



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

**MECANISMO DE COBERTURA DE RIESGO DE CONGESTIÓN FRENTE A
INTERVENCIONES DE CORTO PLAZO EN LA RED ELÉCTRICA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

FELIPE ANTONIO MALDONADO TORRES

PROFESOR GUÍA:
Luis Vargas Díaz

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
Rodrigo Moreno Vieyra
Andrés Caba Rutte

SANTIAGO DE CHILE
2024

MECANISMO DE COBERTURA DE RIESGO DE CONGESTIÓN FRENTE A INTERVENCIONES DE CORTO PLAZO EN LA RED ELÉCTRICA

En los últimos años, los planes de expansión de la transmisión han incentivado la realización de obras de ampliación, con el fin de adaptarse a los nuevos desafíos de la red. Sin embargo, el problema principal de este tipo de obras es que suelen requerir la desconexión de la infraestructura intervenida, lo cual genera congestiones importantes en el sistema de transmisión. Esto afecta especialmente a las empresas de generación que abastecen el suministro de clientes finales, ya que sus costos por retiro de energía suelen presentar alzas significativas durante el periodo de tiempo que dure la intervención, percibiendo en este tipo de obras, un riesgo de mercado que no es predecible, y cuya causa es externa a la operación en tiempo real del sistema.

Bajo este contexto, el objetivo del presente trabajo consiste en catalogar las distintas intervenciones de corto plazo que se realizan en el sistema de transmisión, y proponer un mecanismo de cobertura de riesgo de congestión que, valore el costo de sus efectos sistémicos sobre las empresas, y su respectiva tarificación entre los actores del sector eléctrico, utilizando sistema de prueba, una versión simplificada del sistema eléctrico nacional, y el sistema IEEE RTS 24-Bus. Para el desarrollo del mecanismo de cobertura de riesgo, este se enfocó en el ámbito de los contratos de energía, por lo que se remunerará a aquellas empresas de generación que abastezcan el suministro de clientes finales, y que, producto de las intervenciones de corto plazo en la red eléctrica, hayan percibido alzas considerables en sus costos por retiro de energía. Finalmente, para su respectiva recaudación, se considerarán 3 componentes principales: recaudación por IT, recaudación por empresas de generación y recaudación por clientes finales.

A partir de los análisis realizados sobre los sistemas en estudio, y tras evaluar distintos escenarios de desconexión de líneas de transmisión, se demostró que el mecanismo de cobertura de riesgo propuesto permite proteger parcial, o totalmente, a las empresas de generación, de los efectos sistémicos de las intervenciones de corto plazo en la red eléctrica, logrando que sus balances económicos se estabilicen, y que las diferencias que presenten con respecto al escenario sin desconexión, sean mínimas. Luego, respecto al impacto que tiene el mecanismo sobre los clientes finales, se demostró que su impacto esperado es relativamente bajo, y significativamente menor al aumento promedio que pueden presentar los contratos de energía en el largo plazo. Por lo tanto, la implementación del mecanismo de cobertura de riesgo propuesto permite gestionar de forma óptima el riesgo de las intervenciones de corto plazo en la red eléctrica, y con un bajo nivel de impacto sobre los clientes finales. Además, de que se puede considerar aplicable, incluso, en sistemas eléctricos con una topología de red completamente distinta a la del sistema eléctrico nacional.

Groovy

Agradecimientos

En primer lugar, quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que me han ayudado a llegar a este punto de mi vida. Este no fue un camino fácil, es uno que está lleno de esfuerzo, fallas y caídas, y si bien, siempre digo que de alguna u otra forma todo se resolverá al final del día, esto último no sería posible sin las maravillosas personas que han estado a mi lado, cuyo apoyo y cariño incondicional ha sido fundamental para superar los obstáculos de la vida.

Quiero agradecer a mi familia por el amor y paciencia que han tenido conmigo a lo largo de estos años. Gracias a mis padres, Luis y Verónica, por darme cada día su inmenso cariño y dedicación hacia mi crianza, inculcándome valiosos valores que han formado a la persona que soy hoy en día. Gracias a mi hermanita Francisca por estar siempre para escucharme hablar de mis delirios y darme un abrazo cuando más lo necesitaba. Y, finalmente, gracias a mi gatito Jimmy por ser el ente del caos más chistoso que ha pisado la tierra.

Un fuerte agradecimiento a todos mis amigos de Plan Común por tantos años de amistad, especialmente a Joaquín Cisternas, Matías Jara y Montserrat Goles, quienes fueron los primeros amigos hice en la universidad, y que gracias a ellos pude conocer a otras personas igual de maravillosas, que abrieron mi visión del mundo, y con quienes he pasado grandes alegrías en esta etapa de mi vida. Quiero agradecer a Paula Díaz por estar siempre presente y ser una de las amigas más lindas que pude conocer en esta carrera. También quiero agradecer fuertemente a mis amigos de la carrera de Ingeniería Civil Eléctrica, porque gracias ellos logré sobrepasar la fuerte presión de esta carrera. Mención honrosa a Cristóbal Catalán y Matías Medina, mis compitas por excelencia y quienes tienen un lugar muy especial en mi corazón, no solo por su apoyo constante durante los múltiples trabajos que hicimos juntos, sino porque también fueron amigos que siempre estuvieron para escuchar mis penurias, aconsejarme en la vida y reírnos de las ridiculeces del día a día, estoy eternamente agradecido con ustedes. Finalmente, quiero hacer un importante agradecimiento a Gracia Contreras por su inmenso cariño y apoyo en este último tramo de la carrera, gracias a ella mis problemas no se veían tan terribles y le dio nueva vida al final de mi etapa universitaria.

Finalmente, quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a los profesores Luis Vargas y Rodrigo Moreno por su valiosa orientación y apoyo a lo largo de este proceso. Sus conocimientos e ideas han sido fundamentales, no solo para realización del presente trabajo, sino que también para mi desarrollo profesional. Además, quiero agradecer a Daniela por ayudarme siempre a organizar las reuniones con el profesor Luis, en especial, en los momentos que estaba más desesperado y necesitaba ayuda urgente. Muchas gracias a todos por su apoyo.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Identificación y formulación del problema	1
1.2. Objetivos del trabajo de título	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
2. Marco Teórico	3
2.1. Mercado eléctrico chileno	3
2.1.1. Características generales del mercado eléctrico	3
2.1.2. Institucionalidad del mercado eléctrico	4
2.1.3. Modelo del mercado eléctrico	5
2.1.4. Sistema de transmisión en Chile	6
2.1.5. Definiciones del sistema de transmisión	6
2.1.6. Planificación del sistema de transmisión	7
2.1.7. Tarifación del sistema de transmisión	9
2.1.8. Remuneración del sistema de transmisión	10
2.2. Pagos laterales	11
2.2.1. Definición de pagos laterales	11
2.2.2. Asignación de pagos laterales	13
2.3. Conceptualización de las intervenciones de corto plazo	14
2.3.1. Definición de las intervenciones de corto plazo	14
2.3.2. Proyectos que se ejecutan en la expansión de la transmisión	14
2.3.2.1. Obras nuevas de transmisión	14
2.3.2.2. Obras de ampliación de transmisión	16
2.3.3. Instalaciones que clasifican como intervenciones de corto plazo	19
3. Estado del Arte	21
3.1. Tratamiento de las intervenciones de corto plazo en la literatura internacional	21
3.1.1. Red Eléctrica Española (REE)	21
3.1.2. California ISO (CAISO)	22
3.1.3. Electricity System Operator for Great Britain (ESO)	23
3.1.4. Australian Energy Market Operator (AEMO)	23
3.2. Análisis comparativo del tratamiento de las intervenciones de corto plazo	25
4. Metodología	26
4.1. Descripción general de la metodología	26
4.2. Módulo 1: Datos de entrada	27
4.3. Módulo 2: Identificación de las intervenciones de corto plazo	28

4.4.	Módulo 3: Simulación de la operación del sistema	29
4.4.1.	Nomenclatura	29
4.4.2.	Formulación del problema de optimización	30
4.4.2.1.	Función objetivo del problema	31
4.4.2.2.	Restricciones del problema	31
4.4.3.	Despachos económicos bajo análisis	33
4.4.4.	Herramienta computacional	33
4.5.	Módulo 4: Valorización de los efectos sistémicos	34
4.6.	Modulo 5: Remuneración total de la intervención	34
4.7.	Módulo 6: Tarificación	35
5.	Resultados	37
5.1.	Caso de estudio 1: Sistema eléctrico nacional (SEN)	37
5.1.1.	Datos de entrada del sistema	37
5.1.2.	Análisis de la operación del sistema	39
5.1.2.1.	Resultados generales del sistema	40
5.1.2.2.	Costos marginales del sistema	40
5.1.2.3.	Costo por retiro de energía de las centrales de generación . .	43
5.1.2.4.	Balance económico total de las centrales de generación . . .	45
5.1.3.	Valorización de los efectos sistémicos	47
5.1.3.1.	Determinación del aumento de costos por retiro de energía .	47
5.1.3.2.	Remuneración total de la intervención	49
5.1.4.	Tarificación de la remuneración total de la intervención	53
5.1.5.	Análisis de sensibilidad	55
5.2.	Caso de estudio 2: Sistema IEEE RTS 24-Bus	55
5.2.1.	Datos de entrada	55
5.2.2.	Análisis de la operación del sistema	58
5.2.2.1.	Resultados generales del sistema	58
5.2.2.2.	Costos marginales del sistema	59
5.2.2.3.	Costo por retiro de energía de las centrales de generación . .	62
5.2.2.4.	Balance económico total de las centrales de generación . . .	63
5.2.3.	Valorización de los efectos sistémicos	65
5.2.3.1.	Determinación del aumento de costos por retiro de energía .	65
5.2.3.2.	Remuneración total de la intervención	66
5.2.4.	Tarificación de la remuneración total de la intervención	69
5.2.5.	Análisis de sensibilidad	71
6.	Conclusiones y Trabajos Futuros	72
6.1.	Conclusiones	72
6.2.	Trabajos futuros	73
	Bibliografía	75
	Anexos	80
A.	Datos de entrada Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	80
A.1.	Topología de la red	81
A.2.	Unidades de generación	81
A.3.	Perfil de demanda	83

A.4.	Perfil de generación	86
A.5.	Contratos de energía	87
B.	Datos de entrada Sistema IEEE RTS 24-Bus	91
B.1.	Topología de la red	91
B.2.	Unidades de generación	92
B.3.	Perfil de demanda	93
B.4.	Contratos de energía	96

Índice de Tablas

2.1.	Impacto en el sistema de los equipos FACTS más relevantes [34]	15
5.1.	Resumen contratos de suministro SEN	38
5.2.	Escenarios de desconexión del SEN	39
5.3.	Resultados generales del SEN	40
5.4.	Costo por retiro de energía en las centrales de generación del SEN por escenario de desconexión	43
5.5.	Variación del costo por retiro de energía en las centrales de generación del SEN por escenario de desconexión c/r a la operación del sistema sin desconexión	44
5.6.	Porcentaje de variación del costo por retiro de energía de cada central de generación del SEN c/r a la operación del sistema sin desconexión.	45
5.7.	Resumen variación porcentual del costo por retiro de energía de las centrales de generación del SEN.	45
5.8.	Balance económico total de las centrales de generación del SEN por escenario de desconexión	46
5.9.	Variación del balance económico total de las centrales de generación del SEN c/r a la operación del sistema sin desconexión.	47
5.10.	Coefficiente de correlación entre la variación de los costos por retiro energía y los balances económicos totales de las centrales de generación del SEN por escenarios de desconexión	47
5.11.	Aumento de costos por retiro de energía en cada central de generación del SEN por escenario de desconexión.	48
5.12.	Remuneración total de la intervención por escenario de desconexión	51
5.13.	Balance económico total de las centrales de generación del SEN con la aplicación de la RTI por escenario de desconexión	52
5.14.	Variación del balance económico total de las centrales de generación del SEN con la aplicación de la RTI por escenario de desconexión	53
5.15.	Recaudación de la remuneración total de la intervención del SEN	54
5.16.	Variación promedio del precio de los contratos de energía en cada barra del SEN	54
5.17.	Resultados finales de la tarificación SEN	54
5.18.	Remuneración total de la intervención en el SEN bajo distintas sensibilidades	55
5.19.	Impacto esperado sobre los clientes finales en el SEN bajo distintas sensibilidades	55
5.20.	Resumen contratos de suministro Sistema IEEE RTS 24-Bus	57
5.21.	Escenarios de desconexión del Sistema IEEE RTS 24-Bus	57
5.22.	Resultados generales del Sistema IEEE RTS 24-Bus por escenario de desconexión	59
5.23.	Costo por retiro de energía en las centrales de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus por escenario de desconexión.	62
5.24.	Variación del costo por retiro de energía en las centrales de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus c/r a la operación del sistema sin desconexión.	63

5.25.	Porcentaje de variación del costo por retiro de energía en las centrales de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus c/r a la operación del sistema sin desconexión.	63
5.26.	Resumen variación porcentual del costo por retiro de energía de las centrales de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus.	63
5.27.	Balance económico total de cada central de generación con contrato de energía del Sistema IEEE RTS 24-Bus.	64
5.28.	Variación balance económico total de cada central de generación con contrato de energía del Sistema IEEE RTS 24-Bus.	64
5.29.	Coeficiente de correlación entre la variación de los costos por retiro energía y los balances económicos totales de las centrales de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus por escenarios de desconexión	65
5.30.	Aumento del costo por retiro de energía de cada central de generación del sistema por escenario de estudio.	65
5.31.	Remuneración total de la intervención por escenario de desconexión	68
5.32.	Balance económico total de las centrales de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus con la aplicación de la RTI por escenario de desconexión	69
5.33.	Variación del balance económico total de las centrales de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus con la aplicación de la RTI por escenario de desconexión	69
5.34.	Recaudación de la remuneración total de la intervención del Sistema IEEE RTS 24-Bus	70
5.35.	Variación promedio del precio de los contratos de energía en cada barra del Sistema IEEE RTS 24-Bus	70
5.36.	Resultados finales de la tarificación Sistema IEEE RTS 24-Bus	71
5.37.	Remuneración total de la intervención en el Sistema IEEE RTS 24-Bus bajo distintas sensibilidades.	71
5.38.	Impacto esperado sobre los clientes finales en el Sistema IEEE RTS 24-Bus bajo distintas sensibilidades.	71
A.1.	Datos líneas de transmisión del SEN	81
A.2.	Datos técnicos de las centrales de generación del SEN	82
A.3.	Costos asociados a las centrales de generación del SEN	83
A.4.	Distribución de barras en el SEN [58].	84
A.5.	Perfil de demanda SEN	85
A.6.	Parques eólicos o sectores considerados para calcular la disponibilidad eólica en cada barra del SEN [58].	86
A.7.	Nombre de cliente para cada barra de retiro - SEN	87
A.8.	Contratos suministros de energía clientes A, B, C - SEN	88
A.9.	Contratos suministros de energía clientes D, E, F - SEN	89
A.10.	Contratos suministros de energía clientes G, H, I - SEN	90
B.1.	Datos líneas de transmisión del sistema IEEE RTS 24-Bus	92
B.2.	Datos centrales de generación térmica sistema IEEE RTS 24-Bus	93
B.3.	Perfil de demanda sistema IEEE RTS 24-Bus	94
B.4.	Datos cargas del sistema IEEE RTS 24-Bus	95
B.5.	Nombre de cliente para cada barra de retiro - Sistema IEEE RTS 24-Bus	96
B.6.	Contratos de suministro de energía en sistema IEEE RTS 24-Bus	97

Índice de Ilustraciones

2.1.	Segmentos del sector eléctrico [8]	4
2.2.	Instituciones del sector eléctrico en Chile. Elaboración propia basado en [9] . .	4
2.3.	Mercado mayorista chileno. Elaboración propia basado en [9]	5
2.4.	Segmentos del sistema de transmisión. Elaboración propia basado en [6]. . . .	6
2.5.	Diagrama resumen de la Etapa 1. Elaboración propia basado en [17].	8
2.6.	Diagrama resumen de la Etapa 2. Elaboración propia basado en [17].	8
2.7.	Resumen del proceso de expansión de la transmisión. Elaboración propia basado en [17].	9
2.8.	Clasificación de proyectos de transmisión de corto plazo.	20
4.1.	Diagrama resumen de metodología de trabajo.	26
4.2.	Resumen esquema de clasificación de proyectos de transmisión de corto plazo.	28
4.3.	Formulación general problema de minimización. Elaboración propia basado en [57]	30
5.1.	Sistema Eléctrico Nacional (SEN) 9-Bus simplificado.	37
5.2.	Sistema Eléctrico Nacional (SEN) 9-Bus simplificado con líneas de transmisión seleccionadas para ser intervenidas	39
5.3.	Gráfico de resultados generales del SEN	40
5.4.	Costo marginal en cada barra del SEN sin desconexión	41
5.5.	Costo marginal en cada barra del SEN por escenario de desconexión	42
5.6.	Aumento de costos por retiro de energía en cada central de generación del SEN	48
5.7.	Distribución del aumento en costos por retiros de energía en cada central de generación del SEN por escenario de desconexión.	49
5.8.	Remuneración total de la intervención en el SEN.	50
5.9.	Comparación entre el aumento total del costo por retiro de energía y la remuneración total de la intervención	50
5.10.	Distribución de la remuneración total de la intervención entre las centrales de generación del SEN.	51
5.11.	Sistema IEER RTS 24-Bus modificado	56
5.12.	Sistema IEEE RTS 24-Bus modificado con líneas de transmisión seleccionadas para ser intervenidas	58
5.13.	Gráfico de resultados generales del Sistema IEEE RTS 24-Bus por escenario de desconexión	59
5.14.	Costo marginal en cada barra del Sistema IEEE RTS 24-BUS sin desconexión.	60
5.15.	Costo marginal en cada barra del Sistema IEEE RTS 24-Bus por escenario de desconexión	60
5.16.	Aumento de costos por retiro de energía en cada central de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus	65

5.17.	Distribución del aumento en costos por retiro de energía en cada central de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus por escenario de desconexión. . . .	66
5.18.	Remuneración total de la intervención en el Sistema IEEE RTS 24-Bus. . . .	67
5.19.	Comparación entre el aumento total del costo por retiro de energía y la remuneración total de la intervención.	67
5.20.	Distribución de la remuneración total de la intervención entre las centrales de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus.	68
A.1.	Topología versión simplificada del SEN	80
A.2.	Perfil de demanda SEN	85
B.1.	Topología sistema IEEE RTS 24-Bus	91
B.2.	Gráfico perfil de demanda sistema IEEE RTS 24-Bus	93

Capítulo 1

Introducción

1.1. Identificación y formulación del problema

La expansión de la transmisión es uno de los elementos claves para el desarrollo de los mercados eléctricos, siendo necesario no solo para crear competitividad, sino que también para adaptarse a los cambios del sistema [1, 2]. Debido a esto, se posee una extensa literatura que se ha materializado en una metodología y sistema de financiamiento bien reglado para la inversión en nuevas líneas de transmisión y subestaciones. Sin embargo, la inserción de tecnologías renovables y sus cortos tiempos de construcción, han cambiado el enfoque de la inversión hacia alternativas que se adapten a los nuevos desafíos de la red [3], incentivando la realización de intervenciones en la infraestructura ya existente, tales como: aumento de capacidad de los conductores, aumento de tensión o expansión de un circuito adicional.

El problema principal de este tipo de obras es que suelen requerir la desconexión de la infraestructura intervenida, lo que genera congestiones importantes en el sistema de transmisión, y por consecuencia, modifica el precio al que se valoriza la energía en el mercado *spot*. Esto afecta principalmente a las empresas de generación que mantienen contratos de suministro en la zona afectada, ya que suelen presentar alzas en sus costos por retiro de energía durante el periodo de construcción. Como ejemplo de esta problemática en Chile, se encuentran el proyecto de aumento de capacidad de la línea 2x220(kV), Frutillar Norte-Puerto Montt, el cual ha significado para los principales suministradores de la zona, sobre costos en retiros de energía sobre los 60 millones de dólares hasta enero del año 2023 [4].

Por lo tanto, aunque el impacto de estas intervenciones es generalmente acotado y no se considera explícitamente en los planes de expansión, la experiencia ha demostrado que, en el corto plazo, este puede ser significativo para las empresas de generación que mantienen contratos de energía en la zona intervenida. Mientras que, en el largo plazo, si las empresas gestionan este impacto, entonces, los precios de la energía presentarán alzas importantes en sus valores, afectando a los clientes finales. De esta forma, se vuelve necesario establecer una reglamentación clara para identificar las intervenciones de corto plazo, y que mecanismo de cobertura de riesgo de congestión se aplicará para proteger a las empresas de generación frente a las intervenciones de la red eléctrica que definan los planes de expansión de la transmisión.

1.2. Objetivos del trabajo de título

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general del presente trabajo de título consiste en proponer un mecanismo de cobertura de riesgo de congestión que, frente a intervenciones de corto plazo en la red eléctrica, valore el aumento en los costos por retiro de energía que sufren las empresas de generación del sistema, junto a su respectiva tarificación entre los actores del sector eléctrico, con el fin de remunerar económicamente a las empresas afectadas.

1.2.2. Objetivos específicos

Para concretar el objetivo general previamente establecido, se han planteado los siguientes objetivos específicos para este trabajo de título:

1. Caracterizar las intervenciones de corto plazo en el sistema de transmisión y desarrollar un esquema para catalogarlas.
2. Realizar un análisis comparativo de diferentes mercados eléctricos y sus metodologías para tratar con las intervenciones de corto plazo.
3. Proponer un mecanismo de cobertura de riesgo que proteja a las empresas de generación del sistema que mantienen contratos de suministro de energía, ante las intervenciones de corto plazo en la red eléctrica. Determinando el aumento en sus costos por retiro de energía, la remuneración total que debe recibir cada empresa afectada y, finalmente, su respectiva tarificación entre los actores del sector eléctrico.
4. Realizar un estudio del mecanismo de cobertura de riesgo propuesto mediante el uso de herramientas de optimización y análisis de sistemas eléctricos, utilizando como prueba, una versión simplificada del Sistema Eléctrico Nacional y el Sistema IEEE RTS 24-Bus.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Mercado eléctrico chileno

2.1.1. Características generales del mercado eléctrico

El sector eléctrico chileno está organizado como un mercado mayorista, en el que los privados se encargan de prestar los servicios de electricidad [5], y cuyas actividades se dividen en 3 segmentos principales:

- **Generación:** corresponde al sector encargado de la producción de energía eléctrica, la cual posteriormente abastece la demanda del sistema. Este se caracteriza por su carácter competitivo, por lo que prima la libre competencia, siendo los privados quienes definen las tecnologías que se desarrollarán [6].
- **Transmisión:** corresponde al sector encargado de transportar la energía eléctrica desde los centros de producción hasta los centros de consumo del sistema eléctrico. Este se caracteriza por ser un monopolio natural, por lo que está sujeto a regulación, y siendo la autoridad pertinente la que se encarga de la planificación del sector [6].
- **Distribución:** corresponde al sector encargado de distribuir la energía eléctrica hacia los clientes residenciales. Este se caracteriza por ser un monopolio regional, por lo que está sujeto a regulación [6].

Luego, como se puede observar en la Fig. 2.1, los segmentos mencionado anteriormente, abastecen el suministro eléctrico de los clientes finales, los cuales se dividen en 2 tipos:

- **Clientes libres:** son aquellos clientes con una potencia conectada mayor a 5000(kW) y que no están sometidos a regulación de precio, por lo que deben negociar su suministro de energía directamente con una empresa de generación [6].
- **Clientes regulados:** son aquellos clientes con una potencia conectada hasta 5000(kW) y que están sometidos a regulación de precio, por lo que se les aplican esquemas tarifarios y su suministro es abastecido por las empresas distribuidoras [6].

Cabe destacar que, si un cliente tiene una potencia conectada entre 500(kW) y 5000(kW), puede optar si estar bajo un régimen libre o regulado. Sin embargo, esta decisión debe mantenerla por, al menos, 4 años [6].

Finalmente, las actividades del sector eléctrico, en conjunto con los clientes finales, conforman lo que se conoce como un sistema de suministro eléctrico, el cual en el caso de Chile se compone de tres sistemas independientes: Sistema Eléctrico Nacional (SEN), Sistema de Aysen (SEA) y Sistema de Magallanes (SEM) [7].

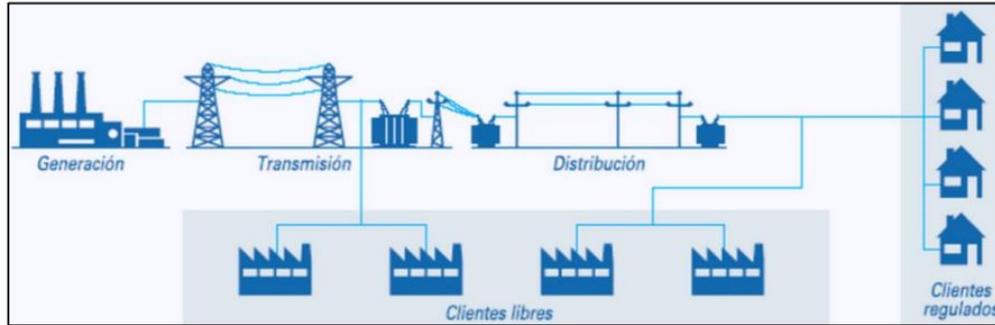


Figura 2.1: Segmentos del sector eléctrico [8]

2.1.2. Institucionalidad del mercado eléctrico

A pesar de que las empresas privadas se encargan de prestar los servicios de electricidad, existe diversas autoridades/instituciones que se encargan de regular el sector, además de asegurar su correcto funcionamiento, las cuales se pueden observar en la Fig. 2.2. A continuación, se describirá brevemente cada una de ellas:

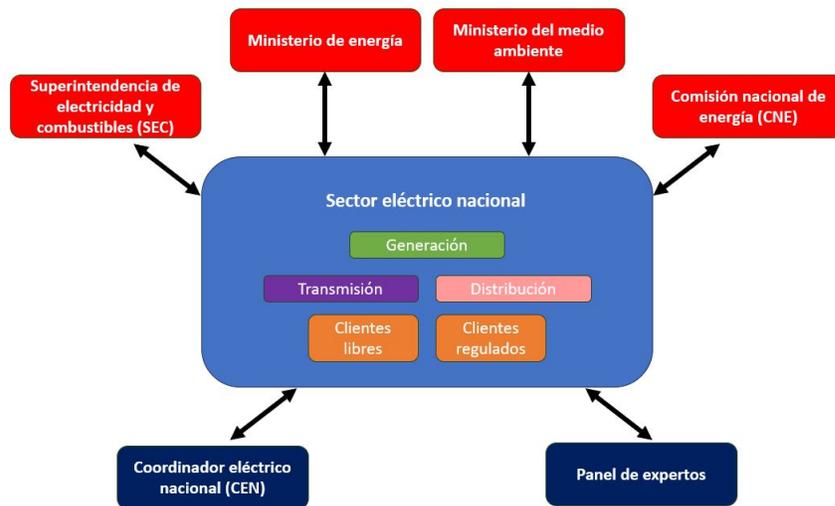


Figura 2.2: Instituciones del sector eléctrico en Chile. Elaboración propia basado en [9]

- Ministerio de energía: *“Es la institución de Gobierno responsable de elaborar y coordinar, de manera transparente y participativa, los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país”* [10].
- Ministerio del medio ambiente: es la institución encargada del *“diseño y aplicación de políticas, planes y programas en materia ambiental, [...], promoviendo el desarrollo sustentable, la integridad de la política ambiental y su regulación normativa”* [11].

- Comisión nacional de energía (CNE): “Organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas [...] , con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica” [12].
- Superintendencia de electricidad y combustibles (SEC): tiene la función de “fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas” [13].
- Coordinador eléctrico nacional (CEN): “Es un organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí” [14]. Para realizar esto, [14] establece los siguientes principios:
 - Preservar la seguridad de servicio.
 - Garantizar la operación económica del sistema.
 - Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión.
- Panel de expertos: “Es un órgano colegiado autónomo [...] Su función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica” [15].

2.1.3. Modelo del mercado eléctrico

El mercado eléctrico chileno se define como un mercado mayorista basado en una estructura tipo *pool* con participación obligatoria y existencia de contratos bilaterales financieros [9]. En la Fig. 2.3 se puede observar un resumen sobre las relaciones básicas del mercado eléctrico, las cuales, a su vez, conforman dos tipos de mercados en Chile:

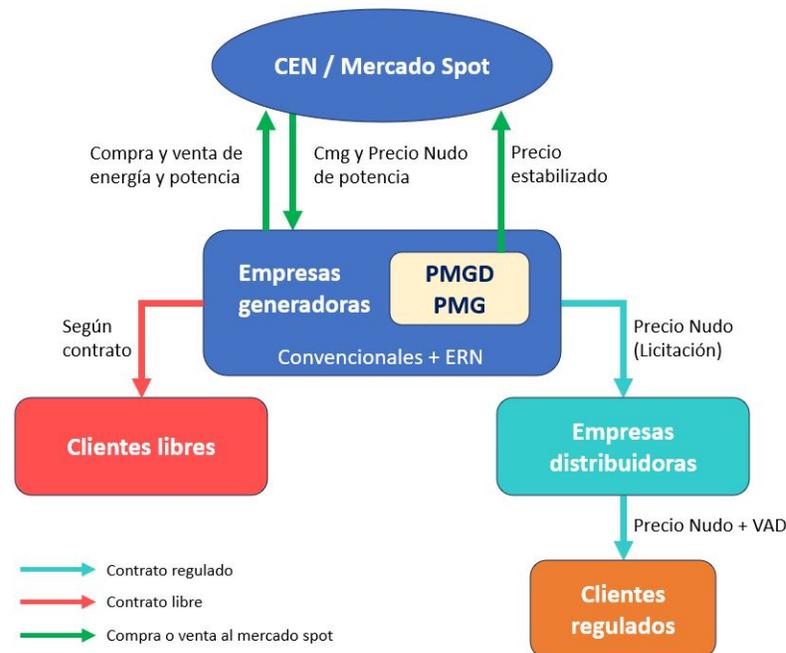


Figura 2.3: Mercado mayorista chileno. Elaboración propia basado en [9]

- Mercado *Spot*: es un mercado regulado, con participación obligatoria de los generadores conectados al SEN y, cuyo precio de corto plazo (precio *spot* o costo marginal horario) es establecido por el *pool* [9]. Siendo este determinado a partir del despacho económico centralizado, realizado por el operador de mercado (CEN), el cual basa su cálculo en los costos auditados de los agentes involucrados y el orden de mérito de estos [9].

Además, este mercado mayorista se compone únicamente por las empresas generadoras, es decir, es cerrado a estos agentes [9]. Por lo tanto, son los únicos que pueden realizar inyecciones y retiros de energía en la red eléctrica, siendo valorizada su energía y potencia al costo marginal horario y precio nudo del mercado *spot*, respectivamente [6], [9].

- Mercado de Contratos: es un mercado voluntario y de carácter únicamente financiero, en el que las empresas generadoras realizan contratos de suministro de energía con clientes libres, empresas distribuidoras o empresas generadoras [6]. Cabe destacar que, dada las características de los contratos, las empresas deben comprar la energía en el mercado *spot* (retiro de energía) para venderla en el mercado de contratos a un precio acordado entre las partes, independiente de si sus respectivas centrales de generación se encuentran o no despachadas [9].

2.1.4. Sistema de transmisión en Chile

2.1.5. Definiciones del sistema de transmisión

De acuerdo con el artículo 73° de la LGSE [16], el sistema de transmisión se define como “el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución”. En Chile este sistema se divide cinco segmentos, cuya organización básica se puede observar en la Fig. 2.4. A continuación, se describirá brevemente cada uno de los segmentos:

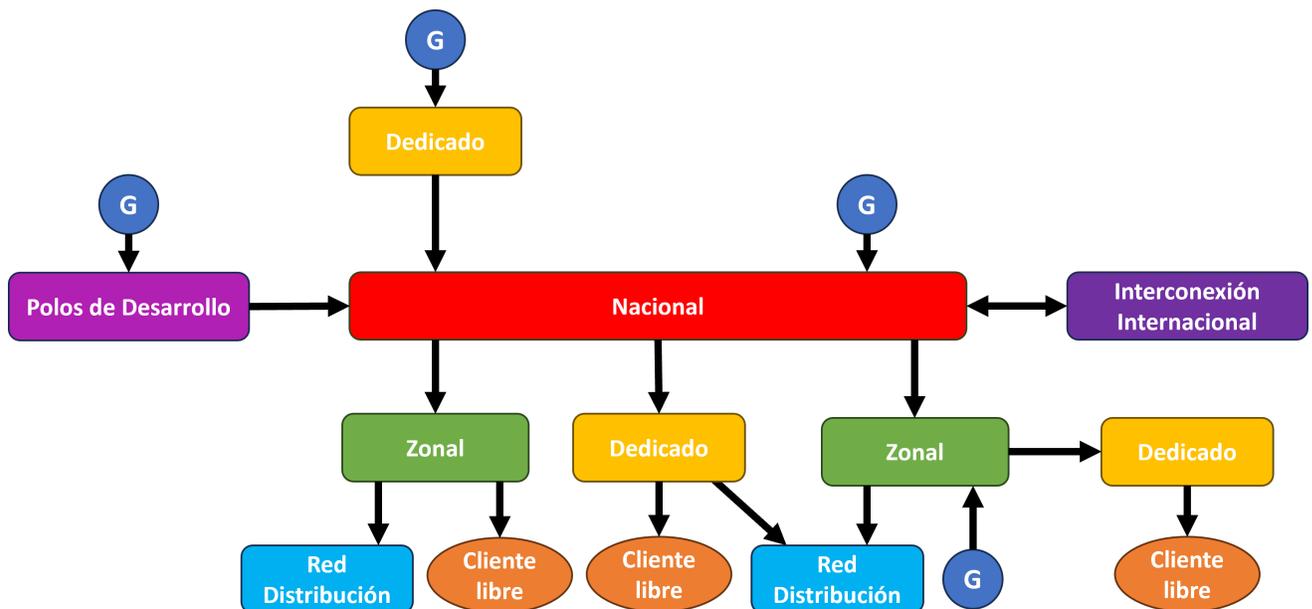


Figura 2.4: Segmentos del sistema de transmisión. Elaboración propia basado en [6].

- Sistema de transmisión nacional: el artículo 74° de la LGSE [16] lo define como *“aquel sistema que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico.”*
- Sistema de transmisión zonal: el artículo 77° de la LGSE [16] lo define como aquel sistema que esta *“constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.”*
- Sistema de transmisión dedicado: el artículo 76° de la LGSE [16] lo define como aquellos sistemas que están *“constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.”*
- Sistema de transmisión para polos de desarrollo: el artículo 75° de la LGSE [16] lo define como aquellos sistemas que están *“constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión.”*
- Sistema de interconexión internacional: el artículo 78° de la LGSE [16] lo define como aquellos sistemas que están *“constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación o importación, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional.”*

2.1.6. Planificación del sistema de transmisión

De acuerdo con el artículo 87° de la LGSE [16], la planificación de la transmisión consiste en un proceso que realiza anualmente la CNE, en el que para un horizonte de 20 años, debe analizar las obras de expansión necesarias para el sistema de transmisión. Para su desarrollo, el mismo artículo indica que se debe considerar la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley, incluido los siguientes puntos [16]:

- “Minimizar los riesgos de abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas.”*
- “Creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio.”*
- “Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el ministerio.”*
- “La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.”*

A partir de las consideraciones anteriores, la CNE establece una metodología, la cual, según el Reglamento de Planificación de la Transmisión [17], se resume en dos etapas principales:

- Etapa 1: Conformación de los escenarios de generación, para la planificación de la transmisión (Fig. 2.5).

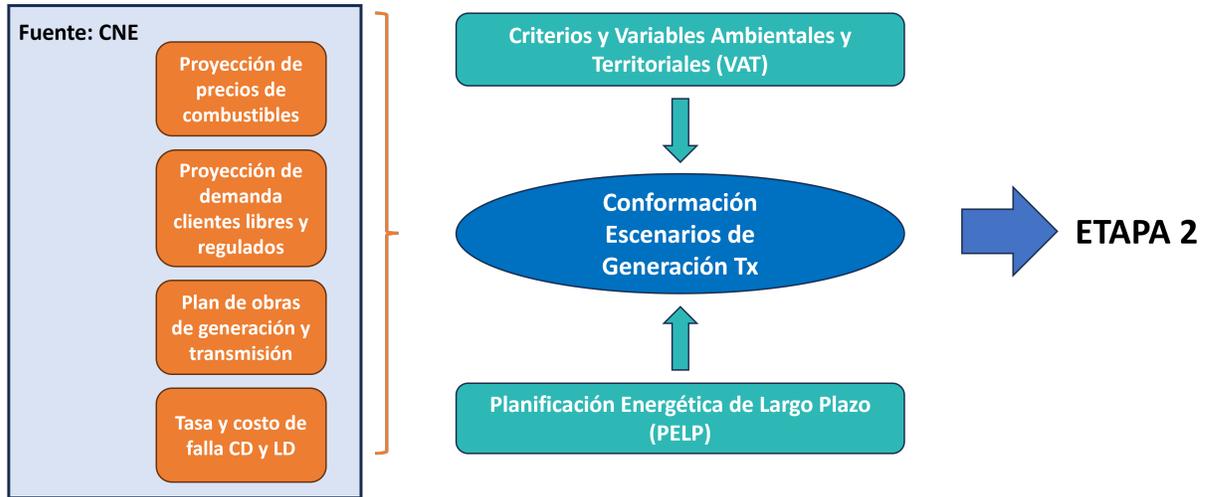


Figura 2.5: Diagrama resumen de la Etapa 1. Elaboración propia basado en [17].

- Etapa 2: Análisis y propuesta de las necesidades de expansión de la transmisión (Fig. 2.6).

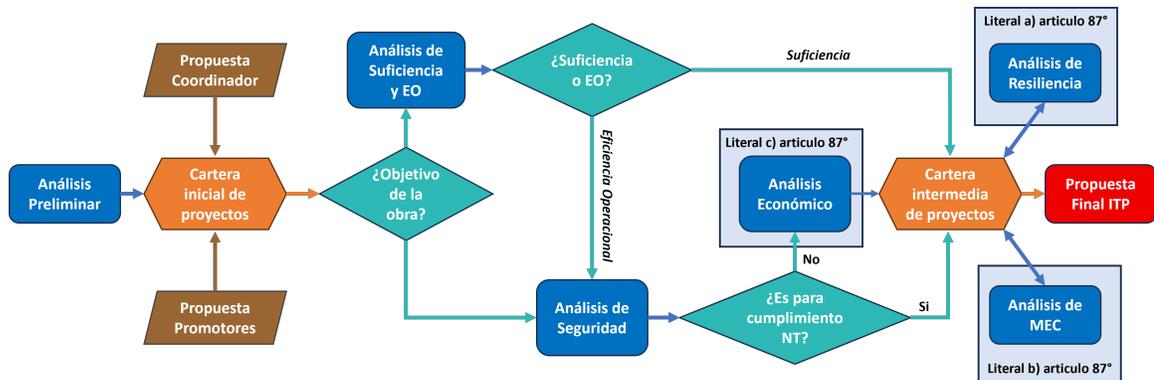


Figura 2.6: Diagrama resumen de la Etapa 2. Elaboración propia basado en [17].

Como se indica en [17], y se puede observar en la Fig. 2.7, una vez finalizado el proceso de planificación, la CNE debe emitir un Informe Técnico Definitivo (ITD) que contendrá el plan de expansión correspondiente, mediante el cual, el Ministerio de Energía establecerá un Decreto de Expansión. Finalmente, a través de este decreto, el Coordinador Eléctrico Nacional deberá iniciar un proceso de licitación pública internacional de los procesos de expansión, la cual se resolverá según el Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT) que oferten las empresas para cada proyecto [16].

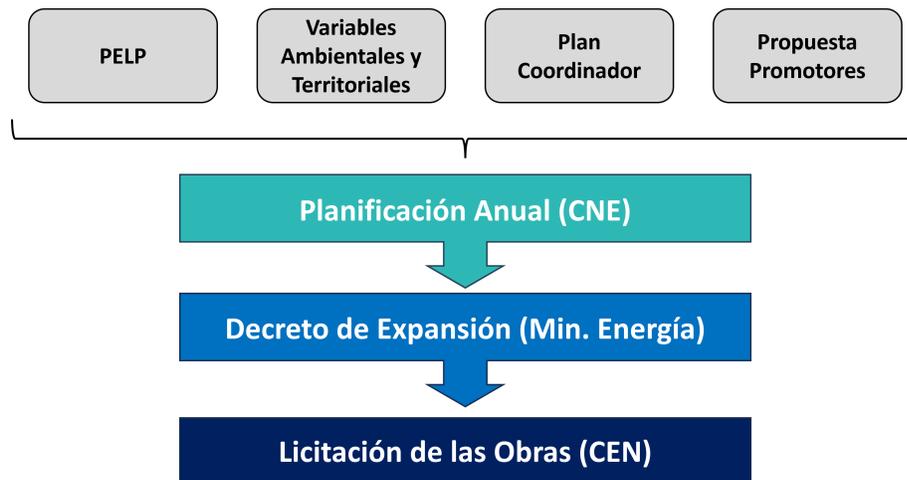


Figura 2.7: Resumen del proceso de expansión de la transmisión. Elaboración propia basado en [17].

Cabe destacar que los proyectos de transmisión definidos en el Informe Técnico Definitivo pueden dividirse en dos tipos: obras nuevas y obras de ampliación. A continuación, se describirá brevemente cada una de ellas:

- Obras nuevas: según el artículo 89° [16] son *“aquellas líneas o subestaciones eléctricas que no existen y son dispuestas para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.”*
- Obras de ampliación: según el artículo 89° son *“aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes.”* Cabe destacar que no son obras de ampliación *“aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente”* [16]

Además, en el artículo 89° se destaca que se puede incorporar como obras de expansión *“elementos que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio, tales como, sistemas de control y comunicación”*.

2.1.7. Tarificación del sistema de transmisión

De acuerdo con el artículo 102° de la LGSE [16], la Tarificación de la Transmisión consiste en un proceso regulado, que se realiza cada cuatro años, en el que la CNE debe determinar el valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, polos de desarrollo y el pago por uso de las instalaciones dedicadas. Para su determinación en cada tramo del sistema, el artículo 103° de la LGSE establece el *Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT)*, el cual se compone por la suma de los siguientes valores:

- Anualidad del Valor de la Inversión (AVI): el artículo 103° lo define como *“la suma de los costos eficientes de adquisición e instalación de los componentes de una obra de transmisión, de acuerdo con valores de mercado”*. Respecto a la anualidad, el mismo artículo indica que *“se calculará considerando la vida útil de cada tipo de instalación, considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 118°.”*

Para el caso de las instalaciones existentes, el artículo 103° indica que “*el VI se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigentes de acuerdo a un principio de adquisición eficiente.*”

- Costos anuales de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA): el artículo 103° indica que “*se determinará como los costos de operación, mantenimiento y administración de una única empresa eficiente y que opera las instalaciones permanentemente bajo los estándares establecidos en la normativa vigente, conforme lo especifique el reglamento*”

2.1.8. Remuneración del sistema de transmisión

De acuerdo con el artículo 114° de la LGSE [16], la Remuneración Anual de la Transmisión corresponde al valor que deben percibir anualmente las empresas propietarias de las instalaciones existentes en el sistema de transmisión, siendo este equivalente al VATT que fue descrito anteriormente. Para realizar la recaudación correspondiente, en el mismo artículo se establece un “Cargo Único por Uso”, el cual será cobrado a los clientes finales, y que complementará a los “Ingresos Tarifarios” que se obtienen de la operación real del sistema [16]. A continuación, se detallará en cada uno de estos componentes:

- Ingreso Tarifario (IT): el artículo 114° lo define como “*la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación real del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo*” [16]. En la Ecuación 2.1 se puede observar la formula matemática correspondiente:

$$IT = Retiro \cdot CMg_{retiro} - Inyección \cdot CMg_{inyección} \quad (2.1)$$

- Cargo Único (Estampillado): se define como un pago por uso del sistema de transmisión, y cuya recaudación será un complemento a los IT reales, de modo que el valor total sea equivalente al VATT [16]. En la Ecuación 2.2 se puede observar la formula matemática correspondiente:

$$Cargo \text{ Único} + IT = AVI + COMA = VATT \quad (2.2)$$

Cabe destacar que este pago será a cargo de los clientes finales, ya sean libres o regulados, y para su determinación, se establecerán las siguientes reglas [16]:

1. Cargo por uso Tx Nacional: se determina en base a la diferencia entre el 50 % del VATT y los IT del semestre anterior, dividido por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales para el mismo semestre [16]

$$CU \text{ Nacional} = \frac{50\% \text{ VATT} - IT \text{ real (semestre anterior)}}{\text{Total consumo energía proyectado}} \quad (2.3)$$

2. Cargo por uso Tx Zonal: se determina en base a la diferencia entre el 50 % del VATT correspondiente y los IT del semestre anterior, dividida por la suma de la energía

proyectada total a facturar a los suministros finales en dicho sistema para el mismo semestre [16].

$$\text{CU Zonal} = \frac{50\% \text{ VATT Zona} - \text{IT real (semestre anterior)}}{\text{Total consumo energía proyectado}} \quad (2.4)$$

3. Cargo por uso Tx Dedicada: este cargo se aplica para los consumidores finales regulados que utilizan el sistema, y se determina en base a la diferencia entre el 50 % del VATT y la proporción de los IT del semestre anterior, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales para el mismo semestre [16].

$$\text{CU Dedicado} = \frac{50\% \text{ VATT Zona} - \text{IT real (semestre anterior)}}{\text{Total consumo energía proyectado C.Regulados}} \quad (2.5)$$

4. Cargo por uso sistemas para Polos de Desarrollo: se calcula en base a la proporción no utilizada por las centrales generadoras conectadas al polo, las cuales se calculan como [16]:

$$\text{Parte no utilizada} = 1 - \frac{\text{Capacidad instalada generación}}{\text{Capacidad instalada transmisión}} \quad (2.6)$$

A partir de esta proporción, se calcula el cargo único por uso mediante la misma fórmula del sistema de transmisión nacional [16]:

$$\text{CU Nacional} = \frac{50\% \text{ porción VATT} - \text{porción IT real (semestre anterior)}}{\text{Total consumo energía proyectado}} \quad (2.7)$$

2.2. Pagos laterales

2.2.1. Definición de pagos laterales

De acuerdo con el artículo 1-4 literal 29) de la NTCyO [18], los Pagos Laterales se definen como aquellos pagos que se realizan con el fin de reconocer y remunerar los costos no cubiertos por el costo marginal producto de la operación del sistema eléctrico. A continuación, considerando lo indicado en el artículo 3-46 de la NTCyO y el DS 74, se describirá los servicios que conforman a este tipo de pagos y su remuneración correspondiente:

- Operación fuera del orden económico: son aquellas unidades de generación que operan a un costo variable mayor al costo marginal del sistema [18]. Este despacho, que se realiza por instrucción del Coordinador, se puede deber a restricciones de cualquier tipo, tales como, operación por regulación de frecuencia, tensión o estabilidad, operación por seguridad del sistema, entre otras [18]. Algunas condiciones operativas que entran en esta clasificación son las siguientes:
 - Operación en niveles de mínimo técnico: como se indica en el artículo 2-13 de la NTCyO [18], son las unidades que se encuentren operando en niveles de mínimo técnico por instrucciones del Coordinador, es decir, a la potencia activa mínima en

que la unidad de generación puede operar de forma permanente, segura y estable [19].

- Operación en niveles mínimos de despacho: como se indica en el artículo 2-14 de la NTCyO [18], son las unidades que se encuentran operando en niveles mínimos de despacho, debido a restricciones de origen distinto al de la normativa eléctrica, tales como restricciones ambientales (límite de emisiones, cota mínima de embalses, etc) u otras.

La remuneración que reciben las empresas de generación que operen fuera del orden económico, corresponde a la diferencia entre su costo variable de producción y el costo marginal al que se valoriza sus inyecciones de energía en la red eléctrica [18].

Cabe destacar que, existen ciertos casos de operación fuera de orden económico que no deben recibir una remuneración. A continuación, se describirá cada uno de estos:

- La operación no debe corresponder a una prestación de SSCC, ya que, según el artículo 2-13 y 3-46 de la NTCyO [18], estos servicios tienen una reglamentación para su valoración y remuneración. Por lo tanto, los Pagos Laterales deben ser consistentes con la prestación de SSCC para evitar doble pagos.
 - Las instalaciones en etapa de prueba, según el artículo 2-17 de la NTCyO [18], no serán retribuidos por una operación a un costo variable superior al costo marginal.
 - Las instalaciones que sean despachadas, exclusivamente, para operar como respaldo de otras unidades que se encuentra en prueba, deberán ser retribuida solo por la empresa generadora responsable de la unidad en prueba, según lo indicado en el artículo 169 del reglamento CyO[18].
- Proceso de partida y detención: son aquellas unidades de generación que realizan el proceso de partida o detención para inyectar su energía al sistema y cuya valorización a costo marginal no permite cubrir los costos en dicho periodo [18]. Por lo tanto, la remuneración que recibe la empresa generadora corresponde a la diferencia entre su costo de partida/detención y el costo marginal al que se valoriza su energía.

Cabe destacar que, como se indica en el artículo 63 del reglamento CyO [20], los costos de partida y detención no corresponden a los costos variables de las unidades, sino que consideran los costos de combustible y consumos específicos del proceso de partida de una unidad generadora. Además, de acuerdo con el artículo 3-48 de la NTCyO [18], las instalaciones habilitadas para recibir el referido pago serán aquellas cuyos costos de partida y detención hayan sido previamente validados por el Coordinador. Caso contrario, se considerará para efectos de remuneración un costo igual a cero.

- Compensación por precio estabilizado de las PMGD y PMG: de acuerdo con el artículo 3-47 de la NTCyO [18], corresponde a la diferencia entre el precio al que se valoriza las inyecciones de las PMGD y PMG que estén a sujetas a un régimen de precio estabilizado respecto al Costo Marginal Real en su barra correspondiente.

Cabe destacar que, según lo establecido en el DS 88 [21], las PMGD y PMG pueden optar por valorizar sus inyecciones y retiros a costo marginal, o por un régimen de precio estabilizado. Este último, es fijado por el Ministerio de Energía y, calculado por la Comisión, sobre la base de los antecedentes y la simulación de la operación esperada.

- **Compensación por formación de reserva hídrica:** de acuerdo con [22], la reserva hídrica se define como la energía almacenada en uno o más embalses del sistema, según el valor establecido por el decreto de racionamiento. Para su valorización, se considera dos componentes:
 - **Sobrecosto por Formación de Reserva Hídrica:** se determinará como los costos de operación fuera de orden económico en que incurrieron los propietarios de las unidades generadoras que contribuyeron a la formación de la Reserva Hídrica. Estos montos se determinarán como la diferencia entre el costo de operación de las centrales correspondientes y el costo de la generación valorizada al costo marginal con que inyectaron su energía [22].
 - **Costo de Oportunidad por Formación de Reserva Hídrica:** se determinará como los costos de oportunidad producto de la valorización de las menores inyecciones en el proceso de formación de la Reserva Hídrica, en que incurren los propietarios de los embalses [22].

2.2.2. Asignación de pagos laterales

De acuerdo con la normativa vigente, la remuneración de los Pagos Laterales es realizada por los Coordinados (Empresas generadoras) que realicen retiros de energía para dar suministro a clientes finales, sean estos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía, es decir, que será proporcional a los retiros que se realicen [18]. Esta información es publicada por el Coordinador en los cuadros de pago del Informe de Valorización de Transferencias Económicas (IVTE). [18].

Cabe destacar que, si bien, la normativa técnica establece que las empresas generadoras deben encargarse de realizar la remuneración de los Pagos Laterales, no necesariamente son estas la que se hace cargo directamente, sino que pueden ser traspasadas a los clientes finales. Por un lado, esta práctica es común en el caso de los clientes libres, en donde, el grado de sobrecostos que se traspasen depende de lo que establezca el contrato de suministro [23]. Y, por otro lado, en el caso de los clientes regulados, son las empresas generadoras las que se suelen hacerse cargo de los Pagos Laterales, por lo que no puede traspasarlo a sus respectivos clientes. Aunque esto cambió en el proceso de licitación 2023/01, donde se incluyó en el precio de la energía, un cargo por costos sistémico, el cual se compone por los Pagos Laterales y la prestación de SSCC [24].

2.3. Conceptualización de las intervenciones de corto plazo

2.3.1. Definición de las intervenciones de corto plazo

Si bien el término “*Intervención de Corto Plazo*” no se encuentra explícitamente descrito en la literatura de la expansión de la transmisión, este suele ser utilizado en otros sistemas de ingeniería, tales como, redes hidráulicas, carreteras, vías férreas, etc [25–31]. En estos casos, las intervenciones de corto plazo consisten en un conjunto de proyectos y/o trabajos a ejecutar dentro de un próximo período de planificación, con el objetivo de mantener, restaurar o mejorar la infraestructura ya existente del sistema [25–27]. De esta forma, como se indica en [27, 28], no solo se garantiza que la infraestructura proporcione un nivel adecuado de servicio, sino que también, permite expandir el sistema y optimizar la operación del mismo. Aunque, a cambio, se deba interrumpir su servicio durante el período de ejecución de la obra, provocando un costo indirecto para los usuarios [29–31].

2.3.2. Proyectos que se ejecutan en la expansión de la transmisión

Considerando la definición dada anteriormente, al realizar una revisión bibliográfica sobre los distintos proyectos que se ejecutan en la expansión del sistema de transmisión, es posible identificar que varios de estos pueden clasificar como una “*Intervención de Corto Plazo*”. Para detallar en esto último, a continuación, se indagará en qué tipo de proyectos son realizados en la expansión de la transmisión, cómo los clasifica la literatura y los tiempos de construcción referenciales de estos, tomando en cuenta principalmente los planes de expansión de la transmisión en Chile y el manual de prácticas comerciales para la planificación de la transmisión del *MISO*.

En un gran número de artículos académicos y/o planes de expansión, tales como [3], [32–36], se suele diferenciar a los proyectos de transmisión entre aquellos que son *Obras Nuevas* y *Obras de Ampliación*. A continuación, se describirá en detalle cada tipo de obra y los proyectos que pertenecen a dichas clasificaciones:

2.3.2.1. Obras nuevas de transmisión

Considerando la definición de [16] y los proyectos detallados en [3], [33], [36], se puede describir a las obras nuevas como aquellas instalaciones que no existen en el sistema de transmisión y cuyo objetivo es aumentar la capacidad, seguridad y calidad de servicio de la red eléctrica. Algunos proyectos que pertenecen a esta clasificación son:

- Construcción de nuevas líneas de transmisión: son proyectos de largo plazo, cuyo tiempo de construcción son de 4-7 años aproximadamente, según el Plan de Expansión de la Transmisión 2022 Chile [36]. Actualmente se caracterizan por presentar diversos problemas en su desarrollo, debido principalmente a motivos sociales y medioambientales, ya que la construcción de nuevas líneas requiere la adquisición de derechos de paso (o servidumbre) de grandes extensiones de terreno [3].

Cabe destacar que por lo general estas líneas de transmisión son de corriente alterna (AC), sin embargo, en varios países como Chile, EEUU o Canadá, han decidido invertir en líneas de transmisión HVDC [33]. Estas se caracterizan por ser líneas de corriente continua de alta tensión, con la capacidad de controlar los flujos de potencia y que requieren de un menor derecho de paso, en comparación a los corredores AC [33]. Y, su tiempo de construcción, tomando como referencia el proyecto HVDC Kimal - Lo Aguirre de 1500 Km de largo, es de 7 años, aproximadamente [37].

- Construcción de nuevas subestaciones eléctricas: son proyectos de largo plazo, cuyo tiempo de construcción son de 4-6 años, aproximadamente, según el Plan de Expansión de la Transmisión 2022 [36]. Además, al igual que las nuevas líneas de transmisión, presenta diversos problemas en su desarrollo.
- Instalación de activos flexibles: de acuerdo con [3], son aquellos equipos que permiten incrementar la flexibilidad operacional del sistema de transmisión, mediante el control de los flujo de potencia y la gestión de las congestiones. Para su instalación, según [38], se deben conectar a una subestación eléctrica y requieren un periodo de desconexión de 1 semana. A continuación, se detallará en algunas tecnologías que pertenecen a esta categoría:
 1. Equipos FACTS (Flexible AC Transmission System): son dispositivos de electrónica de potencia conectados a la red, que permiten el control de flujos de potencia, tensión o estabilidad transitoria, incrementando con ello la seguridad del sistema y su capacidad de transporte [34]. Por lo general, estos equipos se instalan en las subestaciones eléctricas, con una configuración de conexión en serie, en paralelo o serie-paralelo y, según [36], requieren de un período de entrada en operación de 2-3 años. En la Tabla 2.1, se destaca algunos de los dispositivos FACTS más relevantes y su impacto en los sistemas de transmisión:

Tabla 2.1: Impacto en el sistema de los equipos FACTS más relevantes [34]

Tipo de dispositivo	Dispositivo	Control del flujo de potencia	Control de tensión	Estabilidad transitoria	Amortiguamiento de oscilaciones
Paralelo	SVC	xxx		xx	xx
	STATCOM				
	STATCOM con sistema almacenamiento				
Serie	TCSC	x	xx	xxx	xxx
	SSSC				
	SSSC con sistema de almacenamiento				
Serie/Paralelo	PST	xx	xx		
	UPFC/IPFC	xxx	xxx	xxx	xxx
	HVDC back-to-back	xx	xxx	xxx	xxx

2. Condensadores fijos en serie (FSC): son equipos de compensación que permiten reducir la impedancia de línea, incrementando con ello su capacidad de transferencia [33]. Como se indica en [33], esto es especialmente efectivo en líneas de transmisión largas, aumentando su capacidad entre un 10 % y 30 %, dependiendo de la topología de la red. Por lo general, estos equipos se instalan en las subestaciones eléctricas y con una configuración de conexión en serie con la línea de transmisión.

3. Esquemas de protección especial (SPS): son sistemas de protección automáticos que están diseñados para detectar condiciones anormales en la operación del sistema (cambio de demanda, generación o configuración del sistema) y, en consecuencia, tomar acciones correctivas que mantienen la seguridad de la red [39]. De acuerdo con [39], se pueden considerar SPS los esquemas de alerta avanzada para la inestabilidad angular, la mitigación de sobrecargas, la mitigación de la congestión o dispositivos FACTS. En el plan de expansión de la transmisión 2023 de Australia [35], se registra la inversión en varios esquemas de protección especial, considerándose como una alternativa para aumentar los límites de transmisión.

4. Sistemas de almacenamiento de energía (ESS): este tipo de equipos se suelen integrar en los sistemas de transmisión, como una forma de aumentar la capacidad de transferencias de las líneas y, a su vez, para retrasar la construcción de nuevas instalaciones [33]. Por lo general, se instalan en los extremos de una línea de transmisión particular, es decir, en sus subestaciones respectivas, razón por la cual se le suele denominar a este tipo de proyectos como Líneas de Transmisión Virtual [40]. Cabe destacar que, si bien, existe una gran variedad de tecnologías de almacenamiento de energía, la más relevante para este caso son los sistemas de batería, más conocidos como BESS (*Battery Energy System Storage*) [33]. De acuerdo con [41], estos equipos pueden ofrecer una respuesta rápida de frecuencia y requiere de un período de construcción de 3-6 meses. Respecto al período de entrada en operación de los BESS, según el Plan de Expansión 2021 Chile [42], este es de 3 años.

2.3.2.2. Obras de ampliación de transmisión

Considerando la definición de [16] y los proyectos detallados en [3], [33], [36], se puede describir a las obras de ampliación como aquellos proyectos que aumentan la capacidad o seguridad de las instalaciones (líneas y subestaciones eléctricas) ya existentes en el sistema de transmisión. Algunos proyectos que pertenecen a esta clasificación son:

- Ampliación de las subestaciones eléctricas: consiste en la realización de modificaciones en las subestaciones para que se permita la conexión de nuevos proyectos eléctricos o el aumento de su capacidad de transmisión. A continuación, se describirá brevemente los distintos proyectos de ampliación:
 1. Ampliación de conexiones de la S/E: en este tipo de proyecto se realiza una ampliación de la barra principal e instalaciones comunes de la S/E, de forma que se puedan incluir nuevas diagonales que permitan la conexión de nuevos proyectos en la zona, como pueden ser equipos FACTS, BESS, líneas de transmisión dedicadas, etc [36]. De acuerdo con [36], este tipo de proyectos puede requerir un período de

entrada en operación de 2.5-4 años. Mientras que en [38], se estima que, para este tipo de obras, se requiere de un periodo de desconexión de 3 semanas.

2. Aumento de capacidad de la S/E: para este tipo de proyecto se suele realizar la instalación de nuevos transformadores en la instalación, con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión [36]. A su vez, esto puede implicar la construcción de nuevas barras para la conexión del conjunto de equipos mencionados anteriormente [36]. De acuerdo con [36], este tipo de proyectos puede requerir un periodo de entrada en operación de 2-3 años. Mientras que en [38], se estima un periodo de desconexión de 2 semanas
- Ampliación de capacidad de las líneas de transmisión: consiste en realizar modificaciones menores en la infraestructura de la red para aumentar el flujo de potencia de un corredor de transmisión existente [3]. Por lo general, esto se puede lograr mediante un incremento en la capacidad térmica del corredor, un aumento en el nivel de voltaje o la adición de una línea paralela [3]. Respecto a los trabajos que implican estos cambios en la infraestructura del sistema, a continuación, se detallará en cada caso:
 1. Aumento de capacidad térmica: uno de los factores principales que pueden limitar la capacidad de transmisión de una línea, es el límite térmico del su conductor, el cual, en caso de ser superado, puede producir daños irreparables en la infraestructura eléctrica [33]. Debido a esto, una de las formas de aumentar la capacidad de transmisión del corredor, es mediante el reemplazo de conductores, es decir, que se cambia el conductor del circuito por uno de mayor capacidad térmica, el cual puede ser uno convencional con mayor diámetro o un Conductor de Alta Temperatura y Baja Flecha (HTLS) [3], [32].

Por lo general, este tipo de obras se realiza en líneas de transmisión cortas (típicamente bajo los 80 Km), ya que, en esos casos, el límite térmico suele ser un factor crítico [3]. Además, debido a las nuevas características técnicas y físicas del conductor, se puede requerir ampliaciones en la S/E o modificaciones en las estructuras de soporte de las torres eléctricas, como incremento de altura en los puntos de fijación, tensar los cables o reemplazar por una infraestructura más alta [33].

Para determinar los tiempos de construcción de estas obras se tomará como referencia los siguientes casos:

- En EE.UU, la reconducción de la línea 2x345(kV) LaCygnea - Stillwell de 52 km de largo, tomo 5 meses en completarse [3].
 - En Chile, la reconducción de la línea 2x220(kV) Frutillar Norte - Puerto Montt de 59 km de largo, requiere de un periodo de 3 meses para completarse [43]. Cabe destacar, que en el plan de expansión 2017 [44], se considera que su período de entrada en operación es de 2.5 y 3 años, respectivamente.
 - En [38], se estima que la reconducción de una línea de transmisión requiere un periodo de desconexión de 4 días por km.
2. Aumento del nivel de voltaje: dado que el límite térmico de un conductor depende del flujo de corriente y no directamente de la potencia de transferencia, el incremento

en el nivel de voltaje es una alternativa para aumentar la capacidad de transmisión de un circuito [33]. Para realizar este tipo de proyecto, se debe considerar la realización de los siguientes trabajos: reemplazo de aisladores, modificaciones en el diseño de las torres eléctricas para aumentar la distancia mínima al suelo y la distancia fase - fase, cambio de conductor, y/o cambios en las subestaciones eléctricas del tramo [3, 33].

Cabe destacar que, la aplicación de esta alternativa depende del nivel de modificaciones que se deben realizar en el tramo. En el mejor caso posible, el aumento de tensión se puede realizar con el conductor existente y costos relativamente marginales para reconfigurar la línea de transmisión [3]. Caso contrario, se puede requerir un cambio de conductores, instalar nuevas torres eléctricas o realizar modificaciones mayores a las ya existentes [3], e incluso, en [33], se menciona la reconstrucción completa de las subestaciones eléctricas en los extremos del tramo, lo cual requiere extensos períodos de corte, resultando esto en un impacto inaceptable para el resto de instalaciones.

Respecto a los tiempos de construcción para este tipo de proyectos, en Chile no existen registros de que se haya realizado alguno. Sin embargo, en la literatura internacional se pueden encontrar varios casos, por lo que se tomara como referencia los siguientes:

- En la red eléctrica de Gran Bretaña, el proyecto RICA modificará las torres eléctricas de las rutas L3 y L66, para aumentar el nivel de voltaje desde 275(kV) a 400(kV), con de un período de entrada en operación de 5 años y tiempo de construcción de 1 año, aproximadamente[45].
- En [38], sé que estima que la reconstrucción de las líneas de transmisión tiene una duración de 9 días por km, mientras que la reconstrucción de las subestaciones eléctricas, para aumentar su nivel de tensión, es de 6 a 10 semanas.

3. Expansión de un circuito adicional: consiste en instalar una nueva línea de transmisión, en paralelo a un tramo ya existente de la red. Cabe destacar que el conductor suele ser de características similares al conductor del tramo [3]. Además, de que este tipo de obra, puede requerir la modificación o reemplazo de las torres de transmisión correspondiente y/o ampliaciones en las subestaciones eléctricas en los extremos del tramo [32].

Respecto a su período de entrada en operación, este varia bastante entre planes de expansión. Por ejemplo, en [44], el tendido de segundo circuito 2x110(kV) Agua Santa - Placilla tiene un plazo constructivo de 2 años, mientras que en [36], el tendido segundo circuito línea 2x500(kV) Ancoa - Charrúa, tiene un plazo constructivo de 5 años.

4. Conversión de línea HVAC a HVDC: consiste en reemplazar las líneas de corriente alterna de alta tensión (HVAC) por líneas de corriente continua de alta tensión (HVDC). Cabe destacar que, este tipo de obras suele requerir modificaciones en el diseño de las torres de transmisión del tramo. Además, de las respectivas amplia-

ciones en la subestación del tramo [46].

Un ejemplo de esta inversión, es el proyecto alemán ULTRANET HVDC. Este proyecto modificara la línea de transmisión que conecta las zonas de North Rhine-Westphalia y Baden-Württemberg, para convertirla de un corredor HVAC a un Híbrido AC/DC [47].

2.3.3. Instalaciones que clasifican como intervenciones de corto plazo

A partir de la revisión bibliográfica realizada anteriormente, y bajo el contexto de los sistemas de transmisión, las *Intervenciones de Corto Plazo* se definirán como aquellas de obras de ampliación que requieren la desconexión temporal de la infraestructura intervenida u otros elementos de la red eléctrica. A continuación, se detallará en las consideraciones que se tomarán en cuenta para realizar la clasificación de las intervenciones de corto plazo:

- Los proyectos de transmisión que clasifiquen como una intervención de corto plazo se diferenciarán según la principal infraestructura que deba ser intervenida para su instalación. Por lo tanto, a partir de la información recopilada, se definirá 2 tipos de intervenciones de corto plazo: líneas de transmisión o subestaciones eléctricas.
- Una intervención se considerará de “corto plazo”, si sus desconexiones programadas tienen una duración máxima de 6 meses.
- Si bien, esta clasificación tiene un enfoque en el período de construcción de la obra, y en particular, en los tiempos de desconexión de la infraestructura existente, dado que los planes de expansión solo informan el “periodo de entrada en operación”, se utilizará este plazo como una referencia inicial. Cabe destacar, que el periodo de entrada en operación suele incluir otras actividades como, la aprobación de permisos, gestión territorial, construcción, puesta en servicio, entre otros [16], [35], por lo que su escala de tiempo es mayor a la esperada.
- Para definir el “periodo de entrada en operación”, se utilizará como referencia, la escala de tiempo del Operador de Mercado de Australia [35], el cual define las siguientes categorías: corto plazo (menor a 3 años), mediano plazo (entre 3 y 5 años) y largo plazo (mayor a 5 años).

De acuerdo con las consideraciones anteriores, y tomando en cuenta los últimos planes de expansión de la transmisión en Chile, en la Fig. 2.8 se puede visualizar la clasificación de las intervenciones de corto plazo:

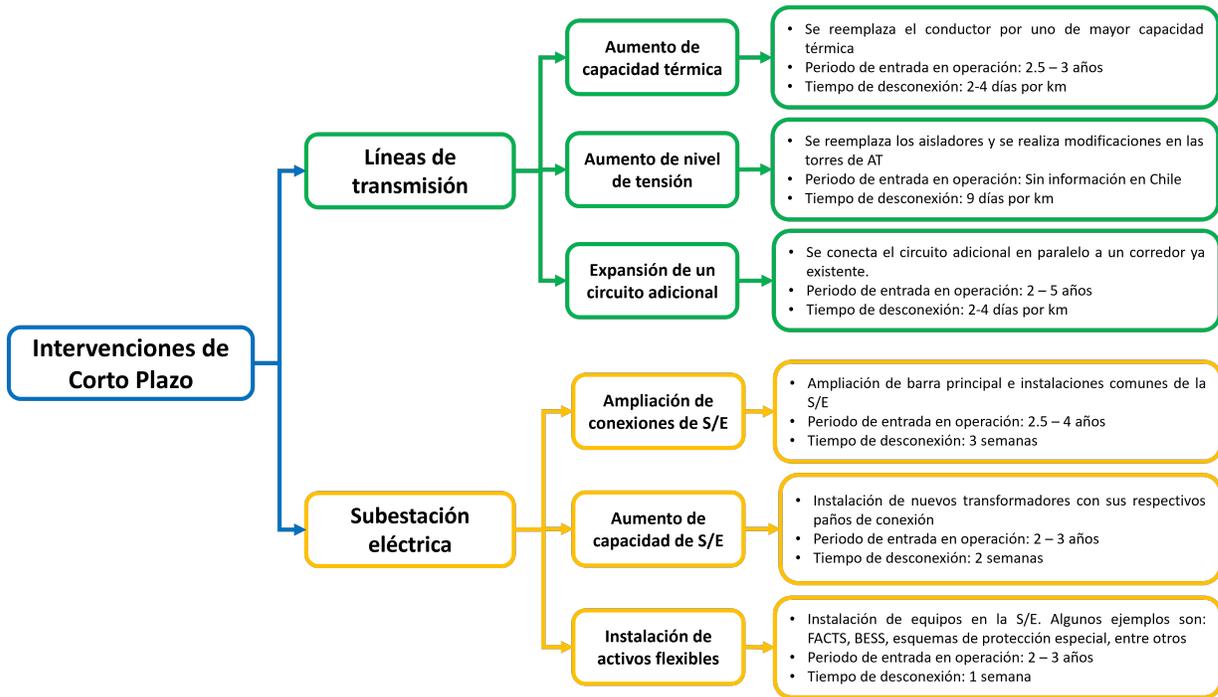


Figura 2.8: Clasificación de proyectos de transmisión de corto plazo.

Capítulo 3

Estado del Arte

3.1. Tratamiento de las intervenciones de corto plazo en la literatura internacional

Como se había mencionado anteriormente, una de las consecuencias principales de las intervenciones de corto plazo es que, durante el período de ejecución de la obra, parte de la infraestructura estará fuera de servicio. En el contexto de los sistemas de transmisión, esto implica que las líneas intervenidas serán desconectadas, obstruyendo el flujo de potencia en la zona, a pesar de que se debe seguir satisfaciendo la misma demanda [48]. Por lo tanto, esto resulta en una congestión de la transmisión, que aumenta el costo de operación de la red.

En la literatura internacional es poco común encontrar esquemas de desarrollo para la identificación y asignación de costos de este tipo de intervenciones de corto plazo, siendo lo más cercano a esto, ciertas medidas que se toman para tratar con la indisponibilidad de elementos de la red producto de los trabajos que se realicen en el sistema. A continuación, se describirá el punto de vista de ciertos Operadores de Sistema/Mercado Eléctrico respecto a este tipo de proyecto.

3.1.1. Red Eléctrica Española (REE)

A partir del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte 2021-2026, se puede destacar que los proyectos descritos anteriormente han tomado gran relevancia en la forma de expandir los sistemas de transmisión en España, incluso definiendo una metodología clara para la evaluación de los distintos proyectos. No obstante, a pesar de que estas obras están en el foco de los planes de expansión, no se registra un esquema de desarrollo particular para estas obras y, en especial, con respecto a las desconexiones que provocan durante su construcción, detalle que es omitido en la planificación.

Sin embargo, si existe una regulación para la indisponibilidad programada de las instalaciones de transmisión. Según el Real Decreto 1955/2000 [49], es el operador del sistema el responsable de coordinar y modificar los planes de mantenimiento de las instalaciones de transmisión que pueden provocar la indisponibilidad de las mismas. Estos planes de mantenimiento o Programación de Trabajos en la Red de Transporte según [50], se definen como procedimientos que describen los flujos de información y procesos necesarios para ela-

borar un plan de trabajo anual, semanal y de corto plazo, en las instalaciones del sistema de transmisión. Para realizar esto define los siguientes objetivos [50]:

- Asegurar la compatibilidad con los planes de mantenimiento de las unidades de producción
- Minimizar las restricciones técnicas que afecten a los medios de producción.
- Minimizar los costes variables de la operación de cada sistema eléctrico.
- Obtener un estado o de disponibilidad de la red de transporte que garantice la seguridad y la calidad del abastecimiento de la demanda.

Además, de acuerdo con [51], en el caso existan nudos de la red que sean alimentados por solo dos líneas, ante la indisponibilidad programada de una de ellas, esta dejará de cumplir automáticamente el criterio N-1. Por lo tanto, se debe establecer un plan de salvaguarda específico para reducir los efectos del fallo y para la programación de trabajos se debe valorar el riesgo de fallo de la otra línea para elegir el momento y las condiciones más apropiadas para realizar el trabajo [51]. En caso, de que la indisponibilidad sea de una barra de una subestación de doble embarrado, se analizará la falla de la otra barra, las circunstancias en las que puede ocurrir y su incidencia en la seguridad del sistema [51].

3.1.2. California ISO (CAISO)

De acuerdo con [52], el CAISO está encargado de *“coordinar los cronogramas de interrupciones para mantenimiento, reparación y construcción dentro de la red ISO para mantener la confiabilidad del sistema, maximizar la viabilidad del cronograma y garantizar una planificación efectiva para el uso de recursos”*. Para realizar la coordinación de interrupciones, el CAISO dispone del Manual de Prácticas Empresariales para la Gestión de Interrupciones, cuyo objetivo es permitir que el ISO [53]:

- Mantenga la confiabilidad del sistema.
- Maximice la viabilidad del cronograma con respecto a las congestiones del sistema de transmisión y el abastecimiento de la demanda.
- Reflejar la información de las interrupciones en el mercado lo antes posibles, para que los participantes planifiquen eficazmente la operación de sus recursos.

En este manual se define a la Interrupciones Planificadas como períodos de tiempo en el que un operador de generación o transmisión, limita la capacidad, o deja fuera de servicio, una unidad de generación o transmisión para realizar una mantención planificada o para la construcción de una nueva infraestructura [53].

Para realizar una interrupción planificada, el propietario de transmisión (PTO) debe enviar una solicitud al CAISO, la cual proporcione de información detallada sobre la interrupción como, la naturaleza del trabajo, el cronograma de inicio y término, el impacto en los recursos de generación para apoyar la interrupción y las condiciones especiales del sistema de transmisión que deben ser impuesta durante la interrupción [53]. Luego, el CAISO se encargará de

realizar una planificación de largo, mediano o corto plazo, para analizar la propuesta considerando los criterios de confiabilidad del sistema [53]. En caso de que se no se cumplan alguno de estos criterios, el CAISO puede proponer un nuevo cronograma para la interrupción o rechazarla [53].

Cabe destacar que, en [53] se define a ciertas instalaciones del sistema de transmisión como “Instalaciones Significativas”. Esto se debe a que la interrupción de alguna de estas instalaciones puede afectar la capacidad “normal” de transmisión entre puntos de la red y, como consecuencia, esto puede tener efectos significativos sobre la determinación de los Ingresos por Derechos de Congestión (CRR), un instrumento financiero popular en el mercado eléctrico de California que se utiliza para gestionar la variabilidad en los costes de congestión. Las “Instalaciones Significativas” solo incluyen las instalaciones transmisión que cumplan las siguientes condiciones [53]:

- Su nivel de tensión es igual o mayor a 200(kV).
- Son parte de cualquier límite de flujo definido en el Procedimiento Operativo ISO.

Luego, el operador de red aplicará un regla de 30 días para programar las interrupciones de la instalaciones significativas, con el objetivo de que se proporcione una información de calidad para que esta sea incluida en los modelos de red utilizados para publicar los CRR y minimizar el impacto en la determinación de los ingresos por CRR [53].

3.1.3. Electricity System Operator for Great Britain (ESO)

De acuerdo con [54], el ESO se encarga de evaluar y gestionar las interrupciones del sistema de transmisión, las cuales son solicitadas por los PTO. Considerando que se desea mantener la seguridad de suministro a mínimo costo para el cliente final, el operador de red realizará las siguientes evaluaciones [54]:

- Análisis de impacto de la interrupción en la demanda local y la generación conectada a la transmisión.
- Análisis de impacto de la interrupción en la capacidad de transferencia de la red (restricciones).
- Cálculo del costo de gestionar las restricciones.
- Estudiar la reconfiguración de la red para reducir las restricciones y para proteger a los equipos de fallas.
- Preparación de estrategias para regresar los equipos en situaciones de alto costo o emergencia.
- Evaluación de fechas alternativas para realizar la interrupción si es requerido.

3.1.4. Australian Energy Market Operator (AEMO)

De acuerdo con [55], en el caso de que se deba realizar la interrupción de servicio de algún elemento del sistema de transmisión, esta debe ser solicitada al AEMO, con el objetivo que

esta sea vea reflejada en la capacidad de la red. Para las interrupciones planificadas, se debe proporcionar la información necesaria al AEMO a través del Programador de Cortes de Red [55]. A partir de esta información y otras del mercado, se esperan los siguientes resultados de la evaluación de las interrupciones [55]:

- Retroalimentación para el Programador de Cortes de Red sobre el proceso de interrupción.
- Aplicación de un conjunto de restricciones.
- Un pronóstico consistente acerca de la confiabilidad del sistema eléctrico y la capacidad de red en un período de mediano y corto plazo.
- Publicación del Plan de Interrupciones de 13 Meses como parte del Recurso de Información sobre Congestión.

Respecto a la aplicación de restricciones, según [55], el AEMO tiene la facultad de aplicar las restricciones que considere necesarias, con tal de asegurar la seguridad del sistema, siendo estas restricciones un simple reflejo de la capacidad de transmisión de la red en el mercado.

Dentro de las interrupciones planificadas, [55] destaca la existencia de una serie de interrupciones que pueden tener un impacto mayor de lo normal en el sistema eléctrico o en el mercado eléctrico, siendo definidas como “Interrupciones de Alto Impacto”. De acuerdo con [55], una interrupción se clasifica de alto impacto cuando estudios o experiencias pasadas han identificado:

- Un potencial para que los precios de los servicios auxiliares de control de energía y frecuencia se acerquen al Precio Máximo de Mercado (*Price Cap*) o Precio Mínimo de Mercado (*Price Floor*)
- Después de un evento de contingencia creíble (desconexión inesperada de un equipo) existe la posibilidad de:
 - Una reducción en el suministro de energía que pueda resultar en una desconexión de carga.
 - Separación de partes de la red en islas de generación, redes y cargas programadas.
 - Requerir de una intervención en el mercado mediante la emisión de instrucción
 - Desconexión de generación en la región, que excede el tamaño de la mayor contingencia creíble en condiciones normales de operación.

De las medidas que pueden aplicarse después de una contingencia creíble, se destacará en particular, la relacionada a la intervención del mercado por parte del AEMO. De acuerdo con [56], esta medida consiste en que, mediante la publicación de un aviso de mercado, el AEMO tiene la facultad de fijar el precio de energía y servicios auxiliares, al valor que hubiera tenido en caso de que no hubiera ocurrida una restricción de red. Siendo el objetivo principal de esta intervención, preservar la señal de precio del mercado [56]. Finalmente, durante la intervención del mercado, el AEMO debe ejecutar dos problemas de optimización en paralelo [56], los cuales consisten en:

- Despacho real: determina la operación de todas las unidades de generación y cargas programadas durante la intervención, de forma que se abastezca la demanda del sistema, según las características técnicas de la red.
- Despacho *what-if*: determina los precios de energía y servicios auxiliares que sean publicados en el mercado. Para este caso, el problema de optimización no considera las restricciones temporales que ocurrieron durante la intervención.

3.2. Análisis comparativo del tratamiento de las intervenciones de corto plazo

A partir de las metodologías descritas anteriormente, para el tratamiento de las intervenciones de corto plazo, se destaca que, en todas ellas, los operadores de red y/o mercado se limitan únicamente a mitigar las consecuencias de las desconexiones programadas, ya sea mediante la aplicación de restricciones en la transmisión, la reprogramación de los trabajos u otras medidas correspondientes. De esta forma, minimizan el impacto de las interrupciones en el mercado, como las congestiones en el sistema de transmisión y el costo de operación de la red, además que aseguran la seguridad de servicio del sistema.

El principal problema de las acciones aplicadas por los operadores es que no plantean una solución real para los costos indirectos que producen estas intervenciones, ya que, al tener que priorizar los estándares de seguridad de servicio, existe ciertos límites técnicos que no pueden infringir, lo que, en consecuencia, acota las opciones para disminuir los efectos en el mercado eléctrico. Esto último puede ser especialmente problemático en el caso de las interrupciones de alto impacto, pues, como plantean [53], [55], pueden tener un impacto significativo, no solo en la seguridad de la red, sino que también en el sector financiero del mercado eléctrico, como es el caso de los CRR en el CAISO.

Una solución que puede ser más acertada para el tratamiento de este tipo de proyectos corresponde a la intervención en el precio de mercado, planteada por el AEMO. Pues, si bien, no se aplica explícitamente para las intervenciones de corto plazo, su metodología apunta a definir un despacho económico real y un despacho económico *what-if*, los cuales permiten preservar la señal de precio del mercado, pero sin arriesgar la seguridad de servicio, ni el suministro de energía de los clientes finales. Sin embargo, se debe destacar que la modificación del precio de la energía puede ser una medida controversial, ya que este dejaría de ser representativo de las condiciones actuales del sistema.

Capítulo 4

Metodología

4.1. Descripción general de la metodología

Para cumplir con los objetivos planteados en el presente trabajo, se implementará la metodología de trabajo presentada en la Fig. 4.1. Su enfoque principal será la evaluación económica de la operación del sistema eléctrico en estudio.

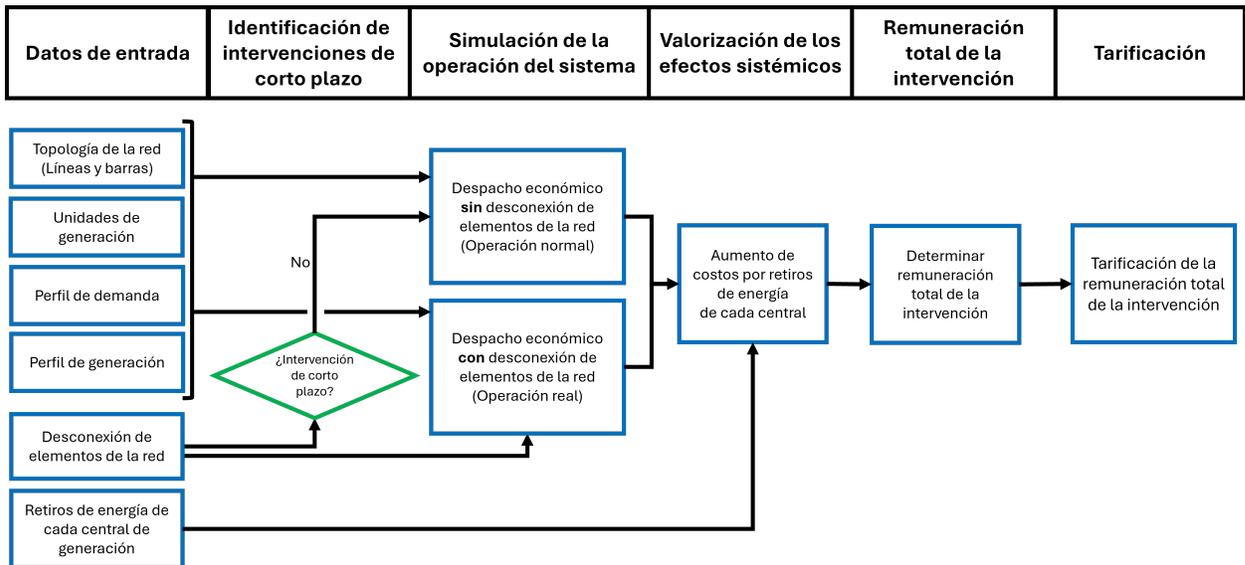


Figura 4.1: Diagrama resumen de metodología de trabajo.

La metodología propuesta se enfoca, principalmente, en desarrollar un mecanismo de cobertura de riesgo de congestión que remunere a las empresas de generación que experimenten alzas en sus costos por retiro de energía, producto de una intervención de corto plazo en la red eléctrica. De esta forma, se busca mitigar el riesgo de mercado que implica este tipo de obras, para que las empresas de generación que abastecen el suministro de los clientes finales, no se vean perjudicadas económicamente por los planes de expansión de la transmisión, los cuales son definidos por la autoridad correspondiente. Para determinar esta remuneración, se resolverán dos despachos económicos del sistema en estudio: uno sin desconexión de elementos de la red (operación normal) y otro con la desconexión de elementos de la red (operación real).

A partir de los resultados obtenidos en los despachos anteriores, se valorizará el costo

asociado a los efectos sistémicos de las intervenciones de corto plazo sobre las empresas de generación, el cual se define como el aumento en sus costos por retiro de energía con respecto al despacho económico del sistema sin desconexión de elementos de la red. Luego, se aplicará una serie de parámetros que limitarán el número de empresas afectas a recibir una remuneración. A partir de este resultado, se obtendrá el monto total que deberá ser compensado a las empresas de generación, el cual se denominará como *Remuneración Total de la Intervención (RTI)*. Finalmente, se realizará la tarificación del RTI, mediante la definición de los actores del sector que se harán cargo de remunerar este monto, junto a su respectiva forma de pago.

4.2. Módulo 1: Datos de entrada

–En este módulo se establecerá los datos de entrada que serán utilizados a lo largo de la metodología de trabajo planteada anteriormente. Dado que se enfoca en la operación económica de los sistemas eléctricos, entonces la información empleada definirá las características principales del sistema eléctrico en estudio, de forma que este pueda ser modelado a través de una herramienta computacional, en la cual se realizarán las simulaciones correspondientes. A continuación, se detallará en los principales datos que se necesitarán para modelar los sistemas eléctricos en estudio:

- Topología de la red (nodos de cargas, nodos de centrales de generación, nodos de entrada y salida de las líneas de transmisión).
- Parámetros técnicos de las centrales de generación (potencia máxima y mínima, costo variable de producción, costo de partida, tiempo de encendido y apagado).
- Parámetros técnicos de las líneas de transmisión (reactancia, capacidad).
- Perfil de generación de las centrales de generación renovables (solar, eólica, etc).
- Perfil de demanda en cada nodo del sistema.

Entre los datos de entrada también se incluirá la desconexión programada de elementos de la red, con el fin de implementar las intervenciones de corto plazo en la metodología propuesta. Para simplificar el análisis, solo se considerarán intervenciones en las líneas de transmisión, las cuales modificarán su capacidad de transferencia de energía. Para la implementación de las intervenciones se deberá incluir como mínimo la siguiente información:

- Tipo de intervención.
- Línea de transmisión que será intervenida.
- Modificación en la capacidad de transferencia de energía en la línea de transmisión intervenida.
- Tiempo de desconexión estimado en la línea de transmisión intervenida.

Luego, para valorizar el costo asociado a los efectos sistémicos de las intervenciones de corto plazo, y su respectiva tarificación, se debe considerar los retiros de energía que realizan cada empresa de generación del sistema, según lo establecido en sus respectivos contratos de energía. Cabe destacar que, para realizar los análisis correspondientes, se definirán distintos contratos de energía, cuya información principal será la siguiente:

- Cliente con el que realiza el contrato.
- Precio de venta de la energía (USD/MWh)
- Cantidad de energía vendida al cliente (MW)
- Barra de retiro de la energía.

Finalmente, para estudiar el correcto funcionamiento de la metodología, y los efectos que esta puede tener en los mercados eléctricos, se considerará los siguientes casos de estudio: una versión simplificada del Sistema Eléctrico Nacional y el Sistema Eléctrico IEEE RTS 24-Bus.

4.3. Módulo 2: Identificación de las intervenciones de corto plazo

En este módulo se identificará aquellos proyectos de transmisión que clasifican como una “Intervención de Corto Plazo”. Para realizar esta identificación, los proyectos en estudio deberán cumplir con los siguientes criterios:

- El proyecto de transmisión debe encontrarse dentro del esquema presentado en la Fig. 4.2, el cual se utilizará como un referencia inicial.

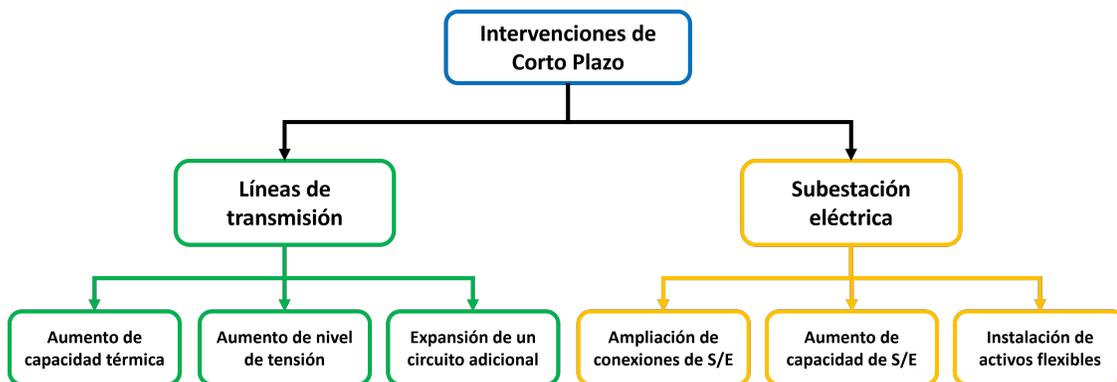


Figura 4.2: Resumen esquema de clasificación de proyectos de transmisión de corto plazo.

- Las desconexiones programadas que se realicen, producto del proyecto de transmisión, debe tener una duración total de máximo 6 meses. Caso contrario, el proyecto quedará fuera de la clasificación.

Finalmente, una vez que se haya determinado los proyectos de transmisión que clasifican como una intervención de corto plazo, esta información será utilizada para definir dos despachos económicos, donde solo uno de ellos considerará la desconexión programada de elementos de la red. Para representar estas desconexiones se deberá tener en cuenta: el tramo intervenido y su nueva capacidad de transmisión durante el tiempo que dure la desconexión programada. Cabe destacar que los cambios que se realicen en la capacidad de transferencia de la línea de transmisión intervenida, deberán ser determinados por los estudios de estabilidad y seguridad de servicio que realice la autoridad pertinente.

4.4. Módulo 3: Simulación de la operación del sistema

4.4.1. Nomenclatura

Conjuntos

G	: Conjunto de generadores
G_r	: Conjunto de generadores renovables
G_n	: Conjunto de generadores del nodo n
N	: Conjunto de nodos
L	: Conjunto de líneas de transmisión
$From_n$: Conjunto de líneas de transmisión que inician en el nodo n
To_n	: Conjunto de líneas de transmisión que terminan en el nodo n
T	: Conjunto de periodos de tiempo.

Parámetros

CV_g	: Costo variable de operación generador g	(USD/MWh)
C_g^{su}	: Costo de partida generador g	(USD)
$VoLL$: Costo de energía no suministrada	(USD/MWh)
Tax	: Impuesto por emisión de CO_2	(USD/t CO_2)
P_g^{max}	: Potencia máxima generador g	(MW)
P_g^{min}	: Potencia mínima generador g	(MW)
R_g^U	: Rampa de subida generador g	(MW/h)
R_g^D	: Rampa de bajada generador g	(MW/h)
$D_{n,t}$: Demanda del nodo n en el periodo t	(MWh)
x_l	: Reactancia de la línea de transmisión l	(p.u)
F_l^{max}	: Capacidad máxima de transmisión línea l	(MW)
UT_g	: Tiempo mínimo de encendido	(h)
DT_g	: Tiempo mínimo de apagado	(h)
$\alpha_{g,t}$: Perfil de generación generador g	(-)

Variables de decisión

$P_{g,t}$: Potencia generada por el generador g en el periodo t	(MWh)
$f_{l,t}$: Flujo en la línea de transmisión l en el periodo t	(MWh)
$LL_{n,t}$: Energía no suministrada en el nodo n en el periodo t	(MWh)
$\theta_{l,t}^{From}$: Ángulo de tensión en el nodo de inicio de la línea l en el periodo t	(rad)
$\theta_{l,t}^{To}$: Ángulo de tensión en el nodo de termino de la línea l en el periodo t	(rad)
$X_{g,t}$: Estado del generador g en el periodo t	(-)
$E_{g,t}$: Encendido de generador g en el periodo t	(-)
$A_{g,t}$: Apagado de generador g en el periodo t	(-)

4.4.2. Formulación del problema de optimización

Para simular la operación del respectivo sistema eléctrico en estudio, se definirá un problema de optimización que minimiza su función objetivo. En la Fig. 4.3 se puede observar su formulación general:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } f(x) \\
 & \text{s. a } \quad g_j(x) \leq b_j \quad \forall j = 1, \dots, p \\
 & \quad \quad g_j(x) = b_j \quad \forall j = p + 1, \dots, m \\
 & \quad \quad x_i \geq 0 \quad \forall i = 1, \dots, q \\
 & \quad \quad x_i \text{ libre} \quad \forall i = q + 1, \dots, n
 \end{aligned}$$

Figura 4.3: Formulación general problema de minimización. Elaboración propia basado en [57]

Considerando la formulación anterior, para modelar el despacho económico diario de un sistema eléctrico, primero se resolverá un problema de Pre-Despacho (o *Unit Commitment*) de corto plazo. Este se caracteriza por decidir que unidades de generación serán despachadas o no durante el horizonte de tiempo simulado mediante la aplicación de una solución binaria (0 o 1), resolviendo un algoritmo de programación lineal de enteros mixtos (MILP). Luego, una vez resuelto el problema de Pre-Despacho, los valores obtenidos en las variables binarias serán definidos como un parámetro del problema, pasando a ser un algoritmo de programación lineal (LP). De esta forma, se resolverá el problema de despacho económico óptimo, el cual definirá la potencia generada en cada central y el costo marginal de las barras del sistema.

Cabe destacar que se eligió este tipo de problema de despacho debido a que la metodología de trabajo (Fig. 4.1) busca valorizar el efecto de las intervenciones de corto plazo, mediante una comparación entre la operación económica del sistema con y sin la desconexión de elementos de la red. Por lo tanto, dada las características del problema planteado, basta con utilizar un modelo de despacho económico con un horizonte de tiempo de 24 horas (corto plazo), mediante el cual se obtenga la operación económica diaria del sistema.

4.4.2.1. Función objetivo del problema

Dado el enfoque que tendrá el problema de optimización, la función objetivo consistirá en la minimización del costo de operación del sistema (Ecuación 4.1).

$$\min C_{sistema} = C_{op} + C_{su} + C_{CO_2} + C_{ENS} \quad (4.1)$$

A continuación, se detallará en los términos que componen a la función objetivo:

- Costo variable de operación de las centrales de generación (Ecuación 4.2)

$$C_{op} = \sum_{t \in T, g \in G} P_{t,g} \cdot CV_g \quad (4.2)$$

- Costo de puesta en marcha o *start-up* (Ecuación 4.3)

$$C_{su} = \sum_{t \in T, g \in G} E_{t,g} \cdot C_g^{su} \quad (4.3)$$

- Impuesto por emisiones de CO_2 (Ecuación 4.4)

$$C_{CO_2} = \sum_{t \in T, g \in G} \beta_g \cdot Tax \cdot P_{t,g} \quad (4.4)$$

- Costo de energía no suministrada (Ecuación 4.5)

$$C_{ENS} = \sum_{t \in T, n \in N} LL_{t,n} \cdot VoLL \quad (4.5)$$

4.4.2.2. Restricciones del problema

Considerando que el modelo de optimización corresponde a un problema de *unit commitment*, se deberá plantear las siguientes restricciones:

1. Balance eléctrico: la Ecuación 4.6 representa el balance de carga y generación en cada nodo del sistema, considerando los flujo de potencia en las líneas de transmisión y la energía no suministrada.

$$\sum_{g \in G_n} P_{g,t} + \sum_{l \in From_n} f_{l,t} = D_{n,t} + \sum_{l \in To_n} f_{l,t} - LL_{n,t} \quad \forall t \in T, \forall n \in N \quad (4.6)$$

2. Limite de potencia en unidades de generación: las Ecuaciones 4.7 y 4.8 representan el máximo y mínimo técnico en que puede operar las unidades de generación del sistema. Además, mediante estas ecuaciones se modela el *commitment* de los generadores, es decir, si están operando o no en el periodo t .

$$P_{g,t} \leq P_g^{max} \cdot X_{g,t} \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (4.7)$$

$$P_{g,t} \geq P_g^{min} \cdot X_{g,t} \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (4.8)$$

3. Limite de potencia en unidades de generación renovable: la Ecuación 4.10 representa el máximo y mínimo técnico en que pueden operar las centrales renovables del sistema, considerando su perfil de generación y el *commitment* de las unidades.

$$P_{g,t} \leq P_g^{max} \cdot \alpha_{g,t} \cdot X_{g,t} \quad \forall t \in T, \forall g \in G_r \quad (4.9)$$

$$P_{g,t} \geq 0 \quad \forall t \in T, \forall g \in G_r \quad (4.10)$$

4. Flujos de potencia por líneas de transmisión: la Ecuación 4.11 modela el flujo de potencia en las líneas de transmisión del sistema, mediante la definición de ángulos de tensión en cada nodo. Mientras que, la Ecuación 4.12, representa los flujos máximos y mínimos de las líneas.

$$f_{l,t} = \frac{\theta_{l,t}^{From} - \theta_{l,t}^{To}}{x_l} \quad \forall t \in T, \forall l \in L \quad (4.11)$$

$$-F_l^{max} \leq f_{l,t} \leq F_l^{max} \quad \forall t \in T, \forall l \in L \quad (4.12)$$

5. Estado de las unidades de generación (encendido/apagado): la Ecuación 4.13 modela la restricción de encendido y apagado de una central generadora, de forma el estado de la unidad sea coherente. Mientras que la Ecuación 4.14, indica que una central no puede encenderse y apagarse al mismo tiempo.

$$X_{g,t} = X_{g,t-1} + E_{g,t} - A_{g,t} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4.13)$$

$$E_{g,t} + A_{g,t} \leq 1 \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4.14)$$

6. Tiempo mínimo de operación en unidades de generación: las Ecuaciones 4.15 y 4.16 representan el periodo de tiempo mínimo que necesita una unidad de generación para mantenerse encendida o apagada, respectivamente. Por ejemplo, si $UT = 3$ y la unidad fue encendida en un tiempo $t = 1$, entonces, para cumplir con la restricción debe mantenerse operando ($X_{g,t} = 1$), como mínimo, hasta el tiempo $t = 4$.

$$X_{g,t} \geq \sum_{k=t-UT_g}^t E_{g,k} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4.15)$$

$$1 - X_{g,t} \geq \sum_{k=t-DT_g}^t A_{g,k} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4.16)$$

7. Rampa de subida y bajada en unidades de generación: las Ecuación 4.17 y 4.18 modelan la tasa de aumento o reducción de generación en cada una de las unidades del sistema.

$$P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq R_g^u \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4.17)$$

$$P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq R_g^d \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4.18)$$

8. Naturaleza de las variables:

$$P_{g,t}, f_{l,t}, LL_{n,t} \in \mathbb{R} \quad \forall t \in T, \forall g \in G, \forall n \in N \quad (4.19)$$

$$X_{g,t}, E_{g,t}, A_{g,t} \in \{0, 1\} \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (4.20)$$

4.4.3. Despachos económicos bajo análisis

De acuerdo con la metodología de trabajo, para determinar los efectos sistémicos de las intervenciones de corto plazo, se deberá resolver el problema de despacho económico planteado anteriormente, pero bajo 2 puntos de vistas distintos. A continuación, se describirá brevemente cada uno de los despachos que serán simulados:

- Despacho económico *con desconexión* de elementos de la red: este despacho determinará la operación económica del sistema eléctrico en estudio considerando las desconexiones programadas que se han realizado en el sistema de transmisión, producto de una intervención de corto plazo. Por lo tanto, su despacho económico será representativo de las condiciones actuales de la red, ya que busca definir la *operación real* del sistema.
- Despacho económico *sin desconexión* de elementos de la red: este despacho determinará la operación económica del sistema eléctrico en estudio, bajo el supuesto de que no se han realizado desconexiones programadas en el sistema de transmisión asociadas a una intervención de corto plazo. Por lo tanto, su despacho económico no será representativo de las condiciones actuales de la red, ya que busca definir la *operación normal* del sistema.

4.4.4. Herramienta computacional

Para la implementación del problema de optimización descrito anteriormente, se utilizará el software de programación, *FICO Xpress 8.13.3*. La elección de esta herramienta se debe a que, por un lado, se especializa en la resolución de problemas de optimización, disponiendo de comandos que facilitan su programación y la obtención de resultados. Y, por otro lado, dado que al incluir variables de decisión binarias, el problema formulado corresponde a uno

del tipo Lineal Entero Mixto (*MILP*), entonces, *FICO Xpress* es una herramienta idónea para su resolución.

4.5. Módulo 4: Valorización de los efectos sistémicos

De acuerdo con la metodología de trabajo, una vez definida la operación económica del sistema *con* y *sin* la desconexión de elementos de la red, sus respectivos resultados serán utilizados para valorizar el costo asociado a los efectos sistémicos de las intervenciones de corto plazo sobre las empresas de generación del sistema. Esta valorización se enfocará principalmente en el ámbito de los contratos, por lo que se buscará determinar el aumento en los costos por retiro de energía que hayan sufrido las empresas. A continuación, se detallará en los pasos a seguir para realizar la respectiva valorización:

1. Identificar aquellas empresas de generación que realicen retiros de energía para abastecer el suministro de clientes finales, ya sean libres o regulados.
2. Determinar los costos por retiros de energía de cada empresa de generación durante los periodos en que se intervenga la infraestructura correspondiente (desconexiones programadas). En las Ecuaciones 4.21 y 4.22 se puede observar la fórmula utilizada para determinar los costos por retiros de energía con desconexión (CR_{cong}) y sin desconexión (CR_{sing}) de elementos de la red, respectivamente.

$$CR_{cong} = \sum_{n \in N, t \in T} Retiro_{n,t}^g \cdot CMg_{conn,t} \quad \forall g \in G \quad (4.21)$$

$$CR_{sing} = \sum_{n \in N, t \in T} Retiro_{n,t}^g \cdot CMg_{sinn,t} \quad \forall g \in G \quad (4.22)$$

Donde $Retiro_{n,t}^g$ corresponde a los retiros de energía que realiza una empresa de generación g , en la barra n , a la hora t .

3. Determinar el aumento en costos por retiro de energía (ΔCR_g) de cada empresa de generación del sistema en estudio, producto de las intervenciones de corto plazo (Ecuación 4.23).

$$\Delta CR_g = \begin{cases} CR_{cong} - CR_{sing} & \text{Si } CR_{cong} > CR_{sing} \\ 0 & \text{Si } CR_{cong} \leq CR_{sing} \end{cases} \quad (4.23)$$

4.6. Modulo 5: Remuneración total de la intervención

Tras determinar el ΔCR_g de cada empresa de generación del sistema, a continuación, se definirá una serie de parámetros que limitarán el número de empresas que serán afectas a recibir una remuneración por el aumento en sus costos por retiro de energía. Esto se realiza con el objetivo de enfocar el beneficio en aquellas empresas que se vean mayormente a afectadas por la intervención de corto plazo y, a su vez, reducir la carga sobre los actores del sector que deberán hacerse cargo del monto total a remunerar. Los parámetros que se definirán son los siguientes:

- Precio de contrato (Pc): Las empresas de generación que serán afectas a recibir el beneficio serán aquellas cuyo precio promedio de contrato sea menor o igual a un Pc máximo definido por la autoridad. Este parámetro tiene por objetivo compensar económicamente a las empresas de generación que no hayan incluido dentro de su prima de riesgo las intervenciones de corto plazo.
- Porcentaje de aumento costo por retiros (Δ Retiros): Las empresas de generación que serán afectas a recibir el beneficio serán aquellas cuyo porcentaje de aumento en costos por retiro de energía, con respecto al escenario sin desconexión de elementos de la red, sea mayor o igual a un porcentaje definido por la autoridad. Este parámetro tiene por objetivo compensar a las empresas de generación que se hayan visto mayormente afectadas por las intervenciones de corto plazo, y cuyo aumento en retiros de energía este fuera de lo esperado.

Finalmente, tras aplicar los parámetros anteriores, se determinará el valor total que será compensado a las empresas de generación, siendo este denominado como *Remuneración Total de la Intervención (RTI)*.

$$RTI = \sum_{g \in G_{RI}} \Delta CR_g \quad (4.24)$$

Donde G_{RI} corresponde al conjunto de empresas de generación afectas a recibir una remuneración, tras presentar un aumento en sus costos por retiro de energía, producto de una intervención de corto plazo en la red eléctrica.

4.7. Módulo 6: Tarificación

Para realizar la recaudación correspondiente del RTI, como se puede observar en la Ecuación 4.25, este se dividirá en 3 componentes principales: recaudación por IT (R_{IT}), recaudación por empresas de generación (R_{gen}) y recaudación por clientes finales ($R_{cliente}$).

$$RTI = R_{IT} + R_{gen} + R_{cliente} \quad (4.25)$$

A continuación, se detallará en la metodología aplicada para determinar el valor total de cada una de las componentes de recaudación del RTI:

- Recaudación por IT (R_{IT}): en el caso de los IT hayan presentado un aumento en su valor, producto de las intervenciones de corto plazo, entonces, esta diferencia (ΔIT) será utilizada para compensar parcial, o totalmente, el RTI (Ecuación 4.27)

$$\Delta IT = \begin{cases} IT_{con} - IT_{sin} & Si IT_{con} > IT_{sin} \\ 0 & Si IT_{con} \leq IT_{sin} \end{cases} \quad (4.26)$$

$$R_{IT} = \min \{ RTI, \Delta IT \} \quad (4.27)$$

- Recaudación por empresas de generación (R_{gen}): en el caso de que una empresa de generación presente un aumento en su balance económico total, producto de la disminución de sus costos por retiro de energía, entonces, deberá aportar como máximo un 40 % del

beneficio que recibió. Como se puede observar en la Ecuación 4.28, el respectivo beneficio será definido como el valor mínimo entre el aumento del balance económico total ($\Delta Balance_g$), y la disminución de los costos por retiros ($\underline{\Delta CR_g}$).

$$Beneficio_g = \min \left\{ \Delta Balance_g, \underline{\Delta CR_g} \right\} \quad (4.28)$$

Finalmente, el aporte máximo que puedan realizar las empresas de generación será utilizado para compensar parcial, o totalmente, la diferencia entre el RTI y el R_{IT} .

$$R_{gen} = \min \left\{ RTI - R_{IT}, \sum_{g \in G} Beneficio_g \cdot 40\% \right\} \quad (4.29)$$

- Recaudación por clientes finales ($R_{cliente}$): este componente será complementario a la recaudación por IT y la recaudación por empresas de generación, de modo que el valor total sea equivalente al RTI.

$$R_{cliente} = RTI - R_{IT} - R_{gen} \quad (4.30)$$

Dado que esta recaudación será remunerada por los clientes finales, a continuación, se definirá su respectivo cargo (Ecuación 4.31):

$$Cargo\ Cliente = \frac{R_{cliente}}{Demanda\ del\ sistema\ durante\ la\ intervención} \quad (4.31)$$

Capítulo 5

Resultados

5.1. Caso de estudio 1: Sistema eléctrico nacional (SEN)

5.1.1. Datos de entrada del sistema

Para el estudio de la metodología descrita anteriormente, se trabajó con una versión simplificada del SEN (Fig. 5.1) que fue propuesta en la tesis de José Ponce [58]. Este sistema se compone de 9 barras que comprenden 8 líneas de transmisión y 45 centrales de generación, las cuales incluyen tecnología térmica, solar, eólica, CSP, geotérmica e hidráulica de embalse y pasada. En el Anexo A se puede encontrar los datos técnicos del sistema en estudio.

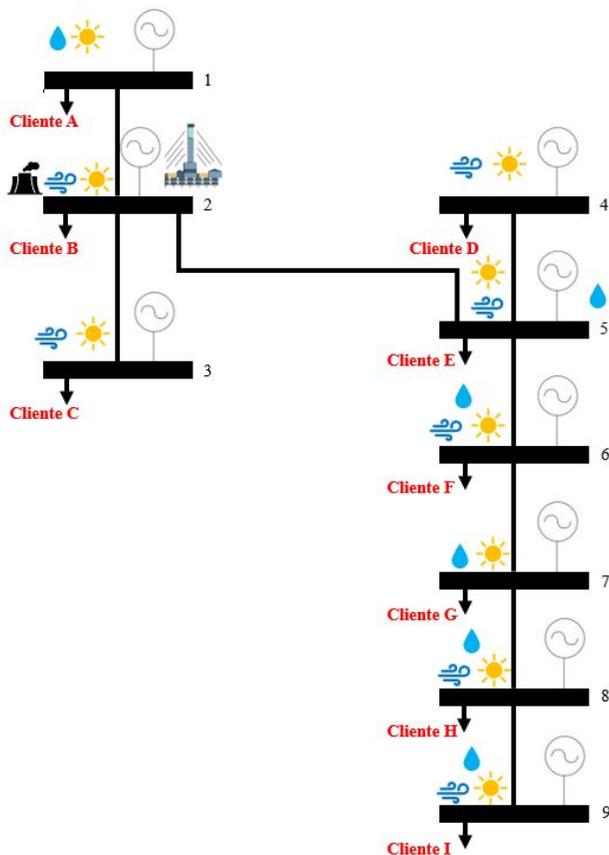


Figura 5.1: Sistema Eléctrico Nacional (SEN) 9-Bus simplificado.

Respecto a los contratos de suministro de energía que mantiene cada una de las empresas de generación con sus respectivos clientes, estos se pueden observar en las Tablas A.8, A.9 y A.10, en donde se indica el precio de venta de la energía y el monto total que deberá abastecerse para un día representativo. Cabe destacar que, para simplificar los análisis, se asumirá que cada central es una empresa de generación distinta, y cada carga representa a un cliente final, cuyos nombres se pueden encontrar en la Tabla A.7. En la Tabla 5.1, se puede observar un resumen de las centrales de generación que mantienen contratos de energía y que, por consiguiente, son las únicas que pueden realizar retiros de energía para abastecer el suministro de los clientes finales.

Tabla 5.1: Resumen contratos de suministro SEN

Central	Nº contratos	Precio promedio contratos (USD/MWh)	Barras de retiro
1	2	120	3, 9
3	1	100	5
4	2	113	6, 9
5	1	115	9
6	1	103	9
8	1	112	7
9	2	91	5, 6
10	4	95	2, 7, 8, 9
13	1	112	6
14	1	100	1
16	2	100	3, 6
18	3	96	2, 6, 9
20	2	97	1, 8
22	2	99	4, 7
23	3	103	2, 3, 8
24	1	108	3
26	2	125	5, 9
29	1	133	4
34	2	105	1, 6
36	2	100	3, 6
37	1	120	5
41	2	98	2, 6
45	1	84	3

Finalmente, para analizar los efectos sistémicos de las intervenciones de corto plazo, se asumirá 8 escenarios en los que se realizará la desconexión de una de las líneas de transmisión de la red, siendo esto representado mediante la reducción de su capacidad de transferencia a 0(MVA). En la Tabla 5.2 y la Fig. 5.2 se puede observar las líneas de transmisión que fueron seleccionadas para representar las intervenciones de corto plazo:

Tabla 5.2: Escenarios de desconexión del SEN

Escenario	Línea desconectada	Barra inicio	Barra final	Capacidad sin desconexión (MVA)	Capacidad con desconexión (MVA)
1	1	1	2	400	0
2	2	2	3	1200	0
3	3	2	5	750	0
4	4	4	5	1200	0
5	5	5	6	1500	0
6	6	6	7	1000	0
7	7	7	8	700	0
8	8	8	9	500	0

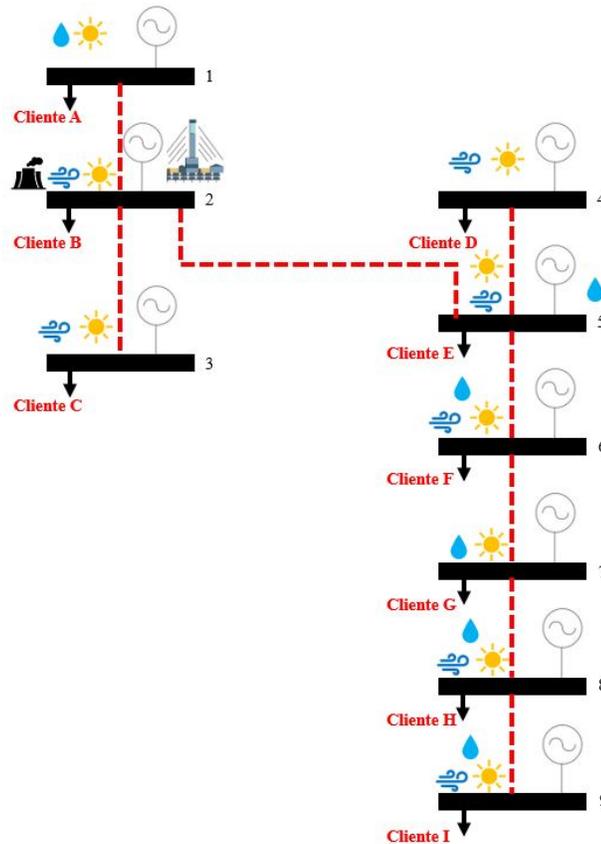


Figura 5.2: Sistema Eléctrico Nacional (SEN) 9-Bus simplificado con líneas de transmisión seleccionadas para ser intervenidas

5.1.2. Análisis de la operación del sistema

Considerando los escenarios establecidos anteriormente, y que se simuló el despacho económico del sistema para un horizonte de tiempo de 24 horas, a continuación, se analizará su operación económica, y el cómo esta varía con respecto al despacho económico sin desconexión de elementos de la red.

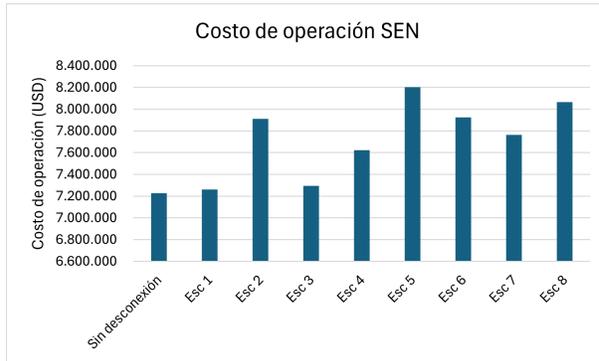
5.1.2.1. Resultados generales del sistema

De acuerdo con los resultados presentados en la Tabla 5.3 y la Fig. 5.3, ante una operación del sistema sin desconexión de elementos de la red, el SEN suele presentar un costo operación e IT iguales a \$7.228.934 y \$398.498, respectivamente. Al comparar estos resultados con los distintos escenarios de desconexión de línea de transmisión, por un lado, se tiene que el costo de operación tiende a presentar alzas en sus valores, siendo este efecto más pronunciado en los escenarios 2, 5 y 8, donde la diferencia es de hasta \$973.998, mientras que los escenarios 1 y 3 el efecto fue considerablemente menor con una diferencia de hasta \$64.548.

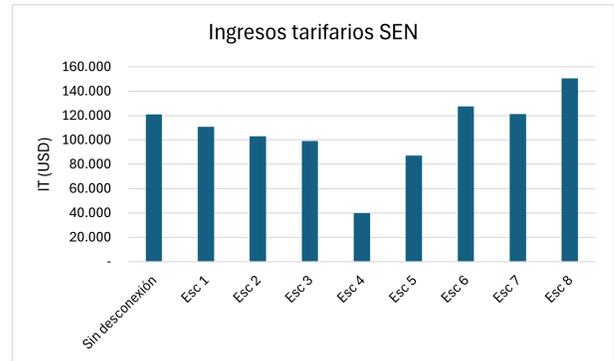
Por otro lado, en los IT se visualiza un comportamiento irregular ante la desconexión de las líneas de transmisión, ya que, dependiendo del escenario de estudio, estos presentaron alzas o disminuciones en sus valores. Como se puede observar en la Fig. 5.3.b, solo el escenario 2 presento un alza importante en los IT, mientras que en el resto de escenarios, estos se mantuvieron relativamente similares a la operación sin desconexión, o disminuyeron de forma considerable. Por lo tanto, de acuerdo con los resultados obtenidos, en la mayoría de los escenarios la recaudación por IT es nula o insignificante.

Tabla 5.3: Resultados generales del SEN

	Sin desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8
Costo de Operación (USD)	7.228.934	7.261.354	7.912.864	7.293.482	7.622.051	8.202.932	7.926.161	7.762.674	8.065.186
IT (USD)	389.498	294.440	895.100	413.262	97.362	401.380	95.058	95.058	132.921



(a) Costo de operación



(b) IT

Figura 5.3: Gráfico de resultados generales del SEN

5.1.2.2. Costos marginales del sistema

En la Fig. 5.4 se puede visualizar los costos marginales del SEN bajo un despacho económico sin la desconexión de elementos de la red. De acuerdo con estos resultados, el costo marginal alcanza su valor máximo, 106(USD/MWh), entre las horas 1-7 y 18-24, y bajando hasta 0(USD/MWh) entre las horas 12-16. Además, si bien, en varias horas del día los costos marginales suelen presentar desacoples, producto de las congestiones que ocurren en el sistema de transmisión, esta diferencia en los valores no se puede considerar significativa, y el comportamiento que siguen los costos marginales durante el horizonte de tiempo es similar.

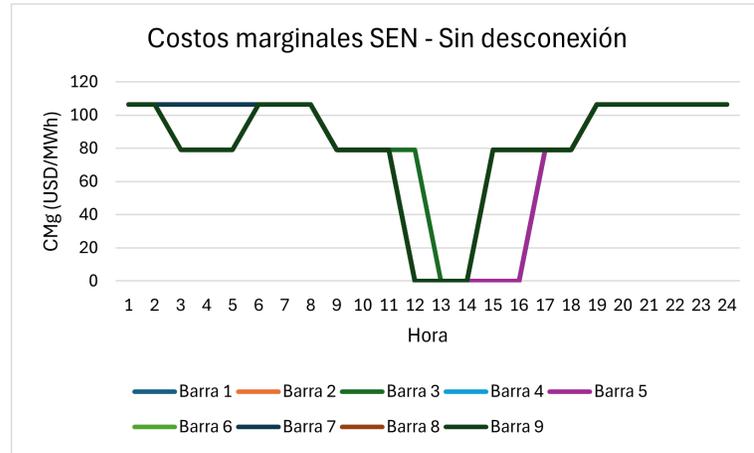
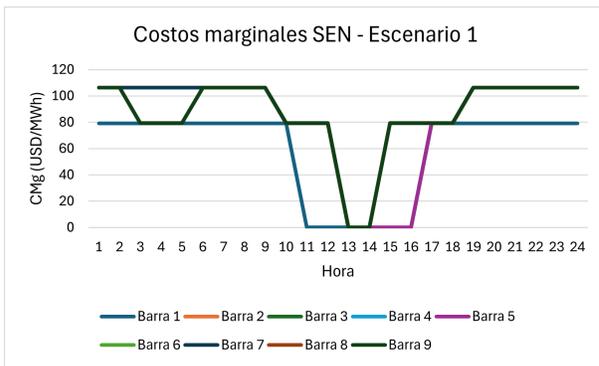


Figura 5.4: Costo marginal en cada barra del SEN sin desconexión

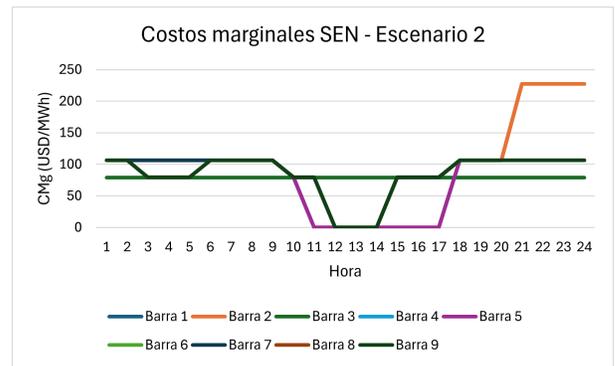
En la Fig. 5.5 se puede observar los costos marginales del SEN, pero bajo distintos escenarios de desconexión de líneas de transmisión. Al comparar estos resultados con la operación del sistema sin desconexión, en primera instancia, se visualiza que en cada uno de los escenarios hubo un aumento en las horas con desacoples en los costos marginales, los cuales terminaron derivando a cambios significativos en el comportamiento esperado del costo marginal durante un día representativo.

Luego, al analizar sus respectivas alzas, por un lado, en ciertos escenarios estos llegaron a alcanzar valores cercanos a los 227(USD/MWh), aunque solo en el escenario 8 este es un valor constante durante varias horas del día. Por otro lado, en los escenarios 2, 4, 5 y 7 se visualiza que en algunas barras hubo una reducción considerable en las horas con costo marginal igual a 0(USD/MWh), aumentando su valor hasta 106(USD/MWh). Y, finalmente, notar que en varios escenarios, el alza del costo marginal en ciertas barras del sistema conlleva a que otras reduzcan su valor considerablemente, por lo que también hay empresas que se ven beneficiadas con la desconexión de líneas de transmisión.

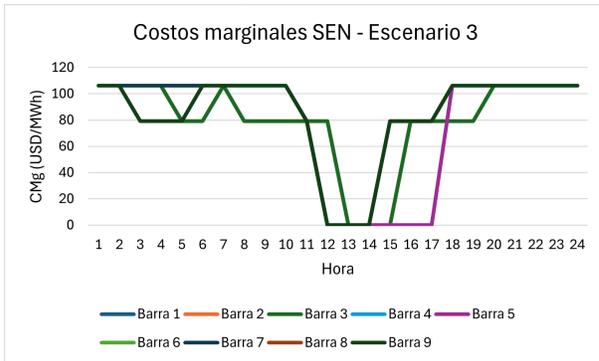
Por lo tanto, a partir de los resultados obtenidos, se puede afirmar que la desconexión de líneas de transmisión implica un riesgo considerable para el SEN, ya que no solo provoca alzas en los costos marginales del sistema, sino que también modifica por completa el comportamiento esperado en el precio de corto plazo de la energía, aumentando significativamente la incertidumbre del mercado.



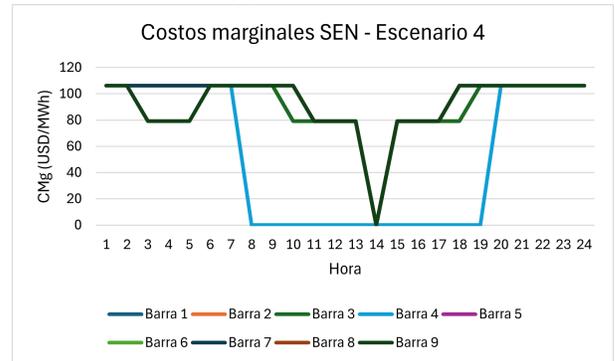
(a) Escenario 1



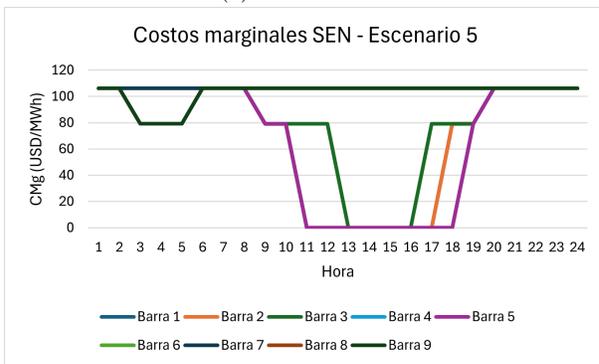
(b) Escenario 2



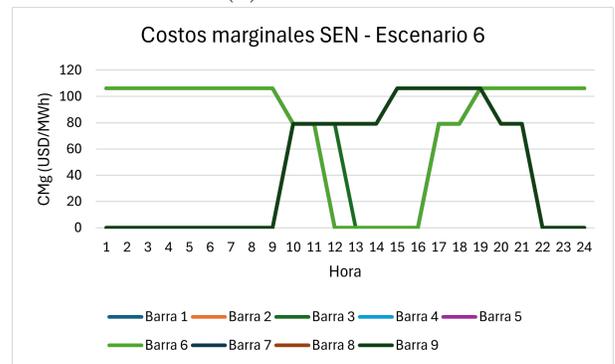
(c) Escenario 3



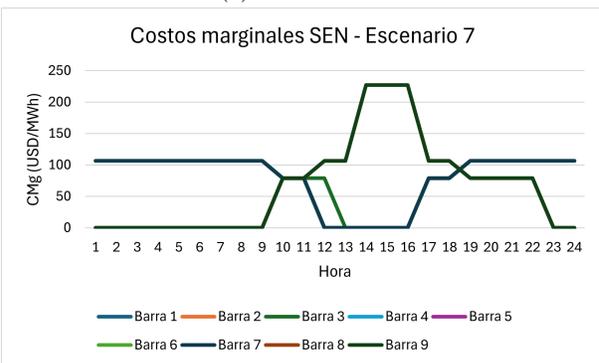
(d) Escenario 4



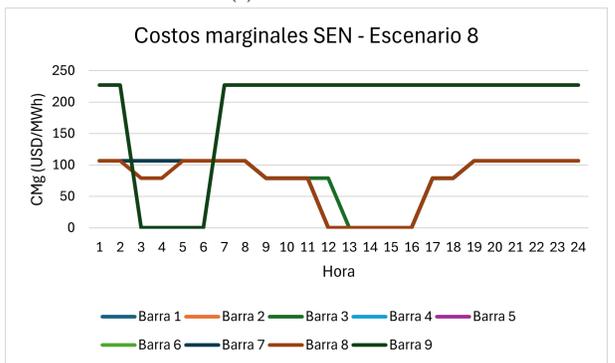
(e) Escenario 5



(f) Escenario 6



(g) Escenario 7



(h) Escenario 8

Figura 5.5: Costo marginal en cada barra del SEN por escenario de desconexión

5.1.2.3. Costo por retiro de energía de las centrales de generación

Enfocando el análisis en aquellas centrales de generación que abastecen el suministro de clientes finales, en la Tabla 5.4 se visualizan sus respectivos costos por retiro de energía. Por un lado, al analizar estos costos bajo la operación del sistema sin desconexión de líneas, se aprecia que los valores varían considerablemente entre centrales de generación, presentando la central 6 el menor costo con \$40.588, mientras que la central 23 presenta el mayor costo con \$2.701.964.

Por otro lado, mediante la Tabla 5.5 se puede visualizar la variaciones en los costos por retiro de energía de cada central c/r al escenario sin desconexión. En esta tabla se puede apreciar claramente que, en la mayoría de los escenarios, un grupo importante de centrales se ven afectadas económicamente por la desconexión de las líneas de transmisión, ya que presentan alzas en sus costos por retiros. Aunque también se debe destacar que en los escenarios 6 y 7, las centrales de generación suelen verse beneficiadas económicamente, siendo solo una cantidad reducidas de centrales las que se ven perjudicadas.

Por lo tanto, a partir de los resultados obtenidos, se tiene que el nivel de impacto de las intervenciones de corto plazo depende del elemento de la red que sea desconectado, ya que existe una alta variación entre escenarios de estudio. De hecho, en algunos casos, se puede observar que esta intervención beneficia a la mayoría del sistema.

Tabla 5.4: Costo por retiro de energía en las centrales de generación del SEN por escenario de desconexión

Costo por retiro de energía (USD)									
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8
1	683.850	705.915	679.383	689.881	777.487	759.197	591.722	672.821	1.089.010
3	375.875	398.013	353.564	375.858	459.878	320.838	381.270	381.270	375.875
4	843.460	890.612	866.631	878.327	950.818	1.074.218	743.535	784.085	985.771
5	135.293	143.459	139.203	141.177	154.015	175.800	86.362	126.912	337.872
6	40.588	43.038	41.761	42.353	46.204	52.740	25.909	38.074	101.362
8	279.656	296.027	287.520	291.549	316.854	359.900	170.981	257.599	253.879
9	2.068.672	2.185.064	2.068.472	2.126.609	2.391.733	2.353.657	1.976.046	1.976.046	1.948.134
10	1.658.427	1.756.106	1.753.621	1.725.216	1.895.315	2.041.243	1.140.058	1.562.078	2.114.153
13	384.998	406.192	395.468	400.754	433.185	488.428	357.274	357.274	352.232
14	327.122	247.454	397.111	337.813	389.857	293.639	331.806	331.806	327.122
16	838.166	867.289	837.434	849.817	947.540	946.649	813.301	813.301	802.005
18	1.533.793	1.620.489	1.672.606	1.589.419	1.758.667	1.759.805	1.384.263	1.472.320	1.913.445
20	602.116	578.513	655.711	626.036	695.398	702.640	455.076	575.899	567.695
22	668.967	707.660	676.803	691.759	697.821	804.251	462.639	628.576	619.586
23	2.701.964	2.798.809	2.766.896	2.733.524	3.086.935	2.927.455	2.376.900	2.658.820	2.621.648
24	342.477	347.227	332.294	337.722	389.044	337.780	347.227	347.227	342.477
26	797.280	844.831	785.779	814.915	940.920	861.491	656.108	777.756	1.405.019
29	88.302	93.160	83.509	88.307	60.192	76.077	89.538	89.538	88.302
34	1.052.525	1.007.644	1.145.461	1.092.761	1.207.201	1.207.528	1.006.461	1.006.461	992.256
36	1.526.941	1.565.619	1.505.729	1.529.030	1.729.969	1.625.978	1.511.631	1.511.631	1.490.780
37	391.402	414.455	368.170	391.385	478.876	334.092	397.020	397.020	391.402
41	956.725	1.010.093	1.079.343	987.980	1.105.488	1.018.672	933.850	933.850	920.564
45	275.510	279.332	267.318	271.685	312.972	271.732	279.332	279.332	275.510

Tabla 5.5: Variación del costo por retiro de energía en las centrales de generación del SEN por escenario de desconexión c/r a la operación del sistema sin desconexión

Variación costo por retiro de energía (USD)									
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8
1	-	22.064	-4.467	6.031	93.637	75.347	-92.128	-11.029	405.160
3	-	22.138	-22.310	-16	84.004	-55.037	5.395	5.395	-
4	-	47.151	23.170	34.866	107.358	230.758	-99.925	-59.376	142.311
5	-	8.166	3.911	5.884	18.722	40.507	-48.930	-8.381	202.580
6	-	2.450	1.173	1.765	5.617	12.152	-14.679	-2.514	60.774
8	-	16.372	7.865	11.893	37.199	80.244	-108.674	-22.057	-25.777
9	-	116.392	-201	57.936	323.061	284.984	-92.626	-92.626	-120.538
10	-	97.679	95.194	66.789	236.888	382.817	-518.368	-96.349	455.727
13	-	21.194	10.471	15.756	48.187	103.430	-27.724	-27.724	-32.765
14	-	-79.668	69.989	10.691	62.735	-33.483	4.685	4.685	-
16	-	29.123	-732	11.651	109.374	108.483	-24.865	-24.865	-36.161
18	-	86.696	138.814	55.626	224.874	226.013	-149.530	-61.473	379.652
20	-	-23.603	53.595	23.919	93.282	100.524	-147.040	-26.217	-34.421
22	-	38.693	7.836	22.791	28.854	135.284	-206.328	-40.391	-49.382
23	-	96.845	64.932	31.560	384.971	225.491	-325.064	-43.144	-80.316
24	-	4.750	-10.183	-4.755	46.567	-4.697	4.750	4.750	-
26	-	47.551	-11.501	17.636	143.641	64.211	-141.172	-19.524	607.740
29	-	4.858	-4.793	4	-28.110	-12.225	1.236	1.236	-
34	-	-44.881	92.936	40.236	154.676	155.004	-46.064	-46.064	-60.269
36	-	38.677	-21.212	2.088	203.028	99.037	-15.311	-15.311	-36.161
37	-	23.053	-23.232	-17	87.474	-57.310	5.618	5.618	-
41	-	53.368	122.618	31.255	148.763	61.947	-22.875	-22.875	-36.161
45	-	3.822	-8.192	-3.825	37.462	-3.778	3.822	3.822	-

Complementario a los resultados anteriores, en la Tabla 5.6 se puede visualizar los porcentajes de variación que presentan los costos por retiro de energía de las centrales de generación bajo estudio. Desde este punto de vista, al analizar los escenarios 1, 2 y 3, si bien, la mayoría de las centrales presentan alzas en sus costos por retiros, estas son relativamente pequeñas, no superando el 10% en la mayoría de los casos. Por lo tanto, junto a los escenarios 6 y 7, estos escenarios se puede considerar como intervenciones de bajo impacto.

Por otro lado, los escenarios 4, 5 y 8 presentan un comportamiento contrario, ya que sus respectivas alzas suelen ser superiores al 10% en la mayoría de las centrales perjudicadas por la intervención de la red eléctrica. En particular, se destacará al escenario 8, ya que corresponde a la intervención con mayores alzas en sus costos por retiro de energía, alcanzando una variación de hasta el 150%. Por lo tanto, estos escenarios se pueden considerar como intervenciones de alto impacto.

Finalmente, en la Tabla 5.7 se puede observar que, si bien, las variaciones promedio del sistema son relativamente pequeñas, siendo en el peor de los casos igual a un 20%, estas no son necesariamente consistes con los resultados individuales de cada central de generación, registrándose en varios escenarios que el promedio es considerablemente menor a la central con mayores alzas.

Tabla 5.6: Porcentaje de variación del costo por retiro de energía de cada central de generación del SEN c/r a la operación del sistema sin desconexión.

Porcentaje variación costo por retiro de energía									
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8
1	0%	3%	-1%	1%	14%	11%	-13%	-2%	59%
3	0%	6%	-6%	0%	22%	-15%	1%	1%	0%
4	0%	6%	3%	4%	13%	27%	-12%	-7%	17%
5	0%	6%	3%	4%	14%	30%	-36%	-6%	150%
6	0%	6%	3%	4%	14%	30%	-36%	-6%	150%
8	0%	6%	3%	4%	13%	29%	-39%	-8%	-9%
9	0%	6%	0%	3%	16%	14%	-4%	-4%	-6%
10	0%	6%	6%	4%	14%	23%	-31%	-6%	27%
13	0%	6%	3%	4%	13%	27%	-7%	-7%	-9%
14	0%	-24%	21%	3%	19%	-10%	1%	1%	0%
16	0%	3%	0%	1%	13%	13%	-3%	-3%	-4%
18	0%	6%	9%	4%	15%	15%	-10%	-4%	25%
20	0%	-4%	9%	4%	15%	17%	-24%	-4%	-6%
22	0%	6%	1%	3%	4%	20%	-31%	-6%	-7%
23	0%	4%	2%	1%	14%	8%	-12%	-2%	-3%
24	0%	1%	-3%	-1%	14%	-1%	1%	1%	0%
26	0%	6%	-1%	2%	18%	8%	-18%	-2%	76%
29	0%	6%	-5%	0%	-32%	-14%	1%	1%	0%
34	0%	-4%	9%	4%	15%	15%	-4%	-4%	-6%
36	0%	3%	-1%	0%	13%	6%	-1%	-1%	-2%
37	0%	6%	-6%	0%	22%	-15%	1%	1%	0%
41	0%	6%	13%	3%	16%	6%	-2%	-2%	-4%

Tabla 5.7: Resumen variación porcentual del costo por retiro de energía de las centrales de generación del SEN.

	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8
Variación promedio	0%	3%	3%	2%	13%	11%	-13%	-3%	20%
Aumento promedio	0%	5%	6%	3%	15%	18%	1%	1%	72%
Aumento máximo	0%	6%	21%	4%	22%	30%	1%	1%	150%

5.1.2.4. Balance económico total de las centrales de generación

En la Tabla 5.8 se puede visualizar el balance económico total de cada central de generación que abastece el suministro de clientes finales. Cabe destacar que, para la determinación de este balance, se consideraron los siguientes componentes: ingresos por inyección de energía, costos por retiros de energía, venta de energía, costos de operación y pagos laterales. Además, se tomará en cuenta que las centrales de generación traspasan los sobrecostos operacionales a sus respectivos clientes.

De acuerdo con los resultados obtenidos, normalmente bajo un escenario sin desconexión, todas las centrales del sistema presentan ganancias en sus balances económicos totales, las cuales varían de forma considerable entre suministradores, estableciéndose un rango de \$11.761 y \$1.264.066. Luego, al analizar los balances económicos totales, tras la desconexión

de las líneas de transmisión, se aprecia que, si bien, la mayoría de centrales siguen presentando ganancias, en los escenarios 5 y 8 se visualiza que las centrales 5, 6, 10 y 18 sufrieron pérdidas económicas importantes, resultando en un balance económico negativo.

Tabla 5.8: Balance económico total de las centrales de generación del SEN por escenario de desconexión

Balance económico total (USD)									
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8
1	519.483	308.104	793.005	459.363	439.369	430.614	625.134	544.035	114.323
3	238.188	178.995	208.130	311.610	316.640	228.928	237.266	237.266	238.188
4	391.272	344.120	368.101	356.405	283.913	160.514	491.197	450.647	248.961
5	141.070	137.382	153.927	133.770	130.050	92.913	191.193	150.643	-61.510
6	11.761	9.311	10.588	9.996	6.144	-391	26.440	14.275	-49.013
8	432.046	425.717	436.048	420.114	463.648	316.590	547.157	460.539	457.823
9	1.146.210	1.089.199	315.071	850.748	882.530	801.844	1.298.217	1.298.217	1.266.748
10	344.400	246.721	249.206	277.611	107.512	-38.417	862.768	440.749	-111.326
13	439.027	423.833	448.165	422.237	455.268	328.450	472.751	472.751	471.792
14	95.142	174.810	25.153	84.451	32.406	128.625	90.457	90.457	95.142
16	452.637	525.199	338.062	420.144	66.899	165.236	486.999	486.999	488.799
18	282.008	195.312	143.194	226.382	57.134	55.995	431.538	343.481	-97.644
20	450.649	572.708	278.541	394.264	790.373	159.119	605.100	484.277	485.070
22	252.946	227.776	272.156	270.722	264.660	252.888	472.797	306.860	302.328
23	574.809	477.964	509.877	543.250	189.839	349.319	899.873	617.954	655.125
24	110.565	105.815	120.748	115.320	63.998	115.262	105.815	105.815	110.565
26	1.054.807	1.035.104	1.080.770	1.058.962	972.973	1.119.708	1.164.255	1.042.607	407.695
29	60.451	55.593	65.244	60.447	88.562	72.676	59.216	59.216	60.451
34	400.927	456.625	329.627	393.144	278.704	354.103	382.082	548.924	472.014
36	288.062	249.385	309.274	285.974	85.034	189.025	303.373	303.373	324.223
37	1.264.066	1.290.398	1.313.485	1.303.056	1.281.953	1.535.263	685.175	900.838	1.216.421
41	213.484	160.116	90.867	182.229	64.721	151.537	236.360	236.360	249.646
45	975.788	1.019.415	1.009.628	1.017.471	1.045.556	1.206.045	511.243	737.038	2.197.059

Complementando el análisis anterior, en Tabla 5.9 se puede observar las variaciones que sufren los balances económicos totales con respecto a la operación del sistema sin desconexión. En estos resultados se aprecia que, en la mayoría de escenarios, un número importante de centrales presentan una disminución en sus ganancias totales, es decir, se ven perjudicadas económicamente por las intervenciones de corto plazo. Sin embargo, al igual que en la variación de los costos por retiro, los escenarios 6 y 7 presentan un comportamiento contrario al resto de escenarios, ya que la mayoría de centrales presentan un beneficio económico.

A partir de estos resultados se establece una correlación clara entre la variación de los costos por retiro de energía y los balances económicos totales, la cual se puede comprobar a través de los resultados de la Tabla 5.10, cuyos coeficientes de correlación son relativamente altos, encontrándose entre un -0.8 y -0.6. Por lo tanto, los balances económicos totales de aquellas centrales que mantienen contratos de suministro, son altamente sensibles ante las variaciones que hayan en los costos por retiro de energía.

Tabla 5.9: Variación del balance económico total de las centrales de generación del SEN c/r a la operación del sistema sin desconexión.

Variación balance económico total (USD)									
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8
1	-	-211.379	273.522	-60.121	-80.114	-88.869	105.650	24.551	-405.160
3	-	-59.194	-30.059	73.422	78.452	-9.261	-922	-922	-
4	-	-47.151	-23.170	-34.866	-107.358	-230.758	99.925	59.376	-142.311
5	-	-3.688	12.857	-7.300	-11.020	-48.157	50.123	9.574	-202.580
6	-	-2.450	-1.173	-1.765	-5.617	-12.152	14.679	2.514	-60.774
8	-	-6.329	4.002	-11.932	31.602	-115.456	115.111	28.494	25.777
9	-	-57.011	-831.139	-295.462	-263.680	-344.366	152.007	152.007	120.538
10	-	-97.679	-95.194	-66.789	-236.888	-382.817	518.368	96.349	-455.727
13	-	-15.194	9.138	-16.790	16.241	-110.577	33.724	33.724	32.765
14	-	79.668	-69.989	-10.691	-62.735	33.483	-4.685	-4.685	-
16	-	72.561	-114.576	-32.493	-385.739	-287.402	34.362	34.362	36.161
18	-	-86.696	-138.814	-55.626	-224.874	-226.013	149.530	61.473	-379.652
20	-	122.060	-172.108	-56.385	339.724	-291.530	154.451	33.628	34.421
22	-	-25.171	19.209	17.776	11.714	-59	219.851	53.914	49.382
23	-	-96.845	-64.932	-31.560	-384.971	-225.491	325.064	43.144	80.316
24	-	-4.750	10.183	4.755	-46.567	4.697	-4.750	-4.750	-
26	-	-19.703	25.963	4.155	-81.834	64.901	109.449	-12.200	-647.112
29	-	-4.858	4.793	-4	28.110	12.225	-1.236	-1.236	-
34	-	55.699	-71.300	-7.782	-122.222	-46.824	-18.844	147.998	71.087
36	-	-38.677	21.212	-2.088	-203.028	-99.037	15.311	15.311	36.161
37	-	26.332	49.419	38.990	17.887	271.197	-578.891	-363.228	-47.645
41	-	-53.368	-122.618	-31.255	-148.763	-61.947	22.875	22.875	36.161
45	-	43.628	33.840	41.683	69.768	230.257	-464.545	-238.749	1.221.271

Tabla 5.10: Coeficiente de correlación entre la variación de los costos por retiro energía y los balances económicos totales de las centrales de generación del SEN por escenarios de desconexión

Coeficiente de correlación							
Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8
-0,6	-0,2	-0,6	-0,7	-0,8	-0,7	-0,6	-0,7

5.1.3. Valorización de los efectos sistémicos

5.1.3.1. Determinación del aumento de costos por retiro de energía

En la Fig. 5.6 y la Tabla 5.11 se puede visualizar el aumento que sufrió cada central de generación en sus costos por retiro de energía. De acuerdo con estos resultados, las alzas presentaron diferencias considerables entre escenarios de desconexión, registrándose la menor alza en los escenarios 6 y 7 con un total de \$25.506, mientras que la mayor alza fue en el escenario 4 con un total de \$2.680.373, cuyo orden de magnitud es 2 veces mayor. Por lo tanto, acorde a estos resultados, el impacto que sufren las centrales del SEN, ante una intervención de corto plazo, es altamente variable entre escenarios de desconexión. Además, que en solo unos pocos escenarios (4, 5 y 8) se puede considerar que hubo un impacto realmente significativo.

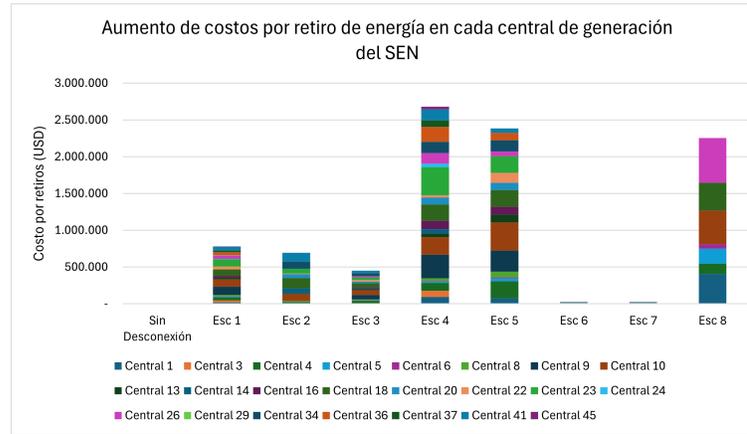


Figura 5.6: Aumento de costos por retiro de energía en cada central de generación del SEN

Tabla 5.11: Aumento de costos por retiro de energía en cada central de generación del SEN por escenario de desconexión.

Aumento costo por retiro de energía (USD)									
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8
1	-	22.064	-	6.031	93.637	75.347	-	-	405.160
3	-	22.138	-	-	84.004	-	5.395	5.395	-
4	-	47.151	23.170	34.866	107.358	230.758	-	-	142.311
5	-	8.166	3.911	5.884	18.722	40.507	-	-	202.580
6	-	2.450	1.173	1.765	5.617	12.152	-	-	60.774
8	-	16.372	7.865	11.893	37.199	80.244	-	-	-
9	-	116.392	-	57.936	323.061	284.984	-	-	-
10	-	97.679	95.194	66.789	236.888	382.817	-	-	455.727
13	-	21.194	10.471	15.756	48.187	103.430	-	-	-
14	-	-	69.989	10.691	62.735	-	4.685	4.685	-
16	-	29.123	-	11.651	109.374	108.483	-	-	-
18	-	86.696	138.814	55.626	224.874	226.013	-	-	379.652
20	-	-	53.595	23.919	93.282	100.524	-	-	-
22	-	38.693	7.836	22.791	28.854	135.284	-	-	-
23	-	96.845	64.932	31.560	384.971	225.491	-	-	-
24	-	4.750	-	-	46.567	-	4.750	4.750	-
26	-	47.551	-	17.636	143.641	64.211	-	-	607.740
29	-	4.858	-	4	-	-	1.236	1.236	-
34	-	-	92.936	40.236	154.676	155.004	-	-	-
36	-	38.677	-	2.088	203.028	99.037	-	-	-
37	-	23.053	-	-	87.474	-	5.618	5.618	-
41	-	53.368	122.618	31.255	148.763	61.947	-	-	-
45	-	3.822	-	-	37.462	-	3.822	3.822	-
Total	-	781.045	692.502	448.381	2.680.373	2.386.233	25.506	25.506	2.253.943

Luego, en la Fig. 5.7 se puede visualizar la distribución del aumento de costos por retiro de energía en cada central del SEN. De acuerdo con estos resultados, en cada uno de los escenarios, las centrales presentaron una distribución asimétrica en sus respectivas alzas, siendo un grupo acotado de suministradores lo que presentan aumentos importantes en sus costos por retiro, producto de las intervenciones en la red eléctrica. En particular, se destaca a los escenarios 2, 4 y 8, en los cuales se aprecia que ciertas centrales tuvieron alzas atípicas al resto de suministradores, en especial el escenario 8.

Notar que el análisis anterior es consistente con los resultados obtenidos en la Tabla 5.6, pues, si se observa los escenarios destacadas anteriormente, se puede visualizar que para un mismo escenario existen centrales cuyo porcentaje de aumento es significativamente mayor al de las demás centrales. Mientras que en el resto de los escenarios, este comportamiento no se observa, ya que la mayoría tiene un porcentaje de aumento relativamente similar.

Por lo tanto, a partir de estos resultados, se tiene que el impacto de las intervenciones de corto plazo en la red eléctrica, no necesariamente será igual entre las centrales de generación del sistema pues, como se vio en los análisis anteriores, en ciertos escenarios habrán centrales que presentaran un mayor grado de perjuicio en comparación al resto.

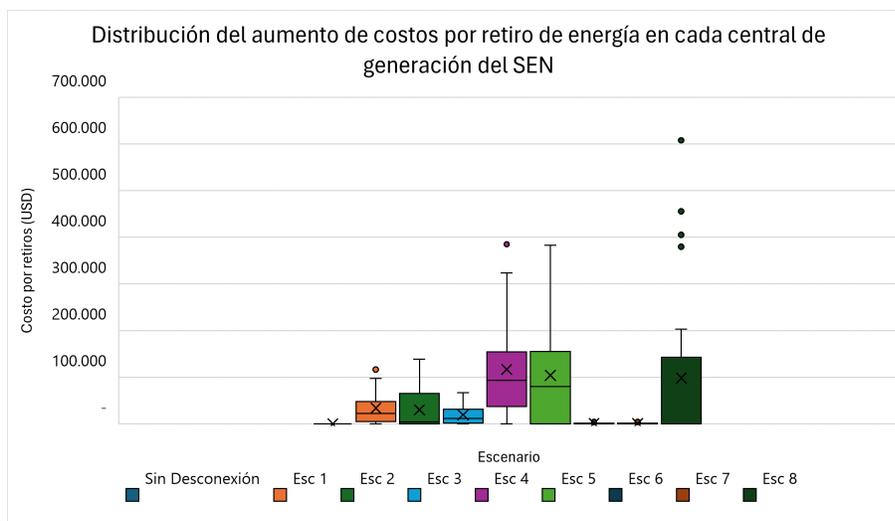


Figura 5.7: Distribución del aumento en costos por retiros de energía en cada central de generación del SEN por escenario de desconexión.

5.1.3.2. Remuneración total de la intervención

Para determinar la remuneración total de la intervención (RTI) se utilizaron los siguientes parámetros que limitarán el N° de centrales afectas a recibir una remuneración:

- $P_c = 135(\text{USD}/\text{MWh})$
- $\Delta\text{Retiros} = 10\%$

En la Fig. 5.8 y la Tabla 5.12 se puede visualizar el RTI que recibirán las central de generación afectas a la remuneración. Por un lado, si se compara estos resultados con los vistos en la Tabla 5.11, claramente la aplicación de los parámetros limito de forma significativa el número de centrales afectas a recibir la remuneración, destacando que este efecto tuvo un mayor impacto en los escenarios 1, 2, 3, 6 y 7, lo cual es consistente con los resultados de la Tabla 5.6, pues corresponden a los escenarios con menor porcentaje de aumento en costos por retiro de energía.

Por otro lado, al observar los escenarios 4, 5 y 8, se puede apreciar que el efecto de los parámetros fue significativamente menor, pues no hubo una reducción importante en las centrales de generación afectas a recibir la remuneración. Esto último, se puede visualizar con

mayor claridad en la Fig. 5.9, en donde el aumento en costos por retiro de energía y el RTI de estos escenarios es relativamente similar.

Por lo tanto, de acuerdo con los resultados obtenidos, la aplicación de los parámetros tuvo como consecuencia principal, la reducción de los escenarios de desconexión en que se debe realizar una remuneración a las centrales de generación, permitiendo esto, a su vez, enfocar la RTI en los escenarios de mayor impacto sobre la red eléctrica, tal como se puede observar en la Fig. 5.9

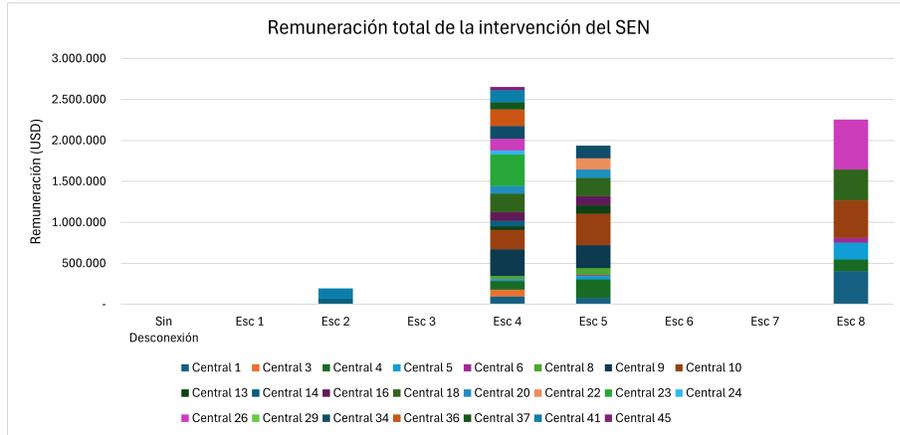


Figura 5.8: Remuneración total de la intervención en el SEN.

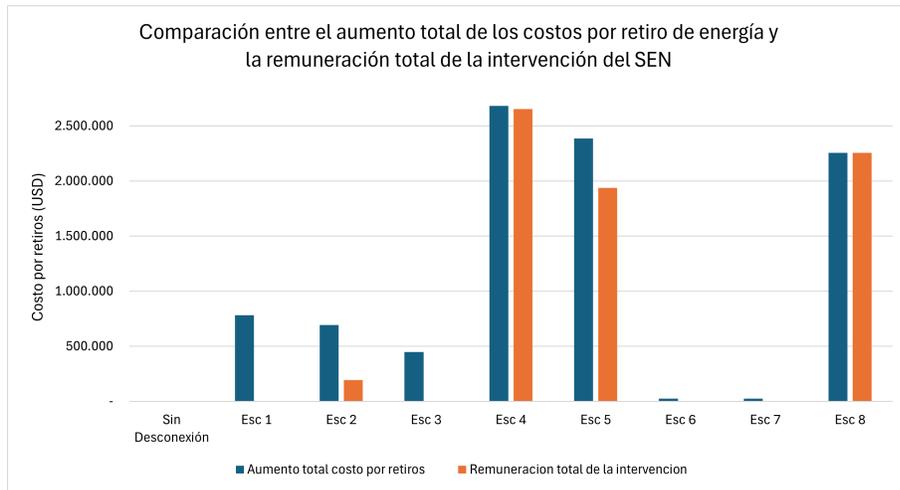


Figura 5.9: Comparación entre el aumento total del costo por retiro de energía y la remuneración total de la intervención

Tabla 5.12: Remuneración total de la intervención por escenario de desconexión

Remuneración total de la intervención (USD)									
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8
1	-	-	-	-	93.637	75.347	-	-	405.160
3	-	-	-	-	84.004	-	-	-	-
4	-	-	-	-	107.358	230.758	-	-	142.311
5	-	-	-	-	18.722	40.507	-	-	202.580
6	-	-	-	-	5.617	12.152	-	-	60.774
8	-	-	-	-	37.199	80.244	-	-	-
9	-	-	-	-	323.061	284.984	-	-	-
10	-	-	-	-	236.888	382.817	-	-	455.727
13	-	-	-	-	48.187	103.430	-	-	-
14	-	-	69.989	-	62.735	-	-	-	-
16	-	-	-	-	109.374	108.483	-	-	-
18	-	-	-	-	224.874	226.013	-	-	379.652
20	-	-	-	-	93.282	100.524	-	-	-
22	-	-	-	-	-	135.284	-	-	-
23	-	-	-	-	384.971	-	-	-	-
24	-	-	-	-	46.567	-	-	-	-
26	-	-	-	-	143.641	-	-	-	607.740
29	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	-	-	-	-	154.676	155.004	-	-	-
36	-	-	-	-	203.028	-	-	-	-
37	-	-	-	-	87.474	-	-	-	-
41	-	-	122.618	-	148.763	-	-	-	-
45	-	-	-	-	37.462	-	-	-	-
Total	-	-	192.606	-	2.651.519	1.935.547	-	-	2.253.943

En la Fig. 5.10 se puede visualizar la distribución del RTI entre las centrales de generación del SEN. Notar que, al aplicar los respectivos parámetros, la distribución de las compensaciones profundizo el comportamiento asimétrico descrito anteriormente en la Fig. 5.7, lo cual es consistente con el objetivo de los parámetros, ya que se enfoca la remuneración en aquellas centrales de generación que sufrieron un mayor impacto por la intervención de la red eléctrica.

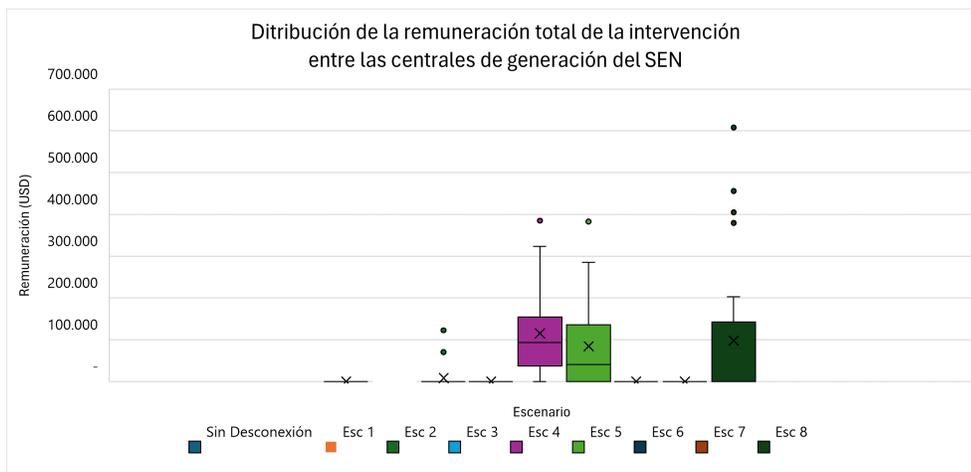


Figura 5.10: Distribución de la remuneración total de la intervención entre las centrales de generación del SEN.

En la Tabla 5.13 se puede visualizar el balance económico total de las centrales de generación del SEN tras haber recibido su respectiva remuneración. A partir de estos resultados, se observa que en cada uno de los escenarios de desconexión, las centrales presentan balances económicos positivos, lo cual indica, a su vez, que las centrales 5, 6, 10 y 18, ya no registran pérdidas económicas en los escenarios 5 y 8. Por lo que la aplicación del mecanismo, efectivamente logro protegerlas del riesgo de las congestiones frente a la intervención de la red eléctrica.

Luego, mediante la Tabla 5.14, se visualiza la variación de los balances económicos totales c/r al escenario sin desconexión, tras haber recibida la remuneración por intervención. Notar que, en los escenarios 2, 4, 5 y 8, la mayoría de las centrales que solían presentar disminuciones en sus balances económicos, actualmente se mantienen neutros ante la desconexión de elementos de la red, es decir, la intervención no representa un riesgo para las centrales de generación beneficiadas. Por lo tanto, desde el punto de vista de las centrales de generación, se puede afirmar que el mecanismo de cobertura de riesgo aplicado es efectivo.

Tabla 5.13: Balance económico total de las centrales de generación del SEN con la aplicación de la RTI por escenario de desconexión

Balance económico total con RTI (USD)									
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8
1	519.483	308.104	793.005	459.363	533.006	505.961	625.134	544.035	519.483
3	238.188	178.995	208.130	311.610	400.644	228.928	237.266	237.266	238.188
4	391.272	344.120	368.101	356.405	391.272	391.272	491.197	450.647	391.272
5	141.070	137.382	153.927	133.770	148.772	133.420	191.193	150.643	141.070
6	11.761	9.311	10.588	9.996	11.761	11.761	26.440	14.275	11.761
8	432.046	425.717	436.048	420.114	500.847	396.834	547.157	460.539	457.823
9	1.146.210	1.089.199	315.071	850.748	1.205.591	1.086.829	1.298.217	1.298.217	1.266.748
10	344.400	246.721	249.206	277.611	344.400	344.400	862.768	440.749	344.400
13	439.027	423.833	448.165	422.237	503.455	431.881	472.751	472.751	471.792
14	95.142	174.810	95.142	84.451	95.142	128.625	90.457	90.457	95.142
16	452.637	525.199	338.062	420.144	176.272	273.719	486.999	486.999	488.799
18	282.008	195.312	143.194	226.382	282.008	282.008	431.538	343.481	282.008
20	450.649	572.708	278.541	394.264	883.654	259.643	605.100	484.277	485.070
22	252.946	227.776	272.156	270.722	264.660	388.171	472.797	306.860	302.328
23	574.809	477.964	509.877	543.250	574.809	349.319	899.873	617.954	655.125
24	110.565	105.815	120.748	115.320	110.565	115.262	105.815	105.815	110.565
26	1.054.807	1.035.104	1.080.770	1.058.962	1.116.614	1.119.708	1.164.255	1.042.607	1.015.434
29	60.451	55.593	65.244	60.447	88.562	72.676	59.216	59.216	60.451
34	400.927	456.625	329.627	393.144	433.381	509.107	382.082	548.924	472.014
36	288.062	249.385	309.274	285.974	288.062	189.025	303.373	303.373	324.223
37	1.264.066	1.290.398	1.313.485	1.303.056	1.369.427	1.535.263	685.175	900.838	1.216.421
41	213.484	160.116	213.484	182.229	213.484	151.537	236.360	236.360	249.646
45	975.788	1.019.415	1.009.628	1.017.471	1.083.017	1.206.045	511.243	737.038	2.197.059

Tabla 5.14: Variación del balance económico total de las centrales de generación del SEN con la aplicación de la RTI por escenario de desconexión

Variación balance económico total con RTI (USD)									
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8
1	-	-211.379	273.522	-60.121	13.522	-13.523	105.650	24.551	-
3	-	-59.194	-30.059	73.422	162.456	-9.261	-922	-922	-
4	-	-47.151	-23.170	-34.866	-	-	99.925	59.376	-
5	-	-3.688	12.857	-7.300	7.702	-7.650	50.123	9.574	-
6	-	-2.450	-1.173	-1.765	-	-	14.679	2.514	-
8	-	-6.329	4.002	-11.932	68.801	-35.212	115.111	28.494	25.777
9	-	-57.011	-831.139	-295.462	59.381	-59.381	152.007	152.007	120.538
10	-	-97.679	-95.194	-66.789	-	-	518.368	96.349	-
13	-	-15.194	9.138	-16.790	64.428	-7.146	33.724	33.724	32.765
14	-	79.668	-	-10.691	-	33.483	-4.685	-4.685	-
16	-	72.561	-114.576	-32.493	-276.365	-178.919	34.362	34.362	36.161
18	-	-86.696	-138.814	-55.626	-	-	149.530	61.473	-
20	-	122.060	-172.108	-56.385	433.005	-191.006	154.451	33.628	34.421
22	-	-25.171	19.209	17.776	11.714	135.225	219.851	53.914	49.382
23	-	-96.845	-64.932	-31.560	-	-225.491	325.064	43.144	80.316
24	-	-4.750	10.183	4.755	-	4.697	-4.750	-4.750	-
26	-	-19.703	25.963	4.155	61.807	64.901	109.449	-12.200	-39.373
29	-	-4.858	4.793	-4	28.110	12.225	-1.236	-1.236	-
34	-	55.699	-71.300	-7.782	32.454	108.180	-18.844	147.998	71.087
36	-	-38.677	21.212	-2.088	-	-99.037	15.311	15.311	36.161
37	-	26.332	49.419	38.990	105.361	271.197	-578.891	-363.228	-47.645
41	-	-53.368	-	-31.255	-	-61.947	22.875	22.875	36.161
45	-	43.628	33.840	41.683	107.230	230.257	-464.545	-238.749	1.221.271

5.1.4. Tarificación de la remuneración total de la intervención

En la Tabla 5.15 se puede visualizar las recaudaciones definidas en la metodología de trabajo. De acuerdo con estos resultados, en la mayoría de los escenarios, la recaudación por IT y generadores suele representar una pequeña porción de la recaudación total, por lo que gran parte de esta debe complementada con un cargo directo a los clientes finales, el cual varía entre 0(USD/MWh) y 11,51(USD/MWh), siendo este más alto en los escenarios de mayor impacto.

Cabe destacar que, entre los resultados obtenidos, se definió un ítem que representa el impacto a los clientes finales, ya que, aparte del cargo directo a los clientes, también se debe considerar que el ΔIT utilizado como parte de la recaudación, afecta indirectamente a estos actores del sector. Esto se debe a que los IT se utilizan en la Remuneración Anual del Sistema de Transmisión, siendo el Cargo Único a los clientes finales complementario a los IT. Por lo tanto, al transferir ese ΔIT hacia la recaudación de la RTI, los clientes finales no percibirán un Cargo Único menor al esperado. Notar que en la mayoría de escenarios, el impacto a los clientes es relativamente similar a su cargo directo, lo cual es consistente con el análisis anterior, pues la recaudación por IT tiende a ser insignificante.

Tabla 5.15: Recaudación de la remuneración total de la intervención del SEN

Item	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8
RTI (USD)	-	-	192.606	-	2.651.519	1.935.547	-	-	2.253.943
Recaudación IT (USD)	-	-	192.606	-	-	11.882	-	-	-
Recaudación generadores (USD)	-	-	-	-	11.244	44.597	-	-	204.781
Recaudación clientes finales (USD)	-	-	-	-	2.640.275	1.879.067	-	-	2.049.162
Cargo clientes (USD/MWh)	-	-	-	-	11,51	8,19	-	-	8,94
Impacto clientes (USD/MWh)	-	-	0,84	-	11,51	8,25	-	-	8,94

En Tabla 5.16 se puede visualizar la variación promedio que presenta el precio de los contratos de energía en cada barra del SEN. Cabe destacar que se considero que las centrales de generación determinan el precio de sus contratos futuros, utilizando como referencia la mayor alza que presenta el costo marginal en el periodo de tiempo en que se realiza las desconexiones, es decir, se considero el peor caso posible, más un prima de 2(USD/MWh). A partir de estos resultados, se obtuvo que en las barras 1, 2, 8 y 9 la variación de los contratos se encuentra sobre los 100(USD/MWh), mientras que en las barras 3, 4, 5, 6 y 7 este aumento es considerablemente menor.

Tabla 5.16: Variación promedio del precio de los contratos de energía en cada barra del SEN

Barra	Costo marginal máximo entre escenarios (USD/MWh)	Precio contratos nuevos (USD/MWh)	Precio contratos actuales (USD/MWh)	Δ Precio contratos (USD/MWh)
1	227	229	98	131
2	227	229	100	129
3	106	108	100	8
4	106	108	124	-
5	106	108	103	6
6	106	108	103	5
7	106	108	98	10
8	227	229	104	125
9	227	229	110	119

En la Tabla 5.17 se puede visualizar el impacto esperado sobre los clientes finales y el aumento promedio que experimentarán los contratos de suministro en el largo plazo. Cabe destacar que, para calcular el impacto esperado, se definió arbitrariamente que el escenario sin desconexión tiene una probabilidad de ocurrencia del 90 %, ya que corresponde a la operación normal del sistema, mientras que el resto de los escenarios tiene una probabilidad de ocurrencia del 1,25 %.

De acuerdo con los resultados obtenidos, el impacto esperado sobre los clientes finales es significativamente menor al aumento promedio que pueden presentar los contratos de energía en el largo plazo. Por lo tanto, la aplicación del mecanismo de cobertura de riesgo representa un beneficio para los clientes finales.

Tabla 5.17: Resultados finales de la tarificación SEN

Impacto esperado clientes (USD/MWh)	0,27
Aumento promedio contratos (USD/MWh)	59

5.1.5. Análisis de sensibilidad

En la Tabla 5.18 se puede visualizar la remuneración total de la intervención bajo la modificación de los parámetros P_c y Δ Retiros. En estos resultados se observa que, por un lado, para los escenarios 2, 4 y 5, la disminución del P_c no afecta significativamente al RTI, manteniéndose en valores relativamente similares. Sin embargo, al modificar ligeramente el Δ Retiros, el RTI presenta disminuciones significativas en su valor, por lo que se puede considerar como el parámetro de mayor impacto sobre la remuneración total de las intervenciones. Por otro lado, a diferencia de los escenarios anteriores, en el escenario 8 el aumento del Δ Retiros no afecta significativamente a la RTI, indicando que en este escenario, si bien son menores las centrales afectadas por las desconexiones, estas tienen un gran impacto individual.

Tabla 5.18: Remuneración total de la intervención en el SEN bajo distintas sensibilidades

Remuneración total de la intervención (USD)									
Item	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8
Caso Base ($P_c=140$; Δ Retiros=10%)	-	-	192.606	-	2.651.519	1.935.547	-	-	2.253.943
$P_c=110$	-	-	192.606	-	2.115.301	1.405.260	-	-	896.153
$P_c=120$	-	-	192.606	-	2.507.878	1.935.547	-	-	1.646.203
Δ Retiros=15%	-	-	69.989	-	942.959	1.085.716	-	-	2.253.943
Δ Retiros=20%	-	-	69.989	-	171.477	985.192	-	-	2.111.632

Finalmente, en la Tabla 5.19 se visualiza la modificación del impacto esperado sobre los clientes finales bajo distintas sensibilidades. De acuerdo con estos resultados, el mayor impacto se consigue mediante el aumento del parámetro Δ Retiros, disminuyendo a más de la mitad de su valor, con respecto al Caso Base.

Tabla 5.19: Impacto esperado sobre los clientes finales en el SEN bajo distintas sensibilidades

Item	Impacto esperado clientes (USD/MWh)
Caso Base ($P_c=140$; Δ Retiros=10%)	0,27
$P_c=110$	0,17
$P_c=120$	0,24
Δ Retiros=15%	0,16
Δ Retiros=20%	0,12

5.2. Caso de estudio 2: Sistema IEEE RTS 24-Bus

5.2.1. Datos de entrada

Para el estudio de la metodología descrita anteriormente, se trabajó con el sistema IEEE RTS 24-Bus, propuesto en [59], el cual, como se puede observar en la figura 5.11, se compone de 24 barras que comprenden 34 líneas de transmisión, 12 centrales térmicas, 6 centrales eólicas y 17 cargas. En el Anexo B se puede encontrar los datos técnicos del sistema en estudio.

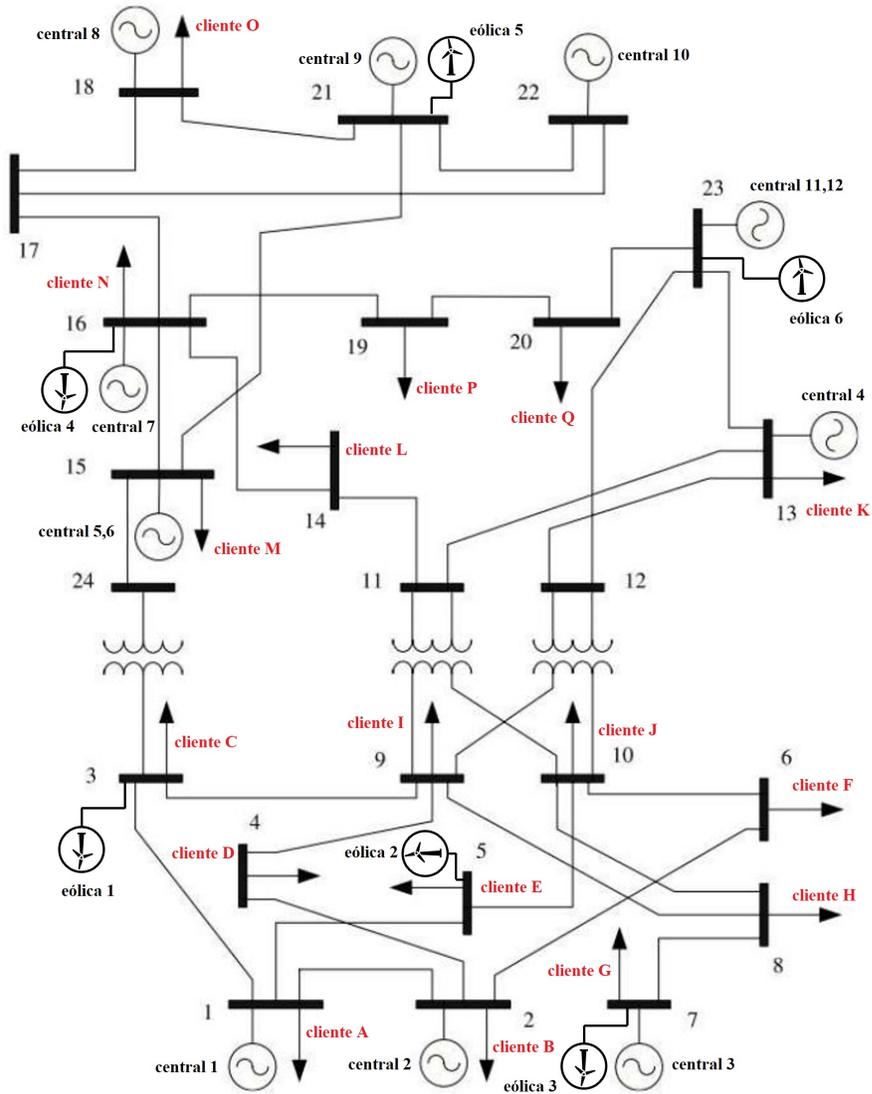


Figura 5.11: Sistema IEER RTS 24-Bus modificado

Respecto a los contratos de suministro de energía que mantiene cada una de las empresas de generación con sus respectivos clientes, estos se pueden observar en la Tabla B.6, en donde se indica el precio de venta de la energía y el monto total que deberá abastecer para un día representativo. Cabe destacar que, para simplificar los análisis, se asumirá que cada central es una empresa de generación distinta, y cada carga representa a un cliente final, cuyos nombres se puede encontrar en la Tabla B.5. En la Tabla 5.20, se puede observar un resumen de las centrales de generación que mantienen contratos de energía, y que, por consiguiente, son las únicas que pueden realizar retiros de energía para abastecer el suministro de los clientes finales.

Tabla 5.20: Resumen contratos de suministro Sistema IEEE RTS 24-Bus

Central	Nº contratos	Precio promedio contratos (USD/MWh)	Barras de retiro
1	2	15	16, 19
3	3	22	14, 15, 20
4	12	20	1-8, 14-16, 18
5	1	22	9
7	3	20	2, 3, 7
8	4	19	4, 10, 13, 19
10	5	19	1, 6, 9, 13, 15
12	3	18	3, 8, 18

Finalmente, para analizar los efectos sistémicos de las intervenciones de corto plazo, se asumirá 11 escenarios en los que se realizará la desconexión de una de las líneas de transmisión de la red, siendo esto representado mediante la reducción de su capacidad de transferencia a 0(MVA). En la Tabla 5.21 y la Fig. 5.12 se puede observar las líneas de transmisión que fueron seleccionadas para representar las intervenciones de corto plazo:

Tabla 5.21: Escenarios de desconexión del Sistema IEEE RTS 24-Bus

Escenario	Línea desconectada	Barra inicio	Barra final	Capacidad sin desconexión(MVA)	Capacidad con desconexión (MVA)
1	2	1	3	175	0
2	3	1	5	350	0
3	11	7	8	350	0
4	14	9	11	400	0
5	18	11	13	500	0
6	21	12	23	500	0
7	24	15	16	500	0
8	28	16	19	500	0
9	30	17	22	500	0
10	31	18	21	1000	0
11	33	20	23	1000	0

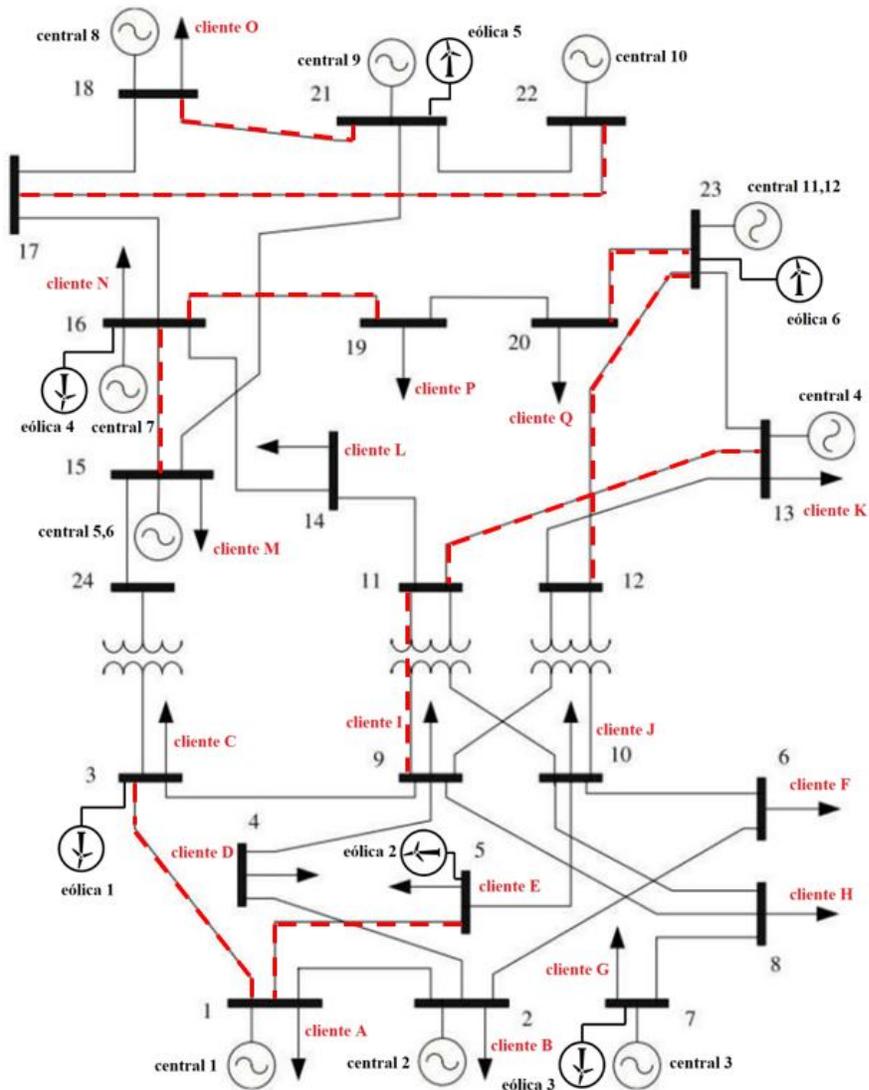


Figura 5.12: Sistema IEEE RTS 24-Bus modificado con líneas de transmisión seleccionadas para ser intervenidas

5.2.2. Análisis de la operación del sistema

Considerando los escenarios establecidos anteriormente, y que se simuló el despacho económico del sistema para un horizonte de tiempo de 24 horas, a continuación, se analizará su operación económica, y el cómo esta varía con respecto al despacho económico sin desconexión de elementos de la red.

5.2.2.1. Resultados generales del sistema

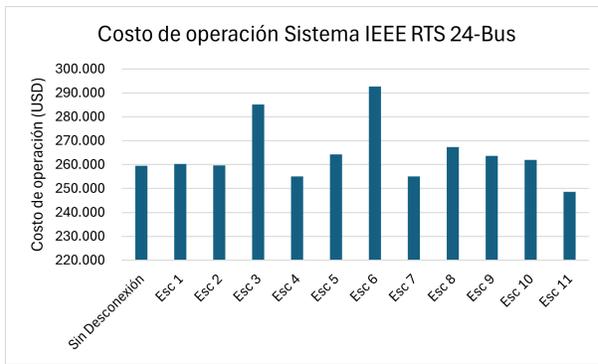
De acuerdo con los resultados presentados en la Tabla 5.22 y la Fig. 5.13, ante una operación del sistema sin desconexión de elementos de la red, el sistema IEEE suele presentar un costo operación e IT iguales a \$259.563 y \$110.526, respectivamente. Al comparar estos resultados con los distintos escenarios de desconexión, por un lado, el costo de operación tiende a presentar variaciones irregulares en sus valores, es decir, que existen alzas o disminuciones, según la línea que fue intervenida. Esto último se debe a que, ciertas líneas de transmisión limitan la capacidad de transferencia de otras, lo cual encarece el costo de operación del

sistema.

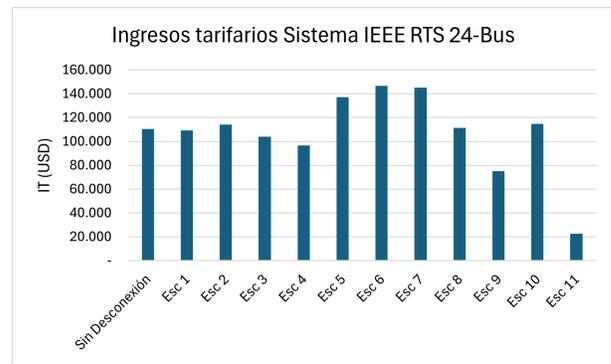
Por otro lado, al igual que el caso de estudio del SEN, los IT presentan alzas o disminuciones en sus valores, dependiendo del escenario de desconexión que se esté analizando. Aunque, a diferencia del caso de estudio anterior, en este la mayoría de los escenarios resultan con un aumento en los IT, siendo particularmente altas en los escenarios 5, 6 y 7, cuya alza máxima es de \$36.255. Por lo tanto, de acuerdo con los resultados obtenidos, se puede afirmar que en la mayoría de los escenarios la recaudación por IT es importante.

Tabla 5.22: Resultados generales del Sistema IEEE RTS 24-Bus por escenario de desconexión

	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8	Esc 9	Esc 10	Esc 11
Costo de Operación (USD)	259.563	260.281	259.710	285.099	255.102	264.308	292.750	255.126	267.343	263.646	261.969	248.680
IT (USD)	110.526	109.275	114.075	103.961	96.749	137.269	146.780	145.086	111.257	75.207	114.610	22.619



(a) Costo de operación



(b) IT

Figura 5.13: Gráfico de resultados generales del Sistema IEEE RTS 24-Bus por escenario de desconexión

5.2.2.2. Costos marginales del sistema

En la Fig. 5.14 se puede visualizar los costos marginales del sistema IEEE bajo un despacho económico sin la desconexión de elementos de la red. De acuerdo con estos resultados, durante varias horas del día los costos marginales suelen presentar desacoples, producto de las congestiones que ocurren en el sistema de transmisión, existiendo una diferencia de hasta 25(USD/MWh), y con un costo marginal máximo de 31,5(USD/MWh).

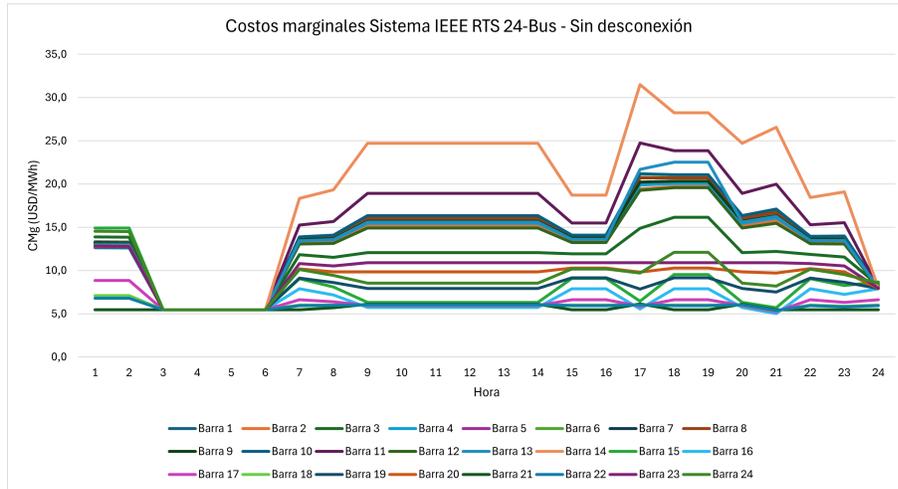
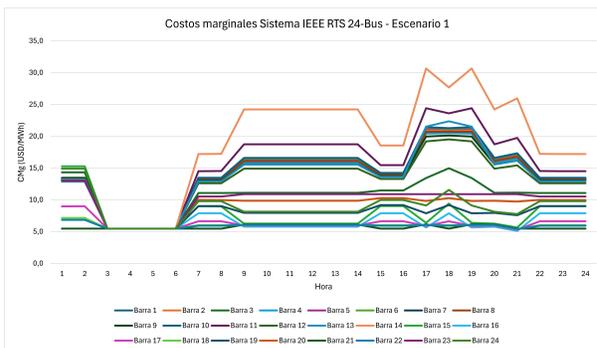


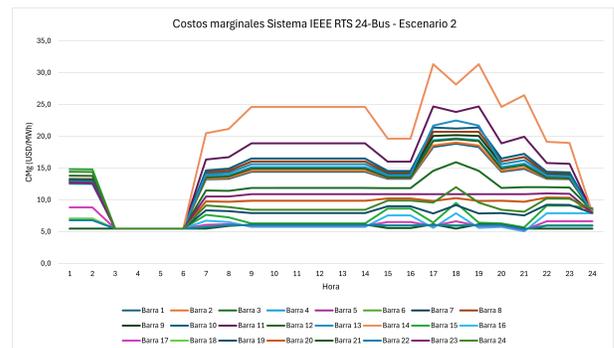
Figura 5.14: Costo marginal en cada barra del Sistema IEEE RTS 24-BUS sin desconexión.

En la Fig. 5.15 se puede observar los costos marginales del sistema IEEE, pero bajo distintos escenarios de desconexión de línea de transmisión. Al comparar estos resultados con la operación del sistema sin desconexión, por un lado, se aprecia que, si bien, existen diferencia en el comportamiento de los costos marginales, este tiende a ser relativamente similar al escenario sin desconexión. Por otro lado, en la mayoría de escenarios el costo marginal no presenta aumentos significativos en sus valores, manteniéndose dentro del mismo rango de valores vistos anteriormente. Aunque cabe destacar que en los escenarios 3, 8, 9 y 11 se registró una disminución general en los costos marginales de ciertas barras del sistema, llegando a un valor máximo de 23,5(USD/MWh).

Por lo tanto, se destaca que para una red enmallada, como la que está bajo estudio, la desconexión de líneas de transmisión no represento un impacto importante dentro de su operación económica. Además, a diferencia del SEN, esta característica permitió que la variación de los costos marginales del sistema se mantuviera más estable, y por consecuencia, existe un menor riesgo (o incertidumbre) en el mercado.

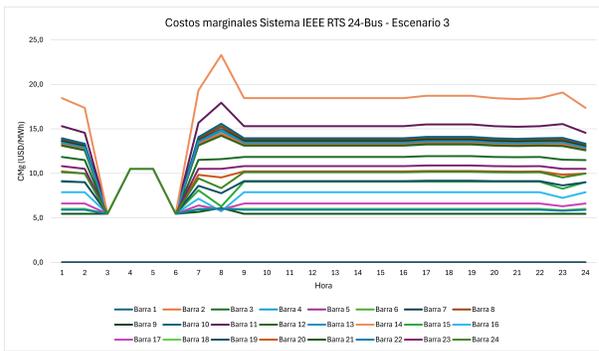


(a) Escenario 1

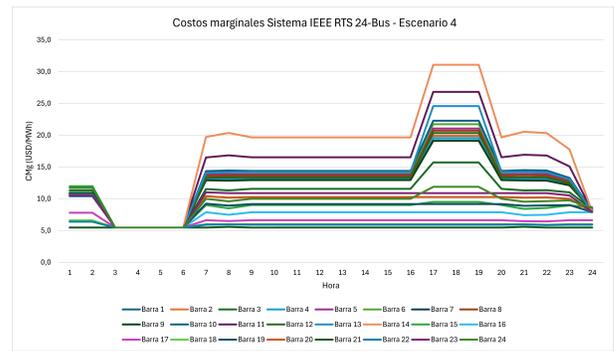


(b) Escenario 2

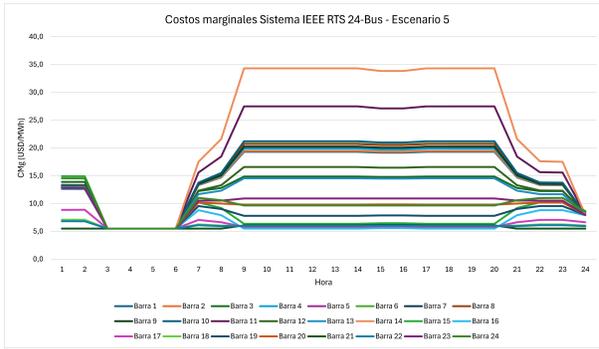
Figura 5.15: Costo marginal en cada barra del Sistema IEEE RTS 24-Bus por escenario de desconexión



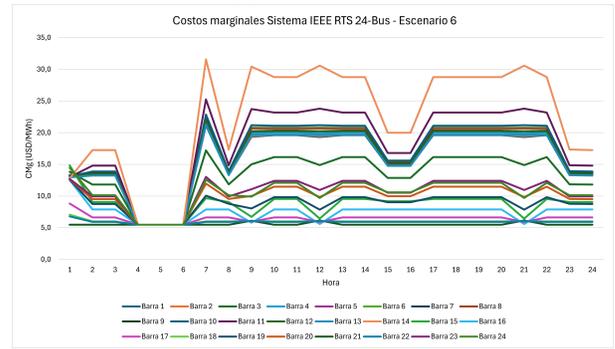
(c) Escenario 3



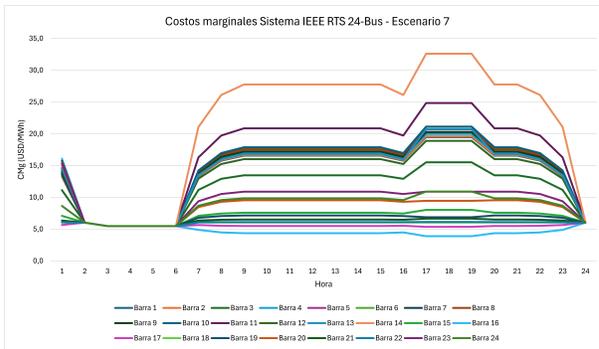
(d) Escenario 4



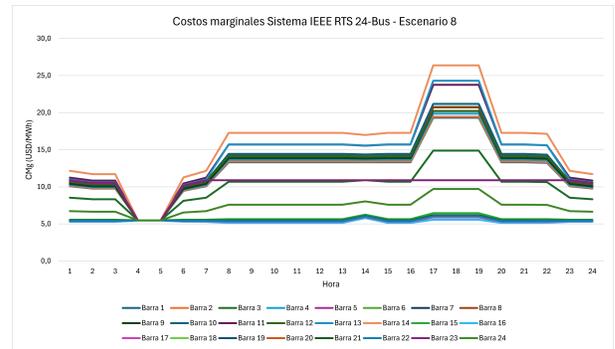
(e) Escenario 5



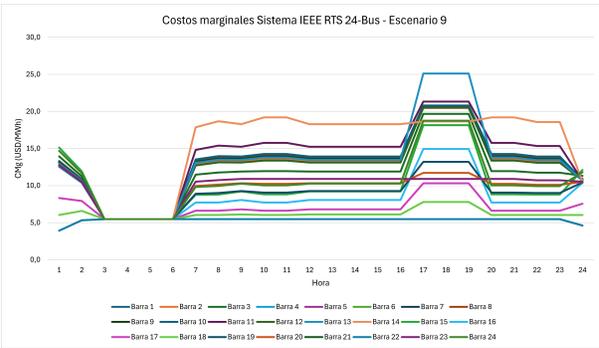
(f) Escenario 6



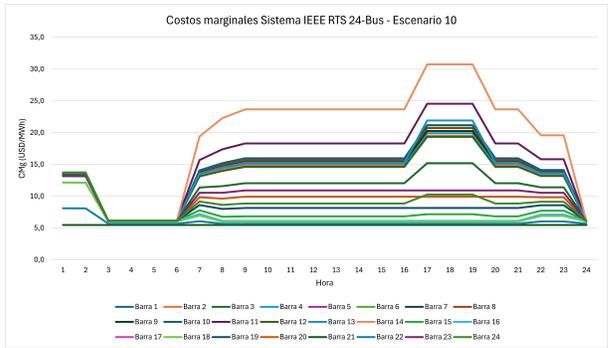
(g) Escenario 7



(h) Escenario 8

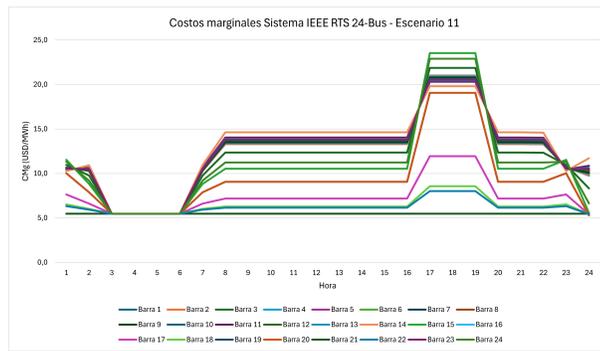


(i) Escenario 9



(j) Escenario 10

Figura 5.15: Costo marginal en cada barra del Sistema IEEE RTS 24-Bus por escenario de desconexión



(k) Escenario 11

Figura 5.15: Costo marginal en cada barra del Sistema IEEE RTS 24-Bus por escenario de desconexión

5.2.2.3. Costo por retiro de energía de las centrales de generación

Enfocando el análisis en aquellas centrales de generación que abastecen el suministro de clientes finales, en la Tabla 5.23 se visualizan sus respectivos costos por retiro de energía. Al analizar estos costos bajo el escenario sin desconexión, se aprecia que los valores varían entre los \$17.269 y los \$170.759, diferenciándose en un orden de magnitud.

Luego, mediante la Tabla 5.24 se puede visualizar la variación en los costos por retiro de energía de cada central c/r al escenario sin desconexión. Para este caso de estudio, en la mayoría de escenario suele haber una disminución en los costos por retiro de energía de las centrales, es decir, se ven beneficiados económicamente con la desconexión de las líneas de transmisión. Mientras que en los escenarios 1, 5, 6 y 7, se puede encontrar un mayor impacto negativo sobre las centrales del sistema.

Tabla 5.23: Costo por retiro de energía en las centrales de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus por escenario de desconexión.

Costo por retiro de energía (USD)												
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8	Esc 9	Esc 10	Esc 11
1	17.269	17.282	16.951	18.816	18.551	16.826	18.762	13.972	18.951	20.678	16.959	22.244
3	99.876	99.361	99.658	97.073	99.731	111.284	113.377	103.418	85.937	100.434	99.285	98.814
4	170.759	173.672	170.225	143.677	162.420	193.692	201.140	177.938	153.979	166.394	171.428	163.197
5	20.567	20.539	20.576	18.703	18.209	23.562	24.703	21.694	19.380	19.497	20.643	18.887
7	38.196	38.374	37.837	20.353	35.731	43.290	45.695	39.948	35.441	37.261	38.169	36.676
8	121.124	122.072	121.698	111.425	118.162	123.564	141.320	123.521	124.964	118.553	121.335	114.841
10	91.942	93.185	91.384	84.876	87.813	97.094	108.633	95.350	87.683	90.975	91.727	89.257
12	75.435	74.744	75.334	73.411	72.425	81.471	84.429	77.289	69.755	75.859	78.034	76.461

Tabla 5.24: Variación del costo por retiro de energía en las centrales de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus c/r a la operación del sistema sin desconexión.

Variación costo por retiro de energía (USD)												
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8	Esc 9	Esc 10	Esc 11
1	-	13	-318	1.547	1.282	-443	1.493	-3.297	1.682	3.409	-310	4.975
3	-	-514	-217	-2.803	-145	11.409	13.502	3.543	-13.939	558	-591	-1.061
4	-	2.912	-534	-27.082	-8.339	22.932	30.381	7.178	-16.780	-4.365	669	-7.563
5	-	-27	10	-1.863	-2.358	2.996	4.136	1.128	-1.187	-1.069	76	-1.680
7	-	178	-359	-17.843	-2.465	5.094	7.499	1.752	-2.755	-935	-27	-1.520
8	-	949	575	-9.698	-2.962	2.441	20.196	2.397	3.840	-2.571	212	-6.282
10	-	1.244	-558	-7.065	-4.129	5.152	16.691	3.408	-4.259	-967	-215	-2.685
12	-	-691	-101	-2.024	-3.010	6.036	8.994	1.854	-5.680	424	2.599	1.026

Complementando los resultados anteriores, en la Tabla 5.25 se puede visualizar los porcentajes de variación de los costos por retiros de energía. Desde este punto de vista, se aprecia que los mayores impactos se encuentran en los escenarios 5 y 6, sin embargo, si se compara con los resultados vistos en el SEN, las alzas en los costos por retiros del sistema IEEE tienden a ser considerablemente menores. Por lo tanto, siendo consistente con los resultados vistos en los costos marginales del sistema, la desconexión de líneas no representa un gran impacto para las centrales de generación de este sistema.

Finalmente, como se puede observar en la Tabla 5.26, y a diferencia de los resultados del SEN, en este caso de estudio las variaciones promedio del costo por retiro suelen ser más cercanas a las variaciones máximas de las centrales del sistema. Por lo tanto, se puede afirmar que, incluso si se analiza de forma individual a los suministradores, los costos por retiro no tienden a aumentar significativamente.

Tabla 5.25: Porcentaje de variación del costo por retiro de energía en las centrales de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus c/r a la operación del sistema sin desconexión.

Porcentaje variación costo por retiro de energía (USD)												
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8	Esc 9	Esc 10	Esc 11
1	0,0%	0,1%	-1,9%	8,2%	6,9%	-2,6%	8,0%	-23,6%	8,9%	16,5%	-1,8%	22,4%
3	0,0%	-0,5%	-0,2%	-2,9%	-0,1%	10,3%	11,9%	3,4%	-16,2%	0,6%	-0,6%	-1,1%
4	0,0%	1,7%	-0,3%	-18,8%	-5,1%	11,8%	15,1%	4,0%	-10,9%	-2,6%	0,4%	-4,6%
5	0,0%	-0,1%	0,0%	-10,0%	-12,9%	12,7%	16,7%	5,2%	-6,1%	-5,5%	0,4%	-8,9%
7	0,0%	0,5%	-0,9%	-87,7%	-6,9%	11,8%	16,4%	4,4%	-7,8%	-2,5%	-0,1%	-4,1%
8	0,0%	0,8%	0,5%	-8,7%	-2,5%	2,0%	14,3%	1,9%	3,1%	-2,2%	0,2%	-5,5%
10	0,0%	1,3%	-0,6%	-8,3%	-4,7%	5,3%	15,4%	3,6%	-4,9%	-1,1%	-0,2%	-3,0%
12	0,0%	-0,9%	-0,1%	-2,8%	-4,2%	7,4%	10,7%	2,4%	-8,1%	0,6%	3,3%	1,3%

Tabla 5.26: Resumen variación porcentual del costo por retiro de energía de las centrales de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus.

	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8	Esc 9	Esc 10	Esc 11
Variación promedio	0,0%	0,3%	-0,4%	-16,4%	-3,7%	7,3%	13,6%	0,2%	-5,3%	0,5%	0,2%	-0,4%
Aumento promedio	0,0%	0,9%	0,3%	8,2%	6,9%	8,8%	13,6%	3,6%	6,0%	5,9%	1,1%	11,9%
Aumento máximo	0,0%	1,7%	0,5%	8,2%	6,9%	12,7%	16,7%	5,2%	8,9%	16,5%	3,3%	22,4%

5.2.2.4. Balance económico total de las centrales de generación

En la Tabla 5.8 se puede visualizar el balance económico total de cada central de generación que realiza retiros de energía para abastecer el suministro de clientes finales. Cabe

destacar que, para la determinación de este balance se consideraron los siguientes componentes: ingresos por inyección de energía, costos por retiros de energía, venta de energía, costos de operación y pagos laterales. Además, se tomará en cuenta que las centrales de generación traspasan los sobrecostos operacionales a sus respectivos clientes.

De acuerdo con los resultados obtenidos, normalmente bajo escenario sin desconexión, todas las centrales del sistema presentan ganancias en sus balances económicos totales, destacando que estas son relativamente similares, es decir, que no existe centrales cuyas ganancias sean extraordinariamente mayores al del resto. Luego, al analizar los escenarios de desconexión, se aprecia que los balances económicos totales siguen presentando ganancias tras la intervención de la red eléctrica, lo cual es consistente con los resultados vistos anteriormente, pues los costos por retiros nunca llegaron a presentar alzas importantes.

Tabla 5.27: Balance económico total de cada central de generación con contrato de energía del Sistema IEEE RTS 24-Bus.

Balance económico total (USD)												
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8	Esc 9	Esc 10	Esc 11
1	20.347	22.449	19.065	13.262	16.951	26.875	26.307	26.719	16.300	15.249	20.461	13.764
3	75.498	75.635	75.278	78.301	75.225	63.653	61.197	71.474	88.786	74.355	75.717	76.173
4	94.968	92.056	95.502	120.885	103.307	72.035	63.281	87.789	111.748	99.333	94.299	102.530
5	11.113	11.141	11.104	12.977	13.471	8.118	6.977	9.986	12.300	12.183	11.037	12.793
7	19.330	19.152	19.689	37.173	21.794	14.236	11.830	17.578	22.085	20.265	19.357	20.849
8	62.912	61.715	61.997	71.626	65.393	60.383	42.115	59.435	57.521	67.103	67.804	72.947
10	85.163	84.005	85.738	94.644	88.938	80.201	68.350	82.200	86.494	82.034	85.365	89.985
12	48.595	49.235	48.592	50.458	51.553	42.456	39.601	46.637	53.123	48.076	45.944	47.569

Luego, para complementar este análisis, en Tabla 5.28 se puede observar las variaciones que sufren los balances económicos de las centrales en estudio, con respecto, a la operación del sistema sin desconexión. Al igual que en la Tabla 5.24, solamente en los escenarios 1, 5, 6 y 7, la intervención de la red eléctrica representa un perjuicio económico para los suministradores, mientras que en el resto de escenarios, existe una tendencia a que presenten beneficios económicos. A partir de estos resultados, se establece una clara correlación entre la variación de los costos por retiro de energía y los balances económicos totales, la cual, se puede comprobar mediante los resultados de la Tabla 5.29, cuyos coeficientes de correlación son relativamente altos en la mayoría de escenarios, encontrándose entre -1.0 y -0.5.

Tabla 5.28: Variación balance económico total de cada central de generación con contrato de energía del Sistema IEEE RTS 24-Bus.

Variación balance económico total (USD)												
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8	Esc 9	Esc 10	Esc 11
1	-	2.103	-1.281	-7.085	-3.396	6.528	5.960	6.372	-4.047	-5.098	114	-6.583
3	-	137	-220	2.803	-273	-11.845	-14.300	-4.023	13.288	-1.143	220	675
4	-	-2.912	534	25.918	8.339	-22.932	-31.687	-7.178	16.780	4.365	-669	7.563
5	-	27	-10	1.863	2.358	-2.996	-4.136	-1.128	1.187	1.069	-76	1.680
7	-	-178	359	17.843	2.465	-5.094	-7.499	-1.752	2.755	935	27	1.520
8	-	-1.197	-914	8.715	2.481	-2.529	-20.796	-3.477	-5.391	4.192	4.892	10.035
10	-	-1.158	575	9.481	3.775	-4.961	-16.812	-2.963	1.332	-3.128	202	4.823
12	-	639	-3	1.862	2.958	-6.139	-8.994	-1.958	4.527	-520	-2.651	-1.026

Tabla 5.29: Coeficiente de correlación entre la variación de los costos por retiro energía y los balances económicos totales de las centrales de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus por escenarios de desconexión

Coeficiente de correlación										
Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8	Esc 9	Esc 10	Esc 11
-0,8	-0,6	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-0,9	-0,5	-1,0

5.2.3. Valorización de los efectos sistémicos

5.2.3.1. Determinación del aumento de costos por retiro de energía

En la Fig. 5.16 y la Tabla 5.30 se puede visualizar el aumento que sufrió cada central de generación en sus costos por retiro de energía. Por un lado, a nivel de sistema, las alzas presentaron diferencias significativas entre escenarios de desconexión, registrándose la menor alza en el escenario 2 con un total de \$585, mientras que la mayor alza ocurrió en el escenario 6 con un total de \$102.893. Por lo tanto, acorde a los resultados anteriores, y al igual que en el caso de estudio del SEN, el impacto que sufren las centrales del sistema IEEE ante una intervención de corto plazo, es altamente variable entre escenarios de desconexión. Además, que solo en unos pocos escenarios (5 y 6) se puede considerar que hubo un impacto significativo en comparación al resto.

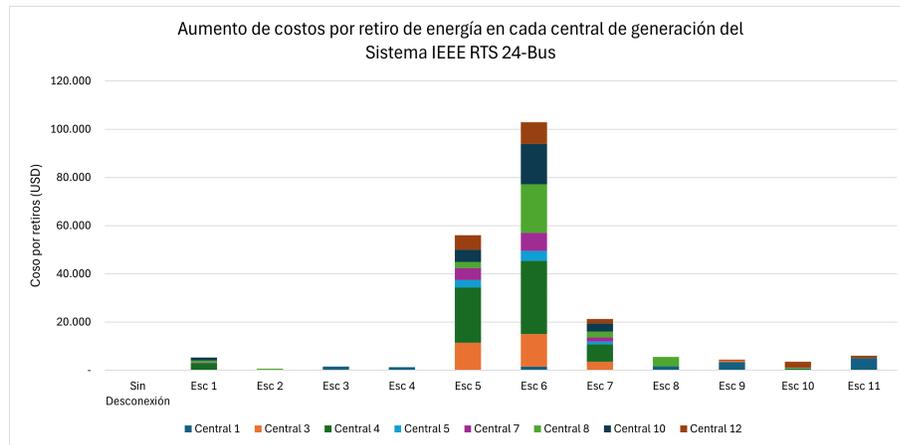


Figura 5.16: Aumento de costos por retiro de energía en cada central de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus

Tabla 5.30: Aumento del costo por retiro de energía de cada central de generación del sistema por escenario de estudio.

Aumento costo por retiro energía (USD)												
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8	Esc 9	Esc 10	Esc 11
1	-	13	-	1.547	1.282	-	1.493	-	1.682	3.409	-	4.975
3	-	-	-	-	-	11.409	13.502	3.543	-	558	-	-
4	-	2.912	-	-	-	22.932	30.381	7.178	-	-	669	-
5	-	-	10	-	-	2.996	4.136	1.128	-	-	76	-
7	-	178	-	-	-	5.094	7.499	1.752	-	-	-	-
8	-	949	575	-	-	2.441	20.196	2.397	3.840	-	212	-
10	-	1.244	-	-	-	5.152	16.691	3.408	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	6.036	8.994	1.854	-	424	2.599	1.026
Total	-	5.295	585	1.547	1.282	56.059	102.893	21.261	5.522	4.391	3.556	6.001

Luego, en la Fig. 5.17 se puede visualizar la distribución del aumento de costos por retiro de energía en cada central del sistema IEEE. De acuerdo con estos resultados, en la mayoría de los escenarios las centrales de generación presentaron una distribución asimétrica en sus respectivas alzas, por lo que un grupo acotado de suministradores experimentaron un mayor impacto por la intervención de la red eléctrica.

Cabe destacar que, en varios de los escenarios de desconexión, se registra la presencia de un *outlier*, es decir, una central de generación cuyo aumento en los costos por retiro es inusualmente alta en comparación al resto. Por lo tanto, al igual en el caso de estudio del SEN, en ciertos escenarios, existen suministradores que se ven particularmente afectados por las intervenciones en la red eléctrica.

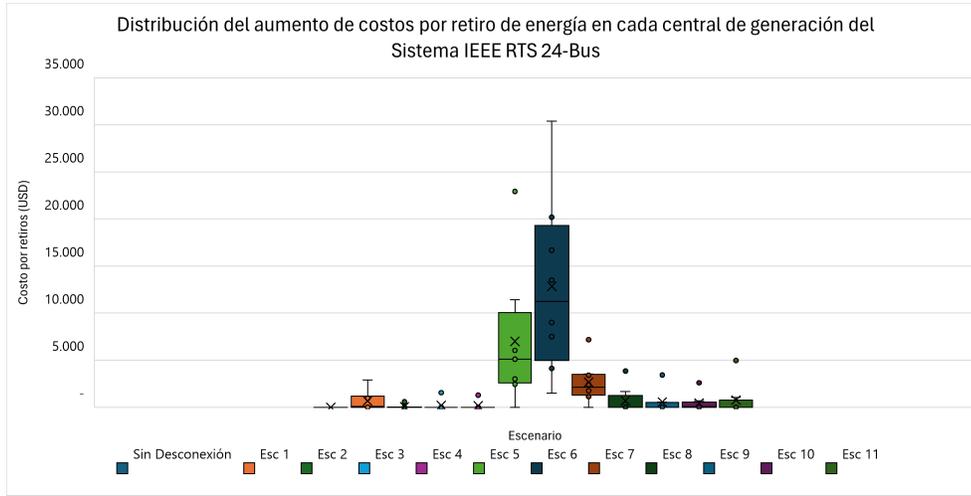


Figura 5.17: Distribución del aumento en costos por retiro de energía en cada central de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus por escenario de desconexión.

5.2.3.2. Remuneración total de la intervención

Para determinar la remuneración total de la intervención (RTI) se utilizaron los siguientes parámetros que limitarán el N° de centrales afectas a recibir una remuneración:

- $P_c = 25(\text{USD}/\text{MWh})$
- $\Delta\text{Retiros} = 5\%$

En la Fig. 5.18 y la Tabla 5.31 se puede visualizar la remuneración que recibirá cada central de generación afecta a la compensación. Por un lado, si se compara estos resultados con los vistos en la Tabla 5.30, claramente la aplicación de los parámetros limitó de forma significativa la cantidad de centrales afectas a recibir la remuneración, destacando que este efecto tuvo un mayor impacto en los escenarios 1, 2, 7, 8 y 9, lo cual es consistente con los resultados de la Tabla 5.25, pues corresponden a los escenarios con menor porcentaje de aumento en costos por retiro de energía.

Por otro lado, en los escenarios 4 y 5 se puede apreciar que el efecto de los parámetros fue significativamente menor, pues no hubo una reducción importante en las centrales de

generación afectas a recibir la remuneración, lo cual se puede observar de forma más clara en la Fig. 5.19, donde la diferencia es mínima con respecto a aumento total en costos por retiro de energía.

Por lo tanto, de acuerdo con los resultados obtenidos, y al igual que en el caso de estudio del SEN, la aplicación de los parámetros permitió reducir considerablemente el RTI en la mayoría de escenarios de desconexión, permitiendo esto, a su vez, enfocar la remuneración en los escenarios de mayor impacto sobre la red eléctrica, tal como se puede observar en la Fig. 5.19.

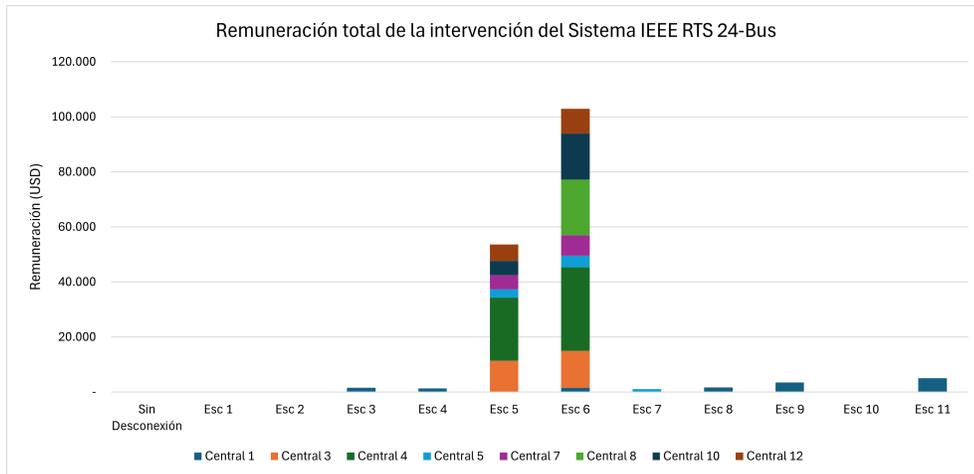


Figura 5.18: Remuneración total de la intervención en el Sistema IEEE RTS 24-Bus.

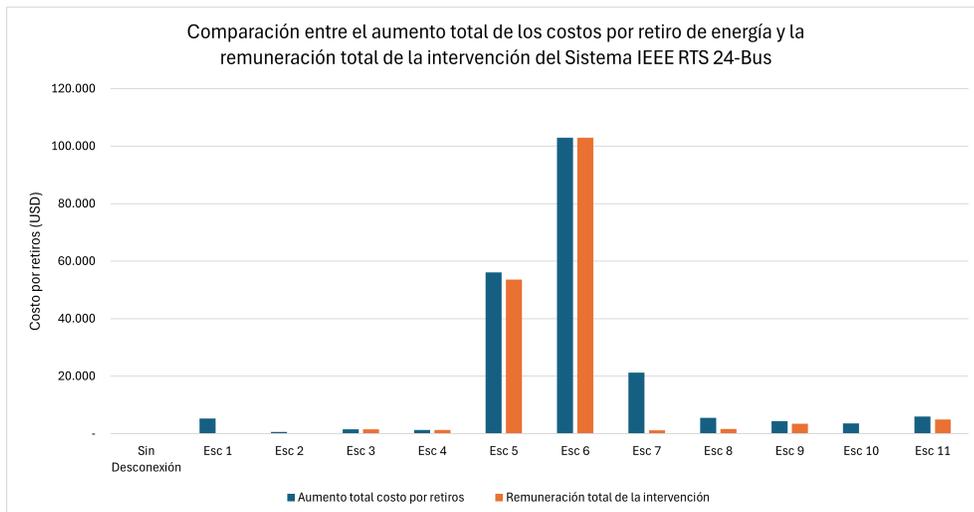


Figura 5.19: Comparación entre el aumento total del costo por retiro de energía y la remuneración total de la intervención.

Tabla 5.31: Remuneración total de la intervención por escenario de desconexión

Remuneración total de la intervención (USD)												
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8	Esc 9	Esc 10	Esc 11
1	-	-	-	1.547	1.282	-	1.493	-	1.682	3.409	-	4.975
3	-	-	-	-	-	11.409	13.502	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	-	22.932	30.381	-	-	-	-	-
5	-	-	-	-	-	2.996	4.136	1.128	-	-	-	-
7	-	-	-	-	-	5.094	7.499	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-	-	20.196	-	-	-	-	-
10	-	-	-	-	-	5.152	16.691	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	6.036	8.994	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	1.547	1.282	53.618	102.893	1.128	1.682	3.409	-	4.975

En la Fig. 5.20 se puede visualizar la distribución del RTI entre las centrales de generación del sistema IEEE. Por un lado, dado que en la mayoría de los escenarios la aplicación de los parámetros redujo a solo una central la cantidad de suministradores afectados a recibir una remuneración, esto se representa en el gráfico como un diagrama de caja cercano a 0, con un *outlier* que indica a la central que recibe la compensación. Por otro lado, en los escenarios 5 y 6 se aprecia que el diagrama de caja presenta un comportamiento simétrico, es decir, ninguna central recibe una remuneración considerablemente mayor al resto.

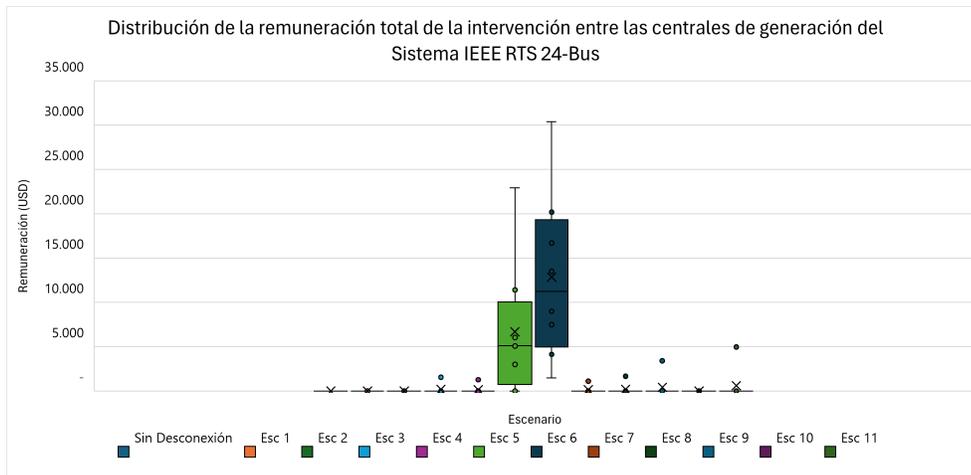


Figura 5.20: Distribución de la remuneración total de la intervención entre las centrales de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus.

En la Tabla 5.32 se puede observar el balance económico total de las centrales de generación del sistema IEEE tras haber recibido su respectiva remuneración, mientras que en la Tabla 5.33 se visualiza su variación con respecto al escenario sin desconexión. En este último se puede apreciar de mejor forma los efectos de la remuneración realizada, ya que en los escenarios 5, 6 y 7, la mayoría de las centrales que reciben una compensación no presenta diferencia con respecto al escenario sin desconexión. Por lo tanto, la aplicación del mecanismo de cobertura logra que estos suministradores se mantengan indiferentes ante la intervención de la red eléctrica, es decir, este no representa un riesgo para sus balances económicos.

Tabla 5.32: Balance económico total de las centrales de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus con la aplicación de la RTI por escenario de desconexión

Balance económico total con RTI (USD)												
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8	Esc 9	Esc 10	Esc 11
1	20.347	22.449	19.065	14.809	18.232	26.875	27.800	26.719	17.982	18.659	20.461	18.739
3	75.498	75.635	75.278	78.301	75.225	75.061	74.699	71.474	88.786	74.355	75.717	76.173
4	94.968	92.056	95.502	120.885	103.307	94.968	93.662	87.789	111.748	99.333	94.299	102.530
5	11.113	11.141	11.104	12.977	13.471	11.113	11.113	11.113	12.300	12.183	11.037	12.793
7	19.330	19.152	19.689	37.173	21.794	19.330	19.330	17.578	22.085	20.265	19.357	20.849
8	62.912	61.715	61.997	71.626	65.393	60.383	62.311	59.435	57.521	67.103	67.804	72.947
10	85.163	84.005	85.738	94.644	88.938	85.354	85.041	82.200	86.494	82.034	85.365	89.985
12	48.595	49.235	48.592	50.458	51.553	48.492	48.595	46.637	53.123	48.076	45.944	47.569

Tabla 5.33: Variación del balance económico total de las centrales de generación del Sistema IEEE RTS 24-Bus con la aplicación de la RTI por escenario de desconexión

Variación balance económico total con RTI (USD)												
Central	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8	Esc 9	Esc 10	Esc 11
1	-	2.103	-1.281	-5.538	-2.115	6.528	7.453	6.372	-2.365	-1.688	114	-1.607
3	-	137	-220	2.803	-273	-436	-799	-4.023	13.288	-1.143	220	675
4	-	-2.912	534	25.918	8.339	-	-1.306	-7.178	16.780	4.365	-669	7.563
5	-	27	-10	1.863	2.358	-	-	-	1.187	1.069	-76	1.680
7	-	-178	359	17.843	2.465	-	-	-1.752	2.755	935	27	1.520
8	-	-1.197	-914	8.715	2.481	-2.529	-600	-3.477	-5.391	4.192	4.892	10.035
10	-	-1.158	575	9.481	3.775	191	-121	-2.963	1.332	-3.128	202	4.823
12	-	639	-3	1.862	2.958	-104	-	-1.958	4.527	-520	-2.651	-1.026

5.2.4. Tarificación de la remuneración total de la intervención

En la Tabla 5.34 se puede visualizar las recaudaciones definidas en la metodología de trabajo. De acuerdo con estos resultados, y a diferencia del SEN, en todos los escenarios en que se debió realizar la remuneración total por las intervenciones, la recaudación por IT y generadores representa un porcentaje importante de la recaudación total, siendo necesario solo en los escenarios 5 y 6 una recaudación directa por parte de los clientes finales, ya que, estos correspondían a los escenarios de mayor impacto dentro del sistema IEEE.

Luego, si se considera solamente los escenarios de desconexión en que se debió realizar una remuneración a los centrales de generación, se tiene que el impacto sobre los clientes finales varía entre 0(USD/MWh) y 1,96(USD/MWh). A partir de este resultado se puede destacar que, en los escenarios 3, 4, 9 y 11 no existe impacto sobre los clientes finales, ya que, las empresas de generación se encargaron de remunerar la totalidad del RTI. Además, si se compara estos resultados con los obtenidos en el caso de estudio del SEN, notar que son significativamente menores, lo cual es consistente con los resultados vistos a lo largo del caso.

Tabla 5.34: Recaudación de la remuneración total de la intervención del Sistema IEEE RTS 24-Bus

Item	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8	Esc 9	Esc 10	Esc 11
RTI (USD)	-	-	-	1.547	1.282	53.618	102.893	1.128	1.682	3.409	-	4.975
Recaudación IT (USD)	-	-	-	-	-	26.744	36.255	1.128	732	-	-	-
Recaudación generadores (USD)	-	-	-	1.547	1.282	177	-	-	951	3.409	-	4.975
Recaudación clientes finales (USD)	-	-	-	-	-	26.698	66.638	-	-	-	-	-
Cargo clientes (USD/MWh)	-	-	-	-	-	0,51	1,26	-	-	-	-	-
Impacto clientes (USD/MWh)	-	-	-	-	-	1,01	1,95	0,02	0,01	-	-	-

En Tabla 5.35 se puede visualizar la variación promedio que presenta el precio de los contratos de energía en cada barra del sistema IEEE. Cabe destacar que, se consideró que las centrales de generación determinan el precio de sus contratos futuros, utilizando como referencia la mayor alza que presenta el costo marginal en el periodo de tiempo en que se realiza las desconexiones, es decir, se consideró el peor caso posible, más una prima de 2(USD/MWh). A partir de estos resultados, se obtuvo que la variación de los contratos se encuentra entre los 0,2(USD/MWh) y 8,5(USD/MWh). Cabe destacar que, en comparación al SEN, las variaciones en el precio de los contratos del sistema IEEE, son considerablemente menores, aunque esto es consistente con los resultados obtenidos anteriormente, ya que este sistema tiende a ser más estable ante la intervención de la red eléctrica.

Tabla 5.35: Variación promedio del precio de los contratos de energía en cada barra del Sistema IEEE RTS 24-Bus

Barra	Costo marginal máximo entre escenarios (USD/MWh)	Precio contratos nuevos (USD/MWh)	Precio contratos actuales (USD/MWh)	Δ Precio contratos (USD/MWh)
1	21,2	22,2	19,5	2,7
2	21,3	22,3	21,0	1,3
3	21,9	22,9	18,3	4,5
4	21,7	22,7	22,5	0,2
5	22,0	23,0	21,0	2,0
6	22,5	23,5	19,0	4,5
7	22,4	23,4	22,0	1,4
8	22,4	23,4	22,0	1,4
9	22,0	23,0	20,0	3,0
10	22,8	23,8	23,0	0,8
13	25,1	26,1	22,5	3,6
14	34,3	35,3	34,0	1,3
15	23,5	24,5	16,0	8,5
16	19,1	20,1	13,5	6,6
18	12,1	13,1	9,5	3,6
19	19,1	20,1	14,0	6,1
20	19,1	20,1	14,0	6,1

En la Tabla 5.36 se puede visualizar el impacto esperado sobre los clientes finales y el aumento promedio que experimentarán los contratos de suministro en el largo plazo. Cabe destacar que, para calcular el impacto esperado, se definió arbitrariamente que el escenario sin desconexión tiene una probabilidad de ocurrencia del 90 %, ya que corresponde a la operación normal del sistema, mientras que el resto de los escenarios tiene una probabilidad de ocurrencia del 0,9 %.

De acuerdo con los resultados obtenidos, el impacto esperado sobre los clientes finales es

significativamente menor al aumento promedio que puede presentar sus contratos de energía en el largo plazo. Por lo tanto, la aplicación del mecanismo de cobertura de riesgo representa un beneficio para los clientes finales.

Tabla 5.36: Resultados finales de la tarificación Sistema IEEE RTS 24-Bus

Impacto esperado clientes (USD/MWh)	0,027
Aumento promedio contratos (USD/MWh)	3,385

5.2.5. Análisis de sensibilidad

En la Tabla 5.37 se puede visualizar la remuneración total de la intervención bajo la modificación de los parámetros P_c y Δ Retiros. Por un lado, al aumentar el valor del parámetro Δ Retiros, entre los escenarios 3-8, se observa una disminución importante en el número de centrales afectas a recibir la remuneración. Incluso, en la mayoría de estos, aumentar hasta el 15 % el límite inferior de las alzas significa que el RTI se reduce a \$0, lo cual es consistente con los resultados vistos anteriormente, ya que ninguno de estos escenarios presento alzas relativamente altas. Por otro lado, en el caso del parámetro P_c , no se aprecia que haya una disminución importante en el RTI de los diferentes escenarios de desconexión.

Por lo tanto, a partir de los resultados obtenidos, se aprecia que el parámetro Δ Retiros tiene el mayor impacto sobre la modificación de la remuneración total de la intervención. Además, de que permite focalizar de mejor manera la remuneración hacia las centrales de generación que fueron más afectadas por las intervenciones en la red eléctrica.

Tabla 5.37: Remuneración total de la intervención en el Sistema IEEE RTS 24-Bus bajo distintas sensibilidades.

Item	Sin Desconexión	Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5	Esc 6	Esc 7	Esc 8	Esc 9	Esc 10	Esc 11
Caso Base ($P_c=25$; Δ Retiros=5%)	-	-	-	1.547	1.282	53.618	102.893	1.128	1.682	3.409	-	4.975
$P_c=19$	-	-	-	1.547	1.282	6.036	10.487	-	1.682	3.409	-	4.975
$P_c=21$	-	-	-	1.547	1.282	39.214	85.255	-	1.682	3.409	-	4.975
Δ Retiros=10%	-	-	-	-	-	42.431	101.400	-	-	3.409	-	4.975
Δ Retiros=15%	-	-	-	-	-	-	78.904	-	-	3.409	-	4.975

En la Tabla 5.38 se visualiza la modificación del impacto esperado sobre los clientes finales bajo distintas sensibilidades. De acuerdo con estos resultados, y acorde a lo visto anteriormente, al limitar el número de centrales de generación afectas a recibir la remuneración, el impacto sobre los clientes disminuye a más de la mitad de su valor con respecto al Caso Base.

Tabla 5.38: Impacto esperado sobre los clientes finales en el Sistema IEEE RTS 24-Bus bajo distintas sensibilidades.

Item	Impacto esperado en la demanda (USD/MWh)
Caso Base ($P_c=25$; Δ Retiros=5%)	0,027
$P_c=19$	0,005
$P_c=21$	0,022
Δ Retiros=10%	0,025
Δ Retiros=15%	0,014

Capítulo 6

Conclusiones y Trabajos Futuros

6.1. Conclusiones

En el presente trabajo se propuso un mecanismo de cobertura de riesgo de congestión, incentivado por las consecuencias económicas que conlleva las intervenciones de corto plazo en la red eléctrica. Pues, se percibe en este tipo de obras, un riesgo de mercado que no es predecible por los suministradores, y cuya causa es externa a la operación en tiempo real del sistema, ya que, se debe a las decisiones que tome la autoridad correspondiente al definir los planes de expansión de la transmisión. Bajo este enfoque, se desarrolló un mecanismo que busca remunerar las alzas en los costos por retiro de energía que sufran las empresas de generación, con el objetivo de gestionar su respectivo riesgo y, evitando en el largo plazo, alzas significativas en el precio de los contratos de suministro futuros.

De acuerdo con los análisis realizados sobre el modelo simplificado del SEN, se aprecia que en cada uno de los escenarios de desconexión, el sistema bajo estudio registra una alta sensibilidad ante la modificación de su topología de red, presentando alzas en los costos marginales que superan los 100(USD/MWh), y cambios significativos en el comportamiento habitual del precio de la energía durante el horizonte de tiempo simulado. Por lo tanto, se puede afirmar que para un sistema poco enmallado como el SEN, la intervención de la red eléctrica implica un aumento adicional en la incertidumbre del costo marginal.

Luego, al evaluar las alzas en los costos por retiro de energía, se observa que cada elemento de la red intervenido tiene un grado de impacto distinto sobre el sistema. Registrándose en el peor de los casos, alzas de hasta un 150 %, las cuales resultaron en que ciertas empresas presentarán pérdidas en sus balances económicos totales. Por lo tanto, para un sistema como el SEN, la aplicación de un mecanismo de cobertura de riesgo está justificado debido al alto impacto que puede conllevar las intervenciones de corto plazo.

Respecto a la Remuneración Total por Intervención, se observó que todas las centrales afectas a recibir este beneficio, y que presentaron una disminución en sus ganancias, lograron disminuir de forma significativa esta diferencia. Incluso, en algunos casos, los balances económicos totales resultaron ser iguales al del escenario sin desconexión. Por lo tanto, desde el punto de vista de los suministradores, el mecanismo aplicado demuestra ser efectivo, al mitigar parcial, o totalmente, el riesgo de las intervenciones. Además, al evaluar el impacto esperado de las remuneraciones sobre los clientes finales, este resultó en un total de 0,27(USD/MWh),

valor que es significativamente menor a los 59(USD/MWh) que puede aumentar en promedio los contratos de energía futuros. Por lo tanto, desde el punto de vista de los clientes finales, el mecanismo de cobertura aplicado también resulta beneficioso, ya que, a cambio de un cargo relativamente pequeño, se evitaron alzas importantes en el precio de la energía de los clientes.

Para evaluar la efectividad del mecanismo de cobertura de riesgo propuesto, este se implementó en un sistema con topología de red completamente distinta al SEN, siendo utilizado el Sistema IEEE RTS 24-Bus, el cual se analizó bajo distintos escenarios de desconexión de líneas de transmisión. De acuerdo con los resultados obtenidos, en un sistema enmallado como este, la intervención de la red eléctrica no tiene un impacto significativo sobre su operación económica, presentando variaciones menores en los costos marginales del sistema. Por consiguiente, el porcentaje de alza de los costos por retiro de energía, también resultó ser considerablemente menor a lo visto en el SEN. Incluso, en ningún escenario las empresas llegaron a presentar pérdidas económicas. Por lo tanto, para este tipo de sistema, las intervenciones de corto plazo no significan un riesgo importante para los suministradores.

Respecto a la Remuneración Total por Intervención, al igual que en el SEN, las empresas que fueron afectas al recibir el beneficio, y que presentaron disminuciones en sus ganancias, lograron reducir de forma considerable esta diferencia. Incluso, en varios casos, hasta llegaron a presentar un balance económico total igual al del escenario sin desconexión. Por lo tanto, el mecanismo de cobertura aplicado logró mitigar parcial, o totalmente, el riesgo de las intervenciones de corto plazo. Luego, al evaluar el impacto de las remuneraciones sobre los clientes finales, el cual es de 0,027(USD/MWh), se tiene que este es significativamente menor al aumento promedio que puede presentar los contratos de suministro futuros. Aunque, cabe destacar, que esta alza en los precios es relativamente baja, siendo de solo 3,385 (USD/MWh). Por lo tanto, incluso en un sistema donde el impacto de las intervenciones en la red eléctrica no es significativo, el mecanismo de cobertura de riesgo aplicado resulta ser beneficioso para los actores del sector.

Finalmente, en términos generales, se concluye que el mecanismo de cobertura de riesgo de congestión propuesto es efectivo para proteger parcial, o totalmente, a las empresas de generación que se hayan visto afectadas por los efectos sistémicos de las intervenciones de corto plazo, el cual, es particular alto en un sistema como el SEN. Y, si bien, esta propuesta implica un costo para los clientes finales, el impacto esperado es considerablemente menor a las alzas que podría presentar, en el largo plazo, el precio al que se valorizará su consumo de energía. Por lo tanto, el mecanismo propuesto permite gestionar de forma óptima el riesgo de las intervenciones de corto plazo en la red eléctrica. Además, de que este se puede considerar aplicable, incluso, en sistemas eléctricos con una topología de red completamente distinta a la del SEN.

6.2. Trabajos futuros

En el presente trabajo, los resultados obtenidos pueden presentar ciertas limitaciones en cuanto a su representatividad del comportamiento real del SEN, ante las intervenciones de corto plazo en la red eléctrica, ya que, para realizar los respectivos análisis, se consideró una versión simplificada del SEN, en el cual, varios elementos de la red (barras, líneas de transmisión, centrales de generación) tuvieron que reducirse a un solo elemento representativo para

una zona del sistema. Además, tanto en los perfiles de generación, como en los perfiles de demanda, solo se consideraron valores promedios para un día representativo de todo el año, omitiendo el comportamiento estacional que estos pueden presentar. Otra limitación, aparte de las mencionadas anteriormente, es la formulación del problema de despacho, la cual, al haberse enfocado en el corto plazo, omitió el modelamiento de otras restricciones del sistema, como los requerimientos de inercia y reservas, o la coordinación hidrotérmica, siendo esta última especialmente importante en Chile, debido a que dispone de un gran potencial hídrico.

Por lo tanto, dadas las limitaciones descritas, el desafío futuro es implementar el mecanismo de cobertura propuesto en un modelo de optimización más completo, el cual, además, debería considerar utilizar una versión del SEN cuyas características sean cercanas al sistema real, incluyendo perfiles de generación y demanda estacionarios, para representar el impacto de las intervenciones en la red eléctrica durante distintos periodos del año. Obteniendo de esta forma, resultados que sean más representativos del sistema real, y que por consiguiente, definan mejor el impacto que tendrá el mecanismo sobre los suministradores y los clientes finales.

Bibliografía

- [1] Reta, R., Vargas, A., y Verstege, J., “Allocation of expansion transmission costs: Areas of influence method versus economical benefit method”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, pp. 1647–1652, 2005, [doi:10.1109/TPWRS.2005.852104](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.852104).
- [2] Gil, H. A., Da Silva, E. L., y Galiana, F. D., “Modeling competition in transmission expansion”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, pp. 1043–1049, 2002, [doi:10.1109/TPWRS.2002.804989](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2002.804989).
- [3] Alvarez, R., Rahmann, C., Cifuentes, N., y Palma-Behnke, R., “Multi-Year Stochastic Transmission Network Expansion Planning Considering Line Upgrading”, *IEEE Access*, vol. 9, pp. 33075–33090, 2021, [doi:10.1109/ACCESS.2021.3061252](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3061252).
- [4] Cerro Dominador, “26 2023 Discrepancia contra Carta DE06415-22 del Coordinador Eléctrico Nacional”, 2023, <https://discrepancias.panelexpertos.cl/discrepancias/81/expedient/1045>.
- [5] “Descripción General Sector Eléctrico – CGE”, <https://www.cge.cl/sector-electrico/descripcion-general-sector-electrico/> (visitado el 2023-10-20).
- [6] Aguirre, F., “Mercado y Negocio Eléctrico (EL6016)”, 2022, https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2022/2/EL6016/1/material_docente/bajar?bajar=1&id=5940805.
- [7] “Generadoras de Chile - Generación eléctrica en Chile”, <https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile> (visitado el 2023-11-03).
- [8] Subiabre, G., Impacto en la estructura del mercado de generación eléctrica por un incremento en la penetración de gas natural licuado en la matriz energética de Chile. Tesis de postgrado, Universidad Técnica Federico Santa María, 2016.
- [9] Palma, R., Jiménez, G., y Alarcón, I., Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno. 2009, https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/ernc_mercado_electrico_chileno_baja_resolucion.pdf.
- [10] Ministerio de Energía, “Sobre el Ministerio”, <https://energia.gob.cl/sobre-el-ministerio> (visitado el 2023-11-03).
- [11] Ministerio del Medio Ambiente, “Estructura organizacional”, <https://mma.gob.cl/estructura-organizacional/> (visitado el 2023-11-03).
- [12] Comisión Nacional de Energía, “Quiénes Somos”, <https://www.cne.cl/quienes-somos/> (visitado el 2023-11-03).
- [13] Chile Atiende, “Superintendencia de Electricidad y Combustibles”, <https://www.chileatiende.gob.cl/instituciones/AU004> (visitado el 2023-11-03).
- [14] Coordinador Eléctrico Nacional, “Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)”, <https://www.cnen.cl/>

- w.coordinador.cl/coordinador/ (visitado el 2023-11-03).
- [15] Panel de Expertos, “Home”., <https://panelexpertos.cl/> (visitado el 2023-11-03).
- [16] Ministerio de economía, fomento y reconstrucción, “Decreto con Fuerza de Ley 4; Decreto con Fuerza de Ley 4/20018”, no. 2006, pp. 1–201, 2022, www.bcn.cl.
- [17] Comisión Nacional de Energía, “Reglamento de Planificación de la Transmisión - Metodología de Planificación”, 2018, http://energia.gob.cl/sites/default/files/presentacion_metodologia_planificacion.pdf.
- [18] Comisión Nacional de Energía, “Norma Técnica de Coordinación y Operación”, p. 79, 2021, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/08/NT-de-Coordinacion-y-Operacion-del-SEN.pdf>.
- [19] Comisión Nacional de Energía, “Anexo Técnico : Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras”, p. 21, 2019, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/DETERMINACION-DE-PARAMETROS-PARA-LOS-PROCESOS-DE-PARTIDA-Y-DETENCION-DE-UNIDADES-GENERADORAS.pdf>.
- [20] Comisión Nacional de Energía, “Reglamento 125 Coordinación y Operación”, p. 45, 2017, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/Reglamento-125-Coordinacion-y-operacion-SEN.pdf>.
- [21] Ministerio de Energía, “Decreto 88”, no. 2019, pp. 1–62, 2021, <https://www.bcn.cl/ley-chile/navegar?idNorma=1150437&idVersion=2022-03-29&idParte=10166021>.
- [22] Coordinador Eléctrico Nacional, “Procedimiento : Valorización y Remuneración de Reserva Hídrica”, p. 7, 2022, https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/09/Proced-de-Val-y-Rem-Res.-Hid.-20220902_DS74.pdf.
- [23] ACENOR, “Alza de costos de electricidad y riesgos para la productividad: situación energética actual para los clientes libres”, p. 18, 2023, <https://acenor.cl/wp-content/uploads/2023/02/PPT-ASIMET-ACENOR-Enero-2023-1.pdf>.
- [24] Energía, M. D., “Bases De Licitación Pública Nacional E Internacional Para El Suministro De Potencia Y Energía Eléctrica Para Abastecer Los Consumos De Clientes Sometidos a Regulación De Precios”, p. 157, 2023, https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/10/Res-Ex-CNE-490_Mod-Bases-Licitacion-2023-01.zip.
- [25] Kammouh, O., Nogal, M., Binnekamp, R., y Wolfert, A. R., “Multi-system intervention optimization for interdependent infrastructure”, *Automation in Construction*, vol. 127, p. 103698, 2021, [doi:10.1016/j.autcon.2021.103698](https://doi.org/10.1016/j.autcon.2021.103698).
- [26] Augusti, G., Ciampoli, M., y Frangopol, D. M., “Optimal planning of retrofitting interventions on bridges in a highway network”, *Engineering Structures*, vol. 20, pp. 933–939, 1998, [doi:10.1016/S0141-0296\(97\)00186-7](https://doi.org/10.1016/S0141-0296(97)00186-7).
- [27] Papathanasiou, N., Adey, B. T., y Burkhalter, M., “Defining and quantifying railway service to plan infrastructure interventions”, *Infrastructure Asset Management*, vol. 7, pp. 146–166, 2020, [doi:10.1680/jinam.18.00044](https://doi.org/10.1680/jinam.18.00044).
- [28] Kerwin, S. y Adey, B. T., “Optimal Intervention Planning: A Bottom-Up Approach to Renewing Aging Water Infrastructure”, *Journal of Water Resources Planning and Management*, vol. 146, 2020, [doi:10.1061/\(asce\)wr.1943-5452.0001217](https://doi.org/10.1061/(asce)wr.1943-5452.0001217).

- [29] Burkhalter, M. y Adey, B. T., “A network flow model approach to determining optimal intervention programs for railway infrastructure networks”, *Infrastructures*, vol. 3, p. 31, 2018, [doi:10.3390/infrastructures3030031](https://doi.org/10.3390/infrastructures3030031).
- [30] Burkhalter, M. y Adey, B. T., “Determining optimal intervention programs for large railway infrastructure networks using a genetic algorithm”, *World Congress on Railway Research*, pp. 1–6, 2019, [doi:10.3929/ETHZ-B-000384527](https://doi.org/10.3929/ETHZ-B-000384527).
- [31] Burkhalter, M. y Adey, B. T., “Modelling the complex relationship between interventions, intervention costs and the service provided when evaluating intervention programs on railway infrastructure networks”, *Infrastructures*, vol. 5, pp. 1–20, 2020, [doi:10.3390/infrastructures5120113](https://doi.org/10.3390/infrastructures5120113).
- [32] Kwon, J. y Hedman, K. W., “Transmission expansion planning model considering conductor thermal dynamics and high temperature low sag conductors”, *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 9, no. 15, pp. 2311–2318, 2015, [doi:10.1049/iet-gtd.2015.0257](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0257).
- [33] Balsler, S., Sankar, S., Miller, R., Rawlins, A., Israel, M., Curry, T., y Mason, T., “Effective Grid Utilization: A Technical Assessment and Application Guide; April 2011 - September 2012”, rep. tec., National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States), 2012.
- [34] Red Eléctrica de España (REE), “Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica Período 2021-2026”, 2020, https://www.planificacioneolica.es/sites/webplani/files/2023-02/REE_Plan_Desarrollo.pdf.
- [35] Australian Energy Market Operator (AEMO), “2023 Transmission Expansion Options Report”, 2023, <https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2023/2023-transmission-expansion-options-report.pdf?la=en>.
- [36] Comisión Nacional de Energía, “Informe técnico definitivo plan de expansión anual de transmisión año 2022”, p. 78, 2021, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/10/ITD-Plan-de-Expansion-de-la-Transmision-2022.pdf>.
- [37] Comisión Nacional de Energía, “Resolución Exenta N° 14 de 2019”, p. 320, 2019, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2018/01/Res-Ex-CNE-14-2019-ITF-Plan-Expansion-Anual-Tx-2018.pdf>.
- [38] Midcontinent Independent System Operator (MISO), “Transmission Planning Business Practices Manual - BPM-020-r27”, no. 020, pp. 1–254, 2022, <https://www.misoenergy.org/legal/business-practice-manuals/>.
- [39] Valencia, F., Palma-Behnke, R., Ortiz-Villalba, D., De La Quintana, A., Rahmann, C., y Cifuentes, R., “Special Protection Systems: Challenges in the Chilean Market in the Face of the Massive Integration of Solar Energy”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, pp. 575–584, 2017, [doi:10.1109/TPWRD.2016.2558518](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2016.2558518).
- [40] Australian Energy Market Operator (AEMO), “ISP Methodology June 2023”, 2023, https://aemo.com.au/-/media/files/stakeholder_consultation/consultations/nem-consultations/2023/isp-methodology-2023/isp-methodology_june-2023.pdf?la=en.
- [41] Taibi, E., Nikolakakis, T., Fernandez, C., y Vaid, A., *Electricity Storage Valuation Framework*. No. March, 2020, www.irena.org.
- [42] Comisión Nacional de Energía, “Informe técnico definitivo plan de expansión anual de

- transmisión año 2021”, p. 71, 2022, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/08/ITD-Plan-de-Expansion-de-la-Transmision-2021.pdf>.
- [43] Coordinador Eléctrico Nacional, “Minuta DAOP N° 03 / 2021 Control de transferencias en la línea 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt”, 2021.
- [44] Comisión Nacional de Energía, “Resolución Exenta N° 622 de 2018”, p. 89, 2018, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/09/Res-Ex-CNE-622-2018-Aprueba-IT-PEA-Tx-2017.pdf>.
- [45] National Grid, “Retrofit Insulated Cross Arms (RICA)”, p. 92, 2020, https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2020/11/rica-fsp-revised_oct_2020_v2_-_final_rdt_27.10.2020.pdf.
- [46] Kalair, A., Abas, N., y Khan, N., “Comparative study of HVAC and HVDC transmission systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1653–1675, 2016, [doi:10.1016/j.rser.2015.12.288](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.288).
- [47] Amprion, “Ultranet”, <https://www.amprion.net/Grid-expansion/Our-Projects/Ultranet/> (visitado el 2023-11-05).
- [48] Bordin, C., Mishra, S., y Palu, I., “A multihorizon approach for the reliability oriented network restructuring problem, considering learning effects, construction time, and cables maintenance costs”, *Renewable Energy*, vol. 168, pp. 878–895, 2021, [doi:10.1016/j.renene.2020.12.105](https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.12.105).
- [49] Ministerio de economía España, “Real Decreto 1955/2000”, *Boletín Oficial de Estado*, p. 91, 2000, <https://www.boe.es/buscar/pdf/2000/BOE-A-2000-24019-consolidado.pdf>.
- [50] para la transición ecológica y el reto demográfico, M., “Resolución de 7 de marzo de 2022”, *Boletín Oficial del Estado*, p. 6, 2022, <https://www.boe.es/boe/dias/2022/03/09/pdfs/BOE-A-2022-3707.pdf>.
- [51] Ministerio de Industria Turismo Comercio, “P.O. 7.3: Servicio complementario de regulación terciaria”, p. 20574, 2006, https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/procedimientos_operacion_SEIE.pdf.
- [52] “California ISO - Outage management”, <http://www.caiso.com/market/Pages/OutageManagement/Default.aspx> (visitado el 2023-11-07).
- [53] California ISO, “Business Practice Manual for Outage Management”, p. 62, 2023, https://bpmcm.caiso.com/BPMDocumentLibrary/OutageManagement/OutageManagementBPM_Version_30_Clean.docx.
- [54] “What happens when there’s a request for an outage? | ESO”, <https://www.nationalgrid.com/industry-information/network-access-planning/what-happens-when-there-s-request-outage> (visitado el 2023-11-08).
- [55] AEMO Operational Support, “Outage assessment”, p. 26, 2023, https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/power_system_ops/procedures/so_op_3718-outage-assessment.pdf?la=en&hash=CB561525DFE62EDD6627EF137C13833C.
- [56] Australian Energy Market Operator (AEMO), “Guide to Intervention Pricing”, Richard Strauss-Blätter, p. 6, 2019, https://aemo.com.au/-/media/files/stakeholder_consultation/consultations/nem-consultations/2019/dispatch/guide-to-intervention-pricing.pdf

?la=en&hash=4EB7C0EA39AB0103A5674182F58C64B8.

- [57] Moreno, R., “Conceptos Básicos y Modelos en Despacho, Planificación y Tarificación de Sistemas Eléctricos (EL7047)”.<https://drive.google.com/drive/folders/0B3XktPcHNgX3YW1aVDVsREttY2M?resourcekey=0--WTCnPnRwiVGuakskvOJdw&usp=sharing>.
- [58] Ponce, J., Expansión óptima de la generación eléctrica ante la descarbonización, la sequía y la limitación del uso de suelo eólico: Análisis del rol de la Geotermia en Chile. Tesis de postgrado, Universidad de Chile, 2022.
- [59] González, M., Miguel, J., Ordoudis, C., Pinson, P., Morales, J. M., Zugno, M., y Lyngby, K., “General rights An Updated Version of the IEEE RTS 24-Bus System for Electricity Market and Power System Operation Studies. An Updated Version of the IEEE RTS 24-Bus System for Electricity Market and Power System Operation Studies”,.
- [60] Coordinador Eléctrico Nacional, “Información de instalaciones: Secciones Tramos”.<http://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/secciones-tramos> (visitado el 2024-07-21).
- [61] Comisión Nacional de Energía, “Capacidad instalada de generación”.https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/07/Capacidad_Instalada_Generacion.xlsx (visitado el 2024-07-21).
- [62] Coordinador Eléctrico Nacional, “Demanda real”.<https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/demanda-real/> (visitado el 2024-07-21).
- [63] Ministerio de Energía, “Explorador Solar”.<https://solar.minenergia.cl/exploracion> (visitado el 21-07-2024).
- [64] Ministerio de Energía, “Explorador Eólico”.<https://eolico.minenergia.cl/potencia> (visitado el 21-07-2024).
- [65] Coordinador Eléctrico Nacional, “Generación real”.<https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/> (visitado el 2024-07-21).

Anexos

Anexo A. Datos de entrada Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Para definir los parámetros, características y topología del SEN, se consideró la información proporcionada en la tesis de José Ponce [58]. En la Fig. A.1 se puede observar una representación simplificada del sistema en estudio, el cual está conformado por 9 barras, 9 líneas de transmisión 17 centrales térmicas, 9 centrales solares, 7 centrales eólicas, 1 central geotérmica, 1 central solar CSP, 10 centrales de embalse y pasada.

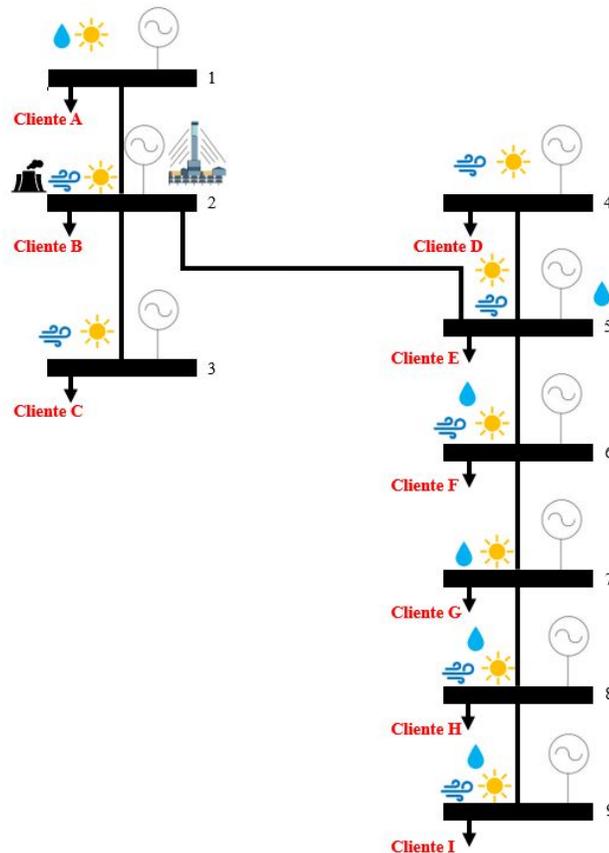


Figura A.1: Topología versión simplificada del SEN

A.1. Topología de la red

En la Tabla A.1 se presenta los datos principales para el modelamiento de las líneas de transmisión que componen al sistema, por lo que se dispone de: nodos de entrada y salida, reactancia y capacidad.

Tabla A.1: Datos líneas de transmisión del SEN

N°	Desde	Hacia	Longitud (km)	Reactancia (p.u)	Capacidad (MVA)
1	1	2	130	0,052	400
2	2	3	125,54	0,050	1200
3	2	5	600	0,240	750
4	4	5	75	0,030	1200
5	5	6	288,6	0,115	1500
6	6	7	241	0,096	1000
7	7	8	183	0,073	700
8	8	9	204	0,082	500

Cabe destacar que la tesis de José Ponce [58] no disponía de las reactancias de las líneas de transmisión, solamente la longitud de cada una. Debido a esto, se utilizó la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional [60] para obtener la reactancia promedio de las líneas de transmisión de 220(kV) y 500(kV), la cual resultó en 0.0004(p.u/km). Respecto a la capacidad de las líneas de transmisión, se eligió un valor arbitrario que permitiera al sistema operar sin congestiones.

A.2. Unidades de generación

En la Tabla A.2 se presenta los datos técnicos para el modelamiento de las centrales de generación del sistema, mientras que en la Tabla A.3 se encuentra los costos asociados a cada una. Cabe destacar que, para el presente trabajo, se consideró que, en cada barra del SEN, una central representara al conjunto de centrales de generación con una misma tecnología. A continuación, se detallará en las fuentes de obtención de los datos utilizados:

- Potencia máxima: se utilizó la capacidad instalada de generación indicada por la CNE en [61].
- Potencia mínima: se definió arbitrariamente utilizando como base los valores de la tesis de José Ponce [58].
- Rampa de subida y bajada: según la tesis de José Ponce [58], estos valores se definen como la diferencia entre la potencia máxima y mínima de las centrales de generación.
- Tiempo mínimo de encendido y apagado: se utilizó los datos definidos en la tesis de José Ponce [58].
- Costo de operación: se utilizó los datos definidos en la tesis de José Ponce [58].
- Costo *start-up*: se utilizó los datos definidos en la tesis de José Ponce [58].
- Emisiones: se utilizó los datos definidos en la tesis de José Ponce [58].

Tabla A.2: Datos técnicos de las centrales de generación del SEN

Nº	Tecnología	Nodo	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Rampa U (MW/h)	Rampa D (MW/h)	UT (h)	DT (h)
1	Carbón	1	500	100	400	400	23	23
2	H. pasada	1	20	10	10	10	-	-
3	Solar PV	1	600	-	600	600	-	-
4	Diesel	2	427	10	417	417	1	1
5	Geotermia	2	84	40	44	44	-	-
6	Solar CSP	2	108	40	68	68	-	-
7	Solar PV	2	1.918	-	1.918	1.918	-	-
8	Eólica	2	405	-	405	405	-	-
9	Carbón	3	2.196	100	2.096	2.096	23	23
10	Gas natural	3	1.238	75	1.163	1.163	5	3
11	Diesel	3	33	10	23	23	1	1
12	Solar PV	3	933	-	933	933	-	-
13	Eólica	3	450	-	450	450	-	-
14	Gas natural	4	240	75	165	165	5	3
15	Diesel	4	210	10	200	200	1	1
16	Solar PV	4	1.300	-	1.300	1.300	-	-
17	Eólica	4	50	-	50	50	-	-
18	Diesel	5	900	10	890	890	1	1
19	H. pasada	5	40	5	35	35	-	-
20	Solar PV	5	1.700	-	1.700	1.700	-	-
21	Eólica	5	1.600	-	1.600	1.600	-	-
22	Carbón	6	500	100	400	400	23	23
23	Gas natural	6	2.200	75	2.125	2.125	5	3
24	Diesel	6	1.000	10	990	990	1	1
25	H. embalse	6	250	20	230	230	-	-
26	H. pasada	6	1.000	5	995	995	-	-
27	Solar PV	6	1.500	-	1.500	1.500	-	-
28	Eólica	6	200	-	200	200	-	-
29	Gas natural	7	50	30	20	20	5	3
30	Diesel	7	200	10	190	190	1	1
31	H. embalse	7	1.000	20	980	980	-	-
32	H. pasada	7	700	5	695	695	-	-
33	Solar PV	7	500	-	500	500	-	-
34	Carbón	8	400	100	300	300	23	23
35	Gas natural	8	100	30	70	70	5	3
36	Diesel	8	800	10	790	790	1	1
37	H. embalse	8	1.000	20	980	980	-	-
38	H. pasada	8	1.000	5	995	995	-	-
39	Solar PV	8	200	-	200	200	-	-
40	Eólica	8	400	-	400	400	-	-
41	Diesel	9	400	10	390	390	1	1
42	H. embalse	9	100	20	80	80	-	-
43	H. pasada	9	350	5	345	345	-	-
44	Solar PV	9	100	-	100	100	-	-
45	Eólica	9	1.000	-	1.000	1.000	-	-

Tabla A.3: Costos asociados a las centrales de generación del SEN

Nº	Tecnología	Costo de operación (USD/MWh)	Costo <i>start-up</i> (USD)	Emisiones (tonCO ₂ /MWh)
1	Carbón	46	43	0,949
2	H. pasada	-	-	-
3	Solar PV	-	-	-
4	Diesel	200	15	0,779
5	Geotermia	-	-	-
6	Solar CSP	-	-	-
7	Solar PV	-	-	-
8	Eólica	-	-	-
9	Carbón	46	43	0,949
10	Gas natural	91	21	0,436
11	Diesel	200	15	0,779
12	Solar PV	-	-	-
13	Eólica	-	-	-
14	Gas natural	91	21	0,436
15	Diesel	200	15	0,779
16	Solar PV	-	-	-
17	Eólica	-	-	-
18	Diesel	200	15	0,779
19	H. pasada	-	-	-
20	Solar PV	-	-	-
21	Eólica	-	-	-
22	Carbón	46	43	0,949
23	Gas natural	91	21	0,436
24	Diesel	200	15	0,779
25	H. embalse	-	-	-
26	H. pasada	-	-	-
27	Solar PV	-	-	-
28	Eólica	-	-	-
29	Gas natural	91	21	0,436
30	Diesel	200	15	0,779
31	H. embalse	-	-	-
32	H. pasada	-	-	-
33	Solar PV	-	-	-
34	Carbón	46	43	0,949
35	Gas natural	91	21	0,436
36	Diesel	200	15	0,779
37	H. embalse	-	-	-
38	H. pasada	-	-	-
39	Solar PV	-	-	-
40	Eólica	-	-	-
41	Diesel	200	15	0,779
42	H. embalse	-	-	-
43	H. pasada	-	-	-
44	Solar PV	-	-	-
45	Eólica	-	-	-

A.3. Perfil de demanda

De acuerdo con lo indicado en la tesis de José Ponce [58], para la construcción de los perfiles de demanda se utilizó los retiros por hora y barra del sistema para el todo el año

2023 disponibles en la página del Coordinador Eléctrico Nacional [62]. Luego, cada una de las barras del sistema fue asignada a algunas de las 9 barras principales que fueron definidas en el diagrama uninodal del SEN(Fig. A.1), utilizando como referencia la distribución de barras de la tesis de José Ponce [58], y que se puede observar en la Tabla A.4.

Tabla A.4: Distribución de barras en el SEN [58].

Nodo	Subestación
1	Lagunas
2	Crucero
	Encuentro
3	Atacama
4	Diego de Almagro
	Carrera Pinto
5	Cardones
	Maitencillo
	Pan de Azúcar
6	Los Vilos
	Nogales
	Quillota
	Polpaico
	Cerro Navia
7	Alto Jahuel
	Itahue
8	Ancoa
	Charrúa
9	Cautín
	Valdivia
	Barro Blanco
	Puerto Montt

En la Fig. A.2 y Tabla A.5 se puede observar los perfiles de demanda de cada barra para un horizonte de tiempo de 24 horas.

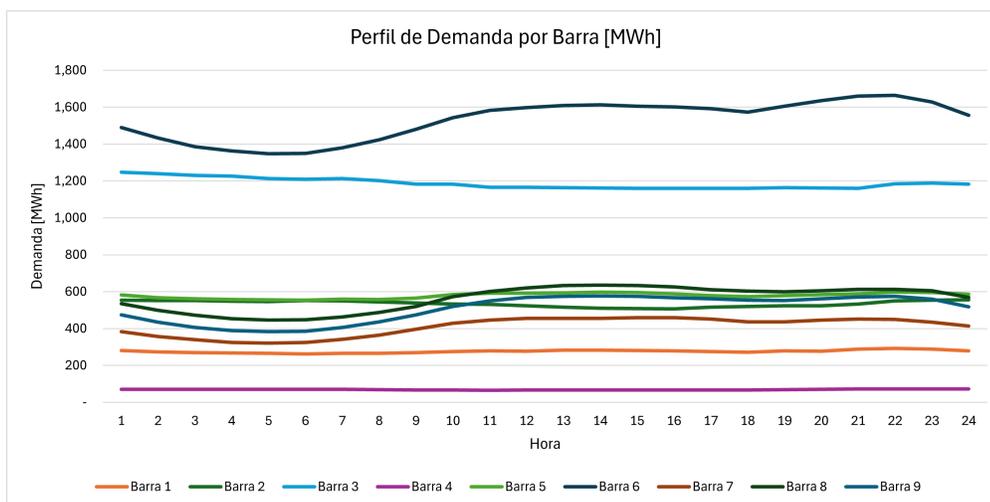


Figura A.2: Perfil de demanda SEN

Tabla A.5: Perfil de demanda SEN

Perfil de demanda diaria por barra (MWh)										
Hora/Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Total
1	458	904	2.033	116	948	2.430	624	872	775	9.158
2	441	893	2.007	115	917	2.320	578	809	702	8.781
3	435	889	1.984	114	904	2.233	547	762	653	8.521
4	429	881	1.974	114	897	2.193	523	728	626	8.365
5	430	881	1.958	114	895	2.175	519	718	619	8.309
6	425	896	1.962	114	900	2.190	526	725	626	8.364
7	440	909	2.005	117	924	2.281	564	765	672	8.678
8	445	915	2.020	117	938	2.391	612	819	733	8.989
9	459	916	2.013	115	961	2.518	676	886	806	9.351
10	470	913	2.024	114	999	2.640	732	979	888	9.760
11	479	913	2.003	113	1.015	2.720	766	1.033	945	9.987
12	478	902	2.008	115	1.018	2.754	785	1.068	979	10.107
13	489	890	2.007	114	1.023	2.776	785	1.092	993	10.169
14	492	883	2.016	115	1.036	2.796	790	1.102	998	10.226
15	491	885	2.022	115	1.037	2.797	800	1.105	1.000	10.251
16	487	884	2.020	116	1.025	2.790	800	1.089	987	10.197
17	479	897	2.019	118	1.007	2.770	786	1.061	977	10.114
18	467	895	2.000	116	987	2.711	753	1.039	954	9.924
19	476	893	1.990	118	990	2.743	745	1.025	943	9.922
20	476	897	1.992	122	1.001	2.804	766	1.037	964	10.058
21	497	916	1.994	123	1.012	2.853	777	1.052	982	10.205
22	499	937	2.015	125	1.019	2.833	765	1.043	978	10.214
23	487	938	2.010	124	1.007	2.754	736	1.024	948	10.027
24	471	935	1.991	123	986	2.618	696	957	871	9.650

A.4. Perfil de generación

Para la definición de los perfiles de generación se utilizaron las siguientes metodologías para cada tecnología:

- Perfil de generación solar: los perfiles se construyeron utilizando como referencia la radiación solar promedio obtenida desde el Explorador Solar [63]. Una vez determinado los promedio, se obtiene el valor máximo de radiación, el cual se utilizó para normalizar todos los perfiles nodales.
- Perfil de generación eólica: para la construcción de los perfiles, primero, se utilizó como referencia las ubicaciones proporcionadas en la tesis de José Ponce [58], y que se puede observar en la Tabla A.6:

Tabla A.6: Parques eólicos o sectores considerados para calcular la disponibilidad eólica en cada barra del SEN [58].

Nodo	Parque eólico o sector
2	Eólica Valle de los Vientos
	Sector Calama
3	Parque eólico Sierra Gorda Este
4	Eólica Taltal
	Sector Paposo
5	Eólica San Juan
	Eólica El Arrayán
	Eólica Talinay Oriente
	Parque eólico Punta Sierra
6	Eólica Canela II
	Ucuquer 2
	Sector Costa VI
8	El Arrebol
	PE El Maitén
	PE La Flor
9	PE San Gabriel
	Sector Corral
	Eólica Aurora
	Eólica San Pedro II

Luego, como se indica en la tesis de Jose Ponce [58], a través del Explorador Eólico [64] se extrajeron los perfiles de generación se seleccionó el modelo RECON 1980-2017, utilizando una turbina eólica Vestas V100 de 1,8(MW), a una altura de 100 metros y con un factor de perdida igual al 0 %. Finalmente, se calculó la generación para cada hora y barra del sistema, y considerando la capacidad máxima de la turbina, se determinó los perfiles de generación eólica.

- Perfil de generación hidráulica, solar csp y geotermia: para simplificar los análisis, y considerando que se está simulando para un horizonte de tiempo de corto plazo, se construyeron sus respectivos perfiles mediante la generación promedio de estas tecnologías durante el año 2023, según lo indicado por el CEN [65]

A.5. Contratos de energía

Para realizar los análisis correspondientes, se le asigno a cada carga del sistema un nombre de cliente, los cuales se pueden observar en la Tabla A.7.

Tabla A.7: Nombre de cliente para cada barra de retiro - SEN

Nombre del cliente	Barra de retiro
A	1
B	2
C	3
D	4
E	5
F	6
G	7
H	8
I	9

Luego, en las Tablas A.8, A.9, A.10 se puede observar los contratos de suministro de energía que mantiene cada empresa de generación con sus respectivos clientes, indicando el monto total que abastecerán para un día representativo, y el precio de la energía acordado entre las partes.

Tabla A.8: Contratos suministros de energía clientes A, B, C - SEN

Central	Cliente A		Cliente B		Cliente C	
	Monto (MW)	Precio (USD/MW)	Monto (MW)	Precio (USD/MW)	Monto (MW)	Precio (USD/MW)
1	-	-	-	-	5.062	120
2	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	-	-
5	-	-	-	-	-	-
6	-	-	-	-	-	-
7	-	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	-	-
10	-	-	3.374	75	-	-
11	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-
13	-	-	-	-	-	-
14	4.223	100	-	-	-	-
15	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	5.062	100
17	-	-	-	-	-	-
18	-	-	6.749	97	-	-
19	-	-	-	-	-	-
20	2.534	84	-	-	-	-
21	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	-	-
23	-	-	4.790	120	16.873	92
24	-	-	-	-	4.195	108
25	-	-	-	-	-	-
26	-	-	-	-	-	-
27	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	-
29	-	-	-	-	-	-
30	-	-	-	-	-	-
31	-	-	-	-	-	-
32	-	-	-	-	-	-
33	-	-	-	-	-	-
34	4.445	110	-	-	-	-
35	-	-	-	-	-	-
36	-	-	-	-	13.498	95
37	-	-	-	-	-	-
38	-	-	-	-	-	-
39	-	-	-	-	-	-
40	-	-	-	-	-	-
41	-	-	6.749	108	-	-
42	-	-	-	-	-	-
43	-	-	-	-	-	-
44	-	-	-	-	-	-
45	-	-	-	-	3.375	84

Tabla A.9: Contratos suministros de energía clientes D, E, F - SEN

Central	Cliente D		Cliente E		Cliente F	
	Monto (MW)	Precio (USD/MW)	Monto (MW)	Precio (USD/MW)	Monto (MW)	Precio (USD/MW)
1	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-
3	-	-	4.866	100	-	-
4	-	-	-	-	8.455	126
5	-	-	-	-	-	-
6	-	-	-	-	-	-
7	-	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-	-
9	-	-	8.446	82	16.910	100
10	-	-	-	-	-	-
11	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-
13	-	-	-	-	4.597	112
14	-	-	-	-	-	-
15	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	5.073	100
17	-	-	-	-	-	-
18	-	-	-	-	8.455	96
19	-	-	-	-	-	-
20	-	-	-	-	-	-
21	-	-	-	-	-	-
22	1.687	115	-	-	-	-
23	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-
25	-	-	-	-	-	-
26	-	-	5.068	109	-	-
27	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	-
29	1.118	133	-	-	-	-
30	-	-	-	-	-	-
31	-	-	-	-	-	-
32	-	-	-	-	-	-
33	-	-	-	-	-	-
34	-	-	-	-	8.455	100
35	-	-	-	-	-	-
36	-	-	-	-	5.073	105
37	-	-	5.068	120	-	-
38	-	-	-	-	-	-
39	-	-	-	-	-	-
40	-	-	-	-	-	-
41	-	-	-	-	5.073	87
42	-	-	-	-	-	-
43	-	-	-	-	-	-
44	-	-	-	-	-	-
45	-	-	-	-	-	-

Tabla A.10: Contratos suministros de energía clientes G, H, I - SEN

Central	Cliente G		Cliente H		Cliente I	
	Monto (MW)	Precio (USD/MW)	Monto (MW)	Precio (USD/MW)	Monto (MW)	Precio (USD/MW)
1	-	-	-	-	3.388	120
2	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	1.694	100
5	-	-	-	-	1.694	115
6	-	-	-	-	508	103
7	-	-	-	-	-	-
8	3.387	112	-	-	-	-
9	-	-	-	-	-	-
10	6.774	100	5.857	105	4.574	100
11	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-
13	-	-	-	-	-	-
14	-	-	-	-	-	-
15	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-
17	-	-	-	-	-	-
18	-	-	-	-	3.679	95
19	-	-	-	-	-	-
20	-	-	5.080	110	-	-
21	-	-	-	-	-	-
22	6.489	83	-	-	-	-
23	-	-	11.853	97	-	-
24	-	-	-	-	-	-
25	-	-	-	-	-	-
26	-	-	-	-	5.082	140
27	-	-	-	-	-	-
28	-	-	-	-	-	-
29	-	-	-	-	-	-
30	-	-	-	-	-	-
31	-	-	-	-	-	-
32	-	-	-	-	-	-
33	-	-	-	-	-	-
34	-	-	-	-	-	-
35	-	-	-	-	-	-
36	-	-	-	-	-	-
37	-	-	-	-	-	-
38	-	-	-	-	-	-
39	-	-	-	-	-	-
40	-	-	-	-	-	-
41	-	-	-	-	-	-
42	-	-	-	-	-	-
43	-	-	-	-	-	-
44	-	-	-	-	-	-
45	-	-	-	-	-	-

Anexo B. Datos de entrada Sistema IEEE RTS 24-Bus

Para definir los parámetros, características y topología del sistema IEEE RTS 24-Bus, se consideró la información proporcionada por [59]. En la Fig. B.1 se puede observar una representación del sistema en estudio, el cual está conformado por 24 barras, 12 unidades de generación térmica, 5 centrales de generación eólica, 17 cargas y 34 líneas de transmisión.

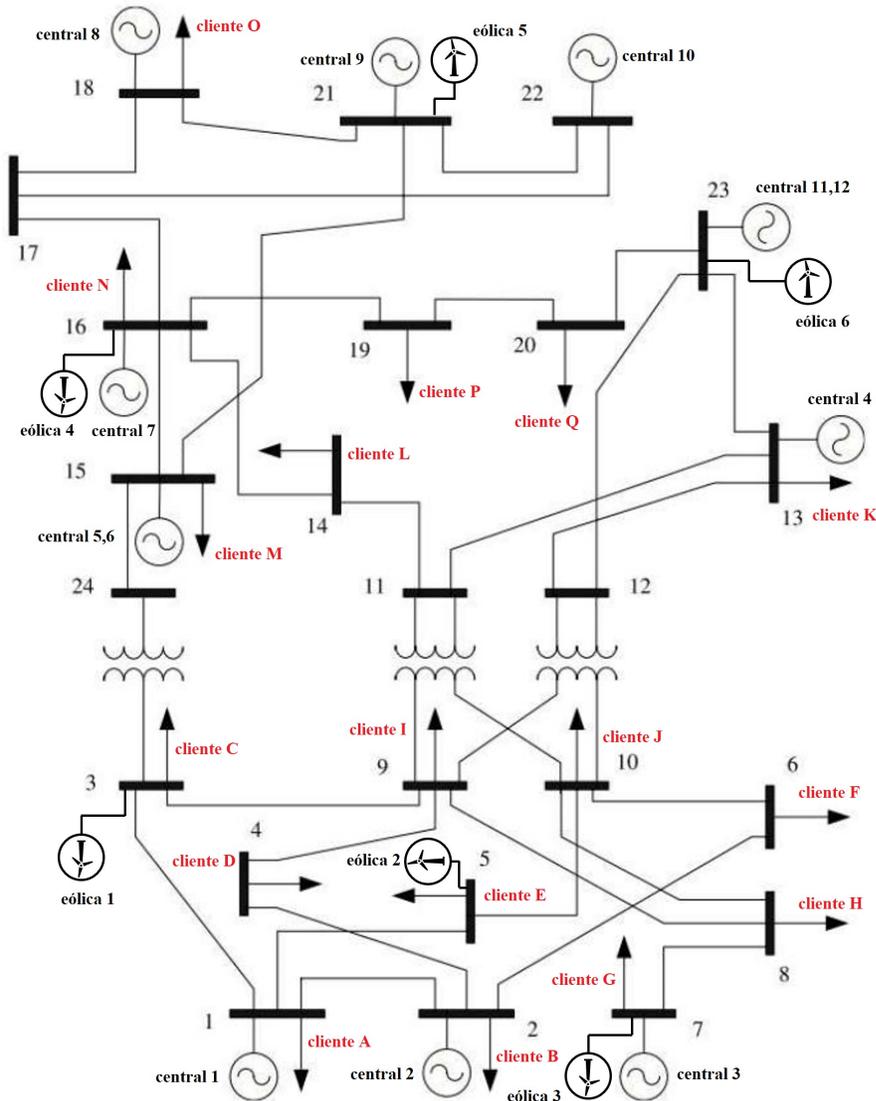


Figura B.1: Topología sistema IEEE RTS 24-Bus

B.1. Topología de la red

En la Tabla B.1 se presenta los datos principales para el modelamiento de las líneas de transmisión que componen al sistema, por lo que se dispone de: nodos de entrada y salida, reactancia y capacidad. Cabe destacar, que se considerarán las modificaciones recomendadas por [59] en las líneas de transmisión que conectan los nodos (15,21), (14,16) y (13,23).

Tabla B.1: Datos líneas de transmisión del sistema IEEE RTS 24-Bus

Nº	Desde	Hacia	Reactancia (p.u)	Capacidad (MVA)
1	1	2	0,0146	175
2	1	3	0,2253	175
3	1	5	0,0907	350
4	2	4	0,1356	175
5	2	6	0,2050	175
6	3	9	0,1271	175
7	3	24	0,0840	400
8	4	9	0,1110	175
9	5	10	0,0940	350
10	6	10	0,0642	175
11	7	8	0,0652	350
12	8	9	0,1762	175
13	8	10	0,1762	175
14	9	11	0,0840	400
15	9	12	0,0840	400
16	10	11	0,0840	400
17	10	12	0,0840	400
18	11	13	0,0488	500
19	11	14	0,0426	500
20	12	13	0,0488	500
21	12	23	0,0985	500
22	13	23	0,0884	250
23	14	16	0,0594	250
24	15	16	0,0172	500
25	15	21	0,0249	400
26	15	24	0,0529	500
27	16	17	0,0263	500
28	16	19	0,0234	500
29	17	18	0,0143	500
30	17	22	0,1069	500
31	18	21	0,0132	1.000
32	19	20	0,0203	1.000
33	20	23	0,0112	1.000
34	21	22	0,0692	500

B.2. Unidades de generación

En la Tabla B.2 se presenta los datos principales para el modelamiento de las centrales de generación térmica del sistema, los cuales consisten en: localización de la central, potencia máxima y mínima, rampa de subida y bajada, tiempo mínimo de encendido y apagado, costo

de operación y costo de *start-up*.

Tabla B.2: Datos centrales de generación térmica sistema IEEE RTS 24-Bus

Nº	Nodo	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Rampa U (MW/h)	Rampa D (MW/h)	UT (h)	DT (h)	Costo de operación (USD/MWh)	Costo <i>start-up</i> (USD)
1	1	152	30,40	120	120	8	4	13,32	1.430
2	2	152	30,40	120	120	8	4	13,32	1.430
3	7	350	75,00	350	350	8	8	20,70	1.725
4	13	591	206,85	240	240	12	10	20,93	3.057
5	15	60	12,00	60	60	4	2	26,11	437
6	15	155	54,25	155	155	8	8	10,52	312
7	16	155	54,25	155	155	8	8	10,52	312
8	18	400	100,00	280	280	1	1	6,02	-
9	21	400	100,00	280	280	1	1	5,47	-
10	22	300	300,00	300	300	-	-	-	-
11	23	310	108,50	180	180	8	8	10,52	624
12	23	350	140,00	240	240	8	8	10,89	2.298

Además, considerando las modificaciones recomendadas por [59], se incluyo en el modelo 6 centrales de generación eólica de 200(MW), ubicadas en los nodos 3, 5, 7, 16, 21 y 23. Además, se asumió que sus costos variables de operación son igual a 0(USD/MWh), y para los perfiles de disponibilidad eólica, se utilizo los escenarios recomendados por [59].

B.3. Perfil de demanda

En la Fig. B.2 y Tabla B.3 se presenta el perfil demanda del sistema para cada hora de un día representativo, el cual se aplicará en cada una de las cargas del sistema. Luego, en la Tabla B.4, se presenta la localización de las cargas y que proporción de la demanda del sistema representan cada una.

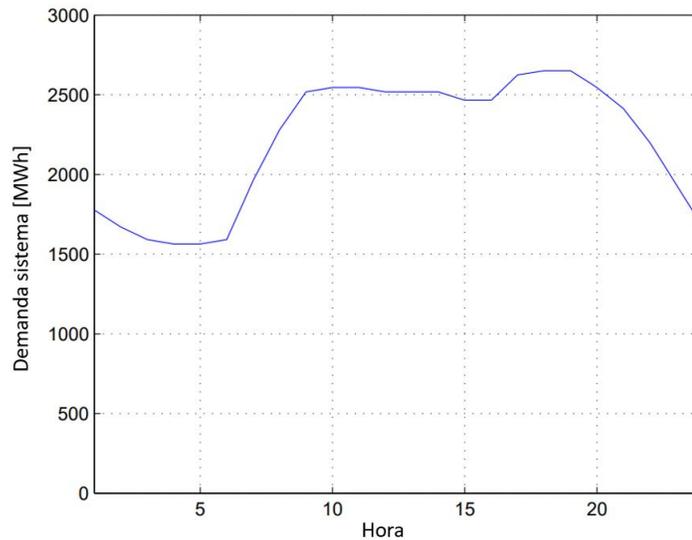


Figura B.2: Gráfico perfil de demanda sistema IEEE RTS 24-Bus

Tabla B.3: Perfil de demanda sistema IEEE RTS 24-Bus

Hora	Demanda sistema (MW)
1	1.776
2	1.670
3	1.590
4	1.564
5	1.564
6	1.590
7	1.961
8	2.279
9	2.518
10	2.544
11	2.544
12	2.518
13	2.518
14	2.518
15	2.465
16	2.465
17	2.624
18	2.651
19	2.651
20	2.544
21	2.412
22	2.200
23	1.935
24	1.670

Tabla B.4: Datos cargas del sistema IEEE RTS 24-Bus

Nº Carga	Nodo	Porcentaje carga del sistema
1	1	3,8 %
2	2	3,4 %
3	3	6,3 %
4	4	2,6 %
5	5	2,5 %
6	6	4,8 %
7	7	4,4 %
8	8	6,0 %
9	9	6,1 %
10	10	6,8 %
11	13	9,3 %
12	14	6,8 %
13	15	11,1 %
14	16	3,5 %
15	18	11,7 %
16	19	6,4 %
17	20	4,5 %

B.4. Contratos de energía

Tabla B.5: Nombre de cliente para cada barra de retiro - Sistema IEEE RTS 24-Bus

Nombre del cliente	Barra de retiro
A	1
B	2
C	3
D	4
E	5
F	6
G	7
H	8
I	9
J	10
K	13
L	14
M	15
N	16
O	18
P	19
Q	20

Tabla B.6: Contratos de suministro de energía en sistema IEEE RTS 24-Bus

Central	Cliente A		Cliente B		Cliente C		Cliente D	
	Monto (MW)	Precio (USD/MW)						
1	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-
4	1.000	20	1.000	19	1.000	18	1.000	25
5	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	-	794	23	901	17	-	-
8	-	-	-	-	-	-	372	20
10	1.005	19	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	1.423	20	-	-

Central	Cliente E		Cliente F		Cliente G		Cliente H	
	Monto (MW)	Precio (USD/MW)						
1	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-
4	1.319	21	1.182	20	1.182	23	1.182	21
5	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	-	-	-	1.140	21	-	-
8	-	-	-	-	-	-	-	-
10	-	-	1.351	18	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	1.984	23

Central	Cliente I		Cliente J		Cliente K		Cliente L	
	Monto (MW)	Precio (USD/MW)						
1	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	2.406	35
4	-	-	-	-	-	-	1.182	33
5	1.440	22	-	-	-	-	-	-
7	-	-	-	-	-	-	-	-
8	-	-	3.588	23	3.200	21	-	-
10	1.779	18	-	-	1.708	24	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-	-

Central	Cliente M		Cliente N		Cliente O		Cliente P	
	Monto (MW)	Precio (USD/MW)						
1	-	-	847	14	-	-	1.377	15
3	3.619	16	-	-	-	-	-	-
4	1.182	15	1.000	13	1.182	9	-	-
5	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	-	-	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-	-	2.000	13
10	1.057	17	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	4.992	10	-	-

Central	Cliente Q	
	Monto (MW)	Precio (USD/MW)
1	-	-
3	2.375	14
4	-	-
5	-	-
7	-	-
8	-	-
10	-	-
12	-	-