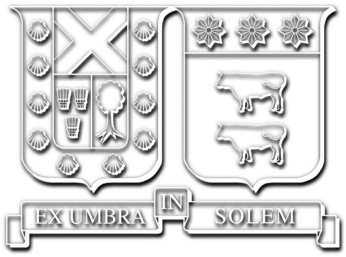
Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Santiago, Chile



Proyección de Costos por Concepto de Pagos Laterales en el Contexto de Sistemas de Almacenamiento de Energía Basados en Baterías en el Sistema Eléctrico Nacional

Vicente Pedro Badal Säuberlich

2024

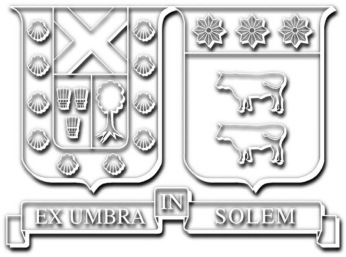
Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Patrocinante:
Rodrigo Andrés Rozas Valderrama (UTFSM)

Correferente:
Aura Celeste Rearte Jorquera (Enlight Chile)

Santiago, 22 de julio de 2024.

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



Proyección de Costos por Concepto de Pagos Laterales en el Contexto de Sistemas de Almacenamiento de Energía Basados en Baterías en el Sistema Eléctrico Nacional

Vicente Pedro Badal Säuberlich

2024

"Vida antes que muerte,
fuerza antes que debilidad,
viaje antes que destino."
— El camino de los reyes,
de Brandon Sanderson

Agradecimientos

Antes que nada, quiero agradecer y reconocer todos los esfuerzos de mi mamá a lo largo de mis 27 años. Gracias por tu amor infinito sin el cual, sin duda, no hubiera logrado nada. Asimismo, quiero agradecer al resto de mi familia por su apoyo incondicional y comprensión a través de esta larga etapa universitaria. Efectivamente, mamá, no hay plazo que no se cumpla.

También a mis amigos con los que compartí incontables horas de risas, alegrías y penas. Gracias por hacer más llevadera y ser parte esencial de esta experiencia universitaria.

Quiero darle las gracias a todo el equipo de Enlight Chile. Gracias por acogerme y hacerme sentir parte del equipo durante estos meses. En especial a Aura por enseñarme, guiarme y aconsejarme cuando lo necesitaba.

Por último, quiero agradecer a Júnior Veliz del equipo de Flex-Tran, por su gran ayuda y buena disposición para resolver cualquier problema con el programa.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos I

Índice de Figuras IV

Índice de Tablas VII

Resumen 1

Abstract 2

1. Introducción 3

2. Marco teórico 6
2.1. Costos no convexos en la optimización de la operación 6
2.1.1. Conjuntos convexos 6
2.1.2. Funciones convexas 7
2.1.3. Despacho económico 8
2.1.4. Ejemplo 9
2.2. Costos no convexos en el mercado eléctrico chileno 10

3. Marco regulatorio 11
3.1. Definición de conceptos de pagos laterales 11
3.2. Regulación de Sistemas de Almacenamiento de Energía 14

4. Análisis y diagnóstico del Sistema Eléctrico Nacional 16
4.1. Transición energética 16
4.2. Costos sistémicos 17

5. Modelo y consideraciones para la simulación 20
5.1. Modelo representativo del SEN 20
5.2. Herramienta de simulación 21
5.3. Metodología de la simulación 21
5.4. Hidrología 22
5.5. Plan de descarbonización 23
5.6. Niveles de reservas para control de frecuencia 24
5.6.1. Control Primario de Frecuencia (CPF) 24
5.6.1.a. Contingencias de generación (CPF+) 25
5.6.1.b. Contingencias de consumo (CPF-) 28
5.6.1.c. Fluctuaciones Instantáneas 29

5.6.2. Control Secundario de Frecuencia (CSF) . . . 30
5.7. Escenarios de simulación . . . 32

6. Modelos matemáticos de los pagos laterales 33
6.1. Conceptos a proyectar en el estudio . . . 33
6.2. Sobrecostos por Energía . . . 34
6.3. Compensación por Precio Estabilizado . . . 34
6.4. Sobrecostos por Servicios Complementarios . . . 35
6.4.1. Metodología . . . 35
6.4.1.a. Modelo de clasificación . . . 35
6.4.1.b. Modelo de predicción . . . 37
6.5. Formato de resultados . . . 38

7. Resultados y análisis 39
7.1. Costos variables de unidades térmicas . . . 39
7.2. Sensibilidad de los días representativos . . . 40
7.3. Sensibilidad de la proyección de almacenamiento . . . 44
7.4. Sensibilidad del plan de descarbonización . . . 46
7.5. Escenario 7 . . . 48
7.6. Costo nivelado de almacenamiento . . . 50

8. Conclusiones 52

Apéndice 55

A. Servicios Complementarios 55

B. Costos sistémicos 57

C. Proyecciones de la PET 2023 59
C.1. Costos de combustibles . . . 59
C.2. Plan de retiro de unidades a carbón . . . 60

D. Reservas para el control de frecuencia 62
D.1. Control Primario de Frecuencia (CPF) . . . 62
D.1.1. Contingencias de generación (CPF+) . . . 62
D.1.2. Contingencias de consumo (CPF-) . . . 64
D.2. Fluctuaciones Instantáneas . . . 64
D.3. Control Secundario de Frecuencia (CSF) . . . 65

E. Formación de Reserva Hídrica 69

F. Modelos de clasificación 70
F.1. Resultados . . . 70
F.1.1. Dos categorías . . . 70
F.1.2. Tres categorías . . . 70
F.2. Medidas de rendimiento . . . 71

G. Resultados **72**
G.1. Escenario 1 72
G.2. Escenario 2 74
G.3. Escenario 3 77
G.4. Escenario 4 80
G.5. Escenario 5 83
G.6. Escenario 6 86
G.7. Escenario 7 89

Índice de Figuras

2.1. Conjunto convexo (Ω_A) y no convexo (Ω_B) para $\mathbb{R}^2$. Fuente: Garcés Ruiz, 2020. 7
2.2. Ejemplos gráficos. Fuente: Elaboración propia. 7

4.1. Evolución de la participación ERNC en la generación de energía. Fuente: Estadísticas ACERA A.G. 17
4.2. Pagos laterales asociados a costos sistémicos. Fuente: Elaboración propia. 18
4.3. CMg Polpaico 220 kV v/s PNCP v/s PE. Fuente: Elaboración propia. . . 19
4.4. CMg de Polpaico 220 kV v/s PNCP. Fuente: Elaboración propia. 19

5.1. Proyección de energía del SEN periodo 2022-2042. 20
5.2. Diagrama de flujo de la metodología. Fuente: Elaboración propia. 22
5.3. Generación de energía en 2023 por tecnología. Fuente: Elaboración propia. 23
5.4. Plan de descarbonizaión propuesto. Fuente: Elaboración propia. 24
5.5. Visualización gráfica de las reservas históricas de CPF±. 25
5.6. Efecto de la carga sensible a la frecuencia ante variaciones en la frecuencia del sistema. 26
5.7. Reducción de carga para distintas condiciones de GxSEN. 26
5.8. Requerimientos para CPF+. Fuente: Elaboración propia. 28
5.9. Aporte CPF- para distintas condiciones de GxSEN. Fuente: Elaboración propia. 28
5.10. Requerimientos para CPF-. Fuente: Elaboración propia. 29
5.11. Demanda horaria máxima. Fuente: Elaboración propia. 31

6.1. Comparación de modelos y valores reales. 37

7.1. Proyección de costos variables para centrales a carbón. 39
7.2. Proyección de costos variables para centrales a GNL. 40
7.3. Proyección de costos variables para centrales a diésel. 40
7.4. Proyección de pagos laterales para el escenario 1 y 2. 41
7.5. Comparación de resultados del escenario 1 con datos reales. 42
7.6. Comparación Sobrecostos por SSCC del escenario 2 con datos reales. . . . 43
7.7. Proyección de pagos laterales para el escenario 3 y 4. 44
7.8. Sensibilidad de Sobrecostos por SSCC a la proyección de BESS. 45
7.9. Proyección de pagos laterales para el escenario 5 y 6. 46
7.10. Sobrecostos por Energía de los escenarios 1 y 5. 47
7.11. Sobrecostos por Energía de los escenarios 2 y 6. 47
7.12. Sensibilidad de Sobrecostos por SSCC al plan de descarbonización. 48
7.13. Proyecciones de pagos laterales para el escenario 7. 48

7.14. Comparación de resultados del escenario 7 con datos reales. 49

B.1. Detalle de pagos laterales asociados a costos sistémicos. Fuente: Elaboración propia. 57

C.1. Proyección de costos de combustibles de centrales de generación. 59
C.2. Proyección de costos variables de centrales térmicas. 60
C.3. Evolución de la capacidad instalada a carbón. 61

D.1. Requerimientos para Fluctuaciones Instantáneas. Fuente: Elaboración propia. 64
D.2. Reservas de CSF+ como % de la demanda horaria máxima (otoño-invierno día laboral). Fuente: Elaboración propia. 65
D.3. Reservas de CSF- como % de la demanda horaria máxima (otoño-invierno día laboral). Fuente: Elaboración propia. 65
D.4. Reservas de CSF+ como % de la demanda horaria máxima (primavera-verano día laboral). Fuente: Elaboración propia. 65
D.5. Reservas de CSF- como % de la demanda horaria máxima (primavera-verano día laboral). Fuente: Elaboración propia. 66
D.6. Requerimientos CSF+ para las estaciones otoño e invierno. Fuente: Elaboración propia. 67
D.7. Requerimientos CSF- para las estaciones otoño e invierno. Fuente: Elaboración propia. 67
D.8. Requerimientos CSF+ para las estaciones primavera y verano. Fuente: Elaboración propia. 67
D.9. Requerimientos CSF- para las estaciones primavera y verano. Fuente: Elaboración propia. 68

G.1. Promedio mensual de costos marginales para el escenario 1. 72
G.2. Generación anual por tecnología para el escenario 1. 73
G.3. Proyección de Sobrecostos por Energía para el escenario 1. 73
G.4. Proyección de Compensación por Precio Estabilizado para el escenario 1. 73
G.5. Proyección de Sobrecostos por SSCC para el escenario 1. 74
G.6. Comparación Sobrecostos por SSCC del escenario 1 con datos reales. . . . 74
G.7. Promedio mensual de costos marginales para el escenario 2. 74
G.8. Generación anual por tecnología para el escenario 2. 75
G.9. Proyección de Sobrecostos por Energía para el escenario 2. 75
G.10. Proyección de Compensación por Precio Estabilizado para el escenario 2. 75
G.11. Proyección de Sobrecostos por SSCC para el escenario 2. 76
G.12. Comparación de resultados del escenario 2 con datos reales. 76
G.13. Promedio mensual de costos marginales para el escenario 3. 77
G.14. Generación anual por tecnología para el escenario 3. 77
G.15. Proyección de Sobrecostos por Energía para el escenario 3. 77
G.16. Proyección de Compensación por Precio Estabilizado para el escenario 3. 78
G.17. Proyección de Sobrecostos por SSCC para el escenario 3. 78
G.18. Comparación de resultados del escenario 3 con datos reales. 79
G.19. Comparación Sobrecostos por SSCC del escenario 3 con datos reales. . . . 79
G.20. Promedio mensual costos marginales para el escenario 4. 80
G.21. Generación anual por tecnología para el escenario 4. 80

G.22. Proyección de Sobrecostos por Energía para el escenario 4. 80
G.23. Proyección de Compensación por Precio Estabilizado para el escenario 4. 81
G.24. Proyección de Sobrecostos por SSCC para el escenario 4. 81
G.25. Comparación de resultados del escenario 4 con datos reales. 82
G.26. Comparación Sobrecostos por SSCC del escenario 4 con datos reales. . . . 82
G.27. Promedio mensual de costos marginales para el escenario 5. 83
G.28. Generación anual por tecnología para el escenario 5. 83
G.29. Proyección de Sobrecostos por Energía para el escenario 5. 83
G.30. Proyección de Compensación por Precio Estabilizado para el escenario 5. 84
G.31. Proyección de Sobrecostos por SSCC para el escenario 5. 84
G.32. Comparación de resultados del escenario 5 con datos reales. 85
G.33. Comparación Sobrecostos por SSCC del escenario 5 con datos reales. . . . 85
G.34. Promedio mensual costos marginales para el escenario 6. 86
G.35. Generación anual por tecnología para el escenario 6. 86
G.36. Proyección de Sobrecostos por Energía para el escenario 6. 86
G.37. Proyección de Compensación por Precio Estabilizado para el escenario 6. 87
G.38. Proyección de Sobrecostos por SSCC para el escenario 6. 87
G.39. Comparación de resultados del escenario 6 con datos reales. 88
G.40. Comparación Sobrecostos por SSCC del escenario 6 con datos reales. . . . 88
G.41. Promedio mensual costos marginales para el escenario 7. 89
G.42. Generación anual por tecnología para el escenario 7. 89
G.43. Proyección de Sobrecostos por Energía para el escenario 7. 90
G.44. Proyección de Compensación por Precio Estabilizado para el escenario 7. 90
G.45. Proyección de Sobrecostos por SSCC para el escenario 7. 90

Índice de Tablas

5.1. Funcionamiento de las estrategias para la hidrología. 22
5.2. Año de retiro de cada unidad a carbón. 23
5.3. Reservas mínimas para CPF± en los últimos 6 años. 24
5.4. Resultados para las proyecciones de CPF+. 27
5.5. Resultados para proyecciones de CPF-. 29
5.6. Reservas de CPF± para la simulación de la operación. 30
5.7. Niveles de reservas horarias de CSF. 32
5.8. Escenarios de simulación. 32

6.1. Rendimiento con dos categorías. 36
6.2. Rendimiento con tres categorías. 36
6.3. Resultados con dos categorías. 36
6.4. Resultados con tres categorías. 36
6.5. Errores de los modelos de predicción. 37

7.1. Datos supuestos del proyecto. 50
7.2. LCOS con y sin pagos laterales. 51

A.1. Resumen de SSCC 55

C.1. Plan de retiro de unidades térmicas a carbón. 61

D.1. Escenarios analizados en el ECFyDR 2022 Parte 1. 62
D.2. Escenarios analizados en el ECFyDR 2023 Parte 1. 63
D.3. Resumen de resultados de requerimientos CPF+, ECFyDR Parte 1 2022. 63
D.4. Resumen de resultados de requerimientos CPF+, ECFyDR Parte 1 2023. 64
D.5. Resumen de resultados de requerimientos CPF-, ECFyDR Parte 1 2023. . 64
D.6. Resultados reservas CSF para la operación de 2023. 66
D.7. Resultados reservas CSF para la operación de 2024. 66

Nomenclatura

ACE	:	*Area Control Error*
AGC	:	*Automatic Generation Control*
BESS	:	*Battery Energy Storage System*
CPF	:	*Control Primario de Frecuencia*
CSF	:	*Control Secundario de Frecuencia*
CTF	:	*Control Terciario de Frecuencia*
CEN	:	*Coordinador Eléctrico Nacional o el Coordinador*
CNE	:	*Comisión Nacional de Energía*
CMg	:	*Costo Marginal de la Energía*
CV	:	*Costo Variable*
DS	:	*Decreto Supremo*
DoD	:	*Depth of Discharge*
ECFyDR	:	*Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas*
ERNC	:	*Energía Renovable No Convencional*
ERV	:	*Energía Renovable Variable*
GxSEN	:	*Generación Bruta Total del SEN*
GNL	:	*Gas Natural Licuado*
LGSE	:	*Ley General de Servicios Eléctricos o la Ley*
LCOE	:	*Levelized Cost of Energy*
LCOS	:	*Levelized Cost of Storage*
NTCyO	:	*Norma Técnica de Coordinación y Operación*
NTSSCC	:	*Norma Técnica de Servicios Complementarios*
NTSyCS	:	*Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*
PE	:	*Precio Estabilizado*
PET	:	*Propuesta de Expansión de la Transmisión*
PNCP	:	*Precio Nudo de Corto Plazo*
PMG	:	*Pequeño Medio de Generación*
PMGD	:	*Pequeño Medio de Generación Distribuido*
RH	:	*Reserva Hídrica*
SAE	:	*Sistemas de Almacenamiento de Energía*
SEN	:	*Sistema Eléctrico Nacional*
SSCC	:	*Servicios Complementarios*

Resumen

Los pagos laterales son un mecanismo para solventar costos adicionales de la operación del Sistema Eléctrico Nacional debido a múltiples restricciones no convexas. Son retribuidos por todas las empresas generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, a prorrata de dichos retiros físicos.

Varios análisis del mercado eléctrico nacional, incluidos los de este trabajo, han mostrado cómo estos pagos han crecido considerablemente, llegando a triplicar sus valores en un año. Esto los ha posicionado como un costo relevante en la evaluación de proyectos de generación. A partir de esto, surge el interés por conocer cómo se comportarán estos costos en el futuro, especialmente en un contexto donde los sistemas de almacenamiento de energía son considerados una tecnología fundamental y habilitante para la transición energética. Debido a que esta tecnología es reciente en el mix de generación, existe poca experiencia sobre cómo interactúan con estos pagos.

Para proyectar los pagos laterales se realizan simulaciones de la operación del sistema planteando distintos escenarios a través del software Flex-Tran. Estas simulaciones se llevan acabo considerando el modelo representativo del Sistema Eléctrico Nacional de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2023 del Coordinador Eléctrico Nacional. Además, se formulan modelos matemáticos que permiten calcular los pagos laterales a partir de los resultados de las simulaciones.

Los resultados muestran una tendencia razonable, en especial para los primeros años de simulación. La mayoría de los escenarios simulados presentan una tendencia a la baja en el largo plazo. Se aprecia como un plan de descarbonización acelerado a 2030 puede disminuir los sobrecostos asociados a la operación por fuera del orden económico, mientras que una mayor participación de Energías Renovables No Convencionales y Sistemas de Almacenamiento de Energía pueden aumentar los sobrecostos debido a la prestación de Servicios Complementarios.

Finalmente, al considerar los costos debido a pagos laterales, se obtiene que estos pueden llegar a representar aproximadamente hasta un 8,5 % del costo nivelado de almacenamiento (LCOS) de un proyecto standalone, evidenciando la magnitud de estos pagos y la necesidad de proyectarlos para incluirlos en evaluaciones económicas.

Abstract

Side-payments are a mechanism designed to cover additional costs in the operation of the National Electric System (SEN) due to multiple non-convex constraints. They are compensated by all generating companies that make withdrawals to supply energy to end customers, in proportion to those physical withdrawals.

Various analyses of the national electricity market, including those in this study, have shown how these payments have grown considerably, tripling in value within a year. This has positioned them as a significant cost in the evaluation of generation projects. Consequently, there is interest in understanding how these costs will behave in the future, especially in a context where energy storage systems are considered a fundamental and enabling technology for energy transition. Since this technology is recent in the generation mix, there is limited experience regarding how it interacts with these payments.

To project side-payments, simulations of the system's operation are carried out by proposing different scenarios using Flex-Tran software. These simulations consider the representative model of the National Electric System from the 2023 Transmission Expansion Proposal (PET 2023) by the National Grid Operator (ISO). Additionally, mathematical models are formulated to calculate side-payments based on the simulation results.

The results show a reasonable trend, especially for the first years of simulation. Most of the simulated scenarios present a downward trend in the long term. It is observed that an accelerated decarbonization plan by 2030 can reduce the overcosts associated with operating outside of economic order, while a greater share of Non-Conventional Renewable Energies (ERNC) and energy storage systems can increase the overcosts due to the provision of Ancillary Services.

Finally, considering the costs due to side-payments, it is found that these can represent up to approximately 8,5 % of the levelized cost of storage (LCOS) of a standalone project. This highlights the magnitude of these payments and the need to project them for inclusion in economic evaluations.

Capítulo 1

Introducción

Hasta hace algunos años los Sistemas de Almacenamiento de Energía tenían un rol secundario en Chile. Ahora se consideran una tecnología fundamental para lograr una transición energética sostenible, por lo que es esencial tener una estimación de las señales del mercado en el futuro cercano para incentivar el desarrollo y la inversión en estas tecnologías, como por ejemplo BESS (por sus siglas en inglés).

Es por eso que este trabajo se enfoca en el estudio de costos que ha cobrado gran relevancia en los últimos años [1], debido tanto a factores nacionales como internacionales, y son asumidos por todas las empresas generadoras con contratos de suministro, los denominados pagos laterales. Estos corresponden a una serie de costos producidos, en general, por costos no cubiertos por el precio de la energía.

En el contexto actual del Sistema Eléctrico Nacional, es de particular interés y relevancia el caso de los sistemas de almacenamiento de energía debido a que son una tecnología reciente en el parque generador nacional que está entrando poco a poco y no se conoce con toda certeza como se aplican estos pagos a ellos, especialmente cuando realizan retiros del sistema para el proceso de almacenamiento de energía.

Por lo anterior, y para tener señales de la viabilidad económica de los proyectos de almacenamiento, en este trabajo se proponen los siguientes objetivos:

Objetivo Principal

Proyectar los costos por concepto de pagos laterales a los que serán sujeto de cargo los Sistemas de Almacenamiento de Energía operando en modo retiro en el Sistema Eléctrico Nacional mediante herramientas de simulación de la operación.

Objetivos Específicos

1. Analizar el estado actual de los pagos laterales a los que están sujetos las empresas generadoras del SEN.
2. Definir un modelo reducido y representativo del SEN para realizar simulaciones considerando restricciones y distintos escenarios posibles de acuerdo con proyecciones del parque generador nacional.

3. Desarrollar un modelo matemático que permita obtener los valores de las componentes de los costos laterales a partir del resultado de las simulaciones.

4. Identificar factores que afecten en mayor medida a los pagos laterales incurridos por Sistemas de Almacenamiento de Energía en modo retiro para sugerir posibles vías para reducirlos.

Ya que cabe preguntarse ¿cómo serán estos pagos en el futuro considerando un parque generador con alta penetración de energías renovables y sistemas de almacenamiento?

Metodología

Para lograr estos objetivos se plantea la siguiente metodología:

Primera parte

En primer lugar, es fundamental conocer y comprender la razón de ser de los pagos laterales, lo que implica estudiar su origen en la optimización de la operación de un sistema eléctrico. A continuación, se revisa la regulación pertinente a la coordinación y operación del SEN para identificar y definir los principales conceptos de pagos laterales, así como entender cómo interactúan con los sistemas de almacenamiento de energía. Finalmente, se realiza un análisis de los pagos laterales en el SEN durante los últimos años para conocer su comportamiento y los fenómenos que han incrementado su relevancia.

Segunda parte

Para simplificar las simulaciones en la herramienta de simulación, la cual es Flex-Tran, y reducir los recursos de hardware, se utiliza un modelo reducido y representativo del SEN, específicamente el de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2023 [2]. Luego se establecen los distintos escenarios a simular considerando distintas condiciones para analizar sus sensibilidades. Una vez fijado el modelo y los escenarios se procede a simular.

Tercera parte

Se desarrollan modelos matemáticos para los conceptos de pagos laterales capturables a través de las simulaciones de la operación. Mientras que para aquellos que no se puede, pero son de gran importancia, se desarrollan modelos basados en estadística.

Cuarta parte

Se analiza el impacto que tienen distintos factores de la operación del SEN en los conceptos proyectados, con énfasis en los sistemas de almacenamiento de energía. Lo anterior con el objetivo de identificar posibles vías que permitan reducir estos cargos.

Estructura

La estructura de este trabajo sigue el siguiente orden:

Capítulo 1: Introducción

Capítulo 2: Marco teórico

Donde se estudia el origen de los pagos laterales a partir del problema de optimización de la operación de un sistema eléctrico.

Capítulo 3: Marco regulatorio

Donde se revisa la regulación, y se identifican y definen los conceptos de pagos laterales, y su relación con los SAE.

Capítulo 4: Análisis y diagnóstico del SEN

Donde se analizan los pagos laterales en el SEN para el periodo 2021 - 2023.

Capítulo 5: Modelo y consideraciones para la simulación

Donde se define el modelo representativo del SEN, las consideraciones, los escenarios y la herramienta de simulación a utilizar.

Capítulo 6: Modelos matemáticos de los pagos laterales

Donde se desarrollan los modelos para el calculo y la proyección de los pagos laterales considerados.

Capítulo 7: Resultados y análisis

Donde se presentan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones y su respectivo análisis.

Capítulo 8: Conclusiones

Conclusiones finales del trabajo realizado y sugerencias para futuros estudios similares.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1. Costos no convexos en la optimización de la operación

La coordinación de la operación de sistemas eléctricos de potencia corresponde a un problema de optimización convexa llamado despacho económico. Para que un problema de optimización de la forma:

$$\begin{aligned} &\text{mín } f(x) \\ &\quad x \in \Omega \end{aligned}$$

sea convexo, se debe cumplir que tanto la función objetivo $f(x)$ como el conjunto de soluciones factibles Ω sean, respectivamente, una función y un conjunto convexo. La relevancia de la propiedad de convexidad en problemas de optimización radica en que los métodos de optimización convexa tienen garantías de convergencia a un mínimo global, y además, cualquier mínimo local es también un mínimo global. Lo que facilita la búsqueda de soluciones óptimas. A continuación, se definen formalmente los conceptos de conjuntos y funciones convexas de acuerdo a [3].

2.1.1. Conjuntos convexos

Se dice que un conjunto $\Omega \subseteq \mathbb{R}^n$ es convexo, si para cualquier par de puntos $x, y \in \Omega$ se tiene que:

$$(1-\lambda)\, x + \lambda y \in \Omega \tag{2.1}$$

para cualquier $\lambda \in \mathbb{R}$ tal que $0 \leq \lambda \leq 1$. Gráficamente un conjunto es convexo si al seleccionar cualquier par de puntos dentro del conjunto, la recta que forman los dos puntos está contenida en el conjunto.

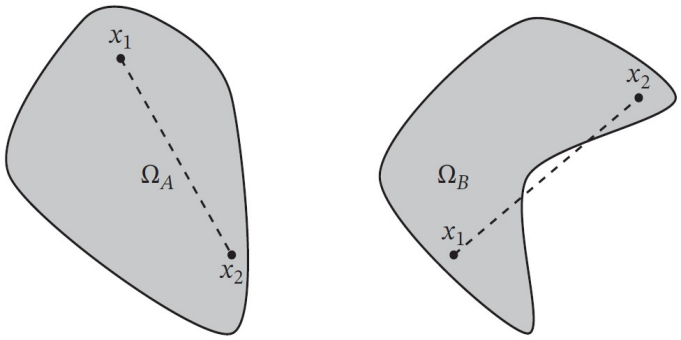


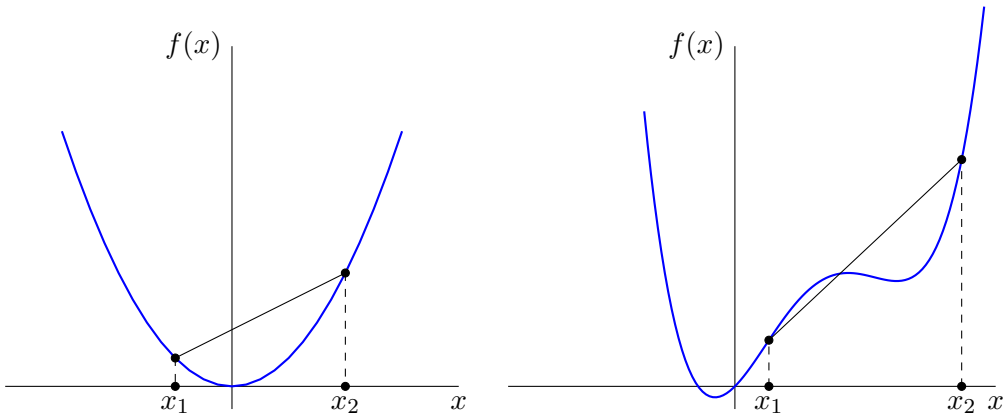
Figura 2.1: Conjunto convexo (Ω_A) y no convexo (Ω_B) para $\mathbb{R}^2$. Fuente: Garcés Ruiz, 2020.

2.1.2. Funciones convexas

Se dice que una función $f : \mathbb{R}^n \to \mathbb{R}$ es convexa si su dominio es convexo, y además, para cualquier par de puntos $x, y \in \mathbb{R}^n$ se cumple que:

$$f(\lambda x + (1-\lambda)y) \leq \lambda f(x) + (1-\lambda)f(y) \tag{2.2}$$

para cualquier $\lambda \in \mathbb{R}$ tal que $0 \leq \lambda \leq 1$. Si la ecuación (2.2) se cumple de manera estrictamente mayor y además $x \neq y$, se dice que la función es estrictamente convexa. Que una función sea convexa implica que el segmento de recta definido por dos puntos cualquiera está siempre por encima de la función, como se muestra en la Figura 2.2a para $f(x) = x^2$. Mientras que para $f(x) = x^4 - 3x^3 + 2x^2 + x$ en la Figura 2.2b esto no ocurre.



(a) Función convexa. (b) Función no convexa.

Figura 2.2: Ejemplos gráficos. Fuente: Elaboración propia.

Aplicando la definición (2.2), se demuestra fácilmente que $f(x) = x^2$ es una función convexa.

$$\begin{aligned}
(\lambda x_1 + (1-\lambda)x_2)^2 &\leq \lambda x_1^2 + (1-\lambda)x_2^2 \\
\lambda^2 x_1^2 + (1-\lambda)^2 x_2^2 + 2\lambda(1-\lambda)x_1 x_2 &\leq \lambda x_1^2 + (1-\lambda)x_2^2 \\
(\lambda^2 - \lambda)x_1^2 + ((1-\lambda)^2 - (1-\lambda))x_2^2 + 2\lambda(1-\lambda)x_1 x_2 &\leq 0 \\
(\lambda^2 - \lambda)x_1^2 + (\lambda^2 - \lambda)x_2^2 + 2\lambda(1-\lambda)x_1 x_2 &\leq 0 \\
(\lambda^2 - \lambda)(x_1^2 + x_2^2 + 2x_1 x_2) &\leq 0 \\
(\lambda^2 - \lambda)(x_1 - x_2)^2 &\leq 0
\end{aligned}$$

La última desigualdad se cumple para todo $x_1, x_2 \in \mathbb{R}$ ya que $0 \leq \lambda \leq 1$, por lo tanto, la función $f(x) = x^2$ es convexa.

2.1.3. Despacho económico

El despacho económico clásico considera únicamente las centrales termoeléctricas, cuya función objetivo es minimizar los costos de operación sujeto a restricciones como el balance de potencia, las capacidades mínimas y máximas de generación y la capacidad de las líneas de transmisión. El caso básico consiste en determinar el despacho óptimo de generadores termoeléctricos para abastecer la demanda sin considerar las restricciones de la red de transmisión. El problema se representa de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \text{mín } & \sum_i f_i\left(p_i\right) \\ & \sum_i p_i = d \\ & p_{min} \leq p_i \leq p_{max} \end{aligned} \tag{2.3}$$

Donde p_i representa la potencia de cada unidad y d la demanda. Mientras que la función objetivo es minimizar los costos de generación y es usualmente cuadrática, por lo que el problema es convexo, como se vio en la demostración anterior. Más aún, la función objetivo es estrictamente convexa, por lo tanto, la solución es única.

Adicionalmente, al despacho económico se le pueden incluir las centrales hidroeléctricas. Este nuevo modelo es dinámico, producto de las decisiones operacionales del presente que afectan al futuro, y estocástico debido a las hidrologías del sistema son variables aleatorias. El modelo de despacho hidrotérmico queda representado de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{mín } & \sum_t \sum_i f_i\left(p_{it}\right) \\ & \sum_i p_{it} + \sum_j p_{jt} = d_t \quad \forall t \in \mathcal{T} \\ & p_{jt} = g(q_{jt}, v_{jt}) \\ & ||p_{nm}|| \leq p_{max(nm)} \\ & v_{j(t+1)} = v_{jt} + \alpha(a_{jt} - q_{jt} - s_{jt}) \\ & p_{min} \leq p_{it} \leq p_{max} \\ & q_{min} \leq q_{jt} \leq q_{max} \\ & s_{min} \leq s_{jt} \leq s_{max} \\ & v_{min} \leq v_{jt} \leq v_{max} \end{aligned} \tag{2.4}$$

Los subíndices i y j representan a las centrales térmicas e hídricas respectivamente. De esta forma p_{it} es la generación de la central termoeléctrica i en el instante t y p_{nm} es la capacidad de transmisión de la línea que une las barras n y m. Mientras que p_{jt}, a_{jt}, v_{jt}, q_{jt} y s_{jt} son la generación, la afluencia, el volumen del embalse, el turbinamiento y los vertimientos de la central hidroeléctrica j en el instante t para un horizonte $\mathcal{T}$.

De momento, todas las variables incorporadas al modelo son variables continuas y el problema sigue siendo convexo. Pero en la operación de un sistema eléctrico de potencia

hay problemas de naturaleza binaria, como lo es el estado de las unidades de generación, es decir, la decisión de encendido o apagado de las unidades disponibles. Esto cobra especial relevancia considerando los altos tiempos y costos de partida y detención de los generadores. Restricciones de este tipo producen que el modelo de optimización sea no convexo.

Cuando la función objetivo o las restricciones de un problema de optimización son no convexas existen múltiples mínimos locales como se observa en la Figura 2.2b, haciendo que el espacio de soluciones factibles sea de igual manera, no convexo. Esto complejiza enormemente la búsqueda de un óptimo global, por lo tanto, se deben aplicar métodos de solución alternativos a la optimización convexa, como métodos heurísticos, programación entero-mixta o aproximaciones convexas.

2.1.4. Ejemplo

Para entender de mejor manera y visualizar lo comentado desde un punto de vista económico, se presenta un ejemplo numérico simple extraído de [4].

Considere dos unidades de generación, G1 y G2, en un sistema sin restricciones de transmisión. G1 tiene una capacidad de 100 MW con un costo variable de 20 USD/MWh y G2 tiene 80 MW de capacidad con un costo variable de 100 USD/MWh. Ambas unidades deben suministrar una demanda de 120 MWh. El modelo de optimización es:

$$\begin{aligned} \text{mín } & \sum_{i=1}^{2} f_i\left(p_i\right) = CV_1 + CV_2 \\ & P_1 + P_2 = 120 \end{aligned}$$

El despacho económico eficiente con tal de satisfacer la demanda es que G1 produzca 100 MWh y G2 20 MWh. Como G1 está a su máxima capacidad, G2 es la única unidad capaz de suministrar una unidad adicional de energía (1 MWh), por lo tanto, el costo de suministrar un aumento en la demanda de 1 MWh es de 100 USD/MWh. Esto se denomina costo marginal y es el precio al que se valoriza la energía.

De manera que si a G1 se le ofrece 100 USD/MWh, maximiza sus ganancias produciendo 100 MWh. Mientras que G2 no vería ningún incentivo económico de desviarse de su producción a 20 MWh.

Ahora se expande este ejemplo incluyendo restricciones que hagan no convexo el problema, asemejándose más a una situación real. Considere que G1 tiene un límite inferior de generación de 10 MW y uno superior de 100 MW. Mientras que G2 está limitado entre 50 MW y 80 MW, y tiene un costo de partida de USD 800. El nuevo modelo es:

$$\begin{aligned} \text{mín } & \sum_{i=1}^{2} f_i\left(p_i\right) + h(s_2) = CV_1 + CV_2 + h_2 \\ & P_1 + P_2 = d \\ & 10 < P_1 < 100 \\ & 50s_2 < P_2 < 80s_2 \\ & s_2 \in \{0, 1\} \end{aligned}$$

Donde s_2 es la variable de decisión binaria de G2, $s_2 = 1$ si está encendida y $s_2 = 0$ en caso contrario. Y $h(s_2)$ es la función de costos de partida de G2. Como la demanda sigue siendo 120 MWh, G2 está obligada a operar, por ende, $s_2 = 1$.

El despacho eficiente en este caso es de 70 MWh de G1 y 50 MWh de G2. Debido a que G2 tiene que operar por lo menos a 50 MWh, de manera que G1 debe disminuir su generación para darle cabida a G2. Ahora el costo marginal es de 20 USD/MWh ya que G1 es la unidad capaz de suministrar 1 MWh adicional de la forma más económica posible. Los ingresos de G2 son:

$$50 \text{ MWh } \times 20 \text{ USD/MWh } - 50 \text{ MWh } \times 100 \text{ USD/MWh } - \text{USD } 800 = -\text{USD } 4800$$

Por lo que, si se encendiera y produjera 50 MWh, estaría perdiendo USD 4800. Mientras que G1 no vería pérdidas incluso produciendo 100 MWh al mismo precio. Este problema que enfrenta G2 se debe a las restricciones que introducen no convexidades en el modelo de optimización. En economía los costos adicionales producto de un problema no convexo, se denominan costos no convexos.

2.2. Costos no convexos en el mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico chileno se fundamenta en un mecanismo de costos auditados, mientras que la programación y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está únicamente a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). La coordinación de la operación del SEN se determina por un proceso de pre-despacho y despacho económico centralizado, basado en los costos previamente auditados. Este proceso corresponde a un modelo de optimización de naturaleza entero/mixta, dependiendo de la etapa en que se encuentre, con el objetivo de minimizar los costos variables totales para satisfacer la demanda en cada una de las barras de la red. Con el fin de preservar la seguridad del sistema y su operación más económica, el problema de optimización está sujeto a múltiples restricciones y limitaciones.

Como se vio en el ejemplo de la sección anterior, uno de los resultados del despacho económico son los costos marginales de energía. Adicionalmente, se apreció como ciertas restricciones introducen no convexidades al problema de optimización. En el caso del SEN, las restricciones que provocan esta situación son, por ejemplo, costos de partida y detención, tiempos mínimos de encendido, mínimos técnicos, entre otros. Estas restricciones provocan que el precio de la energía en cada barra del sistema no siempre pueda cubrir tanto costos variables como fijos propios de cada unidad generadora, lo que genera costos no convexos para el sistema. Una medida para solventar estos costos es realizar pagos por fuera del mercado, los que en Chile se denominan “pagos laterales”.

Capítulo 3

Marco regulatorio

En base a la Ley General de Servicios Eléctricos [5], el Reglamento de Coordinación y Operación [6] y la Norma Técnica de Coordinación y Operación [7], entre otros.

3.1. Definición de conceptos de pagos laterales

La NTCyO define los pagos laterales como aquellos pagos que se realizan con el fin de reconocer y remunerar costos no cubiertos por el Costo Marginal Real producto de la operación.

La misma norma indica, en el artículo 3-46, los elementos mínimos que se deben incluir en los pagos laterales:

a) "Aquellas unidades de generación que operen a un costo variable mayor al Costo Marginal Real del sistema, que no correspondan a prestación de Servicios Complementarios (SSCC), que hayan operado por instrucción del Coordinador por fuera del orden económico.

b) Aquellas unidades de generación que realicen el proceso de partida o detención para inyectar su energía al sistema y cuya remuneración a Costo Marginal Real no permitan cubrir sus costos variables en dicho periodo.

c) Las diferencias de valorización de inyecciones de los PMGD y PMG que estén sujetos a un régimen de precio estabilizado respecto al Costo Marginal Real en su barra correspondiente."

Se menciona el concepto de orden económico, el cual se define en el artículo 166° del Reglamento CyO "como aquel resultante del despacho de unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía en orden creciente de menor a mayor costo de producción de energía, de acuerdo con el listado de prioridad de colocación[1] efectuado por el Coordinador."

[1]El listado de prioridad de colocación es una lista en orden creciente de las centrales o unidades y SAE, de menor a mayor costo de producción de energía, considerando costos variables y de oportunidad. Se obtiene a partir de los resultados de la programación de la operación.

Por otra parte, el inciso a) hace referencia a los artículos 167° y 168°, y el inciso b) al artículo 63° del mismo reglamento. Los costos de la energía inyectada en los modos de operación descritos en los artículos mencionados anteriormente se catalogan bajo el concepto Sobrecostos por Energía.

Por su lado, el inciso c) del artículo 3-46 de la NTCyO se refiere al régimen de precio estabilizado para medios de generación de pequeña escala. Hasta octubre de 2020 este régimen estaba regulado por el Decreto Supremo 244 [8], en sus artículos 41° y 54° indica que "los precios estabilizados con los cuales deberán valorizar las inyecciones de energía de cada PMGD/PMG que haya optado por dicho régimen, corresponderán al precio de nudo de corto plazo de la energía". El precio nudo de corto plazo se calcula de manera semestral por la CNE y es constante durante todo el día, por lo que no representa la variabilidad horaria del costo marginal. Por esta razón, en octubre de 2020 se publica el Decreto Supremo 88 [9], derogando el DS 244. Uno de los principales cambios de este nuevo reglamento es la consideración de seis bloques horarios[2] para el cálculo del precio estabilizado, de forma que ya no es fijo.

Este nuevo reglamento, en su artículo 12° establece que los propietarios u operadores de PMG/D incluido en los balances de transferencias de energía y potencia, o que en el futuro se interconectarán al SEN, deberán optar por vender sus inyecciones de energía al sistema a costo marginal o por un régimen de precio estabilizado. De acuerdo al artículo 14°, en el caso de los PMG/D que se encuentren acogidos al régimen de precio estabilizado, "la diferencia entre la valorización de las inyecciones del Medio de Generación de Pequeña Escala a precio estabilizado y al costo marginal correspondiente, será asignada por el Coordinador a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros". Esta diferencia se cataloga como Compensación de Precio Estabilizado[3].

Cabe destacar que en su artículo 2° transitorio, se menciona que los PMG/D que cumplan ciertas condiciones podrán optar por un régimen de precio estabilizado valorizando sus inyecciones de energía a precio nudo de corto plazo, es decir, como lo indicaba el antiguo reglamento [8]. Es por esto, que a día de hoy la gran mayoría de PMG/D siguen siendo remunerados a PNCP.

El artículo 72°-1 de la Ley dispone los Principios de la Coordinación de la Operación. "La operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de:

1. Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;
2. Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y
3. Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a esta ley."

Es mediante los Servicios Complementarios que el Coordinador puede operar el SEN de acuerdo a los principios del artículo precedente de la Ley. De acuerdo con la Resolución Exenta N°442 [10], son SSCC: Control de Frecuencia, Control de Tensión, Control de Contingencias y Plan de Recuperación de Servicio. Para más detalle acerca de las definiciones ver [10].

[2] Artículo 18° DS 88 [9].

[3] Para ahorrar espacio en gráficos su leyenda será Precio Estabilizado.

La asignación de SSCC puede materializarse a través de tres mecanismos: licitaciones, subastas o instrucción directa. Cuando el requerimiento de los SSCC sea de cortísimo plazo[4] y existan las condiciones de competencia para su prestación, su materialización deberá efectuarse mediante subastas. En caso de que el requerimiento no sea de cortísimo plazo o cuando implique la instalación de nueva infraestructura[5] para su prestación, la asignación se deberá efectuar a través de licitaciones. Si el Coordinador determina que las condiciones de mercado no presentan la competitividad requerida, deberá instruir la ejecución directa y obligatoria del servicio respectivo con los recursos técnicos[6] disponibles. En caso de que los recursos técnicos existentes sean insuficientes, el Coordinador deberá instruir la instalación directa y obligatoria de nueva infraestructura.

En la Tabla A.1 se indican el o los mecanismos a través de los cuales se puede materializar la prestación y/o instalación de los SSCC. La valorización y remuneración de los SSCC dependerá del mecanismo por el cual se materializó la prestación y/o instalación de los servicios requeridos. Cuando se da mediante una subasta, el servicio se remunera en función del valor adjudicado de esta. Conforme a [10] "dicho valor será la suma de los siguientes elementos:

1. **Costo de oportunidad real**: Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo, debido a la utilización limitada o nula de la capacidad de producción de la instalación por estar prestando un servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.

2. **Costo por operación a un Costo Variable mayor al costo marginal real**: Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando el Costo Variable es mayor al costo marginal real del sistema en el mercado de corto plazo. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.

3. **Costo de operación adicional real**: Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando ésta opera en un punto de operación en que su rendimiento es menor, o su consumo específico de combustible es mayor al considerado por el Coordinador en el proceso de programación de operación para dicha instalación, considerando una operación en que sólo vendería energía sin prestar el servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.

4. **Valor ofertado**: Es el valor ofertado por el Coordinado titular de la instalación adjudicada para la prestación de un servicio complementario. En este valor el Coordinado deberá incluir todos aquellos costos no considerados en los puntos anteriores

[4]Se entiende por requerimiento de cortísimo plazo cuando la prestación del servicio sea por un plazo inferior a seis meses.

[5]Instalaciones destinadas a la prestación de SSCC mediante licitaciones o instrucción directa del Coordinador.

[6]Atributos de las instalaciones que permiten contribuir a la operación segura, de calidad y más económica del sistema.

tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros."

Los primeros tres puntos anteriormente mencionados corresponden a los conceptos de Costo de Oportunidad por SSCC, Sobrecostos por SSCC y Costos por Combustible Adicional por SSCC, respectivamente. El valor ofertado en la subasta no incluye estos costos ya que son remunerados conforme al artículo 72°-7 de la Ley "la remuneración por la prestación de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, será de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales".

Para las valorizaciones y remuneraciones de los SSCC materializados por mecanismos de licitación e instrucción directa ver el Apéndice A.

El artículo 163° de la Ley indica que el Ministerio de Energía puede dictar un decreto de racionamiento en caso de ocurrir o proyectarse un déficit de generación de energía eléctrica, como consecuencia de fallas prolongadas de centrales o de situaciones de sequía. Con el objetivo de gestionar este déficit, el Coordinador debe instruir la operación de las centrales hidroeléctricas de embalse de tal forma que se garantice la existencia de una reserva hídrica efectivamente disponible. En el último decreto de racionamiento [11] dicha reserva debía ser equivalente a 66 GWh para mitigar el déficit proyectado.

La formación de la reserva hídrica significa un mayor costo de operación para el sistema, debido a los sobrecostos de producción en que incurren las unidades generadoras termoeléctricas, que operan para reemplazar la operación de los embalses que constituyen la reserva hídrica. También se debe considerar el costo de oportunidad producto de la pérdida de venta de energía durante el proceso de formación de reserva hídrica. Ambos componentes determinan el concepto Formación de Reserva Hídrica.

Todos los pagos laterales deben ser retribuidos por las empresas generadoras que realicen retiros para suministrar a sus clientes, tanto libres como regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía.

3.2. Regulación de Sistemas de Almacenamiento de Energía

El Reglamento CyO define Sistema(s) de Almacenamiento de Energía (SAE) como "un equipo tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía[7] y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico". Estos son los que comúnmente se llaman sistemas de almacenamiento stand-alone o "puros".

El artículo 92° distingue dos modos de operación: modo retiro y modo inyección. El modo retiro corresponde a aquel en el que se retira energía eléctrica del sistema y se transforma en otro tipo de energía para su almacenamiento. El modo inyección es aquel que se transforma la energía almacenada en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico.

En el artículo 93° del Reglamento CyO se especifica que los retiros de energía para el proceso de almacenamiento no podrán ser destinados a la comercialización con empresas distribuidoras o clientes libres, ya que son de uso exclusivo para la operación en modo retiro.

[7] Energía química, potencial o térmica, entre otras.

El artículo 97° vuelve a mencionar que "Los retiros de energía para el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados clientes finales. Para tal efecto, los señalados retiros no se considerarán para:

a. La acreditación del cumplimiento de la obligación a que se refiere el artículo 150° bis de la Ley;

b. El pago correspondiente a clientes finales por uso de los sistemas de transmisión;

c. La asignación que se origine a partir del mecanismo de estabilización de precios a que pueden optar los Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida establecidos en la Ley;

d. El cálculo de las prorratas de la asignación de los certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada a que se refiere el inciso tercero del artículo 150° ter de la Ley, y

e. El pago asociado a clientes finales por concepto de Servicios Complementarios, de acuerdo con la normativa vigente."

La primera parte de este artículo menciona que los retiros para almacenamiento no estarán sujetos a cargos asociados a clientes finales, y luego enumera los cargos para los que no se considerarán. Esto puede dar a entender que sí existen cargos para los que se considerarán estos retiros, como los asociados al concepto Sobrecostos de Energía. Por lo tanto, respecto a este tema, el Reglamento CyO es ambiguo, dando a entender que los SAE no están sujetos a pagos laterales por los retiros para almacenamiento.

Es importante advertir que a diciembre de 2023 existen 114 MW de Sistemas de Almacenamiento de Energía y 113 MW de ERNC + Almacenamiento[8] en operación en el SEN, de acuerdo a [12]. Los Sistemas de Almacenamiento de Energía aportaron el 0,3 % de la generación total del sistema durante 2023. Debido a lo anterior, se considera que no hay una experiencia clara de la aplicación del Reglamento CyO en esta materia. Esta falta de claridad en el reglamento da pie a futuras modificaciones en las que podría incluirse de manera explícita la obligación o liberación de los SAE del pago por retiros para almacenamiento.

[8]Lo que el Reglamento CyO define como Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento.

Capítulo 4

Análisis y diagnóstico del Sistema Eléctrico Nacional

Factores nacionales e internacionales han afectado de manera significativa a la operación y planificación del SEN, lo cual ha tenido un impacto considerable en el mercado eléctrico. A continuación, se presentan algunos de estos factores.

4.1. Transición energética

Actualmente Chile se encuentra en un proceso de transición energética. Mediante la Ley Marco de Cambio Climático [13], se estableció como meta ser un país carbono neutral y resiliente a más tardar el año 2050. Esto implica grandes desafíos a nivel nacional. Algunas de las medidas que ya se han tomado desde la industria de la energía eléctrica son el aumento de las energías renovables no convencionales, particularmente aquellas de recursos variables como el sol y el viento, y la disminución proporcional de la participación de centrales convencionales.

Para lograr un incremento de las energías renovables no convencionales, desde el año 2008, mediante modificaciones normativas, se establecieron cuotas de inyección de energía renovable anual. Exigiendo un 20 % de participación ERNC en la generación anual de energía[9] al año 2025. Además, en el año 2015 se modificaron las licitaciones de suministro eléctrico a clientes regulados[10], incorporando la posibilidad de realizar ofertas por bloques horarios. Permitiendo así, que empresas principalmente solares (fotovoltaicas) ofertaran precios más competitivos en bloques solares, fomentando dicha tecnología. Estas medidas, más los cambios a la Ley General de Servicios Eléctricos [5] del año 2016 en materias de transmisión y acceso abierto[11], han posibilitado un aumento explosivo de la generación a partir de energías renovables no convencionales, pasando de un 8,5 % de generación ERNC reconocida, para el cumplimiento de las Leyes N°20.247 [14] y N°20.698 [15], en el año 2015 a un 36 % al año 2023 de acuerdo a estadísticas de ACERA A.G [12].

[9] Ley N°20.698.
[10] Ley N°20.805.
[11] Ley N°20.936.

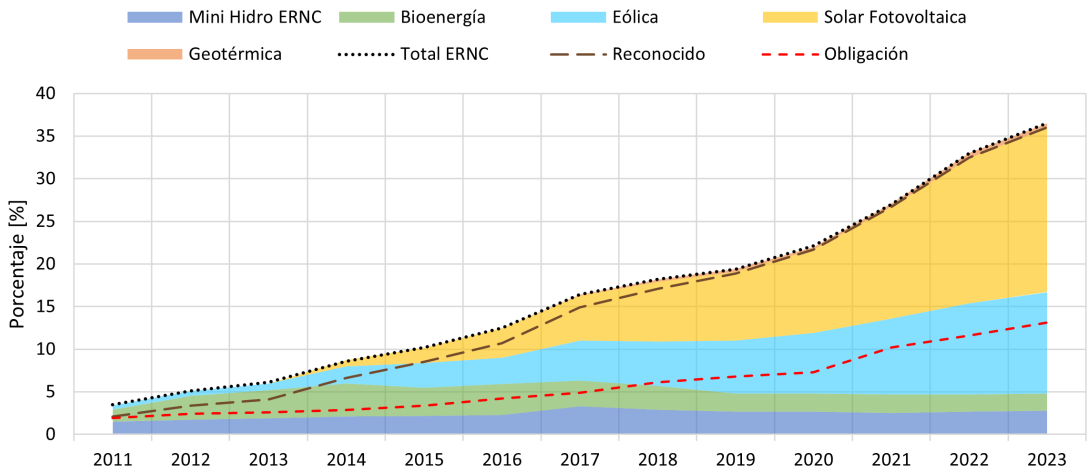


Figura 4.1: Evolución de la participación ERNC en la generación de energía. Fuente: Estadísticas ACERA A.G.

Por otro lado, en 2018 inicia la Mesa de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón que finaliza en junio de 2020 con al acuerdo público-privado Plan de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón [16] entre el Ministerio de Energía y las empresas propietarias de centrales a carbón. Este plan contempla el cese definitivo de la operación del parque generador a carbón a más tardar el año 2040.

4.2. Costos sistémicos

Se entiende por costos sistémicos como el conjunto de pagos laterales realizados con el fin de reconocer y remunerar los costos no cubiertos por el costo marginal real producto de la operación del sistema eléctrico más los pagos por los recursos técnicos de los servicios complementarios. Todos estos definidos en la Sección 3.1.

El retiro de centrales a carbón y la instalación masiva de centrales ERNC, principalmente solares y eólicas, sumado a un periodo de gran sequía y un alza importante en el precio internacional de los combustibles [1] desde mediados del año 2021, producto de la reactivación macroeconómica mundial post-pandemia y la guerra ruso-ucraniana, han provocado un aumento significativo en distintos tipos de pagos laterales. Como se puede observar en la Figura 4.2 donde se muestran los principales costos sistémicos, construida en base a los balances de transferencias económicas de energía y servicios complementarios dispuestos por el Coordinador[12]. Notar que las columnas se corresponden con el eje de la izquierda y el valor unitario con el eje de la derecha. En el Apéndice B se puede encontrar un gráfico similar con mayor detalle.

[12]Se toma como tipo de cambio el promedio mensual del dólar observado por el Servicio de Impuestos Internos.

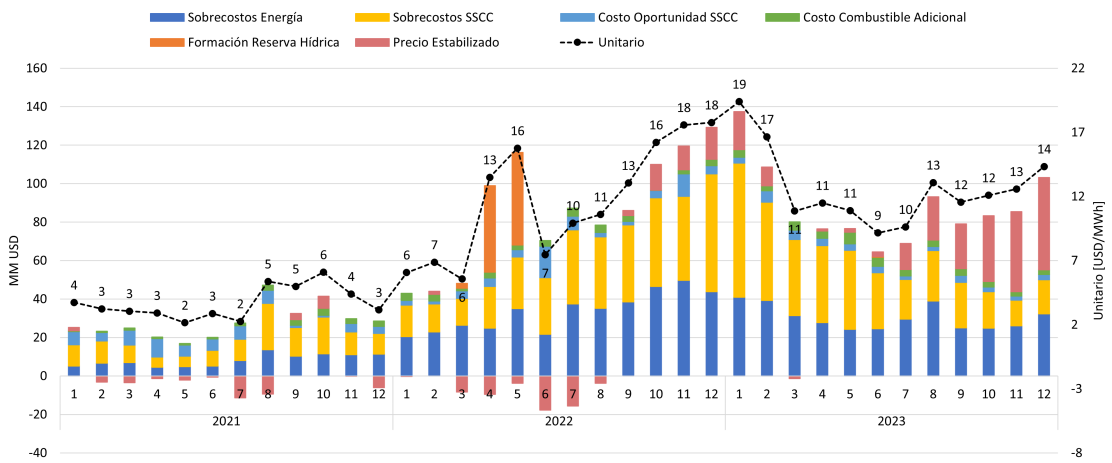


Figura 4.2: Pagos laterales asociados a costos sistémicos. Fuente: Elaboración propia.

Se observa un gran aumento en los pagos laterales de la Figura 4.2. Pasando de 3 USD/MWh a inicios de 2021 a aproximadamente 16 USD/MWh o más para fines de 2022. A mediados del 2021 comienza el incremento de los "Sobrecostos por Energía" producto del alza en el precio de los combustibles y, por ende, en los costos variables de centrales convencionales. Además, el aumento de las horas con costo marginal cero [1], debido a la alta penetración de ERNC, ha traído como consecuencia que la remuneración de las unidades que operen por fuera del orden económico se incremente, ya que son retribuidas en sus costos variables no cubiertos por el costo marginal de la barra de inyección.

La menor disponibilidad de unidades generadoras sincrónicas ha generado mayores requerimientos de flexibilidad, reservas para el control de frecuencia y otras herramientas operacionales y de seguridad necesarias para el abastecimiento del suministro eléctrico de forma segura y eficiente. Lo anterior en conjunto con el alza en el precio de los combustibles ha provocado un aumento enorme de los pagos laterales asociados a servicios complementarios, principalmente aquellos por "Sobrecostos por SSCC".

Cabe destacar que el aumento de los pagos laterales vistos en la Figura 4.2 se da con el inicio de los contratos de suministro licitados en 2015, es decir, cinco años después[13]. Estas licitaciones incorporaron por primera vez los bloques horarios como se mencionó anteriormente.

En cuanto a la Compensación por Precio Estabilizado, de acuerdo a la información del Coordinador en su Reporte PMGD Octubre 2023 [17], la capacidad instalada de los pequeños medios de generación (PMG) y pequeños medios de generación distribuida (PMGD) ha crecido aceleradamente desde 2015 debido a la disminución de los costos de desarrollos de tecnologías, principalmente proyectos solares. Esto generó un cambio en el comportamiento de los costos marginales y su relación con el precio estabilizado, mejorando considerablemente la rentabilidad de estos proyectos.

Como se indica en la Sección 3.1, los PMG/D pueden valorizar sus inyecciones de energía al costo marginal o acogerse al régimen de precio estabilizado. A diciembre de 2023 existen 493 PMG/D acogidos al régimen de precio estabilizado, de los cuales el 99 % siguen siendo remunerados a Precio Nudo de Corto Plazo (PNCP). Por lo que no

[13]Más un año de margen de ser necesario.

están sometidos a la variabilidad horaria del costo marginal y tienen un precio asegurado calculado semestralmente.

De esta forma, durante las horas en que el costo marginal está por debajo del precio estabilizado, se generan costos adicionales al resto de generadores que realicen retiros en dichas horas. Estos costos son remunerados como pagos laterales. Años atrás esta situación fluctuaba entre cargos y abonos, como se observa en la Figura 4.2 y 4.3 para la barra Polpaico 220 kV, considerar que en este gráfico el PNCP no está indexado.

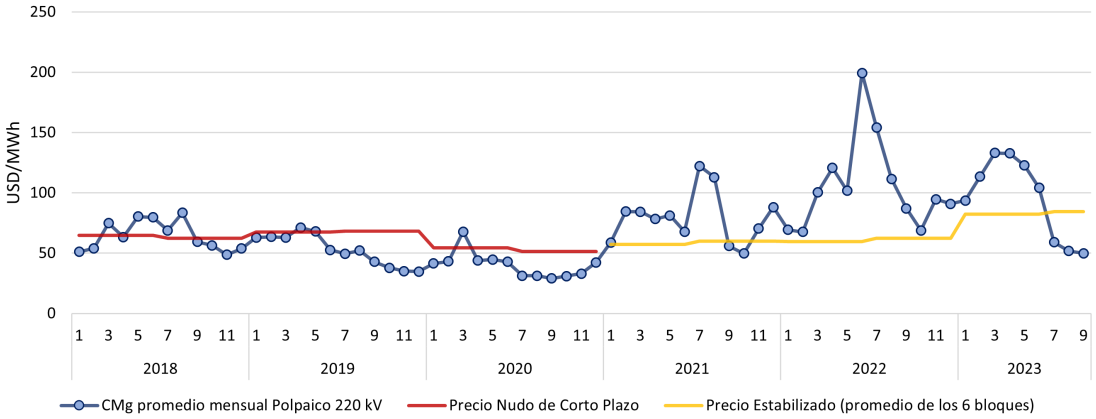


Figura 4.3: CMg Polpaico 220 kV v/s PNCP v/s PE. Fuente: Elaboración propia.

Esta situación ha cambiado enormemente. Las horas con costo marginal cero han aumentado considerablemente, por lo tanto, el cargo debido a la diferencia entre precio estabilizado y costo marginal ha crecido tanto en costo, como se aprecia en los últimos meses de 2023 de la Figura 4.2, como en ocurrencia como se puede ver en la Figura 4.4 para Polpaico 220 kV. En este gráfico el PNCP está indexado de acuerdo a la Resolución Exenta N°349 [18].

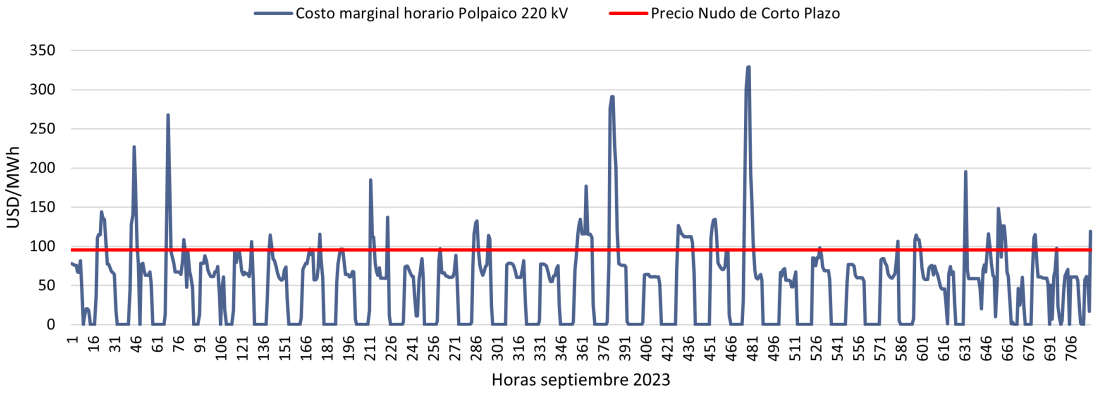


Figura 4.4: CMg de Polpaico 220 kV v/s PNCP. Fuente: Elaboración propia.

Es por los motivos mencionados hasta ahora que el aumento de los pagos laterales en los últimos años ha tomado gran relevancia. Afectando principalmente a las energías renovables. Incluso provocando la suspensión temporal del mercado o directamente el quiebre de algunas empresas renovables debido a su incapacidad para cumplir sus contratos de suministro.

Capítulo 5

Modelo y consideraciones para la simulación

5.1. Modelo representativo del SEN

El modelo a implementar para realizar las simulaciones es el utilizado por el Coordinador en la Propuesta de Expansión de la Transmisión (PET) 2023 [2]. Este modelo considera 305 barras entre 66 y 500 kV del SEN, centrales generadoras, sistemas de almacenamiento y líneas de transmisión, tanto existentes como proyectadas

La PET 2023, en su Apéndice I - Proyección de Demanda [19], establece proyecciones de la demanda para escenarios de consumo medio y alto. Para las simulaciones se considera una demanda bajo el escenario medio.

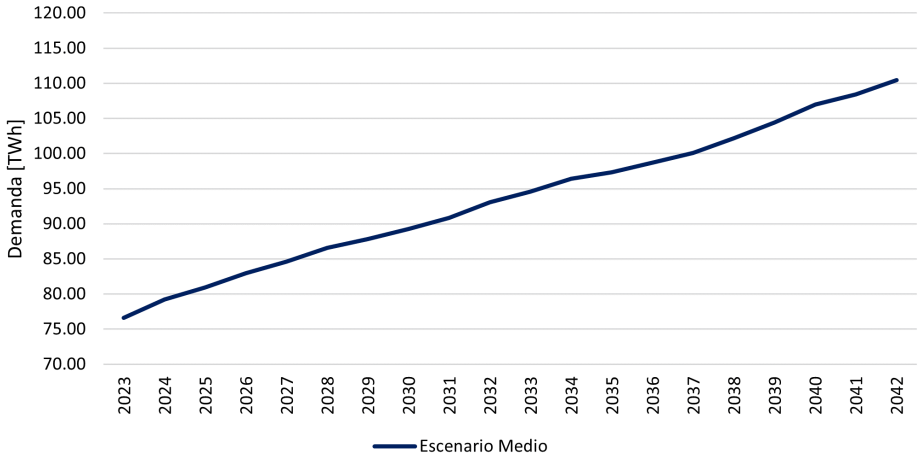


Figura 5.1: Proyección de energía del SEN periodo 2022-2042.

También, en su Apéndice II - Plan de Obras de Generación 2022 [20], se tienen proyecciones de costos de combustibles, costos variables, perfiles ERV, series hidrológicas, plan de retiro de unidades a carbón y costos de desarrollo de tecnologías de generación y almacenamiento detallados en el Apéndice C.

5.2. Herramienta de simulación

Para simular la operación del Sistema Eléctrico Nacional se utiliza el software Flex-Tran. Este es un proyecto FONDEF IDeA desarrollado de forma colaborativa por la Universidad Técnica Federico Santa María y la Universidad de Chile, respaldado por el Coordinador Eléctrico Nacional. Flex-Tran es una herramienta especializada en la optimización de la expansión del sistema de transmisión, aún así, puede co-optimizar generación y transmisión. El programa trabaja con extensas bases de datos que permiten modelar, configurar y parametrizar el problema de optimización.

La función objetivo que busca resolver Flex-Tran es:

$$\text{mín} \sum \text{Costos de Operación} + \text{Costos de Inversión} \tag{5.1}$$

Los costos de operación incluyen:

- Costos fijos de operación y mantención.
- Costos variables de las unidades.
- Costos de partida y detención de unidades.
- Costos de demanda no abastecida.
- Costos de penalización para afluentes y vertimientos no físicos de los embalses.

Mientras que los costos de inversión corresponden a:

- Costos de inversión en sistemas de almacenamiento de energía (ESS por sus siglas en inglés).
- Costos de inversión en proyectos de transmisión.
- Costos de inversión en proyectos de generación.

5.3. Metodología de la simulación

La metodología seguida para desarrollar la simulación de la operación se visualiza en el diagrama de flujo presentado en la Figura 5.2. En primer lugar se toma el modelo representativo del sistema acorde a la Sección 5.1 y se verifica su estado y funcionamiento. Luego se incorpora este modelo a Flex-Tran y se resuelve la expansión de la transmisión para el periodo 2024 - 2042. De esta forma se obtiene el plan de obras de transmisión que se utilizará para simular la operación del sistema.

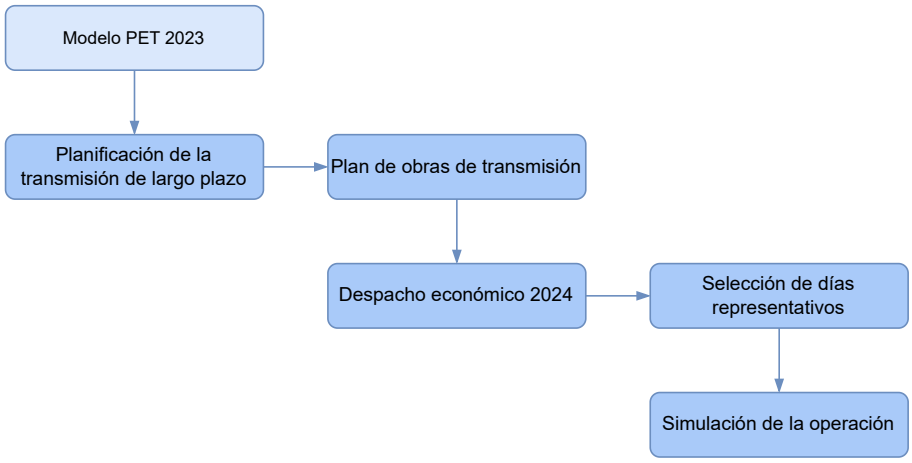


Figura 5.2: Diagrama de flujo de la metodología. Fuente: Elaboración propia.

Posteriormente, puesto que Flex-Tran utiliza días representativos anuales para desarrollar las simulaciones, es necesario un criterio para seleccionar dichos días. Para esto se simula el despacho económico del año 2024 completo y en base a estos resultados se seleccionan los días representativos, bajo distintos criterios, para las simulaciones de la operación para el periodo 2024 - 2035.

Los resultados obtenidos se deben escalar por el peso que se le asigne a cada día para capturar todas las horas del año. Es decir, si se toma un día representativo por año, este tendrá peso 365 y será equivalente a los 365 días del año. Por lo tanto, el criterio para seleccionar los días representativos es de gran relevancia, pues los resultados serán altamente dependientes de éste.

5.4. Hidrología

Para simular la operación del sistema es necesario considerar una o más hidrologías para este ya que un porcentaje importante de la energía en Chile proviene de tecnologías hídricas, en el caso del año 2023 fue un 28,8 % como se observa en la Figura 5.3 construida a partir de datos del Coordinador.

Flex-Tran cuenta con 58 hidrologías históricas, desde 1960 hasta 2018. Este parámetro tiene dos configuraciones (o estrategias), puede ser fija o cronológica. El funcionamiento de ambas estrategias se muestra en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1: Funcionamiento de las estrategias para la hidrología.

Estrategia fija		Estrategia cronológica	
Año inicial: 2021	Año hidrológico inicial: 1998	Año inicial: 2021	Año hidrológico inicial: 1998
Simulación 2021 $\longrightarrow$ Hidrología 1998		Simulación 2021 $\longrightarrow$ Hidrología 1998	
Simulación 2022 $\longrightarrow$ Hidrología 1998		Simulación 2022 $\longrightarrow$ Hidrología 1999	
Simulación 2023 $\longrightarrow$ Hidrología 1998		Simulación 2023 $\longrightarrow$ Hidrología 2000	

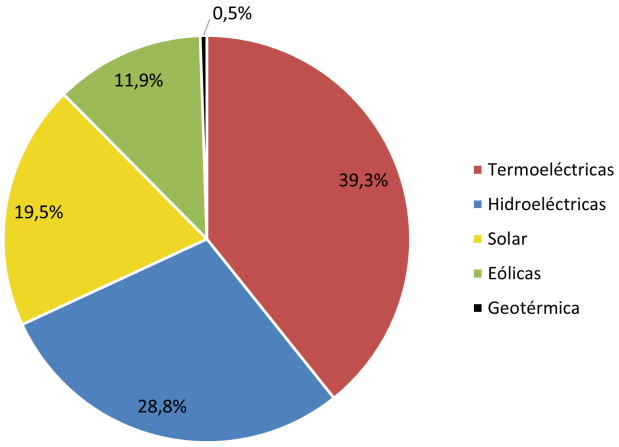


Figura 5.3: Generación de energía en 2023 por tecnología. Fuente: Elaboración propia.

El cambio climático ha provocado una de las sequías más prolongadas en los últimos tiempos en Chile. De acuerdo al Reporte Anual de la Evolución del Clima en Chile de 2022 [21], a la fecha de su publicación, "se completaron 16 años consecutivos con precipitaciones bajo el promedio 1961-1990 desde 2007". Además, la década 2011-2021 fue unas de las más secas y cálidas. De esta misma forma se espera que la sequía continúe, transformándose en el nuevo clima normal para la mayoría de las zonas del país.

Por lo anterior y para plantearse un escenario desfavorable, se utiliza el año hidrológico 2011 con estrategia fija. Este año, si bien no es de los más secos de la historia, se encuentra dentro de la última sequía. Por lo que se espera que este clima sea la tendencia en los próximos años.

5.5. Plan de descarbonización

Como ya se mencionó en el Capítulo 4, luego de un acuerdo entre el Ministerio de Energía y las empresas propietarias de centrales a carbón, se estableció el Plan de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón. Para las simulaciones se proponen planes de retiro a 2030 y a 2035 como se muestra en la Figura 5.4.

Tabla 5.2: Año de retiro de cada unidad a carbón.

Unidad	Capacidad [MW]	Plan a 2030	Plan a 2035	Unidad	Capacidad [MW]	Plan a 2030	Plan a 2035
Andina	149	2026	2026	IE Mejillones	331	2026	2026
Angamos 1	230	2026	2033	Mejillones 1	135	2025	2025
Angamos 2	234	2026	2033	Mejillones 2	141	2025	2025
Bocamina 1	107	2021	2020	Nueva Tocopilla 1	121	2026	2026
Bocamina 2	272	2022	2022	Nueva Tocopilla 2	118	2026	2026
Campiche	244	2029	2028	Nueva Ventanas	238	2029	2028
Cochrane 1	233	2027	2035	Santa María	311	2030	2035
Cochrane 2	233	2027	2035	Tarapaca	128	2020	2020
Guacolda 1	137	2028	2030	Tocopilla U12	69	2019	2019
Guacolda 2	131	2028	2030	Tocopilla U13	71	2019	2019
Guacolda 3	138	2028	2031	Tocopilla U14	122	2022	2022
Guacolda 4	141	2029	2031	Tocopilla U15	110	2022	2022
Guacolda 5	138	2029	2034	Ventanas 1	93	2021	2021
Hornitos	151	2026	2026	Ventanas 2	154	2022	2023

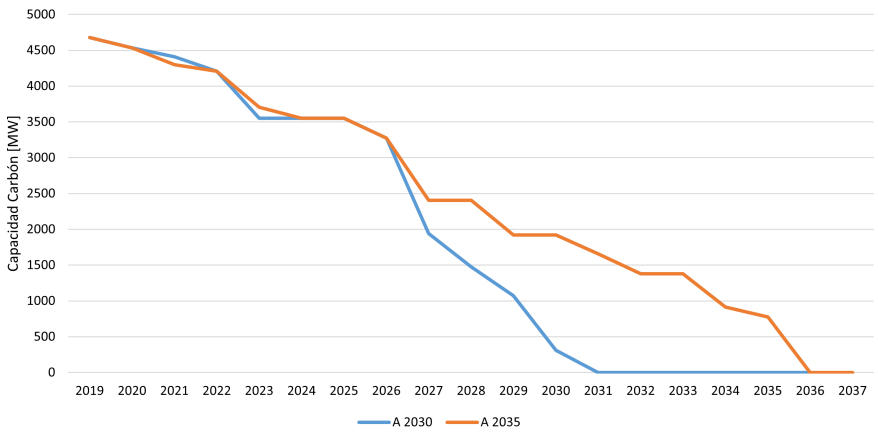


Figura 5.4: Plan de descarbonizaión propuesto. Fuente: Elaboración propia.

5.6. Niveles de reservas para control de frecuencia

Para simular la operación del sistema es necesario determinar los montos requeridos para el control de frecuencia. En el presente informe se consideran solamente el Control Primario y Secundario de Frecuencia, tanto por subfrecuencia como por sobrefrecuencia. Para esto se toman como base los Estudios de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (ECFyDR) desarrollados por el Coordinador de acuerdo a lo establecido en el Título 3-2 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NTSSCC) [22]. En los ECFyDR se presentan los resultados de los montos mínimos de reserva requeridos para el control de frecuencia para el año siguiente. Es decir, los resultados del ECFyDR de 2022 (Año Estudio) se ocupan para la operación del año 2023 (Año Uso).

5.6.1. Control Primario de Frecuencia (CPF)

De acuerdo al Informe de Servicios Complementarios de 2024 [23] el control primario de frecuencia se define como las "acciones de control automáticas locales orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico". Y considera las subcategorías de CPF por Subfrecuencia (CPF+) y CPF por Sobrefrecuencia (CPF-). Así mismo, se distinguen dos componentes para CPF: una asociada a las variaciones aleatorias de la demanda y de la generación ERV, denominada Fluctuaciones Instantáneas, y otra asociada a soportar contingencias, tanto de generación (CPF+) como de consumo (CPF-). La Tabla 5.3 muestra los resultados para CPF de los ECFyDR Parte 1 desde 2018 a 2023 [24][25][26][27][28][29], a su vez en la Figura 5.5 se observan gráficamente.

Tabla 5.3: Reservas mínimas para CPF± en los últimos 6 años.

	Control Primario de Frecuencia [MW]		
Año Estudio	Fluctuaciones Instantáneas	Contingencia Generación/Consumos	Total
2018	±81	+280/ − 131	+361/ − 212
2019	±40	+287/ − 175	+327/ − 215
2020	±39	+325/ − 157	+364/ − 196
2021	±39	+301/ − 119	+340/ − 158
2022	±41	+288/ − 80	+329/ − 121
2023	±47	+285/ − 76	+332/ − 123

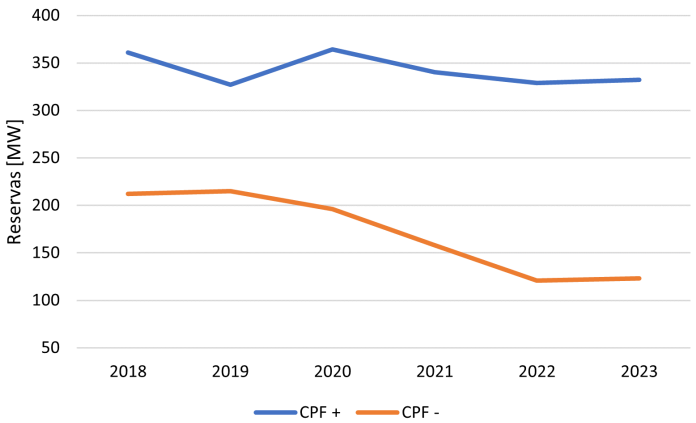


Figura 5.5: Visualización gráfica de las reservas históricas de CPF±.

En estos resultados no se aprecia una tendencia lo suficientemente marcada para determinar las reservas para el horizonte de estudio mediante extrapolación lineal. Por lo que se decide tomar como base el ECFyDR 2022 y 2023 Parte 1 [28] [29] para determinar los montos mínimos de reservas requeridos para la operación futura. Se utilizan estos estudios puesto que presentan un análisis paramétrico de los resultados que permite, a grandes rasgos, proyectarlos.

Estos estudios consisten en simulaciones dinámicas del SEN de distintos escenarios ante desconexiones intempestivas de generación y de consumos en DIgSiLENT PowerFactory. Las Tablas D.1 y D.2 muestran un resumen de cada escenario analizado.

La inercia del sistema representa la energía cinética almacenada en las masas rotantes de los rotores y está directamente relacionada con la tasa de caída de la frecuencia durante los primeros instantes ante un desbalance entre la generación y la demanda. Por lo tanto, la inercia del SEN tiene un efecto sobre los requerimientos de CPF inicial para reducir la variación de la frecuencia. Mientras que la demanda tiene un efecto sobre los requerimientos de CPF permanentes.

Por otra parte, considerando la menor inercia y demanda del SEN, se tiende a representar las condiciones más desfavorables en términos del control de frecuencia, y es precisamente para estas condiciones que se calculan los requerimientos de reservas. En ECFyDR 2022 Parte 1 se considera como condición más desfavorable una inercia total alrededor de 33 GVAs con un nivel de Generación Bruta Total del SEN (GxSEN)[14] de aproximadamente 7800 MW, mientras que en ECFyDR 2023 Parte 1 se utiliza 30 GVAs con un nivel de GxSEN de 7500 MW.

5.6.1.a. Contingencias de generación (CPF+)

La metodología para determinar las reservas de CPF+ permanentes consiste en la desconexión intempestiva de aproximadamente 400 MW de generación con 3,4 GVAs de inercia. Se busca una respuesta crítica de la frecuencia del SEN habilitando los controladores de carga/velocidad del mínimo de unidades posibles sin alterar significativamente el despacho. Esta respuesta debe cumplir los siguientes requisitos:

- 48,900 Hz < Frecuencia Mínima < 48,925 Hz
- 49,30 Hz < Frecuencia Permanente < 49,35 Hz

[14] Se utiliza este dato como aproximación de la demanda.

Posterior a la obtención de resultados se calcula la reducción de carga permanente (ΔP_D) como se muestra en la Figura 5.6 [30]. Donde ΔP_G es el aporte de CPF+ y ΔP_L es la potencia desconectada más la variación de las pérdidas producto de la contingencia.

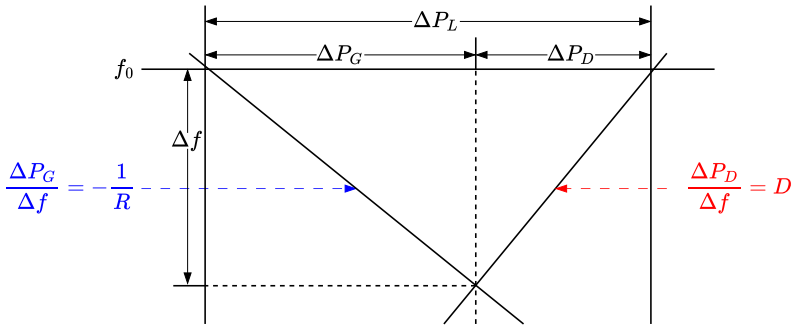


Figura 5.6: Efecto de la carga sensible a la frecuencia ante variaciones en la frecuencia del sistema.

La variable R corresponde al estatismo, mientras que D es la constante de amortiguación de la carga y se puede expresar en MW/Hz o %/Hz. Así, un valor de $D = 2\,\%/\text{Hz}$, significa que un cambio en la frecuencia de 1 Hz causa un cambio de 2 % en la carga. Las Tablas D.3 y D.4 muestran un resumen de los resultados obtenidos en ambos estudios. Donde la reducción de carga se calcula como:

$$\Delta P_D = \text{GxSEN} \cdot \Delta f \cdot D \tag{5.2}$$

Este resultado se gráfica en función de GxSEN. La Figura 5.7 muestra esta gráfica para el ECFyDR Parte 1 2023. Cuya tendencia representa la reducción de carga en función de la demanda.

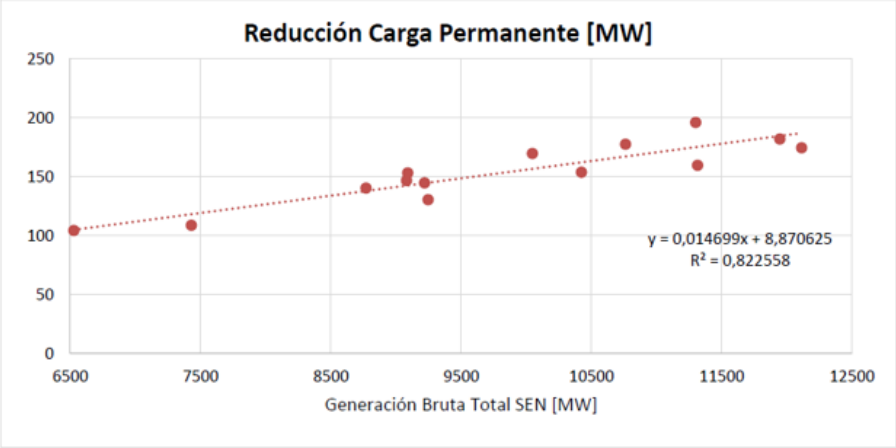


Figura 5.7: Reducción de carga para distintas condiciones de GxSEN.

Finalmente, el aporte de CPF+ permanente se obtiene como:

$$\text{Aporte CPF+} = \text{Potencia Desconectada} - \Delta P_D + \Delta\text{Pérdidas} \tag{5.3}$$

Es mediante las ecuaciones (5.2) y (5.3) que se establecen las proyecciones para el horizonte de estudio del presente informe. Para esto, se tienen las siguientes consideraciones:

1. Para todo el horizonte de estudio la potencia desconectada será de 400 MW.
2. La constante de amortiguamiento (D) de los Años Estudio 2022 y 2023 será el promedio aritmético de dicho parámetro de las Tablas D.3 y D.4, respectivamente.
3. A partir del Año Estudio 2024, la constante de amortiguamiento será el promedio de 2022 y 2023, es decir, de los obtenidos en el punto anterior.
4. Para la variación de las pérdidas del Año Estudio 2022 y 2023 se toma el promedio de los resultados de las Tablas D.3 y D.4.
5. A partir del Año Estudio 2024 la variación de las pérdidas corresponderá a un aumento del 5 % del Año Estudio anterior.
6. GxSEN a partir del Año Estudio 2024 corresponderá a la demanda mínima de acuerdo a las proyecciones de la PET 2023.
7. A partir del Año Estudio 2024 la frecuencia permanente será igual al promedio de los resultados de las Tablas D.3 y D.4.

Recordar que el Año Estudio es cuando se desarrolla el cálculo y el Año Uso es cuando se ocupa. Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, los resultados para los requerimientos de CPF+ se muestran en la Tabla 5.4 y se visualizan en la Figura 5.8.

Tabla 5.4: Resultados para las proyecciones de CPF+.

Año Estudio	Año Uso	Amort. Carga [%/Hz]	Dif Pérdidas [MW]	GxSEN [MW]	Aporte CPF+ Perm [MW]	Frecuencia Perm [Hz]	Reducción Carga Perm [MW]
2022	2023	2,32	-10.77	7800	288	-	-
2023	2024	2,40	9,36	7500	285	-	-
2024	2025	2,36	9,83	6960	298	49,321	111,537
2025	2026	2,36	10,32	7124	296	49,321	114,161
2026	2027	2,36	10,84	7262	294	49,321	116,363
2027	2028	2,36	11,38	7419	292	49,321	118,881
2028	2029	2,36	11,95	7584	291	49,321	120,956
2029	2030	2,36	12,54	7614	291	49,321	122,017
2030	2031	2,36	13,17	7708	290	49,321	123,520
2031	2032	2,36	13,83	7785	289	49,321	124,748
2032	2033	2,36	14,52	7931	287	49,321	127,089
2033	2034	2,36	15,25	8068	286	49,321	129,290
2034	2035	2,36	16,01	8199	285	49,321	131,383

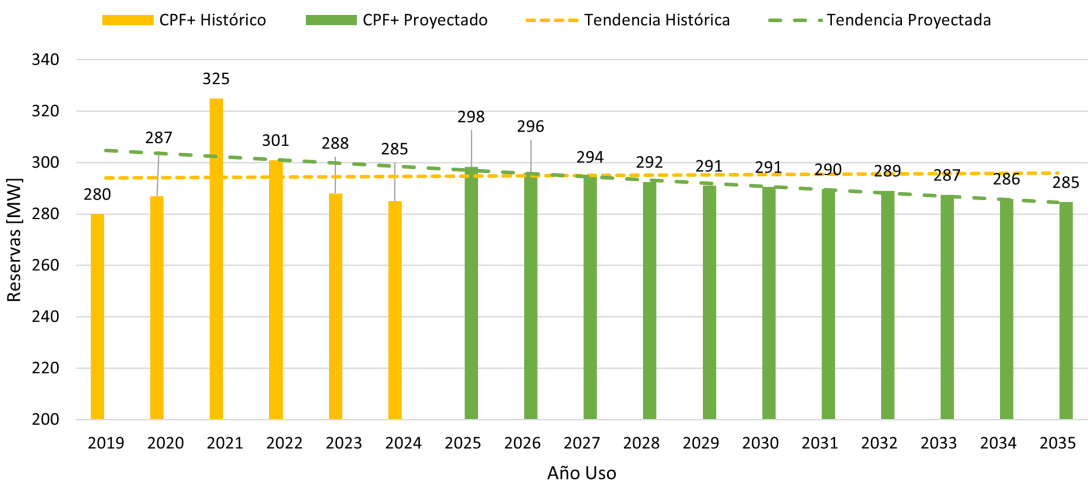


Figura 5.8: Requerimientos para CPF+. Fuente: Elaboración propia.

En los años 2021 y 2022 se aprecia un aumento importante de las reservas, esto se puede deber a la entrada en vigencia del decreto de racionamiento hídrico y a efectos de la pandemia. Las tendencias históricas y proyectadas son similares durante los primeros años del estudio. La disminución anual de los requerimientos para CPF+ se debe al aumento de GxSEN, es decir, la demanda mínima.

5.6.1.b. Contingencias de consumo (CPF-)

La metodología para determinar las reservas de CPF- es similar a la anterior, pero en este caso la contingencia es la desconexión de 200 MW de consumo. Los resultados de los ECFyDR Parte 1 2022 y 2023 no presentan la constante de amortiguamiento de la carga, la variación de pérdidas y la reducción de carga permanente. Por lo tanto, se toma como base el análisis paramétrico de 2023 para las proyecciones. La Tabla D.5 muestra los resultados para los casos que se requirieron reservas en el ECFyDR Parte 1 2023. Con estos resultados se pueden establecer los requerimientos de reservas de CPF- dependiendo de las condiciones del SEN, específicamente del nivel de demanda del sistema. La Figura 5.9 muestra el aporte de CPF- para las condiciones de la Tabla D.5.

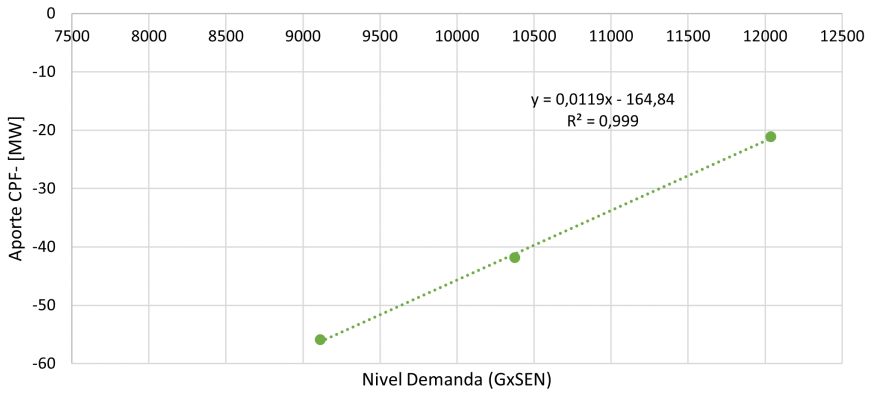


Figura 5.9: Aporte CPF- para distintas condiciones de GxSEN. Fuente: Elaboración propia.

La regresión lineal del gráfico anterior permite obtener los requerimientos de reservas en función del nivel de demanda. El resumen de los resultados se muestra en la Tabla 5.5. De acuerdo a la ecuación (5.4) los resultados son negativos, pero a continuación se muestran positivos.

$$\text{Aporte CPF-} = 0{,}0119 \cdot \text{GxSEN} - 164{,}84 \tag{5.4}$$

Tabla 5.5: Resultados para proyecciones de CPF-.

Año Estudio	Año Uso	GxSEN [MW]	Aporte CPF-Perm [MW]
2022	2023	7800	80
2023	2024	7500	76
2024	2025	6960	82
2025	2026	7124	80
2026	2027	7262	78
2027	2028	7419	77
2028	2029	7548	75
2029	2030	7614	74
2030	2031	7708	73
2031	2032	7785	72
2032	2033	7931	70
2033	2034	8068	69
2034	2035	8199	67

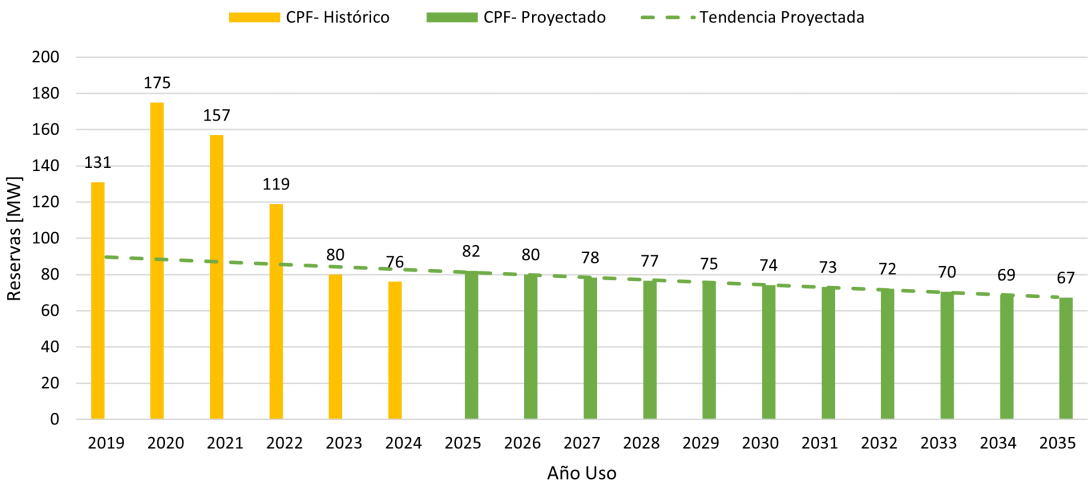


Figura 5.10: Requerimientos para CPF-. Fuente: Elaboración propia.

Puesto que la ecuación (5.4) depende únicamente del nivel de generación bruta total del SEN, a medida que este parámetro aumente, los requerimientos de reservas de CPF- serán menores.

5.6.1.c. Fluctuaciones Instantáneas

Las fluctuaciones instantáneas de la demanda ocurren a lo largo de todo el día. Existen fluctuaciones que poseen cierta periodicidad como plantas industriales y mineras. Por otro lado, la conexión y desconexión de alimentadores y/o líneas de transmisión no son

periódicas. También hay fluctuaciones producto de la variabilidad de unidades generadoras solares y eólicas.

Para determinar las reservas ante fluctuaciones instantáneas se requiere un estudio dinámico y probabilístico con un alto nivel de detalle que escapa de los alcance de este trabajo. Por lo tanto, se tomará el promedio aritmético de las reservas para fluctuaciones instantáneas presentados en la Tabla 5.3, lo que corresponde a ±48 MW, y se mantendrá constante para todo el horizonte de estudio, como se puede ver en la Figura D.1. Este resultado se sumará a los presentados en las Tablas 5.4 y 5.5 para así obtener los requerimientos de CPF totales, como se muestra a continuación.

Tabla 5.6: Reservas de CPF± para la simulación de la operación.

	Control Primario de Frecuencia [MW]		
Año Uso	Fluctuaciones Instantáneas	Contingencia Generación/Consumos	Total
2023	±48	$+288/-80$	$+336/-128$
2024	±48	$+285/-76$	$+333/-124$
2025	±48	$+298/-82$	$+346/-130$
2026	±48	$+296/-80$	$+344/-128$
2027	±48	$+294/-78$	$+342/-126$
2028	±48	$+292/-77$	$+340/-125$
2029	±48	$+291/-75$	$+339/-123$
2030	±48	$+291/-74$	$+339/-122$
2031	±48	$+290/-73$	$+338/-121$
2032	±48	$+289/-72$	$+337/-120$
2033	±48	$+287/-70$	$+335/-118$
2034	±48	$+286/-69$	$+334/-117$
2035	±48	$+285/-67$	$+333/-115$

5.6.2. Control Secundario de Frecuencia (CSF)

De acuerdo a lo establecido en el Título 3-4[15] de la NTSSCC, las reservas de CSF y CTF se determinan de manera conjunta a través de métodos probabilísticos, con el propósito de compensar la variabilidad e incertidumbre de la demanda y la generación ERV. En el caso particular de las reservas secundarias, se determinan conforme a la mayor variación intrahoraria estadística de la demanda neta. Estas reservas se activan por medio de un control centralizado automático o AGC, cuyo objetivo es anular el error de control de área (ACE).

El método probabilístico para determinar las reservas conjuntas corresponde a la convolución de las funciones de distribución de probabilidad de los factores de influencia. Se entiende por factores de influencia como aquellos factores que generan desequilibrios que impliquen los requerimientos de CSF (o CTF), estos factores deben incluir al menos: la demanda y generación ERV.

Como ya se mencionó, las reservas secundarias se determinan en base a la mayor variación intrahoraria de demanda neta. Para estos efectos se determina la diferencia

[15]Particularmente los artículos 3-21, 3-22, 3-23, 3-25, 3-27 y 3-29.

entre la demanda neta programada y la observada en la operación en tiempo real en medias móviles de 5 minutos respecto a su media móvil cada 15 minutos. Por otro lado, la reserva de CSF no puede ser menor al requerimiento de reserva que debe disponer el AGC, la cual corresponde al producto entre el BIAS de frecuencia del SEN y la máxima variación de frecuencia permitida por la NTSyCS para una condición de operación normal. Por último, también se deben determinar las reservas secundarias para requerimientos de tasas o rampas, tanto de subida como de bajada, producto de las variaciones de la demanda neta.

Con el objetivo de representar el comportamiento de la variabilidad y la incertidumbre de la demanda y de la generación ERV, las reservas de CSF se deben determinar para diferentes categorías, estas son: estacionalidad, tipo de día (laboral o no laboral) y bloques horarios.

Debido a que la determinación de las reservas secundarias corresponde a un estudio probabilístico de alta complejidad que escapa de los alcances de este trabajo, se hace un análisis de los resultados para CSF de lo ECFyDR Parte 1 desde 2021 a 2023 [27][28][29] en función de la demanda. Se toman estos años debido a que es desde 2021 en que se consideran 6 bloques horarios para el cálculo de reservas secundarias. Además, solo se consideran los días laborales ya que corresponden a la mayor parte del año.

En primer lugar se obtiene la demanda horaria máxima a partir de datos del Coordinador presentada en la Figura 5.11 para luego compararla con los resultados de las reservas de CSF, y así, visualizarlas como porcentaje de la demanda horaria máxima del año anterior. Estos resultados se encuentran en el Apéndice D.

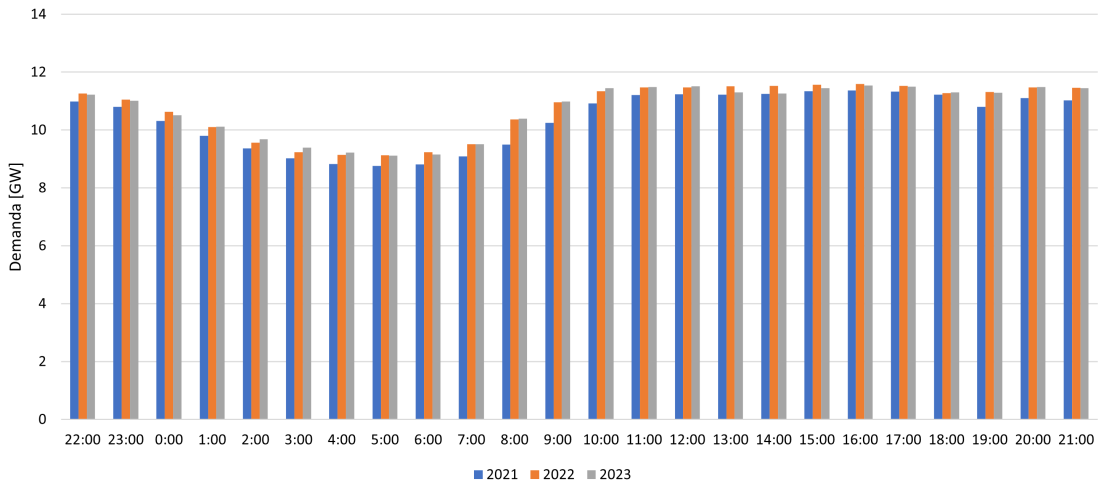


Figura 5.11: Demanda horaria máxima. Fuente: Elaboración propia.

A partir de las Figuras D.2, D.3, D.4 y D.5 se observa que las mayores variaciones de un año a otro corresponden a las horas de entrada y salida de la generación solar, es decir, entre 7:00 - 9:00 y 16:00 - 19:00, dependiendo de la estación del año. Además, se aprecia que para 2024 las reservas de CSF+ tienen peaks entre 2 % - 2,5 %, mientras que para CSF- se alcanzan valores de cercanos al 3 % de la demanda máxima.

Es por esto que se plantea mantener la tendencia del nivel de reservas de CSF de 2023 respecto a la demanda horaria máxima, considerando los peaks durante las horas de entrada y salida de la generación solar. De esta forma, los volúmenes de reservas de CSF

quedan determinados por la Tabla 5.7. Los bloques horarios 4 y 5 son distintos para cada estacionalidad. Para los años 2023 y 2024 se plantea utilizar los resultados de los ECFyDR Parte 1 de 2022 y 2023, respectivamente, que se muestran en las Tablas D.6 y D.7. Si bien este modelo no considera directamente la capacidad de generación ERV en su cálculo, sí incorpora la variabilidad horaria.

Tabla 5.7: Niveles de reservas horarias de CSF.

		Estacionalidad Otoño-Invierno			Estacionalidad Primavera-Verano	
		Subida	Bajada		Subida	Bajada
Bloque Horario	Hora	MW	MW	Hora	MW	MW
1	22:00 - 01:59	0,02 Dmax	0,02 Dmax	22:00 - 01:59	0,02 Dmax	0,02 Dmax
2	02:00 - 06:59	0,02 Dmax	0,02 Dmax	02:00 - 06:59	0,02 Dmax	0,02 Dmax
3	07:00 - 09:59	0,02 Dmax	0,03 Dmax	07:00 - 09:59	0,02 Dmax	0,03 Dmax
4	10:00 - 15:59	0,02 Dmax	0,02 Dmax	10:00 - 16:59	0,02 Dmax	0,02 Dmax
5	16:00 - 19:59	0,03 Dmax	0,02 Dmax	17:00 - 19:59	0,03 Dmax	0,02 Dmax
6	20:00 - 21:59	0,02 Dmax	0,02 Dmax	20:00 - 21:59	0,02 Dmax	0,02 Dmax

5.7. Escenarios de simulación

Tabla 5.8: Escenarios de simulación.

Escenario	Días representativos	Criterio selección	Días mensuales	Proyección BESS	Descarbonización
1	24	Demanda neta máxima	2	Estándar	2035
2	24	Demanda neta mínima	2	Estándar	2035
3	24	Demanda neta máxima	2	Alta	2035
4	24	Demanda neta mínima	2	Alta	2035
5	12	Demanda neta máxima	1	Estándar	2030
6	12	Demanda neta mínima	1	Estándar	2030
7	48	Aleatorios	4	Estándar	2035

La proyección de BESS estándar corresponde a la ya existente en el modelo, mientras que para la proyección alta se aumenta artificialmente la capacidad y participación de almacenamiento, para ver sus efectos. El funcionamiento de los días representativos y su criterio de selección a partir del despacho económico del 2024 (ver Sección 5.3) es el siguiente:

- 12 días representativos corresponden a un día de cada mes, el de demanda neta máxima o mínima obtenido del despacho económico del 2024. Este día mensual tendrá un peso igual a la cantidad de días de cada mes.
- 24 días representativos corresponden a dos días por mes, los dos días de mayor o menor demanda neta obtenidos del despacho económico del 2024. Cada día tendrá un peso igual a la mitad de la cantidad de días de cada mes.
- Para la simulación de 48 días representativos se utilizan cuatro días aleatorios por mes. Cada día tendrá un peso igual a un cuarto de la cantidad de días de cada mes.

Capítulo 6

Modelos matemáticos de los pagos laterales

6.1. Conceptos a proyectar en el estudio

Flex-Tran no captura la activación de recursos técnicos producto de Servicios Complementarios, ya que estos se deben a fallas de ocurrencia aleatoria que no se pueden incorporar en las simulaciones del sistema. Es por esto que a través de las simulaciones de la operación no es posible proyectar los pagos laterales asociados a SSCC correspondientes a: Sobrecostos por SSCC, Costo de Oportunidad por SSCC y Costos Combustible Adicional por SSCC.

Además, en la Figura 4.2 se tiene que la suma de los conceptos Costo de Oportunidad por SSCC y Costos Combustible Adicional por SSCC no representan más del 30 % del conjunto total de pagos laterales, salvo algunos meses excepcionales en 2021. En particular para el último año estos alcanzan un máximo de 12,5 % en junio. Mientras que Compensación por Precio Estabilizado, Sobrecostos por Energía y Sobrecostos por SSCC corresponden en general a más del 80 % del costo unitario.

Por lo anterior, los conceptos a proyectar en este trabajo son:

1. Sobrecostos por Energía
2. Compensación por Precio Estabilizado
3. Sobrecostos por SSCC

Los dos primeros se obtienen como resultados de la operación mientras que para el último se plantea un método alternativo descrito en la Sección 6.4. Por último, la Formación de Reserva Hídrica es de ocurrencia excepcional bajo decreto del Ministerio de Energía, por lo que se decide dejarla fuera del trabajo. Para más información respecto a su valorización y remuneración ver el Apéndice E.

6.2. Sobrecostos por Energía

Se deben a la operación de unidades con costo variable mayor al costo marginal de la barra de valorización de la unidad que no correspondan a la prestación de SSCC. Donde se identifican principalmente la operación de unidades a mínimo técnico y procesos de partida y detención.

$$\text{Sobrecostos Energía}_{ij} = \text{máx}\{(CV_{ij} - CMg_{ij}), 0\} \cdot E_{ij} \tag{6.1}$$

Donde:

- Sobrecostos Energía$_{ij}$: Sobrecostos por energía en los que incurre la unidad i en la hora j en USD.
- CV_{ij}: Costo variable de la unidad i en la hora j expresado en USD/MWh.
- CMg_{ij}: Costo marginal de la barra de valorización de la unidad i en la hora j expresado en USD/MWh.
- E_{ij}: Energía neta generada por la unidad i en la hora j en las horas en que el costo variable fue superior al costo marginal, expresada en MWh.

La hora j hace referencia al periodo que transcurre entre una hora y la siguiente. Por ejemplo, la hora $j = 1$ corresponde al periodo entre 00:00 y 01:00.

6.3. Compensación por Precio Estabilizado

Costo asociado a la diferencia entre la valorización de las inyecciones de PMG y PMGD a precio estabilizado, y el costo marginal.

$$\text{Precio Estabilizado}_{ij} = (PE_{ij} - CMg_{ij}) \cdot E_{ij} \tag{6.2}$$

Se distinguen dos casos:

1. Cuando el precio estabilizado es mayor o igual al costo marginal, lo que corresponde a un cargo para todos los generadores que realicen retiros para dar suministro a clientes a prorrata de dichos retiros.
2. Cuando el precio estabilizado es menor al costo marginal, lo que significa un abono para todos los generadores con contratos a excepción del PMG/D que inyecta en estas condiciones.

Donde:

- Precio Estabilizado$_{ij}$: Compensación del PMG/D i producto de la diferencia entre el PE y el CMg de la barra de inyección de i en la hora j, expresado en USD.
- PE_{ij}: Precio estabilizado de la barra de inyección del PMG/D i en la hora j, expresado en USD/MWh.
- CMg_{ij}: Costo marginal de la barra de inyección del PMG/D i en la hora j, expresado en USD/MWh.

- E_{ij}: Energía neta generada por el PMG/D i en la hora j.

Se considera que todas las unidades con capacidad nominal menor o igual a 9 MW son PMG/D. Como ya se mencionó en la Sección 4.2, casi la totalidad de los medios de generación de pequeña escala están acogidos al régimen con precio nudo de corto plazo. Por lo tanto, para realizar la comparación, en este estudio se toman los resultados de PNCP de la Resolución Exenta N°619 [31] y se mantienen constante durante todo el horizonte de estudio. Estos resultados vienen expresados en CLP/kWh, para transformarlos a USD/MWh se utiliza la siguiente relación:

$$\text{PNCP [USD/MWh]} = \frac{\text{PNCP [CLP/kWh]}}{\text{Tipo de cambio [CLP/USD]}} \cdot 10^3 \tag{6.3}$$

Es importante mencionar que el modelo de la PET 2023 contiene una gran cantidad de PMG/D que no están conectadas a una barra con PNCP asignado, por ende, se homologan a la barra con PNCP más cercana eléctricamente.

6.4. Sobrecostos por Servicios Complementarios

Los Sobrecostos por SSCC se deben a la operación con costo variable mayor al costo marginal producto de la prestación de un servicio complementario materializado a través de subastas o por instrucción directa del Coordinador, como por ejemplo el control de frecuencia. Este concepto no hace referencia al nivel de reservas, sino a la activación de un recurso técnico por fuera del orden económico. De forma que un alto sobrecosto no necesariamente representa un gran nivel de despliegue[16] de SSCC, sino a la operación prolongada de SSCC con costo variable superior al costo marginal de inyección.

Como ya se explico en la Sección 6.1 los Sobrecostos por SSCC no pueden ser proyectados mediante la simulación de la operación, debido a esto se utilizan herramientas de *machine learning*, específicamente *statistical learning*, para obtenerlos. Para entrenar los modelos se toman como entrada los datos horarios del periodo 2021 - 2023 (BBDD 21-23) que se enumeran a continuación:

- Generación Térmica
- Generación Eólica
- Demanda ERNC
- Generación Hidráulica
- Generación Geotérmica
- Demanda Neta
- Generación Solar
- Generación Total
- Sobrecostos por SSCC

6.4.1. Metodología

La estrategia que se utiliza consta de dos etapas: clasificación y predicción.

6.4.1.a. Modelo de clasificación

La clasificación busca identificar y clasificar aquellas horas donde el sobrecosto fue cero o distinto de cero a través de una nueva variable llamada *flag*. Para la clasificación se proponen dos variantes, una de dos categorías y otra de tres categorías.

[16] En este contexto la palabra despliegue es sinónimo de activación.

Dos categorías:

$$\begin{aligned} \text{SC} = 0 &\longrightarrow \text{flag} = 0 \\ \text{SC} > 0 &\longrightarrow \text{flag} = 1 \end{aligned}$$

Tres categorías:

$$\begin{aligned} \text{SC} = 0 &\longrightarrow \text{flag} = 0 \\ 15 > \text{SC} > 0 &\longrightarrow \text{flag} = 1 \\ \text{SC} > 15 &\longrightarrow \text{flag} = 2 \end{aligned}$$

Donde SC es el sobrecosto en USD/MWh y es la variable a predecir.

Se evalúan tres modelos para la clasificación: *K-Nearest Neighbors (KNN)*, *Naive Bayes (NB)* y *Logistic Regression (LogReg)*, más información sobre cada modelo en [32]. Para comparar los modelos se calculan las métricas de rendimiento: exactitud, precisión y sensibilidad, en el Apéndice F se muestran los resultados de cada modelo y como se obtiene cada medida.

Tabla 6.1: Rendimiento con dos categorías.

	NB	KNN	Logistic Reg
Exactitud	0,744565	0,766304	0,743478
Precisión	0,814696	0,766585	0,742574
Sensibilidad	0,590278	0,722222	0,694444

Tabla 6.2: Rendimiento con tres categorías.

	NB	KNN	Logistic Reg
Exactitud	0,646414	0,710549	0,668354
Precisión	0,643585	0,710409	0,660868
Sensibilidad	0,646414	0,710549	0,668354

De acuerdo a estos resultados, el modelo que con mejor rendimiento general es el *K-Nearest Neighbors*, por lo tanto, se utiliza este. Al aplicarlo a la BBDD 21-23 se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 6.3: Resultados con dos categorías.

		Modelo KNN	
		Flag = 0	Flag = 1
Valor real	Flag = 0	2035	350
	Flag = 1	7681	16208

Tabla 6.4: Resultados con tres categorías.

		Modelo KNN		
		Flag = 0	Flag = 1	Flag = 2
Valor real	Flag = 0	1896	300	18
	Flag = 1	7513	11255	3795
	Flag = 2	18	172	1307

Estos resultados son separados de acuerdo a su flag predicha (o *new flag*) por el modelo. Aquellos datos con *new flag* distinta de cero son utilizados para la siguiente etapa de la metodología. Los datos que se identifiquen con *new flag* = 0 se les asignará un Sobrecosto por SSCC de 0.

6.4.1.b. Modelo de predicción

El modelo que se utiliza para la predicción de los sobrecostos es el *K-Nearest Neighbors Regression* [32]. Se entrenan dos modelos, uno con los datos que tienen *new flag* = 1 y otro con los que tienen *new flag* = 2. Los errores obtenidos para cada modelo se muestran en la Tabla 6.5.

Tabla 6.5: Errores de los modelos de predicción.

	Dos categorías	Tres categorías	
	new flag = 1	new flag = 1	new flag = 2
Error absoluto medio	2,93	1,98	4,66
Error cuadrático medio	19,26	9,02	36,16
Raíz del error cuadrático medio	4,39	3,00	6,01

Estos errores, si bien son altos, son razonables de acuerdo a los alcances de este trabajo.

Al aplicar la metodología descrita anteriormente a la totalidad de datos de la BBDD 21-23 y representar los resultados de forma mensual se obtiene el siguiente gráfico.

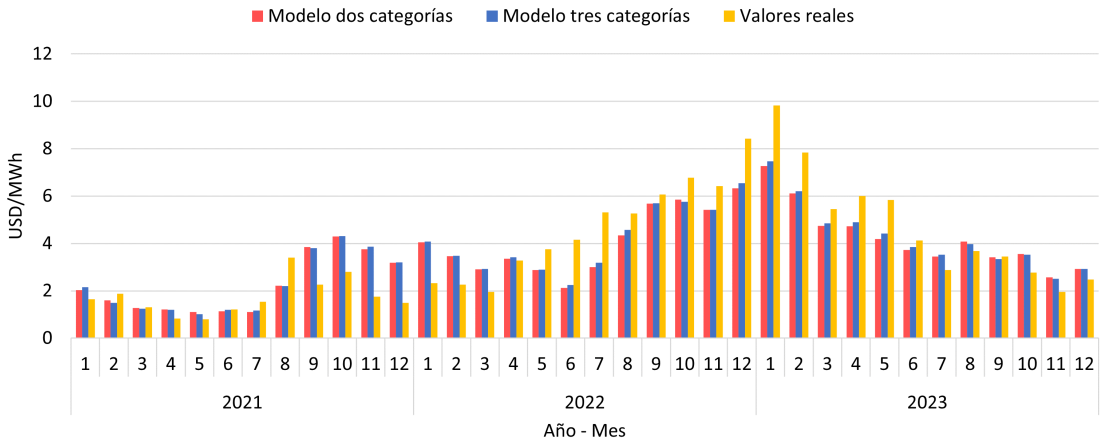


Figura 6.1: Comparación de modelos y valores reales.

Aquí se observa que los resultados obtenidos son muy similares al considerar dos o tres categorías para la clasificación. Pero al comparar la raíz del error cuadrático medio de los modelos con respecto a los valores reales, se obtiene 1,209 y 1,158 USD/MWh para dos y tres categorías, respectivamente. Debido a esto y a su mejor capacidad para identificar valores irregulares, se utiliza el modelo con tres categorías para proyectar los Sobrecostos por SSCC.

6.5. Formato de resultados

Para presentar los resultados de las proyecciones de pagos laterales, es fundamental que estos estén estructurados de manera mensual, ya que es el periodo con que el Coordinador realiza los balances de transferencias económicas. Esto asegura una coherencia temporal entre las proyecciones y los datos vistos en la Sección 4.2.

Además, para facilitar la comparación y comprensión, los resultados se presentan en valor unitario, es decir, en USD/MWh. Esto permite evaluar los costos a nivel sistémico y de manera uniforme. El cálculo del valor unitario se realiza dividiendo los pagos laterales totales de un mes por la energía generada en dicho mes. Este proceso asume que toda la energía generada está contratada.

Capítulo 7

Resultados y análisis

En este capítulo se presentan, analizan y discuten los resultados obtenidos más determinantes de acuerdo a los escenarios descritos en la Tabla 5.8. El resto de resultados se encuentran en el Apéndice G.

7.1. Costos variables de unidades térmicas

La proyección de los costos variables de las unidades térmicas es la misma para todos los escenarios de simulaciones, ya que depende de factores establecidos por el modelo de la PET 2023 (ver Sección 5.1). El costo variable se calcula mediante la ecuación (7.1).

$$CV = \text{Fuel Price} \cdot \text{Price Evolution Factor} \cdot \text{Heat Rate} \cdot \text{O\&M Variable Costs} \tag{7.1}$$

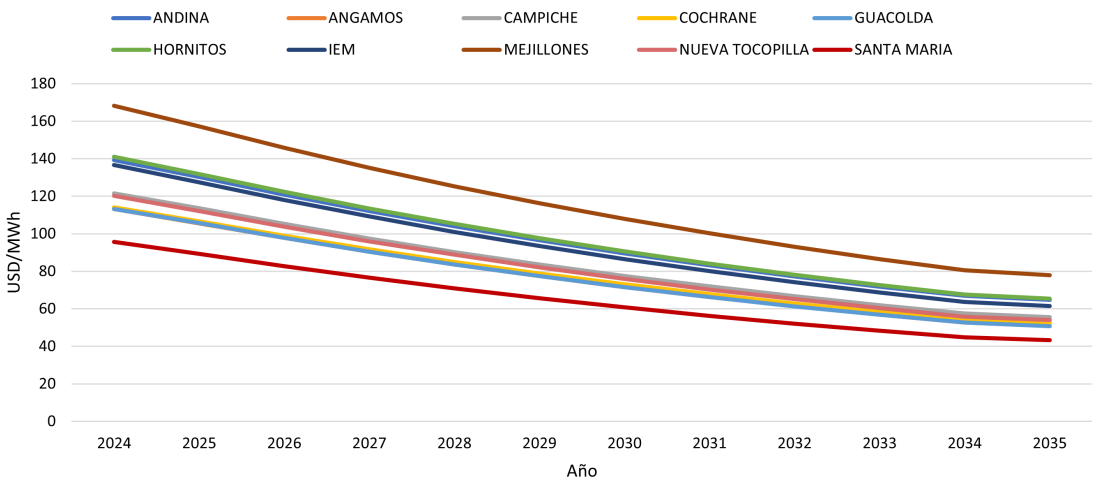


Figura 7.1: Proyección de costos variables para centrales a carbón.

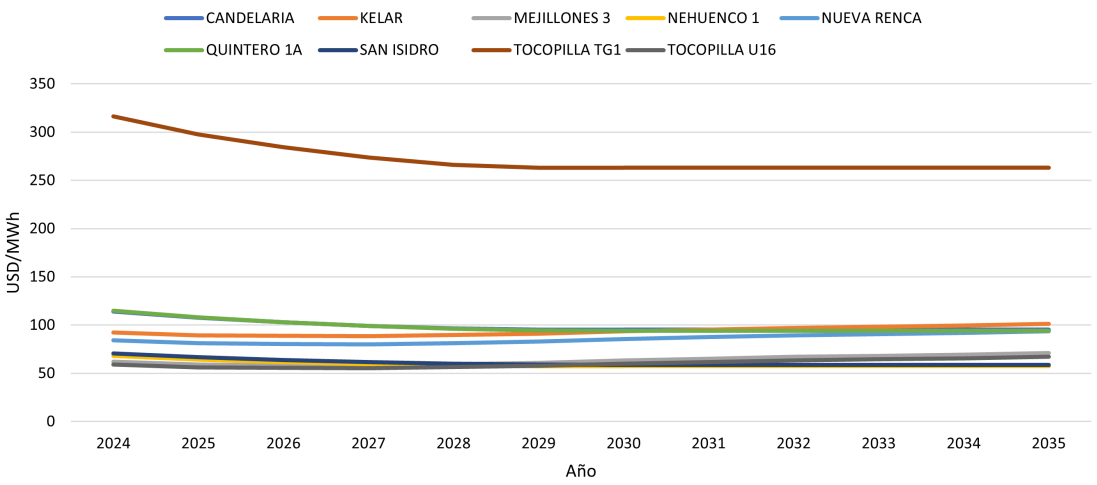


Figura 7.2: Proyección de costos variables para centrales a GNL.

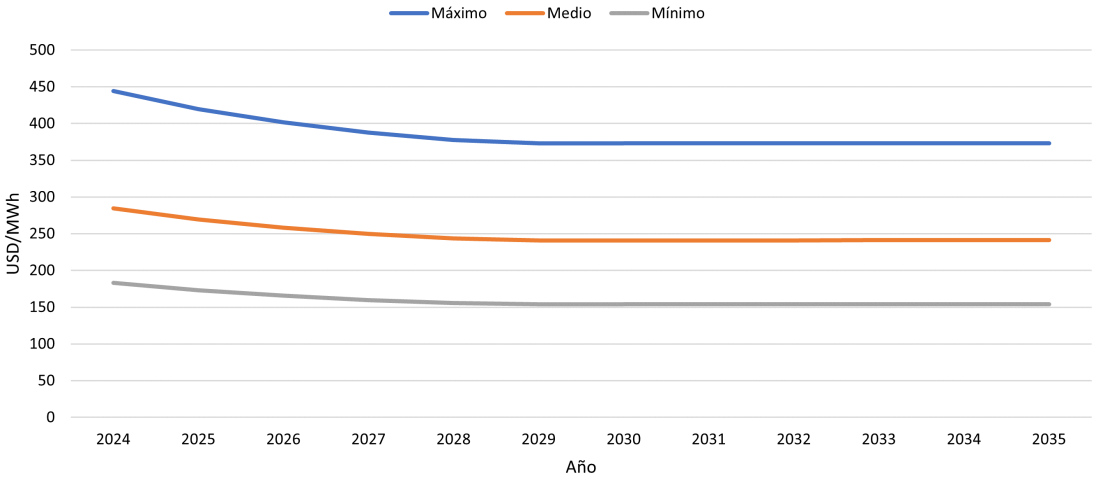


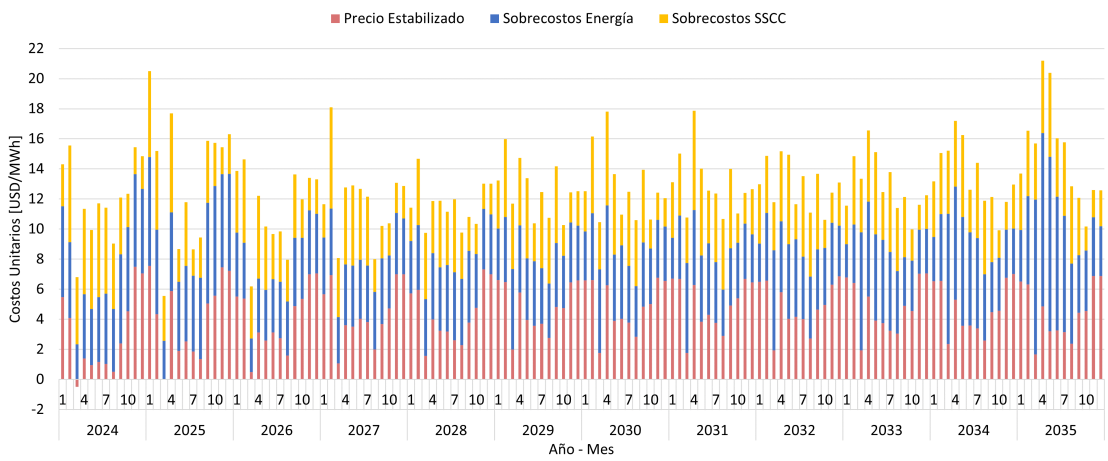
Figura 7.3: Proyección de costos variables para centrales a diésel.

Las Figuras 7.1 y 7.2 muestran, respectivamente, las proyección de los costos variables de algunas centrales a carbón y GNL para no dificultar las visualización. Por el mismo motivo, y debido a la gran cantidad de unidades diésel, la Figura 7.3 presenta la evolución de los valores máximos, medios y mínimos de los costos variables para las centrales a diésel.

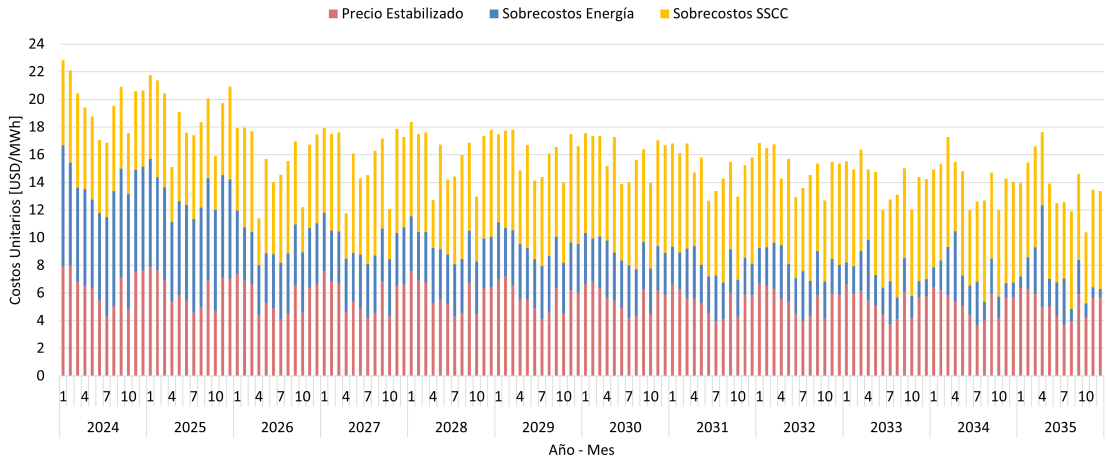
7.2. Sensibilidad de los días representativos

En esta sección se muestran y comparan los resultados obtenidos para los escenarios 1 y 2, los cuales difieren únicamente en sus criterios de selección de los días representativos.

Recordar que para el escenario 1 se ocupan los días de demanda neta máxima de acuerdo con la simulación de la operación de 2024. Mientras que el escenario 2 es el caso contrario, es decir, los días de demanda neta mínima.



(a) Escenario 1.



(b) Escenario 2.

Figura 7.4: Proyección de pagos laterales para el escenario 1 y 2.

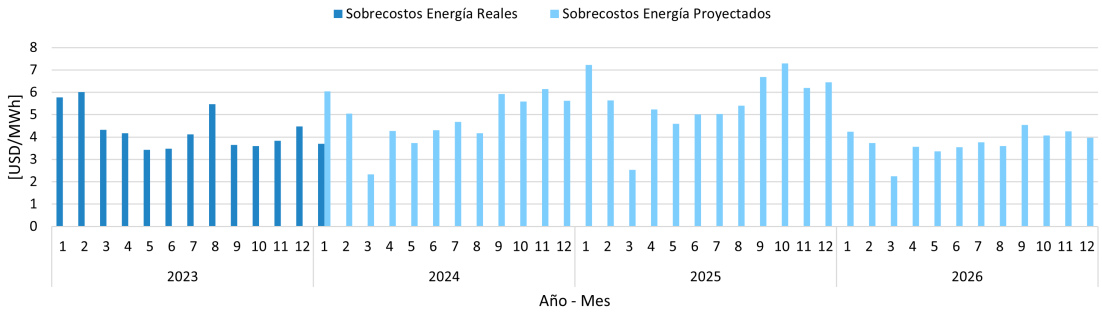
En primer lugar, el escenario 1, al considerar los días de demanda neta máxima, proyecta costos marginales elevados, como se ilustra en la Figura G.1, especialmente durante los primeros años de la simulación. Por consiguiente, la ocurrencia de unidades operando por fuera del orden económico está más limitada, lo que resulta en menores Sobrecostos por Energía. A partir de 2030, durante los meses de invierno, se aprecia un incremento de este concepto debido al aumento de la participación de energías renovables variables, así como el retiro progresivo de las centrales a carbón, tecnología que se reemplaza principalmente por gas (ver Figura G.2).

Por otro lado, el escenario 2 exhibe costos marginales notablemente más bajos que el caso anterior, derivado de los días representativos, especialmente en el bloque diurno (Figura G.7). Esto conlleva a que de ocurrir la operación con costo variable mayor al costo marginal, la diferencia entre ambos valores sea alta, resultando en mayores Sobrecostos por Energía. En 2026 se registra una disminución de aproximadamente 3 USD/MWh en comparación al año anterior, debido a una reducción en la participación del carbón, sustituido por unidades de GNL, las cuales poseen un menor costo variable. El mismo razonamiento anterior explica los bajos Sobrecostos por Energía para el año 2035, con un promedio de 2,3 USD/MWh, donde producto del plan de descarbonización, la participación

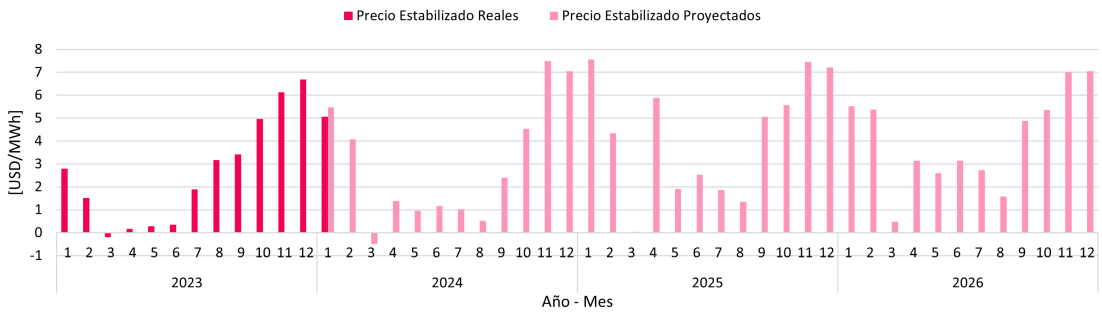
del carbón es nula, siendo estas las unidades que en general más incurren en sobrecostos para el sistema debido a la operación por mínimo técnico.

En segundo lugar, los PMG/D, al ser auto despachados y como se estableció en la Sección 6.3, el precio estabilizado con el cual se comparan sus inyecciones es constante. Por lo tanto, la Compensación por Precio Estabilizado se ve principalmente afectada por el comportamiento del costo marginal. De esta manera, y recordando la ecuación (6.1), si el costo marginal es alto, la compensación es baja y viceversa. Es más, si el CMg es superior al PNCP, la compensación se transforma en un abono. Este fenómeno es particularmente evidente al observar la Figura 7.4a donde en marzo de 2024 donde la totalidad de la compensación fue negativa. Las Figuras 7.4a y 7.4b muestran que la compensación es siempre mayor en los meses de primavera-verano debido a su bajo costo marginal. Por otro lado, si bien en el escenario 1 la máxima compensación anual es mayor que en el escenario 2, en este último la diferencia entre estaciones es menos significativa debido a la alta participación constante de PMG/D, producto del criterio de selección de los días representativos.

En ambos escenarios el conjunto de pagos laterales capturable mediante las simulaciones se encuentran entre los 7 y 17 USD/MWh, con algunas excepciones en el escenario 1. Estos valores son aceptables, en particular para los primeros años de simulación. Como se muestra en la Figura 7.5, donde se comparan los resultados obtenidos para el escenario 1 con los datos del Capítulo 4. La certeza de los resultados disminuye con el tiempo debido a la naturaleza inherente del proceso de simulación de la operación.



(a) Comparación Sobrecostos por Energía.



(b) Comparación Compensación por Precio Estabilizado.

Figura 7.5: Comparación de resultados del escenario 1 con datos reales.

Por último, al comparar los Sobrecostos por SSCC de ambos escenarios es notorio como estos son mayores para el escenario 2, donde promedian 6,4 USD/MWh, mientras que para el escenario 1 el promedio es de 4,6 USD/MWh. Por lo tanto, es altamente

notable el efecto del criterio de selección de los días representativos. Los dos escenarios presentan una tendencia al alza, esto se debe principalmente al crecimiento de la demanda y la participación de energías renovables variables. El máximo valor real que se tiene es de 9,8 USD/MWh, para enero de 2023 como se observa en la Figura 7.6, mientras que los obtenidos llegan a 6,9 y 8,4 USD/MWh para los escenarios 1 y 2 respectivamente. A pesar de lo anterior, es importante recalcar que esta proyección no es resultado de la operación en sí misma, sino una estimación estadística la cual tiene cierto grado de error ya discutido en la Sección 6.4.

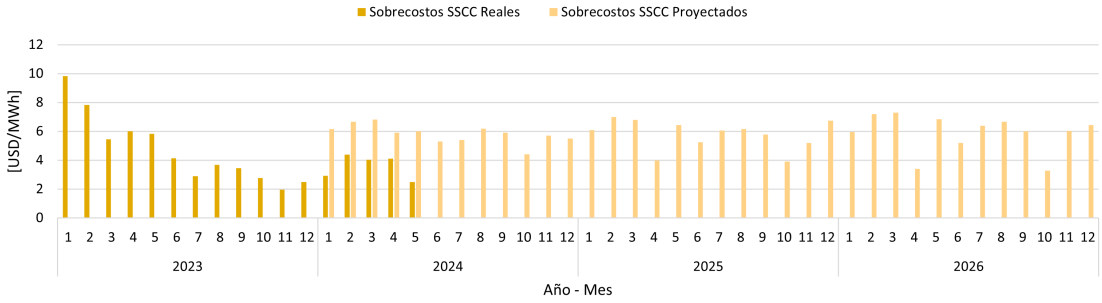
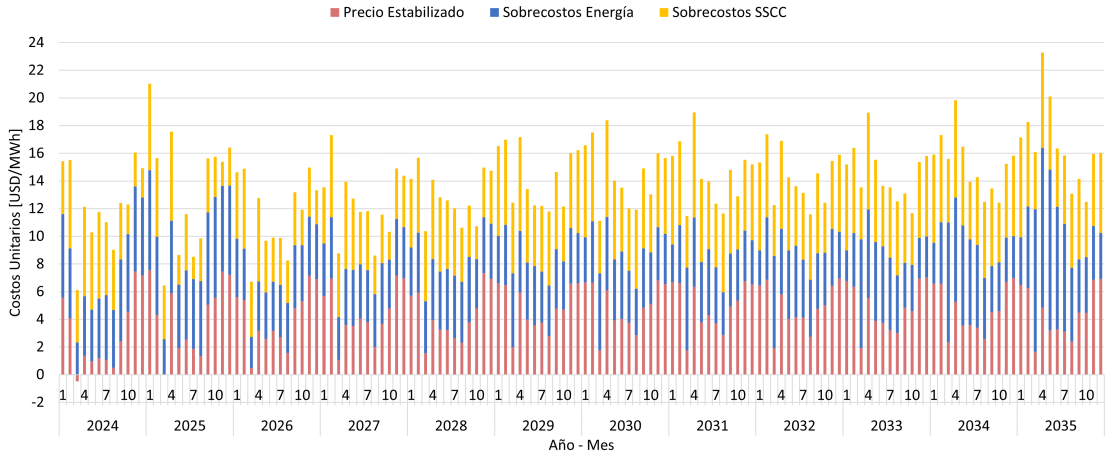


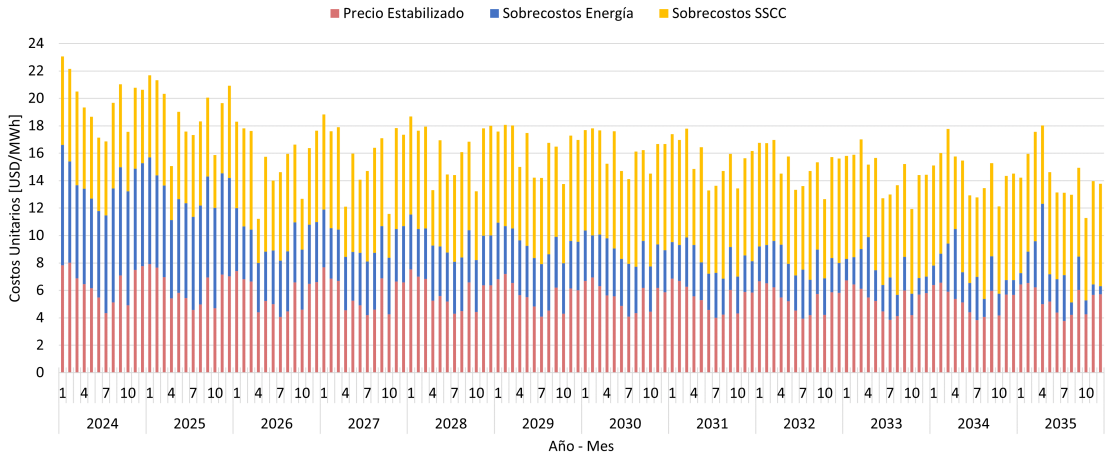
Figura 7.6: Comparación Sobrecostos por SSCC del escenario 2 con datos reales.

7.3. Sensibilidad de la proyección de almacenamiento

En esta sección se comparan los escenarios 1 y 2, vistos anteriormente, con los escenarios 3 y 4, respectivamente, con el fin de analizar el efecto de una mayor participación de sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (BESS por sus siglas en inglés) en las proyecciones de pagos laterales obtenidas. Para esto se altera artificialmente la proyección de baterías en los escenarios 3 y 4, las Figuras G.14 y G.21 muestran la generación anual por tecnología para estos escenarios, respectivamente.



(a) Escenario 3.



(b) Escenario 4.

Figura 7.7: Proyección de pagos laterales para el escenario 3 y 4.

Al comparar las proyecciones para Sobrecostos por Energía y Compensación por Precio Estabilizado de la Figura 7.7 con las de la sección anterior, que consideran una proyección de almacenamiento estándar, no es posible identificar visualmente algún cambio ya que la diferencia es mínima o nula para algunos meses. La suma de ambos conceptos es en promedio 0,14 % y 0,25 % mayor cuando se considera una proyección de almacenamiento alta. Esto se debe en gran medida a que las proyecciones de costos marginales son prácticamente iguales, como se puede ver en las Figuras G.1 y G.13 para los escenarios 1 y 3.

Al ser imperceptible la variación entre escenarios, se estima que los resultados no son concluyentes respecto al efecto de la mayor participación de sistemas de almacenamiento de energía en los Sobrecostos por Energía y Compensación por Precio Estabilizado.

En el caso de los Sobrecostos por SSCC, el cambio debido a la proyección de almacenamiento es notable. La Figura 7.8 muestra la resta de los resultados entre los pares de escenarios 1 - 3 y 2 - 4. Esta diferencia es generalmente negativa, lo que indica que una mayor participación de sistemas de almacenamiento incrementa los Sobrecostos por SSCC. A partir de 2026, cuando varios BESS comienzan a operar en los escenarios 3 y 4, la diferencia aumenta considerablemente. Este incremento en los sobrecostos se debe a que las baterías elevan la demanda ERNC, un parámetro considerado en el modelo estadístico que estima estos valores.

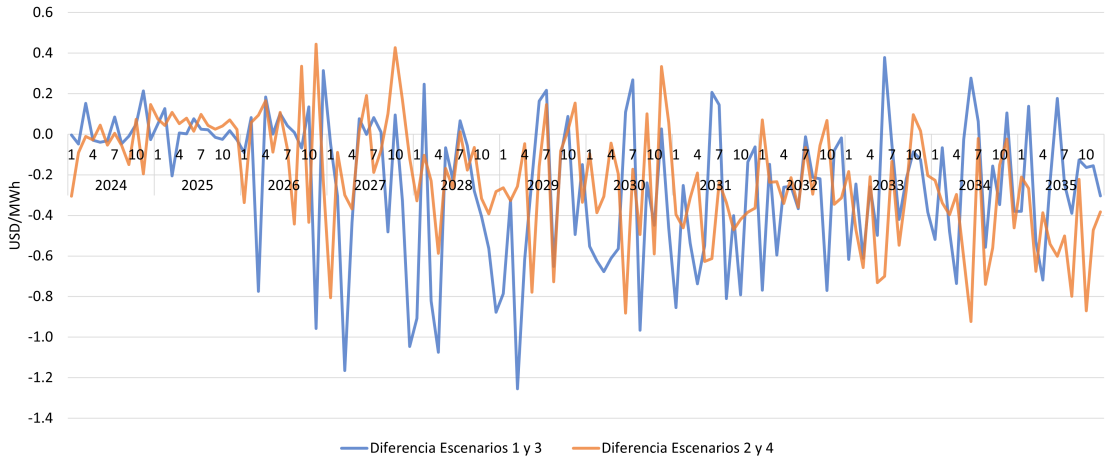
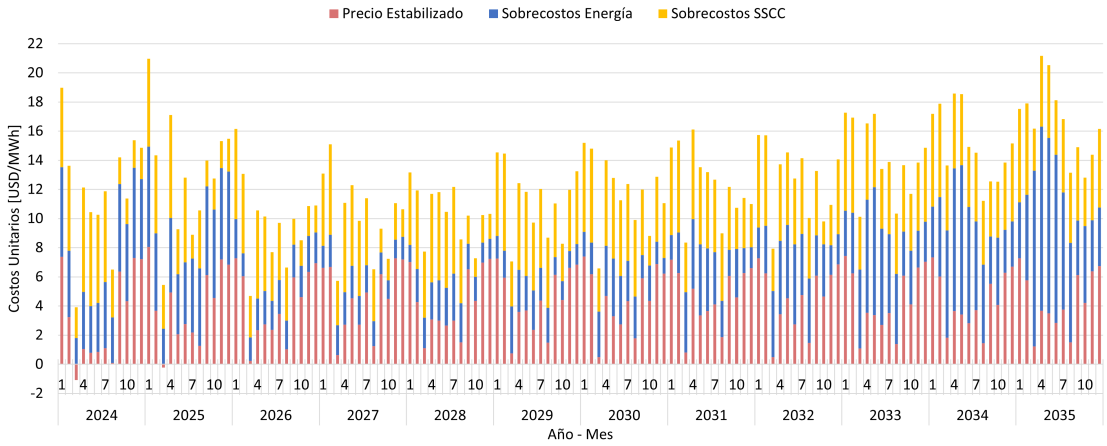


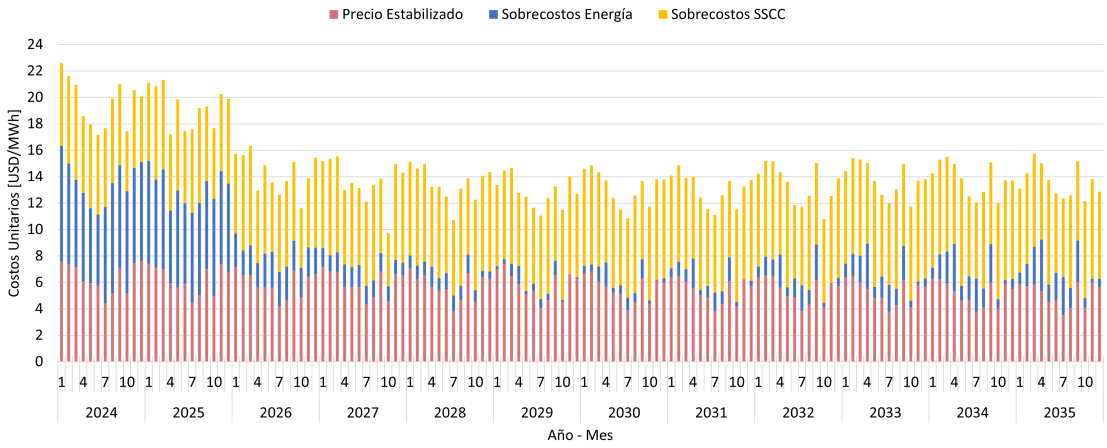
Figura 7.8: Sensibilidad de Sobrecostos por SSCC a la proyección de BESS.

7.4. Sensibilidad del plan de descarbonización

En esta sección se presentan los resultados obtenidos para los escenarios 5 y 6, que consideran un plan de descarbonización acelerado a 2030 de acuerdo a lo presentado en la Figura 5.4, y se comparan con los escenarios 1 y 2, respectivamente.



(a) Escenario 5.



(b) Escenario 6.

Figura 7.9: Proyección de pagos laterales para el escenario 5 y 6.

El plan de descarbonización tiene un efecto considerable en los Sobrecostos por Energía, especialmente en el periodo 2026 - 2030, como es posible apreciar en las Figuras 7.10 y 7.11 que muestran los Sobrecostos por Energía para los pares de escenarios 1 - 5 y 2 - 6, respectivamente. Ya que a medida que el carbón es retirado, este va siendo reemplazado en gran parte por GNL, el cual tiene un mayor costo variable. Por lo mismo, la proyección de CMg también es mayor. Por ende, los costos incurridos debido a la operación por fuera del orden económico es menor. Para este periodo, los Sobrecostos por Energía de los escenarios 1 y 2 son en promedio 4 USD/MWh y 3,8 USD/MWh, respectivamente, mientras que para los escenarios 5 y 6 son 2,1 USD/MWh y 1,9 USD/MWh.

A partir de 2031 los Sobrecostos por Energía presentan una tendencia al alza. Esto se debe a que los costos marginales son cada vez más bajos y a la mayor participación de centrales diésel, que poseen un costo variable muy elevado. Por lo tanto, aumenta el

nivel de ocurrencia de operación por fuera del orden económico y la diferencia entre costo variable y costo marginal crece. De esta manera los sobrecostos son mayores, alcanzando altos valores para el 2035, con un máximo cercano a 12 USD/MWh, en el caso de los escenarios que consideran los días de máxima demanda, como muestra la Figura 7.10. El fenómeno es más notorio en los escenarios 1 y 5 debido a la gran participación térmica que tienen en comparación con los escenarios 2 y 6.

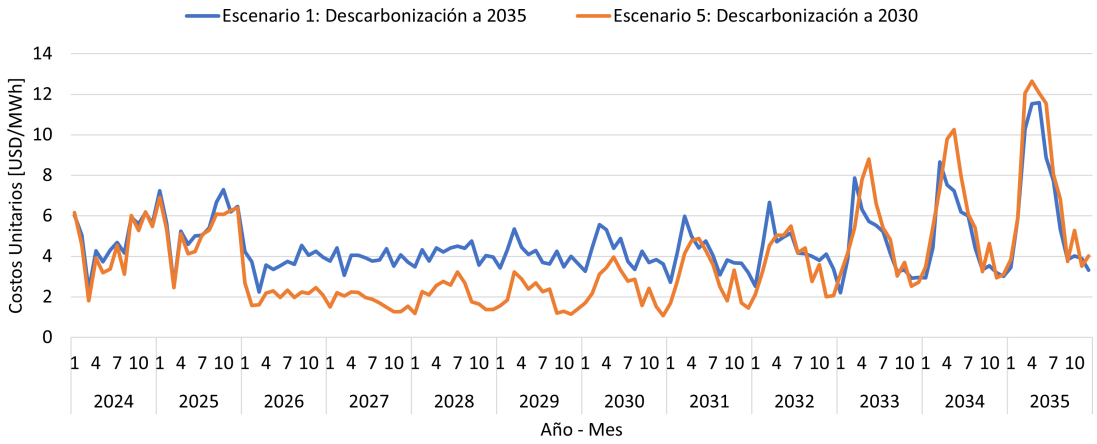


Figura 7.10: Sobrecostos por Energía de los escenarios 1 y 5.

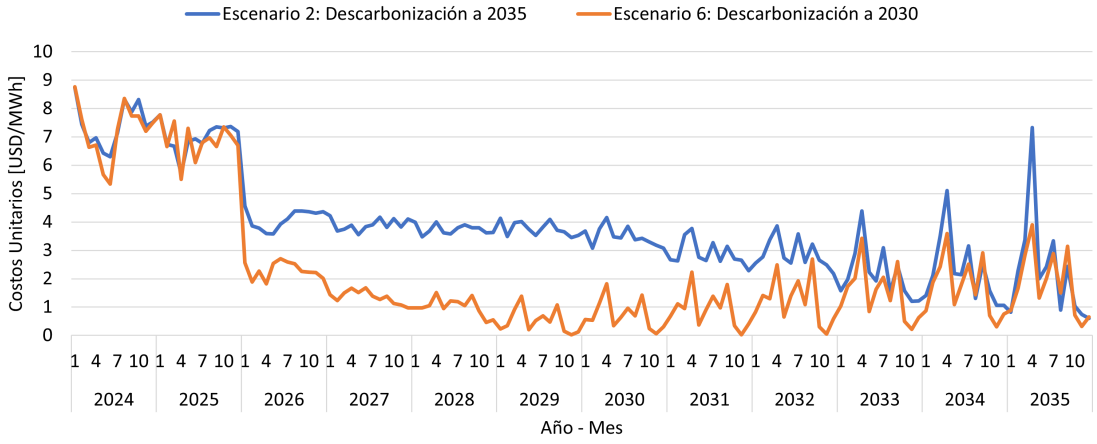


Figura 7.11: Sobrecostos por Energía de los escenarios 2 y 6.

Si bien la proyección de costos marginales es más alta en escenarios de descarbonización acelerada (a 2030), también permite una mayor participación de ERV, incluidos los PMG/D. De esta manera, aunque la compensación por la diferencia entre PNCP y CMg es menor, su ocurrencia es mayor. Por lo tanto, la Compensación por Precio Estabilizado presenta una variación muy pequeña al comparar una descarbonización a 2030 con una a 2035, siendo levemente mayor en el último caso.

La Figura 7.12 muestra la diferencia entre los resultados obtenidos de Sobrecostos por SSCC para los pares de escenarios 1 - 5 y 2 - 6. En el caso de los escenarios con días de demanda neta máxima (1 y 5), se observa que esta diferencia es mayormente positiva,

con un máximo de 2,4 USD/MWh. Esto indica que, en este caso, una descarbonización acelerada disminuye los Sobrecostos por SSCC. Por el contrario, al analizar los escenarios con días de demanda neta mínima (2 y 6), se aprecia el fenómeno opuesto, es decir, que un plan de descarbonización a 2030 incrementa los costos por este concepto. Esto se puede interpretar como que una descarbonización acelerada, sumada a una alta penetración de energías renovables, conlleva un aumento de los Sobrecostos por SSCC.

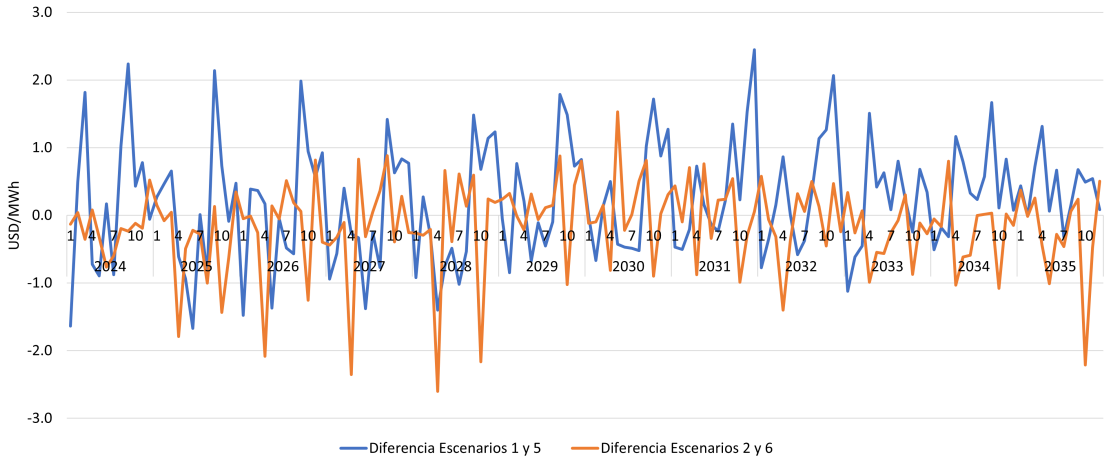


Figura 7.12: Sensibilidad de Sobrecostos por SSCC al plan de descarbonización.

7.5. Escenario 7

El escenario 7 corresponde a la simulación con la mayor cantidad de días representativos considerados, sumando un total de 48 días. Además, posee una proyección de almacenamiento estándar y un plan de descarbonización para 2035. Al incorporar una mayor cantidad de días representativos, este escenario podría considerarse el más representativo de los propuestos en la Sección 5.7.

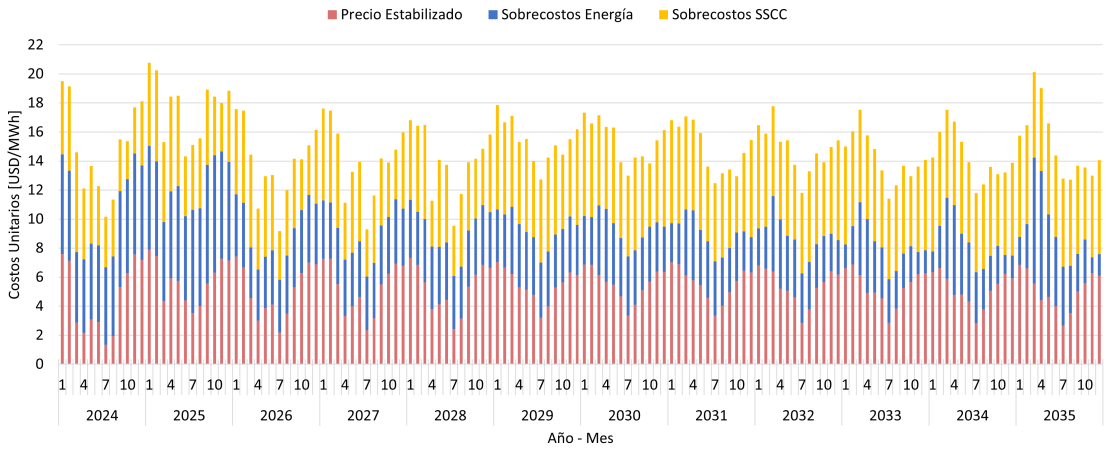
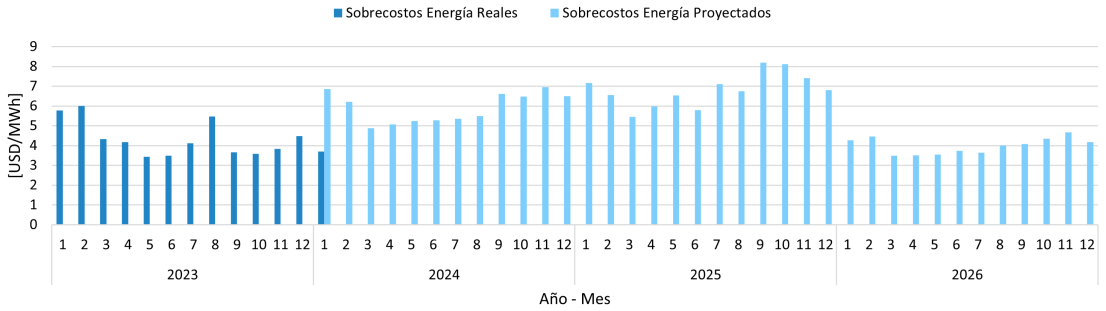


Figura 7.13: Proyecciones de pagos laterales para el escenario 7.

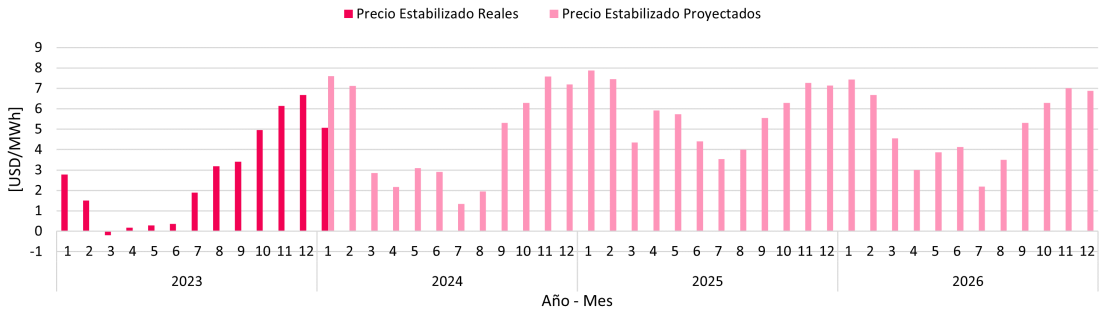
Al considerar cuatro días aleatorios para cada mes, los resultados son menos extremos. Como se puede ver en la Figura 7.13, el máximo no supera los 20,8 USD/MWh, siendo este el menor valor máximo de todos los escenarios simulados. Por ello, los Sobrecostos

por Energía del escenario 7 tienen un valor intermedio entre los escenarios 1 y 2, pero con un comportamiento más cercano al primero.

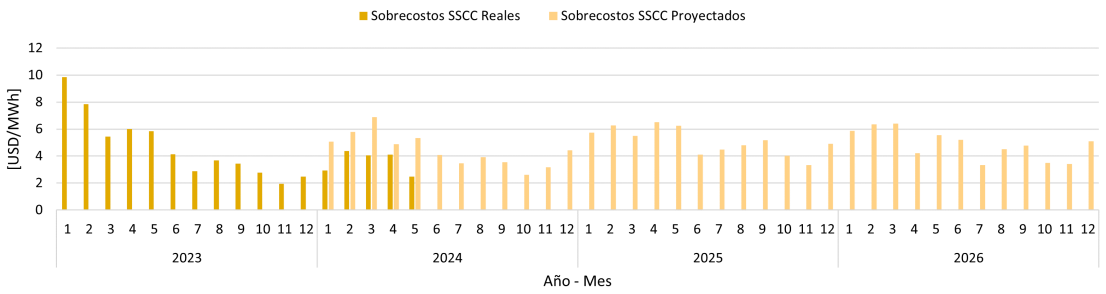
Por otro lado, la proyección de costos marginales para este escenario se encuentra entre los escenarios 1 y 2. En particular, el bloque nocturno (20:00 - 7:59) se asemeja más al escenario 1. Mientras que, para el bloque diurno (8:00 - 19:59), se proyectan valores altos hasta 2028, sin embargo, a partir de 2029, disminuyen, pareciéndose más al escenario 2, como se observa en la Figura G.41. Debido a esta proyección de costos marginales con una tendencia a la baja, la Compensación por Precio Estabilizado muestra una tendencia al alza, en una proporción similar al escenario 1.



(a) Comparación Sobrecostos Energía.



(b) Comparación Compensación Precio Estabilizado.



(c) Comparación Sobrecostos por SSCC.

Figura 7.14: Comparación de resultados del escenario 7 con datos reales.

Un fenómeno similar ocurre con los sobrecostos por SSCC, que se ubican entre los escenarios 1 y 2 con una tendencia al alza, ya que estos representan operaciones extremas del sistema. Sin embargo, el escenario 7, al considerar una mayor cantidad de días representativos, puede reflejar una operación más cercana a la normalidad. De este modo,

simular más días conlleva a resultados más próximos a la operación real del sistema, como se puede ver en la Figura 7.14.

7.6. Costo nivelado de almacenamiento

Con el fin de evaluar el impacto de la proyección de pagos laterales obtenida en la Sección 7.5, se determina el costo nivelado de almacenamiento (LCOS por sus siglas en inglés). El LCOS permite valorar la viabilidad económica de un proyecto de almacenamiento de energía, y puede ser descrito como el costo total de inversión, operación y mantenimiento para toda su vida útil dividido por su energía inyectada. De manera que se puede interpretar como el precio al que debe ser vendida la energía para que el valor presente de la inversión sea cero[17].

La ecuación (7.2) muestra el método de calculo del LCOS de acuerdo a [33]. Donde N es la vida útil del proyecto en años y r es la tasa de descuento. Además, se asume que todos los costos de inversión son incurridos en el primer año.

$$LCOS = \frac{\text{Costo inversión} + \sum_n^N \frac{\text{Costos O\&M}}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{\text{Costos carga}}{(1+r)^n} + \frac{\text{Costo fin de vida útil}}{(1+r)^n}}{\sum_n^N \frac{\text{Energía}}{(1+r)^n}} \quad (7.2)$$

Para este estudio se determina el LCOS de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías incluyendo los pagos laterales a través de la ecuación 7.3. La Tabla 7.1 muestra los supuestos técnicos para el proyecto evaluado.

$$LCOS = \frac{\text{Costo inversión} + \sum_n^N \frac{\text{Costos O\&M}}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{\text{Pagos laterales}}{(1+r)^n}}{\sum_n^N \frac{\text{Energía}}{(1+r)^n}} \quad (7.3)$$

Tabla 7.1: Datos supuestos del proyecto.

Capacidad nominal	MW	100
Duración	Horas	4
Energía utilizable	MWh	400
Ciclo a 90 % DoD/Día	#	1
Días de operación/Año	#	350
Degradación anual	%	2,6
Eficiencia	%	91
Vida útil del proyecto	Años	20

Los costos de carga son nulos ya que se considera que la batería hace retiros para almacenamiento durante las horas con costo marginal cero. Debido a que las proyecciones de pagos laterales son hasta 2035, se elimina la componente de costo por el fin de la vida útil del proyecto en la ecuación (7.3), puesto que solo se analizan 12 años de operación. Por otro lado, para los costos de inversión y O&M se contemplan tres escenarios: baja,

[17] Es análogo al costo nivelado de energía (LCOE).

media y alta[18], de acuerdo a datos de [34] y [35]. Por último, se considera una tasa de descuento anual (r) de 7 %.

- Costos de inversión (MM USD/MW): 1,090 (baja) - 1,293 (media) - 1,426 (alta)
- Costos de O&M (USD/MW): 27.250 (baja) - 32.325 (media) - 35.650 (alta)

Los costos de inversión y O&M están en unidades de dinero por MW de almacenamiento. A partir de estos datos, y asumiendo que toda la energía está contratada, se obtienen los siguientes costos nivelados de almacenamiento:

Tabla 7.2: LCOS con y sin pagos laterales.

		Con pagos laterales	Sin pagos laterales	Diferencia
LCOS (USD/MWh)	Baja	177,66	162,65	8,45 %
	Media	207,95	192,94	7,22 %
	Alta	227,80	212,78	6,59 %

Los resultados muestran que el costo nivelado de almacenamiento con pagos laterales es siempre mayor que sin ellos, llegando a representar un impacto del 8,45 %, el cual disminuye a medida que la inversión aumenta. Esto indica que los pagos laterales son un componente significativo del LCOS, especialmente para proyectos de baja inversión. Por lo tanto, los pagos laterales no deben ser ignorados en la evaluación del LCOS, ya que representan un costo significativo que puede influir en la viabilidad económica de los proyectos de almacenamiento de energía.

Al comparar con datos de Lazard's LCOE+ 2023 [36], los resultados de la Tabla 7.2, tanto con como sin pagos laterales, se encuentran dentro del intervalo establecido en dicho estudio para un proyecto de características similares. Esto sugiere que los resultados obtenidos son consistentes con otras evaluaciones reconocidas en la industria.

Finalmente, algunos mecanismos para mitigar este alto precio de la energía incluyen la participación en los mercados de potencia y Servicios Complementarios. Estos pueden ayudar a reducir el impacto de los pagos laterales y mejorar la viabilidad económica del almacenamiento de energía.

[18] Cada escenario hace referencia a una inversión baja, media o alta.

Capítulo 8

Conclusiones

El análisis de los costos sistémicos en el Sistema Eléctrico Nacional durante los últimos años muestra que distintos cambios normativos y factores internacionales, en particular el alza del precio de combustibles fósiles, han contribuido de manera significativa a su aumento, llegando a duplicar o triplicar su valor unitario en un intervalo de dos años. De manera que los pagos laterales se han posicionado como un costo relevante para las empresas generadoras con contratos de suministro, ya que se remuneran en proporción a sus retiros físicos para abastecer a sus clientes finales.

Por otro lado, la regulación relacionada con los Sistemas de Almacenamiento de Energía resulta ambigua en cuanto a si estos están sujetos a pagos laterales cuando realizan retiros para el proceso de almacenamiento de energía (modo retiro). Esta falta de claridad en el reglamento da pie a futuras modificaciones en las que podría incluirse de manera explícita la obligación o liberación del pago. La inclusión de una normativa más específica y detallada permitiría a los SAE planificar sus operaciones con mayor certeza y seguridad jurídica. Esto no solo beneficiaría a los SAE actualmente en operación, sino que también podría incentivar la inversión en almacenamiento, fomentando un mayor desarrollo y eficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional.

Para simular la operación del Sistema Eléctrico Nacional se utiliza el modelo de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2023 [2] desarrollado por el Coordinador. Por otro lado, para proyectar los niveles de reservas requeridos para la operación se elaboran modelos para Control Primario de Frecuencia y Control Secundario de Frecuencia. En el caso del CPF se basa en los Estudios de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas del Coordinador, mientras que el CSF se obtiene en función de la demanda máxima horaria.

Se desarrollaron modelos matemáticos que permiten obtener los pagos laterales capturables mediante las simulaciones de la operación, específicamente los Sobrecostos por Energía y la Compensación por Precio Estabilizado. Es importante destacar que una gran cantidad de PMG/D del modelo no están conectadas a una barra con un PNCP asignado, por lo tanto, se homologan a su barra con PNCP más cercana eléctricamente.

Por otro lado, los conceptos asociados a Servicios Complementarios no son capturables ya que requieren de la activación de alguno de estos servicios. El análisis de los costos sistémicos revela que los Sobrecostos por SSCC representan una porción considerable de los pagos laterales, haciendo necesaria su proyección. Para ello, se aplican técnicas de *statistical*

learning basadas en distintos parámetros operacionales del sistema. Este modelo demostró un buen desempeño, especialmente al simular escenarios de operación no extrema, a pesar del error asociado debido a su naturaleza estadística.

Los resultados obtenidos, en particular para los Sobrecostos por Energía y la Compensación por Precio Estabilizado, son aceptables según las condiciones de simulación y las capacidades de Flex-Tran. Sin embargo, es importante mencionar que a medida que transcurren los años de simulación, los resultados pueden perder validez debido a posibles cambios en las condiciones del Sistema Eléctrico Nacional, tales como la evolución del parque generador, la demanda y la normativa vigente, entre otros.

En particular se analizan las sensibilidades de los resultados debido al criterio de selección de los días representativos, proyecciones de almacenamiento y planes de descarbonización.

- Sensibilidad a los días representativos:

  Los resultados muestran que la simulación es altamente dependiente de estos días. Este efecto es claramente visible en los resultados obtenidos en los escenarios 1, 2 y 7, donde distintos fenómenos del sistema pueden ser representados según cómo se elijan los días. Para obtener resultados que se asemejen lo más posible a la realidad, es crucial considerar la mayor cantidad de días que permitan las condiciones del hardware. Es decir, mientras mayor sea la cantidad de días representativos, menor será la influencia del criterio de selección de estos días, logrando así una representación más precisa y normal de la operación del sistema, como se observa en el escenario 7.

- Sensibilidad a la proyección de almacenamiento:

  Los resultados obtenidos para distintas proyecciones de almacenamiento indican que los conceptos capturables a través de la simulación de la operación no se ven afectados significativamente por la participación de sistemas de almacenamiento, ya que las proyecciones de costo marginal presentan un cambio mínimo o nulo. Esto confirma que Flex-Tran no incorpora los sistemas de almacenamiento de energía en la optimización de la operación, y que las baterías simplemente inyectan su energía almacenada al sistema, teniendo un impacto ínfimo en la operación. Por lo tanto, no es posible concluir con certeza el efecto de la participación de baterías en los Sobrecostos por Energía y la Compensación por Precio Estabilizado.

  Sin embargo, una mayor participación de almacenamiento provoca un aumento en los Sobrecostos por SSCC, vistos en los escenarios 3 y 4, ya que las baterías incrementan la demanda ERNC. En base a esto y considerando la naturaleza del modelo propuesto para los Sobrecostos por SSCC, se puede concluir que una mayor participación de ERNC incrementa los sobrecostos asociados a este concepto.

- Sensibilidad al plan de descarbonización:

  Se consideraron dos planes de descarbonización: uno acelerado a 2030 y otro regular a 2035. Los resultados muestran un impacto significativo en los Sobrecostos por Energía, siendo estos inicialmente menores para el plan acelerado debido a los altos costos marginales asociados con el reemplazo del carbón por tecnologías con mayores costos variables. Sin embargo, una vez retirado todo el carbón del sistema en 2030, en los escenarios 5 y 6, las proyecciones de Sobrecostos por Energía aumentan y se estabilizan en 2035, alcanzando niveles similares a los de los escenarios 1 y 2,

que contemplan una descarbonización para 2035. Esto confirma que, a largo plazo, los Sobrecostos por Energía no se ven significativamente afectados por el plan de descarbonización, mientras que el impacto es considerable durante el proceso de transición hacia una matriz energética más limpia.

Por su parte, la Compensación por Precio Estabilizado se ve mínimamente afectada por una descarbonización acelerada, debido a que los altos costos marginales se contrarrestan con una mayor participación ERV.

El impacto de un plan de descarbonización acelerado en los Sobrecostos por SSCC varía según los días de demanda neta considerados. En los escenarios con demanda neta máxima (1 y 5), una descarbonización a 2030 tiende a reducir los costos asociados a este concepto. Por el contrario, en los escenarios con demanda neta mínima (2 y 6), el efecto es opuesto, con un aumento en los Sobrecostos por SSCC. Esto consolida la idea de que un incremento en los Sobrecostos por SSCC está asociado a una mayor participación de energías renovables.

Para evaluar el impacto de los pagos laterales en el negocio de un sistema de almacenamiento, se calculó el costo nivelado de almacenamiento (LCOS) para un proyecto standalone, obteniéndose un $LCOS \in [177,66 - 227,80]$ USD/MWh, donde hasta un 8,45 % corresponde a costos por pagos laterales. Estos resultados subrayan la importancia de considerar los pagos laterales en la evaluación económica de proyectos de almacenamiento de energía, especialmente para aquellos con menores niveles de inversión. Además, esto destaca la necesidad de proyectar los pagos laterales para incluirlos en la evaluación del LCOS y poder estudiar detalladamente la viabilidad económica de los proyectos de almacenamiento.

Para garantizar la vigencia de los resultados obtenidos, se recomienda la realización periódica de este estudio o similares empleando software especializado en la optimización de la operación de un sistema eléctrico. Este tipo de herramientas ofrece una mayor granularidad en las salidas, lo que permite una comprensión más detallada y precisa de los procesos analizados.

En este trabajo, las proyecciones de Compensación por Precio Estabilizado se calculan como la diferencia entre el precio nudo de corto plazo y el costo marginal, manteniendo constante el PNCP para todo el horizonte de estudio. Sin embargo, la Comisión Nacional de Energía calcula el PNCP de forma semestral, lo que implica que la variabilidad de este precio no se refleja adecuadamente en las proyecciones. Por lo tanto, se sugiere que en trabajos futuros se proyecte de forma paralela el PNCP para capturar mejor su evolución y obtener así una proyección de la Compensación por Precio Estabilizado con mayor precisión.

Además, se sugiere llevar a cabo un análisis estadístico del nivel y ocurrencia (cuánto y cuándo) del despliegue de servicios complementarios por fuera del orden económico. Este enfoque permitiría una mejor comprensión de los factores que influyen en el comportamiento de los costos asociados a este modo de operación. En base a los resultados de este análisis, y aplicando técnicas de *statistical learning* similares a las de este trabajo, se propone la elaboración de un modelo estadístico para la predicción de los Sobrecostos por SSCC, conectado de manera más precisa a la operación del sistema. Esto proporcionaría una herramienta de gran valor al permitir una evaluación más exacta de estos costos.

Apéndice A

Servicios Complementarios

La Tabla A.1 muestra las categorías, subcategorías y mecanismos de provisión de los SSCC de acuerdo a [23].

Tabla A.1: Resumen de SSCC

SSCC	Categoría SSCC	Subcategoría SSCC	Mecanismo
Control de Frecuencia	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF+)	Instrucción Directa
		Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CPF-)	Subasta
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+)	Subasta
		Control Secundario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CSF-)	Subasta
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario de Frecuencia por Subfrecuencia (CTF+)	Subasta
		Control Terciario de Frecuencia por Sobrefrecuencia (CTF-)	Subasta
Control de Tensión	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)	Instrucción Directa y Licitación
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica)	Instrucción Directa
		Desconexión Manual de Carga	Instricción Directa

	Desconexión de Generación	EDAG o ERAG (EDAG o ERAG por Sobrefrecuencia y EDAG o ERAG por Contingencia Específica)	Instrucción Directa
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)	Instrucción Directa
		Plan de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)	Instrucción Directa
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)	Instrucción Directa
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)	Instrucción Directa
	Elementos de Vinculación (EV)	Elementos de Vinculación (EV)	Instrucción Directa

La valorización y remuneración de los SSCC dependerá del mecanismo por el cual se concretará la prestación y/o instalación de los servicios indicados en el Informe de SSCC emitido por el Coordinador.

En el caso de que el mecanismo de materialización sea una licitación, el servicio será remunerado de acuerdo con el valor adjudicado durante el periodo que abarque el respectivo contrato. Este valor adjudicado deberá contemplar costos de oportunidad, desgaste operativo, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros aspectos.

Cuando el mecanismo de materialización del servicio sea una instrucción directa del Coordinador, la remuneración se determinará en función de si se trata de servicios sin condiciones de competencia o de servicios cuyas subastas o licitaciones fueron declaradas total o parcialmente desiertas.

1. Cuando no existen condiciones de competencia, el servicio se remunerará de acuerdo a los establecido en el Estudio de Costos.

2. Cuando las subasta o licitaciones son declaradas total o parcialmente desiertas, el servicio se remunerará según los valores máximos o sus mecanismos de valorización fijados por la CNE previo a las subasta o licitaciones.

Apéndice B

Costos sistémicos

Las barras de la Figura B.1 están apiladas en el orden de la leyenda, partiendo por SC_SSCC luego de izquierda a derecha.

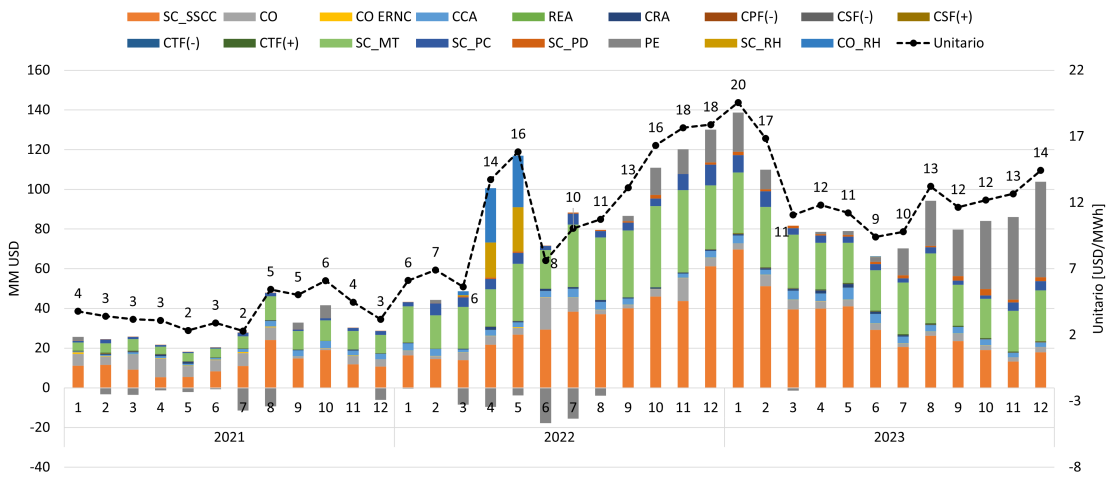


Figura B.1: Detalle de pagos laterales asociados a costos sistémicos. Fuente: Elaboración propia.

Donde:

- SC_SSCC: Sobrecostos asociados a SSCC.
- CO: Costo de oportunidad producto de la operación para prestar un SC.
- CO ERNC: Costo de oportunidad de unidades ERNC producto de la operación para prestar un SC.
- CCA: Costo de combustible adicional por SSCC.
- REA: Retiro de energía adicional.
- CRA: Costo recurso adicional.
- CPF: Control primario de frecuencia, de subida (+) o de bajada (-).

- CSF: Control secundario de frecuencia, de subida (+) o de bajada (-).
- CTF: Control terciario de frecuencia, de subida (+) o de bajada (-).
- SC_MT: Sobrecostos producto de la operación de unidades a mínimo técnico.
- SC_PC: Sobrecostos asociados a llevar una unidad operando a mínimo técnico a plena carga.
- SC_PD: Sobrecostos producto de las partidas y detenciones de unidades.
- PE: Compensación del régimen de Precios Estabilizados de los PMG/D.
- SC_RH: Sobrecostos producto de la formación de reserva hídrica.
- CO_RH: Costo de oportunidad producto de la formación de reserva hídrica.
- Unitario: Valor unitario de los costos sistémicos en USD/MWh.

Los costos asociados a CPF, CSF y CTF son prácticamente nulos.

Apéndice C

Proyecciones de la PET 2023

Las información presentada en este apéndice se extrae directamente de [20].

C.1. Costos de combustibles

Las Figuras C.1 y C.2 muestran las proyecciones de precios de GNL, carbón y diésel, y las proyecciones de los costos variables de centrales térmicas elaboradas por el Coordinador, respectivamente.

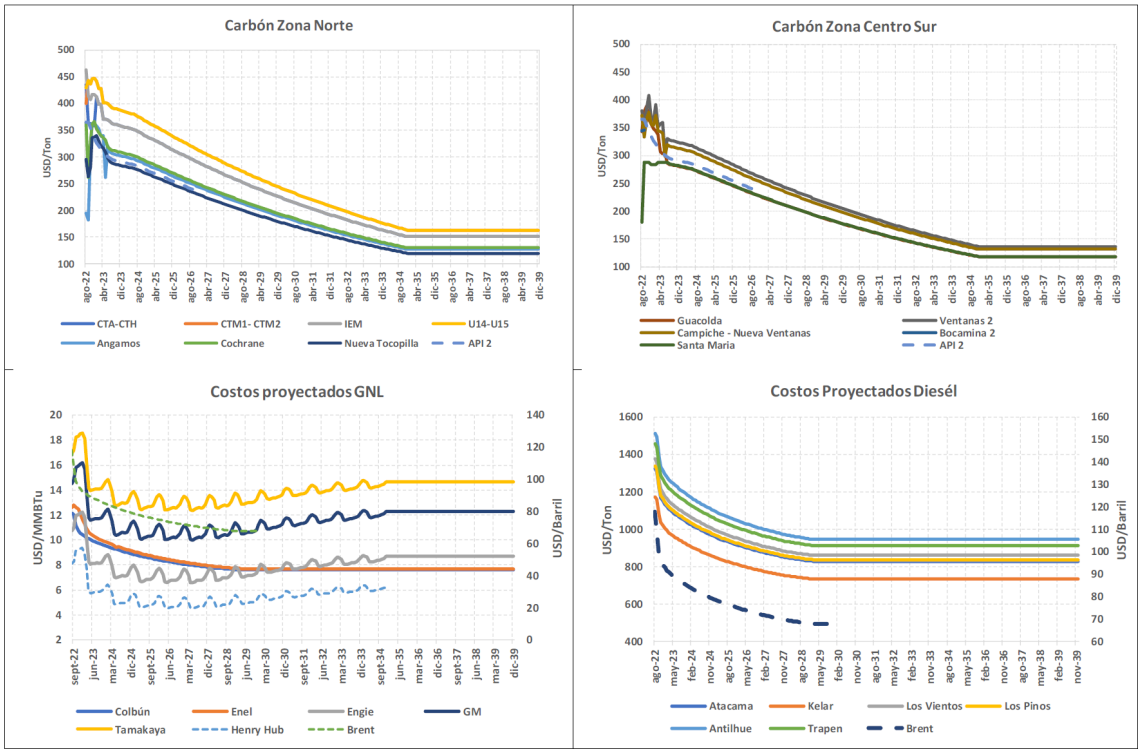


Figura C.1: Proyección de costos de combustibles de centrales de generación.

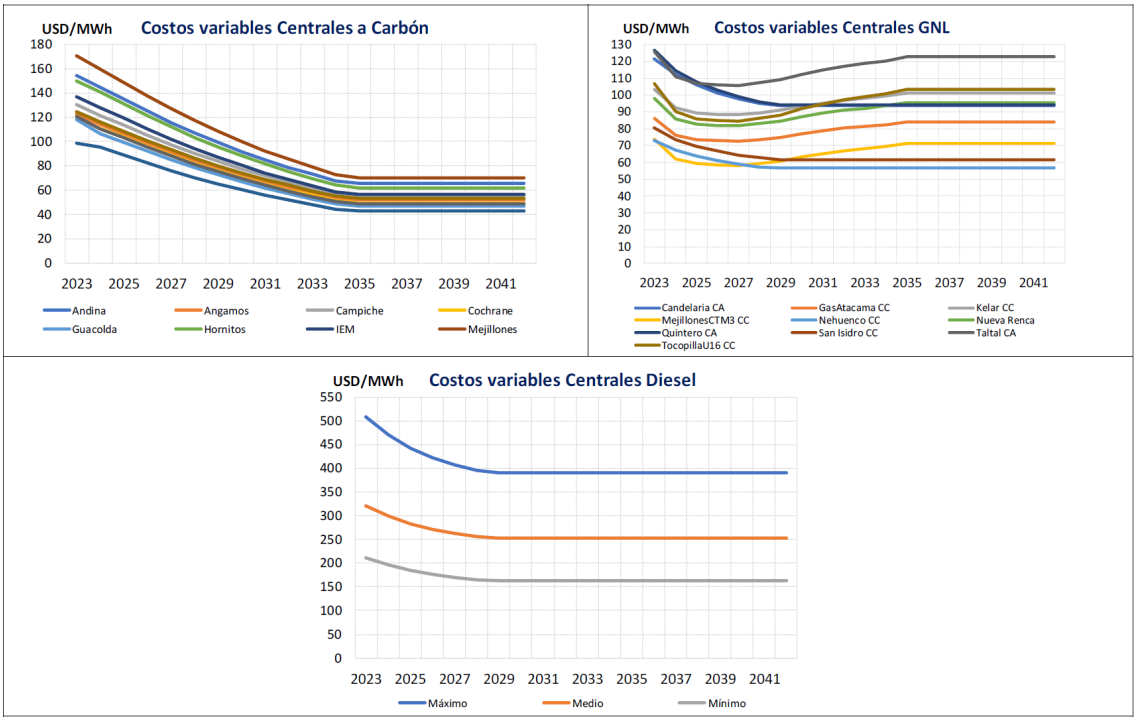


Figura C.2: Proyección de costos variables de centrales térmicas.

C.2. Plan de retiro de unidades a carbón

La Tabla C.1 muestra el cronograma de retiro de unidades a carbón comprometidas para el periodo 2020-2025 a través del acuerdo público-privado entre el Ministerio de Energía y las empresas generadoras, los anuncios oficiales de retiro o reconversión de unidades anunciados por los propietarios de manera posterior al cronograma inicial. Se consideran dos escenarios: descarbonización al 2030 y al 2035. La Figura C.3 muestra gráficamente la evolución de la capacidad instalada a carbón de acuerdo a este plan de retiro.

CENTRAL	ZONA	RETIRO	CAPACIDAD [MW]	REGIÓN	AÑO PUESTA EN SERVICIO	AÑOS DE SERVICIO	AÑO DESCONEXIÓN		AÑOS SERVICIO AL DESCONECTAR	
							RETIRO 2035	RETIRO 2030	RETIRO 2035	RETIRO 2030
Ventanas 1	Centro	Retirada	120	Valparaíso	1964	57	2021	2021	57	57
Bocamina	Sur	Retirada	130	Biobío	1970	51	2021	2021	51	51
Tocopilla U12	Norte	Retirada	87	Antofagasta	1983	36	2019	2019	36	36
Tocopilla U13	Norte	Retirada	86	Antofagasta	1985	34	2019	2019	34	34
Tocopilla U14	Norte	Retirada	136	Antofagasta	1987	35	2022	2022	35	35
Tocopilla U15	Norte	Retirada	132	Antofagasta	1987	35	2022	2022	35	35
Tarapacá	Norte	Retirada	158	Tarapacá	1999	21	2020	2020	21	21
Bocamina II	Sur	Retirada	350	Biobío	2012	10	2022	2022	10	10
Ventanas 2	Centro	Comprometido	220	Valparaíso	1977	45	2022	2022	45	45
Mejillones 1	Norte	Comprometido	160	Antofagasta	1995	27	2025	2025	30	30
Mejillones 2	Norte	Comprometido	174	Antofagasta	1998	24	2025	2025	27	27
Nueva Ventanas	Centro	Comprometido	272	Valparaíso	2010	12	2029	2029	19	19
Andina	Norte	Reconversión	177	Antofagasta	2011	11	2025	2025	14	14
Angamos 1	Norte	Comprometido	277	Antofagasta	2011	11	2026	2026	15	15
Angamos 2	Norte	Comprometido	281	Antofagasta	2011	11	2026	2026	15	15
Hornitos	Norte	Reconversión	178	Antofagasta	2011	11	2025	2025	14	14
Campiche	Centro	Comprometido	272	Valparaíso	2013	9	2029	2029	16	16
IEM	Norte	Reconversión	375	Antofagasta	2018	4	2025	2025	7	7
Norgener 1	Norte	*	140	Antofagasta	1995	27	2028	2026	33	31
Guacolda 1	Norte	*	152	Atacama	1995	27	2030	2028	35	33
Guacolda 2	Norte	*	152	Atacama	1996	26	2030	2028	34	32
Norgener 2	Norte	*	136	Antofagasta	1997	25	2028	2026	31	29
Guacolda 3	Norte	*	152	Atacama	2009	13	2031	2028	22	19
Guacolda 4	Norte	*	152	Atacama	2010	12	2032	2029	22	19
Guacolda 5	Norte	*	152	Atacama	2015	7	2033	2029	18	14
Santa María	Sur	*	370	Biobío	2012	10	2035	2030	23	18
Cochrane 1	Norte	*	275	Antofagasta	2016	6	2029	2027	13	11
Cochrane 2	Norte	*	275	Antofagasta	2016	6	2029	2027	13	11

Tabla C.1: Plan de retiro de unidades térmicas a carbón.

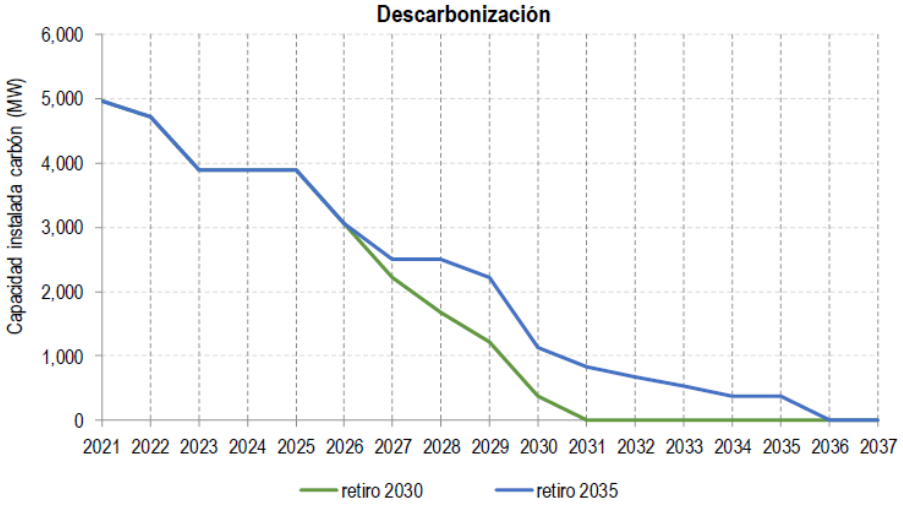


Figura C.3: Evolución de la capacidad instalada a carbón.

Apéndice D

Reservas para el control de frecuencia

D.1. Control Primario de Frecuencia (CPF)

D.1.1. Contingencias de generación (CPF+)

Las Tablas D.1 y D.2 muestran un resumen de cada escenario analizado en los ECFyDR 2022 y 2023. La columna Inercia corresponde a la normalización de la Inercia Total del sistema en base a la Capacidad Total truncada a la centésima.

Tabla D.1: Escenarios analizados en el ECFyDR 2022 Parte 1.

Caso	Día	Hora	Generación Bruta Total SEN [MW]	Inercia Total [GVAs]	Generación Total ERV [MW]	% Penetración ERV	Capacidad Total [MVA]	Inercia [s]
Caso 1.1	01-01-2023	9	7005	30,2	3130	45 %	7995	3,77
Caso 1.2	01-01-2023	15	9121	29,7	4919	54 %	7874	3,77
Caso 1.3	18-12-2023	18	11393	30,3	7097	62 %	7985	3,80
Caso 2.1	01-01-2023	9	6999	35,0	3392	48 %	8991	3,89
Caso 2.2	01-01-2023	11	7999	35,0	3750	47 %	8991	3,89
Caso 2.3	01-01-2023	15	8993	35,0	4356	48 %	8991	3,89
Caso 2.4	18-12-2023	10	10004	35,0	5811	58 %	9011	3,88
Caso 2.5	18-12-2023	18	11001	34,9	6262	57 %	8832	3,95
Caso 3.1	18-09-2023	9	7830	40,6	3793	48 %	9543	4,26
caso 3.2	18-09-2023	15	9190	38,8	5900	64 %	8797	4,41
Caso 3.3	30-01-2023	20	11373	40,4	4806	42 %	10446	3,87
Caso 4.1	30-01-2023	5	8471	45,0	1200	14 %	10998	4,09
Caso 4.2	30-01-2023	21	10622	45,0	1995	19 %	11405	3,95
Caso 5.1	24-04-2023	9	9207	50,1	3621	39 %	11026	4,55
Caso 5.2	24-04-2023	18	11337	50,0	5568	49 %	10965	4,56
Caso 6.1	29-07-2023	0	8987	55,0	1421	16 %	9027	6,09
Caso 6.2	29-07-2023	19	10968	55,0	1900	17 %	10955	5,02
Caso 7.1	24-04-2023	1	9852	61,9	1230	12 %	13283	4,66
Caso 7.2	24-04-2023	21	10533,48	70,5	1455	14 %	15385,51	4,58

Tabla D.2: Escenarios analizados en el ECFyDR 2023 Parte 1.

Caso	Día	Hora	Generación Bruta Total SEN [MW]	Inercia Total [GVAs]	Generación Total ERV [MW]	% Penetración ERV	Capacidad Total [MVA]	Inercia [s]
Caso 1.1	07-04-2024 HM	9	6527,0	30,9	3199,6	49 %	8292,7	3,72
Caso 1.2	22-01-2024	9	9219,8	30,1	5332,9	58 %	8268,5	3,64
Caso 1.3	22-01-2024	17	10762,5	29,4	7014,9	65 %	8033,7	3,66
Caso 2.1	07-04-2024 HM	19	7429,5	35,4	2754,2	37 %	9378,2	3,77
Caso 2.2	09-12-2024	8-9	9246,8	34,9	4879,2	53 %	9379,7	3,72
Caso 2.3	04-03-2024	16	12114,4	34,7	8763,5	72 %	8870,5	3,91
Caso 3.1	09-12-2024	5	8770,0	40,7	1204,0	14 %	11066,0	3,67
Caso 3.2	22-01-2024	21	10047,4	41,6	2921,8	29 %	11232,0	3,70
Caso 4.1	22-01-2024	1	9090,8	44,0	1685,0	19 %	11549,4	3,81
Caso 4.2	26-06-2024	12	11315,0	46,2	5164,4	46 %	11413,7	4,05
Caso 5.1	26-06-2024	6-7	9080,4	50,5	585,5	6 %	12578,8	4,02
Caso 5.2	09-12-2024	22	11315,0	50,8	1793,0	16 %	13060,0	3,89
Caso 6.1	26-06-2024	24	10423,0	59,8	570,9	5 %	14381,3	4,16
Caso 6.2	04-03-2024	22-23	12004,0	59,5	2202,0	18 %	14359,9	4,15

Las Tablas D.3 y D.4 muestran un resumen de los resultados obtenidos en ambos estudios.

Tabla D.3: Resumen de resultados de requerimientos CPF+, ECFyDR Parte 1 2022.

Caso	Inercia [GVAs]	GxSEN [MW]	Aporte CPF+ Perm [MW]	Dif. Pérdidas Perm [MW]	Reducción Carga Perm [MW]	Frecuencia Perm [Hz]	Amort. Carga [%/Hz]
Caso 1.1	30,2	7005,1	288,1	-8,7	112,9	49,300	2,38 %
Caso 1.2	29,7	9121	233,2	-13,2	141,3	49,310	2,33 %
Caso 1.3	30,3	11392,9	248,9	-22,2	178,2	49,317	2,40 %
Caso 2.1	35,0	7001,8	290,3	-10,5	118,2	49,301	2,49 %
Caso 2.2	35,0	7998,7	293,3	-14,8	133,9	49,340	2,63 %
Caso 2.3	35,0	8993,4	258,8	-11,2	154,5	49,322	2,63 %
Caso 2.4	35,0	10004,7	278,5	-20,2	145,4	49,344	2,30 %
Caso 2.5	34,8	11001,4	260,9	-16,6	157,8	49,322	2,21 %
Caso 3.1	40,6	7830,1	292,9	-16,5	120,0	49,306	2,27 %
Caso 3.2	38,8	9190,5	273,9	-9,7	133,9	49,315	2,21 %
Caso 3.3	40,1	10373,4	228,5	-15,9	175,4	49,314	2,56 %
Caso 4.1	45,0	8471,2	264,5	-6,8	126,9	49,316	2,28 %
Caso 4.2	45,0	10621,5	240,1	-19,7	166,0	49,322	2,40 %
Caso 5.1	50,1	9207,3	263,9	-7,1	133,9	49,324	2,23 %
Caso 5.2	50,0	11336,6	240,8	0,5	148,0	49,329	2,04 %
Caso 6.1	55,4	8987	269,1	-5	128,1	49,344	2,24 %
Caso 6.2	55,8	10968	248,1	-12,5	158,1	49,344	2,29 %
Caso 7.1	61,9	9852,2	249,0	0,9	137,8	49,329	2,14 %
Caso 7.2	70,5	11537,1	225,0	4,6	164,6	49,307	2,14 %

Tabla D.4: Resumen de resultados de requerimientos CPF+, ECFyDR Parte 1 2023.

Caso	Inercia [GVAs]	GxSEN [MW]	Aporte CPF+ Perm [MW]	Dif. Pérdidas Perm [MW]	Reducción Carga Perm [MW]	Frecuencia Perm [Hz]	Amort. Carga [%/Hz]
Caso 1.1	30,85	6527,00	293,5	4,40	104,3	49,311	2,40 %
Caso 1.2	30,08	9219,80	264,5	11,60	144,8	49,32	2,43 %
Caso 1.3	29,36	10762,50	228,2	3,30	177,5	49,321	2,54 %
Caso 2.1	35,38	7429,50	280,9	4,00	108,7	49,327	2,25 %
Caso 2.2	34,85	9246,80	271,1	12,20	130,5	49,332	2,23 %
Caso 2.3	34,71	12114,40	254,3	12,60	174,5	49,32	2,23 %
Caso 3.1	40,65	8770,20	286,4	16,20	140,4	49,334	2,53 %
Caso 3.2	41,61	10047,40	234,6	4,50	169,7	49,309	2,56 %
Caso 4.1	44,00	9090,80	245,7	3,70	153,2	49,31	2,58 %
Caso 4.2	46,00	11315,00	231,5	4,70	159,7	49,332	2,18 %
Caso 5.1	50,50	9080,40	252,7	10,20	146,8	49,309	2,43 %
Caso 5.2	51,00	11315,00	220,7	27,10	196	49,305	2,61 %
Caso 6.1	59,75	10423,00	251,6	6,40	153,9	49,321	2,26 %
Caso 6.2	59,53	12004,00	231,2	10,20	182	49,336	2,38 %

D.1.2. Contingencias de consumo (CPF-)

La Tabla D.5 muestra los resultados para los casos que se requirieron reservas en el ECFyDR Parte 1 2023.

Tabla D.5: Resumen de resultados de requerimientos CPF-, ECFyDR Parte 1 2023.

Caso	Inercia [GVAs]	GxSEN [MW]	% Penetración ERV	Carga Desc [MW]	Aporte CPF- @2 min [MW]	Aporte CPF- Perm [MW]	Frecuencia Perm [Hz]
Caso 5.1	50	9111	6 %	200	-57,9	-55,9	50,696
Caso 6.1	60	10376	5 %	200	-43,6	-41,8	50,666
Caso 6.2	60	12038	18 %	200	-22,2	-21,1	50,677

D.2. Fluctuaciones Instantáneas

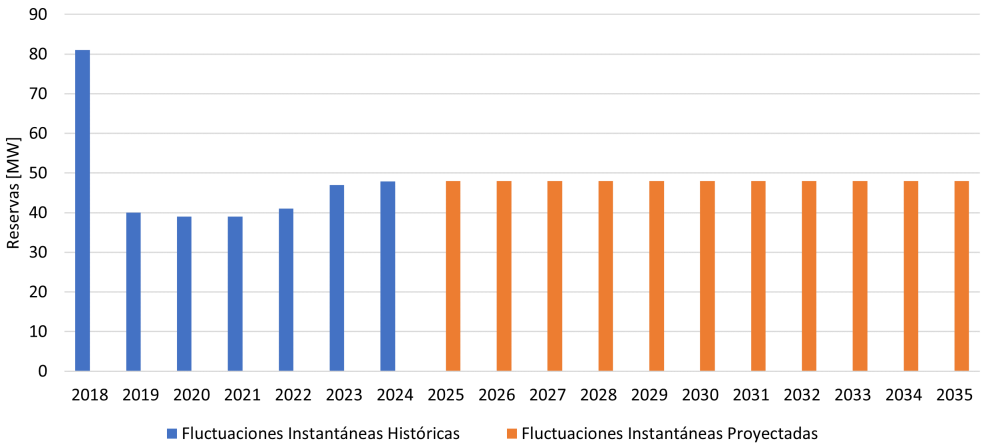


Figura D.1: Requerimientos para Fluctuaciones Instantáneas. Fuente: Elaboración propia.

D.3. Control Secundario de Frecuencia (CSF)

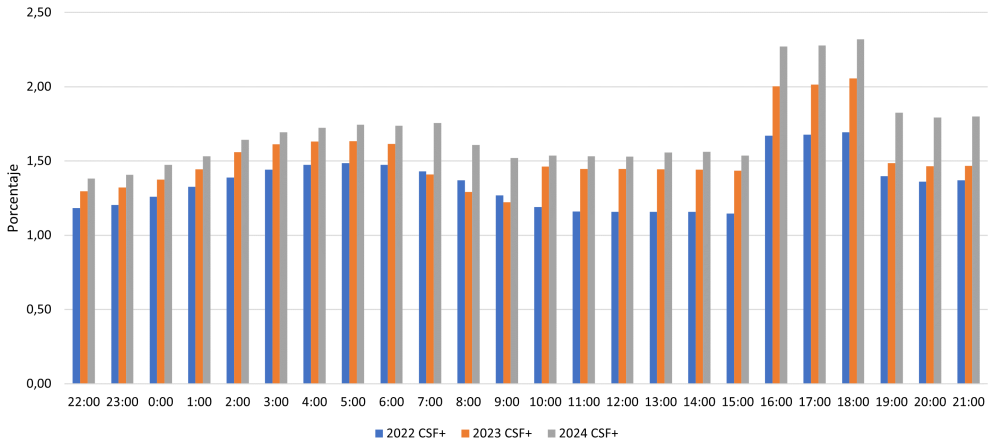


Figura D.2: Reservas de CSF+ como % de la demanda horaria máxima (otoño-invierno día laboral). Fuente: Elaboración propia.

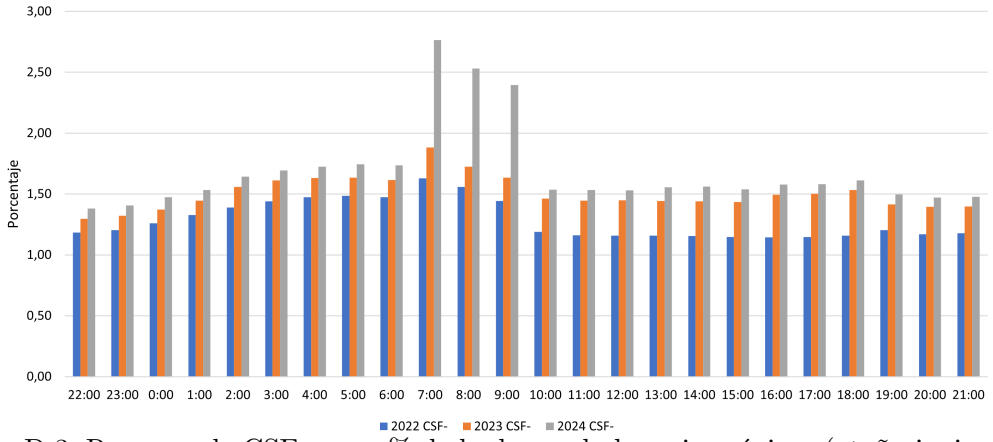


Figura D.3: Reservas de CSF- como % de la demanda horaria máxima (otoño-invierno día laboral). Fuente: Elaboración propia.

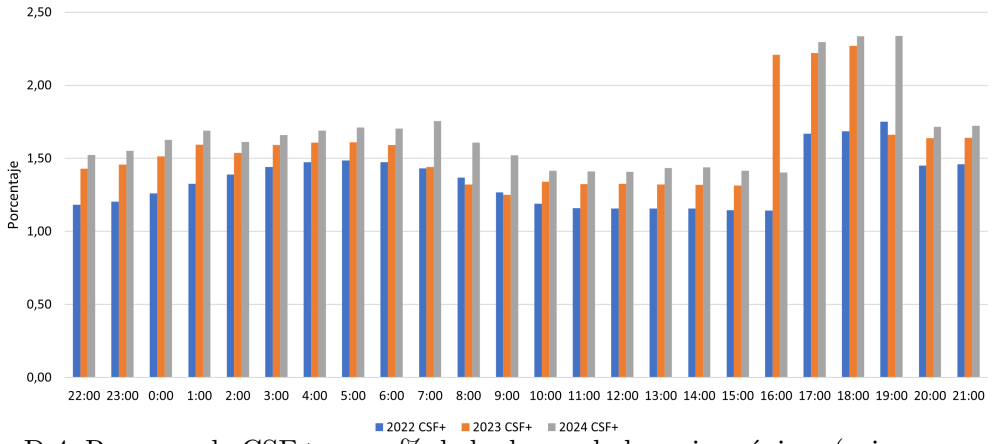


Figura D.4: Reservas de CSF+ como % de la demanda horaria máxima (primavera-verano día laboral). Fuente: Elaboración propia.

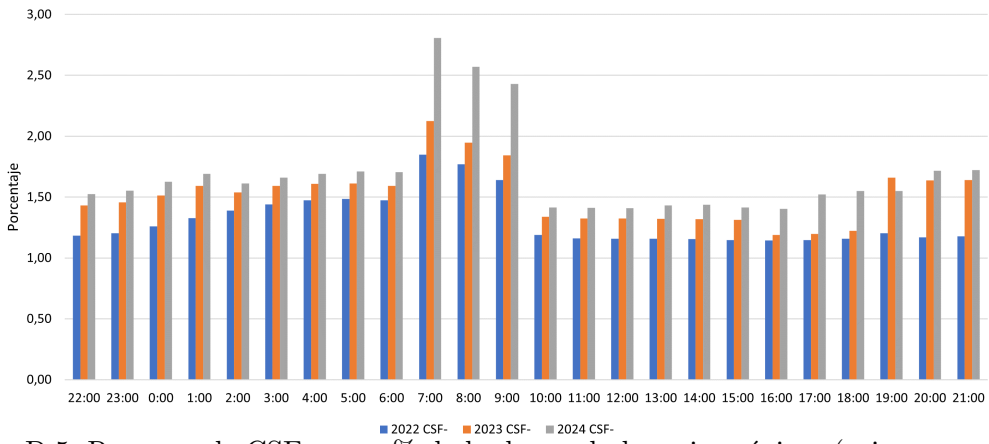


Figura D.5: Reservas de CSF- como % de la demanda horaria máxima (primavera-verano día laboral). Fuente: Elaboración propia.

Tabla D.6: Resultados reservas CSF para la operación de 2023.

		Estacionalidad Otoño-Invierno			Estacionalidad Primavera-Verano	
		Subida	Bajada		Subida	Bajada
Bloque Horario	Hora	MW	MW	Hora	MW	MW
1	22:00 - 01:59	146	146	22:00 - 01:59	161	161
2	02:00 - 06:59	149	149	02:00 - 06:59	147	147
3	07:00 - 09:59	134	179	07:00 - 09:59	137	202
4	10:00 - 15:59	166	166	10:00 - 16:59	152	152
5	16:00 - 19:59	232	173	17:00 - 19:59	256	138
6	20:00 - 21:59	168	160	20:00 - 21:59	188	188

Tabla D.7: Resultados reservas CSF para la operación de 2024.

		Estacionalidad Otoño-Invierno			Estacionalidad Primavera-Verano	
		Subida	Bajada		Subida	Bajada
Bloque Horario	Hora	MW	MW	Hora	MW	MW
1	22:00 - 01:59	155	155	22:00 - 01:59	171	171
2	02:00 - 06:59	159	159	02:00 - 06:59	156	156
3	07:00 - 09:59	167	263	07:00 - 09:59	167	267
4	10:00 - 15:59	176	176	10:00 - 16:59	162	162
5	16:00 - 19:59	262	182	17:00 - 19:59	264	175
6	20:00 - 21:59	206	169	20:00 - 21:59	197	197

A continuación, las Figuras D.6, D.7, D.8 y D.9 muestran los gráficos presentados anteriormente con las proyecciones superpuestas.

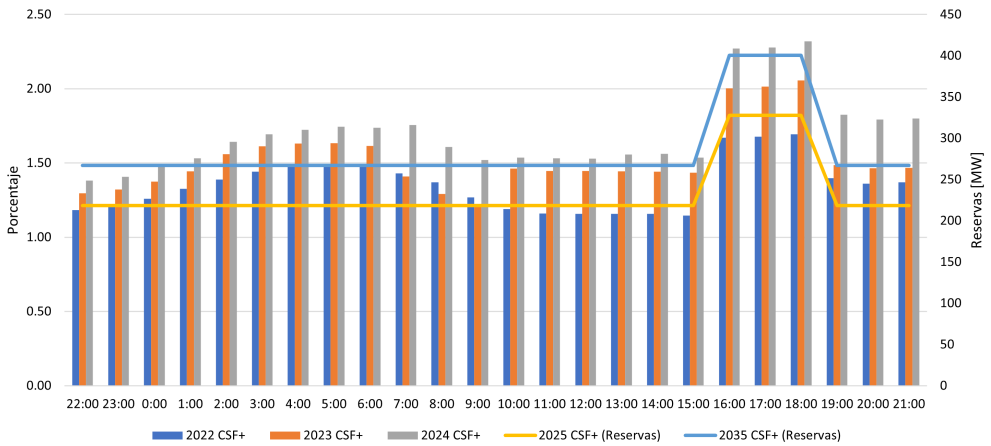


Figura D.6: Requerimientos CSF+ para las estaciones otoño e invierno. Fuente: Elaboración propia.

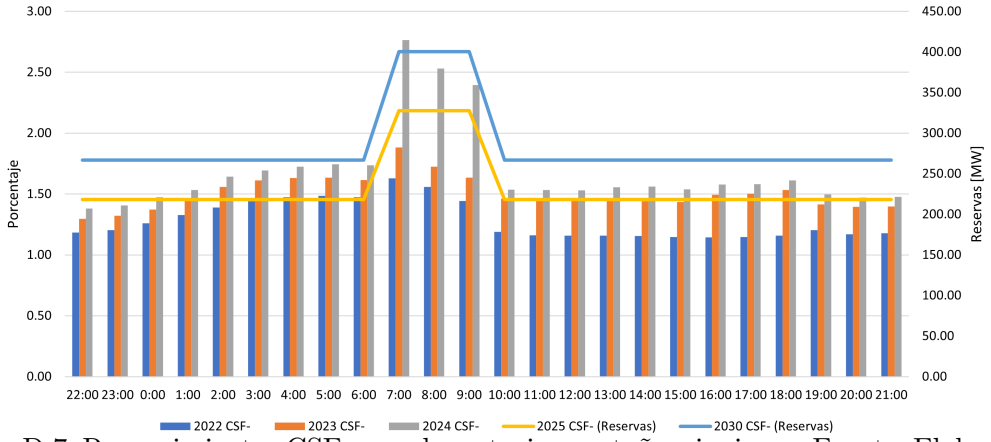


Figura D.7: Requerimientos CSF- para las estaciones otoño e invierno. Fuente: Elaboración propia.

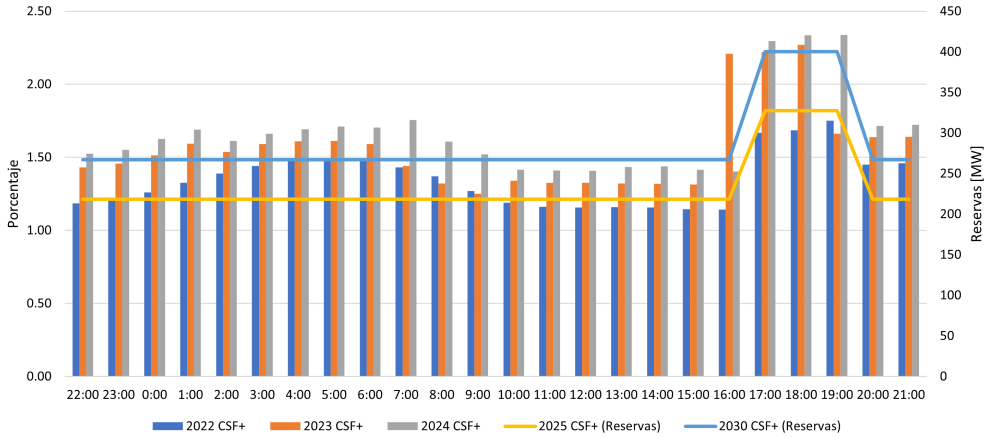


Figura D.8: Requerimientos CSF+ para las estaciones primavera y verano. Fuente: Elaboración propia.

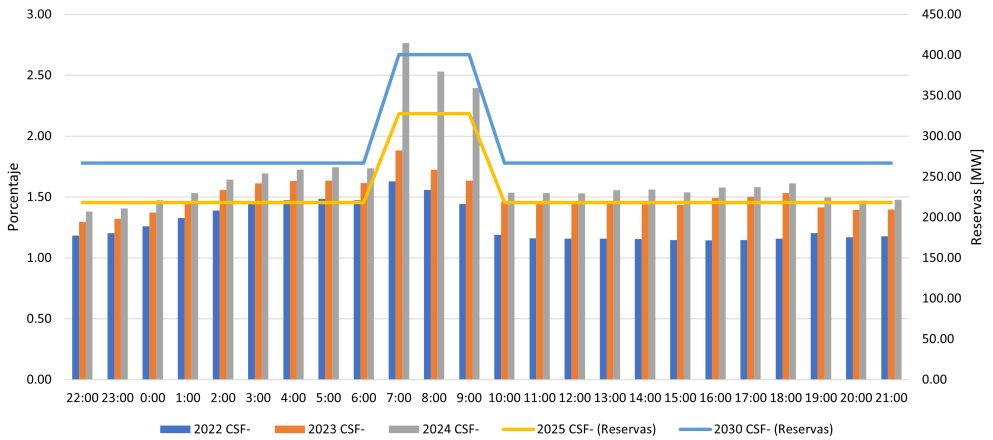


Figura D.9: Requerimientos CSF- para las estaciones primavera y verano. Fuente: Elaboración propia.

Apéndice E

Formación de Reserva Hídrica

Determinar el pago por la formación de la reserva hídrica (FRH) implica la proyección de fallas prolongadas de centrales que las dejen fuera de la operación o situaciones de sequía que lleven al Ministerio de Energía a declarar un decreto de racionamiento, situaciones que no se pueden visualizar mediante las simulaciones en Flex-Tran.

Este concepto es poco recurrente, como se observa en la Figura 4.2, y presenta una alta irregularidad en su valor. Durante el período analizado, solo se registraron costos por FRH en marzo, abril y mayo de 2022, y en junio de 2023. En abril y mayo de 2022, los montos alcanzaron 45 y 48 MUSD, representando el 50 % y 43 % del conjunto total de pagos laterales en esos meses. En contraste, en marzo de 2022 y junio de 2023, las cifras fueron de 2,5 y 0,3 MUSD, correspondientes al 6 % y 1 % del monto total en esos periodos.

Por otro lado, la FRH depende de tantas variables que no se pueden controlar, por lo que se estima que realizar cualquier proyección carece de validez. Como ya se dijo en la Sección 6.1, no se considerará en el estudio. De todas formas, es de interés conocer cómo se remuneran actualmente acorde al Procedimiento: Valorización y Remuneración de Reserva Hídrica [37].

- Sobrecostos RH: El Coordinador determinará los sobrecostos en que incurrieron las unidades que contribuyeron a la reserva hídrica en el balance de transferencias económicas del mes en que se acumuló. Este monto se calcula como la diferencia entre el costo de operación y el costo marginal con que inyectaron su energía.
- Costo Oportunidad RH: De igual manera, la pérdida de ventas de energía de los embalses producto de la formación de reserva hídrica se calcula como la diferencia de su capacidad a plena carga y su operación real valorizada al costo marginal de inyección.

La suma de ambos componentes determinan el monto total asociado a la Formación de Reserva Hídrica.

Apéndice F

Modelos de clasificación

F.1. Resultados

F.1.1. Dos categorías

		Modelo NB	
		Flag = 0	Flag = 1
Valor real	Flag = 0	430	58
	Flag = 1	177	255

		Modelo KNN	
		Flag = 0	Flag = 1
Valor real	Flag = 0	393	95
	Flag = 1	120	312

		Modelo LogReg	
		Flag = 0	Flag = 1
Valor real	Flag = 0	384	104
	Flag = 1	132	300

F.1.2. Tres categorías

		Modelo NB		
		Flag = 0	Flag = 1	Flag = 2
Valor real	Flag = 0	389	23	3
	Flag = 1	209	122	132
	Flag = 2	5	47	255

		Modelo KNN		
		Flag = 0	Flag = 1	Flag = 2
Valor real	Flag = 0	356	56	3
	Flag = 1	163	225	75
	Flag = 2	5	41	261

		Modelo LogReg		
		Flag = 0	Flag = 1	Flag = 2
Valor real	Flag = 0	355	59	1
	Flag = 1	166	210	87
	Flag = 2	2	78	227

F.2. Medidas de rendimiento

La exactitud es la proporción de predicciones correctas entre el total de predicciones realizadas, la precisión es la proporción de verdaderos positivos entre el total de instancias predichas como positivas y la sensibilidad es la medida de verdaderos positivos sobre el total de instancias que realmente son positivas.

$$\text{Exactitud} = \frac{TP + TN}{TP + TN + FP + FN} \tag{F.1}$$

$$\text{Precisión} = \frac{TP}{TP + FP} \tag{F.2}$$

$$\text{Sensibilidad} = \frac{TP}{TP + FN} \tag{F.3}$$

- TP (True Positives): Número de instancias positivas correctamente clasificadas.
- TN (True Negatives): Número de instancias negativas correctamente clasificadas.
- FP (False Positives): Número de instancias negativas incorrectamente clasificadas como positivas.
- FN (False Negatives): Número de instancias positivas incorrectamente clasificadas como negativas.

Otra forma de calcular estas medidas para el caso de tres categorías es como se muestra a continuación, donde i es la clase o flag.

$$\text{Exactitud} = \frac{\text{Suma de los valores en la diagonal principal}}{\text{Suma de todos los valores de la matriz}} \tag{F.4}$$

$$\text{Precisión}_i = \frac{TP_i}{TP_i + FP_i} \tag{F.5}$$

$$\text{Sensibilidad}_i = \frac{TP_i}{TP_i + FN_i} \tag{F.6}$$

Apéndice G

Resultados

En este apéndice se presentan los resultados obtenidos que no se muestran en el Capítulo 7. Para visualizar las proyecciones de costos marginales se dividen en dos bloques horarios vespertino y diurno, llamados Bloque A y B, respectivamente:

- Bloque A: Inicia a las 20:00 y termina a las 7:59.
- Bloque B: Inicia a las 8:00 y termina a las 19:59.

Los gráficos correspondientes a la generación de energía por tecnología se construyen a partir de la energía total anual, de manera que el espacio entre un año y otro no representa los meses.

Al comparar las proyecciones de los pagos laterales con sus respectivos valores en el último año, no se incluye a los Sobrecostos por SSCC debido a que su método de calculo no es una representación de la operación en si misma.

G.1. Escenario 1

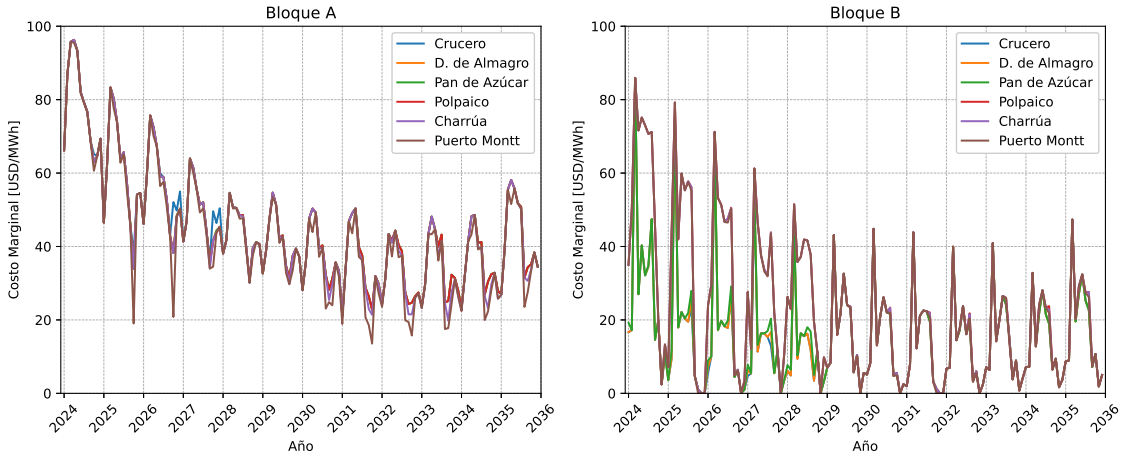


Figura G.1: Promedio mensual de costos marginales para el escenario 1.

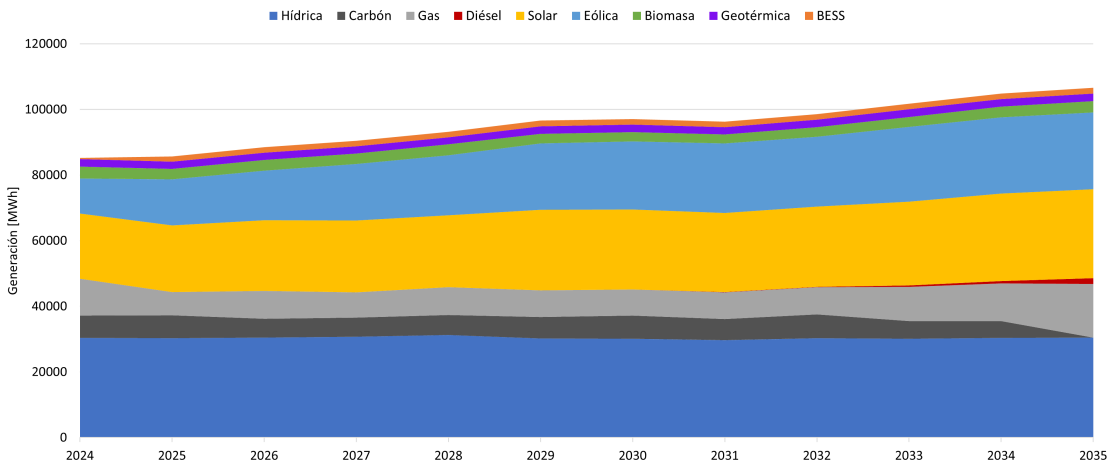


Figura G.2: Generación anual por tecnología para el escenario 1.

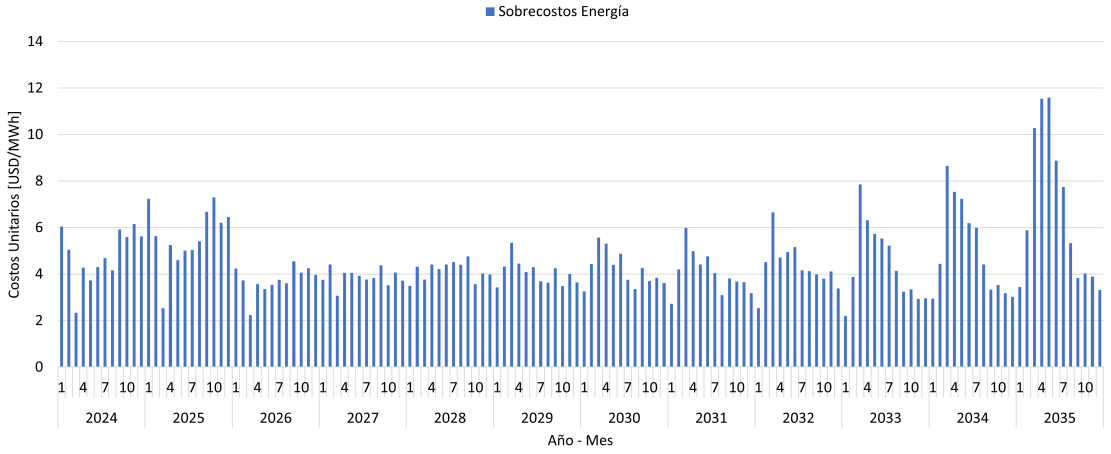


Figura G.3: Proyección de Sobrecostos por Energía para el escenario 1.

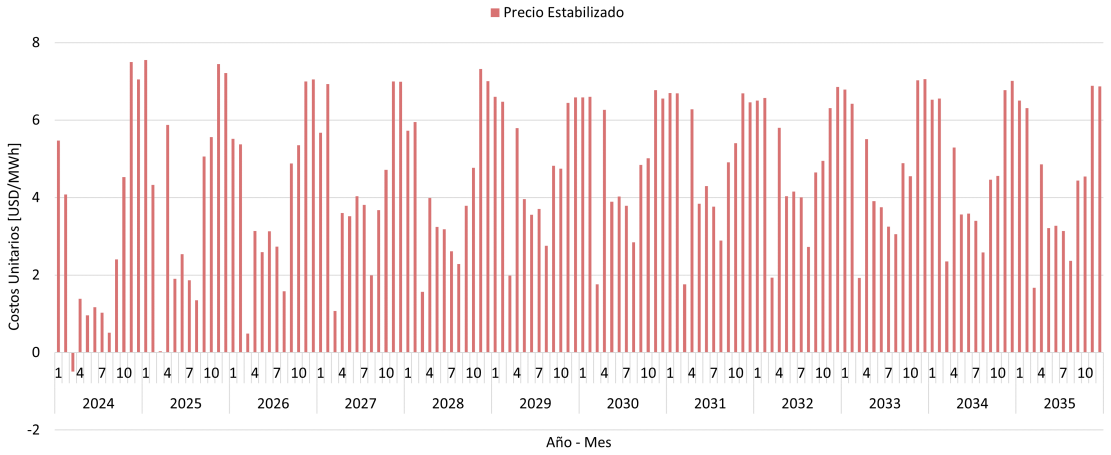


Figura G.4: Proyección de Compensación por Precio Estabilizado para el escenario 1.

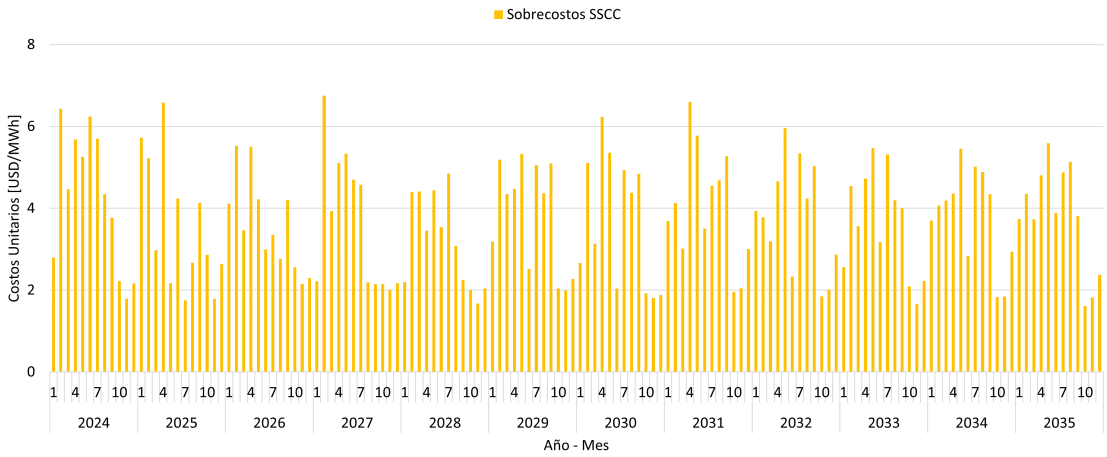


Figura G.5: Proyección de Sobrecostos por SSCC para el escenario 1.

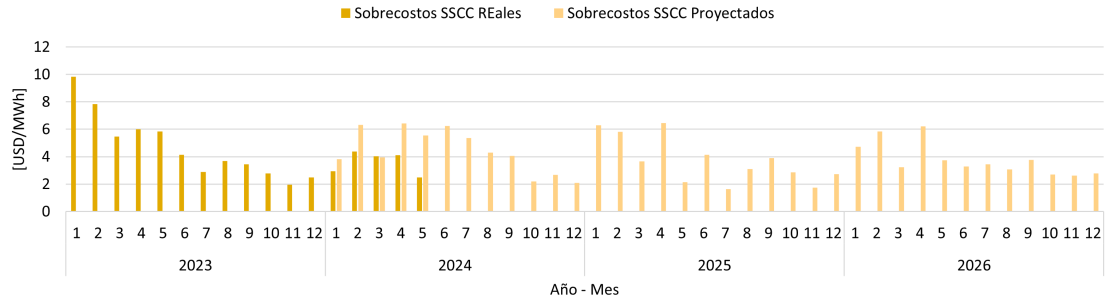


Figura G.6: Comparación Sobrecostos por SSCC del escenario 1 con datos reales.

G.2. Escenario 2

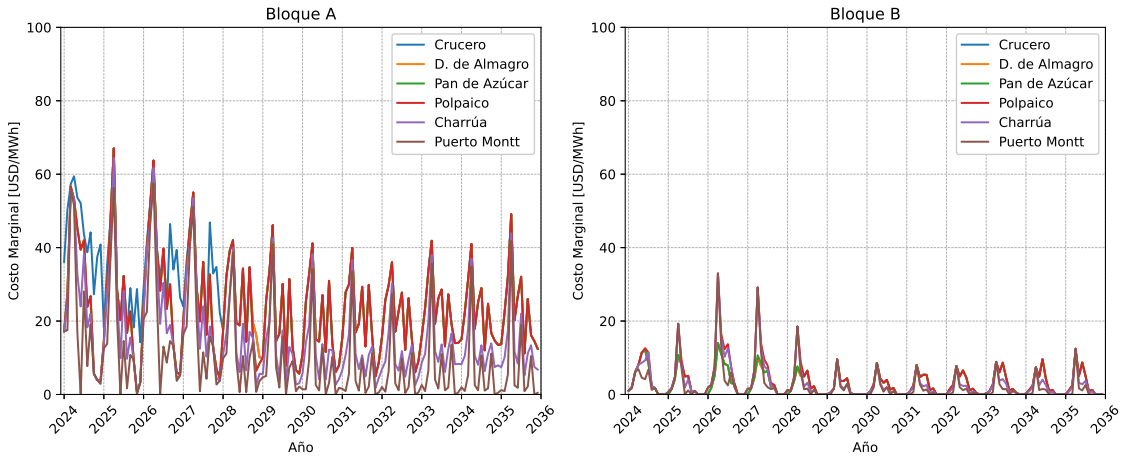


Figura G.7: Promedio mensual de costos marginales para el escenario 2.

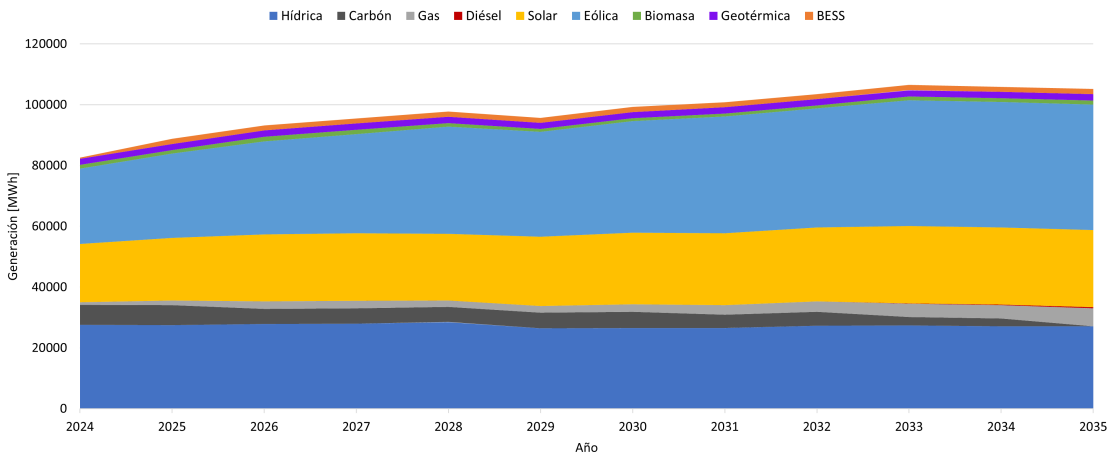


Figura G.8: Generación anual por tecnología para el escenario 2.

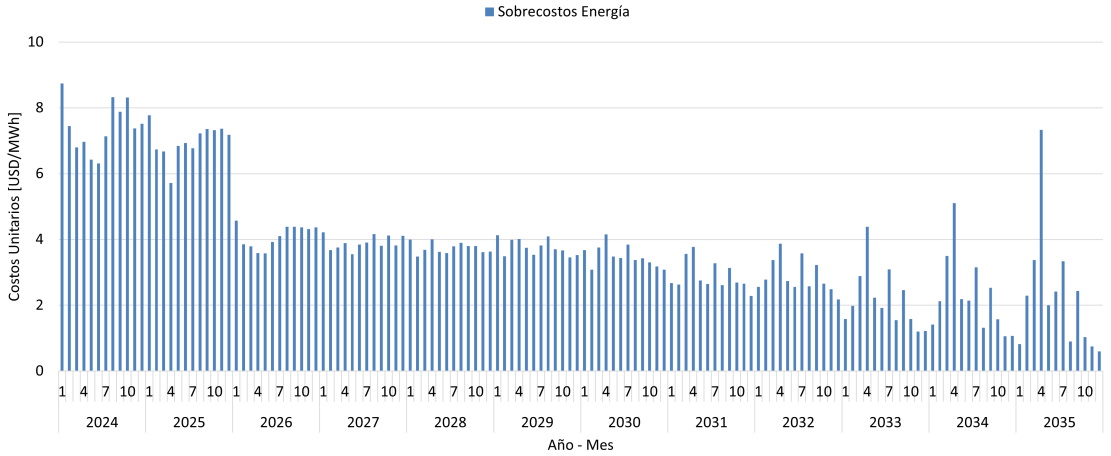


Figura G.9: Proyección de Sobrecostos por Energía para el escenario 2.

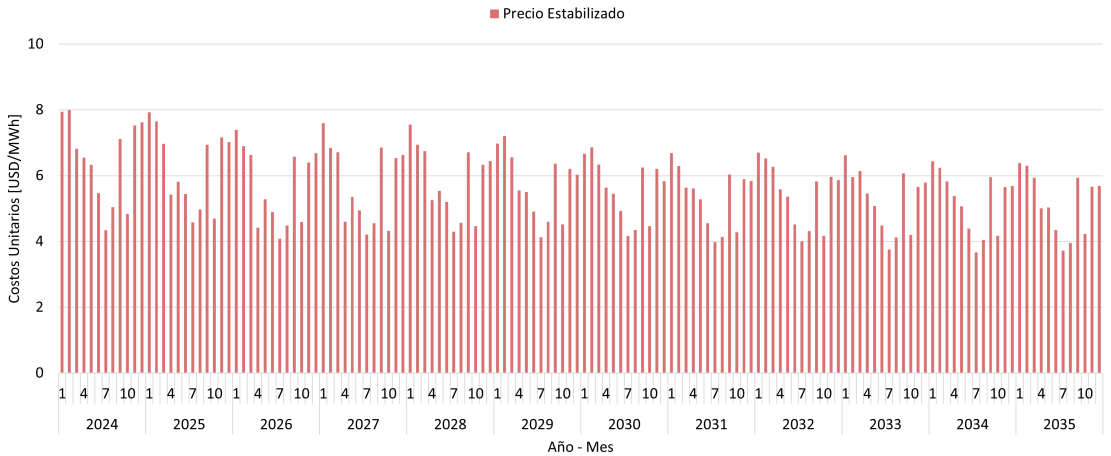


Figura G.10: Proyección de Compensación por Precio Estabilizado para el escenario 2.

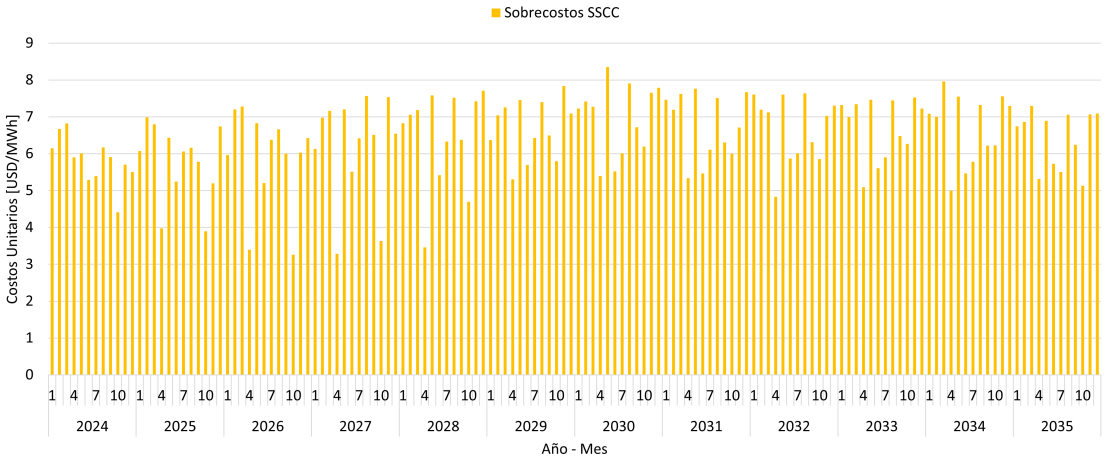
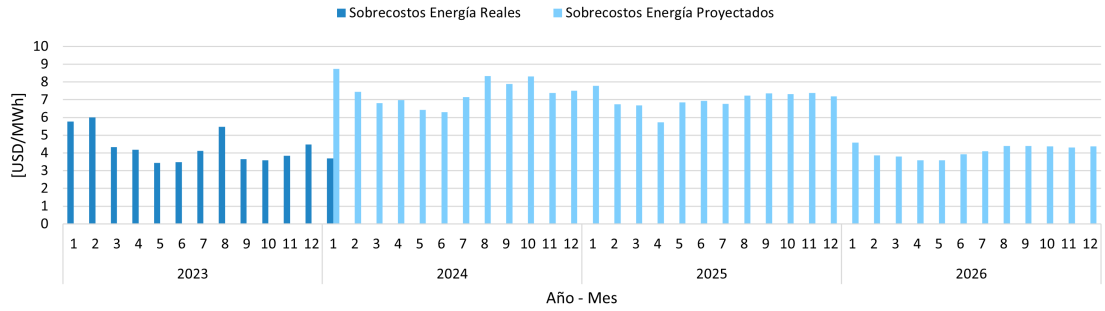
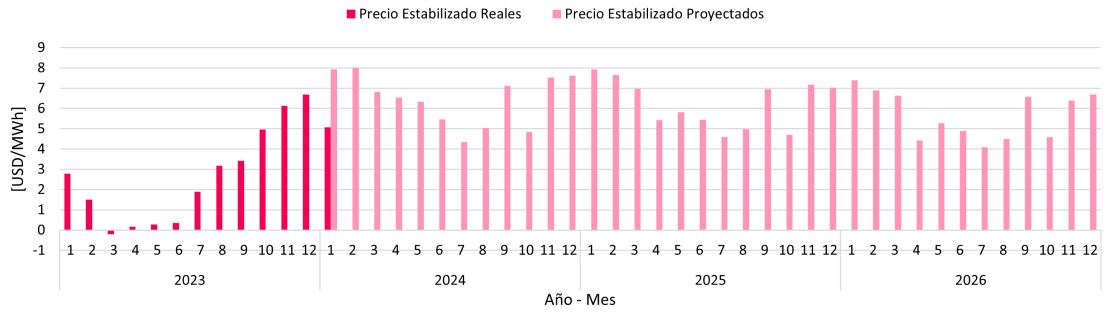


Figura G.11: Proyección de Sobrecostos por SSCC para el escenario 2.



(a) Comparación Sobrecostos Energía.



(b) Comparación Compensación Precio Estabilizado.

Figura G.12: Comparación de resultados del escenario 2 con datos reales.

G.3. Escenario 3

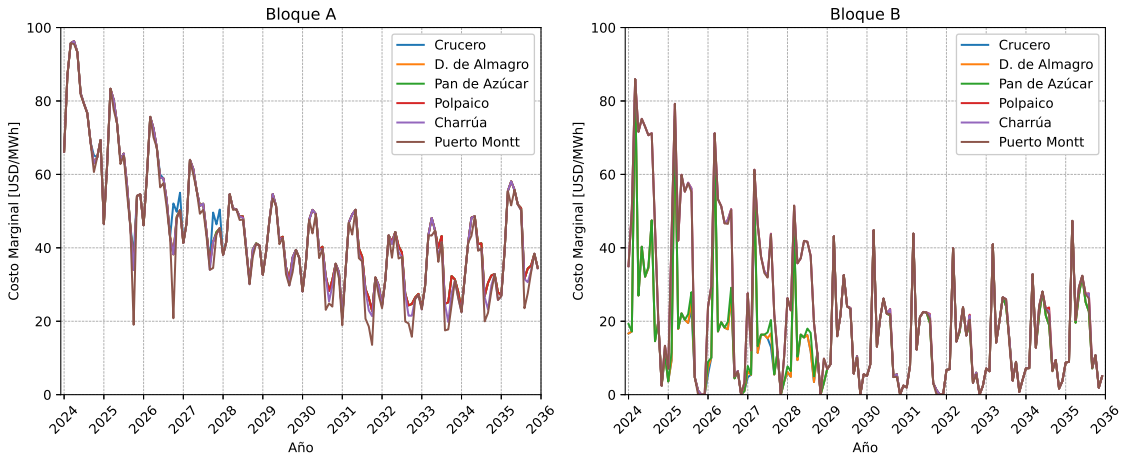


Figura G.13: Promedio mensual de costos marginales para el escenario 3.

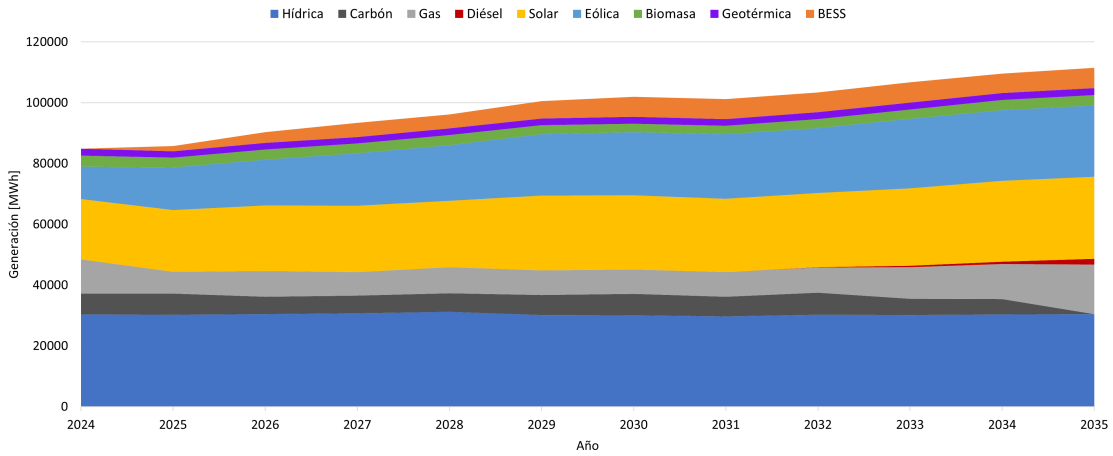


Figura G.14: Generación anual por tecnología para el escenario 3.

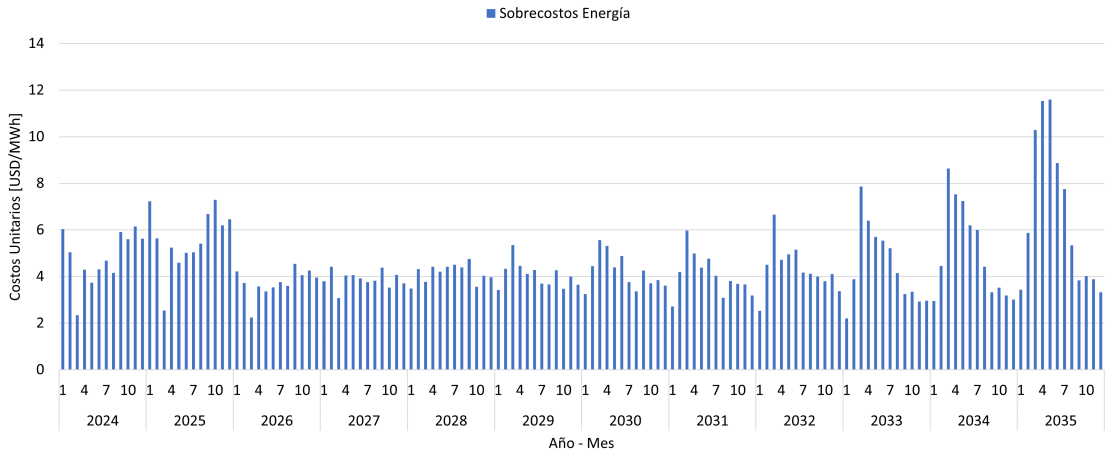


Figura G.15: Proyección de Sobrecostos por Energía para el escenario 3.

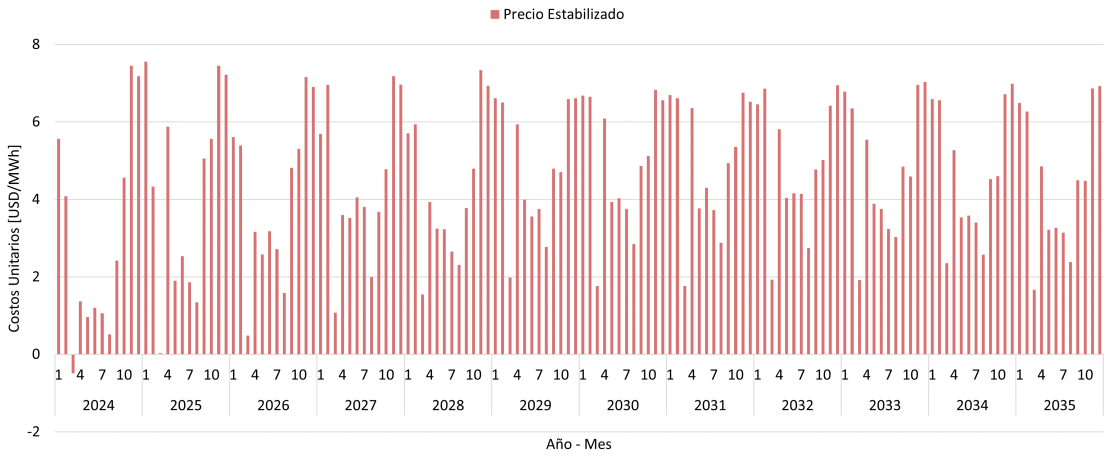


Figura G.16: Proyección de Compensación por Precio Estabilizado para el escenario 3.

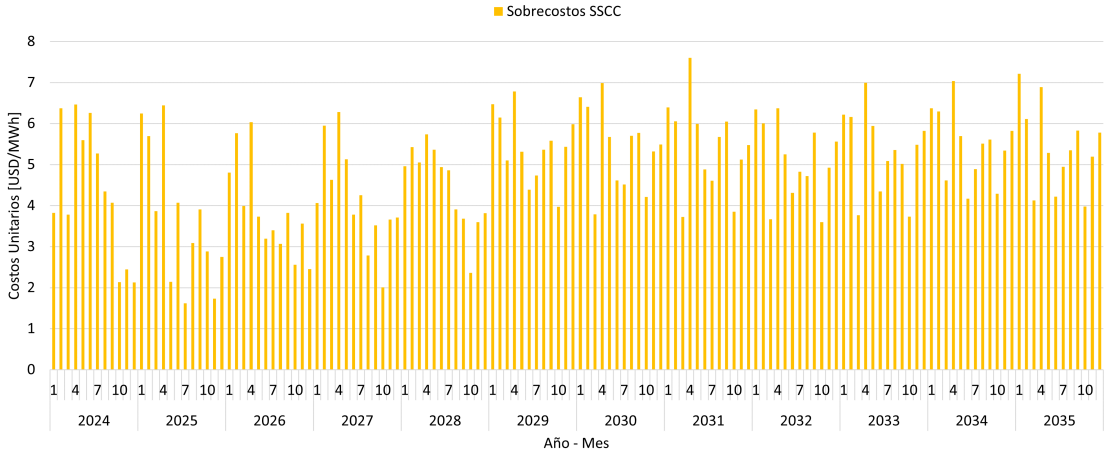
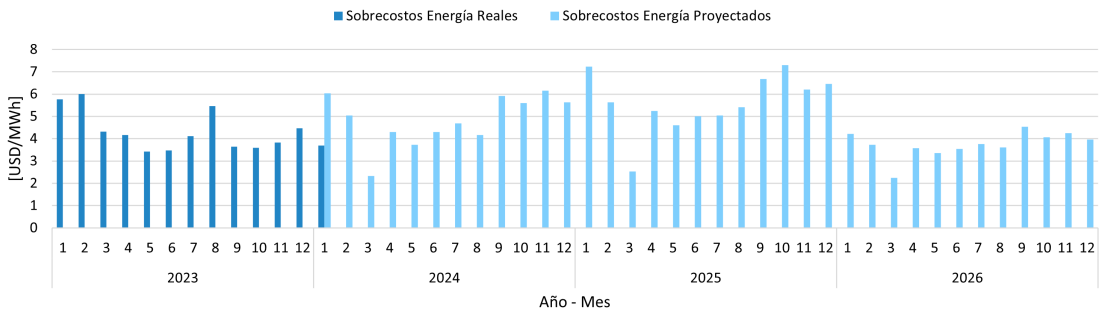
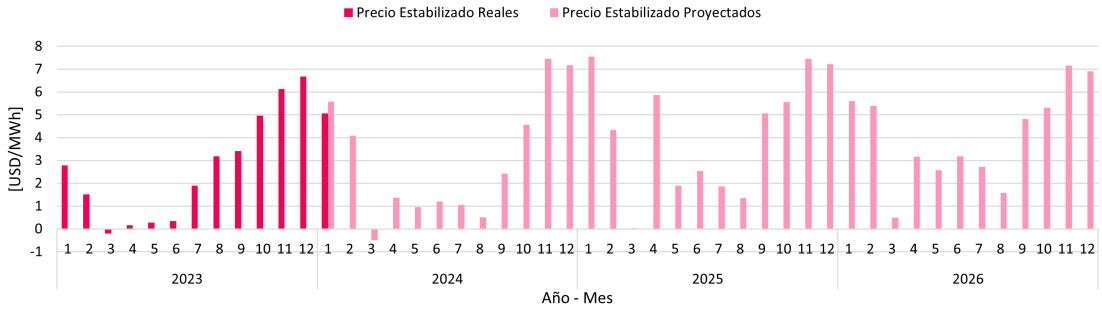


Figura G.17: Proyección de Sobrecostos por SSCC para el escenario 3.



(a) Comparación Sobrecostos Energía.



(b) Comparación Compensación Precio Estabilizado.

Figura G.18: Comparación de resultados del escenario 3 con datos reales.

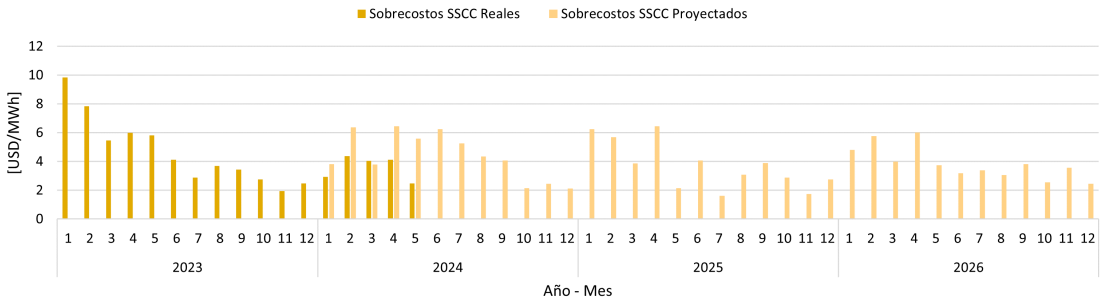


Figura G.19: Comparación Sobrecostos por SSCC del escenario 3 con datos reales.

G.4. Escenario 4

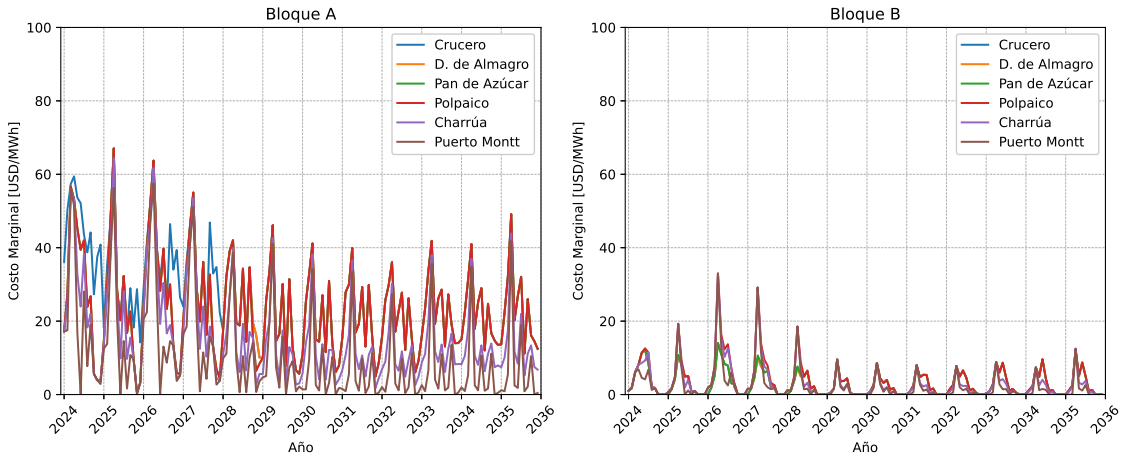


Figura G.20: Promedio mensual costos marginales para el escenario 4.

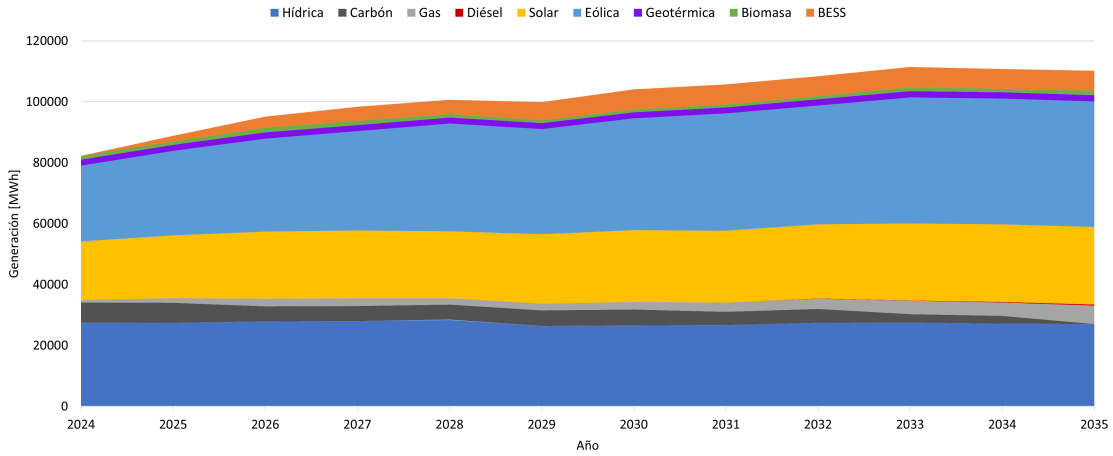


Figura G.21: Generación anual por tecnología para el escenario 4.

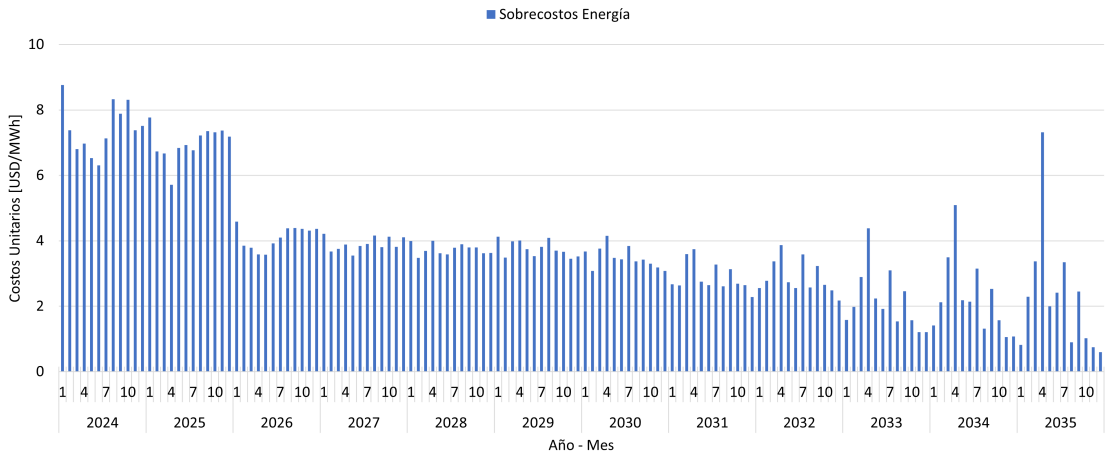


Figura G.22: Proyección de Sobrecostos por Energía para el escenario 4.

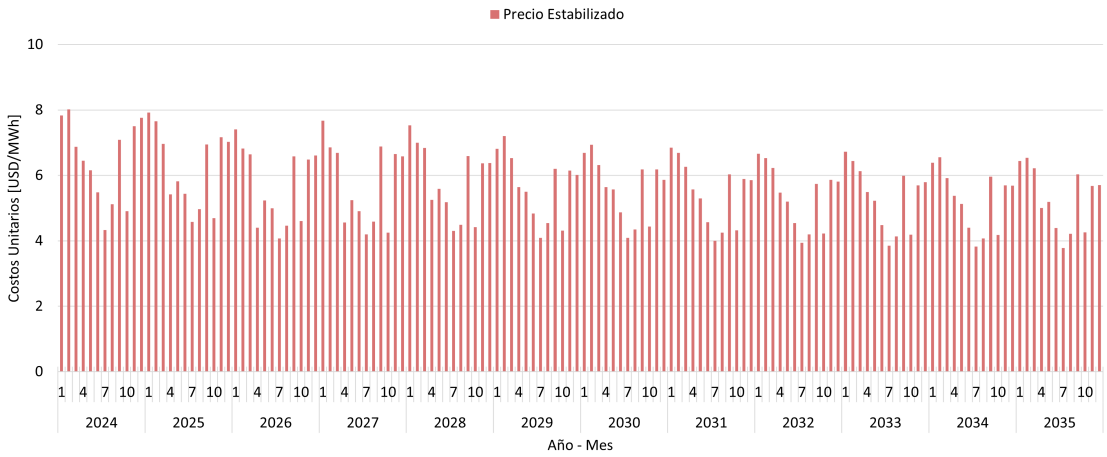


Figura G.23: Proyección de Compensación por Precio Estabilizado para el escenario 4.

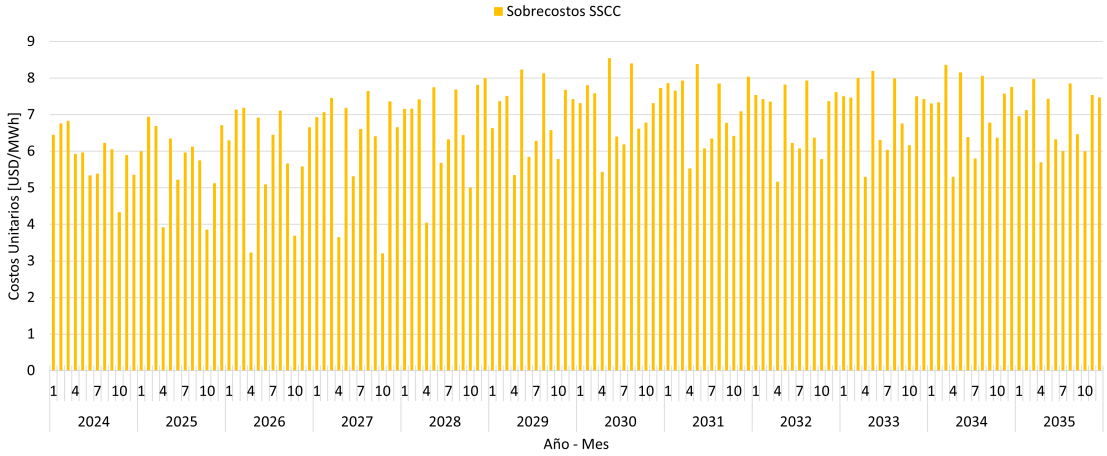
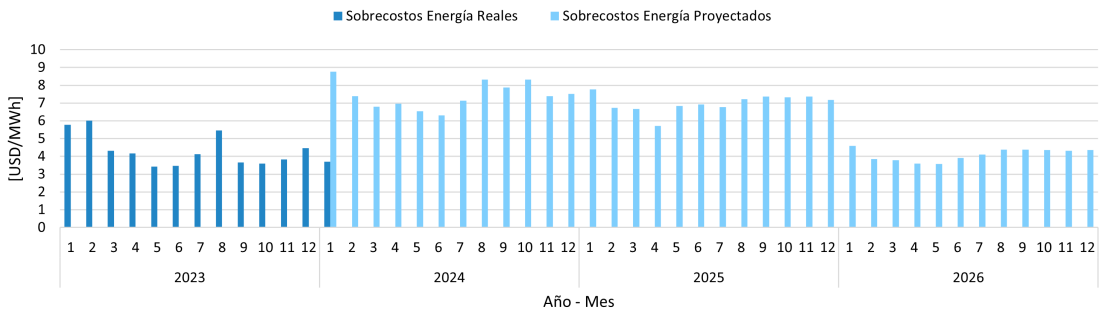
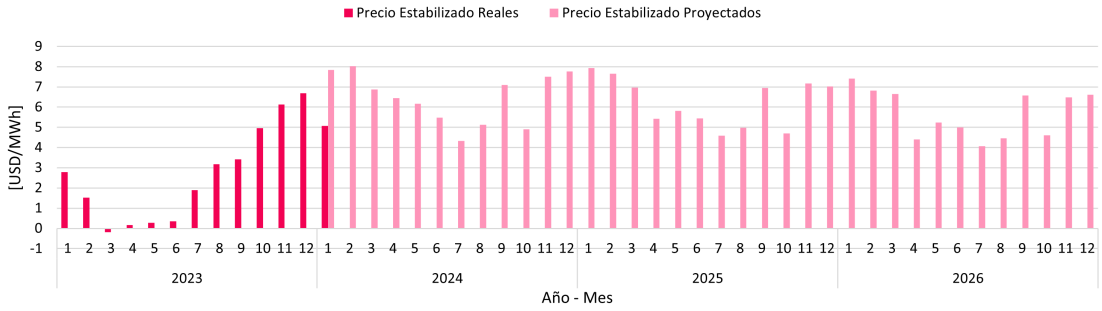


Figura G.24: Proyección de Sobrecostos por SSCC para el escenario 4.



(a) Comparación Sobrecostos Energía.



(b) Comparación Compensación Precio Estabilizado.

Figura G.25: Comparación de resultados del escenario 4 con datos reales.

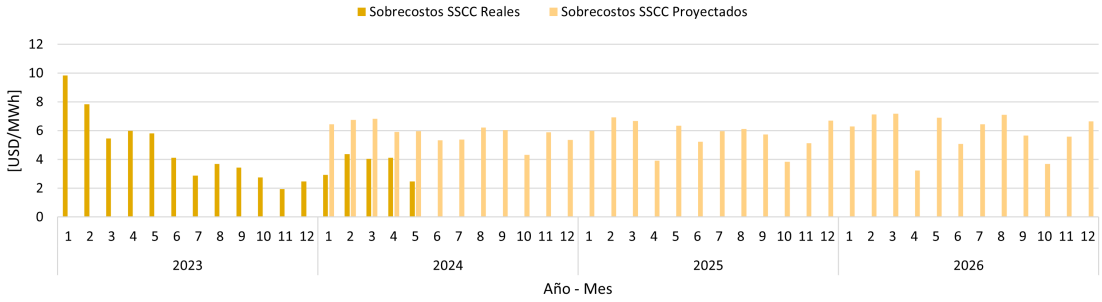


Figura G.26: Comparación Sobrecostos por SSCC del escenario 4 con datos reales.

G.5. Escenario 5

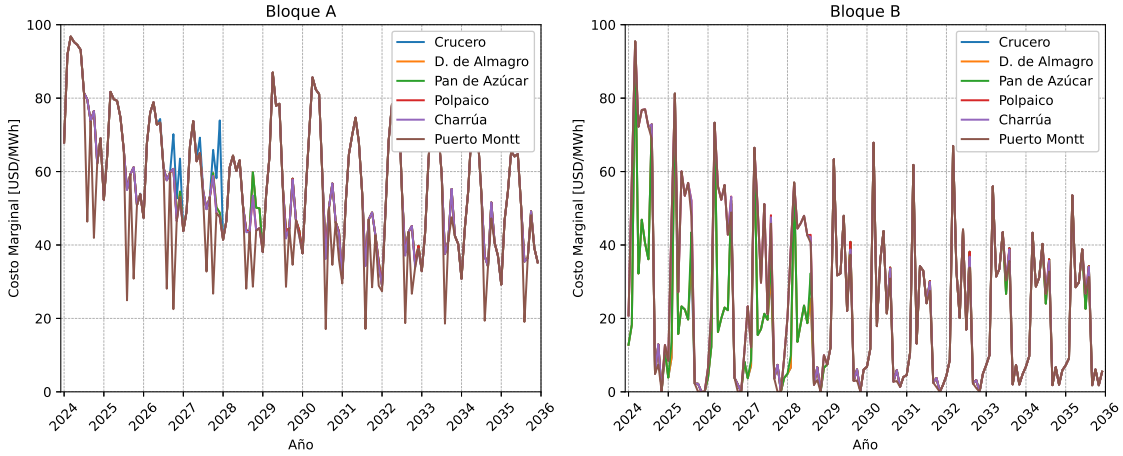


Figura G.27: Promedio mensual de costos marginales para el escenario 5.

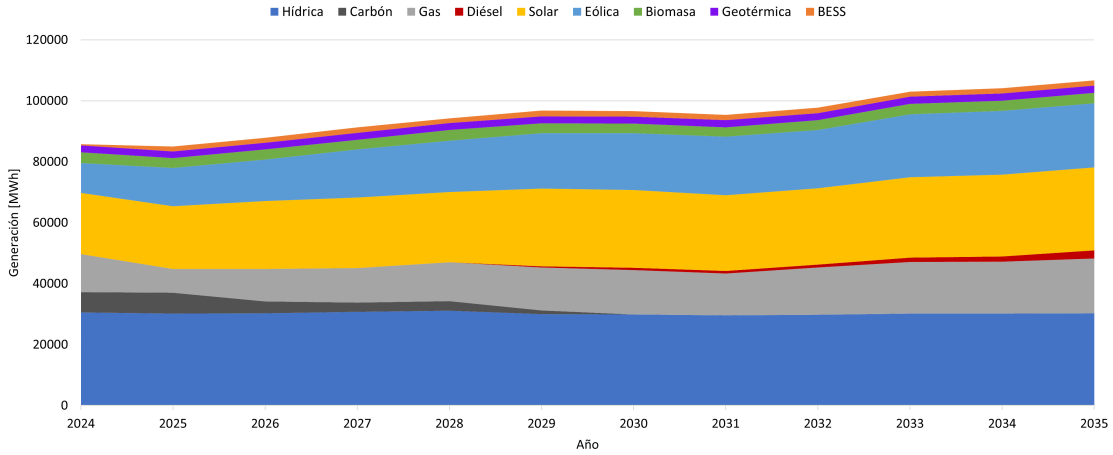


Figura G.28: Generación anual por tecnología para el escenario 5.

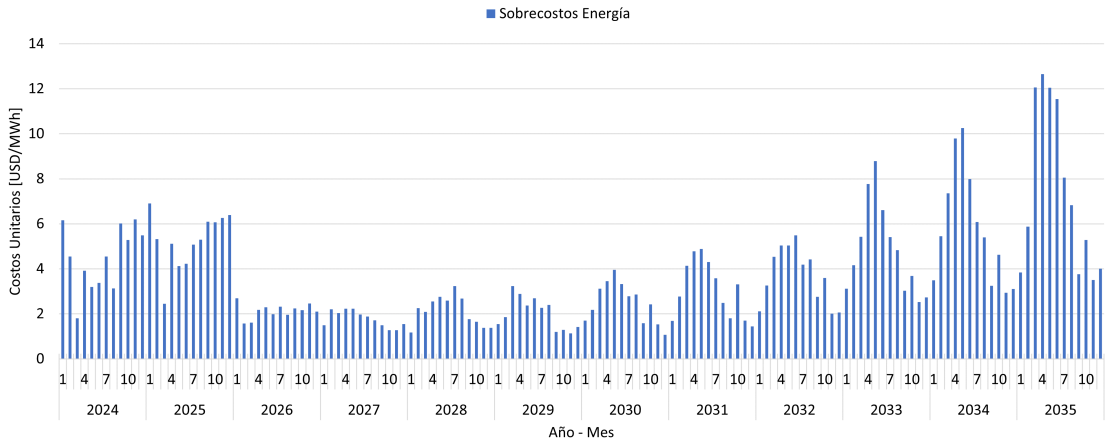


Figura G.29: Proyección de Sobrecostos por Energía para el escenario 5.

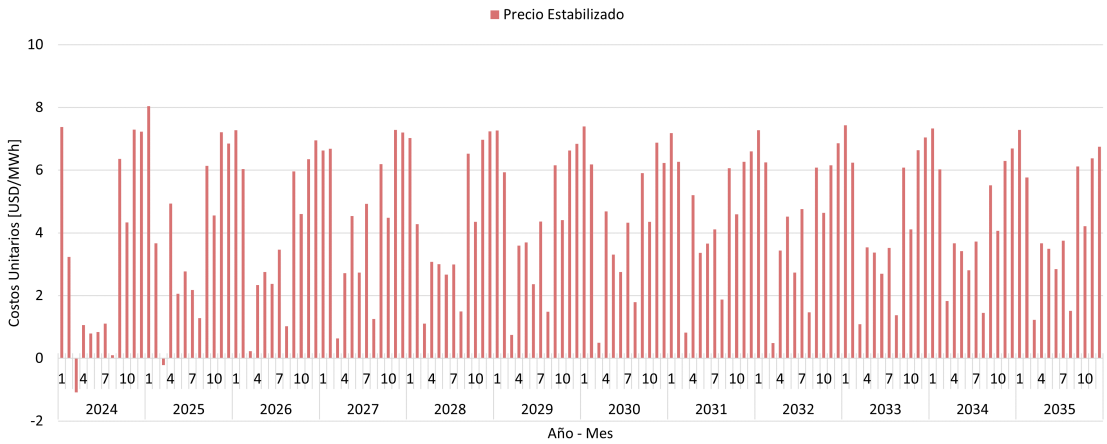


Figura G.30: Proyección de Compensación por Precio Estabilizado para el escenario 5.

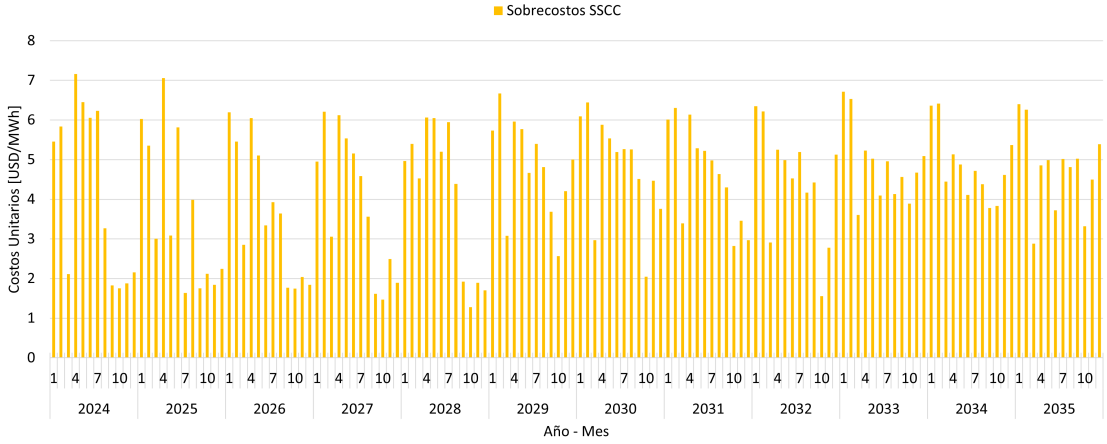
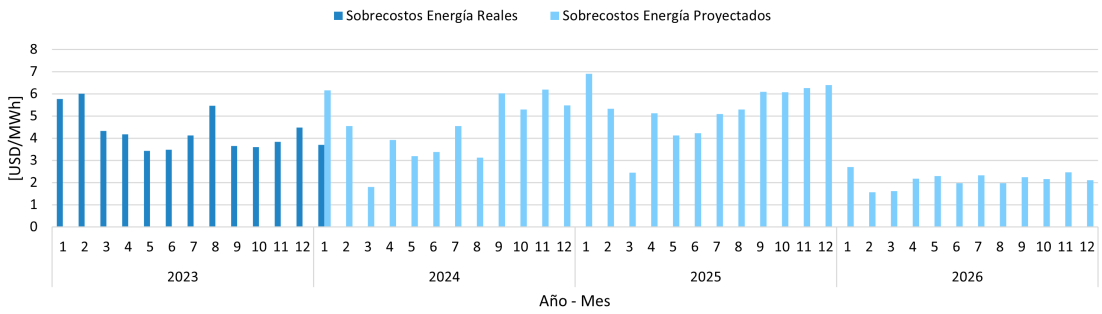
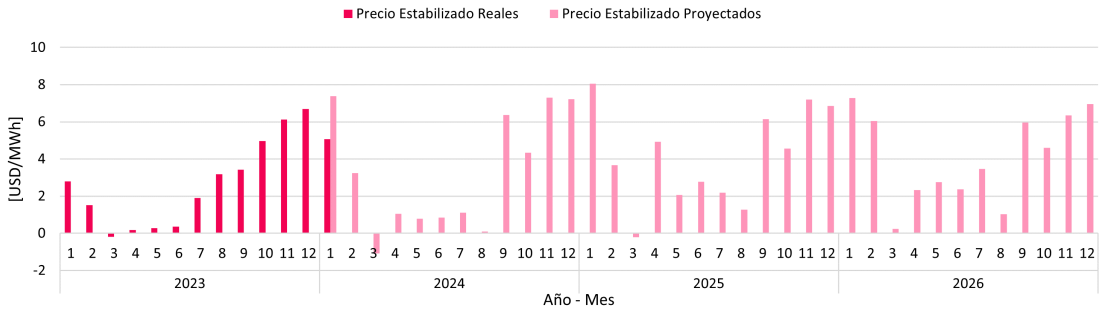


Figura G.31: Proyección de Sobrecostos por SSCC para el escenario 5.



(a) Comparación Sobrecostos Energía.



(b) Comparación Compensación Precio Estabilizado.

Figura G.32: Comparación de resultados del escenario 5 con datos reales.

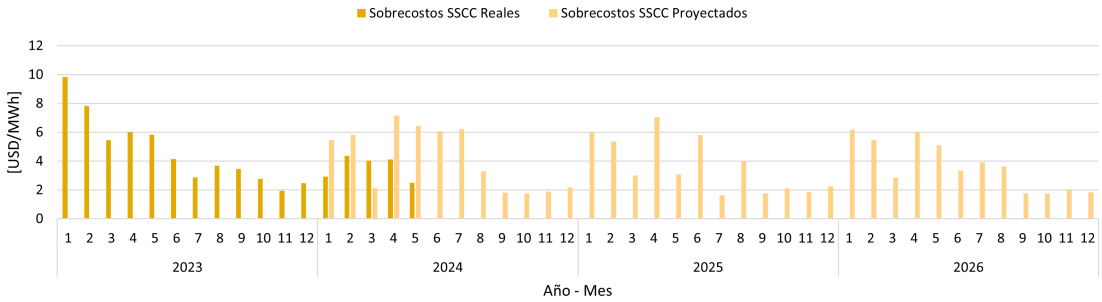


Figura G.33: Comparación Sobrecostos por SSCC del escenario 5 con datos reales.

G.6. Escenario 6

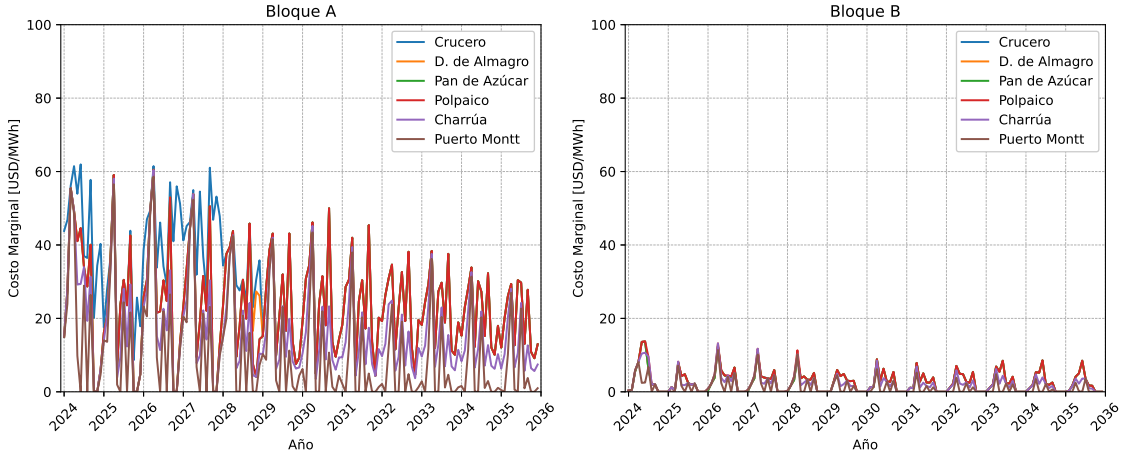


Figura G.34: Promedio mensual costos marginales para el escenario 6.

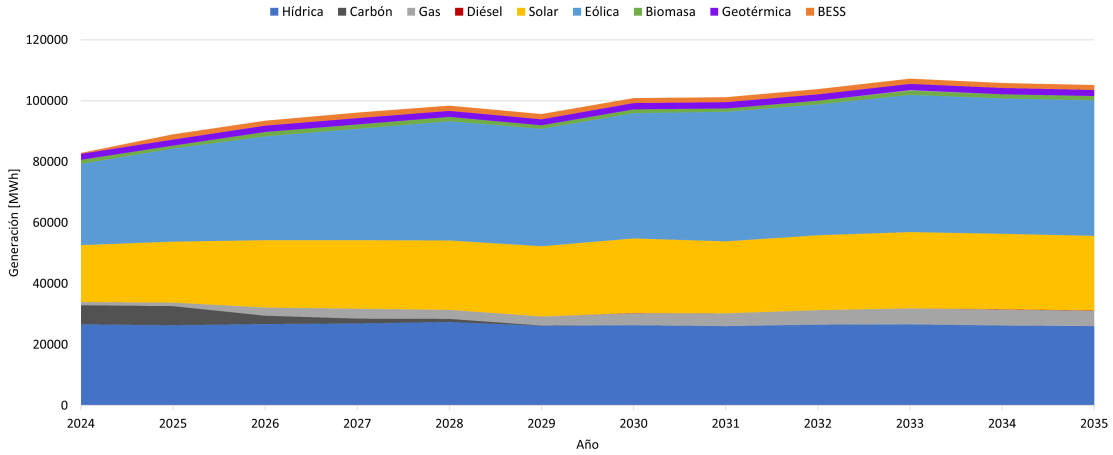


Figura G.35: Generación anual por tecnología para el escenario 6.

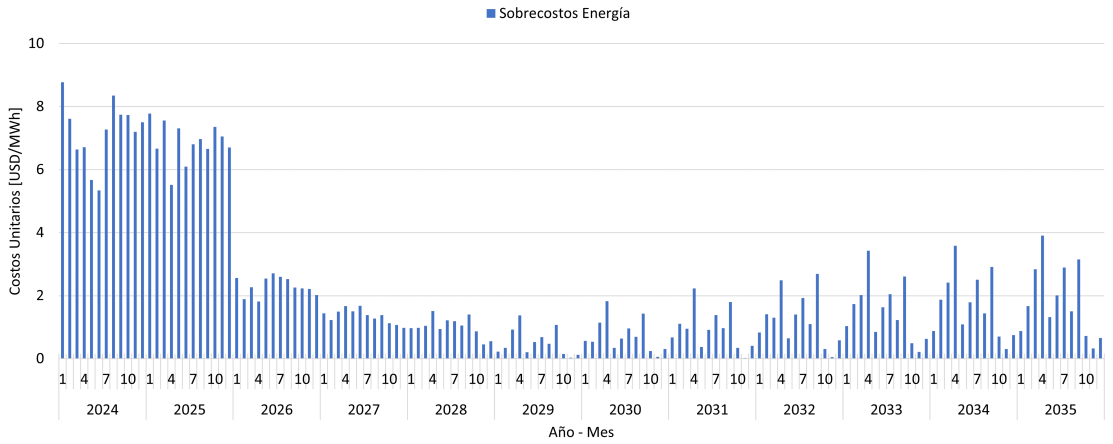


Figura G.36: Proyección de Sobrecostos por Energía para el escenario 6.

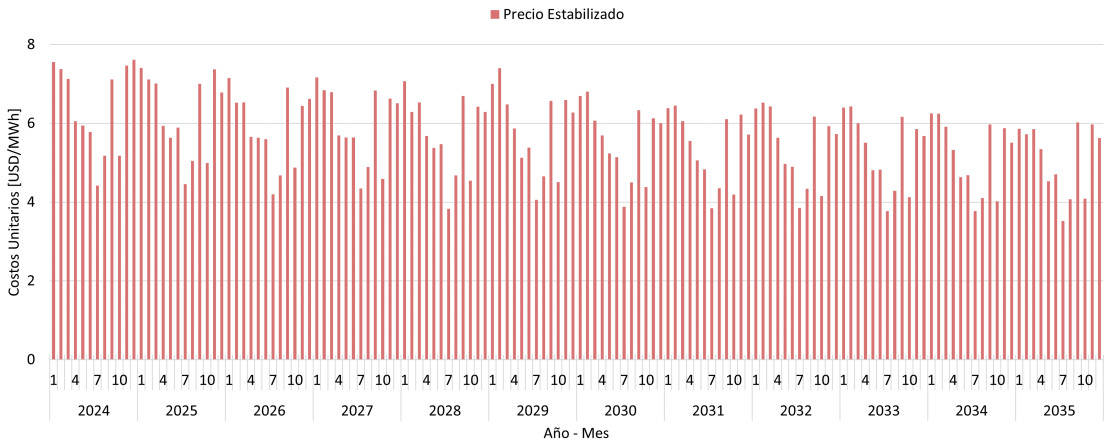


Figura G.37: Proyección de Compensación por Precio Estabilizado para el escenario 6.

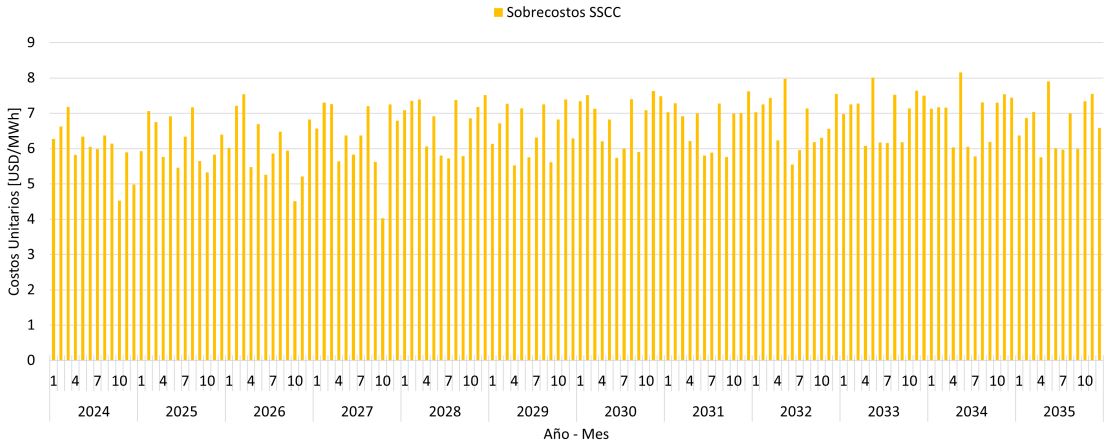
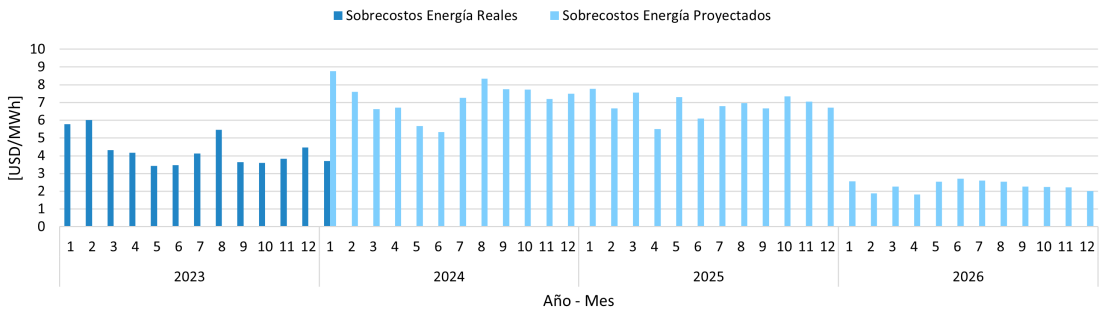
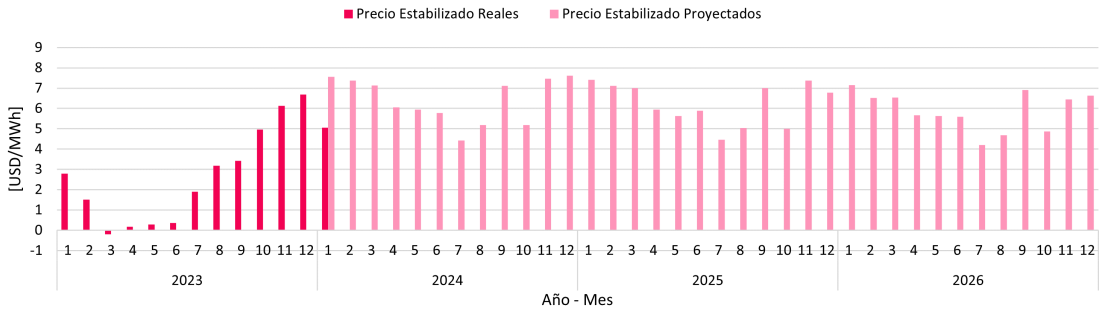


Figura G.38: Proyección de Sobrecostos por SSCC para el escenario 6.



(a) Comparación Sobrecostos Energía.



(b) Comparación Compensación Precio Estabilizado.

Figura G.39: Comparación de resultados del escenario 6 con datos reales.

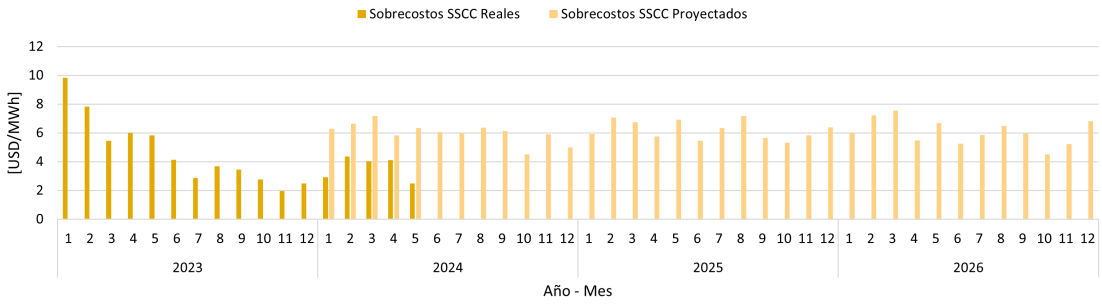


Figura G.40: Comparación Sobrecostos por SSCC del escenario 6 con datos reales.

G.7. Escenario 7

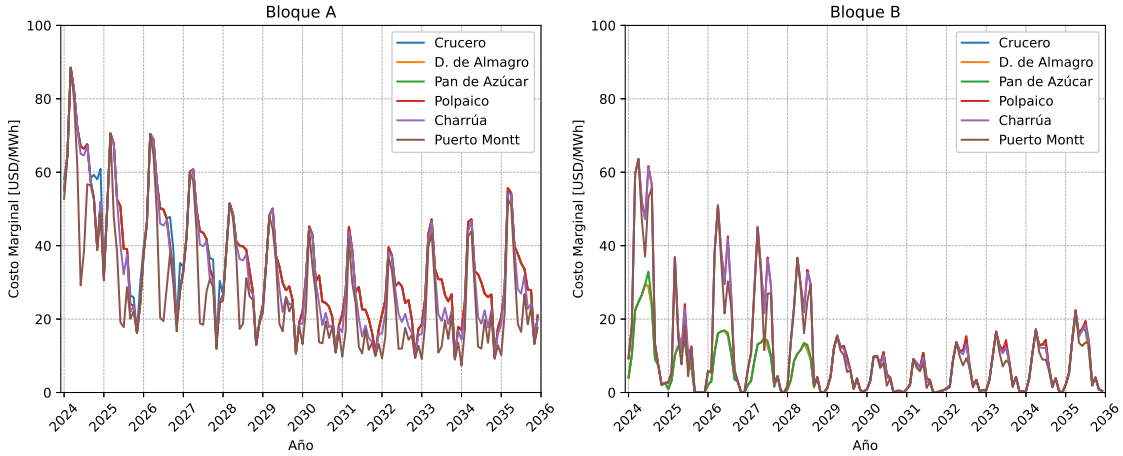


Figura G.41: Promedio mensual costos marginales para el escenario 7.

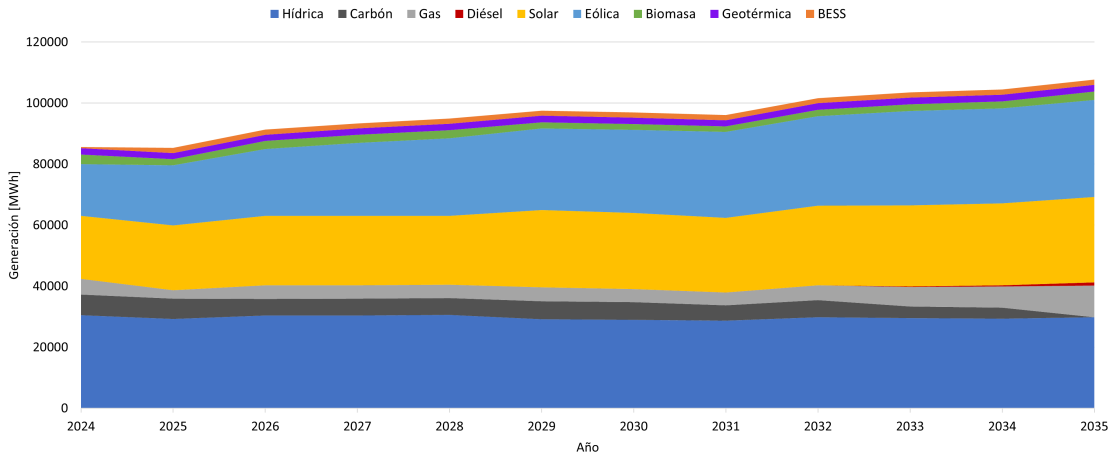


Figura G.42: Generación anual por tecnología para el escenario 7.

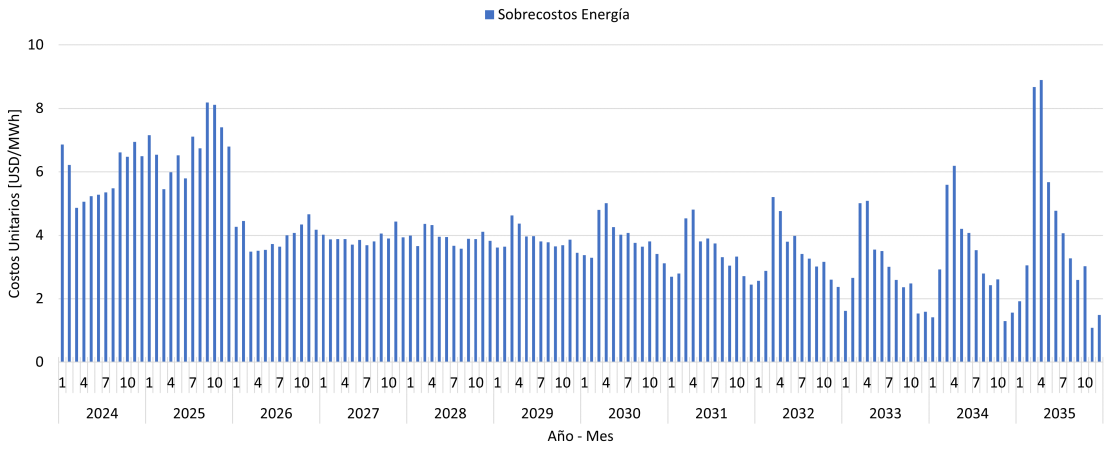


Figura G.43: Proyección de Sobrecostos por Energía para el escenario 7.

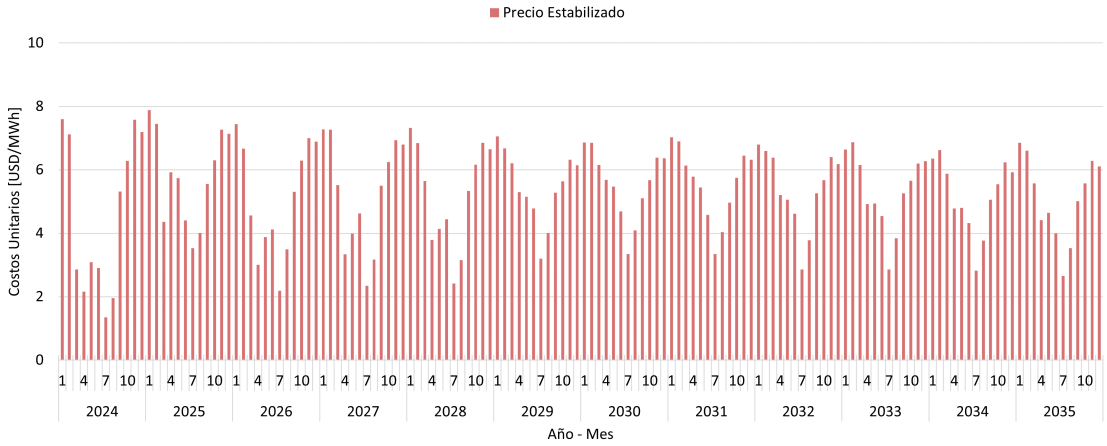


Figura G.44: Proyección de Compensación por Precio Estabilizado para el escenario 7.

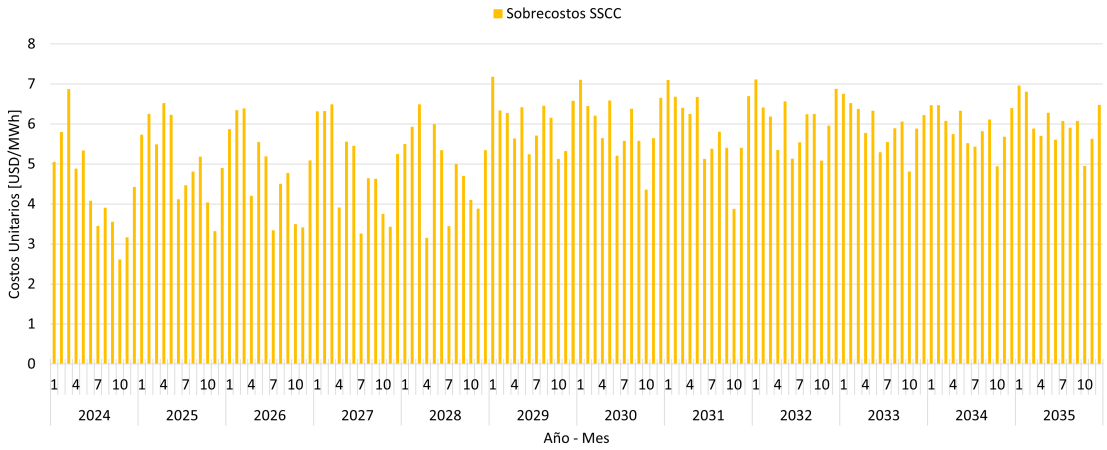


Figura G.45: Proyección de Sobrecostos por SSCC para el escenario 7.

Bibliografía

[1] Comisión Nacional de Energía. Mesa de Diálogo Público-Privado: Informe de Mercado de Corto Plazo. https://www.cne.cl/nuestros-servicios/mesa-publico-privada-mercado-de-corto-plazo/, Ene. 2023.

[2] Coordinador Eléctrico Nacional. Propuesta de Expansión de la Transmisión: Proceso de Planificación de la Transmisión 2023. https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-expansion-transmision-2023/propuesta-2023/informe-2023/, Ene, 23. 2023.

[3] Alejandro Garcés Ruiz. *Optimización convexa: Aplicaciones en operación y dinámica de sistemas de potencia*. Universidad Tecnologíca de Pereira, 2020.

[4] PSR Energy Consulting and Analytics. Identificación y Propuestas de Mecanismos para Recuperación de Costos Fijos de Operación Informe Final. https://generadoras.cl/media/page-files/1439/Informe%20final%20Estudio%20Costos%20Fijos.pdf, Jul. 2020.

[5] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Ley General de Servicios Eléctricos en Materia de Energía Eléctrica. https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171, Feb, 05. 2007.

[6] Ministerio de Energía. Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1140253, Dic, 20. 2019.

[7] Comisión Nacional de Energía. Norma Técnica de Coordinación y Operación. https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/, Ago. 2021.

[8] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación. https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=246461, Ene, 17. 2006.

[9] Ministerio de Energía. Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala. https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1150437, Oct, 08. 2020.

[10] Comisión Nacional de Energía. Resolución Exenta N°442: Informe de Definición de Servicios Complementarios, Nov, 23. 2020.

[11] Ministerio de Energía. Decreta medidas preventivas que indica de acuerdo a lo dispuesto en artículo 163° de la Ley General de Servicios Eléctricos. https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1163931, Ago, 18. 2021.

[12] Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento AG. Estadísticas Sector de Generación de Energía Eléctrica Renovable. https://www.acera.cl/centro-de-informacion/, Ene, 01. 2024.

[13] Ministerio del Medio Ambiente. Ley Marco De Cambio Climático. https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1177286, Ene, 13. 2022.

[14] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos Respecto de la Generación de Energía con Fuentes de Energías Renovables No Convencionales. https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=270212, Oct, 22. 2013.

[15] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Propicia la Ampliación de la Matriz Energética, Mediante Fuentes Renovables No Convencionales. https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1055402, Oct, 22. 2013.

[16] Ministerio de Energía. Plan de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón. Documento Final Recopilatorio. Editado por Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, May. 2020.

[17] Coordinador Eléctrico Nacional. Reporte PMGD Octubre 2023. https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/pequenos-medios-generacion-distribuida/reportes-mensuales-pmgd/2023-reportes-mensuales-pmgd/, Oct. 2023.

[18] Comisión Nacional de Energía. PNCP Primer Semestre 2023 - Resolución Exenta N°349. https://www.cne.cl/tarificacion/electrica//, Ago, 04. 2023.

[19] Coordinador Eléctrico Nacional. Apéndice I - Proyección de Demanda. https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-expansion-transmision-2023/propuesta-2023/anexos-propuesta-2023/, Dic. 2022.

[20] Coordinador Eléctrico Nacional. Apéndice II - Plan de Obras de Generación 2022. https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision/propuesta-expansion-transmision-2023/propuesta-2023/anexos-propuesta-2023/, Dic. 2022.

[21] Dirección Meterológica de Chile. Reporte Anual de la Evolución del Clima en Chile. https://climatologia.meteochile.gob.cl/application/publicaciones/documentoPdf/reporteEvolucionClima/reporteEvolucionClima2022.pdf, May. 2023.

[22] Comisión Nacional de Energía. Norma Técnica de Servicios Complementarios. https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/, Dic. 2019.

[23] Coordinador Eléctrico Nacional. Informe de Servicios Complementarios Año 2024. https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/ano-2024/, Dic, 28. 2023.

[24] Coordinador Eléctrico Nacional. Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas - Informe Final. https://www.coordinador.cl/operacion/

documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/2018-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/, Dic. 2018.

[25] Coordinador Eléctrico Nacional. Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas - Informe Final. https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/2019-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/, Oct. 2019.

[26] Coordinador Eléctrico Nacional. Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas - Parte 1 Informe Final. https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/2020-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/, Jun. 2020.

[27] Coordinador Eléctrico Nacional. Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas - Parte 1 Informe Final. https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/2021-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/, Jun. 2021.

[28] Coordinador Eléctrico Nacional. Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas - Parte 1 Informe Final. https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/2022-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/, Jun. 2022.

[29] Coordinador Eléctrico Nacional. Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas - Parte 1 Informe Final. https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/2023-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/, Jun. 2023.

[30] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.

[31] Comisión Nacional de Energía. PNCP Primer Semestre 2023 - Resolución Exenta N°619. https://www.cne.cl/tarificacion/electrica//, Dic, 15. 2023.

[32] Daniela. Hastie Trevor. Tibshirani Robert James, Gareth. Witten and Jonathan Taylor. *An Introduction to Statistical Learning with Applications in Python*. Springer, 2023.

[33] Oliver Schmidt, Sylvain Melchior, Adam Hawkes, and Iain Staffell. Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies. *Joule*, 3(1):81–100, 2019.

[34] Ministerio de Energía. Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027. https://energia.gob.cl/pelp, Ago, 30. 2022.

[35] National Renewable Energy Laboratory. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update. https://www.nrel.gov/, Jun. 2023.

[36] Lazard. 2023 Levelized Cost Of Energy+. https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/, Abr. 2023.

[37] Coordinador Eléctrico Nacional. Procedimiento: Valorización y Remuneración de Reserva Hídrica. https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-de-la-programacion-de-la-operacion/reserva-hidrica-estudios-de-la-programacion-de-la-operacion/, Sep, 07. 2022.