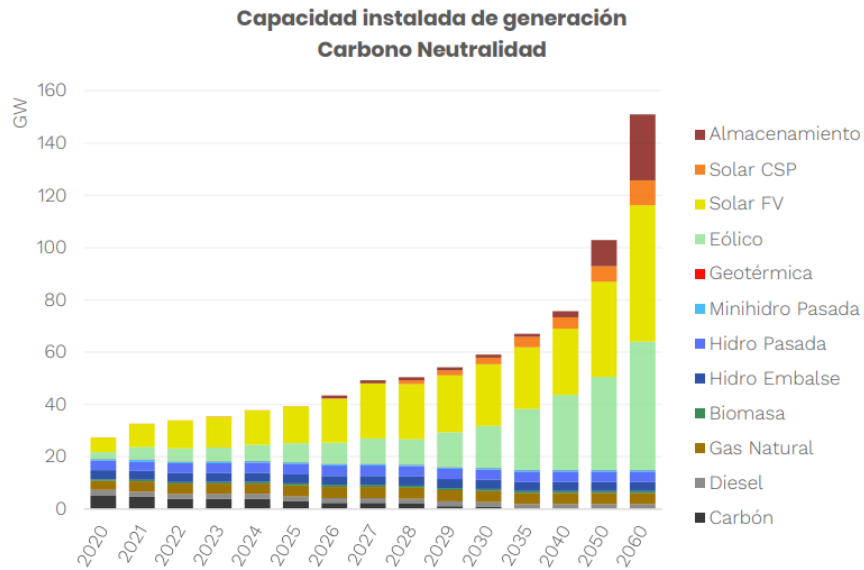


Figura 4.6: Perfil de capacidad instalada por año resultante de la PELP. Elaborado por el Ministerio de Energía [23].

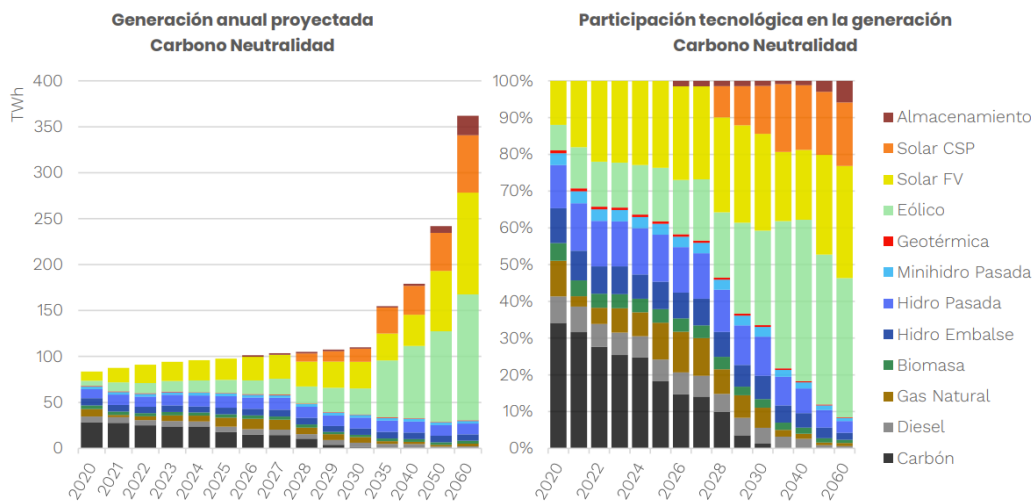


Figura 4.7: Perfil de generación de energía por año resultante de la PELP. Elaborado por el Ministerio de Energía [23].

#### 4.2.4. Almacenamiento

Como se mencionó en la Sección 3.6, en septiembre de 2023 el Coordinador publicó el estudio de planificación titulado “Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN” [6], en el cual se establecen las características óptimas del almacenamiento que debe entrar en operación en el país para el año 2026. Este informe reafirmó los esfuerzos de la nación hacia una mayor integración de proyectos de almacenamiento en la matriz energética, proponiendo incluso una licitación de estos sistemas para cumplir con las metas del informe. Sin embargo, dicha licitación fue cancelada, ya que los actores del mercado, impulsados por las diversas señales del país, comenzaron a invertir en SAE de manera anticipada, permitiendo alcanzar la proyección esperada de almacenamiento para 2026 entre sistemas operativos, en estado de prueba, en construcción y solicitudes [26]. Actualmente, el Ministerio de Bienes Nacionales, en colaboración con el Ministerio de Energía, está licitando terrenos fiscales para proyectos de almacenamiento en las zonas identificadas por el informe del CEN. Esta iniciativa se enmarca en el “PLAN NACIONAL PARA IMPULSAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN TERRENOS FISCALES” [27]. Debido a los amplios esfuerzos por alcanzar los niveles óptimos de almacenamiento para el año 2026, este Trabajo de Memoria tomará en cuenta las cantidades de SAE recomendadas por el CEN. Las características de estos sistemas se muestran en la Figura 3.13 y se describen en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Características de los SAE propuestos por el CEN [6].

Zona	Capacidad MW	Horas
S/E Lagunas	600	6
S/E Kimal	400	8
S/E Andes	100	6
S/E Parinas	300	6
S/E Cumbre	400	6
S/E Cardones	200	8

# Capítulo 5

## Adaptación previa

En este capítulo se describen las principales adaptaciones en las bases de datos y los supuestos tomados para obtener la operación del año 2026 mediante las simulaciones en el software LGPLAN.

### 5.1. Demanda

Además del sistema eléctrico ilustrado en la Figura 4.3 en la Sección 4.2.1, el modelo original de la PELP incorpora tres barras adicionales que están destinadas a la demanda de hidrógeno verde, específicamente:

- Polpaico 500 kV H2
- Nueva Charrúa 500 kV H2
- Kimal 500 kV H2

Estas barras adicionales se conectan mediante líneas de transmisión a sus barras principales correspondientes — Polpaico 500 kV, Nueva Charrúa 500 kV y Kimal 500 kV — con una capacidad de transmisión configurada en el modelo como prácticamente infinita, con un valor de 9,999.0 MW. En el presente estudio, se optó por simplificar esta configuración modelada por la PELP, integrando las demandas de hidrógeno verde directamente en las demandas de las barras principales asociadas, lo cual permite un análisis consolidado sin la necesidad de una separación específica para el hidrógeno verde.

## 5.2. Costos de combustible

Para las simulaciones realizadas, se utilizó la información de costo de combustible medio definido en el escenario “Rumbo a la Carbono Neutralidad en 2050” disponible en el Repositorio [25]. El programa LGPLAN, herramienta de simulación para la operación y planificación eléctrica, implementa un despacho económico que optimiza la minimización de costos considerando contingencias operativas, por lo cual una de sus fortalezas es el modelado ante contingencias y no una serie de restricciones operativas estrictas como otros softwares de simulación. Las restricciones aplicadas en la generación térmica abarcan:

- Mínimos técnicos.
- Capacidad máxima.
- Toma de carga.
- Rechazo de carga.
- Costo variable

En contraste, la PELP amplía estas restricciones, incluyendo requerimientos adicionales, como las reservas para control primario, secundario y terciario, así como la disponibilidad de combustible. En este contexto, las bases de datos de la PELP registran un listado considerable de centrales cuyo costo variable de combustible se especifica como cero. Si estas centrales fueran modeladas en LGPLAN con costo cero, se incluirían como centrales de base<sup>1</sup>, lo cual podría otorgarles prioridad y un constante uso en el sistema. En la Tabla 5.1 se muestra el listado de centrales con costo variable reportado como nulo. Destaca, entre ellas, una central de gas natural licuado (GNL) sin costo variable, con una capacidad máxima de 300 MW, además de una considerable capacidad de generación a partir de biomasa, *fueloil* y cogeneración. En un modelo de despacho, estas centrales, al presentar costo variable nulo, tenderían a operar de manera continua, desplazando potencialmente otras fuentes de generación. Para corregir esta situación y evitar una representación no realista, se ajustaron los costos variables de estas centrales, asignándoles el promedio de costos de las centrales de la misma tecnología.

---

<sup>1</sup>Las centrales de base son aquellas que operan continuamente para satisfacer la demanda base durante toda la operación simulada.

Tabla 5.1: Centrales con costo variable cero informados por la PELP.

Barra	Nombre PELP	Tecnología PELP	Pmax MW
Concepcion500	Ancali1	BIOMASS	1.56
Concepcion500	CMPCLaja	BIOMASS	25.00
Concepcion500	CMPCPacifico	BIOMASS	33.00
Polpaico500	ElCampesino	BIOMASS	1.59
Ancoa500	Licanten	BIOMASS	6.00
Polpaico500	LomaLosColorados	BIOMASS	20.20
Concepcion500	LosPinosBiogas	BIOMASS	3.00
Ancoa500	Molina	COGENERATION	1.00
Concepcion500	NuevaAldeaIyIII	BIOMASS	46.68
Concepcion500	Petropower	COAL	20.50
Polpaico500	SantaIrene	BIOMASS	0.40
AltoJahuel500	SantaMarta	BIOMASS	17.73
AltoJahuel500	TrebalMapocho	BIOMASS	11.23
Pichirropulli500	Valdivia	BIOMASS	61.00
Ancoa500	Vinales	BIOMASS	22.00
Kimal500	CERROPABELLON	GEOHERMAL	81.00
Kimal500	DIESELTAMAYA	FUELOIL	103.68
Kimal500	ACIDOMEJILLONES	COGENERATION	17.50
Lagunas220	CTTARAPACA_CTTAR	COAL	131.65
Concepcion500	Copiulemu	BIOMASS	0.99
LosChangos500	IEM_gas	GNL	300.00
Kimal500	CTHORNITOS_CTH_bio	BIOMASS	100.00
Kimal500	CTANDINA_CTA_bio	BIOMASS	100.00
Quillota500	COGENERADORA_ACONCAGUA	COGENERATION	77.00

## 5.3. Modelado de SAE

### 5.3.1. Eficiencia en SAE

Las características técnicas de los SAE utilizados se presentan en la Tabla 4.3 de la Sección 4.2.4. Para todos estos sistemas, se definió una eficiencia de carga y descarga de 0.98, en concordancia con los estudios de operación diaria simulados en PLEXOS desarrollados por el Coordinador [28]. Este valor de eficiencia se asigna a los sistemas de almacenamiento que actualmente operan en el país o se encuentran en fase de prueba, garantizando así una modelación consistente con las condiciones reales de operación.

### 5.3.2. Ubicación de SAE

En la Tabla 4.3 de la Sección 4.2.4 se muestran las características de los sistemas de almacenamiento a utilizar para el modelamiento del sistema. La ubicación de todas estas se encuentra dentro de las bases de la PELP, a excepción de la S/E Andes. Este SAE será ubicado en la S/E Los Chagos 500 kV. De esta forma, se tendrá un SAE por cada una de las barras entre S/E Lagunas 220 kV y S/E Nueva Cardones 500 kV. Con esto, se definirán cinco posibles contingencias entre los circuitos de cada una de estas barras.

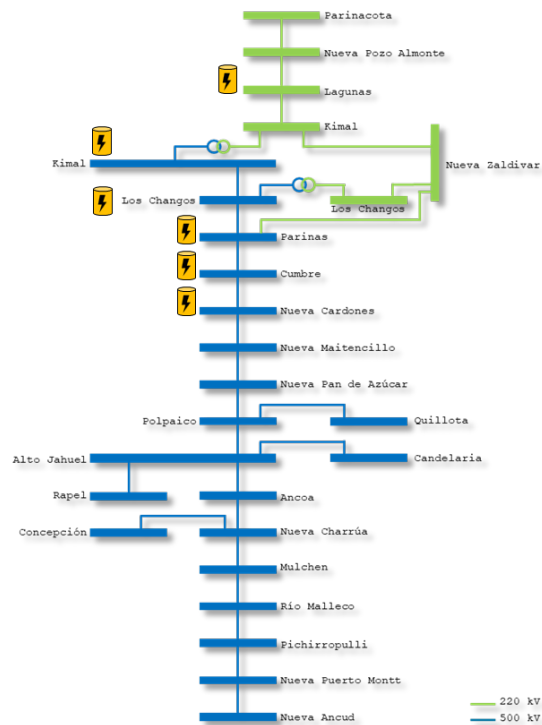


Figura 5.1: Ubicación empleada para los sistemas de almacenamiento. Elaboración propia.

## 5.4. Modelado de energía hidroeléctricas

En el software de simulación LGPLAN, las centrales hidroeléctricas se modelan como sistemas de almacenamiento. La principal diferencia radica en que a estas se les asigna el archivo `data_ror` (ver Tabla 4.1), el cual especifica la disponibilidad energética total de la central para el período de simulación. Esta capacidad energética es utilizada por LGPLAN para optimizar el despacho y minimizar costos. Una consideración importante es que el modelo optimiza el uso completo de la energía hídrica, es decir, no existe vertimiento asociado a esta tecnología

Para determinar la energía disponible por central, se empleó un proceso de ingeniería inversa, obteniendo directamente de las salidas de la PELP la generación hídrica de cada central. De este modo, se incorporó como entrada en LGPLAN el valor de energía suministrada por la generación hidroeléctrica proporcionada por la solución de la PELP. En la Figura 5.2 se observa la cantidad de generación hídrica disponible para cada día típico por mes.

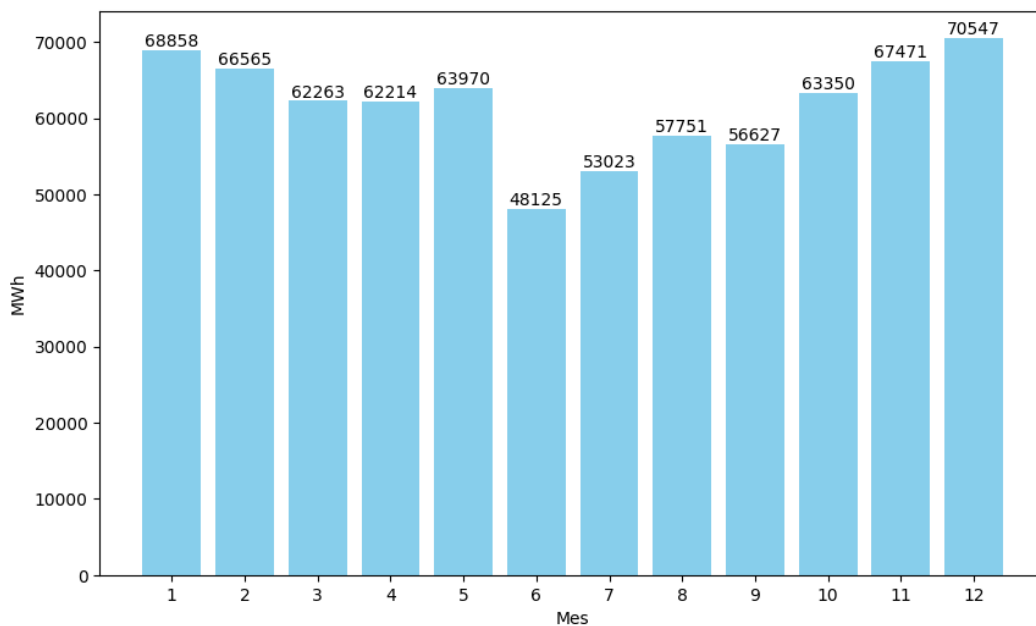


Figura 5.2: Disponibilidad de energía hídrica del día típico de cada mes.

## 5.5. Modelamiento para criterio N-1 correctivo

### 5.5.1. Capacidad N-1 correctivas de las líneas

Una consideración clave para este estudio es la correcta modelización de las capacidades máximas de transmisión. En la Tabla 4.2, presentada en la Sección 4.2.1, se muestra la capacidad máxima total correspondiente al criterio N-1 preventivo. Dado que en este trabajo se busca superar este criterio de seguridad para las líneas sujetas a la ocurrencia de fallas, es necesario especificar en el software LGPLAN la capacidad total de transmisión de las líneas, es decir, su capacidad N-1 correctiva. Para ello, es fundamental tener en cuenta la cantidad de circuitos disponibles para cada uno de los modelos equivalentes de líneas. Cabe destacar que esta información no es publicada por la PELP ni se detalla cómo se realiza la reducción de las distintas líneas para obtener el modelo simplificado mostrado en la Figura 5.1.

Con el fin de reflejar adecuadamente las capacidades de las líneas, se lleva a cabo un proceso de inspección visual utilizando la información contenida en el archivo KMZ proporcionado por el Coordinador, el cual debe ser solicitado directamente al organismo. Este archivo KMZ permite visualizar el SEN completo en un mapa satelital a través de Google Earth Pro. Mediante esta herramienta, se establece lo siguiente:

Tabla 5.2: Capacidad N-1 correctiva para las líneas sometidas a contingencias.

Nombre	N-1 preventivo MW	Circuitos	N-1 Correctiva MW	Equivalente por circuito MW
L.Lagunas220_Kimal220	789.0	6	946.8	157.8
L.Kimal500_LosChangos500	1,590	2	3,180	1,590
L.LosChangos500_Parinas500	1,500	2	3,000	1,500
L.Parinas500_Cumbre500	1,500	2	3,000	1,500
L.Cumbre500_NuevaCardones500	1,500	2	3,000	1,500

De esta forma, en el software LGPLAN se modelará cada uno de estos circuitos con la capacidad dada por los valores de la Tabla 5.2 de la columna “Equivalente por circuito MW”, mientras que para el resto de las líneas se modelarán como líneas únicas con capacidades N-1 preventivas sin posibilidad de contingencias asociadas.

# Capítulo 6

## Resultado

Esta sección describe el detalle de los tiempos de ejecución, los casos formulados para el estudio y los resultados obtenidos para el año 2026. Se destacan tanto los resultados generales de despacho como los análisis económicos a los costos operativos.

### 6.1. Casos de estudio

Para completar las simulaciones del año 2026, se deben realizar un total de 36 ejecuciones, correspondientes a tres escenarios por mes: el caso Base, que modela el SEN sin almacenamiento; el caso BESS, que incluye 2000 MW de almacenamiento; y el caso FAESS, que permite que estos 2000 MW de almacenamiento contribuyan al aumento de capacidad de transmisión, garantizando el criterio N-1 correctivo y realizando arbitraje de energía. Esta estructura de 12 meses por 3 escenarios cada uno da un total de 36 simulaciones, proporcionando una visión integral de las dinámicas del sistema para el año 2026 bajo distintas oportunidades brindadas por el almacenamiento de energía. La Tabla 6.1 presenta un resumen de los casos establecidos para las simulaciones.

Tabla 6.1: Definición de los casos considerados para las simulaciones.

Caso	Definición
Base	Sin almacenamiento
BESS	Con 2000 MW de almacenamiento para arbitraje de energía
FAESS	Con 2000 MW de almacenamiento para arbitraje de energía + criterio de seguridad N-1 correctivo

## 6.2. Contingencias establecidas

Como se explicó en la Sección 5.3.2, existen cinco líneas que conectan las subestaciones donde se han instalado los sistemas de almacenamiento de energía. Debido a la importancia de estas conexiones, se han definido contingencias específicas para estas líneas dentro de la hoja de cálculo denominada `data.conti`, descrita en la Tabla 4.1 de la Sección 4.1.1. Estas contingencias representan escenarios de fallo o desconexión que afectan el sistema, y permiten planificar medidas de respuesta para garantizar la estabilidad de la red en caso de interrupciones.

Tabla 6.2: Definición de contingencias incluidas para la simulación en LGPLAN.

Nombre contingencia	Circuito en falla	Nombre tramo
conti1	$C_1$	Lagunas 220 - Kimal 220
conti2	$C_1$	Kimal 500 - Los Changos 500
conti3	$C_1$	Los Changos 500 - Parinas 500
conti4	$C_1$	Parinas 500 - Cumbre 500
conti5	$C_1$	Cumbre 500 - Nueva Cardones 500

Estas contingencias se definen para un tiempo de 15 minutos en línea con lo establecido en la NTSyCS [12]. Esta se define como un valor en la propiedad “GAMMA” de 0.25 (15/60 horas) dentro de `data.param`.

### NTSyCS || Art. 5-35

... “Para efectos de lo señalado anteriormente, se entenderá por corta duración al período de duración no superior a 15 minutos, período durante el cual el Coordinador deberá adoptar medidas tales como redespacho de unidades generadoras u otras que sean eficaces para restituir la corriente transportada por el Elemento Serie a la correspondiente a su capacidad de operación permanente”

## 6.3. Tiempos de simulación

La Tabla 6.3 presenta un resumen de los tiempos de simulación totales requeridos para obtener los 12 días típicos correspondientes a cada mes, utilizando la versión LGPLAN6121. Adicionalmente, se especifican las características del equipo de cómputo empleado para realizar estas simulaciones:

- Marca : LENOVO ThinkPad

- Modelo: LAPTOP-A7KCA7DH
- Procesador: 12th Gen Intel(R) Core(TM) i9-12900HX 2.30 GHz
- RAM: 64.0 GB

Tabla 6.3: Tiempos de computo para cada simulación.

Mes	Casos simulados simultáneamente	Tiempo ejecución
1	3	07h:05m
2	3	07h:02m
3	3	07h:03m
4	3	07h:15m
5	3	07h:11m
6	3	07h:26m
7	3	07h:09m
8	3	07h:10m
9	3	07h:38m
10	3	07h:25m
11	3	07h:08m
12	3	07h:05m

Es importante señalar que los tiempos reportados corresponden al promedio de las simulaciones ejecutadas simultáneamente. Gracias a las características del equipo de estudio, fue posible ejecutar tres simulaciones en paralelo, lo que redujo el tiempo total de simulación para cada mes en aproximadamente dos tercios. Esta capacidad de procesamiento simultáneo optimizó significativamente la eficiencia de la obtención de resultados mensuales, obteniéndose la simulación completa del sistema en 3 días y 21 horas, aproximadamente.

## 6.4. Capacidad instalada del sistema al año 2026

El sistema modelado en LGPLAN, utilizando la información proporcionada por PELP y CEN, cuenta con una capacidad instalada proyectada para el año 2026, conforme a lo especificado en la Tabla 6.4.

Tabla 6.4: Capacidad instalada al año 2026 diferenciada por tipo de tecnología.

Tipo	Capacidad Intalada MW
BESS	2,000.0
Eólicas	8,083.6
Geotérmica	81.0
Hidroeléctricas	7,935.2
Solar	16,883.1
Termoeléctricas	14,480.2

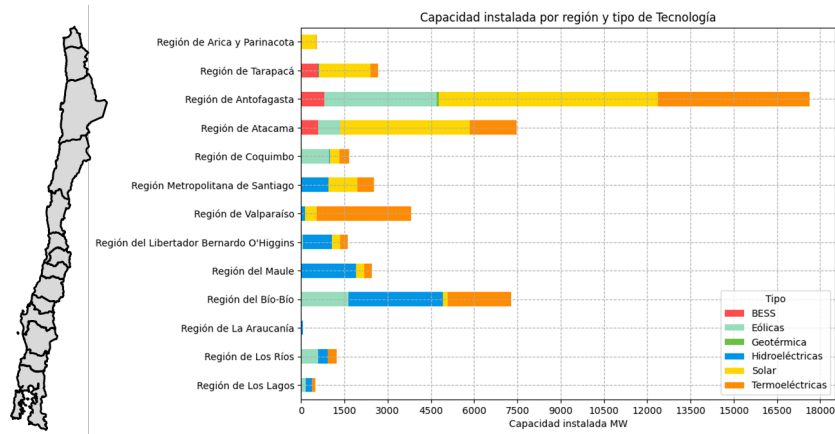


Figura 6.1: Capacidad instalada al año 2026 por tecnología y región en base a la información de la PELP[25] y el Coordinador [6]. Elaboración propia.

La Figura 6.1 muestra la capacidad instalada de distintas tecnologías de generación para el año 2026, desglosada por región. Esta clasificación regional permite visualizar la distribución de capacidad por tipo de tecnología en el país.

## 6.5. Despachos de energía y utilización de SAE

A continuación se muestran los resultados de despacho de energía para cada día típico de los meses del año 2026. Además, se establecieron tres bloques horarios para visualizar el comportamiento del despacho, los cuales vienen dados por la Tabla 6.5

Tabla 6.5: Definición de bloques horarios.

Bloque	Hora inicio	Hora fin
Mañana	1	5
Solar	6	20
Noche	21	24

### 6.5.1. Enero

Para el día típico del mes de enero, la Figura 6.2 presenta el despacho que minimiza los costos operativos del sistema bajo los tres casos de estudio analizados. Por otro lado, la Figura 6.3 ilustra la participación de las tecnologías, diferenciando entre inyecciones (gráfica de dona exterior) y generación (gráfica de dona interior)<sup>1</sup>. Los resultados muestran que la incorporación de 2000 MW de capacidad de almacenamiento, en ambos usos evaluados, reduce significativamente la participación de tecnologías basadas en combustibles fósiles y maximiza el aprovechamiento de fuentes de energía renovables, impulsando una mayor sostenibilidad en el sistema eléctrico.

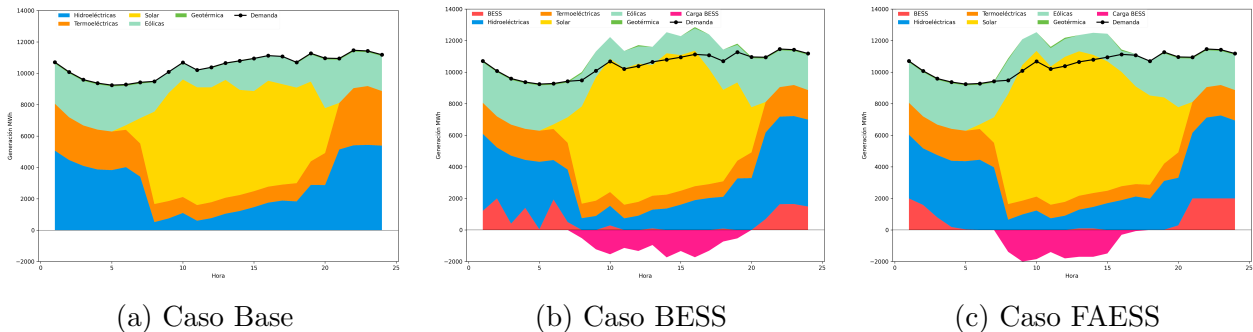


Figura 6.2: Despachos para día típico en el mes de enero 2026.

<sup>1</sup>Esta doble visualización se implementa para comparar directamente los cambios en la participación de generación por tecnología entre el caso Base y los casos con la incorporación de almacenamiento. Además, se distingue entre inyecciones y generación, dado que, técnicamente, los sistemas de almacenamiento no producen energía, sino que redistribuyen la existente.

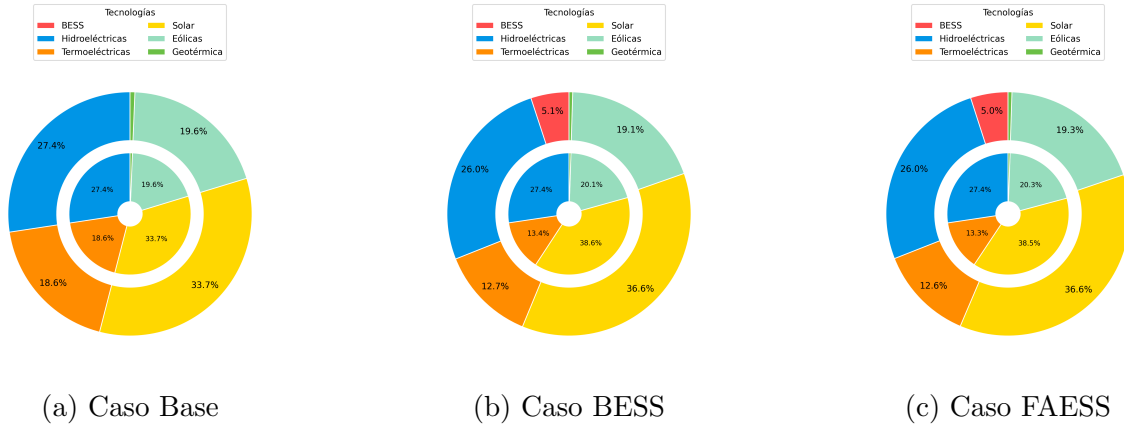


Figura 6.3: Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de enero 2026.

Adicionalmente, los resultados de las inyecciones por bloque, mostrados en la Figura 6.4, permiten observar cómo ambos usos de los sistemas de almacenamiento contribuyen significativamente a reducir la generación térmica durante los bloques Solar y Noche. Tanto en el caso BESS como en el caso FAESS, se evidencia una mayor preferencia por inyecciones en horas nocturnas, lo que reduce casi a la mitad el aporte térmico. Al mismo tiempo, la carga durante las horas de mayor penetración solar favorece un aprovechamiento más eficiente de las energías renovables solar y eólica.

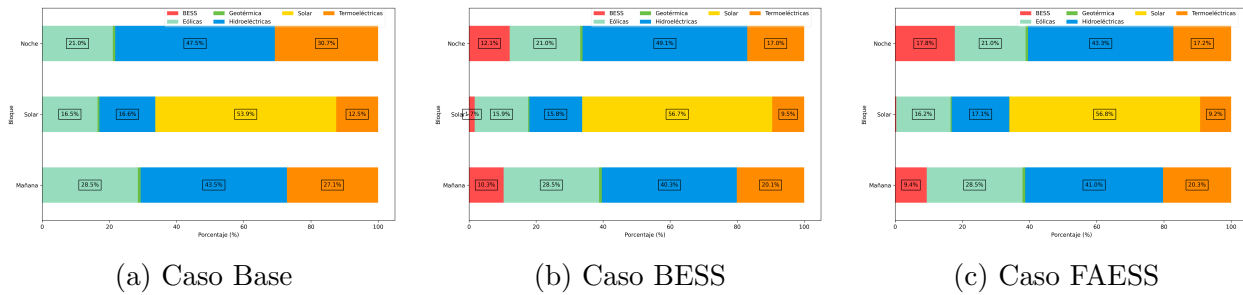


Figura 6.4: Distribución de energía inyectada por bloques horarios para día típico en el mes de enero 2026.

A continuación, se llevará a cabo un análisis detallado del despacho resultante para el día típico de enero, examinando las distintas dinámicas observadas en la Figura 6.2. Este análisis permitirá comprender en profundidad los resultados obtenidos y servirá como referencia para interpretar las dinámicas que se presentarán a lo largo de todo el año 2026<sup>2</sup>.

<sup>2</sup>Se proporcionará una explicación detallada con el objetivo de facilitar la comprensión de las tendencias observadas en cada mes, evitando así repetir explicaciones redundantes.

Un aspecto clave a destacar son las dinámicas del caso BESS, presentadas en la Figura 6.2b. En las primeras horas del día típico de enero, se observa un comportamiento abrupto entre el uso del almacenamiento y la generación hidráulica. Esto ocurre debido a que, en el software LGPLAN, ambos sistemas se modelan como mecanismos de almacenamiento energético sin considerar restricciones en sus límites de rampa. Además, como se detalló en la Sección 5.4, las centrales hidráulicas utilizan la totalidad de la energía disponible, es decir, sin posibilidad de vertimiento. Este comportamiento se refleja claramente en la Figura 6.3, donde se evidencia que el porcentaje de participación de la generación hidráulica permanece constante en un 27.4% en los tres casos analizados. Debido a esto, se posibilita esta dinámica entre ambas tecnologías para el uso de la energía hídrica que minimice el costo operativo. Por otro lado, el caso FAESS, mostrado en la Figura 6.2c, no presenta esta dinámica abrupta. Esto se debe a la inclusión de la restricción adicional a los sistemas de almacenamiento, relacionada con el aumento de capacidad en las líneas, lo que obliga a garantizar un estado de carga suficiente para mantener la seguridad del sistema frente a las cinco contingencias definidas. Como se observa, esta restricción da lugar a un perfil de carga y descarga en horarios concentrados.

En la Figura 6.2b, se observa la inyección de energía mediante sistemas de almacenamiento durante el bloque Solar, con una participación que alcanza un 1,7%, según lo mostrado en la Figura 6.4b. Sin embargo, durante este bloque predomina una preferencia por la carga debido a la alta penetración de energía solar y la consecuente disminución en los costos marginales. Esto se puede apreciar claramente en las horas 10, 13 y 18 del despacho del caso BESS mostrado en la misma figura, donde los sistemas de almacenamiento contribuyen con inyecciones. Esta dinámica responde a que, resulta más económico para el sistema realizar un inyecciones utilizando sistemas de almacenamiento, cuyo costo variable es nulo, en lugar de recurrir a centrales térmicas, que aumentarían los costos operativos del sistema. En la Figura 6.5 se observa claramente cómo, tras el aumento de la demanda a la hora 10 mostrado en la Figura 6.2, se incrementa la inyección de energía tanto de los sistemas de almacenamiento como de la generación hidroeléctrica. De este modo, el almacenamiento permite minimizar los costos operativos sin recurrir a re-despachos que incentiven la generación térmica.

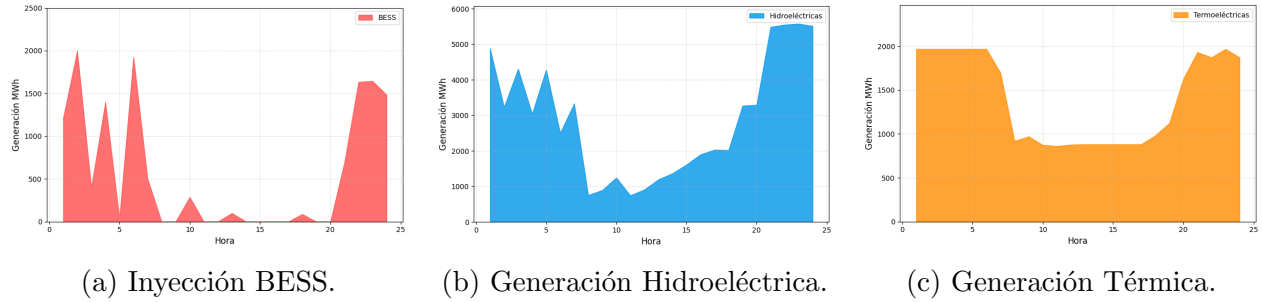
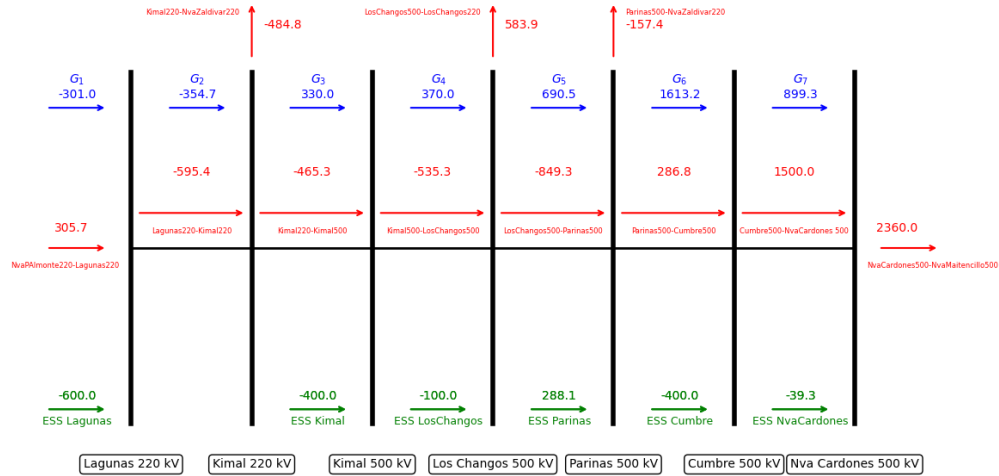


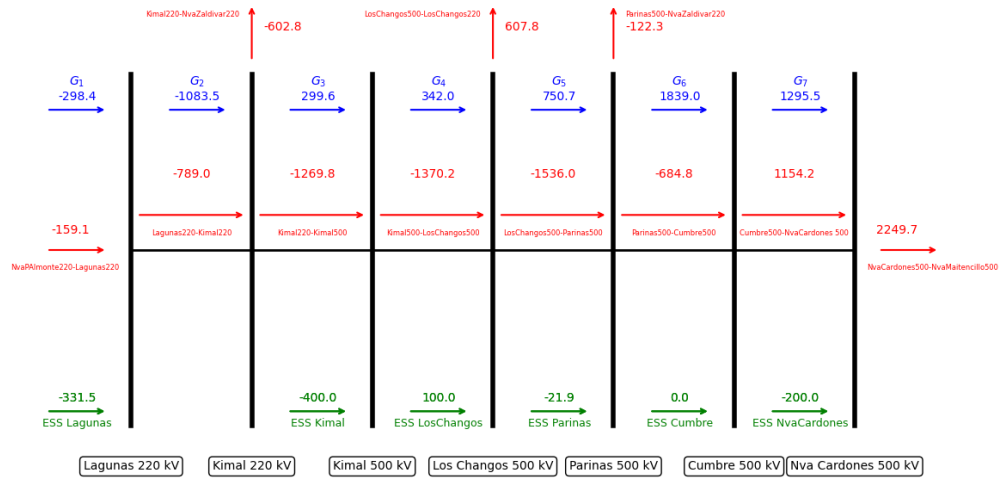
Figura 6.5: Desglose de inyecciones por tecnología para el caso BESS en el día típico del mes de enero.

Para ilustrarlo mejor, la Figura 6.6 presenta los esquemas de flujos de potencia en tres momentos clave. En este esquema, el color azul representa la generación neta por barra (generación menos demanda). En rojo se muestran los flujos por las líneas, y en verde la operación de los SAE. En las horas 10 y 18, las Figuras 6.6a y 6.6c muestran que el ESS Parinas es el único sistema de almacenamiento que inyecta energía a la red. Una alternativa sin la necesidad de realizar un re-despacho, sería inyectar esta energía directamente en la barra Parinas sin utilizar la energía almacenada. Sin embargo, en estos horarios, toda la energía renovable disponible en la barra ya está siendo utilizada. Esto se confirma en la Figura 8.2, ubicada en el Anexo 8.3, donde se observa que no hay vertimientos de energía en esa hora. Además, según la Figura 8.2 del Anexo 8.1, la capacidad instalada en Parinas proviene exclusivamente de generación solar, eólica e inyecciones del almacenamiento. Así, el sistema alcanza una solución donde el uso de la energía almacenada en ESS Parinas permite una operación de despacho óptima y económicamente eficiente.

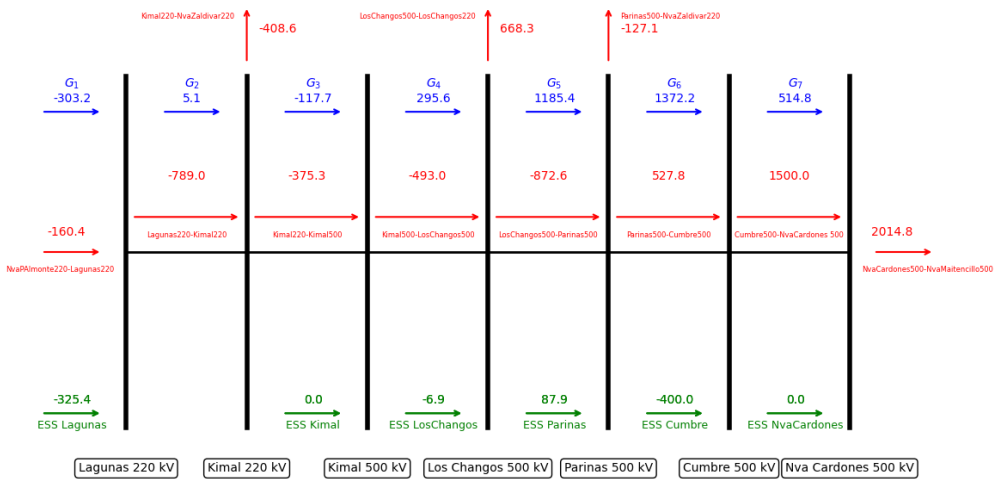
Para la hora 13, la Figura 6.6b muestra una inyección de 100 MWh de energía almacenada desde ESS Los Changos. Al igual que en el caso anterior, toda la energía renovable disponible en la barra está siendo utilizada (Figura 8.3), por lo que la opción más económica es recurrir al almacenamiento sin necesidad de emplear la generación térmica disponible en esta barra.



(a) Flujos hora 10.



(b) Flujos hora 13.



(c) Flujos hora 18.

Figura 6.6: Distribución de flujos de potencia del caso BESS para las horas 10, 13 y 18 en el día típico del mes de enero 2026.

La explicación anterior demuestra que el despacho visualizado converge a la solución donde un mayor uso de los SAE durante el bloque Solar, permite optimizar los costos operativos al no recurrir a un mayor uso de generación térmica. Si el uso del almacenamiento quedara restringido y se limitara únicamente a cargar durante las horas de sol sin la capacidad de aportar la energía almacenada a la red, ¿el re-despacho encarecería la operación al usar más generación térmica o se encontraría una solución económica equivalente? En el Anexo 8.4 se deja un análisis complementario que demuestra que la utilización de los SAE efectivamente permite disminuir la generación térmica y, con ello, el costo operativo del sistema.

Por otro lado, en el caso FAESS mostrado en la Figura 6.2c, también se observan inyecciones de energía durante el bloque Solar, aunque en una proporción menor. Esto es coherente con el modelo, ya que, en este escenario, la necesidad de garantizar la seguridad de las líneas bajo contingencias limita la capacidad de realizar inyecciones adicionales de energía.

Tabla 6.6: Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de enero.

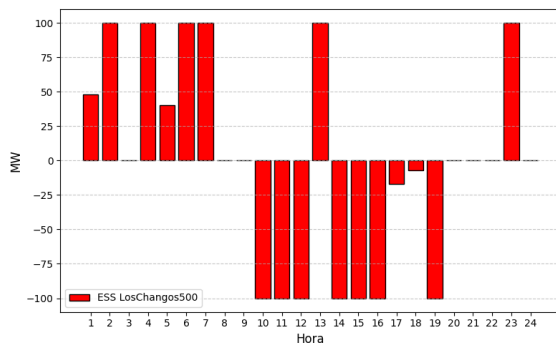
<b>Sistema de Almacenamiento</b>	<b>Ciclaje BESS</b>	<b>Ciclaje FAESS</b>
ESS Lagunas220	1.00	1.00
ESS LosChangos500	1.17	1.17
ESS Kimal500	1.00	1.00
ESS Parinas500	1.21	1.06
ESS Cumbre500	1.00	1.00
ESS NuevaCardones500	1.00	1.00

En la Tabla 6.6 se presentan los valores de ciclaje<sup>3</sup> asociados a los SAE implementados. Un ciclaje igual a uno indica que el sistema de almacenamiento ha inyectado al sistema eléctrico la totalidad de su capacidad de energía nominal durante el período de despacho analizado.

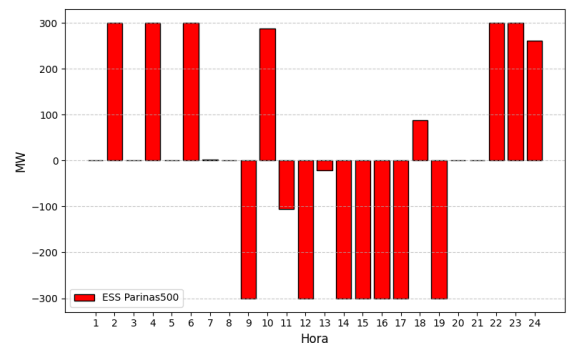
Desde una perspectiva económica, el desempeño óptimo de un SAE implica que este inyecte energía en momentos de menor disponibilidad de recursos económicos—generalmente en los bloques Mañana y Noche—y que, a su vez, se cargue durante los bloques de alta oferta de energía de bajo costo, como ocurre en el bloque Solar. Por lo tanto, un SAE que opera siguiendo esta lógica de carga y descarga tiende a un valor de ciclaje unitario, reflejando su contribución eficiente al sistema.

<sup>3</sup>Para la definición matemática de ciclaje, véase el Anexo 8.5.

Por otro lado, un ciclaje superior a uno indica un uso intensificado de los sistemas de almacenamiento, como se observa en los casos de ESS Los Changos y ESS Parinas en ambos escenarios analizados, mostrados en la Tabla 6.6. Esto sugiere que, además de operar bajo la lógica de carga y descarga descrita anteriormente, estos SAE están desempeñando un rol adicional en el sistema. En particular, su mayor actividad permite un despacho aún más económico, como se ha mencionado previamente. En la Figura 6.7 se muestra el perfil de carga y descarga de estos dos almacenamientos, evidenciando la contribución descrita anteriormente en las horas 10, 13 y 18, para el caso BESS, concordando con los flujos de potencia mostrados en los esquemas de la Figura 6.6.



(a) ESS LosChangos500.



(b) ESS Parinas500.

Figura 6.7: Ejemplo de perfil de carga y descarga para el caso BESS en el día típico del mes de enero.

De este modo, un SAE con un ciclaje superior a la unidad evidencia una contribución más allá del simple arbitraje de energía, optimizando aún más el despacho económico. Esto permite reducir el uso de generación térmica costosa, favoreciendo una operación más eficiente del sistema.

## 6.5.2. Febrero

Para el mes de febrero, las dinámicas observadas en el caso BESS, representadas en la Figura 6.8, mantienen un comportamiento similar al analizado para enero. Observando el caso FAESS, se visualiza un comportamiento aún más concentrados en los horarios de carga y descarga, sin contribuir a inyecciones durante el bloque Solar. En términos generales, se evidencia una reducción aproximada del 5% en la utilización de fuentes de energía térmica, lo que permite un mayor aprovechamiento de las energías renovables en la matriz energética.

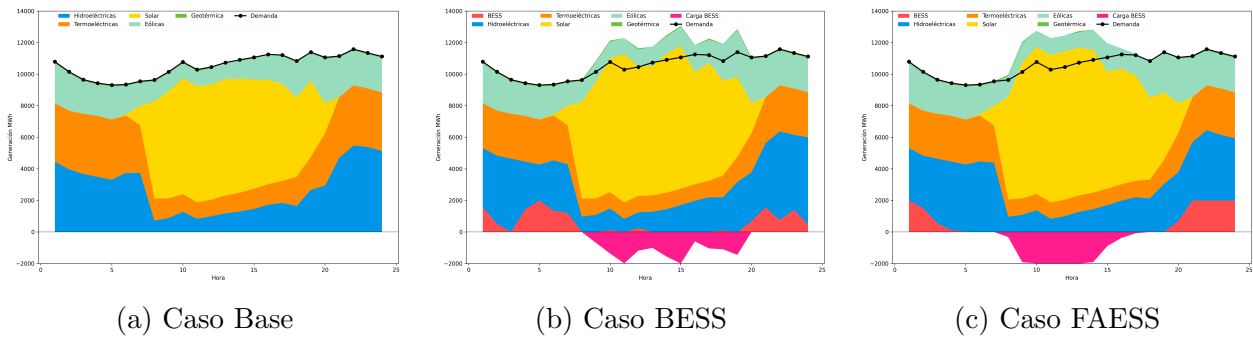


Figura 6.8: Despachos para día típico en el mes de febrero 2026.

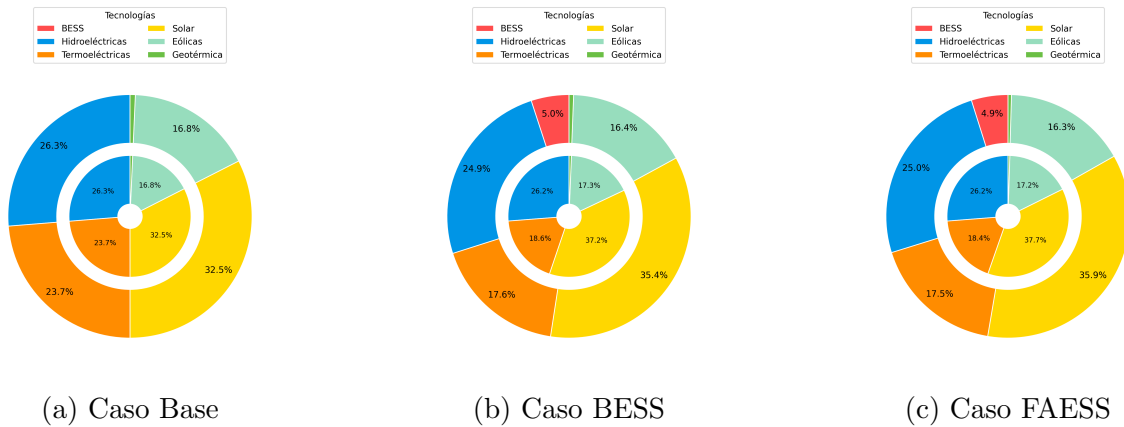


Figura 6.9: Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de febrero 2026.

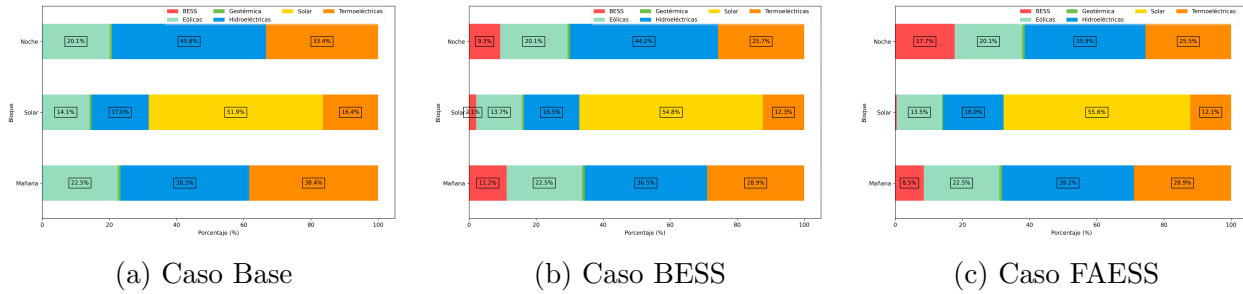


Figura 6.10: Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de febrero 2026.

En la Tabla 6.7, se identifican tres sistemas de almacenamiento con un ciclaje superior a uno en el caso BESS. Como se explicó anteriormente, estos sistemas permiten la reducción de costos durante el bloque Solar, al inyectar energía estratégicamente para disminuir el costo operativo del sistema. Por otro lado, en el caso FAESS, los ciclajes convergen hacia el valor unitario. Este comportamiento refleja un perfil de carga y descarga visualizado en la Figura 6.8c, destacándose la ausencia de contribución energética durante el bloque Solar.

Tabla 6.7: Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de febrero.

Sistema de Almacenamiento	Ciclaje BESS	Ciclaje FAESS
ESS Lagunas220	1.00	1.00
ESS LosChangos500	1.25	1.00
ESS Kimal500	1.02	1.00
ESS Parinas500	1.14	1.00
ESS Cumbre500	1.00	1.00
ESS NuevaCardones500	1.00	1.00

### 6.5.3. Marzo

En el mes de marzo, el caso Base muestra una mayor participación de generación térmica que los meses anteriores, atribuida a la menor disponibilidad hídrica y la disminución de la energía primaria proveniente de centrales renovables. Sin embargo, la incorporación de sistemas de almacenamiento permite reducir en aproximadamente un 5% la generación basada en combustibles fósiles, optimizando el aporte renovable al sistema.

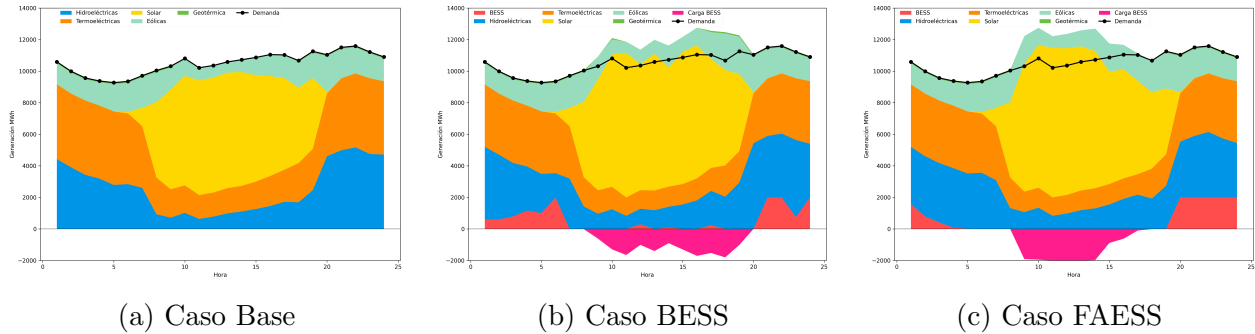


Figura 6.11: Despachos para día típico en el mes de marzo 2026.

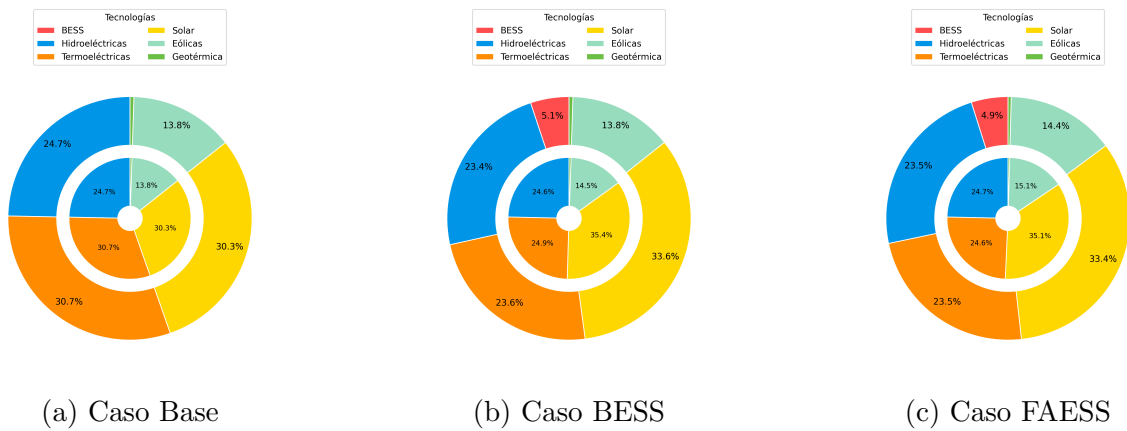


Figura 6.12: Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de marzo 2026.

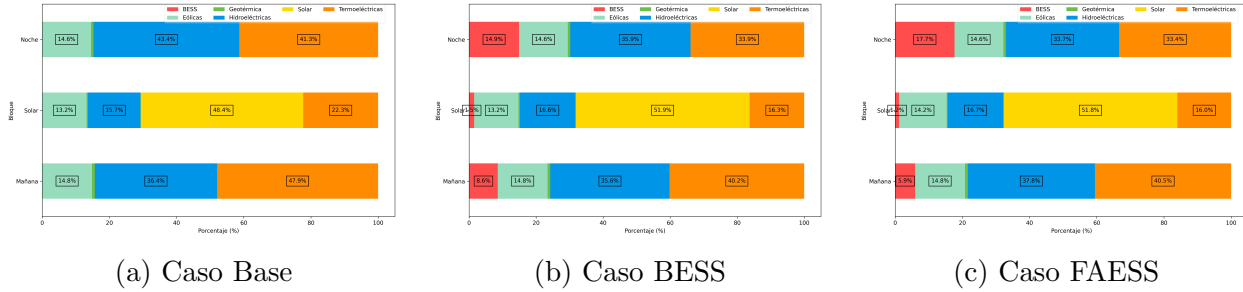
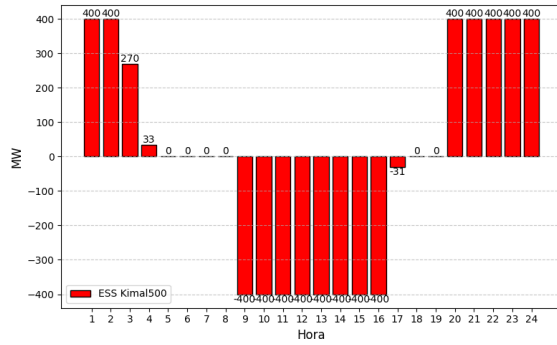


Figura 6.13: Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de marzo 2026.

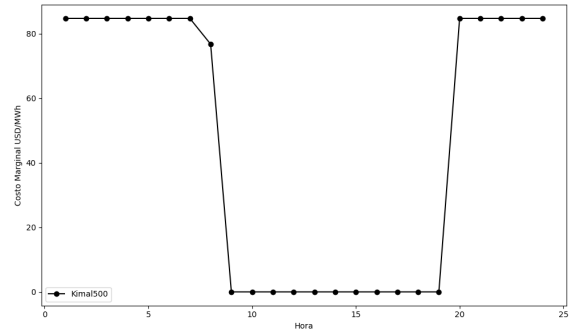
Tabla 6.8: Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de marzo.

Sistema de Almacenamiento	Ciclaje BESS	Ciclaje FAESS
ESS Lagunas220	1.00	1.00
ESS LosChangos500	1.17	1.00
ESS Kimal500	1.00	0.99
ESS Parinas500	1.31	1.00
ESS Cumbre500	1.00	1.00
ESS NuevaCardones500	1.00	1.00

La Tabla 6.8 muestra que los SAE que contribuyen a optimizar aún más el despacho económico en el caso BESS son ESS Los Changos y ESS Parinas. Por otro lado, en el caso FAESS, se observa que el ESS Kimal presenta un ciclaje de 0.99, un valor ligeramente inferior a la unidad. Desde una perspectiva económica, un ciclaje menor a uno indica que existe alguna restricción o indisponibilidad en el sistema que impide la inyección o carga total de la energía máxima del SAE. Esta decisión podría reflejar la necesidad de evitar un incremento en el costo operativo del sistema, evidenciando que la utilización total de la capacidad de almacenamiento no sería económicamente viable. Por otro lado, la decisión de no cargar podría estar vinculada a la intención de preservar la seguridad y estabilidad del sistema. En la Figura 6.14, se observa que el ESS Kimal realiza su carga durante las horas con mayor oferta de generación solar, alcanzando un total de 3,231 MW, de una capacidad disponible aproximada de 3,265 MW (3,200 MWh/0.98). Esto implica que quedaron sin cargar alrededor de 34 MW. Como se observa, la última carga realizada tuvo lugar durante el bloque 17. Una alternativa podría consistir en cargar completamente la batería utilizando el vertimiento de energía renovable disponible en Kimal 500 kV (Figura 8.4). Esto permitiría posteriormente emplear la energía almacenada para desplazar generación térmica, lo que reduciría el costo operativo del sistema. Sin embargo, esta opción no garantiza la seguridad del mismo.



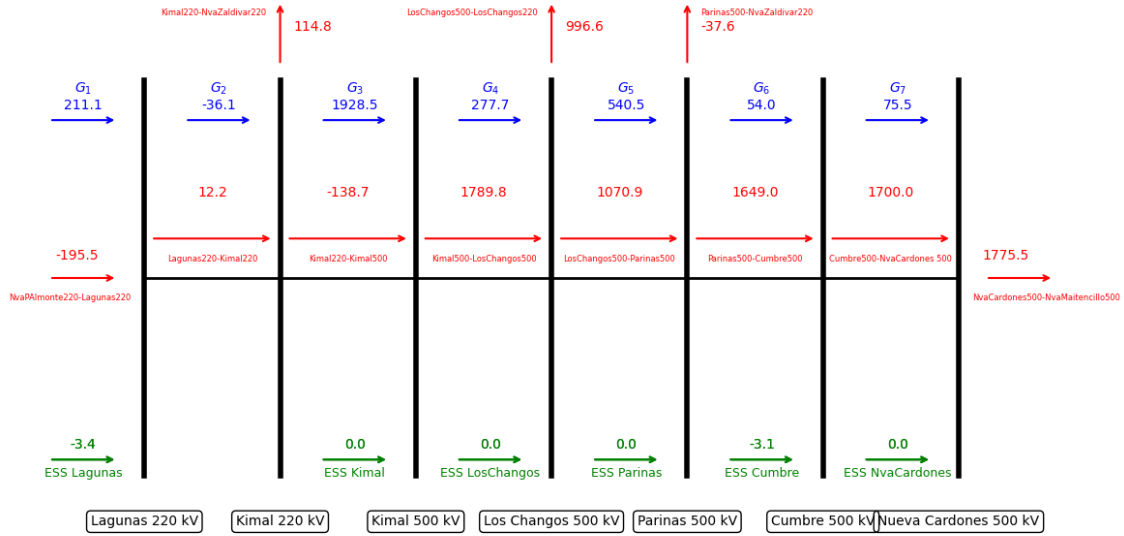
(a) ESS Kimal



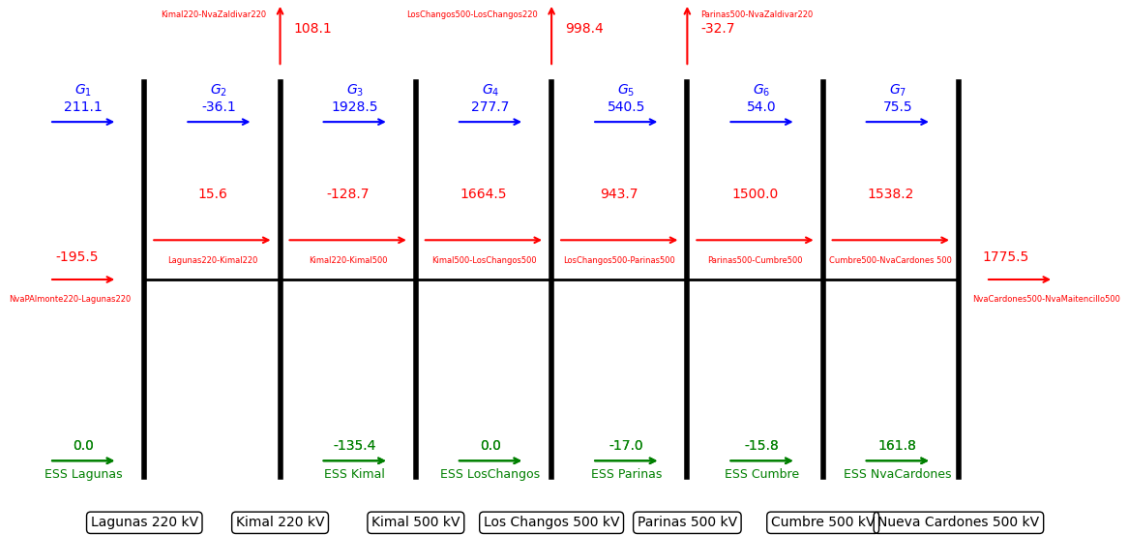
(b) CMg Kimal 500 kV

Figura 6.14: Costo marginal y perfil de carga y descarga de ESS Kimal para el caso FAESS en el día típico del mes de marzo.

En la Figura 6.15 se ilustra un esquema con la distribución de flujos una hora después (hora 18) en condiciones de operación normal y bajo la contingencia número cuatro, que implica la desconexión del primer circuito de Parinas - Cumbre. Recordando nuevamente que el color azul representa la generación neta por barra (generación menos demanda), la cual debe mantenerse constante durante los 15 minutos posteriores a la contingencia, en rojo se muestran los flujos por las líneas, y en verde la operación de los SAE. En condiciones de contingencia, se observa que ante la falla mencionada, el ESS Kimal debe cargar 135.4 MW durante 15 minutos, lo que equivale a aproximadamente 33 MWh de energía cargada ( $135.4 \text{ MW} \cdot 0.25 \cdot 0.98$ ). Este ejemplo evidencia que la decisión de no cargar completamente este SAE está fundamentada en la necesidad de preservar la seguridad y estabilidad del sistema, pues de cargarse completamente no podría reaccionar a esta contingencia.



(a) Flujos operación normal. Hora 18.



(b) Flujos post-contingencia número cuatro. Hora 18.

Figura 6.15: Distribución de flujos en operación normal y post-contingencia en circuito uno del tramo Parinas 500 - Cumbre 500. Hora 18.

### 6.5.4. Abril

Desde la Figura 6.18 se observa un aumento en el uso de la generación térmica en el mes de abril con respecto a los meses anteriores, que asciende al valor de 33.9% de participación en la matriz energética. Este porcentaje se ve disminuido aproximadamente en un 6% para ambos casos que incluyen almacenamiento. Observando la Figura 6.16 y la Tabla 6.9 se aprecia que en el caso BESS existen tres sistemas de almacenamiento con ciclaje mayor a uno, siendo los responsables de la contribución visualizada en la hora 13, lo que optimiza el despacho económico al reducir la generación térmica, como se explicó para el mes de enero.

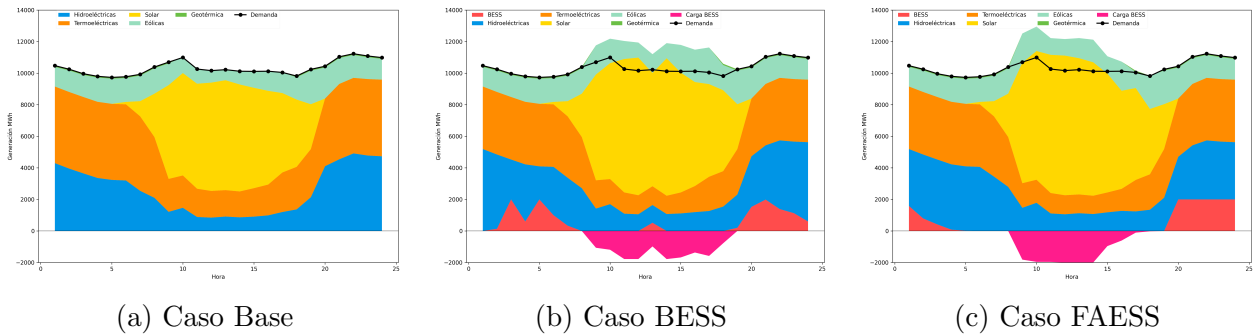


Figura 6.16: Despachos para día típico en el mes de abril 2026.

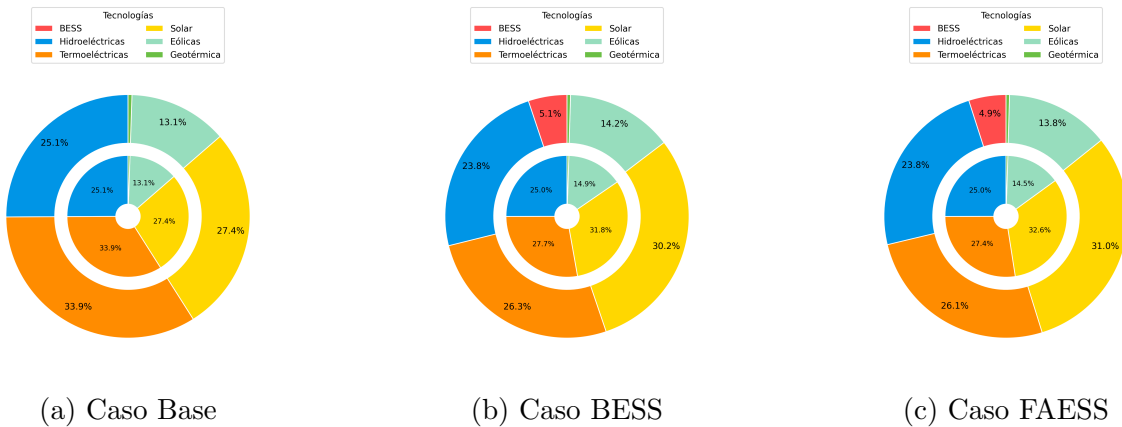


Figura 6.17: Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de abril 2026.

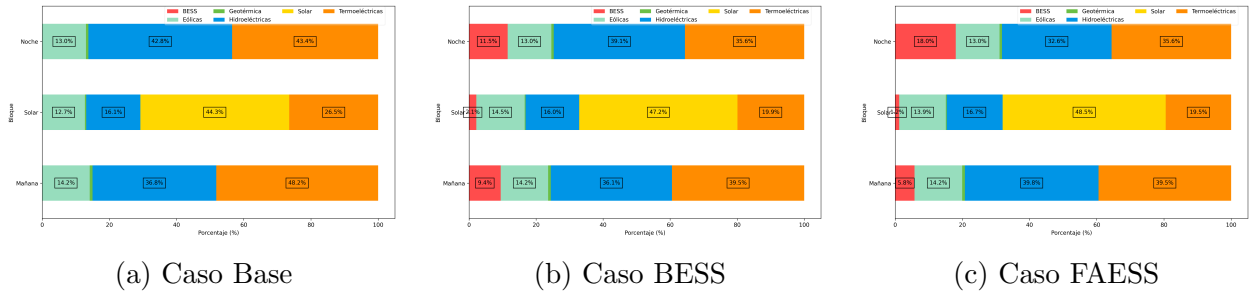


Figura 6.18: Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de abril 2026.

La Figura 6.19 muestra el esquema de los flujos de potencia durante la hora 13 en el caso BESS, destacando la inyección de energía desde tres sistemas de almacenamiento: ESS Los Changos, ESS Parinas y ESS Cumbre. Se observa que el flujo de potencia desde la barra Cumbre se dirige hacia el norte, mientras que la energía renovable disponible en estas tres barras es aprovechada en su totalidad, sin registrar vertimientos a lo largo del día. Como se explicó previamente, esto evidencia un rol adicional de los SAE en la flexibilidad operativa del sistema, permitiendo un despacho más eficiente que optimiza el despacho sin necesidad de recurrir a generación térmica adicional.

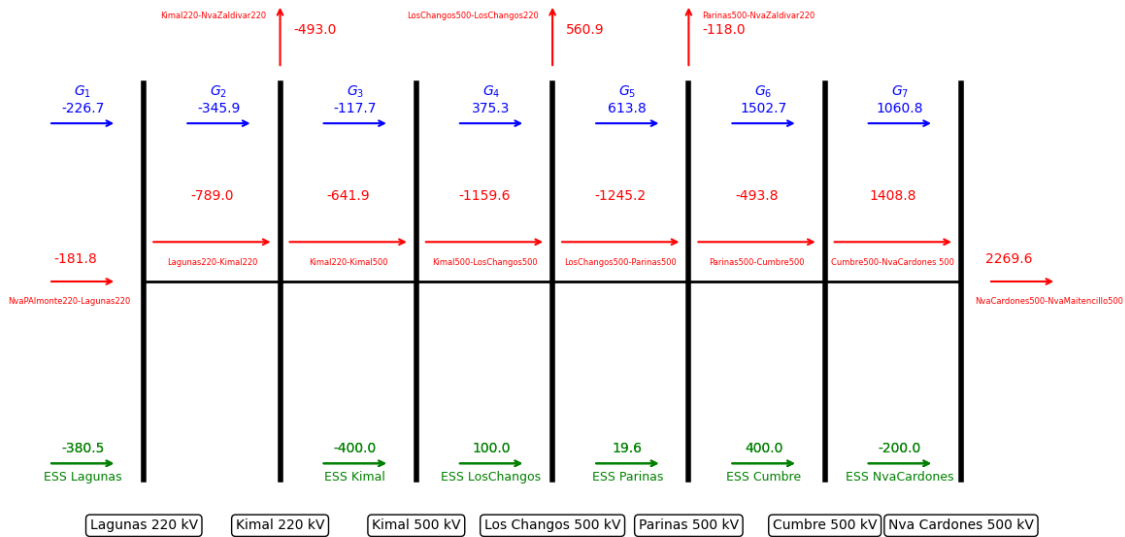


Figura 6.19: Distribución de flujos de potencia del caso BESS para la hora 13 en el día típico del mes de abril 2026.

Durante la hora 13, se observa una dinámica relevante en la generación solar, evidenciada en la Figura 6.16 del caso BESS. Para un análisis más detallado, la Figura 6.20 muestra con mayor claridad cómo, en dicho horario, la inyección de energía solar al SEN experimenta una

abrupta reducción. Esta reducción no debe interpretarse como una disminución de la energía primaria solar, sino como el resultado óptimo de un despacho en el que, durante la hora 13, se vierte una cantidad significativa de energía fotovoltaica, proveniente principalmente de la generación en Kimal 500 kV, como se observa en la Figura 6.21. En primer lugar, la Figura 6.16 muestra que, la contribución de energía de los SAE durante la hora 13, lo cual permite un despacho más económico, esto también refleja la decisión de menores retiros de energía desde la red. Dado que los SAE tienen una capacidad energética limitada, la decisión de reducir la carga y aportar en una hora específica, como lo observado en la hora 13, responde a la necesidad de reservar capacidad para su uso en otros periodos. Esto sugiere que, en desmedro del vertimiento visualizado en la hora 13, el despacho se optimiza para maximizar el aprovechamiento total de la energía disponible, contribuyendo así a la reducción del costo operativo del sistema<sup>4</sup>.

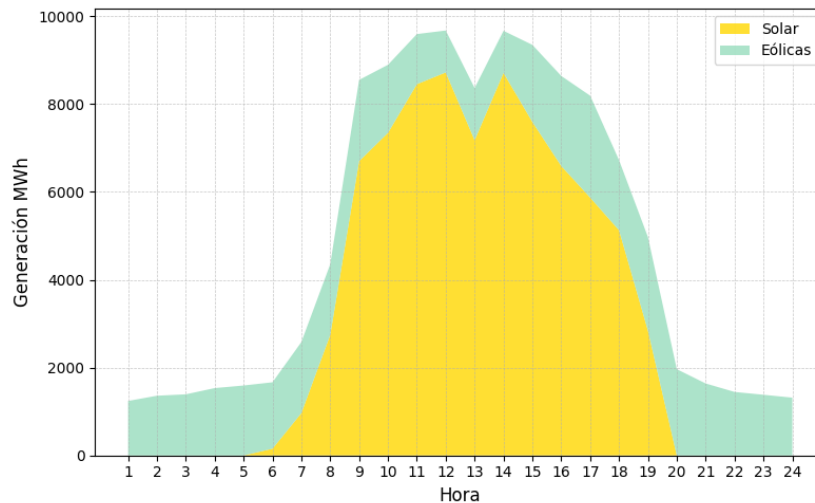


Figura 6.20: Generación Eólica y Solar para el caso BESS en el día típico del mes de abril 2026.

Una posible duda del lector podría ser por qué, si el ESS Kimal está cargándose a capacidad máxima durante la hora 13 (véase la Figura 6.19), el despacho no refleja una carga local con la generación inyectada en la propia barra, sino que lo hace con energía proveniente del sur. En primer lugar, es importante reiterar que el despacho óptimo económico encontrado no considera inyecciones en esta barra, por lo que cualquier modificación en este sentido conduciría a una solución menos eficiente desde el punto de vista económico. Además, es fundamental recordar que el modelo de simulación utilizado no incorpora pérdidas en las líneas de transmisión. Como consecuencia, la señal de localización intuitiva, que indicaría

<sup>4</sup>Para el mes de agosto se visualiza nuevamente una fuerte disminución de inyección solar. En esa sección se ofrece un análisis adicional de lo explicado para el mes de abril.

que la carga del ESS debería provenir de la generación más cercana, no se ve reflejada en los resultados bajo los parámetros de simulación empleados.

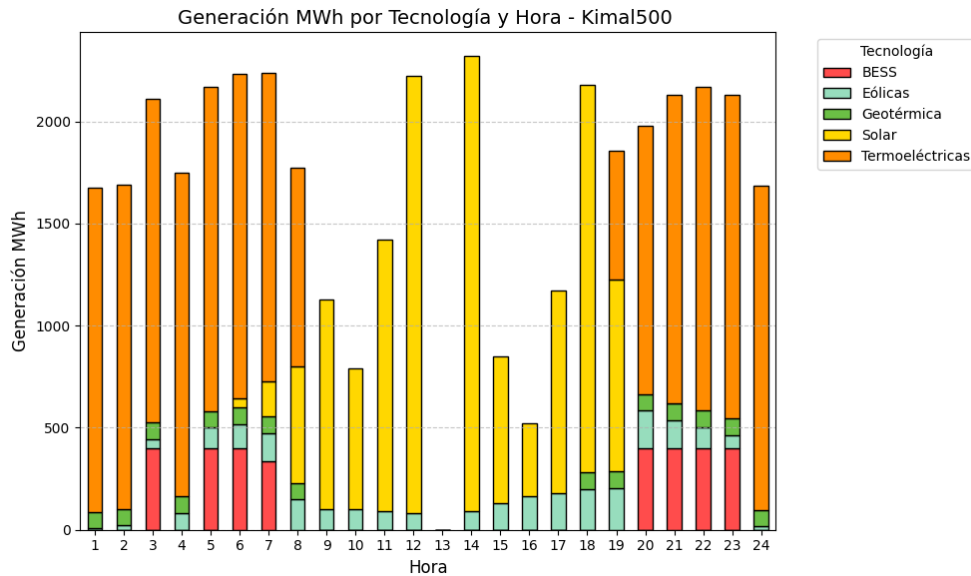
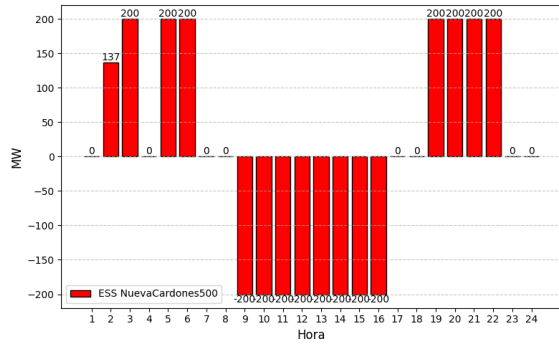


Figura 6.21: Perfil de inyecciones en la barra Kimal 500 kV para el caso BESS en el día típico del mes de abril 2026.

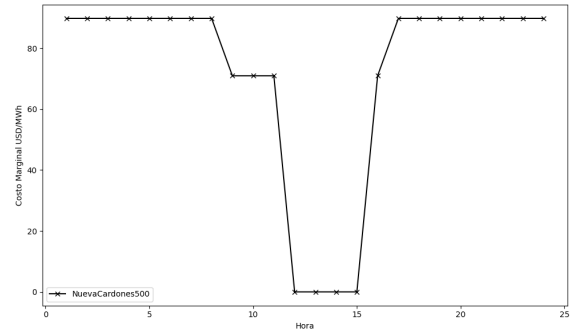
Tabla 6.9: Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de abril.

Sistema de Almacenamiento	Ciclaje BESS	Ciclaje FAESS
ESS Lagunas220	1.00	1.00
ESS LosChangos500	1.17	1.00
ESS Kimal500	1.00	0.99
ESS Parinas500	1.01	1.00
ESS Cumbre500	1.17	1.00
ESS NuevaCardones500	0.98	1.00

De la Tabla 6.9 se observa que el ESS Nueva Cardones presenta un ciclaje de 0.98 en el caso BESS. La Figura 6.22 muestra que el costo marginal en la subestación Nueva Cardones 500 kV disminuye durante ocho horas, de las cuales únicamente durante cuatro horas este SAE realiza su carga a un costo cero. Durante estas ocho horas, el SAE logra cargar un total de 1,568 MWh ( $1,600 \text{ MW} \cdot 0.98$ ), sin alcanzar su capacidad máxima de 1,600 MWh. Esto se debe a que cargar completamente implicaría retiros en un periodo en el que se requiere una mayor oferta de energía barata. Desde una perspectiva de costos marginales, esto significaría adquirir energía al precio más alto registrado, lo cual no sería económicamente óptimo, producto de la eficiencia asociada al almacenamiento.



(a) ESS Nueva Cardones



(b) CMg Nueva Cardones 500 kV

Figura 6.22: Costo marginal y perfil de carga y descarga de ESS Nueva Cardones para el caso BESS en el día típico del mes de abril.

### 6.5.5. Mayo

Para el mes de mayo, la participación de la energía térmica en el caso Base alcanza un 35.9%. Esta proporción se reduce en un 6.3% con la incorporación de almacenamiento en el caso BESS y en un 6.9% en el caso FAESS.

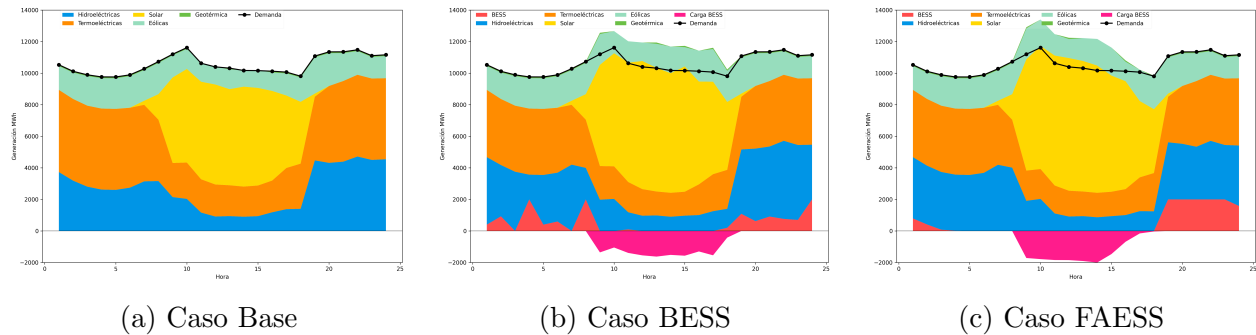


Figura 6.23: Despachos para día típico en el mes de mayo 2026.

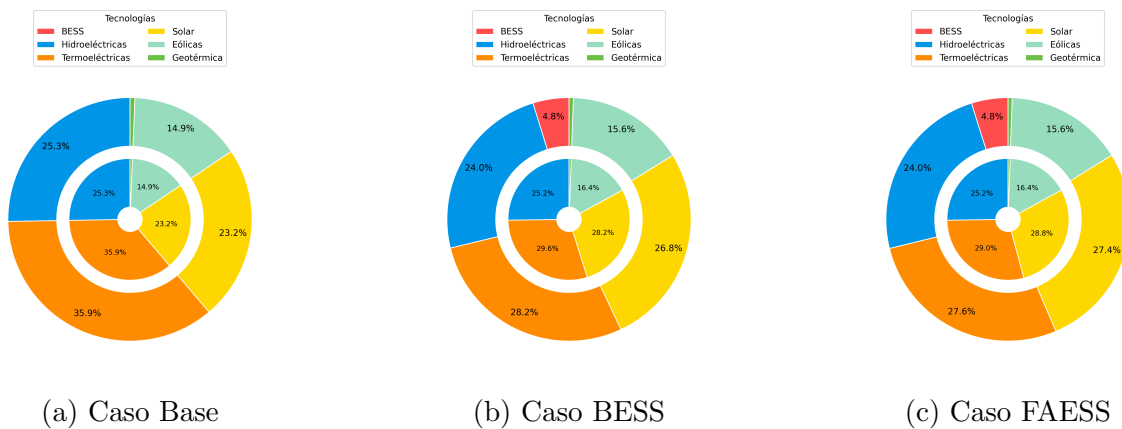


Figura 6.24: Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de mayo 2026.

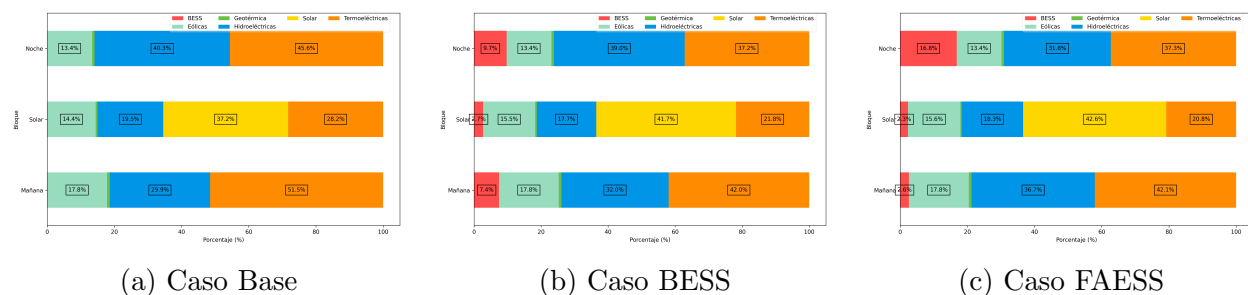
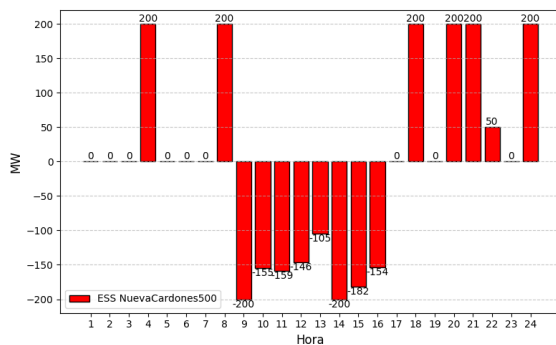


Figura 6.25: Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de mayo 2026.

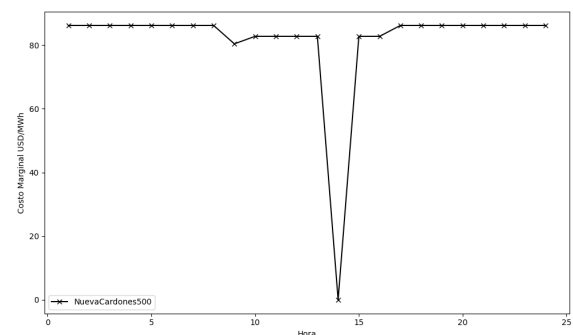
Similar a lo observado en el mes de abril, el ESS Nueva Cardones presenta un ciclaje menor a uno, alcanzando en este caso un valor de 0.8, lo que indica una reducción significativa en su utilización. Como se muestra en la Figura 6.26, el costo marginal en Nueva Cardones 500 kV vuelve a experimentar una disminución durante ocho horas. Sin embargo, a diferencia del caso anterior, el ESS Nueva Cardones solo logra cargar a costo cero durante una única hora, mientras que en las demás horas debe hacerlo a un costo elevado, lo que reduce notablemente la eficiencia de su operación y por lo tanto, se hace más económico para el sistema no utilizar la disponibilidad completa de este almacenamiento. Por otro lado, al igual que en abril, el ESS Kimal en el caso FAESS no utiliza su capacidad de carga por completo, alcanzando un ciclaje de 0.99. Esto permite mantener una reserva de energía disponible para responder ante posibles contingencias.

Tabla 6.10: Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de mayo.

Sistema de Almacenamiento	Ciclaje BESS	Ciclaje FAESS
ESS Lagunas220	1.00	1.00
ESS LosChangos500	1.17	1.00
ESS Kimal500	1.00	0.99
ESS Parinas500	1.00	1.00
ESS Cumbre500	1.00	1.00
ESS NuevaCardones500	0.80	1.00



(a) ESS Nueva Cardones



(b) CMg Nueva Cardones 500 kV

Figura 6.26: Costo marginal y perfil de carga y descarga de ESS Nueva Cardones para el caso BESS en el día típico del mes de mayo.

### 6.5.6. Junio

En el mes de junio, el caso Base muestra una disminución en la generación térmica, representando un 32.7% de participación en la matriz energética. Esta proporción se reduce aún más en los escenarios con almacenamiento, alcanzando una disminución del 5.3% en el caso BESS y del 5.8% en el caso FAESS. Por otro lado, los ESS ubicados en Los Changos, Parinas y Cumbre presentan una mayor utilización, como se detalla en la Tabla 6.11. Estos sistemas contribuyen en un despacho más económico en el caso BESS. En contraste, el ESS ubicado en Nueva Cardones muestra una menor participación, con un ciclaje de 0.98, similar a lo observado previamente en el mes de abril. Por su parte, en el caso FAESS nuevamente se visualiza un ciclaje de 0.99 para el ESS Kimal.

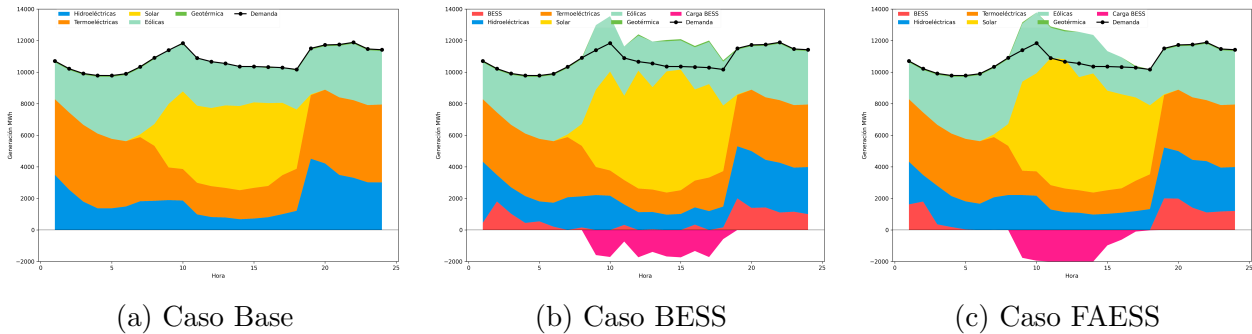


Figura 6.27: Despachos para día típico en el mes de junio 2026.

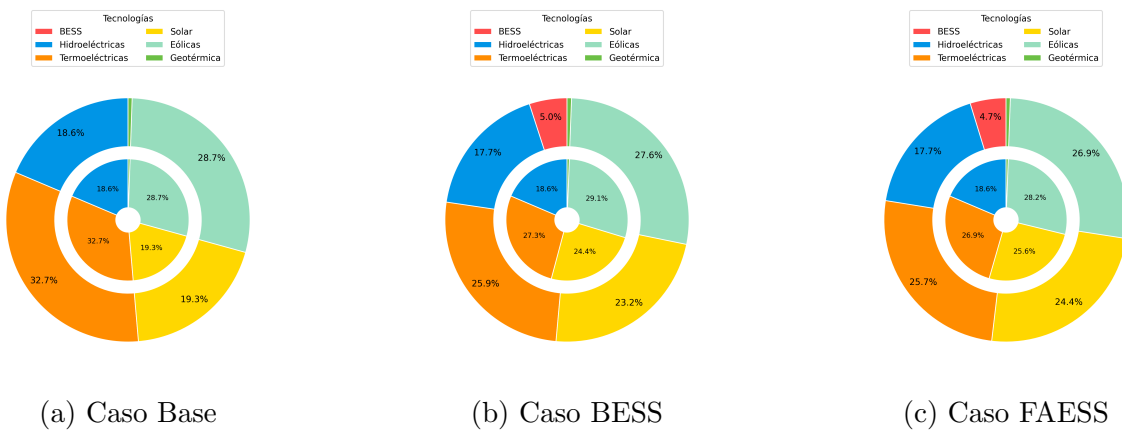


Figura 6.28: Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de junio 2026.

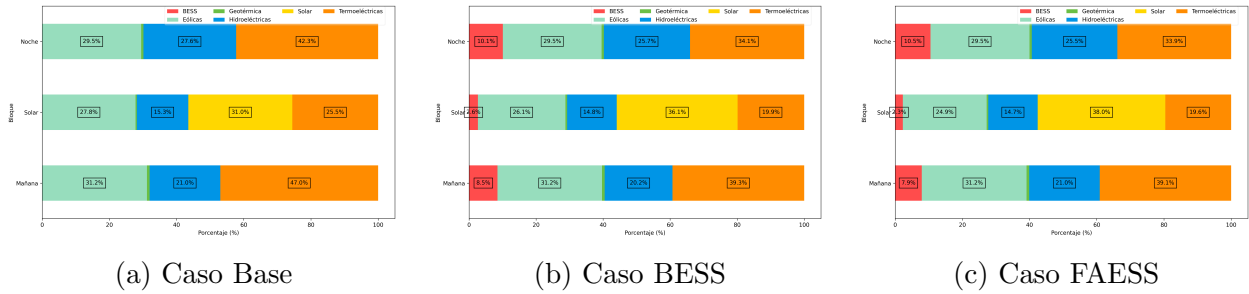
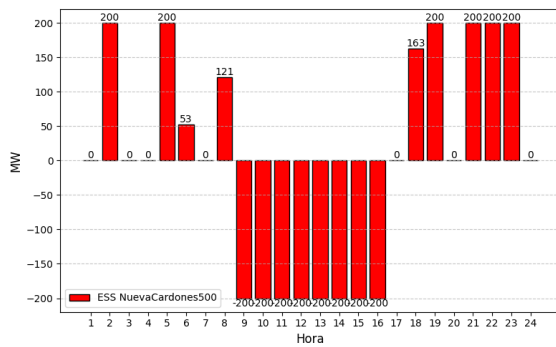


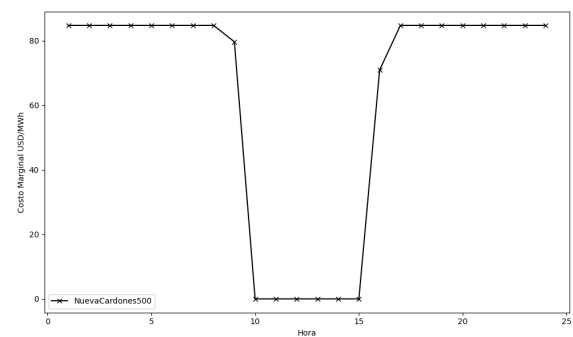
Figura 6.29: Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de junio 2026.

Tabla 6.11: Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de junio.

Sistema de Almacenamiento	Ciclaje BESS	Ciclaje FAESS
ESS Lagunas220	1.00	1.00
ESS LosChangos500	1.17	1.00
ESS Kimal500	1.00	0.99
ESS Parinas500	1.15	1.00
ESS Cumbre500	1.14	1.00
ESS NuevaCardones500	0.98	1.00



(a) ESS Nueva Cardones



(b) CMg Nueva Cardones 500 kV

Figura 6.30: Costo marginal y perfil de carga y descarga de ESS Nueva Cardones para el caso BESS en el día típico del mes de junio.

### 6.5.7. Julio

En el mes de julio, la participación de la generación basada en combustibles fósiles en el caso Base alcanza un 31.0%. Este porcentaje se reduce a 25.2% en el caso BESS y a 24.6% en el caso FAESS. Los ESS que destacan en el caso BESS por su mayor contribución a un despacho más económico son los ubicados en Los Changos y Parinas, mientras que el ESS Nueva Cardones mantiene una menor utilización, registrando un ciclaje de 0.97. En el caso FAESS, ESS Kimal mantiene su ciclaje en 0.99.

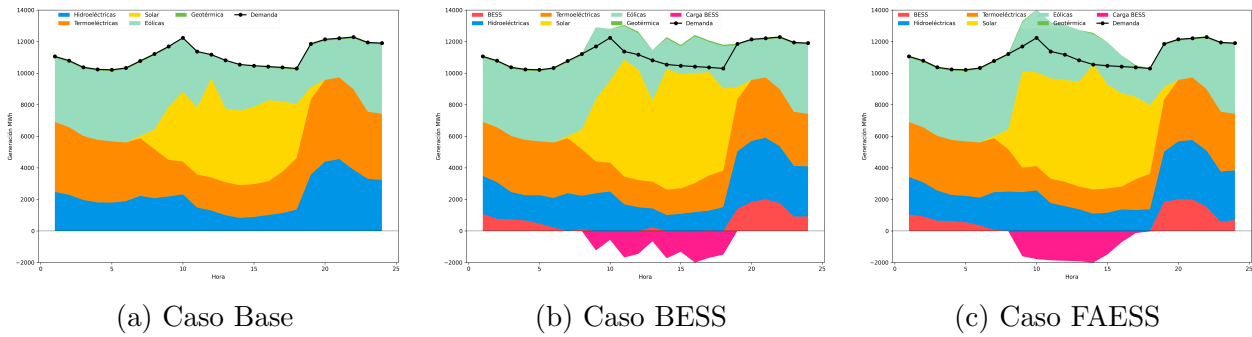


Figura 6.31: Despachos para día típico en el mes de julio 2026.

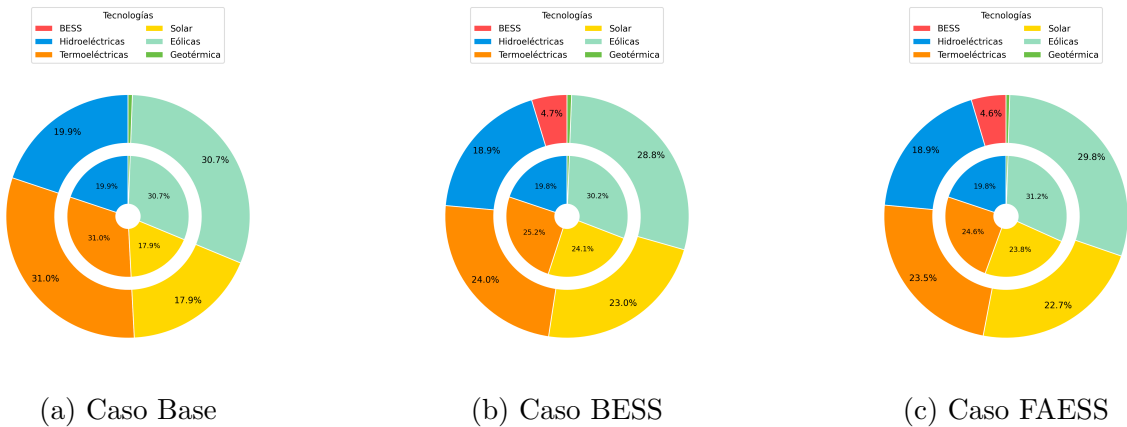


Figura 6.32: Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de julio 2026.

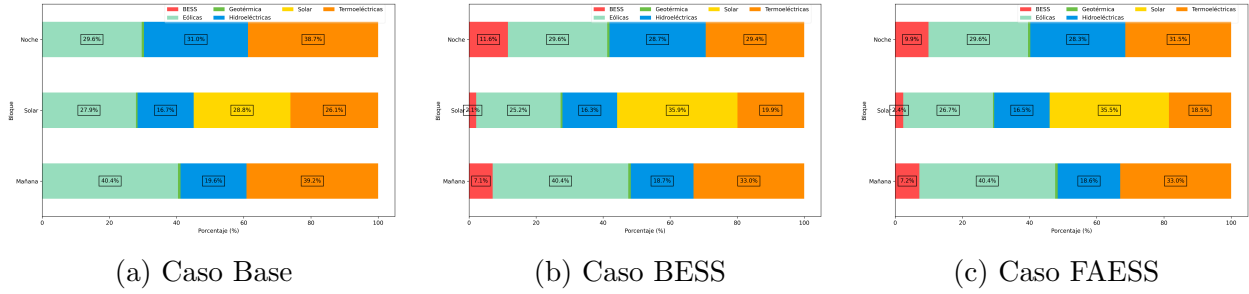


Figura 6.33: Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de julio 2026.

Tabla 6.12: Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de julio.

Sistema de Almacenamiento	Ciclaje BESS	Ciclaje FAESS
ESS Lagunas220	1.00	1.00
ESS LosChangos500	1.06	1.00
ESS Kimal500	1.00	0.99
ESS Parinas500	1.13	1.00
ESS Cumbre500	1.00	1.00
ESS NuevaCardones500	0.97	1.00

### 6.5.8. Agosto

En el mes de agosto, la generación térmica alcanza una participación de 31.6 % en la matriz energética para el caso Base, la cual se reduce a 26.4 % y 25.8 % en los casos BESS y FAESS, respectivamente. Los ESS ubicados en Los Changos, Parinas y Cumbres contribuyen con su mayor utilización a un despacho más económico del sistema para el caso BESS, mientras que en el caso FAESS el ESS Kimal mantiene su ciclaje en 0.99.

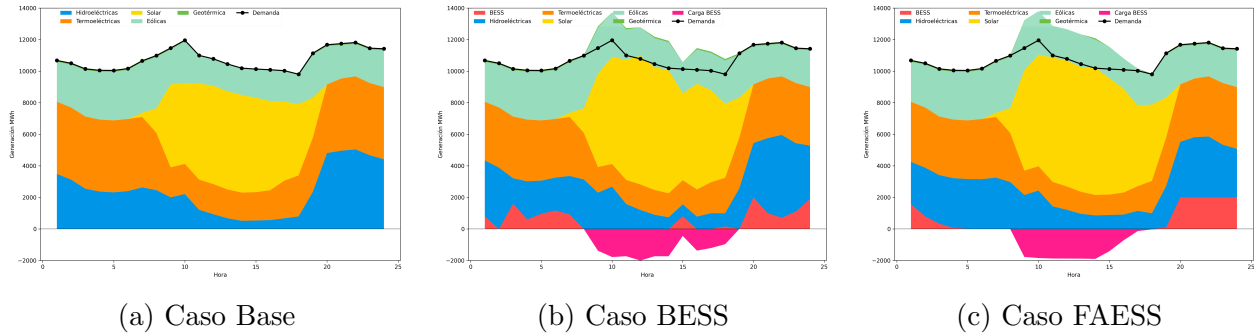


Figura 6.34: Despachos para día típico en el mes de agosto 2026.

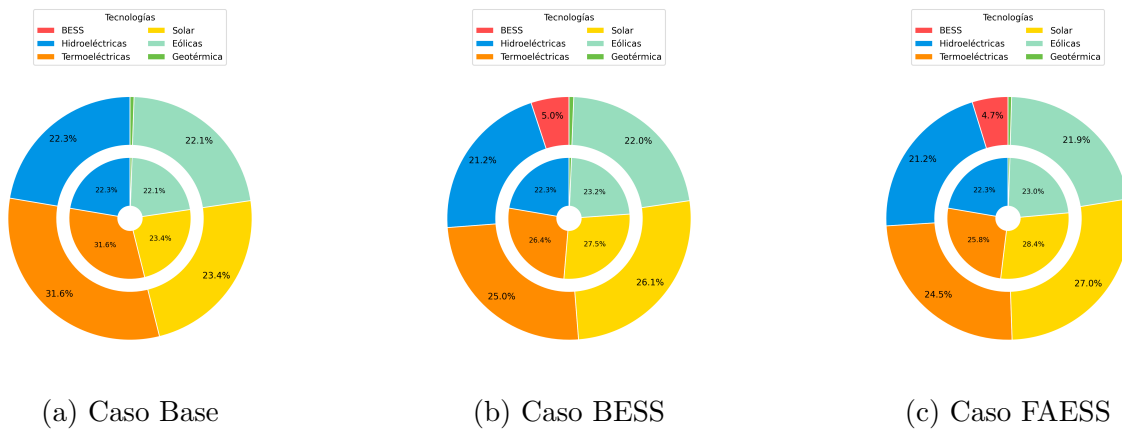


Figura 6.35: Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de agosto 2026.

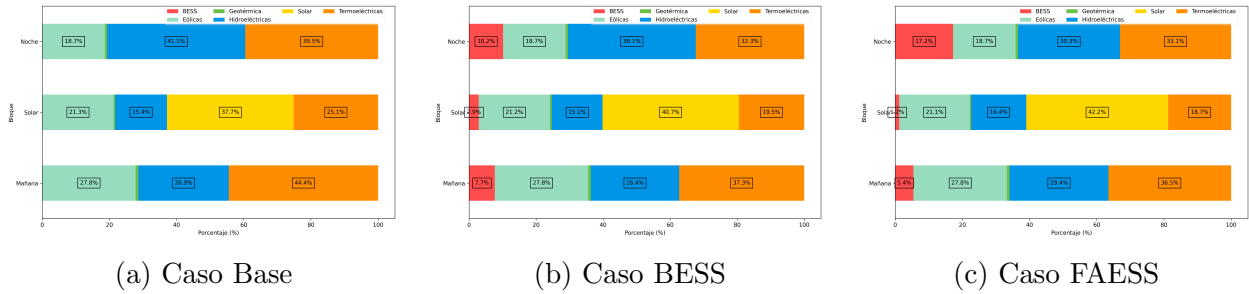


Figura 6.36: Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de agosto 2026.

Tabla 6.13: Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de agosto.

Sistema de Almacenamiento	Ciclaje BESS	Ciclaje FAESS
ESS Lagunas220	1.00	1.00
ESS LosChangos500	1.17	1.00
ESS Kimal500	1.00	0.99
ESS Parinas500	1.17	1.00
ESS Cumbre500	1.17	1.00
ESS NuevaCardones500	1.00	1.00

Como se observa en la Figura 6.37 durante la hora 15, los ESS Los Changos, ESS Parinas y ESS Cumbre aportan con inyecciones de energía al sistema para contribuir a un despacho económico óptimo que minimice los costos al permitir no incurrir en generación térmica adicional.

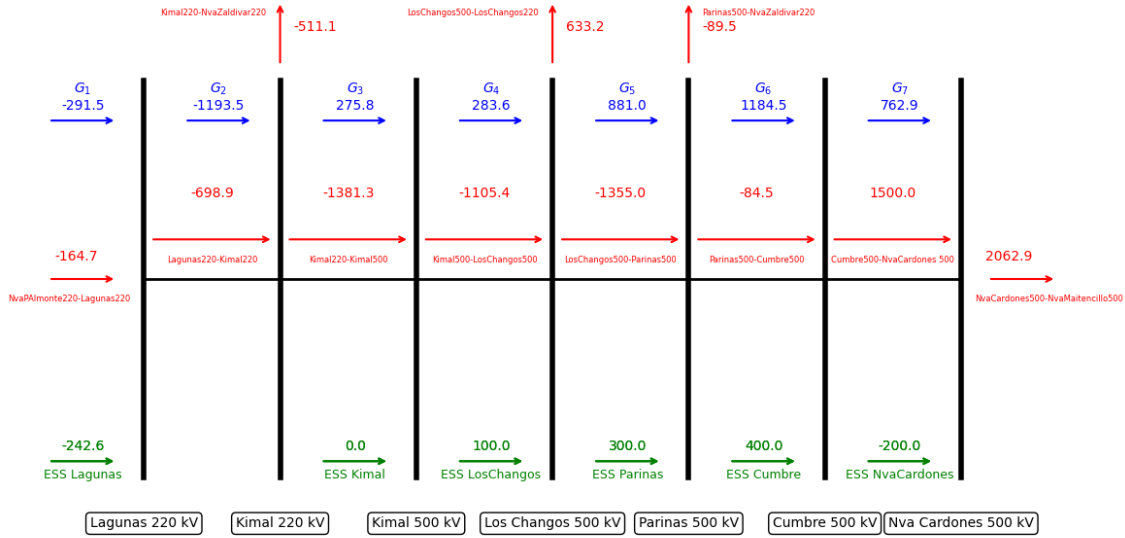


Figura 6.37: Distribución de flujos de potencia del caso BESS para la hora 15 en el día típico del mes de agosto 2026.

Un caso similar se observó en el mes de abril, donde los mismos SAE que contribuyeron con inyecciones durante las horas solares en este análisis desempeñaron un rol equivalente. Además, como se muestra en la Figura 6.34 del caso BESS, durante la hora 15 la inyección solar al sistema disminuye, principalmente debido a una menor decisión de carga de los sistemas de almacenamiento. Es importante destacar que los SAE con un ciclaje mayor a uno en ambos meses, corresponden a aquellos con una capacidad energética de seis horas que están conectados a la red de 500 kV (véase la Tabla 4.3). Esto indica que la capacidad energética de estos SAE se encuentra subdimensionada para el despacho en estudio. En otras palabras, si estos sistemas contaran con una mayor capacidad energética temporal, su operación tendería a un ciclaje unitario, lo que permitiría una mayor cantidad de carga y aprovechamiento de la generación solar disponible. Para respaldar este análisis, en el Anexo 8.6 se presenta un estudio sobre el aumento temporal de la capacidad energética de los SAE. Dicho análisis confirma un mayor aprovechamiento de la generación renovable, principalmente solar, evitando vertimientos abruptos en determinadas horas específicas del despacho.

### 6.5.9. Septiembre

En el mes de septiembre, la generación térmica alcanza una participación de 26.2% en el caso Base, reduciéndose a 21.0% en el caso BESS y a 20.8% en el caso FAESS. Según la Tabla 6.14, los ESS ubicados en Los Changos y Parinas presentan una mayor utilización en el caso BESS en comparación con los meses anteriores, superando un ciclaje de 1.30. Este incremento se refleja directamente en sus mayores inyecciones durante las horas de alta penetración solar, como se muestra en la Figura 6.38.

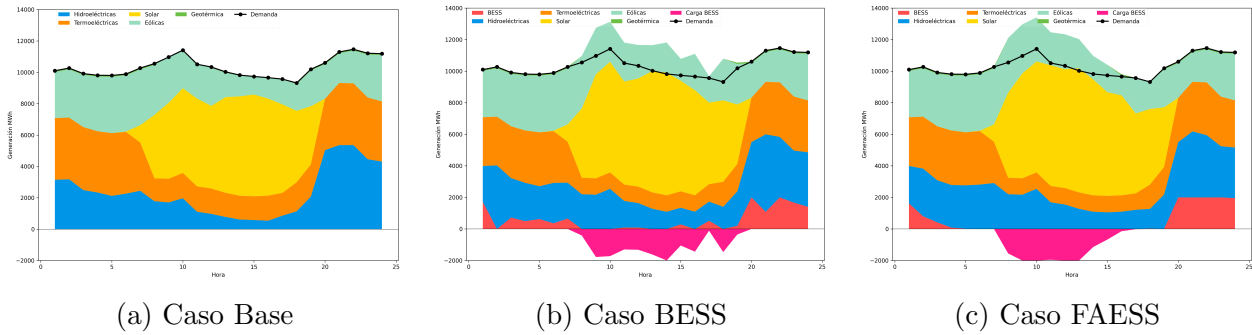


Figura 6.38: Despachos para día típico en el mes de septiembre 2026.

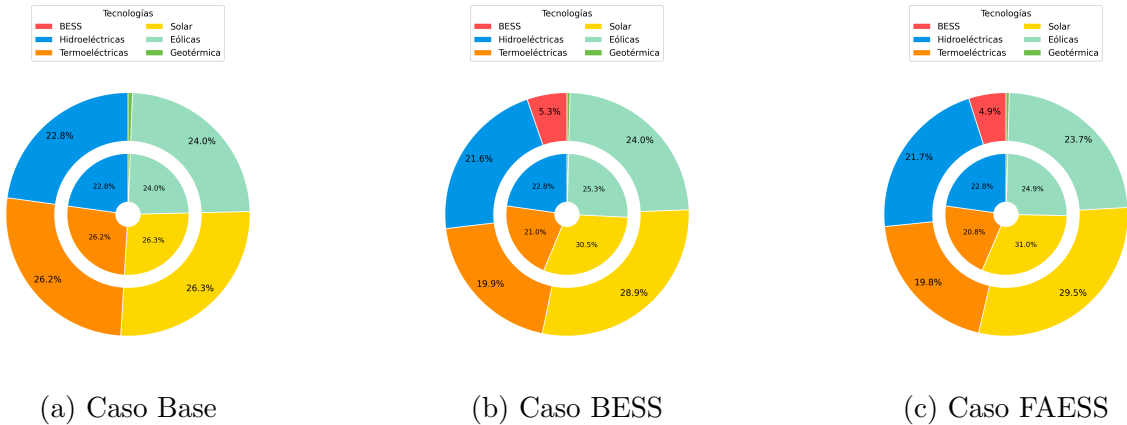


Figura 6.39: Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de septiembre 2026.

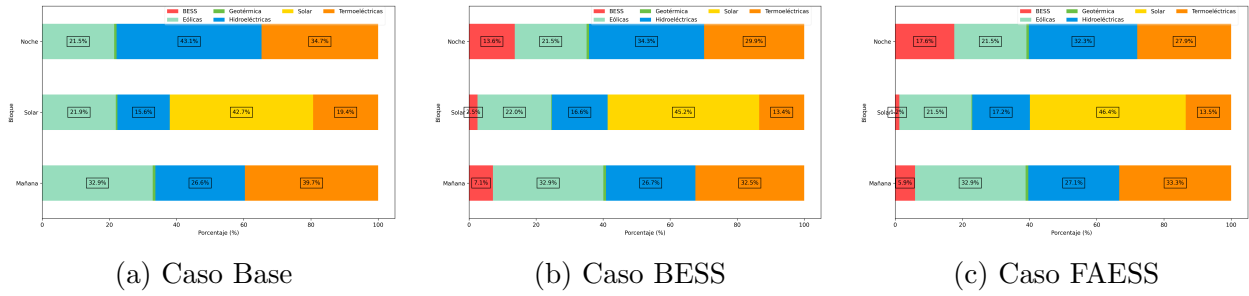


Figura 6.40: Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de septiembre 2026.

Tabla 6.14: Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de septiembre.

Sistema de Almacenamiento	Ciclaje BESS	Ciclaje FAESS
ESS Lagunas220	1.00	1.00
ESS LosChangos500	1.31	1.00
ESS Kimal500	1.06	1.00
ESS Parinas500	1.33	1.00
ESS Cumbre500	1.02	1.00
ESS NuevaCardones500	1.00	1.00

### 6.5.10. Octubre

En el mes de octubre, la generación térmica representa un 29.7% de la matriz energética en el caso Base, reduciéndose a 23.8% en el caso BESS y a 23.7% en el caso FAESS. Según la Tabla 6.15 y la Figura 6.41, ambos casos con almacenamiento muestran una mayor utilización de los SAE. En particular, los ubicados en Los Changos y Parinas en el caso BESS, mientras que en el caso FAESS, además de estos, también se observa una mayor participación del ESS Cumbre.

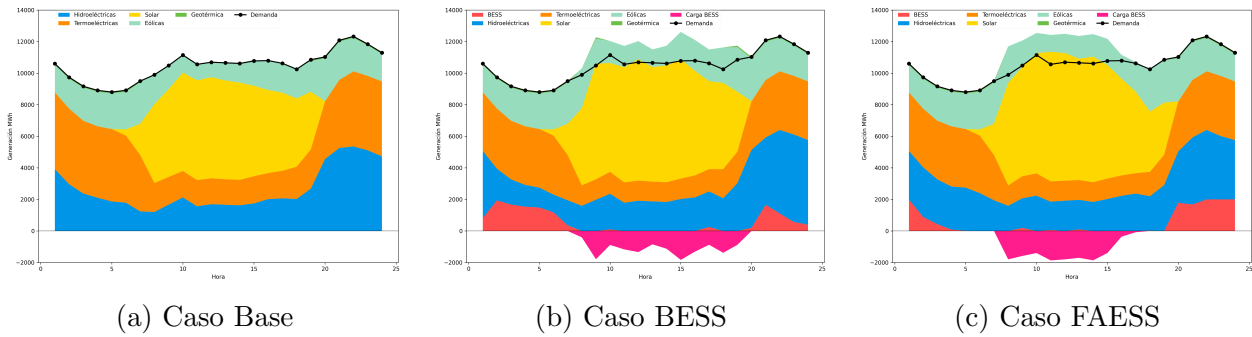


Figura 6.41: Despachos para día típico en el mes de octubre 2026.

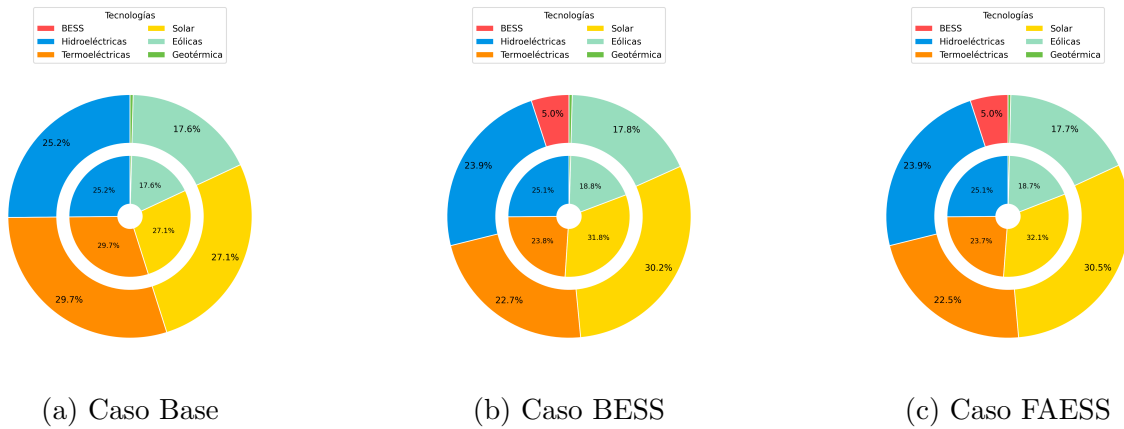


Figura 6.42: Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de octubre 2026.

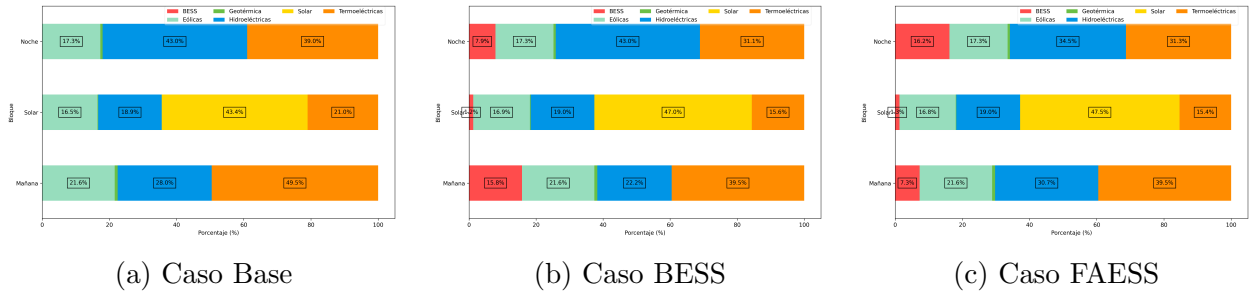


Figura 6.43: Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de octubre 2026.

Tabla 6.15: Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de septiembre.

Sistema de Almacenamiento	Ciclaje BESS	Ciclaje FAESS
ESS Lagunas220	1.00	1.00
ESS LosChangos500	1.34	1.11
ESS Kimal500	1.00	1.00
ESS Parinas500	1.09	1.06
ESS Cumbre500	1.00	1.08
ESS NuevaCardones500	1.00	1.00

### 6.5.11. Noviembre

En el mes de noviembre, la generación térmica en el caso Base representa un 20.5 % de la matriz energética. Esta participación se reduce a un 15.5 % en el caso BESS y a un 15.4 % en el caso FAESS. La Figura 6.44 y la Tabla 6.16 evidencian una mayor utilización de los SAE en ambos escenarios.

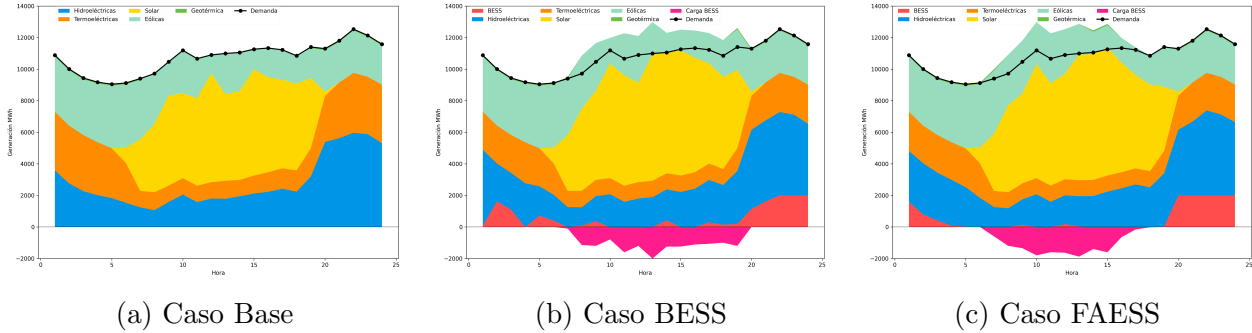


Figura 6.44: Despachos para día típico en el mes de noviembre 2026.

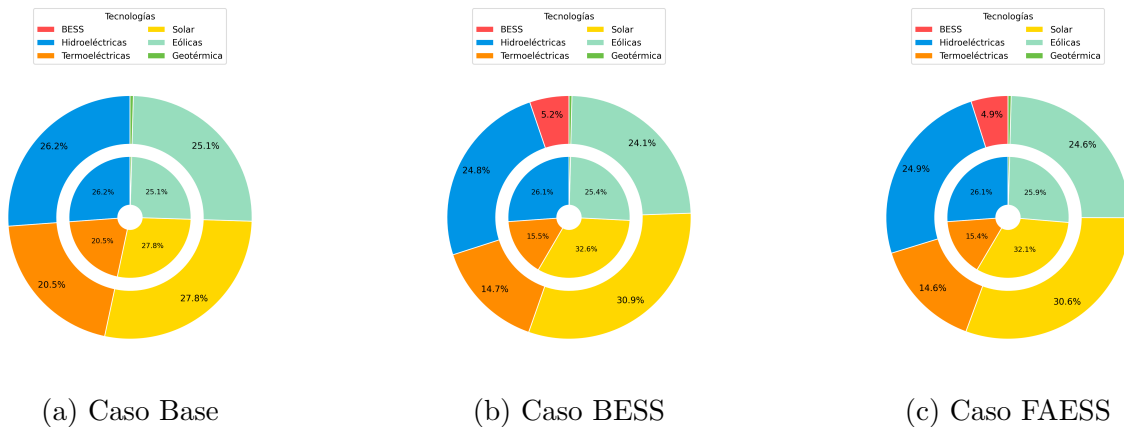


Figura 6.45: Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de noviembre 2026.

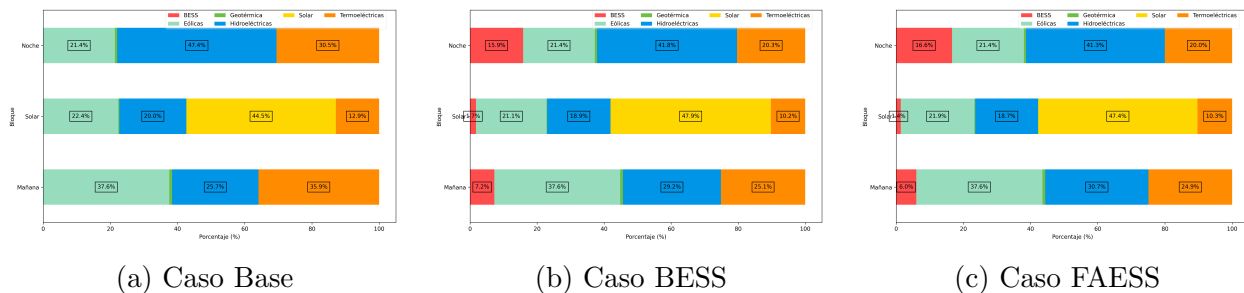


Figura 6.46: Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de noviembre 2026.

Tabla 6.16: Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de noviembre.

<b>Sistema de Almacenamiento</b>	<b>Ciclaje BESS</b>	<b>Ciclaje FAESS</b>
ESS Lagunas220	1.00	1.00
ESS LosChangos500	1.33	1.06
ESS Kimal500	1.03	1.00
ESS Parinas500	1.17	1.10
ESS Cumbre500	1.29	1.06
ESS NuevaCardones500	1.00	1.00

### 6.5.12. Diciembre

En el mes de diciembre, la participación de la energía térmica en la matriz energética alcanza un 22.4%, reduciéndose a un 17.4% en el caso BESS y a un 17.3% en el caso FAESS. Como se detalla en la Tabla 6.17, lo cual se refleja en las descargas mostradas para este caso en la Figura 6.41 existe una mayor utilización de los SAE en ambos casos.

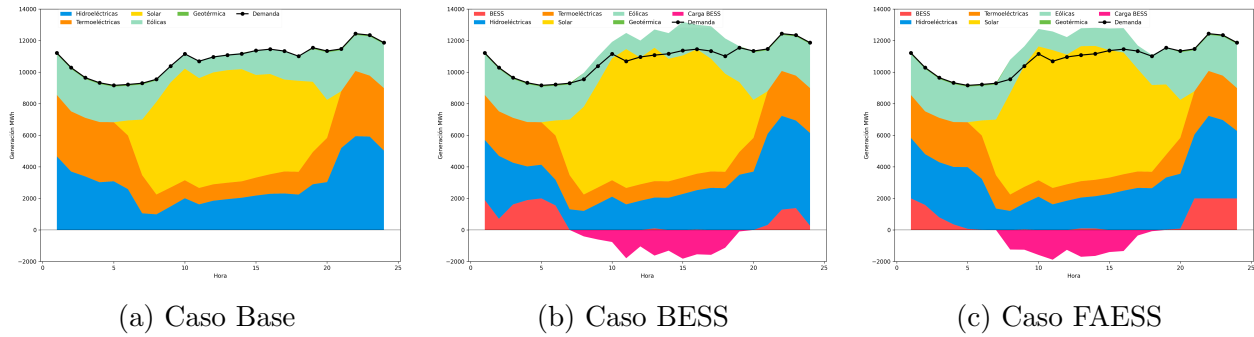


Figura 6.47: Despachos para día típico en el mes de diciembre 2026.

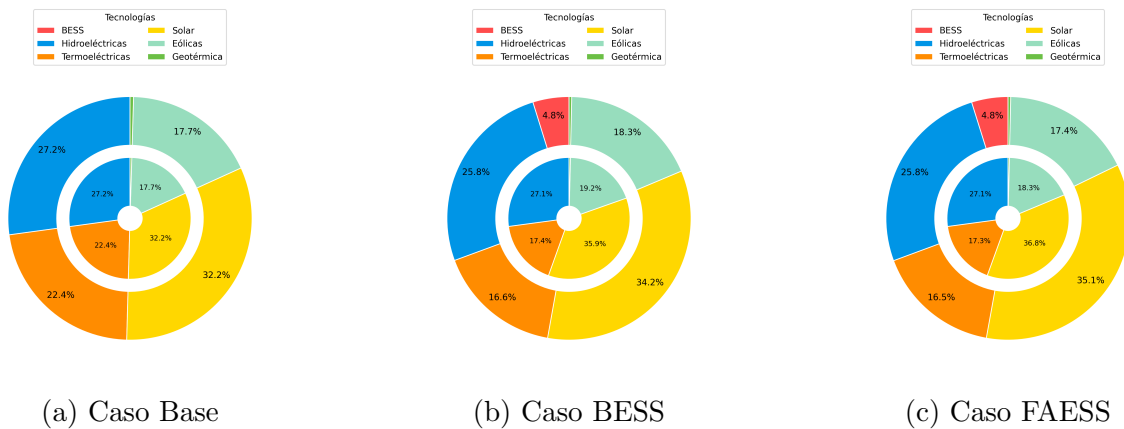


Figura 6.48: Participación de inyecciones y generación por tecnología para día típico en el mes de diciembre 2026.

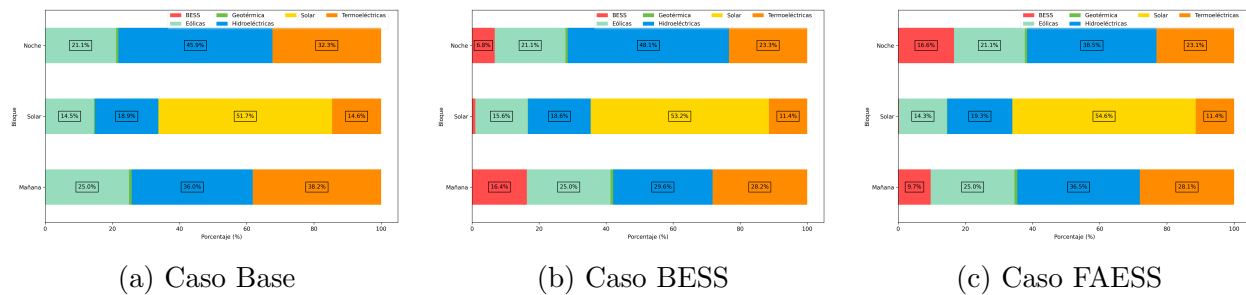


Figura 6.49: Distribución de energía por bloques horarios para día típico en el mes de diciembre 2026.

Tabla 6.17: Ciclaje de los SAE por caso para el día típico del mes de diciembre.

<b>Sistema de Amlacenamiento</b>	<b>Ciclaje BESS</b>	<b>Ciclaje FAESS</b>
ESS Lagunas220	1.00	1.00
ESS LosChangos500	1.22	1.16
ESS Kimal500	1.00	1.00
ESS Parinas500	1.00	1.06
ESS Cumbre500	1.00	1.02
ESS NuevaCardones500	1.00	1.00

### 6.5.13. Análisis general

En las secciones anteriores se destacó de manera integral cómo la incorporación de sistemas de almacenamiento en el SEN logra una significativa reducción en la participación de la generación térmica. Para ambos casos se permitió maximizar la utilización de la energía renovable disponible, potenciando su integración en la matriz energética. La Tabla 6.18 presenta los resultados de la generación ERV (solar y eólica) obtenida en los tres casos de estudio, desglosados por cada día típico del mes correspondiente al año 2026.

Tabla 6.18: Generación ERV en despacho de cada día típico mensual.

Mes	Generación ERV GWh		
	Caso Base	Caso BESS	Caso FAESS
1	134.2	147.8	148.0
2	124.8	138.4	139.2
3	100.4	126.1	126.9
4	100.4	116.1	116.9
5	96.5	113.0	114.6
6	124.2	138.5	139.3
7	129.7	145.4	147.1
8	117.8	131.2	133.1
9	125.0	138.7	139.0
10	112.6	127.5	128.0
11	136.4	149.8	149.8
12	129.7	143.2	143.3

La Tabla 6.19 presenta la generación equivalente de ERV por mes, calculada a partir de los valores de la Tabla 6.18, ajustados según la cantidad de días de cada mes del año 2026. En términos generales, de la Figura 6.50 se observa que el caso FAESS, donde los SAE son habilitados tanto para el arbitraje energético como para aumentar la capacidad de transmisión, logra un mayor aprovechamiento de la generación solar y eólica en comparación con el caso BESS, cuya función está limitada exclusivamente al arbitraje energético. De este modo, en comparación con el caso Base, se observa un incremento total en la generación renovable para el año 2026 de 5,561.1 GWh en el caso FAESS y 5,265.9 GWh en el caso BESS. Esto demuestra que habilitar los 2,000 MW de almacenamiento propuestos para cumplir funciones duales, como el arbitraje energético y el aumento de capacidad en las líneas de transmisión, permite incrementar la generación renovable en 295.1 GWh adicionales durante el año 2026.

Tabla 6.19: Generación ERV equivalente mensual para el año 2026.

Mes	Generación ERV GWh			Incremento ERV GWh	
	Caso Base	Caso BESS	Caso FAESS	BESS - Base	FAESS - Base
1	4,159.0	4,582.3	4,586.8	423.2	427.7
2	3,495.4	3,876.1	3,897.7	380.7	402.3
3	3,113.9	3,909.0	3,934.5	795.1	820.6
4	3,013.5	3,482.9	3,507.4	469.4	493.9
5	2,992.5	3,501.8	3,553.6	509.3	561.1
6	3,726.0	4,154.6	4,180.5	428.6	454.5
7	4,020.1	4,506.2	4,560.7	486.0	540.5
8	3,652.3	4,068.4	4,127.5	416.0	475.2
9	3,749.1	4,161.7	4,169.4	412.6	420.4
10	3,490.0	3,952.9	3,969.3	462.9	479.3
11	4,092.7	4,492.5	4,492.9	399.8	400.2
12	4,021.9	4,440.0	4,443.2	418.1	421.3
Total	43,862.4	49,128.3	49,423.5	5,265.9	5,561.1

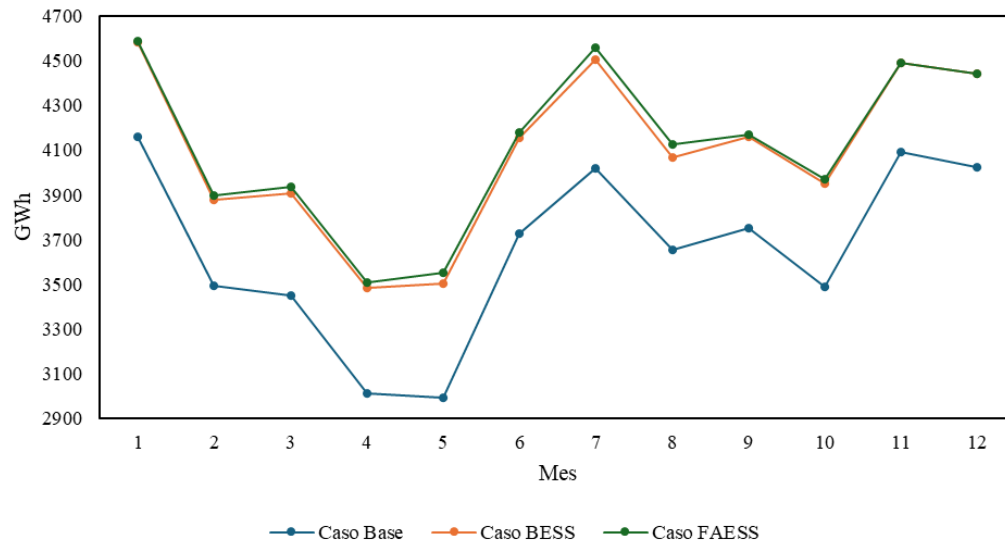


Figura 6.50: Generación ERV mensual utilizada durante el año 2026 bajo los casos de estudio.

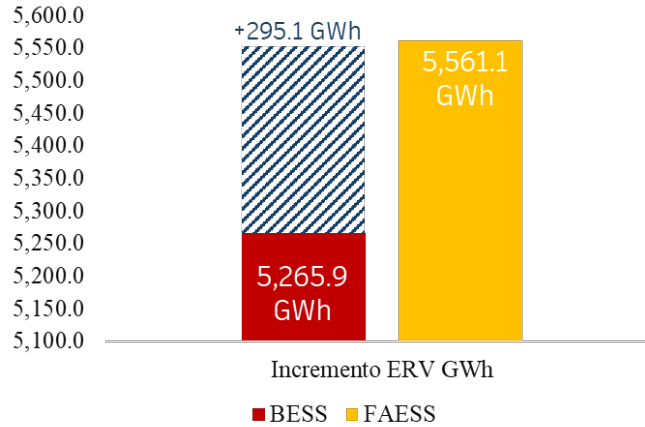


Figura 6.51: Aprovechamiento ERV total al año 2026.

Por otro lado, se evidenció que los 2,000 MW en sistemas de almacenamiento incorporados al SEN tienen el potencial de expandir sus capacidades para proporcionar servicios adicionales que contribuyan a reducir aún más los costos operativos del sistema. Esto incluye su uso estratégico para disminuir los costos de despacho. Este aprovechamiento es particularmente notable en el caso BESS, donde los SAE muestran una mayor contribución en comparación con el caso FAESS. La Tabla 6.20 presenta el ciclaje equivalente anual de cada SAE, destacando un uso intensivo de los ESS ubicados en Los Changos y Parinas, en el caso BESS. En particular, el ESS de Los Changos alcanza un ciclaje de 1.21, lo que equivale a realizar aproximadamente 77 ciclos adicionales al año ( $0.21 \cdot 365$ ) respecto a un ciclo completo anual. Si bien esta mayor utilización beneficia al sistema al maximizar la integración de energía renovable y optimizar la operación, también implica costos económicos asociados al desgaste progresivo de los equipos, un factor que debe ser cuidadosamente evaluado. Por otro lado, como se evidenció en el análisis complementario del mes de agosto, una mayor utilización de los SAE resalta la necesidad de incrementar la capacidad de almacenamiento, en potencia y/o energía. Este aumento permitiría un uso más eficiente de estos sistemas, alcanzando un ciclaje unitario. De este modo, se lograría una solución económica que, al menos, sería equivalente a la obtenida en los casos donde el ciclaje es mayor a uno.

Tabla 6.20: Ciclaje equivalente anual de los SAE para los casos de estudio.

Sistema de Almacenamiento	Ciclaje equivalente anual	
	BESS	FAESS
ESS Lagunas220	1.00	1.00
ESS LosChangos500	1.21	1.04
ESS Kimal500	1.01	0.99
ESS Parinas500	1.14	1.02
ESS Cumbre500	1.07	1.01
ESS NuevaCardones500	0.98	1.00

Este mayor aprovechamiento de las capacidades también se evidencia en el caso FAESS, aunque en una medida mucho menor. Esto sugiere que, incluso cuando los sistemas de almacenamiento se destinan al aumento de capacidad de las líneas de transmisión, aún pueden contribuir a maximizar los beneficios económicos del sistema.

Por otro lado, se observa que el ESS ubicado en Kimal para el caso FAESS presenta un menor nivel de utilización de su energía. Esto responde a la necesidad previamente explicada de mantener una reserva de carga permanente en este sistema, garantizando su disponibilidad para actuar de manera efectiva frente a contingencias.

Un resultado interesante es la disminución en la utilización del ESS Nueva Cardones en el caso BESS, donde su ciclaje equivalente anual alcanza un valor de 0.98. Este comportamiento, previamente analizado, se debe a condiciones del sistema que limitan la eficiencia económica de su operación, llegando incluso a registrar un ciclaje de 0.80 durante el mes de mayo. Estas condiciones, relacionadas con la visualización de los costos marginales en las Figuras 6.14 y 6.22, se atribuyen directamente a desacoples generados por el alcance de límites en las líneas de transmisión que impiden una utilización más económica para el completo uso de este sistema de almacenamiento. Semejante al caso de ciclaje mayor a uno, en los casos BESS se puede comprender que un ciclaje por debajo de uno representa un sobredimensionamiento del diseño de los SAE, reflejando que existen condiciones que no permiten el uso energético nominal de un sistema de almacenamiento. Esto a su vez se ve reflejado en el caso FAESS, donde gracias al incremento de capacidad de transmisión el ciclaje de ESS Nueva Cardones logra converger a uno.

Particularmente, el tramo que presenta congestiones que desacoplan los costos marginales de las barras donde se ubicaron los sistemas de almacenamiento es el comprendido entre Cumbre - Nueva Cardones. Véase los flujos de este tramo para el año completo en el Anexo

8.7. Para una mejor comprensión, se seleccionaron los flujos correspondientes al mes de mayo, julio y agosto, los cuales se muestran respectivamente en las Figuras 6.52, 6.54 y 6.56.

La Figura 6.52 muestra los flujos del tramo Cumbre - Nueva Cardones durante mayo, destacando el alcance de los límites máximos de flujo en los casos Base y BESS. Estas limitaciones generan un desacople significativo en los costos marginales entre la barra Nueva Cardones y las barras al norte, como se observa en la Figura 6.53. Sin embargo, en el caso FAESS, la congestión se mitiga de manera notable gracias a la utilización de los SAE, que permiten incrementar la capacidad de la línea.

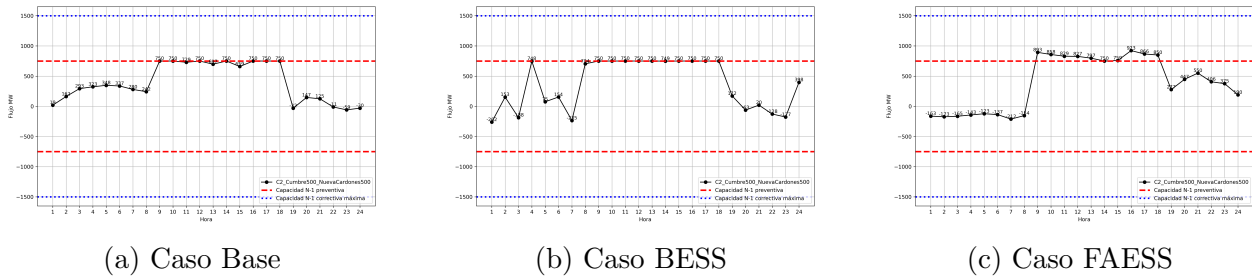


Figura 6.52: Flujo por circuito  $C_2$  de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de mayo 2026.

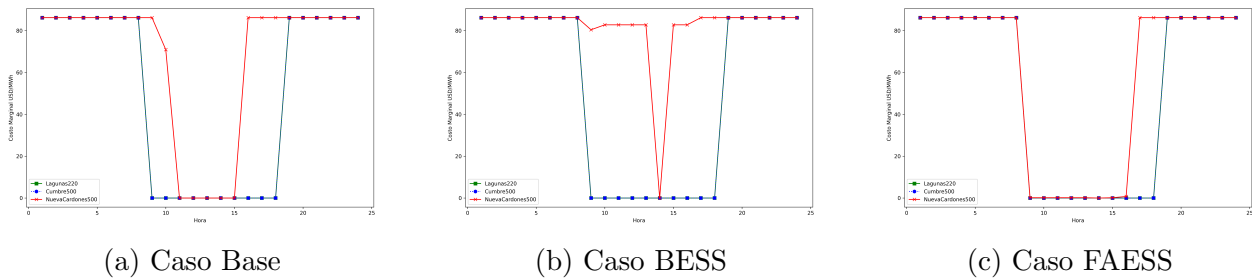


Figura 6.53: Costos marginales de Lagunas, Cumbre y Nueva Cardones para el mes de mayo 2026.

En julio, la Figura 6.54 evidencia que el flujo en el tramo Cumbre - Nueva Cardones permanece constantemente cerca de su límite máximo. En el caso Base, se observan marcados desacoples en los costos marginales, como se aprecia en la Figura 6.57, donde incluso otras líneas al norte de Cumbre alcanzan su capacidad máxima, destacándose el notable desacople en Lagunas. Aunque el uso de almacenamiento en el caso BESS logra reducir significativamente los desacoples en el norte, el tramo Cumbre - Nueva Cardones sigue mostrando un fuerte desacople respecto al resto de las barras al norte durante las horas del bloque Solar. Con la implementación de los SAE en el caso FAESS, las horas de desacople se reducen drásticamente, mejorando la cohesión del sistema para todo el día típico.

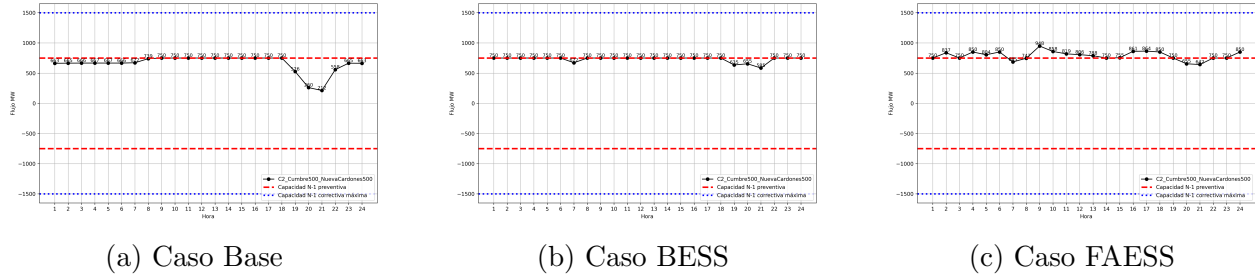


Figura 6.54: Flujo por circuito  $C_2$  de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de julio 2026.

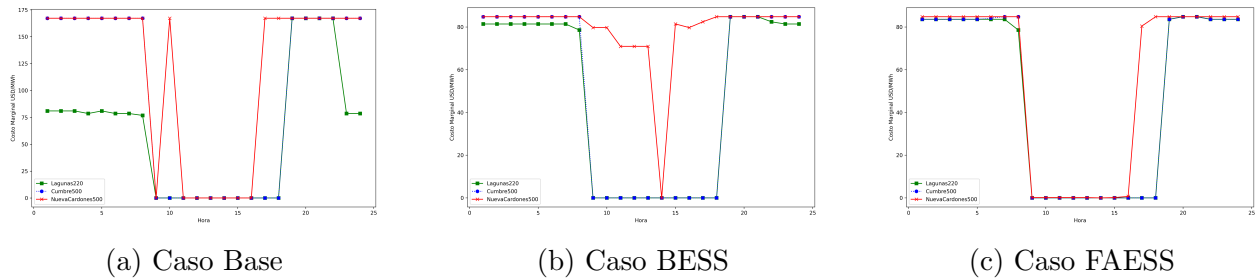


Figura 6.55: Costos marginales de Lagunas, Cumbre y Nueva Cardones para el mes de julio 2026.

Finalmente, en el mes de agosto, la incorporación de almacenamiento en el caso BESS genera un desacople sostenido durante las horas de mayor penetración solar, como se observa en las Figuras 6.56 y 6.57. En contraste, este desacople se reduce significativamente en el caso FAESS, evidenciando una mayor flujo de transmisión al aumentar la capacidad de las líneas.

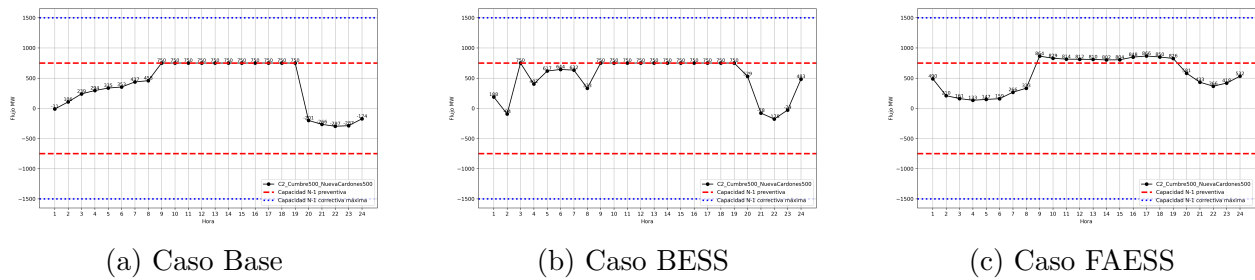


Figura 6.56: Flujo por circuito  $C_2$  de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de agosto 2026.

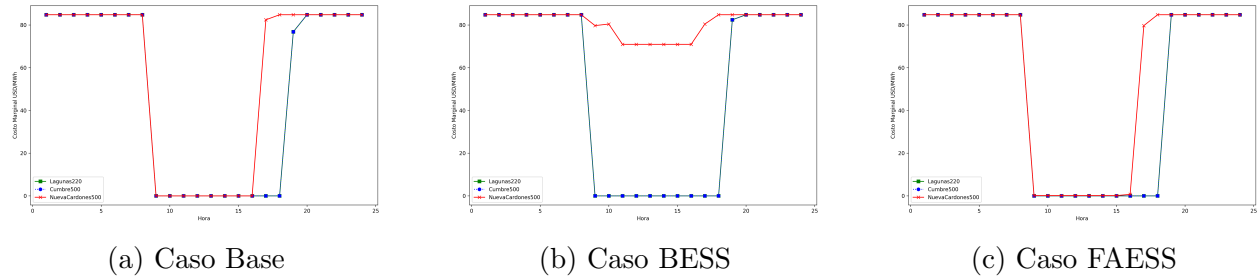


Figura 6.57: Costos marginales de Lagunas, Cumbre y Nueva Cardones para el mes de agosto 2026.

En todos estos casos, se observa que la incorporación de almacenamiento en el escenario BESS genera desacoples de energía más significativos que en el caso sin almacenamiento durante los bloques de mayor entrada solar. Esto se debe a que, con BESS, el despacho óptimo aprovecha de manera más eficiente la generación de ERV, particularmente la solar, priorizando maximizar la inyección renovable del sistema, en desmedro del alcance de los límites máximos de flujo en el tramo Cumbre-Nueva Cardones. Si bien esto provoca desacoples en los precios marginales entre los nodos de dicho tramo durante las horas de mayor penetración solar, el beneficio supera el costo, ya que permite cargar las baterías y posteriormente descargarlas, desplazando así generación térmica y una mayor utilización de energía ERV. Dado el mayor costo variable de esta última, el sistema logra una reducción en los costos totales, como se apreciará posteriormente en la Sección 6.6. En resumen, el uso de BESS incrementa la generación renovable, valorizada en el sistema a costo cero, a pesar de generar desacoples en los costos marginales. Este desacople es aceptable, pues favorece la utilización de los SAE, también valorizados a costo nulo, y facilita el desplazamiento de generación basada en combustibles fósiles, que conlleva un costo asociado.

Estos tres meses fueron seleccionados porque representan los períodos con los mayores desacoples de precios en el caso BESS. En la Figura 6.50, se muestra el incremento de energía ERV para los tres casos de estudio. Al analizar detenidamente, se identifican tres meses —mayo, julio y agosto— en los que el aprovechamiento de energía ERV es notablemente superior en el caso FAESS en comparación con el caso BESS. Esto sugiere que la mayor participación de generación ERV en esos meses se debió a las condiciones operativas, en particular la congestión severa del tramo Cumbre - Nueva Cardones, que causó desacoples significativos en los precios. Sin embargo, esta congestión fue mitigada de manera efectiva en el caso FAESS gracias al aumento de capacidad en este tramo proporcionado por los SAE. Este mejor aprovechamiento de la energía ERV producto del aumento de la capacidad en Cumbre - Nueva Cardones en los meses mencionados también se espera que se refleje en una

reducción más prominente de los costos operativos entre los casos BESS y FAESS.

La Tabla 6.21 presenta el número total de ocasiones en que se alcanzaron los límites máximos en las líneas asociadas a posibles contingencias para el año 2026. A partir de estos datos, se identifica claramente que la línea con mayor requerimiento de aumento de capacidad es la ya mencionada Cumbre - Nueva Cardones.

Tabla 6.21: Recuento total de veces donde los tramos alcanzaron la capacidad máxima N-1 preventiva en el caso BESS para el año 2026.

Hora	Recuento [-] alcance de capacidad máxima - Caso BESS				
	Cumbre500-NuevaCardones500	Kimal500-LosChangos500	Lagunas220-Kimal220	LosChangos500-Parinas500	Parinas500-Cumbre500
1	61	0	0	61	61
2	92	61	0	0	31
3	93	31	0	0	31
4	62	93	0	0	61
5	122	62	0	31	152
6	92	62	0	0	183
7	91	31	0	0	91
8	150	0	31	61	31
9	243	28	184	91	58
10	184	28	150	91	28
11	304	0	182	121	31
12	153	31	122	91	58
13	212	0	151	184	31
14	154	0	211	92	0
15	213	0	30	92	28
16	153	31	123	61	93
17	273	0	61	31	28
18	365	28	122	0	90
19	273	61	59	0	0
20	59	0	0	0	0
21	61	31	0	0	61
22	61	0	0	0	61
23	91	0	0	0	61
24	61	0	0	0	31

Por otro lado, la Tabla 6.22 muestra el promedio ponderado, considerando días y meses del año, de los incrementos de flujo generados por la implementación de sistemas FAESS. Se evidencia que los SAE contribuyen a aumentar la capacidad de todas las líneas en estudio, destacando un incremento significativo en la línea Cumbre - Nueva Cardones. Como se observó en el caso BESS, esta línea registró la mayor cantidad de congestiones a lo largo del año analizado, y gracias a los SAE del caso FAESS, se logró relajar esta restricción de flujo y aumentar la capacidad de dicha línea.

Tabla 6.22: Promedio ponderado de incrementos de flujo total de los tramos con capacidad N-1 correctiva implementados en el caso FAESS para el año 2026.

Hora	Incremento de Flujos MW - Caso FAESS				
	Cumbre500-NuevaCardones500	Kimal500-LosChangos500	Lagunas220-Kimal220	LosChangos500-Parinas500	Parinas500-Cumbre500
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	1.23	0.00	0.00	0.00	2.43
3	0.00	0.00	0.00	0.00	1.18
4	1.42	0.00	0.00	0.04	2.59
5	0.76	0.00	0.00	0.19	1.53
6	1.42	0.00	0.00	0.10	3.03
7	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00
8	4.22	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10.45	1.38	0.00	2.73	0.54
10	7.74	1.49	0.58	1.81	0.00
11	4.70	4.71	2.20	3.53	5.22
12	4.17	1.99	0.00	6.07	0.00
13	3.61	1.18	2.20	3.11	0.00
14	3.56	2.53	1.12	1.92	0.00
15	0.96	0.79	1.29	0.37	0.30
16	8.98	1.66	0.00	0.62	1.27
17	9.64	3.48	0.00	1.51	0.85
18	13.97	5.69	0.00	0.00	1.78
19	12.13	0.38	0.00	0.00	1.28
20	1.91	0.00	0.00	0.00	0.00
21	0.00	0.62	0.00	0.00	0.00
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	1.26
24	1.42	0.00	0.00	0.00	1.05

A continuación, se presenta en la Figura 6.58 el diagrama de caja de los incrementos de flujo al permitir a los 2,000 MW almacenamiento con la capacidad de energía estudiada, participar tanto del arbitraje de energía como al aumento de la capacidad segura de transmisión, considerando los datos de los 12 días típicos de cada mes del año 2026. Este gráfico permite visualizar las estadísticas de los incrementos de flujo en cada línea analizada. En particular, para la línea Cumbre - Nueva Cardones, los cuartiles Q1 y Q3 indican que entre el 25% - 75% de los datos corresponden a un rango de incrementos de flujo entre 55 MW y 200 MW, con un valor máximo registrado de 400 MW. Por otro lado, la línea Los Changos - Parinas muestra una mayor variabilidad, con incrementos de flujo que oscilan entre 24 MW y 272 MW en el rango intercuartil (Q1 - Q3), alcanzando un máximo de 568 MW. Por otra parte, la línea Lagunas - Kimal presenta una menor variabilidad en los datos, con un incremento máximo de 158 MW, que además coincide con el tercer cuartil (Q3). El primer cuartil (Q1) se encuentra en 100 MW, lo que define un rango intercuartil de 58 MW.

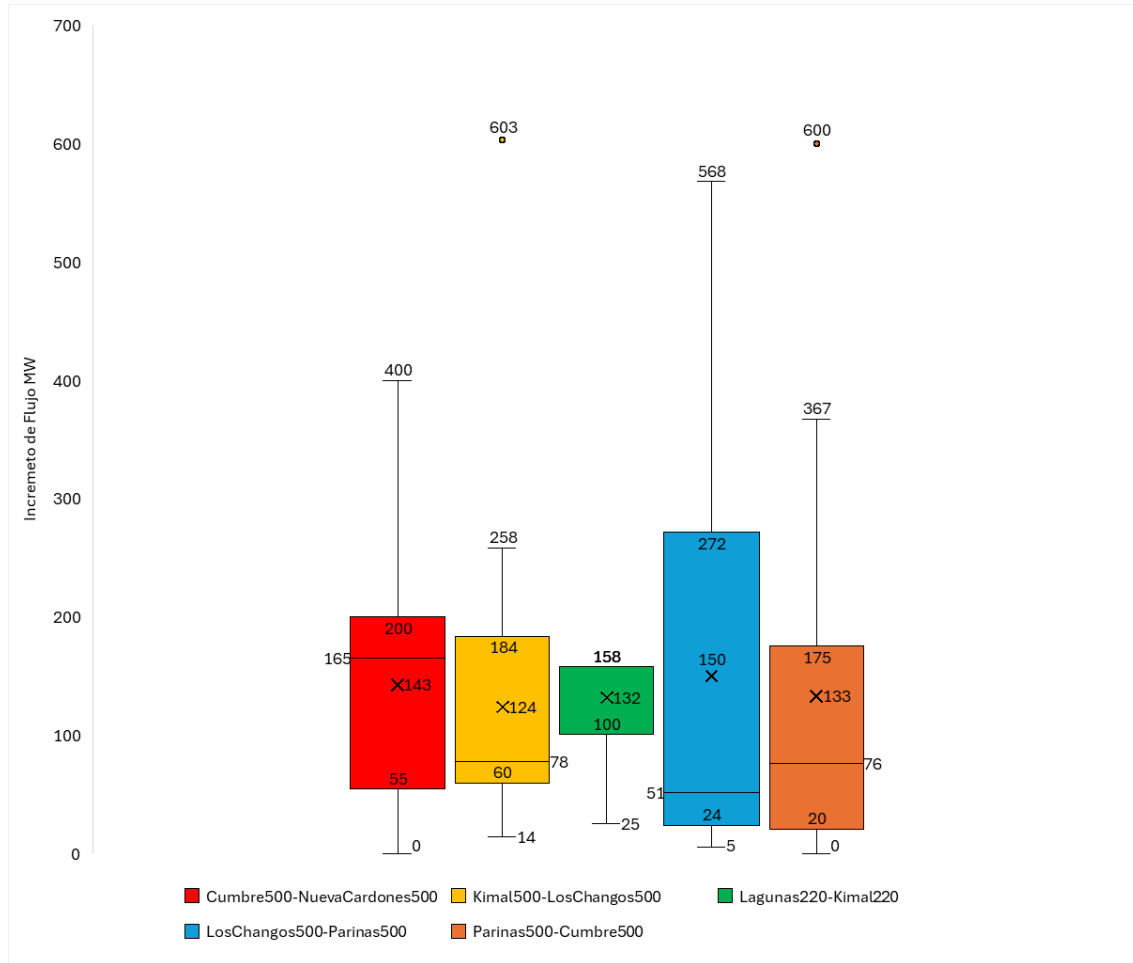


Figura 6.58: Diagrama de cajas. Visualización de incrementos de flujo MW de líneas obtenidos para cada día típico de los meses del año 2026 en el caso FAESS.

Además, al analizar los límites del criterio N-1 correctivo máximo presentados en la Tabla 5.2, se observa que, bajo las condiciones del almacenamiento propuesto, se registraron flujos máximos en las líneas, según se detalla en la Tabla 6.23. En particular, se evidenciaron casos en los que los flujos superaron el 60 % de la capacidad N-1 correctiva. Destaca la línea de 220 kV Lagunas-Kimal, que alcanzó su límite térmico máximo. En la Figura 6.59 se muestra el diagrama de caja considerando la capacidad porcentual de los datos, en base a la capacidad N-1 correctiva, para cada una de las líneas.

Tabla 6.23: Incremento porcentual de flujo máximo registrado.

Línea	N-1 preventivo MW	N-1 correctivo MW	Incremento máx MW	Flujo Max MW	Incremento Porcentual
Cumbre500-NuevaCardones500	1500	3000	400	1900	63 %
Kimal500-LosChangos500	1590	3180	603	1848	69 %
Lagunas 220-Kimal 220	789	946.8	158	946.8	100 %
LosChangos500-Parinas500	1500	3000	568	2068	69 %
Parinas500-Cumbre500	1500	3000	600	1867	70 %

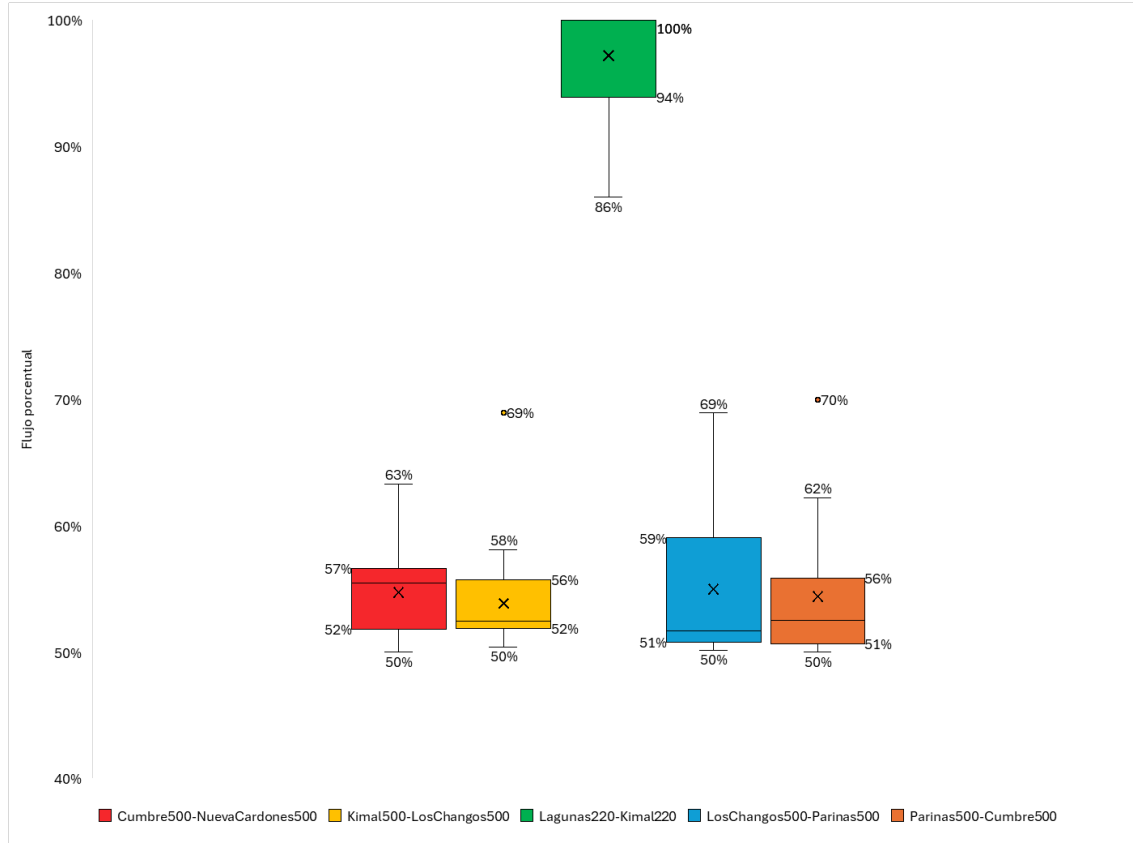


Figura 6.59: Diagrama de cajas. Visualización de flujo porcentual de líneas obtenidos para cada día típico de los meses del año 2026 en el caso FAESS.

Como se observa en la Figura 6.59, para las líneas de 500 kV, los flujos se incrementaron entre un 51 % y valores cercanos al 60 % de la capacidad máxima N-1 correctiva, es decir, del límite térmico. No obstante, la línea Lagunas-Kimal en 220 kV presentó incrementos que alcanzaron el 86 % y 100 % del flujo máximo N-1 correctivo. Si bien estos registros sugieren un alto nivel de utilización de esta línea, es importante destacar que los datos analizados corresponden únicamente a los instantes en que se superaron los valores N-1 preventivos de cada línea. La Tabla 6.24 muestra la frecuencia con la que se excedieron estos límites. En particular, la línea Lagunas-Kimal superó este umbral en solo ocho ocasiones, lo que representa un 3 % del total de datos posibles (288 registros en total, considerando 24 horas por cada uno de los 12 días representativos del año). Por otro lado, la línea Cumbre-NuevaCardones fue la que más veces presentó incrementos en su capacidad, con un total de 93 eventos, equivalentes al 32 % de los datos registrados.

Tabla 6.24: Cantidad de datos registrados donde las líneas presentaron incremento de flujos por sobre el límite N-1 preventivo en el caso FAESS.

Cantidad datos	Líneas				
	Cumbre500- NuevaCardones500	Kimal500- LosChangos500	Lagunas220- Kimal220	LosChangos500- Parinas500	Parinas500- Cumbre500
Cantidad de datos	93	30	8	21	26
Cantidad porcentual	32 %	10 %	3 %	7 %	9 %

## 6.6. Costos operativos

Los efectos analizados en las secciones anteriores tienen una implicancia directa en los costos operativos asociados al suministro de energía del sistema. En la Tabla 6.25 se presenta un resumen de los costos diarios para los meses del año 2026, desglosados para los tres casos estudiados.

Tabla 6.25: Resultados de costo diario por día típico de cada mes del año 2026.

Mes	Costo día típico (MMUSD)		
	Base	BESS	FAESS
1	3.34	2.29	2.26
2	4.45	3.37	3.33
3	5.89	4.68	4.63
4	6.39	5.17	5.10
5	6.94	5.70	5.58
6	6.51	5.31	5.24
7	6.30	5.04	4.91
8	6.21	5.11	4.99
9	4.89	3.78	3.75
10	5.70	4.46	4.43
11	3.86	2.79	2.77
12	4.30	3.21	3.20

La Tabla 6.26 presenta el costo operativo mensual equivalente para el año 2026. En el caso Base, el costo anual de operación asciende a 1,972.9 MMUSD. En contraste, el caso BESS muestra una disminución significativa, reduciendo el costo operativo a 1,550.7 MMUSD, mientras que el caso FAESS alcanza un costo aún menor, de 1,529.2 MMUSD. Esto refleja una reducción en los costos operativos de 422.2 MMUSD para el caso BESS, y de 443.7 MMUSD para el caso FAESS, evidenciando la eficiencia de los sistemas de almacenamiento en la disminución de los costos operativos. Comparando los casos con almacenamiento, se tiene un beneficio de 21.5 MMUSD anual utilizando el almacenamiento para arbitraje de energía y el aumento de la capacidad segura en transmisión.

En la Figura 6.60 se muestran los costos operativos mensuales para cada mes del año 2026, donde se visualiza claramente la reducción de los costos operativos gracias a la incorporación de los 2000 MW de almacenamiento de energía. De forma general, el caso FAESS reduce los costos en comparación con el caso BESS, siendo más significativo en los meses de mayo, julio y agosto. Como se expuso anteriormente, estos meses presentan las mayores congestiones en el tramo Cumbre - Nueva Cardones para el caso BESS, lo que provoca un desacople significativo

en los costos marginales. En el caso FAESS, el aumento en la capacidad de flujo de este tramo, permitido por los SAE, genera una reducción de costos más significativa durante estos meses en comparación con el resto del año.

Tabla 6.26: Costo equivalente mensual para el año 2026.

Mes	Costo de operación (MMUSD)			Diferencia costo (MMUSD)	
	Caso Base	Caso BESS	Caso FAESS	Base - BESS	Base - FAESS
1	103.47	70.84	70.15	32.63	33.33
2	124.68	94.23	93.28	30.45	31.40
3	182.54	145.16	143.53	37.37	39.01
4	191.71	155.06	153.07	36.65	38.64
5	215.05	176.73	172.91	38.32	42.13
6	195.37	159.18	157.25	36.19	38.12
7	195.20	156.33	152.35	38.88	42.85
8	192.38	158.26	154.69	34.11	37.69
9	146.55	113.46	112.42	33.09	34.14
10	176.70	138.17	137.23	38.54	39.47
11	115.81	83.67	83.12	32.13	32.68
12	133.45	99.60	99.20	33.85	34.25
Total	1,972.92	1,550.69	1,529.20	422.22	443.72

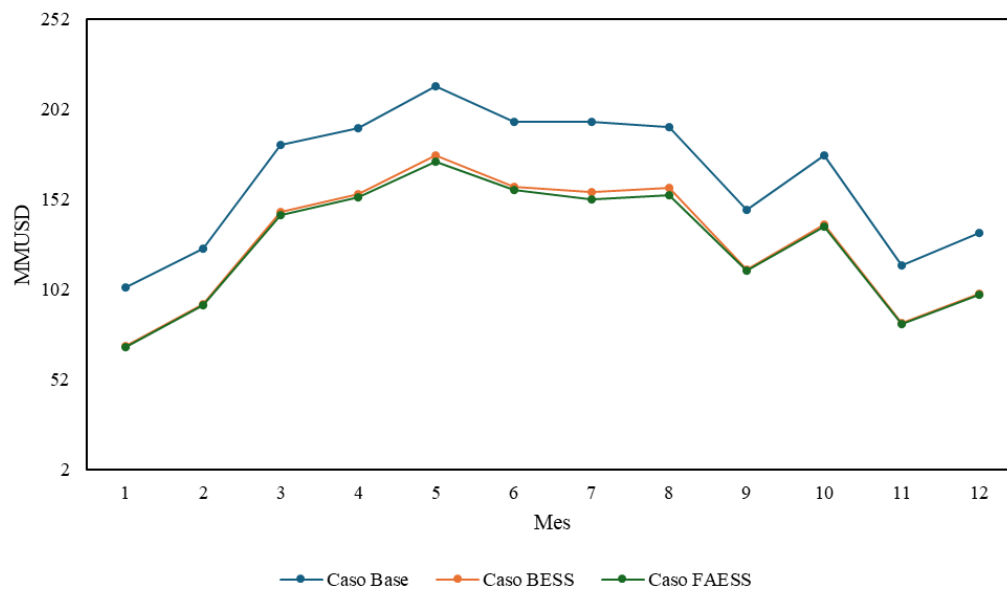


Figura 6.60: Costo operativo equivalente mensual durante el año 2026.

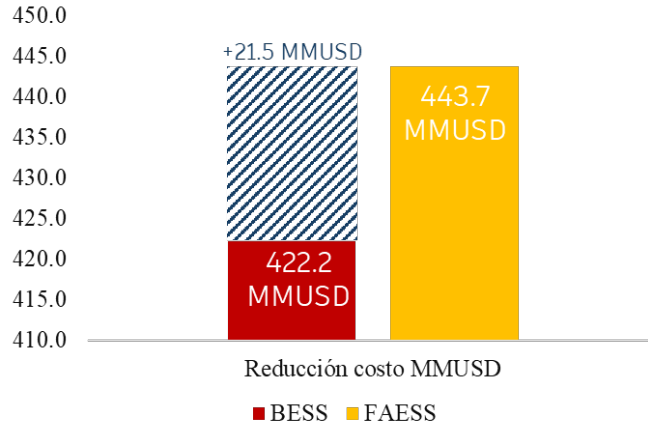


Figura 6.61: Reducción de costo operativo total al año 2026.

Por otro lado, los costos de inversión asociados a los 2,000 MW de almacenamiento en el SEN se detallan en la Tabla 6.27. En ella se considera un costo de inversión referencial de 1,556 USD/kW para sistemas de almacenamiento con 6 horas de autonomía y 1,762 USD/kW para aquellos con 8 horas.

Tabla 6.27: Costo de inversión en SAE considerando la información de la CNE [29].

ESS	Capacidad MW	Horas	Costo Inv MMUSD
Lagunas	600	6	934
Kimal	400	8	705
Los Changos	100	6	156
Parinas	300	6	467
Cumbre	400	6	622
Nueva Cardones	200	8	352
			3,236

Bajo estos parámetros, la inversión total requerida para los 2,000 MW en SAE asciende a 3,236 MMUSD. A esto se suma un costo fijo anual de 65 MMUSD, equivalente al 2% del costo de inversión, resultando en un costo total aproximado de 3,300 MMUSD. Por otra parte, al estimar de manera conservadora el costo de inversión de los sistemas FAESS en 1.33 veces el costo de inversión de los BESS [13], se obtiene un valor de 4,304 MMUSD. Sumando un costo fijo adicional del 2%, se alcanza un costo total para los sistemas FAESS de 4,390 MMUSD.

Considerando una tasa de descuento anual del 7% y suponiendo beneficios equivalentes anuales constantes en el sistema, el retorno a la inversión (VAN=0) se logra en 12 años para el caso BESS y en 18 años para el caso FAESS (véase el detalle en el Anexo 8.8).

# Capítulo 7

## Conclusiones y Recomendaciones

Este capítulo resume los análisis realizados, destacando los principales hallazgos y conclusiones del trabajo, presentando recomendaciones y posibles líneas de investigación futura.

### 7.1. Conclusiones

1. La regulación que rige la operación de los sistemas de almacenamiento de energía en Chile permite evidenciar y analizar cómo la normativa vigente establece diferentes modalidades de uso para los SAE, así como las reglas asociadas a cada una. En el contexto del almacenamiento en transmisión destinado a aumentar la capacidad segura de las líneas, los SAE están actualmente restringidos a una capacidad energética de solo 30 minutos. Esta limitación excluye la posibilidad de aprovechar remanentes de energía que permitirían un uso adicional, como el arbitraje de energía y así maximizar sus capacidades en el sistema.
2. La adaptación de las bases de datos de la PELP y del almacenamiento propuesto por el CEN al software de simulación LGPLAN proporciona una formulación actualizada del sistema, incorporando las capacidades de almacenamiento vigentes que, gracias a los incentivos del sector eléctrico, se anticipa serán de esperar en el corto plazo. Esta formulación del problema facilita el estudio de escenarios plausibles en el corto plazo, utilizando una herramienta que permite explorar y analizar metodologías de uso que actualmente no están permitidas en el SEN. De esta manera, se posibilita un análisis detallado de los beneficios potenciales que hasta ahora no se han considerado, contribuyendo así a una planificación energética más efectiva.
3. Gracias a la implementación del modelo en LGPLAN, se lograron obtener resultados de despacho para tres escenarios: Base, BESS y FAESS. Esta metodología permitió esta-

blecer diversas alternativas de despacho para el año 2026, así como identificar distintas oportunidades para el uso de sistemas de almacenamiento de energía. En términos generales, se observaron mejoras significativas en ambas metodologías de almacenamiento, lo que favorece una mayor penetración de energías renovables y, a su vez, contribuye a la reducción de los costos de operación. Estos resultados destacan el potencial de los sistemas de almacenamiento para optimizar el funcionamiento del sistema eléctrico y fomentar un futuro más sostenible.

4. Los resultados obtenidos indican que los 2,000 MW de almacenamiento propuestos por el Coordinador facilitan una operación más económica y con una mayor incorporación de energía renovable. Para el año 2026, el uso de estos sistemas permite un incremento de más de 5,000 GWh en la generación de energía renovable. Además, se evidencia que una alternativa en la que los SAE puedan arbitrar y aumentar la capacidad de las líneas permite un aprovechamiento adicional de 295.1 GWh en comparación con el enfoque que solo permite el arbitraje. Asimismo, los SAE maximizan el uso de energía renovable, lo que resulta en reducciones significativas en los costos de operación, superando los 400 MMUSD en ahorros para el año 2026. Se observa un mayor beneficio en el costo de operación para el caso FAESS en comparación con el BESS, que genera un incremento en los ahorros de 21.5 MMUSD para el sistema. Estos hallazgos resaltan el papel crucial de los sistemas de almacenamiento en la optimización de la operación del sistema eléctrico y en la promoción de un futuro energético más sostenible. Por otra parte, al comparar los retornos de inversión, se observa que la alternativa BESS comienza a generar flujos netos positivos a partir del año 12, mientras que la alternativa FAESS lo hace recién a partir del año 18. Si bien la alternativa FAESS ofrece mayores ahorros totales, su retorno de inversión es más lento en comparación con el BESS, lo que sugiere que la elección entre ambas tecnologías debe considerar no solo los beneficios económicos globales, sino también el horizonte temporal de recuperación de la inversión.

## 7.2. Conclusión ampliada

Este trabajo de memoria demuestra los importantes beneficios que conlleva la incorporación de 2,000 MW en sistemas de almacenamiento con seis y ocho horas de gestión energética promovidos por el CEN. En particular, los SAE alcanzan dos hitos clave alineados con los objetivos nacionales. En primer lugar, favorecen una mayor penetración de energías renovables al reducir los vertimientos, gracias a la co-localización estratégica permitida por el uso eficiente del almacenamiento. En segundo lugar, los costos operativos se ven reducidos, lo cual representa un beneficio económico para el sistema y los clientes finales que requieren

suministro continuo de energía.

Este trabajo tiene como objetivo final, determinar el impacto económico de asignar a los SAE un rol que actualmente no está permitido por la normativa vigente. Los resultados obtenidos evidencian beneficios económicos adicionales a nivel de costo operativo bajo la metodología propuesta, alcanzando un ahorro de 21.5 MMUSD para el año 2026. Este beneficio se logra gracias a que los SAE permiten la transición de un criterio N-1 preventivo a uno N-1 correctivo, asumiendo un rol clave en la seguridad del sistema eléctrico y aumentando la capacidad de las líneas especificadas.

Si bien este beneficio adicional es positivo, su impacto en el contexto global del sistema es relativamente bajo. Los 21.5 MMUSD representan solo un 1.4% del costo operativo anual y un 16.9% del costo operativo promedio mensual proyectado para 2026. Esto sugiere que, aunque la integración de SAE bajo ambas metodologías genera beneficios económicos en los costos de operación y promueve la sostenibilidad del sistema eléctrico, la asignación de funciones de seguridad en transmisión a los SAE, **bajo las características promovidas por el CEN en diseño y ubicación de los SAE, no presenta un impacto económico suficientemente significativo a nivel sistémico como para justificar una expansión de sus atribuciones dentro del marco normativo actual.**

Si bien los resultados indican que la asignación de funciones de seguridad en transmisión a los SAE no genera un impacto económico significativo, es importante enfatizar que el diseño del almacenamiento utilizado en este análisis se basó en la propuesta del CEN. Este diseño, que contempla una capacidad de 2,000 MW con duraciones de seis y ocho horas, permitió incrementar las capacidades de transmisión, alcanzando valores máximos entre 60%-70% de la capacidad máxima N-1 correctiva en las líneas de 500 kV. No obstante, se observa que la línea Cumbre-NuevaCardones es la más limitada en términos de capacidad de transmisión (Tabla 6.21) y, a su vez, la que más frecuentemente se benefició de la integración de SAE, logrando un aumento en su capacidad operativa equivalente al 32% de las veces (Tabla 6.24). Si bien, todas las líneas mostraron instantes de aumento en capacidad, el resto de líneas en 500 KV solo vio incrementos entre el 7%-10% de las veces y Lagunas-Kimal, en 220 kV, solo un 3%. Esto subraya la presencia de ubicaciones estratégicas dentro del sistema donde el aumento en las capacidades de transmisión es más notable. Esto sugiere que, para maximizar los beneficios de una estrategia como la propuesta en este estudio, es fundamental llevar a cabo una planificación estratégica que determine no solo la ubicación óptima de los SAE, sino también sus características en términos de potencia y energía.

### 7.3. Recomendaciones y trabajos futuros

Como se concluyó, los SAE que contribuyen a aumentar la capacidad segura de transmisión maximizan los beneficios económicos en los costos de operación, especialmente en los tramos con mayores congestiones. Este Trabajo de Memoria se planteó desde el inicio con el objetivo de optimizar el uso del almacenamiento propuesto por el CEN, para las cantidades y ubicaciones dadas. Sin embargo, la implementación de una estrategia en la que los SAE puedan cumplir con el criterio de seguridad N-1 correctiva permitiría maximizar estos beneficios en los tramos donde se requiera una mayor capacidad de transmisión.

En este estudio, considerando las cantidades de almacenamiento, las horas y las ubicaciones propuestas por el CEN, se logró identificar un ahorro de 21.5 MMUSD en los costos operativos totales del año 2026. No obstante, este ahorro podría incrementarse si se determinaran ubicaciones óptimas para los SAE que permitan una mayor utilización de la capacidad de transmisión del SEN. Cabe destacar que, en este trabajo, LGPLAN fue utilizado como un modelo de operación; sin embargo, también podría emplearse como un modelo de planificación, permitiendo que el software calcule de forma óptima las ubicaciones y capacidades estratégicas de los SAE dado un nivel de inversión específico. La versión 2025 de LGPLAN incorpora mejoras significativas. Entre ellas, destaca la posibilidad de asignar SAE exclusivamente para arbitraje, así como SAE con funciones duales, tal como se analizó en este estudio. Esto permite una representación más precisa del sistema al considerar tanto los SAE ya operativos, destinados al arbitraje de energía, como la identificación óptima de nuevos SAE que, además de arbitrar, contribuyan al aumento de la capacidad segura de la red.

A partir de este análisis, se identifican las siguientes oportunidades para trabajos futuros, los cuales se proponen realizar de manera secuencial:

1. Planificación óptima de SAE para utilización tanto en arbitraje de energía como para el aumento de capacidad segura en transmisión (N-1 correctivo).
2. Propuestas normativas que permitan a los SAE participar simultáneamente en el segmento de transmisión y en el mercado spot.
3. Evaluación económica de proyectos de almacenamiento destinados al arbitraje de energía y al aumento de capacidad de transmisión, incluyendo el análisis de retornos y beneficios asociados a cada estrategia.

# Capítulo 8

## Anexo

### 8.1. Bases de datos para transmisión 2026

En la Tabla 8.1 se presenta el listado de las líneas de transmisión filtrado a partir del proceso PELP estudiado.

Tabla 8.1: Sistema de transmisión eléctrica hasta el 2026 con base de datos PELP.

Año de Ingreso	Nombre	Flujo máximo MW
1970	L1.NuevaPuertoMontt500_Ancud500	102.0
1970	L1.Pichirropulli500_NuevaPuertoMontt500	145.0
1970	Tr1.LosChangos500_LosChangos220	1500.0
1970	L1.NuevaPandeAzucar500_Polpaico500	2280.0
1970	L1.LosChangos220_NuevaZaldivar220	525.0
1970	L1.NuevaPozoAlmonte220_Lagunas220	366.0
1970	L1.Kimal220_NuevaZaldivar220	815.0
1970	L1.NuevaCharrua500_Mulchen500	880.0
1970	L1.RioMalleco500_Mulchen500	630.0
2024	LC.NuevaCharrua500_Mulchen500	660.0
2024	LC.RioMalleco500_Mulchen500	660.0
1970	L1.AltoJahuel500_Ancoa500	2765.0
1970	L1.Polpaico500_AltoJahuel500	1880.0
1970	L1.Ancoa500_NuevaCharrua500	3000.0
1970	Tr1.Kimal500_Kimal220	1500.0
1970	L1.NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500	2500.0
1970	L1.Candelaria500_AltoJahuel500	680.0
1970	L1.Parinas500_Cumbre500	1500.0
1970	L1.Cumbre500_NuevaCardones500	1500.0
1970	L1.NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	2360.0
2025	LC.Parinas500_NuevaZaldivar220	660.0
2023	LC.Lagunas220_Kimal220	473.0
2025	LC.NuevaPozoAlmonte220_Lagunas220	296.0
2023	LC.NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500	558.0
2021	LC.Pichirropulli500_NuevaPuertoMontt500	660.0
2022	LC.NuevaPozoAlmonte220_Parinacota220	135.0
1970	L1.RioMalleco500_Pichirropulli500	483.0
1970	L1.LosChangos500_Parinacota220	1500.0
1970	L1.Kimal500_LosChangos500	1590.0
2023	LC.AltoJahuel500_Ancoa500	135.0
1970	L1.Parinacota220_NuevaPozoAlmonte220	91.0
1970	L1.Rapel500_AltoJahuel500	394.0
1970	L1.Concepcion500_NuevaCharrua500	260.0
1970	L1.Quillota500_Polpaico500	1803.0
1970	L1Kimal500_Kimal500H2	99999.0
1970	L1NuevaCharrua500_NuevaCharrua500H2	99999.0
1970	L1Polpaico500_Polpaico500H2	99999.0
1970	L1.Lagunas220_Kimal220	316.0

## 8.2. Capacidad instalada por barra

En la Figura 8.1 se muestra la capacidad de potencia instalada en cada una de las barras segregada por el tipo de tecnología.

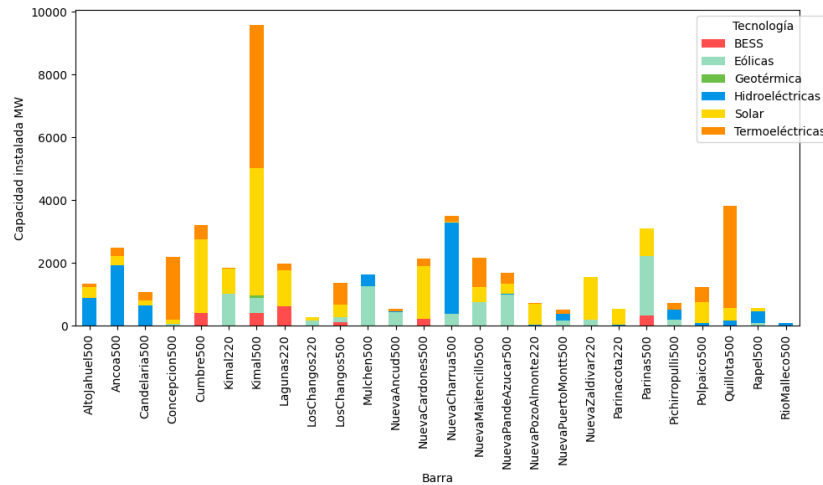


Figura 8.1: Capacidad instalada al año 2026 por tecnología y barra en base a la información de la PELP[25] y el Coordinador [6]. Elaboración propia.

## 8.3. Vertimientos

A continuación se muestran los vertimientos de energía por barra y tecnología que permiten comprender las dinámicas explicadas en el cuerpo de este documento.

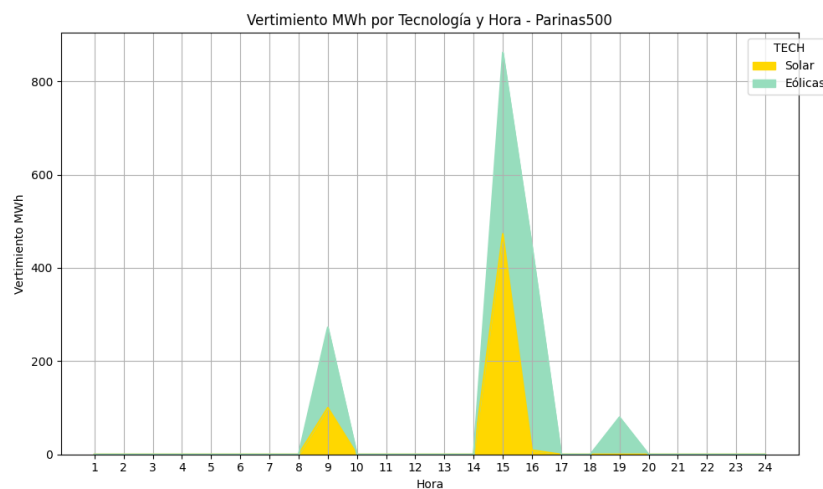


Figura 8.2: Perfil de vertimiento de Parinas para el caso BESS en el día típico del mes de enero 2026.

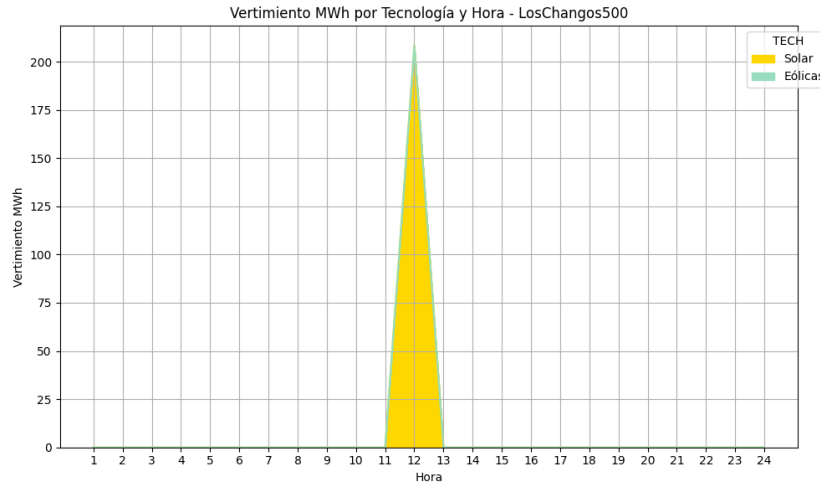


Figura 8.3: Perfil de vertimiento de Los Chagos 500 kV para el caso BESS en el día típico del mes de enero 2026.

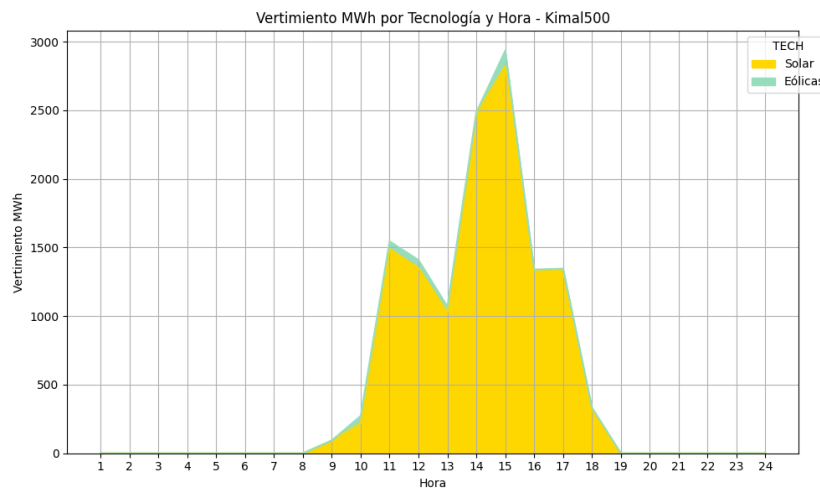


Figura 8.4: Perfil de vertimiento de Kimal 500 kV para el caso FAESS en el día típico del mes de marzo 2026.

## 8.4. Análisis: Restricción de uso de almacenamiento

En este anexo se estudia y analiza cómo es afectado el despacho económico si se limita el uso de almacenamiento de energía durante las horas de penetración solar. Específicamente se busca comprender qué pasaría si se fuerza el ciclaje (véase el Anexo 8.5) a uno, es decir, que se inyecte como máximo la capacidad nominal de los sistemas de almacenamiento y no se permita un uso adicional.

En primer lugar, es importante destacar que la versión utilizada del programa LGPLAN no cuenta con un módulo específico para definir directamente el número máximo de ciclos de los SAE. No obstante, esto puede gestionarse de manera indirecta mediante la incorporación de una señal de precio, como su costo variable. Siguiendo este enfoque, se realizó una simulación para el día típico de enero, asignando un costo variable pequeño al almacenamiento, equivalente a 1 USD/MWh

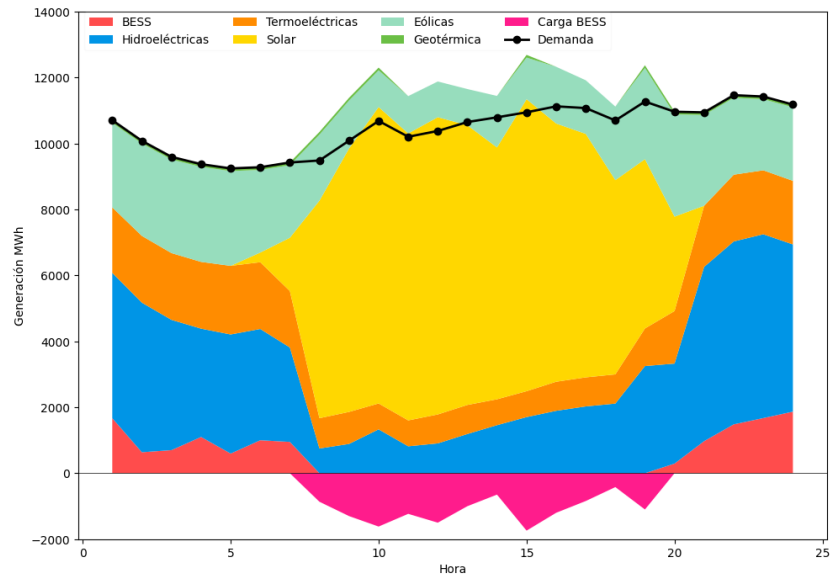


Figura 8.5: Despacho para el día típico del mes de enero 2026 con ciclaje unitario en SAE.

En la Figura 8.5 se observa que, a diferencia de lo mostrado en la Figura 6.2b, los SAE no inyectan energía almacenada durante las horas de penetración solar. Por otro lado, la Figura 8.6 muestra el despacho térmico para este día típico de enero, evidenciando claras diferencias con lo presentado en la Figura 6.5. En particular, se aprecia un mayor uso de generación térmica en los bloques Mañana y Noche, así como una mayor variabilidad en su utilización durante el bloque Solar.

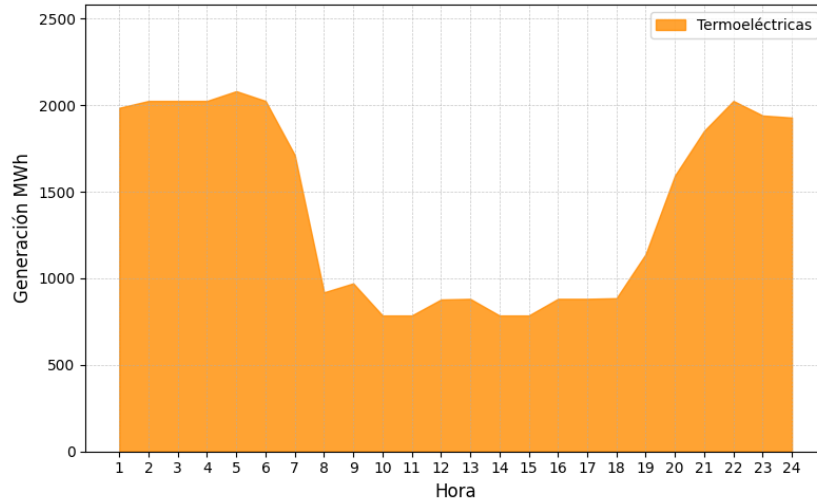


Figura 8.6: Despacho térmico para el día típico del mes de enero 2026 con ciclaje unitario en SAE.

Analizando estos resultados se puede observar que las diferencias de generación térmica entre ambos despachos se asocian a la participación distinta de cuatro centrales. Dichas centrales son las unidades U1 y U2 de Guacolda, Ventanas 2 y CTNORGENER NT01. En la Tabla 8.2 se observan las diferencias de costo entre ambos despachos estudiados, donde los valores negativos indican que hay un mayor ahorro asociado en generación térmica en el caso sin restricción de ciclaje, mientras que los positivos indican que hay mayor ahorro cuando se establece la restricción.

Tabla 8.2: Diferencia de costo térmico entre caso sin y con restricción de ciclaje de almacenamientos de energía para el día típico del mes de enero 2026.

Central Térmica	Diferencia de costo USD
GuacoldaU1	-58.959
GuacoldaU2	-18.144
Ventanas2	65.923
CTNORGENER_NT01	10.409
	<b>-769</b>

De los resultados mostrados en la Tabla 8.2 se observa que, desde la perspectiva del caso original (sin restricción de ciclaje) ambas unidades de Guacolda tienen una menor participación de inyecciones, mientras que Ventanas 2 y CTNORGENER NT01 inyectan más energía al sistema. Estas inyecciones, llevadas a costo, reflejan un ahorro de 769 USD al no limitar el ciclaje de los SAE. De esta forma, se comprueba que el mayor uso de SAE está permitiendo contribuir a una operación más económica al reducir la generación térmica.

## 8.5. Definición de ciclaje

El ciclaje es una métrica numérica que representa la proporción de energía inyectada al sistema por un SAE, en relación con su capacidad máxima. Su definición matemática simplificada se establece en la Ecuación (8.1).

$$C_k = \frac{I_k}{\eta_k \hat{E}_k} \quad (8.1)$$

Donde:

- $C_k$  el ciclaje del SAE  $k$
- $I_k$  la sumatoria de las inyecciones al sistema del SAE  $k$
- $\eta_k$  la eficiencia del SAE  $k$
- $\hat{E}_k$  la energía máxima definida para el SAE  $k$

## 8.6. Análisis: Aumento de capacidad temporal

Como se ha analizado previamente, los SAE que inyectan su energía durante las horas de mayor penetración solar lo hacen con el objetivo de minimizar los costos operativos del sistema, evitando el uso adicional de generación térmica. Aunque estos SAE presentan un ciclaje mayor a uno, esto también sugiere que su capacidad energética temporal está subdimensionada. La Figura 8.7 muestra el despacho resultante tras aumentar la capacidad energética temporal de todos los sistemas de almacenamiento a nueve horas. En este escenario, el ciclaje de los SAE comprometidos converge a un valor unitario, eliminando la necesidad de inyecciones durante el bloque solar. Como resultado, se logra un mayor aprovechamiento de la generación renovable, reduciendo las caídas abruptas asociadas a vertimientos puntuales.

Si bien un ciclaje mayor a uno indica que los SAE están subdimensionados, alcanzar un ciclaje unitario no garantiza un punto de diseño óptimo, sino únicamente que el SAE logró cargar e inyectar la totalidad de su energía nominal de diseño. Para ilustrar esto, en la hora 12 del despacho mostrado en la Figura 8.7, se observa una reducción en los retiros de energía, lo que a su vez limita las inyecciones de generación renovable y provoca vertimientos. Esto sugiere que un aumento en la capacidad de potencia y/o energía de los SAE podría permitir un despacho más eficiente y económico. Por lo tanto, el ciclaje debe interpretarse solo como

un indicador y no como un criterio absoluto para definir el diseño óptimo del sistema de almacenamiento.

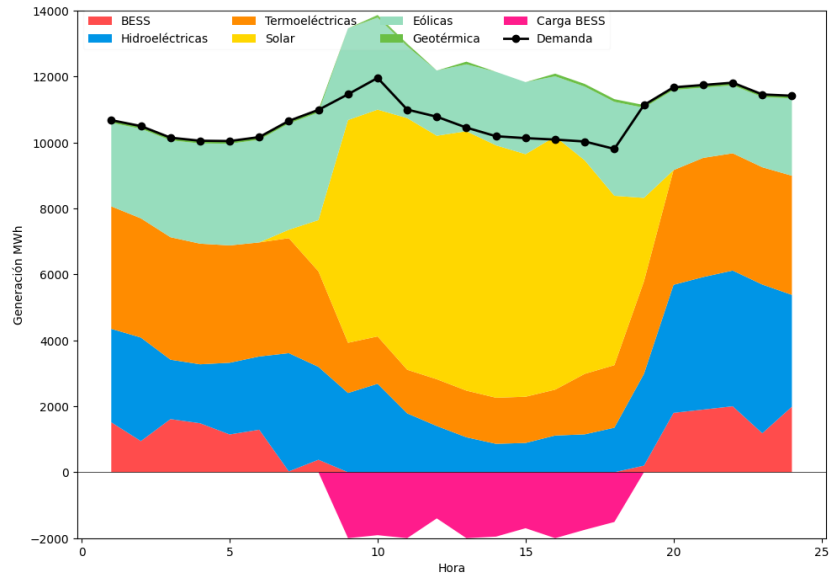
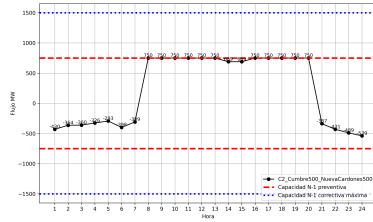


Figura 8.7: Despacho para el día típico del mes de agosto 2026 con capacidad energética temporal de nueve horas.

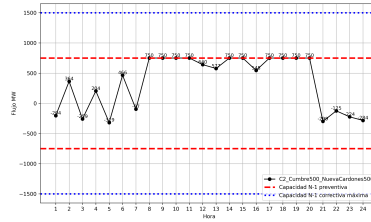
A este nivel de análisis, se puede comprender que un ciclaje mayor a uno indica una mayor utilización de los SAE para reducir costos operativos al evitar el uso adicional de generación térmica en el despacho. Esto sugiere que existe una solución de diseño de los SAE mínima que, al cambiar (por ejemplo, aumento de capacidad energética temporal) va a generar a lo menos la misma solución económica, sin la necesidad de recurrir a inyecciones del almacenamiento de energía en horario solar (ciclaje unitario), maximizando el aporte renovable.

## 8.7. Flujos Cumbre- Nueva Cardones

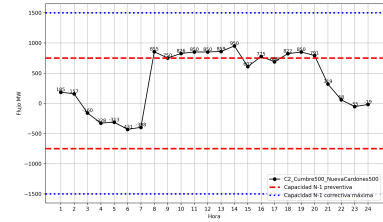
A continuación, se presentan los flujos del tramo Cumbre - Nueva Cardones, que constituye la línea principal cuyo límite máximo es alcanzado durante todos los meses del año 2026 en los casos Base y BESS.



(a) Caso Base

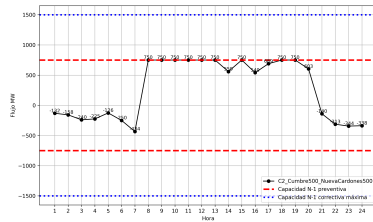


(b) Caso BESS

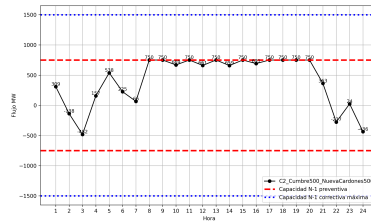


(c) Caso FAESS

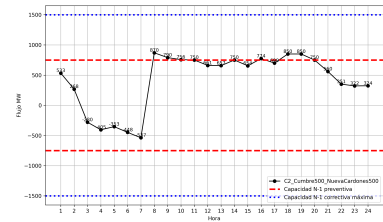
Figura 8.8: Flujo por circuito  $C_2$  de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de enero 2026.



(a) Caso Base

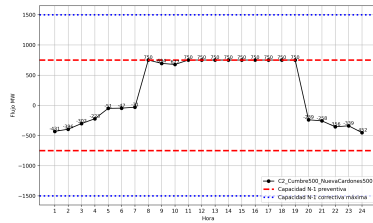


(b) Caso BESS

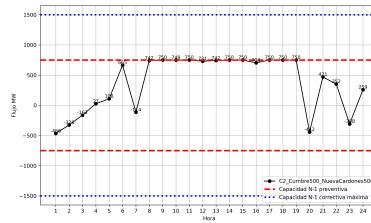


(c) Caso FAESS

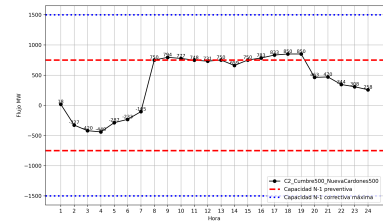
Figura 8.9: Flujo por circuito  $C_2$  de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de febrero 2026.



(a) Caso Base

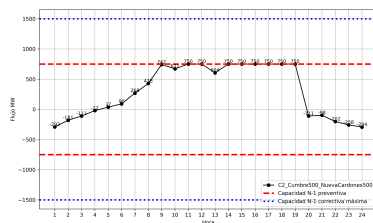


(b) Caso BESS

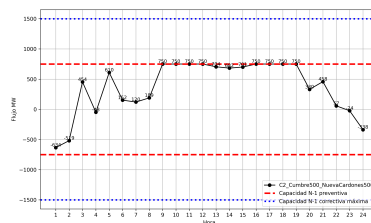


(c) Caso FAESS

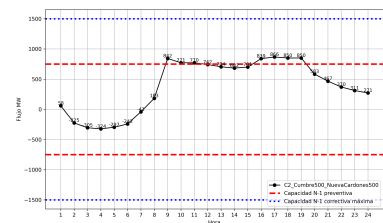
Figura 8.10: Flujo por circuito  $C_2$  de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de marzo 2026.



(a) Caso Base

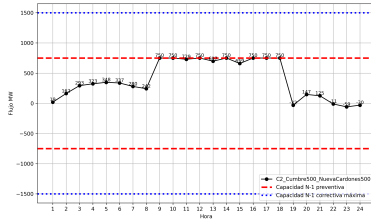


(b) Caso BESS

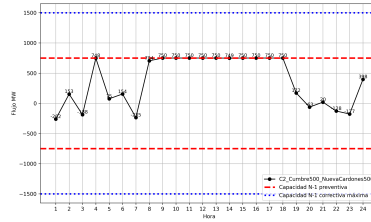


(c) Caso FAESS

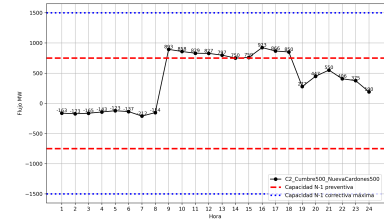
Figura 8.11: Flujo por circuito  $C_2$  de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de abril 2026.



(a) Caso Base

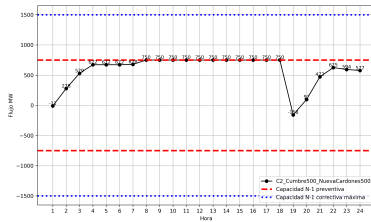


(b) Caso BESS

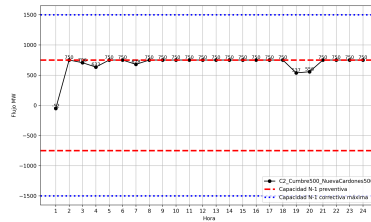


(c) Caso FAESS

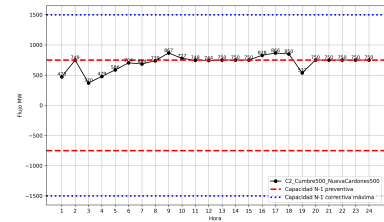
Figura 8.12: Flujo por circuito  $C_2$  de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de mayo 2026.



(a) Caso Base

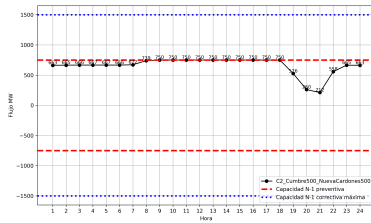


(b) Caso BESS

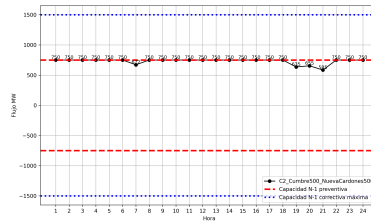


(c) Caso FAESS

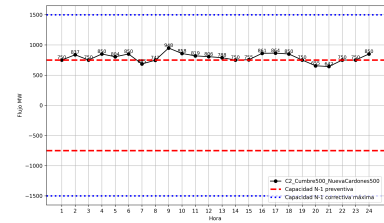
Figura 8.13: Flujo por circuito  $C_2$  de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de junio 2026.



(a) Caso Base

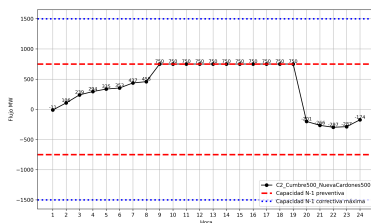


(b) Caso BESS

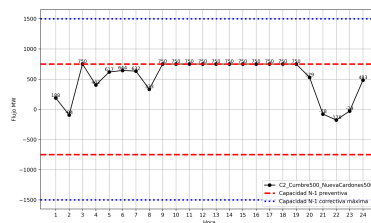


(c) Caso FAESS

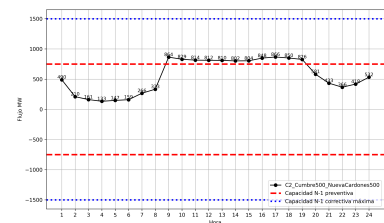
Figura 8.14: Flujo por circuito  $C_2$  de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de julio 2026.



(a) Caso Base

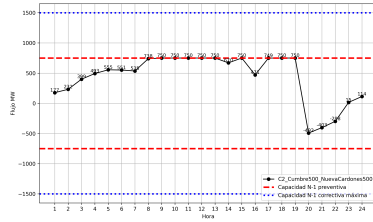


(b) Caso BESS

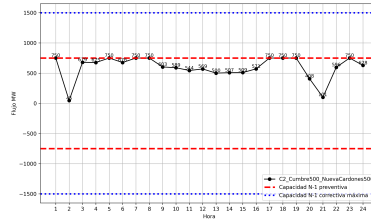


(c) Caso FAESS

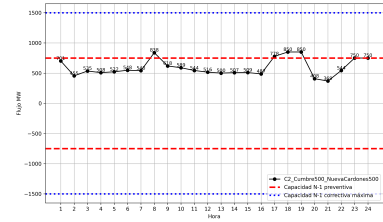
Figura 8.15: Flujo por circuito  $C_2$  de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de agosto 2026.



(a) Caso Base

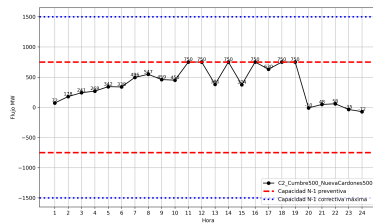


(b) Caso BESS

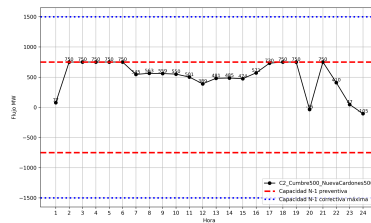


(c) Caso FAESS

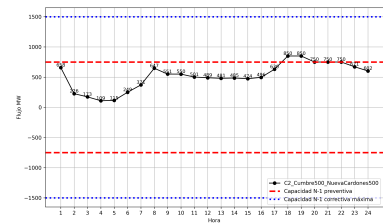
Figura 8.16: Flujo por circuito  $C_2$  de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de septiembre 2026.



(a) Caso Base

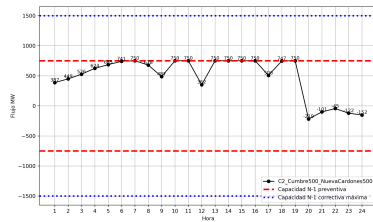


(b) Caso BESS

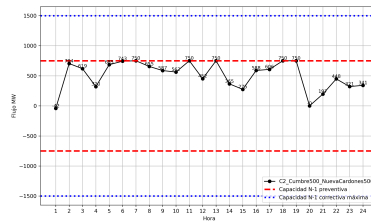


(c) Caso FAESS

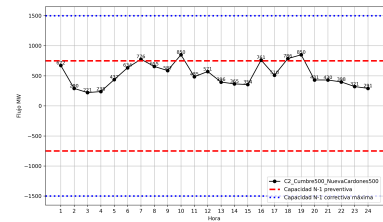
Figura 8.17: Flujo por circuito  $C_2$  de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de octubre 2026.



(a) Caso Base

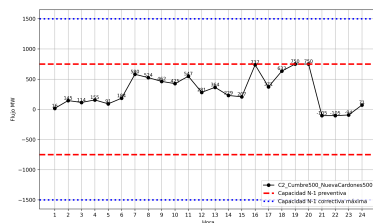


(b) Caso BESS

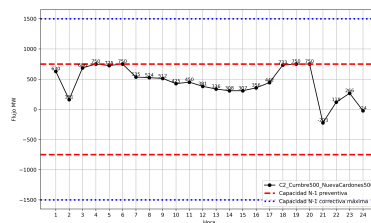


(c) Caso FAESS

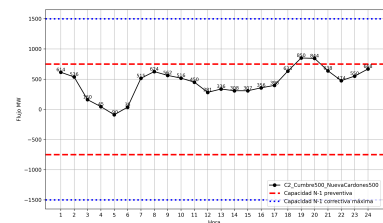
Figura 8.18: Flujo por circuito  $C_2$  de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de noviembre 2026.



(a) Caso Base



(b) Caso BESS



(c) Caso FAESS

Figura 8.19: Flujo por circuito  $C_2$  de Cumbre - Nueva Cardones para el mes de diciembre 2026.

## 8.8. Retornos de inversión

A continuación se muestra una tabla descriptiva del cálculo de retorno a la inversión considerando los beneficios anuales que permite cada estrategia empleada por los sistemas de almacenamiento.









Para esto, se emplea la definición del VAN considerando constantes los flujos anuales  $F_t$  y considerando una tasa de descuento  $r$  del 7%.











$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} - I_0$$













Tabla 8.3: Cálculo de retorno de inversión para los casos BESS y FAESS, con una inversión de 3,300 MMUSD y 4,390 MMUSD, respectivamente.

Año	Factor descuento $1/1,07^t$	BESS		FAESS	
		Flujo descontado 422, 2. factor	Acumulado	Flujo descontado 443, 7. factor	Acumulado
1	0.93	394	394	415	415
2	0.87	369	763	388	802
3	0.82	344	1,108	362	1,164
4	0.76	322	1,430	338	1,503
5	0.71	301	1,731	316	1,819
6	0.67	281	2,013	295	2,114
7	0.62	263	2,276	276	2,390
8	0.58	246	2,521	258	2,648
9	0.54	230	2,751	241	2,890
10	0.51	215	2,966	225	3,115
11	0.48	201	3,166	211	3,325
12	0.44	187	3,354	197	3,522
13	0.41			184	3,706
14	0.39			172	3,878
15	0.36			161	4,039
16	0.34			150	4,189
17	0.32			140	4,330
18	0.30			131	4,461

# Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía. “ENERGÍA 2050 - POLÍTICA ENERGÉTICA DE CHILE”. [PDF Online]. 2015. Último acceso: 23-junio-2024. .
- [2] Ministerio de Energía. “DFL 244 | PROMUEVE EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y LA ELECTROMOVILIDAD”. [Documento Online]. *Biblioteca del Congreso Nacional*, 2022. Último acceso: 23-junio-2024. .
- [3] Ministerio de Energía. “Jornada de Presentación | Proyecto de Ley de Transición Energética”. [PDF Online]. 2023. Último acceso: 23-junio-2024. .
- [4] Ministerio de Energía. “DECRETO 125 | APRUEBA REGLAMENTO DE LA COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL”. [Documento Online]. *Biblioteca del Congreso Nacional*, 2019. Último acceso: 23-junio-2024. .
- [5] Ministerio de Energía. “DECRETO 37 | APRUEBA REGLAMENTO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN”. [Documento Online]. *Biblioteca del Congreso Nacional*, 2021. Último acceso: 23-junio-2024. .
- [6] Coordinador Eléctrico Nacional. “Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN”. [PDF Online]. 2023. Último acceso: 28-junio-2024. .
- [7] Gobierno de Chile. “TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE CHILE”. [PDF Online]. 2022. Último acceso: 24-junio-2024. .
- [8] Coordinador Eléctrico Nacional. “REPORTE ENERGÉTICO | MAYO 2024”. [PDF Online]. 2024. Último acceso: 24-junio-2024. .
- [9] Ministerio de Energía. “DFL4 | FIJA TEXTO REFUNDIDO, COORDINADO Y SISTEMATIZADO DEL DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 1, DE MINERÍA, DE 1982, LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, EN MATERIA DE ENERGÍA

- ELECTRICA”. [Documento Online]. *Biblioteca del Congreso Nacional*, 2007. Último acceso: 24-junio-2024. .
- [10] Ministerio de Energía. “DECRETO 70 | MODIFICA DECRETO SUPREMO N° 62, DE 2006, DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN, QUE APRUEBA REGLAMENTO DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE EMPRESAS GENERADORAS ESTABLECIDAS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS E INTRODUCE MODIFICACIONES A LOS DECRETOS QUE INDICA”. [Documento Online]. *Biblioteca del Congreso Nacional*, 2024. Último acceso: 25-junio-2024. .
- [11] Cristopher Alejandro Leiva Soto. “Sistema de Almacenamiento de la planta solar Coya: Operación programada”. [Publicación LinkedIn]. 2024. Último acceso: 25-junio-2024. .
- [12] Comisión Nacional de Energía. “NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIOS”. [PDF Online]. 2019. Último acceso: 26-junio-2024. .
- [13] Gacitúa L, Olivares D, Negrete M, Lorca A. “The role of fast-acting energy storage for contingency grid support in the transmission planning”. [PDF Online]. 2023. Último acceso: 26-junio-2024. .
- [14] Energy Partnership Chile-Alemania. “Explorando Opciones para un Smart Grid: Tecnologías de Almacenamiento como Grid Booster”. [Web Site]. 2023. Último acceso: 26-junio-2024. .
- [15] Jonas Lotze, TRANSNETBW. “Mesa Redonda B2G Smart Grid: Tecnologías de Almacenamiento como Grid Booster | TRANSNETBW GRID BOOSTER”. [PDF Online]. 2023. Último acceso: 26-junio-2024. .
- [16] Transelec. “ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y DE DISEÑO BESS PARINAS - POLPAICO [PDF Online]. 2021. Último acceso: 26-junio-2024. .
- [17] Comisión Nacional de Energía. “INFORME TÉCNICO FINAL PLAN DE EXPANSIÓN ANUAL DE TRANSMISIÓN AÑO 2021 [PDF Online]. 2022. Último acceso: 26-junio-2024. .
- [18] Comisión Nacional de Energía. “CNE destaca los beneficios de incorporar tecnología de almacenamiento con baterías BESS en el sistema de transmisión” [PDF Online]. 2022. Último acceso: 27-junio-2024. .

- [19] Coordinador Eléctrico Nacional. “ACTA DE DECLARACIÓN DE LICITACIÓN DE-SIERTA” [PDF Online]. 2023. Último acceso: 27-junio-2024. .
- [20] Valgesta Energía. “INFORME PROPUESTA REGULATORIA PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO EN CHILE” [PDF Online]. 2019. Último acceso: 27-junio-2024. .
- [21] Strbac, G., Aunedi, M., Konstantelos, I., Moreira, R., Teng, F., Moreno, R., Pudjianto, D., Laguna, A. and Papadopoulos, P. “Opportunities for Energy Storage: Assessing Whole-System Economic Benefits of Energy Storage in Future Electricity Systems” [PDF Online]. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2017. Último acceso: 27-junio-2024. .
- [22] Gacitúa L. “CAPÍTULO 1. PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN CON VARIABLES DE CORRIENTE ALTERNA Y RESTRICCIONES DE SEGURIDAD”. [Documento Privado]. Contacto: leonardo.gacitua@gmail.com. .
- [23] Ministerio de Energía. “PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO - INFORME PRELIMINAR”. [PDF Online]. 2021. Último acceso: 30-junio-2024. .
- [24] Ministerio de Energía. “Escenarios Energéticos”. [Web Site]. Último acceso: 01-julio-2024. .
- [25] Ministerio de Energía. “Repositorio”. [Web Site]. Último acceso: 02-julio-2024. .
- [26] Energía Estratégica. “Gobierno de Chile eliminó la licitación de almacenamiento del proyecto de ley de transición energética”. [Web Site]. Último acceso: 02-julio-2024. .
- [27] Ministerio de Bienes Nacionales. “PLAN NACIONAL PARA IMPULSAR SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN TERRENOS FISCALES”. [Web Site]. Último acceso: 02-julio-2024. .
- [28] Coordinador Eléctrico Nacional. “Programas de Operación | Base de datos y resultados Plexos”. [Web Site]. Último acceso: 11-noviembre-2024. .
- [29] Comisión Nacional de Energía. “INFORME DE COSTOS DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO | Informe Anual Mayo 2024”. [PDF Online]. Último acceso: 23-marzo-2025. .
- [30] Comisión Nacional de Energía. “NORMA TÉCNICA DE COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL | CAPÍTULO DE PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN”. [PDF Online]. 2025. Último acceso: 05-mayo-2025. .