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

Evaluación del uso de Derechos Financieros de Transmisión aplicados al SEN

Memoria de Título presentada por

Richard Andrés Barrera Navarro

como requisito parcial para optar al título de

Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:
Rodrigo Andrés Rozas Valderrama

Profesor Correferente 1:
Juan Carlos Araneda Tapia

Profesor Correferente 2:
Leonardo Esteban Gacitúa Rocha

Santiago, 21 de agosto de 2025

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 aplicados al SEN

Nombre del candidato(a): Richard Andrés Barrera Navarro

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica

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

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Rodrigo 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

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

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

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

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

4.- FIRMAS

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

Fecha: 28/08/2025 ; **Firma:** _____

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 28/08/2025 ; **Firma:** _____

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

"No existe camino fácil de la tierra a las estrellas"
— Séneca

Agradecimientos

Agradezco en primer lugar a mis profesores durante estos años de universidad, por todo lo que he podido aprender en este provechoso camino. Especialmente, agradezco a aquellos que estuvieron involucrados en el desarrollo de esta Memoria de Titulación: los profesores Leonardo, Rodrigo y Juan Carlos. Gracias por la disposición en todo momento para guiarme y orientar este trabajo, que no sería posible concebirlo en su forma final sin sus valiosas retroalimentaciones.

A mis amigos desde que tengo uso de razón y con quienes sigo compartiendo hasta la actualidad: Leo, Nico y Seba. Cada vez que nos juntábamos me preguntaban cuánto me faltaba para terminar la carrera y por fin, la próxima vez que nos juntemos, ya no será necesario responder esa pregunta.

A mis amigos desde el liceo: Fabián, Gabo, Feña, Diego y Tomy. Gracias por las incontables risas y los buenos momentos que seguimos compartiendo. Me alegra ver que, al igual que yo, están logrando aquellos sueños y metas que en algún momento se veían lejanas. Los logros de ustedes me llenan de orgullo porque son mi familia extendida y a pesar de que todos llevamos ritmos distintos, lo importante es saber que son felices en lo que hacen día a día.

A los compañeros y amigos que he hecho en la U: Maca, Porrito, Beto, Lucas, Arnaud, Palominos, Christopher, Edkin y Krill. Por todos aquellos espacios donde coincidimos, aquellas jornadas de risa y estudio (en ese orden) que hicieron más amena la universidad. Especialmente agradezco al Veliz, Nico y Talo, porque son aquella clase de amigos que no esperaba encontrar en esta etapa de mi vida y me han sorprendido gratamente por la calidad de personas que son. Me llevo muchísimos recuerdos alegres con ustedes y son, sin duda, uno de los primeros pensamientos cuando miro hacia atrás y pienso en las buenas memorias que recojo de este período.

A la familia de Valentina Francisca, por abrirme las puertas de su casa y recibirme con cariño y buena onda. En especial a ella, que me ha acompañado durante esta última etapa y ha debido escuchar decenas de veces sobre cómo desarrollaba y avanzaba en mi Memoria. No me cabe duda de que me escuchó hablar tanto sobre derechos financieros, costos marginales, coberturas y congestiones; que después de mí, ella es la persona más capacitada para explicar este trabajo de Memoria. Gracias por acompañarme y estar presente todos los días, incluso cuando estamos separados físicamente. Me alegra poder compartir este momento contigo, así como me emociona estar presente en tus futuros logros. Te amo y también te admiro, tu presencia me impulsa a mejorar día a día. Eres la más bonita coincidencia y me alegra ser tu compañero en este camino, donde nos apoyamos mutuamente.

Por último, agradezco a las 3 personas que me han acompañado durante toda mi vida: mi hermano Cristóbal y mis padres Juan y Zunilda. Ustedes son el pilar fundamental en todo esto y con quienes he celebrado los buenos momentos, así como me han dado contención en los malos. Especialmente a mis papás, porque han sacrificado bastante durante todo este tiempo en pos de darnos valores que nos hagan mejores personas. Hoy se ven los frutos de todo ese esfuerzo. Todos mis logros llevarán siempre el nombre de ustedes y espero que los celebren como propios. Necesitaría más de una vida para tener apenas la oportunidad de retribuir todo lo que me han entregado durante estos 24 años, pero espero que este momento que ha sido tan anhelado por mí, reconozca en algo la enorme dedicación y cariño que nos han dado. No hay una alegría más grande que poder compartir este cierre de etapa, luego de un largo camino, con ustedes. Los amo incondicionalmente.

Abstract

This study analyzed the implementation of a Financial Transmission Rights market in the National Electric System (SEN) by the year 2030, based on the wholesale market design proposal commissioned by the Independent Coordinator of the SEN in Chile to the consultancy firm ECCO [1].

The economic dispatch of the SEN for 2030 was modeled using a representative day for each of the 12 months of the year, according to the infrastructure projected by the Long-Term Energy Planning of the Ministry of Energy, and considering an offer-based market that incorporates offer adjustment mechanisms by generators. Two scenarios were modeled:

1. Operation of the HVDC Kimal–Lo Aguirre line.
2. No operation of the HVDC Kimal–Lo Aguirre line.

The system was grouped into four zones: Far North, Near North, Central, and Southern, obtaining local marginal costs (CMg) for each representative day.

For the FTR market, a mechanism of monthly auctions was implemented with a universe of 70 participating agents, differentiated between hedgers and speculators. All 12 possible FTR bidding combinations between zones were covered. Agents were assigned price adjustment rules for their bid price based on past results, allowing observation of monthly variations in participation decisions and offered volumes, reflecting realistic bidding behavior.

General results for each scenario and specific results for six case studies (four hedgers and two speculators) were analyzed. In the no-HVDC scenario, three of the four hedger agents managed to reduce their economic losses, while one speculator achieved profits. In the HVDC scenario, two of the four hedger agents reduced their losses, while the other two saw reduced spot market profits due to unnecessary coverage. Among the speculators, only one achieved year-end profits through speculation in the FTR market.

The study concluded that FTR are a valid and useful tool for hedging against CMg decoupling in the SEN, allowing agents to cover positions derived from supply contracts in zones different from where they inject their generation. Additionally, the risks of an FTR market are highlighted, where incorrect decisions by agents can worsen economic losses or reduce spot market profits.

Resumen

En este Trabajo de Memoria de Titulación se analizó la implementación de un mercado de Derechos Financieros de Transmisión (DFT) en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) al año 2030, respecto a la propuesta de diseño de un mercado mayorista de energía basado en ofertas encargado por el Coordinador Eléctrico Nacional a la consultora ECCO [1].

Se modeló el despacho económico del SEN a 2030 en un día representativo para cada uno de los 12 meses del año, de acuerdo la infraestructura proyectada por la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía y considerando un mercado basado en ofertas donde se incorporan mecanismos de ajustes de ofertas por parte de los generadores. Son modelados dos escenarios:

1. Entrada en operación de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre.

2. Sin entrada en operación de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre.

El sistema obtenido fue agrupado en cuatro zonas: Norte Grande, Norte Chico, Centro y Sur obteniendo los CMg locales de cada día representativo.

Respecto al mercado de DFT, se implementó un mecanismo de subastas mensuales para un universo de 70 agentes participantes diferenciados por coberturistas y especuladores. Son cubiertas las 12 combinaciones posibles de ofertas por DFT entre zonas. Se dotó a los agentes de reglas de ajuste en su precio de oferta P_{bid} en base a resultados pasados, lo cual permitió observar variaciones en cada mes respecto a decisiones de participación y montos ofrecidos, reflejando comportamientos reales de agentes ofertando por DFT.

Se analizaron resultados generales de cada escenario y en específico de seis casos de interés: cuatro agentes coberturistas y dos agentes especuladores. En el caso sin HVDC, tres de cuatro agentes coberturistas lograron reducir sus pérdidas económicas, mientras que un agente especulador logró ganancias. En el caso con HVDC, dos de cuatro agentes coberturistas redujeron sus pérdidas económicas y los restantes dos agentes redujeron las ganancias del mercado spot debido a la adquisición de cobertura innecesaria. De los agentes especuladores, solo uno consiguió ganancias al cierre del año por la especulación en el mercado spot con DFT.

Se concluyó la validez y utilidad de los DFT como una herramienta de cobertura frente a desacoples de CMg en el SEN, permitiendo que los agentes cubran sus posiciones derivadas de contratos de suministro en zonas diferentes a donde inyectan su generación. Además, se concluyó sobre los riesgos de un mercado de DFT, donde las decisiones incorrectas por parte de los agentes pueden agravar las pérdidas económicas o disminuir las ganancias resultantes del mercado spot.

Índice de Contenidos

1. Introducción **1**

2. Objetivos y alcances **5**
2.1. Objetivo general 5
2.2. Objetivos específicos 5

3. Marco teórico **6**
3.1. Mercado eléctrico chileno 6
3.1.1. Efectos del sistema de transmisión en la resolución del problema multinodal 8
3.2. Ingresos tarifarios 9
3.3. Derechos financieros de transmisión 11
3.3.1. Tipos de DFT 12
3.3.2. Adquisición de DFT 13
3.3.3. Valorización de DFT 13
3.3.4. Consideraciones adicionales 14
3.3.5. Experiencias internacionales 15
3.3.5.a. PJM 15
3.3.5.b. New York 16
3.3.5.c. New England 17

4. Metodología. **18**
4.1. Programa de simulación LGplan 18
4.2. Base de datos PELP 19
4.2.1. SEN a 2030 20
4.2.2. Transmisión 21
4.2.3. Demanda 22
4.2.4. Generación convencional 23
4.2.5. Generación renovable 24
4.2.6. Almacenamiento 25
4.2.7. Costos variables de generación (CV) 27
4.2.7.a. Mercado de costos auditados 27
4.2.7.b. Mercado de costos basados en ofertas 28
4.3. Agrupación de CMg por zonas geográficas 30
4.4. Mecanismo de subastas de DFT 31
4.4.1. Formulación del problema de optimización de la subasta de DFT . . 32
4.4.2. Agentes y reglas de comportamiento 33

5. Resultados y análisis **36**
5.1. DFT con operación del SEN 2030 sin HVDC 36
5.1.1. Primer caso de interés: Sentido NC-C y agente H21 43
5.1.2. Segundo caso de interés: Sentido NC-C y agente S15 47
5.1.3. Tercer caso de interés: Sentido C-NG y agente S61 52
5.1.4. Cuarto caso de interés: Sentido NG-S y agente H17 57
5.1.5. Quinto caso de interés: Sentido C-S y agente H16 62
5.1.6. Sexto caso de interés: Sentido NC-NG y agente H68 67
5.2. DFT con operación del SEN 2030 con HVDC 72
5.2.1. Primer caso de interés: Sentido NC-C y agente H21 80
5.2.2. Segundo caso de interés: Sentido NC-C y agente S15 85
5.2.3. Tercer caso de interés: Sentido C-NG y agente S61 89
5.2.4. Cuarto caso de interés: Sentido NG-S y agente H17 93
5.2.5. Quinto caso de interés: Sentido C-S y agente H16 98
5.2.6. Sexto caso de interés: Sentido NC-NG y agente H68 103

6. Conclusiones. **108**
6.1. Recomendaciones y trabajo a futuro 110

A. Anexos **111**

Bibliografía **140**

Índice de Figuras

1.1. Generación de IT debido a la diferencia entre precios de retiro e inyección. Fuente: ACEN[3]. 2
1.2. Ejemplo de aplicación de DFT. 3

3.1. Sistema multinodal de tres generadores y una demanda de 210 MW. . . . 9
3.2. Solución de despacho sistema multinodal de tres generadores y una demanda de 210 MW. 10

4.1. Resumen de factores por escenario energético PELP 2023 – 2027 [28]. . . 20
4.2. Representación del SEN a 2030. Elaboración a partir del escenario RL [28]. 21
4.3. Perfil de demanda en el SEN a 2030 para un día típico por mes en escenario RL [28]. 23
4.4. Capacidad instalada por barra en el SEN a 2030 en escenario RL [28]. . . 25
4.5. Generación hidráulica mensual del SEN a 2030 en el escenario RL [28]. . 26
4.6. Generación anual hidráulica del SEN a 2030 en el escenario RL por cada barra [28]. 27
4.7. LCOE de tecnologías de generación. Elaboración a partir de datos presentados en estudios de Lazard y Fraunhofer [30] [31]. 28
4.8. Sistema resultante agrupado en zonas. 31

5.1. Cantidad de agentes participantes y adjudicados en subastas mensuales . 38
5.2. Cantidad de DFT solicitados y posteriormente adjudicados por sentido del tramo. 38
5.3. Cantidad de agentes que obtuvieron cobertura o pasivo por valorización del DFT en el DAM para cada mes. 39
5.4. Cantidad de agentes con cobertura que han rentabilizado sus DFT o han incurrido en sobrepagos. 41
5.5. Cantidad de agentes que obtuvieron cobertura, rentabilizada o sobrepagada, o pasivos por valorización del DFT en el DAM para cada mes. 42
5.6. Resultados agente H21 en tramo NC-C por día representativo de cada mes. 44
5.7. Resultados en las 12 subastas mensuales para agente H21. 45
5.8. Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H21. 47
5.9. Resultados agente S15 en tramo NC-C por día representativo de cada mes. 48
5.10. Resultados en las 12 subastas mensuales para agente S15. 49
5.11. Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente S15. 51
5.12. Resultados agente S61 en tramo C-NG por día representativo de cada mes. 52

5.13. Resultados en las 12 subastas mensuales para agente S61. 54
5.14. Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente S61. 56
5.15. Resultados agente H17 en tramo NG-S por día representativo de cada mes. 58
5.16. Resultados en las 12 subastas mensuales para agente H17. 59
5.17. Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente H17. 61
5.18. Resultados agente H16 en tramo C-S por día representativo de cada mes. 63
5.19. Resultados en las 12 subastas mensuales para agente H16. 64
5.20. Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente H16. 66
5.21. Resultados agente H68 en tramo NC-NG por día representativo de cada mes. 68
5.22. Resultados en las 12 subastas mensuales para agente H68. 69
5.23. Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente H68. 71
5.24. Cantidad de agentes participantes y adjudicados en subastas mensuales . 74
5.25. Cantidad de DFT solicitados y posteriormente adjudicados por sentido del tramo. 75
5.26. Cantidad de agentes que obtuvieron cobertura o pasivo por valorización del DFT en el DAM para cada mes. 76
5.27. Cantidad de agentes con cobertura que han rentabilizado sus DFT o han incurrido en sobrepagos. 78
5.28. Cantidad de agentes que obtuvieron cobertura, rentabilizada o sobrepagada, o pasivos por valorización del DFT en el DAM para cada mes. 80
5.29. Resultados agente H21 en tramo NC-C por día representativo de cada mes. 81
5.30. Resultados en las 12 subastas mensuales para agente H21. 82
5.31. Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H21. 84
5.32. Resultados agente S15 en tramo NC-C por día representativo de cada mes. 86
5.33. Resultados en las 12 subastas mensuales para agente S15. 87
5.34. Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente S15. 89
5.35. Resultados agente S61 en tramo C-NG por día representativo de cada mes. 90
5.36. Resultados en las 12 subastas mensuales para agente S61. 91
5.37. Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente S61. 93
5.38. Resultados agente H17 en tramo NG-S por día representativo de cada mes. 94
5.39. Resultados en las 12 subastas mensuales para agente H17. 95
5.40. Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente H17. 97
5.41. Resultados agente H16 en tramo C-S por día representativo de cada mes. 99
5.42. Resultados en las 12 subastas mensuales para agente H16. 100
5.43. Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente H16. 102
5.44. Resultados agente H68 en tramo NC-NG por día representativo de cada mes. 104

5.45. Resultados en las 12 subastas mensuales para agente H68. 105
5.46. Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente H68. 107

A.1. Evolución mensual de promedio de ofertas por tecnología realizadas en el mercado de ofertas (excluye diesel). 115

Índice de Tablas

3.1. Resumen de características de mercados internacionales de DFT/TCC. . 17

4.1. Resumen de cada tipo de archivo de entrada para LGplan. 18
4.2. Líneas del SEN a 2030. Elaborado a partir de escenario RL [28]. 22
4.3. Potencial técnico renovable por región del país [28]. 29
4.4. Ajuste del CV según el factor de utilización. 30
4.5. Agrupación de barras por zona geográfica 31
4.6. Líneas de transmisión en agrupación por zonas 31
4.7. Combinaciones posibles de pares de zonas. 33
4.8. Reglas de decisión de los agentes para variar P_{bid}. 34

5.1. Valor para un día representativo de DFT clase 24H en el DAM de enero por tramo de sentido Norte a Sur, considerando la operación del SEN con costos auditados, en [$/MW]. 36
5.2. Valores para un día representativo de DFT clase 24H en el DAM para tramos de sentido Norte a Sur, en [$/MW]. 37
5.3. Ingreso mensual recaudado por el ISO debido a DFT adjudicados. 40
5.4. Montos mensuales resultantes de coberturas y pasivos derivados de la valorización de DFT adjudicados. 40
5.5. Montos mensuales de rentabilidad y sobrepago asociados a coberturas de DFT adjudicados. 42
5.6. Resultados agente H21 en tramo NC-C por día representativo. 43
5.7. Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente H21. 45
5.8. Comparación mensual de resultados económicos operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H21. 46
5.9. Resultados agente S15 en tramo NC-C por día representativo. 48
5.10. Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente S15. . 50
5.11. Resultados económicos mensuales operando en el mercado spot con DFT para el agente S15. 51
5.12. Resultados agente S61 en tramo C-NG por día representativo. 52
5.13. Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente S61. . 55
5.14. Resultados económicos mensuales operando en el mercado spot con DFT para el agente S61. 56
5.15. Resultados agente H17 en tramo NG-S por día representativo. 57
5.16. Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente H17. 60

5.17. Comparación mensual de resultados económicos operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H17. 61
5.18. Resultados agente H16 en tramo C-S por día representativo. 62
5.19. Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente H16. 65
5.20. Comparación mensual de resultados económicos operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H16. 66
5.21. Resultados agente H68 en tramo NC-NG por día representativo. 67
5.22. Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente H68. 70
5.23. Comparación mensual de resultados económicos operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H68. 71
5.24. Valor para un día representativo de DFT clase 24H en el DAM de enero por tramo de sentido Norte a Sur, considerando la operación del SEN con costos auditados, en [$/MW]. 72
5.25. Valores para un día representativo de DFT clase 24H en el DAM para tramos de sentido Norte a Sur, en [$/MW]. 73
5.26. Ingreso mensual recaudado por el ISO debido a DFT adjudicados. 76
5.27. Montos mensuales resultantes de coberturas y pasivos derivados de la valorización de DFT adjudicados. 77
5.28. Montos mensuales de rentabilidad y sobrepago asociados a coberturas de DFT adjudicados. 79
5.29. Resultados agente H21 en tramo NC-C por día representativo. 80
5.30. Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente H21. 83
5.31. Comparación mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H21. 84
5.32. Resultados agente S15 en tramo NC-C por día representativo. 85
5.33. Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente S15. . 88
5.34. Resultados económicos mensuales operando en el mercado spot con DFT para el agente S15. 88
5.35. Resultados agente S61 en tramo C-NG por día representativo. 89
5.36. Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente S61. . 92
5.37. Resultados económicos mensuales operando en el mercado spot con DFT para el agente S61. 92
5.38. Resultados agente H17 en tramo NG-S por día representativo. 94
5.39. Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente H17. 96
5.40. Comparación mensual de resultados económicos operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H17. 97
5.41. Resultados agente H16 en tramo C-S por día representativo. 98
5.42. Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente H16. 101
5.43. Comparación mensual de resultados económicos operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H16. 102
5.44. Resultados agente H68 en tramo NC-NG por día representativo. 103

5.45. Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente H68. 106
5.46. Comparación mensual de resultados económicos operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H68. 106

A.1. Cantidad de horas con congestiones en líneas, por día representativo de cada mes para el caso de mercado de ofertas sin operación de la línea HVDC.) 111
A.2. Cantidad de horas con congestiones en líneas, por día representativo de cada mes para el caso de mercado de ofertas con operación de la línea HVDC. 112
A.3. Cantidad de horas con congestiones en líneas, por día representativo de cada mes para el caso de mercado de costos auditados sin operación de la línea HVDC. 113
A.4. Cantidad de horas con congestiones en líneas, por día representativo de cada mes para el caso de mercado de costos auditados con operación de la línea HVDC. 114
A.5. CMg promedios por Zona para Enero en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC. 116
A.6. CMg promedios por Zona para Febrero en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC. 117
A.7. CMg promedios por Zona para Marzo en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC. 118
A.8. CMg promedios por Zona para Abril en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC. 119
A.9. CMg promedios por Zona para Mayo en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC. 120
A.10. CMg promedios por Zona para Junio en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC. 121
A.11. CMg promedios por Zona para Julio en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC. 122
A.12. CMg promedios por Zona para Agosto en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC. 123
A.13. CMg promedios por Zona para Septiembre en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC. 124
A.14. CMg promedios por Zona para Octubre en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC. 125
A.15. CMg promedios por Zona para Noviembre en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC. 126
A.16. CMg promedios por Zona para Diciembre en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC. 127
A.17. CMg promedios por Zona para Enero en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC. 128
A.18. CMg promedios por Zona para Febrero en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC. 129
A.19. CMg promedios por Zona para Marzo en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC. 130

A.20. CMg promedios por Zona para Abril en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC. 131
A.21. CMg promedios por Zona para Mayo en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC. 132
A.22. CMg promedios por Zona para Junio en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC. 133
A.23. CMg promedios por Zona para Julio en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC. 134
A.24. CMg promedios por Zona para Agosto en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC. 135
A.25. CMg promedios por Zona para Septiembre en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC. 136
A.26. CMg promedios por Zona para Octubre en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC. 137
A.27. CMg promedios por Zona para Noviembre en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC. 138
A.28. CMg promedios por Zona para Diciembre en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC. 139

Glosario

SEN	:	Sistema Eléctrico Nacional
ERV	:	Energías Renovables Variables
Coordinador	:	Coordinador Eléctrico Nacional
ISO	:	*Independent System Operator* (Operador Independiente del Sistema)
IT	:	Ingresos Tarifarios
DFT	:	Derechos Financieros de Transmisión
DAM	:	*Day-Ahead Market* (Mercado del Día Anterior)
ED	:	*Economic Dispatch* (Despacho Económico)
PELP	:	Planificación Energética de Largo Plazo
RL	:	Recuperación Lenta
CV	:	Costos Variables
CMg	:	Costo Marginal
HVDC	:	*High Voltage Direct Current* (Alta Tensión en Corriente Directa)
$	:	Dólares estadounidenses

Capítulo 1

Introducción

Chile ha logrado importantes avances en el contexto de la *Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada* presentada por el Coordinador inicialmente en el año 2022, y que ha tenido su última actualización en octubre de 2024 [2], la cual plantea decisiones y acciones en el corto y largo plazo para lograr, entre otros alcances, la operación del SEN con hasta un 100 % de participación renovable a 2030. Se destacan avances como una participación mayor al 30 % por parte de las energías renovables variables (ERV) en el mercado spot durante 2023 y de un 5,5 % por parte de recursos distribuidos como lo son los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMDG). Otros hitos como el proceso de retiro de centrales térmicas a carbón que a abril de 2024 alcanzaban los 1700 MW (un 31 % de la capacidad existente a 2019), refuerzan el compromiso en el avance hacia la carbono neutralidad del SEN. No obstante, la rápida penetración e impacto que han tenido las nuevas tecnologías de generación también suponen desafíos y problemas de aristas no solo operacionales, sino también técnicas y económicas.

De forma general, el CMg local en una barra específica considera un factor de penalización que pondera sobre el costo marginal del sistema λ, y variables duales que aparecen debido a la activación de límites de potencia en centrales o flujos por las líneas de transmisión.

$$CMg_k = \lambda \left(1 - \frac{\partial L}{\partial I_k}\right) + \bar{\varphi}_j$$

En la ecuación, para una barra k, si se desprecian las pérdidas debido a la transmisión, el factor de penalización $1 - \frac{\partial L}{\partial I_k}$ se vuelve unitario y considerando que solo se activa la restricción de flujo máximo $\bar{\varphi}_j$ por la línea j del sistema, entonces el CMg local queda definido por las congestiones en la transmisión. Los Ingresos Tarifarios (IT) surgen cuando existen diferencias en los CMg locales debido a que no es posible transmitir energía desde un nodo del sistema a menor precio hacia un nodo en donde se encuentra la demanda y que producto de la congestión de la línea provoca la entrada en operación de tecnologías de generación más caras para suplir la demanda del nodo de destino. La Figura 1.1 muestra dicha situación.

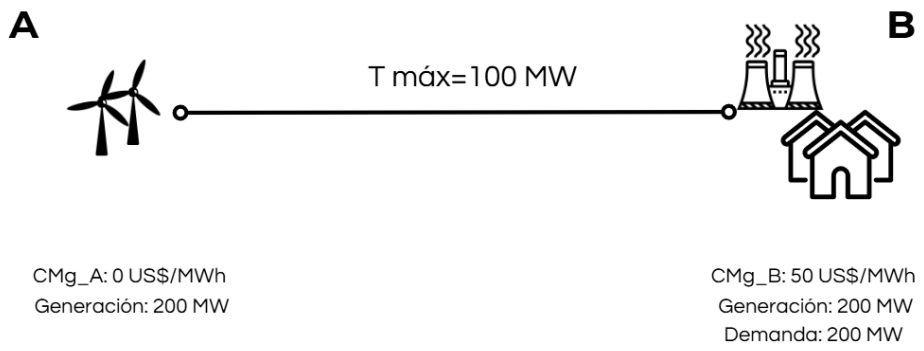

Figura 1.1. *Generación de IT debido a la diferencia entre precios de retiro e inyección. Fuente: ACEN[3].*

Desde 2022 a la fecha, empresas generadoras de ERV como María Elena Solar S.A. o el parque eólico Cabo Leones II de la firma Ibereólica Renovables, han caído en insolvencia ante la imposibilidad de cumplir con sus obligaciones emanadas del Balance de Energía y Potencia en el mercado de Corto Plazo indicadas por el Coordinador. A estas empresas, se suman otras firmas del parque generador que han presentado retrasos en sus cadenas de pago apuntando principalmente a los desacoples de precios que ocurren en diversas barras del SEN y que provocan la aparición de CMg locales que pueden llegar en ciertos casos a variaciones de más de 200$/MWh entre puntos de inyección/retiro, comprometiendo la capacidad de pago principalmente para empresas de ERV ubicadas en el norte del país con contratos de retiro en la zona centro-sur. A esta contingencia se sumó la discusión en el poder legislativo del Proyecto de Ley de *Transición Energética: Transmisión eléctrica como sector habilitante*[1], el cual presentaba medidas orientadas a alcanzar la carbono neutralidad en 2050 posicionando a la transmisión como sector habilitante contando con proyectos que sean oportunos y resilientes para, entre otros objetivos, transportar los grandes volúmenes de ERV actuales y futuros del SEN. Sobre este proyecto, se acentuó la discusión entre privados, el Ministerio de Energía y el Senado respecto a la reasignación de IT extraordinarios los cuales surgen producto de las limitaciones actuales de capacidad del sistema de transmisión que provoca variaciones entre los CMg locales y por lo tanto un "excedente" de ingresos debido a un mayor CMg en barras de retiro respecto a barras de inyección. Los IT actualmente subsidian el pago que realizan los clientes finales por concepto de Valorización Anual de Transmisión por Tramo (VATT) y la discusión en torno a los IT extraordinarios se centró en que sean asignados a empresas generadoras que se enfrentan a balances negativos derivados del mercado spot. A todo lo mencionado anteriormente, se suma el *Estudio de Planificación de la Expansión de la Transmisión 2024-2040* [4] encargado por Transmisoras de Chile, en donde se hace incapié en el déficit en la capacidad de transmisión del SEN de 3000 MW, el cual se mantendría como mínimo hasta 2030. Esta situación, sumado al constante aumento de participación de ERV en el mercado spot, permiten suponer que los eventos de desacople de precios en el SEN continuarán en el corto plazo.

Frente al panorama actual es que se propone como parte de la discusión, la adopción de nuevos instrumentos que permitan gestionar de mejor forma los riesgos derivados de los desacoples de costos marginales del SEN y que sean beneficiosos tanto para la inversión

[1]Proyecto de Ley "Transición Energética"

en transmisión, el segmento de generación y clientes finales mejorando así la eficiencia general del mercado eléctrico. Una de las opciones es el uso de DFT, estos son instrumentos financieros que otorgan al titular el derecho a recibir parte de los IT recaudados por el Coordinador. De esta manera, los DFT pueden constituir una cobertura frente a los riesgos de congestión del SEN para diversas empresas del parque generador principalmente de ERV, recibiendo dichos pagos ante episodios de congestión entre puntos de inyección/retiro en los cuales se posean DFT. Han sido implementados en diversos mercados eléctricos alrededor del mundo, pero los casos de referencia son mercados norteamericanos como PJM, New York y New England. Entre sus características, se destaca el hecho de que la adquisición de DFT no constituye una obligación de transmisión física de energía para su poseedor, ni tampoco compromisos de operación vinculantes del SEN programados por el Operador Independiente del Sistema (ISO, del inglés *Independent System Operator*). Este último es el responsable de poner a disposición del mercado la cantidad de DFT mediante subastas de forma tal que los DFT adquiridos cumplan con pruebas de factibilidad simultánea (PFS) del sistema bajo premisas de seguridad y despacho económico. Por otro lado, actores del mercado pueden ofertar por cantidades de DFT entre nodos de interés a un precio que va en función de las expectativas de congestión que se tenga de dichos tramos y los ingresos que se esperen recibir. Los DFT son pagados en base al IT resultante en la liquidación del Mercado del Día Anterior o *Day-Ahead Market* (DAM). Los Ingresos por Subastas o *Auction Revenue Rights* (ARR) percibidos por el ISO, generalmente se destinan a subsidiar el pago por la transmisión que recae sobre los clientes finales.

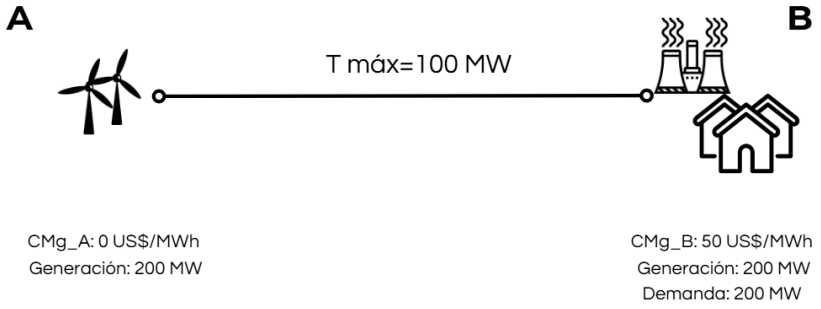

Figura 1.2. *Ejemplo de aplicación de DFT.*

En la Figura 1.2 se presenta a modo de ejemplo un caso de aplicación de DFT. Considerando que la empresa generadora en A es quien además realiza los retiros de energía en B debido al contrato que tiene con la demanda en este nodo, se puede observar que la restricción de transmisión provoca que no se pueda aprovechar toda la capacidad de generación de A, debiendo incurrir en la operación de centrales más caras en B para suplir la demanda faltante. Esto provoca diferencia de precios entre CMg_A y CMg_B y por lo tanto, el balance del mercado spot para la empresa generadora A resulta en -$10.000 (200 MW x 0 $/MW - 200 MW x 50 $/MW) para dicha hora (obviando de igual forma los ingresos por el contrato de suministro con la demanda). Los IT alcanzan los $10.000 por conceptos de cobro de energía retirada menos el pago a las generadoras por energía inyectada. Si la generadora A, fuera poseedora del 100 % de los DFT en dicha línea, recibiría como pago los $10.000 del IT. En cambio, si fuera poseedora del 50 % de DFT, ahora la remuneración sería de $5.000. En estos casos, el balance total de la generadora A, sería de $0 y -$5.000 respectivamente. Este sencillo caso permite ejemplificar la forma en que los

DFT pueden actuar como una cobertura frente a los desacoples de costos marginales del sistema, permitiendo en este escenario afrontar balances negativos derivados del mercado spot.

Por último, durante 2024 se presentó al Coordinador el consolidado de la *Propuesta de diseño de un mercado mayorista de energía, servicios complementarios y capacidad basado en ofertas en Chile* [1], estudio que sugiere en base a la experiencia internacional y el cambio observado en la matriz energética nacional que transita de un sistema eminentemente hidrotérmico a uno con alta penetración de ERV y que tiene como objetivo la carbono neutralidad, pasar del actual diseño de mercado mayorista basado en costos auditables a uno basado en ofertas. Esto permitiría a empresas de ERV reflejar de mejor manera sus costos de oportunidad, con miras a mejorar la eficiencia del mercado eléctrico. Entre otros aspectos analizados, el estudio revisa la existencia de DFT en mercados mayoristas basados en ofertas y sugiere la aplicación al caso chileno sustentado en la transición de mercado previamente descrita. Por lo tanto, el objetivo de la Memoria de Titulación es evaluar la aplicación e impacto de los DFT en el SEN, teniendo en cuenta las experiencias de mercados extranjeros y el panorama actual junto a las proyecciones para el mercado eléctrico nacional. De esta forma, apoyado mediante herramientas de simulación del sistema, se evaluarán casos de aplicación de DFT bajo ciertas consideraciones que permitan valorizar la aplicación de dicho instrumento financiero.

Capítulo 2

Objetivos y alcances

2.1. Objetivo general

Evaluar la viabilidad de la implementación de derechos financieros de transmisión como mecanismo de cobertura contra los riesgos de desacople en el SEN.

2.2. Objetivos específicos

1. Revisar literatura internacional respecto al uso de derechos financieros de transmisión como mecanismo de cobertura contra desacoples de precios en el mercado de corto plazo, además de analizar la implementación en mercados internacionales como PJM, New England y New York.

2. Definir un conjunto de actores oferentes y demandantes del mercado eléctrico nacional en base al panorama actual de operación del SEN y la evolución esperada del mismo para tener una representación segmentada por ubicación geográfica y tipo de tecnología de generación.

3. Simular la operación del SEN considerando diversos escenarios de toma de riesgo por parte de los actores del mercado al momento de ofertar sus costos para el despacho económico y luego, bajo la aplicación de derechos financieros de transmisión, al ofertar por estos, producto de los contratos de retiro de energía a los que se encuentren suscritos y que implican potenciales riesgos ante desacoples del SEN.

4. Analizar resultados obtenidos y concluir respecto a la viabilidad de los derechos financieros de transmisión como mecanismo de cobertura en el SEN.

Capítulo 3

Marco teórico

3.1. Mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico chileno es un mercado mayorista tipo *pool* multinodal que actualmente se basa en costos auditados [1]. Desde 1982 hasta la fecha, el mercado de la generación se desarrolla mediante la teoría marginalista y los precios obtenidos para la energía en el mercado spot entregan señales para todos los agentes e interesados en el segmento sobre el desarrollo de potenciales nuevas inversiones y su localización en el mapa [5].

El Coordinador Eléctrico Nacional es la institución encargada de realizar la operación diaria del SEN y realizar los ajustes en tiempo real para satisfacer el cumplimiento de generación igual a la demanda. Para resolver el problema de coordinación de centrales generadoras despachadas para suplir la demanda, es necesario resolver el despacho económico o *economic dispatch* (ED) [5]. El ED responde a una optimización de la función de costos asociados a la producción de energía definiendo la generación de las unidades disponibles considerando a su vez las limitaciones del sistema, como flujos máximos por líneas de transmisión, pérdidas, mínimos técnicos, disponibilidad de combustible, rampas, etc.

De forma general el problema de optimización se presenta mediante la ecuación (3.1), donde la función objetivo FO es equivalente a la suma de los costos para los N generadores involucrados en la coordinación, dichos costos van en función de la potencia generada por cada unidad.

$$FO = \sum_{i=1}^{N} H_i(P_i) \tag{3.1}$$

Sujeto en todos los casos a la restricción de demanda D igual a generación, como se presenta en la ecuación (3.2)

$$0 = D - \sum_{i=1}^{N} P_i \tag{3.2}$$

Para la resolución del problema, se puede recurrir a los Multiplicadores de Lagrange,

donde un problema de n variables y m restricciones se puede reescribir a un problema de $n+m$ variables y sin restricciones. De esta forma es posible obtener el *lagrangeano* $\mathcal{L}$, que corresponde a la FO original más las restricciones originales del problema ponderadas por un multiplicador de Lagrange, siendo este último λ para el caso de la ecuación (3.3).

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^{N} H_i(P_i) + \lambda \cdot (D - \sum_{i=1}^{N} P_i) \tag{3.3}$$

En este problema, la condición de optimalidad es obtenida cuando las derivadas parciales del lagrangeano respecto a las variables y al multiplicador son igualadas a cero, como se presenta en la ecuación (3.4).

$$\begin{aligned} \frac{d\mathcal{L}}{dP_i} &= \frac{dH_i(P_i)}{dP_i} - \lambda = 0 \\ \frac{d\mathcal{L}}{d\lambda} &= D - \sum_{i=1}^{N} P_i = 0 \\ \frac{d\mathcal{L}}{dD} &= \lambda \end{aligned} \tag{3.4}$$

El sentido físico de λ se asocia con la variación de la función objetivo al variar la demanda del sistema, correspondiendo entonces al costo (o ahorro) que se tiene al aumentar (o disminuir) en un MW la demanda. Esta definición se conoce como Costo Marginal y es posible observar su dependencia con el costo variable (o incremental) de las centrales involucradas en la coordinación. Para el caso uninodal sin restricciones adicionales, se observa que el CMg para todo el sistema es el mismo y corresponde al costo incremental de todas las centrales involucradas operando.

Es posible incorporar restricciones adicionales al problema de optimización, por ejemplo, los límites de los generadores. En dicho caso, el problema de ED queda sujeto a la restricción de igualdad de balance de generación y a las restricciones de desigualdad debido a los límites de operación de cada generador, de la manera presentada en la ecuación (3.5).

$$\begin{aligned} 0 &= D - \sum_{i=1}^{N} P_i \\ P_i^{min} &\leq P_i \leq P_i^{max} \end{aligned} \tag{3.5}$$

Las restricciones de desigualdad pueden ser representadas de la forma $g_i(P_i) \leq 0$.

En estos casos, dichas restricciones no necesariamente son vinculantes con el problema y quedan expresadas en el lagrangeano del problema incorporando dos nuevos multiplicadores por cada condición de desigualdad, como se indica en la ecuación (3.6).

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^{N} H_i(P_i) + \lambda \cdot (D - \sum_{i=1}^{N} P_i) + \sum_{i=1}^{N} \mu_i^{+} \cdot (P_i - P_i^{max}) + \sum_{i=1}^{N} \mu_i^{-} \cdot (P_i^{min} - P_i) \tag{3.6}$$

Como es necesario que todas las derivadas parciales del lagrangeano sean iguales a cero, se añaden dos condiciones de holgura complementaria para asegurar el cumplimiento en el caso de las restricciones de desigualdad, indicadas en (3.7).

$$\begin{aligned} \mu_i \cdot g(P_i) &= 0 \\ \mu_i &\geq 0 \end{aligned} \tag{3.7}$$

Si la restricción no está activa, entonces $g(P_i) < 0$ y por lo tanto el multiplicador $\mu_i = 0$. Pero si la restricción es vinculante, implica que $g(P_i) = 0$ y por lo tanto el multiplicador asociado se relaja pudiendo tomar cualquier valor tal que $\mu_i > 0$. Físicamente, este multiplicador se asocia con el precio sombra del generador donde se encuentra activada la restricción de desigualdad, indicando la diferencia existente entre el valor de CMg para el sistema con respecto al costo incremental de dicha unidad generadora e implica a su vez el costo adicional en el que incurre el sistema producto de llegar al límite activando dicha restricción.

Se puede notar que mientras más restricciones se encuentren activadas en un problema, el problema de ED resulta sub óptimo respecto al problema original sin restricciones, ya que el costo de la solución es mayor producto de respetar las restricciones impuestas en el sistema.

3.1.1. Efectos del sistema de transmisión en la resolución del problema multinodal

La consideración de la red en el problema de ED implica un sistema multinodal y provoca que en cada nodo se deba cumplir la restricción de igualdad relacionada al balance de generación y demanda. Además, considerar la transmisión provoca la aparición de restricciones propias de estos sistemas, como pérdidas en las líneas o límites de flujo. Ante una restricción de flujo de la línea de transmisión entre el nodo i y j definida como F_{ij}^{max}, se le asigna un multiplicador γ_{ij}^{+}. La activación de una restricción de esta naturaleza provoca que el CMg ya no sea el mismo para todo el sistema, apareciendo ahora CMg locales en cada nodo del problema.

La Figura 3.1 corresponde a un sistema de dos barras: En la barra 1 se encuentran conectados los generadores G_1 y G_2, cuyos costos variables son 5 [\$/MWh] y 20 [\$/MWh] respectivamente; en la barra 2 se encuentra conectado el generador G_3 de costo variable 30 [\$/MWh] y una carga D de 210 [MW]. Todos los generadores pueden operar entre $50 \leq P_i \leq 100$ [MW]. La línea de transmisión admite un flujo máximo es $L_{12} = 155$ [MW].

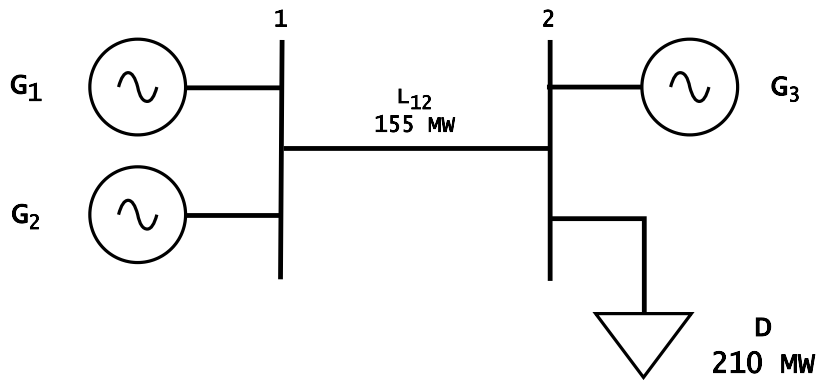

Figura 3.1. *Sistema multinodal de tres generadores y una demanda de 210 MW.*

Para resolver el problema de ED, G_1 opera a su máxima capacidad y esto provoca activar el multiplicador asociado a la restricción de desigualdad de potencia máxima μ_1^+, debido a que se restringe la operación de G_1 es su límite superior representando un costo adicional para el sistema el cumplir con el límite en vez de operar sin esta condición. De los restantes 110 [MW], 100 [MW] podrían ser suplidos por G_2, que es ahora el generador más económico disponible, pero notamos que asignar esta potencia viola la restricción de flujo por la línea, por lo que se debe fijar su límite en F_{12} =155 [MW], provocando la activación del multiplicador γ_{12}^+ asociado a esta restricción. La fijación del flujo por la línea provoca que G_2 fije su operación en 55 [MW], mientras que los restantes 55 [MW] de la carga son complementados por la operación de G_3.

Ahora se tienen CMg para las dos barras del sistema. Es posible notar que en el caso de la barra 1, la variación en un MWh de la carga en esta barra puede ser cubierta por G_2, que es el operador más económico y disponible para despacho en este nodo, provocando que CMg_1 sea igual al costo variable de $G_2 = 20$ [\$/MWh]. Se destaca también la activación del precio sombra $\mu_1^+ = 15$ [\$/MWh], indicando el ahorro que supondría para el sistema poder operar con G_1 para suplir el aumento de demanda en esa barra pero no es posible debido a que está operando en su máximo. Respecto al CMg en la barra 2, una variación de un MWh en la carga de esta barra, solo puede ser cubierto por G_3. A pesar de que G_2 no presenta ninguna restricción propia de la central, el flujo por la línea limita la disponibilidad de esta central para una variación de la carga en el nodo 2, por lo que la única opción es recurrir al generador conectado en ese mismo nodo. Así, resulta que CMg_2 es igual al costo incremental de $G_3 = 30$ [\$/MWh]. El precio sombra γ_{12}^+ refleja el incremento de costo para el sistema para suplir una variación de la demanda en el nodo 2, producto de no poder aumentar el flujo por la línea y usar la generación más barata entregada por G_2. Por lo tanto γ_{12}^+ corresponde a la diferencia de CMg entre las barras, siendo equivalente a 10 [\$/MWh].

3.2. Ingresos tarifarios

Anteriormente se analizó como la incorporación de la transmisión en el problema de ED, con la intención de buscar una representación más realista de un SEP, provoca la aparición de CMg locales en los distintos nodos del sistema, reflejando el impacto de la red de transmisión en un sistema eléctrico. Una clara ventaja de los precios nodales es

que constituye una señal de localización para la generación y demanda dado que los CMg locales son el precio al cual se valorizan las inyecciones y retiros de energía en cada nodo, enviando señales apropiadas a cada agente del mercado respecto a una operación eficiente y maximización del beneficio social producido por el sistema [6].

El IT hace referencia al ingreso recaudado sobrante por el Coordinador luego de realizar el balance de transferencias económicas entre generadores y que ocurre producto de la diferencia de CMg locales a causa de las limitaciones de la red [6]. Las transacciones cubren la remuneración spot requerida por los generadores y dejan un saldo el cual indica el valor de la red y se destina pago por concepto de transmisión, en el caso chileno el IT complementa un porcentaje del costo total de la transmisión, cubierto en su mayoría a través del estampillado a la demanda [7]

En general, el IT responde a la forma presentada en la ecuación (3.8), donde N corresponde al número de barras de retiro, M el número de barras de inyección, D_i y G_j los retiros e inyecciones en las barras respectivas y CMg_i los precios en cada barra de inyección/retiro.

$$IT = \sum_{i=1}^{N} CMg_i \cdot D_i - \sum_{i=1}^{M} CMg_j \cdot G_i \tag{3.8}$$

Es posible observar la recaudación de IT para el sistema multinodal resuelto en la Subsección 3.1.1, el despacho resultante de las centrales junto a los CMg locales son presentados en la Figura 3.2

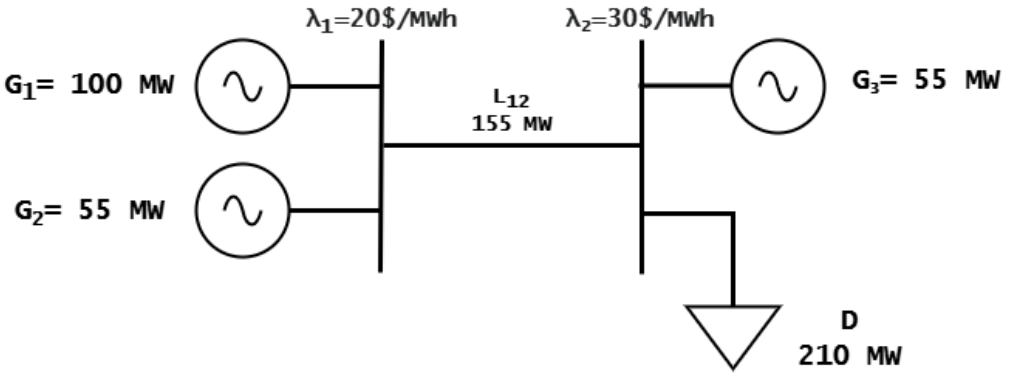

Figura 3.2. *Solución de despacho sistema multinodal de tres generadores y una demanda de 210 MW.*

Recordando que la energía inyectada/retirada se valoriza al CMg local en el nodo de conexión, se tienen las siguientes transacciones:

$$\begin{aligned}
\text{Cobro a } D\text{:} \quad & CMg_2 \cdot D = 30[\$/\text{MWh}] \cdot 210[\text{MWh}] = \$6300 \\
\text{Pago a } G_1\text{:} \quad & CMg_1 \cdot P_1 = 20[\$/\text{MWh}] \cdot 100[\text{MWh}] = \$2000 \\
\text{Pago a } G_2\text{:} \quad & CMg_1 \cdot P_2 = 20[\$/\text{MWh}] \cdot 55[\text{MWh}] = \$1100 \\
\text{Pago a } G_3\text{:} \quad & CMg_2 \cdot P_3 = 30[\$/\text{MWh}] \cdot 55[\text{MWh}] = \$1650
\end{aligned}$$

En este balance se ignora el hecho de que el retiro de energía para la demanda D es realizado por alguno de los generadores del mercado ya que solamente los generadores son los encargados de inyectar/retirar energía en el mercado spot dado los acuerdos de suministro de energía contraídos con clientes mediante contratos bilaterales, por lo que posteriormente en el balance de transferencias económicas, algunos de los tres generadores involucrados debe ser quién paga por retirar la energía demandada y tendría un balance propio negativo.

Se observa como el IT resulta automáticamente de la diferencia entre los cobros realizados por concepto de retiros y pagos realizados por concepto de inyección:

$$IT = \$\text{Total Retiros} - \$\text{Total Inyecciones} = \$6300 - \$4750 = \$1550$$

En el problema planteado, la transmisión resulta valorizada en \$1550 enviando también una señal de mercado sobre futuras expansiones.

En Chile, desde 2016, el pago de los sistemas de transmisión nacional, zonal y dedicada utilizada por usuarios sometidos a regulación de precios recae en los consumidores finales [8]. En este contexto, los cargos por uso de la transmisión se determinan en función del valor anual de las instalaciones y los IT son una componente que disminuye la base sobre la cual se calcula el cargo único por uso.

3.3. Derechos financieros de transmisión

Los DFT, son un instrumento financiero que otorga a su poseedor el derecho a recibir una parte de los IT recaudados por el ISO. El concepto fue introducido por William Hogan, como una herramienta para cubrir los riesgos de congestión ocurrentes en la red ligados a los CMg locales [9]. La noción básica se origina en la percepción de que son necesarios derechos para el uso de la red, más aún considerando las restricciones propias de esta que provocan que la transmisión sea un bien limitado.

La industria abordó primero los derechos físicos de transmisión, encontrando pronto coyunturas respecto a la compatibilización de un gran número de transacciones de energía por parte de los generadores y los derechos otorgados para disponer físicamente del uso de la red y cumplir las obligaciones contractuales de los mismos generadores con sus clientes en lo que respecta al suministro de energía. El carácter físico de los derechos tendía a crear incentivos contrarios a una competencia en libre mercado, inflexibilizando el despacho de centrales producto del conflicto de intereses propios de los generadores para abastecer sus necesidades de demanda [10].

La naturaleza financiera de los DFT permite compatibilizar la operación del mercado spot de energía y sus transacciones entre generadores ligado a la red de transmisión, pero separando el uso físico de esta. Los DFT no son vinculantes respecto a la utilización física de la transmisión para su dueño ni tampoco son necesarios para la resolución del ED. El titular del DFT tiene el derecho a cobrar (o pagar) sin importar que despache o no energía.

La característica principal de los DFT es servir como una herramienta para gestionar los riesgos financieros asociados a la volatilidad de precios producto de las congestiones en la red [11]. Debido a que las inyecciones/retiros de energía son valorizadas al CMg de la barra de inyección o retiro, una generadora puede enfrentarse a una situación donde debido

a contratos bilaterales celebrados, se vea obligado a retirar energía en barras con un CMg mayor que en la barra de inyección o, incluso, enfrentarse a la situación de retirar energía para su cliente, aún cuando debido a la resolución del ED, esta generadora no haya sido programada para despacho de energía. A la cobertura sobre el riesgo de congestión, se suma el hecho de que el uso de DFT permite mejorar la eficiencia del mercado. Si no se contara con este mecanismo de mitigación de volatilidad, es posible esperar que los generadores incorporen los riesgos asociados a congestiones en los precios de los contratos ex-ante para gestionar las potenciales congestiones a las cuales se enfrentarán [12]. La inclusión de DFT permite manejar estos riesgos de forma anticipada mediante la adquisición de derechos, lo cual debería incentivar en forma general al mercado para transparentar los precios en sus contratos sin traspasar ahora al cliente final primas por riesgos de congestión, aumentando la eficiencia y competitividad de precios del mercado.

3.3.1. Tipos de DFT

De acuerdo a la literatura, es posible clasificar los DFT en dos tipos [13]:

- DFT-Punto a Punto o *point to point*
- DFT-*Flow Gate*

Los DFT-Punto a punto son definidos desde un nodo de inyección a un nodo de retiro, que no necesariamente son continuos uno de otro y está intrínsecamente vinculado a mercados de precios locales como, por ejemplo, los norteamericanos PJM, New York y California. Este tipo de DFT consideran flujos en ambas direcciones, por lo que no solo existe la opción de cobrar por la posesión de uno, sino que también se puede pagar producto de que el flujo va en sentido contrario a la dirección del DFT adquirido.

Por su parte, los DFT-*Flow Gate* surgen como alternativa a los DFT-Punto a punto y cubre algunas nociones derivadas de los derechos físicos de transmisión. Su implementación es en mercados de precios zonales, como el colombiano o de países europeos como España, donde existen interfases del sistema con un quiebre de precios producto del cambio de zona. En dichas interfases, ante la necesidad de asegurar la viabilidad del despacho programado de los flujos de potencia, se produce un cuello de botella crítico que es compensando de forma financiera, centrada en el precio sombra entre ambas zonas. Del mismo modo que para un DFT-Punto a punto, el *Flow Gate* puede considerar la bidireccionalidad del flujo, por lo que es posible cobrar o pagar por la posesión de este DFT.

A su vez, de las clasificaciones revisadas, surgen dos nuevas subdivisiones, caracterizadas por el tipo de método financiero empleado:

- Tipo Obligación
- Tipo Opción

Un DFT-Tipo obligación, obliga al titular del DFT a responder frente al resultado del flujo en la operación real del sistema. Si el flujo resultante es en el sentido de DFT adquirido, el titular recibirá un pago equivalente a valor establecido del DFT. Pero en los casos donde el flujo resultante sea en sentido contrario al DFT adquirido, el poseedor se verá obligado a pagar al ISO el precio del DFT. Este tipo de transacciones surge por la

naturaleza bidireccional de la red y que queda definida en los DFT puestos a disposición de los compradores.

Un DFT-Tipo opción, provoca que el titular del DFT reciba un pago cuando el flujo de la operación real del sistema va en sentido del DFT adquirido. Pero, en caso contrario, el poseedor no se ve obligado a pagar al ISO por el resultado en sentido opuesto del flujo respecto a lo adquirido del DFT. El tipo opción no incluye por lo tanto la bidireccionalidad de la red en los DFT, más bien separa cada dirección y ofrece DFT en cada sentido, de forma tal que el poseedor no se ve obligado a pagar en caso de congestiones desfavorables.

3.3.2. Adquisición de DFT

La principal vía de adquisición de los DFT es mediante subastas [1]. Es el ISO quien determina la cantidad de DFT puestos en oferta para la adquisición por parte de los agentes del mercado a través de subastas, la principal limitación es que los DFT asignados resultantes deben cumplir con Pruebas de Factibilidad Simultáneas (PFS) que no contravengan la operación programada del sistema. Las subastas pueden tener diferentes periodicidades, siendo comunes las subastas anuales y mensuales con el objetivo de asignar la mayor cantidad de DFT posibles y reasignar a su vez, los DFT sobrantes. Para cada periodicidad, se puede contar con subastas multi-etapas, sobre todo para las subastas anuales en donde es común realizar más de una ronda de ofertas para asignar finalmente los DFT. La naturaleza de los DFT ofrecidos también queda definida previo a la subasta, principalmente si serán derechos por bloques horarios, hora a hora o bajo otra modalidad [14]. El precio de equilibrio resultante, al cual es vendido finalmente el DFT, indica la expectativa mínima de precio sombra por parte del comprador que espera que ocurra en la operación real del sistema.

La segunda vía de adquisición es a través del mercado secundario en donde los titulares pueden comercializar bilateralmente los DFT ya adquiridos. Este mercado permite que los agentes puedan ajustar sus posiciones después de las subasta inicial permitiendo aumentar la certeza respecto a la posible valorización y consecuente oferta por los DFT. Por esta vía de adquisición, solo es posible adquirir DFT ya existentes y no se pueden crear nuevos DFT, los cuales solo pueden ser creados por el ISO mediante vía subasta.

Una tercera vía, menos común, es a través de asignaciones directas. En ciertos mercados, los DFT pueden ser asignados directamente a entidades, sin la necesidad de participar en la subasta inicial, debido a que están a cargo de pagar una parte del costo de la transmisión [11]. Este proceso se basa en la asignación de nominaciones de DFT, sin precios, pero que siguen estando sujetos a pruebas de validación como la PFS.

Una última opción y que tiene vinculación con la vía de asignación directa, son los DFT legados, cuyo caso de aplicación se ha visto en el mercado de DFT mexicano [15]. En dicho caso, existieron DFT que fueron asignados sin costo, reconociendo el uso histórico de la red por parte de diversos agentes previo a la incorporación de DFT en el mercado.

3.3.3. Valorización de DFT

La valorización y posterior pago (o cobro) de un DFT se deriva directamente de la diferencia de precios nodales entre el punto de inyección y retiro que define el DFT. Específicamente, el precio viene dado por los resultados de CMg locales obtenidos en el

DAM [16]. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que si el modelo de despacho utilizado considera pérdidas en la red solo se debe asociar la componente de congestión de los CMg locales para calcular los valores del DFT [17].

La fórmula básica considera las cantidad de DFT adquiridos Q_{ij} en el sentido del punto de inyección i al punto de retiro j. Considerando que el precio en la barra de retiro P_j es mayor que en la barra de inyección P_i, se tendrá un pago al poseedor de DFT de acuerdo a lo presentado en la ecuación (3.9)

$$\$DFT = Q_{ij} \cdot (P_j - P_i) \tag{3.9}$$

Caso contrario, si el precio en barra de retiro es menor que en la barra de inyección, los DFT se valorizan en negativamente y constituyen por lo tanto un cobro a su poseedor en el caso discutido de DFT- Tipo obligación.

Como se mencionó previamente, el pago (o cobro) de DFT se realiza independientemente de si el titular tuvo transacciones físicas de energía en la ruta adquirida debido a la naturaleza financiera del instrumento. El pago a los titulares se realiza de acuerdo a los IT recolectados por el ISO en la operación del mercado [16]. Respecto a la recolección y posterior pago mediante los IT, pueden existir períodos donde los pago de DFT superen lo recaudado por concepto de IT. En estos casos, el ISO puede optar por recortar proporcionalmente los pagos o instruir a los propietarios de la infraestructura de transmisión para cubrir el déficit ocasionado. En el otro extremo, cuando la recaudación de IT supera los pagos de DFT, el excedente puede ser destinado típicamente para: cubrir períodos de déficit, pagar a prorrata de los DFT adquiridos a sus titulares o pagar la infraestructura de transmisión. En cualquier caso, el manejo respecto a superávit o déficit de dinero para el pago de DFT queda estipulado por cada operador del sistema [17].

3.3.4. Consideraciones adicionales

Aunque los DFT fueron concebidos como un instrumento para gestionar los riesgos de desacople de precios en el sistema, la experiencia en su implementación ha develado desafíos y problemas respecto al diseño. Es posible enumerar ciertos aspectos derivados en el uso de DFT:

1. Gestión del riesgo vs Instrumento especulativo: Aunque la esencia del DFT es actuar como una cobertura frente a riesgos de desacoples de precios, es posible evidenciar factores los cuales tergiversan su concepción mutando en un instrumento especulativo para los participantes del mercado [18]. Debido a que las transacciones del sistema real no son fijas como en el mercado de DFT, o la posible diferencia en los modelos de red empleados para subastar y luego valorizar los DFT, o situaciones de contingencia no previstas; se ha evidenciado déficits de ingresos en algunos mercados [19].

2. Poder de mercado: Existe consenso sobre la necesidad de mitigar el poder de mercado en las subastas de DFT para que estas sean eficientes, ya que un dominio en el mercado de DFT crea un incentivo potencial para que los participantes restrinjan la generación en el mercado de energía con la intención de aumentar los pagos recibidos por DFT si es que perciben más beneficios por esta vía, distorsionando el mercado para el resto de actores [20].

3. Subastas de DFT: Se ha mencionado que la principal vía de adquisición de DFT son las subastas, en las cuales para ciertos mercados se pudo evidenciar situaciones de ineficiencia donde los compradores de DFT pagaron primas de riesgo excesivas por su adquisición derivando en que no recibieron el valor esperado por concepto de congestión. Esta ineficiencia se puede deber a la novedad del mecanismo, alta competencia, la "maldición del ganador" o las inherentes dificultades para predecir los CMg locales a futuro [11].

3.3.5. Experiencias internacionales

3.3.5.a. PJM

El mercado de PJM es pionero en la implementación de DFT, desde 1998, teniendo como objetivo inicial proteger a las Entidades Prestadoras de Servicio de Carga (LSEs, por *Load Serving Entities*) [21]. Los DFT son adquiridos principalmente a través de subastas y también por asignación directa a clientes de servicios de transmisión.

PJM ofrece DFT del tipo obligación y opción, como diferencia sustancial respecto a otros mercados. Cuando se adjudican DFT del tipo obligación, constituye un beneficio si la dirección del DFT coincide con el flujo congestionado. En caso contrario, el DFT constituye una obligación de pago para el poseedor. Si el DFT es del tipo opción, tendrá un valor positivo de manera similar al caso obligación y su valor será cero cuando la dirección sea opuesta al flujo congestionado.

Los DFT se pueden adquirir a través de cuatro mecanismos en PJM [22]:

1. Subasta de DFT de Largo Plazo: Se lleva a cabo un proceso de compra-venta de DFT a través de subastas de cinco rondas. En esta subasta se cubren tres períodos de planificación consecutiva posteriores al período de planificación en el que se subasta.

2. Subasta anual de DFT: Es un proceso anual de compra-venta de DFT en múltiples rondas. Se ofrece la totalidad de DFT disponibles en el sistema de PJM anualmente con una duración de un año. Los DFT comprados en una ronda pueden ser ofrecidos a la venta en las futuras rondas.

3. Subastas mensuales de DFT: Proceso mensual de compra-venta de DFT en donde se ofrece la transmisión residual disponible después de las subastas de Largo Plazo y anuales. En este caso solo se realiza una ronda de subasta y la duración es por un mes.

4. Mercado secundario: PJM otorga la posibilidad de transacciones bilaterales entre agentes del mercado. Es posible que un DFT pueda ser dividido en múltiples DFT por diferentes cantidades de MW, pero no se puede reconfigurar las fechas de validez del DFT, el tipo de DFT, ni su clase.

La subasta se resuelve mediante un algoritmo que maximiza los ingresos obtenidos de la oferta de DFT, sujeto a las PFS de los DFT ofertados y existentes. Se destaca el periódico monitoreo estructural de poder de mercado, para identificar cuando el mercado no es competitivo y tomar medidas de mitigación [1].

Además, PJM emite DFT con clasificaciones temporales como clase 24H, cuya validez es durante los 24 bloques horarios todos los días, clase *on-peak*, válidos entre las horas 08:00 a 23:00 de días laborales y clase *off-peak*, cuya validez complementa lo que no cubre la clase *on-peak* [23]. Para el modelado y liquidación, PJM resuelve un flujo DC para el ED por lo que los precios obtenidos difieren solo por congestión. Las diferencias por pérdidas en la transmisión se trata con un cargo de ajuste, no cubierto por el DFT [16].

Cuando existe desviación respecto a los IT recolectados, los excedentes acumulados durante el mes son distribuidos a cada titular de DFT para cubrir deficiencias respecto a meses anteriores en el período de planificación. Luego de cubrir las deficiencias, los excedentes son transferidos al mes siguiente como IT excedente. Al final del período de planificación, los excedentes son prorratados para cada titular. En caso de déficits, los DFT son prorrateados a la baja, a la espera de subsanar la situación durante el período de planificación. Si al final del período aún existe déficit, se solventa mediante un crédito de ajuste con recargo a los titulares de DFT que tengan una posición positiva respecto a la asignación objetivo de sus DFT.

3.3.5.b. New York

NY-ISO introdujo los Contratos de Congestión de Transmisión (TCC, del inglés *Transmision Congestion Contracts*) en 1999, un símil de PJM sobre los DFT, para gestionar el riesgo de congestión en el sistema de transmisión. A diferencia de PJM, se utiliza una formulación AC para modelar y subastar los DFT. Sin embargo, los DFT pagan por los costos de congestión y no por las pérdidas, de manera análoga a PJM. [24].

Los TCC otorgan el derecho a cobrar (o pagar) las rentas de congestión del DAM asociadas a MW de transmisión en un punto de inyección y un punto de retiro. Existen TCC heredados que fueron asignados antes de la implementación del mercado eléctrico reestructurado por NY-ISO. También, existen TCC asignados a dueños de la transmisión, como diferencia respecto a otros mercados.

NY-ISO realiza subasta estacionales centralizadas de múltiples rondas con el objetivo de maximizar el valor de las ofertas de los TCC adjudicados menos el valor de oferta de los TCC vendidos por los agentes, asegurando que el conjunto de todos los TCC sea factible simultáneamente. Los TCC ofrecidos en esta subasta tienen duraciones de seis meses, uno o dos años. También se realizan subastas de reconfiguración. Estas son subastas mensuales que permiten compras y ventas de TCC a corto plazo, en una sola ronda. La duración de los TCC subastados bajo esta modalidad son de un mes. Independiente de la subasta, los ofertantes especifican un precio mínimo de oferta (*offer*) y los licitantes especifican un precio máximo de oferta (*bid*). Las ofertas y licitaciones son reveladas después de tres meses. Todos los participantes del mercado deben cumplir con criterios de solvencia financiera establecidos por el ISO. Los TCC adquiridos son liquidados de forma horaria [25].

En caso de excedentes en IT, estos son destinados a pagar la transmisión; mientras que si hay déficit en la recaudación de IT, son los dueños de la red quienes deben cubrir los pagos a los titulares de TCC.

3.3.5.c. New England

ISO-NE adoptó los DFT tipo obligación en 2003, implementando el diseño de mercado y software de interconexión de PJM, por lo que su diseño es similar a lo observado en PJM [16].

Los participantes pueden obtener DFT mediante subastas anuales y mensuales separadas en horas punta y valle. Los DFT son liquidados en función del DAM y debido a la característica de obligación, constituyen un beneficio financiero cuando al congestión fluye en la misma dirección del FTR asignado. Por el contrario, constituyen un pasivo financiero si el flujo congestinado es en la dirección contraria al DFT en posesión. Para participar en las subastas de DFT, el agente debe cumplir con los criterios de garantía financiera establecidos y convertirse en un postor de DFT elegible o Titular de DFT. Los detalles de estos criterios se encuentran en la Política de Garantía Financiera de ISO New England[1]. Las subastas anuales son llevadas por el ISO en dos rondas secuenciales avisadas con al menos 90 días de antelación. En la primera ronda se subasta el 25 % de los DFT disponibles y en la segunda se puede subastar hasta el 50 % restante. La capacidad asignada de la primera ronda se conoce antes de la apertura de la segunda ronda y los resultados de la segunda ronda se conocen antes de las primeras subastas mensuales. Sin embargo, el ISO no revela los precios específicos de las ofertas adjudicadas en las subastas anuales hasta que se cierra la segunda ronda. En las subastas mensuales, se asignan los DFT restantes con plazo de un mes y los resultados son conocidos el primer día del mes adjudicado.

Cada subasta tiene componentes *on-peak* y *off-peak*. Si hay un déficit en los IT recaudados por el ISO en el Mercado en Tiempo Real, se dispone de un Fondo de Ingresos por Congestión. Si dicho fondo es insuficiente, el déficit se facturará y se recortan los ingresos percibidos por los agentes. Cuando hay excedentes de IT recaudados, estos se acumulan hasta el final del año calendario y se distribuye en primer lugar a los titulares de DFT que debieron internalizar déficits, cubriendo la diferencia. Si luego de realizar esta acción todavía quedan excedentes, se distribuyen a prorrata entre los participantes del mercado y clientes que han pagado costos de congestión durante el año [26].

La Tabla 3.1 presenta un resumen con puntos principales de comparación entre los mercados de DFT/TCC de PJM, New York y New England.

Tabla 3.1

Resumen de características de mercados internacionales de DFT/TCC.

Mercado	**PJM**	**NY-ISO**	**ISO-NE**
Tipos	DFT punto a punto, tipo opción y obligación	TCC punto a punto, tipo obligación	DFT punto a punto, tipo obligación
Duración del Contrato	Largo Plazo (tres años), anual, mensual	Uno o dos años, semestral y mensual	Anual y mensual
Adquisición / Negociación	Subastas, mercado secundario y asignación a LSEs	Subastas, mercado secundario y asignación a dueños de Tx	Subastas
Diseño de subastas	Multi-rondas y de una ronda	Multi-rondas y de reconfiguración	Multi-rondas y de una ronda
Aignación de rentas por congestión	Excesos compensan períodos deficitarios y también son distribuidos a prorrata	Excesos cubren los costos de la red. Déficits son cubiertos por dueños de la red	Excesos son distribuidos a titulares con déficits y a prorrata de quienes pagan los costos de congestión

Capítulo 4

Metodología.

4.1. Programa de simulación LGplan

Con el fin de analizar la implementación de DFT en el SEN al año 2030, es necesario resolver el problema de ED en dicho año y obtener los CMg en las diversas barras del sistema para posteriormente valorizar la aplicación de DFT. LGplan es una herramienta computacional, escrita en código `MATLAB`, que resuelve los problemas de planificación de la expansión de la transmisión (TNEP), pre-despacho (UC) y ED. Los problemas de optimización TNEP y UC se formulan mediante programación lineal entera mixta (MILP) y el problema de optimización ED es resuelto mediante programación lineal. En todos los casos, se consideran ecuaciones de flujo de potencia en corriente continua (DCPF) [27].

El uso del programa queda sujeto a la base de datos incorporada por el usuario con el fin de simular y obtener escenarios dentro de las posibilidades de la herramienta. En la Tabla 4.1 se presenta de forma general los archivos de entrada, en extensión *.xlsx* y *.csv*, para definir un caso de estudio.

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)
Eolica.csv	Definen matrices que contienen los perfiles de disponibilidad de generación eólica
Solar.csv	Definen matrices que contienen los perfiles de disponibilidad de generación solar
Hidraulica.csv	Definen matrices que contienen los perfiles de generación del almacenamiento hidráulico

4.2. Base de datos PELP

Los casos de estudio a considerar se preparan en base al informe final de la PELP [28] cuyo objetivo principal es proyectar la demanda y oferta energética del país para distintos escenarios futuros, con un horizonte de al menos 30 años. Esta proyección se realiza de manera que se considere en el proceso de planificación de los sistemas de transmisión eléctrica que lleva a cabo la Comisión Nacional de Energía (CNE). El proceso se actualiza cada cinco años definiendo escenarios energéticos, una construcción teórica respecto a cómo evolucionará el sector energía y polos de desarrollo de generación eléctrica (PDGE).

En el caso del proceso quinquenal 2023-2027, son tres los escenarios energéticos de largo plazo definidos y que constituyen posibles rutas para guiar la proyección energética en el corto, mediano y largo plazo:

- Escenario Recuperación Lenta Post Covid (RL): Este escenario se caracteriza por un menor crecimiento económico y una transformación tecnológica más lenta.
- Escenario Rumbo a la Carbono Neutralidad (CN): Este escenario se enfoca en lograr la carbono neutralidad antes del año 2050, impulsando una transformación tecnológica media y un crecimiento económico medio.
- Escenario Acelerando la Transición Energética (TA): Este escenario se distingue por un mayor crecimiento económico que propicia una transformación tecnológica fuerte y acelerada en el país. En este escenario, se espera que el sistema eléctrico opere 100 % libre de emisiones al 2050 y el compromiso de Carbono Neutralidad se alcance incluso antes

Se consideran diversos factores que representan características importantes para la conformación de los escenarios energéticos futuros. Dichos factores se conglomeran en dos grandes grupos: factores externos y factores modificables. La Figura 4.1 presenta el resumen de los factores considerados y su comportamiento bajo cada escenario.

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

Figura 4.1. *Resumen de factores por escenario energético PELP 2023 – 2027 [28].*

De las tres opciones, en esta Memoria de Título se considera el escenario RL motivado principalmente por la menor intensidad en el desarrollo de transmisión en comparación con otros escenarios. Bajo esta configuración es posible esperar mayores episodios de congestión y el consecuente desacople de precios en las diferentes barras del SEN producto de las limitaciones de flujo por las líneas para analizar posteriormente la implementación de DFT. El crecimiento en el escenario de Recuperación es el más conservador en todos los sentidos y se busca la alineación con las expectativas actuales que ya han sido explicadas para la transmisión [4].

4.2.1. SEN a 2030

La Figura 4.2 presenta la modelación del SEN a 2030 en cuanto a sus barras. Se cuenta con 29 barras y 27 subestaciones, consideradas en niveles de tensión de 220 y 500 [kV]. Tres barras corresponden a PDGE y son incluidos en el escenario RL del modelo eléctrico de la PELP.

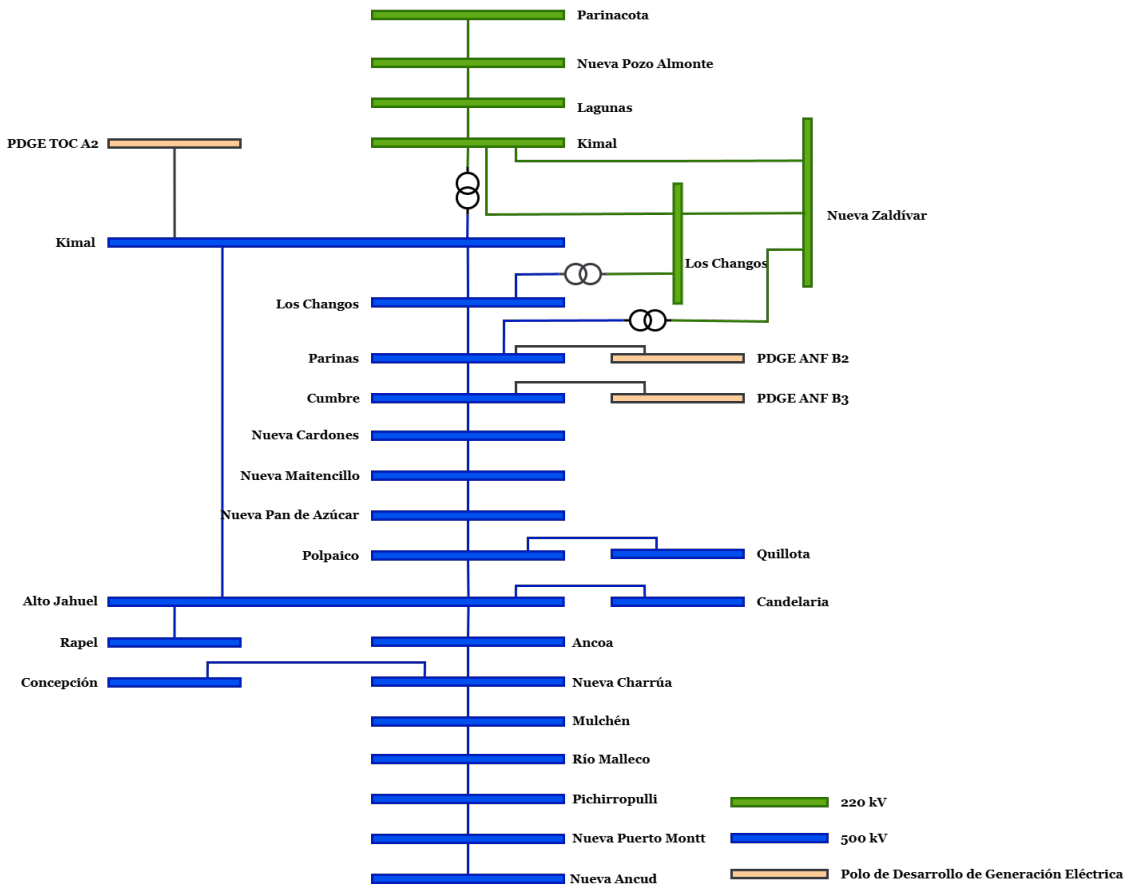

Figura 4.2. *Representación del SEN a 2030. Elaboración a partir del escenario RL [28].*

4.2.2. Transmisión

La Tabla 4.2 presenta la capacidad de transmisión del SEN a 2030 en el escenario RL. Debido a que para los casos de estudio solo interesa analizar la operación normal del SEN sin ahondar en estados de contingencia, se ha hecho la simplificación de agrupar los diversos tramos entre barras y por lo tanto el límite de transmisión corresponde al total de capacidad en cada tramo representado por una línea equivalente. Se ha considerado a su vez las líneas HVAC ya existentes en el SEN, las líneas en construcción y las líneas candidatas a construcción que tienen capacidad distinta de cero en el *output* del Modelo Eléctrico, lo que indica que deberían ser construidas a 2030 bajo el escenario RL. Se incluye también la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, la cual es modelada como una conexión entre Kimal500 y AltoJahuel500 en el programa.

Tabla 4.2
Líneas del SEN a 2030. Elaborado a partir de escenario RL [28].

Línea	**Barra** i	**Barra** j	**Límite [MW]**
L_AltoJahuel500_Ancoa500	AltoJahuel500	Ancoa500	4000
L_AltoJahuel500_Candelaria500	AltoJahuel500	Candelaria500	680
L_AltoJahuel500_Polpaico500	AltoJahuel500	Polpaico500	1880
L_AltoJahuel500_Rapel500	AltoJahuel500	Rapel500	394
L_Ancoa500_NuevaCharrua500	Ancoa500	NuevaCharrua500	3000
L_Concepcion500_NuevaCharrua500	Concepcion500	NuevaCharrua500	260
L_Cumbre500_NuevaCardones500	Cumbre500	NuevaCardones500	2090
L_Cumbre500_PDGE-ANF-B3	Cumbre500	PDGE_ANF_B3	928
L_Cumbre500_Parinas500	Cumbre500	Parinas500	1500
L_Kimal220_Kimal500	Kimal220	Kimal500	1500
L_Kimal220_Lagunas220	Kimal220	Lagunas220	789
L_Kimal220_LosChangos220	Kimal220	LosChangos220	900
L_Kimal220_NuevaZaldivar220	Kimal220	NuevaZaldivar220	815
L_Kimal500_LosChangos500	Kimal500	LosChangos500	1590
L_Kimal500_PDGE-TOC-A2	Kimal500	PDGE_TOC_A2	1065
L_Lagunas220_NuevaPozoAlmonte220	Lagunas220	NuevaPozoAlmonte220	662
L_LosChangos220_LosChangos500	LosChangos220	LosChangos500	1500
L_LosChangos220_NuevaZaldivar220	LosChangos220	NuevaZaldivar220	525
L_LosChangos500_Parinas500	LosChangos500	Parinas500	1500
L_Mulchen500_NuevaCharrua500	Mulchen500	NuevaCharrua500	1540
L_Mulchen500_RioMalleco500	Mulchen500	RioMalleco500	1290
L_NuevaAncud500_NuevaPuertoMontt500	NuevaAncud500	NuevaPuertoMontt500	660
L_NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	NuevaCardones500	NuevaMaitencillo500	2368
L_NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500	NuevaMaitencillo500	NuevaPandeAzucar500	2375
L_NuevaPandeAzucar500_Polpaico500	NuevaPandeAzucar500	Polpaico500	2500
L_NuevaPozoAlmonte220_Parinacota220	NuevaPozoAlmonte220	Parinacota220	450
L_NuevaPuertoMontt500_Pichirropulli500	NuevaPuertoMontt500	Pichirropulli500	805
L_NuevaZaldivar220_Parinas500	NuevaZaldivar220	Parinas500	660
L_PDGE-ANF-B2_Parinas500	PDGE_ANF_B2	Parinas500	2238
L_Pichirropulli500_RioMalleco500	Pichirropulli500	RioMalleco500	1143
L_Polpaico500_Quillota500	Polpaico500	Quillota500	1803
HVDC_Kimal500_AltoJahuel500	Kimal500	AltoJahuel500	3000

4.2.3. Demanda

El Modelo Eléctrico de la PELP considera una modelación en todos sus escenarios de un día típico por mes con resolución horaria. Respecto al perfil de la demanda eléctrica, este se encuentra desagregado en ítems como electromovilidad, climatización, consumos residenciales y no residenciales, producción de hidrógeno verde (H2V) y amoniaco (NH3). Para la simulación en LGplan, es indiferente la desagregación de la demanda, por lo que cada barra (si es que presenta demanda) contiene el perfil equivalente total en los 24 bloques horarios, de cada mes.

La Figura 4.3 presenta el perfil de la demanda del SEN completo para un día típico por mes en el escenario de RL. Dicha demanda reúne los apartados de electromovilidad, climatización, consumos residenciales y no residenciales y producción de H2V Y NH3.

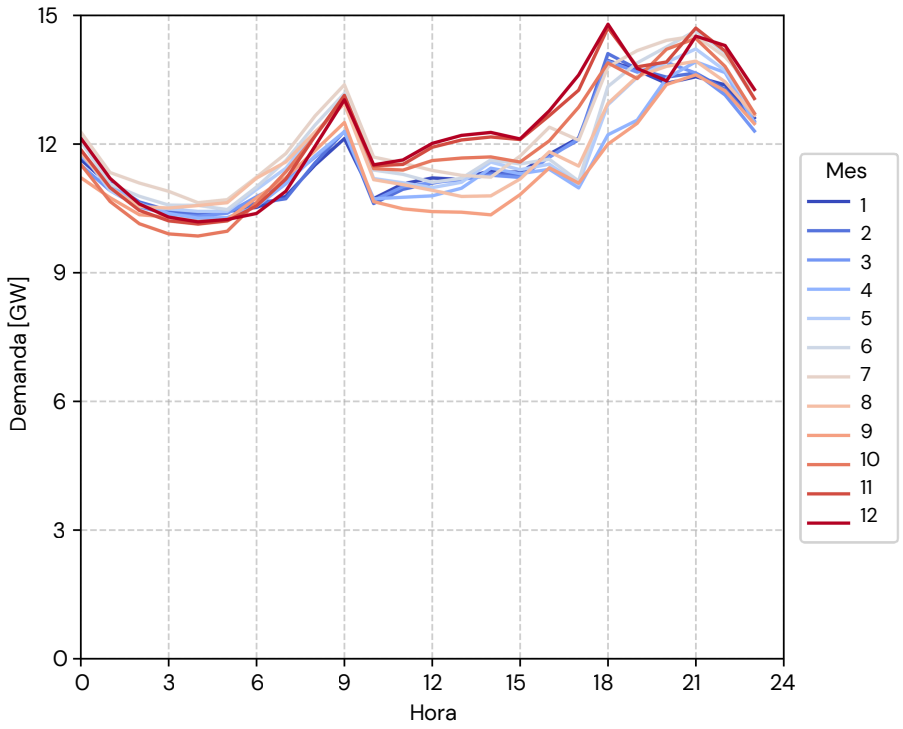

Figura 4.3. *Perfil de demanda en el SEN a 2030 para un día típico por mes en escenario RL [28].*

4.2.4. Generación convencional

En el escenario RL proyectado por la PELP a 2030 se consideran diversas centrales en cuanto a tecnología y ubicación. En estos casos, con el fin de obtener una representación equivalente, se ha agrupado la capacidad instalada de las centrales de acuerdo a su tipo de tecnología y barra de inyección. Las grupos de tecnología son:

- Carbón
- Diesel
- Gas Natural Licuado (GNL)
- Co-firing
- Biocombustible
- Geotérmica

Se destaca el hecho de que al agrupar por tecnología y barra de inyección, se pierde el detalle en el caso de las centrales convencionales sobre mínimos técnicos y rampas. Esta simplificación se realiza en pos de obtener un caso de modelación manejable y considerando que dichas restricciones son despreciables comparados a las restricciones propias de flujo por las líneas de transmisión y que finalmente provocarán el desacople de precios en las barras del SEN.

Además, se nota la inclusión de las tecnologías Biocombustible y Geotérmica en la generación convencional a pesar de que estas son de naturaleza renovable. El motivo de la inclusión en este grupo es que la generación renovable de LGplan requiere también de un perfil de disponibilidad de generación, el cual no se encuentra en los archivos del Modelo Eléctrico de la PELP para estas tecnologías, por lo que se ha dispuesto su inclusión como unidades convencionales de generación.

4.2.5. Generación renovable

Del mismo modo que para la generación convencional, en el caso de la generación renovable se han considerado las diversas centrales de acuerdo a su tecnología y ubicación, además de incluir las centrales candidatas a construcción que a 2030 resultaron con capacidad mayor a cero en el *output* del Modelo Eléctrico de la PELP. La tecnologías consideradas son:

- Eólica
- Solar

Para este caso, por las características de modelación en LGplan, la tecnología hídrica no se incluye dentro del apartado de generación renovable. La forma de modelar la generación hídrica se detallará en la siguiente subsección.

Además de agrupar las centrales por tecnología y barra de inyección obteniendo así una capacidad equivalente de generación para las dos tecnologías, es necesario también obtener un perfil equivalente de disponibilidad de generación. Este perfil fue obtenido como un promedio ponderado, al multiplicar el perfil de disponibilidad de cada central por la capacidad propia de dicha central y luego dividir por la capacidad equivalente de cada grupo. Las centrales que no contaban con su perfil de disponibilidad les fue asignado el perfil promedio de las restantes centrales del grupo según correspondiera.

La Figura 4.4 presenta la capacidad instalada del SEN a 2030 por barra considerando los grupos de tecnología de generación convencional y renovable en el modo RL.

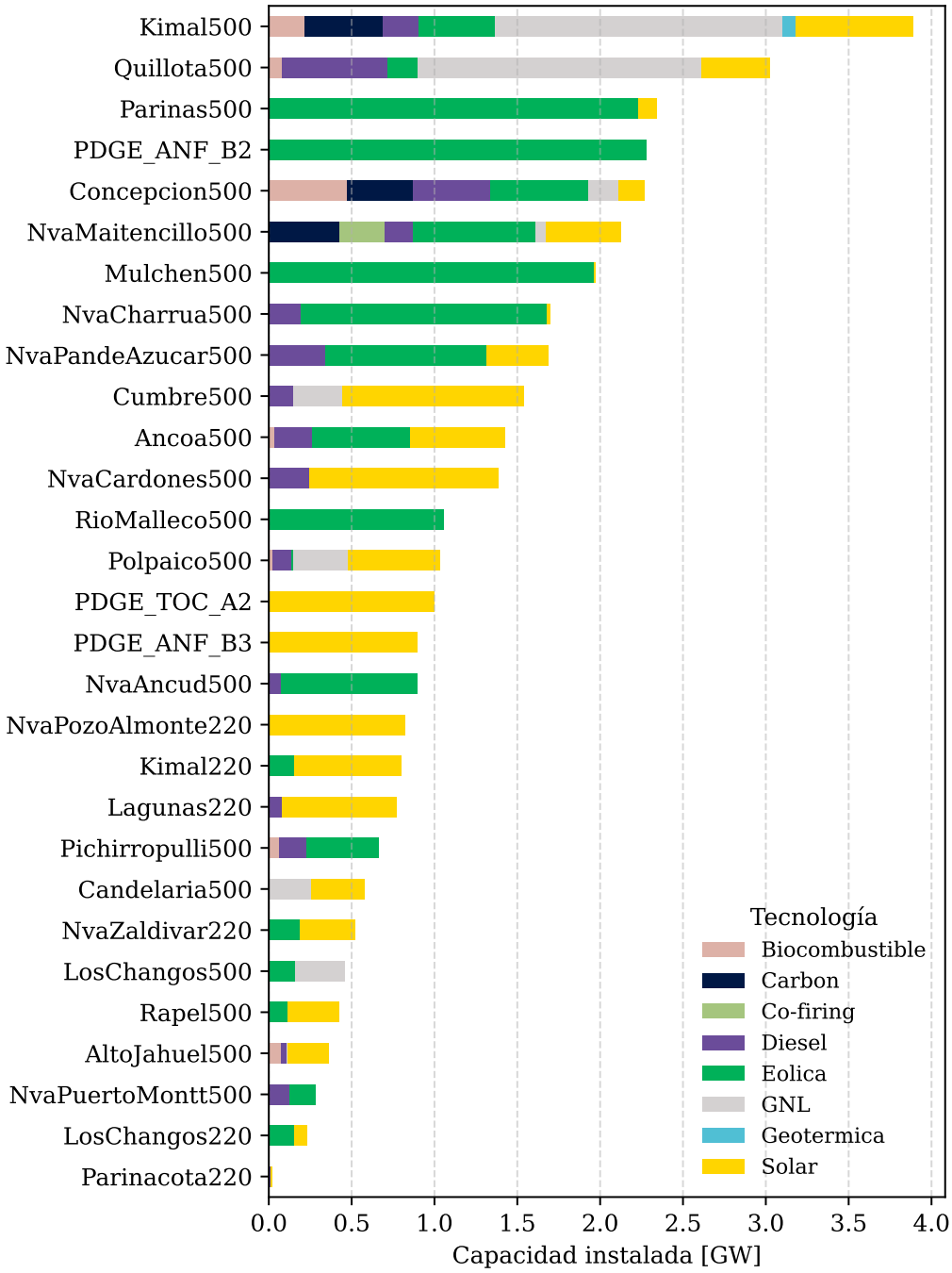

Figura 4.4. *Capacidad instalada por barra en el SEN a 2030 en escenario RL [28].*

4.2.6. Almacenamiento

En este ítem se han tenido en cuenta dos tecnologías de almacenamiento para construir la base de datos: BESS (*Battery Energy Storage System*) e Hidráulica de Embalse.

A pesar de que la PELP considera otras tecnologías de almacenamiento como centrales de Bombeo, al revisar el año 2030 en el escenario RL, solo existe capacidad instalada para la tecnologías BESS con diversas horas de autonomía. Dentro de las autonomías presentes

en el escenario estudiado, se tiene desde una hora hasta diez horas. El criterio utilizado para agrupar la tecnología BESS por barra y obtener un equivalente fue sumar la energía total de todas las baterías conectadas a una misma barra y luego dividir por seis horas de autonomía, para así obtener la potencia promedio de carga y descarga asociada a seis horas. Respecto a la eficiencia, todas las BESS proyectadas en el sistema a 2030 presentan una eficiencia de carga $\eta^+ = 0,9$ y descarga $\eta^- = 0,9$, por lo que los equivalentes resultantes mantienen estos valores.

Por la naturaleza de LGplan, esta herramienta considera la tecnología hidráulica como un sistema de almacenamiento tipo Embalse. En el archivo de entrada *hidraulica.csv* mencionado en la Tabla 4.1 se debe incorporar la matriz de generación del almacenamiento hidráulico. El programa considera la suma de toda la columna como la disponibilidad de generación desde la primera serie temporal y optimiza el ED incluyendo la generación hidráulica, no permitiendo vertimientos de energía en esta tecnología.

Para incorporar los datos de generación hidráulica a LGplan a partir de la PELP, se ha considerado el archivo de generación presente en las Salidas AMEBA del *output* del Modelo Eléctrico. Este archivo presenta los datos de generación resultantes para todas las tecnologías en cada mes. En el caso de la generación hidráulica, se consideran los resultados para la generación por embalse e hidro de pasada de todas las centrales del sistema operando a 2030 en el escenario RL, dicho resultado es presentado en la Figura 4.5.

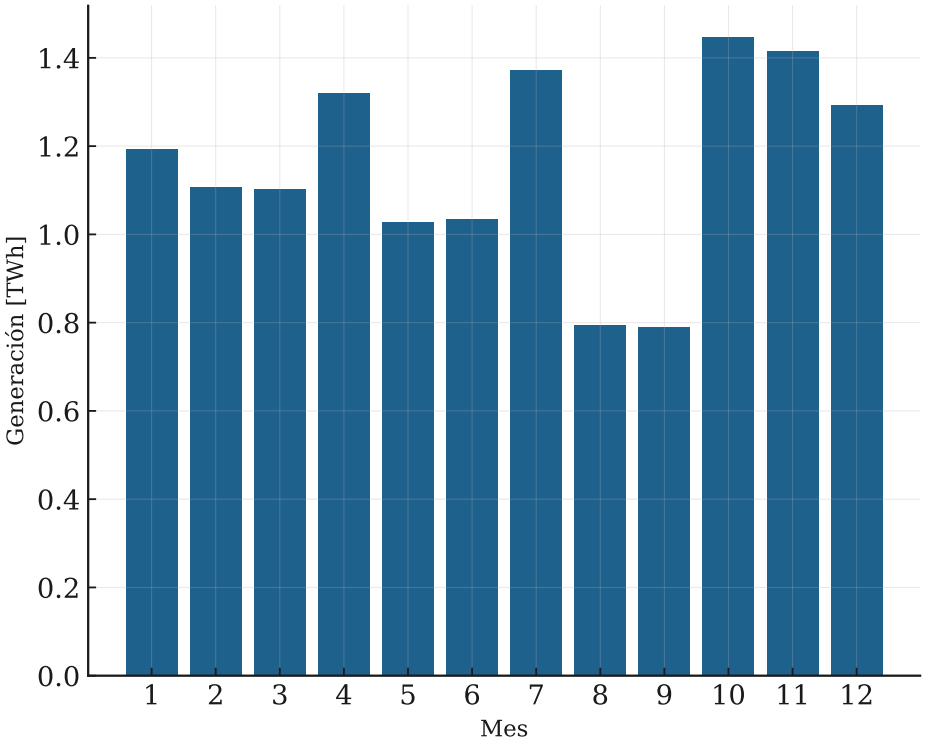

Figura 4.5. *Generación hidráulica mensual del SEN a 2030 en el escenario RL [28].*

Las centrales se han agrupado por barra, resultando en un total de 16 barras con generación hidráulica. La Figura 4.6 presenta la generación hídrica total en 2030 para

cada barra del sistema.

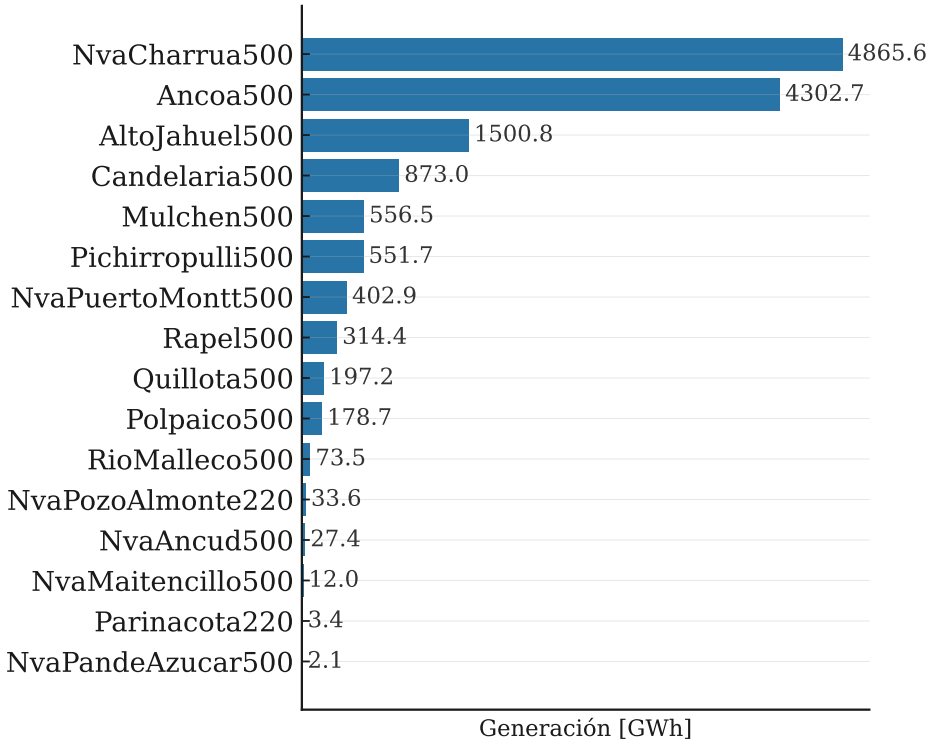

Figura 4.6. *Generación anual hidráulica del SEN a 2030 en el escenario RL por cada barra [28].*

Para ajustar dicha salida a los casos de simulación que corresponden a un día típico por mes, la generación hidráulica mensual resultante por barra se ha divido por la cantidad de días de cada mes. El resultado son 16 perfiles de generación por cada barra con generación hidráulica de Embalse, y cada perfil contiene 12 columnas representando la generación típica de un día para cada mes del año.

4.2.7. Costos variables de generación (CV)

4.2.7.a. Mercado de costos auditados

Para el caso de costos auditados, toda la generación renovable de LGplan presenta CV= 0. En el caso de la generación convencional, se obtuvieron los datos de la plataforma de CV dispuesta por el Coordinador [29], asignando a cada central los costos de acuerdo al consolidado del 01 de enero de 2025 respecto a CV a plena carga en [USD/MWh]. Una vez asignados los costos a cada central, se promediaron los costos de cada agrupación por barra y tecnología para obtener el CV final utilizado en el programa.

La tecnología Geotérmica ubicada en la barra Kimal500 (correspondiente a la planta Cerro Pabellón), posee un CV= 0, en concordancia a que su generación es 100 % renovable, de manera similar a las tecnologías Solar y Eólica.

4.2.7.b. Mercado de costos basados en ofertas

En el caso de costos basados en ofertas, diseño de mercado que ha sido propuesto para el caso chileno [1], cada generador oferta un CV de acuerdo a métricas y expectativas propias. Para tener un punto inicial de simulación, se han considerado los costos nivelados de energía (LCOE, por sus siglas en inglés). El LCOE es una medida que permite comparar en condiciones iguales el costo de generar electricidad por cada tecnología durante la vida útil del activo.

Se han considerado dos estudios sobre el LCOE, el primero es de Lazard [30] y el segundo es de Fraunhofer [31], presentados en junio y julio de 2024 respectivamente. En ambos estudios, los activos de generación se analizan con un horizonte de vida útil que varía dependiendo la tecnología entre 20 a 40 años. La metodología busca el costo nivelado en [USD/MWh] que resulte en una tasa interna de retorno apalancada igual al costo de capital propio asumido a lo largo de toda la vida útil del proyecto. Las suposiciones también consideran costos de capital (CAPEX), costos de operación y mantenimiento (OPEX), costos de combustibles y estructuras de capital. La Figura 4.7 presenta el rango de LCOE por cada tecnología considerada en la simulación, obtenido a partir de los datos presentados en los estudios mencionados.

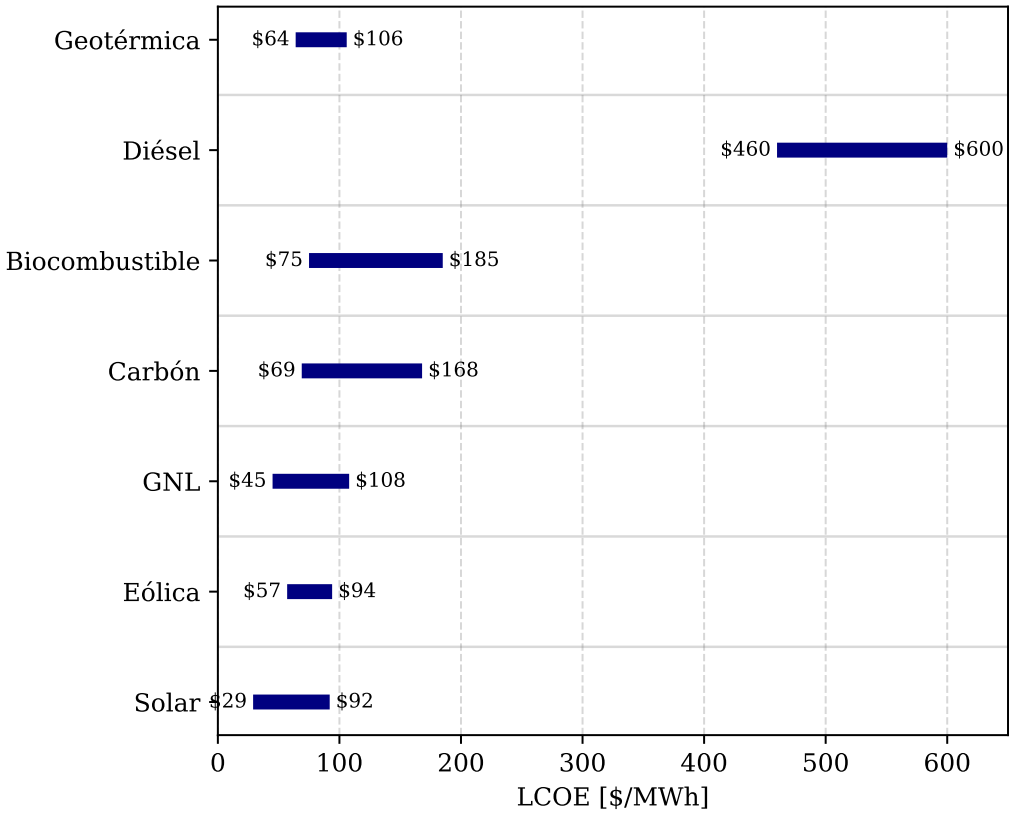

Figura 4.7. *LCOE de tecnologías de generación. Elaboración a partir de datos presentados en estudios de Lazard y Fraunhofer [30] [31].*

El método de asignación de CV para cada agrupación por tecnología y barra en el programa considera dos escenarios:

1. Para las tecnologías Eólica, Geotérmica y Solar, se han agrupado las barras de acuerdo a su ubicación por región y se ha considerado potencial energético renovable identificado en la PELP [28]. La Tabla 4.3 presenta el resumen de potencial técnico renovable identificado, el cual es agrupado por región.

Tabla 4.3
Potencial técnico renovable por región del país [28].

Región	**Eólica [MW]**	**Geotermia [MW]**	**Solar [MW]**
Arica y Parinacota	0	250	50.254
Tarapacá	0	477	313.501
Antofagasta	14.202	2.049	961.765
Atacama	316	0	232.757
Coquimbo	1.191	0	31.073
Valparaíso	24	0	17.036
Metropolitana	33	0	32.974
O'Higgins	45	200	68.209
Maule	1.167	490	163.450
Ñuble	1.705	27	103.575
Biobío	12.307	100	74.259
Araucanía	6.632	172	19.139
Los Ríos	3.092	77	0
Los Lagos	15.307	0	0
Aysén	0	0	0
Magallanes	0	0	0

La asignación de CV se ha hecho bajo la premisa de que las tecnologías cuya barra de generación se encuentre en las regiones con mayor potencial renovable, realizarán ofertas más arriesgadas debido a la abundancia de su recurso primario y por lo tanto se les asigna el LCOE más bajo en el rango de cada tecnología. Por el contrario, las regiones con menor potencial renovable ofertarán de forma más conservadora, con precios superiores debido a la limitación de recursos en comparación con otras regiones.

2. Para las tecnologías Biocombustible, Diesel, GNL y Carbón (incluyendo el Co-firing) se ha considerado el parámetro PMAX en *data_gen*, bajo la suposición de que las centrales con mayor capacidad, ofertarán de forma más arriesgada en el mercado y por lo tanto se les ha asignado el menor valor del rango de LCOE de su respectiva tecnología como CV. En el caso contrario, las centrales con menor capacidad, ofertarán de forma más conservadora y por lo tanto su CV corresponde a los valores superiores de los respectivos LCOE.

Para las tecnologías de almacenamiento consideradas en LGplan (BESS y Embalse), se han mantenido los CV= 0. En el caso de las BESS, debido a la mayor complejidad en el arbitraje de energía debido a que los precios de su generación pueden variar para obtener un margen de ganancias sobre el precio de retiro de la energía que han almacenado, se ha optado por simplicidad que sea cero en todos los casos. Para el caso Embalse, el CV es indiferente en la elección de despacho ya que, como se ha mencionado en secciones previas, LGplan requiere como entrada un perfil de generación hídrica en donde no hay

posibilidad de verter energía. Por lo tanto toda la generación hídrica disponible será utilizada, independiente del precio que se le asigne y aún siendo no óptima en la solución de la FO debido a una asignación (potencial) elevada de su CV que encarezca la operación del sistema. Debido a esta situación que ocurre por el desarrollo del programa, el precio ofertado también es cero.

Para reflejar el dinamismo de un mercado de costos ofertados donde los generadores pueden variar sus ofertas bajo ciertos fines como entrar en la programación de despacho o intentar ser quienes marquen el costo marginal, se implementa un mecanismo que represente dichas dinámicas de cambios de precios en los generadores. El parámetro utilizado para variar los precios mes a mes es el factor de utilización de cada central. Al comparar la energía generada por cada central en el mes, respecto a la máxima energía posible que podría haber despachado la central en dicho mes, se establecen las siguientes métricas presentadas en la Tabla 4.4 para variar su precio ofertado en el siguiente mes

Tabla 4.4
Ajuste del CV según el factor de utilización.

Factor de utilización	**Ajuste de CV**
$0{,}0 \leq \text{F.U} < 0{,}2$	$0{,}80 \cdot \text{CV}$
$0{,}2 \leq \text{F.U} < 0{,}4$	$0{,}90 \cdot \text{CV}$
$0{,}4 \leq \text{F.U} < 0{,}5$	$0{,}95 \cdot \text{CV}$
$0{,}5 \leq \text{F.U} < 0{,}6$	$1{,}05 \cdot \text{CV}$
$0{,}6 \leq \text{F.U} < 0{,}8$	$1{,}10 \cdot \text{CV}$
$0{,}8 \leq \text{F.U} \leq 1{,}0$	$1{,}20 \cdot \text{CV}$

Lo que busca reflejar esta lógica de ajustes es que un generador que tenga un factor de utilización en el mes por sobre el 50 %, tenderá a pensar que puede aumentar su CV y seguir entrando en el despacho para el mes siguiente. Mientras mayor el factor, más agresivo será su alza de CV. Por el contrario, si el generador resulta con un factor de utilización inferior al 50 %, buscará disminuir su CV ofertado para intentar aumentar su participación en el despacho del mes siguiente. Mientras menor sea su factor de utilización, más agresivo será el ajuste a la baja.

4.3. Agrupación de CMg por zonas geográficas

Una vez obtenidos los CMg representativos de un día típico para cada mes de 2030, para simplificar el análisis de DFT y evaluar todas las combinaciones posibles, se divide el sistema en cuatro zonas: Norte Grande (NG), Norte Chico (NC), Centro (C) y Sur (S). Los CMg resultantes para cada zona serán el promedio de las barras agrupadas. La Tabla 4.5 presenta las barras asignadas a cada zona.

Tabla 4.5

Agrupación de barras por zona geográfica

Centro	**Norte Chico**	**Norte Grande**	**Sur**
AltoJahuel500	Cumbre500	Kimal220	Mulchen500
Ancoa500	NuevaCardones500	Kimal500	NuevaAncud500
Candelaria500	NuevaMaitencillo500	Lagunas220	NuevaPuertoMontt500
Concepcion500	NuevaPandeAzucar500	LosChangos220	Pichirropulli500
NuevaCharrua500	PDGE_ANF_B2	LosChangos500	RioMalleco500
Polpaico500	PDGE_ANF_B3	NuevaPozoAlmonte220	
Quillota500	Parinas500	NuevaZaldivar220	
Rapel500		PDGE_TOC_A2	
		Parinacota220	

Mientras que la transmisión entre las zonas se mantiene acorde a las líneas ubicadas en los bordes de la agrupación y que permite unir cada zona, resultando en los tramos presentados en la Tabla 4.6. Dichos tramos mantienen los límites de flujo de las líneas del SEN proyectadas a 2030.

Tabla 4.6

Líneas de transmisión en agrupación por zonas

Línea	**Barra** i	**Barra** j	**Límite** [MW]
L_NG_NC	Norte Grande	Norte Chico	2300
L_NC_C	Norte Chico	Centro	3000
L_C_S	Centro	Sur	2000
HVDC_NG_C	Norte Grande	Centro	3000

La Figura 4.8 presenta el sistema simplificado al agrupar por zonas geográficas para el posterior análisis de los DFT.

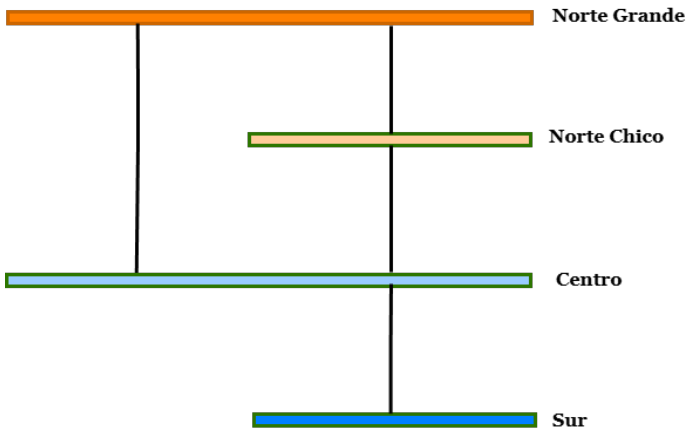

Figura 4.8. *Sistema resultante agrupado en zonas.*

4.4. Mecanismo de subastas de DFT

Como ya se ha visto en las experiencias internacionales, las subastas son la principal vía para la adquisición de DFT por parte de los agentes de mercado. Una vez recibidas las

ofertas, el ISO se encarga de resolver el problema de optimización de DFT buscando maximizar los ingresos percibidos por las ofertas aceptadas, al mismo tiempo que se cumplen restricciones respecto a las capacidades de transmisión y flujos inducidos por las ofertas de los agentes.

Para esta memoria se considerarán subastas mensuales. Los DFT son clase 24H lo que indica que el DFT adquirido es liquidado en cada uno de los 24 bloques horarios del día representativo para cada mes en cuestión. Además, los DFT son punto a punto y tipo obligación.

El agente x interesado en participar de la subasta debe indicar la siguiente información en su oferta:

1. El nodo de origen r y el nodo de destino s de su oferta.
2. La cantidad de DFT solicitados desde r a s, $\widehat{Q}^x_{rs}$ en MW.
3. El precio que el agente x está dispuesto a pagar (denominado *bid price* en inglés) por los DFT solicitados, P^x_{rs} en \$/MW.

4.4.1. Formulación del problema de optimización de la subasta de DFT

El problema consiste en maximizar los ingresos obtenidos por el ISO al disponer de DFT en el mercado. La formulación se presenta en la ecuación (4.1):

$$\begin{aligned}
&\text{FO} = \text{Max} \sum_{x,rs} P^x_{rs} \cdot Q^x_{rs} \\
&St: \\
&\sum_{x,rs} PTDF^{rs}_{ij} \cdot Q^x_{rs} \leq F^{\max}_{ij} \quad \text{para todos los tramos } ij \\
&0 \leq Q^x_{rs} \leq \widehat{Q}^x_{rs} \quad \text{para todo } x, rs
\end{aligned} \tag{4.1}$$

De la ecuación, la restricción presente obliga a compatibilizar los DFT adquiridos con las restricciones físicas del sistema. El factor de Distribución por Transferencia de Potencia (PTDF, del inglés *Power Transfer Distribution Factors*), consiste en una matriz que permite relacionar el cambio de flujo en la línea ij debido a asignación de un DFT en el sentido rs. Para el caso del sistema agrupado en zonas, debido a su forma radial, es posible hacer notar rápidamente que estos factores son 1 o -1. Suponiendo que un agente desee adquirir DFT por 1 MW en el sentido NG-C, se evidencia que para lograr esto, se deben inducir flujos en las líneas L_NG_NC y L_NC_C y que es necesario hacer circular 1 MW en cada tramo. Del mismo modo si consideramos ahora adquirir DFT por 1 MW de C-NG, como este es un contraflujo del sentido previamente analizado (que se ha definido como positivo) ahora induce flujos en las líneas L_NG_NC y L_NC_C haciendo circular -1 MW en cada tramo. Respecto a la segunda restricción, indica que la cantidad Q_{adj} de DFT asignados al agente x no debe superar la cantidad pujada $\widehat{Q}$ ni tampoco ser negativa.

Debido a las cuatro zonas resultantes NG-NC-C-S, existe un total de 12 combinaciones posibles de asignaciones de DFT, presentadas en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7
Combinaciones posibles de pares de zonas.

Origen r	**Destino** s
NG	NC
NG	C
NG	S
NC	C
NC	S
C	S
NC	NG
C	NG
C	NC
S	NG
S	NC
S	C

Las primeras seis combinaciones mostradas son sentidos de Norte a Sur y se definen como flujos positivos para efectos del mecanismo de subasta. Las restantes seis combinaciones provocan contraflujos respecto a las primeras, pudiendo incidir en la liberación de capacidad por las líneas del sistema.

4.4.2. Agentes y reglas de comportamiento

Los agentes que participan de la subasta se han clasificado en dos grupos: coberturistas (o *hedgers*) y especuladores (o *speculators*). Un coberturista tiene por objetivo cubrir su posición en el mercado SPOT frente a desacople de precios debido a contratos de suministro de energía acordados en un nodo de retiro diferente al de inyección y no está interesado en especular. De forma general, se puede mencionar que el coberturista tendrá comportamientos menos arriesgados y también constantes en su oferta por DFT. Por otro lado, el especulador no tiene compromisos de retiro de energía y busca cazar oportunidades de precios para obtener ingresos en el mercado de DFT. Se desprende, al contrario de un coberturista, que el especulador tendrá comportamientos agresivos y menos predecibles dada su búsqueda de oportunidades de acuerdo a las señales que perciba del mercado. La Tabla 4.8 representa las reglas de comportamiento asignadas a cada agente.

Tabla 4.8

Reglas de decisión de los agentes para variar P_{bid}.

Agente	**Confianza**	**Situación**	$P_{\mathbf{bid}}$ **vs** $P_{\mathbf{dam}}$	**Acción sobre** $P_{\mathbf{bid}}$		
				$\uparrow$	$\downarrow$	–
Coberturista	Sí	$Q_{adj} < \widehat{Q}$	$P_{\text{bid}} < P_{\text{DAM}}$	X		
			$P_{\text{bid}} \geq P_{\text{DAM}}$		X	
		$Q_{adj} = \widehat{Q}$	$P_{\text{bid}} > P_{\text{DAM}}$		X	
			$P_{\text{bid}} \leq P_{\text{DAM}}$		X	X
	No	–	$P_{\text{DAM}} > 0$			X
			$P_{\text{DAM}} > 0$, en 2+ subastas	X		
Especulador	–	–	$P_{\text{bid}} = 0$ y $P_{\text{DAM}} > 0$	X		
		–	$P_{\text{bid}} \geq P_{\text{DAM}}$		X	
		$Q_{adj} < \widehat{Q}$	$P_{\text{bid}} > P_{\text{DAM}}$		X	
		$Q_{adj} = \widehat{Q}$	$P_{\text{bid}} < P_{\text{DAM}}$	X		

Las decisiones sobre variar el P_{bid} ofrecido en la próxima subasta se sustentan en decisiones y resultados del mercado del mes previo. El agente solo dispone de mecanismos de ajuste basados en datos pasados. Ambos tipos de agentes ajustan sus P_{bid} de manera dinámica mediante la introducción de un factor de agresividad η, el cual también varía conforme ciertos resultados del mercado. Es así como, de forma general, un especulador posee inicialmente un mayor η que un coberturista, lo que le otorga mayor rango de ajuste en un P_{bid} para la siguiente subasta teniendo en consideración los resultados del DAM para el mes actual. En el caso de un coberturista, se introduce también la variable de confianza que permite adaptar la agresividad de acuerdo al resultado de los mercados. Todos los agentes coberturistas parten con confianza y esta se anula cuando transcurren dos o más mercados consecutivos donde $P_{DAM} < 0$ y $Q_{adj} > 0$, lo que indica que los DFT adjudicados en cierto sentido son valorizados en sentido contrario de acuerdo al DAM, por lo que la posesión de DFT se transforma en una obligación de pago desde el agente al ISO. Por lo tanto, la pérdida de confianza aumenta el factor η, permitiendo la baja más agresiva de precios por parte del agente. Luego de tres o más mercados consecutivos donde $P_{DAM} < 0$ y y $Q_{adj} > 0$, el agente desistirá de ofertar por DFT en el tramo de interés. Para recuperar las dinámicas asociadas al modo Confianza, es necesario que el agente observe dos mercados consecutivos donde $P_{DAM} > 0$ de forma que vuelva a estar interesado en ofertar para cubrir su posición frente a desacoples de precios en el sentido que desea.

Respecto a la máxima cantidad de DFT solicitados por cada agente en el sentido de interés $\widehat{Q}^x_{rs}$, esta variable se mantiene fija a lo largo de todas las subastas, no pudiendo variar la cantidad, ni el sentido. Para el caso del coberturista, esta decisión se sustenta en el hecho de que $\widehat{Q}_{rs}$ es solicitado en concordancia con los MW de su respectivo contrato de suministro, por lo tanto, no hay motivo para que el coberturista quiera disminuir la cantidad de MW toda vez que no puede modificar el acuerdo de retiro de energía en el nodo de destino. Si disminuye $\widehat{Q}^x_{rs}$, estaría aceptando el riesgo del mercado SPOT y si aumenta $\widehat{Q}^x_{rs}$, estaría actuando como un pseudo especulador, ya que busca pujar por una mayor cantidad de DFT de los que necesita para cubrir su posición en el mercado debido al contrato de suministro. En el caso del especulador, es más razonable pensar que $\widehat{Q}^x_{rs}$ puede variar de forma continua ya que este tipo de agente no está sujeto a responsabilidades de suministro por lo que su intención es aumentar ingresos especulando en el mercado. El precio ofertado P^x_{rs} es la única variable que puede ser ajustada en cada subasta de acuerdo

a las reglas de decisión que se han asignado a cada agente. Para compensar este grado de fijación, se establece una subasta de 70 agentes, en donde se cubran las doce combinaciones posibles de la Tabla 4.7. La proporción de agentes coberturistas y especuladores es 70/30, mientras que la proporción de combinaciones en sentido N-S y S-N es de 60/40. Se asigna un $\widehat{Q}$ de manera aleatoria a cada agente que está en el rango de 350 a 550 [MW], para mitigar el poder de mercado potencial ante cifras de DFT más grandes. Por lo tanto, la primera subasta iniciará con ofertas por parte de todos los agentes, pero debido a que de 12 combinaciones de zonas posibles seis son contraflujos, los resultados en un sentido cubrirán a ciertos agentes y constituirán una obligación de pago para el sentido contrario. Las reglas de decisión reflejarán el comportamiento adaptativo de un agente coberturista que no ve necesidad en adquirir DFT debido a que los desacoples de precios en el mercado SPOT son beneficiosos para su tramo de interés. Mientras que para un agente especulador, su comportamiento está basado en cazar oportunidades como una fuente de ingresos extras en su portafolio, por lo que si las señales del mercado son negativas en su tramo de interés, se abstendrá de ofertar.

Con las características definidas de los agentes participantes en las subastas, se asegura que en los doce tramos existan como mínimo cinco agentes participantes y que al menos uno de ellos sea especulador, para aumentar la competencia en la subasta. Ningún agente conoce el comportamiento de los restantes agentes en el mismo tramo de interés o en el sistema en general. La única información disponible de forma pública por todos los agentes será la valorización de los DFT de interés de acuerdo al P_{DAM}, esta información se conoce ex-post una vez hecha la subasta.

Respecto a la oferta realizada por los agentes en la primera subasta de DFT, debido a que no hay información de una subasta previa, se consideró utilizar como referencia los P_{DAM} resultantes de enero en el mercado de costos auditados. Se tienen los valores de las doce combinaciones de tramos posibles y si el valor es positivo en el sentido de interés del agente (coberturista o especulador), este ofertará en la subasta de enero de forma más arriesgada, confiando en el positivo resultado que tiene como antecedente. En caso contrario, si el valor es negativo en el sentido de interés del agente, el especulador se abstendrá de ofertar en la subasta de enero y el coberturista realizará una leve oferta (en torno a 5$/MW), como señal de que no hay certezas suficientes de la necesidad de cobertura debido a los antecedentes del mercado de costos auditados.

Capítulo 5

Resultados y análisis

5.1. DFT con operación del SEN 2030 sin HVDC

La Tabla 5.1 presenta el valor en el DAM de un DFT clase 24H en los seis tramos Norte a Sur para la operación del SEN en un mercado de costos auditados. Los restantes seis tramos, de Sur a Norte, son los valores opuestos a los presentados. Dichos valores son los que cada agente en el tramo de interés toma como referencia para ajustar su oferta inicial en la subasta de enero de DFT en el mercado de ofertas.

Tabla 5.1
Valor para un día representativo de DFT clase 24H en el DAM de enero por tramo de sentido Norte a Sur, considerando la operación del SEN con costos auditados, en [$/MW].

NG → NC	**NG → C**	**C → S**	**NG → S**	**NC → S**	**NC → C**
-135,4	-543,2	-153,1	-696,3	-561,0	-407,9

La Tabla 5.2 presenta la valorización mensual de los DFT clase 24H de acuerdo a la operación del DAM en los seis tramos con sentido Norte a Sur, con una operación de mercado de ofertas en el SEN. Las casillas en verde indican que el valor es positivo en dicho sentido, debido a que la congestión del sistema provoca que la sumatoria de los 24 CMg durante el día sea mayor en el destino s que en el origen r, haciendo necesaria la cobertura en dicho sentido y cubriendo efectivamente al agente que haya adquirido DFT en la subasta. Si el valor no es positivo, la adquisición del DFT en el sentido propuesto implica un pasivo para su poseedor, ya que la congestión del sistema provocó que la sumatoria de los 24 CMg horarios de cada día representativo es mayor en el origen r que el destino s. Esto indica que el agente por la operación exclusiva del mercado spot ha percibido ganancias entre sus inyecciones menos retiros, pero la adquisición de DFT en el tramo deseado provoca que esas ganancias derivadas del spot sean pagadas al ISO. La valorización mensual de los DFT para los restantes seis sentidos Sur a Norte, son los opuestos a los ya presentados.

Tabla 5.2
Valores para un día representativo de DFT clase 24H en el DAM para tramos de sentido Norte a Sur, en [$/MW].

Día representativo	**NG → NC**	**NG → C**	**C → S**	**NG → S**	**NC → S**	**NC → C**
Enero	11,2	92,1	0,1	92,2	81,0	80,9
Febrero	-110,3	19,4	40,1	59,5	169,7	129,6
Marzo	-16,4	48,1	-0,5	47,6	64,0	64,5
Abril	12,8	74,9	3,0	77,9	65,1	62,1
Mayo	-81,2	12,3	0	12,3	93,5	93,5
Junio	-76,6	-79,3	0,0	-79,3	-2,6	-2,7
Julio	-22,8	-9,7	-8,9	-18,6	4,2	13,1
Agosto	-55,0	-27,2	7,3	-19,9	35,1	27,8
Septiembre	-35,7	30,6	0	30,6	66,3	66,3
Octubre	6,3	76,0	9,8	85,8	79,5	69,8
Noviembre	19,3	138,2	0,9	139,1	119,8	118,9
Diciembre	-1,9	3,2	-11,6	-8,4	-6,6	5,1

La Figura 5.1 presenta la cantidad de agentes participantes en cada subasta mensual y también los agentes que se han adjudicado DFT, independiente si es la cantidad $\widehat{Q}$ deseada, de un universo de 70 agentes. Para enero se observa que todos los agentes participantes se adjudican DFT debido al equilibrio de ofertas en tramos de Norte a Sur y viceversa. Sin embargo, desde febrero en adelante la adjudicación se descalza de la participación ya que las ofertas presentadas congestionan los tramos y disminuyen las ofertas en contraflujo que permitan descongestionar tramos para adjudicar a más participantes. Es posible observar un brusco descenso en el mes de abril, debido a la lógica de ofertas de los coberturistas, recordando que ante una racha negativa en tres mercados consecutivos, no ofertarán en la siguiente subasta hasta que las señales del mercado permitan ver como mínimo dos mercados consecutivos que valorizan positivamente su oferta. Por lo tanto, es esperable observar el descenso marcado en la participación de abril respecto a marzo y con ello una cantidad de agentes aún menor que logra adjudicaciones de DFT debido a que hay mayor competencia en el mercado ante la disminución de ofertas equilibradas en flujos y contraflujos. En los siguientes meses, la participación continúa sufriendo fluctuaciones (aunque de menor envergadura), principalmente por las acciones de especuladores y ciertos coberturistas que vuelven a ofertar en sus tramos de interés. Respecto a las adjudicaciones, en la medida que se recupera el equilibrio de agentes ofertantes en un sentido y su opuesto, es posible adjudicar una mayor cantidad.

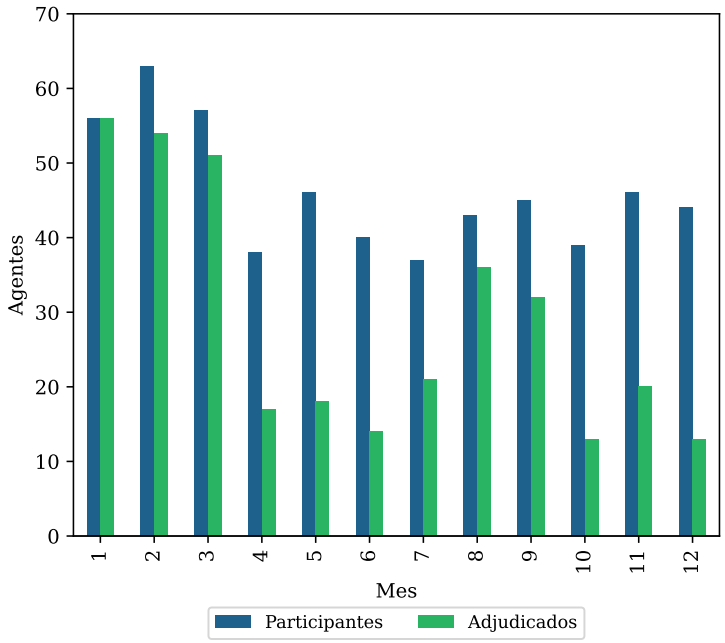

Figura 5.1. *Cantidad de agentes participantes y adjudicados en subastas mensuales*

La Figura 5.2 complementa el análisis previo haciendo un desglose por sentido de los DFT solicitados por lo agentes en cada subasta y los que son posteriormente adjudicados. En la medida que la proporción de DFT solicitados en las subastas se vuelve desigual, se reduce la cantidad total de DFT adjudicados, debido a que el equilibrio de flujos y contraflujos en los tramos de interés permite adjudicar a mayor cantidad de agentes sin violar las restricciones físicas de flujos del sistema.

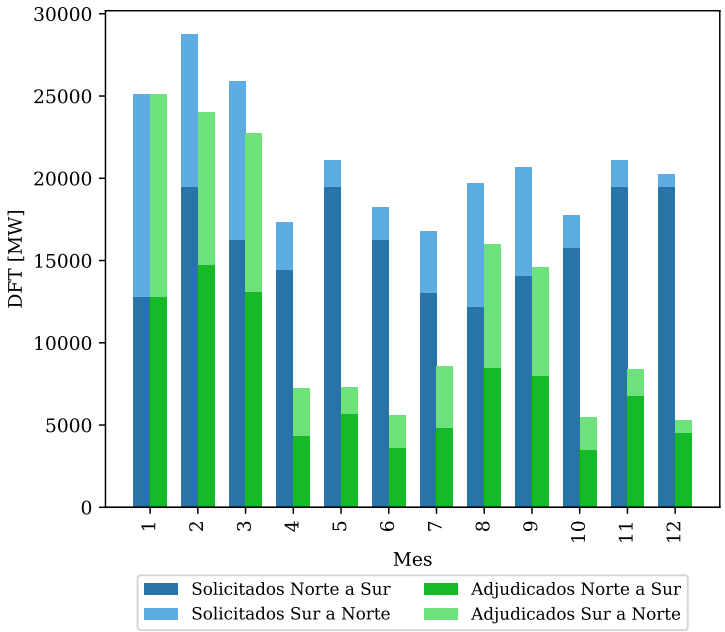

Figura 5.2. *Cantidad de DFT solicitados y posteriormente adjudicados por sentido del tramo.*

La Figura 5.3 presenta la cantidad de agentes que producto de la liquidación en el DAM de los DFT adjudicados, han obtenido cobertura frente al desacople de CMg del SEN, también se presenta la cantidad de agentes que por la misma liquidación deberán incurrir en pagos al ISO provocando que el DFT actúe como un pasivo.

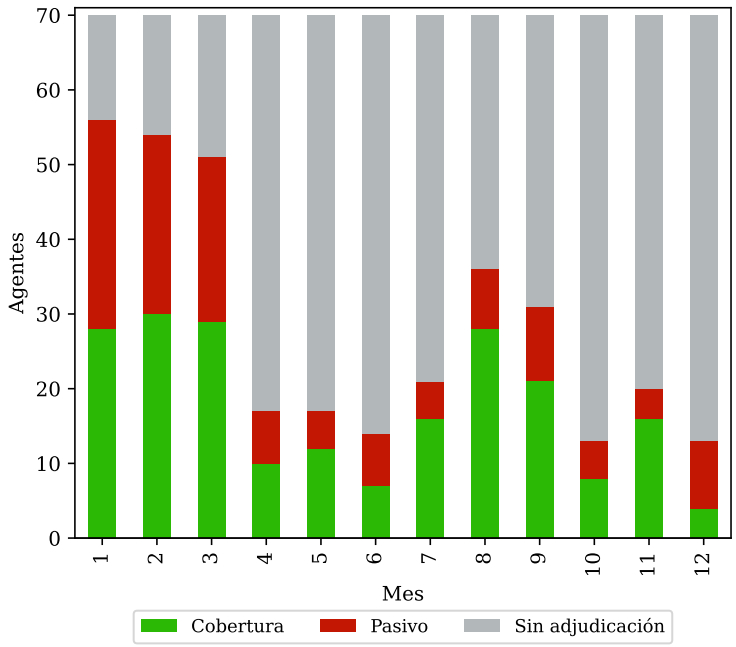

Figura 5.3. *Cantidad de agentes que obtuvieron cobertura o pasivo por valorización del DFT en el DAM para cada mes.*

La Tabla 5.3 presenta los ingresos mensuales obtenidos por el ISO debido a las ofertas por DFT que han sido adjudicadas por cantidades Q_{adj} (que no necesariamente son $\widehat{Q}$). Se observa que el fuerte de ingresos se da en los primeros tres meses del año, donde aún se mantiene la confianza de todos los coberturistas. A partir de abril, debido a la racha negativa de los DFT de ciertos tramos valorizado por el DAM, hay una disminución marcada en los participantes de subastas y en las ofertas aceptadas por parte del ISO que trae como consecuencia una menor recolección de dinero en las subastas. De este modo se nota como el equilibrio de ofertas en sentidos Norte a Sur y viceversa permite aumentar la cantidad de adjudicaciones de DFT, lo que impacta positivamente en los ingresos recaudados por el ISO.

Tabla 5.3
Ingreso mensual recaudado por el ISO debido a DFT adjudicados.

Mes	Monto recaudado [$]
Enero	105.591.453
Febrero	61.537.074
Marzo	53.291.553
Abril	4.912.047
Mayo	5.965.114
Junio	6.437.682
Julio	6.426.100
Agosto	6.940.668
Septiembre	6.126.087
Octubre	3.808.796
Noviembre	5.325.781
Diciembre	6.448.439
Total	**272.810.794**

La Tabla 5.4 presenta los valores mensuales de coberturas y pasivos que se logran debido a la valorización de los DFT adquiridos por DAM de cada mes. De forma general, los montos de dinero asociados a coberturas siempre superan los montos de pasivos, aunque los porcentajes fluctúan mes a mes confirmando la utilidad de los DFT para cubrir posiciones frente a desacoples de CMg, pero también el riesgo existente debido a la obligación de pago por parte del agente si los flujos son contrarios a lo presupuestado. Diciembre es el único mes donde monetariamente los pasivos superan a la cobertura. En dicho mes, cuatro de los seis tramos de la Tabla 5.2 cambian su valorización respecto a los dos meses previos. Hay una marcada mayoría de DFT adjudicados en sentidos Norte a Sur de acuerdo a la Figura 5.2 y que se encontraron con una valorización negativa de sus tramos, que logra superar los montos de cobertura del mismo mes.

Tabla 5.4
Montos mensuales resultantes de coberturas y pasivos derivados de la valorización de DFT adjudicados.

Mes	Cobertura [$]	Pasivo [$]
Enero	24.476.116	23.893.158
Febrero	35.055.380	29.021.604
Marzo	18.447.475	11.787.106
Abril	5.848.892	844.346
Mayo	8.466.847	5.564.844
Junio	4.575.954	237.246
Julio	2.806.212	394.076
Agosto	11.862.167	1.979.742
Septiembre	15.889.746	4.250.340
Octubre	7.093.420	386.796
Noviembre	13.024.162	934.702
Diciembre	175.190	558.563
Total	**147.721.562**	**79.852.524**

A partir de la cantidad de agentes que han obtenido cobertura por la adjudicación de DFT, presentados en la Figura 5.3, y los montos mensuales de cobertura asociados, detallados en la Tabla 5.4, se procede a analizar en qué casos la cobertura mediante adquisición de DFT fue un beneficio respecto a los resultados del DAM o, en caso contrario, se incurrió en un sobrepago por cobertura.

La Figura 5.4 presenta la cantidad de agentes que obtuvieron cobertura, desglosado en aquellos que han rentabilizado la adquisición de DFT y aquellos que incurrieron en sobrepagos al ISO por adquirir coberturas. En los meses de febrero, abril y octubre; todos los agentes que obtuvieron cobertura, lograron rentabilizar sus DFT al comparar el valor resultante en el DAM respecto al precio P_{bid} ofertado por cada agente cubierto. En diciembre, la situación es contraria y se observa como la totalidad de agentes que pagó por cobertura, incurrió en sobrepagos al ISO por adjudicar los DFT de interés. Es decir, han pagado un monto superior en la subasta respecto al monto que habrían pagado si no hubieran adquirido las coberturas de interés.

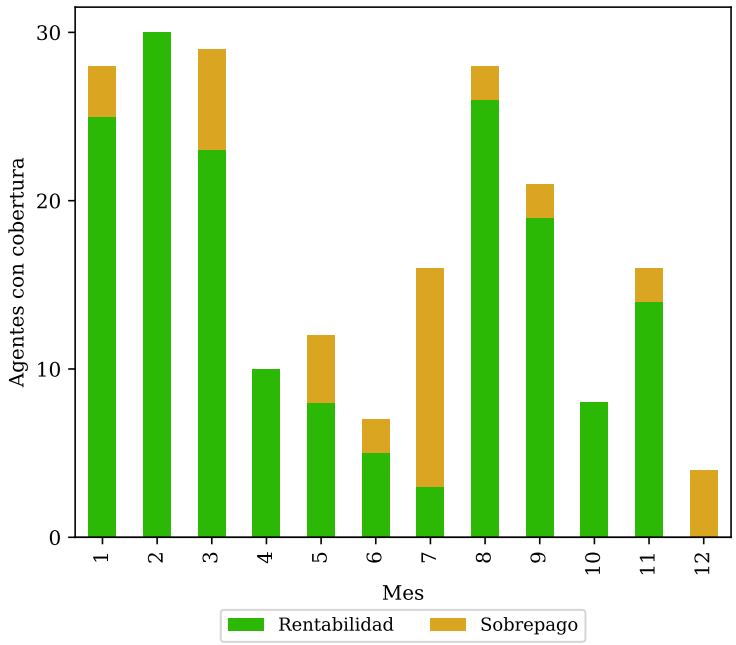

Figura 5.4. *Cantidad de agentes con cobertura que han rentabilizado sus DFT o han incurrido en sobrepagos.*

La Tabla 5.5 presenta los montos mensuales resultantes al evaluar las coberturas logradas por los agentes, comparando P_{DAM} y P_{bid}. Los montos de rentabilidad es respecto a agentes que lograron cobertura pagando un precio de oferta P_{bid} menor al precio resultante de mercado P_{DAM} para los DFT adquiridos. Los sobrepagos presentan la diferencia para aquellos agentes que, logrando cobertura, pagaron un extra al comparar el precio de mercado P_{DAM} respecto a su P_{bid}.

Tabla 5.5
Montos mensuales de rentabilidad y sobrepago asociados a coberturas de DFT adjudicados.

Mes	Rentabilidad [$]	Sobrepago [$]
Enero	23.373.865	83.229
Febrero	30.174.495	0
Marzo	14.385.869	3.739.407
Abril	3.898.111	0
Mayo	4.203.147	1.497.558
Junio	2.520.812	29.631
Julio	246.363	3.662.396
Agosto	5.823.642	50.431
Septiembre	10.165.981	107.332
Octubre	4.951.030	0
Noviembre	9.083.724	106.835
Diciembre	0	2.120.887
Total	**108.827.038**	**11.397.707**

Se destaca en general que las coberturas permiten rentabilizar posiciones de los agentes y que el porcentaje de sobrepagos es notoriamente inferior respecto al primer ítem.

La Figura 5.5 presenta el recuento de agentes que han rentabilizado cobertura, contra agentes que han sobrepagado por cobertura y aquellos que han adquirido pasivos. Salvo enero (25), junio (5), julio (3) y diciembre (0), los agentes que rentabilizan coberturas siempre son mayoría y representan más del 50 % de éxito respecto al total de agentes adjudicados en los casos de febrero (56 %), abril (59 %), agosto (72 %), septiembre (59 %), octubre (62 %) y noviembre (70 %).

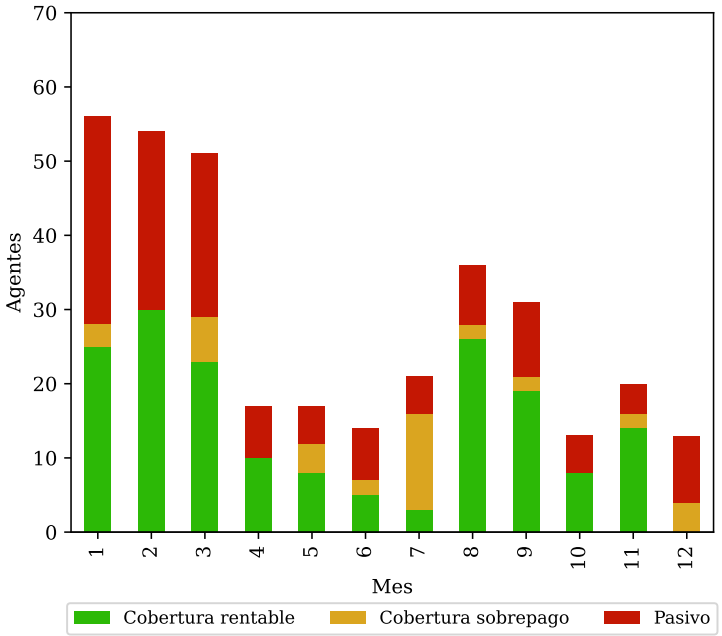

Figura 5.5. *Cantidad de agentes que obtuvieron cobertura, rentabilizada o sobrepagada, o pasivos por valorización del DFT en el DAM para cada mes.*

A continuación, se analizan seis casos de interés siguiendo los resultados obtenidos por agentes.

5.1.1. Primer caso de interés: Sentido NC-C y agente H21

Este caso de estudio corresponde al sentido NC-C, haciendo seguimiento al agente coberturista H21, quien puja por 430 [MW] de DFT en cada subasta durante los 12 meses.

La Tabla 5.6 presenta el seguimiento al comportamiento y resultados obtenidos por el agente H21 durante cada uno de los días representativos de cada mes.

Tabla 5.6
Resultados agente H21 en tramo NC-C por día representativo.

Día representativo	P_{bid} **[$/MW]**	P_{DAM} **[$/MW]**	$\widehat{Q}$ **[MW]**	Q_{adj} **[MW]**
Enero	1,9	80,9	430	430
Febrero	1,6	129,7	430	0
Marzo	27,2	64,5	430	430
Abril	22,1	62,1	430	430
Mayo	18,7	93,5	430	0
Junio	33,6	-2,7	430	49
Julio	30,0	13,1	430	430
Agosto	28,3	27,8	430	430
Septiembre	28,2	66,3	430	430
Octubre	25,4	69,8	430	430
Noviembre	23,3	118,9	430	0
Diciembre	42,4	5,1	430	0

El comportamiento y resultados obtenidos por el agente H21, en los días representativos de cada mes, se muestra gráficamente en la Figura 5.6

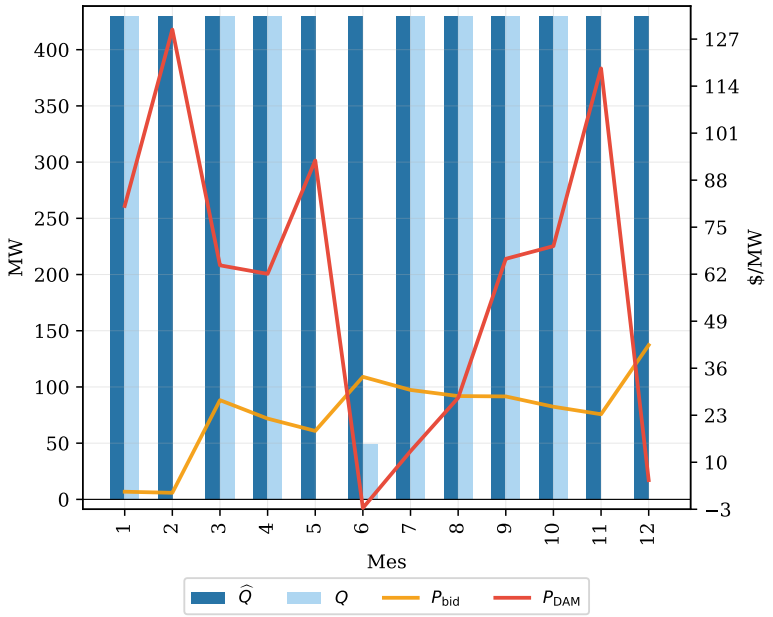

Figura 5.6. *Resultados agente H21 en tramo NC-C por día representativo de cada mes.*

Tanto de la Tabla 5.6, como de la Figura 5.6, se pueden analizar diversos factores influyentes en el comportamiento del agente. Existe un aumento pronunciado en su oferta de marzo respecto a febrero dado que no logró adjudicar DFT en febrero pero el tramo de interés tuvo una gran valorización (la mayor al comparar los 12 P_{DAM}). Luego de adjudicar durante marzo y abril, su baja continua de P_{bid} provoca que no adjudique DFT en mayo. El alza en su P_{bid} de junio no es suficiente para adjudicar la totalidad de $\widehat{Q}$ y a esto se suma que en dicho mes por primera vez el valor P_{DAM} es negativo, constituyendo un pasivo. A pesar de la revalorización de P_{DAM} en julio, no es suficiente para rentabilizar los DFT adquiridos y hasta agosto el agente incurre en sobrepagos por cobertura. Septiembre y octubre vuelven a rentabilizar los DFT adjudicados, sin embargo la tendencia a la baja de P_{bid} provoca que en noviembre no haya adjudicación y a pesar del repunte en diciembre, no se adjudica DFT que en dicho mes habrían resultado en sobrepagos por cobertura.

La Figura 5.7 presenta el porcentaje de subastas donde el agente H21 obtiene cobertura, diferenciada por resultado, obtiene pasivos o no adjudica DFT a pesar de realizar ofertas. En la mayoría de subastas logra rentabilizar la cobertura obtenida, mientras que solo en una subasta ha adquirido pasivos por la operación del DAM. El segundo mayor porcentaje corresponde a ofertas que no lograron adjudicar ningún DFT, constituyendo cuatro subastas en total. Complementando al análisis de la Figura 5.6, se constata que si hubiera adjudicado DFT por P_{bid} ofrecido en dichos meses, tres de cuatro mercados (febrero, mayo y noviembre) habrían resultado en coberturas rentabilizadas, mientras que el mercado de diciembre habría sido hipotéticamente un sobrepago por cobertura.

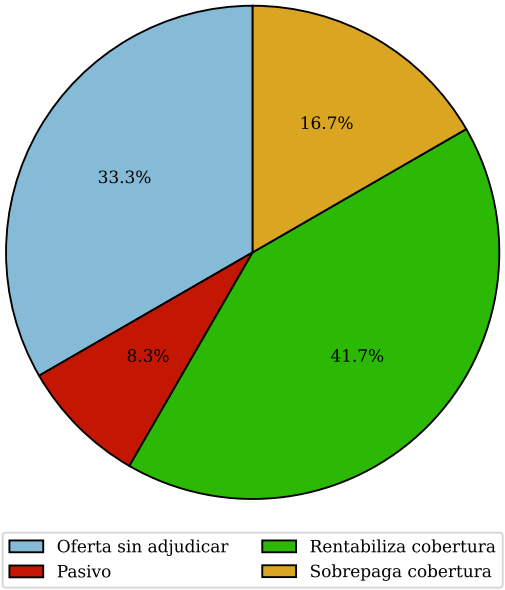

Figura 5.7. *Resultados en las 12 subastas mensuales para agente H21.*

La Tabla 5.7 presenta los montos mensuales en los que ha incurrido el agente H21 por concepto de: ofertas adjudicadas, cobertura obtenida por la adjudicación, pasivos obtenidos por adjudicación, rentabilidad o sobrepago según corresponda por la cobertura lograda versus el pago por dicha cobertura. Se vuelve a destacar el hecho de que los DFT adjudicados ofrecen cobertura en siete meses y son pasivos en un solo mes. En los meses donde hay cobertura, en dos casos se ha sobrepagado por dicha cobertura.

Tabla 5.7
Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente H21.

Mes	**Oferta [$]**	**Cobertura [$]**	**Pasivo [$]**	**Rentabilidad [$]**	**Sobrepago [$]**
Enero	24.661	1.077.864	–	1.053.203	–
Febrero	–	–	–	–	–
Marzo	362.176	859.119	–	496.942	–
Abril	284.703	800.961	–	516.258	–
Mayo	–	–	–	–	–
Junio	49.421	–	3.896	–	–
Julio	399.767	174.090	–	–	225.677
Agosto	377.239	370.574	–	–	6.665
Septiembre	363.780	854.625	–	490.845	–
Octubre	337.916	929.901	–	591.985	–
Noviembre	–	–	–	–	–
Diciembre	–	–	–	–	–
Total	**2.199.662**	**5.067.133**	**3.896**	**3.149.234**	**232.342**

Considerando que los gastos por parte del agente ocurren cuando paga por las ofertas adjudicadas y también los pasivos obtenidos, mientras que sus ingresos son por las coberturas rentabilizadas, es posible analizar los resultadoes económicos mensuales del agente debido al desacople de CMg en el mercado spot sin DFT versus los resultados logrados

con DFT.

La Tabla 5.8 presenta los resultados económicos de la operación en el mercado spot con y sin DFT, derivados del desacople de CMg del sistema. Se resalta en verde el escenario con mejor resultado en el mismo mes (ganancias o reducción de pérdidas). En primer lugar, se puede notar que once de doce mercados del escenario sin DFT tuvieron desacoples en el sentido de interés NC-C, por lo que la decisión de ofertar por este tramo, por parte del agente, está justificada dadas las continuas congestiones que provocan pérdidas por inyecciones menos retiros. El agente adjudicó DFT en ocho mercados, pero solo cinco fueron rentables como ya se ha analizado previamente. Para evaluar la operación del mercado spot con DFT se considera el valor de pérdidas por operar sin DFT agregando el gasto incurrido por ofertar para adjudicar los DFT deseados y también el pasivo generado en el mes según corresponda, y restando la rentabilidad lograda en los meses pertinentes que permite amortizar las pérdidas. En cinco casos operando con DFT los resultados son mejores y solo tres casos operando sin DFT. Finalmente se observa una disminución en las pérdidas económicas de $2.863.575 operando en el spot con DFT versus sin DFT. Esto implica una reducción de pérdidas económicas del 30,3 % respecto a la operación en el mercado sin DFT.

Tabla 5.8

Comparación mensual de resultados económicos operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H21.

Mes	**Spot sin DFT [$]**	**Spot con DFT [$]**
Enero	-1.077.864	-24.661
Febrero	-1.560.986	-1.560.986
Marzo	-859.119	-362.176
Abril	-800.961	-284.703
Mayo	-1.245.689	-1.245.689
Junio	34.185	-19.132
Julio	-174.090	-399.767
Agosto	-370.574	-377.239
Septiembre	-854.625	-363.780
Octubre	-929.901	-337.916
Noviembre	-1.533.810	-1.533.810
Diciembre	-67.317	-67.317
Total	**-9.440.749**	**-6.577.174**

La Figura 5.8 muestra gráficamente los resultados económicos mensuales producto de los desacoples de CMg en el mercado spot sin el uso de DFT versus la incorporación de DFT.

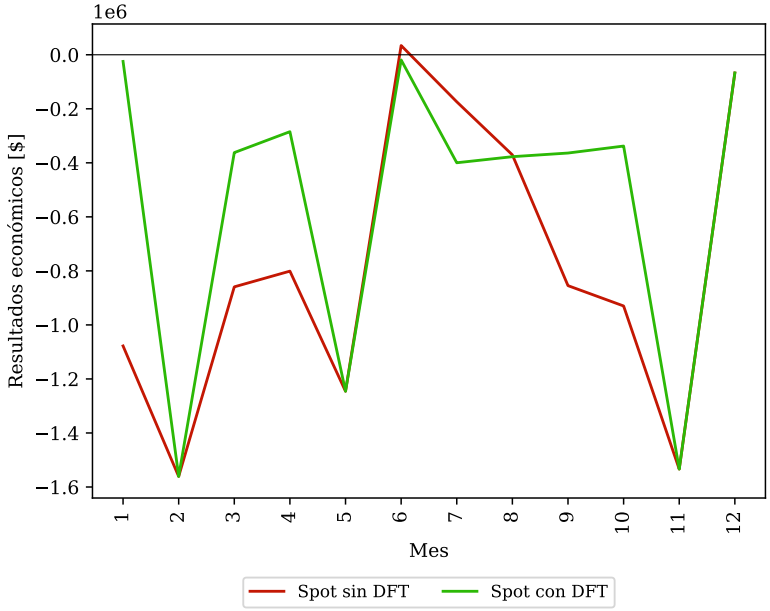

Figura 5.8. *Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H21.*

Se destaca que la adopción de DFT por parte del agente H21 en el tramo NC-C es justificada al observar que dicho tramo expone constantemente a pérdidas económicas a los agentes con contratos de suministro en el sentido ya discutido. Respecto a las coberturas logradas por los DFT adjudicados, en la mayoría se rentabiliza su adquisición y permite que en la operación del año el agente H21 amortice sus pérdidas por desacoples de precios en un tercio.

5.1.2. Segundo caso de interés: Sentido NC-C y agente S15

Este caso de estudio corresponde al sentido NC-C, ahora el seguimiento es al agente especulador S15, quien puja por 546 [MW] de DFT en cada subasta durante los 12 meses. El tramo de estudio ya ha sido analizado desde la perspectiva del agente coberturista H21, por lo que ahora se enriquece el análisis del tramo al considerar el comportamiento y resultados de un agente del tipo especulador.

La Tabla 5.9 presenta el seguimiento al comportamiento y resultados obtenidos por el agente durante cada uno de los días representativos de cada mes.

Tabla 5.9
Resultados agente S15 en tramo NC-C por día representativo.

Día representativo	P_{bid} **[$/MW]**	P_{DAM} **[$/MW]**	$\widehat{Q}$ **[MW]**	Q_{adj} **[MW]**
Enero	0	80,9	546	0
Febrero	8,1	129,7	546	546
Marzo	5,6	64,5	546	546
Abril	4,3	62,1	546	0
Mayo	33,2	93,5	546	97
Junio	54,3	-2,7	546	546
Julio	0	13,1	546	0
Agosto	1,3	27,8	546	0
Septiembre	14,6	66,3	546	546
Octubre	10,8	69,8	546	0
Noviembre	40,3	118,9	546	546
Diciembre	32,1	5,1	546	0

El comportamiento y resultados obtenidos por el agente S15, en los días representativos de cada mes, se muestra gráficamente en la Figura 5.9

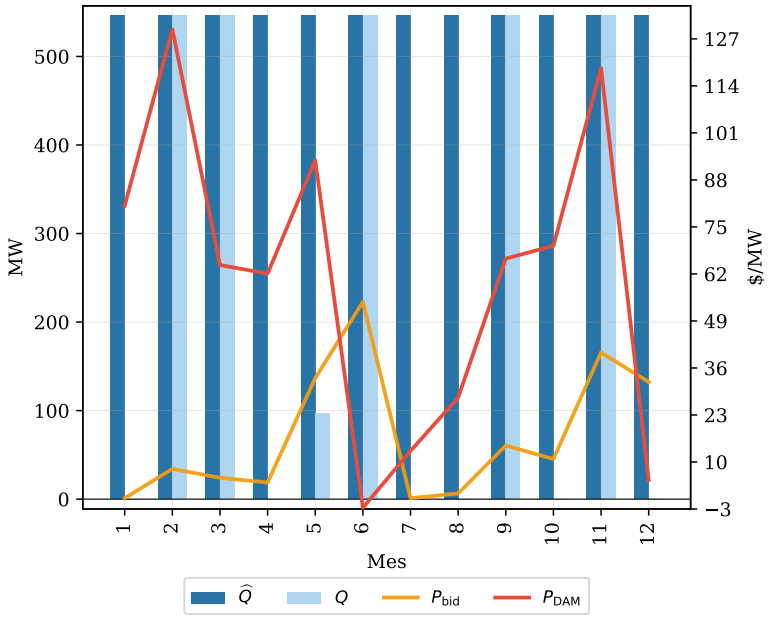

Figura 5.9. *Resultados agente S15 en tramo NC-C por día representativo de cada mes.*

De la Tabla 5.9, complementado con la Figura 5.9, se observa como en enero no realiza oferta alguna por DFT de interés, en coherencia con la valorización de su tramo en enero para el caso de costos auditados (Figura 5.1), que al ser negativo provoca un desinterés por participar para el agente. Sin embargo, ante el P_{DAM} positivo de enero el agente entra a ofertar para los siguientes meses. La adjudicación de la cantidad $\widehat{Q}$ deseada en febrero y marzo, sumado a la valorización positiva de estos DFT, provoca una tendencia a la baja en su precio de oferta P_{bid} buscando maximizar los ingresos. El precio ofertado en abril no es suficiente para adjudicar DFT y es en mayo cuando se observa la primera alza pronunciada en su P_{bid}, la cual se acentúa nuevamente para la subasta de junio debido a

que los DFT adjudicados en mayo fueron inferiores a la cantidad deseada. Sin embargo, frente a la valorización negativa del tramo en junio, el agente agresivamente desiste de ofertar en julio por los resultados obtenidos. Ante la recuperación del mercado en julio, oferta ligeramente en agosto, sin lograr adjudicar DFT. Aumenta nuevamente su P_{bid} en septiembre y ante la total adjudicación de DFT, baja su precio en octubre siendo este insuficiente para obtener DFT. En noviembre aumenta notoriamente su puja, logrando la adjudicación total de $\widehat{Q}$. En diciembre, ante una baja de P_{bid} respecto a noviembre, no logra adjudicar DFT.

La Figura 5.10 presenta el desglose de subastas donde el agente S15 obtiene cobertura, diferenciada por resultado si corresponde, obtiene pasivos, no adjudica DFT a pesar de realizar ofertas o no oferta. Al igual que el agente H21, S15 rentabiliza su cobertura en cinco mercados de subastas. La diferencia con los resultados observados de H21 en la Figura 5.7 es que ,dada la naturaleza especuladora de S15 que permite que no oferte si en el mercado precedente el tramo es valorizado negativamente, ha optado por no presentar ofertas en dos mercados: enero y julio. No existen mercados donde haya realizado sobrepagos por cobertura, como sí ocurre con el agente H21. El porcentaje de subastas donde H21 incurre en sobrepagos por cobertura, se traspasa porcentualmente a los dos mercados donde S15 no oferta por DFT. No obstante lo anterior, al observar el desglose de los resultados en las 12 subastas, es favorable el escenario del agente S15, ya que debido a que solo está especulando en el tramo y no tiene contratos de suministro como tal, su abstención de participar en el mercado no provoca consecuencias negativas ni positivas. De los tres mercados en donde realizó ofertas pero no adjudicó DFT, notamos que una hipotética adjudicación en abril y agosto habrían resultado en una cobertura rentable, mientras que el mercado de diciembre habría resultado en un sobrepago por cobertura. Para efectos del especulador, es aún más notorio el efecto de obtener sobrepagos por cobertura o no adjudicar DFT en dicho mercado. Los sobrepagos son una pérdida como el caso de un coberturista, pero la opción de operar sin DFT es indiferente para el especulador ya que su única vía de participación en el spot está dada por la adquisición de DFT.

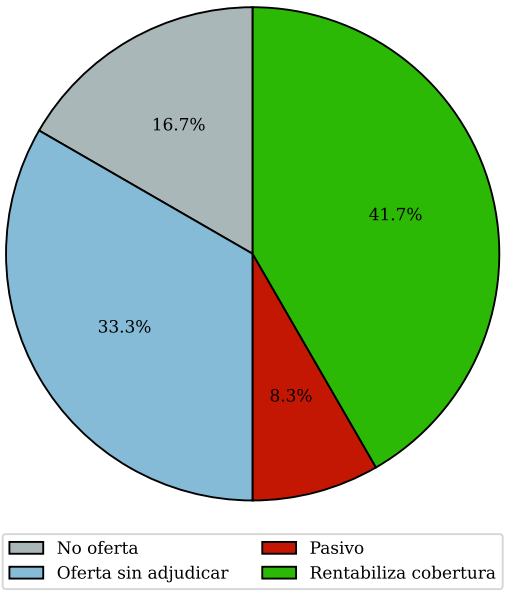

Figura 5.10. *Resultados en las 12 subastas mensuales para agente S15.*

En la mayoría de subastas logra rentabilizar la cobertura obtenida, mientras que solo en una subasta ha adquirido pasivos por la operación del DAM. El segundo mayor porcentaje corresponde a ofertas que no lograron adjudicar ningún DFT, constituyendo cuatro subastas en total. Complementando el análisis de la Figura 5.6 se constata que, si hubiera adjudicado DFT por P_{bid} ofrecido en dicho mes, tres de cuatro mercados habrían resultado en coberturas rentabilizadas, mientras que el mercado de diciembre habría sido hipotéticamente un sobrepago por cobertura.

La Tabla 5.10 presenta los montos mensuales en los que ha incurrido el agente S15 por concepto de: ofertas adjudicadas, cobertura obtenida por la adjudicación, pasivos obtenidos por adjudicación, rentabilidad o sobrepago según corresponda por la cobertura lograda versus el pago por dicha cobertura. Se destaca que los DFT adjudicados solo constituyen un pasivo en junio, similar al caso del agente H21, pero cuando hay cobertura siempre es rentabilizada y nunca se incurre en sobrepagos.

Tabla 5.10
Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente S15.

Mes	**Oferta [$]**	**Cobertura [$]**	**Pasivo [$]**	**Rentabilidad [$]**	**Sobrepago [$]**
Enero	–	–	–	–	–
Febrero	123.680	1.982.089	–	1.858.409	–
Marzo	95.463	1.090.881	–	995.418	–
Abril	–	–	–	–	–
Mayo	99.832	281.004	–	181.172	–
Junio	889.270	–	43.407	–	–
Julio	–	–	–	–	–
Agosto	–	–	–	–	–
Septiembre	238.493	1.085.175	–	846.682	–
Octubre	–	–	–	–	–
Noviembre	659.950	1.947.582	–	1.287.632	–
Diciembre	–	–	–	–	–
Total	**2.106.688**	**6.386.731**	**43.407**	**5.169.313**	–

La Tabla 5.11 presenta los resultados obtenidos de la operación en el spot mediante DFT para el agente S15. Se resalta en verde los meses donde el agente logra ganancias por la operación. A diferencia, del caso previo analizado de H21, en esta ocasión el agente no opera en el mercado spot sin DFT, ya que no tiene contratos de suministro en el tramo de interés (sin considerar que podría tener contratos de suministro en otros tramos). Como no tiene compromisos de operación en el spot, la única forma de operar es mediante el uso de los DFT y, como se ha mencionado, la motivación del especulador es de rentabilizar este instrumento financiero como una fuente de ingresos adicional a su portafolio. En este caso, logra ganancias totales de $4.236.636.

Tabla 5.11
Resultados económicos mensuales operando en el mercado spot con DFT para el agente S15.

Mes	Spot con DFT [$]
Enero	0
Febrero	1.858.409
Marzo	995.418
Abril	0
Mayo	181.172
Junio	-932.677
Julio	0
Agosto	0
Septiembre	846.682
Octubre	0
Noviembre	1.287.632
Diciembre	0
Total	**4.236.636**

La Figura 5.11 muestra gráficamente los resultados mensuales obtenidos por el agente S15 producto de los desacoples de CMg en el mercado spot mediante la adquisición DFT.

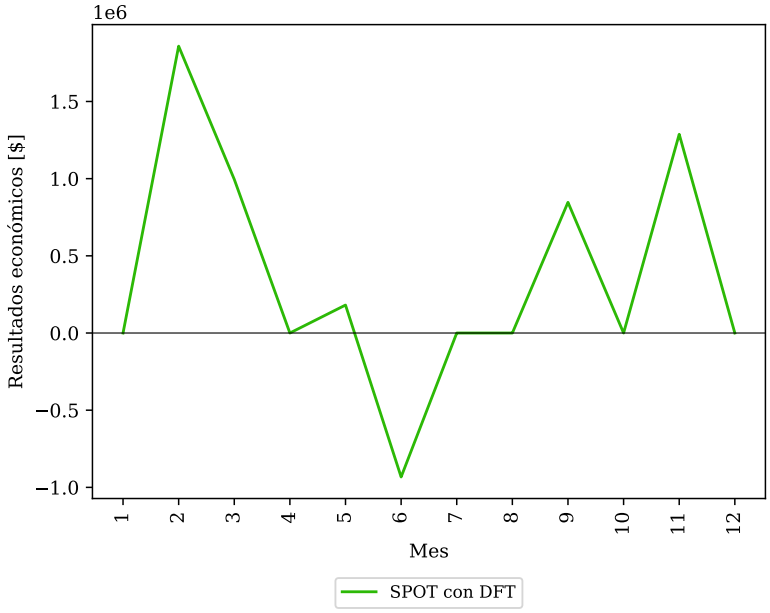

Figura 5.11. *Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente S15.*

Se destaca que el agente S15 ha rentabilizado de gran forma los DFT adquiridos en el tramo NC-C. Debido a que no posee compromisos debido a contratos de suministro, la operación en el mercado spot mediante DFT busca otra vía de ingresos para el agente. Se constata que el tramo ha sido prolífico durante la mayoría del año y el agente S15 ha aprovechado las señales entregadas, sumado a sus reglas de comportamiento, maximizando así los beneficios por usar los DFT como un instrumento especulativo. Este comportamiento,

tiene su justificación en la vida real, donde la especulación ha irrumpido en el mercado de DFT distorsionando lo que inicialmente era un mecanismo de cobertura, mutando a una ambivalencia entre coberturas y especulaciones.

5.1.3. Tercer caso de interés: Sentido C-NG y agente S61

El seguimiento es al agente especulador S61 en el sentido C-NG, quien puja por 428 [MW] de DFT en cada subasta durante los 12 meses. La Tabla 5.12 presenta los resultados obtenidos por el agente S61 durante cada uno de los días representativos de cada mes.

Tabla 5.12
Resultados agente S61 en tramo C-NG por día representativo.

Día representativo	P_{bid} **[$/MW]**	P_{DAM} **[$/MW]**	$\widehat{Q}$ **[MW]**	Q_{adj} **[MW]**
Enero	426,9	-92,1	428	428
Febrero	0	-19,4	428	0
Marzo	0	-48,1	428	0
Abril	0	-74,9	428	0
Mayo	0	-12,3	428	0
Junio	0	79,3	428	0
Julio	7,9	9,7	428	428
Agosto	5,7	27,2	428	428
Septiembre	4	-30,6	428	428
Octubre	0	-76	428	0
Noviembre	0	-138,2	428	0
Diciembre	0	-3,2	428	0

El comportamiento del agente S61 se muestra gráficamente en la Figura 5.12.

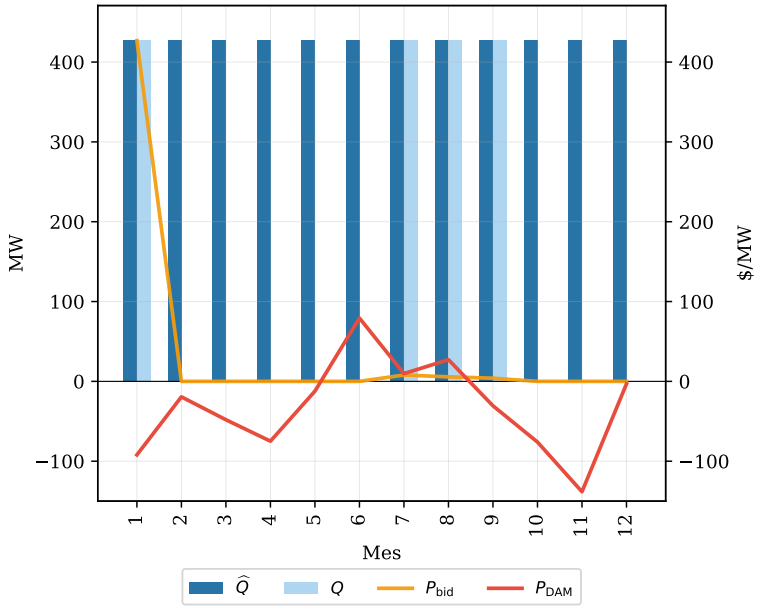

Figura 5.12. *Resultados agente S61 en tramo C-NG por día representativo de cada mes.*

De la Tabla 5.12. complementado con la Figura 5.12, se observa como es fuerte su puja en enero, debido a los positivos resultados que tuvo el tramo C-NG en el mismo mes pero operando un mercado de costos auditados, presentado en la Tabla 5.1. Logra adjudicar la cantidad $\widehat{Q}$ de DFT, sin embargo la valorización en el mercado de enero es negativa, incurriendo en pasivos para el agente. Las reglas de ofertas definidas para el agente especulador, lo llevan a no ofertar en el siguiente mes, debido al precedente de valorización negativa del tramo. La decisión de no realizar ofertas se mantiene desde febrero hasta junio, contabilizando en total cinco meses sin presentar ofertas en las subastas de DFT. Se observa que en cuatro de los cinco meses el tramo fue valorado negativamente de acuerdo al P_{DAM}, por lo que el análisis ex-post concluye que la abstención del agente S61 en ofertar fue correcta, ya que potencialmente habría incurrido en pasivos de obtener los DFT deseados. En junio por primera vez la operación del mercado resulta en un P_{DAM} positivo y esta señal es percibida por el agente quien, debido a su agresividad en las ofertas, aprovecha la prematura valorización positiva del tramo y oferta en el mes siguiente. En julio, el precio ofertado por los DFT le permite la adjudicación y coincide con un P_{DAM} superior, lo que permite por primera vez en el año que el agente S61 obtenga ganancias mediante la especulación con DFT. Como ha adquirido la cantidad deseada $\widehat{Q}$, en la subasta de agosto disminuye su oferta buscando aumentar las ganancias. Nuevamente adjudica DFT por la cantidad $\widehat{Q}$ y el P_{DAM} de agosto resulta positivo, incurriendo en ganancias por segundo mes consecutivo. La racha de rentabilidad se ve truncada en septiembre, donde nuevamente presenta una oferta a la baja buscando aumentar las ganancias y resulta adjudicado por la totalidad de DFT ofertados, sin embargo el tramo C-NG es valorizado negativamente resultando en pasivos para el agente. Ante este resultado, S61 desiste de ofertar para la subasta del siguiente mes y dado que desde septiembre a diciembre los P_{DAM} de los DFT en el tramo C-NG resultan negativos, no vuelve a presentar ofertas en el año. Esta forma de protección resulta adecuada para el agente, ya que una hipótetica oferta y adjudicación en dichos meses habrían significado que S61 debía incurrir en pagos al ISO por los pasivos contraídos.

La Figura 5.13 presenta el porcentaje de subastas donde el agente S61 rentabiliza la cobertura obtenida, contrae pasivos o no oferta por DFT en el tramo C-NG. En el 66,7 % de las subastas el agente opta por no ofertar, coincidiendo con los resultados negativos en la valorización de P_{DAM} vistos en la Tabla 5.12. De las ocho subastas donde el agente no presenta ofertas, solo la subasta de junio presenta un P_{DAM} positivo del tramo. La decisión del agente de no ofertar, sumado a los resultados vistos del mercado, fueron adecuadas ya que habría incurrido potencialmente en pasivos. En cuanto a las subastas donde rentabiliza sus ofertas o incurre en pérdidas, estos se reparten equitativamente, en dos subastas cada uno. Las ganancias por la operación de los DFT ocurren en junio y agosto, mientras que las pérdidas ocurren en enero y septiembre.

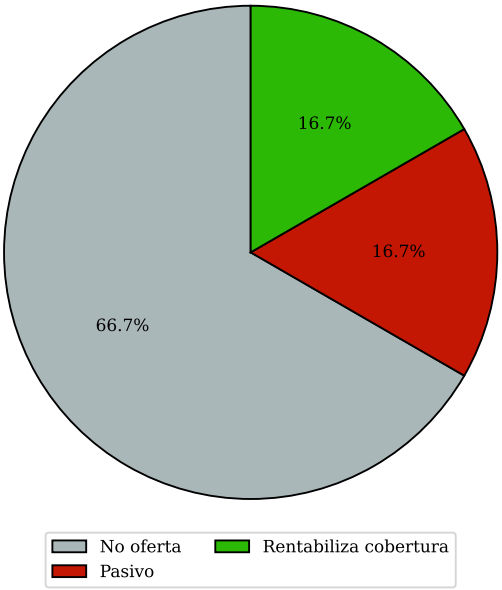

Figura 5.13. *Resultados en las 12 subastas mensuales para agente S61.*

La Tabla 5.13 presenta los montos mensuales en los que ha incurrido el agente S61 por concepto de: ofertas adjudicadas, cobertura obtenida por la adjudicación, pasivos obtenidos por adjudicación, rentabilidad o sobrepago según corresponda por la cobertura lograda versus el pago por dicha cobertura. Como ya se ha analizado, el agente obtiene pasivos en dos mercados y rentabiliza la cobertura lograda en dos mercados. Respecto a las ofertas realizadas, en cuatro de doce mercados, la puja más importante ocurre en enero donde por las señales vistas en la Tabla 5.1 el especulador oferta de forma agresiva, consistiendo en el mayor pago por adjudicación de DFT en los cuatro meses ofertados y adjudicados. El total de pasivos contraídos durante las 12 subastas superan a la cobertura contraída por el agente, cobertura que renta en menor medida al analizar la rentabilidad del año. Los montos resultantes constatan que el agente finalizó con pérdidas el año, no pudiendo obtener rentabilidades mediante la especulación en el mercado con DFT.

Tabla 5.13
Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente S61.

Mes	**Oferta [$]**	**Cobertura [$]**	**Pasivo [$]**	**Rentabilidad [$]**	**Sobrepago [$]**
Enero	5.664.109	–	1.221.585	–	–
Febrero	–	–	–	–	–
Marzo	–	–	–	–	–
Abril	–	–	–	–	–
Mayo	–	–	–	–	–
Junio	–	–	–	–	–
Julio	105.215	129.098	–	23.882	–
Agosto	75.362	360.359	–	284.997	–
Septiembre	50.846	–	392.904	–	–
Octubre	–	–	–	–	–
Noviembre	–	–	–	–	–
Diciembre	–	–	–	–	–
Total	**5.895.533**	**489.457**	**1.614.489**	**308.879**	**–**

La Tabla 5.14 presenta los resultados obtenidos de la operación en el spot mediante DFT para el agente S61. Se resalta en verde los meses donde el agente logra ganancias por la operación. Como ya se comentó en el caso previo del agente S15, se considera que los especuladores no tienen contratos de suministro que lo obliguen a transar energía en el mercado spot. Por lo que su participación en este mercado es posible a través de la adquisición de DFT, buscando cazar las oportunidades de precios en el tramo de interés. Los gastos provienen de los precios de oferta por DFT adjudicados y en este caso se suman los pasivos que ha contraído de acuerdo al mes. Las ganancias son por concepto de rentabilidad, al comparar la cobertura lograda menos el pago que ha desembolsado por adquirir dicha cobertura. El mes de enero es notoriamente negativo para el agente, por la agresividad de la oferta realizada de acuerdo a las señales percibidas previamente y los pasivos resultantes por la valorización de P_{DAM}. En los siguientes meses no es capaz de subsanar las pérdidas. Incluso sin considerar el resultado de enero, lo operación de los restantes tres meses totalizan pérdidas para el agente. Las pérdidas totales una vez finalizado el año ascienden a $7.020.565.

Tabla 5.14
Resultados económicos mensuales operando en el mercado spot con DFT para el agente S61.

Mes	Spot con DFT [$]
Enero	-6.885.6934
Febrero	0,00
Marzo	0,00
Abril	0,00
Mayo	0,00
Junio	0,00
Julio	23.882
Agosto	284.997
Septiembre	-443.750
Octubre	0,00
Noviembre	0,00
Diciembre	0,00
Total	**-7.020.565**

La Figura 5.14 muestra gráficamente los resultados mensuales obtenidos por el agente S61 producto de los desacoples de CMg en el mercado spot mediante la adquisición de DFT.

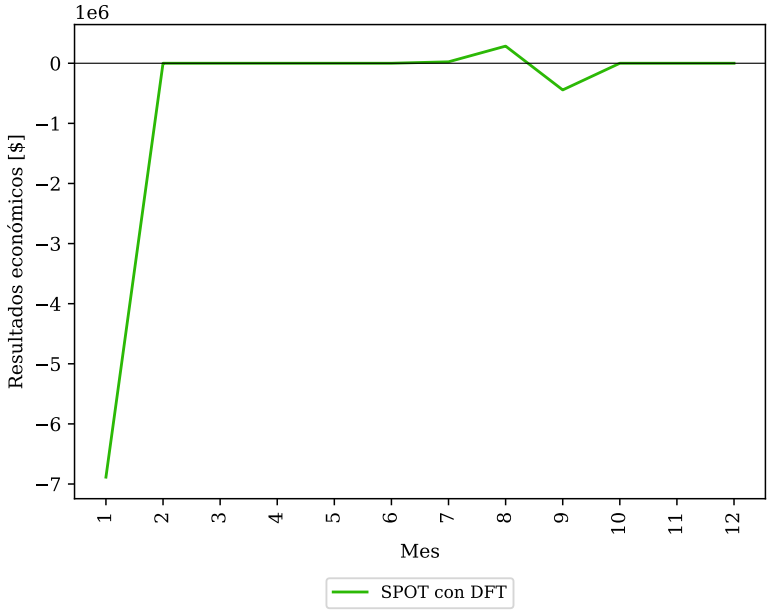

Figura 5.14. *Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente S61.*

Para este caso, a diferencia del caso del agente S15, el agente S61 no ha logrado obtener rentabilidades al cierre del año por la especulación de DFT en el mercado. Las condiciones adversas del tramo ofertado acentuaron la dificultad del agente en búsqueda de generar ingresos mediante la puja de DFT. El mes de enero agudiza especialmente las pérdidas, marcando la volatilidad y dificultades a las que sin duda se verán enfrentados los agentes

ante la inclusión de un mercado de DFT en el mercado chileno. Así como se puede preveer con certeza que habrán agentes que logren utilidades por la mera especulación, existe una contraparte de agentes que se verá enfrentado a pérdidas y que deben ser cautelosos en el manejo de su riesgo para intentar ganar en el mercado.

5.1.4. Cuarto caso de interés: Sentido NG-S y agente H17

Este caso de estudio corresponde al sentido NG-S, ahora el seguimiento es al agente coberturista H17, quien puja por 358 [MW] de DFT en cada subasta durante los 12 meses.

La Tabla 5.15 presenta el seguimiento al comportamiento y resultados obtenidos por el agente H17 durante cada uno de los días representativos de cada mes.

Tabla 5.15
Resultados agente H17 en tramo NG-S por día representativo.

Día representativo	P_{bid} **[$/MW]**	P_{DAM} **[$/MW]**	$\widehat{Q}$ **[MW]**	Q_{adj} **[MW]**
Enero	4,2	92,2	358	358
Febrero	3,6	59,5	358	358
Marzo	3,6	47,6	358	0
Abril	12,4	77,9	358	0
Mayo	25,5	12,3	358	0
Junio	24,2	-79,3	358	0
Julio	13,8	-18,6	358	69
Agosto	10,6	-19,9	358	358
Septiembre	7,5	30,6	358	358
Octubre	7,1	85,8	358	0
Noviembre	22,8	139,1	358	0
Diciembre	46,1	-8,4	358	0

El comportamiento y resultados obtenidos por el agente H17, en los días representativos de cada mes, se muestra gráficamente en la Figura 5.15.

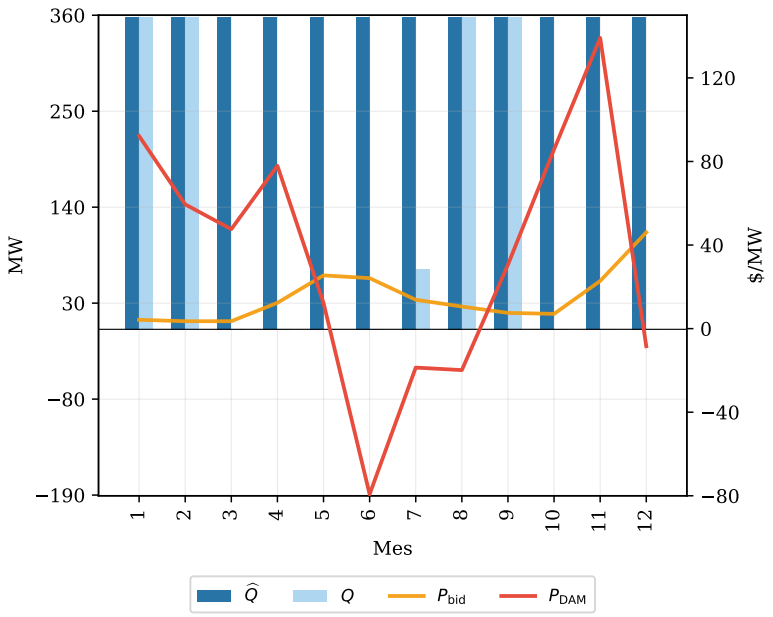

Figura 5.15. *Resultados agente H17 en tramo NG-S por día representativo de cada mes.*

El análisis de la Tabla 5.15 junto a la Figura 5.15, da cuenta de que en enero empezó con una leve oferta debido al resultado negativo de dicho tramo visto en la Tabla 5.1. Sin embargo, logra adjudicar la cantidad de DFT deseada y además la valorización es positiva y sobre el precio ofertado, constituyendo ganancias para el agente. El buen resultado de enero induce a que el agente reduzca su oferta buscando maximizar los ingresos, lo que ocurre nuevamente debido a la adjudicación y posterior valorización positiva del tramo. En marzo el agente opta por mantener su precio de oferta, sin embargo este precio no es suficiente para adjudicar DFT, perdiendo la oportunidad hipotética de haber sumado un tercer mes obteniendo ganancias por valorización de DFT en el tramo. Este resultado provoca que aumente su P_{bid} de abril en más de cuatro veces respecto a marzo, sin embargo, esta alza no es suficiente y queda no adjudicado por segunda vez consecutiva. Mientras tanto el tramo NG-S ya acumula hasta abril cuatro mercados consecutivos con un P_{DAM} positivo. Esta situación provoca que el agente aumente ahora su P_{bid} en 2,06 veces para mayo respecto abril. En mayo finalmente logra adjudicar la cantidad de DFT solicitados y en el mercado se valorizan positivamente, pero la valorización es inferior al pago realizado por el agente, incurriendo finalmente en sobrepago por cobertura. Frente a esta situación, el agente ajusta a la baja ligeramente en junio, pero frente a esta baja de P_{bid}, nuevamente no logra adjudicar DFT. Se observa también que, por primera vez en el año, P_{DAM} es negativo en el tramo estudiado, por lo que una potencial adjudicación habría significado que el agente obtendría pasivos en dicho mes. Frente a dicha situación, pero con la confianza de que el mercado vuelva a valorizar positivamente el tramo, el agente oferta a la baja en julio, adjudicando parcialmente la cantidad $\widehat{Q}$ y resultando en pasivos debido a que el P_{DAM} continúa negativo. En agosto se tiene la misma configuración de resultados, con la salvedad de que a pesar de la disminución de P_{bid} casi a la mitad, esta vez logra adjudicar la totalidad de DFT, que incurren en pasivos por segundo mercado consecutivo. A pesar de que hubo tres mercados consecutivos donde el P_{DAM} del tramo es negativo, no hay una pérdida de confianza por parte del agente y realiza oferta en septiembre, debido a que

en junio no adjudicó DFT lo que no es percibido como una señal negativa para el agente que mantiene su confianza en el repunte. Efectivamente en septiembre el tramo vuelve a ser valorizado positivamente y el valor es superior al precio de adjudicación ofertado por el agente, lo que permite volver a rentabilizar la cobertura. Ante el resultado positivo, oferta ligeramente a la baja en octubre por un precio que no es suficiente para adjudicar DFT. En noviembre, ante los resultados previos, ajusta su oferta al alza en más de tres veces lo presentado en octubre, pero nuevamente no adquiere DFT, motivo por el cual en diciembre dobla su apuesta, que tampoco basta para entrar en la adjudicación. Para este último mes, al igual que el caso de junio, afortunadamente el agente no adjudica DFT ya que habrían significado un pasivo debido al P_{DAM} resultante.

La Figura 5.16 presenta el porcentaje de subastas donde el agente H17 rentabiliza la cobertura obtenida, contrae pasivos u oferta pero no adjudica DFT en el tramo NG-S. Su participación es de un 100 % en las 12 subastas posibles. Su efectividad adjudicando ofertas es de 41,7 %. De los siete meses en donde no logra adjudicar ofertas, son cinco los mercados donde una hipotética adjudicación por el precio ofertado habría resultado en cubrir su posición. De estos cinco mercados, solo el mercado de mayo habría constituido un sobrepago por cobertura para el agente. Respecto a los dos mercados restantes de los siete donde no adjudica ofertas, habría contraído pasivos. En total, la hipotética adjudicación de los siete mercados faltantes, sería rentable el 57 % de las veces, considerando la inclusión de marzo, abril, octubre y noviembre. Respecto a los mercados donde el agente adjudica ofertas, tres de cinco mercados incurren en ganancias para el titular y los restantes dos significan pérdidas por los pasivos adquiridos. Respecto a los mercados con pérdidas, se debe notar que en el mercado de julio, presentado en la Tabla 5.15, las pérdidas podrían haber sido aún mayores, toda vez que el agente H17 no logra adjudicar por completo los DFT solicitados.

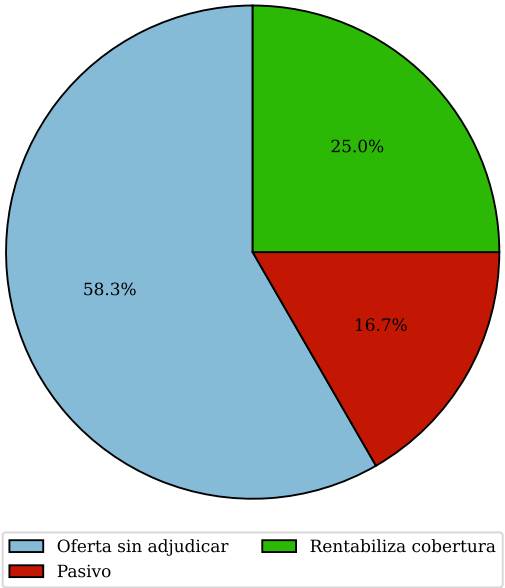

Figura 5.16. *Resultados en las 12 subastas mensuales para agente H17.*

La Tabla 5.16 presenta los montos mensuales en los que ha incurrido el agente H17 por concepto de: ofertas adjudicadas, cobertura obtenida por la adjudicación, pasivos

obtenidos por adjudicación, rentabilidad o sobrepago según corresponda por la cobertura lograda versus el pago por dicha cobertura. Como ya se analizó, son cinco los meses donde el agente logra adjudicar DFT, respecto a las 12 ofertas que presentó en el año. En tres meses logra rentabilizar la cobertura obtenida al comparar con la oferta ingresada. En dos meses, los DFT adquiridos incurren en pasivos para el titular, dando cuenta de que por la operación en el spot sin considerar adquirir DFT, el agente H17 habría obtenido ganancias. Respecto a las ofertas aceptadas, el mes de agosto es donde incurre en un mayor desembolso de dinero por adquirir DFT, dicha adquisición implica una pérdida adicional al obtener pasivos por la operación del mercado spot.

Tabla 5.16

Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente H17.

Mes	**Oferta [$]**	**Cobertura [$]**	**Pasivo [$]**	**Rentabilidad [$]**	**Sobrepago [$]**
Enero	46.834	1.023.236	–	976.402	–
Febrero	35.585	596.027	–	560.442	–
Marzo	–	–	–	–	–
Abril	–	–	–	–	–
Mayo	–	–	–	–	–
Junio	–	–	–	–	–
Julio	29.561	–	39.871	–	–
Agosto	117.306	–	220.295	–	–
Septiembre	80.872	328.644	–	247.772	–
Octubre	–	–	–	–	–
Noviembre	–	–	–	–	–
Diciembre	–	–	–	–	–
Total	**310.158**	**1.947.907**	**260.166**	**1.784.616**	–

La Tabla 5.17 presenta los resultados económicos resultantes para cada mes derivados de la operación en el spot mediante DFT para el agente H17, con un contrato de suministro de 358 [MW]. Se resalta en verde el escenario con mejor resultado en el mismo mes. Como ya se analizó previamente, son solo cinco los mercados en donde hay diferencias en la operación con o sin DFT ya que en los restantes siete mercados donde el agente ofertó, no logró adjudicar DFT finalmente. Son tres los mercados donde hay mejores resultados con DFT y dos mercados sin DFT. Se aprecian reducciones de pérdidas económicas sustanciales en enero y febrero, que otorgan una importante cobertura para el titular frente a los desacoples de CMg en el tramo NG-S. El tramo en cuestión expone a pérdidas al agente H17 durante ocho de doce meses, justificando las pujas por DFT llevadas a cabo por el agente ya que la mayoría del tiempo se vería enfrentado a congestiones en el sentido de interés. Durante los meses de junio, julio, agosto y diciembre, se observa como la mera operación del mercado spot sin DFT incurre en ganancias para el agente. En el caso de julio, se debe recordar que el agente adquirió DFT parcialmente, lo que permite que incluso ante la operación del spot con DFT en posesión, permita que tenga ganancias, debido a que la fracción de DFT que deriva en pasivos es menor que los ingresos adquiridos del mercado spot. En el caso de agosto se refleja el efecto de la cobertura total mediante DFT cuando la operación del mercado provoca desacoples de precios en el sentido contrario al previsto, es decir, el nodo de inyección r presenta mayores CMg que el nodo de retiro s. En estos casos, las ganancias del spot se pierden en forma de pasivos adquiridos por la valorización de los DFT y se tiene como gasto el monto total de la oferta por adjudicar

la cantidad de derechos deseada. Finalmente, la operación en el spot considerando DFT permite reducción de pérdidas económicas para el agente en $1.377.583, lo que corresponde a una reducción del 30,5 % respecto a la operación sin DFT.

Tabla 5.17
Comparación mensual de resultados económicos operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H17.

Mes	Spot sin DFT [$]	Spot con DFT [$]
Enero	-1.023.236	-46.834
Febrero	-596.027	-35.585
Marzo	-528.265	-528.265
Abril	-837.076	-837.076
Mayo	-136.061	-136.061
Junio	851.252	851.252
Julio	206.867	137.435
Agosto	220.295	-117.306
Septiembre	-328.644	-80.872
Octubre	-952.097	-952.097
Noviembre	-1.494.364	-1.494.364
Diciembre	93.556	93.556
Total	**-4.523.799**	**-3.146.216**

La Figura 5.17 muestra gráficamente los resultados económicos mensuales producto de los desacoples de CMg en el mercado spot sin el uso de DFT versus la incorporación de DFT.

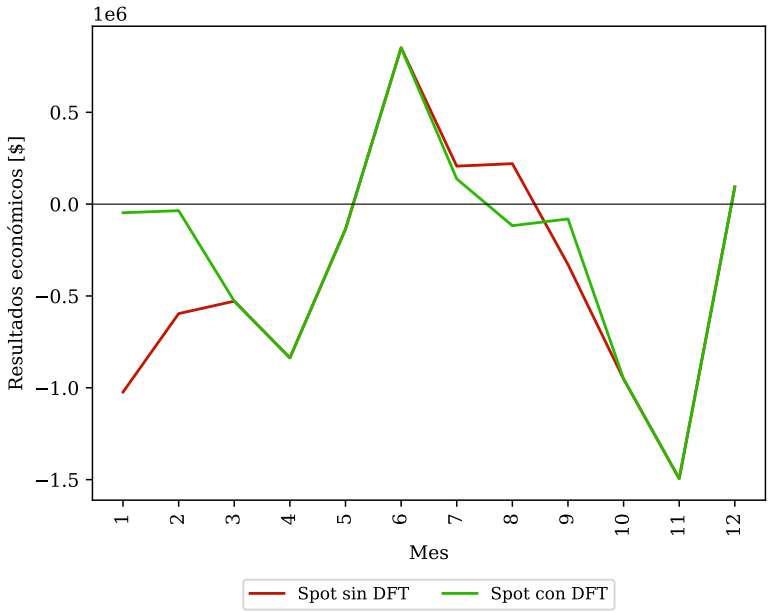

Figura 5.17. *Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente H17.*

En este caso se confirma nuevamente la validez de los DFT como instrumento de

cobertura para los agentes del mercado. Tal como se vio en el caso del agente H21 en el tramo NC-C, el agente H17 ha logrado reducir las pérdidas económicas derivadas de la operación del mercado spot en un 30 %. A pesar de que el tramo NG-S ha presentado congestiones en el contrario durante cuatro de doce meses, que habrían implicado ganancias para el agente, estas ganancias no lograban revertir las pérdidas de los restantes ocho meses. La inclusión de DFT para manejar el riesgo de congestión ha mejorado la situación, considerando que en dos de cinco mercados, la adquisición de DFT por el agente significó un pasivo. No obstante lo anterior, los restantes tres mercados rentabilizaron los DFT adjudicados, permitiendo reducir la brecha de pérdidas económicas para el agente.

5.1.5. Quinto caso de interés: Sentido C-S y agente H16

Este caso de estudio corresponde al sentido C-S, ahora el seguimiento es al agente coberturista H16, quien puja por 548 [MW] de DFT en cada subasta durante los 12 meses.

La Tabla 5.18 presenta el seguimiento al comportamiento y resultados obtenidos por el agente H16 durante cada uno de los días representativos de cada mes.

Tabla 5.18
Resultados agente H16 en tramo C-S por día representativo.

Día representativo	P_{bid} **[$/MW]**	P_{DAM} **[$/MW]**	$\widehat{Q}$ **[MW]**	Q_{adj} **[MW]**
Enero	1,2	0,1	548	548
Febrero	1,1	40,1	548	548
Marzo	1	-0,5	548	548
Abril	0,8	3	548	510
Mayo	1,2	0	548	0
Junio	1	0	548	0
Julio	0,9	-8,9	548	0
Agosto	0	7,3	548	0
Septiembre	1,5	0	548	355
Octubre	1,3	9,8	548	478
Noviembre	2,6	0,9	548	0
Diciembre	2,4	-11,6	548	0

El comportamiento y resultados obtenidos por el agente H16, en los días representativos de cada mes, se muestra gráficamente en la Figura 5.18.

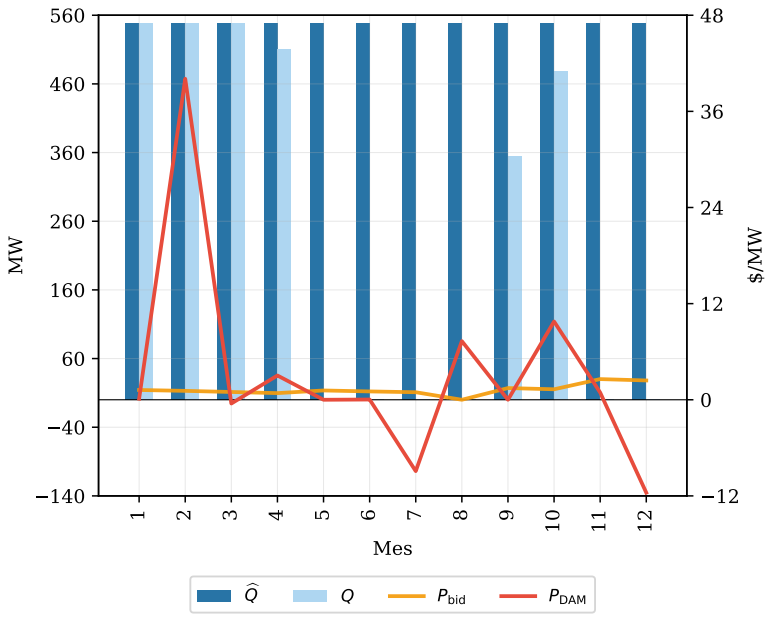

Figura 5.18. *Resultados agente H16 en tramo C-S por día representativo de cada mes.*

El análisis de la Tabla 5.18 junto a la Figura 5.18, indica que su oferta de enero fue conservadora, antes los resultados observados para el tramo C-S en el mismo mes operando en un mercado de costos auditados, como se indica en la Tabla 5.1. A pesar de dicha oferta, logra la adjudicación, aunque la valorización de los DFT para enero resultan en un P_{DAM} inferior al precio de oferta, determinando un sobrepago por cobertura por parte del titular. Frente a esta situación, en febrero disminuye su oferta buscando rentabilizar la cobertura obtenida y no sobrepagar. Nuevamente adjudica los DFT deseados y esta vez el P_{DAM} resultante sí rentabiliza la posesión de DFT. Buscando aumentar la rentabilidad, oferta nuevamente a la baja en marzo y vuelve a adjudicar la cantidad $\widehat{Q}$, pero por primera vez el tramo se valoriza negativamente aunque el impacto de precios no repercute lo suficiente para disminuir en gran medida su oferta al siguiente mes. La oferta de abril se reduce en 14,4 % respecto a marzo, ante lo cual logra adjudicar solo 510 [MW] en DFT. Debido a la adjudicación parcial de abril, oferta al alza en mayo, sin éxito en la adjudicación. En este mes se destaca el hecho de que no hubo desacople de precios en el tramo estudiado, por lo que la potencial adjudicación de DFT habría significado un sobrepago para el agente H16 por cobertura que no era necesaria. Ocurre la misma situación en junio, donde la disminución del P_{bid} es constante y afortunadamente para el agente, no logra adjudicar ya que habría incurrido en sobrepagos en junio y en julio habría adquirido pasivos. Ante la situación de julio, en agosto las condiciones y precios de mercados anteriores provocan que no oferte, a la espera de señales que incentiven correctamente su decisión de ofertar. La positiva valorización P_{DAM} en agosto, provoca que oferte al alza en septiembre, pero este es el segundo mes del año donde no hay desacople de precios en el tramo, incurriendo nuevamente en un caso de sobrepago por concepto de cobertura, aunque parcial ya que no ha adjudicado la totalidad de DFT. Ante dicha situación, disminuye su oferta esperando no caer en sobrepago en caso de adjudicación y suponiendo que será necesaria la cobertura, lo que se ratifica con la operación de octubre en donde los DFT adquiridos cubren parcialmente su posición, adquiriendo 478 de los 548 MW solicitados. Debido a la adquisición parcial, en noviembre aumenta casi al doble su

precio de oferta, precio que no es suficiente para adjudicar DFT. En este mes nuevamente las restantes ofertas del mercado, que han sido por mejores precios que el ofertado por H16, permiten que el agente no se enfrente a un nuevo sobrepago por cobertura. Esta condición lleva a que ajuste su oferta a la baja en diciembre y en dicho mes tampoco logre adjudicar por el precio ofrecido. En el caso de diciembre, las restantes ofertas del mercado operaron de forma tal que privaron al agente de obtener pasivos, por la posterior valorización del tramo de acuerdo a su P_{DAM}.

La Figura 5.19 presenta el porcentaje de subastas donde el agente H16 rentabiliza o sobrepaga la cobertura obtenida, contrae pasivos, oferta pero no adjudica DFT o no oferta en el tramo C-S. A diferencia de casos anteriores, este caso se desglosa en más opciones dando cuenta de un escenario de subasta más complejo. La mayor cantidad de veces el agente oferta pero no adjudica DFT, siendo cinco de doce mercados. Al observar el resultado de una hipotética adjudicación de DFT en aquellos mercados, de acuerdo a lo presentado en la Tabla 5.18, en tres mercados habría incurrido en sobrepagos por cobertura, mientras que en los restantes dos mercados habría contraído pasivos. Respecto al resto de casos, son cinco los meses donde obtiene cobertura, pero son tres meses donde la cobertura adquirida es rentabilizada y dos meses donde el titular sobrepagó para cubrir su posición. Obtiene pasivos solo en marzo y el único mercado en donde no realiza oferta corresponde a agosto.

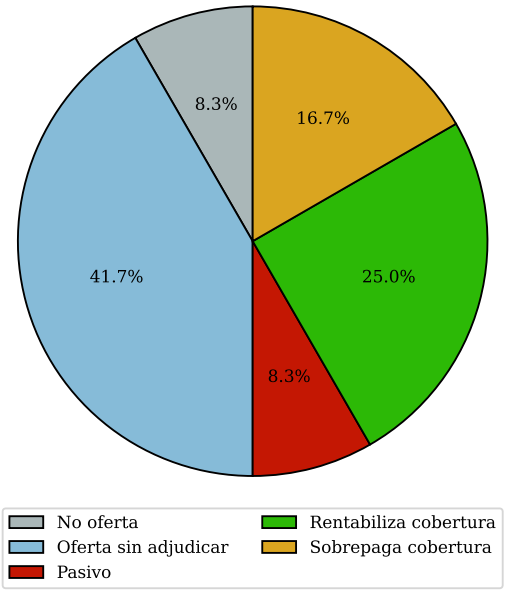

Figura 5.19. *Resultados en las 12 subastas mensuales para agente H16.*

La Tabla 5.19 presenta los montos mensuales en los que ha incurrido el agente H16 por concepto de: ofertas adjudicadas, cobertura obtenida por la adjudicación, pasivos obtenidos por adjudicación, rentabilidad o sobrepago según corresponda por la cobertura lograda versus el pago por dicha cobertura. Los montos desembolsados por las ofertas adjudicadas son similares, siendo enero el mes con un mayor gasto en este concepto. Respecto a las coberturas obtenidas, el mayor monto se logra en febrero y permite rentabilizar la cobertura en $597.802. En el caso del pasivo adquirido en marzo, este resulta en un monto de $7.984. Mientras que respecto a los sobrepagos por cobertura, totalizan $34.066 al cierre del año.

Se nota de forma general que el agente logra valorizar los DFT adquiridos, cubriendo de manera efectiva su posición, principalmente por el monto resultante de febrero.

Tabla 5.19

Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente H16.

Mes	**Oferta [$]**	**Cobertura [$]**	**Pasivo [$]**	**Rentabilidad [$]**	**Sobrepago [$]**
Enero	20.725	2.208	–	–	18.517
Febrero	17.032	614.834	–	597.802	–
Marzo	16.478	–	7.984	–	–
Abril	12.699	46.359	–	33.660	–
Mayo	–	–	–	–	–
Junio	–	–	–	–	–
Julio	–	–	–	–	–
Agosto	–	–	–	–	–
Septiembre	15.549	–	–	–	15.549
Octubre	19.412	144.772	–	125.360	–
Noviembre	–	–	–	–	–
Diciembre	–	–	–	–	–
Total	**101.895**	**808.173**	**7.984**	**756.823**	**34.066**

La Tabla 5.20 presenta los resultados económicos para cada mes derivados de la operación en el spot con y sin DFT para el agente H16, con un contrato de suministro de 548 [MW]. Las casillas destacadas indican en qué operación el agente obtiene mejor resultado. Son seis los meses donde las pérdidas varían entre la operación con y sin DFT, repartidos equitativamente. Febrero, abril y octubre son los meses donde el titular logró rentabilizar los DFT adquiridos, lo que se refleja en una cobertura frente a las pérdidas económicas derivadas de la operación del mercado spot. Para el caso de marzo se destaca como la adquisición de DFT por parte del agente, apuntando a cubrir su posición, derivó en un pasivo que deja sin efecto las ganancias que habría percibido por la operación del spot sin DFT y ahora resulta en pérdidas económicas de $16.478 que coincide con el monto ofertado por la adquisición de dichos DFT. En marzo y septiembre, el agente realiza sobrepagos por cobertura, lo que se reflejado en un aumento de las pérdidas económicas para dichos meses al observar los valores del mercado spot con DFT adquiridos, versus el mercado sin DFT. En los restantes seis meses, debido a que no adjudicó DFT (ya sea por no ofertar o por una oferta no adjudicada), los resultados son compartidos en ambos escenarios. Finalmente, se nota como operando con DFT, el agente H16 no solo redujo sus pérdidas económicas al cierre del año, sino que se vio beneficiado por la operación del tramo en meses donde la congestión ocurrió en sentido contrario, por los que sus inyecciones se valorizaron a mayor precio que sus retiros y totalizó el año con ganancias por la operación del mercado spot con DFT. Las ganancias totales por la operación con DFT ascienden $82.232, variando drásticamente respecto a las pérdidas por $616.062 que habría obtenido operando sin DFT.

Tabla 5.20
Comparación mensual de resultados económicos operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H16.

Mes	Spot sin DFT [$]	Spot con DFT [$]
Enero	-2.208	-20.725
Febrero	-614.834	-17.032
Marzo	7.984	-16.478
Abril	-49.813	-16.153
Mayo	0	0
Junio	-493	-493
Julio	151.363	151.363
Agosto	-124.352	-124.352
Septiembre	0	-15.549
Octubre	-165.973	-40.612
Noviembre	-14.796	-14.796
Diciembre	197.061	197.061
Total	-616.062	82.232

La Figura 5.20 muestra gráficamente los resultados económicos mensuales producto de los desacoples de CMg en el mercado spot sin el uso de DFT versus la incorporación de DFT. La cobertura por adquirir DFT amortiza de gran manera las pérdidas económicas en febrero, y acota también las pérdidas de abril y octubre, este último también es una amortización importante que contribuye en el resultado final del año con ganancias.

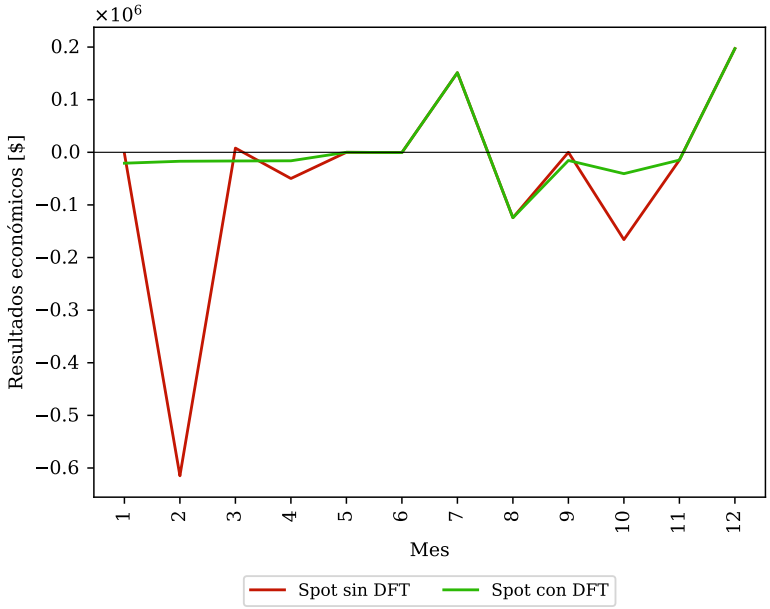

Figura 5.20. *Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente H16.*

Al igual que en los casos previos de agentes coberturistas, se confirma la relevancia de un instrumento como los DFT para el manejo de riesgos por parte de los agentes en el mercado. En este caso, el tramo estudiado, fluctuaba en sus desacoples, constituyendo

un mercado de mayor dificultad en cuanto a predicción de valorizaciones. Sin embargo, se comprueba que las decisiones del agente han permitido cubrir sus pérdidas al cierre del año e incluso obtener ganancias por la operación del mercado spot, aprovechando los desacoples de CMg en el sentido contrario del tramo.

5.1.6. Sexto caso de interés: Sentido NC-NG y agente H68

Este caso de estudio corresponde al sentido NC-NG, ahora el seguimiento es al agente coberturista H68, quien puja por 392 [MW] de DFT en cada subasta durante los 12 meses.

La Tabla 5.21 presenta el seguimiento al comportamiento y resultados obtenidos por el agente H17 durante cada uno de los días representativos de cada mes.

Tabla 5.21
Resultados agente H68 en tramo NC-NG por día representativo.

Día representativo	P_{bid} **[$/MW]**	P_{DAM} **[$/MW]**	$\widehat{Q}$ **[MW]**	Q_{adj} **[MW]**
Enero	64,9	-11,2	392	392
Febrero	57,3	110,3	392	392
Marzo	46,3	16,4	392	392
Abril	43,3	-12,8	392	392
Mayo	32,1	81,2	392	392
Junio	27,3	76,6	392	392
Julio	24,5	22,8	392	392
Agosto	24,3	55	392	392
Septiembre	24,3	35,6	392	392
Octubre	24,3	-6,3	392	392
Noviembre	21,2	-19,3	392	392
Diciembre	13,1	1,9	392	392

El comportamiento y resultados obtenidos por el agente H68, en los días representativos de cada mes, se muestra gráficamente en la Figura 5.21.

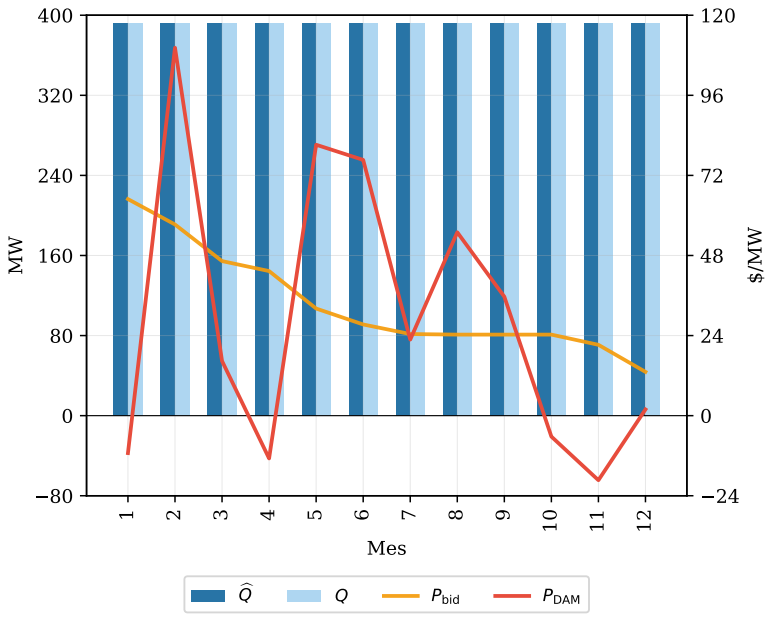

Figura 5.21. *Resultados agente H68 en tramo NC-NG por día representativo de cada mes.*

El análisis de la Tabla 5.21 junto a la Figura 5.21, indica que su oferta de enero fue impulsada por el comportamiento favorable del mismo tramo en el mercado de costos auditados de la Tabla 5.1. Sin embargo, enero resulta en P_{DAM} desfavorable para el agente y debido a la adjudicación completa de $\widehat{Q}$, su oferta de febrero es ajustada a la baja. En febrero rentabiliza la cobertura adquirida, lo que lo lleva a optar por continuar su oferta a la baja, esta vez buscando maximizar las ganancias obtenidas por la cobertura. En marzo vuelve a adjudicar $\widehat{Q}$ pero esta vez realiza sobrepagos por cobertura, debido a que P_{DAM} es inferior al P_{bid} ofrecido. En abril adjudica los DFT pedidos, que se convierten en un pasivo por segunda vez en el año. En mayo y junio logra encadenar dos meses consecutivos donde rentabiliza las coberturas obtenidas. La situación se convierte en un ligero sobrepago para el mes de julio y vuelve a ser rentabilizada en agosto. La oferta realizada en agosto se repite en septiembre, siendo este el último mes del año donde el agente percibe rentabilidades. En octubre adjudica el total de DFT incurriendo el pagos y esta situación ocurre nuevamente en noviembre. Para diciembre el agente obtiene el cuarto resultado de sobrepago del año. Se destaca el hecho de que, debido a los precios ofertados, H68 adjudica DFT durante las 12 subastas y además, en todos los casos es por la cantidad $\widehat{Q}$. Es un año con grandes fluctuaciones en el P_{DAM}, dificultando la capacidad de predicción del agente y resaltando las precauciones que se deben tomar respecto a los P_{bid} ofrecidos en cada subasta.

La Figura 5.22 presenta el porcentaje de subastas donde el agente H68 rentabiliza o sobrepaga la cobertura obtenida, o contrae pasivos en el tramo NC-NG. En concordancia con lo visto en la Tabla 5.21, participa y se adjudica DFT en las 12 subastas del año. Sin embargo, solo rentabiliza la cobertura en cinco meses, correspondiente al 41,7 % de las veces. El segundo evento más recurrente es la adquisición de pasivos, que ocurre en los mercados de enero, abril, octubre y noviembre. En los restantes tres mercados (marzo, julio y diciembre) el agente realiza sobrepagos por cobertura.

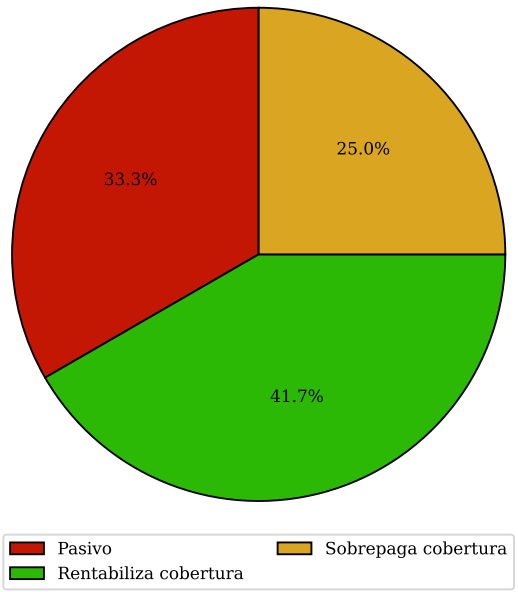

Figura 5.22. *Resultados en las 12 subastas mensuales para agente H68.*

La Tabla 5.22 presenta los montos mensuales en los que ha incurrido el agente H68 por concepto de: ofertas adjudicadas, cobertura obtenida por la adjudicación, pasivos obtenidos por adjudicación, rentabilidad o sobrepago según corresponda por la cobertura lograda versus el pago por dicha cobertura. Como se mencionó, el agente desembolsa montos por concepto de ofertas en todos los meses y además, estos corresponden a la totalidad de DFT solicitados. Al finalizar el año, el agente termina pagando al ISO $4.783.733 por los DFT solicitados. Los pasivos totalizan $590.740, mientras que las coberturas obtenidas ascienden a $4.683.957. Sin embargo, al comparar las coberturas con las ofertas realizadas, la rentabilidad obtenida en el año es de $2.264.121, mientras que los sobrepagos suman $520.835 debido a los aportes de marzo, julio y diciembre. Comparativamente, el monto total logrado en rentabilidad de cobertura es superior a la suma de pasivos y sobrepagos en el año, lo que da cuenta de que el agente ha previsto mayoritariamente de forma correcta la necesidad de cobertura por los montos involucrados. Sin embargo, sus montos de ofertas también son elevados, como consecuencia de lograr adjudicar DFT por la cantidad $\widehat{Q}$ en los 12 meses y que tendrán un impacto final importante en el desempeño durante el año.

Tabla 5.22
Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente H68.

Mes	**Oferta [$]**	**Cobertura [$]**	**Pasivo [$]**	**Rentabilidad [$]**	**Sobrepago [$]**
Enero	788.665	–	136.345	–	–
Febrero	628.815	1.210.214	–	581.399	–
Marzo	562.881	199.050	–	–	363.831
Abril	509.561	–	150.763	–	–
Mayo	390.079	986.621	–	596.542	–
Junio	321.401	901.286	–	579.886	–
Julio	297.238	276.944	–	–	20.294
Agosto	295.172	667.874	–	372.702	–
Septiembre	285.650	419.244	–	133.594	–
Octubre	295.172	–	76.193	–	–
Noviembre	249.665	–	227.438	–	–
Diciembre	159.434	22.724	–	–	136.710
Total	**4.783.733**	**4.683.957**	**590.740**	**2.264.121**	**520.835**

La Tabla 5.23 presenta las pérdidas económicas resultantes para cada mes derivadas de la operación en el spot con y sin DFT para el agente H68, con un contrato de suministro de 392 [MW]. Las casillas destacadas indican en qué operación el agente obtiene mejores resultados. Se aprecia como por la mera operación del mercado spot, sin considerar DFT, el agente habría conseguido ganancias en enero, abril, octubre y noviembre. El restante de los mercados muestran que el agente habría incurrido en pérdidas por los desacoples de CMg, lo que justifica su decisión de pujar en las subastas por dicho tramo buscando obtener cobertura. No obstante, como ya se analizó en la Tabla 5.22, a pesar de que los montos asociados a rentabilizar las coberturas obtenidas superan a los sobrepagos realizados y pasivos contraídos, el precio que ha debido desembolsar por adjudicar los DFT deseados es elevado. En este caso el agente al lograr adjudicar la cantidad $\widehat{Q}$ durante las 12 subastas logra una potencial cobertura perfecta, por lo que los montos reflejados en el spot con DFT corresponden siempre al monto que ha desembolsado por adjudicar la totalidad de DFT, coincidiendo el total en ambas tablas. Potenciado por las elevadas ofertas que ha realizado el agente, la operación con DFT ha aumentado las pérdidas económicas respecto a un mercado sin incluir este instrumento. La diferencia entre ambos escenarios es de $690.515, un aumento de 16,9 % respecto al caso base sin DFT.

Tabla 5.23
Comparación mensual de resultados económicos operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H68.

Mes	Spot sin DFT [$]	Spot con DFT [$]
Enero	136.345	-788.665
Febrero	-1.210.214	-628.815
Marzo	-199.050	-562.881
Abril	150.763	-509.561
Mayo	-986.621	-390.079
Junio	-901.286	-321.401
Julio	-276.944	-297.238
Agosto	-667.874	-295.172
Septiembre	-419.244	-285.650
Octubre	76.193	-295.172
Noviembre	227.438	-249.665
Diciembre	-22.724	-159.434
Total	**-4.093.217**	**-4.783.733**

La Figura 5.23 muestra gráficamente los resultados mensuales obtenidos por el agente H68 producto de los desacoples de CMg en el mercado spot mediante la adquisición DFT. Debido a que el agente logra adjudicar la cantidad $\widehat{Q}$ durante las 12 subastas, el comportamiento de las curvas se condice con el comportamiento de las curvas de precios en la Figura 5.21.

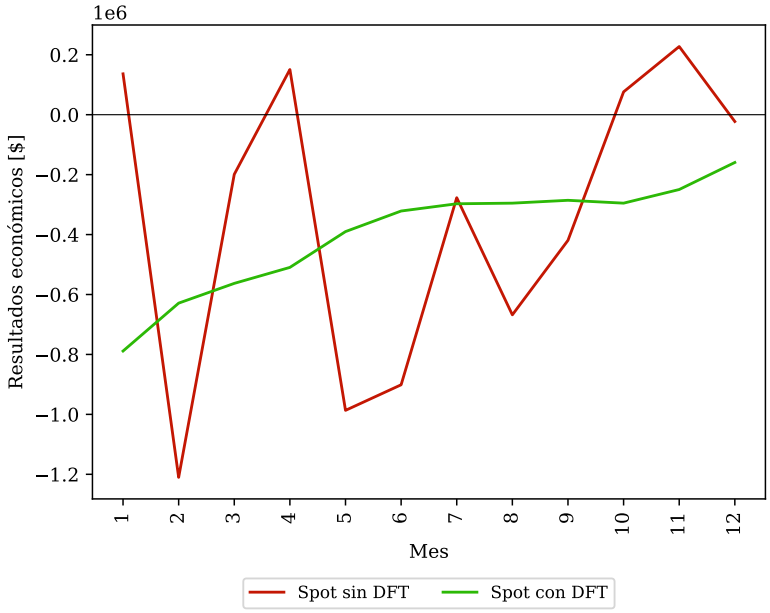

Figura 5.23. *Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente H68.*

A diferencia de las situaciones previas analizadas para coberturistas, en este caso el agente H68 no logra cubrir sus riesgos mediante el uso de DFT, principalmente por los agresivos cambios de precios del mercado, sumado a las elevadas ofertas que ha realiza-

do por adjudicar DFT. Si bien estas ofertas elevadas le permitieron adjudicar DFT en todas las subastas y además por la cantidad deseada, el precio que paga no termina de ser amortizado por las rentabilidades que logra, contribuyendo a aumentar las pérdidas económicas resultantes del año. Este es otro ejemplo de la precacución y responsabilidad que deben tener los agentes coberturistas en la puja por DFT. La decisión del agente de cubrir su posición es justificada ya que el 75 % de los mercados lo exponen a pérdidas económicas por desacople de CMg. Pero ha sobreestimado el riesgo a estos desacoples o no ha internalizado de manera correcta las señales, lo que induce a ofertar montos por encima de lo adecuado para rentabilizar los DFT adquiridos.

5.2. DFT con operación del SEN 2030 con HVDC

Se analiza ahora la implementación de DFT en el SEN a 2030 con la operación de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre. Considerar esta línea implica 3000 [MW] adicional de capacidad de transmisión para el sistema, disponible entre los nodos NG-C. Las subastas mantienen la esencia del caso sin HVDC. El principal cambio es el aumento en cantidad de DFT puestos a disposición del mercado, respetando en todo momento los nuevos límites de flujos en las líneas.

La Tabla 5.24 presenta el valor en el DAM de un DFT clase 24H en los seis tramos Norte a Sur para la operación del SEN en un mercado de costos auditados. Los restantes seis tramos, de Sur a Norte, son los valores opuestos a los presentados. Dichos valores son los que cada agente en el tramo de interés toma como referencia para ajustar su oferta inicial en la subasta de enero de DFT en el mercado de ofertas.

Tabla 5.24
Valor para un día representativo de DFT clase 24H en el DAM de enero por tramo de sentido Norte a Sur, considerando la operación del SEN con costos auditados, en [$/MW].

NG → NC	**NG → C**	**C → S**	**NG → S**	**NC → S**	**NC → C**
-8,9	-244,2	-441,4	-685,6	-676,7	-235,3

La Tabla 5.25 presenta la valorización mensual de los DFT clase 24H de acuerdo a la operación del DAM en los seis tramos con sentido Norte a Sur, con una operación de mercado de ofertas en el SEN. Las casillas en verde indican que el valor es positivo en dicho sentido, debido a que la congestión del sistema provoca que la sumatoria de los 24 CMg durante el día sea mayor en el destino s que en el origen r, haciendo necesaria la cobertura en dicho sentido y cubriendo efectivamente al agente que haya adquirido DFT en la subasta. Si el valor no es positivo, la adquisición del DFT en el sentido propuesto implica un pasivo para su poseedor, ya que la congestión del sistema provocó que la sumatoria de los 24 CMg horarios de cada día representativo es mayor en el origen r que el destino s. Esto indica que el agente por la operación exclusiva del mercado spot ha percibido ganancias entre sus inyecciones menos retiros, pero la adquisición de DFT en el tramo deseado provoca que esas ganancias derivadas del spot sean pagadas al ISO. La valorización mensual de los DFT para los restantes seis sentidos Sur a Norte, son los opuestos a los ya presentados.

Tabla 5.25
Valores para un día representativo de DFT clase 24H en el DAM para tramos de sentido Norte a Sur, en [$/MW].

Día representativo	**NG → NC**	**NG → C**	**C → S**	**NG → Sur**	**NC → S**	**NC → C**
Enero	-52,8	-54,4	-29,8	-84,1	-31,4	-1,6
Febrero	-1,2	15,1	-9,9	5,2	6,5	16,4
Marzo	-96,4	-86,9	-5,1	-91,9	4,5	9,6
Abril	-43,4	-44,2	1,0	-43,2	0,3	-0,8
Mayo	-37,7	-33,1	-0,2	-33,4	4,3	4,5
Junio	-41,3	-63,3	15,1	-48,2	-6,9	-22,0
Julio	-54,0	-57,0	-8,7	-65,7	-11,7	-2,9
Agosto	-36,2	-31,9	0,0	-31,9	4,3	4,3
Septiembre	-27,4	-31,7	4,3	-27,4	0,0	-4,3
Octubre	1,7	26,7	0,0	26,7	25,0	25,0
Noviembre	-1,7	0,3	0,0	0,3	2,0	2,0
Diciembre	-2,3	-0,4	-6,4	-6,8	-4,4	2,0

La Figura 5.24 presenta la cantidad de agentes participantes en cada subasta mensual y también los agentes que han adjudicado DFT, independiente si es la cantidad $\widehat{Q}$ deseada, de un universo de 70 agentes. Se destaca que en ocho de doce subastas la totalidad de agentes participantes ha logrado adjudicar DFT en cierta cantidad. A diferencia de lo analizado en el caso sin HVDC, en la Figura 5.1, donde solo en enero hubo adjudicación para todos los agentes participantes. Una primera conclusión es suponer que el aumento de DFT puestos a disposición del mercado por la inclusión de la línea HVDC permite aumentar los flujos en sentido N-S y viceversa, dando más holgura al ISO para adjudicar un mayor número de ofertas, sin violar las restricciones físicas de las líneas. Solo en noviembre y diciembre los participantes tienen un éxito menor a 50 % adjudicando ofertas. En el caso de noviembre, 20 participantes de 45 logran adjudicaciones. En diciembre son 21 de 45 participantes que adjudican DFT. Por otro lado, la mayor participación ocurre en enero con 56 agentes, mientras que la menor participación ocurre en la subasta de abril con solo 23 ofertas recibidas.

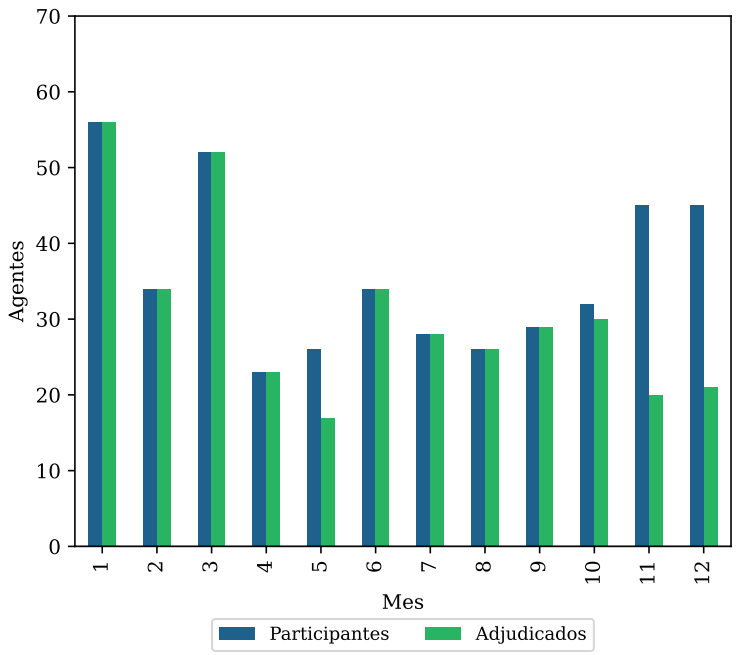

Figura 5.24. *Cantidad de agentes participantes y adjudicados en subastas mensuales*

La Figura 5.25 complementa el análisis previo haciendo un desglose por sentido de los DFT solicitados por lo agentes en cada subasta y los que son posteriormente adjudicados. En la medida que la proporción de DFT solicitados en las subastas se vuelve desigual, se reduce la cantidad total de DFT adjudicados, debido a que el equilibrio de flujos y contra-flujos en los tramos de interés permite adjudicar a mayor cantidad de agentes sin violar las restricciones físicas de flujos del sistema. Sin embargo, como se sugirió previamente, la inclusión de la línea HVDC permite aumentar las capacidades de flujos en ambos sentidos para el sistema, lo que constituye mayor oportunidad para adjudicar ofertas aunque haya desequilibrio en los sentidos de DFT solicitados, permitiendo que una mayor cantidad de agentes obtenga DFT. Debido a la adición de 3000 MW para el sistema, la máxima brecha admisible entre DFT solicitados en sentido N-S y viceversa es de 13.300 MW. En febrero son 12.287 MW solicitados en sentido N-S, mientras que en sentido contrario son 2.969 MW. La diferencia es inferior a 13.300 MW, permitiendo adjudicar la totalidad de DFT solicitados en ambos sentidos. A pesar de lo anterior, existen meses donde el desequilibrio de DFT solicitados por sentido es ligero y no se adjudican la totalidad de DFT, como es el caso de abril, mayo, julio u octubre. Se debe recordar que analizar globalmente los sentidos N-S y viceversa no observa en detalle el comportamiento en cada tramo ofertado, pudiendo existir competencia desequilibrada en un tramo en específico lo que repercute en la adjudicación de los restantes tramos debiendo respetar las restricciones físicas de flujos impuestas en la optimización de la subasta. La mayor cantidad de DFT solicitados se da en la subasta de enero con 25.120 MW, mientras que la menor cantidad ocurre en la subasta de abril con 10.682 MW. También se destaca que en todos los meses se solicitan DFT en ambos sentidos salvo en agosto, donde solo se solicitan DFT en sentido S-N por 11.463 MW que se adjudican en su totalidad.

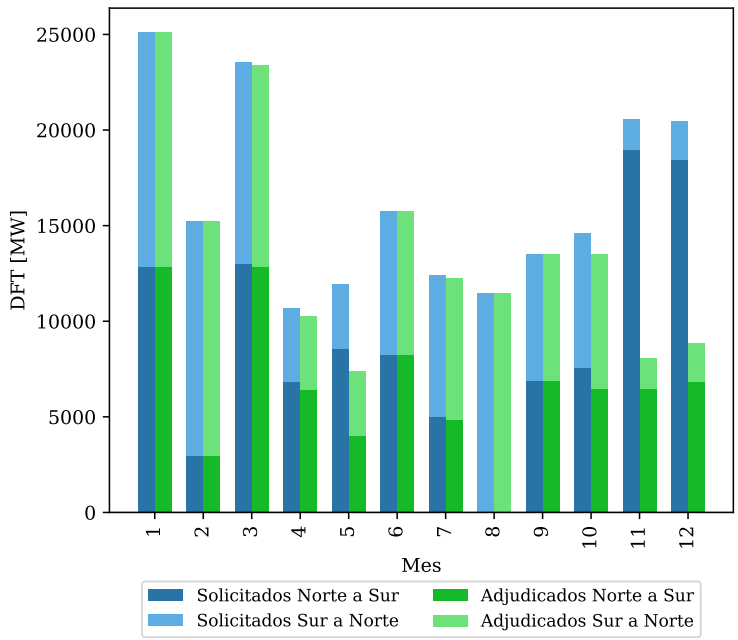

Figura 5.25. *Cantidad de DFT solicitados y posteriormente adjudicados por sentido del tramo.*

La Figura 5.26 presenta la cantidad de agentes que producto de la liquidación en el DAM de los DFT adjudicados, han obtenido cobertura frente al desacople de CMg del SEN. También se presenta la cantidad de agentes que por la misma liquidación deberán incurrir en pagos al ISO provocando que el DFT actúe como un pasivo. Solo en enero hay un equilibrio de agentes con coberturas y pasivos, siendo 28 agentes en cada caso. En los restantes meses la proporción de agentes con cobertura y pasivos fluctúa constantemente, destacando que en mayo solo un agente incurre en pasivos. En agosto, de acuerdo a lo visto en la Figura 5.25, las exclusivas adjudicaciones en sentido S-N, dan como saldo que 11 de 26 agentes contraen pasivos. Febrero (19 de 34 agentes), octubre (21 de 30 agentes) y diciembre (13 de 21 agentes) son los meses donde hay una mayor cantidad de agentes con pasivos que agentes con cobertura.

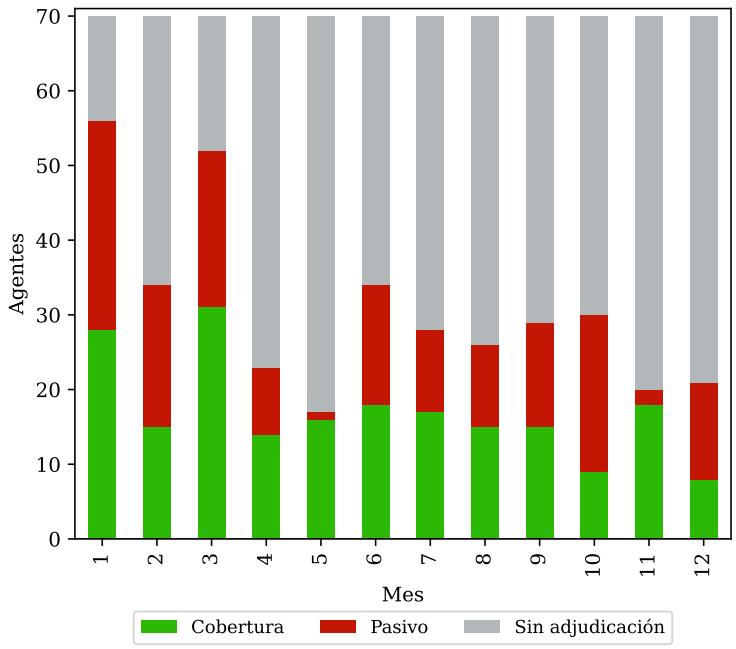

Figura 5.26. *Cantidad de agentes que obtuvieron cobertura o pasivo por valorización del DFT en el DAM para cada mes.*

La Tabla 5.26 presenta los ingresos mensuales obtenidos por el ISO debido a las ofertas por DFT que han sido adjudicadas por cantidades Q (que no necesariamente son $\widehat{Q}$). Se observa que el fuerte de ingresos se da en los primeros tres meses del año (del mismo modo que ocurría para el caso sin HVDC, en la Tabla 5.3), donde aún se mantiene la confianza de todos los coberturistas. A partir de abril, debido a la racha negativa de los DFT de ciertos tramos valorizados por el DAM, hay una disminución pronunciada en los participantes de subastas y en las ofertas aceptadas por parte del ISO que trae como consecuencia una menor recolección de dinero en las subastas.

Tabla 5.26

Ingreso mensual recaudado por el ISO debido a DFT adjudicados.

Mes	**Monto recaudado [$]**
Enero	95.887.844
Febrero	59.777.453
Marzo	51.094.532
Abril	813.519
Mayo	521.693
Junio	893.346
Julio	712.424
Agosto	632.331
Septiembre	572.988
Octubre	536.155
Noviembre	911.120
Diciembre	840.487
Total	**213.193.893**

La Tabla 5.27 presenta los valores mensuales de coberturas y pasivos que se logran debido a la valorización de los DFT adquiridos por DAM de cada mes. Al cierre del año, el ítem con mayor saldo es cobertura justificando la implementación de un mercado de DFT como instrumento para manejar el riesgo de desacople de CMg en los agentes. En enero, febrero, octubre y diciembre los pasivos superan a las coberturas adjudicadas. En enero y marzo se movilizan los mayores montos en ambos conceptos, coincidiendo con ser los dos meses donde hay mayor cantidad de ofertas adjudicadas en cuanto a agentes y DFT asignados, de acuerdo a lo visto en las Figuras 5.24 y 5.25 respectivamente. La Tabla confirma los riesgos asociados a la transacción de DFT, el total de pasivos representa un 57 % del monto total de coberturas logradas, recalcando que los beneficios obtenidos por ciertos agentes en cuanto a cobertura pueden significar pérdidas adicionales para otros, debido al comportamiento del mercado.

Tabla 5.27
Montos mensuales resultantes de coberturas y pasivos derivados de la valorización de DFT adjudicados.

Mes	**Cobertura [$]**	**Pasivo [$]**
Enero	17.069.783	17.453.618
Febrero	1.636.478	2.505.915
Marzo	17.995.322	17.196.604
Abril	3.888.682	110.815
Mayo	3.862.904	59.955
Junio	10.790.235	3.436.323
Julio	12.351.947	1.466.538
Agosto	6.805.012	528.502
Septiembre	5.727.421	457.141
Octubre	3.323.420	4.267.759
Noviembre	209.851	24.377
Diciembre	236.564	505.599
Total	**83.897.618**	**48.013.148**

A partir de la cantidad de agentes que han obtenido cobertura por la adjudicación de DFT, presentados en la Figura 5.26, y los montos mensuales de cobertura asociados, detallados en la Tabla 5.27, se procede a analizar en qué casos la cobertura mediante adquisición de DFT fue un beneficio respecto a los resultados del DAM o, en caso contrario, se incurrió en un sobrepago por cobertura.

La Figura 5.27 presenta la cantidad de agentes que obtuvieron cobertura, desglosado en aquellos que han rentabilizado la adquisición de DFT y aquellos que incurrieron en sobrepagos al ISO por adquirir coberturas. En las subastas desde mayo hasta octubre; todos los agentes que obtuvieron cobertura, lograron rentabilizar sus DFT al comparar el valor resultante en el DAM respecto al precio P_{bid} ofertado por cada agente cubierto. En enero (23 de 28 agentes), febrero (9 de 15 agentes) y noviembre (16 de 18 agentes), la cantidad de de agentes que sobrepagó por cobertura supera a los agentes que rentabilizaron dicha cobertura. Noviembre es el mes con menor cantidad de agentes (2) que rentabilizaron las coberturas adjudicadas. En el otro extremo, la subasta de marzo resulta en la mayor cantidad de agentes (19) que rentabilizan las coberturas obtenidas.

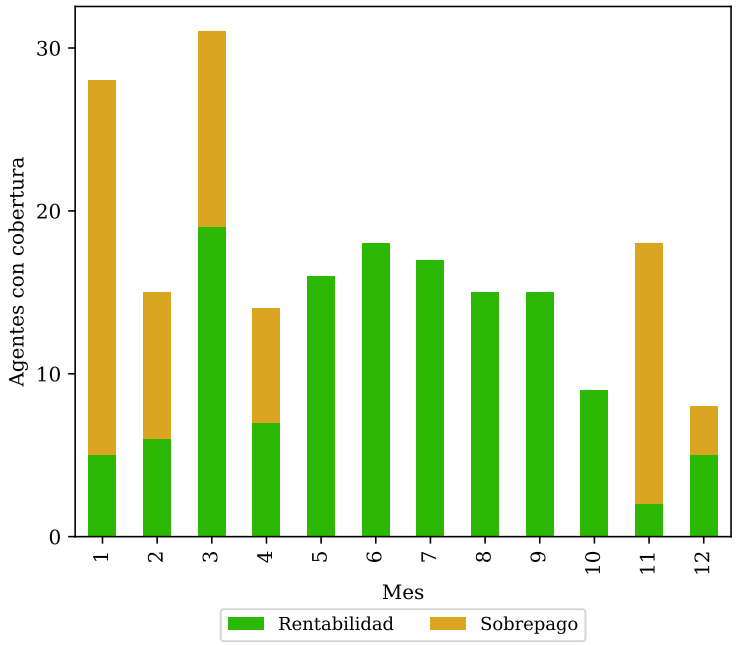

Figura 5.27. *Cantidad de agentes con cobertura que han rentabilizado sus DFT o han incurrido en sobrepagos.*

La Tabla 5.28 presenta los montos mensuales resultantes al evaluar las coberturas logradas por los agentes, comparando P_{DAM} y P_{bid}. Los montos de rentabilidad es respecto a agentes que lograron cobertura pagando un precio de oferta P_{bid} menor al precio resultante de mercado P_{DAM} para los DFT adquiridos y refleja la ganancia que han obtenido por la adjudicación. Los sobrepagos presentan la diferencia que, para aquellos agentes que lograron cobertura, pagaron un extra al comparar el precio de mercado P_{DAM} respecto a su P_{bid}. Se observa que los agentes incurrieron mayormente en sobrepagos que en rentabilizar la cobertura durante los primeros tres meses del año. Esto refleja que a pesar de haber acertado en la decisión de cubrir sus posiciones en los tramos de interés, fallaron en los montos esperados o el mercado spot ha fluctuado con valores que no estaban previstos por los agentes. Desde abril en adelante, los sobrepagos son inferiores a las rentabilididades y la tendencia se mantiene así hasta octubre. La transición entre marzo y abril coincide con la oportunidad por primera vez en el año de que los coberturistas puedan desistir de ofertar debido a la pérdida de confianza en el mercado, situación que permite reconfigurar las ofertas realizadas. Como ya fue visualizado en la Figura 5.28, entre mayo y octubre no hay montos asociados a sobrepagos, por lo que las coberturas obtenidas en dichos meses han sido en el 100 % de los casos rentabilzadas.

Tabla 5.28
Montos mensuales de rentabilidad y sobrepago asociados a coberturas de DFT adjudicados.

Mes	Rentabilidad [$]	Sobrepago [$]
Enero	2.900.273	80.532.853
Febrero	955.507	5.661.934
Marzo	6.945.654	19.486.088
Abril	3.408.911	59.301
Mayo	3.342.267	0
Junio	10.131.832	0
Julio	11.748.550	0
Agosto	6.301.811	0
Septiembre	5.298.281	0
Octubre	3.247.331	0
Noviembre	7.520	704.025
Diciembre	57.936	1.447
Total	**54.345.873**	**106.445.648**

Respecto a lo visto en el caso sin HVDC, de la Tabla 5.5, la tendencia es inversa en cuanto al total de montos rentabilizados y sobrepagados. En general, se puede notar el efecto de la línea HVDC que a pesar de solucionar los problemas de congestión, no los elimina completamente, pero permite equiparar los CMg en distintos nodos, por lo que los agentes deberán ser más cautos en las ofertas realizadas, ya que aún cuando han acertado en las posiciones a cubrir, están sobrevalorando los desacoples de precios.

Se puede desglosar y comparar la cantidad de agentes que se encuentran en situación de cobertura, rentabilizada o sobrepagada, y agentes que han adquirido pasivos. La Figura 5.28 presenta el recuento de agentes que han rentabilizado cobertura, contra agentes que han sobrepagado por cobertura y aquellos que han adquirido pasivos. Al observar el panorama general, se aprecia la dificultad de los agentes para rentabilizar las coberturas. Principalmente en los meses de enero (5), febrero (6), abril (7), octubre (9) y noviembre (2), son el caso con menor presencia. Respecto a los agentes que sobrepagan por cobertura, no tienen presencia en los mercados desde mayo hasta septiembre. Ocupan el primer lugar en presencia, respecto a los otros dos casos, en el mes de noviembre (16). Si embargo, también tienen una marcada participación en enero (23) y marzo (12). Una vez configurado el panorama general, al evaluar la efectividad de los agentes que han logrado rentabilizar coberturas versus la cantidad de agentes que han adjudicado DFT, en mayo se tiene un éxito de 94,1 % y constituye junto a junio (52,9 %), julio (60,7 %), agosto (57,7 %) y septiembre (51,7 %), los meses sobre un 50 % de agentes rentabilizando coberturas. Enero es el peor caso, con un éxito de 8,9 %.

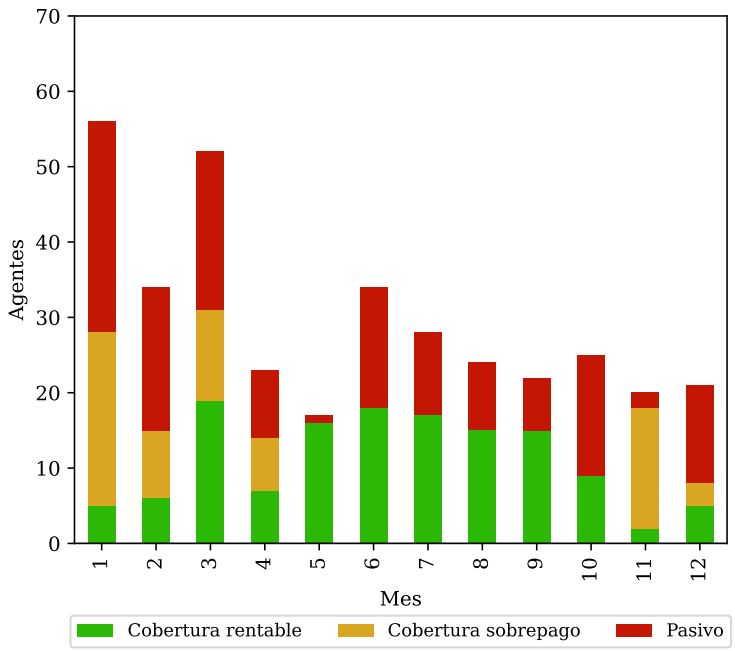

Figura 5.28. *Cantidad de agentes que obtuvieron cobertura, rentabilizada o sobrepagada, o pasivos por valorización del DFT en el DAM para cada mes.*

5.2.1. Primer caso de interés: Sentido NC-C y agente H21

Este caso de estudio corresponde al sentido NC-C, haciendo seguimiento al agente coberturista H21, quien puja por 430 [MW] de DFT en cada subasta durante los 12 meses.

La Tabla 5.29 presenta el seguimiento al comportamiento y resultados obtenidos por el agente H21 durante cada uno de los días representativos de cada mes.

Tabla 5.29
Resultados agente H21 en tramo NC-C por día representativo.

Día representativo	P_{bid} **[$/MW]**	P_{DAM} **[$/MW]**	$\widehat{Q}$ **[MW]**	Q_{adj} **[MW]**
Enero	1,9	-1,6	430	430
Febrero	1,5	16,4	430	430
Marzo	1,3	9,6	430	430
Abril	1,1	-0,8	430	430
Mayo	0,9	4,5	430	430
Junio	0,8	-22,0	430	430
Julio	0	-2,9	430	0
Agosto	0	4,3	430	0
Septiembre	0,9	-4,3	430	430
Octubre	0,4	25,0	430	430
Noviembre	0,3	2,0	430	0
Diciembre	0,7	2,0	430	0

El comportamiento y resultados obtenidos por el agente H21, en los días representativos de cada mes, se muestra gráficamente en la Figura 5.6

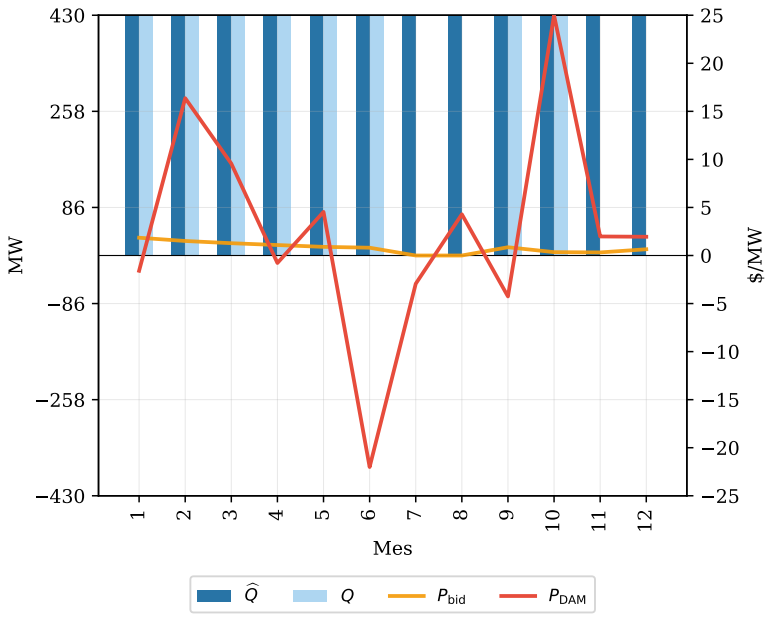

Figura 5.29. *Resultados agente H21 en tramo NC-C por día representativo de cada mes.*

Tanto de la Tabla 5.29, como de la Figura 5.29, se pueden analizar diversos factores influyentes en el comportamiento del agente. Su puja en enero es conservadora motivada por los resultados observados en el tramo para mismo mes del mercado de costos auditados, en la Tabla 5.24. Aún así, su oferta adjudica la cantidad deseada de DFT, pero el P_{DAM} resultante del mes es negativo. Esto provoca una oferta a la baja en febrero, donde la adjudicación y resultados del mercado permiten rentabilizar más de diez veces los DFT conseguidos. Ante esta situación, el agente continúa ofertando a la baja, obteniendo en marzo rentabilidades por segundo mes consecutivo. En abril, se invierte la situación y el mercado valoriza negativamente el tramo, aunque de forma ligera, por lo que en mayo el agente se mantiene ofertando por el tramo. En dicho mes el agente rentabiliza la adquisición de DFT y ajusta su oferta a la baja en junio para maximizar los beneficios obtenidos. Sin embargo, el P_{DAM} de junio constituye la peor valorización del año, con una acentuado peak que se desliga de las variaciones previas. En este escenario y ante la adquisición completa de los DFT solicitiados, el agente desiste de ofertar en julio ya que no hay rango que lo favorezca para mantenerse ofertando. La decisión de no presentar en julio le favorece ya que el tramo vuelve a tener P_{DAM} negativo. Como no adquirió cobertura, ese valor negativo constituye ahora ganancias para el agente por la mera operación del mercado spot. Mantiene su decisión de no ofertar para agosto, pero aquí el mercado se recupera volviendo a dar señales de la necesidad de cobertura en el tramo, lo que motiva al agente a ofertar conservadoramente en septiembre, de acuerdo a los valores vistos. Sin embargo, en septiembre hay una nueva valorización negativa del mercado, siendo esta la quinta vez en el año. A pesar de que ajusta su oferta a la baja para el próximo mes, esta le permite adjudicar la cantidad $\widehat{Q}$ siendo octubre el máximo de valorización del tramo durante el año coincidentemente. El positivo resultado de octubre motiva la ligera baja de oferta para noviembre, que no le permite adjudicar los DFT deseados y quedando expuesto al resultado del tramo. El resultado previo, lo lleva a ofertar al alza para diciembre, encadenando el segundo mes consecutivo donde oferta pero no adjudica DFT.

En total, son cinco meses donde la operación del mercado sin DFT habrían significado ganancias para el agente. Se justifican los intentos de adoptar DFT debido a que la mayoría de veces se encontrará expuesto al desacople de CMg y será necesario la búsqueda de cobertura. Otro punto que se destaca es el hecho de que los P_{DAM} ya no marcan claramente el riesgo de desacople al que se veía expuesto el agente en el caso sin HVDC, revisado en la Tabla 5.6, dando indicios de los alivios en las congestiones que provoca la incorporación de la línea Kimal-Lo Aguirre. Ante rangos de desacople de CMg menores, toma cada vez más relevancia la correcta lectura del agente en cuanto a evaluar la dirección y tendencia del P_{DAM}, además de realizar ofertas responsables ya que los montos ofertados pueden superar las coberturas obtenidas.

La Figura 5.30 presenta el porcentaje de subastas donde el agente H21 obtiene cobertura rentabilizada, pasivos, no adjudica las ofertas realizadas o se abstiene de ofertar. Son cuatro los mercados donde rentabiliza la cobertura (febrero, marzo, mayo, octubre) frente a cuatro mercados donde incurre en pasivos (enero, abril, junio y septiembre). Se abstiene de ofertar en julio y agosto, acertando en un 50 % ya que solamente en el primer caso la adquisición de DFT habría significado un gasto adicional bajo cualquier acción. Las ofertas no adjudicadas de noviembre y diciembre resultan en malos resultados ya que en dichos meses la cobertura termina siendo justificada, quedando expuesto al resultado del mercado spot.

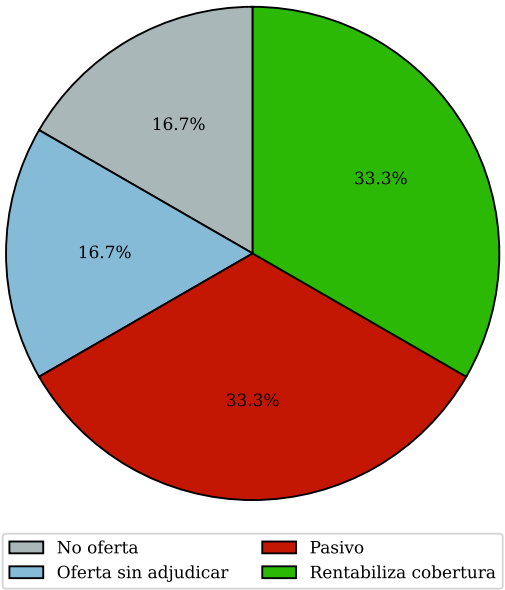

Figura 5.30. *Resultados en las 12 subastas mensuales para agente H21.*

La Tabla 5.30 presenta los montos mensuales en los que ha incurrido el agente H21 por concepto de: ofertas adjudicadas, cobertura obtenida por la adjudicación, pasivos obtenidos por adjudicación, rentabilidad o sobrepago según corresponda por la cobertura lograda versus el pago por dicha cobertura. El monto total desembolsado en el año por las ofertas aceptadas asciende a $112.170, drásticamente menor al caso sin HVDC del mismo agente en la Tabla 5.7. Esto refleja nuevamente la valorización de los DFT que percibe el agente, ahora que los niveles de congestión se ven aliviados parcialmente por la línea HVDC operativa y se observa un mayor equilibrio entre los desacoples de CMg que favorecen al

agente en el spot versus los que lo obligan a buscar cobertura adquiriendo DFT. Los pasivos al cierre del año son de $370.140. Siempre que el agente obtuvo coberturas rentabilizó los montos relacionados, lo que al final del año significa $666.259 de diferencia respecto a los montos ofertados. Se concluye que si bien el agente ha logrado obtener un monto superior de cobertura, respecto al desembolso que ha realizado por este concepto, los meses donde incurre en pasivos disminuyen el margen de beneficio al cierre del ejercicio.

Tabla 5.30
Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente H21.

Mes	**Oferta [$]**	**Cobertura [$]**	**Pasivo [$]**	**Rentabilidad [$]**	**Sobrepago [$]**
Enero	24.661	–	21.195	–	–
Febrero	18.180	197.095	–	178.914	–
Marzo	17.062	127.435	–	110.372	–
Abril	14.061	–	10.062	–	–
Mayo	11.997	60.518	–	48.521	–
Junio	10.449	–	283.929	–	–
Julio	–	–	–	–	–
Agosto	–	–	–	–	–
Septiembre	11.094	–	54.954	–	–
Octubre	4.666	333.117	–	328.451	–
Noviembre	–	–	–	–	–
Diciembre	–	–	–	–	–
Total	**112.170**	**718.165**	**370.140**	**666.259**	–

La Tabla 5.31 presenta los resultados de la operación en el mercado spot con y sin DFT para el agente H21. Las casillas destacadas indican en qué operación el agente obtiene mejores resultados. En el mercado spot sin DFT, cinco de doce meses resultan en ganancias por los desacoples de CMg para el agente, justificando la lógica de ofertar por cobertura la mayor parte del año a pesar de que comparativamente, respecto a los resultados sin HVDC de la Tabla 5.8, los meses donde el desacople de precios le favorece han aumentado. Incluso es posible observar como debido a la adquisición de DFT en cuatro de esos cinco mercados, el agente contrae pérdidas por las ofertas realizadas al adquirir DFT con los que esperaba cubrir su posición. A pesar de esto, los resultados operando con DFT son favorables, toda vez que el agente nuevamente ha logrado disminuir las pérdidas económicas por la cobertura que le otorga este instrumento. La diferencia total entre ambos escenarios es de $235.855, suponiendo una cobertura del 56,9 % respecto al caso sin DFT.

Tabla 5.31
Comparación mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H21.

Mes	Spot sin DFT [$]	Spot con DFT [$]
Enero	21.195	-24.661
Febrero	-197.095	-18.180
Marzo	-127.435	-17.062
Abril	10.062	-14.061
Mayo	-60.518	-11.997
Junio	283.929	-10.449
Julio	39.190	39.190
Agosto	-57.186	-57.186
Septiembre	54.954	-11.094
Octubre	-333.117	-4.666
Noviembre	-25.542	-25.542
Diciembre	-25.994	-25.994
Total	**-417.556**	**-181.701**

La Figura 5.31 muestra gráficamente los resultados económicos mensuales producto de los desacoples de CMg en el mercado spot sin el uso de DFT versus la incorporación de DFT. La adquisición de DFT amortigua notoriamente el vaivén del mercado, cubriendo de forma efectiva el agente en el tramo de interés.

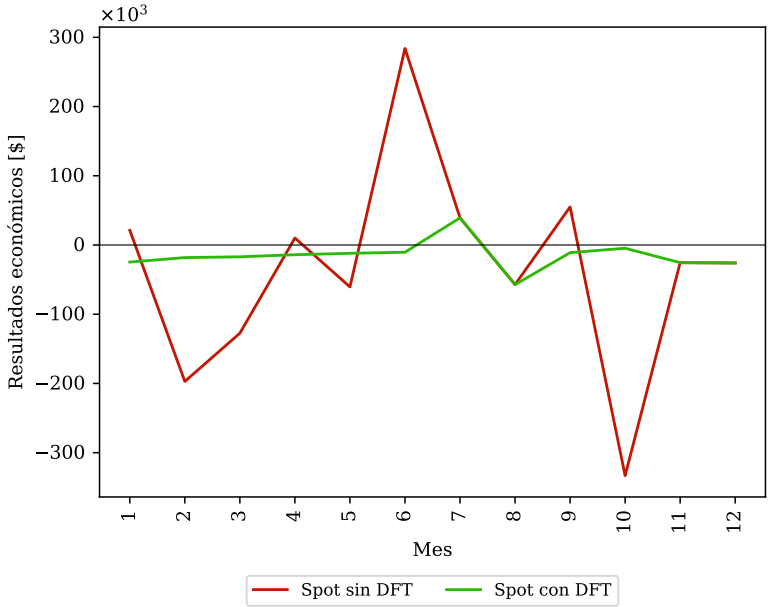

Figura 5.31. *Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H21.*

Se destaca que la adopción de DFT por parte del agente H21 en el tramo NC-C continúa siendo justificada debido a que sigue siendo mayor la cantidad de veces donde se vería expuesto a desacoples de precios que le desfavorecen en el mercado spot. Sin embargo, la entrada en operación de la línea HVDC disminuye las congestiones y además

aumenta los meses en donde los flujos por el tramo provocan que el desacople de precios en el mercado spot favorezca potencialmente al agente. Debido a que los valores de P_{DAM} ya no están en los máximos que se exhibía en el caso sin HVDC, es importante que el agente ajuste aún más sus ofertas y lea correctamente el mercado ya que pequeños desequilibrios pueden significar un aumento en las pérdidas económicas.

5.2.2. Segundo caso de interés: Sentido NC-C y agente S15

Este caso de estudio corresponde al sentido NC-C, ahora el seguimiento es al agente especulador S15, quien puja por 546 [MW] de DFT en cada subasta durante los 12 meses. El tramo de estudio ya ha sido analizado desde la perspectiva del agente coberturista H21, por lo que ahora se enriquece el análisis del tramo al considerar el comportamiento y resultados de un agente del tipo especulador.

La Tabla 5.32 presenta el seguimiento al comportamiento y resultados obtenidos por el agente durante cada uno de los días representativos de cada mes.

Tabla 5.32
Resultados agente S15 en tramo NC-C por día representativo.

Día representativo	P_{bid} **[$/MW]**	P_{DAM} **[$/MW]**	$\widehat{Q}$ **[MW]**	Q_{adj} **[MW]**
Enero	0	-1,6	546	0
Febrero	0	16,4	546	0
Marzo	1,6	9,6	546	546
Abril	1,2	-0,8	546	546
Mayo	0	4,5	546	0
Junio	0,5	-22,0	546	546
Julio	0	-2,9	546	0
Agosto	0	4,3	546	0
Septiembre	0,4	-4,3	546	546
Octubre	0	25,0	546	0
Noviembre	2,5	2,0	546	546
Diciembre	2,0	2,0	546	546

El comportamiento y resultados obtenidos por el agente S15, en los días representativos de cada mes, se muestra gráficamente en la Figura 5.32

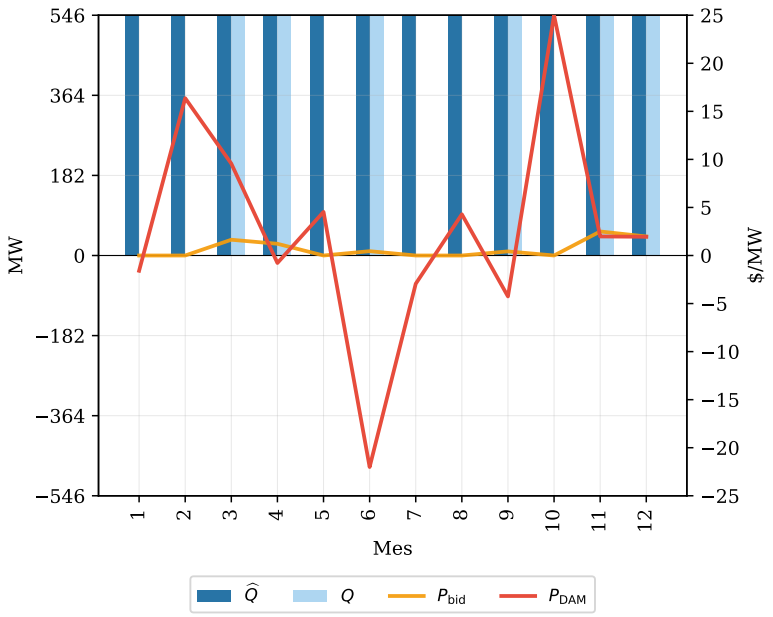

Figura 5.32. *Resultados agente S15 en tramo NC-C por día representativo de cada mes.*

De la Tabla 5.32, complementado con la Figura 5.32, se observa como en enero no realiza oferta alguna por DFT, en coherencia con la valorización de su tramo en enero para el caso de costos auditados de la Figura 5.24, que al ser negativo provoca un desinterés por participar en el agente. La decisión lo protege de adquirir un pasivo en enero. Debido a esto, se mantiene sin ofertar en febrero, siendo este mes favorable para la adquisición de DFT por el valor de P_{DAM} resultante. Frente a este resultado, el agente entra a la puja de marzo adjudicando la cantidad deseada de DFT y además logrando ganancias por el posterior valor que adquieren dichos derechos. Buscando maximizar los ingresos, el agente disminuye su oferta en abril pero este mes resulta en la obtención de pasivos por el P_{DAM} resultante. A la vista del resultado previo, desiste de ofertar en mayo y dicho mes habría significado potenciales ganancias para el especulador, por lo que se ve motivado a ofertar ligeramente en junio. Sin embargo, junio se constituye como el mes con valorización negativa más acentuado en el año lo que implica incurrir en un monto de pasivos importante para el agente. Debido al resultado negativo, nuevamente se abstiene de pujar en agosto cuando en dicho mes, al igual que la situación vista en mayo, el agente podría haber optado a potenciales ganancias. Esta configuración provoca una nueva oferta en septiembre, en la cual vuelve a internalizar pasivos por la operación del mercado. En octubre toma la decisión de no ofertar y pierde la oportunidad de pujar en el mes con mejor valor de P_{DAM} en el año. En noviembre, frente al buen resultado del mercado en octubre, introduce su oferta logrando la adjudicación deseada, sin embargo el monto que ha desembolsado por DFT no es compensado con las ganancias recibidas. Ante esta situación ajusta la oferta de diciembre al mismo valor del P_{DAM} del mes previo, realizando sobrepagos por segundo mes consecutivo debido a la adquisición de DFT.

De forma similar al agente coberturista H21 en el mismo tramo, S15 encontró dificultades por los precios reducidos de P_{DAM} respecto al caso sin HVDC, de la Tabla 5.9 y además por existir una mayor cantidad de meses donde los desacoples de CMg suponen potenciales pasivos por el sentido ofertado.

La Figura 5.33 presenta el desglose de subastas donde el agente S15 obtiene cobertura, diferenciada por resultado, obtiene pasivos o no oferta. Son seis los mercados en donde el agente no realiza ofertas, mientras que en los restantes seis mercados donde puja, se adjudica DFT el 100 % de las veces. Solo el mercado de marzo constituye ganancias. Mientras que tres de doce subastas desencadenan en pasivos para el agente (abril, junio y septiembre). Los sobrepagos se dan en noviembre y diciembre. Respecto a los casos donde no ofertó, habría obtenido pérdidas aseguradas en enero y julio. Al analizar globalmente los resultados, el rendimiento considerando todos los mercados, le permite lograr ganancias en un 8,3 % de los casos. Una cifra cinco veces inferior al 41,7 % logrado en el caso sin HVDC de la Figura 5.10.

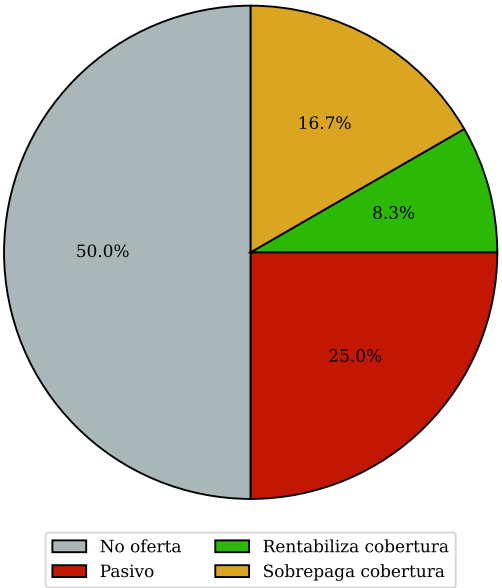

Figura 5.33. *Resultados en las 12 subastas mensuales para agente S15.*

La Tabla 5.33 presenta los montos mensuales en los que ha incurrido el agente S15 por concepto de: ofertas adjudicadas, cobertura obtenida por la adjudicación, pasivos obtenidos por adjudicación, rentabilidad o sobrepago según corresponda por la cobertura lograda versus el pago por dicha cobertura. El desembolso total en el año por concepto de ofertas aceptadas asciende a $136.620. Las coberturas obtenidas totalizan $227.2501 pero debido a los sobrepagos en noviembre y diciembre, las ganancias se reducen a $134.054. El mayor desembolso de dinero es por los pasivos en los que incurre el agente, marcado por el monto de junio ($360.524) que impulsa los pasivos hasta $443.079. Estos montos ya avisoran que, a diferencia de los resultados del agente en el caso sin HVDC en la Tabla 5.10, la especulación ha provocado pérdidas económicas.

Tabla 5.33
Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente S15.

Mes	Oferta [$]	Cobertura [$]	Pasivo [$]	Rentabilidad [$]	Sobrepago [$]
Enero	–	–	–	–	–
Febrero	–	–	–	–	–
Marzo	27.759	161.813	–	134.054	–
Abril	19.984	–	12.776	–	–
Mayo	–	–	–	–	–
Junio	7.371	–	360.524	–	–
Julio	–	–	–	–	–
Agosto	–	–	–	–	–
Septiembre	7.043	–	69.779	–	–
Octubre	–	–	–	–	–
Noviembre	40.950	32.432	–	–	8.518
Diciembre	33.513	33.006	–	–	508
Total	**136.620**	**227.251**	**443.079**	**134.054**	**9.025**

La Tabla 5.34 presenta los resultados obtenidos de la operación en el spot mediante DFT para el agente S15. Se resalta en verde los meses donde el agente lograr ganancias por la operación. Se corrobora lo esbozado respecto a los resultados del agente, siendo marzo el único mes donde logra ganancias con la especulación del tramo. Sin embargo, este mes no logra amortizar las pérdidas en cinco de los once mercados restantes, finalizando el año con pérdidas que ascienden a $352.448,46.

Tabla 5.34
Resultados económicos mensuales operando en el mercado spot con DFT para el agente S15.

Mes	Spot con DFT [$]
Enero	0
Febrero	0
Marzo	134.054
Abril	-32.760
Mayo	0
Junio	-367.895
Julio	0
Agosto	0
Septiembre	-76.822
Octubre	0
Noviembre	-8.518
Diciembre	-508
Total	**-352.448**

La Figura 5.34 muestra gráficamente los resultados mensuales obtenidos por el agente S15 producto de los desacoples de CMg en el mercado spot mediante la adquisición DFT. Se observa el pronunciado efecto en las pérdidas económicas que provoca el mes de junio y a pesar de que el segundo peak absoluto corresponde a la rentabilidad de marzo no es suficiente para contrarrestar la acumulación de pérdidas económicas durante más de un cuarto del año.

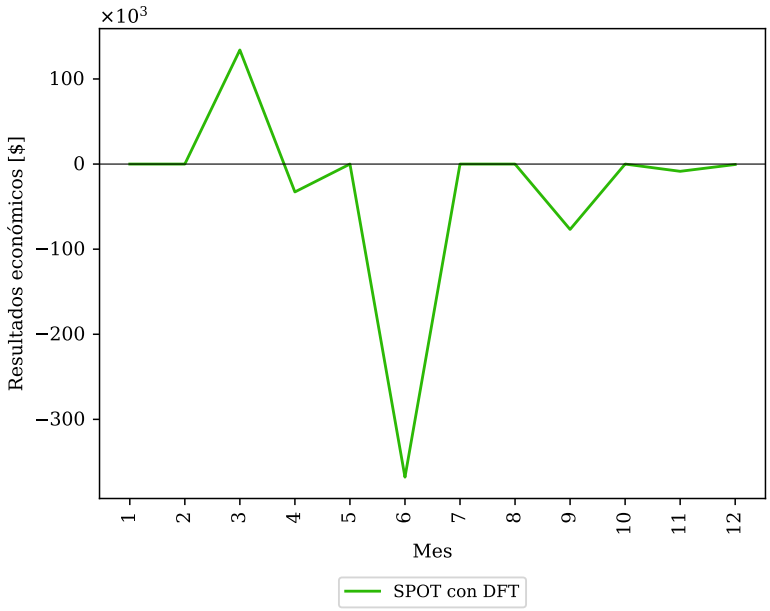

Figura 5.34. *Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente S15.*

5.2.3. Tercer caso de interés: Sentido C-NG y agente S61

Este caso de estudio corresponde al sentido C-NG, ahora el seguimiento es al agente especulador S61, quien puja por 428 [MW] de DFT en cada subasta durante los 12 meses.

La Tabla 5.35 presenta el seguimiento al comportamiento y resultados obtenidos por el agente S61 durante cada uno de los días representativos de cada mes.

Tabla 5.35
Resultados agente S61 en tramo C-NG por día representativo.

Día representativo	P_{bid} **[$/MW]**	P_{DAM} **[$/MW]**	$\widehat{Q}$ **[MW]**	Q_{adj} **[MW]**
Enero	191,9	54,4	428	428
Febrero	54,4	-15,1	428	428
Marzo	0	86,9	428	0
Abril	8,7	44,2	428	428
Mayo	6,1	33,1	428	428
Junio	4,0	63,3	428	428
Julio	3,3	57,0	428	428
Agosto	2,7	31,9	428	428
Septiembre	2,1	31,7	428	428
Octubre	1,7	-26,7	428	428
Noviembre	0	-0,3	428	0
Diciembre	0	0,4	428	0

El comportamiento y resultados obtenidos por el agente S61, en los días representativos de cada mes, se muestra gráficamente en la Figura 5.35.

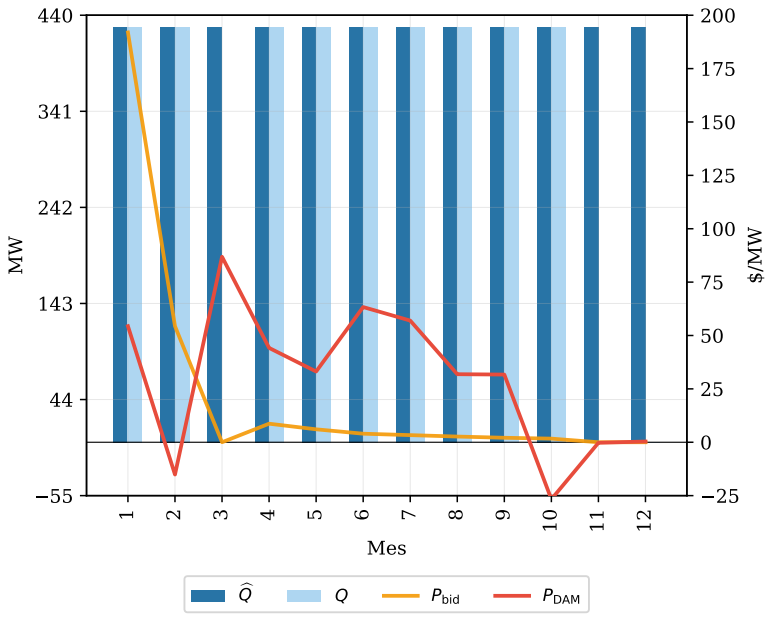

Figura 5.35. *Resultados agente S61 en tramo C-NG por día representativo de cada mes.*

De la Tabla 5.35. complementado con la Figura 5.35, se observa como es fuerte su puja en enero, debido a los positivos resultados que tuvo el tramo C-NG en el mismo mes pero operando en un mercado de costos, de acuerdo a lo presentado en la Tabla 5.24. A pesar de que la valorización es positiva, es más de tres veces inferior a lo ofertado, dando como resultado un sobrepago del agente. Para febrero toma acciones correctivas en la oferta realizada, ajustando de acuerdo al P_{DAM} de enero. Sin embargo, el mercado ahora resulta en la adopción de pasivos, por lo que ante dicha situación el agente desiste de ofertar en marzo. Debido al buen resultado de P_{DAM} en marzo, el agente retoma la puja en abril logrando ganancias por la operación de los DFT por primera vez en el año. En adelante, hasta el mes de septiembre, el agente disminuye constantemente su oferta buscando maximizar las ganancias obtenidas por la adjudicación de DFT que se valoran positivamente. Logra encadenar una racha de seis mercados consecutivos con ganancias gracias a la especulación con DFT. En octubre, ante un P_{bid} de \$1,7; el mercado vuelve a valorizar negativamente los DFT y constituye el último mes donde el agente presenta ofertas por DFT. El agente opta por no ofertar en noviembre, blindándose frente a potenciales pérdidas, que lo llevan a mantener su posición en diciembre.

La Figura 5.36 presenta el porcentaje de subastas donde el agente S61 rentabiliza la cobertura obtenida o sobrepaga por ella, contrae pasivos o no oferta por DFT en el tramo C-NG. El agente ahora consigue utilidades por la especulación con DFT un 50 % de las veces. Solo realizó sobrepago por DFT en enero. Los mercados de febrero y octubre constituyeron los dos casos donde incurre en pasivos por la especulación. Respecto a los tres mercados donde no oferta, solo noviembre habría resultado en pérdidas económicas aseguradas, de acuerdo a la Tabla 5.35. Además, se abstuvo de ofertar en marzo, siendo este el mercado con mejor desempeño de P_{DAM} en el año. Comparado al caso sin HVDC (presentado en la Figura 5.13), se incrementa la cantidad de mercados donde logra ganancias, disminuyendo sustancialmente los mercados donde no oferta debido a las señales de precios. Se logra inferir que la operación de la línea HVDC, ha permitido movilizar flujos

de tal forma que los desacoples de CMg logrados favorecen la adopción de coberturas en el sentido que especula el agente.

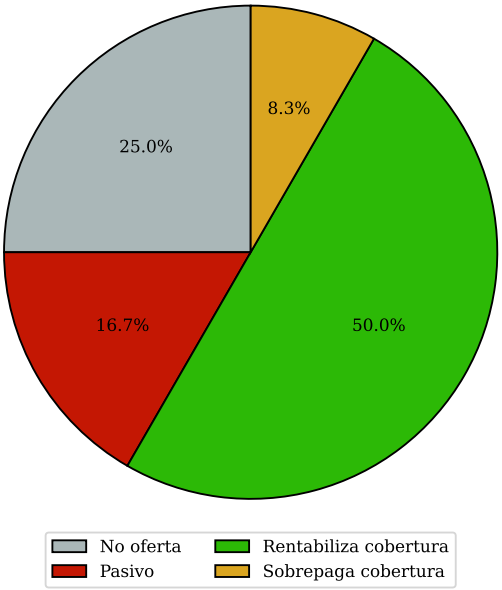

Figura 5.36. *Resultados en las 12 subastas mensuales para agente S61.*

La Tabla 5.36 presenta los montos mensuales en los que ha incurrido el agente S61 por concepto de: ofertas adjudicadas, cobertura obtenida por la adjudicación, pasivos obtenidos por adjudicación, rentabilidad o sobrepago según corresponda por la cobertura lograda versus el pago por dicha cobertura. Los desembolsos de dinero más importante por ofertas realizadas ocurren en las primeras tres ofertas adjudicadas por el agente. Especialmente en enero, debido a las señales que tomó del mercado de costos auditados, el agente realiza una cuantiosa oferta que no da los retornos esperados. Las ofertas adjudicadas son por un monto total de $3.570.954. Enero constituye el único mes donde obtiene pérdidas económicas por sobrepagos, pérdidas económicas que aumentan debido a los pasivos adquiridos en febrero y octubre, por un total de $535.574. De abril a septiembre el agente encadena seis meses consecutivos logrando ganancias por la especulación con DFT, las ganancias totales son de $3.055.839. A pesar de que el resultado total es positivo, el desembolso de dinero para adjudicar dichas ofertas es una suma considerable que repercute en los buenos resultados y acorta el margen de ganancias del año.

Tabla 5.36
Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente S61.

Mes	Oferta [$]	Cobertura [$]	Pasivo [$]	Rentabilidad [$]	Sobrepago [$]
Enero	2.546.660	721.514	–	–	1.825.146
Febrero	651.690	–	181.318	–	–
Marzo	–	–	–	–	–
Abril	111.580	567.400	–	455.820	–
Mayo	80.404	439.569	–	359.165	–
Junio	51.360	813.029	–	761.669	–
Julio	44.315	756.011	–	711.696	–
Agosto	35.426	422.851	–	387.426	–
Septiembre	26.964	407.028	–	380.064	–
Octubre	22.556	–	354.256	–	–
Noviembre	–	–	–	–	–
Diciembre	–	–	–	–	–
Total	**3.570.954**	**4.127.401**	**535.574**	**3.055.839**	**1.825.146**

La Tabla 5.37 presenta los resultados obtenidos de la operación en el spot mediante DFT para el agente S61. Se resalta en verde los meses donde el agente logra ganancias por la operación. Se observan las acentuadas pérdidas de enero y febrero, potenciadas principalmente por las ofertas realizadas en ambos meses, que no lograron ser valorizadas por la operación del mercado. Los resultados logrados entre abril y mayo logran revertir la situación, entrando en zona de ganancias para el agente, ganancias que se ven nuevamente recortadas por la operación de octubre. Sin embargo, el saldo una vez finalizado el año es positivo para el agente, aunque respecto a los montos involucrados en cada mes, se observa la significativa volatilidad y agresividad en la operación para lograr una ganancia al cierre. Comparado al caso sin HVDC, visto en la Tabla 5.14, el tramo cambia radicalmente su valorización a fin de año para el agente quien logra consolidar, no sin dificultades, ganancias.

Tabla 5.37
Resultados económicos mensuales operando en el mercado spot con DFT para el agente S61.

Mes	Spot con DFT [$]
Enero	-1.825.146
Febrero	-833.008
Marzo	0,00
Abril	455.820
Mayo	359.165
Junio	761.669
Julio	711.696
Agosto	387.426
Septiembre	380.064
Octubre	-376.811
Noviembre	0,00
Diciembre	0,00
Total	**20.874**

La Figura 5.37 muestra gráficamente los resultados mensuales obtenidos por el agente S61 producto de los desacoples de CMg en el mercado spot mediante la adquisición DFT. Se observa el mal inicio en el año para el agente, que logra revertir con la racha de ganancias lograda en mitad del año.

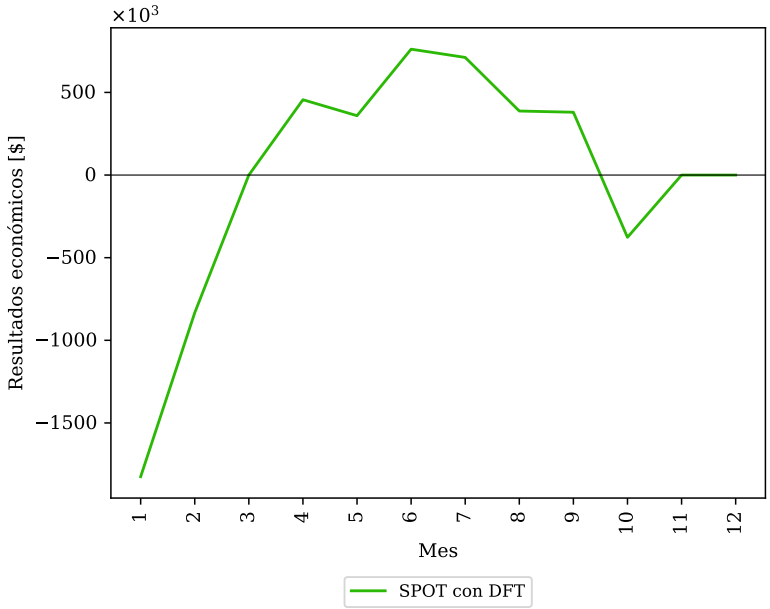

Figura 5.37. *Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente S61.*

Para esta caso, a diferencia de lo visto en el caso sin HVDC, el agente S61 ha logrado rentabilizar la especulación con DFT en el mercado. La operación de la línea produjo un resultado opuesto para el agente, quien se vio favorecido consecutivamente por lo flujos resultantes en cada mes, que valorizaron positiva y sostenidamente su tramo de interés. Sin embargo, se resalta que las ganancias se ven atenuadas principalmente por el lastre arrastrado en los primeros dos meses del año, que recortan las ganancias adicionales en las que podría haber incurrido el agente.

5.2.4. Cuarto caso de interés: Sentido NG-S y agente H17

Este caso de estudio corresponde al sentido NG-S, ahora el seguimiento es al agente coberturista H17, quien puja por 358 [MW] de DFT en cada subasta durante los 12 meses.

La Tabla 5.38 presenta el seguimiento al comportamiento y resultados obtenidos por el agente H17 durante cada uno de los días representativos de cada mes.

Tabla 5.38
Resultados agente H17 en tramo NG-S por día representativo.

Día representativo	P_{bid} **[$/MW]**	P_{DAM} **[$/MW]**	$\widehat{Q}$ **[MW]**	Q_{adj} **[MW]**
Enero	4,2	-84,1	358	358
Febrero	0	5,2	358	0
Marzo	1,1	-91,9	358	358
Abril	0	-43,2	358	0
Mayo	0	-33,4	358	0
Junio	0	-48,2	358	0
Julio	0	-65,7	358	0
Agosto	0	-31,9	358	0
Septiembre	0	-27,4	358	0
Octubre	0	26,7	358	0
Noviembre	5,3	0,3	358	358
Diciembre	4,8	-6,8	358	358

El comportamiento y resultados obtenidos por el agente H17, en los días representativos de cada mes, se muestra gráficamente en la Figura 5.38.

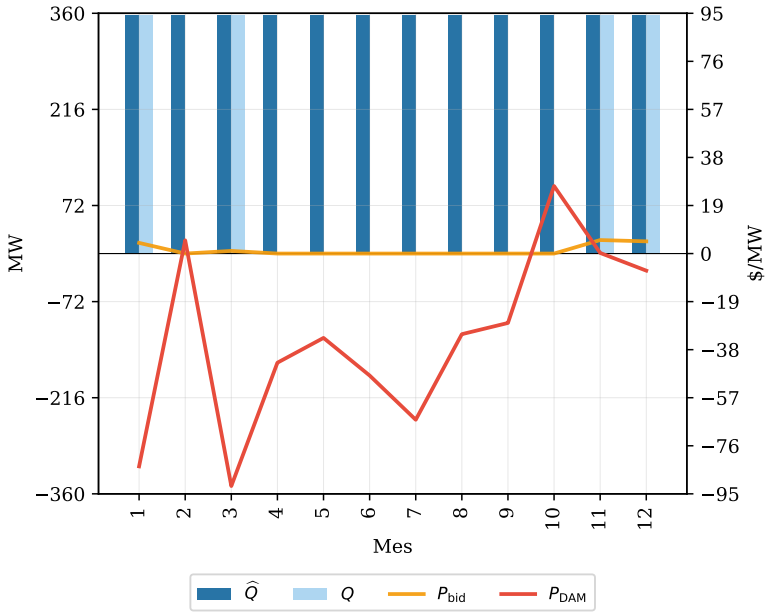

Figura 5.38. *Resultados agente H17 en tramo NG-S por día representativo de cada mes.*

El análisis de la Tabla 5.38 junto a la Figura 5.38, da cuenta de que en enero empezó con una leve oferta debido al resultado negativo de dicho tramo visto en la Tabla 5.24. En enero, el tramo es valorizado negativamente, por lo que los DFT adquiridos se convierten en pasivos. Dado el acentuado resultado negativo, el coberturista sopesa la situación, tomando la decisión de no ofertar en febrero. Sin embargo, en dicho mes el P_{bid} es positivo, lo que motiva al agente a pujar en el siguiente mes. La leve oferta de marzo es suficiente para adjudicar la cantidad $\widehat{Q}$, sin embargo, nuevamente el valor de mercado es negativo siendo en este mes el peor valor a lo largo de los 12 meses. Ante este suceso, el agente opta por no

ofertar en el siguiente mercado, hasta ver señales que valoricen la cobertura que desea. De marzo a septiembre se tiene seis mercados consecutivos donde la adquisición de DFT en el sentido de interés implicarían contraer pasivos. La espera de señales por parte del agente fue adecuada y evitó incorporar más pérdidas de las que ya acarrea por los meses de enero y marzo. Se debe mencionar además que, a pesar de que son seis mercados consecutivos con valores negativos de P_{DAM}, debido a que el agente no adquiere DFT en ninguno de estos mercados, no pierde la confianza inicial. Por dicha razón, en octubre y ante el nuevo resultado positivo de P_{DAM}, el agente se ve instado finalmente a realizar una oferta en noviembre. Sin embargo, la cobertura adquirida se transforma en un sobrepago, debido a la sobrevaloración del riesgo de desacople por parte del agente. Esto provoca que ajuste a la baja su oferta para diciembre y este mes vuelve a resultar en pasivos para el coberturista, completando el tercer mes del año con pasivos contraídos.

La Figura 5.39 presenta el porcentaje de subastas donde el agente H17 sobrepaga por la cobertura obtenida, contrae pasivos o no adjudica DFT en el tramo C-NG. Sumado al análisis de la Tabla 5.38, se evidencia un 0 % de éxito para lograr adjudicar coberturas rentables en los tres mercados posibles donde era un beneficio obtener coberturas: febrero, octubre y noviembre. De los tres meses, solo oferta en noviembre dando como resultado un sobrepago por cobertura. Enero, marzo y diciembre son los restantes tres mercados en donde el agente participa, obteniendo pasivos. Un panorama distinto a lo visto en el caso sin HVDC, de la Figura 5.16, donde el agente ofertó en las 12 subastas, por las señales de necesidad de coberturas entregadas por el mercado. En este caso, mayoritariamente el tramo tuvo desacoples de precios que permitiría la obtención de ganancias para el agente por la mera operación del mercado spot, por lo que la adquisición de DFT no era justificada, reflejándose en que el agente se abstiene de realizar ofertas el 58,3 % de las veces. Sin embargo, los resultados logrados en los mercados donde puja por DFT perjudican las potenciales ganancias adicionales que podría haber logrado.

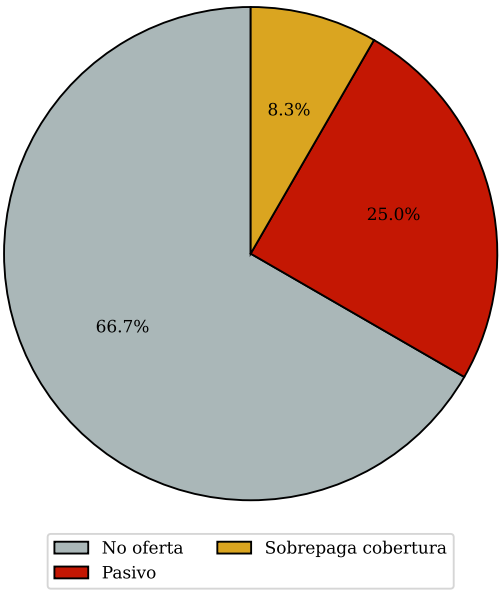

Figura 5.39. *Resultados en las 12 subastas mensuales para agente H17.*

La Tabla 5.39 presenta los montos mensuales en los que ha incurrido el agente H17 por

concepto de: ofertas adjudicadas, cobertura obtenida por la adjudicación, pasivos obtenidos por adjudicación, rentabilidad o sobrepago según corresponda por la cobertura lograda versus el pago por dicha cobertura. Se observa los montos asociados a las adjudicaciones logradas, que corresponden a cuatro mercados. Por concepto de ofertas, el agente desembolsa en total $169.441. El sobrepago correspondiente a noviembre asciende a $54.667. Los pasivos adquiridos, implican un gasto total de $2.028.825 impulsado principalmente por los montos de enero y marzo. El monto total de pasivos es sustancialmente mayor que los otros ítems, repercutiendo de manera negativa en las operaciones del agente y castigando la adopción de DFT cuando no era necesaria la cobertura.

Tabla 5.39

Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente H17.

Mes	**Oferta [$]**	**Cobertura [$]**	**Pasivo [$]**	**Rentabilidad [$]**	**Sobrepago [$]**
Enero	46.834	–	933.786	–	–
Febrero	–	–	–	–	–
Marzo	11.653	–	1.020.128	–	–
Abril	–	–	–	–	–
Mayo	–	–	–	–	–
Junio	–	–	–	–	–
Julio	–	–	–	–	–
Agosto	–	–	–	–	–
Septiembre	–	–	–	–	–
Octubre	–	–	–	–	–
Noviembre	57.352	2.685	–	–	54.667
Diciembre	53.603	–	74.912	–	–
Total	**169.441**	**2.685**	**2.028.825**	–	**54.667**

La Tabla 5.17 presenta los resultados económicos para cada mes derivados de la operación en el spot mediante DFT para el agente H17, con un contrato de suministro de 358 [MW]. Las casillas destacadas indican en qué operación el agente disminuye sus pérdidas. Como ya se analizó, la decisión de cubrir la posición del agente no resulta justificada al ver los resultados de la operación en el caso sin DFT. Los CMg resultantes en el tramo estudiado favorecen las ganancias del agente en el mercado spot, pudiendo haber finalizado el año con un margen a favor de $4.406.479. A pesar de que la adquisición de DFT no ha provocado que el agente contraiga pérdidas económicas al cierre del año, sí ha reducido considerablemente las ganancias que pudo percibir. Existe una reducción de $2.195.582, lo que equivale a reducir en 49,8 % las ganancias de la operación sin DFT. El efecto de adquirir DFT que se transforman en pasivos, se nota claramente en los meses de enero, marzo y diciembre, donde las ganancias se pierden por la obligación de pago y además se entra en pérdidas económicas debido al monto desembolsado por adquirir dichos DFT.

Tabla 5.40
Comparación mensual de resultados económicos operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H17.

Mes	Spot sin DFT [$]	Spot con DFT [$]
Enero	933.786	-46.834
Febrero	-52.426	-52.426
Marzo	1.020.128	-11.653
Abril	463.431	463.431
Mayo	370.118	370.118
Junio	517.883	517.883
Julio	729.250	729.250
Agosto	353.693	353.693
Septiembre	294.706	294.706
Octubre	-296.317	-296.317
Noviembre	-2.685	-57.352
Diciembre	74.912	-53.603
Total	**4.406.479**	**2.210.897**

La Figura 5.40 muestra gráficamente los resultados económicos mensuales producto de los desacoples de CMg en el mercado spot sin el uso de DFT versus la incorporación de DFT. Se observa como la adopción de DFT y su valorización como pasivos para el agente, resulta en recorte de las ganancias potenciales que derivaron del mercado spot.

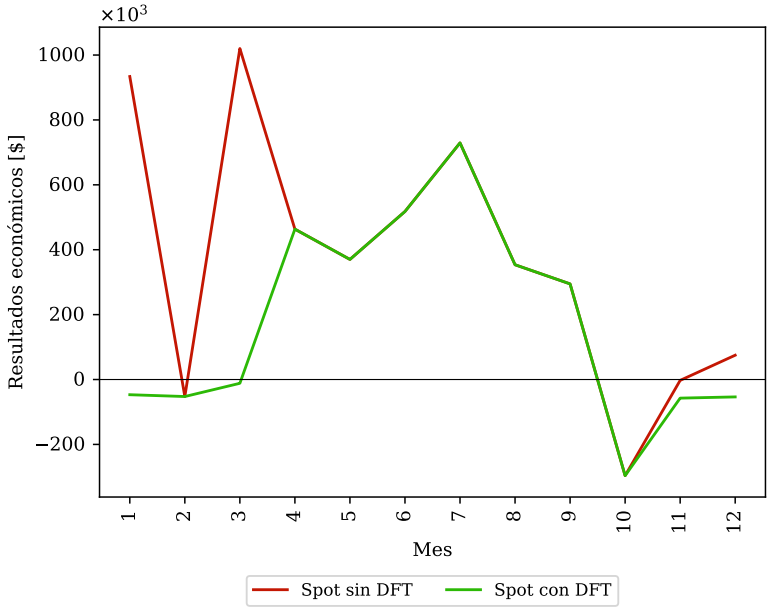

Figura 5.40. *Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente H17.*

En este caso, a pesar de que el agente ha obtenido ganancias en el caso con DFT, las ganancias son sustentadas en que el tramo favorecía la operación del spot valorizando las inyecciones del agente. La adquisición de DFT recorta las ganancias del coberturista, indicando nuevamente que la decisión de adquirir DFT en el sentido de interés no traía

beneficios de cobertura. Esto no ocurría así para el caso sin HVDC, visto en 5.17, donde los resultados vistos del mercado sin DFT justificaban la adquisición de este instrumento para cubrir posiciones ante el riesgo de desacople de CMg.

5.2.5. Quinto caso de interés: Sentido C-S y agente H16

Este caso de estudio corresponde al sentido C-S, ahora el seguimiento es al agente coberturista H16, quien puja por 548 [MW] de DFT en cada subasta durante los 12 meses.

La Tabla 5.41 presenta el seguimiento al comportamiento y resultados obtenidos por el agente H16 durante cada uno de los días representativos de cada mes.

Tabla 5.41
Resultados agente H16 en tramo C-S por día representativo.

Día representativo	P_{bid} **[$/MW]**	P_{DAM} **[$/MW]**	$\widehat{Q}$ **[MW]**	Q_{adj} **[MW]**
Enero	1,2	-29,8	548	548
Febrero	0	-9,9	548	0
Marzo	0	-5,1	548	0
Abril	0	1,0	548	0
Mayo	0,2	-0,2	548	0
Junio	0,2	15,1	548	548
Julio	0,1	-8,7	548	395
Agosto	0	0	548	0
Septiembre	0	4,3	548	0
Octubre	0,9	0	548	548
Noviembre	0,8	0	548	0
Diciembre	0,7	-6,4	548	0

El comportamiento y resultados obtenidos por el agente H16, en los días representativos de cada mes, se muestra gráficamente en la Figura 5.41.

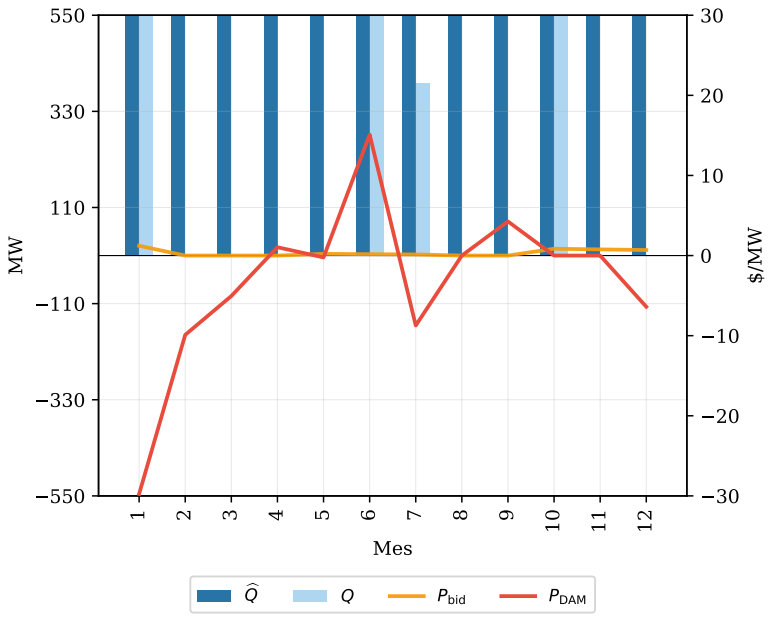

Figura 5.41. *Resultados agente H16 en tramo C-S por día representativo de cada mes.*

El análisis de la Tabla 5.41 junto a la Figura 5.41, indica que su oferta de enero fue conservadora, ante los resultados observados para el tramo C-S en el mismo mes operando en un mercado de costos auditados, como se indica en la Tabla 5.24. A pesar de dicha oferta, logra la adjudicación aunque la valorización de los DFT para enero resultan en un P_{DAM} negativo, contrayendo pasivos. Ante dicho resultado, el agente opta por desistir de pujar en febrero y debido a la valorización negativa de P_{DAM}, mantiene este comportamiento consecutivamente hasta abril. En este mes, pese a no ofertar, el mercado valoriza positivamente el tramo por primera vez en el año. Esto impulsa una leve oferta en mayo que encuentra su contraparte en una leve valorización negativa de P_{DAM}. La oferta se ajusta ligeramente a la baja en junio por las condiciones antes expuestas, logrando la adjudicación esta vez y coincidiendo con el P_{DAM} mejor valorizado de todo el año. El agente vuelve a disminuir ligeramente su oferta en julio, contrayendo pasivos por la cantidad $\widehat{Q}$. Con este resultado, su oferta de agosto es nula, la cual se mantiene en septiembre. La nueva valorización positiva del tramo, permite que en octubre oferte al alza, realizando un sobrepago por cobertura. Ajusta su oferta de noviembre a la baja, no logrando adjudicar DFT que habrían constituido un segundo sobrepago consecutivo. Vuelve a bajar su oferta para diciembre, buscando no sobrepagar por las coberturas de DFT, pero la oferta no es suficiente para adjudicar lo que en este caso habría resultado en pasivos.

En el caso sin HVDC, cuando se comparan los resultados de la Tabla 5.18 respecto a los del caso actual en la Tabla 5.41, se observa un comportamiento de P_{DAM} del tramo parecido en cuanto a que los montos son acotados con excepciones de uno o dos meses donde escapan al rango promedio. Sin embargo, en el caso sin HVDC era posible evidenciar que a pesar de lo acotado de la valorización, seis de doce mercados justificaban la adquisición de cobertura por parte del agente. En el escenario actual, cinco mercados no justifican la adopción de cobertura, toda vez que la operación del spot sin DFT significa ganancias para el agente. Además, existen tres mercados donde no hay desacoples de CMg en el tramo. Solo en cuatro subastas termina justificándose la adopción de DFT.

La Figura 5.42 presenta el porcentaje de subastas donde el agente H16 rentabiliza o sobrepaga la cobertura obtenida, contrae pasivos, oferta pero no adjudica DFT o no oferta en el tramo C-S. Solo logra rentabilizar la cobertura obtenida en junio y únicamente sobrepaga por la cobertura obtenida en octubre. En los mercados de enero y julio contrae pasivos como resultado. La abstención de ofertar ocurre en cinco de doce mercados, mientras que en tres subastas no logra adjudicar los DFT deseados. Si se analizan estas tres subastas, de acuerdo a la Tabla 5.41, una potencial adjudicación habría significado pasivos en mayo y diciembre, y sobrepago por cobertura en noviembre.

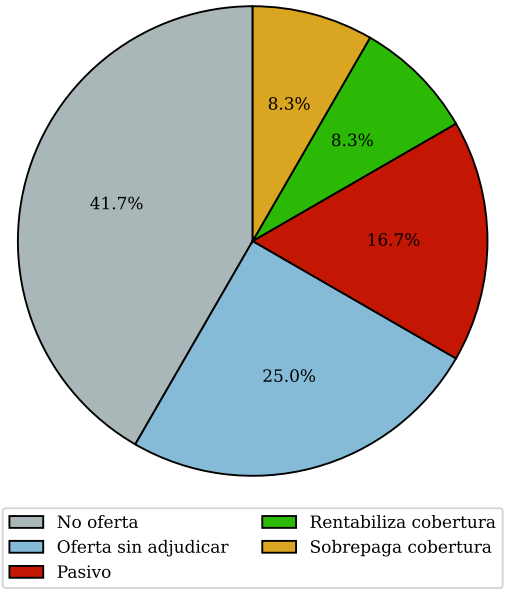

Figura 5.42. *Resultados en las 12 subastas mensuales para agente H16.*

La Tabla 5.42 presenta los montos mensuales en los que ha incurrido el agente H16 por concepto de: ofertas adjudicadas, cobertura obtenida por la adjudicación, pasivos obtenidos por adjudicación, rentabilidad o sobrepago según corresponda por la cobertura lograda versus el pago por dicha cobertura. Los montos desembolsados por las ofertas adjudicadas suman $39.674. Los principales desembolsos ocurren en la subasta de enero y octubre. Respecto a las cobertura obtenidas, solo se logra cobertura en junio y esta es rentabilizada en $245.449. El sobrepago de octubre asciende a $14.440, recordando que este mes no presentó desacople de CMg en el tramo, por lo que el sobrepago coincide con el gasto en la oferta por los DFT. El total de pasivos resulta en el mayor monto de los analizados, ascendiendo a $612.462 cuya contribución es principalmente por el mercado de enero. Se vislumbra que considerando las transacciones asociadas a DFT, se ha gastado más de lo que se ha beneficiado el agente por conseguir protección.

Tabla 5.42
Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente H16.

Mes	**Oferta [$]**	**Cobertura [$]**	**Pasivo [$]**	**Rentabilidad [$]**	**Sobrepago [$]**
Enero	20.725	–	505.563	–	–
Febrero	–	–	–	–	–
Marzo	–	–	–	–	–
Abril	–	–	–	–	–
Mayo	–	–	–	–	–
Junio	2.795	248.244	–	245.449	–
Julio	1.714	–	106.899	–	–
Agosto	–	–	–	–	–
Septiembre	–	–	–	–	–
Octubre	14.440	–	–	–	14.440
Noviembre	–	–	–	–	–
Diciembre	–	–	–	–	–
Total	**39.674**	**248.244**	**612.462**	**245.449**	**14.440**

La Tabla 5.43 presenta los resltados económicos para cada mes derivados de la operación en el SPOT con y sin DFT para el agente H16, con un contrato de suministro de 548 [MW]. Las casillas destacadas indican en qué operación el agente logra un mejor resultado. Como ya se dejó entrever, el tramo resulta más veces con desacoples de CMg que favorecen la operación pura en el spot respecto a desacoples que manifiesten la necesidad de incorporar cobertura mediante DFT. Además, los montos asociados a los meses con ganancias del mercado spot superan a los meses con pérdidas económicas. Se tiene como resultado ganancias totales en el spot sin DFT por $668.648. La inclusión de DFT en la operación, disminuye el margen de ganancias (de la misma forma que ocurrió para H17) y además se refleja la debatible justificación de incorporar coberturas para un tramo que opera con un margen de desacople acotado y mayoritariamente a favor del agente en el spot. Solo en junio, la inclusión de DFT permite disminuir las pérdidas económicas del agente. Las diferencias entre las ganancias de uno y otro escenario, ascienden a $403.892. Esta diferencia, representa una disminución de 60,4 % en las ganancias del agente.

Tabla 5.43
Comparación mensual de resultados económicos operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H16.

Mes	Spot sin DFT [$]	Spot con DFT [$]
Enero	505.563	-20.725
Febrero	151.906	151.906
Marzo	85.789	85.789
Abril	-17.098	-17.098
Mayo	3.907	3.907
Junio	-248.244	-2.795
Julio	148.305	39.692
Agosto	0	0
Septiembre	-70.034	-70.034
Octubre	0	-14.440
Noviembre	0	0
Diciembre	108.553	108.553
Total	**668.648**	**264.756**

La Figura 5.43 muestra gráficamente los resultados económicos mensuales producto de los desacoples de CMg en el mercado spot sin el uso de DFT versus la incorporación de DFT. La adquisición de DFT provoca disminución en las ganancias del agente por la operación del spot, aunque la cobertura es efectiva para mitigar la exposición de junio. Sin embargo, incluso mitigando dicho riesgo, habría resultado preferible operar sin DFT en el año. El principal recorte de ganancias por la operación del spot se da en enero, donde no solo se eliminan las ganancias, sino que se incurre en gastos por los DFT adquiridos.

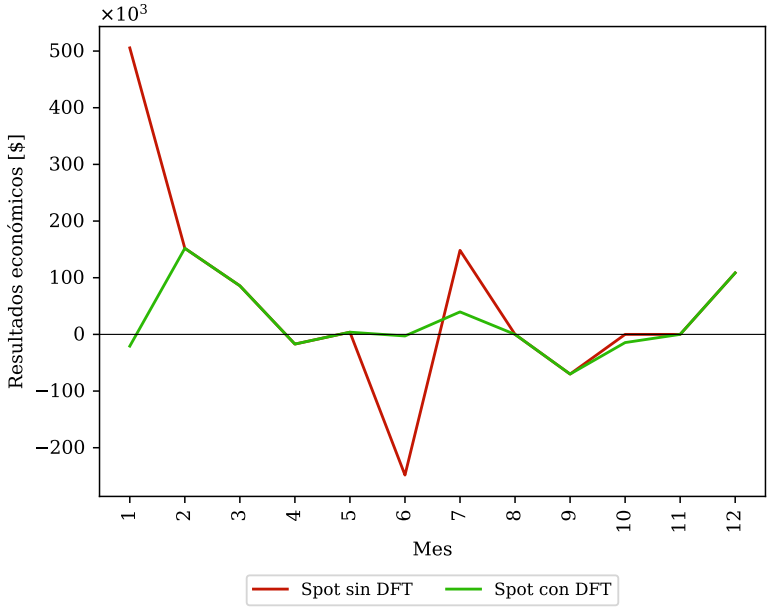

Figura 5.43. *Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente H16.*

Al igual que el caso de H17, el agente H16 ha visto una merma en sus ganacias por la

valorización de los DFT en un tramo donde ya no es justificable la necesidad de cobertura, tanto por la cantidad de meses donde hay exposición, como por los montos asociados a dicha exposición. Se resalta nuevamente la importancia de tomar decisiones responsables en cuanto a las ofertas realizadas y el análisis derivado de los resultados del tramo ya que una mala administración del riesgo por parte del agente lo ha limitado de ganancias extras que habrían elevado el monto total a $668.648.

5.2.6. Sexto caso de interés: Sentido NC-NG y agente H68

Este caso de estudio corresponde al sentido NC-NG, ahora el seguimiento es al agente coberturista H68, quien puja por 392 [MW] de DFT en cada subasta durante los 12 meses.

La Tabla 5.44 presenta el seguimiento al comportamiento y resultados obtenidos por el agente H68 durante cada uno de los días representativos de cada mes.

Tabla 5.44
Resultados agente H68 en tramo NC-NG por día representativo.

Día representativo	P_{bid} **[$/MW]**	P_{DAM} **[$/MW]**	$\widehat{Q}$ **[MW]**	Q_{adj} **[MW]**
Enero	4,3	52,8	392	392
Febrero	3,6	1,2	392	392
Marzo	3,3	96,4	392	392
Abril	3,3	43,4	392	392
Mayo	3,3	37,7	392	392
Junio	2,7	41,3	392	392
Julio	2,4	54,0	392	392
Agosto	2,0	36,2	392	392
Septiembre	1,9	27,4	392	392
Octubre	1,7	-1,7	392	392
Noviembre	1,3	1,7	392	392
Diciembre	1,2	2,3	392	392

El comportamiento y resultados obtenidos por el agente H68, en los días representativos de cada mes, se muestra gráficamente en la Figura 5.44.

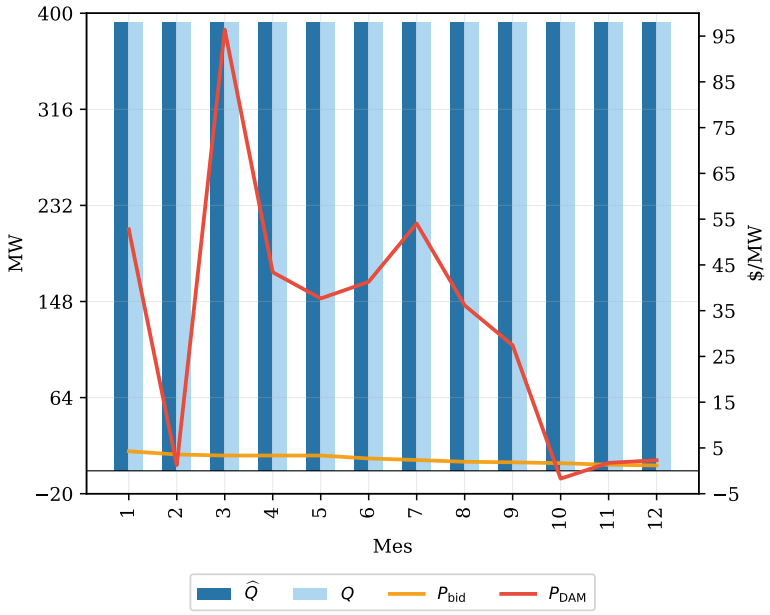

Figura 5.44. *Resultados agente H68 en tramo NC-NG por día representativo de cada mes.*

El análisis de la Tabla 5.44 junto a la Figura 5.44, indica que su oferta de enero fue leve debido al comportamiento desfavorable del mismo tramo en el mercado de costos auditados de la Tabla 5.24. Sin embargo, el resultado de enero es favorable, rentabilizando la cobertura obtenida. Ante dicho precedente, en febrero ajusta P_{bid} a la baja buscando maximizar el margen de ganancias, que en esta ocasión resulta en un sobrepago por cobertura. En marzo, la disminución de la oferta es suficiente aún para que adjudique $\widehat{Q}$, por el P_{DAM} más elevado del año. El favorable resultado de marzo, provoca que el agente mantenga su oferta para abril, ocurriendo el mismo fenómeno favorable donde rentabiliza la cobertura obtenida. De marzo a septiembre transcurren seis meses donde logra rentabilizar las coberturas de cada subastas y ha logrado disminuir el precio de oferta manteniendo las adjudicaciones de DFT. En octubre, el mercado se valoriza negativamente por primera vez, incurriendo en pasivos para el agente. Noviembre y diciembre recuperan la tendencia positiva de P_{bid}, constituyendo la novena y décima subasta del año con coberturas rentabilizadas.

La principal diferencia con el caso sin HVDC, de la Tabla 5.21, radica en los montos ofertados por el agente. En dicho caso también constantemente reduce su P_{bid} a lo largo del año, adjudicando siempre la cantidad $\widehat{Q}$. Sin embargo, se debe recordar en significativo desembolso por concepto de ofertas adjudicadas. En el caso actual, las ofertas son significativamente menores, lo que beneficia la operación del agente, a la vista de que la cobertura es justificada por la cantidad de mercados donde P_{DAM} fue positivo.

La Figura 5.45 presenta el porcentaje de subastas donde el agente H68 rentabiliza o sobrepaga la cobertura obtenida, o contrae pasivos en el tramo NC-NG. En concordancia con lo visto en la Tabla 5.44, el agente logra adjudicar exitosamente DFT en el 100 % de sus pujas. De las 12 subastas, solo en la subasta de octubre incurre en pasivos por los DFT adquiridos. Mientras que los sobrepagos solo son realizados en febrero. En los restantes diez mercados, el agente siempre logra rentabilizar la cobertura obtenida, duplicando la

efectividad respecto al caso sin HVDC de la Figura 5.22.

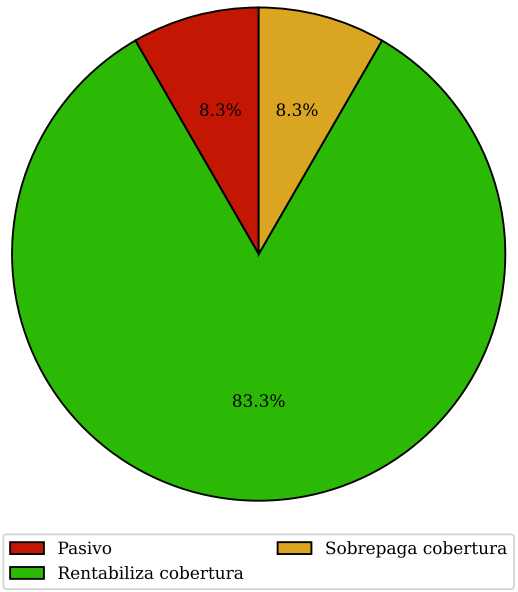

Figura 5.45. *Resultados en las 12 subastas mensuales para agente H68.*

La Tabla 5.45 presenta los montos mensuales en los que ha incurrido el agente H68 por concepto de: ofertas adjudicadas, cobertura obtenida por la adjudicación, pasivos obtenidos por adjudicación, rentabilidad o sobrepago según corresponda por la cobertura lograda versus el pago por dicha cobertura. El monto desembolsado por ofertas adjudicadas asciende a $368.045 siguiendo el patrón a la baja visto en la Figura 5.44 y siendo uno de los principales cambios respecto a la situación sin HVDC de la Tabla 5.22. Las coberturas totalizan $4.748.104 de las cuales se logra rentabilizar $4.425.927. Como ya se analizó, los pasivos y sobrepagos se dan en un mes cada uno respectivamente. Por pasivos, el agente pierde $20.780. Por sobrepagos, el agente incurre en un gasto extra de $25.527. Se confirma los notables resultados de cobertura obtenidos por el agente, sumado al gasto inferior que ha realizado esta vez al ofertar por los DFT de interés.

Tabla 5.45
Montos mensuales por oferta de DFT, coberturas o pasivos asociados y rentabilidad o sobrepago de las coberturas obtenidas para el agente H68.

Mes	Oferta [$]	Cobertura [$]	Pasivo [$]	Rentabilidad [$]	Sobrepago [$]
Enero	51.889	641.504	–	589.615	–
Febrero	39.184	13.610	–	–	25.574
Marzo	40.588	1.171.817	–	1.131.230	–
Abril	39.278	510.384	–	471.106	–
Mayo	40.588	457.644	–	417.057	–
Junio	31.752	485.806	–	454.054	–
Julio	28.679	656.694	–	628.015	–
Agosto	24.061	439.416	–	415.355	–
Septiembre	21.874	322.694	–	300.821	–
Octubre	20.294	–	20.780	–	–
Noviembre	15.641	20.462	–	4.822	–
Diciembre	14.218	28.071	–	13.853	–
Total	**368.045**	**4.748.104**	**20.780**	**4.425.927**	**25.574**

La Tabla 5.46 presenta los resultados económicos para cada mes derivados de la operación en el spot con y sin DFT para el agente H68, con un contrato de suministro de 392 [MW]. Las casillas destacadas indican en qué operación el agente disminuye sus pérdidas. Como ya se ha esbozado en los análisis previos, la operación en el spot sin DFT expone en once de doce mercados al agente a pérdidas económicas. Por lo tanto, es justificada la adquisición de cobertura en el tramo. Los DFT adjudicados logran reducir las pérdidas en diez de doce meses. En total, la variación de pérdidas entre un caso y otro es de $4.359.279, lo que implica una reducción de 92,2 % respecto al escenario de operación sin DFT.

Tabla 5.46
Comparación mensual de resultados económicos operando en el mercado spot con y sin DFT para el agente H68.

Mes	Spot sin DFT [$]	Spot con DFT [$]
Enero	-641.504	-51.889
Febrero	-13.610	-39.184
Marzo	-1.171.817	-40.588
Abril	-510.384	-39.278
Mayo	-457.644	-40.588
Junio	-485.806	-31.752
Julio	-656.694	-28.679
Agosto	-439.416	-24.061
Septiembre	-322.694	-21.874
Octubre	20.780	-20.294
Noviembre	-20.462	-15.641
Diciembre	-28.071	-14.218
Total	**-4.727.324**	**-368.045**

La Figura 5.46 muestra gráficamente los resultados económicos mensuales producto de los desacoples de CMg en el mercado spot sin el uso de DFT versus la incorporación de DFT. Debido a que el agente logra adjudicar la cantidad $\widehat{Q}$ durante las 12 subastas, el comportamiento de las curvas se condice con el comportamiento de las curvas de precios

en la Figura 5.44.

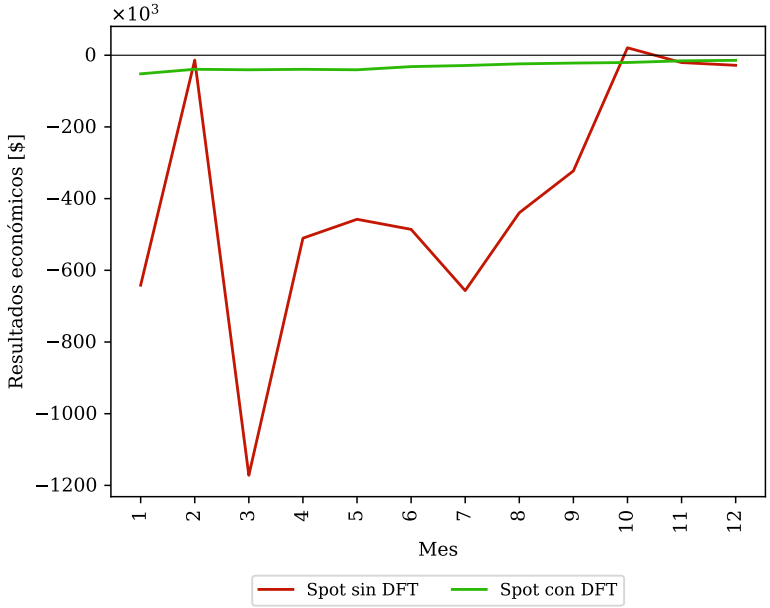

Figura 5.46. *Evolución mensual de resultados económicos por desacople de CMg operando en el mercado spot con DFT para el agente H68.*

Respecto al caso sin HVDC, en este escenario el agente también se encuentra en la necesidad de cubrir su posición frente a los desacoples de CMg que se producen en el tramo. La diferencia radica principlamente en los montos que paga por adquirir la cobertura mencionada. Esto permite que, adjudicando DFT por su totalidad en todos los meses como en el caso sin HVDC, logre amortizar de forma efectiva las pérdidas económicas por la operación del mercado spot. La puja por cobertura fue justificada y los montos involucrados en las transacciones permiten que el agente disminuya en más del 90 % sus gastos, ratificando la utilidad como instrumento de cobertura de los DFT.

Capítulo 6

Conclusiones.

Las congestiones en transmisión son una situación cada vez más presente en la operación del sistema eléctrico chileno. El panorama actual, con una sobreinstalación de centrales de generación ERV que continúa creciendo a un ritmo disímil respecto a la demanda, sumado las dificultades socio-ambientales que enfrentan los nuevos proyectos de transmisión que buscan aliviar las congestiones del sistema y que retrasan su puesta en operación, nos permiten concluir que en el corto plazo las problemáticas de desacoples de CMg en el sistema no tendrá una solución rápida. En esta línea, se hace necesario que el Coordinador disponga de herramientas que permitan a los agentes generadores del mercado manejar riesgos financieros por el desacople de precios al que se ven enfrentados cuando poseen contratos de suministro que lo obligan a retirar energía en zonas donde los CMg son más altos que en las barras de inyección.

La propuesta de un cambio al mercado de costos auditados por uno de ofertas presentada en el informe al Coordinador, viene de la mano con la inclusión de un mercado de DFT. Analizando experiencias internacionales de sistemas pioneros en su implementación y con características similares a nuestro sistema como el caso de PJM, New York ISO o New England ISO, se destaca el rol que cumplen los DFT en permitir a distintos agentes cubrir el riesgo derivado por la operación del mercado SPOT que los enfrenta a pérdidas económicas producto del desacople de precios en el sistema y la participación constante de los agentes en las subastas reflejando el interés en el instrumento.

En este Trabajo de Memoria de Título se ha evaluado la implementación de DFT en el SEN en la operación del año 2030 considerando escenarios con y sin la operación de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre. Del análisis general en cada escenario se confirma la utilidad como instrumento de cobertura que ofrecen los DFT cuando se ha previsto correctamente el sentido de los desacoples de precios del sistema. Cuando el agente no estima de forma adecuada el sentido ni el valor de las congestiones, o cuando el mercado no opera de acuerdo a lo esperado, los DFT del tipo obligación pierden los beneficios de cobertura y se transforman en sobrepagos por cobertura o en pasivos para su titular. La implementación de DFT tipo obligación fomenta, por esta razones, que el agente tome decisiones responsables a la hora de ofertar por los DFT ofrecidos en las subastas.

Entre el escenario con y sin operación de la línea HVDC, en los seis casos de interés analizados, los tramos cambiaron sus valorizaciones y congestiones resultantes, reflejando el impacto de la obra de transmisión clave para evacuar energía en el Norte de Chile que

hoy está siendo vertida. La inclusión de dicha línea ha resultado en acotar el rango de diferencias de CMg entre barras del SEN. Además, el aumento de DFT puestos en subasta por la inclusión de MW de transmisión adicionales para el sistema, provoca una nueva valorización de los DFT producto de la operación del DAM.

Aunque los DFT fueron pensados como un instrumento de cobertura para generadores con contratos de suministro en distintos nodos, no se puede obviar la presencia de especuladores como ocurre con otros instrumentos financieros. En los seis casos de interés revisados se hace el seguimiento a cuatro agentes coberturistas que poseían contratos de suministro y dos agentes especuladores que buscaban ganancias adicionales por la operación con DFT. Esto es un reflejo de lo que ocurre en mercados internacionales, donde los DFT están a disposición de agentes que no necesariamente son generadores y que, siempre y cuando demuestren la solvencia necesaria requerida para responder ante posibles obligaciones emanadas por la adquisición de DFT, pueden participar de las subastas realizadas y lograr adjudicaciones.

Entre un escenario y otro, los agentes obtienen distintos resultados lo que es esperable ya que el sistema opera de forma distinta. Además, los resultados permiten analizar la combinación de situaciones a las que se puede ver expuesto un agente por adquirir DFT. Si el agente sopesa adecuadamente que el tramo de interés lo enfrentará a riesgos de desacoples y lo valoriza de forma correcta, la mayoría de las veces logra obtener una cobertura rentabilizada que permite disminuir en mayor o menor medida las pérdidas económicas derivadas del mercado SPOT. Cuando no valoriza adecuadamente los flujos de energía resultantes, se verá enfrentado potencialmente a sobrepagos por cobertura. Cuando no ha previsto de forma correcta el sentido de los flujos de energía y desacoples de precios, mayoritariamente se enfrentará a la adopción de pasivos, reflejando un castigo por la adquisición de cobertura innecesaria.

En el caso sin HVDC, al cierre del año, tres de cuatro agentes coberturistas lograron reducir sus pérdidas económicas (o incluso obtener ganancias por la correcta adquisición de cobertura cuando era requerida), mientras que el agente restante aumentó sus gastos por la adquisición de DFT. De los dos especuladores analizados solo uno logró ganancias por la especulación con el instrumento.

En el caso con HVDC, al cierre del año, dos de cuatro agentes redujeron sus pérdidas económicas, mientras que los restantes dos agentes redujeron las ganancias derivadas de la operación del mercado SPOT en un reflejo de la penalización que significa la adquisición de DFT cuando los desacoples de CMg suponen un beneficio para el agente involucrado. En el caso de los dos agentes especuladores, se intercambiaron los resultados respecto a los casos previos del sistema sin HVDC.

Los DFT son un instrumento que devuelve al mercado el manejo de los IT resultantes del sistema. La competencia por estos montos de dinero entre todos los agentes optimiza el bienestar general, trayendo desafíos al igual que en muchos otros mercados competitivos en términos de estrategias desarrolladas por los agentes con la información disponible para tener un desempeño mejor que el resto de participantes y cubrir de manera efectiva sus posiciones frente a los riesgos de desacople de CMg.

Respecto a las reglas de comportamiento que se han asignado a los agentes, estas buscaban reflejar la limitada información con la que cuenta cada agente y que sirve de base para realizar sus ofertas. En general se ha observado un comportamiento que varía entre cada agente y permite enriquecer la competencia, reflejando distintos niveles de

riesgo y agresividad que se observarían en un mercado real de DFT. Sin embargo, no se tuvo en consideración que los agentes del mercado también disponen de herramientas para preveer los CMg a futuro y así valorizar de forma más realista la adquisición de DFT. Las reglas de decisión desarrolladas solo se basaron en información pasada y los resultados mes a mes.

6.1. Recomendaciones y trabajo a futuro

En esta Memoria se analizó la implementación de DFT en un sistema simplificado de operación del SEN proyectado a 2030. La simplificación permitió cubrir las 12 combinaciones posibles de tramos ofertados del sistema reducido. La principal propuesta es considerar la inclusión de DFT clase Solar/No Solar en el SEN (en un símil a lo que ocurre en PJM con los DFT clase *On-peak/Off-peak*). Nuestro sistema tiene una marcada diferencia entre la operación en horas solares y no solares. Considerar el tipo de tecnología de generación en los agentes participantes de las subastas implica añadir un interés en los bloques horarios en que al agente le interesa cubrir su posición frente a los riesgos de desacople de CMg. Además, se propone aumentar la sofisticación y profundidad del análisis, centrando el estudio en alguna zona de interés como el Norte Grande o Chico sin simplificar dichas zonas. Se puede considerar cambiar las reglas de comportamiento de los agentes involucrados en las subastas y evaluar la implementación de un algoritmo de aprendizaje, de teoría de juegos, entre otras oportunidades.

En base a lo expuesto, se plantean tres vías optativas para continuar con el análisis de DFT implementados en el SEN como trabajo a futuro:

1. Evaluación de la implementación de DFT clase Solar/No-Solar en el SEN.
2. Implementación de algoritmo de aprendizaje de agentes en un sistema reducido para ofertar en subastas por DFT del SEN.
3. Evaluación del uso de DFT en la zona Norte Grande del SEN en mayor detalle.

Anexos A

Anexos

Tabla A.1

Cantidad de horas con congestiones en líneas, por día representativo de cada mes para el caso de mercado de ofertas sin operación de la línea HVDC.)

Línea	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
L_LosChangos220_NuevaZaldivar220	24	24	13	21	14	18	16	19	15	10	10	6
L_NuevaZaldivar220_Parinas500	24	24	13	21	14	18	16	19	15	10	10	6
L_Kimal220_NuevaZaldivar220	24	24	13	21	14	18	16	19	12	10	10	6
L_LosChangos220_LosChangos500	24	24	13	17	14	18	16	19	15	10	10	6
L_Kimal220_Kimal500	24	24	13	17	14	18	16	19	15	10	10	6
L_Kimal220_LosChangos220	24	24	13	17	14	18	16	19	15	10	10	6
L_Kimal500_LosChangos500	24	24	13	17	14	18	16	19	15	10	10	6
L_LosChangos500_Parinas500	24	24	13	21	14	14	16	18	12	8	10	6
L_AltoJahuel500_Polpaico500	5	13	0	0	0	2	0	5	0	12	4	17
L_Concepcion500_NuevaCharrua500	2	0	2	12	0	14	0	0	0	0	0	23
L_NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	9	0	6	0	9	0	0	0	9	6	0	8
L_Cumbre500_Parinas500	0	1	6	6	4	4	8	1	0	7	7	0
L_NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500	0	2	4	0	10	0	8	0	1	0	12	0
L_Cumbre500_NuevaCardones500	0	0	0	10	0	1	1	1	0	0	11	5
L_PDGE_ANF_B2_Parinas500	0	1	1	0	4	0	3	5	6	3	0	1
L_AltoJahuel500_Ancoa500	0	0	0	0	0	5	5	0	0	0	0	12
L_NuevaPandeAzucar500_Polpaico500	0	0	4	0	0	0	0	0	8	4	6	0
L_Kimal220_Lagunas220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
L_Polpaico500_Quillota500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Lagunas220_NuevaPozoAlmonte220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_NuevaAncud500_NuevaPuertoMontt500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Cumbre500_PDGE_ANF_B3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Pichirropulli500_RioMalleco500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_NuevaPozoAlmonte220_Parinacota220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_AltoJahuel500_Candelaria500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_NuevaPuertoMontt500_Pichirropulli500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Mulchen500_NuevaCharrua500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Mulchen500_RioMalleco500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_AltoJahuel500_Rapel500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Ancoa500_NuevaCharrua500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HVDC_Kimal500_AltoJahuel500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Kimal500_PDGE_TOC_A2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla A.2

Cantidad de horas con congestiones en líneas, por día representativo de cada mes para el caso de mercado de ofertas con operación de la línea HVDC.

Línea	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
L_Concepcion500_NuevaCharrua500	9	10	7	8	6	14	0	0	14	0	0	0
L_NuevaZaldivar220_Parinas500	11	5	13	6	4	5	6	7	4	0	0	3
L_LosChangos220_LosChangos500	11	5	13	6	4	5	6	7	4	0	0	3
L_LosChangos220_NuevaZaldivar220	11	4	13	6	4	5	6	7	4	0	0	3
L_Kimal220_NuevaZaldivar220	11	4	13	6	4	5	6	7	4	0	0	3
L_Kimal220_Kimal500	11	5	13	6	4	5	6	7	4	0	0	0
L_LosChangos500_Parinas500	11	0	13	6	4	5	6	7	4	0	0	3
L_Kimal500_LosChangos500	11	0	13	6	4	5	6	7	4	0	0	3
L_Kimal220_LosChangos220	11	0	13	6	4	5	6	7	4	0	0	0
L_PDGE_ANF_B2_Parinas500	0	2	2	0	4	0	3	2	0	7	2	3
L_AltoJahuel500_Ancoa500	0	0	0	0	0	4	6	0	0	0	0	11
HVDC_Kimal500_AltoJahuel500	0	1	6	0	1	0	0	1	0	5	0	4
L_AltoJahuel500_Polpaico500	0	1	9	0	0	3	0	0	0	0	0	0
L_Ancoa500_NuevaCharrua500	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500	0	1	0	0	1	0	0	1	0	2	0	3
L_Kimal220_Lagunas220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	0
L_NuevaPandeAzucar500_Polpaico500	0	0	1	0	0	0	0	0	0	3	0	2
L_NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Cumbre500_Parinas500	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
L_NuevaAncud500_NuevaPuertoMontt500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Lagunas220_NuevaPozoAlmonte220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Polpaico500_Quillota500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Cumbre500_NuevaCardones500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_AltoJahuel500_Rapel500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_AltoJahuel500_Candelaria500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_NuevaPozoAlmonte220_Parinacota220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_NuevaPuertoMontt500_Pichirropulli500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Cumbre500_PDGE_ANF_B3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Pichirropulli500_RioMalleco500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Mulchen500_NuevaCharrua500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Mulchen500_RioMalleco500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Kimal500_PDGE_TOC_A2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla A.3

Cantidad de horas con congestiones en líneas, por día representativo de cada mes para el caso de mercado de costos auditados sin operación de la línea HVDC.

Línea	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
L_NuevaZaldivar220_Parinas500	2	2	13	15	14	7	6	16	0	0	0	0
L_LosChangos220_NuevaZaldivar220	2	2	13	15	14	7	6	16	0	0	0	0
L_LosChangos220_LosChangos500	2	2	13	15	14	7	6	16	0	0	0	0
L_Kimal220_Kimal500	2	2	13	15	14	7	6	16	0	0	0	0
L_LosChangos500_Parinas500	2	2	13	15	14	7	6	16	0	0	0	0
L_Kimal220_LosChangos220	2	2	13	15	14	7	6	16	0	0	0	0
L_Kimal220_NuevaZaldivar220	2	2	13	15	14	7	6	16	0	0	0	0
L_Kimal500_LosChangos500	2	2	13	15	14	7	6	16	0	0	0	0
L_Concepcion500_NuevaCharrua500	2	0	4	11	11	9	7	9	6	0	0	0
L_NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	0	0	0	4	8	4	0	1	2	4	5	3
L_AltoJahuel500_Polpaico500	9	11	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Ancoa500_NuevaCharrua500	0	13	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500	0	1	0	4	4	1	4	6	0	0	1	4
L_AltoJahuel500_Ancoa500	0	0	0	0	0	7	6	0	0	0	0	11
L_NuevaPandeAzucar500_Polpaico500	0	0	2	0	0	0	0	0	3	7	6	3
L_Cumbre500_Parinas500	0	0	0	3	6	3	6	3	0	0	0	0
L_PDGE_ANF_B2_Parinas500	0	2	1	0	4	3	3	0	2	1	1	2
L_Mulchen500_NuevaCharrua500	0	3	0	0	0	6	0	0	0	0	0	1
L_Cumbre500_NuevaCardones500	0	0	0	4	0	1	0	0	0	1	0	0
L_NuevaAncud500_NuevaPuertoMontt500	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0
L_NuevaPuertoMontt500_Pichirropulli500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Lagunas220_NuevaPozoAlmonte220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Polpaico500_Quillota500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Mulchen500_RioMalleco500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_NuevaPozoAlmonte220_Parinacota220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Pichirropulli500_RioMalleco500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_AltoJahuel500_Candelaria500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_AltoJahuel500_Rapel500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Cumbre500_PDGE_ANF_B3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Kimal220_Lagunas220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HVDC_Kimal500_AltoJahuel500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Kimal500_PDGE_TOC_A2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla A.4

Cantidad de horas con congestiones en líneas, por día representativo de cada mes para el caso de mercado de costos auditados con operación de la línea HVDC.

Línea	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
L_Concepcion500_NuevaCharrua500	2	1	4	9	11	9	7	10	9	3	8	0
L_AltoJahuel500_Ancoa500	11	12	0	0	0	7	8	0	0	0	0	11
L_Ancoa500_NuevaCharrua500	0	13	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_PDGE_ANF_B2_Parinas500	1	2	2	0	4	3	3	0	3	3	2	1
L_Mulchen500_NuevaCharrua500	0	14	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0
L_Kimal500_LosChangos500	0	0	1	6	0	0	5	6	0	1	0	0
L_LosChangos220_LosChangos500	0	0	1	6	0	0	5	6	0	1	0	0
L_LosChangos220_NuevaZaldivar220	0	0	1	6	0	0	5	6	0	1	0	0
L_LosChangos500_Parinas500	0	0	1	6	0	0	5	6	0	1	0	0
L_Kimal220_Kimal500	0	0	1	6	0	0	5	6	0	1	0	0
L_NuevaZaldivar220_Parinas500	0	0	1	6	0	0	5	6	0	1	0	0
L_Kimal220_LosChangos220	0	0	1	6	0	0	5	6	0	1	0	0
L_Kimal220_NuevaZaldivar220	0	0	1	6	0	0	5	6	0	1	0	0
L_Cumbre500_Parinas500	0	0	0	3	0	0	0	3	0	0	0	0
L_NuevaAncud500_NuevaPuertoMontt500	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0
L_NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0
L_Kimal220_Lagunas220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
L_Cumbre500_NuevaCardones500	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0
L_AltoJahuel500_Polpaico500	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0
L_NuevaPandeAzucar500_Polpaico500	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
L_NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0
HVDC_Kimal500_AltoJahuel500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0
L_Mulchen500_RioMalleco500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_NuevaPuertoMontt500_Pichirropulli500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Lagunas220_NuevaPozoAlmonte220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Cumbre500_PDGE_ANF_B3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Polpaico500_Quillota500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_AltoJahuel500_Candelaria500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Pichirropulli500_RioMalleco500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_AltoJahuel500_Rapel500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_NuevaPozoAlmonte220_Parinacota220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L_Kimal500_PDGE_TOC_A2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

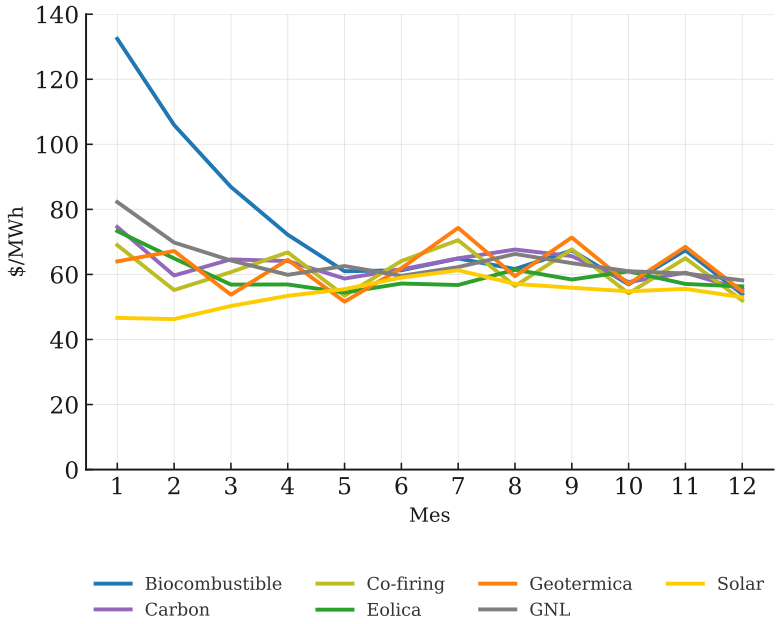

Figura A.1. *Evolución mensual de promedio de ofertas por tecnología realizadas en el mercado de ofertas (excluye diesel).*

Tabla A.5
CMg promedios por Zona para Enero en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	69,1	63,6	63,6	63,6	73,8	69,0	68,3	66,2
2	69,1	63,6	63,6	63,6	73,8	69,0	68,3	66,2
3	69,1	63,6	63,6	63,6	73,8	69,0	68,3	66,2
4	69,1	63,6	63,6	63,6	73,8	69,0	68,3	66,2
5	69,1	63,6	63,6	63,6	73,8	69,0	68,3	66,2
6	69,1	63,6	63,6	63,6	73,8	69,0	68,3	66,2
7	69,1	63,6	63,6	63,6	73,8	69,0	68,3	66,2
8	59,0	63,4	63,4	63,4	63,4	63,4	63,4	63,4
9	53,1	63,4	63,4	63,4	63,4	63,4	63,4	63,4
10	47,9	54,9	63,4	63,4	63,4	63,4	63,4	63,4
11	47,9	54,9	63,4	63,4	58,7	58,6	59,2	58,6
12	47,9	54,9	63,4	63,4	59,9	59,9	60,4	59,9
13	47,9	54,9	63,4	63,4	60,8	60,9	61,2	60,9
14	47,9	54,2	62,7	63,4	60,8	60,9	61,2	60,9
15	47,9	53,9	62,5	63,4	60,8	60,9	61,2	60,9
16	47,9	53,9	62,5	63,4	60,8	60,9	61,2	60,9
17	47,9	53,9	62,5	63,4	60,8	60,9	61,2	60,9
18	47,9	53,9	64,5	63,4	63,4	63,4	65,4	63,4
19	59,1	63,6	65,6	63,6	66,2	66,2	67,8	66,2
20	69,1	63,6	63,6	63,6	66,2	66,2	66,2	66,2
21	69,1	63,6	63,6	63,6	73,8	69,0	68,3	66,2
22	69,1	63,6	63,6	63,6	73,8	69,0	68,3	66,2
23	69,1	63,6	63,6	63,6	73,8	69,0	68,3	66,2
24	69,1	63,6	63,6	63,6	73,8	69,0	68,3	66,2

Tabla A.6

CMg promedios por Zona para Febrero en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	80,9	70,4	70,4	70,4	66,9	66,9	66,9	66,9
2	80,9	70,4	70,4	70,4	66,9	66,9	66,9	66,9
3	80,9	70,4	70,4	70,4	66,9	66,9	66,9	66,9
4	80,9	70,4	70,4	70,4	66,9	66,9	66,9	66,9
5	80,9	70,4	70,4	70,4	66,9	66,9	66,9	66,9
6	80,9	70,4	70,4	70,4	66,9	66,9	66,9	66,9
7	80,9	70,4	70,4	70,4	66,9	66,9	66,9	66,9
8	67,4	67,1	69,6	70,4	66,9	66,9	66,9	66,9
9	54,4	54,8	66,5	70,4	57,0	57,0	57,8	57,0
10	54,4	54,8	66,5	70,4	55,2	55,2	56,2	55,2
11	54,4	54,8	61,3	63,5	54,2	54,2	55,3	54,2
12	54,4	54,8	66,5	70,4	54,2	54,2	55,3	54,2
13	54,4	54,8	66,5	70,4	54,2	54,2	55,3	54,2
14	54,4	54,8	66,5	70,4	54,2	54,2	55,3	54,2
15	54,4	54,8	66,5	70,4	54,2	54,2	55,3	54,2
16	54,4	54,8	66,5	70,4	54,2	54,2	55,3	54,2
17	54,4	54,8	66,5	70,4	55,2	55,2	56,2	55,2
18	54,4	54,8	66,5	70,4	57,0	57,0	57,8	57,0
19	56,3	58,7	68,8	70,4	61,6	61,9	66,1	66,9
20	66,0	65,6	69,9	70,4	66,9	66,1	66,9	66,9
21	80,9	69,1	70,4	70,4	66,9	66,1	66,9	66,9
22	80,9	70,4	70,4	70,4	66,9	66,9	66,9	66,9
23	80,9	70,4	70,4	70,4	66,9	66,9	66,9	66,9
24	80,9	70,4	70,4	70,4	66,9	66,9	66,9	66,9

Tabla A.7
CMg promedios por Zona para Marzo en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	67,7	65,0	65,0	65,0	72,9	65,0	64,9	64,8
2	67,7	65,0	65,0	65,0	72,9	65,0	64,9	64,8
3	67,7	65,0	65,0	65,0	72,9	65,0	64,9	64,8
4	67,7	65,0	65,0	65,0	72,9	65,0	64,9	64,8
5	67,7	65,0	65,0	65,0	72,9	65,0	64,9	64,8
6	67,7	65,0	65,0	65,0	72,9	65,0	64,9	64,8
7	67,7	65,0	65,0	65,0	72,9	65,0	64,9	64,8
8	65,2	65,0	65,0	65,0	65,2	65,0	64,9	64,8
9	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8
10	63,3	63,6	65,0	65,0	63,5	63,5	63,5	63,5
11	61,4	61,4	61,4	61,4	61,0	61,0	61,0	61,0
12	61,0	61,0	61,3	61,0	60,8	60,8	61,1	60,8
13	52,7	54,6	61,3	61,0	60,7	60,7	61,0	60,7
14	52,5	54,8	62,9	62,9	55,4	55,5	56,7	55,8
15	52,5	55,1	64,5	64,5	55,4	55,5	56,7	55,8
16	52,5	54,0	65,0	65,0	55,4	55,7	57,1	56,3
17	52,5	54,0	65,0	65,0	55,4	56,0	58,1	57,4
18	52,5	54,0	65,0	65,0	55,4	56,0	58,2	57,5
19	55,4	60,9	65,0	65,0	63,3	62,2	63,5	63,5
20	67,7	63,7	65,0	65,0	72,8	63,5	64,8	64,8
21	67,7	65,0	65,0	65,0	72,9	64,8	64,8	64,8
22	67,7	65,0	65,0	65,0	72,9	64,8	64,8	64,8
23	67,7	65,0	65,0	65,0	72,9	64,8	64,8	64,8
24	67,7	65,0	65,0	65,0	72,9	65,0	64,9	64,8

Tabla A.8
CMg promedios por Zona para Abril en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	67,3	63,1	62,8	63,1	69,8	61,9	61,8	61,9
2	67,3	63,1	62,8	63,1	61,9	61,9	61,8	61,9
3	67,3	63,1	62,8	63,1	61,9	61,9	61,8	61,9
4	67,3	63,1	62,8	63,1	61,9	61,9	61,8	61,9
5	67,3	63,1	62,8	63,1	61,9	61,9	61,8	61,9
6	67,3	63,1	62,8	63,1	61,9	61,9	61,8	61,9
7	67,3	63,1	63,1	63,1	61,9	61,9	61,9	61,9
8	67,3	63,1	63,1	63,1	61,9	61,9	61,9	61,9
9	54,2	58,0	63,1	63,1	60,8	60,8	60,8	60,8
10	53,7	59,1	63,1	63,1	61,9	61,9	61,9	61,9
11	53,7	58,9	62,3	62,5	58,7	58,6	58,6	58,6
12	53,7	58,9	62,5	62,5	58,7	58,6	58,6	58,6
13	54,2	58,0	63,1	63,1	58,3	58,3	58,3	58,3
14	51,1	56,2	62,9	63,1	58,3	58,3	58,3	58,3
15	50,1	55,7	63,1	63,1	58,3	58,3	58,3	58,3
16	50,1	55,7	62,9	63,1	58,3	58,3	58,3	58,3
17	50,1	55,7	62,9	63,1	58,3	58,3	58,3	58,3
18	50,1	55,9	63,1	63,1	58,3	58,3	58,3	58,3
19	53,4	59,3	63,1	63,1	61,0	61,0	61,0	61,0
20	53,4	59,3	63,1	63,1	65,4	61,6	61,9	61,9
21	67,3	63,1	63,1	63,1	69,8	61,9	61,9	61,9
22	67,3	63,1	63,1	63,1	69,8	61,9	61,9	61,9
23	67,3	63,1	62,8	63,1	69,8	61,9	61,8	61,9
24	67,3	63,1	62,8	63,1	69,8	61,9	61,8	61,9

Tabla A.9
CMg promedios por Zona para Mayo en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	74,2	67,2	67,2	67,2	63,3	63,3	63,3	63,3
2	74,2	67,2	67,2	67,2	63,3	63,3	63,3	63,3
3	74,2	67,2	67,2	67,2	63,3	63,3	63,3	63,3
4	74,2	67,2	67,2	67,2	63,3	63,3	63,3	63,3
5	74,2	67,2	67,2	67,2	63,3	63,3	63,3	63,3
6	74,2	67,2	67,2	67,2	63,3	63,3	63,3	63,3
7	74,2	67,2	67,2	67,2	63,3	63,3	63,3	63,3
8	74,2	67,2	67,2	67,2	63,3	63,3	63,3	63,3
9	55,5	59,2	67,2	67,2	62,4	62,4	62,4	62,4
10	55,1	57,1	67,2	67,2	60,6	60,7	61,6	61,6
11	55,5	57,0	65,3	65,3	60,1	60,1	60,2	60,1
12	55,5	56,8	64,4	64,4	60,1	60,1	60,2	60,1
13	55,5	57,2	67,2	67,2	60,1	60,1	60,2	60,1
14	55,5	57,2	67,2	67,2	60,4	60,4	60,4	60,4
15	55,1	57,1	67,2	67,2	60,1	60,1	60,2	60,1
16	55,1	57,1	67,2	67,2	60,1	59,4	60,2	60,1
17	55,5	57,1	67,2	67,2	60,1	59,4	60,2	60,1
18	55,5	56,7	64,4	64,4	60,1	59,4	60,1	60,1
19	74,2	65,4	67,2	67,2	63,3	62,1	63,3	63,3
20	74,2	67,2	67,2	67,2	63,3	63,3	63,3	63,3
21	74,2	67,2	67,2	67,2	71,9	63,3	63,3	63,3
22	74,2	67,2	67,2	67,2	71,9	63,3	63,3	63,3
23	74,2	67,2	67,2	67,2	71,9	63,3	63,3	63,3
24	74,2	67,2	67,2	67,2	71,9	63,3	63,3	63,3

Tabla A.10

CMg promedios por Zona para Junio en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	68,2	61,3	61,0	61,3	65,9	65,9	64,5	65,9
2	68,0	61,2	60,9	61,2	64,1	64,1	63,0	64,1
3	65,3	61,2	60,9	61,2	64,1	64,1	63,0	64,1
4	67,0	60,6	60,4	60,6	64,1	64,1	63,0	64,1
5	68,0	61,2	60,9	61,2	64,1	64,1	63,0	64,1
6	68,0	61,2	60,9	61,2	64,1	64,1	63,0	64,1
7	68,2	61,3	61,3	61,3	65,9	65,9	65,9	65,9
8	68,2	61,3	61,3	61,3	65,9	65,9	65,9	65,9
9	57,2	60,2	61,3	61,3	65,9	65,9	65,9	65,9
10	57,2	59,8	61,3	61,3	64,1	64,1	64,1	64,1
11	57,2	59,3	60,1	60,1	63,3	63,3	63,3	63,3
12	57,2	59,3	59,9	60,1	63,3	63,3	62,3	63,3
13	60,1	60,1	59,9	60,1	64,1	64,1	63,0	64,1
14	61,2	61,2	60,9	61,2	65,9	65,9	64,5	65,9
15	60,9	61,3	61,0	61,3	65,9	65,9	64,5	65,9
16	60,9	61,2	60,9	61,3	65,9	65,9	64,5	65,9
17	60,9	61,2	60,9	61,3	65,9	65,9	65,1	65,9
18	60,9	61,2	60,9	61,2	65,9	65,9	64,5	65,9
19	68,6	62,8	61,9	61,3	65,9	65,9	64,5	65,9
20	68,6	62,8	62,2	61,3	74,2	66,1	66,0	65,9
21	68,6	62,8	62,2	61,3	76,0	68,7	66,7	65,9
22	68,6	62,8	62,2	61,3	76,0	68,7	66,7	65,9
23	68,6	62,8	62,2	61,3	75,7	66,9	66,2	65,9
24	68,2	61,3	61,3	61,3	75,5	65,9	65,9	65,9

Tabla A.11

CMg promedios por Zona para Julio en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	69,4	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5
2	69,4	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5
3	66,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5
4	66,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5
5	66,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5
6	66,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5
7	66,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5
8	66,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5
9	61,6	63,7	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5
10	59,1	62,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5
11	61,6	62,6	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5
12	61,6	63,2	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5
13	61,6	63,2	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5
14	62,9	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5
15	62,5	63,7	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5
16	57,8	62,1	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5	64,5
17	57,8	61,3	64,5	64,5	64,5	63,7	64,5	64,5
18	59,1	61,5	64,5	64,5	64,5	63,7	64,5	64,5
19	65,4	62,7	64,5	64,5	68,0	64,1	64,8	64,5
20	71,5	67,3	66,3	64,5	76,9	67,2	66,2	64,5
21	71,5	67,3	66,3	64,5	76,9	67,2	66,2	64,5
22	71,5	67,3	66,3	64,5	76,9	67,2	66,2	64,5
23	71,5	67,3	66,3	64,5	76,9	67,2	66,2	64,5
24	71,5	67,3	66,3	64,5	76,9	67,2	66,2	64,5

Tabla A.12
CMg promedios por Zona para Agosto en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	71,1	66,2	66,2	66,2	69,1	65,9	65,9	65,9
2	71,1	66,2	66,2	66,2	69,1	65,9	65,9	65,9
3	71,1	66,2	66,2	66,2	65,9	65,9	65,9	65,9
4	71,1	66,2	66,2	66,2	65,9	65,9	65,9	65,9
5	71,1	66,2	66,2	66,2	65,9	65,9	65,9	65,9
6	71,1	66,2	66,2	66,2	65,9	65,9	65,9	65,9
7	71,1	66,2	66,2	66,2	65,9	65,9	65,9	65,9
8	71,1	66,2	66,2	66,2	65,9	65,9	65,9	65,9
9	61,4	64,2	64,2	64,2	63,9	63,9	63,9	63,9
10	59,5	60,1	63,2	64,2	63,5	63,5	63,5	63,5
11	57,9	60,0	60,0	60,0	61,6	61,6	61,6	61,6
12	57,9	60,0	60,0	60,0	61,6	61,6	61,6	61,6
13	57,9	60,0	60,0	60,0	61,6	61,6	61,6	61,6
14	58,7	58,7	58,7	58,7	61,6	61,6	61,6	61,6
15	56,3	56,3	58,1	58,7	59,3	59,3	59,3	59,3
16	55,4	55,0	59,4	60,7	59,3	59,3	59,3	59,3
17	55,4	55,0	62,0	64,2	59,3	59,7	62,1	62,1
18	55,6	55,1	62,1	64,2	59,3	59,3	59,3	59,3
19	61,4	63,6	66,2	66,2	65,9	65,0	65,9	65,9
20	71,1	64,3	66,2	66,2	71,6	65,0	65,9	65,9
21	71,1	66,2	66,2	66,2	71,6	65,9	65,9	65,9
22	71,1	66,2	66,2	66,2	71,6	65,9	65,9	65,9
23	71,1	66,2	66,2	66,2	71,6	65,9	65,9	65,9
24	71,1	66,2	66,2	66,2	71,6	65,9	65,9	65,9

Tabla A.13

CMg promedios por Zona para Septiembre en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	67,9	64,7	64,7	64,7	64,5	64,5	64,2	64,5
2	67,9	64,7	64,7	64,7	64,5	64,5	64,2	64,5
3	67,9	64,7	64,7	64,7	63,3	63,3	63,2	63,3
4	67,9	64,7	64,7	64,7	63,3	63,3	63,2	63,3
5	67,9	64,7	64,7	64,7	64,5	64,5	64,2	64,5
6	67,9	64,7	64,7	64,7	64,5	64,5	64,2	64,5
7	67,9	64,7	64,7	64,7	64,5	64,5	64,2	64,5
8	64,7	64,7	64,7	64,7	64,5	64,5	64,2	64,5
9	56,8	58,3	64,7	64,7	59,3	59,3	59,3	59,3
10	56,8	57,6	64,7	64,7	59,3	59,3	59,3	59,3
11	56,8	57,5	59,4	59,4	59,1	59,1	59,1	59,1
12	56,8	57,5	59,4	59,4	59,3	59,3	59,3	59,3
13	56,8	56,8	59,4	59,4	59,3	59,3	59,3	59,3
14	54,0	54,4	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3
15	54,0	54,2	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3	59,3
16	54,0	54,2	59,4	59,4	59,3	59,3	59,3	59,3
17	54,0	54,2	64,7	64,7	59,3	59,3	59,3	59,3
18	54,0	54,2	64,7	64,7	59,3	59,3	59,3	59,3
19	56,8	56,2	64,7	64,7	64,5	64,5	64,2	64,5
20	67,9	63,0	64,7	64,7	64,5	64,5	64,2	64,5
21	67,9	64,7	64,7	64,7	71,4	64,5	64,2	64,5
22	67,9	64,7	64,7	64,7	71,4	64,5	64,2	64,5
23	67,9	64,7	64,7	64,7	71,4	64,5	64,2	64,5
24	67,9	64,7	64,7	64,7	71,4	64,5	64,2	64,5

Tabla A.14

CMg promedios por Zona para Octubre en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	62,5	61,7	61,7	61,7	63,6	63,6	63,6	63,6
2	62,5	61,7	61,7	61,7	63,6	63,6	63,6	63,6
3	61,7	61,7	61,7	61,7	63,6	63,6	63,6	63,6
4	61,7	61,7	61,7	61,7	63,6	63,6	63,6	63,6
5	61,7	61,7	61,7	61,7	63,6	63,6	63,6	63,6
6	61,7	61,7	61,7	61,7	63,6	63,6	63,6	63,6
7	61,7	61,7	61,7	61,7	63,6	63,6	63,6	63,6
8	60,2	60,3	61,3	61,7	63,6	63,6	63,6	63,6
9	56,8	57,2	60,8	61,7	58,2	58,7	61,8	61,8
10	54,0	55,2	60,8	61,7	58,2	58,9	63,6	63,6
11	53,5	55,2	60,8	61,7	57,5	58,0	58,0	58,0
12	53,5	55,2	60,8	61,7	57,5	58,0	58,0	58,0
13	53,3	54,8	60,8	61,7	58,0	58,0	58,0	58,0
14	52,7	54,6	60,8	61,7	57,3	57,6	57,7	57,7
15	52,7	53,2	60,8	61,7	57,3	57,6	57,7	57,7
16	52,7	53,2	60,8	61,7	57,7	57,6	57,7	57,7
17	52,7	53,2	60,8	61,7	57,7	57,6	61,8	61,8
18	53,2	53,3	60,8	61,7	57,7	57,6	63,6	63,6
19	53,2	56,7	60,8	61,7	58,0	57,9	63,6	63,6
20	59,8	60,1	61,7	61,7	63,6	62,7	63,6	63,6
21	63,0	61,7	61,7	61,7	63,6	63,6	63,6	63,6
22	63,3	61,7	61,7	61,7	63,6	63,6	63,6	63,6
23	63,3	61,7	61,7	61,7	63,6	63,6	63,6	63,6
24	63,3	61,7	61,7	61,7	63,6	63,6	63,6	63,6

Tabla A.15

CMg promedios por Zona para Noviembre en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	65,3	64,1	64,1	64,1	63,8	63,9	63,9	63,9
2	65,3	64,1	64,1	64,1	63,8	63,9	63,9	63,9
3	65,3	64,1	64,1	64,1	63,8	63,9	63,9	63,9
4	65,3	64,1	64,1	64,1	63,8	63,9	63,9	63,9
5	65,3	64,1	64,1	64,1	63,8	63,9	63,9	63,9
6	62,3	63,6	64,1	64,1	63,8	63,9	63,9	63,9
7	58,5	62,5	64,1	64,1	63,8	63,9	63,9	63,9
8	51,9	54,6	64,1	64,1	63,5	63,5	63,5	63,5
9	51,4	54,2	64,1	64,1	63,5	63,5	63,5	63,5
10	51,9	54,3	64,1	64,1	63,5	63,5	63,5	63,5
11	51,9	54,3	64,1	64,1	56,3	56,3	56,3	56,3
12	51,9	54,3	64,1	64,1	56,3	56,3	56,3	56,3
13	51,4	53,6	63,9	64,1	56,5	56,5	56,5	56,5
14	51,9	53,6	63,9	64,1	56,6	56,8	56,8	56,8
15	51,9	53,6	63,9	64,1	56,5	56,5	56,5	56,5
16	51,4	53,4	63,9	64,1	56,3	56,3	56,3	56,3
17	51,9	53,5	64,1	64,1	56,8	56,8	56,8	56,8
18	51,9	53,5	64,1	64,1	56,9	56,9	56,9	56,9
19	58,5	58,8	64,1	64,1	63,8	62,9	63,9	63,9
20	63,9	63,8	64,1	64,1	63,8	62,9	63,9	63,9
21	63,9	63,8	64,1	64,1	63,8	63,9	63,9	63,9
22	65,3	64,1	64,1	64,1	63,8	63,9	63,9	63,9
23	65,3	64,1	64,1	64,1	63,8	63,9	63,9	63,9
24	65,3	64,1	64,1	64,1	63,8	63,9	63,9	63,9

Tabla A.16

CMg promedios por Zona para Diciembre en el mercado de ofertas con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	61,4	60,1	58,2	56,3	57,5	57,5	57,1	56,5
2	61,4	60,1	58,2	56,3	57,5	57,5	57,1	56,5
3	60,0	60,0	58,1	56,3	57,5	57,5	57,1	56,5
4	60,0	60,0	58,1	56,3	57,5	57,5	57,1	56,5
5	60,0	60,0	58,1	56,3	57,5	57,5	57,1	56,5
6	60,0	60,0	58,1	56,3	57,5	57,5	57,1	56,5
7	60,0	60,0	58,1	56,3	57,5	57,5	57,1	56,5
8	56,1	56,1	55,7	56,1	56,5	56,5	56,5	56,5
9	56,1	56,1	55,7	56,1	56,3	56,3	56,3	56,3
10	54,4	54,4	55,5	56,3	56,3	56,3	56,3	56,3
11	50,2	51,3	54,6	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5
12	50,2	51,3	54,8	55,9	55,5	55,5	55,5	55,5
13	50,2	51,3	55,1	56,3	55,5	55,5	55,5	55,5
14	50,2	51,7	55,5	56,3	54,1	54,1	54,4	54,4
15	50,5	51,7	55,5	56,3	54,1	54,1	54,4	54,4
16	51,3	52,2	55,5	56,3	54,4	54,1	54,4	54,4
17	51,3	52,2	55,5	56,3	54,5	54,1	55,5	55,5
18	56,1	56,1	56,3	56,3	54,5	54,1	56,3	56,3
19	56,3	56,3	56,0	56,3	56,5	56,2	56,5	56,5
20	56,9	56,9	56,3	56,3	56,5	56,2	56,5	56,5
21	61,4	59,3	58,1	56,3	57,5	57,0	57,1	56,5
22	61,4	59,7	58,1	56,3	57,5	57,5	57,1	56,5
23	61,7	60,1	58,2	56,3	57,5	57,5	57,1	56,5
24	61,7	60,1	58,2	56,3	57,5	57,5	57,1	56,5

Tabla A.17
CMg promedios por Zona para Enero en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	62,3	62,3	15,6	0,0	62,3	62,3	39,0	0,0
2	62,3	62,3	15,6	0,0	62,3	62,3	39,0	0,0
3	62,3	62,3	15,6	0,0	62,3	62,3	39,0	0,0
4	62,3	62,3	15,6	0,0	62,3	62,3	39,0	0,0
5	62,3	62,3	15,6	0,0	62,3	62,3	39,0	0,0
6	62,3	62,3	15,6	0,0	62,3	62,3	39,0	0,0
7	62,3	62,3	15,6	0,0	62,3	62,3	39,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	0,0	0,0	6,4	0,0	0,0	0,0	6,4	0,0
19	0,0	0,0	6,4	0,0	0,0	0,0	6,4	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	67,7	0,0	0,0	0,0	62,3	53,4	39,0	0,0
22	67,7	0,0	0,0	0,0	62,3	62,3	39,0	0,0
23	62,3	62,3	15,6	0,0	62,3	62,3	39,0	0,0
24	62,3	62,3	15,6	0,0	62,3	62,3	39,0	0,0

Tabla A.18

CMg promedios por Zona para Febrero en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	65,6	65,6	58,5	0,0	65,6	65,6	61,7	0,0
2	65,6	65,6	58,5	51,5	65,6	65,6	61,7	14,6
3	65,6	65,6	58,5	51,5	65,6	65,6	61,7	14,6
4	65,6	65,6	58,5	51,5	65,6	65,6	61,7	14,6
5	65,6	65,6	58,5	0,0	65,6	65,6	61,7	0,0
6	65,6	65,6	58,5	51,5	65,6	65,6	61,7	14,6
7	65,6	65,6	58,5	51,5	65,6	65,6	61,7	14,6
8	62,3	62,3	57,7	51,5	65,6	65,6	61,7	14,6
9	51,5	51,5	51,5	51,5	51,5	51,5	51,5	14,6
10	51,5	51,5	51,5	51,5	14,6	14,6	19,2	14,6
11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	0,0	7,4	51,5	51,5	0,0	0,0	0,0	0,0
20	58,5	50,2	56,8	51,5	62,3	53,4	59,6	14,6
21	66,2	50,2	56,8	51,5	65,6	56,2	61,7	14,6
22	65,9	62,3	57,7	51,5	65,6	65,6	61,7	14,6
23	65,6	65,6	58,5	51,5	65,6	65,6	61,7	14,6
24	65,6	65,6	58,5	14,6	65,6	65,6	61,7	11,8

Tabla A.19
CMg promedios por Zona para Marzo en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	66,3	66,0	62,0	51,5	65,6	65,6	62,1	51,5
2	66,3	66,0	62,0	51,5	65,6	65,6	62,1	51,5
3	66,3	66,0	62,0	51,5	65,6	65,6	62,1	51,5
4	66,3	66,0	62,0	51,5	65,6	65,6	62,1	51,5
5	66,3	66,0	62,0	51,5	65,6	65,6	62,1	51,5
6	66,3	66,0	62,0	51,5	65,6	65,6	62,1	51,5
7	66,3	66,0	62,0	51,5	65,6	65,6	62,1	51,5
8	66,3	66,0	62,0	51,5	65,6	65,6	62,1	51,5
9	51,5	51,5	51,5	51,5	51,5	51,5	51,5	51,5
10	51,5	51,5	51,5	51,5	51,5	51,5	51,5	51,5
11	0,0	0,0	0,0	0,0	14,6	14,6	14,6	14,6
12	0,0	0,0	0,0	0,0	14,6	14,6	14,6	14,6
13	0,0	0,0	0,0	0,0	14,6	14,6	14,6	14,6
14	0,0	0,0	6,4	0,0	0,0	0,0	6,4	0,0
15	0,0	0,0	6,4	0,0	0,0	0,0	6,4	0,0
16	0,0	0,0	6,4	0,0	0,0	0,0	6,4	0,0
17	0,0	0,0	6,4	0,0	0,0	0,0	6,4	0,0
18	0,0	0,0	14,6	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0
19	0,0	0,0	51,5	51,5	50,5	12,5	51,5	51,5
20	65,8	56,0	61,9	51,5	65,6	56,2	62,1	51,5
21	66,2	65,3	61,9	51,5	65,6	65,6	62,1	51,5
22	66,2	65,3	61,9	51,5	65,6	65,6	62,1	51,5
23	66,2	65,3	61,9	51,5	65,6	65,6	62,1	51,5
24	66,3	66,0	62,0	51,5	65,6	65,6	62,1	51,5

Tabla A.20

CMg promedios por Zona para Abril en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	73,5	70,3	69,1	70,3	65,6	65,6	65,0	65,6
2	73,5	70,3	69,1	70,3	65,6	65,6	65,0	65,6
3	73,5	70,3	69,1	70,3	65,6	65,6	65,0	65,6
4	73,5	70,3	69,1	70,3	65,6	65,6	65,0	65,6
5	73,5	70,3	69,1	70,3	65,6	65,6	65,0	65,6
6	73,5	70,3	69,1	70,3	65,6	65,6	65,0	65,6
7	73,5	70,3	70,3	70,3	65,6	65,6	65,6	65,6
8	73,5	70,3	70,3	70,3	65,6	65,6	65,6	65,6
9	65,6	66,3	70,3	70,3	65,6	65,6	65,6	65,6
10	65,1	65,8	70,3	70,3	65,6	65,6	65,6	65,6
11	62,3	62,3	62,2	62,3	62,3	62,3	62,2	62,3
12	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3
13	60,5	61,0	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3
14	53,1	56,3	62,2	62,3	53,1	53,1	53,1	53,1
15	0,0	27,1	70,3	70,3	51,7	22,8	53,1	53,1
16	0,0	25,9	62,2	62,3	50,2	22,1	51,5	51,5
17	0,0	25,0	61,0	61,0	50,2	22,1	51,5	51,5
18	49,1	40,7	56,9	56,9	50,2	36,8	51,5	51,5
19	58,7	50,2	70,3	70,3	64,0	46,9	65,6	65,6
20	76,4	50,2	70,3	70,3	71,2	46,9	65,6	65,6
21	73,5	70,3	70,3	70,3	65,6	65,6	65,6	65,6
22	73,5	70,3	70,3	70,3	65,6	65,6	65,6	65,6
23	73,5	70,3	69,1	70,3	65,6	65,6	65,0	65,6
24	73,5	70,3	69,1	70,3	65,6	65,6	65,0	65,6

Tabla A.21

CMg promedios por Zona para Mayo en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	69,9	68,1	68,1	68,1	65,6	65,6	65,6	65,6
2	69,9	68,1	68,1	68,1	65,6	65,6	65,6	65,6
3	69,9	68,1	68,1	68,1	65,6	65,6	65,6	65,6
4	69,9	68,1	67,2	68,1	65,6	65,6	65,0	65,6
5	69,9	68,1	67,2	68,1	65,6	65,6	65,0	65,6
6	69,9	68,1	67,2	68,1	65,6	65,6	65,0	65,6
7	69,9	68,1	67,2	68,1	65,6	65,6	65,0	65,6
8	69,9	68,1	67,2	68,1	65,6	65,6	65,0	65,6
9	55,2	64,4	68,1	68,1	65,6	65,6	65,6	65,6
10	53,1	57,9	68,1	68,1	62,3	62,3	62,3	62,3
11	53,1	56,3	61,0	61,0	53,1	53,1	53,1	53,1
12	55,2	56,8	61,0	61,0	53,1	53,1	53,1	53,1
13	55,2	56,8	61,0	61,0	53,1	53,1	53,1	53,1
14	55,2	56,8	61,0	61,0	53,1	53,1	53,1	53,1
15	53,1	57,5	68,1	68,1	53,1	53,1	53,1	53,1
16	53,1	49,9	68,1	68,1	53,1	45,5	53,1	53,1
17	53,1	49,9	68,1	68,1	53,1	45,5	53,1	53,1
18	55,2	47,3	55,2	55,2	53,1	45,5	53,1	53,1
19	69,9	58,4	67,2	68,1	65,6	56,2	65,0	65,6
20	69,9	68,1	67,2	68,1	65,6	65,6	65,0	65,6
21	69,9	68,1	67,2	68,1	65,6	65,6	65,0	65,6
22	69,9	68,1	67,2	68,1	65,6	65,6	65,0	65,6
23	69,9	68,1	67,2	68,1	65,6	65,6	65,0	65,6
24	69,9	68,1	67,2	68,1	65,6	65,6	65,0	65,6

Tabla A.22

CMg promedios por Zona para Junio en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	65,6	65,6	64,9	0,0	65,6	65,6	64,9	0,0
2	66,0	65,1	64,6	0,0	65,1	65,1	64,6	0,0
3	65,1	65,1	64,6	0,0	65,1	65,1	64,6	0,0
4	65,1	65,1	64,6	0,0	65,1	65,1	64,6	0,0
5	65,1	65,1	64,6	0,0	65,1	65,1	64,6	0,0
6	65,1	65,1	64,6	0,0	65,1	65,1	64,6	0,0
7	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1
8	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1
9	58,5	63,2	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1
10	53,1	58,6	65,1	65,1	61,0	61,0	61,0	61,0
11	53,1	57,0	61,0	61,0	53,5	53,5	53,5	53,5
12	58,5	59,2	61,0	61,0	53,5	53,5	53,5	53,5
13	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
14	65,1	65,1	64,6	65,1	65,1	65,1	64,6	65,1
15	65,1	65,1	64,6	65,1	65,1	65,1	64,6	65,1
16	56,9	57,2	57,9	57,9	53,5	53,5	53,5	53,5
17	56,9	49,1	57,9	57,9	53,5	45,8	53,5	53,5
18	56,9	48,8	56,9	56,9	53,5	45,8	53,5	53,5
19	71,4	59,2	67,0	65,1	65,6	56,2	64,9	65,1
20	73,5	70,3	68,3	52,1	66,0	66,0	65,7	52,1
21	73,5	70,3	68,3	52,1	66,0	66,0	65,7	52,1
22	73,5	70,3	68,3	52,1	66,0	66,0	65,7	52,1
23	73,5	70,3	68,3	52,1	66,0	66,0	65,7	52,1
24	71,4	69,0	67,5	65,1	66,0	66,0	65,7	65,1

Tabla A.23

CMg promedios por Zona para Julio en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,4	65,1
2	65,6	65,6	65,6	65,6	65,1	65,1	65,1	65,1
3	65,6	65,6	65,0	65,6	65,1	65,1	64,6	65,1
4	65,6	65,6	65,0	65,6	65,1	65,1	64,6	65,1
5	65,6	65,6	65,0	65,6	65,1	65,1	64,6	65,1
6	65,6	65,6	65,0	65,6	65,1	65,1	64,6	65,1
7	65,6	65,6	65,0	65,6	65,1	65,1	64,6	65,1
8	65,6	65,6	65,0	65,6	65,6	65,6	64,9	65,1
9	62,3	64,7	65,0	65,6	65,1	65,1	64,6	65,1
10	58,5	61,7	65,6	65,6	65,1	65,1	65,1	65,1
11	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3
12	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3
13	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1
14	65,6	65,6	65,6	65,6	65,1	65,1	65,1	65,1
15	65,6	65,6	65,6	65,6	65,1	65,1	65,1	65,1
16	53,1	60,2	65,6	65,6	61,0	61,0	61,0	61,0
17	53,1	52,6	65,6	65,6	62,3	53,4	62,3	62,3
18	58,5	53,3	65,6	65,6	62,3	53,4	62,3	62,3
19	73,5	60,2	68,5	65,6	65,6	56,2	65,4	65,1
20	75,5	75,4	72,7	65,6	75,0	68,1	67,0	65,1
21	84,8	77,0	72,7	65,6	75,8	72,7	68,1	65,1
22	84,8	77,0	72,7	65,6	77,3	73,5	68,3	65,1
23	84,8	77,0	72,7	65,6	77,3	73,5	68,3	65,1
24	75,5	71,5	69,3	65,6	75,0	68,1	67,0	65,1

Tabla A.24
CMg promedios por Zona para Agosto en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	66,3	66,0	66,0	66,0	65,6	65,6	65,6	65,6
2	66,3	66,0	66,0	66,0	65,6	65,6	65,6	65,6
3	66,3	66,0	65,4	66,0	65,6	65,6	65,0	65,6
4	66,3	66,0	65,4	66,0	65,6	65,6	65,0	65,6
5	66,3	66,0	65,4	66,0	65,6	65,6	65,0	65,6
6	66,3	66,0	65,4	66,0	65,6	65,6	65,0	65,6
7	66,3	66,0	65,4	66,0	65,6	65,6	65,0	65,6
8	66,3	66,0	65,4	66,0	65,6	65,6	65,0	65,6
9	65,1	65,2	65,4	66,0	65,6	65,6	65,0	65,6
10	53,1	56,3	65,4	66,0	62,3	62,3	62,2	62,3
11	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1
12	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1
13	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1
14	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1
15	0,0	7,4	51,5	51,5	49,1	7,2	50,5	50,4
16	0,0	7,6	53,5	53,5	50,2	7,4	51,5	51,5
17	49,1	9,4	66,0	66,0	51,7	7,6	53,1	53,1
18	49,1	39,1	61,0	61,0	51,7	38,0	53,1	53,1
19	60,5	47,2	65,4	66,0	64,1	46,9	65,0	65,6
20	71,7	47,2	66,0	66,0	71,2	46,9	65,6	65,6
21	66,3	66,0	66,0	66,0	65,6	65,6	65,6	65,6
22	66,3	66,0	66,0	66,0	65,6	65,6	65,6	65,6
23	66,3	66,0	66,0	66,0	65,6	65,6	65,6	65,6
24	66,3	66,0	66,0	66,0	65,6	65,6	65,6	65,6

Tabla A.25

CMg promedios por Zona para Septiembre en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
2	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
3	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
4	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
5	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
6	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
7	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
8	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
9	0,0	17,4	61,0	61,0	49,4	49,4	49,7	49,4
10	0,0	17,4	61,0	61,0	49,4	49,4	49,7	49,4
11	0,0	0,0	6,4	0,0	49,4	49,4	49,7	49,4
12	0,0	0,0	6,4	0,0	49,4	49,4	49,7	49,4
13	0,0	0,0	6,4	0,0	49,4	49,4	49,7	49,4
14	0,0	0,0	6,4	0,0	49,4	49,4	49,7	49,4
15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	6,4	0,0	0,0	0,0	6,4	0,0
17	0,0	0,0	51,5	51,5	0,0	0,0	6,4	0,0
18	0,0	0,0	50,5	50,3	49,4	42,3	49,7	49,4
19	50,4	43,2	61,0	61,0	58,5	50,2	58,5	58,5
20	61,0	52,3	61,0	61,0	61,0	52,3	61,0	61,0
21	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
22	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
23	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
24	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0

Tabla A.26

CMg promedios por Zona para Octubre en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	61,0	61,0	61,0	61,0	58,5	58,5	58,5	58,5
2	61,0	61,0	61,0	61,0	58,5	58,5	58,5	58,5
3	61,0	61,0	61,0	61,0	58,5	58,5	58,5	58,5
4	61,0	61,0	61,0	61,0	58,5	58,5	58,5	58,5
5	61,0	61,0	61,0	61,0	58,5	58,5	58,5	58,5
6	61,0	61,0	61,0	61,0	58,5	58,5	58,5	58,5
7	61,0	61,0	61,0	61,0	58,5	58,5	58,5	58,5
8	0,0	26,1	61,0	61,0	58,5	58,5	58,5	58,5
9	0,0	17,4	61,0	61,0	47,4	48,6	51,5	51,5
10	0,0	17,4	61,0	61,0	47,4	50,6	58,5	58,5
11	0,0	17,4	61,0	61,0	31,6	47,4	47,9	47,4
12	0,0	17,4	61,0	61,0	31,6	47,4	47,9	47,4
13	0,0	0,0	61,0	61,0	47,4	47,4	47,9	47,4
14	0,0	0,0	61,0	61,0	31,6	40,6	47,4	47,4
15	0,0	0,0	61,0	61,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	51,5	51,5	0,0	0,0	0,0	0,0
17	0,0	0,0	61,0	61,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	0,0	0,0	61,0	61,0	46,1	0,0	47,4	47,4
19	0,0	0,0	61,0	61,0	51,5	44,2	51,5	51,5
20	61,0	52,3	61,0	61,0	58,5	50,2	58,5	58,5
21	61,0	61,0	61,0	61,0	58,5	58,5	58,5	58,5
22	61,0	61,0	61,0	61,0	58,5	58,5	58,5	58,5
23	61,0	61,0	61,0	61,0	58,5	58,5	58,5	58,5
24	61,0	61,0	61,0	61,0	58,5	58,5	58,5	58,5

Tabla A.27

CMg promedios por Zona para Noviembre en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	57,9	57,9	57,9	57,9	50,4	50,4	50,4	50,4
2	57,9	57,9	57,9	57,9	50,4	50,4	50,4	50,4
3	57,9	57,9	57,9	57,9	50,4	50,4	50,4	50,4
4	57,9	57,9	57,9	57,9	50,4	50,4	50,4	50,4
5	57,9	57,9	57,9	57,9	50,4	50,4	50,4	50,4
6	57,9	57,9	57,9	57,9	50,4	50,4	50,4	50,4
7	57,9	57,9	57,9	57,9	50,4	50,4	50,4	50,4
8	0,0	16,6	57,9	57,9	50,4	50,4	50,4	50,4
9	0,0	16,6	57,9	57,9	40,8	40,8	42,2	40,8
10	0,0	16,6	57,9	57,9	50,4	50,4	50,4	50,4
11	0,0	16,6	57,9	57,9	0,0	0,0	6,4	0,0
12	0,0	16,6	57,9	57,9	0,0	0,0	0,0	0,0
13	0,0	8,3	57,9	57,9	0,0	0,0	0,0	0,0
14	0,0	0,0	57,9	57,9	0,0	0,0	0,0	0,0
15	0,0	0,0	51,5	51,5	0,0	0,0	0,0	0,0
16	0,0	0,0	46,9	46,9	0,0	0,0	0,0	0,0
17	0,0	0,0	51,5	51,5	0,0	0,0	0,0	0,0
18	0,0	0,0	57,9	57,9	0,0	0,0	6,4	0,0
19	0,0	0,0	57,9	57,9	50,4	43,2	50,5	50,4
20	57,9	49,7	57,9	57,9	50,4	43,2	50,5	50,4
21	57,9	57,9	57,9	57,9	50,4	50,4	50,5	50,4
22	57,9	57,9	57,9	57,9	50,4	50,4	50,5	50,4
23	57,9	57,9	57,9	57,9	50,4	50,4	50,5	50,4
24	57,9	57,9	57,9	57,9	50,4	50,4	50,4	50,4

Tabla A.28

CMg promedios por Zona para Diciembre en el mercado de costos auditados con y sin operación de la línea HVDC.

Bloque	**Sin HVDC [$/MWh]**				**Con HVDC [$/MWh]**			
	NG	**NC**	**C**	**S**	**NG**	**NC**	**C**	**S**
1	58,5	58,5	42,0	14,6	58,5	58,5	36,6	0,0
2	58,5	58,5	42,0	0,0	58,5	58,5	36,6	0,0
3	58,5	58,5	42,0	14,6	58,5	58,5	36,6	0,0
4	58,5	58,5	42,0	14,6	58,5	58,5	36,6	0,0
5	58,5	58,5	42,0	14,6	58,5	58,5	36,6	0,0
6	58,5	58,5	42,0	14,6	58,5	58,5	36,6	0,0
7	58,5	58,5	42,0	14,6	58,5	58,5	36,6	0,0
8	14,6	14,6	14,6	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0
9	14,6	14,6	14,6	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0
10	0,0	4,2	14,6	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0,0	4,2	14,6	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0
12	0,0	4,2	14,6	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0
13	0,0	2,1	14,6	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0
14	0,0	2,1	14,6	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0
15	0,0	2,1	14,6	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0
16	0,0	2,1	14,6	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0
17	0,0	0,0	14,6	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0
18	0,0	0,0	14,6	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0
19	0,0	0,0	14,6	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0
20	14,6	12,5	14,6	14,6	0,0	0,0	0,0	0,0
21	58,5	50,2	42,0	14,6	58,5	50,2	36,6	0,0
22	58,5	58,5	42,0	14,6	58,5	58,5	36,6	0,0
23	58,5	58,5	42,0	14,6	58,5	58,5	36,6	0,0
24	58,5	58,5	42,0	14,6	58,5	58,5	36,6	0,0

Bibliografía

[1] ECCO. *Propuesta de diseño de un mercado mayorista de energía, servicios complementarios y capacidad basado en ofertas en Chile*. 2024.

[2] CEN. *Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada*. 2024.

[3] ACEN. *Conversatorio: Discusión sobre Reasignación de Ingresos Tarifarios*. 2023.

[4] ISCI. *Estudio de la planificación de la expansión de la transmisión, considerando detalles y necesidades de corto plazo para el periodo 2024 – 2040*. 2024.

[5] M. Olivares. *Simetría: El mercado eléctrico nacional*. Universidad de Santiago de Chile, 2020.

[6] I. Pérez-Arriaga. *Regulation of the Power Sector*. Springer Verlag, 2013.

[7] CNE. *La Regulación del Segmento Transmisión en Chile*. 2005.

[8] Ministerio de Energía. *Ley 20936. ESTABLECE UN NUEVO SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA Y CREA UN ORGANISMO COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL*. 2016.

[9] R. Benjamin. *A further inquiry into FTR properties*. Energy Policy, 2010.

[10] W. Hogan. *FINANCIAL TRANSMISSION RIGHT FORMULATIONS*. 2002.

[11] Electricity Authority. *Financial Transmission Rights development*. 2017.

[12] J. Pérez. *APLICACIÓN DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN EN EL MODELO DE TARIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN CHILE*. MEE-UTFSM, 2024.

[13] M. Zeng y L. Wang. *Research on the Theory of Financial Transmission Right and its Application in the Electricity Market*. IEEE, 2006.

[14] N. Ziogos y A. Tellidou. *An Agent-Based FTR Auction Simulator*. ELSEVIER, 2011.

[15] Secretaría Energía. *MANUAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS FINANCIEROS DE TRANSMISIÓN LEGADOS CONTENIDO*. 2016.

[16] T. Kristiansen. *Markets for Financial Transmission Rights*. 2004.

[17] V. Sarkar y S. Khaparde. *A Comprehensive Assessment of the Evolution of Financial Transmission Rights*. IEEE, 2008.

[18] D. Biggar y M. Hesamzadeh. *Designing Transmission Rights to Facilitate Hedging*. IEEE, 2013.

[19] S. Harvey. *The Role of FTR's as Congestion Hedges and FTR Auction Values*. 2020.

[20] G. Pritchard y A. Philpott. *On Financial Transmission Rights and Market Power*. 2004.

[21] H. Yan. *A Power Marketer's Experience With Fixed Transmission Rights*. 2004.

[22] PJM. *PJM Manual: Financial Transmission Rights*. 2021.

[23] D. Sun X. Ma y A. Ott. *Implementation of the PJM Financial Transmission Rights Auction Market System*. IEEE, 2002.

[24] W. Hogan. *Electricity Market Design: The Value of FTRs*. 2018.

[25] ISO New York. *Transmission Congestion Contracts Manual*. 2017.

[26] ISO New England. *Manual for Financial Transmission Rights*. 2018.

[27] L. Gacitúa. *TUTORIAL LGPLAN © VERSIÓN 2025B*. 2025.

[28] Gobierno de Chile Ministerio de Energía. *Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) Periodo 2023-2027*. 2024.

[29] Coordinador Eléctrico Nacional. "Sistema de Costos Variables e Información de Combustibles". En: *https://costosvariables.coordinador.cl//* (2025).

[30] Lazard. *Levelized Cost of Energy Version 17.0*. 2024.

[31] Fraunhofer. *Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies*. 2024.