



Evaluación del uso de Derechos Financieros de Transmisión de tipo Flowgate en el Sistema Eléctrico Nacional

Christopher Nicolás Valencia Vera

2026

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:
Rodrigo Andrés Rozas Valderrama

Comisión:
Juan Carlos Araneda Tapia
Leonardo Esteban Gacitúa Rocha

Santiago, 11 de agosto de 2026.



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: Evaluación del uso de Derechos Financieros de Transmisión de tipo Flowgate en el Sistema Eléctrico Nacional.

Nombre del candidato(a): Christopher Nicolás Valencia Vera.

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica.

Campus: San Joaquín. **Departamento:** Ingeniería Eléctrica.

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Rodrigo Andrés Rozas Valderrama, 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 (marcar una opción)

☒ 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 (**marcar una opción**):

☐ 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: 24/08/2026

Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 24/08/2026

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.

“Todo va a estar bien al final. Si no está bien, no es el final.”
— *John Lennon*

Agradecimientos

Agradezco en primera instancia a los profesores Leonardo y Juan Carlos, mis referentes, quienes siempre estuvieron dispuestos a orientarme y guiarme en este trabajo. A Richard y Nicolás por toda la ayuda y consejos entregados para abordar este tópico. Agradezco de manera especial a mi profesor guía Rodrigo, por su apoyo en esta Memoria y sobre todo por las oportunidades que me brindó estos años para trabajar junto a él, las cuales me permitieron desarrollarme como profesional.

A todos los compañeros y amigos de la universidad que me acompañaron estos años: Matias S, Joaco, Sebita, Seba, Nico (x2), Vicho, Manu, Pablo y Victor; gracias por las jornadas de conversación, risas y a veces estudio, que hicieron todo más ameno. Quiero agradecer especialmente a JP, ya que con las noches de conservatorio y Rocket League (las cuales nunca salimos de platino 1), pude enfrentar todo este proceso al sentirme escuchado y apoyado por una persona que con el tiempo he apreciado la calidad de amigo que es, espero con ansias verlo alcanzar sus sueños y metas.

A mis compañeros de chamba: Martín, Giorgio y Sebastián, quienes me han apoyado durante todo este proceso, gracias por hacerme sentir uno más del equipo desde que llegué, sin dejar de lado las risas y bromas del grupito de Trading, algún día se nos acabará la fiesta.

A mis amigos del alma Serrano, Olguín e Inox, quienes me han acompañado por más de doce años por un gran espectro de emociones e historias, haciéndome valorar cada día más su amistad. Agradezco las cosas que vivimos juntos tales como: beatlemania, barrancas, sábados 7, casa Vae, pizzas pequeño cesar y muchas más que no estoy habilitado a redactar. Aunque nuestros horarios no nos permitan vernos como en el liceo, cuando se alinean los astros es una alegría infinita y me gusta verlos crecer, alcanzar sus sueños y, sobre todo, verlos felices.

A la familia de la Sasha, por siempre recibirme de forma muy amable y gentil en su casa. Especialmente a ella por ser mi compañera de vida durante estos años, ya que con tu amor y apoyo pude enfrentar este desafío con el corazón lleno. Te amo y admiro por todo lo que eres, y estoy muy feliz por los momentos vividos y por los que aún nos esperan.

Esto no sería un agradecimiento sin quienes me acompañaron toda mi vida y ayudaron a ser el hombre que soy. A mis hermanos Francesca y Jorge, mis segundos padres, gracias por su constante apoyo. A mis padres Jorge y Sara, mis pilares fundamentales, por enseñarme que con sudor y sacrificio todo se puede lograr. A mi sobrinita querida Antonella, cuya llegada trajo una alegría inexplicable a mi corazón. Y a mi abuelo Luis, mi ejemplo de superación y recuerdo de dónde vengo. No me alcanza la vida para devolverles sus impresionantes sacrificios, solo espero que este cierre de etapa les permita disfrutar el éxito que ustedes cosecharon con esfuerzo, dedicación y amor; para todos ustedes, siempre el más grande de mis amores.

Índice de contenidos

Índice de contenidos	I
Índice de figuras	III
Índice de tablas	VI
Resumen	1
Abstract	2
1. Introducción	3
2. Objetivos y alcances	7
2.1. Objetivo general	7
2.2. Objetivos específicos	7
3. Marco teórico	8
3.1. Derechos Financieros de Transmisión.	8
3.1.1. DFT Punto a Punto	9
3.1.2. DFT Flowgate	9
3.1.3. Experiencias internacionales	10
3.1.3.a. Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)	10
3.1.3.b. Europa	10
4. Metodología	12
4.1. Caracterización del sistema de estudio	12
4.1.1. Software de simulación LGPLAN	12
4.1.2. SEN a 2030	13
4.1.3. Sistema de transmisión	15
4.1.4. Demanda proyectada	16
4.1.5. Generación convencional	17
4.1.6. Generación renovable	17
4.1.7. Sistemas de almacenamiento	18
4.1.8. Capacidad instalada del sistema	19
4.2. Asignación de zonas	20
4.3. Asignación de contratos	22
4.4. Costos Variables de Generación (CV)	24
4.4.1. Mercado de costos auditados	24
4.4.2. Mercado de ofertas	24

4.4.2.a.	Asignación de LCOE por central	25
4.4.2.b.	Estrategia de ofertas en mercado energético	26
4.5.	Mercado de DFT	27
4.5.1.	Estrategia de determinación de precio de oferta	29
5.	Resultados	31
5.1.	Mercado zonal	31
5.1.1.	Verificación de zonas	31
5.2.	Mercado de ofertas de energía	38
5.2.1.	Congestionamientos y precios sombra	38
5.2.2.	Participación y evolución de las ofertas	41
5.3.	Mercado de DFT	44
5.3.1.	Desempeño individual de los agentes	51
5.3.1.a.	Agente C44	51
5.3.1.b.	Agente C49	53
5.3.1.c.	Agente C55	55
5.3.1.d.	Agente C59	58
6.	Conclusiones	61
6.0.1.	Recomendaciones y trabajo a futuro	64
A.	CMg del SEN año 2025	65
B.	CMg del SEN año 2030	68
	Bibliografía	92

Índice de figuras

1.1.	Ejemplo de desacople de costos marginales en el SEN	4
1.2.	Mercado Zonal ERCOT 2010.	5
1.3.	Mercado Zonal Europeo.	5
4.1.	Representación del SEN a 2030. Elaborado a partir del escenario RL. . .	14
4.2.	Representación reducida del SEN a 2030. Elaborado a partir del escenario RL.	15
4.3.	Perfil de demanda proyectada a 2030 para un día típico bajo el escenario RL.	16
4.4.	Distribución geográfica de la capacidad instalada por tecnología en cada barra.	19
4.5.	Porcentaje de horas con desacople del SEN 2025.	21
4.6.	Mapa de calor de la asignación de contratos para el Bloque Solar.	23
4.7.	Mapa de calor de la asignación de contratos para el Bloque No Solar. . .	24
4.8.	Rangos de LCOE por tecnología.	25
4.9.	Lógica de decisión para la actualización de ofertas de los agentes en el mercado spot.	27
4.10.	Lógica de decisión para la actualización de ofertas de los agentes en el mercado de DFT.	30
5.1.	Porcentaje anual de horas con desacople en el SEN para el escenario sin línea HVDC (sistema de 22 barras).	32
5.2.	Porcentaje anual de horas con desacople en el SEN para el escenario con línea HVDC (sistema de 22 barras).	33
5.3.	Porcentaje anual de horas con congestión en las líneas de transmisión del SEN para el escenario sin línea HVDC (sistema de 22 barras).	34
5.4.	Porcentaje anual de horas con congestión en las líneas de transmisión del SEN para el escenario con línea HVDC (sistema de 22 barras).	35
5.5.	Porcentaje anual de horas con congestión en las líneas de transmisión del SEN para el escenario sin línea HVDC (sistema con cuatro zonas).	36
5.6.	Porcentaje anual de horas con congestión en las líneas de transmisión del SEN para el escenario con línea HVDC (sistema con cuatro zonas).	36
5.7.	Representación del SEN a 2030 con tres zonas.	37
5.8.	Porcentaje anual de horas con congestión en las líneas de transmisión del SEN para el escenario sin línea HVDC (sistema con tres zonas).	37
5.9.	Porcentaje anual de horas con congestión en las líneas de transmisión del SEN para el escenario con línea HVDC (sistema con tres zonas).	38
5.10.	Evolución de precios sombras asociado a las líneas de transmisión Zona1 Zona2 para el caso sin HVDC en un periodo de 18 meses.	39

5.11.	Evolución de precios sombras asociado a las líneas de transmisión Zona2_Zona3 para el caso sin HVDC en un periodo de 18 meses.	39
5.12.	Evolución de precios sombras asociado a las líneas de transmisión Zona1_Zona2 para el caso con HVDC en un periodo de 18 meses.	40
5.13.	Evolución de precios sombras asociado a las líneas de transmisión Zona2_Zona3 para el caso con HVDC en un periodo de 18 meses.	40
5.14.	Evolución de precios sombras asociado a la línea de transmisión HVDC en un periodo de 18 meses.	41
5.15.	Evolución de las ofertas de energía por tecnología sin la línea HVDC. . .	42
5.16.	Evolución mensual de la participación de la matriz de generación para el caso sin HVDC.	43
5.17.	Participación anual por tecnología en la matriz de generación en el caso sin HVDC.	44
5.18.	Participación mensual de oferentes en subastas de DFT.	45
5.19.	Volumen ofertado y adjudicado mensualmente en subastas de DFT. . . .	46
5.20.	Clasificación de oferentes participantes en subastas de DFT.	46
5.21.	Evolución mensual de precio sombra y de corte sobre la línea Zona1-Zona2.	47
5.22.	Evolución mensual de la diferencia entre el precio sombra y de corte de la línea Zona1-Zona2.	48
5.23.	Evolución mensual de precio sombra y de corte sobre la línea Zona2-Zona3.	49
5.24.	Evolución mensual de la diferencia entre el precio sombra y de corte de la línea Zona2-Zona3.	49
5.25.	Distribución porcentual de los flujos económicos netos del mercado, clasificados por rentabilidad y sobrepago de DFT respecto a valorización de precio sombra de la línea.	50
5.26.	Clasificación de agentes participantes en subastas de DFT.	51
5.27.	Factor de uso de agente C44.	52
5.28.	Comparación de ofertas realizadas por el agente C44 con el precio sombra de la línea Zona2_Zona3 y porcentaje de adjudicación de potencia durante la subasta.	52
5.29.	Comparación de exposición al mercado de la energía con y sin adjudicación de DFT del agente C44.	53
5.30.	Factor de uso de agente C49.	54
5.31.	Comparación de ofertas realizadas por el agente C49 con el precio sombra de la línea Zona1_Zona2 y porcentaje de adjudicación de potencia durante la subasta.	54
5.32.	Comparación de exposición al mercado de la energía con y sin adjudicación de DFT del agente C49.	55
5.33.	Factor de uso de agente C55.	56
5.34.	Comparación de ofertas realizadas por el agente C55 con el precio sombra de la línea Zona1_Zona2 y porcentaje de adjudicación de potencia durante la subasta.	57
5.35.	Comparación de exposición al mercado de la energía con y sin adjudicación de DFT del agente C55.	58
5.36.	Factor de uso de agente C59.	58
5.37.	Comparación de ofertas realizadas por el agente C59 con el precio sombra de la línea Zona1_Zona2 y porcentaje de adjudicación de potencia durante la subasta.	59

5.38.	Comparación de ofertas realizadas por el agente C59 con el precio sombra de la línea Zona2_Zona3 y porcentaje de adjudicación de potencia durante la subasta.	60
5.39.	Comparación de exposición al mercado de la energía con y sin adjudicación de DFT del agente C59.	60
A.1.	CMg del SEN el 20 de marzo de 2025.	65
A.2.	CMg del SEN el 6 de junio de 2025.	66
A.3.	CMg del SEN el 21 de septiembre de 2025.	66
A.4.	CMg del SEN el 21 de diciembre de 2025.	67

Índice de tablas

4.1.	Resumen de cada tipo de archivo de entrada para LGplan.	13
4.2.	Sistema de transmisión del SEN a 2030.	16
4.3.	Capacidad de sistemas de almacenamiento (6h) por barra.	18
4.4.	Energía hidráulica disponible por barra.	19
4.5.	Agrupación de barras por zonas de congestión estructural para SEN 2025.	21
5.1.	Agrupación de barras por zonas de congestión estructural para SEN 2030.	36
5.2.	Sistema de transmisión del SEN a 2030 con tres zonas.	37
5.3.	Resumen financiero anual detallado por clasificación de agente participantes en las subastas de DFT.	50
B.1.	CMg del SEN para enero 2030 con costos auditados.	68
B.2.	CMg del SEN para febrero 2030 con costos auditados.	69
B.3.	CMg del SEN para marzo 2030 con costos auditados.	70
B.4.	CMg del SEN para abril 2030 con costos auditados.	71
B.5.	CMg del SEN para mayo 2030 con costos auditados.	72
B.6.	CMg del SEN para junio 2030 con costos auditados.	73
B.7.	CMg del SEN para julio 2030 con costos auditados.	74
B.8.	CMg del SEN para agosto 2030 con costos auditados.	75
B.9.	CMg del SEN para septiembre 2030 con costos auditados.	76
B.10.	CMg del SEN para octubre 2030 con costos auditados.	77
B.11.	CMg del SEN para noviembre 2030 con costos auditados.	78
B.12.	CMg del SEN para diciembre 2030 con costos auditados.	79
B.13.	CMg del SEN para enero 2030 con costos ofertados.	80
B.14.	CMg del SEN para febrero 2030 con costos ofertados.	81
B.15.	CMg del SEN para marzo 2030 con costos ofertados.	82
B.16.	CMg del SEN para abril 2030 con costos ofertados.	83
B.17.	CMg del SEN para mayo 2030 con costos ofertados.	84
B.18.	CMg del SEN para junio 2030 con costos ofertados.	85
B.19.	CMg del SEN para julio 2030 con costos ofertados.	86
B.20.	CMg del SEN para agosto 2030 con costos ofertados.	87
B.21.	CMg del SEN para septiembre 2030 con costos ofertados.	88
B.22.	CMg del SEN para octubre 2030 con costos ofertados.	89
B.23.	CMg del SEN para noviembre 2030 con costos ofertados.	90
B.24.	CMg del SEN para diciembre 2030 con costos ofertados.	91

Nomenclatura

<i>ATC</i>	:	<i>Available Transfer Capacity</i> (Capacidad Disponible de Transmisión) .
<i>CEN</i>	:	Coordinador Eléctrico Nacional.
<i>CMg</i>	:	Costos Marginales.
<i>CRR</i>	:	<i>Congestion Revenue Rights</i> (Derechos de ingresos por congestión).
<i>CV</i>	:	Costos Variables de Generación.
<i>DFT</i>	:	Derechos Financieros de Transmisión.
<i>ERCOT</i>	:	<i>Electric Reliability Council of Texas</i> (Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas).
<i>ERNC</i>	:	Energía Renovable No Convencional.
<i>FBMC</i>	:	<i>Flow-Based Market Coupling</i> (Mercado Basado en Congestión de Flujos) .
<i>ISO</i>	:	<i>Independent System Operator</i> (Operador Independiente del Sistema).
<i>IT</i>	:	Ingresos Tarifarios.
<i>MIE</i>	:	Mercado Interior de la Energía.
<i>PTDF</i>	:	<i>Power Transfer Distribution Factors</i> (Factores de Distribución de la Transferencia de Potencia) .
<i>TCR</i>	:	<i>Transmission Congestion Rights</i> (Derechos por Congestión de la Transmisión).
<i>TSO</i>	:	<i>Transmission System Operator</i> (Operador del Sistema de Transmisión).
<i>SEN</i>	:	Sistema Eléctrico Nacional.

Resumen

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) enfrenta crecientes congestiones estructurales derivadas de la masiva inserción de Energías Renovables Variables (ERV) y retrasos en la expansión de la transmisión, acumulando vertimientos de energía que en el año 2025 superaron los 6.000 GWh. Esta condición genera desacople en los Costos Marginales (CMg) a lo largo de la red, exponiendo a las empresas generadoras a riesgos financieros al abastecer contratos de suministro en zonas con precios superiores a sus nodos de inyección. Ante esta problemática, el presente Trabajo de Memoria de Título evalúa la viabilidad económica de implementar Derechos Financieros de Transmisión (DFT) de tipo *Flowgate* como mecanismo de cobertura en el SEN. Para abordar esta problemática, se diseñó un mercado zonal inspirado en mercados internacionales, agrupando el sistema proyecto al año 2030 (40,1 GW de capacidad instalada) en tres zonas delimitadas por congestiones estructurales. El despacho económico se simuló mediante el software LGplan para un horizonte de 24 meses utilizando doce días representativos al año. Se evaluaron dos escenarios condicionados a la entrada en operación de la línea de transmisión HVDC Kimal-Lo Aguirre (capacidad de 3.000 MW). Posteriormente, se implementaron subastas mensuales de DFT con la participación de 35 agentes coberturistas, dotados de estrategias de oferta dinámicas, niveles de agresividad adaptativos y una variable direccional diseñada para evitar la adquisición de pasivos financieros en contraflujo.

Los resultados demuestran que el sistema experimenta dos congestiones estructurales principales, las cuales registran un 42,6 % de congestión entre la zona Norte Grande y Norte Chico, y un 61,5 % entre la zona Norte Chico y Centro-Sur. En este contexto, el operador del sistema recaudó \$5,03 MMUSD mediante las subastas de DFT, permitiendo a los agentes adjudicados mitigar el riesgo y valorizar la cobertura total en \$5,60 MMUSD. Los agentes que ofertaron eficientemente obtuvieron un saldo neto positivo de \$1,92 MMUSD para amortiguar sus pérdidas en el mercado spot. La incorporación de la variable direccional demostró su efectividad al proteger al 100 % de los agentes en contraflujo de incurrir en pasivos económicos derivados de la valorización del derecho. No obstante, la investigación también constata que la participación en este mercado conlleva riesgos inherentes a la alta volatilidad de los precios sombras de ciertas líneas y la estrategia de oferta de los coberturistas al no prever grandes cambios en las congestiones, lo que provocó que un grupo de participantes incurriera en sobrepagos al realizar ofertas por encima de los beneficios reales de la cobertura obtenida.

Finalmente, se concluye que, a pesar de la limitada granularidad del mecanismo y su componente de riesgo asociada, esta metodología de valorización de DFT constituye una alternativa viable para una implementación inicial en el SEN, sustentado en la focalización de las congestiones, la simplificación del modelo y los beneficios económicos obtenidos en el proceso.

Abstract

The National Electric System (SEN) faces increasing structural congestions derived from the massive insertion of Variable Renewable Energies (VRE) and delays in transmission expansion, accumulating energy curtailments that in 2025 exceeded 6.000 GWh. This condition generates decoupling in Marginal Costs (MC) across the grid, exposing generation companies to financial risks when supplying demand contracts in zones with prices higher than their injection nodes. In view of this problem, this study evaluates the economic viability of implementing *Flowgate*-type Financial Transmission Rights (FTR) as a hedging mechanism in the SEN. To address this problem, a zonal market inspired by international markets was designed, grouping the projected 2030 system (40,1 GW of installed capacity) into three zones delimited by structural congestions. The economic dispatch was simulated using the LGplan software over a 24 month horizon using twelve representative days per year. Two scenarios conditioned on the commissioning of the HVDC Kimal-Lo Aguirre transmission line (capacity of 3.000 MW) were evaluated. Subsequently, monthly FTR auctions were implemented with the participation of 35 hedging agents, equipped with dynamic bidding strategies, adaptive aggressiveness levels, and a directional variable designed to avoid the acquisition of financial liabilities in counterflow.

The results demonstrate that the system experiences two main structural congestions, recording 42.6 % congestion between the Far North and Near North zones, and 61.5 % between the Near North and Central-South zones. In this context, the system operator collected \$5,03 MMUSD through the FTR auctions, allowing awarded agents to mitigate risk and value total hedging at \$5,60 MMUSD. Agents who bid efficiently obtained a positive net balance of \$1,92 MMUSD to cushion their losses in the spot market. The incorporation of the directional variable proved its effectiveness by protecting 100 % of counterflow agents from incurring financial liabilities derived from the valuation of the right. However, the research also finds that participation in this market carries inherent risks due to the high volatility of the shadow prices of certain lines and the bidding strategy of the hedgers when failing to foresee major changes in congestions, causing a group of participants to incur overpayments by placing bids above the actual benefits of the obtained hedge.

Finally, it is concluded that, despite the limited granularity of the mechanism and its associated risk component, this FTR valuation methodology constitutes a viable alternative for an initial implementation in the SEN, supported by the focus on congestions, the simplification of the model, and the economic benefits obtained in the process.

Capítulo 1

Introducción

En los últimos años ha existido un aumento en la cantidad de centrales renovables que componen la matriz energética chilena, esto debido a las políticas públicas implementadas durante la última década, como lo fue la ley 20.698 para ampliar la matriz energética mediante centrales de Energía Renovable No Convencional (ERNC) y el plan de descarbonización que busca eliminar el uso del carbón en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Este crecimiento de centrales renovables ha permitido que durante el año 2024, las ERNC alcanzaran un 40,4% de participación en la matriz energética, con una alta presencia de energía solar y eólica, esto debido a su alta disponibilidad y presencia en el norte del país [1]. Como resultado a esta disponibilidad, se ha producido una alta concentración geográfica de proyectos en algunas zonas específicas del SEN, lo cual a su vez ha generado que se superen las demandas de dichas zonas y exista un flujo de energía hacia el centro y sur del país, lo cual produce una fuerte dependencia de la capacidad de transmisión del SEN.

A pesar del crecimiento que ha tenido la generación renovable, el sistema de transmisión se ha expandido al ritmo de la demanda, por lo que la diferencia sostenida entre oferta de generación y capacidad de transmisión, ha generado un aumento en las congestiones de las líneas y en el vertimiento de energía, el cual durante el año 2025 superó los 6.000 GWh. Estas congestiones, han incrementado su frecuencia y magnitud con los años, por lo que para poder suplir la demanda en aquellas zonas con menos recurso renovable disponible, se encienden centrales de mayor costo variable, por lo que los costos de generación aumentan y se produce un desacople de los CMg del SEN, tal como se aprecia en la Figura 1.1.

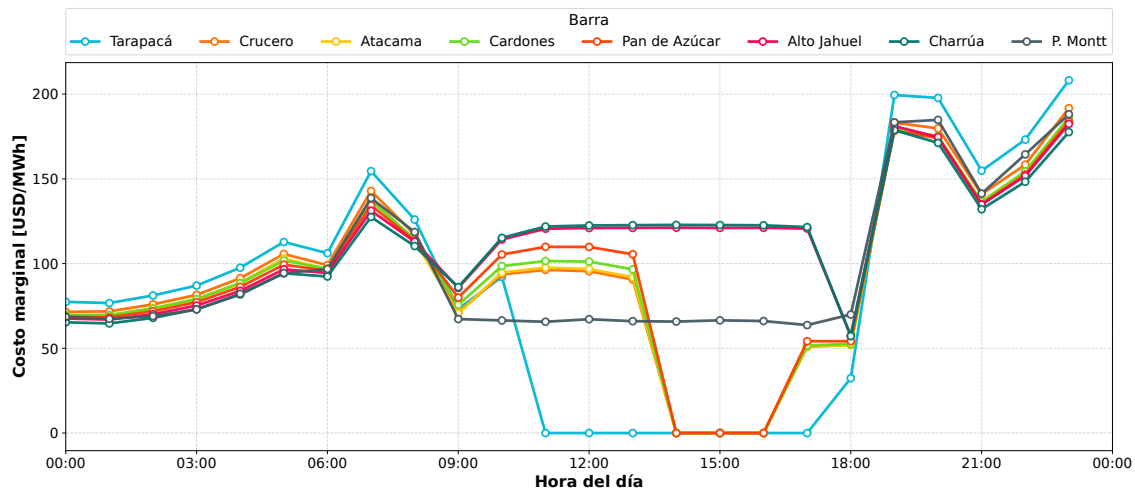


Figura 1.1. Ejemplo de desacople de costos marginales en el SEN [2].

Este desacople se traduce en una segmentación de costos de energía para distintas zonas del país, siendo un riesgo para los generadores que tengan contratos con consumidores, ya que con el fin de cumplir dichos contratos, se enfrentan a situaciones en donde deben comprar energía en barras con CMg más caros respecto a su barra de inyección, ocasionando pérdidas económicas. Esta situación obligó a centrales como el Parque Eólico Cabo Leones 2 y María Elena Solar a rescindir sus contratos y declararse en quiebra en el caso de este último [3].

Como solución a este problema, aparece en algunos mercados internacionales un mecanismo financiero de cobertura denominado Derechos Financieros de Transmisión (DFT) o *Financial Transmission Rights* (FTRs). Este instrumento financiero permite al poseedor, obtener una parte anual o mensual de los Ingresos Tarifarios (IT) del sistema proveniente de la congestión de la red de transmisión, sin afectar a la operación del despacho económico [4]. Existen dos formas de valorizar un DFT, la primera de ellas se define como Punto a Punto, y se valoriza a través de la diferencia de precios en los CMg de las barras de inyección y retiro de energía. Este método de valorización ya fue evaluado en [5], en donde se concluyó que los DFT son un instrumento que permite a los agentes participantes de la subasta cubrir de manera más efectiva su exposición al mercado frente al riesgo de desacoples de CMg en el SEN.

Otra alternativa son los DFT tipo *Flowgate*, los cuales se utilizan en mercados zonales y se valorizan a través del precio sombra de la línea que interconecta dos zonas y se encuentra congestionada [6]. Este método hace que el presente trabajo se centre principalmente en la evaluación del uso de DFT de tipo Flowgate en el SEN, para eso se tendrá como referencia el diseño de derechos del mercado eléctrico de Texas (ERCOT). Durante su etapa como mercado zonal, ERCOT empleó los *Transmission Congestion Rights* (TCRs), los cuales resultan analógicamente equivalentes a los *Flowgate Rights* al valorizarse a través del precio sombra asociado a las restricciones de transmisión. ERCOT subastaba estos derechos de manera mensual y anual, vendiendo el 60% de los TCRs en esta última modalidad, permitiendo al poseedor recibir un pago respecto a la línea congestionada [7].

sino que hay países que comparten una misma zona, como es el caso de Alemania y Luxemburgo. Por otro lado, debido a las congestiones internas recurrentes presentes en algunos países, estos son divididos en varias *Bidding Zones*, como es el caso de Italia, Noruega y Suecia. La estructuración de estas zonas se revisa cada tres años y se modifica si el sistema actual presenta ineficiencias, las cuales deben ser constatadas en el informe técnico de congestiones estructurales de la *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) o en el informe de eficiencia del mercado emitido por la *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER).

Este modelo de mercado permite mantener un precio único para toda la zona, y debido a que en el modelo se asume que la energía puede fluir libremente dentro del área, cada operador de sistema de transmisión (TSO), debe manejar su sistema de tal forma de asegurar que no existan congestiones internas. Para manejar estas congestiones, cada TSO recurre a un redespacho (redispatch), en donde se modifica el despacho de generación designado originalmente, reduciendo la generación en la zona congestionada y aumentándola en otra área donde haya capacidad disponible. Los costos asociados a redespacho se consideran como costos operativos del sistema al asociarse vía tarifas, por lo que no se ven reflejados en el mercado spot [11].

Para implementar debidamente este modelo en Chile, se deben identificar las congestiones estructurales que presenta el SEN, y a partir de estas definir las zonas.

Capítulo 2

Objetivos y alcances

2.1. Objetivo general

Evaluar la viabilidad técnica-económica de implementar derechos financieros de transmisión de tipo *Flowgate* como mecanismo de cobertura frente a los riesgos de desacople de precios en el SEN.

2.2. Objetivos específicos

1. Revisar literatura internacional respecto a la modelación de *Flowgates* para el uso de derechos financieros de transmisión como mecanismo de cobertura frente al desacople de precios en el mercado de corto plazo, analizando en particular los modelos de los mercados eléctricos del MIE y ERCOT.
2. Definir las zonas que conformarán el SEN para la implementación de derechos financieros de tipo *Flowgate* a través de un mercado zonal, describiendo el conjunto de actores oferentes y demandantes que compondrán cada zona de este mercado eléctrico nacional, basado en el panorama actual de operación del SEN y la evolución esperada del mismo.
3. Simular la operación del SEN para distinta cantidad de zonas definidas en el mercado zonal, así como diversos escenarios de toma de riesgo por parte de los actores del mercado a la hora de ofertar sus costos para el despacho económico y para la adquisición de derechos financieros a través de las subastas, considerando los contratos de retiro de energía a los que se encuentren suscritos cada agente oferente.
4. Analizar los resultados obtenidos y establecer conclusiones respecto a la viabilidad de implementar derechos financieros de transmisión tipo *Flowgate* como mecanismo de cobertura frente a los riesgos de desacople en el SEN.

Capítulo 3

Marco teórico

3.1. Derechos Financieros de Transmisión.

Los Derechos Financieros de Transmisión (DFT/FTR) fueron introducidos conceptualmente por el académico William Hogan, y corresponden a un instrumento financiero que le entrega el derecho, al poseedor de ellos, de obtener una parte anual o mensual de los Ingresos Tarifarios (IT) del sistema provenientes de la congestión de la red de transmisión eléctrica y que son recaudados por parte del Operador Independiente del Sistema (ISO). Es importante recalcar la naturaleza de estos derechos, la cual es estrictamente financiera y diferente a su símil físico, el cual considera además de las transacciones comerciales, el uso físico de la infraestructura de transmisión. Dicho lo anterior, la tenencia de un DFT no conlleva tener un derecho físico para inyectar o retirar energía, ni condiciona la forma en que realiza el Despacho Económico programado el operador de la red [4].

Este mecanismo tiene como propósito proteger a los agentes del mercado que tengan contratos bilaterales y que debido a la congestión de las líneas de transmisión, se enfrentan a diferencias desfavorables económicamente entre los CMg de las barras de inyección y retiro de energía [12]. Sin un mecanismo de mitigación para este diferencial, los generadores se ven forzados a internalizar estas pérdidas o traspasar mediante contrato las primas de riesgo por congestión a los usuarios finales, comprometiendo la eficiencia y competitividad del mercado.

Un aspecto a mencionar de los DFT es que tienen la característica de ser bidireccionales, es decir, que si el poseedor de los DFT apuesta a que la congestión se dará en una dirección en específico, y esta coincide con lo sucedido, esto provocará que la barra de destino posea un mayor precio que la de origen, por lo que el titular de los DFT se verá beneficiado con el pago asociado. En el caso de que la dirección prevista por el derecho no coincida con lo sucedido, conllevará a que el titular de los DFT deba pagar por la diferencia de precios en las barras [5]. Esta característica bidireccional, conlleva que el mecanismo presenta sus respectivos riesgos económicos. Debido a lo anterior, se definen dos tipos de DFT:

- DFT Tipo obligación: Tienen la característica de obligar al titular de los derechos a actuar independiente del resultado de flujo de potencia del sistema. Es decir, que a pesar de que la dirección de congestión coincida o no con la dirección impuesta en el derecho, el titular deberá pagar o recibir los pagos correspondientes, implicando

un mayor riesgo económico.

- DFT de Tipo Opción: Tienen la particularidad de no ser bidireccionales, por lo que el titular de los derechos no se ve en la obligación de pagar cuando se ve perjudicado por la no coincidencia de los sentidos de flujo, por lo que se elimina el riesgo asociado de adquirir a los DFT.

Otra forma de categorizar los DFT es mediante el método financiero utilizado y el mercado en el cual se utilizan, siendo estos:

- DFT Punto a Punto.
- DFT Flowgate.

3.1.1. DFT Punto a Punto

Los DFT Punto a Punto son utilizados en mercados eléctricos organizados en precios locales nodales (como PJM, Nueva York y California), en donde se define el derecho entre un nodo de inyección y uno de retiro dentro de la red de transmisión, sin existir la necesidad de que estos sean contiguos entre sí, lo cual permite una mayor flexibilidad en su uso por parte de los titulares. Este tipo de DFT es más detallado, ya que refleja directamente la congestión entre dos nodos de manera más específica, lo cual permite que sea menos arriesgado para los agentes, debido a su valorización exacta de las barras involucradas.

La fórmula de valorización de este DFT es la siguiente:

$$\$DFT = Q_{ij} \cdot (CMG_j - CMG_i)$$

En donde Q_{ij} corresponde a la cantidad de DFT adquiridos, CMG_i el precio de la barra de inyección y CMG_j el precio de la barra de retiro.

3.1.2. DFT Flowgate

Los DFT *Flowgate* son utilizados en mercados eléctricos de precios zonales (como ERCOT o Europa), en donde se definen puntos críticos de la red, “cuellos de botella” o interfases de zonas, en donde se produce un desacople de precios. Su función es asegurar la viabilidad financiera, compensando a los participantes del mercado mediante el precio sombra que surge en la línea que separa ambas zonas [6].

La fórmula de valorización de este DFT es la siguiente:

$$\$DFT = Q_{ij} \cdot \lambda_{ij}$$

En donde Q_{ij} corresponde a la cantidad de DFT adquiridos y λ_{ij} es el precio sombra de la línea congestionada que delimita la zona.

A diferencia de los DFT de tipo Punto a Punto, los *Flowgates* son menos detallados, ya que solo se centran en las líneas críticas que conectan las zonas y no en todos los nodos del sistema.

3.1.3. Experiencias internacionales

3.1.3.a. Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)

Antes del 2010, el mercado eléctrico de Texas (ERCOT) funcionaba bajo un modelo de mercado zonal, dividiendo el estado en cuatro áreas (Norte, Sur, Oeste y Houston). Bajo este esquema, la gestión del sistema se centraba en las principales restricciones de transmisión definidas como *Commercially Significant Constraints* (CSCs), que representaban los límites de flujo presente entre las zonas previamente mencionadas. Para que los agentes pudieran cubrirse frente al riesgo financiero de las congestiones, ERCOT utilizaba *Transmission Congestion Rights* (TCRs), los cuales eran instrumentos equivalentes a los *Flowgate Rights*, ya que su valorización era mediante el precio sombra asociado a las restricciones de las líneas de transmisión [7]. ERCOT subastaba TCR de manera mensual y anual, permitiendo al poseedor recibir un pago proporcional a la congestión de la línea.

Con el tiempo, este sistema demostró ser poco granular al reflejar solo el estado de un subconjunto de la red. El principal problema radicaba en que el modelo ignoraba las congestiones internas de cada zona, las cuales ERCOT debía resolver mediante instrucciones de redespacho a las generadoras. Esta solución generaba costos por redespacho que no se reflejaban en el precio del mercado, y eran cubiertos entre todos los usuarios del sistema, creando señales económicas distorsionadas producto a la no representación de la diferencia de precios existente dentro de una zona.

Es por esto que en diciembre de 2010, se migró de un mercado zonal a uno nodal basado en CMg locales. Bajo este nuevo esquema, los TCRs fueron reemplazados por *Congestion Revenue Rights* (CRR), los cuales a diferencia de sus predecesores, son DFT valorizados como los punto a punto [7].

3.1.3.b. Europa

Al inicio de la década del 2000, se empezó a diseñar un Mercado Interior de la Energía, esto con el objetivo de poder integrar los sistemas eléctricos nacionales y permitir que la energía fluyera libremente entre países [13]. La mayor dificultad que enfrentó esta idea fue la congestión de las líneas presentes entre países, por lo que para regular estas transferencias se utilizó el modelo *Available Transfer Capacity* (ATC), en donde cada operador definía la capacidad por cada interconexión y se subastaban los Derechos Físicos de Transmisión. Sin embargo, este modelo no representaba adecuadamente los flujos reales, ya que la transacción entre dos países no contiguos podía congestionar líneas internas de un tercer país [14]. Para hacer frente a este problema, en 2016 se definió el marco jurídico para evolucionar a un sistema más eficiente mediante el *Flow-Based Market Coupling* (FBMC) [10].

EL FBMC consiste en identificar las principales *Flowgates* o conjuntos de líneas que presentan congestión y calcular el impacto de cada intercambio zonal a partir de estas restricciones (*Power Transfer Distribution Factors* (PTDFs)). A partir de los principales *Flowgates* se determinan las congestiones estructurales, las cuales corresponden a líneas que presentan una congestión predecible y recurrente en condiciones normales de operación [10]. A partir de estas congestiones estructurales detectadas, se definen las zonas de ofertas o *Bidding Zones* que conforman el mercado.

Este diseño de mercado en el cual existe un precio único por zona, funciona bajo la premisa de que no existen congestiones internas y que la energía puede circular libremente en su interior. Debido a esto, los respectivos TSO realizan redespachos para ajustar la generación originalmente programada, reduciéndola en áreas congestionadas y aumentándola en puntos con capacidad de transmisión disponible. Cabe señalar que estos costos de redespacho no se reflejan en el mercado spot, ya que se consideran como costos operativos del sistema y que se recuperan a través de la tarifa eléctrica [11].

En la década de 2000, las zonas de oferta del MIE se definieron principalmente a partir de las fronteras nacionales de los países miembros. Sin embargo, esta estructura ha evolucionado progresivamente con el objetivo reflejar de manera precisa las congestiones estructurales internas de la zona. Como resultado de aquello, hay países como Alemania y Luxemburgo que conforman una área única, mientras que países como Italia, Noruega y Suecia se encuentran subdivididos en varias zonas.

La revisión y modificación de estas zonas puede ser realizada a través de una propuesta de todos los TSOs del sistema o por solicitud de la *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER), la cual puede solicitar a los TSOs que revisen y detecten ineficiencias en la operación actual de la zona. Dichas ineficiencias deben estar constatadas en alguno de los siguientes informes trienales.

- Informe técnico de la *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) sobre la ubicación y frecuencia de las principales congestiones estructurales del mercado.
- Informe de la ACER sobre el impacto de la configuración actual en la eficiencia del mercado.

En caso de que los informes de la ENTSO-E o ACER constaten restricciones técnicas significativas, además de ineficiencias económicas del mercado, los estados miembros del MIE dispondrán de un plazo de seis meses para decidir si modifican las zonas de ofertas vigentes.

En cuanto a los mecanismos de cobertura utilizados en el MIE, actualmente el reglamento de la Unión Europea (*Commission Regulation*) reconoce los derechos de transmisión físicos y financieros [15].

Capítulo 4

Metodología

4.1. Caracterización del sistema de estudio

El caso de estudio del presente trabajo corresponde a una proyección de la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para el año 2030. La base de la configuración de este modelo se estructura a partir de los lineamientos estratégicos y supuestos técnicos establecidos por el Ministerio de Energía en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) [16], específicamente del informe definitivo del periodo quinquenal 2023-2027. El informe de este periodo proyecta el desarrollo del sistema bajo tres escenarios posibles: Recuperación Lenta (RL), Transición Acelerada (TA) y Carbono Neutralidad (CN).

Para efectos de este trabajo se ha seleccionado el escenario de RL, ya que se caracteriza por un desarrollo más moderado de la macroeconomía y transición energética tras la pandemia, priorizando la reactivación financiera y seguridad en la calidad del servicio por sobre las metas de descarbonización. Bajo estos supuestos, se espera un desarrollo más moderado del sistema de transmisión y una disminución ralentizada de los costos de inversión en energías renovables, siendo este un escenario ideal para disponer de más congestiones en el sistema de transmisión, lo cual es un contexto ideal para desarrollar y analizar los DFT.

Debido al tiempo ocurrido entre la publicación de la PELP quinquenal 2023-2027 y la realización de este estudio, se decidió actualizar parámetros del SEN como la transmisión contemplados previamente en la PELP, esto mediante el contraste con la Propuesta Final de Expansión de la Transmisión publicado en 2026 por el Coordinador Eléctrico Nacional [17].

4.1.1. Software de simulación LGPLAN

Para la correcta implementación y análisis de los DFT en el SEN para el año 2030, es necesario resolver el problema del Despacho Económico (ED) para ese año. Para obtener los CMg de las barras del sistema y los precios sombras asociados a cada barra, se utilizará el software computacional LGplan. Esta herramienta de simulación permite resolver mediante programación lineal entero mixto (MILP) problemas de planificación de la transmisión (TNEP) y pre-despacho (UC). Por otro lado, para problemas de ED utiliza un modelo de optimización basado en programación lineal (LP). Para todos los casos, el

software utiliza para encontrar el óptimo las ecuaciones de flujo de potencia en corriente continua (DCPF).

Para utilizar el programa, el usuario debe ingresar la base de datos que quiera utilizar para modelar el sistema, esto mediante el uso de archivos de entradas en formato *.xlsx* y *.csv* que detallan distintos aspectos del sistema que son detallados en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1

RESUMEN DE CADA TIPO DE ARCHIVO DE ENTRADA PARA LGPLAN.

Archivo	Descripción
data_bus.xlsx	Define las barras del sistema
data_conti.xlsx	Define la lista de estados de operación asociados a líneas HVAC
data_gen.xlsx	Define los parámetros de las unidades de generación convencionales
data_hvdc.xlsx	Define los parámetros de los sistemas de corriente continua (HVDC)
data_lines.xlsx	Define los parámetros de las líneas de transmisión de corriente alterna (HVAC)
data_load.xlsx	Define la demanda por barra, por hora y por año
data_param.xlsx	Define un conjunto de parámetros de simulación
data_period.xlsx	Define los parámetros de cada periodo de inversión
data_res.xlsx	Define los parámetros de las unidades de generación renovable
data_scena.xlsx	Define las ponderaciones de los escenarios de generación renovable
data_sto.xlsx	Define los parámetros de los sistemas de almacenamiento de energía (ESS)
data_perfil_XX.csv	Define matrices que contienen los perfiles de disponibilidad de generación renovable.

4.1.2. SEN a 2030

En la Figura 4.1 se presenta un SEN reducido de 29 barras proveniente de la PELP quinquenal 2023-2027, el cual considera niveles de tensión de 220 y 500 kV. Adicionalmente, en su escenario de RL consideran tres barras de Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica (PDGE).

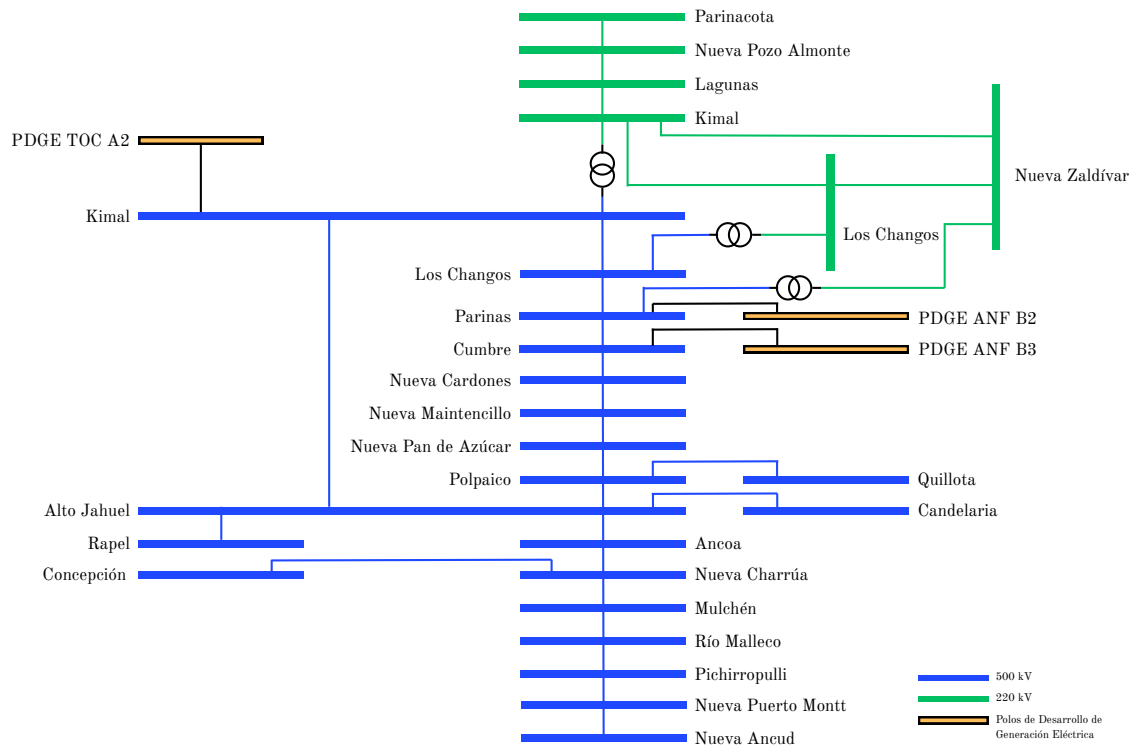


Figura 4.1. Representación del SEN a 2030. Elaborado a partir del escenario RL. [16]

El modelo de la PELP presentado en la Figura 4.1 se actualizó a la expectativa actual del SEN a 2030, además de eliminar los PDGE y actualizar el nombre de la barra Parinas a Jadresic. El modelo de SEN a 2030 utilizado para este trabajo es el presente en la Figura 4.2

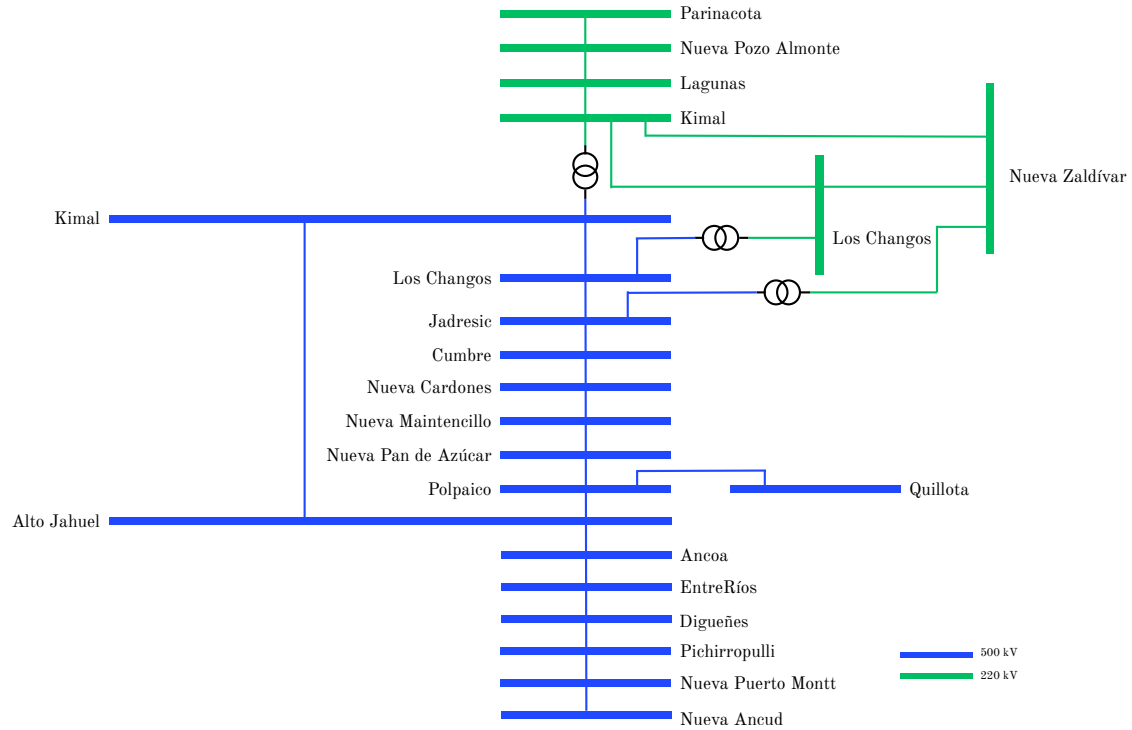


Figura 4.2. Representación reducida del SEN a 2030. Elaborado a partir del escenario RL. [16]

4.1.3. Sistema de transmisión

El sistema de transmisión para este modelo contempla líneas con niveles de tensión de 500 y 220 kV que conectan las distintas barras del sistema de 22 barras. En los casos en que existen múltiples circuitos entre dos barras, estos fueron modelados mediante una única línea equivalente, la cual contemplaba los parámetros correspondientes a la reactancia Thevenin y la suma de las capacidades de transferencia de potencia del conjunto de líneas. Estas capacidades de transmisión fueron obtenidas de la base de datos de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2026 [17], las cuales ya consideraban el criterio de seguridad N - 1.

Tanto la Propuesta de Expansión 2026 como la PELP contemplan la entrada en operación de la línea de transmisión de corriente continua (HVDC) Kimal - Lo Aguirre para el año 2029, por lo que se incluye en el modelo con la adaptación al modelo reducido trabajado, es decir, que la línea se conectará entre las barras Kimal y Alto Jahuel, tal como se aprecia en la Figura 4.2.

Finalmente en la Tabla 4.2 se detallan las líneas equivalentes del modelo, especificando el tipo de tecnología (HVAC o HVDC), los puntos de conexión (Barra i y Barra j), y sus respectivas capacidades de transmisión.

Tabla 4.2
SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SEN A 2030. ELABORADO A PARTIR DE [17]

Línea	Barra i	Barra j	Capacidad [MW]
L_Parinacota220_NuevaPozoAlmonte220	Parinacota220	NuevaPozoAlmonte220	806
L_NuevaPozoAlmonte220_Lagunas220	NuevaPozoAlmonte220	Lagunas220	341
L_Lagunas220_Kimal220	Lagunas220	Kimal220	794
L_Kimal220_NuevaZaldivar220	Kimal220	NuevaZaldivar220	552
L_Kimal220_LosChangos220	Kimal220	LosChangos220	1436
L_Kimal500_Kimal220	Kimal500	Kimal220	1282
L_Kimal500_LosChangos500	Kimal500	LosChangos500	2657
L_LosChangos500_LosChangos220	LosChangos500	LosChangos220	2182
L_LosChangos220_NuevaZaldivar220	LosChangos220	NuevaZaldivar220	706
L_Jadresic500_NuevaZaldivar220	Jadresic500	NuevaZaldivar220	706
L_Jadresic500_Cumbre500	Jadresic500	Cumbre500	1700
L_LosChangos500_Jadresic500	LosChangos500	Jadresic500	1970
L_Cumbre500_NuevaCardones500	Cumbre500	NuevaCardones500	2215
L_NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	NuevaCardones500	NuevaMaitencillo500	2520
L_NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500	NuevaMaitencillo500	NuevaPandeAzucar500	2298
L_NuevaPandeAzucar500_Polpaico500	NuevaPandeAzucar500	Polpaico500	2061
L_Polpaico500_AltoJahuel500	Polpaico500	AltoJahuel500	2108
L_Quillota500_Polpaico500	Quillota500	Polpaico500	1301
L_AltoJahuel500_Ancoa500	AltoJahuel500	Ancoa500	3573
L_Ancoa500_EntreRios500	Ancoa500	EntreRios500	3425
L_EntreRios500_Diguenes500	EntreRios500	Diguenes500	2990
L_Diguenes500_Pichirropulli500	Diguenes500	Pichirropulli500	1700
L_Pichirropulli500_NuevaPuertoMontt500	Pichirropulli500	NuevaPuertoMontt500	660
L_NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500	NuevaPuertoMontt500	NuevaAncud500	631
L_HVDC_Kimal500_AltoJahuel500	Kimal500	AltoJahuel500	3000

4.1.4. Demanda proyectada

En la propuesta entregada por la PELP se encuentra para un día típico de cada mes, la proyección de demanda con resolución horaria, esto para cada escenario de la PELP. Este modelo incluye además del perfil de demanda de los clientes (libres y regulados), ítems como electromovilidad, climatización, producción de hidrógeno verde (H2V) y amoniaco (NH3). Para el software de LGplan es necesario solamente la demanda neta del sistema, por lo que se juntaron todos los ítems previamente mencionados, manteniendo su dinámica horaria para cada mes del año. En la Figura 4.3 se presenta el perfil de demanda del SEN para un día típico de cada mes del año.

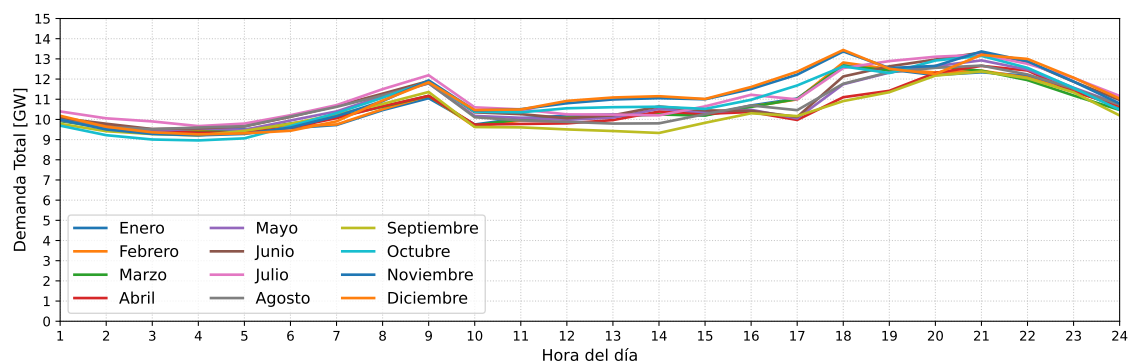


Figura 4.3. Perfil de demanda proyectada a 2030 para un día típico bajo el escenario RL. [16]

4.1.5. Generación convencional

Para las centrales térmicas convencionales, el modelo de la PELP consideraba una diversidad de centrales tanto en tecnología como en ubicaciones. En esta categoría se utilizaron centrales de tipo Diésel, Carbón, Gas Natural Licuado (GNL) y Biocombustible. Esta última al ser renovable, fue añadida a este grupo dado que no se contaba con un perfil de generación como el resto de centrales renovables detalladas en la siguiente sección.

En cuanto a las centrales carboneras, se utilizaron solo las centrales Guacolda (1, 2, 3, 4 y 5), Cochrane y Santa María, esto debido a que sus reconversiones se encuentran planificadas para después del año 2030, esto basado en lo presentado por el CEN en 2024 con su “Estudio de Confiabilidad, Reporte de Operación Sin Carbón Al 2030” [18]. Por otro lado, con la finalidad de reducir la dimensión del problema sin perder las características geográficas del mismo, se simplificó el proceso de modelación al agrupar por tecnología y barra de inyección las centrales, omitiendo el proceso de UC, dado que los detalles de mínimos técnicos y rampas no forman parte del foco del estudio, el cual se centrará exclusivamente en el ED para el análisis de congestiones y desacople de CMg en las barras del sistema.

4.1.6. Generación renovable

De manera equivalente a lo realizado con las centrales convencionales, las centrales renovables también fueron agrupadas por tecnología y ubicación, considerando aquellas centrales que se espera que se encuentren operativas para el año 2030.

En esta categoría se utilizaron tecnologías de generación Solar, Eólica, Geotérmica e hidráulica de pasada. Para las dos primeras, se utilizaron perfiles de generación horaria disponibles en los archivos anexos de la PELP. A partir de esto, se obtuvo un perfil de generación equivalente para cada barra del sistema, promediando de manera horaria los perfiles de las centrales conectadas en sus respectivos nodos.

En cuanto a los perfiles de generación de las centrales hidráulicas de pasada, estos se obtuvieron a partir de los archivos de salida del software AMEBA, utilizado en el modelo de la PELP. Para determinar el perfil horario equivalente de cada barra del sistema, se sumó la potencia generada en cada hora por todas las centrales conectadas a un mismo nodo, y se dividió por la capacidad instalada agregada de dicha barra. Este cálculo se modela a través de la Ecuación 4.1.

$$\text{Perfil}_{n,t} = \frac{\sum_i P_{gen_{i,t}}}{P_{max_n}} \quad (4.1)$$

Donde $P_{gen_{i,t}}$ es la potencia generada por la central i en la hora t , y P_{max_n} corresponde a la potencia máxima agregada en la barra n , obtenida previamente al consolidar la capacidad de todas las centrales por tecnología y ubicación.

Finalmente el perfil de generación de la central Geotérmica se obtuvo directamente de los archivos del anexo de la Propuesta de Expansión 2026 [17].

4.1.7. Sistemas de almacenamiento

Se trabajó con dos tecnologías como sistemas de almacenamiento, siendo la primera de ellas los sistemas BESS (*Battery Energy Storage System*, los cuales en el escenario de RL de la PELP se considera distintas tecnologías y horas de autonomía de ESS, por lo que por simplicidad, y de manera equivalente a las centrales convencionales y renovables, se agruparon los BESS por barra, sumando la energía individual de cada baterías presente en la misma barra y para luego dividirla por seis, esto para obtener la potencia promedio equivalente de carga y descarga de un sistema de almacenamiento equivalente de seis horas. Adicionalmente, se mantuvieron los mismos niveles de eficiencia de carga (η^+) y descarga (η^-) de todas las BESS proyectadas a 2030, siendo estas del 0,9. La capacidad instalada y distribución de los sistema BESS son presentadas en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3
CAPACIDAD DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO (6h) POR BARRA.

Barra	Capacidad (6h) [MW]
Parinacota220	0,3
NuevaPozoAlmonte220	0,4
NuevaZaldivar220	1197,2
Kimal220	300,0
Kimal500	564,4
LosChangos220	446,4
Jadresic500	233,3
Cumbre500	281,9
NuevaCardones500	565,8
NuevaMaitencillo500	366,7
NuevaPandeAzucar500	501,0
Polpaico500	160,0
AltoJahuel500	408,2
Ancoa500	103,5
EntreRios500	366,7
Diguenes500	121,6
Pichirropulli500	333,3
NuevaPuertoMontt500	233,3
Capacidad Total	6184,2

La segunda tecnología usada como sistema de almacenamiento fueron las centrales hidráulicas de embalse, esto debido a que el software de LGplan las modela de esa manera. A diferencia de las centrales renovables, esta tecnología solo requiere como archivo de entrada la energía disponible a usarse durante el periodo de análisis, diferenciándose del perfil de las hidráulicas de pasada que requiere un detalle horario de su generación. Esta diferencia radica en que el programa considera la suma de toda la columna del periodo a simular como energía disponible, por lo se optimiza el ED de tal manera de usar este recurso en aquellas horas más costosas para el sistema, sin permitir vertimientos de energía durante el proceso.

Al igual que los casos anteriores, se agruparon las centrales hidráulicas por ubicación

para obtener su capacidad instalada. En cuanto a la energía disponible por barra, esta se obtuvo a partir de los archivos de salida del software AMEBA, sumando la energía generada y dividiendo por la cantidad de días que tuviera el respectivo mes, esto para obtener un perfil de generación de un día representativo. El total de energía hidráulica disponible por barra durante los doce días representativos (uno por cada mes) es presentado en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4
ENERGÍA HIDRÁULICA DISPONIBLE POR BARRA.

Barra	Energía total [GWh]
AltoJahuel500	3,890
Ancoa500	10,524
EntreRios500	7,062
Diguenes500	7,062
NuevaPuertoMontt500	7,809

4.1.8. Capacidad instalada del sistema

En la Figura 4.4 se presenta la distribución de la capacidad instalada en cada barra considerando todas las tecnologías de centrales (convencionales y renovables) descritas en secciones previas, totalizando 40,1 GW. Cabe aclarar que si se incluyen las centrales hidráulicas de embalse, pero no los sistemas de almacenamiento BESS, esto debido a su característica de dualidad de generación y carga.

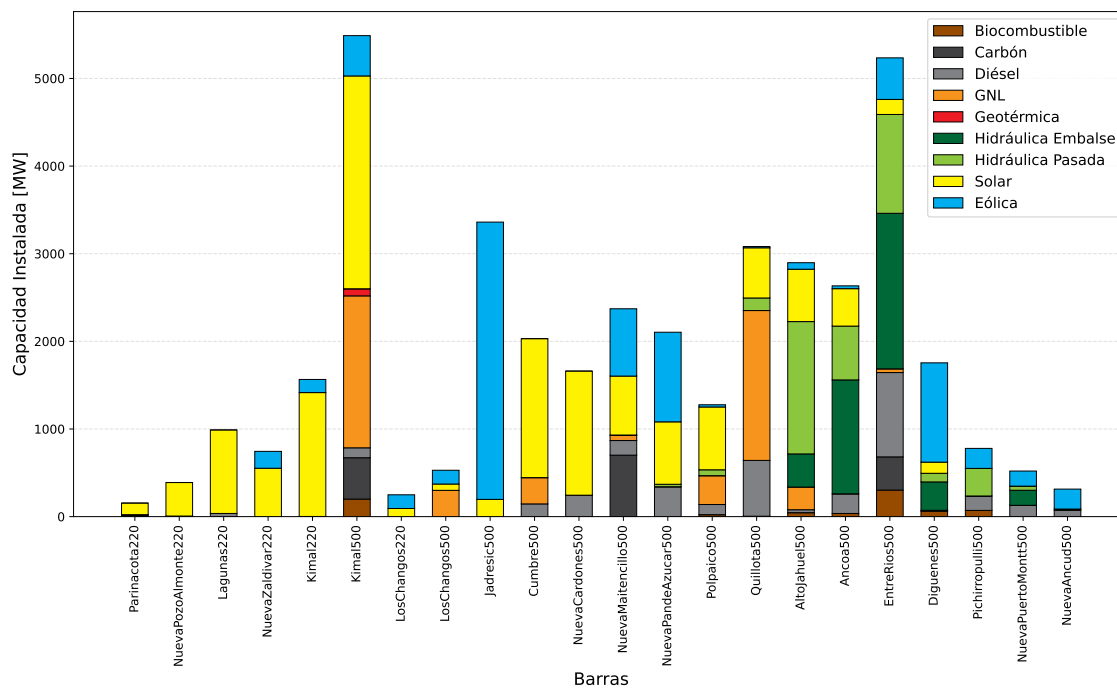


Figura 4.4. Distribución geográfica de la capacidad instalada por tecnología en cada barra.

4.2. Asignación de zonas

Para implementar el mercado zonal en el SEN, se debe identificar las congestiones estructurales que tiene el sistema, en primera instancia se utilizan los CMg definitivos registrados en el año 2025, estos provenientes del portal del CEN [2]. Cabe aclarar que para esta instancia y debido a la disposición de datos de 2025, la barra Charrúa toma el lugar de la barra EntreRíos y lo mismo sucede entre las barras Mulchén y Digueñes.

Para determinar el nivel de desacople entre dos barras, se calcula la diferencia de CMg entre ellas, esto mediante la Ecuación 4.2.

$$\Delta CMg \% = \frac{CMg_i - CMg_j}{CMg_i} \times 100 \quad (4.2)$$

Esta diferencia se realiza entre el CMg de la barra j con respecto al de la barra i, en donde la barra i tiene el mayor precio.

Sumado a lo anterior, es necesario diferenciar un desacople de CMg provocado por el efecto de las pérdidas de aquel originado por congestiones en las líneas de transmisión, es por eso que se define un valor límite para el efecto de las pérdidas. Este valor se define a partir del análisis del comportamiento de precios de las barras de interés durante cuatro días representativos (uno por cada estación del año), estas curvas presentes en las Figuras A.1, A.2, A.3 y A.4. De las horas en que se encuentra en sintonía el SEN, es decir, que todas las curvas del sistema siguen el mismo comportamiento, se calcula el desacople horario entre la barra Parinacota y Nueva Ancud (dos barras lejanas físicamente entre sí) para cada hora de los cuatro días representativos, esto mediante la Ecuación 4.2. Posteriormente se calcula el promedio aritmético de todos estos desacoples, obteniéndose un 15 %, el cual se utilizará posteriormente como límite entre el efecto de las pérdidas y las congestiones del sistema.

Para determinar las zonas del SEN, se calcula el desacople en las 8760 del año, para así determinar cuántas horas hubo desacople producto a las congestiones durante el año. El porcentaje de horas en que el SEN presentó desacoples entre sus barras se presenta mediante un mapa de calor en la Figura 4.5.

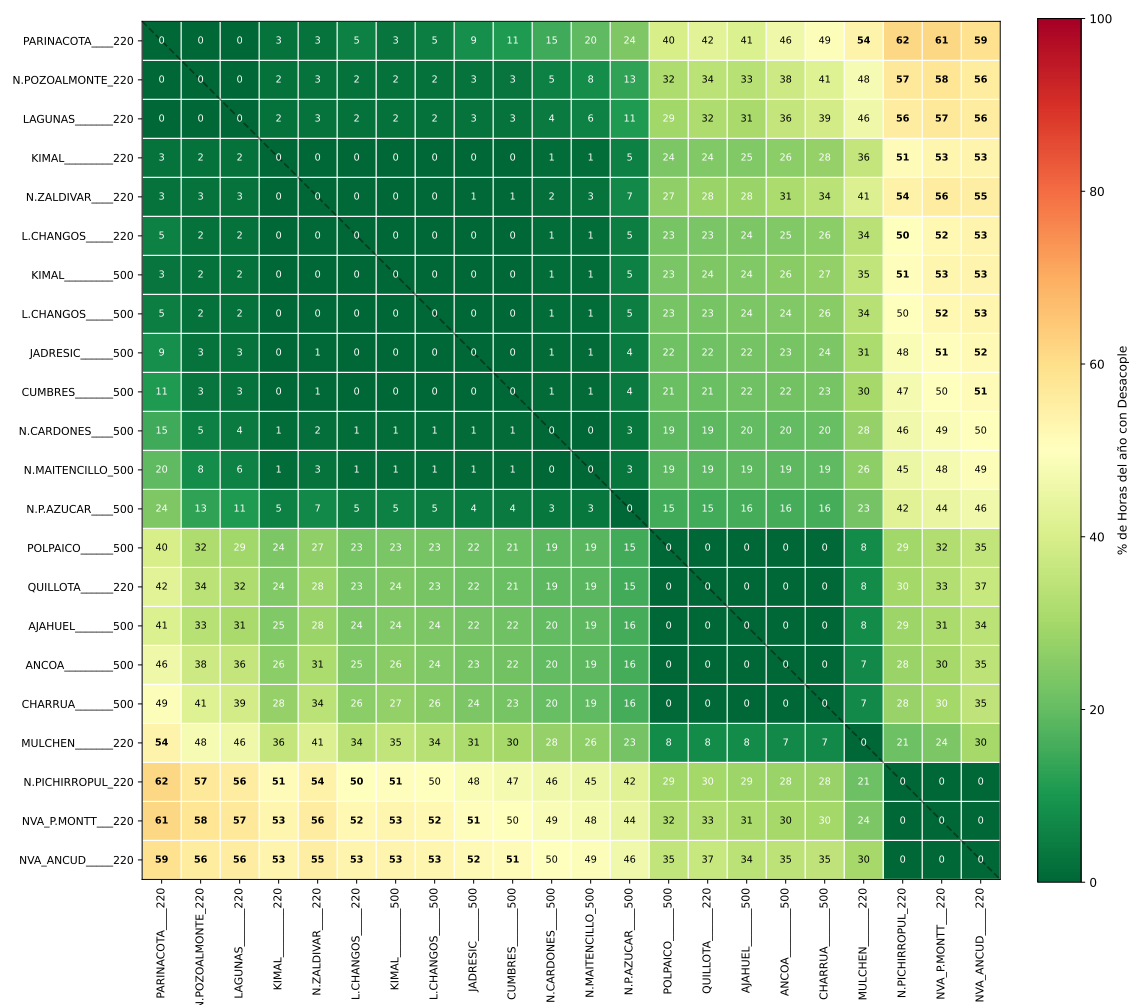


Figura 4.5. Porcentaje de horas con desacople del SEN 2025.

Se definirá como congestión estructural aquella que se presenta durante al menos un 20 % de las horas del año. A partir de estas líneas críticas, se delimitan las zonas adyacentes, por lo que para el caso de 2025 se tendrían las zonas detalladas en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5

AGRUPACIÓN DE BARRAS POR ZONAS DE CONGESTIÓN ESTRUCTURAL PARA SEN 2025.

Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Parinacota220 NuevaPozoAlmonte220 Lagunas220 NuevaZaldivar220 Kimal220 Kimal500 LosChangos220 LosChangos500 Jadresic500 Cumbre500	NuevaCardones500 NuevaMaitencillo500 NuevaPandeAzucar500	Polpaico500 Quillota500 AltoJahuel500 Ancoa500 Charrua500 Mulchen220	Pichirropulli220 NuevaPuertoMontt220 NuevaAncud220

Esta es una distribución de zonas válida solo para 2025, además de ser realizada por una aproximación de desacoples de CMg, por lo que este comportamiento y distribución de zonas será contrastada y verificada por los resultados obtenidos con el software LGplan para el año 2030, y se modificarán las zonas mediante el porcentaje de horas en el que la línea llegó a su máximo de capacidad y se congestiona.

Es importante mencionar de que en este modelo de mercado zonal, se trabajará bajo el supuesto de que dentro de cada zona no existen congestiones internas o que son inferiores al límite del 20 %. Adicionalmente, dentro de cada zona se tendrá un único precio que será equivalente para todas las barras, despreciando la diferencia producida por las pérdidas de las líneas de transmisión.

4.3. Asignación de contratos

Para modelar adjudicación de compromisos comerciales, es decir, las obligaciones de retiros de energía que tienen las generadoras en representación de los clientes, se asignarán contratos bilaterales entre las centrales equivalentes del modelo y las demandas presentes en cada barra.

En cuanto a la estructura temporal de los contratos, se tomará como base los bloques utilizados en la memoria "Análisis del uso de Derechos Financieros de Transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional considerando bloques horarios solares" [19], los cuales eran los siguientes:

- Bloque Solar: Bloque comprendido entre las 08:00 y 17:59 horas, que concentra la generación fotovoltaica.
- Bloque No Solar: Bloque comprendido desde las 00:00 a 07:59 horas, además del bloque entre las 18:00 y 23:59 horas.

El objetivo de esta segmentación horaria es darle mayor realismo a los compromisos comerciales a los que se puede enfrentar las centrales solares, ya que en este modelo se consideran centrales puras, no híbridas con almacenamiento, por lo cual no sería coherente en principio que dispongan de obligaciones de abastecimiento en un bloque en el cual en principio no inyecta ni que dispone de un contrato bilateral con otra generadora para disponer de energía durante esas horas.

Respecto a la dispersión geográfica de la asignación de los contratos, la exigencia energética de cada barra en principio no recae sobre solo una central, si no que se satisface a través de la sumatoria de fracciones de energía provenientes de múltiples generadores. Esta diversificación de agentes viene acompañada de acuerdos entre agentes de distintas zonas, es decir, que una central del norte puede abastecer la demanda del sur. Esto tiene como objetivo enfrentar a los generadores a los escenarios de desacoples de CMg entre zonas, para así contar con las condiciones necesarias para evaluar la implementación de los DFT para mitigar los riesgos producto de las congestiones.

Las fracciones de energía que debe cumplir cada agente se determinaron en función de la energía disponible anualmente por cada generador para cada bloque, es decir, la potencial energía generada, esto se obtuvo a partir de los perfiles de generación en el caso de las centrales renovables y para el caso de las centrales térmicas se utilizó un factor de

planta del 50 %. Esta energía disponible se compara con la requerida por cada barra y se asignan las fracciones con tal de cumplir con la dispersión geográfica.

Cabe aclarar que para esta asignación se incluyeron solo las centrales térmicas y renovables utilizadas en el software LGplan, excluyendo a los sistemas BESS e hidráulicas de embalse. La razón de esta decisión se debe a la naturaleza dinámica de su operación, ya que a diferencia de las tecnologías renovables que poseen perfiles de generación horaria predefinidos, estas unidades operan bajo una lógica de optimización sistémica orientada al arbitraje y balance de la red, sin permitir vertimientos. En consecuencia de lo anterior, se imposibilita comprometer un volumen de energía en una ventana temporal rígida, tal como lo son los bloques solares y no solares.

En la Figura 4.6 se presenta el resultado de la asignación de contratos para el bloque solar, mientras que en la Figura 4.7 para el bloque no solar.

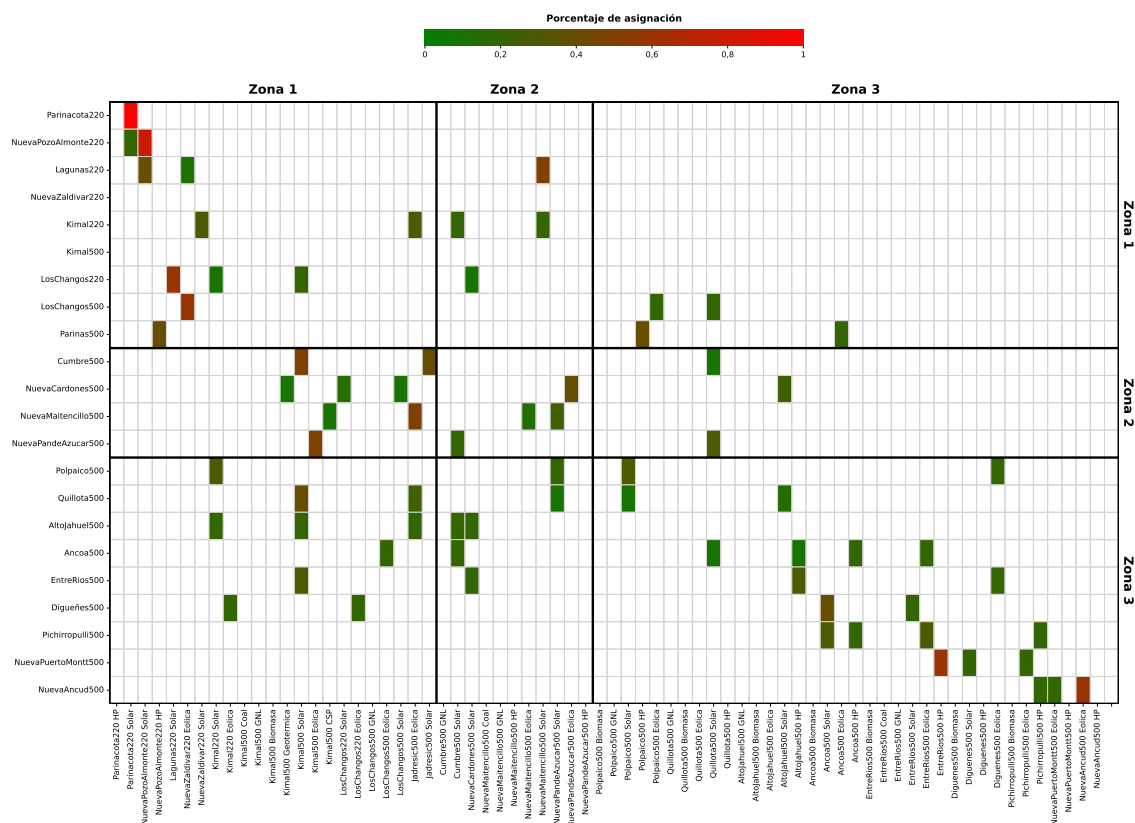


Figura 4.6. Mapa de calor de la asignación de contratos para el Bloque Solar.

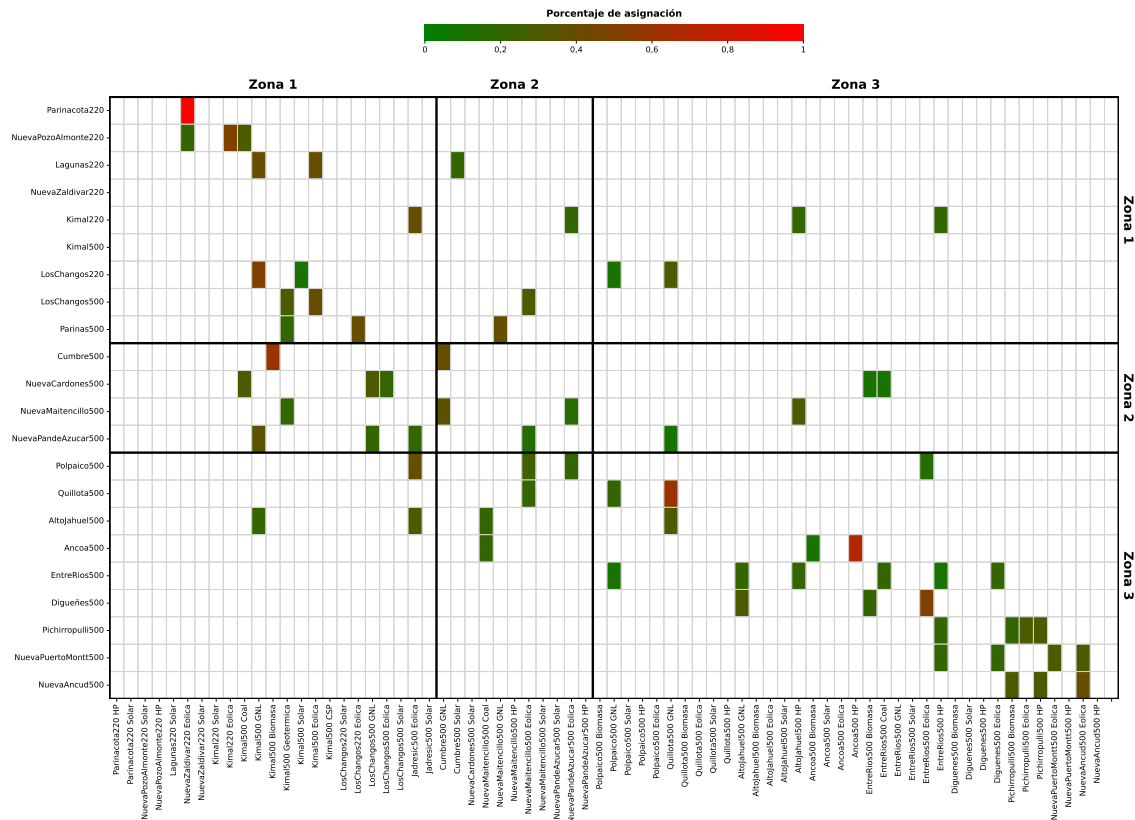


Figura 4.7. Mapa de calor de la asignación de contratos para el Bloque No Solar.

4.4. Costos Variables de Generación (CV)

4.4.1. Mercado de costos auditados

Los costos auditados de todas las centrales renovables presentan un CV igual a cero. En el caso de las centrales con tecnología Diésel, Carbón y GNL, sus CV para el año 2030 se obtuvieron directamente desde los anexos de la Propuesta de Expansión 2026 [17]. Por otro lado, los CV de las centrales con tecnología biocombustibles, se definieron a partir de los detallados en la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2026 por parte de la CNE [20].

Tras asignarle su CV a cada central, se promediaron sus costos por tecnología y por barra, esto para obtener un CV final acorde a su ubicación geográfica.

4.4.2. Mercado de ofertas

Para implementar un mercado de ofertas es necesario establecer los parámetros económicos asociado a cada tecnología de central, determinando un rango de precios que pueda ofertar un generador y que le permitan cubrir sus costos de inversión y operación. Para llevar a cabo esta caracterización, se utilizó un rango de los costos nivelados de la energía (LCOE) para cada tecnología, utilizando el estudio "Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis" [21] para las tecnologías solar, eólica, carbón, GNL y geotérmica. En el caso de

las centrales que usan biocombustible o las hidráulicas de pasada, el rango de LCOE se obtuvo del estudio “*Renewable Power Generation Costs in 2024*” [22]. Finalmente, para las centrales diésel se definió su rango de LCOE a partir del trabajo “*An optimisation tool for minimising fuel consumption, costs and emissions from Diesel-PV-Battery hybrid microgrids*” [23]. En la Figura 4.8 se presenta el rango de LCOE utilizados por cada tecnología.

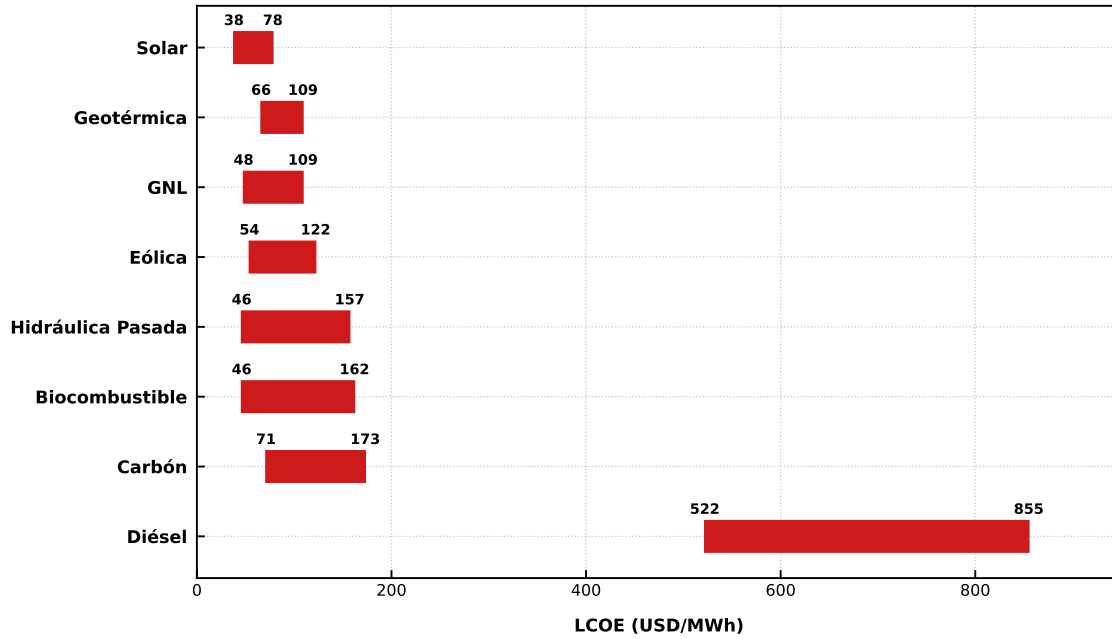


Figura 4.8. Rangos de LCOE por tecnología. [21] [22] [23].

4.4.2.a. Asignación de LCOE por central

Para la primera instancia de ofertas, se asignará un valor de LCOE único a cada central, esto a partir de su potencia máxima y el rango de LCOE de cada tecnología. La distribución de LCOE será de manera inversa a la capacidad instalada de cada central, es decir, que las centrales que tengan una mayor capacidad instalada podrán asumir un menor costo (límite inferior de LCOE) esto debido a su mayor volumen de generación y por ende, mayor participación en el mercado. Caso contrario con las centrales con una menor capacidad instaladas, las cuales se les asignará el límite superior del LCOE ya que tienen un menor participación en el mercado, por lo que serán más conservadores con sus ofertas en un inicio. Para las centrales que se encuentren entre ambos límites, su LCOE será asignado en base a la Ecuación 4.3, la cual la distribuye según a su potencia máxima respecto a las centrales con mayor ($P_{max_{max}}$) y menor ($P_{max_{min}}$) capacidad instalada.

$$LCOE_i = LCOE_{max} - \left(\frac{P_{max_i} - P_{max_{min}}}{P_{max_{max}} - P_{max_{min}}} \right) \times (LCOE_{max} - LCOE_{min}) \quad (4.3)$$

A partir de esta ecuación se busca una mayor diversidad en las ofertas realizadas por centrales de una misma tecnología, dándole mayor dinamismo al mercado de ofertas.

Mientras las centrales renovables y convencionales van a ir variando sus ofertas mes a mes, las centrales de almacenamiento (BESS e Hidráulicas de Embalse) mantendrán su costos variable como cero durante todo el periodo de análisis. Esta decisión es realizada debido a la complejidad de valorizar el recurso frente estrategias de arbitraje energético para el caso de los sistemas BESS. Por otro lado, para las centrales de embalse, se mantuvo su costo variable ya que la herramienta de simulación LGplan no permite vertimiento para esta tecnología, por lo que para simplificar el modelo, se asegura que se utilice toda el agua disponible en los embalses.

4.4.2.b. Estrategia de ofertas en mercado energético

Para el plantear el mecanismo de ofertas en el mercado energético, se utilizará como base la metodología desarrollada en [19]. En donde se define la brecha económica que tiene cada central como la diferencia entre su LCOE y sus costos variables (provenientes de los costos auditados), tal como se expresa en la Ecuación 4.4.

$$\Delta_{GAP} = LCOE - CV \quad (4.4)$$

Seguido a esta variable, se define el factor de uso como la relación entre la energía generada durante el mes (E_t) y la energía disponible para generar (E_0). Esta relación de detalla en la Ecuación 4.5.

$$FU_t = \frac{E_t}{E_0} \quad (4.5)$$

En donde para las centrales convencionales, su energía disponible es constante y se obtiene bajo el supuesto de operar durante todo el día a su capacidad instalada. Por otro lado, la energía disponible para las centrales renovable se obtiene a partir de los perfiles de generación, los cuales determinan cuanto es el recurso primario disponible para generar para cada mes.

En base a estas dos variables, en la Ecuación 4.6 se define la oferta que realizará cada agente para el siguiente periodo.

$$\text{Oferta}_{t+1} = CV + \Delta_{GAP} \times FU_t \quad (4.6)$$

Debido a que la estrategia de oferta de cada agente depende de los resultados obtenidos durante el periodo anterior, se han incorporado más opciones de ofertas, las cuales son detalladas en la Figura 4.9. Esta diversidad de decisiones permite a las centrales modificar drásticamente su oferta si es que su FU_t fue cero, por lo que bajan sus costos en pos de formar parte del despacho. En contraparte a esta situación, aquellas centrales que tengan un FU_t igual a uno durante dos periodos consecutivos, pueden tomar el riesgo de subir sus ofertas para buscar maximizar sus beneficios. Finalmente aquellas centrales que se encuentren entre ambos casos, pueden bajar el precio de su oferta anterior para aumentar su participación en el mercado durante el siguiente periodo.

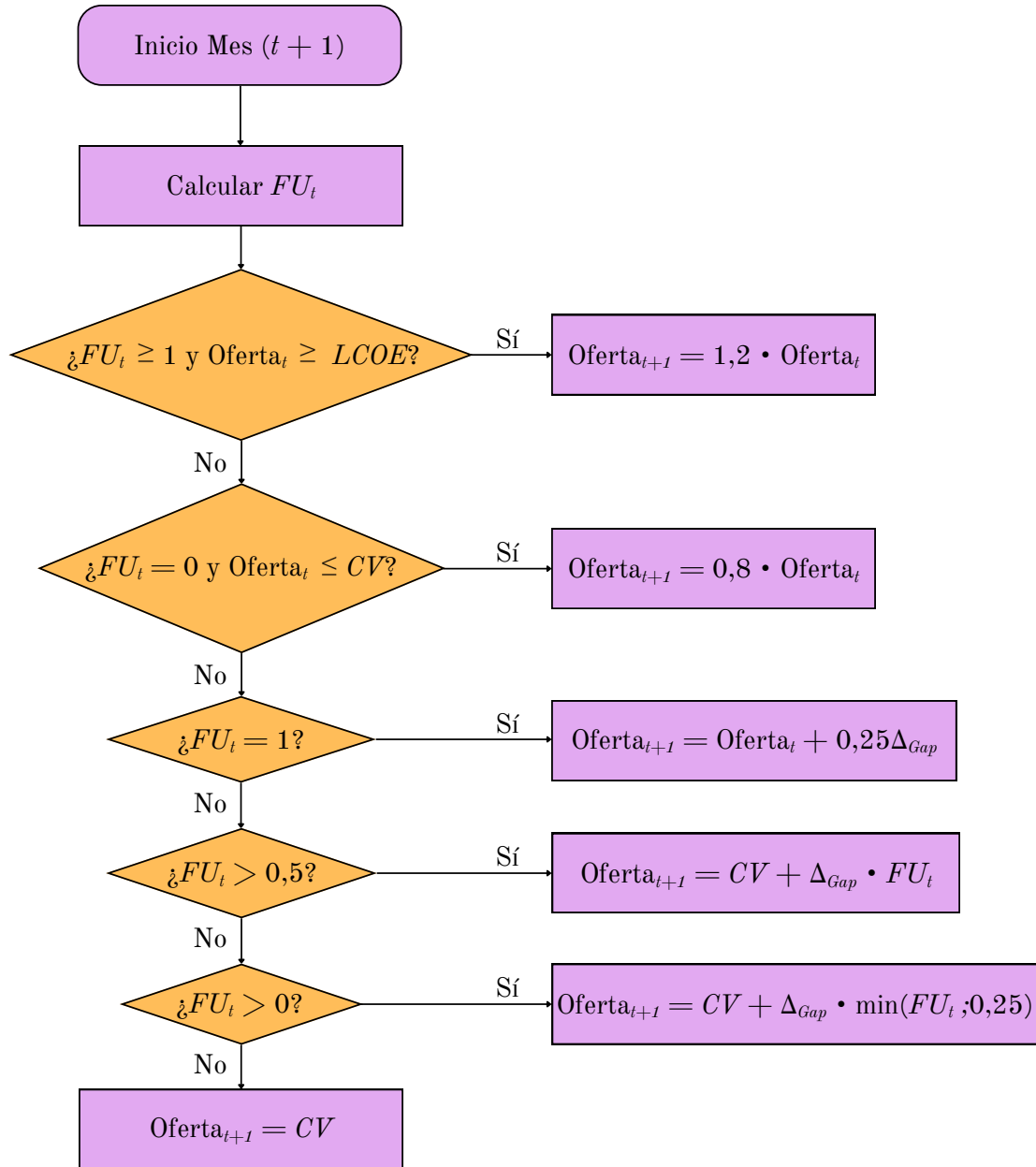


Figura 4.9. Lógica de decisión para la actualización de ofertas de los agentes en el mercado spot.

Es importante señalar que estas ofertas de energía se definen con una periodicidad mensual. No obstante, al modelar un día representativo por mes, las ofertas adquieren un carácter diario, manteniéndose constantes e invariables durante todo el periodo analizado.

4.5. Mercado de DFT

Para la implementación del mercado de DFT, se ha definido que las subastas se realizarán en bloques de 24 horas y con la participación exclusiva de agentes coberturistas, es

decir, solo aquellos que posean un compromiso comercial. En este sentido, a pesar de que los contratos detallados en la Sección 4.3 se diferencian entre los bloques solar y no solar, todas las ofertas respectivas competirán entre sí por la asignación del DFT de la línea correspondiente, permitiendo a los agentes buscar la cobertura total de sus obligaciones contractuales. Cabe mencionar que la única restricción para la cobertura de los contratos es que la demanda se ubique en una zona diferente a la del generador, por lo cual se excluyen de las subastas todos los contratos intrazonales.

Dado que los DFT analizados son de tipo *Flowgate*, las ofertas se realizarán directamente sobre la línea que conecta la zona del generador con la de la demanda. Por ejemplo, si la demanda se encuentra en la Zona 2 y la central en la Zona 1, se ofertará por la línea Zona1_Zona2. En el caso de que las zonas involucradas sean la Zona 1 y 3, y la línea HVDC no se encuentre operativa, las ofertas se desplazarán a la línea Zona2_Zona3. Esta decisión responde a que dicho tramo concentra los mayores niveles de congestión del sistema, representando la mayor necesidad de cobertura y fuente de potenciales ingresos.

La cantidad de potencia a ofertar por cada agente (Q_{bid}) en las subastas de DFT se define con el objetivo de mitigar el riesgo en el periodo de mayor exposición financiera, el cual ocurre durante la máxima demanda horaria asociada al contrato de suministro. El volumen ofertado se determinará a partir de la demanda máxima proyectada para el mes de la subasta. Debido a que el modelo opera bajo el supuesto de previsión perfecta, en donde los agentes conocen el valor real de la demanda despachada, se omiten los riesgos asociados a la proyección de consumo.

El costo total que asumirá el agente durante la subasta se define a partir del producto del precio de la oferta realizada (P_{bid}) y el volumen adjudicado (Q_{adj}).

$$\text{Costos} = Q_{adj} \times P_{bid} \quad (4.7)$$

Por otro lado, el ingreso total que percibirá el titular del derecho corresponderá al producto entre la sumatoria de los valores duales de la línea respectiva, el volumen adjudicado (Q_{adj}) y el parámetro de sentido de la oferta S_{ent} . Este último indicador adopta el valor (1) cuando la oferta se realiza en el sentido de la congestión (asociada a un precio sombra positivo) y (-1) en caso contrario, es decir, cuando la congestión ocurre en la dirección opuesta a la proyectada. El propósito de este parámetro es indexar correctamente la dirección del flujo para determinar el signo de los ingresos percibidos por cada agente.

$$\text{Ingresos} = Q_{adj} \times S_{ent} \times \sum_{h=1}^{24} \mu_L \quad (4.8)$$

Para definir el resultado de las subastas, es necesario evaluar las restricciones físicas de la misma, para eso se utiliza un enfoque simplificado de la matriz de Factores de Distribución de Transferencia de Potencia (PTDF). Al modelar el sistema bajo un mercado zonal reducido con *Flowgates* bidireccionales, la topología nodal se simplifica en un parámetro de dirección, el cual adopta el valor (+1) para aquellas ofertas realizadas en el sentido principal del flujo y (-1) para aquellas en contrasentido. Esta formulación lineal permite al modelo procesar y conciliar simultáneamente ofertas opuestas, esto al evaluar el balance neto sobre la capacidad de la línea. Este enfoque permite que las adjudicaciones en contraflujo liberen virtualmente la capacidad de transferencia, permitiendo un mayor volumen de asignación para los agentes que ofertan a favor del flujo principal.

4.5.1. Estrategia de determinación de precio de oferta

La determinación del precio de oferta para la siguiente subasta considerará el historial de resultados de los meses previos, esto con el objetivo de evitar decisiones basadas en un único periodo aislado. Esta decisión se basa en la alta volatilidad de los CMg del sistema, la cual suele ser acentuada por las variaciones en la disponibilidad de recursos de las centrales ERNC que componen fuertemente la matriz energética. Dado el perfil coberturista de los agentes, este riesgo financiero se mitiga mediante la incorporación de la variable Δ_{prom} , la cual consiste en una media móvil trimestral que promedia los valores duales medios mensuales ($\Delta\mu_L^m$) de las líneas de transmisión.

$$\Delta_{prom_t} = \frac{1}{3} \sum_{m=t-3}^t \Delta\mu_L^m \quad (4.9)$$

El algoritmo utilizado para modificar el precio de oferta toma en consideración los resultados obtenidos durante el mes anterior, observando parámetros propios del agente como es el volumen adjudicado (Q_{adj}) y las condiciones del mercado. Sumado a lo anterior, se definen un conjunto de variables que permitirán determinar la forma en que se enfrentará la siguiente oferta cada agente.

En primer lugar, se define el Precio de Corte (P_{corte}), el cual corresponde al máximo precio adjudicado en el mercado durante la última subasta, valor que los agentes conocen expost tras la resolución de la misma. Este parámetro actúa como un valor de referencia para aquellos agentes que deseen reingresar al mercado tras visualizar una señal atractiva en la variable Δ_{prom} .

Para incentivar el incremento del volumen adjudicado por los participantes, se define el Factor de Agresividad (γ). Este parámetro actúa como un multiplicador diseñado para aumentar el precio de la última oferta realizada, con el objetivo de minimizar la brecha entre el volumen ofertado y el realmente adjudicado. El valor de γ es dinámico y se determina en función del precio de oferta (P_{bid}), el precio sombra registrado durante el mes previo (μ_L^t) y el parámetro de sentido de la oferta del agente S_{ent} .

$$r^t = \begin{cases} \left\| \frac{\mu_L^t \times S_{ent} - P_{bid}^t}{P_{bid}^t} \right\|, & P_{bid}^t > 0 \\ 0, & P_{bid}^t = 0 \end{cases} \quad (4.10)$$

$$\gamma = 1,05 + \min(r^t \times 0,15; 0,25) \quad (4.11)$$

Por otro lado, se utilizará un umbral mínimo de duales (δ_{min}) el cual tiene como objetivo evitar que los agentes oferten frente a escenarios de congestión poco significativos, para este modelo dicho valor se fija en 0,5. Adicionalmente, se incorpora la variable h_{cong} para contabilizar las horas de congestión de la línea durante el último periodo. Esta métrica permite identificar aquellos meses en donde existieron altos valores de precio sombra pero de corta duración (menores a cuatro horas), logrando así diferenciar congestiones puntuales de aquellas sostenidas.

A partir de estas variables y el Δ_{prom} se define un Precio Base (P_{base}) el cual actuará como piso para las ofertas a realizar por el agente. Su valorización dependerá de la cantidad de horas de congestión registradas durante el último mes en la línea a ofertar.

$$P_{base} = \begin{cases} \max(\Delta_{prom}; \delta_{min}), & h_{cong} \geq 4 \\ \max(\Delta_{prom} \times 0,7; \delta_{min}), & h_{cong} < 4 \end{cases} \quad (4.12)$$

La lógica de decisión que actualiza la oferta realizada por cada agente se realiza de manera secuencial, esto con el propósito de ajustar la oferta en base a los resultados obtenidos por cada agente. El flujo de decisiones es detallado en la Figura 4.10.

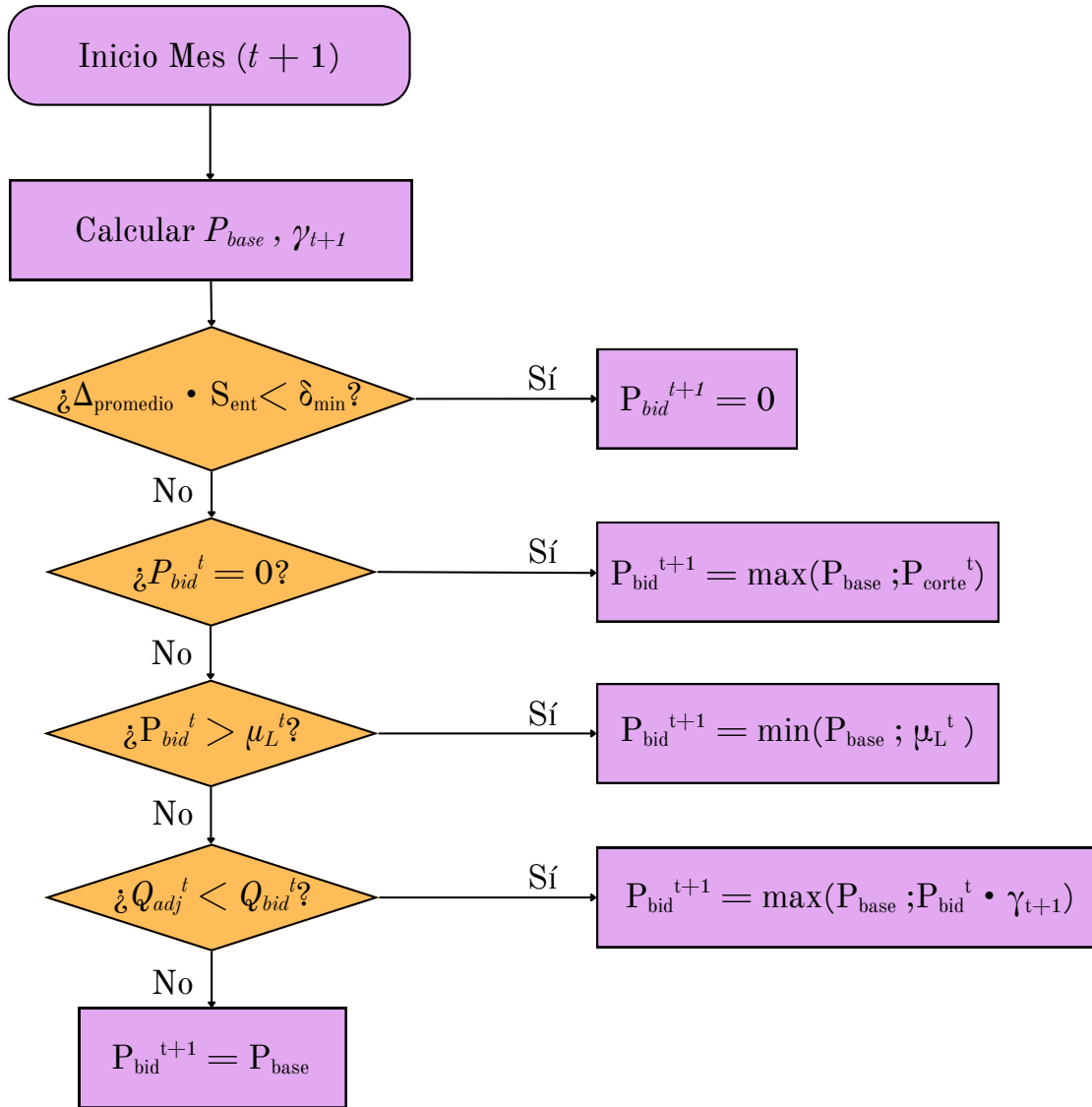


Figura 4.10. Lógica de decisión para la actualización de ofertas de los agentes en el mercado de DFT.

Capítulo 5

Resultados

5.1. Mercado zonal

5.1.1. Verificación de zonas

Para verificar que las zonas obtenidas por el SEN de 2025 se mantienen para el 2030, se simuló el SEN con 22 barras con un mercado de costos auditados, calculándose el porcentaje de horas de desacople de CMg de cada barra del sistema, esto para los casos sin y con la línea HVDC, obteniéndose como resultados las Figuras 5.1 y 5.2.

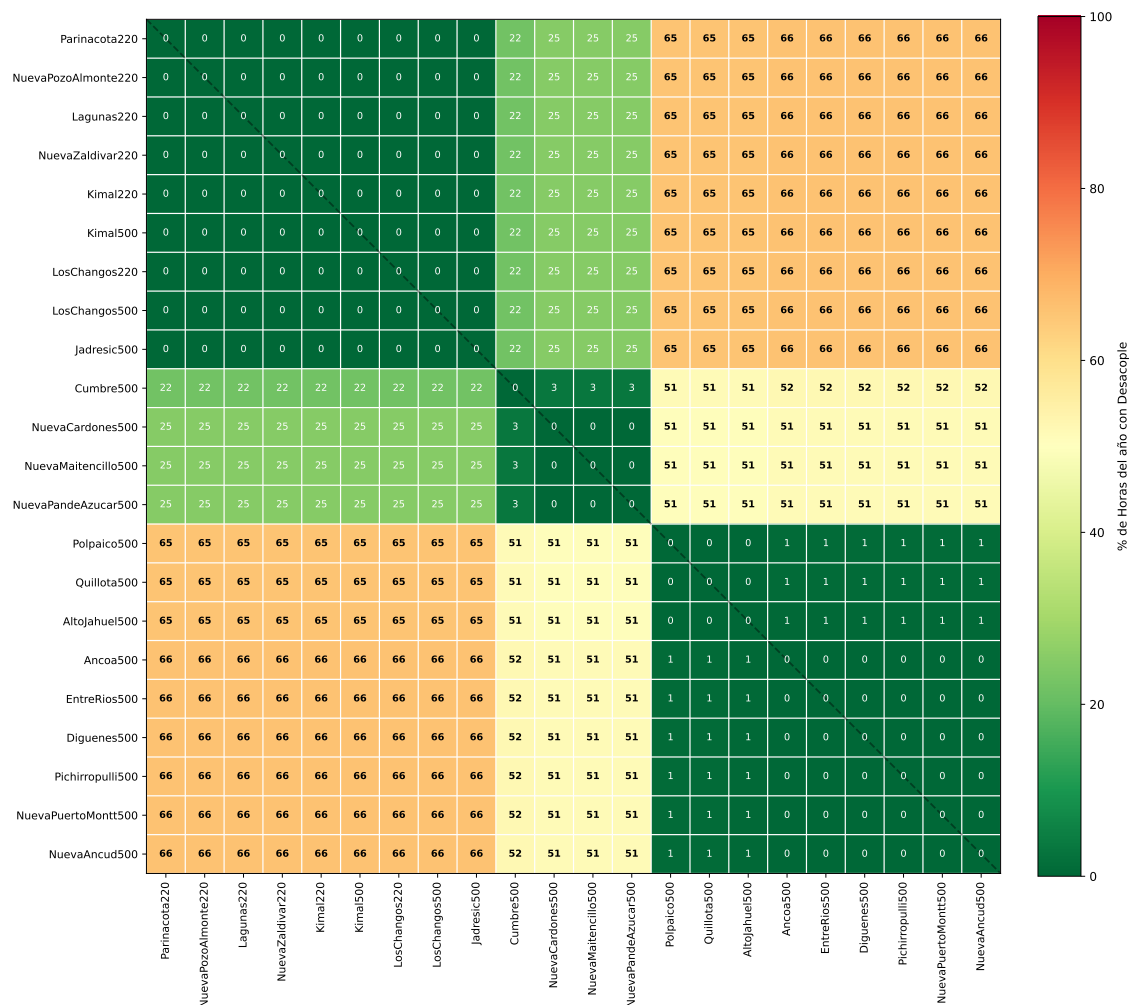


Figura 5.1. Porcentaje anual de horas con desacople en el SEN para el escenario sin línea HVDC (sistema de 22 barras).

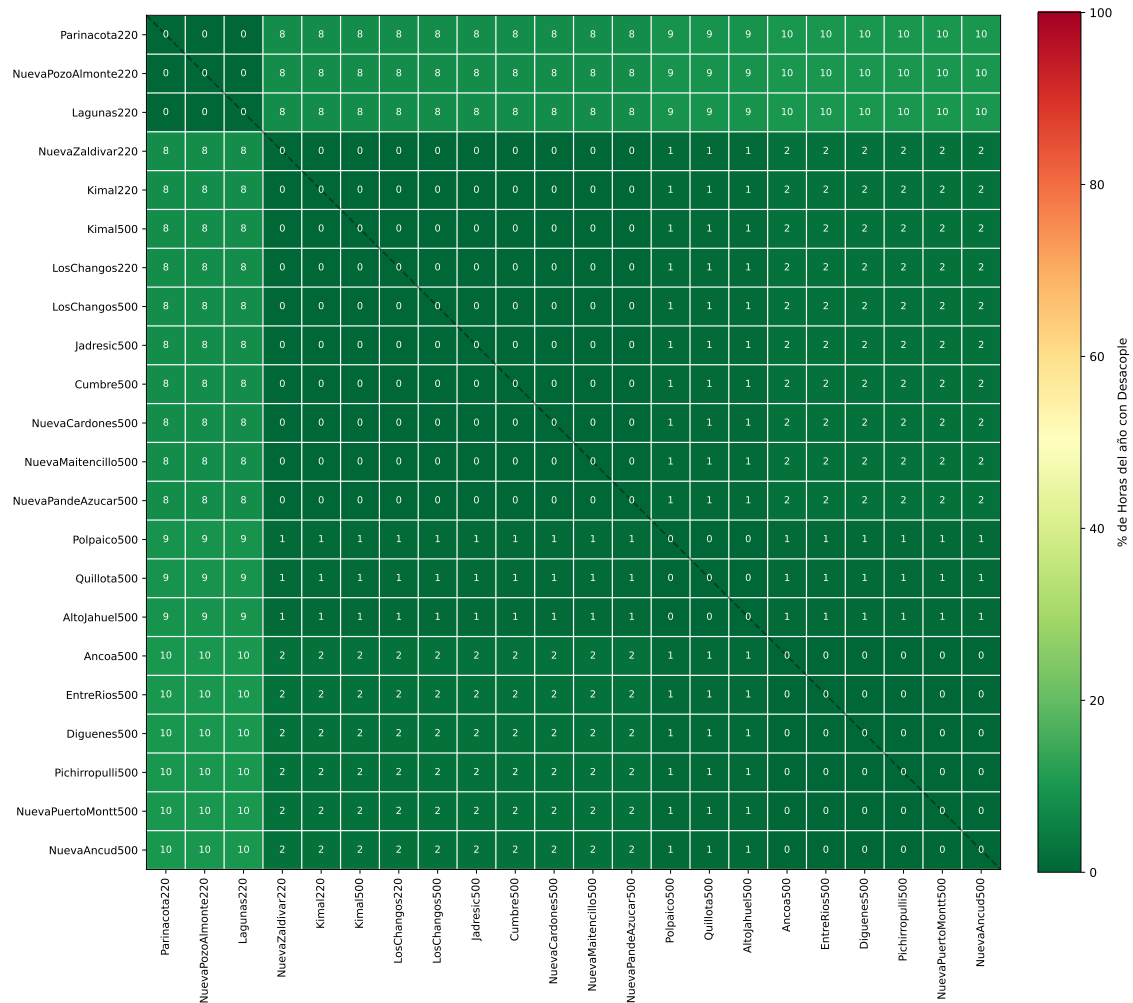


Figura 5.2. Porcentaje anual de horas con desacople en el SEN para el escenario con línea HVDC (sistema de 22 barras).

Para el caso sin la línea HVDC, se puede apreciar que el SEN se encuentra dividido en tres principales zonas, difiriendo en la cantidad y forma respecto a las presentes en 2025 debido a la baja cantidad de desacoples de CMg previstos entre la zona centro y sur del país. Por su parte, en el caso con la línea HVDC se presenta una homogeneidad en los CMg que implica un menor porcentaje de horas con desacoples en el SEN, lo cual permite evidenciar que bajo este escenario los agentes presentan un menor riesgo financiero, por lo que en primera instancia no sería necesario implementar un mercado de DFT. En cuanto a los porcentajes de horas con congestión que presenta cada línea del sistema para ambos casos, estos se detallan en las Figuras 5.3 y 5.4.

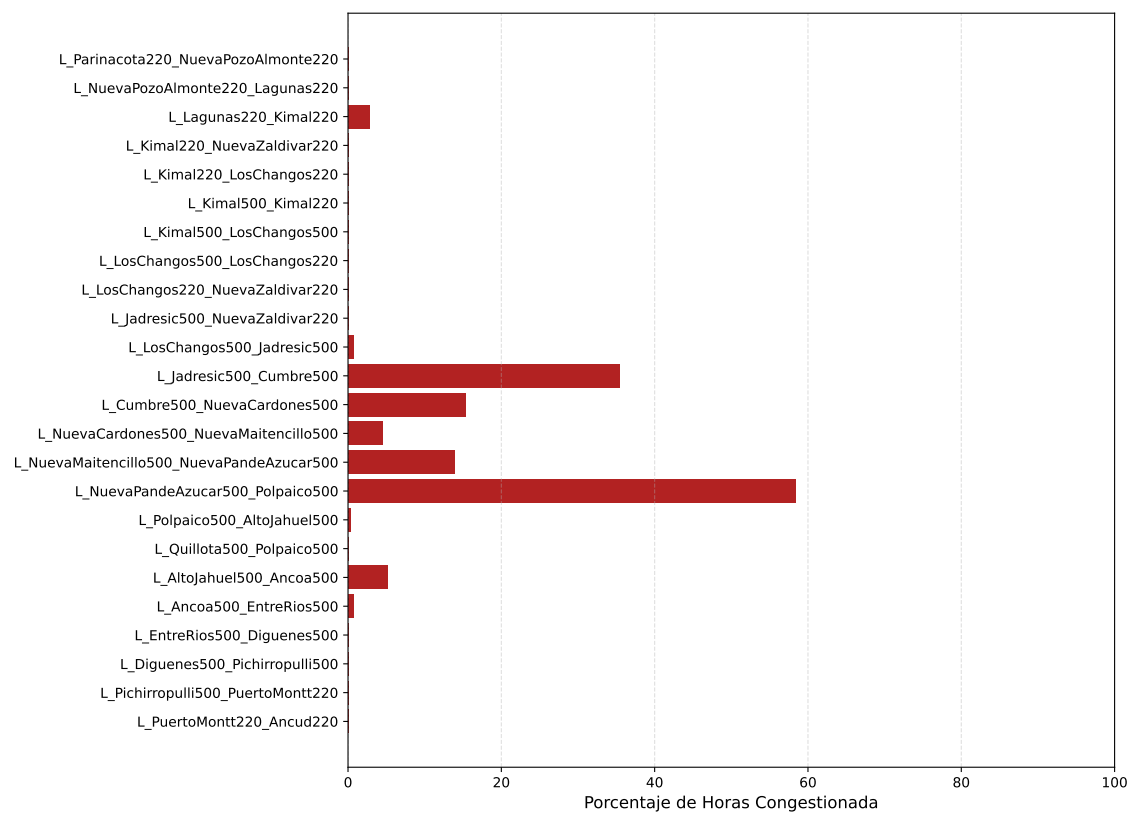


Figura 5.3. *Porcentaje anual de horas con congestión en las líneas de transmisión del SEN para el escenario sin línea HVDC (sistema de 22 barras).*

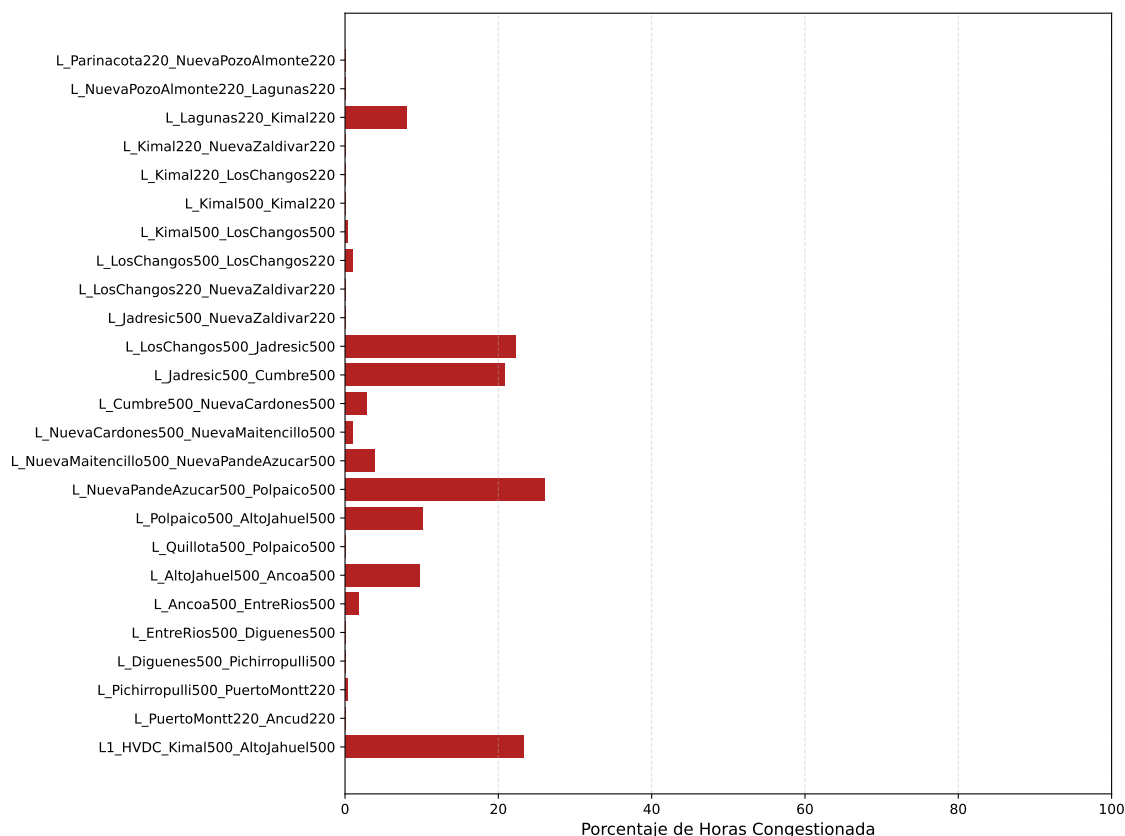


Figura 5.4. Porcentaje anual de horas con congestión en las líneas de transmisión del SEN para el escenario con línea HVDC (sistema de 22 barras).

Para ambos casos se puede apreciar que el desacople entre Nueva Pan de Azúcar y Polpaico se mantiene para el año 2030, pero la congestión estructural de Cumbre y Nueva Cardones persiste pero con una menor presencia respecto a la línea entre Jadresic y Cumbre. Debido a su mayor porcentaje de congestión y superar el límite de 20 % previamente seleccionado, se designará esta línea con congestión estructural. En el caso de la línea Digueñes (anterior Mulchén) y Pichirropulli, no presenta congestiones estructurales ni tampoco alguna línea cercana, por lo que en primera instancia el sistema se podría reducir a solo tres zonas. De igual manera se simuló el SEN con cuatro zonas (considerando la modificación de Jadresic y Cumbre previamente descrita), en donde en las Figuras 5.5 y 5.6 se presentan los resultados de estas modificaciones.

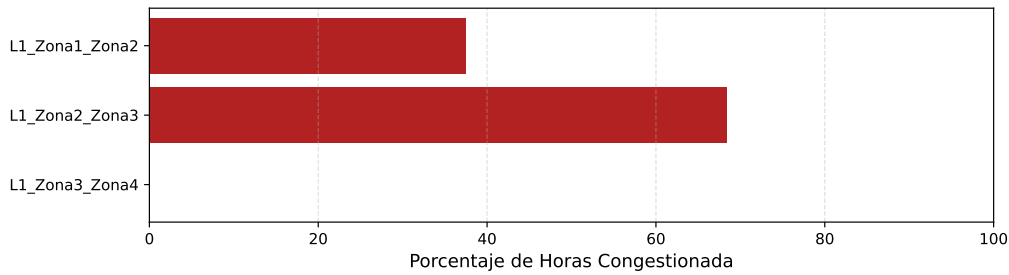


Figura 5.5. *Porcentaje anual de horas con congestión en las líneas de transmisión del SEN para el escenario sin línea HVDC (sistema con cuatro zonas).*

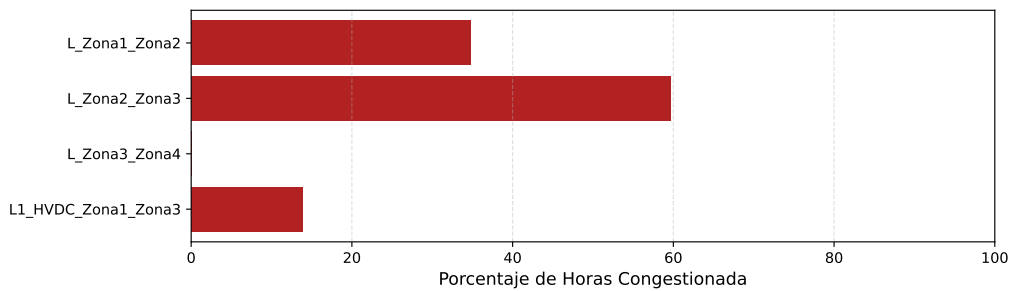


Figura 5.6. *Porcentaje anual de horas con congestión en las líneas de transmisión del SEN para el escenario con línea HVDC (sistema con cuatro zonas).*

A partir de estas Figuras se puede confirmar que para este modelo es válido juntar las zonas 3 y 4 en una sola, por lo cual la distribución final de barras por zonas a usarse en los siguientes casos es la presentada en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1

AGRUPACIÓN DE BARRAS POR ZONAS DE CONGESTIÓN ESTRUCTURAL PARA SEN 2030.

Zona 1	Zona 2	Zona 3
Parinacota220	Cumbre500	Polpaico500
NuevaPozoAlmonte220	NuevaCardones500	Quillota500
Lagunas220	NuevaMaitencillo500	AltoJahuel500
NuevaZaldivar220	NuevaPandeAzucar500	Ancoa500
Kimal220		EntreRios500
Kimal500		Digueñes500
LosChangos220		Pichirropulli500
LosChangos500		NuevaPuertoMontt220
Jadresic500		NuevaAncud220

En la Figura 5.7 se presenta el SEN reducido con tres zonas.

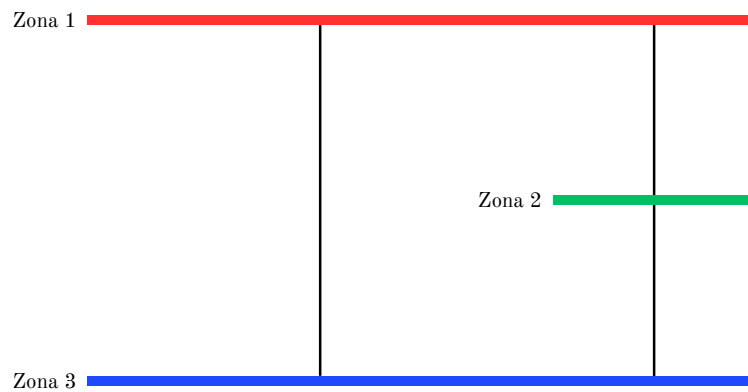


Figura 5.7. Representación del SEN a 2030 con tres zonas.

Las líneas utilizadas para este sistema son detalladas en la Tabla 5.2:

Tabla 5.2
SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SEN A 2030 CON TRES ZONAS.

Línea	Zona i	Zona j	Capacidad [MW]
L_Zona1_Zona2	Zona 1	Zona 2	1700
L_Zona2_Zona3	Zona 2	Zona 3	2061
L_HVDC_Zona1_Zona3	Zona 1	Zona 3	3000

En las Figuras 5.8 y 5.9 se presenta el comportamiento que tiene el SEN frente a la distribución y cantidad de zonas previamente definidas.

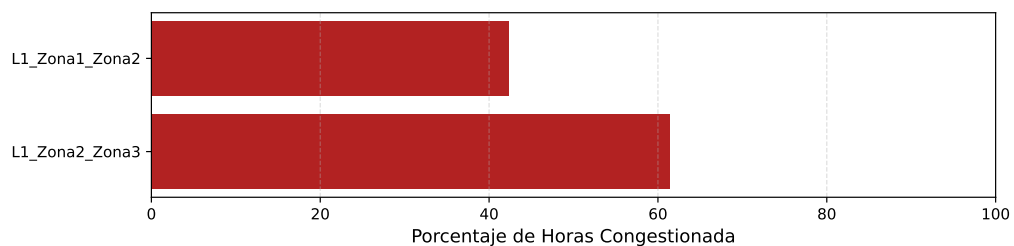


Figura 5.8. Porcentaje anual de horas con congestión en las líneas de transmisión del SEN para el escenario sin línea HVDC (sistema con tres zonas).

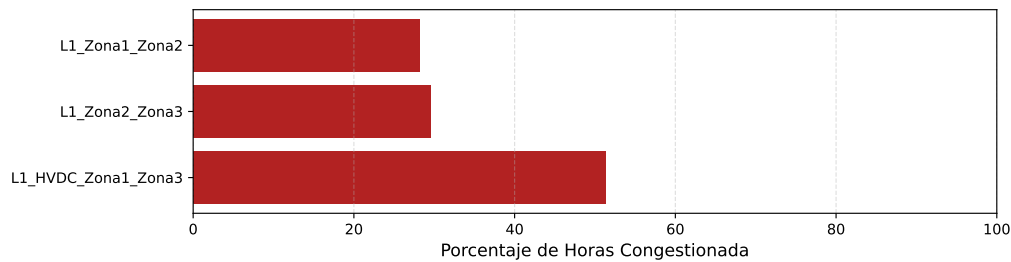


Figura 5.9. *Porcentaje anual de horas con congestión en las líneas de transmisión del SEN para el escenario con línea HVDC (sistema con tres zonas).*

5.2. Mercado de ofertas de energía

5.2.1. Congestiones y precios sombra

Como consecuencia del mecanismo de ofertas detallado en la sección anterior, la operación del sistema se simuló para un horizonte de 24 meses. Los primeros 12 meses permitieron que los agentes estabilizaran sus ofertas y se dispusiera de un historial de variables duales, utilizado posteriormente para formular las ofertas de DFT durante los 12 meses restantes. En las Figuras 5.10 y 5.11 se presentan los precios sombra de las líneas de transmisión registrados durante los últimos 18 meses para el escenario sin la línea HVDC.

En la línea que conecta las Zonas 1 y 2, se puede apreciar que durante el segundo año (coincidiendo con la entrada a vigencia del mercado de DFT) existen meses en donde sus valores duales se encuentran por debajo del umbral detallado en el capítulo anterior (0,5 USD/MWh), incluso registrando precios sombra promedio negativos debido a que las ofertas en la Zona 2 fueron inferiores a las de la Zona 1. Esto provocó que los CMg en la Zona 2 fueran menores, invirtiendo el sentido del flujo de potencia (de sur a norte), reflejándose como un valor negativo esta condición. Este comportamiento se contrarresta durante los meses de otoño e invierno, periodos en los cuales los precios sombra promedio alcanzan valores sobre los 7 USD/MWh, siendo ventanas temporales óptimas para que los agentes adquieran DFT.

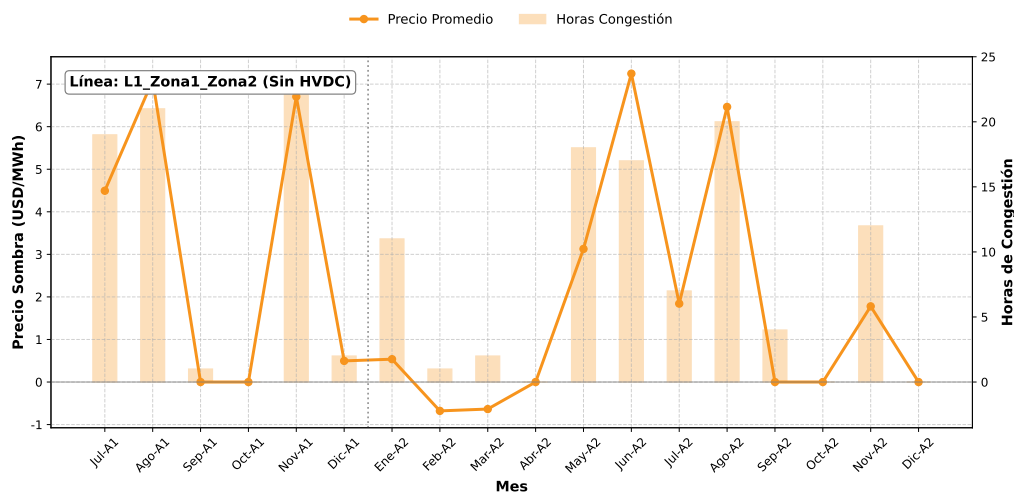


Figura 5.10. Evolución de precios sombras asociado a las líneas de transmisión Zona1_Zona2 para el caso sin HVDC en un periodo de 18 meses.

Por otro lado, la línea entre las Zonas 2 y 3 mantiene un precio sombra superior al umbral mínimo de ofertas durante todo el año, lo cual la convierte en un tramo atractivo para adquirir DFT. Sumado a lo anterior, esta línea registra más de 10 horas de congestión en la mayoría de los meses, lo cual valida la decisión de incluir a los agentes con contrato entre la Zona 1 y 3 a para participar en las subastas por la capacidad de esta línea.

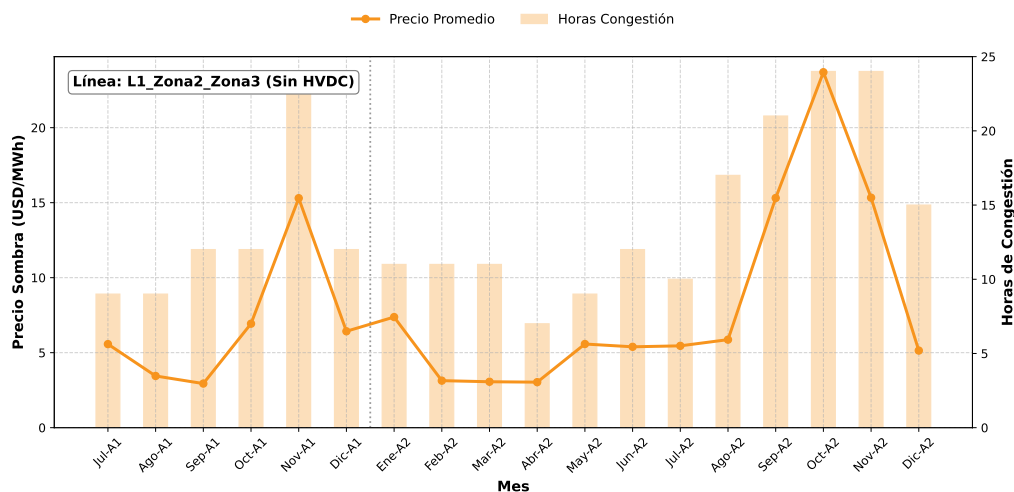


Figura 5.11. Evolución de precios sombras asociado a las líneas de transmisión Zona2_Zona3 para el caso sin HVDC en un periodo de 18 meses.

En cuanto al escenario que incluye la línea HVDC en el sistema, en las Figuras 5.12, 5.13 y 5.14 se presenta la evolución de los precios sombras asociado a cada línea, así como el doble sentido para la línea HVDC. Para este caso, se observa que ninguno de los tres tramos (incluyendo el doble sentido de la línea en HVDC) presenta valores de precios sombra lo suficientemente significativos como para justificar la realización de subastas de DFT. Excepciones aisladas registradas en los meses de octubre y noviembre, donde

se supera el umbral mínimo, no muestran la magnitud necesaria para que los agentes compensen el costo de adquisición de los derechos. Sumado a lo anterior, el Δ_{prom} se mantiene por debajo del límite mínimo durante todo el año sumado por lo que a pesar de que se quiera instalar el mercado de DFT, no se recibirían oferta.

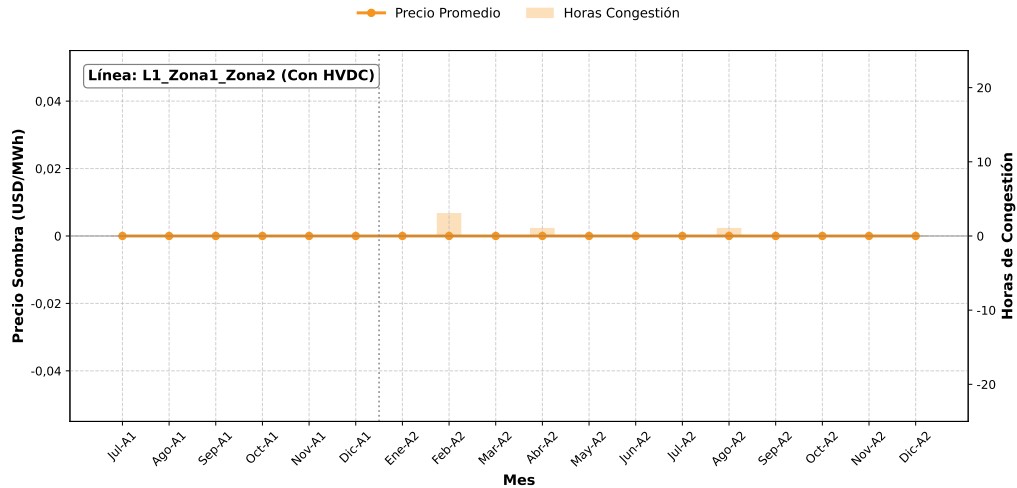


Figura 5.12. Evolución de precios sombras asociado a las líneas de transmisión Zona1_Zona2 para el caso con HVDC en un periodo de 18 meses.

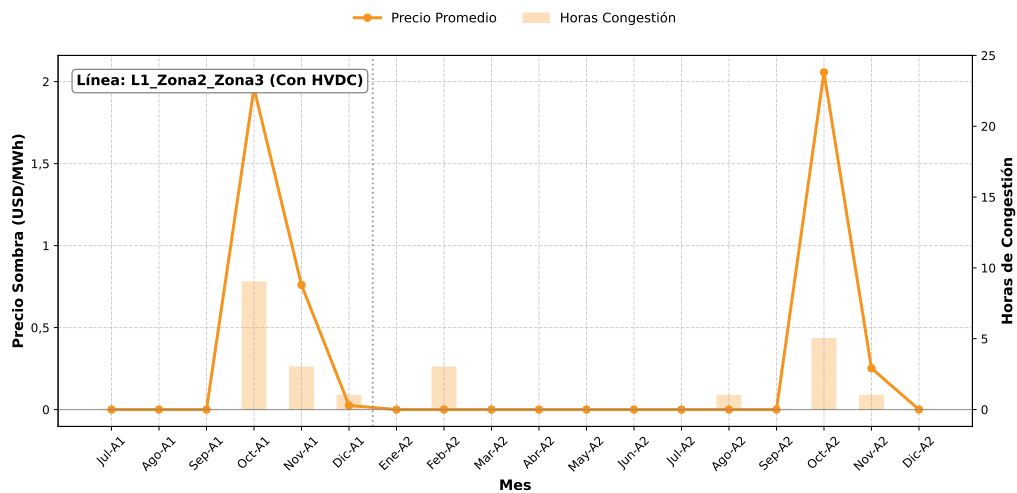


Figura 5.13. Evolución de precios sombras asociado a las líneas de transmisión Zona2_Zona3 para el caso con HVDC en un periodo de 18 meses.

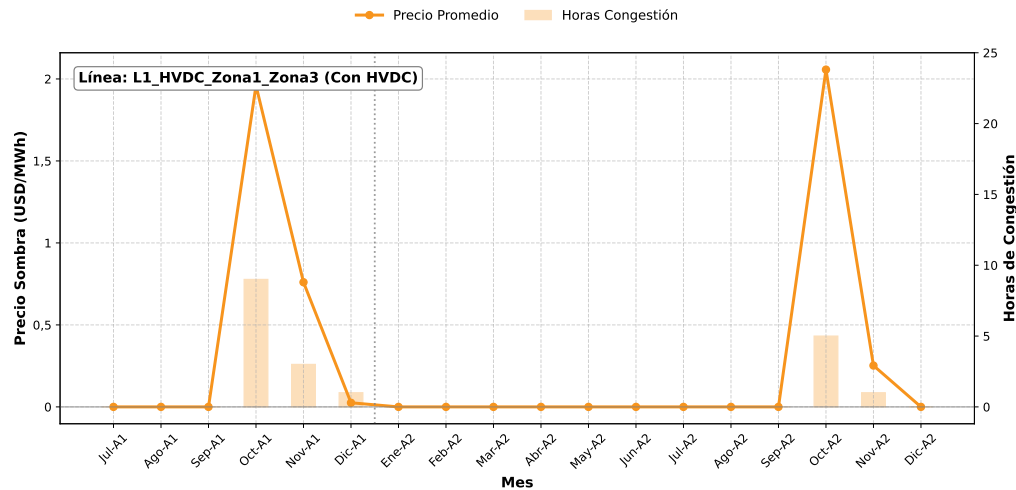


Figura 5.14. Evolución de precios sombras asociado a la línea de transmisión HVDC en un periodo de 18 meses.

Debido a lo previamente detallado, las secciones posteriores se enfocarán exclusivamente en el desarrollo del mercado de DFT para el caso base sin la línea HVDC. Esta decisión permitirá analizar los riesgos financieros y operativos a los que se pueden ver expuestas las empresas generadoras ante un retraso en la entrada en operación de líneas de transmisión. Demoras de esta naturaleza ya cuentan con precedentes históricos en el SEN, casos como los de las líneas Charrúa-Cautín o Ancoa-Alto Jahuel presentaron retrasos frente a los plazos indicados originalmente. Por lo tanto, acotar el estudio a este escenario permite internalizar dicha componente de riesgo en las estrategias de los agentes.

5.2.2. Participación y evolución de las ofertas

En la Figura 5.15 se muestra la evolución de las ofertas por tecnología para los últimos 12 meses de simulación (período coincidente con la entrada del mercado de DFT), las cuales corresponden a valores promediados y ponderados por la capacidad instalada de cada unidad generadora. Para este escenario es importante destacar la inclusión de las centrales diésel para el mecanismo de ofertas, aun cuando en Chile su modelo de negocio se enfoca en rentabilizar a través de la suficiencia en el mercado de potencia y no el de energía, se decidió incluirlas para disponer de una mayor competitividad en el mercado de la energía, presentando un mayor riesgo para las centrales que disponen de contratos, ya que se ven más expuestas al mercado de energía al disminuir su FUt. A su vez, es posible modelar y observar el comportamiento en que pueden incurrir las centrales térmicas las cuales pueden bajar sus ofertas por debajo de sus costos variables, para así forzar su ingreso al mercado.

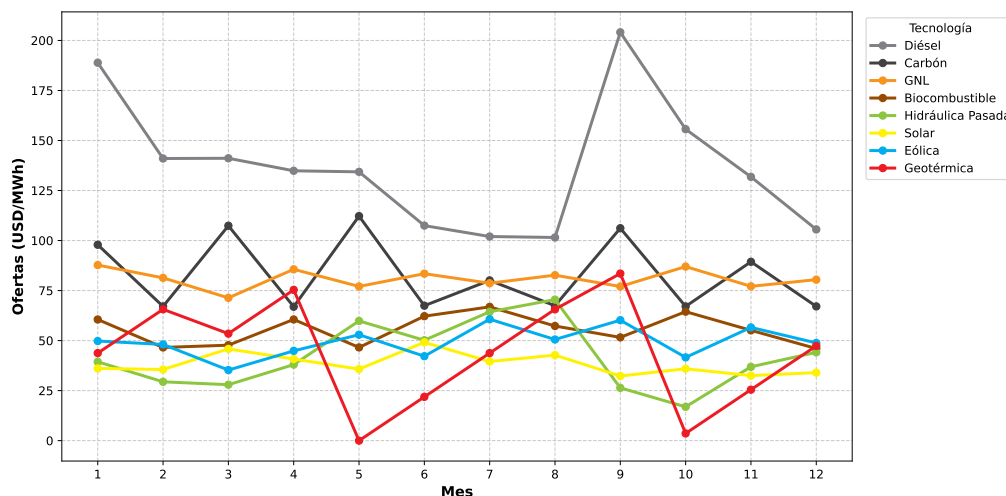


Figura 5.15. Evolución de las ofertas de energía por tecnología sin la línea HVDC.

En la figura se aprecia el comportamiento dinámico de las ofertas de cada tecnología, en donde las centrales solares y eólicas presentaron un comportamiento cuasiestable en sus ofertas, oscilando en torno a los 40 y 50 USD/MWh respectivamente. En general, el parque de generación ERNC, registró ofertas promedios por debajo de los 80 USD/MWh. Dentro de este grupo, la tecnología geotérmica mostró la mayor variabilidad, debido a que la matriz cuenta con una única central, lo que introdujo una alta volatilidad en la relación entre su volumen de energía efectivamente despachado y su capacidad instalada.

En cuanto a las centrales térmicas, las centrales GNL y biocombustible mantuvieron un desempeño estable en torno a los 80 y 60 USD/MWh respectivamente. Un escenario opuesto se observó en las centrales a carbón y diésel, las cuales presentaron fluctuaciones más pronunciadas en sus ofertas, evidenciando una estrategia de reducción de precios para poder incrementar su factor de uso. Finalmente, las ofertas promedio de las centrales diésel se ubicaron significativamente por sobre el resto de tecnologías, lo cual implica que a pesar de que aumentaron su participación respecto a un mercado común de costos auditados, su costo base y LCOE son estructuralmente tan elevados que el mercado tiende a desplazarlas de la lista de mérito. La excepción a este comportamiento ocurre solo cuando sus ofertas individuales disminuyen hasta alinearse con sus competidores (80 USD/MWh), lo que representa una contracción superior al 60 % de sus costos variables. Cabe señalar que este comportamiento está dado a un diseño de mercado con ofertas fijas de resolución diaria, si las unidades tuviesen la flexibilidad de oferta de manera horaria, se podrían centrar en una estrategia focalizada exclusivamente en las horas de punta o de mayor estrechez de la red, evitando así recurrir a ofertas muy por debajo de sus costos variables.

En la Figura 5.16 se presenta la evolución mensual de la energía aportada por cada tecnología a la matriz de generación.

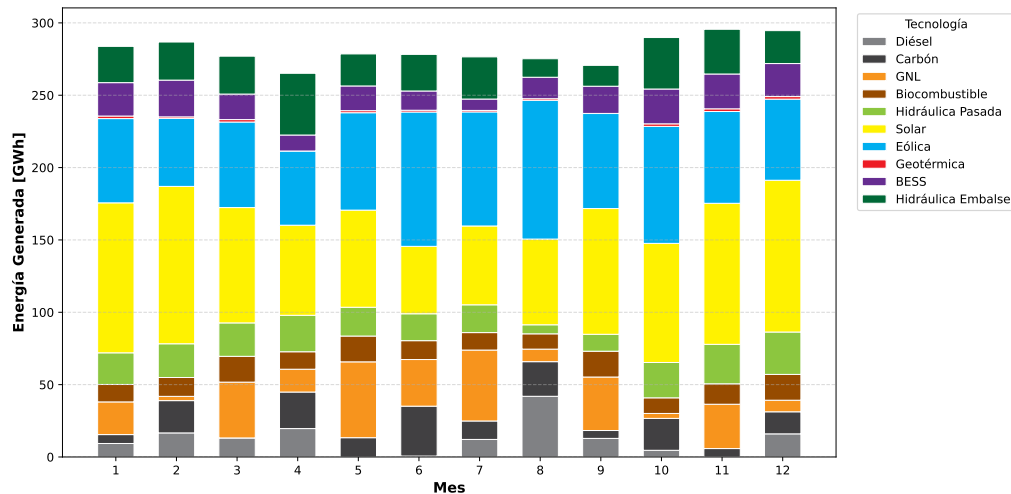


Figura 5.16. Evolución mensual de la participación de la matriz de generación para el caso sin HVDC.

A partir de la Figura 5.16, se observa que las centrales solares mantuvieron el comportamiento esperado, registrando una mayor generación durante los meses de verano y primavera. Por su parte, las centrales eólicas exhibieron una participación diversificada y con un alto porcentaje de contribución mensual, con una mayor presencia durante los meses de invierno, periodo consistente con la contracción estacional de la generación solar. Estas tendencias previamente detalladas persistieron a pesar del modelo de ofertas implementado, lo cual demuestra que estas tecnologías conservaron su nivel de competitividad para despachar al máximo su recurso disponible.

Los sistemas de almacenamiento BESS operaron continuamente durante todo el año, presentando un mayor aporte en los meses de verano, consistente con los mayores excedentes solares.

En cuanto a las centrales térmicas, las unidades a biocombustible mostraron un desempeño más constante en comparación con las demás tecnologías de este bloque. Estas últimas compitieron activamente entre sí para incrementar su participación en la matriz, evidenciando una dinámica de desplazamiento en la lista de mérito entre las centrales a GNL, carbón y diésel como consecuencia directa de las estrategias de oferta analizadas.

Por su parte, en la Figura 5.17 se presenta la participación porcentual anual de cada tecnología.

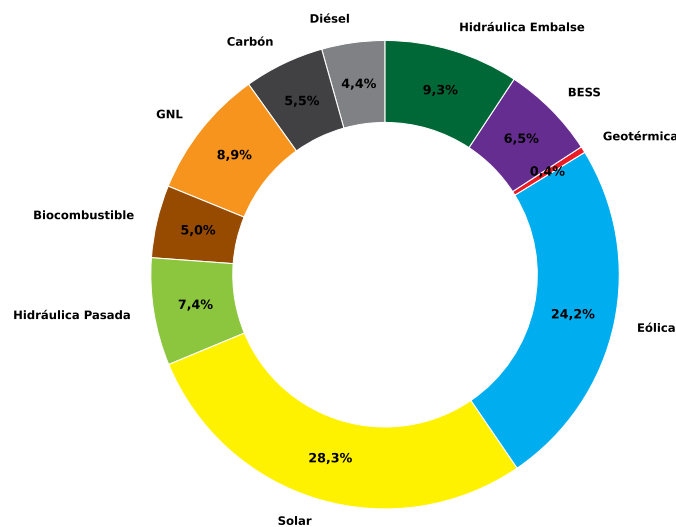


Figura 5.17. Participación anual por tecnología en la matriz de generación en el caso sin HVDC.

En términos de participación anual, los resultados del modelo muestran una matriz energéticamente más limpia y en vías de la descarbonización. Las centrales renovables constituyen aproximadamente el 75 % del total generado, cifra que escala por sobre el 80 % al incorporar las transferencias de los sistemas de almacenamiento BESS. Las tecnologías solar y eólica lideran este comportamiento, aportando un 52,5 % de la energía, mientras que el parque térmico tradicional (GNL, carbón y diésel) no logra superar el umbral del 20 %. A pesar de las ofertas de precios de energía de las centrales diésel, su participación no supera el 4,4 %, siendo superior solo de la central geotérmica.

Esta distribución marca una diferencia sustancial respecto a las estadísticas oficiales del CEN para el año 2025 [24]. La comparación histórica revela una caída notable en la generación a carbón, que desciende de un 17,2 % a un solo un 5,5 %, lo cual coincide con el objetivo de tener una matriz más descarbonizada. Por su parte, el segmento térmico convencional presenta una disminución del 34,1 % al 18,8 %. Como contraparte directa de este desplazamiento, las fuentes renovables aumentan su cobertura hasta alcanzar un 69,6 %, impulsadas por el avance combinado de las centrales solares y eólicas, las cuales progresan desde el 37,7 % registrado en 2025 hasta el 52,5 % esperado para el año 2030 bajo este modelo.

5.3. Mercado de DFT

A partir del mecanismo de subastas de DFT descrito en los capítulos precedentes, se simuló los resultados del mercado de DFT para un horizonte de 12 meses. Este periodo coincide con la etapa en que el mercado de ofertas de energía ya había superado el proceso de aprendizaje y consolidación de estrategias por parte de los agentes. Bajo esta premisa, se obtuvo un mercado compuesto por 63 oferentes, los cuales corresponden a los contratos detallados en la Sección 4.3 y que se distribuyen en 40 con un sentido alineado con la congestión (dirección Norte-Sur) y 23 que operan en contrasentido (dirección Sur-Norte).

Cabe precisar que 63 obligaciones comerciales están asociadas a 35 centrales generadoras o “agentes”, los cuales participan en las subastas con cada contrato para mitigar el riesgo de desacoplamiento de costos marginales asociados a sus respectivos compromisos.

En la Figura 5.18 se presenta la evolución en la cantidad de participantes en las subastas, así como la cantidad de oferentes adjudicados. Se puede apreciar que la cantidad de participantes no supera los 40, esto se debe a que durante todo el año se registró un Δ_{prom} superior a cero, por lo que esos 23 oferentes que eran en contrasentido nunca llegaron a ofertar, evitando pagar por un riesgo de desacople inexistente para ellos. Es posible observar que la participación disminuye durante los meses entre marzo y mayo, esto debido a los resultados en los precios sombras presentados en la Figura 5.10, en los cuales se ve que la línea Zona1-Zona2 presenta un historial promedio de precios menores al umbral mínimo, por lo que los oferentes de esas líneas desisten de ofertar para no caer en sobrepago por la cobertura de un riesgo de desacople menor. Caso similar al anterior es lo sucedido durante el mes de octubre, en donde nuevamente los oferentes de la línea Zona1-Zona2 desisten de participar, pero esta vez por el resultado presentado el mes anterior, en donde el dual fue cero, por lo que para evitar nuevamente un sobrepago, su oferta se lleva a cero y no participan en la subasta.

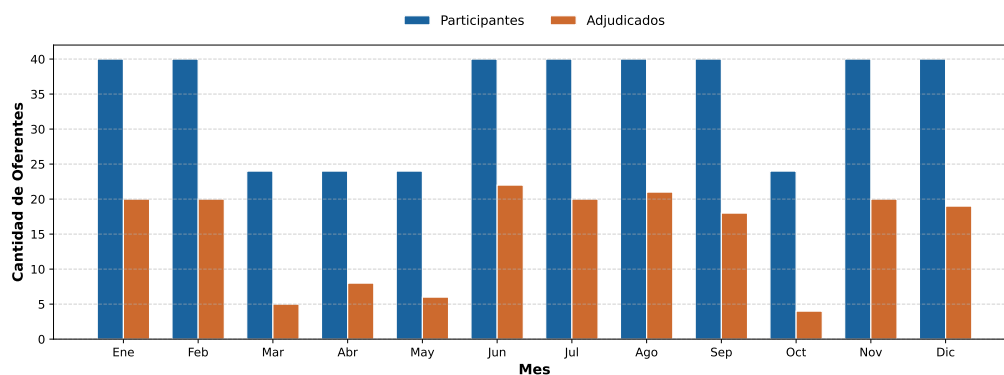


Figura 5.18. *Participación mensual de oferentes en subastas de DFT.*

En la Figura 5.19 se presenta la evolución mensual del volumen ofertado y adjudicado expresado en GW. Este gráfico complementa al anterior, porque es posible observar una dinámica particular, ya que los volúmenes adjudicados oscilan entre dos valores en todos los meses, mientras que el número de oferentes adjudicados presenta una mayor dispersión. Este fenómeno responde al mecanismo de ofertas mismo, en donde los volúmenes ofertados responden a la demanda prevista para el siguiente mes. Por este motivo es posible ver casos como el de el mes de septiembre, en donde un menor número de oferentes se adjudican la capacidad de DFT disponible al concentrar mayores volúmenes de potencia a precios más competitivos, desplazando las ofertas rivales durante el proceso.

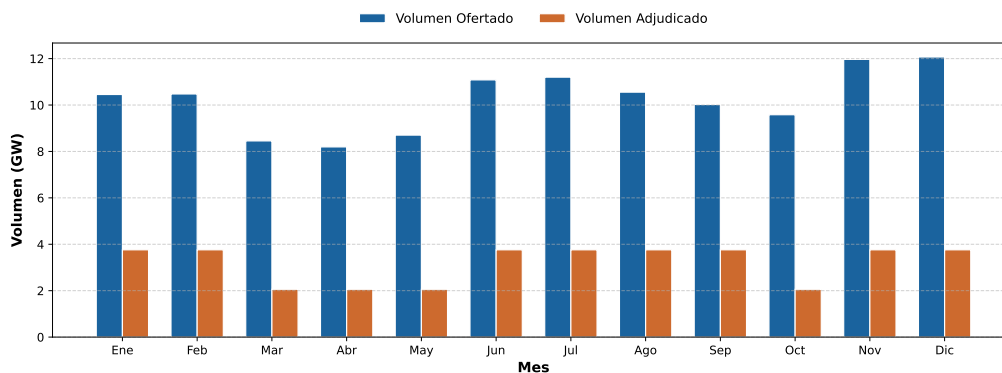


Figura 5.19. *Volumen ofertado y adjudicado mensualmente en subastas de DFT.*

En la Figura 5.20 se detalla la participación mensual de los oferentes en cuatro grupos dependiendo de su estado de oferta y el resultado de la misma. Los determinados como “Sin Ofertas” son aquellos que durante la subasta no presentaron una oferta, mientras que los “Sin adjudicación” si presentaron una pero no lograron quedarse con el DFT. Por otro lado, aquellos que logren adjudicarse el derecho y su oferta sea menor al dual promedio registrado, se determinará como “Rentabilidad”. En contraparte se tienen a los “Sobrepagos”, los cuales sus oferentes sobrepasaron al precio sombra promedio, por lo que pagaron de más por cubrirse del riesgo de desacople.

Del gráfico se puede observar que durante los primeros cuatro meses, los agentes presentan pasivos al incurrir en sobrepagos en la cobertura de riesgos de desacople. Esto se explica por la alta volatilidad registrada en las variables duales de las líneas, lo que afectó al Δ_{prom} utilizado como referencia para las ofertas, situación que se fue corrigiendo a medida que los agentes perfeccionaban sus estrategias de oferta. Este comportamiento cambia entre los meses de mayo y noviembre, en donde los precios sombras llegan a ser superiores en la mayoría de ofertas realizadas, permitiendo al agente recibir un “ingreso” que permite disminuir su exposición al mercado de la energía.

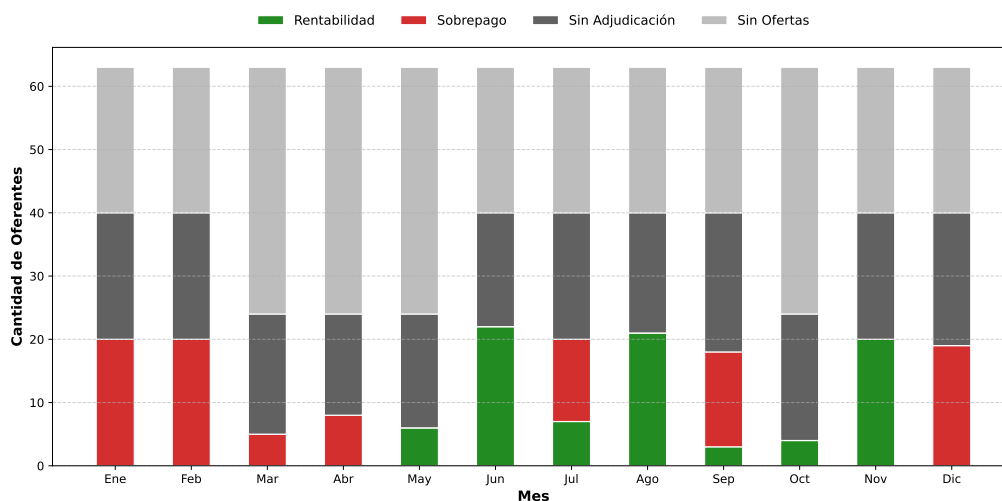


Figura 5.20. *Clasificación de oferentes participantes en subastas de DFT.*

La Figura 5.21 presenta la comparación entre el precio sombra y el precio de corte de la subasta correspondiente a la línea que conecta a las Zonas 1 y 2 y la Figura 5.22 la diferencia de ambas curvas. En la gráfica se observa que durante los primeros meses, periodo en el cual los agentes se encuentran en la fase de aprendizaje del mercado, las ofertas realizadas superan el riesgo de desacoplamiento real, pero este sobrepago marginal se limita a 1 USD/MWh. En los meses de marzo y abril, los participantes detectan que el desacople es menor al proyectado, por lo que desisten de ofertar para evitar incurrir en sobrecostos. Posteriormente, entre mayo y septiembre, los valores duales promedio vuelven a incrementarse, al percibir esta tendencia al alza, los oferentes retoman su participación en las subastas, percibiendo “ingresos” al presentar ofertas menores a los precios sombra del sistema. Sin embargo, debido a que la dinámica de los valores duales presenta fluctuaciones abruptas de un mes a otro, los agentes muestran dificultades para predecir con exactitud estas variaciones, lo que genera sobrepagos aproximados de 1 USD/MWh durante julio y diciembre. El caso más crítico ocurre en septiembre, mes donde la agresiva intención de cobertura de los oferentes, combinada con un bajo nivel de desacople de CMg, induce un sobrepago más pronunciado de 5 USD/MWh, consolidándose como la mayor desviación económica registrada en el año.

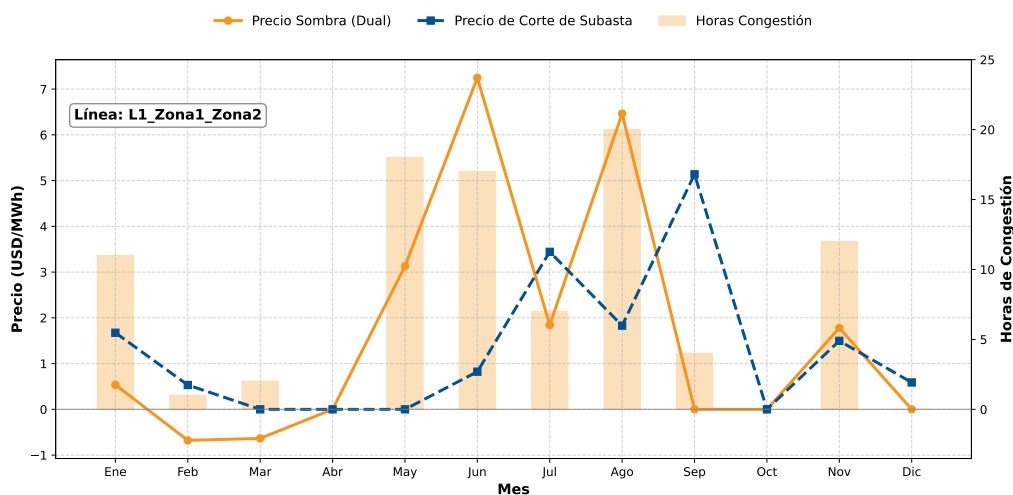


Figura 5.21. Evolución mensual de precio sombra y de corte sobre la línea Zona1-Zona2.

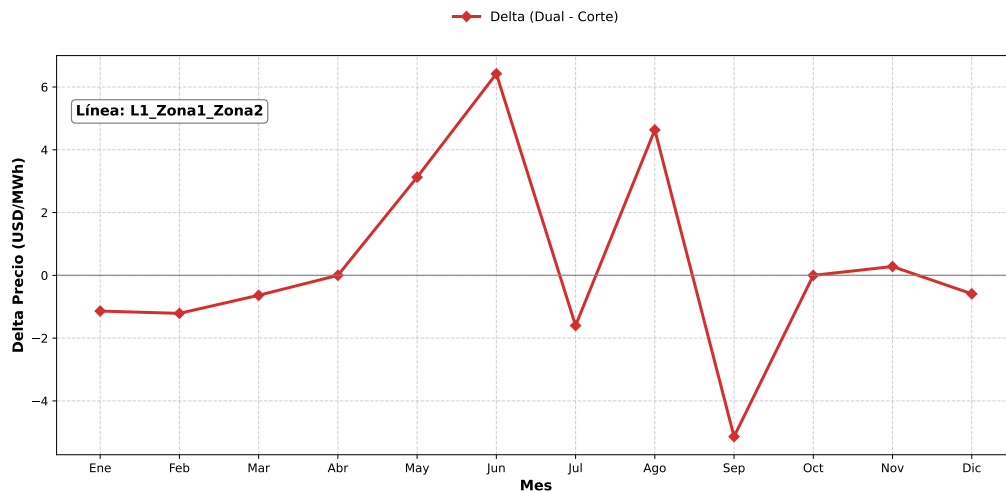


Figura 5.22. Evolución mensual de la diferencia entre el precio sombra y de corte de la línea Zona1-Zona2.

La Figura 5.23 presenta la comparación entre el precio sombra y de corte de la línea entre las Zonas 2 y 3 y la Figura 5.24 la diferencia de ambas curvas, en la cual durante los primeros dos meses se presentan ofertas que superan el riesgo de desacoplamiento, siendo un sobrepago de hasta 5 USD/MWh producto del periodo de aprendizaje del mercado. Luego durante los meses de marzo y abril los agentes logran disminuir este sobrecargo al presentar ofertas capaces de cubrir en su totalidad el desacople promedio de la línea. Para los siguientes meses, los oferentes logran presentar ofertas tales que les permiten percibir “ingresos” producto de un aumento en los precios sombra que superan las expectativas de coberturas de los agentes, disminuyendo su exposición al mercado de la energía.

Finalmente, el mes más crítico para esta línea ocurre durante diciembre, en donde los agentes presentan ofertas más agresiva con la suposición del aumento sostenido de los precios sombra (esto debido al comportamiento del Δ_{prom}) sumado a una disminución considerable en los desacoples promedios, generan un sobrepago aproximado de 15 USD/MWh. Esta fluctuación que presentan los valores duales exponen el riesgo asociado a este mercado, el cual frente a una agresividad de los agentes para asegurar su cobertura, pueden enfrentar sobrecargos sumamente acentuado.

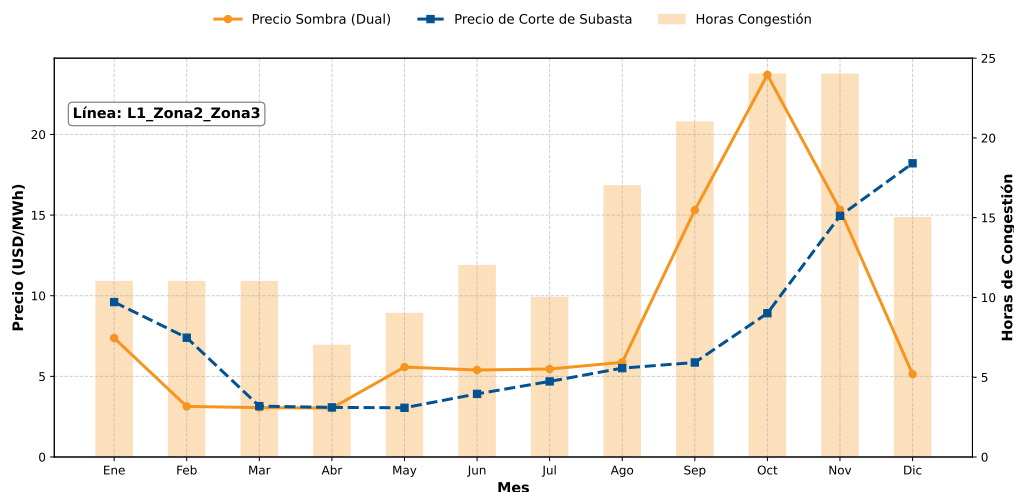


Figura 5.23. Evolución mensual de precio sombra y de corte sobre la línea Zona2-Zona3.

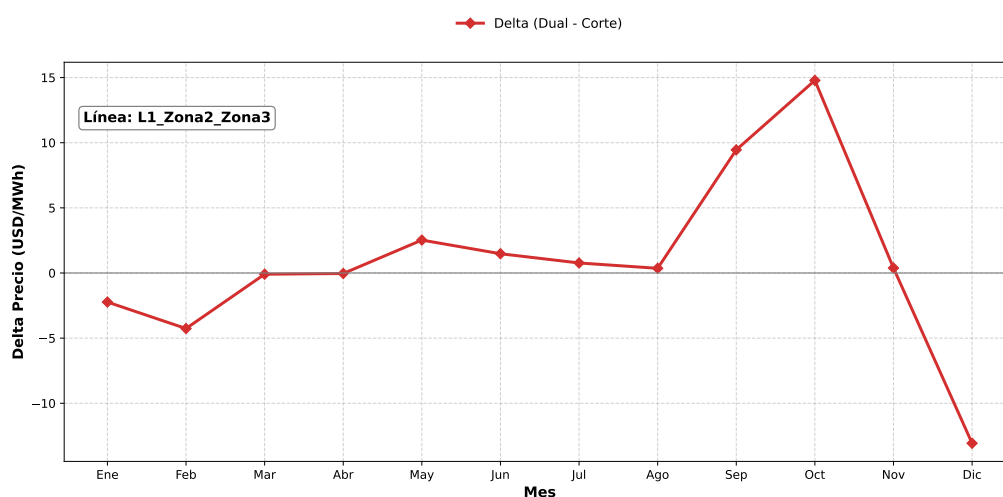


Figura 5.24. Evolución mensual de la diferencia entre el precio sombra y de corte de la línea Zona2-Zona3.

A pesar de que la dinámica de las ofertas y precios sombras produjo un sobrepago durante varios meses, en la Figura 5.25 se puede observar la distribución porcentual de los flujos económicos netos del mercado, en donde se ve una mayor presencia de resultados que produjeron rentabilidad por sobre aquellos que incurrieron en sobrepagos. A su vez, en la Tabla 5.3 se presenta el desglose de las adjudicaciones, valorizaciones de DFT, pago realizado por los agentes y el saldo neto de la operación para el total de oferentes que presentaron rentabilidad y sobrepago.

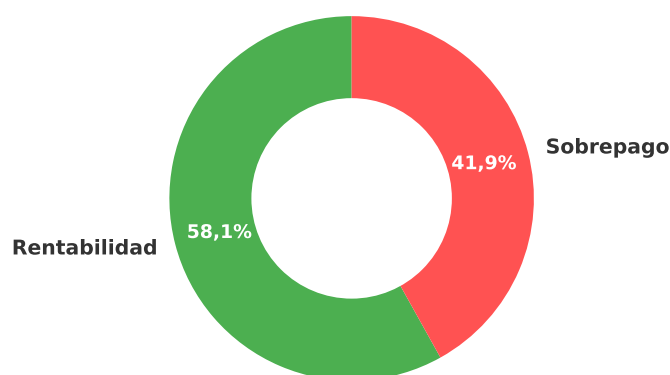


Figura 5.25. Distribución porcentual de los flujos económicos netos del mercado, clasificados por rentabilidad y sobrepago de DFT respecto a valorización de precio sombra de la línea.

Tabla 5.3

RESUMEN FINANCIERO ANUAL DETALLADO POR CLASIFICACIÓN DE AGENTE PARTICIPANTES EN LAS SUBASTAS DE DFT.

Clasificación	Cantidad de Adjudicaciones	Valorización DFT [USD]	Pago Agentes [USD]	Saldo Neto [USD]
Rentabilidad	83	\$ 4.422.024	\$ 2.498.049	\$ 1.923.975
Sobrepago	100	\$ 1.144.966	\$ 2.530.508	\$ -1.385.542

Bajo el escenario base, el ISO recauda un monto anual de \$5,60 MMUSD a través de los ingresos tarifarios del sistema. Al habilitarse el mercado de DFT, los ingresos percibidos mediante el proceso de licitación mensual se sitúan en 5,03 MMUSD, induciendo una disminución de 0,57 MMUSD en el balance del operador. Este comportamiento convalida que el mecanismo de subastas indexa y distribuye el valor económico de las restricciones de transporte de forma consistente.

Finalmente, en la Figura 5.26 se expone la clasificación de los agentes por su resultado económico obtenido, esto producto de las estrategias de ofertas realizadas para cada contrato. En esta gráfica se ratifica las tendencias analizadas en las figuras previas, destacando nuevamente la abstención de participar en la subasta de los 13 agentes cuyos compromisos comerciales son en contrasentido a la congestión esperada (dirección Sur-Norte). Respecto a los 22 agentes restantes, se constatan sobrepagos durante los primeros cuatro meses debido la fase de aprendizaje del mercado. Sin embargo, en los meses posteriores, sus posturas se alinean con el desacople de CMg, permitiendo incluso a los agentes percibir “ingresos” por cobertura que les permitan disminuir su exposición al mercado de energía. Respecto al balance anual de los agentes que participaron de las subastas, el 55 % de ellos percibieron un resultado de rentabilidad, mientras que el 45 % restante predominó el sobrepago del DFT. En la siguiente sección se evaluará el desempeño individual de algunos agentes, profundizando en sus ofertas y mitigación de riesgo de desacople.

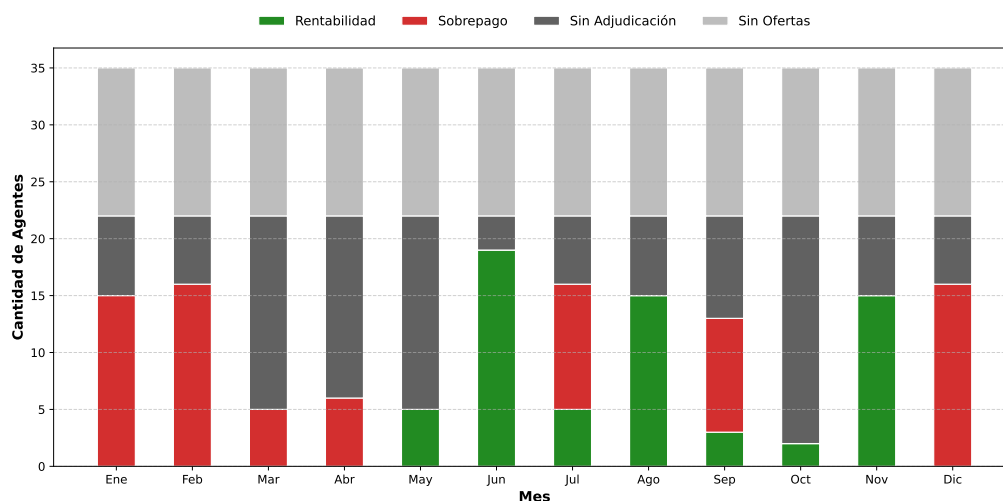


Figura 5.26. Clasificación de agentes participantes en subastas de DFT.

5.3.1. Desempeño individual de los agentes

5.3.1.a. Agente C44

La central solar ubicada en la barra Kimal220, identificada en adelante como agente C44, inyecta energía en la Zona 1, pero tiene obligación de retiro de energía en la Zona 3, esto debido a los dos contratos que tiene en dicha zona (identificados desde ahora como Oferentes 36 y 45). Bajo el escenario en que no se dispone de la línea HVDC, el agente se encuentra enfrentado al riesgo de congestión de CMg de las dos líneas de distancia que tiene con su cliente, por lo que dispone de una mayor exposición al desacople respecto a centrales de zonas colindantes, es por eso que participa en el mercado de DFT para cubrirse de sus riesgos.

La Figura 5.27 presenta el factor de uso que tuvo la central producto del mercado de ofertas de energía. La central tuvo alta presencia en el mercado al inyectar sobre el 70 % de su energía disponible durante gran parte del año, a excepción de los meses de abril y noviembre en los cuales aumentó su precio de oferta por sobre la central marginalista, siendo desplazado de la lista de merito y sin poder inyectar ningún porcentaje de su energía disponible.

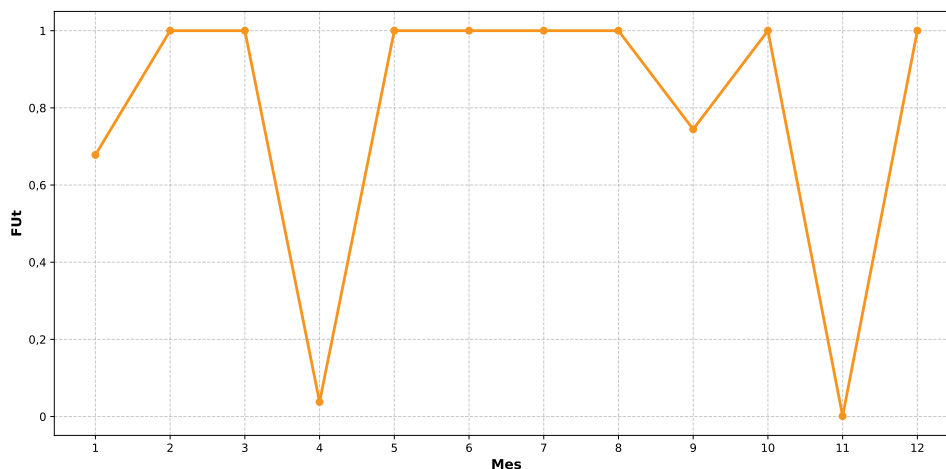


Figura 5.27. Factor de uso de agente C44.

En la Figura 5.28 se presenta la comparación entre las ofertas realizadas con el precio sombra de la línea a ofertar, en esta caso Zona2_Zona3, además del porcentaje de adjudicación de DFT en cada subasta mensual. En el gráfico se puede apreciar que el agente se demora cuatro meses en ajustar sus ofertas para no incurrir en sobrepagos, lo cual hace que su sobrecosto pase de 5 USD/MWh a prácticamente cero. Durante el resto del año, se realizan ofertas que permiten cubrirse de manera efectiva del desacople, esto al ofertar precios más bajos y rentabilizar durante el periodo, destacando los meses de septiembre y octubre, los cuales con una adjudicación del 50 y 70 % respectivamente, presentan rentabilidades de hasta 15 USD/MWh. Caso contrario ocurre en el mes de diciembre, el cual su oferta implicaba un sobrepago de 13 USD/MWh, pero no se vio afectado al no adjudicarse ningún porcentaje durante la subasta, evitando sobrepagar pero no cubriéndose del desacople promedio de 5 USD/MWh.

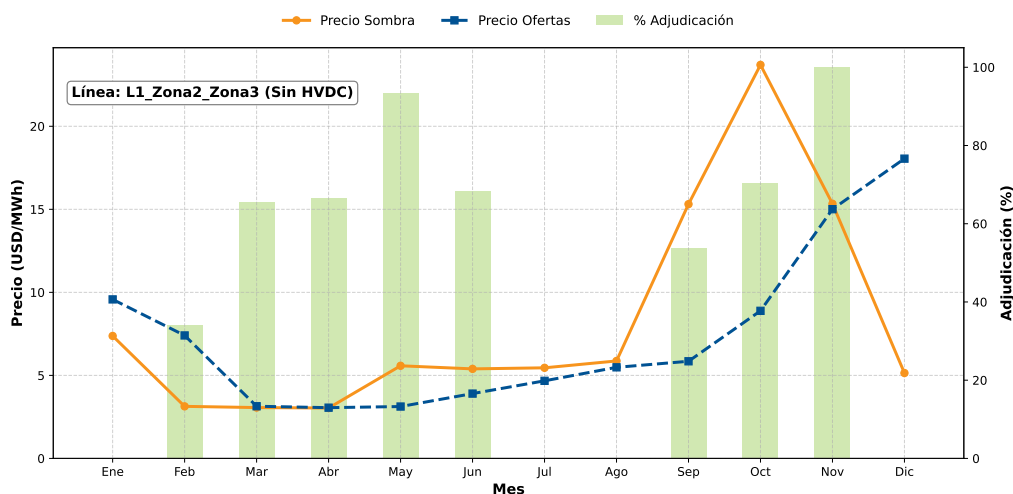


Figura 5.28. Comparación de ofertas realizadas por el agente C44 con el precio sombra de la línea Zona2_Zona3 y porcentaje de adjudicación de potencia durante la subasta.

En la Figura 5.29 se observa la comparación de exposición financiera en el mercado de la energía para el agente C44, contrastando los escenarios con y sin cobertura por adjudicación de DFT. A partir de los resultados, se evidencia el comportamiento adelantado por la Figura 5.28, ya que durante los primeros meses se aprecia un comportamiento de aprendizaje, disminuyendo los sobrepagos desde 5 USD/MWh hasta aproximadamente cero. A partir de mayo se evidencia que la adquisición de los derechos mitigó eficazmente el riesgo de desacoplamiento de CMg interzonales, permitiendo al agente registrar un balance económico positivo durante el mes de octubre consecuencia de la alta rentabilidad de los DFT. Respecto al balance anual, el mercado de DFT permitió al oferente disminuir sus pérdidas en el mercado spot en un 21 % (413 kUSD) gracias a la cobertura de transmisión obtenida.

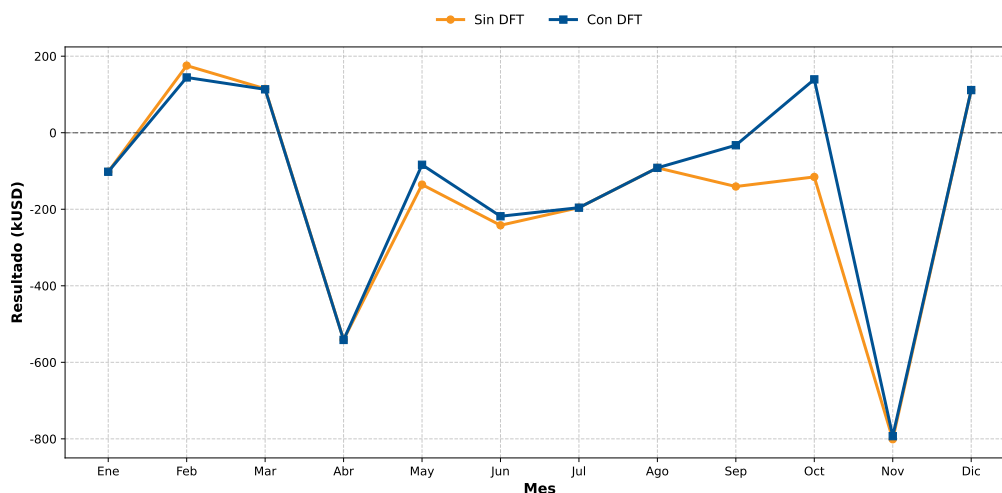


Figura 5.29. Comparación de exposición al mercado de la energía con y sin adjudicación de DFT del agente C44.

5.3.1.b. Agente C49

La central solar ubicada en la barra Kimal500, identificada en adelante como agente C49, inyecta su energía en la Zona 1 y retira energía en la Zona 2 debido al contrato que tiene con dicha zona (identificado como Oferente 29). En el caso en que la línea HVDC no se encuentra en operación, el agente se ve enfrentado a la alta volatilidad en los desacoples presentes entre ambas zonas, por lo cual el agente se verá expuesto a un riesgo de desacople menos predecible para un agente coberturista, por lo que sus ofertas a realizar deben ser más conservadoras para no adjudicarse de pasivos.

En la Figura 5.30 se observa una alta participación en el mercado de la energía, esto tener un factor de uso sobre el 100 % durante gran parte del año, a excepción de los meses de marzo, agosto y diciembre, en los cuales debido a la alta participación, el agente se arriesgó a subir sus precios de ofertas, lo cual hizo que quedará fuera de la lista de merito y no poder inyectar nada de la energía disponible.

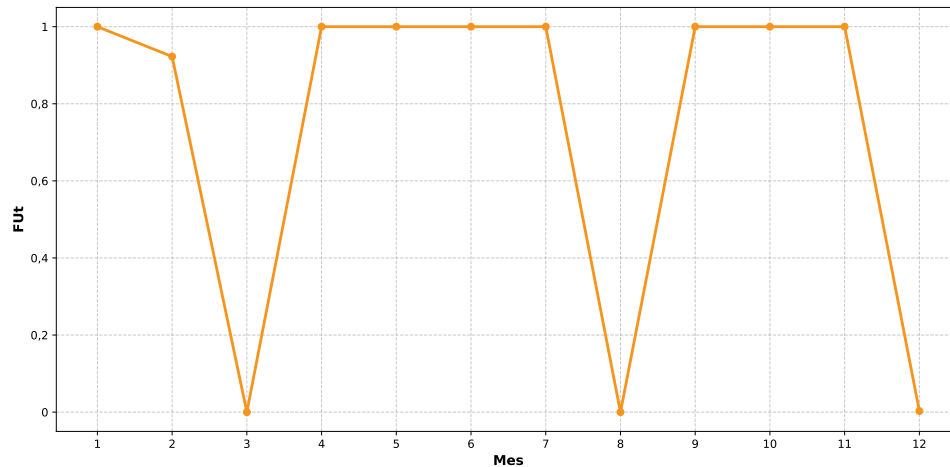


Figura 5.30. Factor de uso de agente C49.

La Figura 5.31 presenta las ofertas realizadas por el agente sobre la línea Zona1_Zona2 y su porcentaje de adjudicación de DFT en cada subasta mensual. Durante los primeros dos meses consigue un 100 % de adjudicación, esto con sobrepagos menores de 1 USD/MWh. Posteriormente no presenta ofertas dado que el historial de desacoples promedio fue menor al umbral mínimo de 0,5 USD/MWh, registrándose incluso congestiones en contrasentido a lo esperado. Para el resto del año, vuelve a ofertar y adjudicarse el derecho durante la mayoría de los meses, cubriéndose totalmente del riesgo de desacople, rentabilizando hasta 4,5 USD/MWh durante el mes de agosto e incurriendo en un sobrepago de 5 USD/MWh en el mes siguiente.

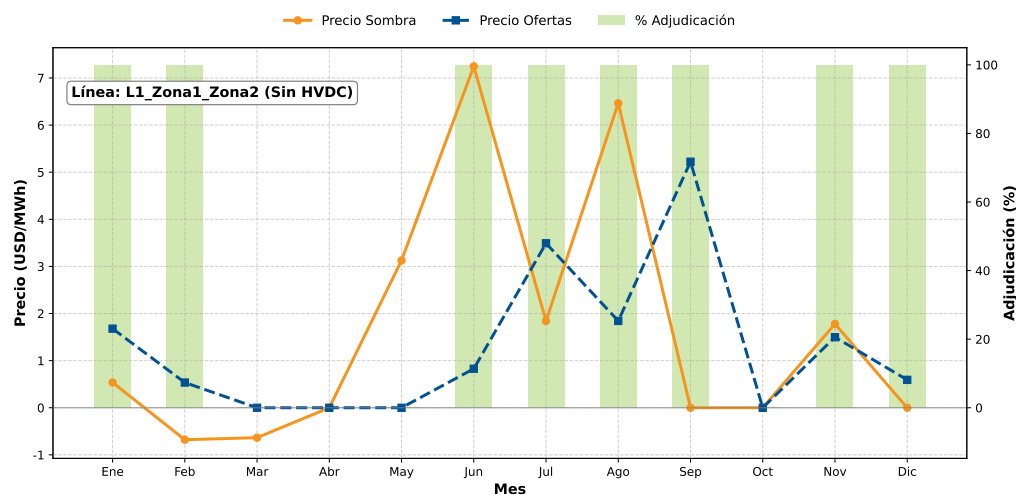


Figura 5.31. Comparación de ofertas realizadas por el agente C49 con el precio sombra de la línea Zona1_Zona2 y porcentaje de adjudicación de potencia durante la subasta.

La Figura 5.32 presenta la comparación de la exposición financiera en el mercado spot para el agente C49, contrastando los escenarios con y sin cobertura de DFT. En el gráfico se observa el beneficio directo de adquirir estos derechos, evidenciando que el

escenario con cobertura supera en rendimiento económico al caso base durante gran parte del año. Este agente representa un buen ejemplo de la eficiencia en la oferta y asignación de DFT, ya que aprovecha de rentabilizar durante los meses con alto desacople entre zonas mediante una postura con precios más conservadores. Por otra parte, el mes de septiembre pone en evidencia los riesgos a los que se pueden ver expuestos los agentes coberturistas, los cuales presentan limitaciones para anticipar disminuciones marcadas en el precio sombra, sin embargo, se demuestra que una gestión eficiente durante el resto del año, puede compensarse estos esos puntuales. Respecto al balance anual, el mercado de DFT generó que el oferente disminuyera su exposición al mercado spot en un 12 % (2 kUSD).

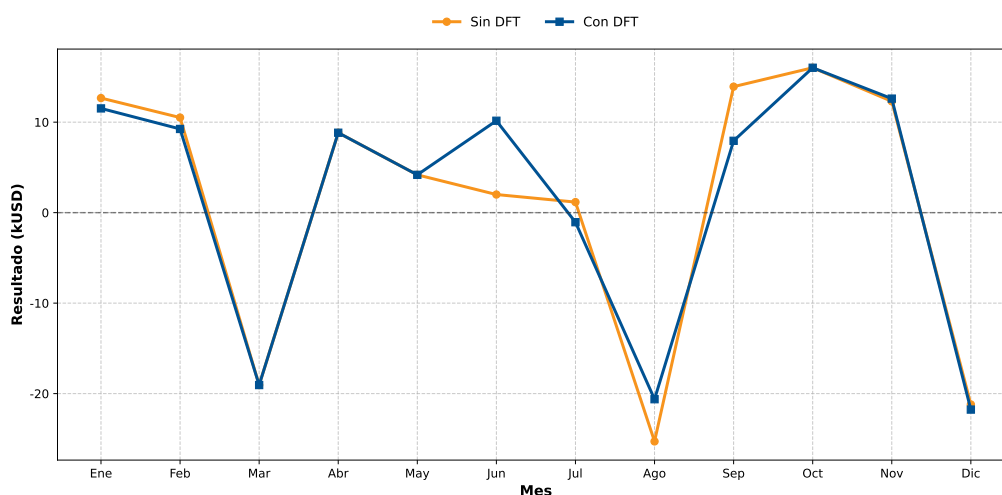


Figura 5.32. Comparación de exposición al mercado de la energía con y sin adjudicación de DFT del agente C49.

5.3.1.c. Agente C55

La central solar ubicada en la barra Jadresic500, identificada en adelante como agente C55, inyecta su energía en la Zona 1 y tiene una obligación de retiro de energía en la Zona 2 producto al contrato de suministro que dispone en esa zona (identificado como Oferente 22). Para el caso en que no se dispone de la línea HVDC, el agente se encuentra enfrentado al riesgo de congestión de CMg de la línea que conecta ambas zonas, la cual presenta una mayor dinámica en su valor de precio sombra, esto respecto a la línea presente entre la Zona 2 y Zona 3, por lo cual el agente se encuentra expuesta a un riesgo de desacople menos predecible y deberá mantener una postura más conservadora en su ofertas de DFT.

En la Figura 5.33 se observa que el factor de uso de la central fue sobre el 100 % durante gran parte del año, a excepción de los meses de abril, agosto y diciembre, en los cuales debido al historial de participación que arrastraba, incurrió en ofertas que superaban a aquellas que marginaban, por lo cual no pudo inyectar su energía.

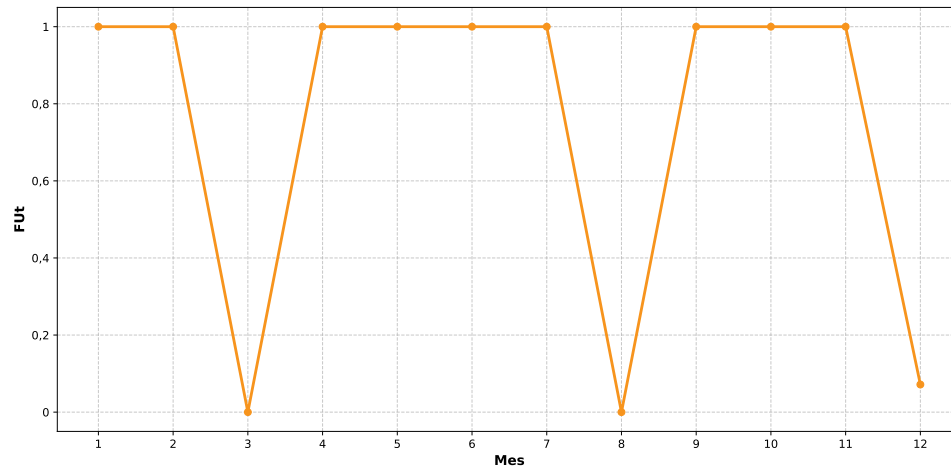


Figura 5.33. Factor de uso de agente C55.

En la Figura 5.34 se observan las ofertas realizadas por el agente sobre la línea Zonal1_Zona2, así como su porcentaje de adjudicación de DFT en cada subasta mensual. En el gráfico se aprecia un primer cuatrimestre caracterizado por el aprendizaje y ajuste de ofertas, en donde en los meses de enero y febrero, el agente incurrió en sobrepagos de 1 USD/MWh y luego no ofertó debido a que el desacople real fue menor al umbral mínimo de 0,5 USD/MWh, registrándose incluso un desacople en contrasentido durante febrero y marzo. En el resto del primer semestre, el agente no logró adjudicarse DFT, por lo cual no pudo cubrirse de desacoples promedio de hasta 7 USD/MWh registrado durante junio. Por el contrario, durante el segundo semestre el agente incrementó su presencia al consolidar una adjudicación del 100 % en cinco de los seis meses, permitiendo al agente cubrirse del riesgo del desacople, usualmente sin incurrir en sobrepagos superiores a 1,5 USD/MWh. Destaca el comportamiento de agosto, en donde el generador logró rentabilizar el DFT al registrarse un precio sombra promedio de 4 USD/MWh sobre la oferta adjudicada. No obstante, en el mes siguiente, a pesar de poder adjudicarse el derecho, incurre en un sobrepago de 5 USD/MWh debido a la ausencia de desacople interzonal en la red.

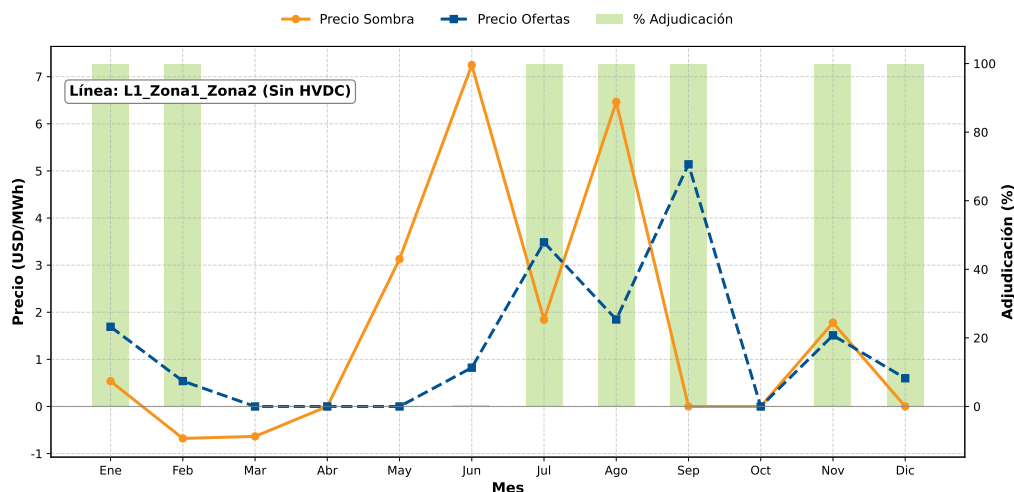


Figura 5.34. Comparación de ofertas realizadas por el agente C55 con el precio sombra de la línea Zona1_Zona2 y porcentaje de adjudicación de potencia durante la subasta.

En la Figura 5.35 se observa el contraste financiero de la exposición financiera del agente en el mercado de la energía al contar o no con cobertura de DFT. Durante el primer semestre no se evidencia el beneficio de los DFT debido a los episodios de sobrepagos y nula adquisición de derechos. Durante el segundo semestre, solo se evidencia un beneficio del derecho durante el mes de agosto, permitiendo disminuir su riesgo al rentabilizar el derecho. Sin embargo, a pesar de asegurar la cobertura de riesgo de desacople, durante el resto de meses no se evidencia el beneficio de la adquisición de DFT, de hecho se observan casos en donde el balance económico del mes pasado de positivo a negativo por adquirir el derecho. Sin embargo, hay que considerar en este análisis el comportamiento volátil que exhibe el desacople de la línea ofertada y que se ve enfrentado el agente coberturista, ya que por su naturaleza de buscar cobertura sobre rentabilidad, presenta limitaciones en su mecanismo de ofertas y predicción de desacople, viéndose limitado en la adjudicación y rentabilidad de los DFT.

Respecto al balance anual, el mercado de DFT generó que el oferente aumentará sus pérdidas en el mercado spot en un 12 % (12 kUSD).

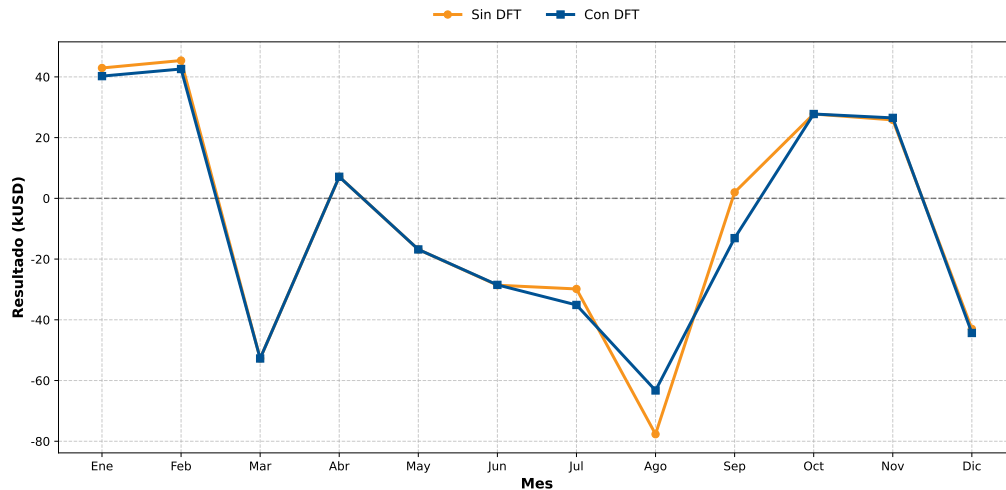


Figura 5.35. Comparación de exposición al mercado de la energía con y sin adjudicación de DFT del agente C55.

5.3.1.d. Agente C59

La central eólica ubicada en la barra Nueva Maitencillo 500, identificada en adelante como agente C59, inyecta energía en la Zona 2, pero tiene una obligación de retiro de energía en la Zona 1 y dos en la zona 3, esto debido a los tres contratos que tiene en dichas zonas (identificados desde ahora como Oferentes 91, 112 y 115 respectivamente). En el escenario en que no se dispone de la línea HVDC, el agente se encuentra en principio enfrentado solamente al riesgo de congestión de CMg para la línea Zona2_Zona3, ya que en la línea restante, el desacople favorece al agente al presentar un precio de retiro menor al de inyección.

En la Figura 5.36 se presenta el factor de uso que tuvo la generadora producto del mercado spot, en donde la central tuvo una presencia en torno al 60 % durante gran parte del año, alcanzado un 100 % solamente durante el mes de diciembre.

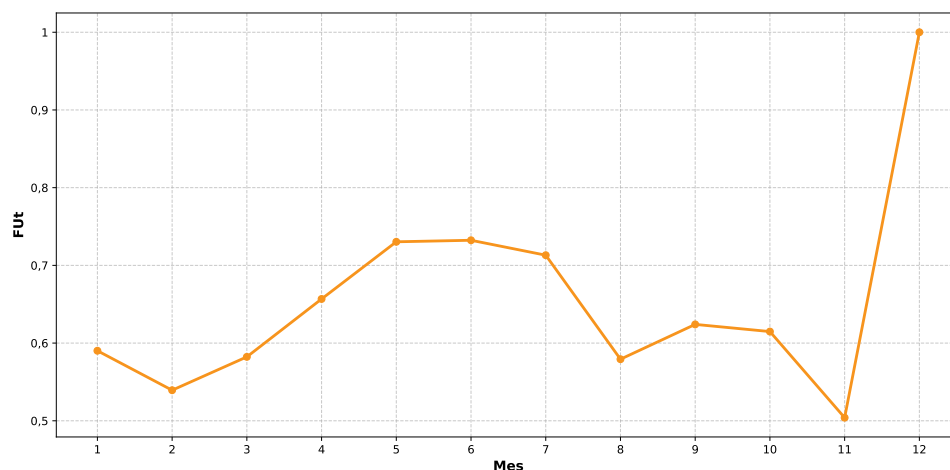


Figura 5.36. Factor de uso de agente C59.

En la Figura 5.37 se observan las ofertas realizadas por el agente sobre la línea Zona1_Zona2. En este caso, las ofertas presentadas fueron nulas debido a que los precios sombras del sistema evidenciaron congestiones con dirección Norte-Sur, es decir, en sentido contrario a la realidad del agente. Debido a esto, el agente se abstiene de participar de las subastas con el objetivo de evitar adquirir pasivos financieros derivados de riesgos de desacople inexistente para su dirección de flujo.

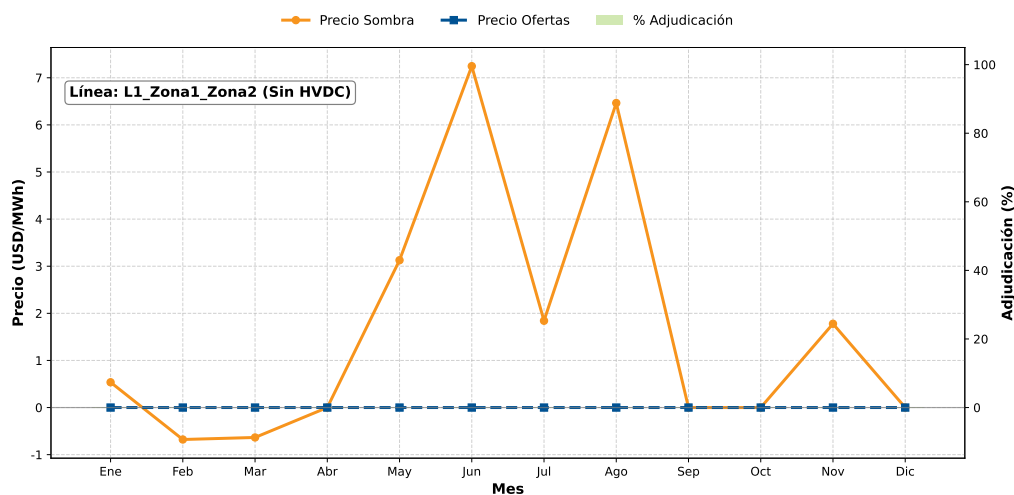


Figura 5.37. Comparación de ofertas realizadas por el agente C59 con el precio sombra de la línea Zona1_Zona2 y porcentaje de adjudicación de potencia durante la subasta.

La Figura 5.38 presenta la evolución de las ofertas realizadas por el agente respecto a los precios sombras promedios registrados en la línea Zona2_Zona3. Durante el primer cuatrimestre, asociado al aprendizaje, el agente incurrió en sobrepagos de hasta 5 USD/MWh, registrando una tasa de adjudicación máxima del 60 %, lo que le permitió cubrirse parcialmente su exposición al mercado de energía. Para el resto del año, a pesar de presentar ofertas por debajo del precio sombra promedio que potencialmente le habrían permitido rentabilizar, el ofertante solo logro adjudicarse DFT en julio y noviembre. En dichos meses, la central consiguió mitigar parcialmente el riesgo de desacople y presentar un margen de rentabilidad. No obstante, las ofertas realizadas por el agente fueron insuficientes para garantizar una cobertura total, por lo que su impacto en el balance económico fue menor a lo proyectado.

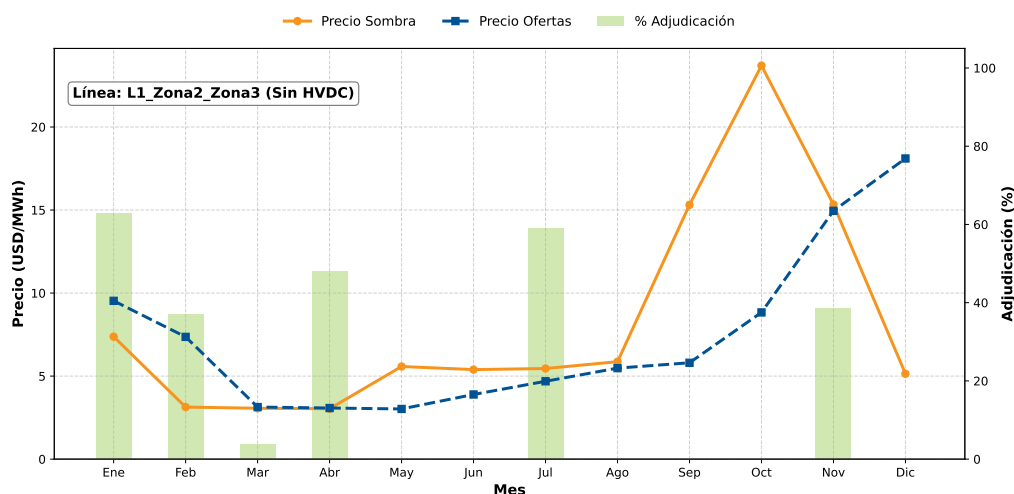


Figura 5.38. Comparación de ofertas realizadas por el agente C59 con el precio sombra de la línea Zona2_Zona3 y porcentaje de adjudicación de potencia durante la subasta.

En la Figura 5.39 se observa el impacto financiero que tuvo la adquisición de DFT respecto al caso base, en donde no se observa una diferencia considerable entre ambos casos, existiendo un pequeño beneficio solo en el mes de julio. La competencia por la adquisición de derechos imposibilitó a este agente la cobertura total o parcial al riesgo de desacople, quedando expuesto al mercado de la energía. Respecto al balance anual, a pesar de los episodios de sobrepago y poca cobertura, el oferente aumentó sus pérdidas solo un 1 % (27 kUSD).

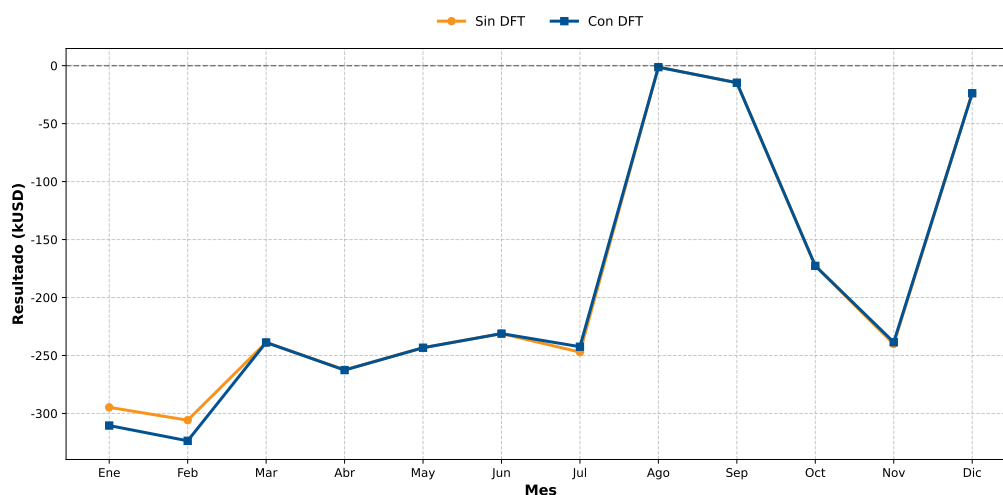


Figura 5.39. Comparación de exposición al mercado de la energía con y sin adjudicación de DFT del agente C59.

Capítulo 6

Conclusiones

El acelerado incremento en la participación de centrales renovables en la matriz de generación no coincide con la tasa de crecimiento de la demanda ni con el retraso en los plazos de puesta en servicio de las obras de transmisión producto de problemas socio-ambientales. Esta asimetría sostenida provoca que el sistema opere limitado por las crecientes congestiones en sus líneas, generando escenarios de desacople de CMg más frecuentes y prolongados para distintos puntos del SEN. Dicha situación evidencia la necesidad imperativa que tiene el organismo regulador sobre el mercado eléctrico actual de implementar mecanismos de cobertura que permitan a las empresas generadoras que tienen obligaciones de suministro, mitigar el riesgo asociado a los precios superiores en los nodos de retiros respecto a los de inyección.

La propuesta de transicionar desde un mercado de costos auditados hacia un esquema basado en ofertas de precio permitiría a los agentes percibir mayores ingresos para amortizar sus costos de inversión y operación. Sin embargo, este mecanismo también enfatiza los riesgos a los que están expuestas las centrales respecto a los volúmenes efectivos de inyección de energía a la red, ya que bajo este nuevo esquema, la lista de mérito de despacho deja de ser “estática” al dejar de priorizar a las tecnologías renovables con costo variable cero, y pasa a ser fluctuante cada periodo debido a las estrategias competitivas de los oferentes. Bajo este escenario de alta volatilidad, el mercado de DFT permite a los agentes mitigar tanto los riesgos por congestiones en la transmisión, así como la baja participación en el mercado spot.

Para estudiar esta problemática, la presente Memoria de Título evaluó la implementación de DFT de tipo *Flowgate* en la operación del SEN para el año 2030, modelando un mercado zonal bajo los escenarios con y sin la entrada en servicio de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre. A partir del análisis realizado, para el caso con la línea HVDC se observó una homogeneidad de CMg que desestima la necesidad de implementar DFT, esto debido a que los valores duales que valorizan dichos derechos son cercanos a cero durante gran parte del año. Por el contrario, el escenario sin la línea HVDC demostró que, independientemente de los aumentos de capacidad proyectados en los corredores de 500 y 220 kV, persisten congestiones estructurales que mantienen el riesgo de desacople, como por ejemplo la línea entre la Zona 1 y la Zona 2, la cual se congestionó un 42,6 % del año, mientras que la línea entre la Zona 2 y la Zona 3 registró congestiones durante el 61,5 % del año, justificando la necesidad de usar los DFT como instrumento de mitigación financiera. Adicionalmente, este último escenario dispuso de un alto valor analítico, ya que permite ejemplificar los

riesgos operativos a los que se verían expuestas las centrales generadoras ante un eventual retraso en la puesta en servicio de la línea HVDC.

El esquema de mercado zonal presenta como limitantes la pérdida de granularidad topológica del SEN al omitir las pérdidas en las líneas de transmisión, además de no reflejar en los precios zonales aquellas congestiones de carácter intrazonal. A pesar de estas restricciones, esta aproximación simplificada resulta efectiva para visibilizar las restricciones estructurales del sistema, de manera similar a los mercados MIE y ERCOT, permitiendo cuantificar con precisión los principales desacoples que impactan a las empresas generadoras. En cuanto a la cantidad de zonas, y en función de la capacidad del sistema de transmisión, se identificaron tres zonas principales al aplicar un umbral del 20 % de congestión anual como criterio para definir una restricción estructural. Bajo esta configuración, incrementar el número de zonas con el propósito de aumentar la granularidad del modelo no se justifica debido a los bajos niveles de congestión anual registrados de forma generalizada en el resto del sistema. No obstante, dado el dinamismo estructural del SEN, se recomienda establecer una revisión y actualización de las zonas con una frecuencia bienal ante la entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión. Este proceso debe estar respaldado por un estudio de la frecuencia e impacto económico de las congestiones internas de la configuración actual. Asimismo, esta periodicidad permitiría incluir los efectos de eventuales retrasos en la entrada en operación de proyectos de expansión de la transmisión, un fenómeno especialmente sensible para los desarrollos planificados en la zona sur del sistema.

A partir de los resultados obtenidos del mercado de DFT, se demuestra la utilidad de incorporar la variable direccional, ya que demostró su efectividad al prevenir que la totalidad de los agentes en contraflujo, ofertaran sobre una línea cuyo historial de precios sombras demostraba que la congestión ocurría dirección contraria a la obligación comercial de la generadora, evitando que adquiriera pasivos económicos y aumentara su exposición al mercado spot. Asimismo, la integración de las horas efectivas de congestión del mes previo facultó a los participantes de formular ofertas más conservadoras ante escenarios de bajo desacople, mitigando el riesgo de sobrepagos en la adjudicación de los DFT.

Respecto a la participación en el mercado, la cantidad de competidores resultó menor en comparación con estudios previos, registrando únicamente 35 agentes orientados a dar cobertura a sus respectivos contratos. Esta condición estuvo directamente ligada a la segmentación zonal del modelo, la cual constó solo de tres áreas y provocó que gran parte de los contratos quedara contenida dentro de una misma zona, eximiendo a dichas transacciones intrazonales de riesgos asociados a desacoples de CMg. Además, al considerar las capacidades de transmisión utilizadas y contar el sistema solo con dos congestiones estructurales interzonales, el volumen de ingresos tarifarios liquidados fue menor respecto a otras investigaciones, alcanzando una cobertura total de \$5,60 MMUSD, debido a que se omitieron las diferencias financieras producidas por congestiones internas en cada zona. A pesar de esta acotada dimensión del mercado y la consecuente reducción de los ingresos a repartir, se observó una intensa competencia por adjudicarse los ingresos tarifarios de las dos líneas que conformaban el sistema, lo cual se evidenció en aquellos meses que registraron bajas tasas de adjudicación respecto a las ofertas realizadas. En consecuencia, esta concurrencia acotada pero competitiva permitió restringir la cobertura exclusivamente a los agentes con perfiles de máxima exposición, es decir, aquellos cuyos compromisos comerciales involucraban una mayor brecha económica entre sus puntos de inyección y de retiro, optimizando de esta forma el mecanismo de DFT hacia los casos más críticos de la

red, los cuales registraron un beneficio neto positivo de \$1,92 MMUSD al cierre de año.

En cuanto a los resultados de las ofertas en cada corredor, el tramo Zona 2 - Zona 3 presentó ser una trayectoria significativamente con menor riesgo respecto a la línea Zona 1 - Zona 2. Esta diferencia radicó en la alta volatilidad observada en este último tramo, el cual registró alternadamente meses sin desacoples, periodos en el sentido esperado y ventanas de flujo en contrasentido. Dicho dinamismo introdujo una mayor cuota de riesgo para los agentes coberturistas de dicha zona, cuyos mecanismos de oferta no les permitieron predecir estas fluctuaciones marcadas, provocando episodios recurrentes de sobrepagos. Esta situación expuso el riesgo asociado al mercado de DFT y demostró que la metodología de observar únicamente los desacoples registrados durante los últimos meses resulta insuficiente. Para predecir de mejor manera el desacople esperado, se vuelve necesario transitar hacia un análisis de las ofertas de energía y de los factores de uso registrados por tecnología, proyectando así el valor de las ofertas promedio que se recibirán el siguiente mes y, por consiguiente, el potencial desacople del sistema.

Del análisis general de las simulaciones se confirma la utilidad de los DFT de tipo *Flowgate* como instrumento de cobertura cuando se valoriza correctamente el nivel de desacople de la red, puesto que el 58,1 % de los agentes sopesó el riesgo y logró obtener una cobertura rentable que mitigó su exposición a los resultados del mercado spot. No obstante, el 41,9 % de los participantes demostró que, cuando no se estima adecuadamente la magnitud o el sentido del desacople debido a que las líneas presentan fluctuaciones que divergen del promedio histórico esperado, los DFT de tipo obligación pierden sus beneficios y se transforman en sobrepagos por cobertura para su titular. Si bien la lógica direccional implementada protegió exitosamente a las centrales de contraer pasivos en contraflujo, la existencia de estos riesgos fomenta de manera directa que los agentes deban tomar decisiones dinámicas y financieramente más conservadoras y responsables al momento de definir sus precios de oferta en las subastas mensuales.

Finalmente, se concluye que, bajo el contexto y supuestos analizados en este trabajo, la metodología de valorización de DFT basada en *Flowgates* se presenta como la alternativa más recomendable para una implementación inicial en el SEN, a pesar de la limitada granularidad del mecanismo y sus riesgos asociados. Al compararla con el enfoque Punto a Punto, el esquema *Flowgate* percibe un menor volumen de Ingresos Tarifarios y pierde detalle al no capturar el efecto de las pérdidas marginales de la red. Sin embargo, evita la elevada complejidad matemática del modelo nodal, el cual requiere calcular la matriz PTFD en tiempo real, simplificando significativamente la matriz y modelación del sistema como zonal, al tiempo que focaliza la cobertura en los nodos más críticos de la red. Para garantizar su eficacia, esta simplificación metodológica debe ser consistente con la realidad sistémica, ya que la puesta en servicio de nuevos proyectos de generación o transmisión puede modificar la zonificación actual, generando congestiones intrazonales que aumenten los costos sistémicos. Es por eso que la zonificación del sistema debe ser evaluada periódicamente, idealmente de manera bienal, para detectar nuevas congestiones estructurales y adaptar el sistema zonal para prevenir un aumento en los costos sistémicos debido a redespachos.

6.0.1. Recomendaciones y trabajo a futuro

En este trabajo se analizó la implementación de DFT tipo *Flowgate* en un SEN simplificado para la operación proyectada para el año 2030. La modelación se realizó con datos del informe definitivo de la PELP 2023-2027 para el plan RL, el cual no contemplaba el aumento sostenido de proyectos renovables y BESS que ha experimentado el sistema durante estos últimos años. Es por esto que se propone trabajar con la base de datos presente en el Proceso Quinquenal PELP 2028-2032 con un horizonte de operación al año 2035-2040, para poder estudiar y analizar el impacto que tendrá el aumento de capacidad instalada renovable en el sistema.

Adicionalmente se sugiere analizar la evolución de las ofertas realizadas en el mercado de energía para que el agente pueda predecir de mejor manera la congestión a la que se verá enfrentado el siguiente mes. Esto tendría como objetivo sofisticar el modelo de los coberturistas para no depender solamente del historial de precios sombras y así realizar ofertas más conservadoras que le permitan disminuir sus casos de sobrepagos de DFT. Sumado a lo anterior, se propone implementar un modelo estocástico que permita evaluar el desempeño de los DFT frente a distintos perfiles eólicos e hidrológicos que afectan las estrategias de oferta. Bajo esta premisa, el agente debería resolver un problema de optimización que le permita maximizar el valor esperado de su utilidad sobre un árbol de escenarios estocásticos de despacho para el siguiente periodo.

Finalmente, para aumentar la participación de agentes en el mercado de DFT, se recomienda incluir centrales hidráulicas de embalse y sistemas de almacenamiento al mercado de ofertas de energía y DFT, incluyendo una estrategia de ofertas acorde a su naturaleza. Igualmente se necesitaría adaptar el modelo del software LGplan para permitir a los embalses utilizar sus reservas de energía en los periodos que les permita una mayor rentabilidad.

En base a lo detallado, se plantean las siguientes vías para continuar con el análisis de la implementación de DFT en el SEN:

1. Evaluar la implementación de DFT y evolución de zonas para el período 2035-2040.
2. Implementar un mecanismo ofertas basado en un análisis estocástico de la variabilidad eólica e hidrológica, para mejorar la predicción de CMg y desacoples en el sistema y así reducir los sobrepagos de agentes coberturistas.
3. Desarrollar un modelo de expansión en el software LGplan que permita evaluar la participación de centrales de almacenamiento en el mercado de ofertas de energía y DFT.

Apéndice A

CMg del SEN año 2025

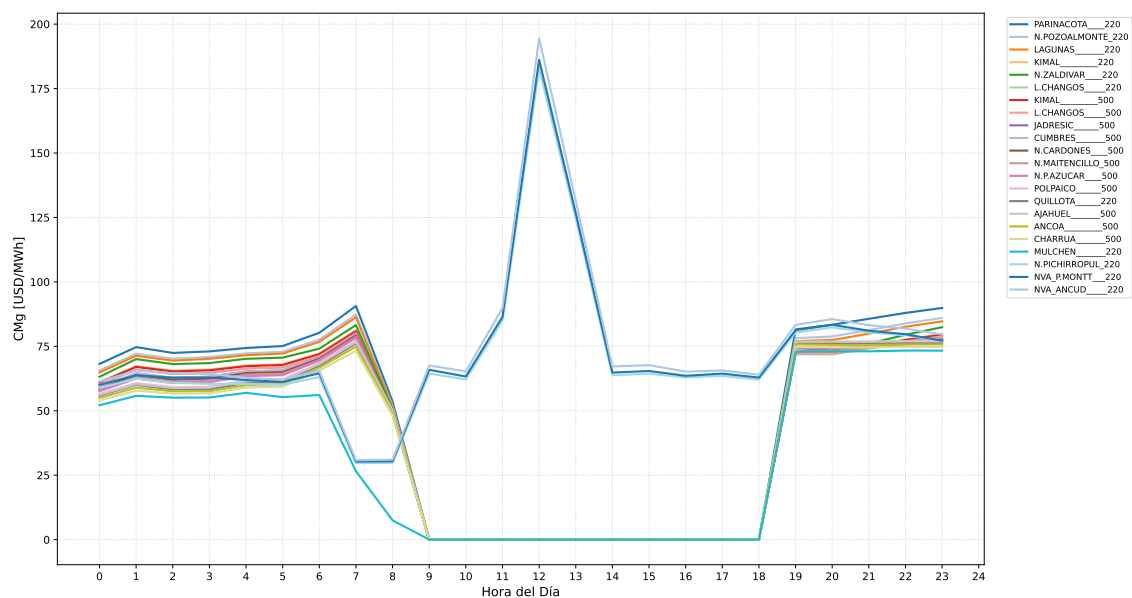


Figura A.1. CMg del SEN el 20 de marzo de 2025.

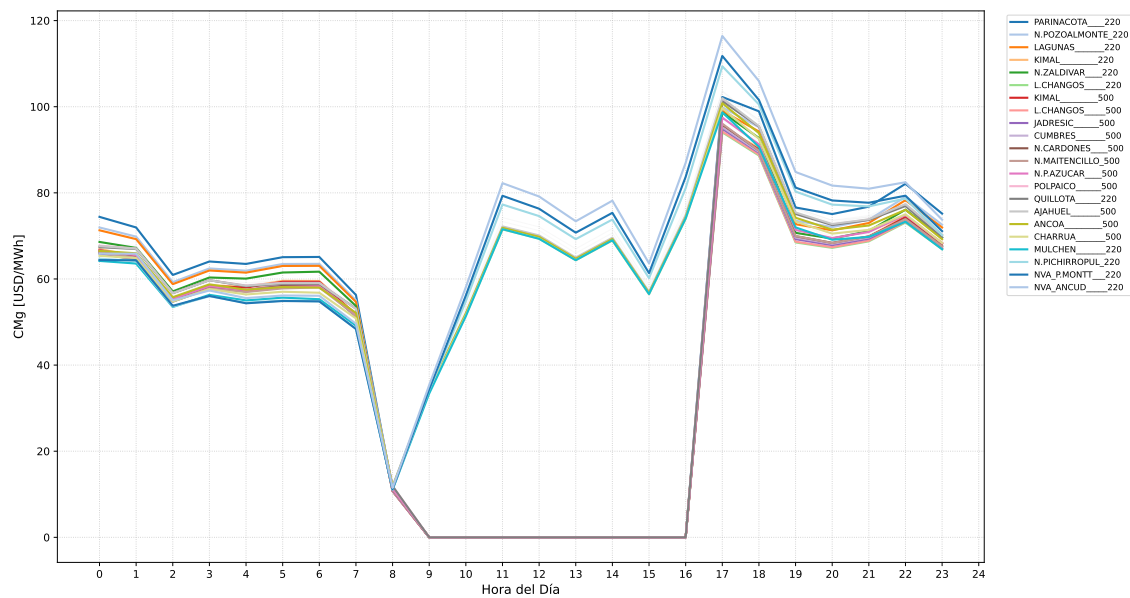


Figura A.2. CMg del SEN el 6 de junio de 2025.

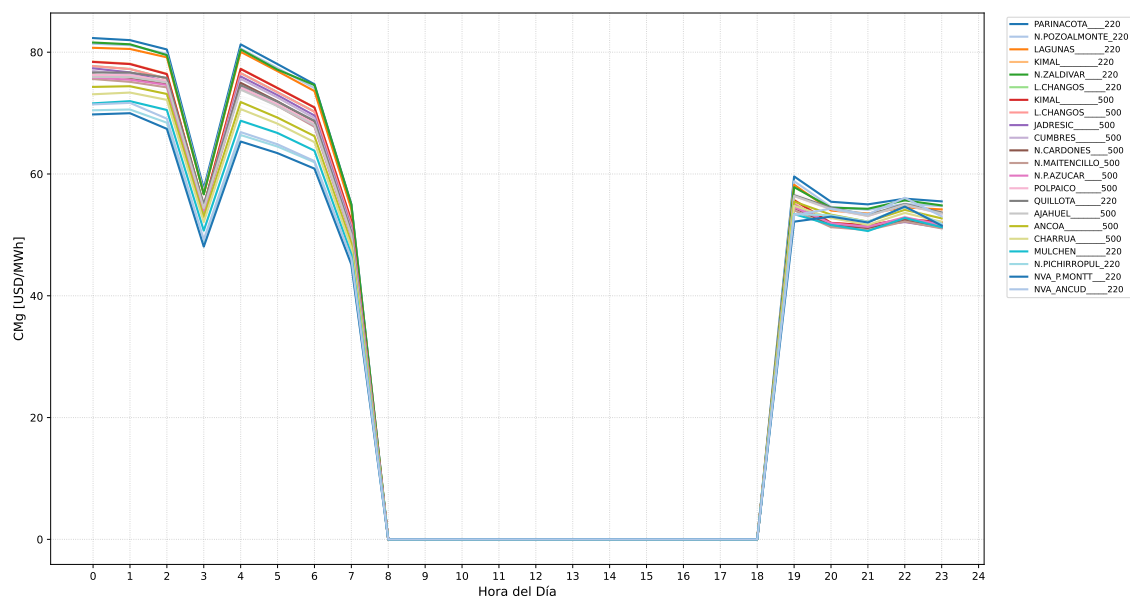


Figura A.3. CMg del SEN el 21 de septiembre de 2025.

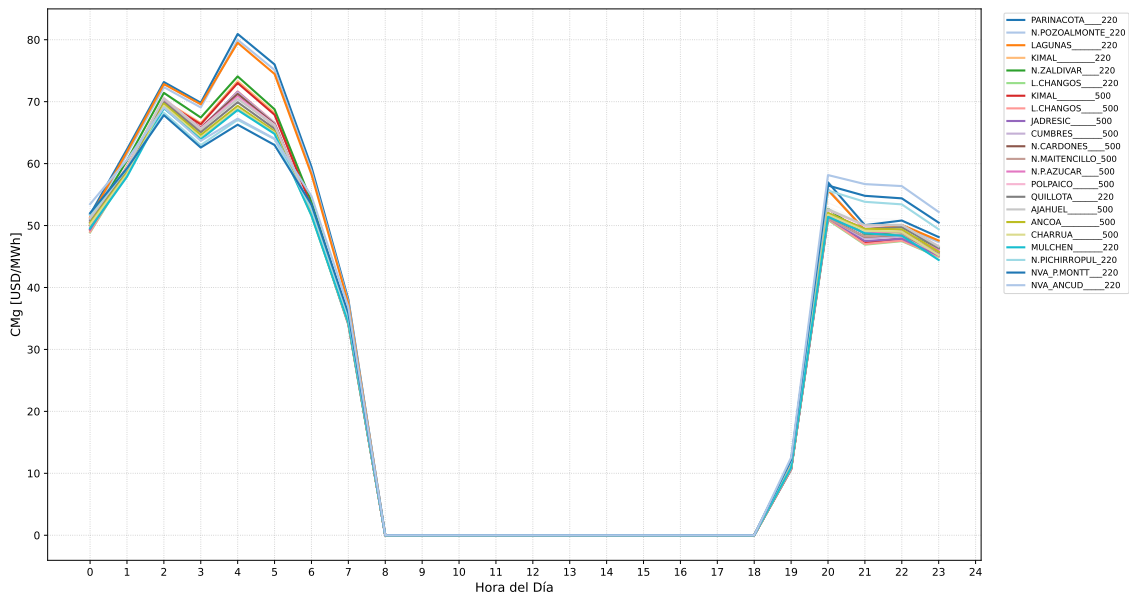


Figura A.4. CMg del SEN el 21 de diciembre de 2025.

Apéndice B

CMg del SEN año 2030

Tabla B.1
CMG DEL SEN PARA ENERO 2030 CON COSTOS AUDITADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	63,6	63,6	63,6	69,5	69,5	69,5
2	63,6	63,6	63,6	69,5	69,5	69,5
3	63,6	63,6	63,6	69,5	69,5	69,5
4	63,6	63,6	63,6	69,5	69,5	69,5
5	63,6	63,6	63,6	69,5	69,5	69,5
6	63,6	63,6	63,6	69,5	69,5	69,5
7	63,6	63,6	63,6	69,5	69,5	69,5
8	63,6	63,6	63,6	69,5	69,5	69,5
9	4,2	4,2	4,2	0,0	0,0	68,9
10	4,2	4,2	4,2	0,0	0,0	56,3
11	4,2	4,2	4,2	0,0	0,0	56,3
12	4,2	4,2	4,2	0,0	0,0	56,3
13	4,2	4,2	4,2	0,0	0,0	56,3
14	4,2	4,2	4,2	0,0	0,0	56,3
15	4,2	4,2	4,2	0,0	0,0	56,3
16	4,2	4,2	4,2	0,0	0,0	69,5
17	4,2	4,2	4,2	0,0	0,0	69,5
18	4,2	4,2	4,2	0,0	0,0	69,5
19	4,2	4,2	4,2	0,0	0,0	69,5
20	63,6	63,6	63,6	69,5	69,5	69,5
21	63,6	63,6	63,6	69,5	69,5	69,5
22	63,6	63,6	63,6	69,5	69,5	69,5
23	63,6	63,6	63,6	69,5	69,5	69,5
24	63,6	63,6	63,6	69,5	69,5	69,5

Tabla B.2
CMG DEL SEN PARA FEBRERO 2030 CON COSTOS AUDITADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	69,5	69,5	69,5	74,4	74,4	74,4
2	69,5	69,5	69,5	74,4	74,4	74,4
3	69,5	69,5	69,5	74,4	74,4	74,4
4	69,5	69,5	69,5	74,4	74,4	74,4
5	69,5	69,5	69,5	74,4	74,4	74,4
6	69,5	69,5	69,5	74,4	74,4	74,4
7	69,5	69,5	69,5	74,4	74,4	74,4
8	69,5	69,5	69,5	74,4	74,4	74,4
9	56,0	56,0	56,0	0,0	0,0	74,4
10	56,0	56,0	56,0	0,0	0,0	60,3
11	56,0	56,0	56,0	0,0	0,0	60,3
12	56,0	56,0	56,0	0,0	0,0	60,3
13	56,0	56,0	56,0	0,0	0,0	60,3
14	56,0	56,0	56,0	0,0	0,0	60,3
15	56,0	56,0	56,0	0,0	0,0	60,3
16	56,0	56,0	56,0	0,0	0,0	60,3
17	56,0	56,0	56,0	0,0	0,0	74,4
18	56,0	56,0	56,0	0,0	0,0	74,4
19	56,0	56,0	56,0	0,0	0,0	74,4
20	69,5	69,5	69,5	74,4	74,4	74,4
21	69,5	69,5	69,5	74,4	74,4	74,4
22	69,5	69,5	69,5	74,4	74,4	74,4
23	69,5	69,5	69,5	74,4	74,4	74,4
24	69,5	69,5	69,5	74,4	74,4	74,4

Tabla B.3
CMG DEL SEN PARA MARZO 2030 CON COSTOS AUDITADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	70,8	70,8	70,8	75,5	75,5	75,5
2	70,8	70,8	70,8	75,5	75,5	75,5
3	70,8	70,8	70,8	75,5	75,5	75,5
4	70,8	70,8	70,8	75,5	75,5	75,5
5	70,8	70,8	70,8	75,5	75,5	75,5
6	70,8	70,8	70,8	75,5	75,5	75,5
7	70,8	70,8	70,8	75,5	75,5	75,5
8	70,8	70,8	70,8	75,5	75,5	75,5
9	57,3	57,3	57,3	0,0	0,0	75,5
10	57,3	57,3	57,3	0,0	0,0	61,2
11	57,3	57,3	57,3	0,0	0,0	61,2
12	57,3	57,3	57,3	0,0	0,0	61,2
13	57,3	57,3	57,3	0,0	0,0	61,2
14	57,3	57,3	57,3	0,0	0,0	61,2
15	57,3	57,3	57,3	0,0	0,0	61,2
16	57,3	57,3	57,3	0,0	0,0	75,5
17	57,3	57,3	57,3	0,0	0,0	75,5
18	57,3	57,3	57,3	0,0	0,0	75,5
19	70,8	70,8	70,8	0,0	0,0	75,5
20	70,8	70,8	70,8	75,5	75,5	75,5
21	70,8	70,8	70,8	75,5	75,5	75,5
22	70,8	70,8	70,8	75,5	75,5	75,5
23	70,8	70,8	70,8	75,5	75,5	75,5
24	70,8	70,8	70,8	75,5	75,5	75,5

Tabla B.4
CMG DEL SEN PARA ABRIL 2030 CON COSTOS AUDITADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	71,8	71,8	71,8	70,8	70,8	70,8
2	71,8	71,8	71,8	70,8	70,8	70,8
3	71,8	71,8	71,8	70,8	70,8	70,8
4	71,8	71,8	71,8	70,8	70,8	70,8
5	71,8	71,8	71,8	70,8	70,8	70,8
6	71,8	71,8	71,8	70,8	70,8	70,8
7	71,8	71,8	71,8	70,8	70,8	70,8
8	71,8	71,8	71,8	70,8	70,8	70,8
9	58,2	58,2	58,2	57,0	57,0	70,8
10	58,2	58,2	58,2	57,0	57,0	57,3
11	58,2	58,2	58,2	57,0	57,0	57,3
12	58,2	58,2	58,2	57,0	57,0	70,4
13	58,2	58,2	58,2	57,0	57,0	70,8
14	58,2	58,2	58,2	57,0	57,0	70,8
15	58,2	58,2	58,2	57,0	57,0	70,8
16	58,2	58,2	58,2	57,0	57,0	70,8
17	58,2	58,2	58,2	57,0	57,0	70,8
18	58,2	58,2	58,2	57,0	57,0	70,8
19	71,8	71,8	71,8	70,8	70,8	70,8
20	71,8	71,8	71,8	70,8	70,8	70,8
21	71,8	71,8	71,8	70,8	70,8	70,8
22	71,8	71,8	71,8	70,8	70,8	70,8
23	72,2	72,2	72,2	70,8	70,8	70,8
24	71,8	71,8	71,8	70,8	70,8	70,8

Tabla B.5
CMG DEL SEN PARA MAYO 2030 CON COSTOS AUDITADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	74,4	74,4	74,4	73,7	80,7	80,7
2	74,4	74,4	74,4	73,7	80,7	80,7
3	74,4	74,4	74,4	73,7	80,7	80,7
4	74,4	74,4	74,4	73,7	80,7	80,7
5	74,4	74,4	74,4	73,7	80,7	80,7
6	74,4	74,4	74,4	73,7	80,7	80,7
7	74,4	74,4	74,4	73,7	80,7	80,7
8	74,4	74,4	74,4	73,7	80,7	80,7
9	63,4	63,4	63,4	59,7	80,7	80,7
10	60,3	60,3	60,3	0,0	65,3	80,7
11	60,3	60,3	60,3	0,0	65,3	80,7
12	60,3	60,3	60,3	59,7	65,3	65,3
13	60,3	60,3	60,3	59,7	65,3	65,3
14	60,3	60,3	60,3	59,7	65,3	80,7
15	60,3	60,3	60,3	59,7	65,3	80,7
16	60,3	60,3	60,3	59,7	65,3	80,7
17	60,3	60,3	60,3	59,7	65,3	65,3
18	74,4	74,4	74,4	65,3	65,3	80,7
19	74,4	74,4	74,4	80,7	80,7	80,7
20	74,4	74,4	74,4	78,8	80,7	80,7
21	74,4	74,4	74,4	73,7	80,7	80,7
22	74,4	74,4	74,4	73,7	80,7	80,7
23	74,4	74,4	74,4	73,7	80,7	80,7
24	74,4	74,4	74,4	73,7	80,7	80,7

Tabla B.6
CMG DEL SEN PARA JUNIO 2030 CON COSTOS AUDITADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	74,4	74,4	74,4	65,2	80,7	80,7
2	74,4	74,4	74,4	65,2	80,7	80,7
3	74,4	74,4	74,4	65,2	80,7	80,7
4	74,4	74,4	74,4	65,2	80,7	80,7
5	74,4	74,4	74,4	65,2	80,7	80,7
6	74,4	74,4	74,4	74,4	80,7	80,7
7	74,4	74,4	74,4	74,4	80,7	80,7
8	74,4	74,4	74,4	80,5	80,7	80,7
9	74,4	74,4	74,4	65,2	80,7	80,7
10	60,3	60,3	60,3	0,0	65,3	80,7
11	60,3	60,3	60,3	0,0	65,3	80,7
12	60,3	60,3	60,3	65,2	65,3	80,7
13	60,3	60,3	60,3	65,2	65,3	80,7
14	60,3	60,3	60,3	65,2	65,3	80,7
15	60,3	60,3	60,3	65,2	65,3	80,7
16	60,3	60,3	60,3	65,2	65,3	80,7
17	60,3	60,3	60,3	65,2	65,3	80,7
18	74,4	74,4	74,4	65,3	65,3	80,7
19	74,4	74,4	74,4	80,5	80,7	80,7
20	74,4	74,4	74,4	80,7	80,7	80,7
21	88,6	88,6	88,6	80,5	80,7	80,7
22	74,4	74,4	74,4	80,5	80,7	80,7
23	74,4	74,4	74,4	80,5	80,7	80,7
24	74,4	74,4	74,4	80,7	80,7	80,7

Tabla B.7
CMG DEL SEN PARA JULIO 2030 CON COSTOS AUDITADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	74,4	74,4	74,4	74,4	80,7	80,7
2	74,4	74,4	74,4	74,4	80,7	80,7
3	74,4	74,4	74,4	74,4	80,7	80,7
4	74,4	74,4	74,4	70,3	80,7	80,7
5	74,4	74,4	74,4	70,3	80,7	80,7
6	74,4	74,4	74,4	70,3	80,7	80,7
7	74,4	74,4	74,4	70,3	80,7	80,7
8	74,4	74,4	74,4	74,4	80,7	80,7
9	74,4	74,4	74,4	56,9	80,7	80,7
10	60,3	60,3	60,3	0,0	64,6	80,7
11	60,3	60,3	60,3	56,9	64,6	80,7
12	60,3	60,3	60,3	56,9	64,6	80,7
13	60,3	60,3	60,3	56,9	64,6	80,7
14	60,3	60,3	60,3	56,9	64,6	80,7
15	60,3	60,3	60,3	56,9	64,6	80,7
16	60,3	60,3	60,3	56,9	64,6	80,7
17	60,3	60,3	60,3	56,9	64,6	80,7
18	74,4	74,4	74,4	64,6	64,6	80,7
19	74,4	74,4	74,4	80,7	80,7	80,7
20	82,5	82,5	82,5	70,3	80,7	80,7
21	74,4	74,4	74,4	70,3	80,7	80,7
22	74,4	74,4	74,4	74,4	80,7	80,7
23	74,4	74,4	74,4	70,3	80,7	80,7
24	74,4	74,4	74,4	78,6	80,7	80,7

Tabla B.8
CMG DEL SEN PARA AGOSTO 2030 CON COSTOS AUDITADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	74,4	74,4	74,4	69,5	69,5	76,8
2	74,4	74,4	74,4	69,5	69,5	70,2
3	74,4	74,4	74,4	69,5	69,5	70,8
4	74,4	74,4	74,4	69,5	69,5	80,7
5	74,4	74,4	74,4	69,5	69,5	70,2
6	74,4	74,4	74,4	69,5	69,5	86,7
7	74,4	74,4	74,4	69,5	69,5	86,7
8	74,4	74,4	74,4	69,5	69,5	86,7
9	57,2	57,2	57,2	0,0	0,0	86,7
10	57,2	57,2	57,2	0,0	0,0	86,7
11	57,2	57,2	57,2	0,0	0,0	70,2
12	57,2	57,2	57,2	0,0	0,0	71,3
13	57,2	57,2	57,2	0,0	0,0	70,2
14	57,2	57,2	57,2	0,0	0,0	70,2
15	57,2	57,2	57,2	0,0	0,0	71,3
16	57,2	57,2	57,2	0,0	0,0	86,7
17	57,2	57,2	57,2	0,0	0,0	86,7
18	57,2	57,2	57,2	0,0	0,0	86,7
19	74,4	74,4	74,4	69,5	69,5	86,7
20	74,4	74,4	74,4	69,5	69,5	86,7
21	74,4	74,4	74,4	69,5	69,5	86,7
22	74,4	74,4	74,4	69,5	69,5	86,7
23	74,4	74,4	74,4	69,5	69,5	86,7
24	74,4	74,4	74,4	69,5	69,5	86,7

Tabla B.9
CMG DEL SEN PARA SEPTIEMBRE 2030 CON COSTOS AUDITADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	68,9	68,9	68,9	74,4	74,4	80,7
2	68,9	68,9	68,9	74,4	74,4	74,4
3	68,9	68,9	68,9	74,4	74,4	74,4
4	68,9	68,9	68,9	74,4	74,4	74,4
5	68,9	68,9	68,9	74,4	74,4	80,7
6	68,9	68,9	68,9	74,4	74,4	80,7
7	68,9	68,9	68,9	74,4	74,4	80,7
8	68,9	68,9	68,9	0,0	74,4	80,7
9	55,8	55,8	55,8	0,0	0,0	80,7
10	55,8	55,8	55,8	0,0	0,0	78,9
11	55,8	55,8	55,8	0,0	0,0	65,3
12	55,8	55,8	55,8	0,0	0,0	65,3
13	55,8	55,8	55,8	0,0	0,0	65,3
14	55,8	55,8	55,8	0,0	0,0	65,3
15	55,8	55,8	55,8	0,0	0,0	65,3
16	55,8	55,8	55,8	0,0	0,0	65,3
17	55,8	55,8	55,8	0,0	0,0	65,3
18	55,8	55,8	55,8	0,0	0,0	80,7
19	68,9	68,9	68,9	74,4	74,4	80,7
20	68,9	68,9	68,9	74,4	74,4	80,7
21	68,9	68,9	68,9	74,4	74,4	80,7
22	68,9	68,9	68,9	74,4	74,4	80,7
23	68,9	68,9	68,9	74,4	74,4	80,7
24	68,9	68,9	68,9	74,4	74,4	80,7

Tabla B.10
CMG DEL SEN PARA OCTUBRE 2030 CON COSTOS AUDITADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	37,4	37,4	37,4	70,8	70,8	70,8
2	37,4	37,4	37,4	70,8	70,8	70,8
3	37,4	37,4	37,4	70,8	70,8	70,8
4	37,4	37,4	37,4	70,8	70,8	70,8
5	37,4	37,4	37,4	70,8	70,8	70,8
6	37,4	37,4	37,4	70,8	70,8	70,8
7	37,4	37,4	37,4	70,8	70,8	70,8
8	37,4	37,4	37,4	0,0	0,0	70,8
9	30,3	30,3	37,4	0,0	0,0	70,8
10	30,3	30,3	30,3	0,0	0,0	70,8
11	30,3	30,3	30,3	0,0	0,0	70,8
12	30,3	30,3	30,3	0,0	0,0	70,8
13	30,3	30,3	30,3	0,0	0,0	70,8
14	30,3	30,3	30,3	0,0	0,0	70,8
15	30,3	30,3	30,3	0,0	0,0	70,8
16	30,3	30,3	30,3	0,0	0,0	70,8
17	30,3	30,3	30,3	0,0	0,0	70,8
18	30,3	30,3	37,4	0,0	0,0	70,8
19	37,4	37,4	37,4	0,0	0,0	70,8
20	37,4	37,4	37,4	70,8	70,8	70,8
21	37,4	37,4	37,4	70,8	70,8	70,8
22	37,4	37,4	37,4	70,8	70,8	70,8
23	37,4	37,4	37,4	70,8	70,8	70,8
24	37,4	37,4	37,4	70,8	70,8	70,8

Tabla B.11

CMG DEL SEN PARA NOVIEMBRE 2030 CON COSTOS AUDITADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	38,0	38,0	38,0	70,8	70,8	70,8
2	38,0	38,0	38,0	70,8	70,8	70,8
3	38,0	38,0	38,0	70,8	70,8	70,8
4	38,0	38,0	38,0	70,8	70,8	70,8
5	38,0	38,0	38,0	70,8	70,8	70,8
6	38,0	38,0	38,0	70,8	70,8	70,8
7	38,0	38,0	38,0	70,8	70,8	70,8
8	30,8	30,8	30,8	0,0	0,0	70,8
9	30,8	30,8	30,8	0,0	0,0	70,8
10	30,8	30,8	30,8	0,0	0,0	70,8
11	30,8	30,8	30,8	0,0	0,0	70,8
12	30,8	30,8	30,8	0,0	0,0	70,8
13	30,8	30,8	30,8	0,0	0,0	70,8
14	30,8	30,8	30,8	0,0	0,0	70,8
15	30,8	30,8	30,8	0,0	0,0	70,8
16	30,8	30,8	30,8	0,0	0,0	70,8
17	30,8	30,8	30,8	0,0	0,0	70,8
18	30,8	30,8	38,0	0,0	0,0	70,8
19	38,0	38,0	38,0	0,0	0,0	70,8
20	38,0	38,0	38,0	70,8	70,8	70,8
21	38,0	38,0	38,0	70,8	70,8	70,8
22	38,0	38,0	38,0	70,8	70,8	70,8
23	38,0	38,0	38,0	70,8	70,8	70,8
24	38,0	38,0	38,0	70,8	70,8	70,8

Tabla B.12
CMG DEL SEN PARA DICIEMBRE 2030 CON COSTOS AUDITADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	63,6	63,6	63,6	74,4	74,4	74,4
2	63,6	63,6	63,6	74,4	74,4	74,4
3	63,6	63,6	63,6	74,4	74,4	74,4
4	63,6	63,6	63,6	74,4	74,4	74,4
5	63,6	63,6	63,6	74,4	74,4	74,4
6	63,6	63,6	63,6	74,4	74,4	74,4
7	63,6	63,6	63,6	74,4	74,4	74,4
8	63,6	63,6	63,6	0,0	0,0	74,4
9	17,3	17,3	17,3	0,0	0,0	74,4
10	17,3	17,3	17,3	0,0	0,0	60,3
11	17,3	17,3	17,3	0,0	0,0	60,3
12	17,3	17,3	17,3	0,0	0,0	60,3
13	17,3	17,3	17,3	0,0	0,0	74,4
14	17,3	17,3	17,3	0,0	0,0	74,4
15	17,3	17,3	17,3	0,0	0,0	74,4
16	17,3	17,3	17,3	0,0	0,0	74,4
17	17,3	17,3	17,3	0,0	0,0	74,4
18	17,3	17,3	17,3	0,0	0,0	74,4
19	17,3	17,3	17,3	0,0	0,0	74,4
20	63,6	63,6	63,6	74,4	74,4	74,4
21	63,6	63,6	63,6	74,4	74,4	74,4
22	63,6	63,6	63,6	74,4	74,4	74,4
23	63,6	63,6	63,6	74,4	74,4	74,4
24	63,6	63,6	63,6	74,4	74,4	74,4

Tabla B.13
CMG DEL SEN PARA ENERO 2030 CON COSTOS OFERTADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	69,9	69,9	69,9	74,4	74,4	74,4
2	69,9	69,9	69,9	74,4	74,4	74,4
3	69,9	69,9	69,9	74,4	74,4	74,4
4	69,9	69,9	69,9	74,4	74,4	74,4
5	69,9	69,9	69,9	74,4	74,4	74,4
6	69,9	69,9	69,9	74,4	74,4	74,4
7	69,9	69,9	69,9	74,4	74,4	74,4
8	66,6	66,6	66,6	74,4	74,4	74,4
9	61,3	61,3	61,3	53,4	54,6	74,4
10	56,6	56,6	56,6	53,4	54,6	64,3
11	56,6	56,6	56,6	53,4	54,6	65,7
12	56,6	56,6	56,6	53,4	54,6	68,6
13	56,6	56,6	56,6	53,4	54,6	68,6
14	56,6	56,6	56,6	53,4	54,6	69,1
15	56,6	56,6	56,6	53,4	54,6	69,1
16	56,6	56,6	56,6	53,4	54,6	74,4
17	56,6	56,6	56,6	53,4	54,6	74,4
18	56,6	56,6	56,6	53,4	54,6	74,4
19	61,3	61,3	61,3	53,4	54,6	74,4
20	69,9	69,9	69,9	74,4	74,4	74,4
21	69,9	69,9	69,9	74,4	74,4	74,4
22	69,9	69,9	69,9	74,4	74,4	74,4
23	69,9	69,9	69,9	74,4	74,4	74,4
24	69,9	69,9	69,9	74,4	74,4	74,4

Tabla B.14
CMG DEL SEN PARA FEBRERO 2030 CON COSTOS OFERTADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	66,8	66,8	66,8	72,9	72,9	72,9
2	66,8	66,8	66,8	72,9	72,9	72,9
3	66,8	66,8	66,8	89,2	72,9	72,9
4	66,8	66,8	66,8	72,9	72,9	72,9
5	66,8	66,8	66,8	72,9	72,9	72,9
6	66,8	66,8	66,8	72,9	72,9	72,9
7	66,8	66,8	66,8	72,9	72,9	72,9
8	66,8	66,8	66,8	72,9	72,9	72,9
9	54,1	54,1	54,1	58,0	58,0	72,9
10	54,1	54,1	54,1	58,0	58,0	59,0
11	54,1	54,1	54,1	58,0	58,0	59,0
12	54,1	54,1	54,1	58,0	58,0	59,0
13	54,1	54,1	54,1	58,0	58,0	59,0
14	54,1	54,1	54,1	58,0	58,0	59,0
15	54,1	54,1	54,1	58,0	58,0	59,0
16	54,1	54,1	54,1	58,0	58,0	67,5
17	54,1	54,1	54,1	58,0	58,0	72,9
18	54,4	54,4	54,4	58,0	58,0	72,9
19	59,1	59,1	59,1	58,0	58,0	72,9
20	66,8	66,8	66,8	72,9	72,9	72,9
21	66,8	66,8	66,8	72,9	72,9	72,9
22	66,8	66,8	66,8	72,9	72,9	72,9
23	69,8	69,8	69,8	72,9	72,9	72,9
24	66,8	66,8	66,8	72,9	72,9	72,9

Tabla B.15
CMG DEL SEN PARA MARZO 2030 CON COSTOS OFERTADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	73,4	73,4	73,4	69,5	69,5	69,5
2	73,4	73,4	73,4	79,7	69,5	69,5
3	73,4	73,4	73,4	74,6	69,5	69,5
4	73,4	73,4	73,4	69,5	69,5	69,5
5	73,4	73,4	73,4	69,5	69,5	69,5
6	73,4	73,4	73,4	69,5	69,5	69,5
7	73,4	73,4	73,4	69,5	69,5	69,5
8	73,4	73,4	73,4	69,5	69,5	69,5
9	59,5	59,5	59,5	56,1	56,1	69,5
10	59,4	59,4	59,4	56,1	56,1	56,3
11	59,4	59,4	59,4	56,1	56,1	56,3
12	59,4	59,4	59,4	56,1	56,1	56,3
13	59,4	59,4	59,4	56,1	56,1	62,4
14	59,4	59,4	59,4	56,1	56,1	56,3
15	59,4	59,4	59,4	56,1	56,1	56,3
16	59,4	59,4	59,4	56,1	56,1	68,9
17	59,4	59,4	59,4	56,1	56,1	68,9
18	59,4	59,4	59,4	56,1	56,1	69,5
19	71,7	71,7	71,7	56,1	56,1	69,5
20	73,4	73,4	73,4	69,5	69,5	69,5
21	73,4	73,4	73,4	69,5	69,5	69,5
22	73,4	73,4	73,4	69,5	69,5	69,5
23	73,4	73,4	73,4	69,5	69,5	69,5
24	73,4	73,4	73,4	69,5	69,5	69,5

Tabla B.16
CMG DEL SEN PARA ABRIL 2030 CON COSTOS OFERTADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	71,6	71,6	71,6	73,4	73,4	73,4
2	71,6	71,6	71,6	73,4	73,4	73,4
3	71,6	71,6	71,6	73,4	73,4	73,4
4	71,6	71,6	71,6	73,4	73,4	73,4
5	71,6	71,6	71,6	73,4	73,4	73,4
6	71,6	71,6	71,6	73,4	73,4	73,4
7	71,6	71,6	71,6	73,4	73,4	73,4
8	71,6	71,6	71,6	73,4	73,4	73,4
9	65,7	65,7	65,7	59,4	59,4	73,4
10	59,1	59,1	59,1	59,4	59,4	59,4
11	59,1	59,1	59,1	59,4	59,4	59,4
12	59,1	59,1	59,1	59,4	59,4	59,4
13	59,1	59,1	59,1	59,4	59,4	67,1
14	59,1	59,1	59,1	59,4	59,4	69,3
15	59,1	59,1	59,1	59,4	59,4	69,3
16	59,1	59,1	59,1	59,4	59,4	69,3
17	59,1	59,1	59,1	59,4	59,4	67,1
18	59,1	59,1	59,1	59,4	59,4	73,4
19	71,6	71,6	71,6	73,4	73,4	73,4
20	77,3	77,3	77,3	73,4	73,4	73,4
21	76,2	76,2	76,2	73,4	73,4	73,4
22	73,0	73,0	73,0	73,4	73,4	73,4
23	73,0	73,0	73,0	73,4	73,4	73,4
24	73,0	73,0	73,0	73,4	73,4	73,4

Tabla B.17
CMG DEL SEN PARA MAYO 2030 CON COSTOS OFERTADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	75,0	75,0	75,0	68,2	80,7	80,7
2	75,0	75,0	75,0	74,4	80,7	80,7
3	75,0	75,0	75,0	74,4	80,7	80,7
4	75,0	75,0	75,0	74,4	80,7	80,7
5	75,0	75,0	75,0	74,4	80,7	80,7
6	75,0	75,0	75,0	79,0	80,7	80,7
7	76,3	76,3	76,3	80,7	80,7	80,7
8	76,3	76,3	76,3	80,7	80,7	80,7
9	72,5	72,5	72,5	63,9	80,7	80,7
10	61,8	61,8	61,8	62,5	65,3	80,7
11	61,8	61,8	61,8	62,5	65,3	80,7
12	61,8	61,8	61,8	63,9	65,3	80,7
13	61,8	61,8	61,8	63,9	65,3	80,7
14	61,8	61,8	61,8	63,9	65,3	80,7
15	61,8	61,8	61,8	63,9	65,3	80,7
16	61,8	61,8	61,8	63,9	65,3	80,7
17	61,8	61,8	61,8	63,9	65,3	80,7
18	75,0	75,0	75,0	69,4	69,4	80,7
19	76,3	76,3	76,3	80,7	80,7	80,7
20	76,3	76,3	76,3	80,7	80,7	80,7
21	76,3	76,3	76,3	79,0	80,7	80,7
22	76,3	76,3	76,3	79,0	80,7	80,7
23	76,3	76,3	76,3	79,0	80,7	80,7
24	75,0	75,0	75,0	80,7	80,7	80,7

Tabla B.18
CMG DEL SEN PARA JUNIO 2030 CON COSTOS OFERTADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	76,6	76,6	76,6	65,7	83,5	83,5
2	80,9	80,9	80,9	65,7	83,5	83,5
3	80,9	80,9	80,9	65,7	83,5	83,5
4	80,3	80,3	80,3	65,7	83,5	83,5
5	79,3	79,3	79,3	65,7	83,5	83,5
6	83,0	83,0	83,0	65,7	83,5	83,5
7	83,0	83,0	83,0	65,7	83,0	83,5
8	83,0	83,0	83,0	65,7	83,5	83,5
9	83,0	83,0	83,0	65,7	77,9	83,5
10	67,6	67,6	67,6	65,7	67,3	83,5
11	67,6	67,6	67,6	65,7	67,3	83,5
12	67,6	67,6	67,6	65,7	67,3	83,5
13	67,6	67,6	67,6	65,7	70,7	83,5
14	69,6	69,6	69,6	65,7	70,7	83,5
15	69,6	69,6	69,6	65,7	67,3	83,5
16	67,6	67,6	67,6	65,7	67,3	83,5
17	67,6	67,6	67,6	65,7	67,3	74,2
18	83,0	83,0	83,0	74,2	74,2	83,5
19	84,1	84,1	84,1	83,0	83,0	83,5
20	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5
21	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5
22	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5
23	83,0	83,0	83,0	83,5	83,5	83,5
24	83,0	83,0	83,0	83,5	83,5	83,5

Tabla B.19
CMG DEL SEN PARA JULIO 2030 CON COSTOS OFERTADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	79,6	79,6	79,6	67,9	80,7	80,7
2	79,6	79,6	79,6	76,2	80,7	80,7
3	79,6	79,6	79,6	71,7	80,7	80,7
4	79,6	79,6	79,6	80,7	80,7	80,7
5	79,6	79,6	79,6	80,7	80,7	80,7
6	79,6	79,6	79,6	80,7	80,7	80,7
7	79,6	79,6	79,6	80,7	80,7	80,7
8	79,6	79,6	79,6	80,7	80,7	80,7
9	79,6	79,6	79,6	64,8	80,7	80,7
10	68,6	68,6	68,6	64,8	64,8	80,7
11	68,6	68,6	68,6	64,8	64,8	80,7
12	68,6	68,6	68,6	64,8	64,8	80,7
13	74,8	74,8	74,8	64,8	64,8	80,7
14	74,8	74,8	74,8	64,8	64,8	80,7
15	74,7	74,7	74,7	64,8	64,8	80,7
16	74,8	74,8	74,8	64,8	64,8	80,7
17	72,4	72,4	72,4	64,8	64,8	80,7
18	79,6	79,6	79,6	77,4	77,4	80,7
19	84,7	84,7	84,7	80,7	80,7	80,7
20	85,9	85,9	85,9	80,0	80,0	80,7
21	84,7	84,7	84,7	80,0	80,7	80,7
22	79,6	79,6	79,6	80,0	80,7	80,7
23	79,6	79,6	79,6	80,0	80,7	80,7
24	79,6	79,6	79,6	80,7	80,7	80,7

Tabla B.20
CMG DEL SEN PARA AGOSTO 2030 CON COSTOS OFERTADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	79,9	79,9	79,9	66,3	75,6	77,3
2	79,9	79,9	79,9	66,3	75,4	75,4
3	81,1	81,1	81,1	75,4	75,4	75,4
4	81,1	81,1	81,1	66,3	75,4	75,4
5	80,7	80,7	80,7	66,3	75,4	75,4
6	81,1	81,1	81,1	66,3	75,6	79,2
7	81,1	81,1	81,1	79,2	79,2	79,2
8	83,3	83,3	83,3	75,6	75,6	79,2
9	77,9	77,9	77,9	53,7	61,3	79,2
10	71,0	71,0	71,0	53,7	61,3	79,2
11	67,5	67,5	67,5	53,7	61,3	64,1
12	67,5	67,5	67,5	53,7	61,3	64,1
13	71,0	71,0	71,0	53,7	61,3	64,1
14	71,0	71,0	71,0	53,7	61,3	64,1
15	70,9	70,9	70,9	53,7	61,3	79,2
16	71,0	71,0	71,0	53,7	61,3	79,2
17	71,0	71,0	71,0	53,7	61,3	79,2
18	77,9	77,9	77,9	53,7	61,3	79,2
19	83,2	83,2	83,2	66,3	75,6	79,2
20	84,1	84,1	84,1	66,3	76,7	79,2
21	84,1	84,1	84,1	79,2	79,2	79,2
22	84,1	84,1	84,1	75,4	79,2	79,2
23	81,1	81,1	81,1	75,6	75,6	79,2
24	81,1	81,1	81,1	66,3	75,6	79,2

Tabla B.21

CMG DEL SEN PARA SEPTIEMBRE 2030 CON COSTOS OFERTADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	74,2	74,2	74,2	74,4	74,4	84,1
2	74,2	74,2	74,2	74,4	74,4	74,4
3	74,2	74,2	74,2	69,3	69,3	69,3
4	74,2	74,2	74,2	78,0	78,0	78,0
5	74,2	74,2	74,2	71,9	71,9	84,1
6	74,2	74,2	74,2	69,3	69,3	84,1
7	74,2	74,2	74,2	74,4	74,4	84,1
8	74,2	74,2	74,2	66,7	66,7	84,1
9	60,1	60,1	60,1	56,2	56,2	84,1
10	60,1	60,1	60,1	56,2	56,2	78,6
11	60,1	60,1	60,1	56,2	56,2	78,6
12	60,1	60,1	60,1	56,2	56,2	76,7
13	60,1	60,1	60,1	56,2	56,2	78,6
14	60,1	60,1	60,1	56,2	56,2	68,1
15	60,1	60,1	60,1	56,2	56,2	78,6
16	60,1	60,1	60,1	56,2	56,2	83,8
17	60,1	60,1	60,1	56,2	56,2	78,6
18	64,7	64,7	64,7	56,2	56,2	84,1
19	74,2	74,2	74,2	66,7	66,7	84,1
20	74,2	74,2	74,2	69,3	69,3	84,1
21	74,2	74,2	74,2	70,5	70,5	84,1
22	74,2	74,2	74,2	83,5	83,5	84,1
23	74,2	74,2	74,2	69,3	69,3	84,1
24	74,2	74,2	74,2	69,3	69,3	84,1

Tabla B.22
CMG DEL SEN PARA OCTUBRE 2030 CON COSTOS OFERTADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	71,9	71,9	71,9	74,9	74,9	88,6
2	71,9	71,9	71,9	74,9	74,9	88,6
3	71,9	71,9	71,9	74,9	74,9	88,6
4	71,9	71,9	71,9	74,9	74,9	88,6
5	71,9	71,9	71,9	74,9	74,9	88,6
6	71,9	71,9	71,9	74,9	74,9	88,6
7	71,9	71,9	71,9	74,9	74,9	88,6
8	66,0	66,0	71,9	54,8	54,8	88,6
9	58,3	58,3	71,9	54,8	54,8	88,6
10	58,3	58,3	58,3	54,8	54,8	88,6
11	58,3	58,3	58,3	54,8	54,8	88,6
12	58,3	58,3	58,3	54,8	54,8	88,6
13	58,3	58,3	58,3	54,8	54,8	88,6
14	58,3	58,3	58,3	54,8	54,8	88,6
15	58,3	58,3	58,3	54,8	54,8	88,6
16	58,3	58,3	58,3	54,8	54,8	88,6
17	58,3	58,3	71,9	54,8	54,8	88,6
18	58,3	58,3	71,9	54,8	54,8	88,6
19	69,5	69,5	71,9	54,8	54,8	88,6
20	71,9	71,9	71,9	74,9	74,9	88,6
21	71,9	71,9	71,9	74,9	74,9	88,6
22	71,9	71,9	71,9	74,9	74,9	88,6
23	73,7	73,7	73,7	74,9	74,9	88,6
24	71,9	71,9	71,9	74,9	74,9	88,6

Tabla B.23

CMG DEL SEN PARA NOVIEMBRE 2030 CON COSTOS OFERTADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	66,8	66,8	66,8	75,2	75,2	80,7
2	66,8	66,8	66,8	75,2	75,2	80,7
3	66,8	66,8	66,8	75,2	75,2	80,7
4	66,8	66,8	66,8	75,2	75,2	80,7
5	66,8	66,8	66,8	75,2	75,2	80,7
6	66,8	66,8	66,8	75,2	75,2	80,7
7	66,8	66,8	66,8	75,2	75,2	80,7
8	66,8	66,8	66,8	51,8	55,5	80,7
9	60,8	60,8	60,8	51,8	55,5	80,7
10	58,1	58,1	58,1	51,8	55,5	80,7
11	58,1	58,1	58,1	51,8	55,5	80,7
12	58,1	58,1	58,1	51,8	55,5	80,7
13	58,1	58,1	58,1	51,8	55,5	80,7
14	58,1	58,1	58,1	51,8	55,5	80,7
15	58,1	58,1	58,1	51,8	55,5	80,7
16	58,1	58,1	58,1	51,8	55,5	80,7
17	58,1	58,1	58,1	51,8	55,5	80,7
18	60,8	60,8	66,8	51,8	55,5	80,7
19	66,8	66,8	66,8	53,8	55,5	80,7
20	68,0	68,0	68,0	75,2	75,2	80,7
21	71,7	71,7	71,7	75,2	75,2	80,7
22	71,8	71,8	71,8	75,2	75,2	80,7
23	66,8	66,8	66,8	75,2	75,2	80,7
24	66,8	66,8	66,8	75,2	75,2	80,7

Tabla B.24
CMG DEL SEN PARA DICIEMBRE 2030 CON COSTOS OFERTADOS.

Caso	Con HVDC			Sin HVDC		
Hora	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3
1	80,4	80,4	80,4	69,9	69,9	69,9
2	69,5	69,5	69,5	69,9	69,9	69,9
3	69,5	69,5	69,5	69,9	69,9	69,9
4	69,5	69,5	69,5	69,9	69,9	69,9
5	69,5	69,5	69,5	69,9	69,9	69,9
6	69,5	69,5	69,5	69,9	69,9	69,9
7	69,5	69,5	69,5	69,9	69,9	69,9
8	69,5	69,5	69,5	61,7	61,7	69,9
9	56,3	56,3	56,3	56,2	56,2	69,9
10	56,3	56,3	56,3	56,2	56,2	56,6
11	56,3	56,3	56,3	56,2	56,2	57,8
12	56,3	56,3	56,3	56,2	56,2	59,3
13	56,3	56,3	56,3	56,2	56,2	69,9
14	56,3	56,3	56,3	56,2	56,2	69,9
15	56,3	56,3	56,3	56,2	56,2	69,9
16	56,3	56,3	56,3	56,2	56,2	69,9
17	56,3	56,3	56,3	56,2	56,2	69,9
18	56,3	56,3	56,3	56,2	56,2	69,9
19	58,7	58,7	58,7	56,2	56,2	69,9
20	69,5	69,5	69,5	69,4	69,4	69,9
21	69,5	69,5	69,5	69,9	69,9	69,9
22	69,5	69,5	69,5	69,9	69,9	69,9
23	69,5	69,5	69,5	69,9	69,9	69,9
24	69,5	69,5	69,5	69,9	69,9	69,9

Bibliografía

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional, “Reporte Anual de Desempeño del Sistema Eléctrico Nacional,” tech. rep., 2025.
- [2] Coordinador Eléctrico Nacional, “Costo Marginal Preliminar/Real,” tech. rep., 2025.
- [3] J. Ansele, E. San-Martín, “Turmoil in the Chilean electricity sector: A failed attempt at using advanced contracts for differences to support the energy transition?,” *ELSEVIER*, 2025.
- [4] R. Benjamin, “A further inquiry into FTR properties,” *ELSEVIER*, 2010.
- [5] R. Barrera, “Evaluación del uso de Derechos Financieros de Transmisión aplicados al SEN,” B.S. Thesis, Departamento de Electricidad Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile, 2025.
- [6] T. Kristiansen, “Markets for Financial Transmission Rights,” *Energy Studies Review*, 2004.
- [7] H. Daneshi, “ERCOT Electricity Market: Transition from Zonal to Nodal Market Operation,” *IEEE*, 2011.
- [8] F. Beach, “An Analysis of the Potential for Expanded Use of Natural Gas in Electrical Power Generation, Transportation, and Direct Use: Texas as a Case Study,” *The University of Texas at Austin*, 2012.
- [9] Synertics, “Bidding Zones,” tech. rep., 2023.
- [10] European Union, *Commission Regulation (EU) 2015/1222*, 2015.
- [11] ENTSO-E, “Bidding Zone Configuration Technical Report 2018,” tech. rep., 2018.
- [12] Electricity Authority, “Financial Transmission Rights development,” 2017.
- [13] Official Journal of the European Union, *Directive 2003/54/EC Of The European Parliament And Of The Council*, 2003.
- [14] European Transmission System Operators, *Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe*, 2000.
- [15] European Union, *Commission Regulation (EU) 2016/1719*, 2016.
- [16] Ministerio de Energía, “Planificación energética de largo plazo,” tech. rep., 2025.

-
- [17] Coordinador Eléctrico Nacional, “Propuesta final de expansión de la transmisión,” tech. rep., 2026.
 - [18] Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudio De Confiabilidad SEN Reporte de Operación Sin Carbón Al 2030,” tech. rep., 2024.
 - [19] N. García, “Análisis del uso de Derechos Financieros de Transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional considerando bloques horarios solares,” B.S. Thesis, Departamento de Electricidad Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaiso, Chile, 2026.
 - [20] Comisión Nacional de Energía, “Informe técnico definitivo: Fijación de precios de nudo de corto plazo primer semestre 2026,” tech. rep., Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2026.
 - [21] Lazard, “Levelized cost of energy analysis,” tech. rep., 2025.
 - [22] IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2024,” tech. rep., 2025.
 - [23] P. A. N. Rangel, H. Li A, “An optimisation tool for minimising fuel consumption, costs and emissions from Diesel-PV-Battery hybrid microgrids,” *ELSEVIER*, 2023.
 - [24] Coordinador Eléctrico Nacional, “Generación real,” tech. rep., 2026.