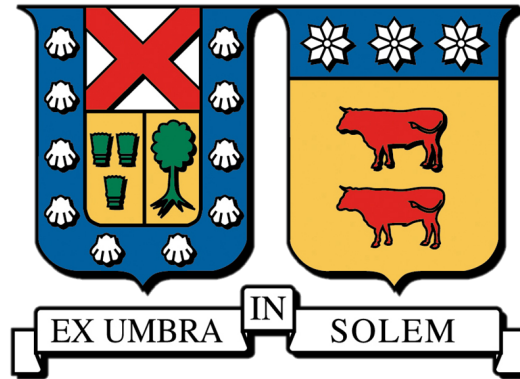


Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Santiago, Chile, 10 Julio 2025



Análisis comparativo del cálculo de los costos marginales en el mercado eléctrico chileno con y sin vinculación multi-período interhorario para el año 2043

David Eduardo Sanhueza Ávila

Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil Electricista

Profesores guía:
Rodrigo Rozas Valderrama (UTFSM)



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título; ☐ Tesis de Postgrado;

Título del trabajo: Análisis comparativo del cálculo de los costos marginales en el mercado eléctrico chileno con y sin vinculación multi-período interhorario para el año 2043

Nombre del candidato(a): David Eduardo Sanhueza Avila

Carrera / Grado: Ingeniería civil eléctrica

Campus: Santiago San Joaquín ; **Departamento:** Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Rodrigo Rozas, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

☒ El trabajo **NO contiene información que amerite confidencialidad** y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por:

☐ 6 meses; ☐ 12 meses; ☐ 2 años; ☐ 3 años; ☐ 5 años; ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 2/09/2025

; Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 2/09/2025

; Firma:

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

“El éxito es la capacidad de ir de fracaso en fracaso sin perder el entusiasmo.” - Winston Churchill

Agradecimientos

A mis padres

En primer lugar a mi madre **Genoveva** la cual me enseñó la disciplina y el esfuerzo para poder salir adelante incluso en los tiempos mas complejos. A mi padre **Gustavo** el cual siempre me enseñó lo difícil que puede ser la vida, a valirme por mi mismo, y a ser un hombre trabajador. Sé que te hubiera encantado poder estar presente.

A mis hermanos

Andrés, Patricio, Gustavo, Malibeth y una mención a mi hermano adoptivo **Luis**, por siempre apoyarme en todas las etapas de mi vida, y ser un ejemplo de como ser personas que siempre intentan hacer las cosas bien, por enseñarme que la dedicación a las cosas trae frutos y que siempre se puede mejorar durante tu vida incluso en los peores momentos.

Agradecer a mis amigos

A mis amigos, los cuales siempre estuvieron ahí apoyándome durante este proceso, y a los amigos que conocí durante el camino en mi etapa universitaria por ser parte de esto.

Abstract

This study analyzes locational marginal costs in the Chilean National Electric System (SEN) under two pricing approaches: with and without multi-period intertemporal linkage. Given the ongoing energy transition towards non-conventional renewable energy sources (NCRES), whose intermittency imposes greater flexibility requirements on system operations, a projected scenario for 2043 is examined using simulations based on official data from the Ministry of Energy.

A quantitative methodology is applied using the LGPLAN© tool, simulating typical days for each month of the year. The study evaluates the effect of implementing temporally locational marginal prices (TLMP) on the net revenues of market participants, focusing on thermal power plants and energy storage systems with different operational constraints.

The results show that TLMP introduce differentiated impacts across technologies. In particular, power plants with low ramp rates and short-duration energy storage systems (4h) exhibit significant reductions in net revenues compared to the traditional LMP scheme. Conversely, storage systems with longer durations (12h) tend to benefit. These outcomes are consistent throughout the year, with variations observed depending on seasonal demand patterns and system flexibility needs.

The analysis highlights the relevance of ramping constraints and state-of-charge conditions in shaping price signals under TLMP, emphasizing the importance of flexibility in future system operations and tariff design.

Resumen

Este estudio analiza los costos marginales locacionales en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile bajo dos esquemas tarifarios: con y sin vinculación multiperíodo intertemporal. En el contexto de la transición energética hacia fuentes renovables no convencionales (ERNC), cuya intermitencia impone mayores exigencias de flexibilidad, se evalúa un escenario proyectado para el año 2043 mediante simulaciones con datos oficiales del Ministerio de Energía.

Se adopta una metodología cuantitativa utilizando la herramienta **LGPLAN**[®], simulando días típicos de cada mes del año. El estudio evalúa el impacto de implementar costos marginales locacionales temporales (TLMP) sobre los ingresos netos de los participantes del mercado, con énfasis en centrales térmicas y sistemas de almacenamiento con diferentes restricciones operativas.

Los resultados muestran que el esquema TLMP genera impactos diferenciados según la tecnología. Particularmente, las centrales con bajas tasas de rampa y los sistemas de almacenamiento de corta duración (4h) presentan disminuciones significativas en sus ingresos netos respecto al esquema LMP tradicional, mientras que los sistemas de mayor duración (12h) tienden a beneficiarse. Estos efectos se mantienen a lo largo del año, con variaciones influenciadas por la estacionalidad y las necesidades de flexibilidad del sistema.

El análisis demuestra la relevancia de las restricciones de rampa y del estado de carga en la formación de precios bajo TLMP, subrayando la importancia de considerar la flexibilidad operativa en el diseño tarifario futuro.

Tabla de Contenidos

Resumen	III
1 Introducción	1
2 Objetivos y Alcances	4
2.1 Objetivo general	5
2.2 Objetivos específicos	5
3 Estado del arte	6
3.1 Mercado eléctrico	7
3.1.1 Mercado de generación	8
3.2 Revisión situación internacional	9
3.2.1 Costos marginales multi-período (TLMP)	15
3.2.2 Ingresos Netos	20
4 Metodología	21
4.1 Descripción archivos de LGPLAN ®	22
4.2 Elección del escenario para la base de datos	24
4.3 Adaptación para la base de datos de LGPLAN	26
4.3.1 Barras y demanda	26
4.3.2 Transmisión	27
4.3.3 Generación	29
4.4 Simulación y extracción de resultados	34
5 Resultados y análisis	35
5.1 Cuatrimestre enero-abril	36
5.1.1 Enero	36
5.1.2 Febrero	36
5.1.3 Marzo	37

5.1.4	Abril	38
5.1.5	Resumen operacional primer cuatrimestre	38
5.1.6	Ingresos netos	39
5.1.7	Revisión de comportamiento TLMP en los agentes afectados	41
5.2	Cuatrimstre mayo-agosto	43
5.2.1	Mayo	43
5.2.2	Junio	44
5.2.3	Julio	44
5.2.4	Agosto	45
5.2.5	Resumen operacional segundo cuatrimestre	45
5.2.6	Ingresos netos	46
5.2.7	Revisión de comportamiento TLMP en los agentes afectados	48
5.3	Cuatrimstre septiembre-diciembre	50
5.3.1	Septiembre	50
5.3.2	Octubre	51
5.3.3	Noviembre	51
5.3.4	Diciembre	52
5.3.5	Resumen operacional tercer cuatrimestre	52
5.3.6	Ingresos netos	53
5.3.7	Revisión de comportamiento TLMP en los agentes afectados	54
5.4	Consolidado anual	57
6	Conclusiones y Recomendaciones	61
6.1	Conclusiones	61
6.2	Recomendaciones y trabajos futuros	63
7	Anexos	66
7.1	Formulación de precios para los agentes	66
7.1.1	Modelo para centrales con capacidad de rampa.	66
7.2	Primer cuatrimestre	70
7.2.1	Perfil de generación y costos marginales	70
7.2.2	Ingresos netos	71
7.3	Segundo cuatrimestre	72
7.3.1	Perfil de generación y costos marginales	72
7.3.2	Ingresos netos	73
7.4	Tercer cuatrimestre	74
7.4.1	Perfil de generación y costos marginales	74

7.4.2 Ingresos netos	75
7.5 Consolidado anual	76

Lista de Tablas

3.1	Cuadro comparativo entre los mercados de CAISO, PJM y AEMO	15
4.1	Tabla que muestra los archivos que utiliza el programa para realizar la simulación LGPLAN	22
4.2	Muestra las barras incluidas en la PELP. Fuente: [20]	26
4.3	Costos variables utilizados para cada central de tipo térmica. Fuente: [20]	31
4.4	Potencia instalada y porcentaje de participación por tecnología. Fuente: Elabo- ración propia basado en [20]	32
4.5	ratio de tasa de toma de carga para cada tecnología. Fuente: Elaboración propia basado en [19]	33
5.1	Ingresos netos para los agentes afectados por el TLMP en la red (en cientos de millones de dólares).	39
5.2	Variación absoluta de ingresos netos de los agentes afectados por el TLMP	40
5.3	Variación porcentual de ingresos netos de los agentes afectados por el TLMP	40
5.4	Ingresos netos para los agentes afectados por el TLMP en la red (en cientos de millones de dólares).	46
5.5	Variación absoluta de ingresos netos de los agentes afectados por el TLMP	47
5.6	Variación porcentual de ingresos netos de los agentes afectados por el TLMP	47
5.7	Ingresos netos para los agentes afectados por el TLMP en la red (en cientos de millones de dólares).	53
5.8	Variación porcentual de ingresos netos de los agentes afectados por el TLMP	53
5.9	Variación porcentual de ingresos netos de los agentes afectados por el TLMP	54
5.10	Consolidado anual de los ingresos netos y las variaciones entre los esquemas de precios para los agentes afectados.	60
7.1	Resultados de ingresos y egresos para enero 2043 en MMUSD	71
7.2	Resultados de ingresos y egresos de febrero 2043 en MMUSD	71
7.3	Resultados de ingresos y egresos para marzo 2043 en MMUSD	71

7.4	Resultados de ingresos y egresos de abril 2043 en MMUSD	72
7.5	Resultados de ingresos y egresos de mayo 2043 en MMUSD	73
7.6	Resultados de ingresos y egresos de junio 2043 en MMUSD	73
7.7	Resultados de ingresos y egresos de julio 2043 en MMUSD	73
7.8	Resultados de ingresos y egresos de agosto 2043 en MMUSD	74
7.9	Resultados de ingresos y egresos de septiembre 2043 en MMUSD	75
7.10	Resultados de ingresos y egresos de octubre 2043 en MMUSD	75
7.11	Resultados de ingresos y egresos de noviembre 2043 en MMUSD	75
7.12	Resultados de ingresos y egresos de diciembre 2043 en MMUSD	76
7.13	Resultados de ingresos y egresos para el año 2043 en MMUSD	76

Lista de Figuras

1.1	Evolución de capacidad instalada de generación del SEN. Fuente: [1]	1
1.2	Elementos a considerar para los servicios que pueden proporcionar los sistemas de almacenamiento en la red. Fuente: [4]	2
4.1	Capacidad Instalada en GW para el escenario acelerando la transición energética. Fuente: [20]	25
4.2	Demanda GW para el escenario acelerando la transición energética. Fuente: [20]	25
4.3	Generación en GW obtenidos por la PELP en su escenario acelerando la transición energética. Fuente: [20]	26
4.4	Sistema eléctrico nacional definido a través de la base de datos utilizada para el año 2043. Fuente: Elaboración propia	29
5.1	Perfil de generación enero 2043.	36
5.2	LMP enero 2043 para barras seleccionadas.	36
5.3	Perfil de generación febrero 2043.	36
5.4	LMP febrero 2043 para barras seleccionadas.	37
5.5	Perfil de generación Marzo 2043.	37
5.6	LMP marzo 2043 para barras seleccionadas.	37
5.7	Perfil de generación abril 2043.	38
5.8	LMP abril 2043 para barras seleccionadas.	38
5.9	LMP y TLMP para central NuevaAldealyIII para el día típico de febrero 2043	41
5.10	LMP y TLMP para central Nehuenco1 para el día típico de febrero 2043.	41
5.11	μ y generación para central NuevaAldealyIII para el día típico de febrero 2043	41
5.12	μ y generación para central Nehuenco1 para el día típico de febrero 2043.	41
5.13	LMP, TLMP Carga y TLMP descarga para sistema de almacenamiento <i>ESS_Kimal500_4h</i> para febrero 2043	42
5.14	LMP y restricción de SOC (ϕ), para central <i>ESS_KIMAL500_4h</i> para febrero 2043	42

5.15 LMP, TLMP Carga y TLMP descarga para sistema de almacenamiento <i>ESS_VKimal500_12h</i> para febrero 2043	42
5.16 LMP y restriccion de SOC (ϕ), para central <i>ESS_VKIMAL500_12h</i> para febrero 2043	42
5.17 Perfil de generación mayo 2043	43
5.18 LMP mayo 2043 para barras seleccionadas	43
5.19 Perfil de generación junio 2043.	44
5.20 LMP junio 2043 para barras seleccionadas	44
5.21 Perfil de generación julio 2043.	44
5.22 LMP julio 2043 para barras seleccionadas	45
5.23 Perfil de generación agosto 2043.	45
5.24 LMP agosto 2043 para barras seleccionadas	45
5.25 LMP y TLMP para central Santa Marta para el día típico de julio 2043	48
5.26 LMP y TLMP para central Nehuenco1 para el día típico de julio 2043	48
5.27 μ y generación para central Santa Marta para el día típico de julio 2043	48
5.28 μ y generación para central Nehuenco1 para el día típico de julio 2043	48
5.29 LMP, TLMP Carga y TLMP descarga para sistema de almacenamiento <i>ESS_Kimal500_4h</i> para julio 2043	49
5.30 LMP y restricción de SOC (ϕ), para central <i>ESS_KIMAL500_4h</i> para julio 2043	49
5.31 LMP, TLMP Carga y TLMP descarga para sistema de almacenamiento <i>ESS_VKimal500_12h</i> para julio 2043	49
5.32 LMP y restriccion de SOC (ϕ), para central <i>ESS_VKIMAL500_12h</i> para julio 2043	49
5.33 Perfil de generación septiembre 2043	50
5.34 LMP septiembre 2043 para barras seleccionadas	50
5.35 Perfil de generación octubre 2043.	51
5.36 LMP octubre 2043 para barras seleccionadas	51
5.37 Perfil de generación noviembre 2043.	51
5.38 LMP noviembre 2043 para barras seleccionadas	52
5.39 Perfil de generación diciembre 2043.	52
5.40 LMP diciembre 2043 para barras seleccionadas	52
5.41 LMP y TLMP para central NuevaAldeaIyIII para el día típico de diciembre 2043	55
5.42 LMP y TLMP para central Nehuenco1 para el día típico de diciembre 2043	55
5.43 μ y generación para central NuevaAldeaIyIII para el día típico de diciembre 2043	55
5.44 μ y generación para central Nehuenco1 para el día típico de diciembre 2043	55
5.45 LMP, TLMP Carga y TLMP descarga para sistema de almacenamiento <i>ESS_Kimal500_4h</i> para diciembre 2043	56
5.46 LMP y restricción de SOC (ϕ), para central <i>ESS_KIMAL500_4h</i> para diciembre 2043	56

5.47 LMP, TLMP Carga y TLMP descarga para sistema de almacenamiento <i>ESS_VKimal500_12h</i> para diciembre 2043	56
5.48 LMP y restricción de SOC (ϕ), para central <i>ESS_VKIMAL500_12h</i> para diciembre 2043	56
5.49 Variación de ingresos netos y porcentuales para las centrales de biomasa año 2043.	57
5.50 Variación de ingresos netos y porcentuales para las centrales de gas año 2043.	58
5.51 Variación de ingresos netos y porcentuales para los SAE 4h año 2043.	59
5.52 Variación de ingresos netos y porcentuales para el ingreso tarifario año 2043.	59
7.1 Porcentaje de participación de energía por tecnología enero 2043	70
7.2 Porcentaje de participación de energía por tecnología febrero 2043	70
7.3 Porcentaje de participación de energía por tecnología marzo 2043	70
7.4 Porcentaje de participación de energía por tecnología abril 2043	70
7.5 Porcentaje de participación de energía por tecnología mayo 2043	72
7.6 Porcentaje de participación de energía por tecnología junio 2043	72
7.7 Porcentaje de participación de energía por tecnología julio 2043.	72
7.8 Porcentaje de participación de energía por tecnología agosto 2043.	72
7.9 Porcentaje de participación de energía por tecnología septiembre 2043.	74
7.10 Porcentaje de participación de energía por tecnología octubre 2043.	74
7.11 Porcentaje de participación de energía por tecnología noviembre 2043.	74
7.12 Porcentaje de participación de energía por tecnología diciembre 2043.	74

Glosario

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

Siglas	Significado
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
TLMP	Costos marginales locacionales temporales
LMP	Costos marginales locacionales
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos
PELP	Planificación Energética de Largo Plazo
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional

Capítulo 1

Introducción

El sector eléctrico ha experimentado una transformación profunda en las últimas décadas, impulsada por la creciente incorporación de energías renovables no convencionales (ERNC), el avance de tecnologías de almacenamiento de energía y la evolución de los mercados eléctricos. Estos cambios han traído consigo nuevos desafíos técnicos y económicos para la planificación y operación de los sistemas eléctricos, exigiendo el desarrollo de metodologías que aseguren su estabilidad, eficiencia y sostenibilidad a largo plazo.

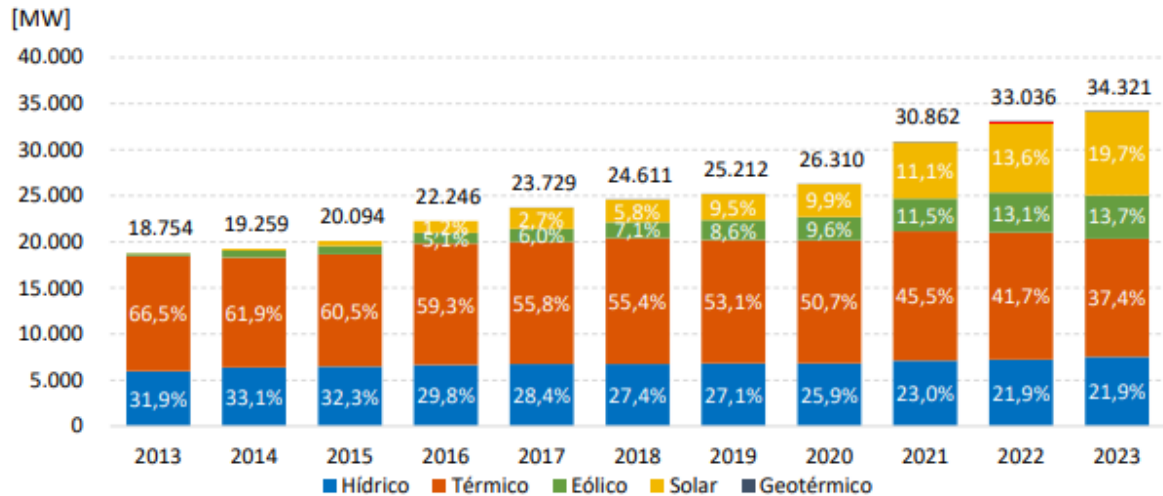


Figura 1.1: Evolución de capacidad instalada de generación del SEN. Fuente: [1]

En el caso del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile, el despacho se ha basado históricamente en un modelo hidro-térmico centralizado, con tarificación definida a través de costos marginales locacionales (LMP) [2]. No obstante, la creciente participación de tecnologías solares y eólicas, que en 2023 representaban un 19,7% y un 13,7% de la capacidad instalada respectivamente [1], ha modificado profundamente la estructura del parque generador nacional. Esta transformación ha

incrementado la variabilidad y la incertidumbre de la generación, generando importantes exigencias operativas en términos de flexibilidad.

La generación renovable variable (ERV), al depender de condiciones meteorológicas, presenta un carácter no despachable, lo cual dificulta el equilibrio instantáneo entre oferta y demanda. Ejemplo de ello son eventos como el registrado en 2018, cuando se observaron rampas horarias de hasta 800 MW [3]. Este tipo de fenómenos ha hecho cada vez más necesaria la incorporación de mecanismos de flexibilidad que permitan absorber estas fluctuaciones de forma eficiente y segura.

Para enfrentar estos desafíos, el sistema eléctrico puede apoyarse en distintos recursos: centrales despachables, interconexiones internacionales, respuesta de la demanda y sistemas de almacenamiento de energía (SAE). Estos últimos han cobrado especial relevancia por su capacidad de proveer múltiples servicios al sistema, como arbitraje de energía, regulación de frecuencia y soporte a la red de transmisión [4]. La Figura 1.2 resume los principales servicios que pueden proveer estas tecnologías.

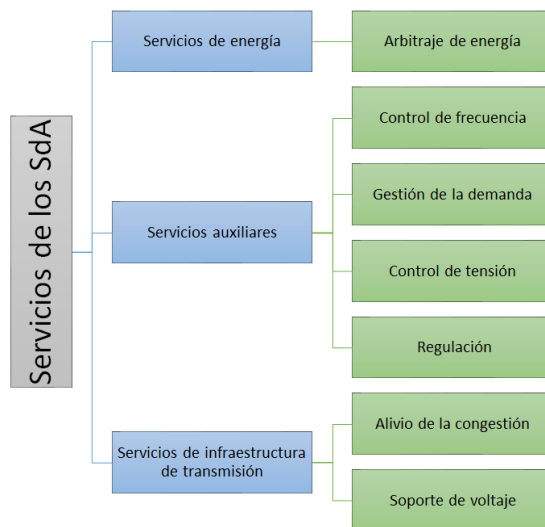


Figura 1.2: Elementos a considerar para los servicios que pueden proporcionar los sistemas de almacenamiento en la red. Fuente: [4]

Uno de los elementos centrales en la operación eficiente de un sistema eléctrico competitivo es la correcta formación de precios. En el caso chileno, los precios de la energía se determinan bajo un esquema de costos marginales locacionales (LMP). Sin embargo, este enfoque tradicional no considera adecuadamente restricciones operativas intertemporales, como rampas de generación o estado de carga de los sistemas de almacenamiento, lo cual puede distorsionar las señales económicas en mercados con alta penetración renovable.

Ante este escenario, han surgido propuestas como los Costos Marginales Multi-Período (TLMP), que extienden el marco clásico de formación de precios al incorporar explícitamente restricciones

dinámicas en la operación. Esta metodología permite internalizar los costos reales asociados a la flexibilidad, reflejando con mayor precisión las condiciones operativas en el corto plazo.

En este contexto, la presente memoria tiene como objetivo analizar los efectos de implementar un esquema tarifario basado en TLMP en el SEN para el año 2043, utilizando como base la proyección oficial contenida en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP). Se plantea una evaluación comparativa del desempeño económico de los distintos agentes bajo esquemas LMP y TLMP, utilizando la herramienta **LGPLAN**[©] para simular días típicos representativos de cada mes del año. Con ello, se busca entregar evidencia sobre el impacto que estas nuevas señales de precio podrían tener sobre tecnologías clave como sistemas de almacenamiento o centrales térmicas sujetas a restricciones de rampa.

En cuanto a la organización de este trabajo, la memoria se estructura de la siguiente forma:

- El **Capítulo 2** presenta los objetivos generales y específicos que guían esta investigación, junto con los alcances considerados.
- En el **Capítulo 3** se desarrolla un marco conceptual del mercado eléctrico chileno y sus mecanismos de operación, junto con una caracterización de los desafíos de flexibilidad y tarificación en el contexto actual.
- El **Capítulo 4** aborda el estado del arte internacional en materia de tarificación intertemporal, con énfasis en las experiencias de mercados como CAISO, PJM y AEMO.
- El **Capítulo 5** describe la metodología aplicada en este estudio, incluyendo la construcción y ajuste de la base de datos 2043, la definición de días típicos y el modelado en **LGPLAN**[©].
- En el **Capítulo 6** se exponen los resultados obtenidos a partir de las simulaciones bajo los dos esquemas tarifarios, destacando el impacto mensual sobre la operación y los ingresos de los agentes relevantes. Además, presenta un análisis consolidado de los efectos anuales en los ingresos de los agentes, desagregado por tecnología: biomasa, gas, almacenamiento 4h, almacenamiento 12h y recaudación tarifaria. Asimismo, se evalúa la **variabilidad intermensual del impacto económico sobre los distintos agentes**, destacando cómo las señales tarifarias afectan de forma diferenciada a cada tecnología a lo largo del año.
- Finalmente, el **Capítulo 7** recoge las conclusiones generales del trabajo y propone recomendaciones tanto para el diseño tarifario como para futuras líneas de investigación.

De esta manera, se espera que este trabajo contribuya al debate regulatorio nacional, entregando herramientas y evidencia técnica que faciliten la incorporación de señales adecuadas de flexibilidad en un sistema eléctrico en transición hacia una matriz limpia, segura y eficiente.

Capítulo 2

Objetivos y Alcances

Para la realización eficiente de esta Memoria de Título, se propone alcanzar los siguientes objetivos de manera secuencial. Estos objetivos permitirán, de forma estructurada y organizada, determinar los resultados económicos asociados a la extensión del cálculo de los costos marginales mediante una vinculación temporal multiperíodo. Al cumplir con cada uno de estos objetivos, se logrará una comprensión detallada de las ventajas y desafíos que estos sistemas presentan, asegurando así una evaluación adecuada de su impacto en la generación del Sistema Eléctrico Nacional.

2.1 Objetivo general

Calcular los costos marginales locacionales en el SEN para el año 2043 con y sin vinculación multi-período interhorario para el año 2043.

2.2 Objetivos específicos

1. Realizar un estudio sobre los métodos de cálculo existentes para la determinación de las remuneraciones de los servicios de flexibilidad en mercados de generación competitivos.
2. Adaptar la base de datos del Ministerio de Energía para la Planificación Energética a Largo Plazo del año 2043 para su uso en la herramienta de cálculo de costos marginales multi-período.
3. Aplicar la herramienta de cálculo para la obtención de los costos marginales locacionales con y sin vinculación multi-período del SEN para el año 2043.
4. Comparar los ingresos netos de los generadores y sistemas de almacenamiento ante los dos métodos de tarificación.

Capítulo 3

Estado del arte

En este capítulo, se describe de manera ordenada una descripción del mercado eléctrico nacional, una revisión internacional de mercados de interés con características similares al mercado nacional, y finalmente el fundamento teórico del sistema de fijación de precios actual y el propuesto. Esta descripción tiene como objetivo proporcionar una visión de lo que se aborda, las opciones que existen actualmente en otros lugares, y finalmente entender las ventajas y desventajas que presenta el nuevo sistema de fijación de precios propuesto.

3.1 Mercado eléctrico

Durante décadas, el mercado eléctrico chileno funcionó con una estructura verticalmente integrada que abarcaba generación, transmisión y distribución, siendo propiedad del Estado y operado por la empresa ENDESA. Esta realidad cambia en 1982 gracias al DFL 1, el cual transforma esta estructura hacia un mercado competitivo mediante un proceso de desregulación de la industria, a través de la privatización y el fomento de la libre competencia en el sector eléctrico [2]. Este nuevo esquema hace que los tres segmentos que conforman el mercado eléctrico deban desvincularse, es decir, cada segmento cuenta con su propio marco regulatorio, donde la transmisión y la distribución se establecen como mercados regulados con fijación de precios basada en costos eficientes, mientras que el mercado de generación se define como un mercado competitivo a través de costos marginales. [6] Cada mercado puede ser descrito de la siguiente manera:

- **Mercado de generación:** Este segmento es un mercado de tipo competitivo el cual quedó en las manos de la inversión privada, esto con el fin de poder suministrar la energía al menor costo posible. La competencia en este mercado fomenta la eficiencia y la diversificación de la matriz energética.
- **Mercado de transmisión:** Este segmento es un mercado de tipo regulado, el cual se encarga del transporte de la energía desde los puntos de generación hasta los centros de consumo. Este mercado queda definido como un monopolio natural, ya que cumple con los requisitos para serlo, y además de esta forma asegurar un acceso equitativo y operación estable del sistema.
- **Mercado de distribución:** Este segmento es un mercado de tipo regulado, el cual se encarga de la entrega de energía para los usuarios finales. Al igual que transmisión es un monopolio natural, pero este se decreta por economía de densidad y de esta forma se asegura el suministro a la gente de su área de concesión.

Este diseño se realiza de tal forma que la inversión y operación de la infraestructura energética la realizan inversionistas privados, en donde se busca que la desregulación promueva la eficiencia económica del sector a través de la competencia en el mercado de generación. Tanto el mercado de generación como el de transmisión desde los generadores a los consumidores tiene que ser coordinado por el CEN (Coordinador Eléctrico Nacional). [7]

3.1.1 Mercado de generación

El mercado de generación es un mercado competitivo fundamentado en la teoría marginalista, que busca optimizar el diseño del parque generador a largo plazo y minimizar los costos operativos a corto plazo. Para el mercado de corto plazo se utiliza un mercado de tipo spot para lograr que se cubra la demanda. En este mercado se transan tres servicios, los cuales son: energía, potencia y servicios complementarios (SSCC). Estos servicios tienen esquemas tarifarios diferenciados: la energía y la potencia se tarifican a costo marginal, mientras que los servicios complementarios (SSCC) pueden ser tarificados mediante subasta, licitación o instrucción directa[7].

El sistema funciona con una operación centralizada realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional, el cual tiene el rol de un ISO (Independent System Operator), cuya tarea es realizar la operación y programación del uso óptimo de las instalaciones del sistema eléctrico garantizando así la operación más económica para todo el conjunto del parque generador, resguardando la seguridad y calidad del servicio. Para esto se realiza una serie de pasos que se llevan a cabo para la óptima operación de la red, las cuales son:

- **Programación semanal:** Es un proceso en el cual el CEN realiza un estudio para la programación segura y económica del SEN. Para este proceso se realiza a través de un modelo de optimización estocástica considerando todas las variables que inciden en la operación, tales como costos combustibles, restricciones de operación, niveles de embalse, caudales afluentes, etc.
- **Programación Diaria:** Es el proceso en el cual el día anterior se realizan los ajustes y correcciones para la operación de las 24 horas del día siguiente. Entre los elementos pertinentes para el ajuste o corrección de la operación se considera pueden considerar los cambios en la demanda, indisponibilidad de centrales, pronósticos ERV, entre otros.
- **Despacho en tiempo real:** Durante el día de la operación el CEN sigue recopilando los datos de la demanda, generación ERV, disponibilidad de unidades, etc. Esto para adaptar el despacho de las centrales según las órdenes de mérito realizados en la **programación diaria**.

En el mercado de corto plazo el precio de despeje (precio spot) es el resultado del proceso de optimización realizado por el Coordinador (proceso descrito anteriormente).[7][8] Este proceso se ordena por el costo variable de operación de las centrales generadoras, en el cual este costo marginal corresponde al costo variable que incurre la central generadora para abastecer una unidad extra de demanda (potencia y energía). El sistema que es utilizado para la obtención del precio spot es un tipo de Costo Marginal Locacional (LMP *por sus siglas en inglés*).[9]

El mercado de generación es un mercado de costos auditados, es decir, que el ente regulador tiene las atribuciones para auditar los costos variables que las centrales declaren para la operación de su

central generadora. Además, las centrales generadoras son los únicos participantes del mercado de generación y estos pueden vender energía bajo dos esquemas; en primer lugar, tienen la obligación de vender energía al precio de mercado, es decir, al costo marginal que se asocia a la barra en la cual inyecta energía, y por otro lado, es posible realizar contratos bilaterales de tipo financiero por parte de los generadores con la demanda (que cumplen ciertas características). En este último esquema es en el cual aparece el retiro de energía, por lo que el generador no solo inyecta energía de la red, sino que también retira para su cliente, lo cual hace al costo marginal asociado a la barra de retiro. Ahora, dado el ciclo que existe de compra y venta de energía, existen dos tipos de generadoras: aquellas que generaron una mayor cantidad de energía de la requerida por sus contratos, la cual se llama empresa excedentaria, y aquellas que generaron una menor cantidad de energía que la dispuesta en su contrato, la cual se le llama deficitaria.^[9]

En el mercado de generación, existen los servicios complementarios, los cuales son esenciales para asegurar la operación segura y eficiente de la red. Estos servicios se encargan de mantener el equilibrio entre la generación y la demanda, así como el control de la frecuencia y la tensión del sistema.

Para la implementación de los servicios complementarios, se utilizan mecanismos como licitaciones, subastas y/o instrucción directa. Los mecanismos de subasta y licitación se emplearán siempre que existan condiciones de competencia adecuadas para los servicios en cuestión. En caso de que no haya suficiente competencia o si las subastas y licitaciones son declaradas desiertas, el servicio se prestará mediante instrucción directa.

Los participantes en la prestación de estos servicios complementarios son aquellas instalaciones que cumplan con las exigencias normativas y técnicas definidas por el CEN, dentro de los procesos utilizados para la asignación de la prestación del servicio.^[10]

3.2 Revisión situación internacional

En este apartado se revisarán algunos mercados de interés que sean parecidos al mercado eléctrico nacional, o que tengan características o problemáticas parecidas al contexto nacional. Los mercados elegidos para la revisión son: (i) CAISO, (ii) PJM, (iii) AEMO.

California Independent System Operator (CAISO)

CAISO es un operador de sistema independiente (ISO, por sus siglas en inglés) encargado de la administración y operación del sistema eléctrico en California y algunas áreas adyacentes de otros estados de Estados Unidos. Dentro de sus responsabilidades se encuentra la operación segura, confiable y con eficiencia de suministro de la generación, transmisión y distribución de la energía en tiempo real. En CAISO existen diversos productos básicos que se comercializan, los cuales

son: **Energía, Servicios Complementarios, Capacidad de Compromiso de la Unidad de Confiabilidad (RUC)**

CAISO es el responsable de operar el mercado eléctrico mayorista en California, esto lo realiza buscando un óptimo del menor costo para satisfacer la demanda en un momento dado. Este mercado realiza su operación a través de una subasta automatizada todos los días y cada 5 minutos. En esta situación existen dos mercados para la compra-venta de energía:

- **Day-Ahead Market (DAM):** El mercado del día anterior, es un mercado que se opera para las siguientes 24 horas, en donde los compradores solicitan una cantidad de energía que desean comprar, y los vendedores ofrecen la energía que quieren vender y el precio que desean.
- **Real Time Market (RTM):** El mercado de tiempo real es el cual determina la solución de menor costo para equilibrar la oferta y demanda de la red. Esto se realiza para gestionar la demanda y la oferta real en la red, en donde la generación se adecua a la demanda a través del ISO, y los compradores y vendedores pueden comprar o vender energía según lo requieran.

Los servicios complementarios buscan que la operación del sistema sea de forma segura. Estos productos se transan de diferentes formas y en procesos complejos, los cuales en general constan de los participantes del mercado generando ofertas de precio al cual ofrecen este servicio; luego se busca el óptimo donde cumpla con los requisitos de seguridad de la red con la combinación más económica posible. En este mercado se revisan los siguientes productos:

- **Regulación:** Existen dos tipos de recursos, la regulación de subida y la regulación de bajada, las cuales no son despachadas en el mercado de tiempo real (Real Time Market), sino por el control automático de generación (AGC por sus siglas en inglés) del sistema de Gestión de Energía (EMS) para mantener los horarios de intercambio y la frecuencia del sistema.
- **Reservas para contingencia:** Existen dos tipos de reserva para las contingencias, las cuales son:
 - **Reserva giratoria:** Este recurso es proporcionado por la generación que se encuentra en funcionamiento (recursos en línea) y mediante la importación y exportación de los recursos.
 - **Reserva no giratoria:** Este puede ser proporcionado mediante la generación de recursos, mediante la importación o exportación de recursos y mediante la participación de la carga. Además, solo los recursos generadores fuera de línea pueden proporcionar

reserva no giratoria en Real Time Market, en donde deben cumplir con ser capaces de iniciarse y sincronizarse con la red y entregar la energía esperada en 10 minutos.

- **Producto de rampa flexible:** Es un recurso asociado a las rampas flexibles de generación (Flexible Ramp Product), el cual fue creado para la carga neta de la red, es decir, la demanda total sustrayendo la generación eólica y solar. Este producto se encarga de mantener el balance de potencia en la red, teniendo el suficiente margen en esta para responder ante el desequilibrio en el balance de potencia en los mercados de 15 y de 5 minutos.

Para determinar el precio de estos elementos, CAISO dispone del Ancillary Service Marginal Prices (ASMP), en donde este sistema recrea un mercado de costos marginales para los servicios complementarios (como lo dice su nombre), lo cual le da una señal de precio de cuánto recibirá una central que entregue el recurso más barato que ayude a la red a mantener el equilibrio.[\[11\]](#)

PJM (Pennsylvania, Jersey, Maryland)

PJM Interconnection es una organización regional de transmisión de Estados Unidos que incluye 13 estados (Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pensilvania, Tennessee, Virginia, Virginia Occidental y el Distrito de Columbia). PJM es un ente independiente que opera con el objetivo de dar fiabilidad al sistema de energía eléctrica de alta tensión mediante la coordinación de la operación, proporcionando información en tiempo real a sus miembros. Además, este ente es el encargado de operar un mercado competitivo mayorista de electricidad. Adicionalmente, se encarga de la planificación de la generación y transmisión de la red.

En el mercado energético de PJM se compone por dos mercados principales: Day-Ahead Energy Market y Real-Time Energy Market. Ambos mercados pasan por un proceso de dos pasos el cual implica un despacho y la fijación de precios para garantizar una operación eficiente del sistema. El despacho tiene restricciones de seguridad para satisfacer la carga y reservas del sistema al menor costo posible; esto incluye las restricciones y pérdidas del sistema de transmisión, ya que el despeje de precios se realiza a través de un proceso de optimización del tipo LMP:

- **Day-Ahead Market (DAM):** El mercado del día anterior, es un mercado que se opera para las siguientes 24 horas, en donde los compradores solicitan una cantidad de energía que desean comprar, y los vendedores ofrecen la energía que quieren vender y el precio que desean.
- **Real Time Market (RTM):** El mercado de tiempo real es el cual determina la solución de menor costo para equilibrar la oferta y demanda de la red. Esto se realiza para gestionar la demanda y la oferta real en la red, en donde la generación se adecua a la demanda a

través del ISO, y los compradores y vendedores pueden comprar o vender energía según lo requieran.

Los servicios complementarios en PJM son un mercado competitivo, en el que los participantes del mercado compran y venden servicios complementarios buscando el óptimo para que sea la seguridad al mínimo costo posible a través de subastas.

- **Mercado de regulación:** Cumple la función de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad en tiempo real. Los servicios de regulación son determinados para todos los períodos, es decir, con y sin requerimientos de rampa.
- **Mercado de reserva:** Cumple la función de proporcionar capacidades de reserva para responder a eventos que puedan afectar la estabilidad del sistema, como fallas en generadores y en líneas de transmisión. Este mercado funciona tanto en el DAM como en el RTM. Además, existen tres tipos de reserva en este mercado:
 - **Synchronized Reserve Service:** Son recursos que se encuentran en funcionamiento en la red y que tienen la capacidad de responder en 10 minutos o menos.
 - **Primary Reserve Service:** Son recursos que pueden estar o no en funcionamiento y que tienen la capacidad de responder en 10 minutos o menos.
 - **30-Minute Reserve Service:** Son recursos que pueden estar o no en funcionamiento y que tienen la capacidad de responder en 10 minutos o menos.
- **Mercado de respuesta a la demanda:** Cumple con la función de incentivar a los consumidores a reducir su consumo eléctrico en momentos de alta demanda para aliviar la congestión en la red y optimizar el uso de la infraestructura. Este mercado tiene funcionamiento en el DAM y en RTM, en donde los consumidores pueden presentar ofertas de precio por las cuales dejarían de consumir en un período.

Los servicios complementarios de regulación y reserva forman parte de una co-optimización en conjunto con la energía, en la cual este define el despeje del precio (Clearing Price), como la opción segura y más barata disponible en el momento. Además, incluye un costo base y un costo de oportunidad para los servicios de regulación. [11]

Australian Energy Market Operator

El Australian Energy Market Operator (AEMO) es responsable de operar y administrar el mercado mayorista de electricidad en Australia, gestionando el despacho de generación, determinando los precios spot en tiempo real y supervisando la estabilidad del sistema. AEMO también adquiere y despacha servicios complementarios para mantener la confiabilidad del sistema eléctrico. En situaciones de contingencia, AEMO interviene directamente en el mercado para emitir directrices que garanticen la estabilidad, colaborando estrechamente con los proveedores de red.

En el mercado eléctrico australiano, el pre-despacho es un proceso continuo donde AEMO pronostica la demanda de electricidad en intervalos de 5 minutos para las próximas 24 horas. Los generadores presentan ofertas indicando cuánto pueden generar y a qué precio. Estas ofertas son utilizadas para crear una programación preliminar que optimiza el despacho de generación con base en costos económicos y condiciones del sistema. Este proceso permite a los generadores ajustar sus ofertas según cambios en la demanda proyectada o en las condiciones meteorológicas.

El mercado de 5 minutos es el núcleo del National Electricity Market (NEM) de Australia. AEMO recopila y evalúa ofertas de los generadores en intervalos de 5 minutos, determinando qué unidades de generación se despacharán para satisfacer la demanda de manera económica. El precio spot refleja el costo marginal de la última unidad despachada y se actualiza cada 5 minutos, proporcionando señales de precio en tiempo real para equilibrar oferta y demanda. Desde octubre de 2021, las liquidaciones financieras también se realizan en intervalos de 5 minutos, eliminando el promedio de 30 minutos previamente utilizado. Este cambio mejora la precisión de los precios y fomenta la inversión en tecnologías de respuesta rápida como almacenamiento y energías renovables. [\[12\]](#)

Este mercado utiliza una serie de servicios complementarios esenciales para garantizar la estabilidad, confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico. Los principales servicios complementarios son:

1. **Servicios de Control de Frecuencia (FCAS):** Aseguran que la frecuencia del sistema se mantenga dentro de los límites operativos seguros. Estos se dividen en:

- *Regulación:* Ajustes continuos para corregir pequeñas desviaciones de frecuencia.
- *Contingencia:* Respuesta a eventos inesperados, clasificados en rápida (6 segundos), media (60 segundos) y lenta (5 minutos), con servicios específicos para aumentar ("raise") o disminuir ("lower") la frecuencia.

2. **Servicios de Soporte y Control de la Red (NSCAS):** Gestionan el control de tensión y alivian la congestión en las líneas de transmisión, asegurando que la red opere dentro de sus límites técnicos.

3. **Servicios de Reinicio del Sistema (SRAS):** Permiten restaurar el suministro eléctrico tras interrupciones significativas sin depender de fuentes externas de energía.

4. **Servicios de Respuesta Rápida de Frecuencia (FFR):** Proporcionan una respuesta extremadamente rápida para manejar desviaciones severas en frecuencia, complementando los servicios FCAS existentes. Estos son particularmente relevantes en redes con alta penetración de renovables.

La tarificación de los servicios complementarios en el NEM se realiza a través de mercados competitivos administrados por AEMO. Los proveedores presentan ofertas, y los precios se determinan según el costo marginal de los recursos seleccionados para satisfacer las necesidades del sistema. Además, los costos de estos servicios se distribuyen entre los participantes del mercado en función de su consumo proporcional de energía [13].

Resumen Revisión situación internacional

Los mercados eléctricos estudiados en la revisión internacional comparten una estructura de **despacho centralizado** y competencia en la generación de energía. En todos los casos, la operación del mercado se basa en un **mercado de planificación diaria (Day-Ahead Market, DAM)** y un **mercado en tiempo real (Real-Time Market, RTM)**, donde los precios se ajustan con una periodicidad de **5 minutos**. La fijación de precios en estos sistemas se realiza mediante el mecanismo de **costos marginales locacionales (LMP)**, asegurando que los precios reflejen las condiciones de oferta y demanda en cada ubicación de la red.

Una de las diferencias más relevantes entre los mercados analizados es la existencia de un **mercado de capacidad** en PJM, que otorga pagos adicionales a los generadores por garantizar disponibilidad futura, mientras que en CAISO y AEMO no se cuenta con este mecanismo, dependiendo exclusivamente del mercado de energía y servicios complementarios. Además, los mercados difieren en la estructura de sus **servicios complementarios**, los cuales buscan mantener la estabilidad del sistema. Todos los mercados incluyen **servicios de regulación de frecuencia y reservas operativas**, aunque en AEMO destaca la presencia del **Frequency Control Ancillary Services (FCAS)**, mientras que CAISO incorpora un mecanismo de **rampa flexible (FRP)** para ajustes más dinámicos. PJM, por su parte, ofrece **reserva de contingencia y regulación de voltaje** como parte de sus mecanismos de estabilidad.

En síntesis, aunque los mercados estudiados operan bajo principios similares de competencia y optimización del despacho, las diferencias radican en la existencia de mercados de capacidad y la variedad de servicios complementarios disponibles, lo que responde a las particularidades de cada sistema eléctrico y sus necesidades específicas de confiabilidad y flexibilidad.

Tabla 3.1: Cuadro comparativo entre los mercados de CAISO, PJM y AEMO

Aspecto	CAISO	PJM	AEMO
Tipo de despacho	Despacho centralizado y organizado por ISO	Despacho centralizado y organizado por ISO	Despacho centralizado y organizado por ISO
Mercado de generación	Competitivo	Competitivo	Competitivo
Modelo de despacho económico	DAM y RTM	DAM y RTM	DAM y RTM
Frecuencia de ajuste del precio	5 minutos	5 minutos	5 minutos
Método de fijación de precios	Costos marginales locacionales (LMP)	Costos marginales locacionales (LMP)	Costos marginales locacionales (LMP)
Mercado de capacidad	No	Sí	No
Servicios complementarios	Energía, frecuencia, reserva giratoria y no giratoria, respuesta rápida de frecuencia (FFR), Rampa flexible (FRP).	Energía, frecuencia, reserva de contingencia, regulación de voltaje, respuesta rápida de frecuencia (FFR).	Energía, frecuencia, FCAS (Frequency Control Ancillary Services), FFR, respuesta rápida de frecuencia (FFR).

3.2.1 Costos marginales multi-período (TLMP)

Costos Marginales Multi-Período (TLMP)

Los costos marginales multi-período o temporales (TLMP) son una extensión de los costos marginales locacionales (LMP), manteniendo sus beneficios pero con una definición de precios no homogénea.

A diferencia del esquema tradicional de costos marginales locacionales, el modelo TLMP introduce un esquema de precios que incorpora variables duales asociado a restricciones de flexibilidad para los generadores y el estado de carga para los sistemas de almacenamiento, lo cual refleja mejor la dinámica operativa real del sistema eléctrico, en particular las relacionadas con rampas de generación y almacenamiento de energía. Esto permite que los precios evidencien mejor las limitaciones físicas de las unidades generadoras y de almacenamiento.

Para las centrales generación el esquema TLMP incluye de forma explícita las restricciones de rampa en la formación de precios. La capacidad de una central para modificar su nivel de generación en cada intervalo de tiempo no es instantánea, sino que está sujeta a tasas máximas de incremento y reducción de potencia. Bajo este esquema, los costos marginales multi-período incluyen una restricción de desigualdad para controlar la rapidez con la que una unidad puede cambiar su nivel de producción, lo que garantiza un despacho más estable y realista. [\[14\]](#) [\[18\]](#)

Por otro lado, este modelo también tiene un impacto significativo en los sistemas de almacenamiento de energía, ya que introduce una nueva forma de definir los precios de carga y descarga. En este contexto, se introduce una restricción asociada al estado de carga (State of Charge, SOC), lo

que implica que el precio de la energía almacenada dependerá no solo del costo marginal locacional (LMP) o de la demanda en la barra, sino también de la eficiencia del sistema de almacenamiento y de su estado de carga en cada momento. Esto genera la necesidad de definir dos expresiones diferenciadas para el costo marginal:

- Un costo marginal asociado a la carga del sistema de almacenamiento.
- Un costo marginal asociado a la descarga del sistema de almacenamiento.

Este enfoque permite que los precios capturen mejor las condiciones operativas del almacenamiento, alineando las señales económicas con las restricciones físicas de los activos. A diferencia del modelo tradicional de costos marginales locacionales, el TLMP no solo considera la energía generada o consumida en cada instante, sino también la trayectoria de las unidades en el tiempo, reflejando las restricciones intertemporales que afectan su operación. [15] [18]

Para visualizar estas nuevas condiciones, se formula un problema de optimización que modela matemáticamente el despacho económico bajo el esquema TLMP, permitiendo integrar estas restricciones en la determinación de precios y la operación óptima del sistema. Este modelo representa una evolución significativa en la fijación de precios del mercado eléctrico, al mejorar la precisión de los costos marginales e incentivar la operación eficiente de unidades de generación y almacenamiento.

Nomenclatura

Conjuntos

T : Serie de tiempo

Parámetros

P_{it}^D : demanda de potencia en la barra i en el tiempo t
 $\hat{P}_{kt}^G, \tilde{P}_{kt}^G$: capacidades máxima y mínima de generación de potencia de la unidad k en el tiempo t
 F_j : capacidad de transferencia de potencia de la línea j
 Z_{ij} : elementos de la matriz de factores de transferencia de potencia (PTDF, *power transfer distribution factors*)

Parámetros

$\hat{E}_{kt}, \tilde{E}_{kt}$: capacidades máxima y mínima de almacenamiento de energía de la unidad k en el tiempo t

Funciones

- $f_{kt}(\cdot)$: función de costo de la unidad de generación k en el tiempo t
 $\pi_{it}(\cdot)$: precio de la energía para la demanda en la barra i en el tiempo t
 $\pi_{kt}^G(\cdot)$: precio de la energía para la unidad de generación k en el tiempo t
 $\pi_{kt}^C(\cdot)$: precio de la energía retirada de la red para la unidad de almacenamiento k en el tiempo t
 $\pi_{kt}^D(\cdot)$: precio de la energía inyectada de la red para la unidad de almacenamiento k en el tiempo t

Variables

- $\delta_{kt}, \bar{\delta}_{kt}$: variable dual de la restricción de capacidad de energía de sistemas de almacenamiento
 $\mu_{kt}, \bar{\mu}_{kt}$: variable dual de la restricción de rampa de unidades de generación
 ϕ_{kt} : variable dual de la restricción de carga y descarga de sistemas de almacenamiento
 e_{kt} : estado de carga de la unidad de almacenamiento k en el tiempo t

Función objetivo

Función de costo

$$\min_{P_{kt}^G, P_{mt}^C, P_{mt}^D} \sum_{t \in T} \left\{ \sum_{k \in G} f_{kt}^G(P_{kt}^G) - \sum_{m \in M} f_{mt}^C(P_{mt}^C) + \sum_{m \in M} f_{mt}^D(P_{mt}^D) \right\} \quad (3.1)$$

Restricciones

Las restricciones del sistema serán las siguientes:

Balance de potencia

$$\lambda_t : \sum_{k \in G} P_{kt}^G + \sum_{m \in M} \{-P_{mt}^C + P_{mt}^D\} = \sum_{i \in B} P_{it}^D \quad \forall t \in T \quad (3.2)$$

Evolución del estado de carga

$$\phi_{mt} : e_{mt} - e_{m(t-1)} = \eta P_{mt}^C - \frac{1}{\eta} P_{mt}^D + E_{mt}^0 \quad \forall m \in M, t \in T \quad (3.3)$$

Flujo en líneas de transmisión

$$\sigma_{jt}, \bar{\sigma}_{jt} : -F_j \leq \sum_{i \in B | I(j)} Z_{ij} \left(\sum_{k \in G | I(k)=i} P_{kt}^G - P_{it}^D \right) + \sum_{m \in M | I(m)=i} \{P_{mt}^D - P_{mt}^C\} \leq F_j \quad \forall j \in L, t \in T \quad (3.4)$$

Límites de generación

$$\underline{\rho}_{kt}, \bar{\rho}_{kt} : \check{P}_{kt}^G \leq P_{kt}^G \leq \hat{P}_{kt}^G \quad \forall k \in G, t \in T \quad (3.5)$$

Límites de carga

$$\underline{P}_{mt}^C, \bar{P}_{mt}^C : 0 \leq P_{mt}^C \leq \hat{P}_{mt}^C \quad \forall m \in M, t \in T \quad (3.6)$$

Límites de descarga

$$\underline{P}_{mt}^D, \bar{P}_{mt}^D : 0 \leq P_{mt}^D \leq \hat{P}_{mt}^D \quad \forall m \in M, t \in T \quad (3.7)$$

Restricción de rampa

$$\underline{\mu}_{kt}, \bar{\mu}_{kt} : \check{R}_k \leq P_{k(t+1)}^G - P_{kt}^G \leq \hat{R}_k \quad \forall k \in G, t \in T \quad (3.8)$$

Límites de almacenamiento

$$\underline{\delta}_{mt}, \bar{\delta}_{mt} : 0 \leq e_{mt} \leq \hat{E}_m \quad \forall m \in M, t \in T \quad (3.9)$$

Definición de precios

$$\pi_{it} = \lambda_t^i - \sum_{j \in L | I(j)=i} Z_{ij} (\bar{\sigma}_{jt}^* - \sigma_{jt}^*) \quad \forall i \in B, t \in T \quad (3.10)$$

$$\pi_{kt}^G = \pi_{I(k),t} + \bar{\mu}_{kt}^* - \underline{\mu}_{kt}^* - \bar{\mu}_{kt(t-1)}^* + \underline{\mu}_{kt(t-1)}^* \quad \forall k \in G, t \in T \quad (3.11)$$

$$\pi_{mt}^C = \pi_{I(m),t} - \eta^C \phi_{mt}^* \quad \forall m \in M, t \in T \quad (3.12)$$

$$\pi_{mt}^D = \pi_{I(m),t} - \frac{1}{\eta^D} \phi_{mt}^* \quad \forall m \in M, t \in T \quad (3.13)$$

Una vez definido el nuevo sistema de definición de precios, se procede a definir la variable μ , la cual corresponde a:

$$\mu = \bar{\mu}_{kt}^* - \underline{\mu}_{kt}^* - \bar{\mu}_{kt(t-1)}^* + \underline{\mu}_{kt(t-1)}^*$$

Entonces la ecuación 3.14 queda definida como:

$$\pi_{kt}^G = \pi_{I(k),t} + \mu \quad (3.14)$$

Para revisar como se formulan estos precios y de donde provienen por favor dirigirse al Anexo 7.1

¿Cómo afecta el nuevo esquema de precios?

Para el caso de un modelo determinista multihorario, el esquema TLMP se deriva directamente de las condiciones de optimalidad del despacho económico, incluyendo las restricciones intertemporales. Las expresiones de precio se definen como:

- **Para generadores con rampas activas:**

$$\pi_{kt}^G = \pi_{I(k),t} + \mu \quad (3.15)$$

donde μ , y representa el efecto de las restricciones de rampa de subida y bajada. Esta componente actúa como un ajuste discriminatorio al precio, positivo o negativo, dependiendo de si la rampa está activada en subida o bajada. Así, una central térmica que está limitada por su tasa de incremento de generación puede recibir un precio penalizado (menor al LMP) si restringe la flexibilidad del sistema, o un precio mayor si libera flexibilidad futura.

- **Para sistemas de almacenamiento:**

$$\pi_{mt}^C = \pi_{I(m),t} - \eta^C \phi_{mt} \quad (\text{precio de carga}) \quad (3.16)$$

$$\pi_{mt}^D = \pi_{I(m),t} - \frac{1}{\eta^D} \phi_{mt} \quad (\text{precio de descarga}) \quad (3.17)$$

donde ϕ_{mt} es la variable dual asociada a la restricción del estado de carga (SOC) del sistema de almacenamiento. En donde esta variable representa el valor intertemporal de la energía almacenada, y se activa permanentemente por tratarse de una restricción de igualdad. Por tanto, el precio TLMP para un SAE refleja el impacto que tiene cargar o descargar hoy sobre su operación futura. Un valor positivo de esta variable genera una penalización en el precio de descarga (se recibe menos por vender) y un incentivo a cargar (se paga menos por comprar), lo cual desincentiva descargas tempranas si la energía será más valiosa luego.

Estas expresiones reflejan el impacto que las condiciones operativas intertemporales (como rampas y almacenamiento) tienen en la señal de precio que perciben los agentes. En particular,

las restricciones activas introducen penalizaciones o incentivos, ajustando el precio base π_{it} según la flexibilidad operativa del recurso.

3.2.2 Ingresos Netos

Para calcular los ingresos netos de las centrales es necesario obtener los ingresos brutos y los costos asociados a cada central. Para esto se utilizará el ingreso bruto como el dinero que ingresa al generador por el despacho económico según el esquema de precios utilizado, y el costo como el costo variable asociado a la central para poder generar un MWh adicional.

Con esto, los ingresos netos para la generación bajo el esquema LMP son el producto entre el precio de la barra y la generación de la central, sustrayendo los costos variables de la central.

Con esto los ingresos netos bajo el esquema TLMP son el precio de la central en el tiempo t , por su generación de energía en ese mismo instante, restando el costo variable de la central.

Finalmente, se define el ingreso tarifario como la diferencia entre el costo total de la demanda en la red, es decir lo que pagan los clientes, menos lo que ganan los generadores, o los ingresos de los generadores por producir energía.

Capítulo 4

Metodología

En esta sección se describe la metodología de trabajo para realizar la extracción, conversión, adaptación de la base de datos para la obtención de resultados para la simulación requerida.

4.1 Descripción archivos de *LGPLAN*©

Para realizar la simulación se utilizará un programa llamado *LGPLAN*© de autoría del profesor *Leonardo Gacitua*. En donde, este programa requiere un *INPUT_DATA*, el cual está compuesto por los siguientes archivos.

Tabla 4.1: Tabla que muestra los archivos que utiliza el programa para realizar la simulación LGPLAN

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

- **data_cvgen:** En este archivo se genera una lista de tecnologías de generación y se le asigna el costo variable a cada central por su tecnología, el cual es utilizado para el despacho económico.
- **data_gen:** En este archivo se cargan las centrales que requieren un costo variable de producción y que están sujetas a despacho por orden de mérito, en esta ocasión corresponden a centrales térmicas. Además, En este archivo es necesario obtener las potencias mínimas, máximas, las rampas mínimas, máximas de las centrales para generar las condiciones de la simulación de la operación.
- **data_hvdc:** En este archivo cargan las líneas de transmisión en DC. Las cuales necesitan la información de las líneas, y en adición la información de las subestaciones inversoras y rectificadoras, para poder realizar una correcta simulación de lo que sería la línea Kimal-Lo Aguirre, en esta ocasión la conexión será entre las Kimal-Alto Jahuel.
- **data_lines:** En este archivo se cargan de las líneas de transmisión, en el cual es necesario

conocer la capacidad máxima del flujo por las líneas, las barras que conecta, y el valor de la reactancia asociado. Este archivo junto con el de DATA BUS son los encargados de fijar la topología correcta de la red a simular.

- **data_load:** En este archivo es el en cual se le entrega la demanda para cada barra, y para cada hora del ciclo a simular en la potencia base asociada al programa (100 MVA para esta ocasión).
- **data_res:** En este archivo se cargan las centrales generadoras de energía variable a las cuales corresponde un perfil de generación para poder proyectar su energía. Es por esto que este archivo requiere archivos como los *data_solar* (perfiles de generación solar FV), *data_wind* (perfiles de generación eólica), etc. Además, se requiere la potencia máxima de la central para poder así complementar con el perfil de generación asociado en los documentos señalados.
- **data_ror:** En este archivo se registra la energía como dato para centrales hidroeléctricas de pasada.
- **data_solar:** Son archivos que registran los datos de perfil de generación solar para las centrales solares FV. Y con la cual se considerará para la simulación del despacho económico en tiempo real.
- **data_sto:** En este archivo se registran los sistemas de almacenamiento, y sus parámetros para la carga y descarga de energía con sus eficiencias respectivas para su correcto uso en la simulación. También considera las centrales hidroeléctricas para su correcto funcionamiento como centrales de embalse.
- **data_wind:** Son archivos que registran los datos de perfil de generación eólica para las centrales eólicas. Y con la cual se considerará para la simulación del despacho económico en tiempo real.
- **data_bus:** En este archivo se carga la lista de barras de la red, para darle su nombre y asociarlo a los distintos archivos que lo requiere. Los archivos que requieren la ubicación de barra son: *data_load*, *data_gen*, *data_lines*, *data_res*, *data_sto*, *data_hvdc*.

En la tabla [4.1](#) las celdas blancas corresponden a variables generales que se adecuan para la simulación. Dentro de las especificaciones se encuentra el tiempo máximo, tolerancia para el resultado, potencia base, etc. Para todas las simulaciones, la potencia base corresponde a 100 [MVA] para todas las componentes de potencia eléctrica. Además, recalcar que los archivos tipo *data_ror*, *data_solar*, y *data_wind* se crearán para cada central de este tipo, y en esta ocasión las centrales CSP se utilizarán de la misma forma, lo cual será explicado más adelante.

4.2 Elección del escenario para la base de datos

Para la creación de los datos de entrada del programa *LGPLAN*, se utiliza una fuente principal, la cual es la PELP, en sus proceso 2023-2027, y una fuente utilizada para poder determinar los niveles de rampa de las centrales térmicas, en donde se recurrió al reporte configuraciones de infotécnica (CEN). [19] La PELP considera distintos escenarios para el ciclo a trabajar. En este ciclo existen 3 escenarios, los cuales son:

- Recuperación Lenta Post Covid
- Rumbo a la carbono Neutralidad
- Acelerando la transición energética

Este caso, el escenario seleccionado es "*Acelerando la Transición Energética*", el cual posee las siguientes características, que son de interés para nuestro escenario de simulación, las cuales son:

- **Despliegue Masivo de Energías Renovables:** Se propone un despliegue amplio de energías renovables en el sistema eléctrico, especialmente solar y eólica, junto con la generación distribuida mediante tecnología fotovoltaica a pequeña escala.
- **Almacenamiento de Energía:** Se incorporan soluciones de almacenamiento, principalmente baterías, para proporcionar flexibilidad al sistema eléctrico y facilitar la penetración de energías renovables.
- **Retiro de Centrales a Carbón:** Se acelera la salida de operación de las centrales a carbón, contribuyendo a una reducción significativa de emisiones de gases de efecto invernadero, logrando casi neutralizar las emisiones al 2050.
- **Modernización de la Red Eléctrica:** Se promueven obras de optimización y refuerzo de la red eléctrica mediante tecnologías avanzadas de almacenamiento, capacidad dinámica de líneas (DLR) y dispositivos flexibles (FACTS).
- **Electromovilidad y Hidrógeno Verde:** Se fomenta la electrificación en el sector transporte, con altos niveles de penetración de vehículos eléctricos y uso de hidrógeno verde en el transporte pesado y en vuelos comerciales nacionales.
- **Reducción de Emisiones:** El sector eléctrico contribuye significativamente a la meta de carbono neutralidad para el año 2040, con una reducción proyectada del 64% de las emisiones al 2050 en comparación con 2018.

- **Innovación y Digitalización:** Se enfoca en la investigación y desarrollo en electrónica de potencia y la digitalización intensiva de la red eléctrica, asegurando una operación automatizada y segura.

En esta situación es que con los datos obtenidos del archivo *"Base de Datos Preliminar- Modelo Eléctrico"* se procede a la adaptación para la topología, demanda, y matriz de generación de la red del SEN para el año 2043. En donde la potencia instalada, perfil de demanda y de generación para el año 2043, según la PELP, se aprecian en las Figuras 4.1, 4.2, 4.3 respectivamente.

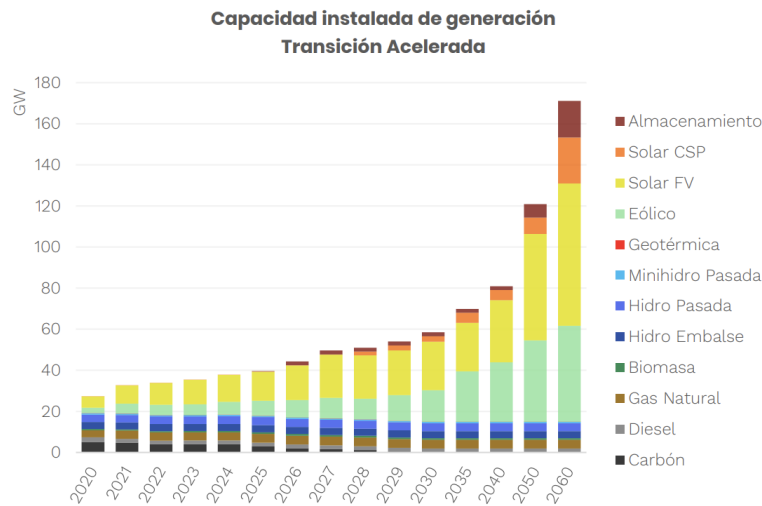


Figura 4.1: Capacidad Instalada en GW para el escenario acelerando la transición energética. Fuente: [20]

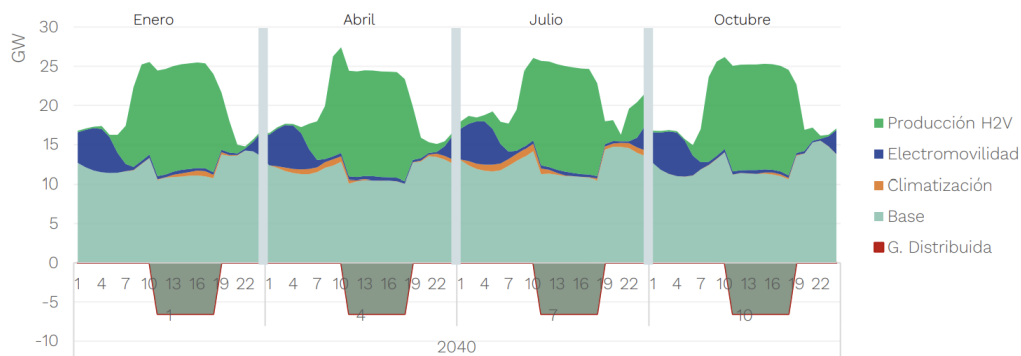


Figura 4.2: Demanda GW para el escenario acelerando la transición energética. Fuente: [20]

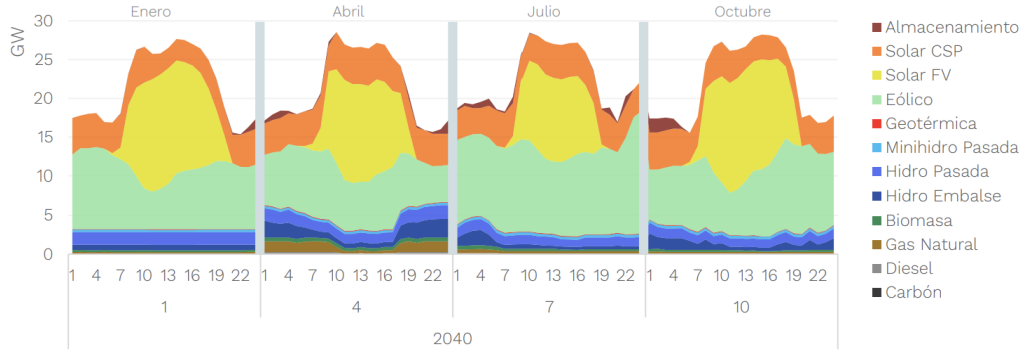


Figura 4.3: Generación en GW obtenidos por la PELP en su escenario acelerando la transición energética. Fuente: [20]

4.3 Adaptación para la base de datos de LGPLAN

Para la creación de la base de datos requerida por **LGPLAN**[®] es necesario dividir el trabajo por cada sección requerida, las cuales son:

- Barras y demanda
- Transmisión
- Generación

4.3.1 Barras y demanda

Para la selección de las barras, es necesario recurrir a la base de datos de la PELP, para la sección de "Acelerando la transición energética", en donde se recurre al archivo "Acelerando la Transición Energética_Busbar", en donde existe una lista de barras asociadas, las que se pueden ver en la Tabla 4.2.

NuevaCharrua500	AltoJahuel500	NuevaMaitencillo500	LosChangos500	Parinacota220
Cumbre500	NuevaCardones500	NuevaPuertoMontt500	Lagunas220	Quillota500
Pichirropulli500	Ancoa500	Parinas500	Kimal220	Candelaria500
Polpaico500	RioMalleco500	NuevaZaldivar220	LosChangos220	Rapel500
NuevaAncud500	NuevaPandeAzucar500	Kimal500	NuevaPozoAlmonte220	Concepcion500
Mulchen500	Kimal500H2	Polpaico500H2	NuevaCharrua500H2	

Tabla 4.2: Muestra las barras incluidas en la PELP. Fuente: [20]

En estas barras, existen barras para hidrógeno, las cuales se omitieron, quedando una cantidad de 26 barras para la definición del sistema eléctrico a simular.

En el caso de la demanda, es necesario recurrir al archivo *demanda*, el cual tiene las demandas por barras y por tipo desde el año 2020 hasta el año 2060, en donde hay una demanda de un día típico, por cada mes y por cada año entre esos períodos. Con esto, se extraen los datos asociados al año 2043, y luego se agrupan todas las demandas para cada barra, generando un consolidado de demanda por barra, asignando la demanda total de las barras presentadas en la Tabla 4.2.

Una vez realizada esta extracción, se procede a crear el archivo *data_load*, para ser ingresado a **LGPLAN**® para la posterior simulación.

4.3.2 Transmisión

Para determinar las líneas de transmisión de la red, es necesario recurrir al archivo "*Acelerando la Transición Energética.Branch*" de los archivos de entrada de la PELP y también al archivo "*Acelerando la Transición Energética.Transmission investment [MW]*". Estos archivos entregan las líneas de transmisión de la red, las cuales se dividen en 2 tipos de líneas. El primer grupo son las líneas que están definidas como no candidatas en la red; estas líneas son líneas existentes o líneas que se entrarán en funcionamiento en un futuro en la red. El siguiente grupo son líneas consideradas candidatas, es decir, líneas que podrían entrar a la red, pero necesitan pasar el proceso de optimización para ver si son líneas factibles y/o necesarias para la red.

Dado lo anterior, es necesario seleccionar las líneas que se encontrarán en funcionamiento en el futuro de la red de transmisión, y para esto es necesario realizar un proceso para obtenerlas. Este proceso se divide en 3 etapas, las cuales son:

- Tratamiento de líneas existentes
- Tratamiento de líneas candidatas
- Consolidado de líneas para la red a utilizar

Tratamiento de líneas existentes

Las líneas existentes se extraen directamente del archivo "*Acelerando la Transición Energética.Branch*", el cual también indica la fecha de inicio de operación, junto con la fecha de retiro de la unidad; es por eso que en este proceso se seleccionan solo las unidades con fecha de retiro que sea posterior al año de simulación, y luego solo se dejan los parámetros de interés para los valores necesarios de la línea para poder ingresarlos al archivo *data_load*.

Tratamiento de líneas candidatas

Para modelar las líneas futuras de la red, y las líneas que ingresarán a operar en un futuro, es necesario utilizar el archivo "Acelerando la Transición Energética_Branch" en conjunto con el archivo de salida de la PELP llamado "Acelerando la Transición Energética_Transmission investment [MW]". El primer archivo hace referencia a qué centrales son candidatas en un futuro, es decir, líneas que en el inicio no se sabe si existirán o no en un futuro; es en esta instancia donde el segundo archivo es el que entrega esta información, ya que en este se entregan los resultados de las líneas que superaron el proceso de optimización realizado por la PELP, y nos define qué líneas estarán disponibles, en qué fecha realizarán su ingreso, barras que la conectan, y potencia máxima de flujo por la línea. Es en esta etapa en donde se seleccionan las líneas candidatas que se encontrarán disponibles hasta antes del año 2043, y luego seleccionar las variables de interés para el archivo de entrada necesario para **LGPLAN**®.

Consolidado de líneas para la red a simular

Una vez seleccionadas las líneas que definen el sistema de transmisión de la red para el año 2043, es necesario realizar un consolidado de las líneas entre cada barra que se encuentra conectada, ya que el programa incluye la restricción N-1 activa. Esta restricción limita la capacidad de transmisión entre barras para reaccionar ante contingencias existentes en estas. Dado esto, es que se genera una línea equivalente entre cada barra, para poder obtener la capacidad de transmisión total entre cada barra. Una vez realizado esto, y considerando el criterio de restricción N-1, se genera una segunda línea con la misma capacidad de transmisión para poder tener como resultado en la simulación, la capacidad total real de transmisión que existe entre las barras.

Con esto, el sistema de transmisión queda completamente definido con 2 líneas entre cada barra que se encuentran conectadas, y se procede a ingresar los datos de cada línea al archivo *data_load* para ser utilizado en la posterior simulación.

Finalmente, y con lo realizado en los procesos anteriores, es posible modelar la topología de la red, la cual se puede observar en la figura [4.4](#), en donde los colores van cambiando para marcar las zona norte, centro y sur.

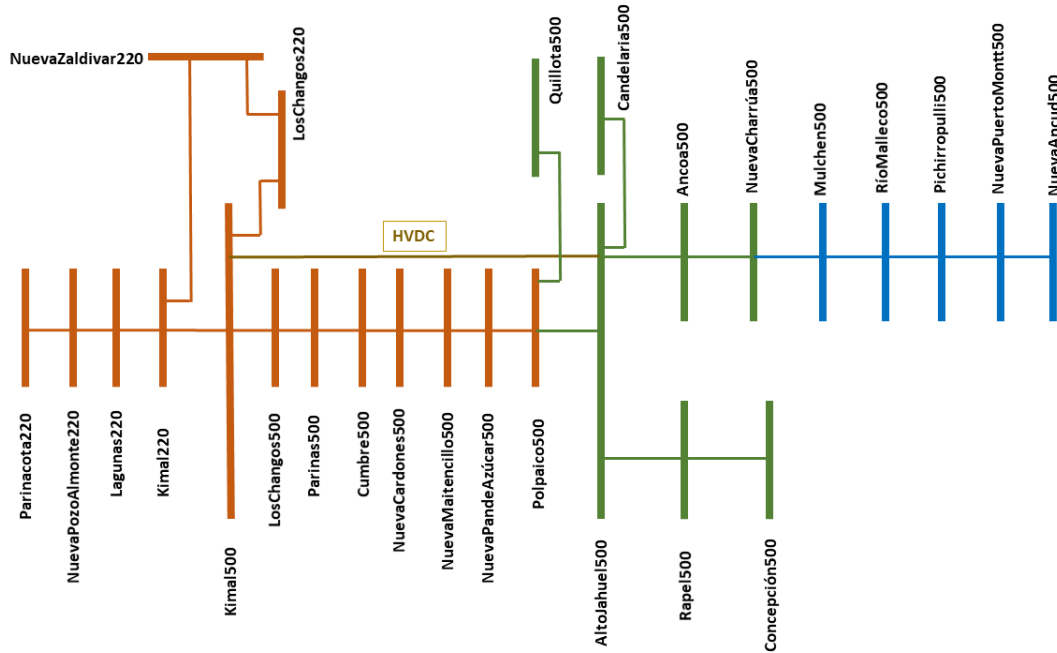


Figura 4.4: Sistema eléctrico nacional definido a través de la base de datos utilizada para el año 2043. Fuente: Elaboración propia

4.3.3 Generación

Para determinar la matriz de generación proyectada para el año 2043, es necesario acceder a una serie de archivos de entrada y salida del modelo eléctrico de la PELP. Además, es necesario utilizar un archivo denominado “*reporte_configuraciones*” el cual fue extraído desde el CEN. [19]

Este procedimiento que entrega como resultado la matriz de generación para el año de simulación se puede separar en 3 etapas, las cuales son:

- Determinación de centrales en funcionamiento para el 2043
- Creación de perfiles y energía disponible
- Modificaciones y supuestos

Determinación de centrales en funcionamiento para el 2043

Para determinar las centrales que formarán parte de la matriz, es necesario recurrir a un archivo de entrada y uno de salida de la PELP. El archivo de entrada corresponde a “*Acelerando la Transición Energética_Generator*”, en el cual se encuentra una tabla que incluye todas las centrales y atributos técnicos como la potencia máxima, mínima, barra en donde se ubica, fecha de entrada en operación, fecha de cierre de la central, etc. Estas se pueden categorizar en centrales existentes (no candidatas)

y centrales candidatas a ser parte de la matriz de generación futura. Este atributo es una de las columnas de la tabla, la que define si una central es candidata o no.

Para las centrales existentes, se seleccionan las centrales no candidatas o existentes; para esto, es necesario filtrar el archivo por las centrales que no sean candidatas, y que su fecha de retiro o cierre de la central sea mayor al año 2043. Con esto se asegura que las centrales que se encuentran en funcionamiento, según la PELP, sigan en funcionamiento para el año de la simulación.

Luego, para las centrales candidatas, es necesario realizar el filtro inverso que fue utilizado para las centrales existentes. Una vez realizado este paso, es necesario conocer las centrales que superaron el proceso de simulación de la PELP, en el cual se recurre al archivo de salida denominado "*Acelerando la Transición Energética_Generation investment [MW]*", el cual entrega como resultado las centrales candidatas que proyecta la PELP que ingresarán a lo largo del tiempo. Este archivo contiene la información de cuándo entrará en operación la central, nombre del generador, potencia máxima, tecnología y la barra a la cual se encuentra conectada. Con esto, solo falta filtrar las centrales que entren en operación antes del año 2043.

Una vez determinadas las centrales que formarán parte de la matriz de generación, es necesario agrupar las centrales por tipo de tecnología, en donde, en la PELP, se le asigna un archivo a cada tipo de central. En la siguiente lista se identifica el tipo de central, y su archivo de almacenamiento en la PELP.

- **Centrales térmicas:** *Acelerando la Transición Energética_ThermalGenerator*
- **Centrales fotovoltaicas:** *Acelerando la Transición Energética_PvGenerator*
- **Centrales eólicas:** *Acelerando la Transición Energética_WindGenerator*
- **Centrales CSP:** *Acelerando la TransiciónEnergética_CSPGenerator*
- **Centrales hidroeléctricas:** *Acelerando la Transición Energética_HydroGenerator*
- **Sistemas de almacenamiento:***Acelerando la Transición Energética_ESS*

Además, gracias a estos datos es posible obtener los costos variables de las centrales térmicas, en donde se procede a obtener un costo variable promedio por tecnología, para el año 2043 obteniéndose así lo mostrado en la tabla [4.3](#)

Tabla 4.3: Costos variables utilizados para cada central de tipo térmica. Fuente: [20]

Tecnología	Costo variable [USD/MWh]
Biomasa	184.55
Cogeneración	310.76
Gas	456.75
Fueloil	553.75
Diésel	1182.16

En los costos variables se considera los sistemas de almacenamiento con costo variable nulo, dado que en la PELP, estas tienen un costo variable nulo y generando que en la función objetivo, la función de costos de carga y descarga del sistema sea una función de costos nula.

Con el proceso anterior, quedan definidas las potencias mínimas y máximas para todas las centrales de generación; para los sistemas de almacenamiento también queda definida la energía, eficiencia de carga y descarga. No obstante, aún es necesario realizar los procesos para obtener los perfiles de generación para las centrales variables (solar fotovoltaica, eólica); los costos variables para las centrales, y los niveles de rampa (para las centrales convencionales o térmicas en esta simulación); la energía disponible para las centrales hidroeléctricas.

Creación de perfiles y energía disponible

Para la creación de los perfiles de generación para las centrales fotovoltaicas y eólicas, es necesario determinar los perfiles de generación asociados a cada central. Para esto se ingresa al archivo de entrada del modelo eléctrico de la PELP, específicamente al archivo *Acelerando la Transición Energética_power*, este archivo contiene los perfiles para cada hora para las centrales tipo eólica, solar fotovoltaica y CSP. En donde las 2 primeras, solamente se extraen los perfiles de cada central de la matriz creada en el punto anterior y se les asigna a la central en el archivo *data_res* de **LGPLAN**®. En el caso de las CSP, la creación del perfil es distinta, ya que, por restricciones del programa de simulación, se realizará un perfil equivalente de generación, el cual será calculado de otra manera.

Para la generación de los perfiles para las centrales de concentración solar, es necesario recurrir a los archivos de salida del modelo eléctrico de la PELP, ya que, utilizando la energía generada por cada central CSP, se divide por la potencia máxima de la central y se crea el perfil energético de las 24 horas. Esto se realiza utilizando el archivo *"di_generation.csv"*, el cual contiene la información de la generación de las centrales de todos los años, desglosada por central, por hora y por fecha. Es con estos datos que se recrea un perfil de generación para cada central CSP.

Por último, es necesario dimensionar la cantidad de energía disponible para cada central hidroeléctrica presente en la simulación. Este punto es crucial, ya que en el programa a realizar

la simulación es necesario entregar la energía disponible a este tipo de centrales; en cambio, en la PELP las centrales hidroeléctricas se realizan optimizando el recurso con perfiles de caudal y niveles de agua de los embalses. Es por esto que se decide realizar un proceso similar al proceso para obtener los perfiles de las centrales de concentración solar, en el cual ahora es necesario ingresar al archivo *"di_system.csv"*, un resultado del proceso de planificación energética, el cual entrega la energía por fecha y por hora, para cada tipo de tecnología. Es con esto que se decide obtener la energía total del día típico simulado en la PELP para cada mes del año 2043, y luego prorratar por potencia la energía para cada central, entregando así la energía que se encuentra disponible para cada central de agua.

Con esto ya se tiene el parque generador para el año 2043, el cual queda determinado como se muestra en la tabla 4.4

Tabla 4.4: Potencia instalada y porcentaje de participación por tecnología. Fuente: Elaboración propia basado en [20]

Tecnología	Potencia instalada [GW]	Porcentaje de la red
Solar FV	30.6	36.8%
Eólica	21.7	26.1%
Storage	8.6	10.3%
Hidroeléctrica	7.9	9.6%
CSP	4.8	5.8%
Diésel	4.4	5.3%
Gas	4.1	5.0%
Biomasa	0.7	0.8%
Fueloil	0.1	0.2%
Cogeneración	0.1	0.2%
Total	83.0	100.0%

Modificaciones y supuestos

En este esquema fue necesario realizar modificaciones y supuestos para la correcta adaptación de los archivos y posterior simulación. Estas modificaciones se pueden separar en las siguientes:

- Tasas de toma de carga para las centrales térmicas
- Modelos de central equivalente para centrales eólicas y solares

Tasa de toma de carga para centrales térmicas

La primera modificación es la modificación de los niveles de rampa propuestos por la PELP, esto debido a que utiliza una tasa de toma de carga constante de 100 [MW/h] para todas las centrales que tienen capacidad de toma de carga. Es por esto que se recurre a una fuente adicional para determinar las tasas de toma de carga para cada central convencional (térmica), esto se realiza utilizando como base el archivo *reporte_configuraciones* extraído del CEN. [19]

En dónde, para las centrales de biomasa, fueloil se utilizó el promedio de todas las centrales disponibles. Para la central de gas se utilizó el promedio de las unidades generadoras de la *Ter Kelar*, para cogeneración se usó como referencia tipo *TER SANTA FE*, y finalmente, para las centrales diésel se utilizó el promedio de *Cardones diésel*, *Los guindos 1 diésel*, *Santalidia diésel* y *Los guindos 2 diésel*. De lo que se obtuvo lo que se puede apreciar en la Tabla 4.5

Tabla 4.5: ratio de tasa de toma de carga para cada tecnología. Fuente: Elaboración propia basado en [19]

Tecnología	Ratio tasa toma de carga [1/h]
Biomasa	0.68
Cogeneración	2.63
Diésel	4.39
Fueloil	4.30
Gas	0.92

Para obtener las tasas de toma de carga para las centrales se tiene que tomar la potencia nominal de la central y luego multiplicarla por el ratio correspondiente a su tecnología.

Modelos de central equivalente para centrales eólicas y solares

Para las centrales solares y eólicas se realizó una central equivalente por barra en el sistema, esto se elige representar así debido a que el hardware no tenía la capacidad de realizar los cálculos considerando todos los perfiles y centrales renovables de estas tecnologías al requerir una cantidad mucho mayor de memoria disponible.

La forma de representar las centrales es realizar una central con un modelo de potencia máxima, es decir, se realiza un equivalente de potencia máxima para ambos tipos de central. Además, se requiere crear un perfil de generación para cada barra, ya que es necesario determinar cómo será la potencia disponible en cada hora de operación de esta nueva central equivalente. Es por lo anterior que se realiza un perfil promedio para ambas tecnologías, y por cada barra existente en el modelo. Es con esto que las tecnologías eólicas y solares quedan representadas para su posterior simulación.

4.4 Simulación y extracción de resultados

Una vez obtenida la simulación, es necesario extraer los resultados asociados al programa, esto debido a que el programa tiene una diversidad de archivos de salida y la correcta obtención de estos depende del usuario, al menos en esta versión.

Lo primero es dejar en claro que el programa tiene simulaciones de contingencia en la red, es por esto que es necesario utilizar los archivos de operación normal para la red a simular. Para esto, en la mayoría de los casos fue necesario obtener solo el primer archivo de salida de los array que disponía el archivo *opf_sol*, el cual indica que esa es la operación para el estado sin contingencias de la red. Por otro lado, para la obtención de los LMP, los cuales son una salida en el programa, es necesario tomar todas las matrices generadas para los array de las restricciones de balance y luego sumar estas salidas con sus índices correctos para así obtener los LMP.

Finalmente para calcular los TLMP es necesario obtener las restricciones de rampas, llamadas *ramp_u* y *ramp_l*, los cuales contienen los valores de las variables duales de la restricción de subida y de bajada, respectivamente. Una vez obtenido eso, es necesario generar el TLMP para las centrales convencionales que tienen valores o restricciones de rampa.

Finalmente, es de considerar que los resultados obtenidos por la herramienta para términos monetarios son entregados en la salida con un factor de amplificación, que en esta ocasión corresponde a 36500 y es aplicado a todos los parámetros asociados a dinero utilizados para el análisis futuro.

Capítulo 5

Resultados y análisis

En este apartado se mostrarán los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas para el año 2043. En este apartado se mostrarán resultados divididos en cuatrimestres, es decir, se presentan los resultados agrupados de a cuatro meses. En los resultados se mostrarán los ingresos y las diferencias entre los esquemas de precios para cada mes del cuatrimestre señalado. La estructura que seguirá este capítulo por cada sección es la siguiente:

- Revisión de característica de generación y costos marginales.
- Revisión de los ingresos netos asociados a los agentes afectados por el esquema de precios TLMP.
- Análisis en profundidad del comportamiento de los agentes afectado por el esquema TLMP, en donde se usará una central y SAE que ayude a representar el comportamiento de la tecnología en el mes en cuestión.

Finalmente, se realizará un análisis al año completo, en donde se verá el consolidado para comprender la magnitud y la diferencia que existe entre la utilización de cada esquema de precios en los activos afectados.

5.1 Cuatrimestre enero-abril

5.1.1 Enero

En el perfil de generación correspondiente al mes de enero, se observa una marcada participación de la energía solar durante el período diurno, cubriendo la mayor parte de la demanda en ese horario. Por su parte, las hidroeléctricas y los sistemas de almacenamiento concentran su operación durante la noche, lo que evidencia el rol del almacenamiento en el desplazamiento de energía: se cargan durante el día, cuando abunda la generación solar, y se descargan en la noche. En este mismo período nocturno, se requiere el uso de centrales a gas para cubrir la demanda una vez que la generación solar deja de estar disponible.

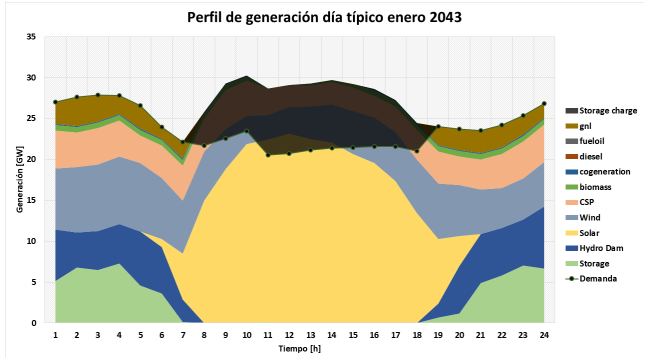


Figura 5.1: Perfil de generación enero 2043.

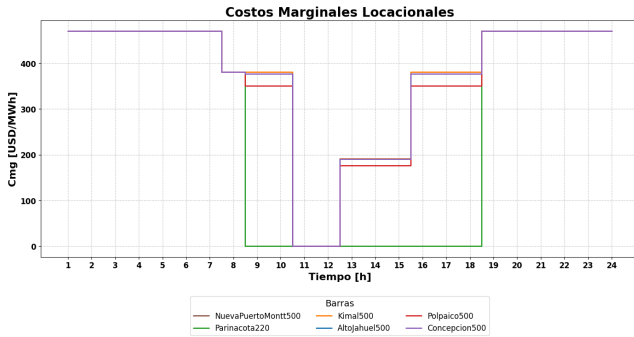


Figura 5.2: LMP enero 2043 para barras seleccionadas.

En cuanto al comportamiento de los costos marginales, durante los bloques nocturnos se observa un valor uniforme de 456.75 [USD/MWh] en toda la red, lo que indica un acoplamiento del sistema en ese horario. Durante el bloque solar, se destaca la zona norte (barra *Parinacota220*), que alcanza un costo marginal nulo, comportamiento que también se presenta entre las 10 y 12 horas en el resto del sistema. El valor máximo de este mes está determinado por las unidades térmicas a gas, que marcan el precio cuando se retira la generación renovable.

5.1.2 Febrero

En febrero, la operación muestra un comportamiento similar al mes anterior, con la energía solar dominando durante las horas diurnas y cubriendo la mayor parte de la demanda. Las hidroeléctricas y los sistemas de almacenamiento nuevamente concentran su operación nocturna, reflejando su rol en el desplazamiento de energía desde el bloque solar hacia la noche, cuando la generación solar ya no está disponible.

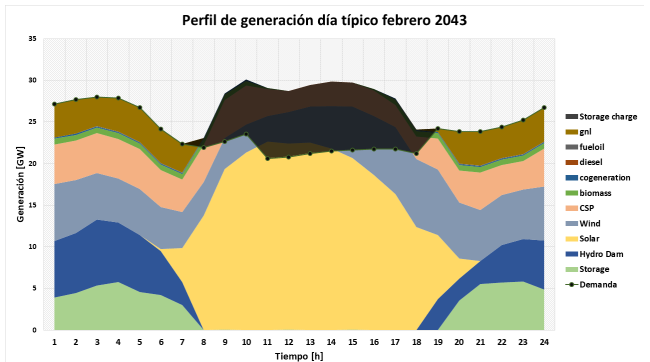


Figura 5.3: Perfil de generación febrero 2043.

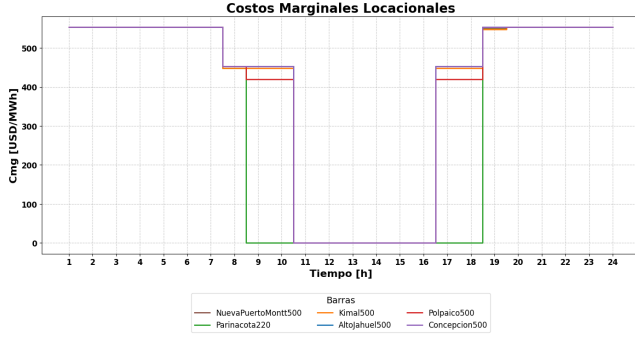


Figura 5.4: LMP febrero 2023 para barras seleccionadas.

5.1.3 Marzo

En marzo, se mantiene el predominio solar en las horas diurnas, aunque con una ligera reducción en su generación máxima. Destaca la participación de centrales diésel durante la noche, lo que indica que fue necesario recurrir a tecnologías de mayor costo para satisfacer la demanda en ausencia de generación renovable.

Durante febrero, los costos marginales presentan un valor de 553.75 [USD/MWh] en los bloques nocturnos para toda la red, determinado por las centrales de tipo fueloil. Este comportamiento indica acoplamiento de los costos marginales en la noche. Durante el día, se evidencia un costo marginal nulo entre las 11:00 y 17:00 horas en todas las barras analizadas, reflejando un abastecimiento completo por unidades con costo variable nulo.

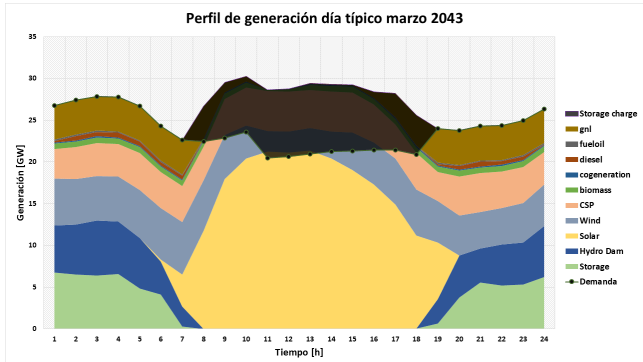


Figura 5.5: Perfil de generación Marzo 2023.

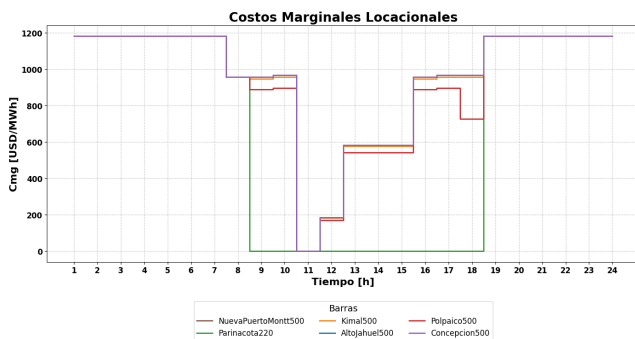


Figura 5.6: LMP marzo 2023 para barras seleccionadas.

El costo marginal nocturno en marzo alcanza los 1182.16 [USD/MWh], determinado por las unidades diésel, lo cual genera un acoplamiento total en ese bloque. En contraste, durante las horas diurnas se observa una dispersión de precios entre barras (9:00 a 19:00), lo que indica desacoplamientos en ciertas zonas del sistema.

5.1.4 Abril

En abril se mantiene la estructura operativa de los meses anteriores. La generación solar sigue siendo dominante en el período diurno, aunque con una producción máxima inferior. Durante la noche, nuevamente se recurre a generación diésel, evidenciando la necesidad de unidades de mayor costo para suplir la demanda en ausencia de recursos renovables.

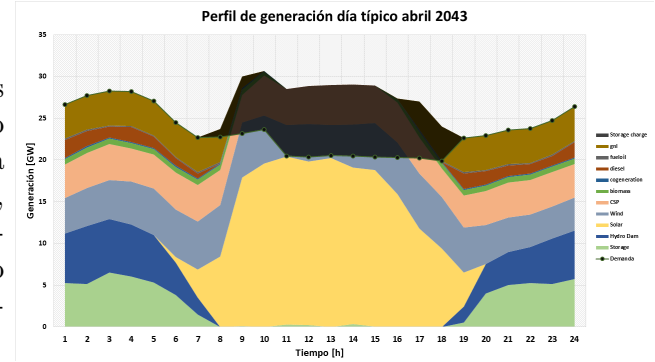


Figura 5.7: Perfil de generación abril 2043.

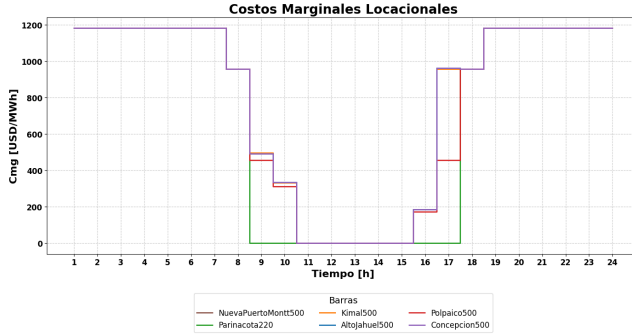


Figura 5.8: LMP abril 2043 para barras seleccionadas.

Similar a marzo, los costos marginales nocturnos alcanzan los 1182.16 [USD/MWh] en toda la red, con un acoplamiento completo del sistema. Durante el bloque solar (11:00 a 16:00), se observa un comportamiento homogéneo en los precios entre barras, lo que sugiere un acoplamiento diurno en ese rango horario.

5.1.5 Resumen operacional primer cuatrimestre

Durante el primer cuatrimestre, los perfiles de generación y los costos marginales revelan una tendencia clara: en los meses de enero y febrero se observan menores costos marginales máximos en comparación con marzo y abril. Este aumento se explica por el ingreso de unidades térmicas más costosas, como las centrales diésel, requeridas principalmente durante los bloques nocturnos de los últimos meses del cuatrimestre.

Se identifica un patrón común en la operación de todos los meses analizados: la energía solar tiene un rol protagónico durante las horas diurnas, mientras que en los bloques nocturnos es necesario recurrir a tecnologías térmicas como gas, fueloil o diésel para cubrir la demanda. En este contexto, los sistemas de almacenamiento e hidroeléctricas actúan como tecnologías de soporte, desplazando energía desde los bloques solares hacia la noche y contribuyendo a mitigar parcialmente los altos costos marginales nocturnos.

Adicionalmente, se observa que a medida que avanza el cuatrimestre y se transita desde el verano hacia el otoño, la generación solar comienza a disminuir, lo cual es coherente con la estacionalidad. Esta reducción en el recurso solar implica una menor cobertura de la demanda diurna por parte de las fuentes renovables, aumentando la necesidad de despacho térmico y, por consiguiente, el costo marginal promedio del sistema.

Finalmente, se evidencia una mayor homogeneidad de precios durante los bloques nocturnos en todos los meses, con costos marginales acoplados a lo largo del sistema. En contraste, durante los bloques diurnos se presentan desacoplamientos en ciertas zonas del SEN, especialmente en enero y marzo, lo que refleja diferencias en la disponibilidad local de generación renovable y en las restricciones de transmisión.

5.1.6 Ingresos netos

Los ingresos netos correspondientes a este período de operación se presentan en la Tabla 5.1, la Tabla 5.2 y la Tabla 5.3.

Los resultados indican una variación negativa en los ingresos netos para los sistemas de almacenamiento de energía (SAE), así como para las centrales de biomasa y gas, las cuales se ven afectadas por la implementación del nuevo esquema de precios TLMP. Esta tendencia refleja una pérdida de rentabilidad en tecnologías que, si bien participan en el despacho económico, se ven penalizadas por restricciones de flexibilidad que ahora están internalizadas en los precios. Por el contrario, el ingreso tarifario muestra un aumento en su recaudación, dado que las pérdidas de los generadores afectados se trasladan directamente al operador del sistema.

Tabla 5.1: Ingresos netos para los agentes afectados por el TLMP en la red (en cientos de millones de dólares).

Esquema Agente	LMP[MUSD]				TLMP[MUSD]			
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Enero	Febrero	Marzo	Abril
SAE 12h	267	556	600	1375	267	556	600	1375
SAE 4h	82	117	199	249	12	0.00	30	0.00
Biomasa	97	126	389	327	95	120	382	325
Gas	13	162	1400	1375	013	133	1291	1323
Ingreso tarifario	326	237	919	234	399	388	1203	536

Tabla 5.2: Variación absoluta de ingresos netos de los agentes afectados por el TLMP

Esquema	Variación ingresos netos [MUSD]			
Agente	Enero	Febrero	Marzo	Abril
SAE 12h	0.00	0.00	0.00	0.00
SAE 4h	-70	-117	-169	-249
Biomasa	-3	-6	-7	-2
Gas	0.00	-29	-109	-51
Ingreso tarifario	73	151	285	303

Tabla 5.3: Variación porcentual de ingresos netos de los agentes afectados por el TLMP

Esquema	Variación porcentual ingresos netos			
Agente	Enero	Febrero	Marzo	Abril
SAE 12h	0%	0%	0%	0%
SAE 4h	-86%	-100%	-85%	-100%
Biomasa	-3%	-5%	-2%	-1%
Gas	0%	-18%	-8%	-4%
Ingreso tarifario	22%	64%	31%	130%

Tal como se observa en la Tabla 5.2, la mayor parte del aumento en los ingresos tarifarios proviene directamente de la reducción en los ingresos netos de los agentes afectados por el TLMP. Es decir, lo que estas centrales dejan de percibir, es internalizado por el sistema como ingresos tarifarios. Este efecto redistributivo es particularmente evidente en las centrales de biomasa, que muestran una reducción consistente de ingresos en todos los meses analizados. Esto se debe a que, al tener un menor costo variable que otras tecnologías térmicas, ingresan en orden económico a la lista de mérito, y al mismo tiempo, al contar con una baja tasa de toma de carga, son más propensas a activar restricciones de rampa, lo que penaliza su valorización bajo el esquema TLMP.

En el caso de las centrales a gas, el impacto del TLMP es más variable. Si bien presentan caídas en sus ingresos netos, estas no son homogéneas a lo largo del cuatrimestre. El efecto más significativo se observa en el mes de febrero, donde se registra una disminución del orden del -18% en los ingresos netos respecto del esquema tradicional. Esta variabilidad puede estar asociada a la necesidad de las centrales de gas a ajustar su generación para intentar dar flexibilidad a la red sin tener que recurrir a las centrales de diésel.

Respecto a los sistemas de almacenamiento, se observa un comportamiento diferenciado según el tipo de unidad. Las unidades de 4 horas son las más afectadas bajo el esquema TLMP, presentando ingresos netos cercanos a cero en los meses de febrero y abril, mientras que en enero y marzo logran ingresos de aproximadamente 12 [MUSD] y 30 [MUSD], respectivamente. Esto representa una caída en los ingresos netos de entre un 85% y un 100% respecto del esquema sin TLMP. En contraste, las unidades de 12 horas

logran mantener un nivel de ingresos más estable, lo que sugiere que su mayor flexibilidad temporal les permite adaptarse mejor al despacho óptimo con restricciones intertemporales.

5.1.7 Revisión de comportamiento TLMP en los agentes afectados

Para profundizar en los efectos del esquema TLMP sobre los ingresos netos de los agentes, se analiza el comportamiento detallado de dos centrales térmicas y dos sistemas de almacenamiento de energía (SAE), seleccionados por su relevancia tecnológica y ubicación. En particular, se examinan las centrales *NuevaAldealyIII* (biomasa) y *Nehuenco1* (gas), así como los sistemas *ESS_Kimal500_4h* y *ESS_VKimal500_12h*, ambos ubicados en la misma barra.

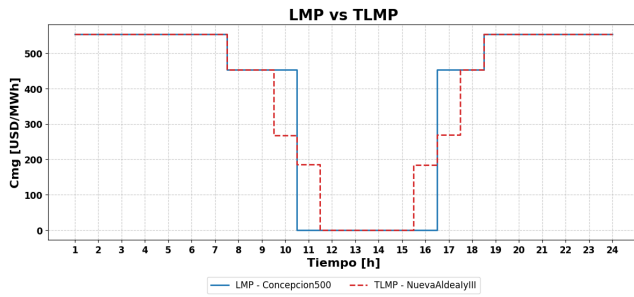


Figura 5.9: LMP y TLMP para central NuevaAldealyIII para el día típico de febrero 2043

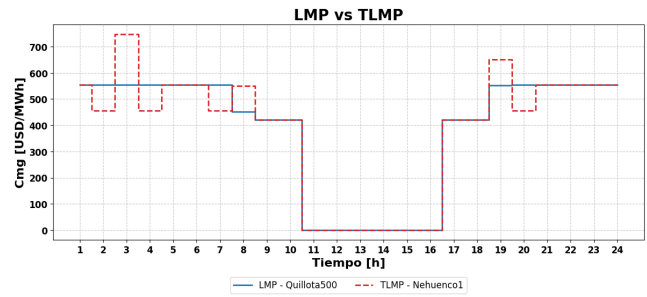


Figura 5.10: LMP y TLMP para central Nehuenco1 para el día típico de febrero 2043.

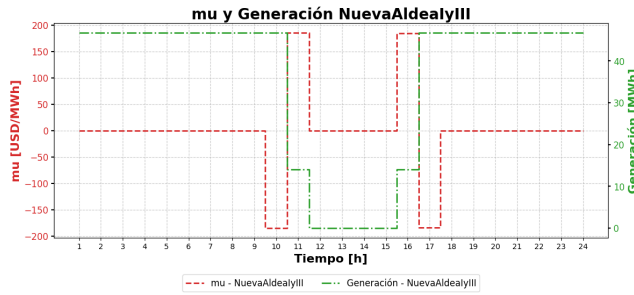


Figura 5.11: μ y generación para central NuevaAldealyIII para el día típico de febrero 2043

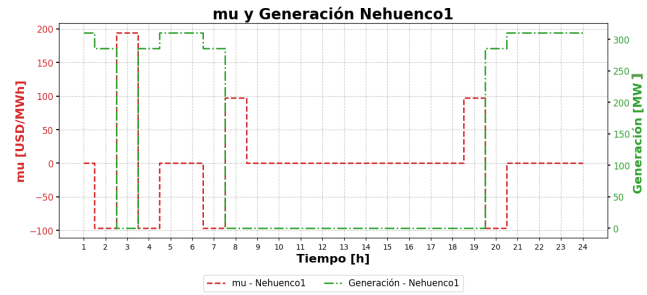


Figura 5.12: μ y generación para central Nehuenco1 para el día típico de febrero 2043.

En la Figura 5.9, correspondiente a la central de biomasa, se observa entre las 10:00 y 11:00 horas un cambio característico en el TLMP: primero, el precio asociado al generador es inferior al LMP, y posteriormente pasa a ser superior. Este comportamiento es indicativo de la activación de la restricción de rampa de bajada. Lo anterior se confirma en la Figura 5.11, donde se aprecia una caída en la generación.

De manera inversa, entre las 16:00 y 17:00 horas, el TLMP es primero superior al LMP y luego inferior, lo que corresponde a una activación de la restricción de rampa de subida. Este tipo de comportamiento es clave para entender por qué se penalizan económicamente estas unidades: cuando una unidad se ve forzada a disminuir su generación abruptamente, el TLMP la remunera por debajo del LMP, y en el caso

de incrementos forzados, el TLMP la remunera por encima del precio de mercado, reduciendo su ingreso neto.

Al comparar ambas unidades, se evidencia que la central *NuevaAldeaIyIII* activa la restricción de rampa en 2 ocasiones, mientras que *Nehuenco1* lo hace en 4 momentos del día típico. Esto implica una mayor pérdida de ingresos para la central a gas, cuyo mayor dinamismo operativo se traduce en una mayor frecuencia de activación de las restricciones temporales. En efecto, el diseño del TLMP penaliza la imposibilidad de brindar a la red estas transiciones rápidas al modificar el precio percibido por la unidad en los periodos en que se activan sus restricciones de rampa.

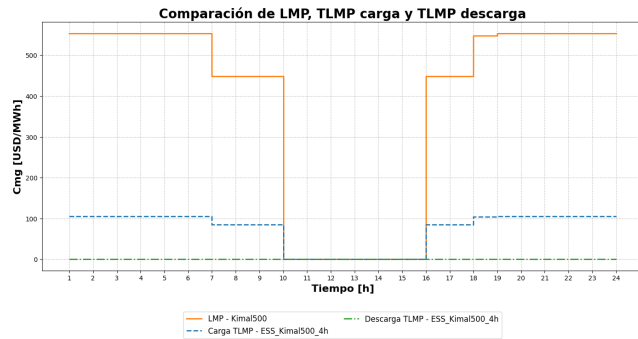


Figura 5.13: LMP, TLMP Carga y TLMP descarga para sistema de almacenamiento *ESS_Kimal500_4h* para febrero 2043

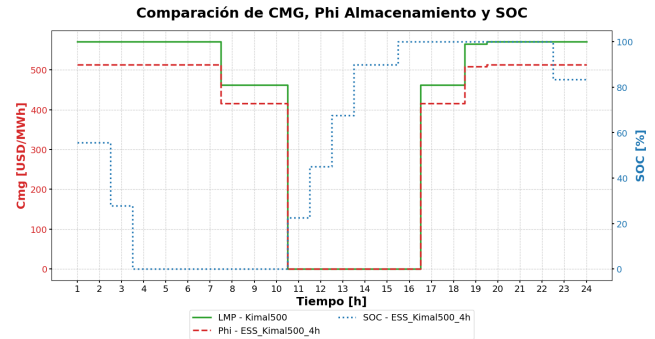


Figura 5.14: LMP y restricción de SOC (ϕ), para central *ESS_KIMAL500_4h* para febrero 2043

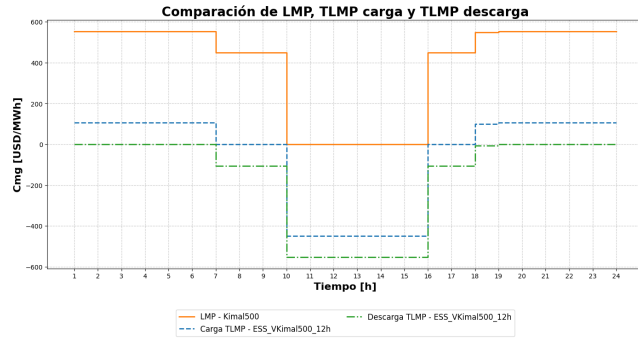


Figura 5.15: LMP, TLMP Carga y TLMP descarga para sistema de almacenamiento *ESS_VKimal500_12h* para febrero 2043

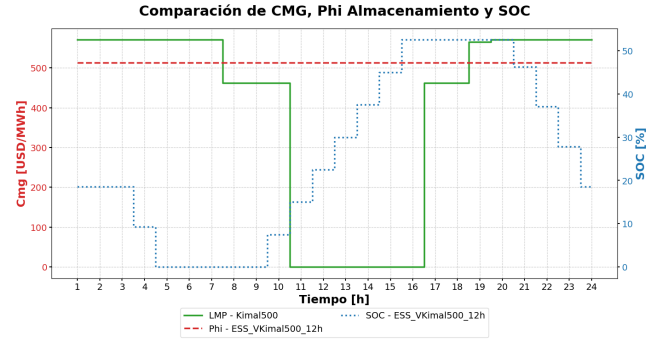


Figura 5.16: LMP y restricción de SOC (ϕ), para central *ESS_VKIMAL500_12h* para febrero 2043

En el caso de los sistemas de almacenamiento, las Figuras 5.13 y 5.15 muestran que el TLMP de carga adopta valores negativos en horarios solares, lo que implica que el sistema recibe un incentivo económico por cargar energía, es decir, se le remunera por su rol de consumo en momentos de excedente renovable. Este comportamiento es una consecuencia directa de la formulación del TLMP, que refleja los beneficios de flexibilizar la red ante condiciones de sobreoferta.

Cabe recordar que las variables de carga y descarga son no negativas. Cuando el sistema de almacenamiento carga, se comporta como una demanda; cuando descarga, como una unidad generadora. Por lo tanto, un precio negativo de carga indica un ingreso neto para el SAE por absorber energía del sistema en momentos adecuados.

Sin embargo, el efecto económico del TLMP varía según la duración del SAE. En la Figura 5.14, el sistema de 4 horas presenta precios de descarga cercanos a cero y valores de carga igualmente bajos, lo que resulta en ingresos netos muy reducidos. Por el contrario, en el sistema de 12 horas (Figura 5.16), la variable dual ϕ permite precios de carga más negativos y mejores condiciones para la descarga, lo que se traduce en mayores ingresos. Esto confirma que los sistemas con mayor capacidad de almacenamiento tienen un mejor desempeño económico bajo el esquema TLMP, al poder gestionar con mayor flexibilidad sus ciclos de carga y descarga.

5.2 Cuatrimestre mayo-agosto

5.2.1 Mayo

En el perfil de generación correspondiente a mayo se observa una disminución considerable de la generación solar respecto al cuatrimestre anterior. Esta ya no es capaz de cubrir por sí sola el peak de demanda diurna, lo que contrasta con los meses de verano. Durante el horario nocturno, se evidencia la operación de unidades diésel, lo que indica la necesidad de recurrir a tecnologías de mayor costo para suplir la demanda en ausencia de generación renovable.

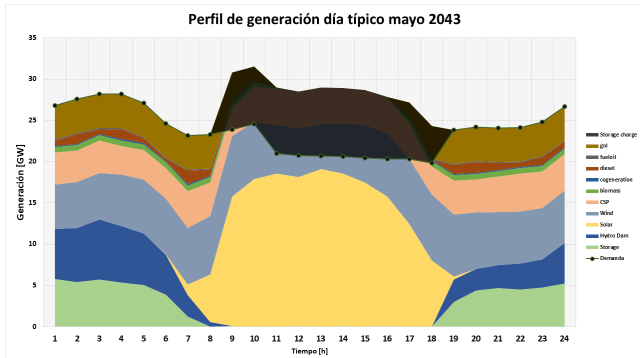


Figura 5.17: Perfil de generación mayo 2043

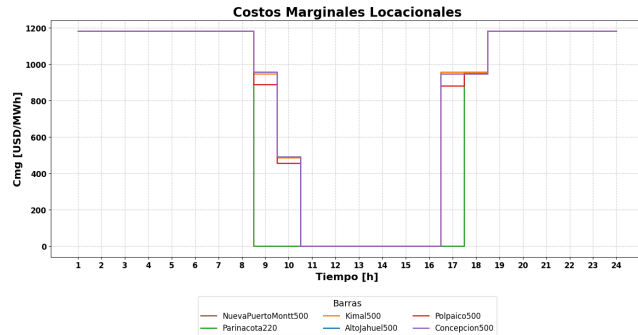


Figura 5.18: LMP mayo 2043 para barras seleccionadas

En cuanto a los costos marginales, mayo presenta un valor de 1182.16 [USD/MWh] durante los bloques nocturnos en toda la red, lo cual corresponde al despacho de unidades diésel. Este valor uniforme indica un sistema acoplado en ese período. Durante el bloque solar, entre las 10:00 y 16:00 horas, se observa también un acoplamiento de precios marginales entre barras.

5.2.2 Junio

En junio se observa una mayor participación de energía eólica durante los horarios nocturnos. Durante el día, la disminución estacional de la energía solar es compensada por el aporte eólico, permitiendo abastecer la demanda sin recurrir intensivamente a tecnologías térmicas. La participación de unidades a biomasa y gas ocurre principalmente en horarios de peak de demanda o durante la noche, aportando flexibilidad al despacho.

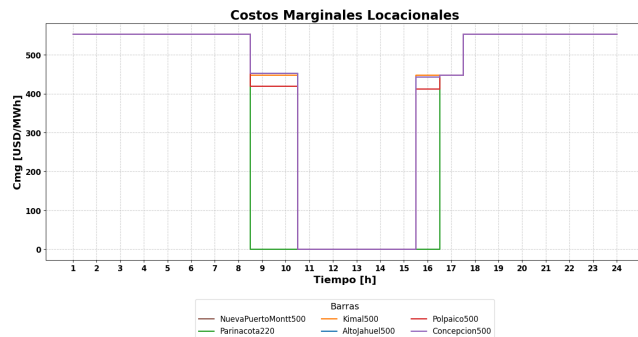


Figura 5.20: LMP junio 2043 para barras seleccionadas

5.2.3 Julio

En julio se destaca la fuerte participación de energía eólica durante todo el día. En conjunto con la generación solar disponible, logran abastecer gran parte de la demanda sin requerir el uso de unidades diésel. La energía eólica, especialmente en horario nocturno, cumple un rol clave en el despacho eficiente del sistema, permitiendo minimizar el uso de tecnologías más costosas.

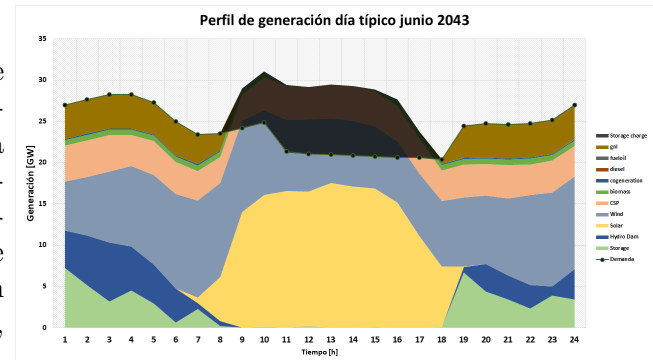


Figura 5.19: Perfil de generación junio 2043.

Los costos marginales en junio alcanzan los 553.75 [USD/MWh] durante la noche, valor que corresponde al despacho de centrales fueloil. Se mantiene un acoplamiento en toda la red en ese horario. Durante el bloque solar, entre las 10:00 y 15:00 horas, los precios marginales son homogéneos, evidenciando un sistema acoplado gracias al complemento eólico-solar.

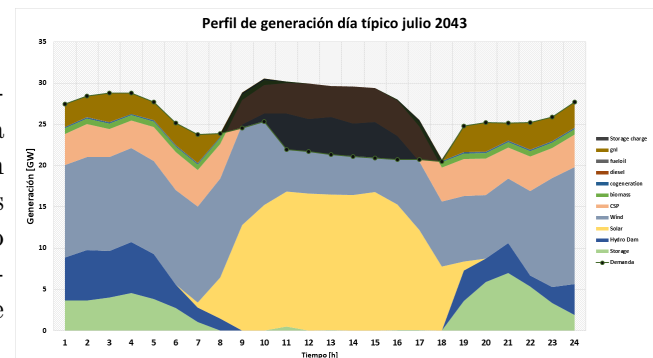


Figura 5.21: Perfil de generación julio 2043.

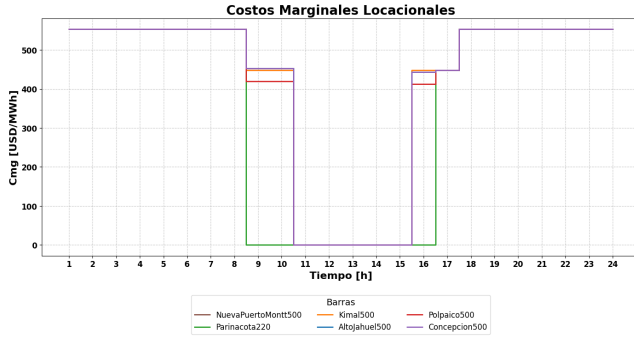


Figura 5.22: LMP julio 2043 para barras seleccionadas

5.2.4 Agosto

En agosto se mantiene el predominio de la energía eólica a lo largo de todo el día. En el bloque solar, la combinación de eólica y solar permite cubrir gran parte de la demanda. Durante la noche, la generación eólica sigue siendo dominante, lo cual reduce la necesidad de utilizar diésel, aunque en este mes específico sí se evidencia su despacho en el día simulado.

En julio, los costos marginales nocturnos alcanzan los 553.75 [USD/MWh], correspondientes al despacho de unidades fueloil. Este valor se encuentra acoplado en toda la red. Durante el día (10:00–15:00), los costos marginales son nulos y homogéneos entre barras, indicando un despacho dominado por unidades con costo variable cero, principalmente eólicas y solares.

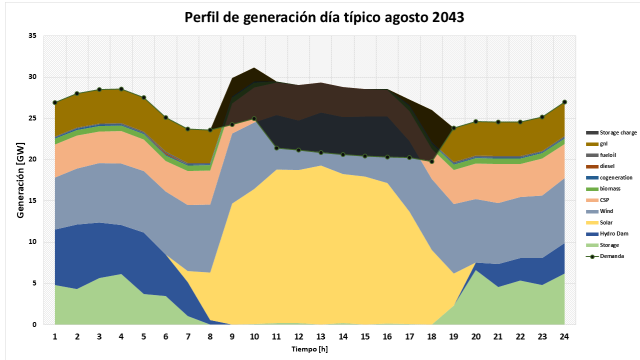


Figura 5.23: Perfil de generación agosto 2043.

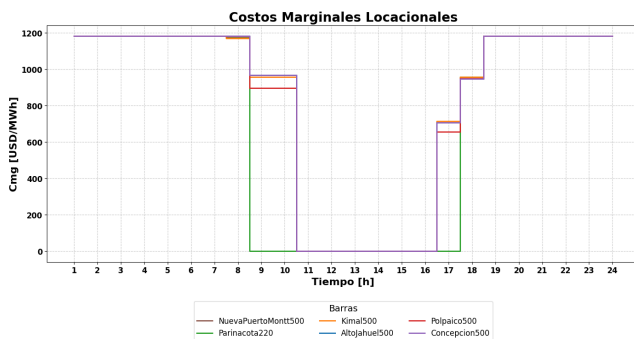


Figura 5.24: LMP agosto 2043 para barras seleccionadas

En agosto, el costo marginal nocturno alcanza los 1182.16 [USD/MWh], determinado por la operación de unidades diésel, con un sistema acoplado en ese horario. Durante el bloque solar (10:00–16:00), los costos marginales son homogéneos, lo que sugiere un despacho eficiente de tecnologías de bajo costo variable.

5.2.5 Resumen operacional segundo cuatrimestre

En cuanto a los costos marginales, se identifican dos patrones diferenciados. Por un lado, los meses de mayo y agosto presentan los valores máximos de 1182.16 [USD/MWh], fuera del bloque solar, lo que

indica el despacho de unidades diésel en dichos períodos. Por otro lado, en junio y julio, si bien también se observan máximos fuera del bloque solar, estos alcanzan un valor menor, del orden de 553.75 [USD/MWh], correspondientes al despacho de unidades fueloil.

Este comportamiento responde a una mayor participación de energía eólica en el período invernal, especialmente en junio y julio, lo que permite suplir la menor disponibilidad solar estacional y reducir la necesidad de tecnologías térmicas más costosas.

Al igual que en el cuatrimestre anterior, los sistemas de almacenamiento y las unidades hidroeléctricas cumplen un rol clave en la compensación de la salida solar durante el período nocturno. Esta acción permite suavizar las variaciones de precio asociadas a la reducción de energía renovable en ciertos bloques horarios, contribuyendo a un despacho más eficiente y menos dependiente del uso de diésel.

5.2.6 Ingresos netos

Los ingresos netos obtenidos durante el segundo cuatrimestre se presentan en la Tabla 5.4, la Tabla 5.5 y la Tabla 5.6. Al igual que en el cuatrimestre anterior, se observa una clara redistribución de los ingresos como resultado del esquema de precios TLMP: las tecnologías afectadas experimentan una disminución en sus ingresos netos, mientras que los ingresos tarifarios del operador aumentan proporcionalmente. Esto refleja la transferencia económica desde los generadores expuestos hacia el sistema a través del ajuste intertemporal de precios.

Tabla 5.4: Ingresos netos para los agentes afectados por el TLMP en la red (en cientos de millones de dólares).

Esquema	LMP				TLMP			
Agente	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Mayo	Junio	Julio	Agosto
SAE 12h	1285	463	615	1236	1285	463	615	1236
SAE 4h	249	117	129	249	000	000	000	000
Biomasa	342	136	150	347	334	131	143	337
Gas	1456	187	201	1437	1367	163	103	1317
Ingreso tarifario	319	174	190	347	665	321	265	726

Tabla 5.5: Variación absoluta de ingresos netos de los agentes afectados por el TLMP

Variación ingresos netos [MUSD]				
Agente	Mayo	Junio	Julio	Agosto
SAE 12h	0.00	0.00	0.00	0.00
SAE 4h	-249	-117	-129	-249
Biomasa	-8	-5	-6	-9
Gas	-89	-25	-97	-120
Ingreso tarifario	346	147	075	379

Tabla 5.6: Variación porcentual de ingresos netos de los agentes afectados por el TLMP

Variación porcentual ingresos netos				
Agente	Mayo	Junio	Julio	Agosto
SAE 12h	0%	0%	0%	0%
SAE 4h	-100%	-100%	-100%	-100%
Biomasa	-2%	-4%	-4%	-3%
Gas	-6%	-13%	-48%	-8%
Ingreso tarifario	109%	84%	39%	109%

Una diferencia significativa respecto del cuatrimestre anterior es que las centrales a gas presentan pérdidas en todos los meses de este período bajo el esquema TLMP, lo que indica que estuvieron participando de manera más activa como tecnologías que tiene que dar soporte la flexibilidad de la red para el seguimiento de la demanda. Esta situación reafirma que el TLMP penaliza a los agentes con limitaciones operacionales (como restricciones de rampa), mientras que incentiva a aquellos que ofrecen flexibilidad, como los sistemas de almacenamiento de mayor duración o algunas unidades hidroeléctricas.

Tal como se aprecia en la Tabla 5.4, los sistemas de almacenamiento y las centrales a gas presentan sus mayores ingresos netos en los meses de mayo y agosto. Esto se explica por los altos costos marginales registrados fuera del bloque solar en dichos meses, los cuales son atribuibles al despacho de unidades diésel. La necesidad de recurrir a estas unidades de mayor costo permite a las tecnologías como el gas, biomasa, etc, obtener una mayor remuneración en esos períodos, mejorando sus ingresos.

En cuanto a la variación porcentual de ingresos, destacada en la Tabla 5.6, se observa que en julio las centrales de gas experimentan un descenso del 48% en sus ingresos netos en comparación con el esquema LMP. Esta cifra representa la mayor variación porcentual observada en el año para las tecnologías de generación afectadas, lo que sugiere la existencia de un caso particular de comportamiento desfavorable durante ese mes, que podría ser analizado con mayor profundidad.

Finalmente, se constata una diferencia de desempeño entre los SAE según su duración. Mientras que

los sistemas de 12 horas logran mantener ingresos netos estables entre ambos esquemas de precios, sus contrapartes de 4 horas no generan ingresos netos en ningún mes del cuatrimestre. Este resultado refuerza la idea de que una mayor duración de almacenamiento ofrece ventajas operativas y económicas bajo el régimen TLMP, al permitir una mejor adaptación a la dinámica de precios intertemporales.

5.2.7 Revisión de comportamiento TLMP en los agentes afectados

Con el objetivo de profundizar en las causas que explican las variaciones en los ingresos netos de las tecnologías afectadas durante el segundo cuatrimestre, se analiza el comportamiento específico de dos centrales térmicas y dos sistemas de almacenamiento de energía (SAE) bajo el esquema TLMP, para el mes de julio.

En particular, se estudian las centrales *Santa Marta* (biomasa) y *Nehuenco1* (gas), seleccionadas por su representatividad tecnológica y su comportamiento diferenciado ante restricciones de operación.

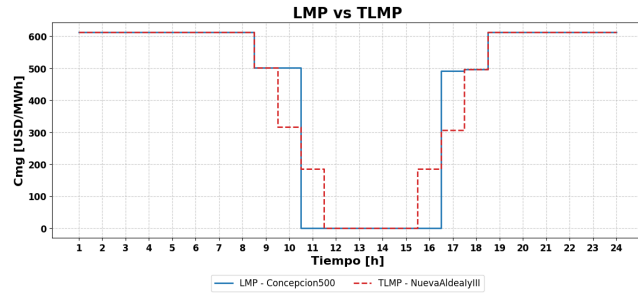


Figura 5.25: LMP y TLMP para central Santa Marta para el día típico de julio 2043

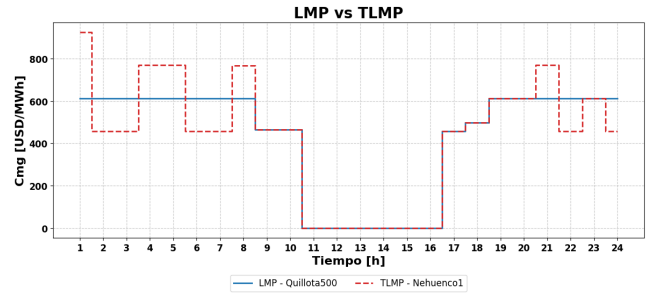


Figura 5.26: LMP y TLMP para central Nehuenco1 para el día típico de julio 2043

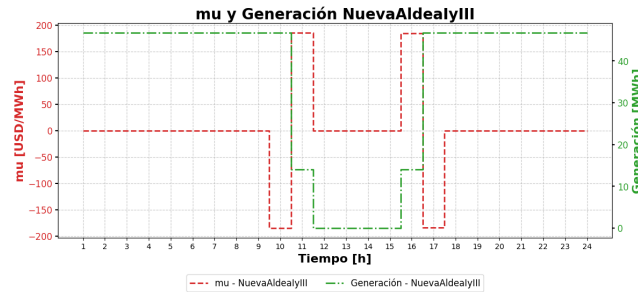


Figura 5.27: μ y generación para central Santa Marta para el día típico de julio 2043

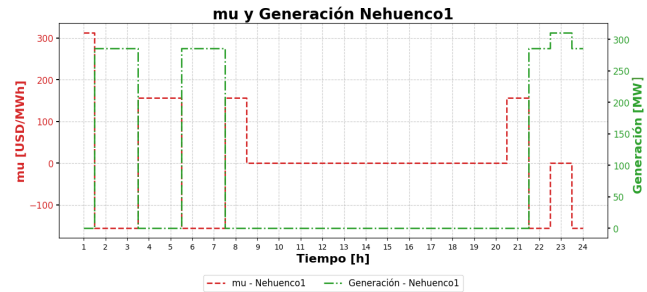


Figura 5.28: μ y generación para central Nehuenco1 para el día típico de julio 2043

En el caso de la central de biomasa (Santa Marta), las Figuras 5.25 y 5.27 muestran dos activaciones de la restricción de rampa: una correspondiente a un descenso brusco en la generación, y otra a un ascenso. Este comportamiento es consistente con los momentos en que el TLMP difiere del LMP, generando impactos acotados en los ingresos de la unidad.

En contraste, la central de gas (Nehuenco1) presenta cinco activaciones de restricciones de rampa, tal como se aprecia en la Figura 5.28. Estas se manifiestan como transiciones abruptas entre generación activa y cero generación en intervalos consecutivos, lo cual representa un caso de ciclaje, con implicancias operativas relevantes. Además, la central opera sólo 7 horas durante el día típico, de forma intermitente, lo que la expone a un contexto en que el TLMP le asigna precios altos en períodos en que no está generando, y precios menores al precio de la barra en los momentos en que efectivamente genera. Esto reduce significativamente sus ingresos netos, alineándose con la elevada variación porcentual observada en julio para esta tecnología.

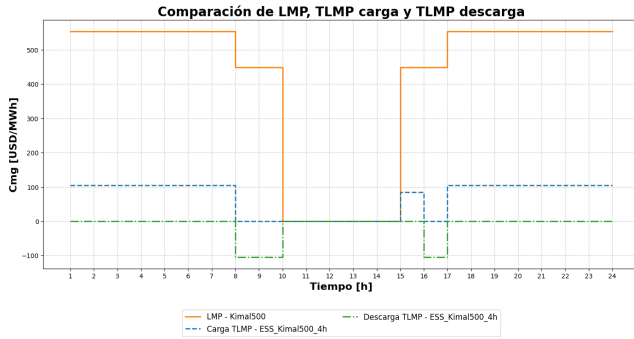


Figura 5.29: LMP, TLMP Carga y TLMP descarga para sistema de almacenamiento *ESS_Kimal500_4h* para julio 2043

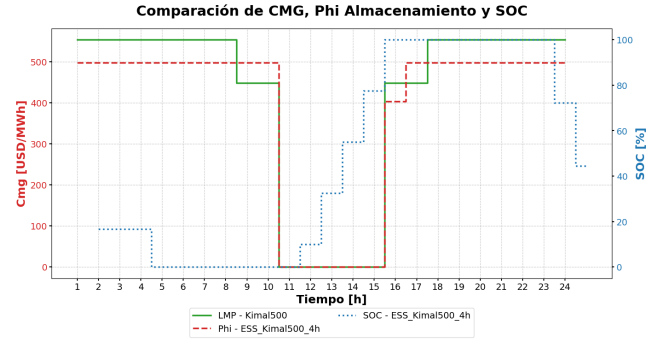


Figura 5.30: LMP y restricción de SOC (ϕ), para central *ESS_KIMAL500_4h* para julio 2043

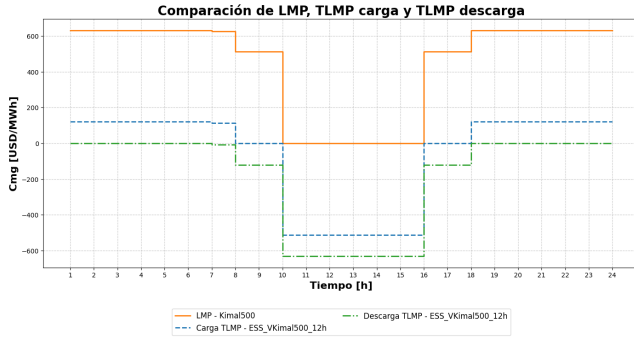


Figura 5.31: LMP, TLMP Carga y TLMP descarga para sistema de almacenamiento *ESS_VKimal500_12h* para julio 2043

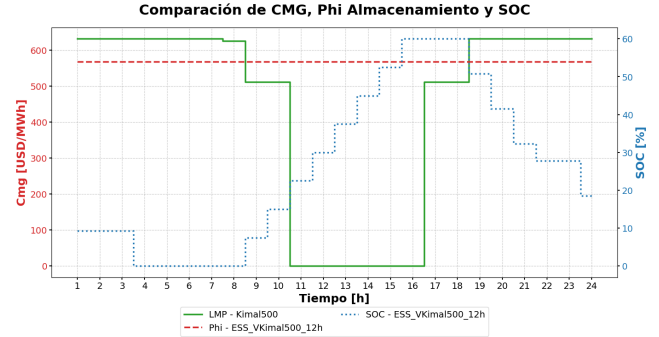


Figura 5.32: LMP y restricción de SOC (ϕ), para central *ESS_VKIMAL500_12h* para julio 2043

Tal como se observa en las Figuras 5.29 y 5.31, el SAE de 4 horas presenta precios de descarga iguales o inferiores a cero, mientras que el precio de carga se mantiene mayor o igual a cero. Esto implica que el sistema obtiene ingresos nulos o marginales, ya que no se remunera por cargar, y tampoco recibe un precio favorable al descargar.

Por el contrario, el SAE de 12 horas opera con un TLMP de carga negativo, y un TLMP de descarga mayor o igual al de carga, lo que genera ingresos netos positivos. Este comportamiento ya se había

observado en febrero, y reafirma que los SAE de mayor duración tienen mayor capacidad para generar ingresos como agente de flexibilidad de la red adquiriendo ingresos netos del mismo nivel que los que capturaría con el esquema LMP.

Respecto al comportamiento del estado de carga (SOC), las Figuras 5.30 y 5.32 muestran diferencias significativas. El SAE de 4 horas logra alcanzar su nivel máximo de carga (100%), mientras que el de 12 horas opera permanentemente por debajo de dicho umbral. Este comportamiento influye en la variable dual ϕ , que regula los precios de carga y descarga. En el caso del SAE de 12 horas, ϕ se mantiene constante, permitiendo precios negativos estables para la carga. En contraste, ϕ para el SAE de 4 horas sigue la evolución del costo marginal de la barra, lo que reduce su beneficio económico bajo el esquema TLMP.

5.3 Cuatrimestre septiembre-diciembre

5.3.1 Septiembre

En el perfil de generación correspondiente a septiembre, se observa una alta participación de energía eólica durante todo el día. En conjunto con la generación solar disponible durante el bloque diurno, estas tecnologías logran abastecer la mayor parte de la demanda sin necesidad de recurrir a unidades térmicas costosas. Durante la noche, la energía eólica sigue predominando, permitiendo mantener el despacho sin utilizar centrales diésel.

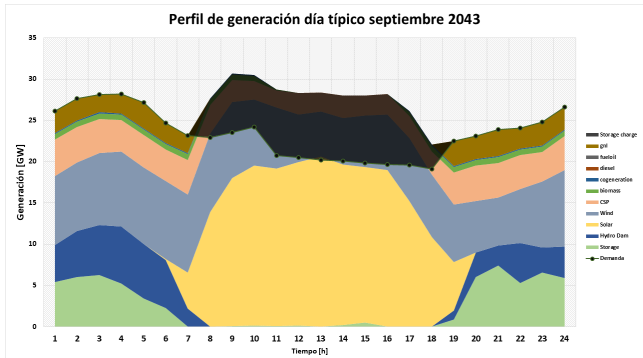


Figura 5.33: Perfil de generación septiembre 2043

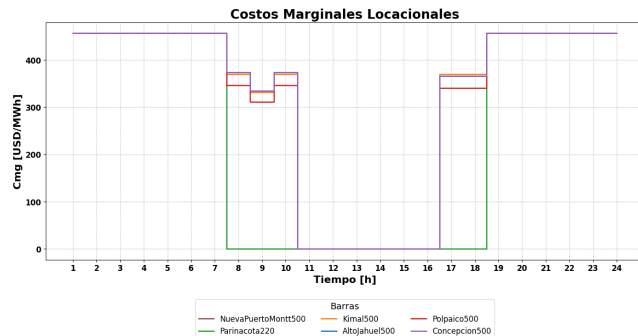


Figura 5.34: LMP septiembre 2043 para barras seleccionadas

Los costos marginales durante septiembre alcanzan un valor de 456.75 [USD/MWh] durante los bloques nocturnos, determinado por el despacho de unidades de gas. Este valor se mantiene acoplado en toda la red. Durante el bloque solar (10:00–16:00), los costos marginales son homogéneos, reflejando un sistema acoplado dominado por generación renovable durante el día.

5.3.2 Octubre

En octubre se mantiene una alta participación de energía eólica durante todo el día, complementada por generación solar durante el bloque diurno. Esta combinación permite abastecer gran parte de la demanda, reduciendo el uso de tecnologías térmicas durante el día. Sin embargo, durante la noche se observa el despacho de unidades más costosas para cubrir la demanda residual.

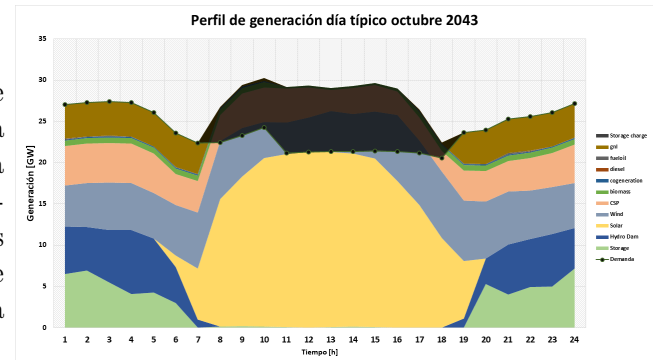


Figura 5.35: Perfil de generación octubre 2043.

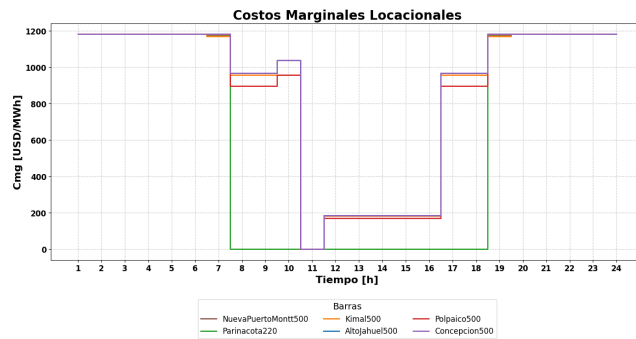


Figura 5.36: LMP octubre 2043 para barras seleccionadas

Octubre presenta el mayor costo marginal del cuatrimestre, con un valor de 1182.16 [USD/MWh] durante los bloques nocturnos, asociado al despacho de centrales diésel. Este comportamiento se mantiene acoplado en todas las barras. Durante el día, el sistema presenta costos marginales nulos solo en la barra de Parinacota220, reflejando la operación eficiente de fuentes renovables en la zona norte, y un uso de las centrales de biomasa durante parte del período solar para el resto de la red.

5.3.3 Noviembre

En noviembre se mantiene una alta penetración de energía solar y eólica en horario diurno. La generación de ambas tecnologías, disponible durante el día, permite complementar y cubrir gran parte de la demanda. Este comportamiento evita la necesidad de recurrir a centrales térmicas más costosas, lo que se refleja en menores precios marginales a lo largo del día.

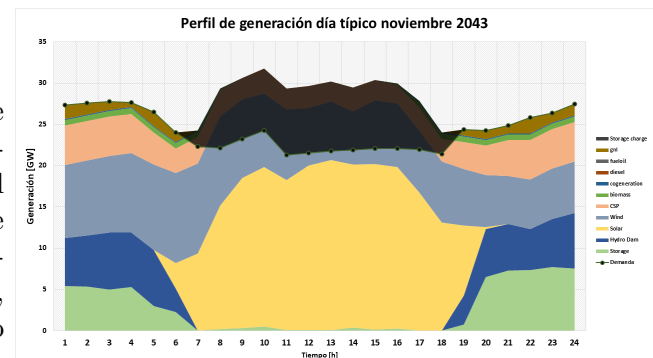


Figura 5.37: Perfil de generación noviembre 2043.

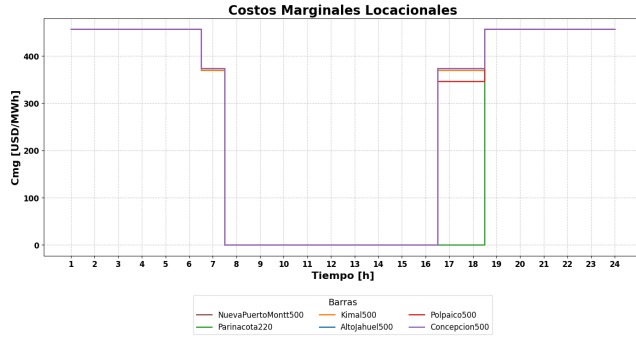


Figura 5.38: LMP noviembre 2043 para barras seleccionadas

5.3.4 Diciembre

En diciembre se observa una fuerte participación de generación solar durante todo el bloque diurno, complementada por generación eólica. Esta combinación permite abastecer la demanda de forma eficiente, minimizando el uso de unidades de alto costo durante el día. Sin embargo, durante la noche se observa una ligera participación de térmicas fueloil para cubrir la demanda restante, lo que aumenta el costo de operación.

Durante noviembre, el costo marginal nocturno alcanza un valor de 456.75 [USD/MWh], determinado por el despacho de unidades de gas. Este representa el valor más bajo fuera del bloque solar dentro del cuatrimestre. Durante el bloque solar, se mantiene un acoplamiento total con costos marginales homogéneos entre barras de 7:00 a 16:00 horas.

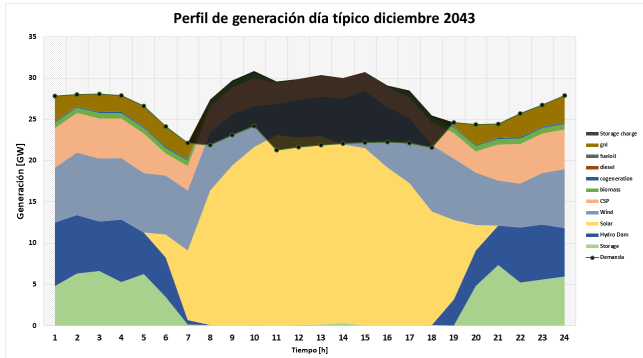


Figura 5.39: Perfil de generación diciembre 2043.

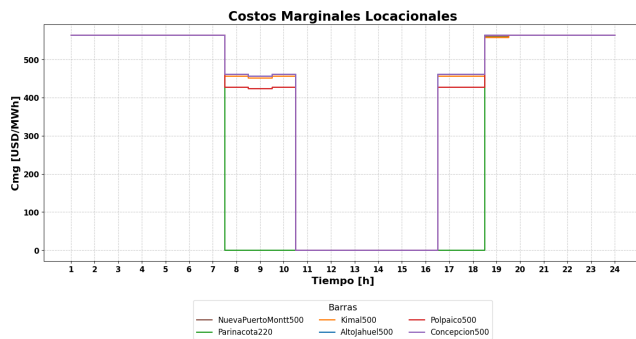


Figura 5.40: LMP diciembre 2043 para barras seleccionadas

En diciembre, los costos marginales nocturnos alcanzan los 553.75 [USD/MWh], con acoplamiento total en toda la red. Durante el bloque solar, se observa nuevamente una homogeneidad de precios entre las 10:00 y 16:00 horas, indicando que el sistema opera con fuentes de bajo costo variable en ese intervalo.

5.3.5 Resumen operacional tercer cuatrimestre

Dentro de este período, octubre destaca por presentar el mayor costo marginal fuera del bloque solar, alcanzando un valor de 1182,16 [USD/MWh], asociado a la necesidad de recurrir a unidades diésel para

cubrir la demanda nocturna. En contraste, noviembre registra el costo marginal más bajo fuera del bloque solar, con un valor máximo de 456,75 [USD/MWh], lo que indica que no fue necesario utilizar las tecnologías más costosas durante ese mes.

A lo largo del cuatrimestre, se mantiene una alta penetración de energía eólica, la cual, junto con la energía solar disponible en horario diurno, que iba en aumento a lo largo del cuatrimestre, permite cubrir gran parte de la demanda con tecnologías renovables. En este contexto, los sistemas de almacenamiento y las centrales hidroeléctricas cumplen un rol esencial al cubrir el déficit de energía al terminar el bloque solar, permitiendo un despacho más eficiente y evitando, en muchos casos, el uso de unidades térmicas de alto costo.

5.3.6 Ingresos netos

Al igual que en los cuatrimestres anteriores, los resultados de ingresos netos para el período septiembre-diciembre se presentan en las Tablas 5.7, 5.8 y 5.9. En ellas se evidencia nuevamente una disminución generalizada en los ingresos netos de las tecnologías afectadas por el esquema de precios TLMP, mientras que los ingresos tarifarios percibidos por el operador aumentan de forma sistemática bajo este nuevo esquema.

Tabla 5.7: Ingresos netos para los agentes afectados por el TLMP en la red (en cientos de millones de dólares).

Esquema	LMP				TLMP			
Agente	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
SAE 12h	467	998	686	567	467	998	687	567
SAE 4h	96	229	96	119	0.00	6	0.00	0.00
Biomasa	92	423	79	130	086	419	074	125
Gas	14	1905	6	106	14	1736	6	45
Ingreso tarifario	255	698	90	266	357	1093	190	450

Tabla 5.8: Variación porcentual de ingresos netos de los agentes afectados por el TLMP

Variación ingresos netos [MUSD]				
Agente	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
SAE 12h	0.00	0.00	0.00	0.00
SAE 4h	-96	-224	-96	-119
Biomasa	-5	-4	-5	-5
Gas	0	-168	0	-61
Ingreso tarifario	102	395	100	185

Tabla 5.9: Variación porcentual de ingresos netos de los agentes afectados por el TLMP

Variación porcentual ingresos netos				
Agente	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
SAE 12h	0%	0%	0%	0%
SAE 4h	-100%	-98%	-100%	-100%
Biomasa	-6%	-1%	-6%	-4%
Gas	0%	-9%	0%	-58%
Ingreso tarifario	40%	57%	112%	70%

De acuerdo con la Tabla 5.7, los mayores ingresos netos para los sistemas de almacenamiento, las centrales de gas y las unidades de biomasa se registran durante el mes de octubre, tanto en el esquema tradicional como bajo TLMP. Este comportamiento coincide con la operación del mes con el mayor costo marginal fuera del bloque solar (1182,16 [USD/MWh]), lo que favorece económicamente a las tecnologías que participan en ese horario, particularmente aquellas que no cuentan con la penalización por falta de flexibilidad en la operación

Al analizar el comportamiento de las centrales de gas, se observa que en los meses de septiembre y noviembre no presentan variaciones de ingresos netos entre esquemas. Esto sugiere que estas unidades no activaron restricciones de rampa durante esos períodos, lo que se condice además con sus ingresos netos mínimos, reflejando una baja participación en el despacho. No obstante, en diciembre se observa la mayor caída porcentual del año para esta tecnología, alcanzando un -58% , lo cual sugiere un caso particular de penalización por restricciones operativas que podría analizarse con mayor detalle.

Respecto de los sistemas de almacenamiento, se confirma la tendencia observada en los cuatrimestres anteriores: las unidades de 12 horas no presentan variación de ingresos entre esquemas, mientras que los SAE de 4 horas sufren una disminución significativa, con caídas entre un 98% y un 100% . Esto evidencia una clara desventaja de los sistemas de menor duración bajo el esquema TLMP, dada su menor capacidad para aprovechar los diferenciales intertemporales de precios y su mayor exposición a restricciones de operación activas.

5.3.7 Revisión de comportamiento TLMP en los agentes afectados

Para complementar el análisis del cuatrimestre septiembre–diciembre, se examina el comportamiento de dos tecnologías afectadas por el esquema TLMP: las centrales térmicas *NuevaAldeaIyIII* (biomasa) y *Nehuenco1* (gas), así como los sistemas de almacenamiento *ESS_Kimal500_4h* y *ESS_VKimal500_12h*.

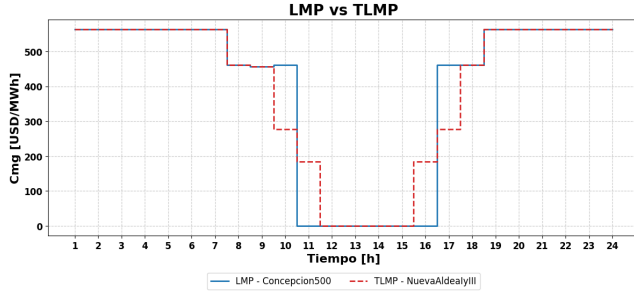


Figura 5.41: LMP y TLMP para central NuevaAldealyIII para el día típico de diciembre 2043

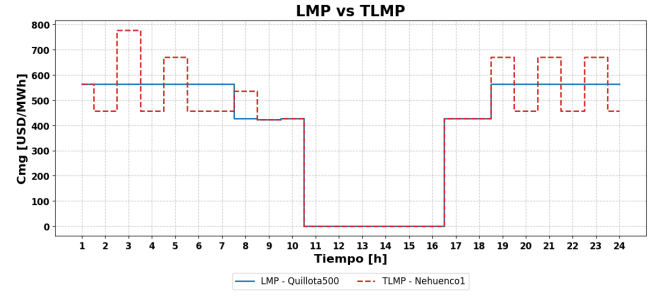


Figura 5.42: LMP y TLMP para central Nehuenco1 para el día típico de diciembre 2043

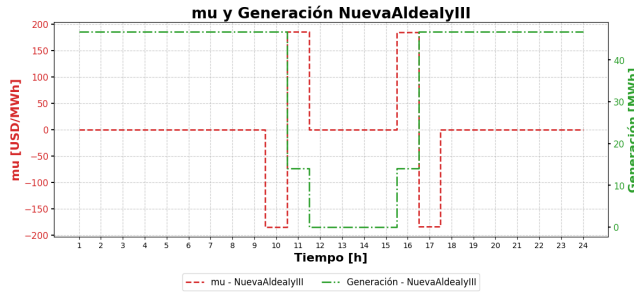


Figura 5.43: μ y generación para central NuevaAldealyIII para el día típico de diciembre 2043

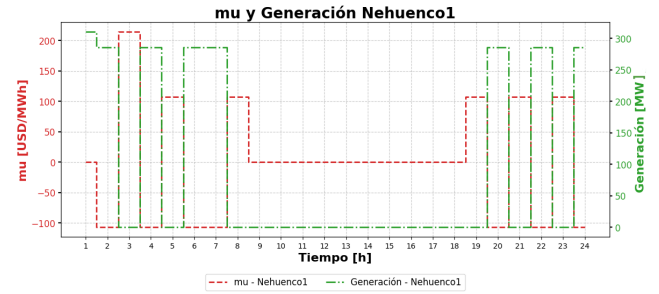


Figura 5.44: μ y generación para central Nehuenco1 para el día típico de diciembre 2043

Para la central de biomasa, las Figuras 5.41 y 5.43 muestran un comportamiento similar al observado en cuatrimestres anteriores, con dos activaciones de la restricción de rampa: una de bajada y una de subida. Estas activaciones coinciden con momentos de entrada o salida masiva de energía solar, desplazando la operación de la central de biomasa. Esto refuerza la sensibilidad de esta tecnología frente a variaciones abruptas de generación renovable.

En el caso de la central de gas (Nehuenco1), las Figuras 5.42 y 5.44 muestran múltiples activaciones de restricciones de rampa, producto de transiciones intermitentes entre estados de generación nula y generación activa. Es importante señalar que estas transiciones no corresponden al uso de su potencia máxima, lo que sugiere un régimen de operación ineficiente. Este comportamiento de “ciclaje” afecta negativamente sus ingresos netos bajo el esquema TLMP, ya que la central tiende a generar cuando el TLMP es menor al LMP, y a quedar fuera del despacho cuando el TLMP es más alto.

Para el análisis de los sistemas de almacenamiento, se mantienen los mismos dos SAE utilizados en los cuatrimestres anteriores, ubicados en la misma barra pero con distinta capacidad (4 y 12 horas).

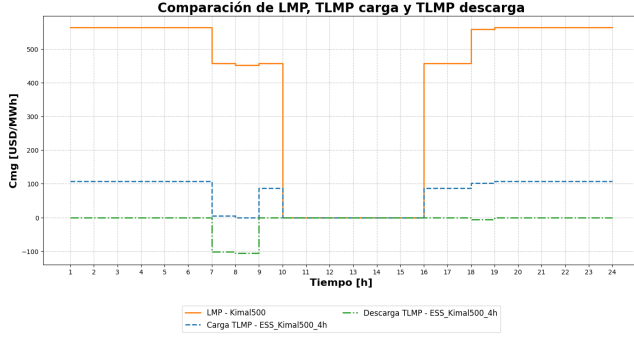


Figura 5.45: LMP, TLMP Carga y TLMP descarga para sistema de almacenamiento *ESS_Kimal500_4h* para diciembre 2043

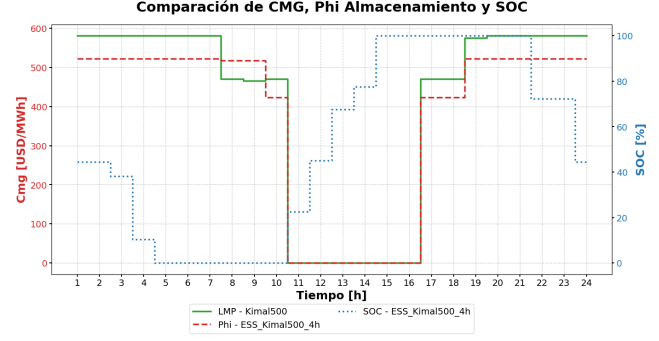


Figura 5.46: LMP y restricción de SOC (ϕ), para central *ESS_KIMAL500_4h* para diciembre 2043

Las Figuras 5.45 y 5.46 muestran que el SAE de 4 horas realiza su carga entre las 12:00 y 16:00 horas, alcanzando su nivel máximo de almacenamiento. Durante los bloques no solares, el precio de carga es mayor a cero, mientras que el precio de descarga es nulo o negativo, lo que limita sus ingresos netos. La variable dual ϕ presenta oscilaciones que reflejan el uso completo del rango de carga, y confirman el comportamiento recurrente de baja rentabilidad observado también en los meses anteriores.

Este patrón refuerza la conclusión de que los SAE de 4 horas obtienen ingresos cercanos a cero bajo el esquema TLMP, debido a su limitada capacidad almacenamiento.

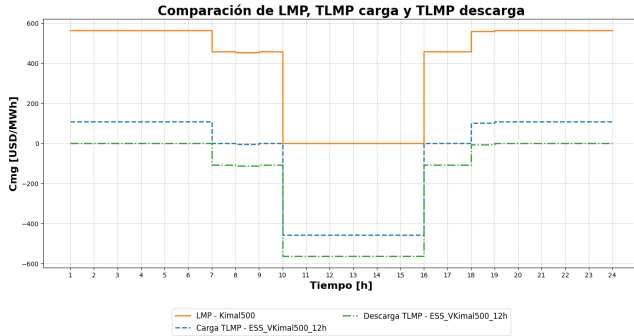


Figura 5.47: LMP, TLMP Carga y TLMP descarga para sistema de almacenamiento *ESS_VKimal500_12h* para diciembre 2043

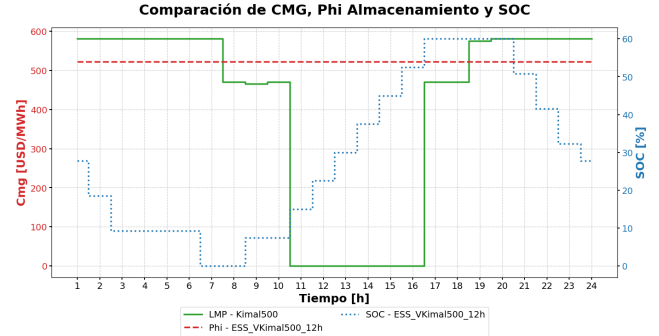


Figura 5.48: LMP y restricción de SOC (ϕ), para central *ESS_VKIMAL500_12h* para diciembre 2043

En contraste, el SAE de 12 horas presenta un desempeño superior, como se observa en las Figuras 5.47 y 5.48. Durante el bloque solar, los precios de carga y descarga son nulos o negativos, y en los bloques nocturnos no se presentan precios positivos significativos para la carga, lo cual genera que exista un ingreso neto como compensación por cargar energía para descargarla luego en el bloque nocturno. La variable dual ϕ se mantiene constante, indicando que el sistema no alcanza su nivel máximo de carga en ningún momento, operando siempre por debajo del 60% de capacidad. Esto sugiere un almacenamiento sobredimensionado respecto a la energía disponible para cargarlo eficientemente.

5.4 Consolidado anual

Una vez concluido el análisis por cuatrimestre, se procede a revisar los resultados consolidados del año 2043, lo cual permite dimensionar el impacto general del esquema de precios TLMP sobre los ingresos netos de los distintos agentes. Esta revisión se realiza mediante la visualización de la variación de ingresos netos absolutos y porcentuales para cada tipo de tecnología afectada.

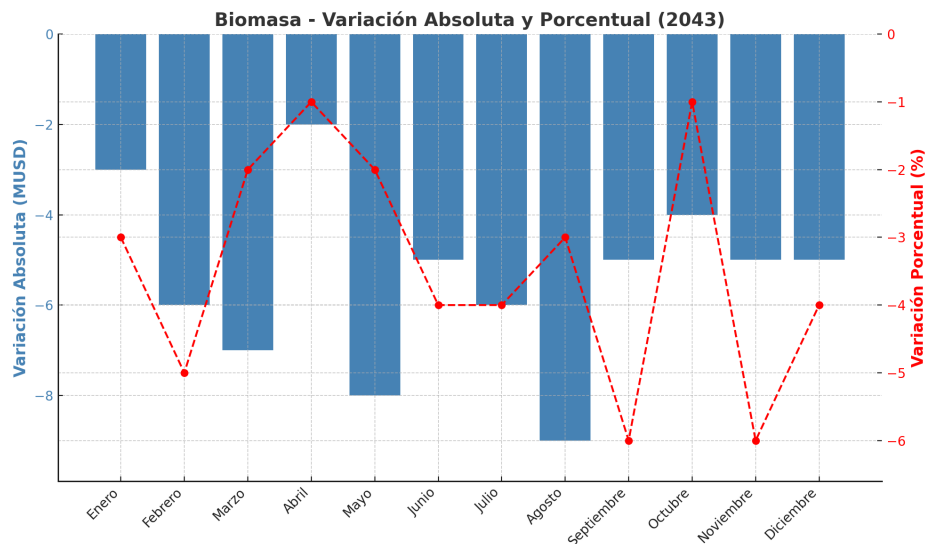


Figura 5.49: Variación de ingresos netos y porcentuales para las centrales de biomasa año 2043.

En la Figura 5.49 se observa que las centrales de biomasa presentan una pérdida sostenida de ingresos a lo largo del año. Aunque la mayor disminución monetaria se da en agosto, los mayores porcentajes de variación se observan en los meses de septiembre y noviembre, alcanzando un 6%. Este comportamiento se debe a que las centrales de biomasa son económicamente competitivas (184,55 [USD/MWh]), lo que las posiciona como unas de las primeras en el orden de mérito. Sin embargo, su baja flexibilidad operativa —con una tasa de toma de carga del 68% por hora— provoca que frecuentemente incumplan las restricciones de rampa, viéndose penalizadas por el esquema TLMP.

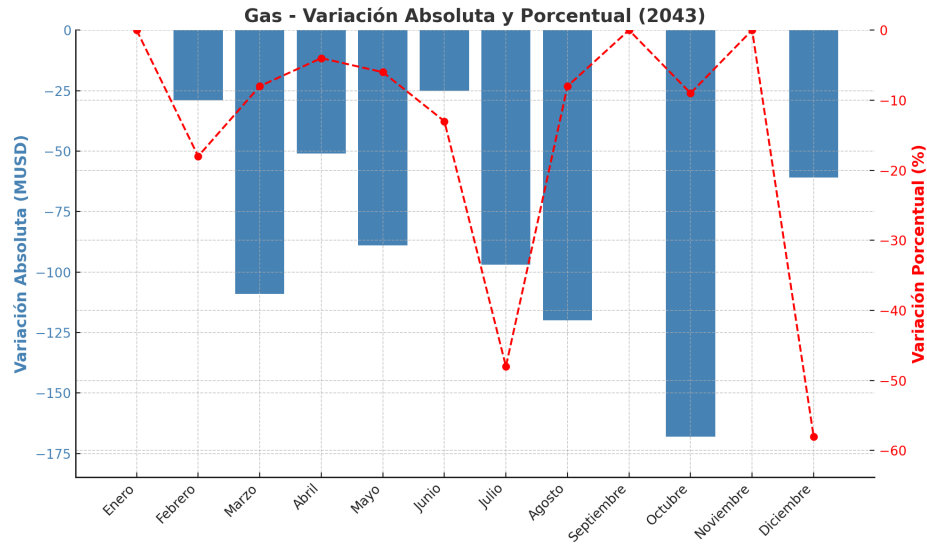


Figura 5.50: Variación de ingresos netos y porcentuales para las centrales de gas año 2043.

En el caso de las centrales a gas (Figura 5.50), se aprecia que durante los meses de enero, septiembre y noviembre no se evidencian diferencias de ingresos entre ambos esquemas de precios, lo que indica ausencia de activaciones de las restricciones de rampa. Este comportamiento sugiere que la operación flexible en esos meses fue absorbida por otras tecnologías como hidroeléctricas, biomasa, cogeneración y sistemas de almacenamiento. En contraste, los meses de julio y diciembre presentan las mayores pérdidas relativas, con caídas del 48% y 58% respectivamente, producto de ciclos de operación intensos y mayor número de activaciones de rampa, como se mostró en el análisis mensual.

En los agentes asociados a los sistemas de almacenamiento se realiza la separación de los agentes 4 y 12 horas, los cuales difieren significativamente en el esquema de precios TLMP según su capacidad de almacenamiento, en ocasión en primera instancia se analizará el consolidado anual del sistema de 4 horas, ya que el de 12 horas, no ve diferencias entre ambos esquemas de precios.

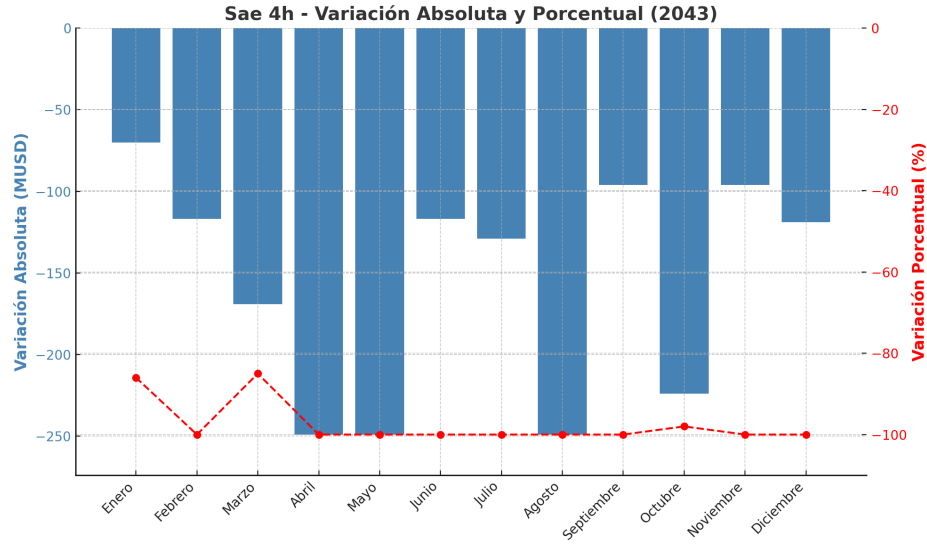


Figura 5.51: Variación de ingresos netos y porcentuales para los SAE 4h año 2023.

Los sistemas de almacenamiento de 4 horas son los agentes más afectados por el esquema TLMP, como se evidencia en la Figura 5.51. Estos dispositivos solo presentan ingresos netos positivos en los meses de enero, marzo, julio y octubre, mientras que en el resto del año los ingresos bajo TLMP son nulos. Esta pérdida está relacionada con el precio asociado a la función de costos, el cual se utiliza un precio nulo en las simulaciones realizadas. Además, existe imposibilidad de alcanzar niveles óptimos de carga que se refleje en un ingreso para los SAE, ya que en ningún momento la señal de precio hace que sea óptimo pagar porque absorban energía de la red, como lo es en el caso de los SAE de 12 horas, en donde se observa una marcada diferencia en el comportamiento de la variable dual ϕ .

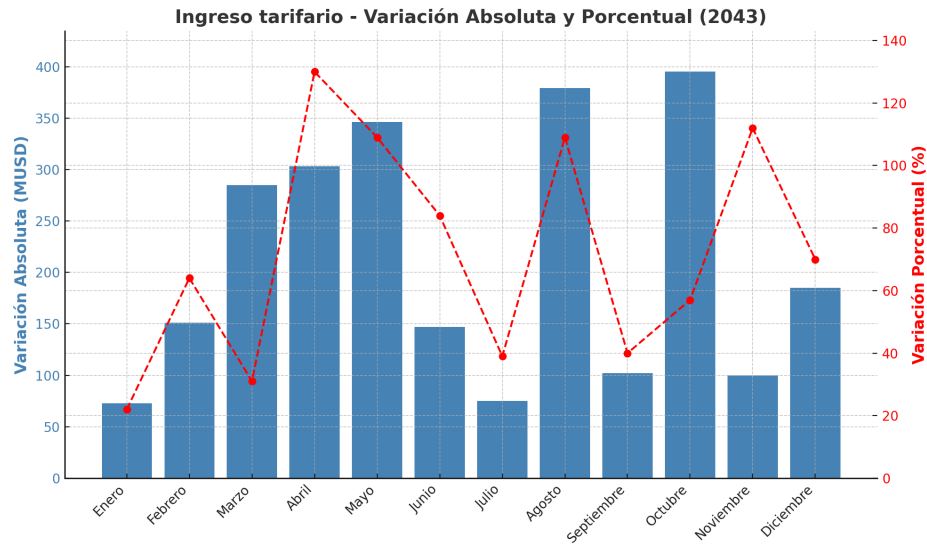


Figura 5.52: Variación de ingresos netos y porcentuales para el ingreso tarifario año 2023.

El comportamiento del ingreso tarifario bajo TLMP (Figura 5.52) muestra un aumento significativo

en los meses de mayo, agosto y octubre, con valores absolutos de 346, 379 y 396 [MUSD], respectivamente. Este incremento representa los ingresos redistribuidos desde los agentes de generación hacia el operador del sistema, evidenciando el carácter recaudatorio del esquema TLMP en su diseño actual.

Tabla 5.10: Consolidado anual de los ingresos netos y las variaciones entre los esquemas de precios para los agentes afectados.

Esquema	LMP [MUSD]	TLMP [MUSD]	Diferencia [MUSD]	Variación [%]
SAE 12h	9116	9116	0.00	0.0 %
SAE 4h	1931	48	-1883	-97.5 %
Biomasa	2637	2571	-66	-2.5 %
Gas	8262	7512	-749	-9.1 %
Ingreso tarifario	4054	6594	2540	62.6 %

La Tabla [5.10](#) resume los resultados anuales para cada agente. En ella se destaca que:

- **Los SAE de 12 horas** no presentan variación alguna entre los esquemas TLMP y LMP, lo cual se debe a que operan en niveles subóptimos de carga sin alcanzar su límite superior, manteniendo constante su variable dual ϕ .
- **Los SAE de 4 horas** sufren la mayor caída relativa de ingresos con una pérdida del $-97,5\%$, equivalente a 1883 [MUSD], consolidándose como el agente más afectado.
- **Las centrales de biomasa** experimentan una baja leve, con una reducción del $-2,5\%$ y una diferencia anual de 66 [MUSD].
- **Las centrales de gas** presentan una disminución más significativa de $-9,1\%$, correspondiente a 749 [MUSD], lo que es particularmente relevante al tratarse de una tecnología convencional crítica para el seguimiento de la demanda.
- **El ingreso tarifario** aumenta en un $62,6\%$, alcanzando los 2540 [MUSD], lo cual representa una mejora considerable en la recaudación del sistema, pero a costa de una redistribución de ingresos desfavorable para ciertos agentes generadores.

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

En este capítulo se presentan las conclusiones del estudio, abordando las respuestas a los objetivos planteados al inicio del proyecto. Asimismo, se proponen líneas de investigación futura y recomendaciones orientadas al desarrollo de mejoras en la herramienta de simulación *LGPLAN*®.

6.1 Conclusiones

En primer lugar, con respecto a los objetivos de revisión de mercados, se constató que ninguno de los mercados marginalistas analizados implementa actualmente un esquema de precios basado en TLMP en sus segmentos de generación. La gestión de flexibilidad, en cambio, se concentra principalmente en los mercados de servicios complementarios o auxiliares, mediante mecanismos de oferta y contratación orientados a suplir las necesidades de respaldo, rampas y control de frecuencia en sistemas con alta penetración renovable.

En relación con la construcción de la base de datos, se identificó que la información contenida en la PELP no es suficiente para representar este tipo de estudios en la operación de agentes con restricciones de tasa de toma de carga. En particular, la PELP asigna tasas de toma de carga uniformes para todo el parque generador, lo que no permite capturar la diversidad tecnológica requerida para este tipo de análisis. Por ello, fue necesario complementar dicha información con datos proporcionados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), lo que permitió obtener una representación más adecuada del comportamiento operativo de las centrales convencionales.

Respecto al uso de la herramienta *LGPLAN*®, su implementación fue exitosa. Los resultados de despacho y formación de precios obtenidos bajo este entorno mostraron coherencia interna entre la operación de las unidades y los costos marginales generados, tanto para el esquema de precios tradicional (LMP) como para el esquema TLMP.

En cuanto al análisis de ingresos netos, los resultados permiten clasificar a los agentes en dos grandes categorías: (i) centrales convencionales con restricciones de rampa y (ii) sistemas de almacenamiento de energía (SAE).

- Para las **centrales de biomasa**, se observó una afectación persistente a lo largo de todos los períodos simulados. Su baja tasa de toma de carga ($0.68 [1/h]$) y su participación constante en el despacho —dado su bajo costo variable— las vuelven altamente sensibles al esquema TLMP, resultando en una pérdida del 2.5% de sus ingresos anuales.
- En el caso de las **centrales a gas**, se constató un impacto aún mayor, con una reducción de ingresos del 9.1%. Aunque estas centrales presentan una mayor flexibilidad que las de biomasa, su alta participación en períodos con fuerte variación de generación renovable —y por ende, mayor activación de restricciones de rampa— provocó un mayor deterioro económico. Este resultado sugiere que el TLMP penaliza la rigidez operativa, pero también la exposición recurrente a condiciones de seguimiento de carga.
- En cuanto a los **SAE de 12 horas**, no se observaron diferencias en sus ingresos netos entre ambos esquemas de precios. Esto se debe a que su capacidad de almacenamiento les permite distribuir su operación de forma tal que evita activar restricciones dinámicas relevantes, operando a niveles de carga parciales y manteniendo constante la variable dual asociada al SOC.
- Por el contrario, los **SAE de 4 horas** fueron el agente más afectado del sistema, con una pérdida de ingresos del 97.5%. Su menor capacidad de carga y descarga les impidió adaptarse eficientemente al esquema TLMP, resultando en precios de descarga nulos o negativos lo que genera una baja capacidad de generar ingresos netos en la operación bajo el esquema analizado.
- Finalmente, el **ingreso tarifario del sistema** aumentó en 2540 [MUSD] bajo TLMP, lo que representa un 62.6% más que bajo LMP. Este ingreso adicional refleja la redistribución económica desde los agentes generadores hacia el operador, provocada por la penalización de la falta de flexibilidad de los agentes afectados en el despacho.

Profundizando en el esquema de precios asociado a los SAE, es necesario observar la ecuación planteada inicialmente mostrada en [3.2.1](#) la cual indica una función de costos asociada estos agentes. Esta función fue utilizada con un precio nulo para la simulación, por lo que es un punto a tener en cuenta en el esquema de precios TLMP. En este tipo de activos, en especial los SAE de 4h, pueden generar ingreso a través de otros mercados, como los son los SSCC o que pudiesen ser también activos de infraestructura de transmisión, si es que la legislación lo permitiese. Además, en este punto se da una señal importante respecto a este nuevo esquema de precios propuesto, en donde el precio de la energía que se asocie al SAE también es un factor a tener en cuenta para la proyección de los ingresos, pensando en un mercado de ofertas, ya que no es posible determinar un precio en el mercado actual de costos auditados, pensando en costos variables que aprovechen el spread de precios.

Estos resultados evidencian que el impacto económico del TLMP no solo depende del valor absoluto de las tasas de rampa, sino también de la frecuencia con que dichas restricciones se activan y del contexto de operación del sistema. En particular, las tecnologías más requeridas durante períodos sin generación solar —como el gas— son las más penalizadas, pese a tener mayores tasas de toma de carga que otras tecnologías.

6.2 Recomendaciones y trabajos futuros

A partir de los resultados obtenidos, se identifican diversas oportunidades de mejora y líneas de investigación futura:

- **Mejora en la modelación de tecnologías:** Se recomienda incorporar una representación más precisa de centrales hidroeléctricas y de concentración solar, incluyendo sus respectivas tasas de rampa y modelación de despacho de energía en estas tecnologías. Esto permitiría estudiar con mayor realismo el rol de estas tecnologías en la entrega de flexibilidad de estas centrales a lo largo de un día en la red.
- **Flexibilidad en energías renovables:** Se sugiere extender el modelo para permitir tasas de toma de carga en tecnologías renovables (solar y eólica), considerando escenarios en los cuales estas unidades cuenten con controles sobre su producción para que sean centrales que puedan participar apoyando a la flexibilidad de la red, cuando la energía primaria disponible se lo permita. Esto es particularmente relevante considerando su creciente participación en el mix eléctrico.
- **Optimización de ubicación y capacidad de SAE:** Se propone una futura investigación orientada a resolver un problema de planificación que determine la ubicación óptima y tamaño de sistemas de almacenamiento, para de esta forma encontrar los sistemas adecuados para la red y que no se encuentren sobredimensionados como los SAE de 12 horas, ya que la operación de estos sistemas es ineficiente, dejaron una cantidad de capacidad de almacenamiento que es inútil, ya que no es requerido.
- **Aspectos normativos y red flexible:** Frente al avance sostenido de las tecnologías renovables variables en el sistema eléctrico chileno, se vuelve prioritario que el marco normativo evolucione hacia la construcción de un entorno que habilite efectivamente una red flexible. Las experiencias observadas en sistemas como CAISO, PJM y AEMO evidencian que la flexibilidad no se logra únicamente con mecanismos de mercado, sino también con una regulación que promueva condiciones técnicas, económicas y operativas favorables. En el caso nacional, si bien existen iniciativas como los Servicios Complementarios, aún falta generar señales de precio adecuadas, asegurar espacios para nuevos actores, y fomentar la incorporación de tecnologías capaces de aportar activamente al control y estabilidad del sistema. La implementación de estos elementos permitiría configurar una red más dinámica y resiliente, mejor preparada para enfrentar los desafíos de una matriz sustentada en generación renovable.

Referencias

- [1] Coordinador eléctrico nacional. Reporte anual del desempeño del sistema eléctrico nacional, 2024.
- [2] Biblioteca del Congreso Nacional. DFL 1 Aprueba modificaciones al D.F.L N°4, de 1959, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, 1982.
- [3] Valgesta Energía. Informe final lineamientos para propuestas regulatorias sobre flexibilidad. Technical report, 2019.
- [4] Furquan Nadeem, S. M.Suhail Hussain, Prashant Kumar Tiwari, Arup Kumar Goswami, and Taha Selim Ustun. Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems. *IEEE Access*, 7:4555–4585, 2019.
- [5] Ministerio de Energía. Estrategia de flexibilidad para el sistema eléctrico nacional. Technical report, 2020.
- [6] Mauricio. Olivares Araya. *Simetría : el mercado eléctrico nacional : historia, coordinación, regulación e institucionalidad*. Editorial Universidad de Santiago de Chile, 2020.
- [7] Luciano Villarroel Mondaca. *Desarrollo de un Modelo Económico-Operacional para el ingreso de las Energías Renovable No Convencionales al Mercado Eléctrico Chileno*. PhD thesis, 2022.
- [8] Comisión Nacional de Energía. Norma Técnica de Coordinación y Operación, 2021.
- [9] Mauricio. Olivares Araya. *Simetría : el mercado eléctrico nacional : historia, coordinación, regulación e institucionalidad*. Editorial Universidad de Santiago de Chile, 2020.
- [10] Comisión Nacional de Energía. Norma técnica de servicios complementarios, 2019.
- [11] ECCO International, Inc. Chile national electric system market design study: Task 1 and 2 - base market design. Technical report, Inter-American Development Bank (IDB), March 2024. Prepared for the Chilean National Energy Commission (CNE).
- [12] Australian Energy Market Operator (AEMO). National electricity market - how it works and its benefits. Technical report, Australian Energy Market Operator, 2023. Accessed: December 6, 2024.

- [13] Australian Energy Market Operator (AEMO). Guide to ancillary services in the national electricity market. Technical report, Australian Energy Market Operator, October 2023.
- [14] Cong Chen Ye Guo and Lang Tong. Pricing multi-interval dispatch under uncertainty part i: Dispatch-following incentives. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(5):3865–3877, 2021.
- [15] Lang Tong Cong Chen and Ye Guo. Pricing energy storage in real-time market. In *2021 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, pages 1–5, 2021.
- [16] Cong Chen and Lang Tong. Pricing real-time stochastic storage operations. *Electric Power Systems Research*, 212:108606, 2022.
- [17] Ye Guo Cong Chen and Lang Tong. Pricing multi-interval dispatch under uncertainty part ii: Generalization and performance. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(5):3878–3886, 2021.
- [18] Leonardo Esteban Gacitua Rocha. *Valor de los sistemas de almacenamiento de energía en la planificación de la expansión de la red de transmisión*. PhD thesis, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2025.
- [19] Coordinador Eléctrico Nacional. Configuraciones de instalaciones. Technical report, Coordinador Eléctrico Nacional, December 2024.
- [20] Ministerio de Energía. Planificación energética de largo plazo, 2023.

Capítulo 7

Anexos

7.1 Formulación de precios para los agentes

7.1.1 Modelo para centrales con capacidad de rampa.

Consideramos el problema de despacho económico multi-intervalo para un generador i con las siguientes características:

1. Función objetivo

Minimizar el costo total de generación en el horizonte de planificación $H = \{1, \dots, T\}$:

$$\min_g F(G) = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T f_{it}(g_{it})$$

donde:

- $f_{it}(g_{it})$: curva de oferta (costo declarado) del generador i en el tiempo t
- g_{it} : despacho del generador i en el tiempo t

2. Restricciones

- Balance de energía:

$$\sum_{i=1}^N g_{it} = d_t \quad \forall t$$

con λ_t como variable dual.

- Restricciones de generación:

$$0 \leq g_{it} \leq \bar{g}_i$$

- **Restricciones de rampa:**

$$-r_i \leq g_{i(t+1)} - g_{it} \leq \bar{r}_i$$

con variables duales μ_{it} y $\bar{\mu}_{it}$ asociadas a las cotas superior e inferior de rampa, respectivamente.

3. Lagrangiano del problema

El Lagrangiano $\mathcal{L}$ del problema es:

3. Lagrangiano del problema

El Lagrangiano $\mathcal{L}$ del problema de despacho económico multi-intervalo, considerando balance de potencia y restricciones de rampa, se expresa como:

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = & \sum_{i,t} f_{it}(g_{it}) - \sum_t \lambda_t \left(\sum_i g_{it} - d_t \right) \\ & + \sum_{i,t} \bar{\mu}_{it} ((g_{i(t+1)} - g_{it}) - \bar{r}_i) + \sum_{i,t} \underline{\mu}_{it} (r_i - (g_{i(t+1)} - g_{it})) \\ & + \sum_{i,t} \bar{\mu}_{i(t-1)} ((g_{it} - g_{i(t-1)}) - \bar{r}_i) + \sum_{i,t} \underline{\mu}_{i(t-1)} (r_i - (g_{it} - g_{i(t-1)})) + \dots \end{aligned}$$

4. Derivada respecto a g_{it}

La variable g_{it} aparece en:

- la función objetivo $f_{it}(g_{it})$
- el balance de potencia λ_t
- las restricciones de rampa (en t y $t-1$)

Agrupando todos los términos, obtenemos:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial g_{it}} = \frac{\partial f_{it}}{\partial g_{it}} - \lambda_t - \bar{\mu}_{it} + \underline{\mu}_{it} + \bar{\mu}_{i(t-1)} - \underline{\mu}_{i(t-1)}$$

5. Condición de optimalidad

Si el generador es marginal y se satisfacen las condiciones KKT, entonces:

$$\frac{\partial f_{it}}{\partial g_{it}} = \lambda_t + (\bar{\mu}_{it} - \underline{\mu}_{it} + \underline{\mu}_{i(t-1)} - \bar{\mu}_{i(t-1)})$$

7. Nombres de variables

- π_{it}^{TLMP} : Precio temporal locacional marginal para el generador i en el tiempo t
- λ_t : Precio de equilibrio (LMP) del sistema en el tiempo t
- μ_{it} : Multiplicador asociado a la cota superior de rampa desde t a $t + 1$
- $\mu_{i(t-1)}$: Multiplicador asociado a la cota inferior de rampa desde $t - 1$ a t

Modelo para sistemas de almacenamiento

Se considera el problema de despacho económico multi-intervalo para un sistema compuesto por generadores y recursos de almacenamiento de energía (ESR), con horizonte de planificación de T periodos. En este contexto, el operador del sistema resuelve el siguiente problema de optimización:

1. Función objetivo

Minimizar el costo total de generación y operación de los ESR durante el horizonte:

$$\min_{\{g^G, g^D, g^C, E\}} \sum_{t=1}^T \left(\sum_{n=1}^N f_{nt}^G(g_{nt}^G) + \sum_{i=1}^M [f_{it}^D(g_{it}^D) - f_{it}^C(g_{it}^C)] \right)$$

2. Restricciones

- **Balance de potencia (por intervalo):**

$$\sum_{n=1}^N g_{nt}^G + \sum_{i=1}^M (g_{it}^D - g_{it}^C) = d_t \quad \forall t$$

- **Evolución del estado de carga (SOC):**

$$E_{it} = E_{i(t-1)} + \xi^C g_{it}^C - \frac{1}{\xi^D} g_{it}^D \quad \forall i, t$$

- **Límites operacionales:**

$$0 \leq g_{nt}^G \leq \bar{g}_n^G,$$

$$0 \leq g_{it}^D \leq \bar{g}_i^D,$$

$$0 \leq g_{it}^C \leq \bar{g}_i^C,$$

$$E_i^{\min} \leq E_{it} \leq E_i^{\max}$$

3. Lagrangiano

Construimos el Lagrangiano con multiplicadores:

- λ_t : asociado al balance de potencia
- ϕ_{it} : asociado a la ecuación de evolución del estado de carga

$$\begin{aligned}\mathcal{L} = & \sum_{t=1}^T \left(\sum_{n=1}^N f_{nt}^G(g_{nt}^G) + \sum_{i=1}^M [f_{it}^D(g_{it}^D) - f_{it}^C(g_{it}^C)] \right) \\ & - \sum_{t=1}^T \lambda_t \left(\sum_{n=1}^N g_{nt}^G + \sum_{i=1}^M (g_{it}^D - g_{it}^C) - d_t \right) \\ & - \sum_{i=1}^M \sum_{t=1}^T \phi_{it} \left(-E_{it} + E_{i(t-1)} + \xi^C g_{it}^C - \frac{1}{\xi^D} g_{it}^D \right) + \dots\end{aligned}$$

Nos enfocamos en los términos que contienen g_{it}^D y g_{it}^C .

4. Derivación de precios TLMP

(a) **Precio TLMP para descarga g_{it}^D** : Derivamos el Lagrangiano con respecto a g_{it}^D :

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial g_{it}^D} = \frac{\partial f_{it}^D}{\partial g_{it}^D} - \lambda_t + \frac{1}{\xi^D} \phi_{it}$$

Condición de optimalidad KKT:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial g_{it}^D} = 0 \quad \Rightarrow \quad \frac{\partial f_{it}^D}{\partial g_{it}^D} = \lambda_t - \frac{1}{\xi^D} \phi_{it}$$

Por lo tanto, el precio marginal recibido por el ESR al descargar (TLMP) es:

$$\boxed{\pi_{it}^{\text{TLMP-D}} = \lambda_t - \frac{1}{\xi^D} \phi_{it}}$$

(b) **Precio TLMP para carga g_{it}^C** : Derivamos el Lagrangiano con respecto a g_{it}^C :

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial g_{it}^C} = -\frac{\partial f_{it}^C}{\partial g_{it}^C} + \lambda_t - \xi^C \phi_{it}$$

Condición de optimalidad KKT:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial g_{it}^C} = 0 \quad \Rightarrow \quad \frac{\partial f_{it}^C}{\partial g_{it}^C} = \lambda_t - \xi^C \phi_{it}$$

Por lo tanto, el precio marginal pagado por el ESR al cargar es:

$$\pi_{it}^{\text{TLMP-C}} = \lambda_t - \xi^C \phi_{it}$$

7.2 Primer cuatrimestre

7.2.1 Perfil de generación y costos marginales

Participación de generación por tecnología día típico enero 2043

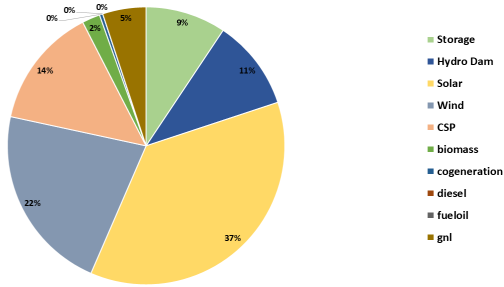


Figura 7.1: Porcentaje de participación de energía por tecnología enero 2043

Participación de generación por tecnología día típico febrero 2043

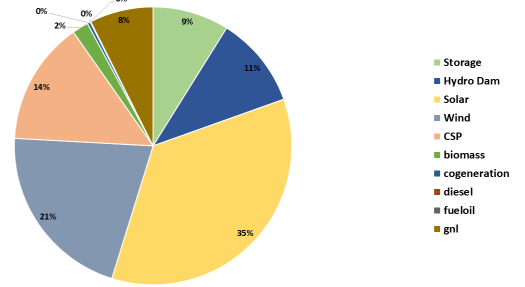


Figura 7.2: Porcentaje de participación de energía por tecnología febrero 2043

Participación de generación por tecnología día típico marzo 2043

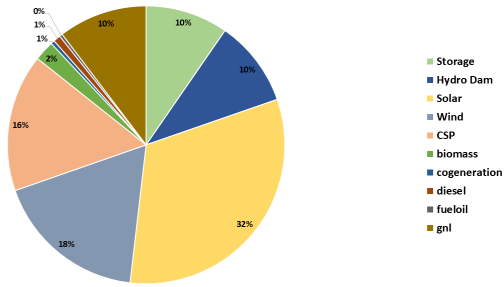


Figura 7.3: Porcentaje de participación de energía por tecnología marzo 2043

Participación de generación por tecnología día típico abril 2043

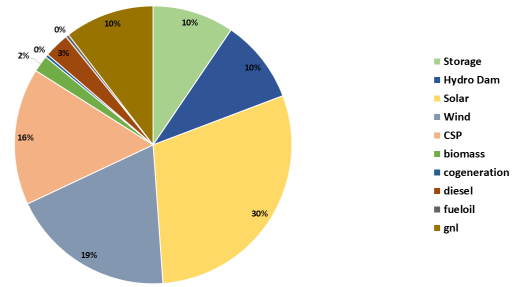


Figura 7.4: Porcentaje de participación de energía por tecnología abril 2043

7.2.2 Ingresos netos

Tabla 7.1: Resultados de ingresos y egresos para enero 2043 en MMUSD

Tecnología	Ingreso bruto LMP	Costo LMP	Ingreso neto LMP	Ingreso bruto TLMP	Costo TLMP	Ingreso neto TLMP
Almacenamiento	0.85	0.50	0.35	0.28	0.00	0.28
Hidroeléctricas	0.96	0.00	0.96	0.96	0.00	0.96
Solar	1.28	0.00	1.28	1.28	0.00	1.28
Eólica	1.56	0.00	1.56	1.56	0.00	1.56
CSP	1.00	0.00	1.00	1.00	0.00	1.00
Biomasa	0.17	0.07	0.10	0.17	0.07	0.09
Cogeneración	0.03	0.02	0.01	0.03	0.02	0.01
Diésel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fueloil	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas	0.46	0.45	0.01	0.46	0.45	0.01
Carga BESS	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Demanda	6.13	0.00	6.13	6.13	0.00	6.13
Ingreso tarifario	0.33	0.00	0.33	0.40	0.00	0.40

Tabla 7.2: Resultados de ingresos y egresos de febrero 2043 en MMUSD

Tecnología	Ingreso bruto LMP	Costo LMP	Ingreso neto LMP	Ingreso bruto TLMP	Costo TLMP	Ingreso neto TLMP
Almacenamiento	0.97	0.30	0.67	0.56	0.00	0.56
Hidroeléctricas	1.17	0.00	1.17	1.17	0.00	1.17
Solar	0.99	0.00	0.99	0.99	0.00	0.99
Eólica	1.63	0.00	1.63	1.63	0.00	1.63
CSP	1.17	0.00	1.17	1.17	0.00	1.17
Biomasa	0.19	0.07	0.13	0.19	0.07	0.12
Cogeneración	0.04	0.02	0.02	0.04	0.02	0.02
Diésel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fueloil	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.00
Gas	0.81	0.65	0.16	0.78	0.65	0.13
Demanda	6.93	0.00	6.93	6.93	0.00	6.93
Ingreso tarifario	0.24	0.00	0.24	0.39	0.00	0.39

Tabla 7.3: Resultados de ingresos y egresos para marzo 2043 en MMUSD

Tecnología	Ingreso bruto LMP	Costo LMP	Ingreso neto LMP	Ingreso bruto TLMP	Costo TLMP	Ingreso neto TLMP
Almacenamiento	2.27	1.47	0.80	0.63	0.00	0.63
Hidroeléctricas	2.37	0.00	2.37	2.37	0.00	2.37
Solar	2.84	0.00	2.84	2.84	0.00	2.84
Eólica	3.28	0.00	3.28	3.28	0.00	3.28
CSP	2.78	0.00	2.78	2.78	0.00	2.78
Biomasa	0.47	0.08	0.39	0.47	0.08	0.38
Cogeneración	0.09	0.03	0.06	0.09	0.03	0.06
Diésel	0.20	0.19	0.01	0.20	0.19	0.01
Fueloil	0.08	0.04	0.04	0.08	0.04	0.04
Gas	2.31	0.92	1.40	2.21	0.92	1.29
Demanda	16.15	0.00	16.15	16.15	0.00	16.15
Ingreso tarifario	0.92	0.00	0.92	1.20	0.00	1.20

Tabla 7.4: Resultados de ingresos y egresos de abril 2043 en MMUSD

Tecnología	Ingreso bruto LMP	Costo LMP	Ingreso neto LMP	Ingreso bruto TLMP	Costo TLMP	Ingreso neto TLMP
Almacenamiento	2.17	0.54	1.62	1.37	0.00	1.37
Hidroeléctricas	2.27	0.00	2.27	2.27	0.00	2.27
Solar	1.31	0.00	1.31	1.31	0.00	1.31
Eólica	2.87	0.00	2.87	2.87	0.00	2.87
CSP	2.36	0.00	2.36	2.36	0.00	2.36
Biomasa	0.40	0.07	0.33	0.39	0.07	0.33
Cogeneración	0.07	0.02	0.05	0.07	0.02	0.05
Diésel	0.68	0.66	0.02	0.68	0.66	0.02
Fueloil	0.08	0.04	0.04	0.08	0.04	0.04
Gas	2.28	0.91	1.37	2.23	0.91	1.32
Demanda	14.19	0.00	14.19	14.19	0.00	14.19
Ingreso tarifario	0.23	0.00	0.23	0.54	0.00	0.54

7.3 Segundo cuatrimestre

7.3.1 Perfil de generación y costos marginales

Participación de generación por tecnología día típico mayo 2043

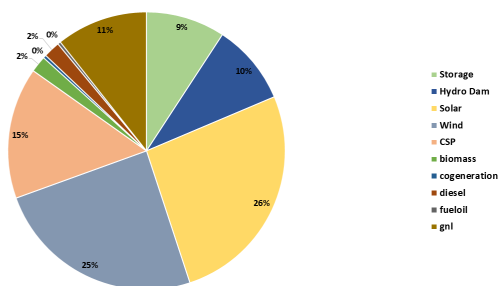


Figura 7.5: Porcentaje de participación de energía por tecnología mayo 2043

Participación de generación por tecnología día típico junio 2043

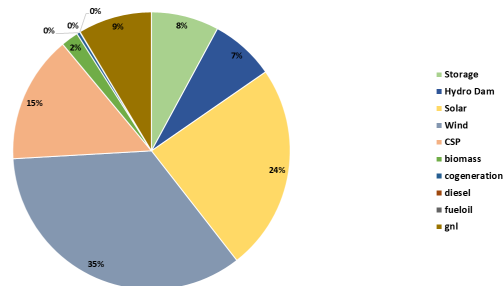


Figura 7.6: Porcentaje de participación de energía por tecnología junio 2043

Participación de generación por tecnología día típico julio 2043

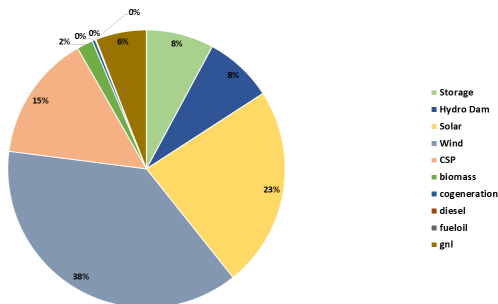


Figura 7.7: Porcentaje de participación de energía por tecnología julio 2043.

Participación de generación por tecnología día típico agosto 2043

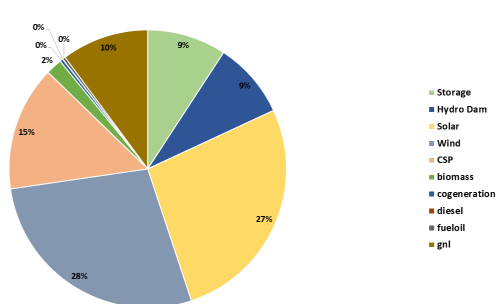


Figura 7.8: Porcentaje de participación de energía por tecnología agosto 2043.

7.3.2 Ingresos netos

Tabla 7.5: Resultados de ingresos y egresos de mayo 2043 en MMUSD

Tecnología	Ingreso bruto LMP	Costo LMP	Ingreso neto LMP	Ingreso bruto TLMP	Costo TLMP	Ingreso neto TLMP
Almacenamiento	2.15	0.62	1.53	1.28	0.00	1.28
Hidroeléctricas	2.21	0.00	2.21	2.21	0.00	2.21
Solar	1.08	0.00	1.08	1.08	0.00	1.08
Eólica	3.92	0.00	3.92	3.92	0.00	3.92
CSP	2.39	0.00	2.39	2.39	0.00	2.39
Biomasa	0.41	0.07	0.34	0.40	0.07	0.33
Cogeneración	0.08	0.02	0.06	0.08	0.02	0.06
Diésel	0.45	0.44	0.01	0.45	0.44	0.01
Fueloil	0.08	0.04	0.04	0.08	0.04	0.04
Gas	2.40	0.94	1.46	2.31	0.94	1.37
Demanda	14.88	0.00	14.88	14.88	0.00	14.88
Ingreso tarifario	0.32	0.00	0.32	0.67	0.00	0.67

Tabla 7.6: Resultados de ingresos y egresos de junio 2043 en MMUSD

Tecnología	Ingreso bruto LMP	Costo LMP	Ingreso neto LMP	Ingreso bruto TLMP	Costo TLMP	Ingreso neto TLMP
Almacenamiento	0.86	0.28	0.58	0.46	0.00	0.46
Hidroeléctricas	0.82	0.00	0.82	0.82	0.00	0.82
Solar	0.74	0.00	0.74	0.74	0.00	0.74
Eólica	2.86	0.00	2.86	2.86	0.00	2.86
CSP	1.18	0.00	1.18	1.18	0.00	1.18
Biomasa	0.21	0.07	0.14	0.20	0.07	0.13
Cogeneración	0.04	0.02	0.02	0.04	0.02	0.02
Diésel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fueloil	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas	0.94	0.75	0.19	0.92	0.75	0.16
Demanda	7.54	0.00	7.54	7.54	0.00	7.54
Ingreso tarifario	0.17	0.00	0.17	0.32	0.00	0.32

Tabla 7.7: Resultados de ingresos y egresos de julio 2043 en MMUSD

Tecnología	Ingreso bruto LMP	Costo LMP	Ingreso neto LMP	Ingreso bruto TLMP	Costo TLMP	Ingreso neto TLMP
Almacenamiento	0.96	0.21	0.74	0.61	0.00	0.61
Hidroeléctricas	0.98	0.00	0.98	0.98	0.00	0.98
Solar	0.59	0.00	0.59	0.59	0.00	0.59
Eólica	3.35	0.00	3.35	3.35	0.00	3.35
CSP	1.25	0.00	1.25	1.25	0.00	1.25
Biomasa	0.22	0.07	0.15	0.21	0.07	0.14
Cogeneración	0.04	0.02	0.02	0.04	0.02	0.02
Diésel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fueloil	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.00
Gas	0.73	0.53	0.20	0.63	0.53	0.10
Demanda	8.11	0.00	8.11	8.11	0.00	8.11
Ingreso tarifario	0.19	0.00	0.19	0.26	0.00	0.26

Tabla 7.8: Resultados de ingresos y egresos de agosto 2043 en MMUSD

Tecnología	Ingreso bruto LMP	Costo LMP	Ingreso neto LMP	Ingreso bruto TLMP	Costo TLMP	Ingreso neto TLMP
Almacenamiento	2.15	0.67	1.49	1.24	0.00	1.24
Hidroeléctricas	2.11	0.00	2.11	2.11	0.00	2.11
Solar	1.35	0.00	1.35	1.35	0.00	1.35
Eólica	4.59	0.00	4.59	4.59	0.00	4.59
CSP	2.43	0.00	2.43	2.43	0.00	2.43
Biomasa	0.41	0.07	0.35	0.41	0.07	0.34
Cogeneración	0.08	0.02	0.06	0.08	0.02	0.06
Diésel	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.00
Fueloil	0.08	0.04	0.04	0.08	0.04	0.04
Gas	2.34	0.90	1.44	2.22	0.90	1.32
Demanda	15.23	0.00	15.23	15.23	0.00	15.23
Ingreso tarifario	0.35	0.00	0.35	0.73	0.00	0.73

7.4 Tercer cuatrimestre

7.4.1 Perfil de generación y costos marginales

Participación de generación por tecnología día típico septiembre 2043

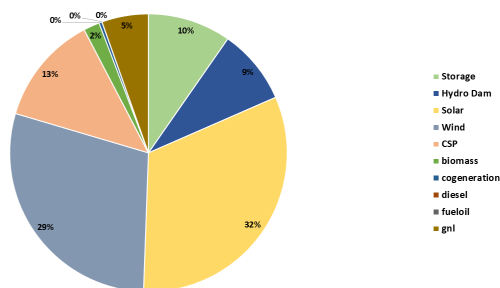


Figura 7.9: Porcentaje de participación de energía por tecnología septiembre 2043.

Participación de generación por tecnología día típico octubre 2043

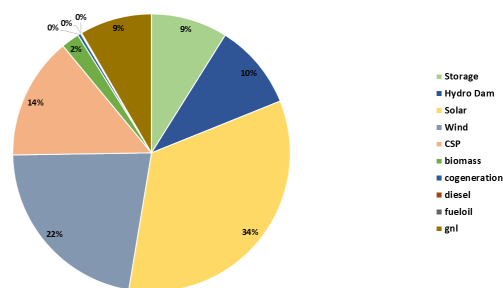


Figura 7.10: Porcentaje de participación de energía por tecnología octubre 2043.

Participación de generación por tecnología día típico noviembre 2043

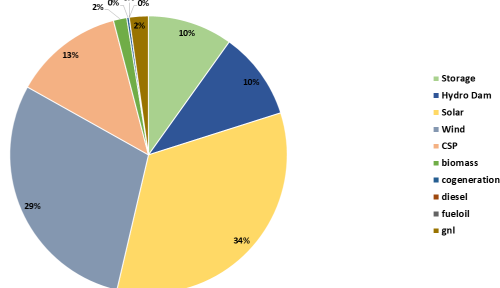


Figura 7.11: Porcentaje de participación de energía por tecnología noviembre 2043.

Participación de generación por tecnología día típico diciembre 2043

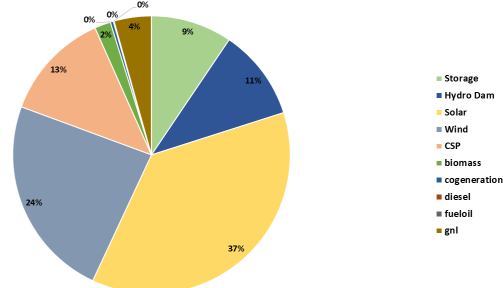


Figura 7.12: Porcentaje de participación de energía por tecnología diciembre 2043.

7.4.2 Ingresos netos

Tabla 7.9: Resultados de ingresos y egresos de septiembre 2043 en MMUSD

Tecnología	Ingreso bruto LMP	Costo LMP	Ingreso neto LMP	Ingreso bruto TLMP	Costo TLMP	Ingreso neto TLMP
Almacenamiento	0.85	0.29	0.56	0.47	0.00	0.47
Hidroeléctricas	0.79	0.00	0.79	0.79	0.00	0.79
Solar	0.64	0.00	0.64	0.64	0.00	0.64
Eólica	1.80	0.00	1.80	1.80	0.00	1.80
CSP	0.86	0.00	0.86	0.86	0.00	0.86
Biomasa	0.16	0.07	0.09	0.15	0.07	0.09
Cogeneración	0.03	0.02	0.01	0.03	0.02	0.01
Diésel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fueloil	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas	0.49	0.47	0.01	0.49	0.47	0.01
Demanda	5.59	0.00	5.59	5.59	0.00	5.59
Ingreso tarifario	0.26	0.00	0.26	0.36	0.00	0.36

Tabla 7.10: Resultados de ingresos y egresos de octubre 2043 en MMUSD

Tecnología	Ingreso bruto LMP	Costo LMP	Ingreso neto LMP	Ingreso bruto TLMP	Costo TLMP	Ingreso neto TLMP
Almacenamiento	2.07	0.84	1.23	1.00	0.00	1.00
Hidroeléctricas	2.35	0.00	2.35	2.35	0.00	2.35
Solar	2.26	0.00	2.26	2.26	0.00	2.26
Eólica	3.64	0.00	3.64	3.64	0.00	3.64
CSP	2.47	0.00	2.47	2.47	0.00	2.47
Biomasa	0.43	0.00	0.42	0.42	0.00	0.42
Cogeneración	0.08	0.00	0.08	0.08	0.00	0.08
Diésel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fueloil	0.03	0.00	0.03	0.03	0.00	0.03
Gas	1.96	0.06	1.90	1.79	0.06	1.74
Demanda	15.15	0.00	15.15	15.15	0.00	15.15
Ingreso tarifario	0.70	0.00	0.70	1.09	0.00	1.09

Tabla 7.11: Resultados de ingresos y egresos de noviembre 2043 en MMUSD

Tecnología	Ingreso bruto LMP	Costo LMP	Ingreso neto LMP	Ingreso bruto TLMP	Costo TLMP	Ingreso neto TLMP
Almacenamiento	0.89	0.11	0.78	0.69	0.00	0.69
Hidroeléctricas	0.95	0.00	0.95	0.95	0.00	0.95
Solar	0.46	0.00	0.46	0.46	0.00	0.46
Eólica	1.59	0.00	1.59	1.59	0.00	1.59
CSP	0.81	0.00	0.81	0.81	0.00	0.81
Biomasa	0.14	0.06	0.08	0.13	0.06	0.07
Cogeneración	0.03	0.02	0.01	0.03	0.02	0.01
Diésel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fueloil	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas	0.21	0.20	0.01	0.21	0.20	0.01
Demanda	5.06	0.00	5.06	5.06	0.00	5.06
Ingreso tarifario	0.09	0.00	0.09	0.19	0.00	0.19

Tabla 7.12: Resultados de ingresos y egresos de diciembre 2043 en MMUSD

Tecnología	Ingreso bruto LMP	Costo LMP	Ingreso neto LMP	Ingreso bruto TLMP	Costo TLMP	Ingreso neto TLMP
Almacenamiento	1.08	0.39	0.69	0.57	0.00	0.57
Hidroeléctricas	1.22	0.00	1.22	1.22	0.00	1.22
Solar	1.19	0.00	1.19	1.19	0.00	1.19
Eólica	1.88	0.00	1.88	1.88	0.00	1.88
CSP	1.10	0.00	1.10	1.10	0.00	1.10
Biomasa	0.20	0.07	0.13	0.19	0.07	0.13
Cogeneración	0.04	0.02	0.02	0.04	0.02	0.02
Diésel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fueloil	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.00
Gas	0.50	0.39	0.11	0.44	0.39	0.04
Demanda	7.09	0.00	7.09	7.09	0.00	7.09
Ingreso tarifario	0.27	0.00	0.27	0.45	0.00	0.45

7.5 Consolidado anual

Tabla 7.13: Resultados de ingresos y egresos para el año 2043 en MMUSD

Tecnología	Ingreso bruto LMP	Costo LMP	Ingreso neto LMP	Ingreso bruto TLMP	Costo TLMP	Ingreso neto TLMP
Almacenamiento	17.3	6.2	11.0	9.2	0.0	9.2
Hidroeléctricas	18.2	0.0	18.2	18.2	0.0	18.2
Solar	14.7	0.0	14.7	14.7	0.0	14.7
Eólica	33.0	0.0	33.0	33.0	0.0	33.0
CSP	19.8	0.0	19.8	19.8	0.0	19.8
Biomasa	3.4	0.8	2.6	3.3	0.8	2.6
Cogeneración	0.7	0.2	0.4	0.7	0.2	0.4
Diésel	1.3	1.3	0.0	1.3	1.3	0.0
Fueloil	0.4	0.2	0.2	0.4	0.2	0.2
Gas	15.4	7.2	8.3	14.7	7.2	7.5
Demanda	122.0	0.0	122.0	122.0	0.0	122.0
Ingreso tarifario	4.1	0.0	4.1	6.6	0.0	6.6