



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**CO-OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO ECONÓMICO Y LA LOGÍSTICA
DEL COMBUSTIBLE DIÉSEL CON EL OBJETIVO DE MITIGAR EL
RIESGO DE RACIONAMIENTO POR DESABASTECIMIENTO**

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

ALONSO MARTÍNEZ VALDIVIA

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ÁNGELA FLORES QUIROZ
ANDRÉS WEINTRAUB POHORILLE

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el Instituto de Sistemas Complejos de
Ingeniería FIN ANID AFB 230002

SANTIAGO DE CHILE
2024

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN
ELÉCTRICA Y DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO
DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: ALONSO MARTÍNEZ VALDIVIA
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

CO-OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO ECONÓMICO Y LA LOGÍSTICA DEL COMBUSTIBLE DIÉSEL CON EL OBJETIVO DE MITIGAR EL RIESGO DE RACIONAMIENTO POR DESABASTECIMIENTO

En escenarios de escasez energética, existen sistemas eléctricos que recurren a centrales térmicas diésel para cubrir la demanda, generando un uso intensivo que impacta la cadena de suministro de combustible. Este uso excesivo aumenta el riesgo de racionamiento eléctrico por desabastecimiento de combustible. La operación intensiva de centrales diésel genera desafíos en la logística de abastecimiento de combustible, lo que puede llevar a situaciones de escasez que afecten la confiabilidad del sistema eléctrico. Para solucionar este problema, se propone un modelo de optimización entero-mixto (MILP) que integra el despacho económico del sistema eléctrico con el abastecimiento de combustible para las centrales diésel. El objetivo del modelo es minimizar los costos totales del sistema, teniendo como restricción la logística del transporte del combustible y la operación del sistema eléctrico en resolución horaria. Para ilustrar el modelo, se aplica en un caso real del sistema eléctrico de Chile durante el mes de julio. Se comparan los resultados del modelo co-optimizado con aquellos obtenidos al resolver el problema de forma independiente. La integración de ambos modelos ayuda a mitigar el riesgo de racionamiento. Los resultados demuestran que el modelo co-optimizado genera soluciones con menores niveles de pérdida de carga y costos totales.

A mi familia.

Agradecimientos

Primero quiero agradecer a mi familia por el apoyo incondicional que siempre me han brindado.

Quiero expresar mis agradecimientos al profesor Rodrigo Moreno por brindarme la experiencia de ser su estudiante. Gracias por guiarme a lo largo de este proceso y brindarme siempre su apoyo.

También quiero agradecer a Carlos Suazo y a Eduardo Pereira por darme la oportunidad de trabajar con ustedes y siempre recibir su apoyo desde una mirada práctica y profesional.

Gracias a mis amigos de la vida y a los de la universidad.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1. Objetivo general	2
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Estructura del documento	3
2. Estado del arte y contribuciones	4
2.1. Estado del arte	4
2.1.1. Mitigación del riesgo de racionamiento frente a escenario de estrechez energética	4
2.1.2. Revisión del estado del arte de modelos de planificación del transporte de combustibles	5
2.1.3. Revisión de modelos de co-optimización de despacho económico junto a la distribución de combustibles	7
2.2. Contribuciones	9
3. Metodología	10
3.1. Nomenclatura	10
3.1.1. Conjuntos	10
3.1.2. Parámetros	11
3.1.3. Variables	12
3.2. Descripción general del modelo	12
3.3. Descripción matemática del modelo	15
3.3.1. Función objetivo	15
3.3.2. Restricciones:	16
3.3.3. Cálculo del beneficio de la co-optimización	22
4. Resultados y análisis	24
4.1. Caso de estudio	24
4.2. Casos de prueba	24
4.2.1. Caso base	26
4.2.2. Sensibilidad 1: Aumento en la capacidad de almacenamiento de combustible	26
4.2.3. Sensibilidad 2: Aumento en la tasa de descarga de combustible	26

4.2.4.	Sensibilidad 3: Menor disponibilidad de camiones	26
4.3.	Datos de entrada	26
4.3.1.	Datos de entrada del sistema eléctrico	27
4.3.2.	Datos de entrada del sistema de abastecimiento diésel	29
4.4.	Resultados y discusión del caso base.	33
4.5.	Resultados sensibilidades	43
4.5.1.	Discusión sensibilidad 1: Aumento en la capacidad de almacenamiento de combustible	44
4.5.2.	Discusión sensibilidad 2: Aumento en la tasa de descarga de combustible	45
4.5.3.	Discusión sensibilidad 3: Aumento en la tasa de descarga de combusti- ble y menor disponibilidad de camiones	45
5.	Conclusiones	47
5.1.	Conclusiones	47
5.2.	Trabajo futuro	48
	Bibliografía	48
	Anexo	53

Índice de Tablas

2.1. Comparación de la literatura del estado del arte.	9
4.1. Capacidad de generación por tecnología	27
4.2. Centros de Distribución, número de islas y sus tasas de descarga de combustible.	31
4.3. Resultados de ENS y costos del caso base.	34
4.4. Resultados adicionales del caso base.	34
4.5. Centrales diésel con pérdida de carga	37
4.6. Resultados de ENS y costos del caso base y sensibilidades.	44
4.7. Resultados adicionales del caso base y sensibilidades.	44
5.1. Generadores diésel - Parte 1	53
5.2. Generadores diésel - Parte 2	54
5.3. Capacidades de estanques de combustible diésel de centrales termoelectricas en m^3	56

Índice de Ilustraciones

3.1. Diagrama del problema de co-optimización que integra red logística de abastecimiento junto al despacho económico del sistema eléctrico.	14
3.2. Red logística del sistema de abastecimiento de combustibles diésel.	19
3.3. Representación de red logística de camiones del sistema de abastecimiento de combustibles diésel.	20
3.4. Representación de red logística del sistema de abastecimiento de combustibles diésel, para un cierto intervalo de tiempo dado t	21
3.5. Diagrama de metodología para el cálculo de los beneficios del modelo de co-optimización.	23
4.1. Caso de estudio de prueba.	25
4.2. Gráfico que representa el porcentaje de capacidad del sistema eléctrico.	27
4.3. Sistema de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional de Chile. Extraído de: Líneas de Transmisión en Chile. Adaptado de “Sistema Eléctrico de Chile,” por CIGRE Chile, 2021, [1]	28
4.4. Demanda agregada del Sistema Eléctrico Nacional de Chile para el mes de Julio del año 2021.	29
4.5. Panorámica de patio de carga de combustibles líquidos de la Planta de ENAP Maipu, obtenida de Google Earth (2024), [2]	30
4.6. Distribución geográfica de centros de distribución de combustibles y centrales termoeléctricas a diésel en Chile.	33
4.7. Despacho económico del Sistema Eléctrico Nacional por tecnología de generación para el mes de Julio del año 2021.	35
4.8. Operación real del sistema eléctrico por tecnología, para el mes de julio del año 2021.	36
4.9. Generación diésel del modelo eléctrico y energía no suministrada del modelo de transporte para modelo no co-optimizado.	37
4.10. Entregas diarias de combustible diésel para centrales termoeléctricas con pérdida de carga.	38
4.11. Cálculo de consumo de combustible diésel en metros cúbicos para la operación real de la central Nueva Renca en los meses de julio y agosto, para el año 2021.	39
4.12. Comparación de energía despachada diaria por centrales con pérdida de carga.	40
4.13. Comparación de energía despachada diaria entre caso co-optimizado y no co-optimizado.	41
4.14. Despacho promedio horario por central termoeléctrica a combustible diésel. El despacho de color rojo representa la central Nueva Renca.	42

4.15. Mapa geográfico que muestra las entregas combustible diésel totales del mes de Julio para cada central eléctrica, según el centro de distribución de origen.	43
4.16. Energía no suministrada acumulada del modelo no co-optimizado para las distintas sensibilidades.	46

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La energía eléctrica es un pilar esencial en las sociedades contemporáneas, impulsando el desarrollo y la operación de sectores críticos como el transporte, el industrial y los servicios. La confiabilidad del sistema eléctrico es primordial, dado que la interrupción del suministro posee significativos costos para la sociedad, afectando profundamente en la realización de actividades en numerosos sectores económicos. En este contexto, diversos estudios se han enfocado en cuantificar en unidades monetarias el costo asociado a la interrupción del suministro eléctrico.

Este costo, conocido como *Value of Lost Load (VoLL)*, varía en función de múltiples factores, incluyendo el tipo de cliente, las condiciones de mercado de la región, la demografía, así como el tiempo y la duración del corte, entre otros [3]. Tener una estimación precisa del VoLL es crítico para las autoridades, ya que ellos basan sus políticas de mercado en estudios de costo-beneficio [4]. Errores en su cálculo pueden conducir a políticas energéticas inadecuadas, afectando en la gestión de recursos limitados y potencialmente resultando en extensos cortes de suministro.

Los sistemas eléctricos pueden enfrentar cortes de suministro debido a una mala gestión de los recursos naturales, potenciada por eventos climáticos extremos. Estas condiciones impactan directamente en la disponibilidad de los recursos energéticos primarios, comprometiendo la fiabilidad del sistema eléctrico y elevando el riesgo de racionamiento. Casos notorios de esta problemática se han evidenciado en la *Winter Storm Uri* en Texas ocurrido en Febrero del 2021 [5] o por los altísimos precios que enfrentó el mercado de Australia que provocó la cancelación del mercado en Abril del 2022 [6]. En estos casos se logró demostrar que una inadecuada gestión de recursos y eventos climáticos extremos condujeron a cortes masivos de energía, revelando vulnerabilidades críticas en sus infraestructuras.

En Chile, una gestión eficiente de los recursos naturales es fundamental para mantener la estabilidad del sistema eléctrico. Esto particularmente debido al alto porcentaje de capacidad que posee el sistema en generación hidroeléctrica de embalses. Los embalses desempeñan un papel crucial en este contexto, ya que una mala regulación del nivel de los embalses puede

provocar una operación del sistema muy costosa. Este escenario crítico se ha vuelto habitual en los meses de invierno, por culpa de las sequías que ha enfrentado el sistema durante los últimos años. Con el poco agua de los deshielos y las escasas lluvias, los embalses no logran recaudar el agua necesaria para aportar con la suficiencia que necesita el sistema. Lo anterior se logró evidenciar en la situación crítica vivida en julio de 2021, donde el sistema se vio forzado a operar al límite de su capacidad, dependiendo por un largo periodo de tiempo de costosas centrales térmicas a diésel.

Con un uso intensivo y prolongado de centrales diésel, la infraestructura logística existente para el abastecimiento de este combustible estuvo sobrepasada. Esto llevó a que las empresas de distribución de combustibles soliciten al Coordinador Eléctrico Nacional (operador del Sistema Eléctrico Nacional en Chile) ajustes en los despachos de las centrales, con el fin de lograr abastecer a las centrales. El desafío radicó en que el modelo de despacho económico solo tiene como objetivo minimizar el costo de operación del sistema, sin considerar la disponibilidad del recurso primario de generación de las centrales. De esta forma, el modelo entrega como solución una operación en donde se despachan centrales que se encuentran sufriendo una crisis de abastecimiento. Al no tener en consideración lo anterior, cuando el sistema se encuentre enfrentando escenarios de estrechez energética, el riesgo de sufrir racionamiento de energía eléctrica aumenta considerablemente.

Ante estos desafíos, se plantea la necesidad de una solución innovadora que integre de manera eficiente la gestión de la distribución de combustibles diésel en la operación del sistema eléctrico. Esta propuesta consiste en un modelo de optimización entero mixto que co-optimiza el despacho económico del sistema eléctrico, utilizando un modelo *Unit Commitment (UC)*, con la logística del combustible diésel utilizando un modelo de *Inventory Routing Problem (IRP)*. Así, el modelo asignará los despachos de las centrales, teniendo en consideración las limitaciones del sistema logístico de abastecimiento de combustible. De esta forma se lograría aprovechar al máximo la flexibilidad del sistema eléctrico, permitiendo así habilitar el abastecimiento del combustible lo que ayuda a mitigar el riesgo de racionamiento eléctrico.

1.2. Hipótesis

La presente investigación postula que, en un sistema eléctrico que enfrenta escenarios de estrechez energética por condiciones climáticas extremas (sequías), la integración de la logística del transporte del combustible junto al modelo de despacho económico ayuda a mitigar el riesgo de racionamiento eléctrico. Dicha integración se puede mediante un modelo de optimización lineal entera mixta (MILP), co-optimizando un modelo de despacho económico (UC) junto a un modelo de ruteo de inventarios (IRP).

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de esta tesis es proponer una metodología para reducir el riesgo de racionamiento que sufre un sistema eléctrico que presenta dificultad de abastecimiento de sus centrales, debido a que enfrenta escenarios de estrechez energética. Para ello, se desarrollará

un modelo de co-optimización lineal entero mixto que integra el despacho económico del sistema eléctrico junto a la logística del transporte del combustible diésel.

1.3.2. Objetivos específicos

- Proponer y desarrollar un modelo de co-optimización entero mixto que permite planificar la logística del transporte del combustible diésel, junto a la operación del sistema eléctrico.
- Evaluar el modelo propuesto utilizando como caso de estudio el sistema eléctrico chileno.
- Calcular el impacto de la integración de la logística del transporte del combustible diésel, junto al despacho económico del sistema eléctrico.
- Sensibilizar diferentes escenarios que pueda enfrentar la logística del transporte del combustible diésel para lograr observar y validar el comportamiento del modelo.

1.4. Estructura del documento

El trabajo restante de esta tesis está organizado de la siguiente manera: El Capítulo 2 aborda el estado del arte y las contribuciones pertinentes al estudio; el Capítulo 3 se describe la metodología propuesta del modelo de co-optimización y el cálculo de los beneficios; en el Capítulo 4, se presenta el caso de estudio que contiene el caso base y sus sensibilidades, los datos de entrada y los resultados obtenidos junto a su discusión; finalmente, en el Capítulo 5 se presentan las principales conclusiones de este trabajo con las propuestas de trabajo futuro.

Capítulo 2

Estado del arte y contribuciones

2.1. Estado del arte

El estado del arte se divide en tres secciones. En la primera sección se exponen soluciones respecto a como mitigar el riesgo de racionamiento que sufre un sistema eléctrico frente a escenarios de estrechez energética. Luego en la segunda sección, se realiza una revisión del estado del arte sobre modelos de planificación del transporte de combustibles. Por último, se investiga el estado del arte de modelos de co-optimización que integren el despacho económico en los sistemas eléctricos, junto a la logística del transporte de combustibles.

2.1.1. Mitigación del riesgo de racionamiento frente a escenario de estrechez energética

La literatura sobre mitigación del riesgo de racionamiento en sistemas eléctricos se ha centrado, por un lado, en soluciones que abordan sobre la infraestructura de almacenamiento de combustible, y por otro, en la planificación logística de abastecimiento ante eventos extremos. En primer lugar, los estudios de [7] y [8], pertenecientes al mismo grupo de investigación, se enfocaron en la escasez de combustible en las centrales termoeléctricas de gas natural en Norteamérica. En [7], se identificó que el 5 % de la escasez de combustible estaba relacionado con restricciones técnicas de los gasoductos, mientras que el resto se debía a una mala administración contractual. La falta de contratos firmes para el suministro ininterrumpido expuso a las plantas que operaban en el mercado spot a un mayor riesgo de racionamiento.

A partir de estos hallazgos, [8] propuso una estrategia de mitigación basada en la inversión en infraestructura. Este segundo estudio planteó tres posibles soluciones: aumentar la capacidad de almacenamiento de combustibles líquidos, dotar a las centrales de gas de suficiente almacenamiento para operar durante un día, o instalar sistemas de almacenamiento de energía. Estos estudios señalaron que la mayor demanda de gas natural en invierno, debido al uso residencial para calefacción, congestionaba la red de gasoductos y limitaba el abastecimiento a las centrales eléctricas. Se encontró que las dos primeras soluciones eran efectivas en términos de mitigación, y que ambas presentaban costos de inversión similares. En cambio, la opción de utilizar sistemas de almacenamiento no era competitiva, debido a los altos costos

que implicaba invertir en baterías de larga duración.

Un nuevo enfoque fue presentado en [9], en donde se analizó la resiliencia del sistema de abastecimiento de gas natural licuado (GNL) frente a desastres naturales. Específicamente se analizaron tormentas de nieve que afectaban la infraestructura de la transmisión del sistema eléctrico y los gaseoductos que transportan GNL. Este estudio propuso una metodología basada en la distribución de GNL mediante camiones cisterna criogénicos para abastecer las centrales termoeléctricas en situaciones de emergencia. La estrategia se implementó utilizando un modelo de optimización estocástico de dos etapas: la primera etapa se centró en la planificación preventiva de la localización y despliegue de los camiones antes de la tormenta, mientras que la segunda etapa buscó la reconfiguración de las redes eléctricas para minimizar la pérdida de carga durante el evento. Los resultados mostraron que esta solución aumentaba la resiliencia del sistema, reduciendo considerablemente la pérdida de carga, aunque alcanzaba un punto de saturación a medida que se incrementaba el número de camiones disponibles.

A lo largo de los estudios revisados, se observa una evolución en los enfoques para mitigar el riesgo de racionamiento en sistemas eléctricos. En el trabajo [8], se centró en soluciones infraestructurales, sugiriendo que la inversión en mayor capacidad de almacenamiento podría mejorar la seguridad del suministro durante períodos de alta demanda, como los meses de invierno. Sin embargo, la investigación [9], marcan un avance hacia un enfoque más sofisticados que integra la logística de abastecimiento en la planificación del sistema. Esto refleja una transición desde modelos preventivos hacia modelos adaptables frente a los desafíos de abastecimiento.

2.1.2. Revisión del estado del arte de modelos de planificación del transporte de combustibles

La planificación del transporte de combustibles líquidos presenta características particulares dependiendo del medio de transporte utilizado, lo que exige enfoques de modelación diferenciados. Los problemas de transporte de combustibles suelen clasificarse en dos categorías principales: aquellos que utilizan oleoductos y los que dependen de camiones cisterna. Una característica común en el transporte por oleoductos es que estos sistemas suelen ser multiproducto, es decir, manejan distintos tipos de combustibles simultáneamente, lo que introduce restricciones adicionales debido a la incompatibilidad química entre algunos productos.

El transporte a través de oleoductos multiproductos enfrenta desafíos específicos derivados de la necesidad de secuenciar adecuadamente los productos. Algunos combustibles, como la gasolina de 97 octanos y el diésel, no pueden transportarse consecutivamente debido a incompatibilidades químicas, mientras que otros, como la gasolina de 97 y 93 octanos, sí pueden secuenciarse sin problema. Estas restricciones hacen que la planificación sea un problema combinatorial, lo que incrementa su complejidad operativa [10].

En el estudio [11], se propuso un modelo basado en programación lineal entera mixta (MILP) para la planificación del transporte de combustibles en oleoductos multiproducto. Este modelo integra la gestión de inventarios y permite optimizar el uso de los oleoductos,

considerando la variabilidad en la demanda y los niveles de inventario de seguridad. La metodología propuesta se centra en la administración de los inventarios, permitiendo reducir costos logísticos mediante una planificación robusta. En el estudio [12], se plantea un modelo más detallado que aborda las restricciones de rendimiento de las estaciones de bombeo, lo que requiere formular el problema mediante un modelo de programación mixta entera no lineal (MINLP). Este modelo considera la operación intermitente de los oleoductos y las variaciones en las tasas de flujo, lo que permite capturar de manera más precisa los costos asociados a las estaciones de bombeo. La formulación MINLP permite enfrentar las complejidades adicionales introducidas por la hidráulica del sistema, lo que resulta en una optimización más efectiva en escenarios de alta variabilidad operativa.

Finalmente, el estudio de [10] destaca por ser una solución práctica y aplicada, enfocada en la planificación mensual de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) en Chile. Este trabajo no solo propone un modelo teórico, sino que además implementa una solución real basada en conversaciones con el equipo técnico de la empresa, donde se identificaron secuencias factibles de transporte que optimizan la operación de los oleoductos. Aunque desde un punto de vista combinatorial es posible generar un mayor número de secuencias, el estudio demuestra que agregar más secuencias no mejora significativamente los resultados prácticos, destacando así la importancia de adaptar los modelos teóricos a las realidades operativas de la industria.

El segundo tipo de problemas de planificación de combustibles utiliza camiones cisterna como medio de transporte, lo que se enmarca dentro de la familia de los problemas de ruteo de vehículos (*Vehicle Routing Problem, VRP*). Una variante importante de este problema es el *Inventory Routing Problem (IRP)*, que integra la gestión de inventarios con el ruteo de vehículos. En este tipo de problemas, se busca optimizar tanto las rutas de los vehículos como los niveles de inventario en los puntos de consumo, minimizando los costos asociados a la operación [13]. Este enfoque permite que las empresas reduzcan los costos operativos al sincronizar los despachos con la demanda de los clientes [14].

En el estudio [13], se desarrolló una metodología que encuentra la solución exacta para resolver una variante del IRP con ventanas de tiempo. Se propuso un algoritmo de *branch-price-and-cut*, el cual fue capaz de resolver de manera eficiente instancias de tamaño medio a grande. Este tipo de descomposición resultó clave para demostrar que es posible obtener soluciones óptimas en problemas IRP complejos. A medida que el campo fue evolucionando, se empezaron a comparar diferentes formulaciones de IRP. En [14], se realizó una comparación detallada de varias formulaciones para el *Inventory Routing Problem (IRP)*, evaluando la calidad de los límites inferiores y superiores obtenidos con distintos enfoques. El estudio mostró que las formulaciones agregadas, que eliminan el uso de variables e índices específicos para cada vehículo, son equivalentes a sus contrapartes desagregadas, donde se detallan las rutas y las entregas para cada vehículo. En particular, en la formulación agregada se simplifican las restricciones de fraccionar la capacidad de transporte y las restricciones de eliminación de subtours. Esta simplificación reduce el número de restricciones exponencialmente, lo que disminuye la complejidad computacional sin comprometer la precisión de los resultados obtenidos.

A continuación, en el estudio [15], se aborda un IRP aplicado a la distribución de petróleo crudo, donde se consideran tanto rutas marítimas para los barcos de carga como el despacho

a través de oleoductos. Este enfoque se formula inicialmente como un *MILP* pero, debido a su complejidad computacional, los autores utilizaron una relajación Lagrangeana para manejar la naturaleza combinatoria del problema. Este trabajo amplía el alcance del IRP al integrar múltiples modos de transporte, mostrando cómo la planificación de inventarios y rutas puede aplicarse en contextos logísticos más amplios, especialmente cuando se consideran tanto el transporte marítimo como terrestre.

En [16], se propone un modelo de programación entera mixta (MIP) acompañado de un enfoque heurístico para resolver un IRP multiproducto y multiperiodo en la entrega de combustibles, utilizando una flota homogénea de vehículos con compartimentos. Este enfoque divide el problema en dos subproblemas interdependientes: la gestión de inventarios y el ruteo. La heurística implementada emplea una *Variable Neighborhood Descent* (VND) para mejorar las soluciones obtenidas por el MIP relajado, permitiendo obtener resultados de alta calidad en un tiempo de cómputo razonable, especialmente para problemas de gran tamaño. Otro enfoque heurístico se presenta en [17], donde se desarrolla una heurística de *Variable Neighborhood Search* (VNS) para un IRP multiproducto y multiperiodo con vehículos multicompartimento. Este método fue comparado con un modelo MILP y otra heurística determinista llamada *compartment transfer* (CT), mostrando que la VNS supera a la CT en la mayoría de los casos y logra soluciones cercanas a las óptimas para los problemas de menor escala. Otro avance importante fue integrar la incertidumbre de la demanda en los modelos de IRP. En [18], se plantea un modelo que resuelve un IRP para la distribución de combustibles con demandas estocásticas. Para resolver este problema, los autores utilizan una heurística en dos etapas que descompone el problema en la gestión de inventarios y el ruteo de vehículos. Esta estrategia mejora la flexibilidad del modelo frente a las variaciones en la demanda, lo que lo hace más adaptable a situaciones reales.

2.1.3. Revisión de modelos de co-optimización de despacho económico junto a la distribución de combustibles

La co-optimización del despacho económico del sistema eléctrico y la distribución de combustibles ha sido investigada en los últimos años, con el fin de integrar de manera eficiente la operación de la red eléctrica y las limitaciones del suministro de combustibles. Esta integración permite una planificación más precisa y segura del sistema eléctrico, al considerar tanto las restricciones de disponibilidad de combustible como los costos asociados al transporte y almacenamiento. La literatura relevante se puede agrupar en estudios que co-optimizan las redes de gas natural con el sistema eléctrico y aquellos que integran combustibles líquidos.

En el ámbito de la co-optimización de gas natural y electricidad, el estudio [19] propone un modelo que integra las redes de gas natural y electricidad, gestionando la operación de ambos sistemas energéticos de manera conjunta. Este modelo incorpora la incertidumbre en la generación eólica y *demand response*. Se utilizan técnicas de intervalos para abordar las características no lineales del flujo de gas y la demanda eléctrica. En [20], se avanza en esta integración al considerar un sistema eléctrico hidrotérmico, incluyendo las limitaciones de la red de gas natural. Este modelo incorpora restricciones como la capacidad de inyección y transporte del gas en la red de gasoductos. El estudio demuestra que ignorar estas restricciones genera distorsiones en los costos energéticos y en los precios de la electricidad, subrayando la importancia de una co-optimización adecuada para mejorar la eficiencia del

sistema hidrotérmico.

Los avances en la integración de los sistemas de electricidad y gas natural continuaron con el estudio [21], que introduce un modelo de *Conic Optimal Energy Flow* utilizando programación cónica de segundo orden para gestionar de manera conjunta ambos sistemas. Este enfoque permite capturar con mayor precisión las restricciones operativas de la red eléctrica y la de gas natural. Posteriormente, en [22], se propone un marco de despacho basado en *Rolling Planning Horizon*, que también integra instalaciones *Power to Gas* (P2G). Este modelo incluye ecuaciones dinámicas para representar el comportamiento de la red de gas, permitiendo gestionar la incertidumbre en la generación eólica y otorgando mayor flexibilidad operativa al sistema integrado, reduciendo así los riesgos derivados de la variabilidad en la oferta de energía renovable.

En cuanto a la co-optimización de combustibles líquidos, los trabajos han evolucionado para integrar progresivamente más elementos y restricciones en la planificación del sistema eléctrico. El estudio [23] introduce un modelo de despacho económico multiárea que considera las limitaciones diarias en el suministro de combustibles líquidos para las centrales termoeléctricas. Este modelo incluye restricciones de inventario y transporte, modelando los costos operativos de las unidades térmicas mediante funciones cuadráticas por partes. Sobre esta base, el estudio [24] avanza integrando un modelo más detallado de la red de distribución de combustibles líquidos. Este enfoque emplea un grafo dirigido para representar tanto los centros de distribución como las centrales eléctricas, optimizando simultáneamente los costos de operación y transporte, e incorporando restricciones sobre la capacidad de almacenamiento de los combustibles.

El estudio [25] presenta un modelo multiobjetivo que integra de manera simultánea un sistema hidrotérmico, la red de gasoductos y el transporte de combustibles líquidos. Este modelo representa un avance significativo respecto a estudios previos, ya que gestiona de manera conjunta estos tres sistemas, incorporando no solo las limitaciones de abastecimiento de combustibles líquidos, sino también las restricciones asociadas al gas natural y la operación de las unidades hidroeléctricas. Para resolver este problema, el modelo utiliza el método *augmented ε -constraint*, el cual permite obtener soluciones Pareto eficientes, minimizando los costos de operación y transporte de combustibles, así como las penalizaciones por el uso del agua en las centrales hidroeléctricas. En cuanto a la red de combustibles líquidos, el modelo detalla el transporte y almacenamiento del combustible desde los centros de distribución hacia las centrales termoeléctricas, incorporando restricciones de capacidad de transporte diario y almacenamiento en las plantas. Esto permite una gestión más precisa de los inventarios de combustibles líquidos, optimizando su uso y garantizando la disponibilidad adecuada en las plantas de generación. Además, el modelo incluye la capacidad de seleccionar el tipo de combustible óptimo para las plantas térmicas de ciclo combinado en función de la disponibilidad y costo de los recursos, lo que permite una planificación más flexible y eficiente tanto en términos de generación de energía como de manejo de inventarios y transporte de combustibles.

En la Tabla 2.1 se preseta una comparación de los estudios presentados en esta sección, con el fin de mostrar las principales contribuciones de este trabajo.

Tabla 2.1: Comparación de la literatura del estado del arte.

Referencia	Modelo integra red de gaseoductos	Modelo integra abastecimiento de combustibles líquidos	Modelo considera un sistema hidrotérmico	Resolución horaria en el abastecimiento de combustibles	Se modelan las restricciones de las unidades térmicas	Se aplica a un caso real
[19]	✓			✓		
[20]	✓		✓			✓
[21]	✓					
[22]	✓			✓		
[23]	✓	✓				
[24]		✓				
[25]	✓	✓	✓			
Este estudio		✓	✓	✓	✓	✓

2.2. Contribuciones

Luego de haber analizado el estado del arte, las principales contribuciones de este estudio son las siguientes:

- Un modelo de co-optimización más detallado que integra el despacho económico del sistema eléctrico junto con la planificación del transporte e inventarios de combustible diésel para las centrales térmicas. A diferencia de los estudios previos, este modelo tiene una resolución horaria, lo que permite capturar de manera más precisa las restricciones técnicas de las unidades térmicas, el estado dinámico de los inventarios, los tiempos de entrega de combustible, la disponibilidad de camiones, las tasas de carga en los centros de distribución y las tasas de descarga en las centrales térmicas. Esta formulación proporciona una visión más detallada de la operación conjunta del sistema eléctrico y el suministro de combustibles.
- Un enfoque orientado a la mitigación del riesgo de racionamiento en escenarios de estrechez energética. A diferencia de los estudios previos que se centran principalmente en mejorar la eficiencia del despacho, este estudio aborda cómo gestionar la operación del sistema eléctrico en situaciones críticas de reducción de la capacidad de generación. El modelo permite planificar el uso óptimo del combustible diésel, asegurando la disponibilidad de este recurso estratégico durante crisis energéticas, donde la indisponibilidad de unidades térmicas, la escasez de gas natural y la baja hidrología afectan la confiabilidad del sistema eléctrico. Esto refuerza la capacidad del modelo para garantizar la seguridad del suministro energético, minimizando el riesgo de racionamiento en condiciones adversas.
- Aplicación real y validación del modelo en el contexto de Chile, específicamente en el sistema logístico de abastecimiento de combustible diésel para las centrales térmicas del país. El estudio utiliza datos reales de las capacidades de inventarios, patios de carga de combustible y tiempos de transporte desde los centros de distribución hasta las centrales térmicas. Asimismo, se modela el Sistema Eléctrico Nacional, considerando la red de alta tensión, las cargas y los generadores, utilizando como base un escenario crítico: los eventos ocurridos en julio de 2021, caracterizados por una reducción en la capacidad de generación térmica e hidráulica debido a mantenimientos programados, escasez de gas natural y bajos niveles de agua en los embalses. Este escenario permite validar la efectividad del modelo frente a una situación de estrechez energética, destacando su aplicabilidad para mejorar la seguridad y resiliencia del sistema eléctrico bajo condiciones de estrés operativo.

Capítulo 3

Metodología

En el presente capítulo se describe el modelo de co-optimización propuesto para mitigar el riesgo de racionamiento eléctrico por problemas de abastecimiento en centrales que operan utilizando combustible diésel. Esta descripción consiste en la formulación matemática de los conjuntos, parámetros, variables, función objetivo y restricciones del problema. Además, se describe la metodología utilizada para calcular los beneficios de resolver el problema utilizando un modelo co-optimizado, en vez de resolver el modelo de despacho eléctrico y el modelo de distribución de combustible por separado.

3.1. Nomenclatura

3.1.1. Conjuntos

Notación	Descripción
B	Barras del sistema eléctrico.
b_l^+, b_l^-	Barra inicial y final de la línea l
DC	Nodos de centros de distribución de combustible diésel.
DG_i	Conjunto con unidades eléctricas diésel en el nodo $i \in DPP$.
DPP	Nodos de las centrales eléctricas diésel.
G	Generadores del sistema eléctrico.
G_b	Generadores en la barra $b \in B$.
G^h	Generadores hidráulicos de embalse del sistema eléctrico.
G^r	Generadores renovables variables del sistema eléctrico.
L	Lineas de transmisión del sistema eléctrico.
T	Conjunto de unidad de tiempo
δ_b^+, δ_b^-	Subconjunto de líneas que entran y salen en la barra b .

3.1.2. Parámetros

Notación	Descripción	Unidad
$a_{g,t}$	Afluente del embalse del generador g, en el tiempo t.	m^3/s
Cap^{Truck}	Capacidad máxima de transporte de combustible.	m^3
Cap_n^U	Capacidad de almacenamiento máximo en inventario diésel del nodo n.	m^3
Cap_n^D	Capacidad de almacenamiento mínimo en inventario diésel del nodo n.	m^3
C_g^{SU}	Costo de encendido del generador g.	\$
C_g^{SD}	Costo de apagado del generador g.	\$
C_g^V	Costo variable de transporte.	$\$/m^3 \cdot h$
C^F	Costo fijo de transporte	$\$/Camiones \cdot h$
CV_g	Costo variable del generador g.	$\$/MWh$
$D_{b,t}$	Demanda de la barra b en el tiempo t.	MWh
$D_{g,t}^{Diesel}$	Demanda del generador diésel g, en el tiempo t.	MWh
F_l^{Max}	Flujo máximo de la línea l	MW
$f_{g,t}$	Perfil de generación del generador g en el tiempo t.	-
K_n	Número de camiones iniciales en el nodo n.	$N^o Camiones$
L_l	Reactancia de la línea l.	Ohm
P_g^{Max}	Potencia máxima del generador g.	MW
P_g^{Min}	Potencia mínima del generador g.	MW
RU_g	Rampa de subida del generador g.	MW/h
RD_g	Rampa de bajada del generador g.	MW/h
V_g^{Max}	Volumen máximo del embalse del generador g.	m^3
V_g^{Min}	Volumen mínimo del embalse del generador g.	m^3
$VoLL$	Costo por pérdida de carga.	$\$/MWh$
η_g^h	Eficiencia del generador de hidráulico g	m^3/MW
η_g^d	Eficiencia del generador diésel g	m^3/MW
μ_n^{Charge}	Capacidad de carga de combustible del nodo n.	m^3/h
$\mu_n^{Discharge}$	Capacidad de descargar de combustible del nodo n.	m^3/h
$\tau_{i,j}$	Tiempo promedio de viaje de camiones entre el nodo i y nodo j.	h
τ_g^U	Tiempo mínimo de encendido del generador g.	h
τ_g^D	Tiempo mínimo de apagado del generador g.	h

3.1.3. Variables

Notación	Descripción	Unidad
$ENS_{b,t}$	Variable continua que indica el combustible no suministrado en la barra b, en el tiempo t.	MWh
$F_{l,t}$	Flujo de potencia de la línea l, en el tiempo t.	MW
$P_{g,t}$	Potencia inyectada por el generador g, en el tiempo t.	MW
$P_{g,t}^s$	Potencia vertida por el generador renovable variable g, en el tiempo t.	MW
$Q_{g,t}^s$	Flujo de agua vertida del generador hidráulico de embalse g, en el tiempo t.	m^3
$q_{i,j,t}$	Variable continua que indica el combustible diésel que inició recorrido del nodo i al nodo j por camión, en el tiempo t.	m^3
$s_{n,t}$	Variable continua que indica el nivel de inventario de combustible diésel en el nodo n, en el tiempo t.	m^3
$V_{g,t}$	Volumen del embalse del generador hidráulico de embalse g, en el tiempo t.	m^3
$X_{g,t}^{UC}$	Variable binaria de Unit Commitment del generador g, en el tiempo t.	-
$X_{g,t}^{SU}$	Variable binaria de encendido por el generador g, en el tiempo t.	-
$X_{g,t}^{SD}$	Variable binaria de de apagado por el generador g, en el tiempo t.	-
$x_{n,t}$	Variable entera que indica el número de camiones en el nodo n, en el tiempo t.	$N^{\circ} Camiones$
$y_{i,j,t}$	Variable entera que indica el número de camiones que inició recorrido del nodo i al nodo j, en el tiempo t.	$N^{\circ} Camiones$
$\theta_{b,t}$	Ángulo de la barra b, en el tiempo t.	$^{\circ}$

3.2. Descripción general del modelo

Para mitigar el riesgo de racionamiento del sistema eléctrico causado por complicaciones en la cadena logística del combustible diésel, se propone un modelo de co-optimización, el cual integra la planificación del despacho económico del sistema eléctrico, junto a la planificación del abastecimiento de las centrales a diésel. De esta forma, la solución obtenida del modelo integrado tendrá en consideración las limitaciones que existen en la cadena logística del combustible diésel. Lo anterior permite que, por un lado, se tenga una asignación eficaz del despacho de las centrales térmicas ya que habilita el abastecimiento de las centrales, y por otro, una asignación más eficiente a nivel sistémico ya que mitiga el riesgo de que las centrales no puedan cumplir con sus consignas, disminuyendo los costos por pérdida de carga.

El objetivo de este modelo es mejorar la asignación de los despachos de las centrales al corto plazo en escenarios de estrechez energética. Por esto, el modelo considera una resolución temporal horaria, utilizando un *Rolling Planning Horizon* semanal. De esta forma disminuye la complejidad computacional en la resolución del problema de optimización, ya que por instancia solo necesita resolver 168 periodos de tiempo.

Dado que el objetivo del modelo es planificar el abastecimiento de combustible junto con la operación del sistema en el corto plazo, se opta por un enfoque determinístico. Las fuentes de incertidumbre en los modelos de despacho económico para un sistema hidrotérmico suelen provenir de la hidrología del año y de los supuestos asociados al plan de expansión. Sin embargo, para el horizonte de este estudio, dichas incertidumbres ya se consideran conocidas. Otra fuente de incertidumbre es la disponibilidad de recursos renovables, particularmente la generación eólica. Para representar esta variabilidad, el perfil de generación eólica se modela en función de la generación histórica con resolución horaria. Existen estudios que incrementan la resolución temporal para capturar mejor la variabilidad del recurso eólico, y frente a esto proponen metodologías de optimización robustas. Estas metodologías suelen aplicarse en sistemas eléctricos con una alta proporción de generación eólica en su parque generador.

En el caso del IRP, los estudios suelen incorporar incertidumbre en la demanda y en los tiempos de viaje. En cuanto a la demanda de combustible diésel, esta es determinada en el presente estudio por la planificación del sistema eléctrico. Respecto a los tiempos de viaje, el modelo de optimización no considera incertidumbre en esta variable. La omisión de la incertidumbre en los tiempos de viaje conlleva el riesgo de que se presenten escenarios de baja probabilidad, como accidentes de tránsito, que provoquen bloqueos de rutas y, en consecuencia, aumenten los tiempos de traslado. Por lo tanto, el modelo podría ser menos robusto frente a escenarios de baja probabilidad, pero de alto impacto.

Al utilizar este escenario en el modelo, entonces los resultados, en donde el modelo no sería capaz de . En el estudio, se abordó este problema utilizando tiempos de viajes promedios, siendo una solución

estas consideraciones se escapan de los alcances del estudio por la complejidad que podría significar para el estudio.

Para planificar la operación del sistema eléctrico se utiliza un modelo *Unit Commitment (UC)*. Este modelo de optimización minimiza el costos de operación del sistema eléctrico, asignando de forma eficiente los despachos de las centrales en función de las características de la red eléctrica. Además, este modelo captura los fenómenos de la programación de corto plazo de la operación del sistema. Es decir, considera restricciones de capacidades de las líneas, mínimos y máximos técnicos de generación, encendido y apagado de las máquinas con sus tiempos mínimos y rampas de subida o de bajada de generación. De esta forma el modelo considera restricciones de la operación más realista, capturando fenómenos que ocurren en la programación diaria de la operación de un sistema eléctrico.

Para modelar la logística del abastecimiento de las centrales, se propone un problema de optimización conocido como *Inventory Routing Problem (IRP)*. El *IRP* se utiliza para planificar la distribución de productos, desde los centros mayoristas hacia centros minoristas, definiendo así las rutas óptimas que deben tomar los vehículos de transporte. Las rutas que deben seguir los vehículos de transporte se planifican temporalmente, con tal de satisfacer las demandas de los inventarios de los centros minoristas a tiempo. La función objetivo del *IRP* es minimizar tanto los costos de transporte, como los de inventario.

Al modelar las posibles rutas de los vehículos de transporte, se utiliza un grafo completo dirigido $G(N, A)$, donde N es el conjunto de vértices y A el de arcos. $DC \in N$ es un

subconjunto de vértices que representa a los centros de distribución, y $DPP \in N$ es un subconjunto de vértices que representa a las centrales eléctricas diésel. Cada vértice del grafo posee un inventario, independiente de si pertenece a DC o DPP . Debido a que existen varios puntos de partida (DC) y varios puntos de llegada (DPP), entonces se dice que la topología del grafo es *many-to-many*. Cuando una solución del modelo posee un arco $A_{i,j}$ activo, esto quiere decir que existen camiones viajando del vértice i , hasta el vértice j . Es así como el modelo define las rutas que deben tomar los camiones en cada instante de tiempo para lograr abastecer a las centrales eléctricas.

Para modelar el transporte del combustible, se utiliza un grafo dirigido $H(N, A)$, el cual es un subgrafo del grafo $G(N, A)$. A diferencia del grafo G , el grafo H no es completo, ya que los arcos factibles son un sub-conjunto de todas las combinaciones posibles del grafo G . Este sub-conjunto contiene solo los arcos dirigidos que poseen como nodos iniciales los centros de distribución DC y como nodos finales centrales eléctricas a diésel DPP . La razón de modelar el transporte del combustible de esta manera es que reduce el espacio de solución del poliedro, disminuyendo así la complejidad combinatorial del problema. La desventaja de esto, es que al reducir el espacio de solución, quedan fuera soluciones donde las centrales diésel puedan transportar combustible entre si. Esta configuración permitiría que en ciertos instantes, algunas centrales diésel funcionen como "buffers" o centros de distribución más cercanos a otras centrales más económicas, dando la posibilidad de tener una mejor solución, pero aumentando la complejidad combinatorial del problema.

Al integrar ambos modelos en un solo problema se obtiene un problema de co-optimización que minimiza el costo de operación del sistema eléctrico y a la vez minimiza el costo de las distribución del combustible diésel. En la Figura 3.1 se encuentra un diagrama que representa la formulación.

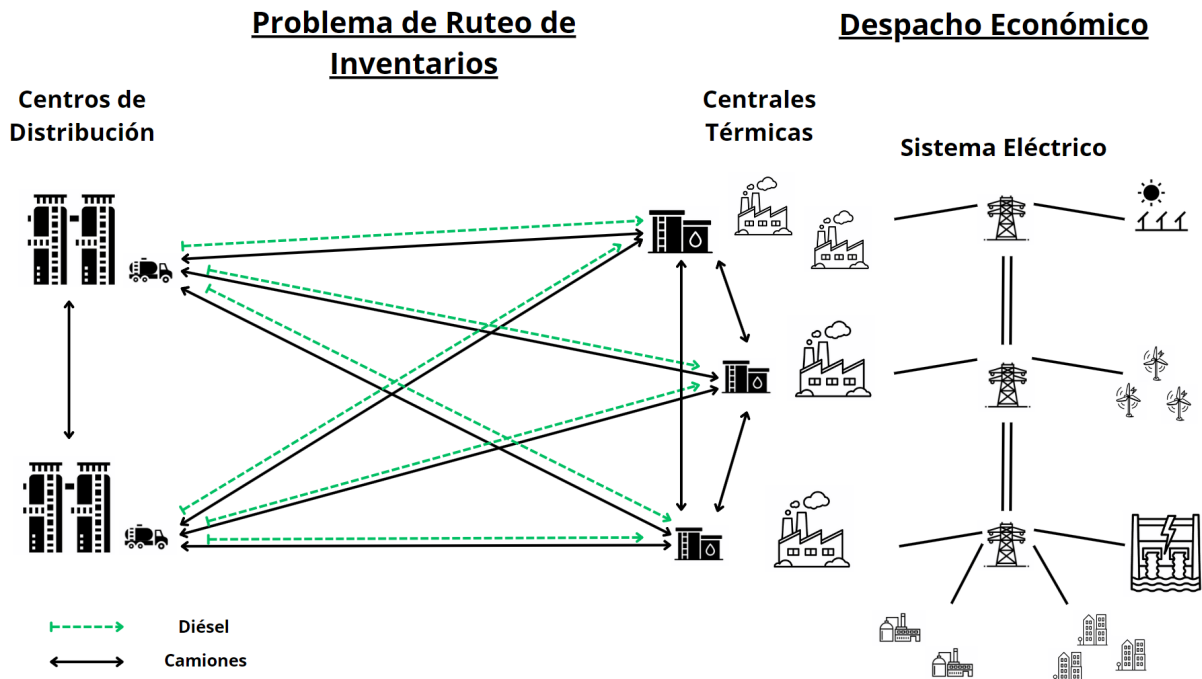


Figura 3.1: Diagrama del problema de co-optimización que integra red logística de abastecimiento junto al despacho económico del sistema eléctrico.

3.3. Descripción matemática del modelo

El modelo de co-optimización integra las operaciones de Unit Commitment (UC) y Inventory Routing Problem (IRP). La formulación matemática del problema se resumen a través de las Ecuaciones que se encuentran entre 3.1 y 3.6.

En la Ecuación 3.1 se muestra la función objetivo del problema, la cual consiste en la suma simple entre la función de costos del UC y la función de costos del IRP. Por lo tanto, esta función objetivo minimiza los costos totales de ambos sistemas. El modelo también incluye restricciones específicas para el UC y el IRP, las cuales aseguran que la solución obtenida sea factible para ambos problemas. Estas restricciones incluyen condiciones de igualdad y desigualdad para cada subproblema, los cuales se muestran en las Ecuaciones 3.2 a 3.5. Además para integrar ambos modelos y co-optimizar una solución, se plantean las Ecuaciones 3.6, las cuales representan a las restricciones que comparten las variables entre los problemas de UC e IRP.

$$\text{mín } f^{UC}(x) + f^{IRP}(y) \quad \text{Función objetivo} \quad (3.1)$$

sujeto a:

$$h^{UC}(x) = 0 \quad \text{Restricciones de igualdad UC} \quad (3.2)$$

$$g^{UC}(x) \leq 0 \quad \text{Restricciones de desigualdad UC} \quad (3.3)$$

$$h^{IRP}(y) = 0 \quad \text{Restricciones de igualdad problema IRP} \quad (3.4)$$

$$g^{IRP}(y) \leq 0 \quad \text{Restricciones de desigualdad IRP} \quad (3.5)$$

$$h^{RC}(x, y) = 0 \quad \text{Restricciones de integración entre IRP y UC} \quad (3.6)$$

3.3.1. Función objetivo

La función objetivo del problema de co-optimización se encuentra en la Ecuación (3.7), la cual consiste en la minimización de los costos de operación del sistema eléctrico, los costos del transporte de combustible diésel y el costo de falla.

$$FO = \text{mín}\{\text{Costo Sistema Eléctrico} + \text{Costo Transporte}\} \quad (3.7)$$

Los costos del sistema eléctrico se componen principalmente por los costos de operación de las unidades térmicas y del costo de falla. Los costos de operación se dividen en costos variables y costos fijos de la operación. Los costos variables están relacionados relacionados al consumo de combustible, los cuales dependen del costo del combustible y de la eficiencia del generador. En cambio, los costos fijos se encuentran relacionados por los procesos de encendido y apagado de las unidades térmicas. La Ecuación 3.8 detalla cómo los costos variables corresponden a la suma del costo de producir una determinada cantidad de energía por el generador g en el momento t . Mientras que los costos fijos surgen del cambio de estado operacional de las unidades térmicas. Lo anterior, más el costo de falla, conforman la estructura de gastos que determina la eficiencia económica del sistema eléctrico.

$$\text{Costo Sistema Eléctrico} = \sum_{g \in G, t \in T} (C V_g \cdot G_{g,t} + C_g^{SU} \cdot X_{g,t}^{SU} + C_g^{SD} \cdot X_{g,t}^{SD}) + \text{Costo Falla} \quad (3.8)$$

El costo de falla hace referencia al impacto económico ocasionado por la incapacidad de suministrar un megawatt hora (MWh) de energía en el sistema. Esta cifra mide las consecuencias de no proveer la energía necesaria y su relevancia económica. La Ecuación 3.9 calcula este costo sumando el volumen de energía no suministrada en cada barra del sistema durante el periodo analizado, y luego multiplicando el total por el costo asociado a la pérdida de carga, que es un valor que representa la disposición a pagar por evitar dicha interrupción del suministro.

$$\text{Costo de Falla} = \sum_{b \in B, t \in T} (ENS_{b,t} \cdot VoLL) \quad (3.9)$$

Los costos asociados al transporte de combustible diésel se dividen en costos fijos y variables vinculados a la realización de una entrega. Primero, la Ecuación 3.10 muestra los costos fijos, que incluyen los gastos de arriendo y combustible incurridos por el uso de un camión vacío durante una hora. Estos costos se calculan multiplicando el costo fijo por el número de camiones despachados y la duración del viaje. Después, la Ecuación 3.10 detalla los costos variables, los cuales se relacionan con el incremento en el consumo de combustible que resulta del aumento del peso de la carga por hora. Así, el costo variable es multiplicado por los metros cúbicos de combustible diésel de la entrega y el tiempo que tarda el viaje.

$$\text{Costo Transporte} = \sum_{i \in N, j \in N, t \in T} (C^F \cdot y_{i,j,t} \cdot MT_{i,j}) + \sum_{i \in DC, j \in DPP, t \in T} (C^V \cdot q_{i,j,t} \cdot MT_{i,j}) \quad (3.10)$$

3.3.2. Restricciones:

Modelo eléctrico

El modelo del sistema eléctrico consiste en un despacho económico hidrotérmico con restricciones de Unit Commitment.

- La Ecuación 3.11 muestra la restricción de balance de inyecciones y retiros del sistema eléctrico. Esta ecuación considera como inyecciones la suma de la potencia de generación y de los flujos que entran por cada barra del sistema. Los retiros se consideran como la suma de la demanda de energía y los flujos que salen de dicha barra. Además se agrega una variable slack en cada barra del sistema, lo que permite representar la energía no suministrada en dicha barra.

$$\sum_{g \in G_b} P_{g,t} + \sum_{l \in \delta_b^+} F_{l,t} - \sum_{l \in \delta_b^-} F_{l,t} = D_{b,t} - ENS_{b,t} \quad \forall b \in B, t \in T \quad (3.11)$$

- Las restricciones que siguen a continuación vienen a representar las características físicas que posee la red de transmisión. La Ecuación 3.12 representa las capacidades de transferencia de potencia activa que poseen las líneas de transmisión. La Ecuación 3.13 condiciona que los flujos por las línea obedezcan la simplificación de la Segunda Ley de Kirchoff.

$$-F_l^{Max} \leq F_{l,t} \leq F_l^{Max} \quad \forall l \in L, t \in T \quad (3.12)$$

$$F_{l,t} = \frac{\theta_{b_l^+,t} - \theta_{b_l^-,t}}{X_l} \quad \forall l \in L, t \in T \quad (3.13)$$

- La restricción que sigue representa los mínimos y máximos técnicos de los generadores del sistema eléctrico. La Ecuación 3.14 dice que el rango de potencia a la cual puede funcionar el generador se encuentra restringida entre su capacidad mínima y máxima de operación. Además, se consideran las ecuaciones que relaciona la variable de generación con las variable binarias de encendido y apagado. Luego, la Ecuación 3.15 muestra que la inyección de potencia de los generadores renovables debe ser igual a su capacidad máxima, multiplicada por su perfil renovable. Además se agrega una variable slack que permite simular el vertimiento que posee la planta.

$$X_{g,t}^{SD} \cdot P_g^{Min} \leq P_{g,t} \leq X_{g,t}^{SU} \cdot P_g^{Max} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (3.14)$$

$$P_{g,t} + P_{g,t}^s = P_g^{Max} \cdot f_{g,t} \quad \forall g \in G^r, t \in T \quad (3.15)$$

- A continuación se muestran las restricciones de Unit Commitment. La Ecuación 3.16 ilustra la dinámica de las variables de estado que poseen los generadores. La variable de estado depende del valor en el periodo anterior y de si en ese periodo se encendió o apagó la unidad térmica. Luego las Ecuaciones 3.17 y 3.18 representan los tiempos máximos y mínimos de encendido respectivamente.

$$X_{g,t}^{UC} - X_{g,t-1}^{UC} = X_{g,t}^{SU} - X_{g,t}^{SD} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (3.16)$$

$$\sum_{t'=t-\tau_g^U} X_{g,t'}^{SU} \leq X_{g,t}^{UC} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (3.17)$$

$$\sum_{t'=t-\tau_g^D} X_{g,t'}^{SD} \leq 1 - X_{g,t}^{UC} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (3.18)$$

- Las restricciones que se muestran a continuación limitan la variación de potencia que pueden inyectar las unidades de un tiempo a otro. Estas restricciones se denominan restricciones de rampas. La Ecuación 3.19 representa la restricción de rampas de subida, donde la diferencia de potencia entre un par de periodos de tiempo distinto debe ser menor o igual a la capacidad de rampa. Además se suma la variable de encendido multiplicado por la potencia mínima del generador, siendo esta la capacidad de rampa inicial o de encendido, que puede ser distinta a la rampa de subida. Para la Ecuación 3.20 se tiene el caso homólogo que el anterior, pero ahora para las rampas de bajada.

$$P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq RU_g \cdot X_{g,t-1}^{UC} + X_{g,t}^{SU} \cdot P_g^{Min} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (3.19)$$

$$P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq RD_g \cdot X_{g,t}^{UC} + X_{g,t}^{SD} \cdot P_g^{Max} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (3.20)$$

- Las restricciones que se muestran a continuación son las relacionadas con el sistema hidráulico. La Ecuación 3.21 representa la capacidad máxima y mínima de agua que es capaz de embalsar el reservorio. Luego la Ecuación 3.22 representa la restricción de inventario y balance de los embalses. Este balance muestra que la diferencia de volumen entre periodos diferentes de tiempo debe ser igual al afluente del embalse, más el agua vertida, menos el flujo de agua turbinada. El flujo de agua turbinada se muestra como la potencia que inyecta el generador al sistema, multiplicado por su eficiencia de transformación de energía.

$$V_g^{Min} \leq V_{g,t} \leq V_g^{Max} \quad \forall g \in G^h, t \in T \quad (3.21)$$

$$V_{g,t} - V_{g,t-1} = a_{g,t} - \eta_g^h \cdot P_{g,t} + Q_{g,t}^s \quad \forall g \in G^h, t \in T \quad (3.22)$$

Modelo de abastecimiento

El modelo de abastecimiento de combustible consiste en un problema de ruteo con inventarios y con ventanas de tiempo. La modelación del IRP con tiempos de entrega se basó en lo expuesto en [15]. En este estudio, se representaron los tiempos de entrega entre distintos vértices del grafo, a través de una matriz de tiempo MT mostrada en la Ecuación 3.23. Esta matriz contiene todas las combinaciones de tiempos de viaje para cada par de vértices del grafo. En la Figura 3.2 se aprecia un esquema con todas las combinaciones posible que tendría un centro de distribución y 3 centrales termoeléctricas.

$$MT = \begin{pmatrix} 0 & \tau_{1,2} & \tau_{1,3} & \tau_{1,4} \\ \tau_{2,1} & 0 & \tau_{2,3} & \tau_{2,4} \\ \tau_{3,1} & \tau_{3,2} & 0 & \tau_{3,4} \\ \tau_{4,1} & \tau_{4,2} & \tau_{4,3} & 0 \end{pmatrix} \quad (3.23)$$

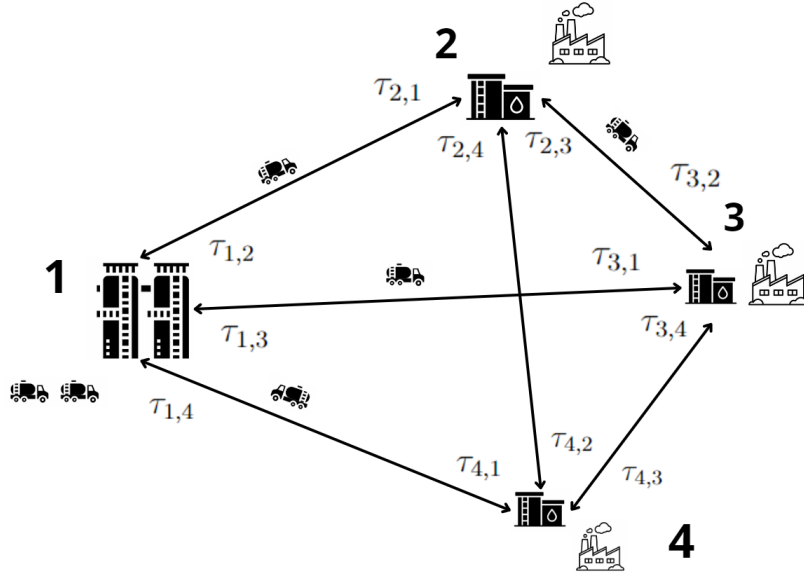


Figura 3.2: Red logística del sistema de abastecimiento de combustibles diésel.

Solo basta con utilizar los tiempos de viaje esperados para simular correctamente el problema, ya que los viajes entre centros de distribución y centrales eléctricas son interurbanos. Los viajes interurbanos se definen como viajes que no circulan por sectores urbanos. En los sectores urbanos existe una alta variabilidad en los tiempos de viaje, dependiendo de la hora y del tránsito del flujo vehicular. En cambio, en los viajes interurbanos se toma como supuesto que el flujo vehicular se mantiene constante a lo largo del día. Por lo tanto, se decide utilizar el valor esperado de tiempo de viaje como estimador.

En las siguientes ecuaciones representan la conservación de camiones entre los centros de distribución y las centrales eléctricas. Estas ecuaciones de inventario y flujo se basaron en el estudio [15].

- En las restricciones siguientes se expresa el balance de camiones entre los nodos del grafo. Las Ecuaciones 3.24 y 3.25 muestran que el número de camiones disponibles en un nodo y en un cierto tiempo dado, debe ser igual al número de camiones del periodo anterior, más el número de camiones llegando al nodo, menos el número de camiones saliendo del nodo. Para representar el número de camiones que llegan a un nodo, se deben invertir los índices de los arcos y se resta el tiempo de viaje del momento en que el camión inició el recorrido. De esta forma, los camiones que llegan a un nodo iniciaron su recorrido en $t - \tau_{j,i}$.
- La diferencia entre ambas ecuaciones, es que en la 3.24 es específica para el periodo de tiempo inicial, en cambio en la 3.25 es para todo periodo de tiempo menos el inicial. Por lo tanto, en la Ecuación 3.24, en vez de considerar el número de camiones disponibles del periodo anterior, se consideran el número inicial de camiones. En la Figura 3.3 se representa un ejemplo del grafo de camiones generado por esta restricción.

$$x_{i,t} = K_i + \sum_{j \in N, j \neq i} y_{j,i,t-\tau_{j,i}} - \sum_{j \in N, j \neq i} y_{i,j,t} \quad \forall i \in N, t \in \{t^{ini}\} \quad (3.24)$$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \sum_{j \in N, j \neq i} y_{j,i,t-\tau_{j,i}} - \sum_{j \in N, j \neq i} y_{i,j,t} \quad \forall i \in N, t \in T \setminus \{t^{ini}\} \quad (3.25)$$

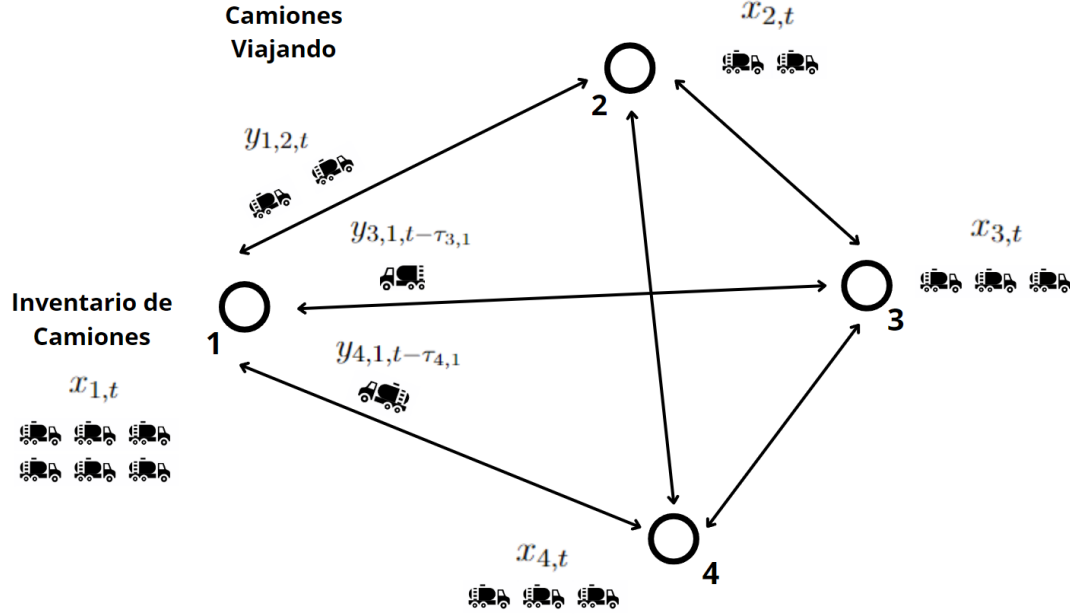


Figura 3.3: Representación de red logística de camiones del sistema de abastecimiento de combustibles diésel.

A continuación se encuentran las restricciones de flujo e inventario de combustible basadas en el estudio [15], representando así la conservación del combustible diésel en los nodo del grafo.

- En la Ecuación 3.26 se muestran las restricciones de balance para los centros de distribución. Esta condición establece que la cantidad de combustible disponible en un determinado centro de distribución, durante un determinado intervalo de tiempo, debe corresponder al inventario del período anterior, restando el volumen de combustible distribuido desde dicho centro. Se presupone que el volumen inicial de combustible en los centros de distribución es adecuado para satisfacer las necesidades durante todo el período evaluado, obviando los de flujos de entrada del combustible.

$$s_{i,t} = s_{i,t-1} - \sum_{j \in DPP, j \neq i} q_{i,j,t} \quad \forall i \in DC, t \in T \quad (3.26)$$

- La Ecuación 3.27 establece la restricción para el balance de combustible diésel en los inventarios de las centrales térmicas. Esta restricción establece el nexo entre el sistema de abastecimiento y el eléctrico. La ecuación dicta que durante un determinado intervalo

de tiempo, para toda central diésel el inventario de combustible disponible debe ser el resultado del inventario previo, más el combustible recibido, menos el consumo total de todas las unidades térmicas de la central. Este consumo se determina a través del despacho económico de cada unidad, ponderado por un coeficiente que representaría un modelo lineal de la eficiencia de dicha unidad térmica en consumo de m^3 de combustible por MWh de operación.

$$s_{i,t} = s_{i,t-1} + \sum_{j \in DC, j \neq i} q_{j,i,t-\tau_{j,i}} - \sum_{g \in DG_i} P_{g,t} \cdot \eta_g^d \quad \forall i \in DPP, t \in T \quad (3.27)$$

En la Figura 3.4 se encuentra un diagrama que muestra un ejemplo de como sería la operación del grafo de camiones y el grafo de combustible diésel operando al mismo tiempo.

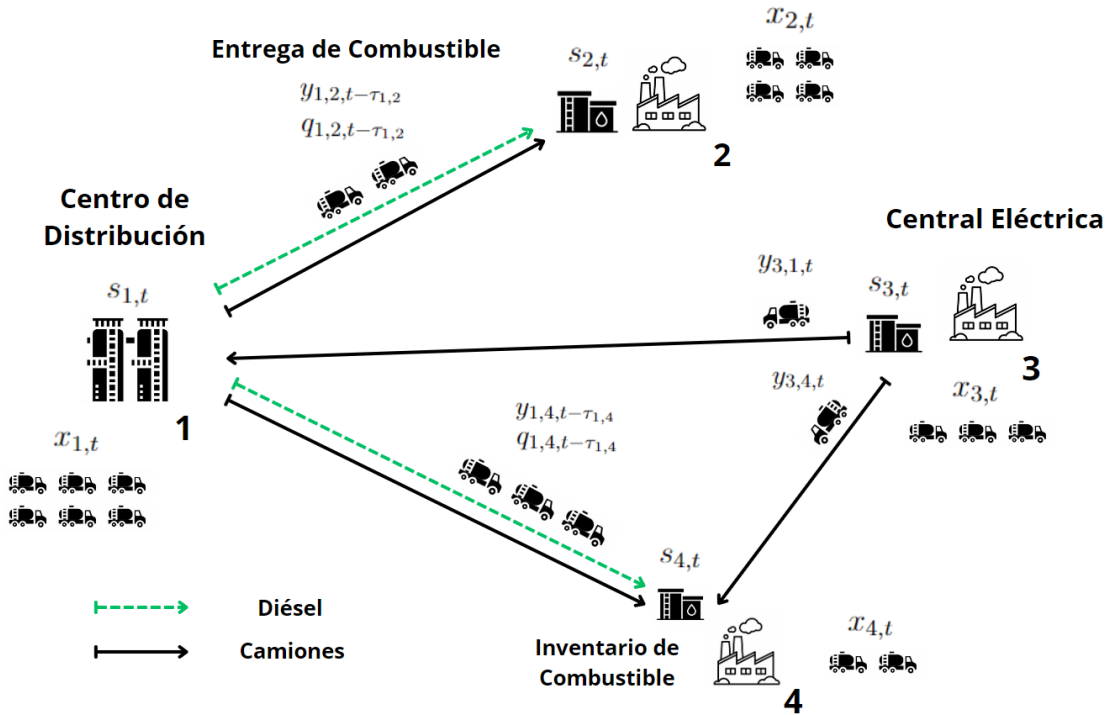


Figura 3.4: Representación de red logística del sistema de abastecimiento de combustibles diésel, para un cierto intervalo de tiempo dado t .

Las siguientes restricciones representan la capacidad de carga y descarga de combustible en los diferentes nodos del grafo.

- La Ecuación 3.28 representa la restricción de carga en los centros de distribución. Esta restricción indica que la suma del combustible que sale del centro de distribución debe ser menor o igual a un parámetro. Este parámetro se construye en base a la tasa de carga total que posee el patio de carga del centro de distribución. Esta capacidad se calcula sumando el rendimiento de cada isla de carga disponibles en el centro de distribución.

$$\sum_{j \in DPP, j \neq i} q_{i,j,t} \leq \mu_i^{Charge} \quad \forall i \in DC, t \in T \quad (3.28)$$

- La Ecuación 3.29 representa la capacidad de descarga de combustible que poseen las centrales eléctricas. Esta ecuación establece que la suma del combustible que llega a la central debe ser menor o igual a una constante. Esta constante representa la tasa de descarga del combustible por hora.

$$\sum_{j \in DC, j \neq i} q_{j,i,t} \leq \mu_i^{Discharge} \quad \forall i \in DPP, t \in T \quad (3.29)$$

Las siguientes restricciones representa las capacidades que posee el sistema de transporte de combustible.

- La Ecuación 3.30 establece la relación existente entre las variables del flujo de camiones y el flujo de combustible a través de los arcos en los grafos correspondientes. Esta restricción define la capacidad máxima de combustible diésel que un camión es capaz de transportar. Al limitar el volumen de combustible transportado por cada camión, esta condición no solo especifica las restricciones físicas en la logística del combustible, sino que también habilita la integración entre el grafo de transporte de camiones y el grafo de flujo de combustibles.

$$q_{i,j,t} \leq y_{i,j,t} \cdot Cap^{Truck} \quad \forall i \in DC, j \in DPP, t \in T \quad (3.30)$$

- La Ecuación 3.31 representa la restricción de capacidad máxima y mínima de almacenamiento que poseen los inventarios de combustible para todos los nodos del sistema.

$$Cap_i^D \leq s_{i,t} \leq Cap_i^U \quad \forall i \in N, t \in T \quad (3.31)$$

3.3.3. Cálculo del beneficio de la co-optimización

Para lograr apreciar los beneficios de co-optimizar los sistemas, se propone la metodología esquematizada en la Figura 3.5. Primero se ingresan los datos de entrada necesarios para resolver las instancias de los modelos. Luego, por una parte se resuelve el modelo co-optimizado, y por la otra, se desacopla el sistema eléctrico del logístico para resolver el problema en dos etapas. En la primera etapa se resuelve un *Unit Commitment (UC)* del sistema eléctrico, entregando como resultado relevante los despachos de las centrales diésel. Con estos despachos es posible determinar la demanda del combustible diésel a lo largo del periodo estudiado.

En la segunda etapa se resuelve el *Inventory Routing Problem (IRP)* teniendo como input la demanda de los inventarios de combustible de las centrales eléctricas. En este caso, se hace una modificación al modelo *IRP* respecto al co-optimizado. En la restricción de la Ecuación 3.27 de flujos e inventarios de combustible diésel de las centrales eléctricas, se agregan los despachos de las centrales y una variable slack que representa la energía no suministrada del sistema, quedando según la restricción 3.32.

Mediante el rendimiento de cada central, es posible calcular el equivalente de la energía en m^3 de combustible. Donde $D_{g,t}^{Diesel} \cdot \eta_g^d$ vendría siendo la demanda de combustible diésel de la

central g , en el tiempo t , y $ENS_{g,t} \cdot \eta_g^d$ vendría siendo el combustible diésel que no logra ser suministrado de la central g , en el tiempo t . Así, es posible calcular cuanta energía no sería capaz de ser despachada en el sistema eléctrico, causada por las restricciones que enfrenta la logística del transporte del combustible.

Restricción de flujos e inventarios de centrales eléctricas para modelo no co-optimizado:

$$s_{i,t} = s_{i,t-1} + \sum_{j \in DC, j \neq i} q_{j,i,t-\tau_{j,i}} - \sum_{g \in DG_i} (D_{g,t}^{Diesel} - ENS_{g,t}) \cdot \eta_g^d \quad \forall i \in DPP, t \in T \quad (3.32)$$

Los resultados relevantes del problemas co-optimizado y el de dos etapas son, por el lado eléctrico, la energía no suministrada, el costo del sistema y la planificación de los despachos de las centrales eléctricas. Por el lado de transporte, son el combustible que no logra ser despachado, el costo del sistema, la cantidad de combustible transportado y la utilización de los camiones. Estos resultados permiten cuantificar mediante ciertas métricas que tan eficiente termina siendo un sistema respecto al otro. Al comparar las métricas se podrá concluir cual metodología resulta más beneficiosa para el sistema.

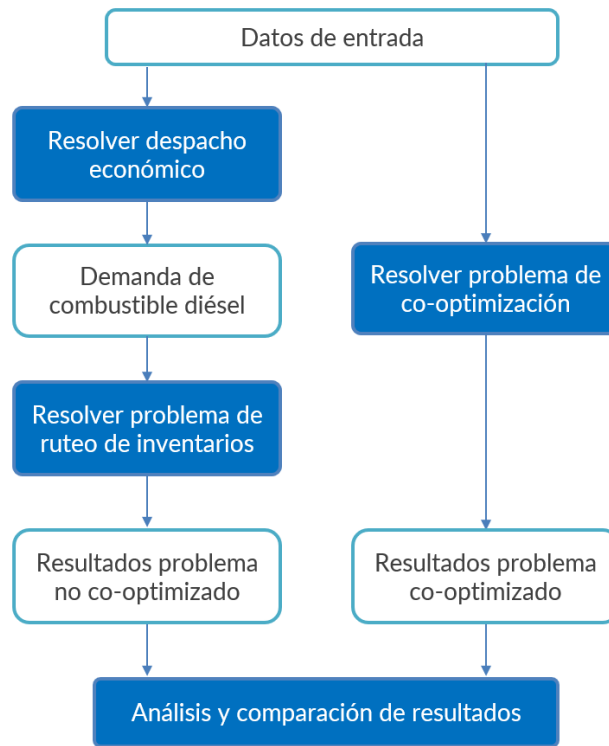


Figura 3.5: Diagrama de metodología para el cálculo de los beneficios del modelo de co-optimización.

Capítulo 4

Resultados y análisis

En el presente capítulo se visualizarán y analizarán los resultados más relevantes del estudio. En primer lugar se hablará de los resultados del caso base, para luego continuar con los resultados de las diferentes sensibilidades. Estos análisis permitirán una mejor comprensión del comportamiento del modelo, y también permiten observar el beneficio de utilizar el modelo propuesto.

4.1. Caso de estudio

En esta sección se presenta el caso de estudio para evaluar el modelo de co-optimización del abastecimiento de centrales diésel junto a la operación del sistema eléctrico. Para el caso de estudio, se utilizó un caso real, donde se simuló el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile. Este sistema fue modelado utilizando los generadores, las demandas y el sistema de transmisión del mes de Julio del año 2021.

Para modelar el sistema de abastecimiento, se utilizó la infraestructura logística de camiones de la misma fecha. En este caso de estudio no se consideró la red de oleoductos, ya que la planificación de la operación de estos se realiza con varios meses de antelación. Por consecuencia, el modelo propuesto no tiene capacidad de influir en las decisiones de despacho de los oleoductos. Por lo anterior, el modelo se enfocará principalmente en la logística de distribución mediante camiones. Con el fin de poner a prueba el modelo, se plantea un caso base y tres sensibilidades.

4.2. Casos de prueba

Antes de realizar el caso de estudio principal, se desarrollaron varios casos de prueba con el objetivo de observar y validar el comportamiento del modelo de optimización. Para ello, se utilizó un sistema eléctrico de 7 barras y 15 generadores con diferentes tecnologías, configurado de manera simplificada para representar el Sistema Eléctrico Nacional. El horizonte temporal modelado fue de 24 horas, con puntos de carga definidos en cada barra del sistema. Para garantizar con el objetivo del modelo, se estableció un nivel de demanda tal que fuera necesario operar centrales a diésel durante varias horas del día. El objetivo de estos casos

de prueba fue demostrar que, al resolver el modelo únicamente para el sistema eléctrico, no se evidencian indicios de pérdida de carga; sin embargo, al resolver el abastecimiento de combustible en una segunda etapa, sí se presenta energía no suministrada. Posteriormente, al resolver el problema de forma co-optimizada, se obtiene una solución más costosa a nivel de operación, pero que evita el desabastecimiento de las centrales.

El sistema modelado incluyó un solo centro de distribución y dos centrales a diésel. Se plantearon cuatro escenarios, en los cuales se variaron el precio de las centrales diésel, la distancia respecto al centro de distribución y las restricciones en el transporte de combustible por camiones. En el primer escenario, la central más económica se encuentra más cerca del centro de distribución, mientras que en el segundo escenario se invierte esta configuración, es decir, la central más económica se ubica más lejos. En el tercer escenario, se retoma la configuración del primer escenario, pero con una restricción que limita la descarga de combustible a 2 camiones por hora para cada central. Finalmente, en el cuarto escenario, se invierte la disposición de las centrales (como en el segundo escenario), manteniendo la restricción de descarga de 2 camiones por hora. La Figura 4.1 muestra una ilustración que representa cada escenario.

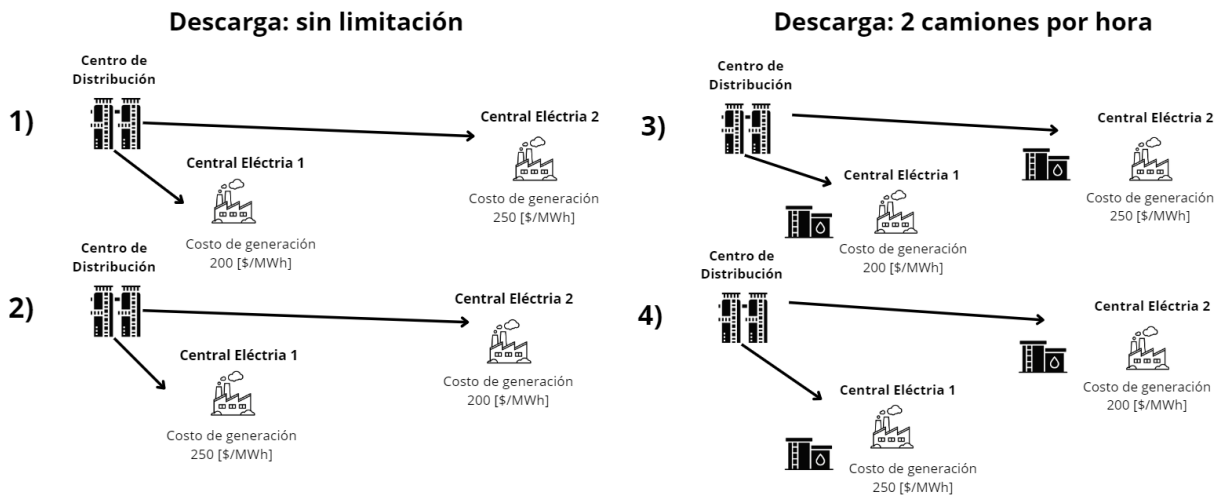


Figura 4.1: Caso de estudio de prueba.

Para analizar los resultados, se compararon la diferencia en la función objetivo entre el caso co-optimizado y el no co-optimizado, así como la pérdida de carga en cada modelo. En el primer escenario, ambos modelos arrojaron el mismo valor para la función objetivo, sin pérdida de carga. En el segundo escenario, se observó una ligera diferencia en la función objetivo, siendo el modelo co-optimizado levemente más económico. Esta diferencia se debió a los costos de transporte hacia la central más lejana, lo que llevó a una combinación óptima entre ambas centrales. En el tercer escenario, a pesar de la restricción en el envío de camiones, ambos modelos arrojaron la misma función objetivo sin pérdida de carga, ya que ambos despacharon únicamente la central eléctrica 1.

En el cuarto escenario, sin embargo, se observó una diferencia significativa en la función objetivo, debido a que el modelo no co-optimizado presentó una pérdida de carga al despachar solo la central más económica. Esta pérdida de carga se produjo porque la restricción de

transporte de camiones impidió que la central eléctrica 2 fuera abastecida a tiempo, lo que resultó en su incapacidad para cumplir con su despacho. Este ejemplo validó el comportamiento del modelo co-optimizado, mostrando que, al considerar simultáneamente el despacho eléctrico y el abastecimiento de combustible, se evita el desabastecimiento y se mejora la operación del sistema.

4.2.1. Caso base

En este escenario se simula un contexto de estrechez energética en el sistema eléctrico, reduciendo la capacidad de generación de fuentes tradicionales como la hidroeléctrica de embalses, carbón y gas natural. Esta configuración limita especialmente la disponibilidad de gas natural, crucial para la capacidad de rampa durante los períodos de alta demanda. En consecuencia, el sistema se ve forzado a aumentar significativamente el despacho de centrales diésel para satisfacer la demanda energética. La distinción fundamental de este caso radica en el sistema de abastecimiento de combustible, considerando una disponibilidad suficiente de camiones para el transporte de diésel, una tasa de descarga estándar en las centrales de $30 [m^3/h]$ (equivalente a un camión por hora), se utilizan los niveles reales de inventarios de combustible en las centrales y se disponen de 150 camiones para el sistema de transporte.

4.2.2. Sensibilidad 1: Aumento en la capacidad de almacenamiento de combustible

En esta sensibilidad se modifican los inventarios de combustible de las centrales, duplicando la capacidad de almacenamiento en comparación con el caso base. Este ajuste pretende evaluar cómo afecta una capacidad mayor almacenamiento de combustible en la operatividad y la eficiencia del sistema bajo el modelo de co-optimización.

4.2.3. Sensibilidad 2: Aumento en la tasa de descarga de combustible

En esta variante, se duplica la capacidad de descarga de combustible respecto al caso base, alcanzando una tasa de descarga $60 [m^3/h]$ o 2 camiones por hora. Este escenario se centra en analizar el impacto de una mayor eficiencia en la descarga de combustible en las centrales sobre la capacidad del sistema para satisfacer la demanda energética.

4.2.4. Sensibilidad 3: Menor disponibilidad de camiones

En esta sensibilidad se mantiene la tasa de descarga de $60 [m^3/h]$ o 2 camiones por hora en las centrales eléctrico, pero el número de camiones disponibles para el sistema de transporte pasa de 150 a 20. Este caso examina las limitaciones del modelo co-optimizado para abastecer la demanda bajo restricciones severas en la logística de transporte.

4.3. Datos de entrada

Los parámetros de entrada del modelo se pueden clasificar en los que aplican directamente al sistema eléctrico o al sistema de abastecimiento diésel. El sistema eléctrico tiene parámetros

de entrada para los perfiles de generación renovable, la demanda en cada barra del sistema, las capacidades de transferencia de las líneas, los mínimos y máximos técnicos de los generadores, los tiempos mínimos de encendido y apagado de las unidades térmicas, rampas de subida y de bajada, capacidades de almacenamiento de embalse, afluentes de embalses, los costos variables de las unidades térmicas e hidráulicas de embalse, y por último, el costo de energía no suministrada *VoLL*.

Los parámetros de entrada del sistema diésel son las capacidades de almacenamiento de los inventarios de combustible diésel, el número de camiones disponible en el sistema, la capacidad de transporte por camión, los tiempos de viaje para cada arco, la tasa de carga y descarga del combustible, la eficiencia de las unidades térmicas a diésel, y por último los costos de transporte.

4.3.1. Datos de entrada del sistema eléctrico

El sistema eléctrico se encuentra enfrentando un escenario de estrechez energética, por lo tanto, su capacidad de generación con energía convencional esta limitada por la disponibilidad del agua y de centrales termoelectricas. En la Tabla 4.1 se encuentra la capacidad de generación por tecnología, donde el total disponible sumaría 24,409 [MW] de capacidad instalada. En la Figura 4.2 se encuentra un gráfico de porcentajes que muestra la disponibilidad de cada tecnología del sistema.

Tabla 4.1: Capacidad de generación por tecnología

Tecnología	Diésel	Carbón	Solar	Embalse	Pasada	Eólico	GNL	Geotérmica
Capacidad [MW]	4607	3942	3866	3529	3305	2873	2206	81

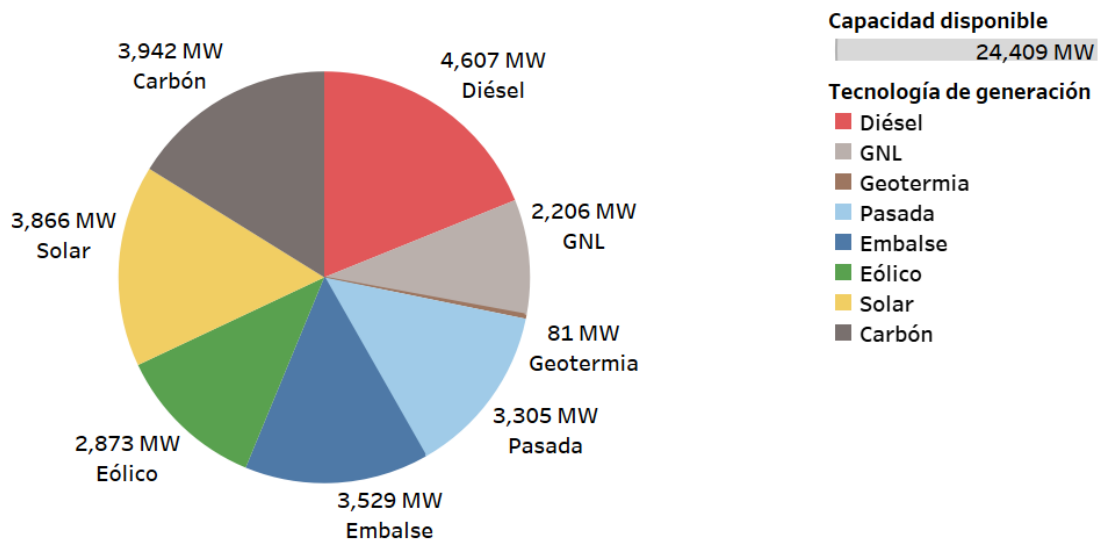


Figura 4.2: Gráfico que representa el porcentaje de capacidad del sistema eléctrico.

La capacidad de generación con centrales a gas natural se encuentra restringida, con el fin de simular un escenario de estrechez energética. Gracias a la baja disponibilidad de gas

natural, existen centrales a ciclo combinado operando como centrales diésel. A pesar de que el sistema posee una considerable capacidad de generación hidráulica, en la simulación se utiliza un escenario hidrológico seco. Para representar una hidrología seca, se toman bajos niveles en afluentes en los embalses, obligando que los niveles de las cotas de los embalses sean igual para el periodo inicial y final de la optimización.

En la Figura 4.3 se encuentra un mapa con el sistema de transmisión nacional de Chile, el cual es utilizado como caso de estudio. Se utilizó una representación de este sistema que contiene 236 barras, 448 líneas de transmisión y 772 generadores.

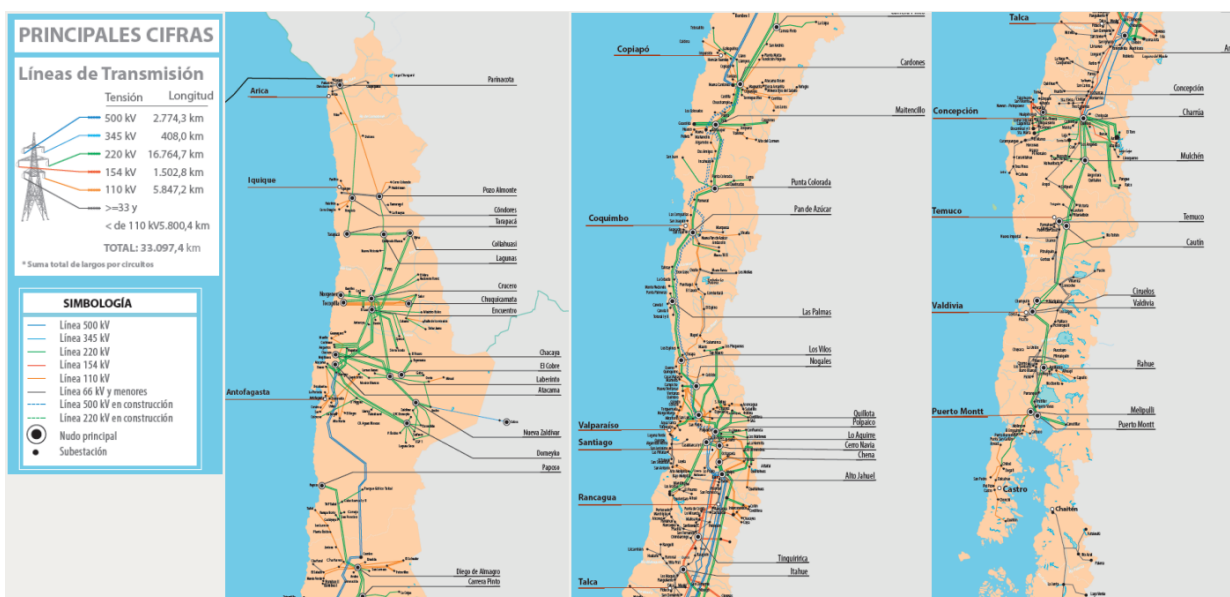


Figura 4.3: Sistema de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional de Chile. Extraído de: Líneas de Transmisión en Chile. Adaptado de “Sistema Eléctrico de Chile,” por CIGRE Chile, 2021, [1]

En la Figura 4.4 se muestra la demanda agregada del sistema eléctrico para el mes de Julio del año 2021. La demanda peak se encuentra cercana a los 11000 [MW] de potencia y el mínimo de demanda se encuentra por la noche del fin de semana cercano a 7800 [MW].

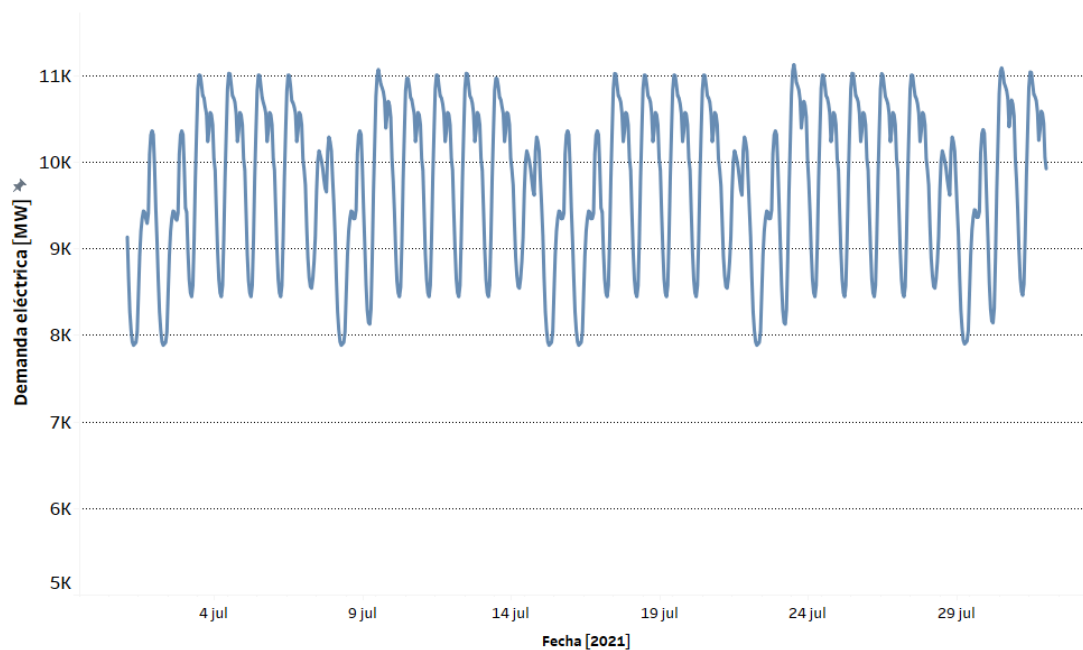


Figura 4.4: Demanda agregada del Sistema Eléctrico Nacional de Chile para el mes de Julio del año 2021.

En cuanto al costo de falla, se utilizaron los resultados del Estudio de Costos de Falla de Corta y Larga Duración aprobado por la Comisión Nacional de Energía en 2021 [26]. Este estudio analiza el impacto de las interrupciones del suministro eléctrico en los sectores residencial e industrial, proporcionando una evaluación exhaustiva de las consecuencias económicas de las fallas en ambos sectores. Para el sector industrial, se consideraron diversas medidas de mitigación que las empresas pueden adoptar ante fallas, tales como la implementación de generadores de respaldo o el arrendamiento de equipos, lo que reduce el impacto directo de las interrupciones. Por otro lado, en el sector residencial, el análisis reveló que un 3.4 % de los hogares dispone de sistemas de respaldo energético, lo que impone un límite superior al costo de falla, ya que este no puede exceder el costo de implementar tales soluciones alternativas.

En términos de valores, el costo de falla de larga duración (CFLD) se estableció en 2,223 [USD/MWh] para el escenario con un 20 % de afectación del sistema, correspondiente al mayor nivel de profundidad de la falla evaluado. Este valor refleja una situación crítica en la que se produce una interrupción significativa en el suministro eléctrico. Dado el carácter conservador y ampliamente aplicable de este valor, se decidió adoptarlo como el costo de falla en el presente estudio, asegurando así que se consideren escenarios que capturan adecuadamente las posibles consecuencias económicas de fallas prolongadas.

4.3.2. Datos de entrada del sistema de abastecimiento diésel

El sistema de abastecimiento posee 81 nodos en total, donde 15 de estos nodos son centros de distribución y los otros 66 nodos son centrales termoelectricas que pueden operar con diésel. Dentro de una central termoelectricas pueden haber más de una unidad térmica, las cuales pueden ser clasificadas en unidades de ciclo abierto o unidades de ciclo combinado. Normalmente estas últimas están diseñadas para funcionar con gas natural como combustible,

pero también pueden operar utilizando el diésel como combustible.

Centros de distribución

Para modelar los centros de distribución se utilizó la información proporcionada por el informe realizado por dictUC [27], el cual realiza un análisis estadístico del estado de los inventarios e infraestructura de los combustibles de Chile. En el estudio se identifican diferentes características de las plantas de distribución de combustible. Estas características se clasifican en la región, la comuna, las coordenadas geográficas, el propietario, el año en puesta en marcha, las empresas usuarias de la planta, la modalidad de abastecimiento, la modalidad de despacho, el tipo de combustibles que distribuye, la capacidad de almacenamiento, el número de islas de carga y la tasa de carga de combustible por isla.

De esta información, lo que permite alimentar al modelo para formular las restricciones del problema vendrían siendo las capacidades de almacenamiento de combustible y conocer el número de islas de carga en los patios de carga. Esto último permite calcular la tasa de carga de combustibles de la planta. Para que se cumpla lo anterior, es necesario que la modalidad de despacho de la planta tenga la opción de distribuir el combustible líquido a través de camiones. En la Figura 4.5 se encuentra una imagen satelital extraída a través de Google Earth [28], la cual muestra uno de los patios de carga de la planta de combustible de ENAP en Maipú. En este patio de carga, se pueden apreciar estacionados camiones cisterna de distintos tamaños, junto a la zona con las islas de carga de combustible, que cuenta con un total de 4 islas.



Figura 4.5: Panorámica de patio de carga de combustibles líquidos de la Planta de ENAP Maipú, obtenida de Google Earth (2024), [2]

Las plantas de almacenamiento de combustibles pueden estar conectadas ya sea a un terminal marítimo, en caso de que se abastezcan por esta vía los productos, o conectadas a un ducto de abastecimiento de productos. En el caso del abastecimiento primario de producto importado, éste se descarga en plantas de almacenamiento con capacidad para recibir el buque

importado o una fracción de éste. Luego se distribuye hacia las plantas de distribución final de las compañías vía cabotaje o vía patio de carga hacia otras plantas de almacenamiento o clientes finales. Las plantas de almacenamiento, en el caso de los combustibles líquidos, almacenan los productos, y despachan a clientes, mayoritariamente por camiones de distribución, los cuales entregan a cliente final, ya sea estación de servicios, o cliente industrial.

Según el estudio [27], los patios de carga están compuestos normalmente por varias islas de carga, donde cada isla es una posición de carga para un camión. Cada isla normalmente tiene varios brazos de carga del tipo bottom loading, lo que permite la carga simultánea de varios tipos de combustibles. Para los combustibles líquidos el flujo de las bombas de carga varía entre 1.400 y 2.200 litros por minuto. El proceso completo de ingreso, estacionamiento, conexión, carga y desconexión de la isla de carga varía entre 15 y 30 minutos. Tomando lo anterior en consideración, para estimar una tasa de descarga robusta se utiliza como supuesto que cada isla se demora 30 minutos en cargar un camión, por lo tanto, la tasa de carga de una isla es de 2 camiones por hora.

En la Tabla 4.2 se encuentran los centros de distribución de combustibles utilizados, con sus respectivos números de islas de carga y tasa de descarga de combustible. Considerando que el objetivo del estudio es poder resolver el desabastecimiento de las centrales al corto plazo, se toma como supuesto una permanente disponibilidad de combustible de los centros de distribución, por lo tanto, no se restringen las capacidades de inventarios.

Tabla 4.2: Centros de Distribución, número de islas y sus tasas de descarga de combustible.

Centros de Distribución	Número de Islas de Carga	Tasa de Descarga de Combustible [m ³ /h]
ARICA	2	120
BARQUITO	1	60
CALDERA	2	120
CHILLAN	3	180
CONCON	10	600
GUAYACAN	3	180
HUASCO	1	60
IQUIQUE	6	360
LINARES	2	120
MAIPU	16	960
MEJILLONES	7	420
PUREO	3	180
QUINTERO	2	120
SAN FERNANDO	3	180
SAN VICENTE	8	480

Centrales termoeléctricas diésel

Para simular la operación de las centrales termoeléctricas a diésel en el modelo de abastecimiento, se utilizó información confidencial entregada por un asesor técnico del Ministerio de Energía. Por un lado, información entregada correspondía al historial de dos meses del porcentaje de stock diario del combustible diésel disponible en las centrales del sistema, y por

otro lado, la información contenía las capacidades máximas y mínimas de los estanques de combustibles de las centrales diésel en metros cúbicos. La última información mencionada fue la relevante para modelar las restricciones de capacidades de almacenamiento del combustible diésel de las centrales termoeléctricas. Estos valores se encuentran anexados en la Tabla 5.3.

Debido a la falta de información de la tasa de descarga del combustible en las centrales eléctricas, se toma como supuesto, para el caso base, que la capacidad de descargar $30 \left[\frac{m^3}{h}\right]$, es decir, un camión por hora.

Camiones cisterna

La capacidad de transporte de los camiones cisterna puede variar según el tipo y diseño del vehículo. Existen camiones cisterna de diferentes tamaños y configuraciones para adaptarse a los distintos tipos de líquidos y necesidades del transporte. La capacidad de transporte de un camión cisterna varía en función de su tamaño, donde el rango de transporte varía entre 5 a $50 m^3$. Los camiones más pequeños que transportan entre 5 y $10 m^3$ suelen utilizarse para el transporte local de líquidos en zonas urbanas. Luego, los camiones medianos pueden transportar entre 15 y $30 m^3$, los cuales preferentemente transportan combustibles, agua potable y otros líquidos a granel en viajes interurbanos. Por último, los camiones más grandes poseen una capacidad de transporte entre 30 y $50 m^3$. Estos camiones se usan para el transporte de petróleo crudo, productos químicos industriales y otros líquidos a largas distancias.

Considerando que el tipo de transporte que realizan los camiones cisterna es interurbano y que es para transportar combustible diésel, entonces se toma como supuesto que los camiones de transporte poseen el máximo rango de capacidad de camiones medianos, es decir, una capacidad de $30 m^3$.

Tiempos y distancias de viajes

A fin de modelar los tiempos de viaje entre los diferentes nodos del sistema de abastecimiento, se utilizó una matriz de tiempo $MT_{i,j}$ que entrega las horas que tomaría hacer un viaje del nodo i , hasta el nodo j . Para calcular esta matriz, se utilizó la API de Distance Matrix que ofrece Google Maps [29]. En este procedimiento se introdujeron las coordenadas correspondientes al sistema completo, obteniéndose el tiempo estimado de viaje, expresado en segundos, para cada conexión entre nodos. Posteriormente, dichos valores se convirtieron a horas mediante la división por 3600, seguido de un redondeo al entero más próximo superior, con el objetivo de adecuarlos a la resolución horaria del modelo. De esta manera, la matriz de tiempo generada incluye todas las combinaciones de viajes posibles entre los 81 nodos del sistema, asegurando la consistencia requerida para el modelo. En la Figura 4.6 se encuentra un mapa que muestra geográficamente como se distribuyen los nodos del sistema.

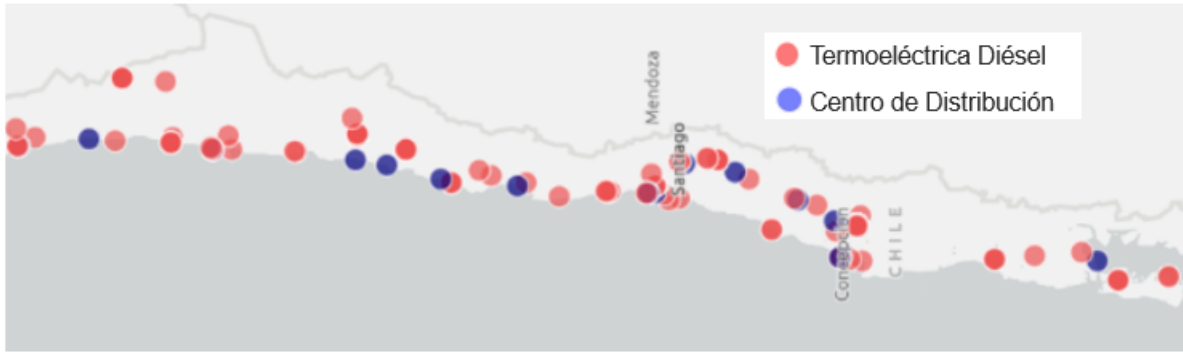


Figura 4.6: Distribución geográfica de centros de distribución de combustibles y centrales termoeléctricas a diésel en Chile.

4.4. Resultados y discusión del caso base.

El modelo de co-optimización fue implementado en el lenguaje de programación Python, utilizando la librería Pyomo como intérprete para los modelos de optimización. Se empleó el solver Gurobi 10.0.1 bajo una licencia gratuita de estudiante. Las simulaciones fueron ejecutadas en un equipo con un procesador Intel Core i7-11800H de undécima generación (2.3 GHz) y 32 GB de memoria RAM.

El modelo de despacho económico del sistema eléctrico, con una resolución horaria, requería en promedio una hora para resolver cada instancia correspondiente a un mes, dividiendo el problema en cinco bloques: cuatro de una semana de duración y uno de tres días. Por otro lado, el modelo de abastecimiento presentó tiempos de ejecución más prolongados, con duraciones entre 8 y 20 horas. Al realizar la co-optimización del problema, el tiempo total para resolver las cinco instancias osciló entre 16 y 24 horas.

Los resultados para el caso base se presentan en la Tabla 4.3 y la Tabla 4.4. La Tabla 4.3 contiene los resultados para los modelos sin co-optimización (No Co-opt) y con co-optimización (Co-opt), incluyendo métricas como la energía no suministrada (ENS), el costo por energía no suministrada, el costo de operación y el costo total del sistema. Por su parte, la Tabla 4.4 presenta los resultados relacionados con la logística del transporte de combustible, tales como el número total de viajes realizados, los metros cúbicos de diésel transportado, la distancia total recorrida, y el ratio entre la distancia total y el número total de viajes.

En la Tabla 4.3, se observa que el modelo no co-optimizado presenta pérdida de carga en la resolución del *Inventory Routing Problem (IRP)*. Esto ocurre porque, aunque la solución del *Unit Commitment* no muestra pérdida de carga, no se logra abastecer adecuadamente a las centrales diésel. Dado que el modelo de despacho económico no considera las restricciones del sistema de transporte, la solución no puede satisfacer la demanda de combustible de las centrales.

Al analizar los resultados del modelo co-optimizado, se observa que no presenta energía no suministrada (ENS), ya que es capaz de flexibilizar los despachos de las centrales térmicas a diésel para satisfacer la demanda de combustible. Además, al comparar los costos de operación

entre ambas metodologías, se nota que el modelo co-optimizado presenta un mayor costo operativo. Esto se debe a que el modelo co-optimizado termina despachando unidades más costosas, debido a la activación de restricciones en el sistema de transporte. Sin embargo, a pesar de este incremento, los costos totales del sistema son menores debido a la ausencia de pérdida de carga.

En los resultados de la Tabla 4.4, se observa que el modelo co-optimizado logra desplegar un mayor número de viajes, aumentando de 4,698 en el modelo no co-optimizado a 4,811. Consecuentemente, también se entrega una mayor cantidad de combustible, pasando de 132,765 [m^3] en el modelo no co-optimizado a 143,065 [m^3]. De este modo, el modelo co-optimizado no solo cumple con un mayor número de entregas, sino que además reduce la distancia promedio de los viajes, disminuyendo de 84.35 [km/Camión] en el modelo no co-optimizado a 77.45 [km/Camión].

Tabla 4.3: Resultados de ENS y costos del caso base.

	ENS [GWh]		Costo ENS [MM \$]		Costo Operación [MM \$]		Costo Total [MM \$]
	UC	IRP	UC	IRP	UC	IRP	
No Co-opt	0	67.53	0	135.07	349.42	1.46	485.95
Co-opt	0	0	0	0	353.08	1.45	354.54

Tabla 4.4: Resultados adicionales del caso base.

	No Co-opt	Co-opt
N° de Viajes	4,698	4,811
Diésel Transportado [m^3]	132,765	143,065
Distancia Recorrida [km]	396,282	372,593
Viaje Promedio [km/Viaje]	84.35	77.45

En la Figura 4.7 muestra la curva de generación del despacho económico por tipo tecnología. Este resultado se obtuvo al resolver el problema de *Unit Commitment* sin considerar la co-optimización del transporte de combustible diésel. Al observar el gráfico se puede apreciar que, a lo largo de todo el periodo de estudio, la presencia de generación por parte de centrales diésel se mantiene encendida. Que las unidades más costosas del sistema se encuentren siempre operando muestra que la disponibilidad del parque de generación se encuentra sufriendo un escenario de estrechez energética.

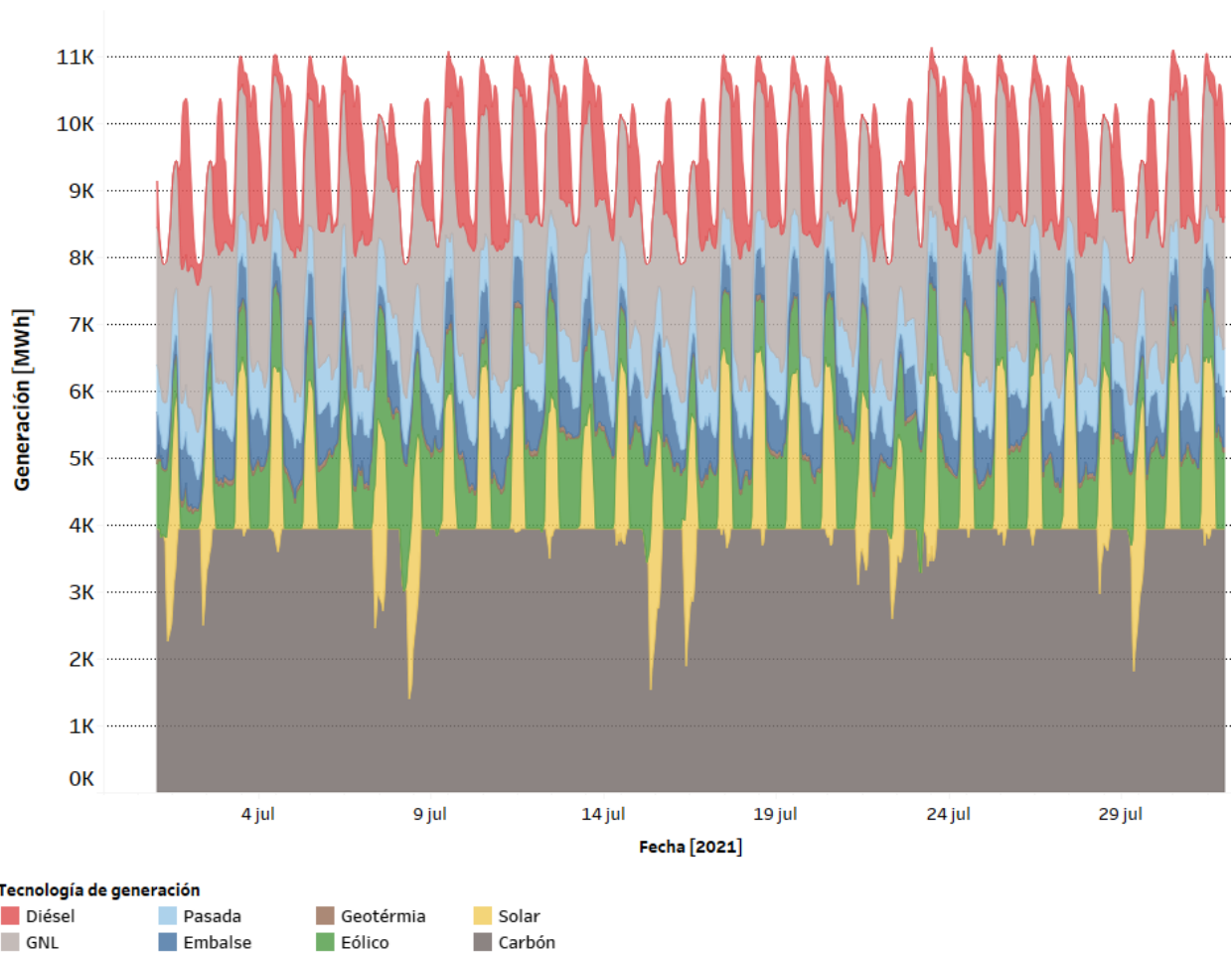


Figura 4.7: Despacho económico del Sistema Eléctrico Nacional por tecnología de generación para el mes de Julio del año 2021.

Con el objetivo de validar los resultados obtenidos en el despacho económico del sistema eléctrico, en la Figura 4.8 se encuentra la operación real del sistema eléctrico por tecnología, para el mes de julio del año 2021. Al comparar los resultados, se puede observar que existen diferencias en la disponibilidad de las centrales a carbón. Esto se puede deber a que en la operación real, estas centrales poseen márgenes de reservas para prestar servicios de control de frecuencia. Por otro lado, en las primeras semanas se observa una menor participación de centrales diésel en la operación real respecto al resultado del modelo. Esto se debe a que, en estos días hay centrales de ciclo combinado que operaron utilizando gas. En general, se observa un parecido en los grandes números de los resultados respecto a la operación real.



Figura 4.8: Operación real del sistema eléctrico por tecnología, para el mes de julio del año 2021.

En la metodología del problema no co-optimizado, al resolver el problema de transporte se obtiene como resultado el combustible no suministrado. Con este resultado y con la eficiencia de las centrales es posible calcular el equivalente de la energía no suministrada del modelo eléctrico. En la Figura 4.9 se puede apreciar la generación diésel y el equivalente de la energía no suministrada del modelo no co-optimizado. Al analizar el despacho diésel, se logra ver que el peak de consumo de combustible diésel no se encuentra relacionado al peak de la demanda del sistema. Esto es debido a que la forma de la curva de consumo en invierno posee mayor demanda en horarios diurnos, aprovechando el recurso solar. A pesar de lo anterior, se puede observar que la pérdida de carga ocurre en horarios peak de demanda y en horarios nocturnos.

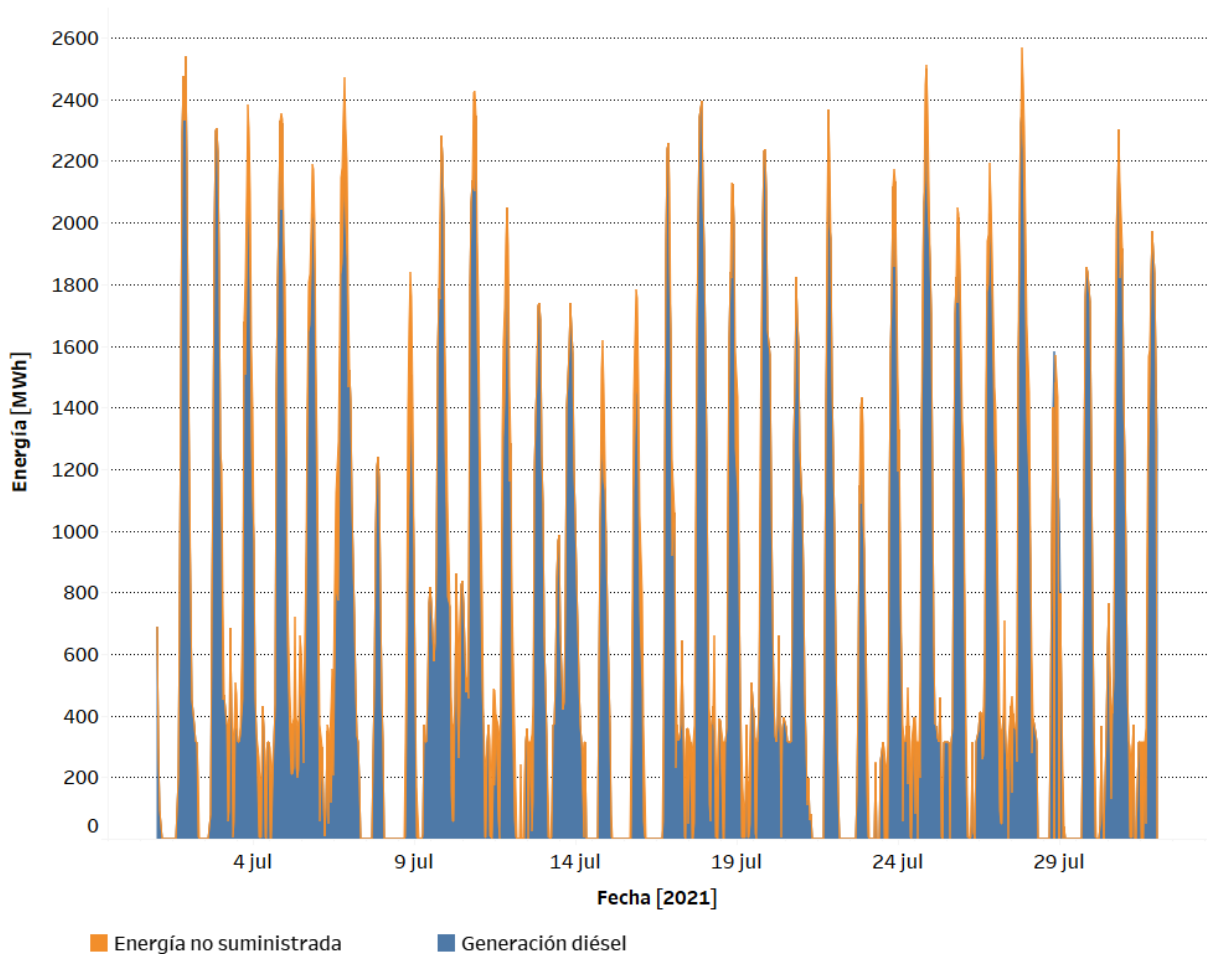


Figura 4.9: Generación diésel del modelo eléctrico y energía no suministrada del modelo de transporte para modelo no co-optimizado.

Para entender por qué la solución del problema de transporte no logró satisfacer la demanda de combustible, se analizaron los despachos económicos de las centrales diésel junto con las pérdidas de carga. Este resultado se encuentra en la Tabla 4.5 que muestra el nombre de la unidad térmica y el equivalente de la energía no suministrada.

Tabla 4.5: Centrales diésel con pérdida de carga

Generador	ENS [MWh]
Antilhue U2	21
Candelaria U1	1,427
Candelaria U2	1,006
Nueva Renca	64,559
Placilla	68

Luego de identificar estas centrales, se procede a analizar el comportamiento del del abastecimiento del combustible. En la Figura 4.10 se encuentran las entregas diarias de combustible diésel para estas centrales. Se puede apreciar que las centrales Candelaria y Nueva Renca

fueron abastecidos por casi la máxima capacidad permitida de descarga de combustible durante el periodo de tiempo estudiado. Esto equivale a recibir constantemente $30 [m^3/h]$ o $720 [m^3/diario]$. Por lo tanto, es posible inferir que la causa de que estas centrales hayan sufrido pérdida de carga, es debido a que falta una mayor capacidad de descarga de combustible.

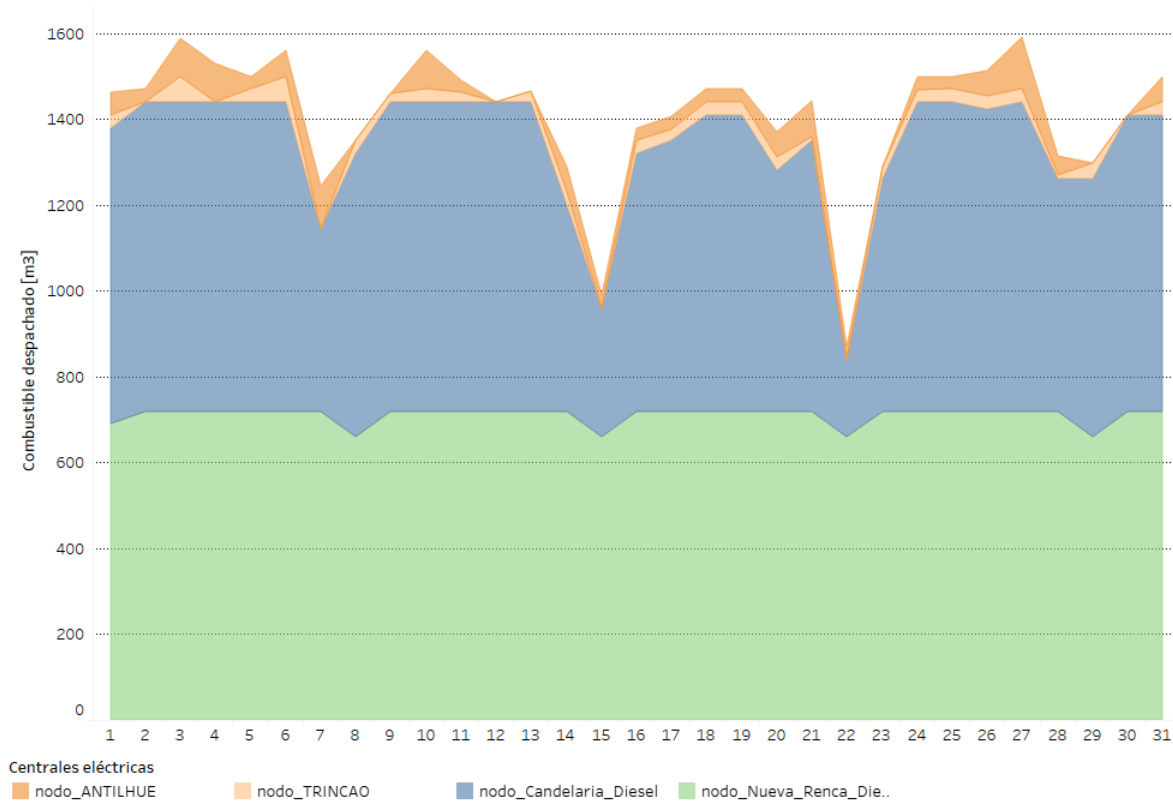


Figura 4.10: Entregas diarias de combustible diésel para centrales termoeléctricas con pérdida de carga.

Despachar de forma continua camiones para abastecer a la central puede sonar como una solución poco realista. Sin embargo, estas condiciones se pueden dar en la práctica en estados de emergencia del sistema. En la Figura 4.11 se observa el cálculo del equivalente del combustible despachado real en metros cúbicos de la central Nueva Renca. Para el cálculo se utilizó un *fire rate* de $0.2018 [m^3/MWh]$. Del valor real se observa que, en promedio se despacharon $657 [m^3/día]$ de combustible diésel. Este valor equivale a despachar 22 camiones de $30 [m^3]$ por día. Analizando que hubo días en donde la demanda de combustible que tuvo Nueva Renca fue superior a los $1300 [m^3]$, entonces la capacidad de descarga de combustible de esta central es mayor a que los $30 [m^3/h]$ puestos en el modelo. Para mejorar el modelo, se podrían colocar restricciones de ventanas de tiempo, evitando así que las entregas se realicen a lo largo de las 24 horas del día. También sería necesario relajar la capacidad de descarga de las centrales.

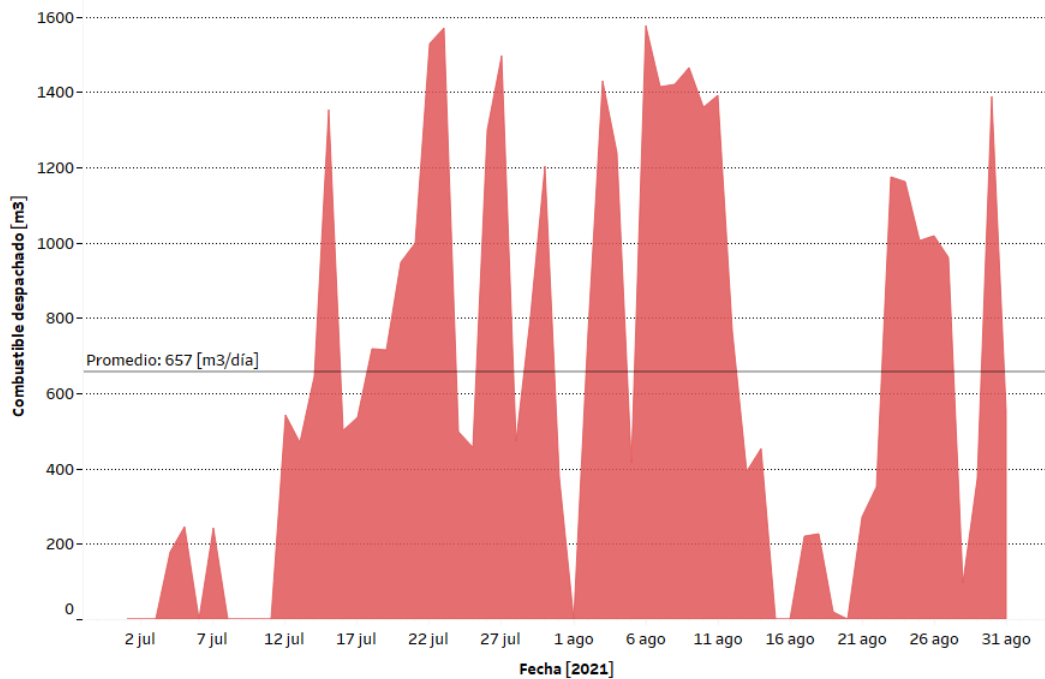


Figura 4.11: Cálculo de consumo de combustible diésel en metros cúbicos para la operación real de la central Nueva Renca en los meses de julio y agosto, para el año 2021.

Al comparar la energía despachada diaria de las centrales con pérdida de carga entre el caso co-optimizado y el no co-optimizado, se obtienen los resultados que se muestran en la Figura 4.12. Aquí es posible apreciar que en general el modelo co-optimizado decide despachar una menos energía en estas centrales. Donde más se puede apreciar este efecto es en la planta Nueva Renca, donde pasa de tener un máximo de despacho diario de 7,495 [MWh] a 5,300 [MWh]. Toda esta energía debe ser despachada por otras centrales del sistema, las cuales tenga capacidad de ser abastecidas de combustibles.

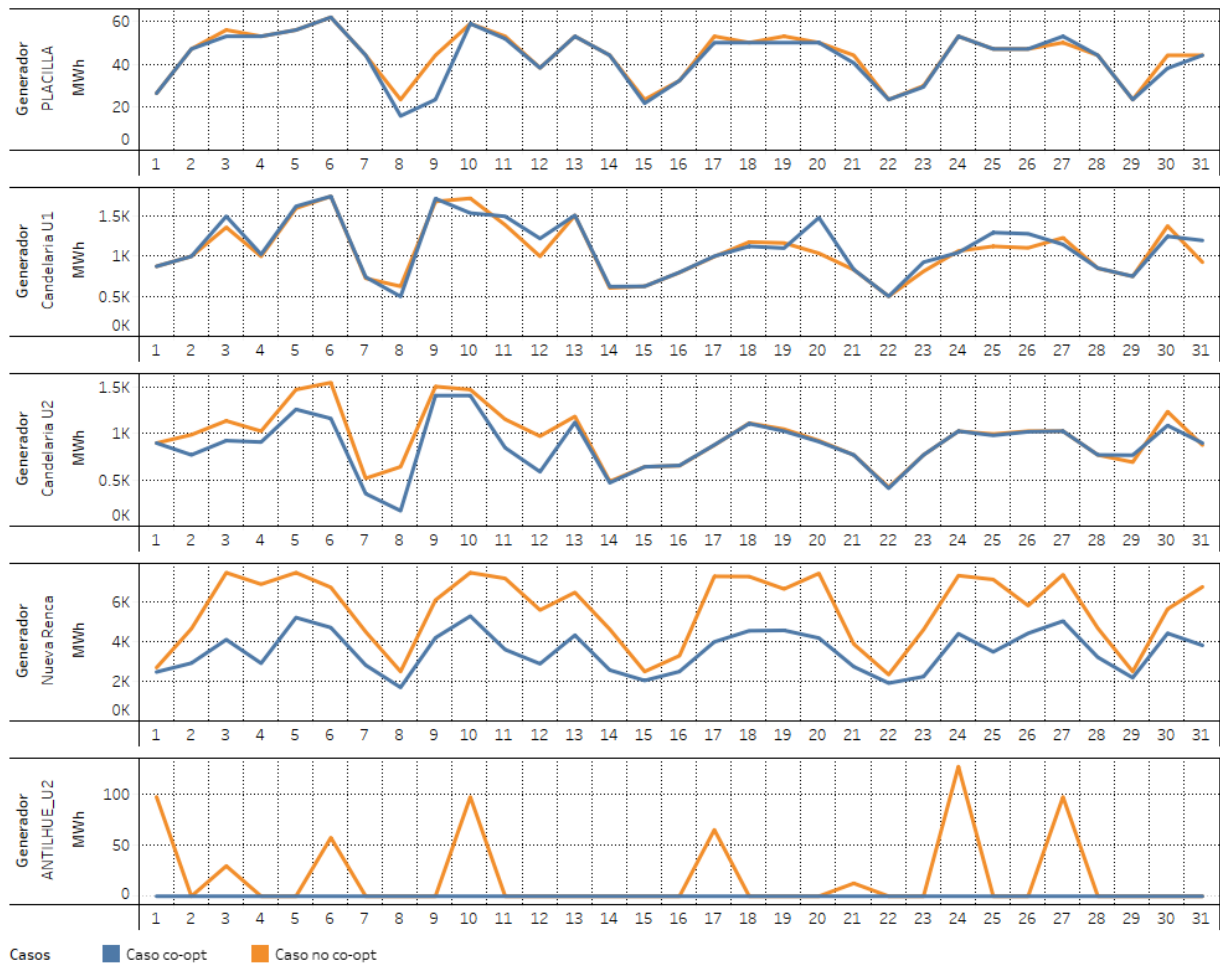


Figura 4.12: Comparación de energía despachada diaria por centrales con pérdida de carga.

Gracias a que el modelo co-optimizado es consciente de las restricciones que existen en el sistema de transporte, este es capaz de ajustar los despachos con el fin de reducir la energía no suministrada. Al momento de ajustar los despachos, la solución óptima que obtiene el modelo aumenta el despacho en las unidades térmicas con mayores costos de operación. Sin embargo, esta solución es más económica ya que no compromete la continuidad del suministro del sistema al asegura el abastecimiento de las centrales. En el caso particular donde las restricciones que se activaron fueron la capacidad de descarga de combustible, el modelo co-optimizado reajusta los despachos a centrales que no tengan congestiones en la descargar del combustible. En la Figura 4.13 Se encuentran los despachos diarios de las centrales que tuvieron que aumentar su generación en la solución del modelo co-optimizado para lograr satisfacer la demanda.

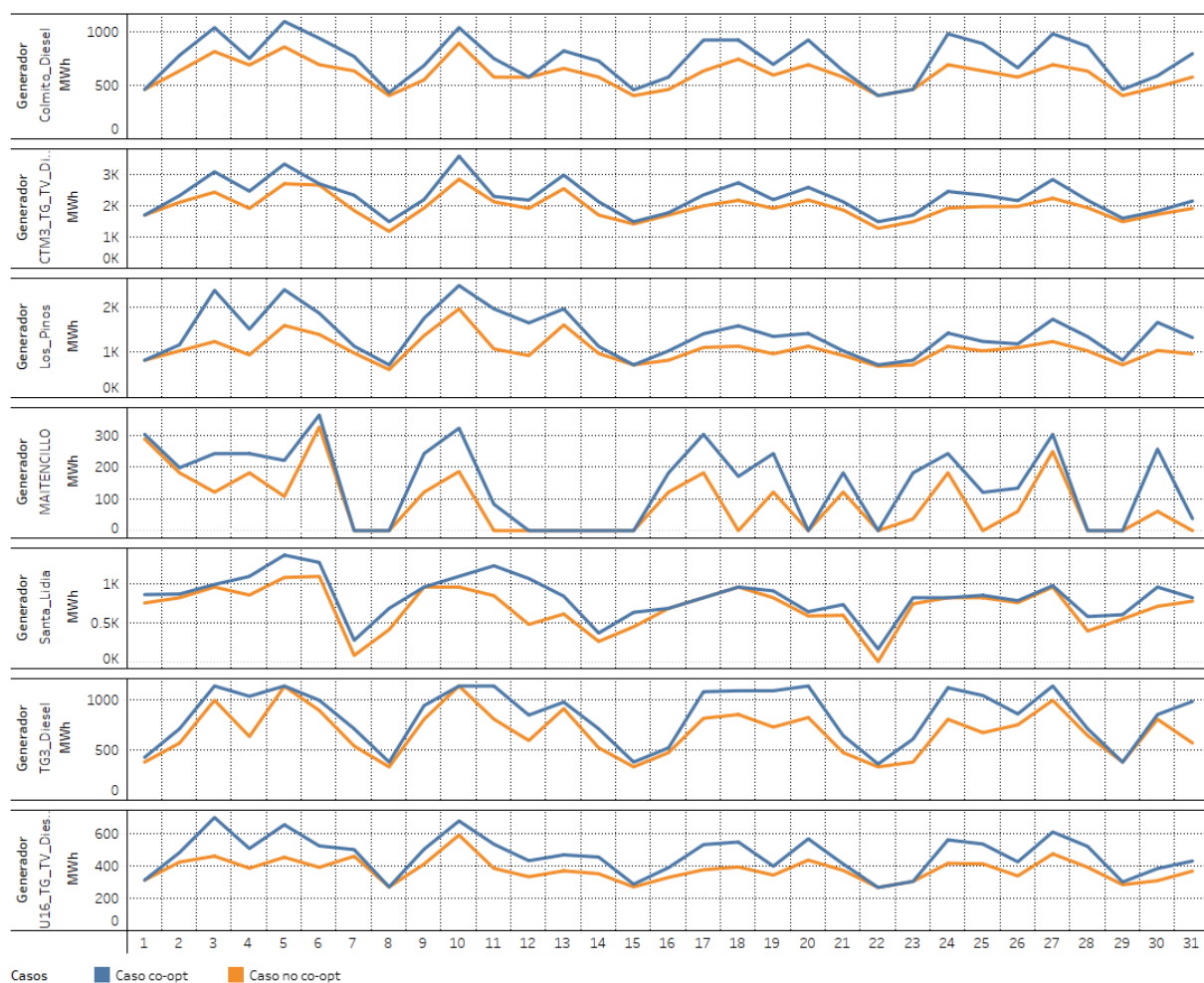


Figura 4.13: Comparación de energía despachada diaria entre caso co-optimizado y no co-optimizado.

Para observar el efecto del reajuste de los despachos que realiza el modelo co-optimizado a nivel horario, la Figura 4.14 muestra un gráfico que contiene los despachos promedio horario de las centrales diésel para cada modelo de optimización. Al ver los despachos de los distintos generadores, llama la atención la operación del generador Nueva Renca, el cual se encuentra en la base y es de color rojo. Aquí se puede apreciar que el modelo co-optimizado modifica el despacho de Nueva Renca, reduciendo la generación principalmente en los horarios de madrugada y de día. Esta generación es sustituida por otras unidades térmicas que reemplazan a esta unidad durante esas horas. También se logra ver que no solo parte de la generación de Nueva Renca es reemplaza, sino que también disminuye la generación diésel entre las 1 y las 16 horas. Al comparar la generación por tecnología según cada caso, se puede observar que la reducción en la generación diésel del modelo co-optimizado es compensada por un aumento en la generación de los generadores a carbón e hidráulicos de embalse. Esta flexibilidad muestra que el modelo co-optimizado no solo puede ajustar los despachos de los generadores diésel, sino que también puede modificar los despachos de otras tecnologías.

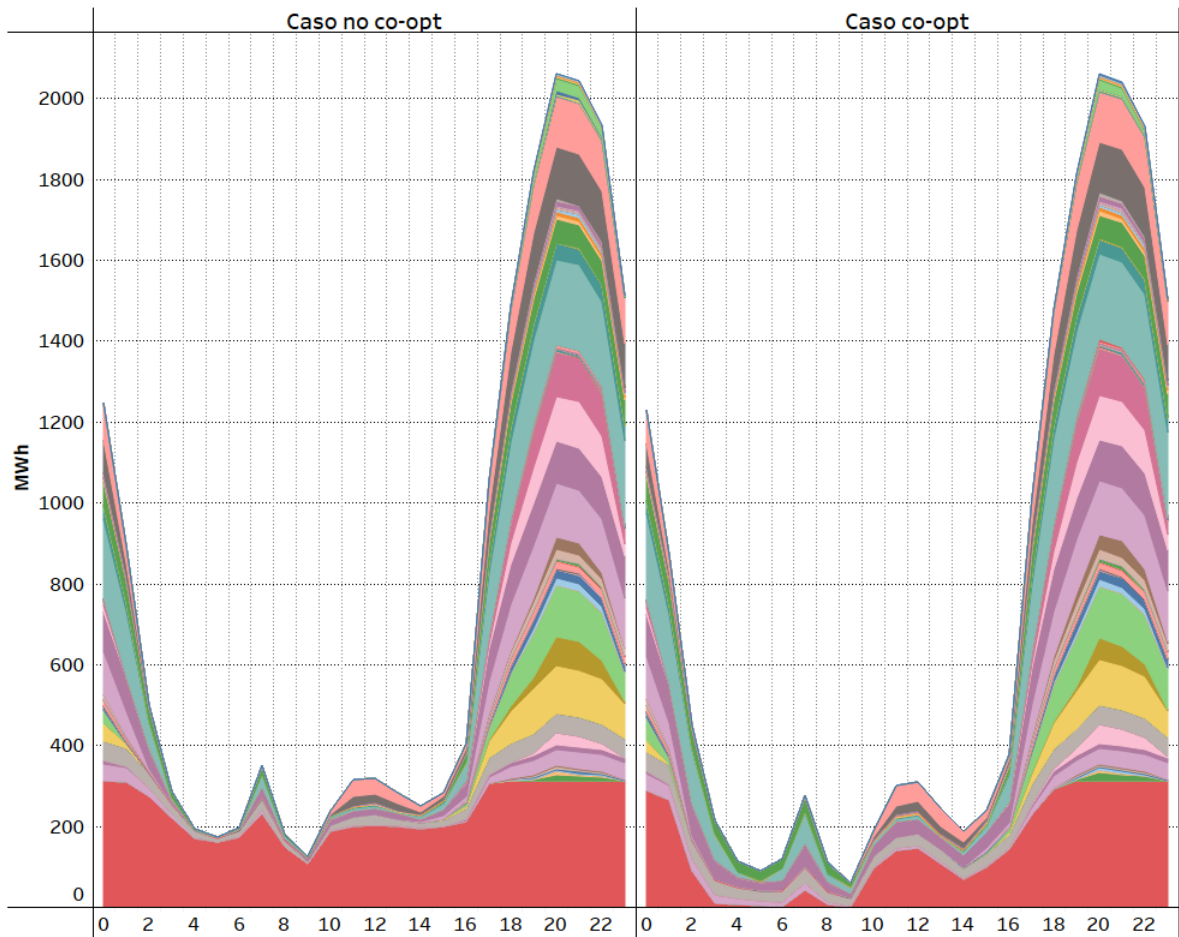


Figura 4.14: Despacho promedio horario por central termoeléctrica a combustible diésel. El despacho de color rojo representa la central Nueva Renca.

En la Figura 4.15 se encuentran dos mapas geográficos, donde el primer mapa muestra la localización de los centros de distribución de combustible diésel, y en el segundo mapa se muestra la localización de las central eléctrica a diésel, donde el tamaño de la burbuja representa el total de las entregas de combustible diésel del mes de Julio y el color representa el centro de distribución de origen de cada entrega. Por ejemplo, la central Los Vientos fue abastecida por los centros de distribución de Mejillones y Barquito, ya que se encuentra entre un punto intermedio de ambos. Este gráfico muestra que las entregas de combustible del modelo de co-optimización obtiene resultados coherentes según las distancias y los tiempos de viaje entre cada nodo. También el nivel de combustible entregado es acorde a los despachos de las unidades térmicas.

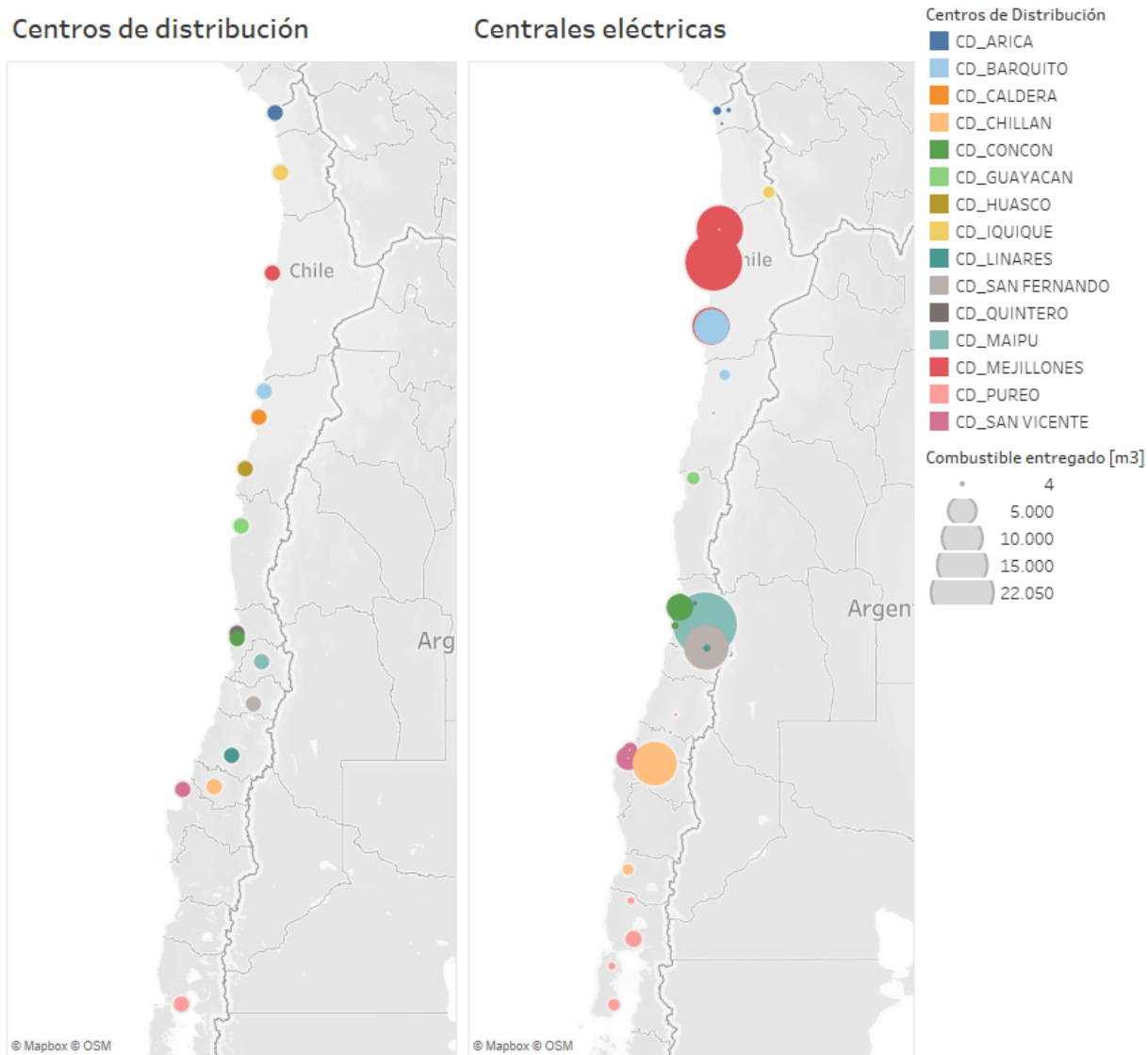


Figura 4.15: Mapa geográfico que muestra las entregas combustible diésel totales del mes de Julio para cada central eléctrica, según el centro de distribución de origen.

4.5. Resultados sensibilidades

Los resultados para los diferentes casos estudiados se presentan en la Tabla 4.6 y la Tabla 4.7. La Tabla 4.6 compara las condiciones del caso base y las sensibilidades bajo los modelos sin co-optimización (No Co-opt) y con co-optimización (Co-opt), incluyendo métricas como la energía no suministrada (ENS), el costo por energía no suministrada, el costo de operación y el costo total del sistema. Por su parte, la Tabla 4.7 presenta los resultados relacionados con la logística del transporte de combustible, tales como el número total de camiones utilizados, los metros cúbicos de diésel transportado, la distancia total recorrida, y el ratio entre la distancia total y el número total de camiones.

Tabla 4.6: Resultados de ENS y costos del caso base y sensibilidades.

	Caso base		Sensibilidad 1		Sensibilidad 2		Sensibilidad 3	
	No Co-opt	Co-opt	No Co-opt	Co-opt	No Co-opt	Co-opt	No Co-opt	Co-opt
ENS [GWh]	67.53	0	66.52	0	0.87	0	15.64	0
UC	0	0	0	0	0	0	0	0
IRP	67.53	0	66.52	0	0.87	0	15.64	0
Costo ENS [MM \$]	135.07	0	133.04	0	1.75	0	31.27	0
UC	0	0	0	0	0	0	0	0
IRP	135.07	0	133.04	0	1.75	0	31.27	0
Costo Operación [MM \$]	350.88	354.54	350.84	354.47	350.94	351.05	350.85	351.51
UC	349.42	353.08	349.42	353.02	349.42	349.60	349.42	350.08
IRP	1.46	1.45	1.43	1.45	1.53	1.45	1.43	1.44
Costo Total [MM \$]	485.95	354.54	483.88	354.47	352.69	351.05	382.12	351.51

Tabla 4.7: Resultados adicionales del caso base y sensibilidades.

	Caso base		Sensibilidad 1		Sensibilidad 2		Sensibilidad 3	
	No Co-opt	Co-opt	No Co-opt	Co-opt	No Co-opt	Co-opt	No Co-opt	Co-opt
N° de Viajes	4,698	4,811	4,559	4,807	5,022	4,884	4,810	4,965
Diésel Transportado [m ³]	132,765	143,065	133,095	143,181	146,490	144,430	141,846	142,986
Distancia Recorrida [km]	396,282	372,593	385,053	369,745	392,320	357,578	354,863	341,590
Viaje Promedio [km/Viaje]	84.35	77.45	84.46	76.92	78.12	73.21	73.78	68.80

4.5.1. Discusión sensibilidad 1: Aumento en la capacidad de almacenamiento de combustible

Al comparar los resultados de la Tabla 4.7 se observa que, en la sensibilidad 1 el sistema de transporte realiza un menor número de viajes y estos en total recorren una menor distancia respecto al caso base. A pesar de lo anterior, el modelo terminan transportando mayor cantidad de combustible. En promedio, las distancias de los viajes son bastante similares al del caso base. Este resultado es esperado, ya que al duplicar los niveles de inventario, entonces el modelo tiene más holgura para activar la restricción de capacidad de inventario, aumentando el envío de combustible de las centrales más eficientes. A pesar de lo anterior, al analizar los resultados de ENS y costo de la Tabla 4.6 se observa que la mejora no es muy significativa, ya que probablemente se siguen activando las restricciones de descarga de combustible en las centrales termoeléctricas.

En el modelo no co-optimizado se obtiene un ahorro de 2.07 [MM \$] y en el modelo co-optimizado se obtiene un ahorro de 0.07 [MM \$]. Es probable que este nivel de ahorro de esta medida no es suficiente para justificar las inversiones que se tendrían que realizar para duplicar las capacidades de inventarios de las centrales termoeléctricas a diésel de todo el sistema. Es necesario acompañar la inversión en capacidad de inventarios junto a inversiones en el aumento de número de islas de descarga de las centrales eléctricas para observar un resultado que entregue una mejor solución.

4.5.2. **Discusión sensibilidad 2: Aumento en la tasa de descarga de combustible**

Al comparar los resultados de la Tabla 4.7 se observa que, en la sensibilidad 2 se realizan más viajes, se transporta más combustible y se recorren menos kilómetros de distancia, tanto para el modelo no co-optimizado como para el modelo co-optimizado. Los resultados muestran un efecto diferente respecto a la sensibilidad 1, ya que en este caso se observa un mejor rendimiento en el sistema de transporte al entregar más combustible y tener viajes más cortos en promedio. Esto es esperado, ya que al analizar los resultados del caso base, se observó que la razón principal de los problemas de transporte de combustible son causados por la activación de la restricciones de descarga de combustible diésel de las centrales eléctricas. Al relajar esta restricción duplicando la capacidad de descarga, es esperado observar un mayor flujo de camiones hacia las centrales más eficientes del sistema. Ahora el modelo es capaz de cumplir con la demanda de combustible de la central Nueva Renca, la cual es la que más sufrió pérdida de carga en el caso base.

Al analizar los resultados de la Tabla 4.6 se observa que, el modelo no co-optimizado reduce 66.66 [GWh] de energía no suministrada, pero de todas formas, todavía siguen existiendo 0.87 [GWh]. En tanto a los costos, el modelo no co-optimizado disminuye los costos por pérdida de carga, pero aumenta los costos por el transporte. El modelo co-optimizado presenta los mismos costos de transporte, pero disminuye los costos de la operación del sistema eléctrico. Esto es esperado, ya que al relajar la restricción de capacidad de descarga de combustible, entonces disminuye la necesidad de encender unidades térmicas con disponibilidad de operar, pero más costosas. En cuanto al total de costos, el modelo co-optimizado sigue entregando una mejor solución que el modelo no co-optimizado.

4.5.3. **Discusión sensibilidad 3: Aumento en la tasa de descarga de combustible y menor disponibilidad de camiones**

En esta sensibilidad, es bueno tener de referencia la sensibilidad 2, ya que comparten la misma tasa de descarga, pero en este caso disminuye la disponibilidad de camiones. Al comparar los resultados de la Tabla 4.7 se observa que, en la sensibilidad 3 respecto a la sensibilidad 2, disminuye el número de viajes en el modelo no co-optimizado, pero aumenta el número de viajes en el modelo co-optimizado. Y por otro lado, en ambos modelos el combustible diésel transportado, la distancia total recorrida y los viajes promedio disminuyen.

Los resultados muestran que, al reducir el número de camiones disponibles en el sistema de transporte, también disminuye la distancia promedio de los viajes. Aunque ambos modelos reducen la distancia de los viajes, en el caso del modelo co-optimizado, a diferencia del otro, se observa un aumento en el número de viajes respecto a la sensibilidad 2. Esto indica que, al co-optimizar los sistemas, el modelo es capaz de ajustar los despachos del sistema eléctrico, lo que permite reducir las distancias de los viajes y, al mismo tiempo, aumentar la cantidad de combustible entregado, maximizando así la eficiencia del sistema de transporte.

En cuanto a la energía no suministrada y los costos, al analizar los resultados en la Tabla 4.6, se observa que el modelo no co-optimizado presenta 15.64 [GWh] de energía no suministrada, lo que reduce los costos de transporte debido a la disminución en el número de viajes.

Por otro lado, el modelo co-optimizado no presenta energía no suministrada, pero se registran mayores costos de operación en el sistema eléctrico en comparación con la sensibilidad 2. Esto es esperable, ya que, con una menor disponibilidad de camiones, el modelo co-optimizado debe ajustar los despachos de las centrales, adoptando una operación más costosa para satisfacer tanto la demanda del sistema eléctrico como la del sistema de transporte.

En la Figura 4.16 se muestra la energía no suministrada acumulada en función del tiempo para el modelo no co-optimizado. Este gráfico muestra el historial de la energía no suministrada para las diferentes sensibilidades. Estos resultados son consecuentes con el impacto que se obtiene al modificar las restricciones o disponibilidades del sistema de transporte.

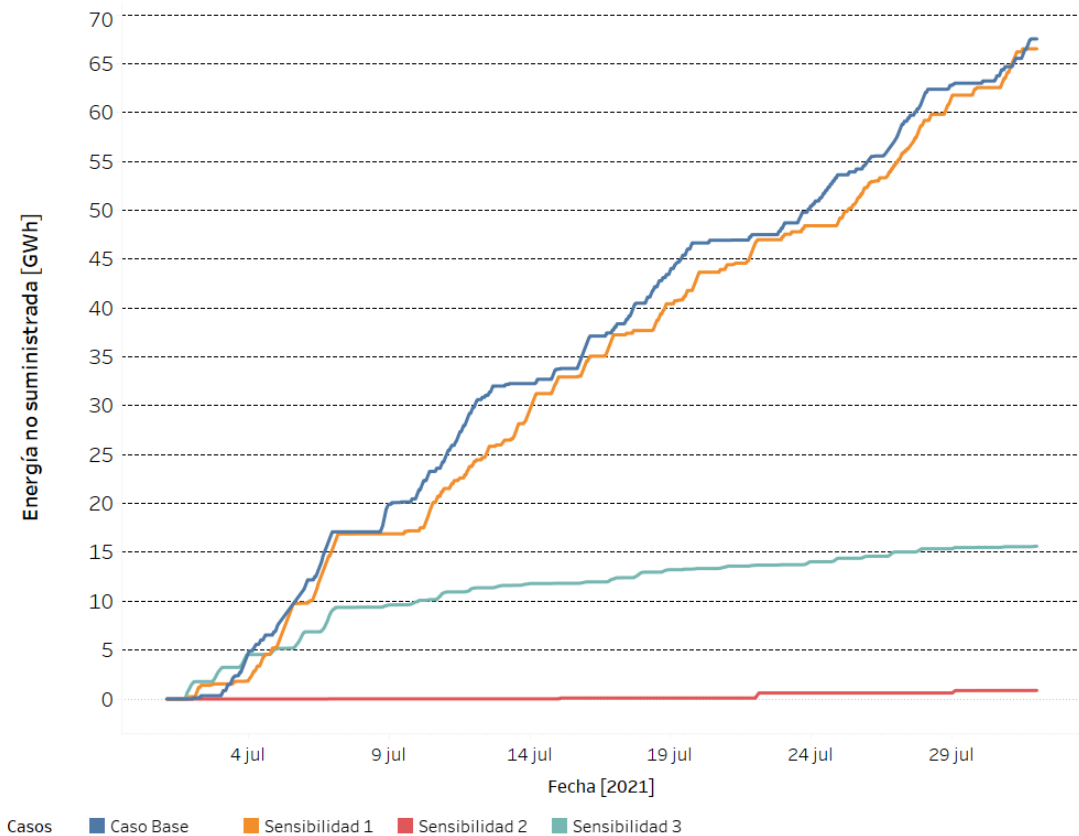


Figura 4.16: Energía no suministrada acumulada del modelo no co-optimizado para las distintas sensibilidades.

Capítulo 5

Conclusiones

5.1. Conclusiones

En este estudio se desarrolló y validó una metodología destinada a reducir la energía no suministrada en escenarios de estrechez energética. La investigación se centró en la creación y aplicación de un modelo de co-optimización que integra el despacho económico del sistema eléctrico con el abastecimiento de combustible de las centrales eléctricas. Este enfoque se realizó a través de la integración de un modelo de *Unit Commitment* (UC) y un *Inventory Routing Problem* (IRP), proporcionando una herramienta estratégica para la gestión simultánea de la generación de energía y la logística del combustible.

Como caso de estudio, el modelo propuesto se evaluó utilizando el sistema eléctrico chileno enfrentando un escenario de estrechez energética. Los resultados obtenidos muestran que el modelo co-optimizado es capaz de mejorar la eficiencia del sistema, garantizando el suministro de energía eléctrica. De los resultados de las sensibilidades, es posible observar que el modelo co-optimizado es capaz de adaptarse a diferentes condiciones que restringen la logística del transporte.

Los costos de operación del sistema eléctrico del modelo co-optimizado siempre serán mayores o iguales a los del problema no co-optimizado. Pero al considerar el costo real del problema, entonces los costos del modelo co-optimizado siempre serán menores o iguales a los del modelo no co-optimizado. Por esto, a medida que se van relajando las restricciones del problema de transporte, la operación del modelo co-optimizado tiende a la operación del modelo no co-optimizado.

Se analizaron los resultados del modelo no co-optimizado para las distintas sensibilidades del problema de transporte. De la sensibilidad 1 se pudo concluir que el incremento en la capacidad de inventario de combustible en las centrales eléctricas no resulta en una mejora significativa en la reducción de energía no suministrada frente a escenarios de estrechez energética prolongados. De la sensibilidad 2 se concluye que en escenarios de estrechez energética, aumentar la tasa de descarga de combustible en las centrales eléctrica logra reducir la energía no suministrada. De la sensibilidad 3 se concluye que a pesar de aumentar la tasa de descarga en las centrales, al disminuir la disponibilidad de los camiones sigue existiendo energía no

suministrada.

5.2. Trabajo futuro

Como trabajo futuro, se propone ampliar el modelo para incluir la logística del gas natural, considerando la disponibilidad de las centrales de gas. Esta ampliación permitiría optimizar las decisiones de operación del mercado a mediano plazo, mejorando la eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico. Se podrían incorporar datos sobre la red de oleoductos de combustibles líquidos para una mayor precisión en la logística de abastecimiento. Además, p para las centrales de ciclos combinado, incluir una variable que permita escoger el tipo de combustible que debe utilizar la central.

Se propone explorar la integración de la respuesta de la demanda en el modelo para mitigar aún más el riesgo de racionamiento eléctrico. La respuesta de la demanda puede ayudar a reducir la demanda de electricidad durante los períodos de alta demanda, lo que disminuye la necesidad de despachar centrales diésel y, por ende, los costos asociados.

Se sugiere considerar la dependencia del tiempo de viaje en función del día y la hora en el modelo de abastecimiento. Considerar la variabilidad del tiempo de viaje aumentaría la rigurosidad y el detalle de la solución, reflejando mejor las condiciones reales de transporte.

Otra mejora del modelo de transporte sería utilizar el valor real de disponibilidad de camiones y permitir diferentes tamaños de camiones, ya que no todos poseen la misma capacidad de transporte.

Por último, se reconoce la alta complejidad computacional del modelo actual para resolver casos de estudio reales. Se propone investigar técnicas de descomposición existentes en problemas de transporte para reducir el tiempo de resolución.

Bibliografía

- [1] CIGRE Chile, “Sistema eléctrico de Chile,” Recuperado de, 2021. [Online]. Available: https://www.cigre.cl/wp-content/uploads/2021/07/Sistema-Electrico_CHILE_e_RIAC_2021.pdf
- [2] G. Earth, “Patio de carga de combustibles líquidos de la Planta de ENAP Maipo, Santiago,” <https://earth.google.com/web/@-33.54159282,-70.75971437,486.90362401a,234.68675241d,35y,70.70936755h,45.75055302t,0r/data=OgMKATA>, 2024, [Online; accessed 21-05-2024].
- [3] M. Najafi, A. Akhavein, A. Akbari, and M. Dashtdar, “Value of the lost load with consideration of the failure probability,” *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 12, no. 1, pp. 659–663, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2090447920301167>
- [4] W. Gorman, “The quest to quantify the value of lost load: A critical review of the economics of power outages,” *The Electricity Journal*, vol. 35, no. 8, p. 107187, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619022001130>
- [5] J. W. Busby, K. Baker, M. D. Bazilian, A. Q. Gilbert, E. Grubert, V. Rai, J. D. Rhodes, S. Shidore, C. A. Smith, and M. E. Webber, “Cascading risks: Understanding the 2021 winter blackout in Texas,” *Energy Research Social Science*, vol. 77, p. 102106, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629621001997>
- [6] J. Flottmann, “Australian energy policy decisions in the wake of the 2022 energy crisis,” *Economic Analysis and Policy*, vol. 81, pp. 238–248, 2024. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0313592623003028>
- [7] G. M. Freeman, J. Apt, and J. Moura, “What causes natural gas fuel shortages at U.S. power plants?” *Energy Policy*, vol. 147, p. 111805, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421520305243>
- [8] G. M. Freeman, J. Apt, S. Blumsack, and T. Coleman, “Could on-site fuel storage economically reduce power plant-gas grid dependence in pipeline constrained areas like New England?” *The Electricity Journal*, vol. 34, no. 5, p. 106956, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619021000476>

- [9] B. Li, Y. Chen, W. Wei, Y. Hou, and S. Mei, “Enhancing resilience of emergency heat and power supply via deployment of lng tube trailers: A mean-risk optimization approach,” *Applied Energy*, vol. 318, p. 119204, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261922005633>
- [10] M. Quinteros, M. Guignard, A. Weintraub, M. Llambias, and C. Tapia, “Optimizing the pipeline planning system at the national oil company,” *European Journal of Operational Research*, vol. 277, no. 2, pp. 727–739, 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221719302292>
- [11] Z. Li, Y. Liang, Q. Liao, N. Xu, J. Zheng, and H. Zhang, “Scheduling of a branched multiproduct pipeline system with robust inventory management,” *Computers Industrial Engineering*, vol. 162, p. 107760, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360835221006641>
- [12] R. Rejowski and J. Pinto, “A novel continuous time representation for the scheduling of pipeline systems with pumping yield rate constraints,” *Computers Chemical Engineering*, vol. 32, no. 4, pp. 1042–1066, 2008, festschrift devoted to Rex Reklaitis on his 65th Birthday. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0098135407001731>
- [13] G. Özbaygın Tiniç, E. Koca, and H. Yaman, “An exact solution approach for the inventory routing problem with time windows,” *Computers Operations Research*, vol. 134, p. 105371, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0305054821001453>
- [14] C. Archetti and I. Ljubić, “Comparison of formulations for the inventory routing problem,” *European Journal of Operational Research*, vol. 303, no. 3, pp. 997–1008, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221721011073>
- [15] Q. Shen, F. Chu, and H. Chen, “A lagrangian relaxation approach for a multi-mode inventory routing problem with transshipment in crude oil transportation,” *Computers Chemical Engineering*, vol. 35, no. 10, pp. 2113–2123, 2011. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S009813541100007X>
- [16] M. Vidović, D. Popović, and B. Ratković, “Mixed integer and heuristics model for the inventory routing problem in fuel delivery,” *International Journal of Production Economics*, vol. 147, pp. 593–604, 2014, interdisciplinary Research in Operations Management. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0925527313001989>
- [17] D. Popović, M. Vidović, and G. Radivojević, “Variable neighborhood search heuristic for the inventory routing problem in fuel delivery,” *Expert Systems with Applications*, vol. 39, no. 18, pp. 13 390–13 398, 2012. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957417412007804>
- [18] D. Popović, N. Bjelić, and G. Radivojević, “Simulation approach to analyse

- deterministic irp solution of the stochastic fuel delivery problem,” *Procedia - Social and Behavioral Sciences*, vol. 20, pp. 273–282, 2011, the State of the Art in the European Quantitative Oriented Transportation and Logistics Research – 14th Euro Working Group on Transportation 26th Mini Euro Conference 1st European Scientific Conference on Air Transport. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877042811014133>
- [19] L. Bai, F. Li, H. Cui, T. Jiang, H. Sun, and J. Zhu, “Interval optimization based operating strategy for gas-electricity integrated energy systems considering demand response and wind uncertainty,” *Applied Energy*, vol. 167, pp. 270–279, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915013550>
- [20] F. Toledo, E. Sauma, and S. Jerardino, “Energy cost distortion due to ignoring natural gas network limitations in the scheduling of hydrothermal power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 3785–3793, 2016. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7342991>
- [21] R. Zhang, T. Jiang, F. Li, G. Li, X. Li, and H. Chen, “Conic optimal energy flow of integrated electricity and natural gas systems,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 963–967, 2021. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9335701>
- [22] H. Gao, Z. Li, C. Wang, S. Chen, M. Fan, and H. Sun, “Rolling dispatch framework of integrated electricity-gas system considering power-to-gas facilities and natural gas network dynamics: Modelling and case studies,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 152, p. 109259, 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061523003162>
- [23] M. A. Lasemi, M. Assili, and M. Baghayipour, “Modification of multi-area economic dispatch with multiple fuel options, considering the fuelling limitations,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, no. 6, pp. 1098–1106, 2014. [Online]. Available: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2013.0535>
- [24] M. A. Lasemi, M. Assili, and A. Hajizadeh, “Smart energy management of thermal power plants by considering liquid fuel dispatching system modeling,” in *2018 Smart Grid Conference (SGC)*, 2018, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8777867>
- [25] M. Ali and A. H. Mohsen Assili, “Multi-objective hydrothermal generation scheduling and fuel dispatch management considering liquid fuel dispatch network modeling,” *Electric Power Systems Research*, vol. 187, p. 106436, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620302418>
- [26] C. N. de Energía de Chile, “Resolución exenta n°234: Aprueba informe técnico final “estudio costo de falla de corta y larga duración sen y smmm”,” Comisión Nacional de Energía de Chile, Tech. Rep., julio 2021. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/estudios/electricidad/>

- [27] “Licitación análisis de inventarios e infraestructura de combustibles,” dictUC, Segundo Informe ID 584105-14-LP19, Nov. 2019, documento confidencial, no disponible públicamente.
- [28] Google LLC, “Google earth,” Software de computadora, 2024, Último acceso: 2024-04-02. [Online]. Available: <https://www.google.com/earth/>
- [29] Google, “Distance Matrix API – google maps platform documentation,” <https://developers.google.com/maps/documentation/distance-matrix?hl=es-419>, 2024, Último acceso: 2024-04-02.

Anexo

Tabla 5.1: Generadores diésel - Parte 1

GENERADORES	Costo Variable	Barra	P min	P max
AGUAS_BLANCAS	316.6	Palestina 220	0	1.8
ANDES_U1_DIE	322.3	Diego de Almagro 220	0	6.0
ANDES_U2_DIE	324.1	Diego de Almagro 220	0	6.0
ANDES_U3_DIE	315.2	Diego de Almagro 220	0	6.0
ANDES_U4_DIE	327.1	Diego de Almagro 220	0	12.1
ANTILHUE_U1	343.4	Valdivia-Ciruelos 220	0	48.8
ANTILHUE_U2	349.4	Valdivia-Ciruelos 220	0	48.8
ARICA_GM	326.9	Arica 110	1	6.3
ARICA_M	283.9	Arica 110	1	1.5
ARICA_M1	281.0	Arica 110	1	1.9
CALLECALLE	366.3	Valdivia-Ciruelos 220	0	9.7
Candelaria_U1_Diesel	308.1	Alto Jahuel 220	59.4	124.7
Candelaria_U2_Diesel	309.2	Alto Jahuel 220	59.4	128.0
Cardones_Diesel	323.2	Cardones 220	59.2	154.2
CEMENTOS_BIOBIO_DIE	264.6	Itahue 154	0	12.0
CENIZAS	299.7	Cardones 110	0	5.0
CHAGUAL	317.6	Los Vilos 220	0	94.1
CHILOE	325.1	Puerto Montt 220	0	9.0
CHOLGUAN_BL2	416.2	Charrua 220	0	3.9
CHUYACA	324.5	Rahue 220	0	10.5
COLIHUES_U1_DIE	303.3	Alto Jahuel 154	0	9.2
COLIHUES_U2_DIE	312.1	Alto Jahuel 154	0	9.2
Colmito_Diesel	281.1	Torquemada 110	29.7	57.7
COMBARBALA	323.7	El Penon 110	0	71.4
CONCON	266.1	Torquemada 110	0	2.2
CONSTITUCION-EGEN	377.0	Itahue 154	0	7.1
CORONEL_DIE	277.5	Charrua 220	0	39.5
CTM3_TG_TV_Diesel	232.0	Los Changos 220	152.5	211.9
DEGAN	352.5	Puerto Montt 220	0	32.6
DEGAN_2_NAVE4	339.4	Puerto Montt 220	0	8.5
DEGAN_2_NAVE5	408.9	Puerto Montt 220	0	4.8
DIEGO_DE_ALMAGRO	442.3	Diego de Almagro 220	0	23.5
EL_PENON	300.2	El Penon 110	0	80.7
EL_SALVADOR	445.9	Diego de Almagro 220	0	17.7
EL_TOTORAL	305.7	Agua Santa 110	0	2.9
EMELDA_U1	418.8	Diego de Almagro 220	0	35.8
EMELDA_U2	439.8	Diego de Almagro 220	0	33.9
ESPERANZA_DS1	345.4	Alto Jahuel 154	0	1.6
ESPERANZA_DS2	330.2	Alto Jahuel 154	0	1.8
ESPERANZA_TG1	524.7	Alto Jahuel 154	0	18.6
ESPINOS_BL1	305.7	Los Vilos 220	0	99.6
ESPINOS_BL2	306.0	Los Vilos 220	0	23.9
HORCONES_DIE	451.6	Charrua 154	0	24.1
HUASCO-TG_U1_DIE	468.2	Maitencillo 110	0	18.9
HUASCO-TG_U2_DIE	466.2	Maitencillo 110	0	18.9
HUASCO-TG_U3_DIE	462.2	Maitencillo 110	0	18.9
INACAL	315.2	Chacaya 220	0	6.0
LA_PORTADA	308.9	Atacama 220	0	2.9
LAS_VEGAS	303.4	Las Vegas 110	0	2.0
LINARES	313.2	Linares 154	0	0.5
LLANOS_BLANCOS	351.6	Pan de Azucar 220	0	149.6
Los_Guindos	315.9	Guindo 220	59.3	138.3
Los_Guindos_2	315.9	Guindo 220	59.3	138.3
Los_Pinos	230.6	Charrua 220	28.6	102.8
Los_Vientos_diesel	318.5	Las Vegas 110	58.3	131.9
MAITENCILLO	307.7	Maitencillo 220	0	60.6

Continúa en la siguiente página

Tabla 5.1 – continuado de la página anterior

GENERADORES	Costo Variable	Barra	P min	P max
MANTOS_BLANCOS	297.1	Chacaya 220	0	23.2
MAULE	388.6	Itahue 154	0	6.0
Nehuenco_03	322.9	San Luis 220	39.1	92.0
NEWEN_DIE	346.3	Charrua 154	0	11.8
NUEVA_ALDEA_2	417.5	Charrua 220	0	10.0
Nueva_Renca_Diesel	205.7	Cerro Navia 220	192.3	312.3
OLIVOS_BL1	346.0	Los Vilos 220	0	87.8
OLIVOS_BL2	363.6	Los Vilos 220	0	24.6
PAJONALES	375.2	Don Hector A 220	0	95.2
PLACILLA	269.3	Agua Santa 110	0	2.9
PUNTA_COLORADA_DIE	257.9	Punta Colorada 220	0	16.4
QUINTAY	328.1	Agua Santa 110	0	2.9
RENCA_U1	481.2	Cerro Navia 220	0	47.5
RENCA_U2	488.2	Cerro Navia 220	0	47.1
SAN_GREGORIO	300.2	Parral 154	0	0.5
SAN_JAVIER_1	316.1	Itahue 154	0	23.8
SAN_JAVIER_2	329.3	Itahue 154	0	23.8
SAN_LORENZO_U1	489.3	Diego de Almagro 220	0	29.0
SAN_LORENZO_U2	553.3	Diego de Almagro 220	0	25.8
SAN_LORENZO_U3	415.5	Diego de Almagro 220	0	7.3
Santa_Lidia	313.0	Charrua 220	58.6	137.6
Taltal_01_Diesel	320.4	Paposo 220	74.8	123.2
Taltal_02_Diesel	288.7	Paposo 220	74.8	121.3
TAMAYA	303.4	Tamaya 110	1	100.0
TENO	388.2	Itahue 154	0	57.9
TERMOPACIFICO	407.9	Cardones 220	0	86.0
TG1	447.7	Tocopilla 110	10.9	28.4
TG2	447.7	Tocopilla 110	13.9	28.4
TG3_Diesel	177.2	Tocopilla 110	9.7	47.2
TGTAR	478.7	Tarapaca 220	7.9	28.7
TRAPEN	348.1	Puerto Montt 220	0	78.8
TRINCAO	295.5	Puerto Montt 220	0	12.8
U16_TG_TV_Diesel	199.0	Tocopilla 220	163	347.0
UJINA_U1_DIE	326.4	Collahuasi 220	0	6.1
UJINA_U2_DIE	329.3	Collahuasi 220	0	6.2
UJINA_U3_DIE	328.6	Collahuasi 220	0	6.0
UJINA_U4_DIE	325.5	Collahuasi 220	0	6.0
YUNGAY_U1_DIE	357.1	Charrua 154	0	52.1
YUNGAY_U2_DIE	351.6	Charrua 154	0	54.4
YUNGAY_U3_DIE	349.2	Charrua 154	0	54.1
YUNGAY_U4_DIE	438.9	Charrua 154	0	36.6

Tabla 5.2: Generadores diésel - Parte 2

GENERADORES	Costo partida	Costo parada	Encendido	Apagado	Rampa subida	Rampa bajada
AGUAS_BLANCAS	0	0	0	0	100	100
ANDES_U1_DIE	0	0	0	0	100	100
ANDES_U2_DIE	0	0	0	0	100	100
ANDES_U3_DIE	0	0	0	0	100	100
ANDES_U4_DIE	0	0	0	0	100	100
ANTILHUE_U1	0	0	0	0	100	100
ANTILHUE_U2	0	0	0	0	100	100
ARICA_GM	0	0	0	0	100	100
ARICA_M	0	0	0	0	100	100
ARICA_M1	0	0	0	0	100	100
CALLECALE	0	0	0	0	100	100
Candelaria_U1_Diesel	5000	0	2	2	10	10
Candelaria_U2_Diesel	5000	0	2	2	10	10
Cardones_Diesel	16346	0	0	0	30.4	30.4
CEMENTOS_BIOBIO_DIE	0	0	0	0	100	100
CENIZAS	0	0	0	0	100	100
CHAGUAL	0	0	0	0	100	100
CHILOE	0	0	0	0	100	100
CHOLGUAN_BL2	0	0	0	0	100	100
CHUYACA	0	0	0	0	100	100
COLIHUES_U1_DIE	0	0	0	0	100	100
COLIHUES_U2_DIE	0	0	0	0	100	100
Colmito_Diesel	1500	0	0	0	8	3190
COMBARBALA	0	0	0	0	100	100
CONCON	0	0	0	0	100	100
CONSTITUCION-EGEN	0	0	0	0	100	100
CORONEL_DIE	0	0	0	0	100	100
CTM3_TG_TV_Diesel	12696	12696	4	4	6	6

Continúa en la siguiente página

Tabla 5.2 – continuado de la página anterior

GENERADORES	Costo partida	Costo parada	Encendido	Apagado	Rampa subida	Rampa bajada
DEGAN	0	0	0	0	100	100
DEGAN_2_NAVE4	0	0	0	0	100	100
DEGAN_2_NAVE5	0	0	0	0	100	100
DIEGO_DE_ALMAGRO	0	0	0	0	100	100
EL_PENON	0	0	0	0	100	100
EL_SALVADOR	0	0	0	0	100	100
EL_TOTORAL	0	0	0	0	100	100
EMELDA_U1	0	0	0	0	100	100
EMELDA_U2	0	0	0	0	100	100
ESPERANZA_DS1	0	0	0	0	100	100
ESPERANZA_DS2	0	0	0	0	100	100
ESPERANZA_TG1	0	0	0	0	100	100
ESPINOS_BL1	0	0	0	0	100	100
ESPINOS_BL2	0	0	0	0	100	100
HORCONES_DIE	0	0	0	0	100	100
HUASCO-TG_U1_DIE	0	0	0	0	100	100
HUASCO-TG_U2_DIE	0	0	0	0	100	100
HUASCO-TG_U3_DIE	0	0	0	0	100	100
INACAL	0	0	0	0	100	100
LA_PORTADA	0	0	0	0	100	100
LAS_VEGAS	0	0	0	0	100	100
LINARES	0	0	0	0	100	100
LLANOS_BLANCOS	0	0	0	0	100	100
Los_Guindos	3615	0	0	0	27.66	27.66
Los_Guindos_2	3615	0	0	0	27.66	27.66
Los_Pinos	1000	0	0	0	20.52	1000
Los_Vientos diesel	10730	0	2	2	26.2	26.2
MAITENCILLO	0	0	0	0	100	100
MANTOS_BLANCOS	0	0	0	0	100	100
MAULE	0	0	0	0	100	100
Nehuenco_03	4500	0	0	0	999	999
NEWEN_DIE	0	0	0	0	100	100
NUEVA_ALDEA_2	0	0	0	0	100	100
Nueva_Renca_Diesel	19880	0	50	8	10	10
OLIVOS_BL1	0	0	0	0	100	100
OLIVOS_BL2	0	0	0	0	100	100
PAJONALES	0	0	0	0	100	100
PLACILLA	0	0	0	0	100	100
PUNTA_COLORADA_DIE	0	0	0	0	100	100
QUINTAY	0	0	0	0	100	100
RENCA_U1	0	0	0	0	100	100
RENCA_U2	0	0	0	0	100	100
SAN_GREGORIO	0	0	0	0	100	100
SAN_JAVIER_1	0	0	0	0	100	100
SAN_JAVIER_2	0	0	0	0	100	100
SAN_LORENZO_U1	0	0	0	0	100	100
SAN_LORENZO_U2	0	0	0	0	100	100
SAN_LORENZO_U3	0	0	0	0	100	100
Santa Lidia	10857	0	0	0	27.66	27.66
Taltal_01_Diesel	16770	0	2	2	10	10
Taltal_02_Diesel	16770	0	2	2	10	10
TAMAYA	0	0	0	0	19.9976	19.9976
TENO	0	0	0	0	100	100
TERMOPACIFICO	0	0	0	0	100	100
TG1	0	0	5	0	10	10
TG2	0	0	5	0	10	10
TG3_Diesel	0	0	5	0	1	1
TGTAR	0	0	0	0	0.75	3
TRAPEN	0	0	0	0	100	100
TRINCAO	0	0	0	0	100	100
U16_TG_TV_Diesel	17546	17546	8	12	11.5	11.5
UJINA_U1_DIE	0	0	0	0	100	100
UJINA_U2_DIE	0	0	0	0	100	100
UJINA_U3_DIE	0	0	0	0	100	100
UJINA_U4_DIE	0	0	0	0	100	100
YUNGAY_U1_DIE	0	0	0	0	100	100
YUNGAY_U2_DIE	0	0	0	0	100	100
YUNGAY_U3_DIE	0	0	0	0	100	100
YUNGAY_U4_DIE	0	0	0	0	100	100

Tabla 5.3: Capacidades de estanques de combustible diésel de centrales termoeléctricas en m^3 .

GENERADORES	Cap. estanque mín	Cap. estanque máx
AGUAS_BLANCAS	15	100
ANDES_DIE	110	620
ANTILHUE	100	1300
ARICA	12	197
CALLECALLE	25	250
Candelaria_Diesel	57	2000
Cardones_Diesel	190	1600
CEMENTOS_BIOBIO_DIE	10	390
CENIZAS	20	250
CHAGUAL	115	1500
CHILOE	10	90
CHOLGUAN_BL2	20	150
CHUYACA	48	400
COLIHUES_DIE	26	600
Colmito_Diesel	100	1100
COMBARBALA	83	1050
CONCON	3	35
CONSTITUCION-EGEN	2	53
CORONEL_DIE	14	100
CTM3_TG_TV_Diesel	400	4000
DEGAN	23	528
DIEGO_DE_ALMAGRO	25	285
EL_PENON	18	2000
EL_SALVADOR	10	200
EL_TOTORAL	3	50
EMELDA	117	1635
ESPERANZA	20	460
ESPINOS	200	2000
HORCONES_DIE	16	200
HUASCO-TG_DIE	45	150
INACAL	5	100
LA_PORTADA	1	30
LAS_VEGAS	3	30
LINARES	2	30
LLANOS_BLANCOS	250	2500
Los_Guindos	215	2260
Los_Pinos	342	3000
Los_Vientos_diesel	300	2000
MAITENCILLO	20	200
MANTOS_BLANCOS	15	568
MAULE	3	54
Nehuenco_Diesel	309	3000
NEWEN_DIE	6	126
NUEVA_ALDEA_2	5	95
Nueva_Renca_Diesel	800	5000
OLIVOS	40	2038
PAJONALES	114	1500
PLACILLA	3	50
PUNTA_COLORADA_DIE	180	923
QUINTAY	3	50
SAN_GREGORIO	2	30
SAN_JAVIER	80	880
SAN_LORENZO	23	900
Santa_Lidia	300	2000
Taltal_Diesel	1036	2500
TAMAYA	10	153
TENO	14	800
TERMOPACIFICO	100	1000
TG	600	8002
TGTAR	2	80
TRAPEN	18	2000
TRINCAO	20	260
U16_TG_TV_Diesel	660	3980
UJINA_DIE	542	4080
YUNGAY_DIE	24	1150