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

Construcción, implementación y comparación de metodología secuencial y de co-optimización de energía y reservas en predespacho del sistema eléctrico nacional

Nicolás Andrés Fernández Marín

2018

Memoria de titulación para optar al título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesores Guía:
Dr. Patricio Valdivia Lefort (UTFSM)
Mag. Aldo Barrueto Guzmán (UTFSM)
Correferente:
Mag. Ricardo Gálvez Cubillos (Coordinador Eléctrico Nacional)

Santiago, Agosto 2018.

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

Construcción, implementación y comparación de metodología secuencial y de co-optimización de energía y reservas en predespacho del sistema eléctrico nacional

Nicolás Andrés Fernández Marín

2018

Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la Institución.

Tres reglas básicas: En el caos está la sencillez, en el conflicto está la armonía, en el medio de la dificultad está la oportunidad...”

— Albert Einstein

Agradecimientos

Mis primeras palabras de agradecimiento quisiera dedicarlas a quienes han sido el apoyo fundamental que me ha permitido llegar hasta donde estoy, mi familia. A mis padres, por su confianza, su paciencia, sus consejos y sobre todo por su amor incondicional. Tenerlos como ejemplo me ha permitido crecer día a día y seguir libremente el rumbo que elegí dentro de esta sinuosa vida. A mis hermanos, por los buenos momentos, el apoyo y comprensión durante todo este proceso, cuenten conmigo para ayudarlos en lo que necesiten.

Agradecer profundamente a Tamara, más que nadie sabes lo largo que fue este camino, pero siempre estuviste para levantarme el ánimo, darme ese último empujón cuando necesitaba tomar decisiones y un abrazo cuando sentía que flaqueaba porque todo se ponía difícil. Gracias por la paciencia, sobre todo estos últimos meses y por convertirte en una gran compañera de locuras y experiencias.

También agradecer a todos los profesores y funcionarios que aportaron tanto a mi formación profesional como a mi crecimiento personal. En especial a quienes guiaron este trabajo, al profesor Aldo Barrueto y Patricio Valdivia. Gracias por su disposición, la confianza y los consejos para desarrollar esta memoria.

Agradezco especialmente a Ricardo Gálvez, Cristhoper Leyton y David Guacucano del Coordinador Eléctrico Nacional, por el tiempo dedicado, su voluntad para proporcionar información, sus valiosos comentarios y por su constante apoyo durante la confección de este trabajo.

Finalmente, me gustaría agradecer a aquella familia que he escogido y que con el tiempo han formado parte especial de mi vida, mis amigos. Ex compañeros del colegio, amigos de infancia y compañeros de la universidad, muchas gracias por todos los buenos momentos, fue un largo camino y siempre supieron cómo brindarme empuje durante toda esta carrera. Ya sea brindando con unas piscolas cuando los ánimos lo ameritaban, compartiendo un futbolito para dejar de lado el estrés, o ayudando en silencio en esos momentos de dificultad. Cada uno de ustedes sabe que esto recién comienza, espero nuestra amistad se mantenga en el tiempo y que nos centremos siempre en lo importante, gozar la vida.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos I

Índice de Figuras IV

Índice de Tablas VII

Resumen 1

Abstract 2

1. Introducción 3
1.1. Justificación del Tema . . . 5
1.2. Objetivos de la Memoria . . . 6

2. Marco Teórico y Estado del Arte 7
2.1. Aspectos generales de la Reserva en un Sistema Eléctrico . . . 7
2.1.1. Necesidad de la Reserva en el Sistema Eléctrico . . . 8
2.1.2. La Reserva como Servicio Complementario . . . 9
2.1.2.a. Servicio de Control de Frecuencia . . . 10
2.1.2.b. Servicio de Control de Tensión . . . 11
2.1.2.c. Plan de Recuperación de Servicio . . . 12
2.1.2.d. Esquemas Específicos de Desconexión de Carga . . . 12
2.2. Optimización de Energía y Reserva . . . 13
2.2.1. Metodología Secuencial . . . 19
2.2.1.a. Nord Pool - Nordic Power Market . . . 20
2.2.2. Metodología de Co-optimización . . . 27
2.2.2.a. ISO-New England . . . 28
2.2.2.b. MISO . . . 32
2.2.3. Comparación y Síntesis . . . 35

3. Metodología 39
3.1. Modelamiento Matemático - Programación de la Generación de Corto Plazo 39
3.1.1. Metodología Actual (Coordinador Eléctrico Nacional) . . . 40
3.1.1.a. Función Objetivo . . . 41
3.1.2. Metodología Secuencial . . . 42
3.1.2.a. Función Objetivo . . . 42
3.1.3. Metodología Co-optimización . . . 43
3.1.3.a. Función Objetivo . . . 43
3.1.4. Restricciones Operacionales del Sistema y Funciones de Costos . . . 44

3.1.5. Restricciones Reserva del Sistema 48
3.2. Implementación en Software Plexos 50
3.2.1. Representación del Sistema Eléctrico 51
3.2.1.a. Parque Generador 51
3.2.1.b. Sistema de Transmisión 52
3.2.1.c. Demanda 53
3.2.1.d. Requerimiento Sistémico y Unidades participantes del mercado de reserva 53
3.2.1.e. Precio de ofertas para el mercado de reserva 55
3.2.2. Metodología Secuencial 61
3.2.3. Metodología Co-optimización 65
3.2.4. Casos de Estudio 67

4. Resultados y análisis de simulaciones 76
4.1. Efectos técnicos 76
4.1.1. Abastecimiento de demanda y requerimientos de reserva 76
4.1.2. Generación total de energía 77
4.1.3. Distribución total de reserva 79
4.1.4. Distribución total por tipo de reserva 81
4.1.5. Tiempos de resolución 84
4.2. Efectos económicos 85
4.2.1. Costo marginal 85
4.2.2. Costo total generación de energía 87
4.2.3. Costo total provisión de reserva 89
4.2.4. Costo total energía más reserva 90
4.3. Síntesis y Comentarios 92
4.3.1. C1-Aumento precios hidro embalse 92
4.3.2. C2-Aumento precios todas las tecnologías 93
4.3.3. C3-Ofertas por parte de la demanda 93
4.3.4. C4-Sensibilidad horaria en precios de oferta 94
4.3.5. C5-Reserva solo unidades actuales 94
4.3.6. C6-Almacenamiento de energía en oferta ERNC 95

5. Conclusiones 96

6. Propuestas de trabajos futuros y comentarios 100

Apéndices 102

A. Aspectos de Modelado del Sistema Eléctrico 102
A.1. Parque Generador 102
A.2. Sistema de Transmisión considerado en la modelación 117
A.3. Unidades participantes y potencia para el control de frecuencia 130
A.4. Precios de Oferta y unidades participantes del mercado de reserva 134

B. Resultados Casos de Estudio 138
B.1. Generación, demanda y provisión de reserva de cada caso 138
B.2. Costo Marginal horario 145
B.3. Costos Totales de Operación 148
B.4. Comparación y síntesis ventajas metodología secuencial y co-optimización 150

Bibliografía 151

Índice de Figuras

2.1. Caso 1: distribución equitativa 15
2.2. Caso 2: distribución óptima de reserva 16
2.3. Subasta secuencial de servicios complementarios. (Fuente: [1]) 19
2.4. Sistema eléctrico de los países nórdicos y división de regiones del mercado. 21
2.5. Distintos mercados para diferentes lapsos temporales en el sistema nórdico. (Fuente: [2] 24
2.6. Precio en el sistema Nórdico entre 1993-2013 25
2.7. Precio de Regulación en la región NO1 (Noruega) del sistema Nórdico . . 26
2.8. Regiones coordinadas por el ISO-NE 29
2.9. Oferta y asignación de reserva de una unidad de generación típica 31
2.10. Regiones coordinadas por el MISO y algunas características del sistema . 32
2.11. Precio de mercado de reserva en sistemas norteamericanos 35
2.12. Zoom-In Figura 2.11. 35

3.1. Punto óptimo de coordinación hidrotérmica 44
3.2. Costo operación central térmica 45
3.3. Demanda horaria del sistema eléctrico nacional 53
3.4. Etapas y proceso metodología secuencial. (Fuente: Confección Propia). . 62
3.5. Diagrama de flujo representativo del proceso de optimización de ofertas. (Fuente: Confección Propia) 64
3.6. Proceso metodología Co-optimización. (Fuente: Confección Propia). . . . 66
3.7. Casos de estudio a analizar 67
3.8. Capacidad total de reserva, por tecnología, para cada control de frecuencia tanto de subida (UP) como de bajada (DOWN). (Fuente: Confección Propia) 73

4.1. Generación total de energía por tecnología para cada metodología. (Fuente: Confección Propia) 78
4.2. Provisión total de reserva del sistema, suma de subida más bajada por tecnología para cada metodología. (Fuente: Confección Propia) 80
4.3. Reserva para cada tipo de control de frecuencia en SEN-Norte, suma de la provisión por tecnología para todo el período de estudio (una semana). (Fuente: Confección Propia) 82
4.4. Reserva para cada tipo de control de frecuencia en subsistema en SEN-CentroSur, suma de la provisión por tecnología para todo el período de estudio (una semana). (Fuente: Confección Propia) 83
4.5. Costo marginal promedio de energía en principales barras del sistema. (Fuente: Confección Propia) 86

4.6. Costo total de generación de energía, suma semanal, en miles de dolares y variación porcentual entre metodologías. (Fuente: Confección Propia) . 88
4.7. Costo total de reserva, suma semanal, en miles de dolares y variación porcentual entre metodologías. (Fuente: Confección Propia) 89
4.8. Costo total de energía más reserva, suma semanal, en miles de dolares y diferencia porcentual entre metodologías. (Fuente: Confección Propia) . . 90
4.9. Comparación porcentual entre el costo del mercado de reserva y el costo total de energía más reserva. (Fuente: Confección Propia). (Fuente: Confección Propia) 92

B.1. Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C0 Co-optimización. (Fuente: Elaboración Propia) 138
B.2. Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C1 Co-optimización. (Fuente: Elaboración Propia) 139
B.3. Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C2 Co-optimización. (Fuente: Elaboración Propia). 139
B.4. Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C3 Co-optimización. (Fuente: Elaboración Propia) 140
B.5. Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C4 Co-optimización. (Fuente: Elaboración Propia) 140
B.6. Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C5 Co-optimización. (Fuente: Elaboración Propia) 141
B.7. Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C6 Co-optimización. (Fuente: Elaboración Propia) 141
B.8. Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C0 Secuencial. (Fuente: Elaboración Propia) 142
B.9. Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C1 Secuencial. (Fuente: Elaboración Propia) 142
B.10. Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C2 Secuencial. (Fuente: Elaboración Propia) 143
B.11. Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C3 Secuencial. (Fuente: Elaboración Propia) 143
B.12. Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C5 Secuencial. (Fuente: Elaboración Propia) 144
B.13. Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C6 Secuencial. (Fuente: Elaboración Propia) 144
B.14. Costo marginal horario caso 0 para ambas metodologías. (Fuente: Confección Propia) 145
B.15. Costo marginal horario caso 1 para ambas metodologías. (Fuente: Confección Propia) 145
B.16. Costo marginal horario caso 2 para ambas metodologías. (Fuente: Confección Propia) 146
B.17. Costo marginal horario caso 3 para ambas metodologías. (Fuente: Confección Propia) 146
B.18. Costo marginal horario caso 4 para metodología co-optimización. (Fuente: Confección Propia) 147
B.19. Costo marginal horario caso 5 para ambas metodologías. (Fuente: Confección Propia) 147

B.20. Costo marginal horario caso 6 para ambas metodologías. (Fuente: Confección Propia) 148

Índice de Tablas

2.1. Comparación entre principales características de la resolución del mercado a través de pay-as-bid y pay-as-cleared (marginalista). (Fuente: [3] y [4]) 18
2.2. Comparación entre la metodología secuencial y de co-optimización 36
2.3. Comparación y resumen entre principales características 38

3.11. Requerimientos sistémicos de reserva para el sistema interconectado. (Fuente: Confección Propia) 54
3.12. Costo de oportunidad de subida (valores en [USD/MWh]), promedio mensual por sistema y por tecnología. (Fuente: Confección Propia) 58
3.13. Precios Base en [USD/MWh] para ofertas de reserva de subida por tecnología. (Fuente: Confección Propia) 59
3.14. Costo de oportunidad de bajada (todos los valores en [USD/MWh]), promedio mensual por tecnología y tipo de reserva. (Fuente: Confección Propia) 61
3.15. Precios Base en [USD/MWh] para ofertas de reserva de bajada por tecnología. (Fuente: Confección Propia) 61
3.16. Cantidad y precio de oferta por parte de la demanda como nuevo participante del mercado de reserva. (Fuente: Confección Propia) 70
3.17. Precios base por tecnología ofertas de reserva subida y bajada horario normal. (Fuente: Confección Propia) 71
3.18. Precios base por tecnología ofertas de reserva subida y bajada horario punta. (Fuente: Confección Propia) 71
3.19. Comparación porcentual precio HN y HP respecto al precio de oferta de reserva del caso base. (Fuente: Confección Propia) 72
3.20. Especificaciones técnicas y factores de costo de la batería considerada. (Fuente: Confección propia en base a [5]) 74
3.21. Costos de inversión resultantes. (Fuente: Confección Propia) 75

4.1. Generación neta de energía para cada caso (Fuente: Confección Propia) . 77
4.2. Tiempos de simulación de cada caso y comparación porcentual entre metodologías. (Fuente: Confección Propia) 84
4.3. Diferencia porcentual en el costo marginal promedio de ambas metodologías en principales barras del sistema 87
4.4. Variación porcentual de los costos de energía, reserva y energía mas reserva, respecto a C0. (Fuente: Confección Propia) 91

A.1. Información técnica de las unidades generadoras. (Fuente: Confección Propia) 116

A.2. Información técnica del sistema de transmisión utilizado en el modelamiento, valores en p.u. en base propia con $S_{base} = 100[MVA]$. (Fuente: Confección Propia) 129
A.3. Unidades participantes y cantidad de potencia en MW que pueden aportar a cada tipo de reserva. (Fuente: Confección Propia) 133
A.4. Unidades participantes y precios de oferta en $[USD/MWh]$ para cada tipo de reserva. (Fuente: Confección Propia) 137

B.1. Costo total de generación de energía, suma semanal, en miles de dolares y variación porcentual entre metodologías. (Fuente: Confección Propia) . 148
B.2. Costo total de reserva, suma semanal, en miles de dolares y variación porcentual entre metodologías. (Fuente: Confección Propia) 148
B.3. Costo total de energía más reserva, suma semanal, en miles de dolares y diferencia porcentual entre metodologías. (Fuente: Confección Propia) . . 149
B.4. Comparación porcentual entre el costo del mercado de reserva y el costo total de energía más reserva. (Fuente: Confección Propia) 149
B.5. Síntesis de los resultados y comparación entre las principales ventajas de cada metodología. (Fuente: Confección Propia) 150

Nomenclatura

Variables

$U_{ON_{g,t}}$	:	Variable binaria, indica si la unidad generadora g es puesta en servicio o encendida en la hora t (1= se enciende, 0= no se enciende).
$U_{OFF_{g,t}}$	:	Variable binaria, indica si la unidad generadora g es quitada de servicio o apagada en la hora t (1= se apaga, 0= no se apaga).
$P_{g,t}$	:	Variable continua, potencia activa [MW] generada por la unidad generadora g en el período t.
$U_{g,t}$	:	Variable binaria, indica el estado de la unidad generadora g en el período t (1= unidad generando o encendida, 0= unidad no genera o apagada).
$FCF_j(Vol_{j,T})$	:	Variable continua, indica el costo futuro de la operación en función del volumen en el embalse de la unidad hidroeléctrica j al final del horizonte de programación (se obtiene desde modelo de largo plazo).
$Vol_{j,T}$	:	Variable continua, volumen del embalse de la unidad hidroeléctrica j en el período t.

Parámetros

$C_{ON_{g,t}}$	:	Costo de encendido de la unidad generadora g para el período t.
$C_{OFF_{g,t}}$	:	Costo de apagado de la unidad generadora g para el período t.
$CC_g(P_{g,t})$	:	Costo de combustible de la unidad generadora g dado un nivel de generación $P_{g,t}$ en el bloque horario t.
T	:	Número total de etapas horarias del horizonte de programación analizado.
G^{sist}	:	Número total de unidades generadoras en el sistema.
G_H	:	Número total de unidades hidroeléctricas en el sistema.

Siglas y Acrónimos

Coordinador	:	Coordinador Eléctrico Nacional.
SIC	:	Ex Sistema Interconectado Central.
SING	:	Ex Sistema Interconectado Norte Grande.
SEN	:	Sistema Eléctrico Nacional (SIC+SING).
SEN-Norte	:	Zona Norte Grande del Sistema Eléctrico Nacional (anterior SING).

SEN-CentroSur	:	Zona Centro Sur del Sistema Eléctrico Nacional (anterior SIC).
$NTSyCS$	:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
$DS130$	:	Decreto Supremo 130.
$CDEC$	:	Centro de Despacho Económico de Carga.
DO	:	Dirección de Operación del CDEC.
CDC	:	Centro de Despacho y Control del CDEC.
CPF	:	Control Primario de Frecuencia.
CSF	:	Control Secundario de Frecuencia.
AGC	:	Control Automático de Generación.
PLP	:	Programación Largo Plazo.
GNL	:	Gas Natural Licuado.
$EEUU$	:	Estados Unidos.
UP	:	Reserva para subir.
$DOWN$	:	Reserva para bajar.
$p.u.$	:	Sistema por unidad.

Resumen

De acuerdo al contexto nacional, a partir de lo indicado en el artículo 72°-7 de la nueva Ley de Transmisión (Ley 20.936) publicada en Julio del año 2016. Se establece la posibilidad de instaurar un nuevo mercado de subastas para algunos servicios complementarios (como el control de frecuencia), en función de las condiciones de competencia que puedan producirse. Esto supone un problema para los métodos que hoy en día se utilizan para definir el predespacho de unidades generadoras en el SEN. Debido a que actualmente se resuelve considerando únicamente el mercado de energía y la necesidad de reserva se anexa solo como una restricción operativa, sin asignarle precio o valor económico a este recurso, el cual se valoriza en un proceso posterior al intercambio energético para definir las remuneraciones respectivas. Por lo tanto, las unidades que proveen reserva son seleccionadas exclusivamente por criterios técnicos sin incentivos económicos para brindar este servicio.

De acuerdo a lo anterior, es que surge la necesidad de modificar la metodología actual de forma que posibilite la resolución del predespacho considerando los dos esquemas de mercado: mercado de reserva en base a ofertas y mercado de energía en base a costos declarados. Para hacer esto existen dos metodologías principalmente utilizadas por los sistemas dentro del mundo, la metodología secuencial y la co-optimización.

En la presente memoria se desarrollan y evalúan ambas metodologías, con el fin de determinar aquella que permita obtener los mayores beneficios técnicos y económicos en ambos mercados. Para lograrlo, se configura cada metodología utilizando el software PLEXOS y una rutina macro construida en *Visual Basic*, las que se implementan en el Sistema Eléctrico Nacional. Se confecciona además, 13 casos de estudio correspondientes a 6 sensibilidades de un escenario base, considerando la operación del sistema proyectada al año 2021. Con cada una de estas sensibilidades se analiza la factibilidad de añadir aspectos adicionales en el mercado de reserva, y determinar el impacto de la correcta definición del precio de oferta de cada tecnología de generación, en el costo total del sistema.

Se presentan los resultados y el análisis de las variables de interés de cada caso de estudio, estableciendo criterios técnicos y económicos, en donde se compara paralelamente las ventajas de resolución de ambas metodologías y los beneficios que aporta cada sensibilidad respecto al escenario base.

Los resultados obtenidos, respaldan el fundamento teórico revisado y establecen que la solución del predespacho utilizando la metodología de co-optimización presenta beneficios técnicos y económicos para el sistema, aun cuando desde el punto de vista práctico (implementación, tiempos de simulación) no sea tan atractivo, pero abordable, en comparación a la metodología secuencial.

Palabras Clave: co-optimización, secuencial, PLEXOS, mercado de reserva, mercado de energía, costo de oportunidad, control de frecuencia.

Abstract

In accordance with the national context, based on what is indicated in the article 72°-7 of the new *Ley de Transmisión* (*Ley 20.936*) published in July of 2016. The possibility of creating a new auction market for some ancillary services is established (such as frequency control), based on the conditions of market competition that may occur. This is a problem for the methods that are used today to define the unit commitment in the *SEN*, because it is currently resolved considering only the market of energy and the requirements of reserve are attached only as a operational restriction, without defining price or economic value to this resource, which is valorized in a process subsequent to the energy exchange to define the respective payments. Therefore, the units that provide reserve are selected only for technical criteria without having economic incentives to provide this service.

According to the points mentioned above, there is a need to modify the current methodology in order to enable the resolution of the unit commitment considering the two market schemes: reserve market based on offers and energy market based on declared costs. To do this, there are two methodologies mainly used by systems in the world, sequential methodology and co-optimization.

In this report, both methodologies are developed and evaluated, in order to determine the one that allows obtaining the greatest technical and economic benefits in both markets. To achieve this, each methodology is configured using the software PLEXOS and a macro rutine constructed in *Visual Basic*, which are implemented in the *Sistema Eléctrico Nacional* (SEN). In addition, 13 study cases corresponding to 6 sensibilities of a base scenario are prepared, considering the operation of the system projected to the year 2021. With each of these sensibilities, the feasibility of adding additional aspects to the reserve market is analyzed, and together with this, determining the impact of the correct definition of the offer price of each generation technology, on the total cost of the system.

The results and the analysis of the variables of interest of each case of study are presented, establishing technical and economic criteria, in which the resolution advantages of both methodologies are compared simultaneously and the benefits that each sensibility provides with respect to the base scenario.

The results obtained support the theoretical basis reviewed and establish that the unit commitment solution using the co-optimization methodology presents technical and economic benefits for the system, even though from the practical point of view (implementation, simulation times) it is not so attractive, but approachable, in comparison to the sequential methodology.

Keywords: co-optimization, sequential, PLEXOS, reserve market, energy market, opportunity cost, frequency control.

Capítulo 1

Introducción

Dentro del último tiempo se han producido diversos cambios en la industria de energía eléctrica. Desde la creciente integración de energías renovables, disminución de costos y novedosas formas para almacenar energía (baterías, bombeo, aire comprimido), hasta la creación de complejos modelos de mercado, han transformado la idea de antaño de la industria eléctrica como un monopolio con funciones verticalmente integradas, y se ha vuelto un mercado cada vez más competitivo, donde Generación, Transmisión y Distribución, separan sus actividades buscando el mismo objetivo, la eficiencia técnica y económica de cada sector.

A lo largo del mundo existen diferentes sistemas eléctricos, cada uno con características propias que representan la identidad, tradiciones y políticas en materia energética del país o región. Es claro notar entonces, que diferentes esquemas de mercado son empleados para lograr el abastecimiento seguro y eficiente de electricidad y el pago justo de los agentes presentes en éste. Dentro de los esquemas más utilizados se pueden encontrar los mercados tipo *Pool*, mercados basados en contratos bilaterales, y mercados constituidos a través de una Bolsa de Energía. Los cuales se entremezclan para dar forma a modelos independientes para cada sistema. [6] [7]

Para asegurar el correcto funcionamiento de intercambios entre oferta y demanda, existe el operador de mercado, y para cumplir las exigencias operativas de la red, existe el operador del sistema. Este operador puede ser único o independiente, según el modelo que posea el sistema[1], y su principal función es la de garantizar la operación más económica y asegurar la confiabilidad del suministro. Para realizar ésto, el operador del sistema busca establecer el equilibrio entre oferta y demanda, y una herramienta fundamental para lograrlo es la realización del predespacho.

El predespacho o también conocido como planificación de la generación de corto plazo, busca seleccionar de forma específica qué unidades generadoras deben participar de la operación (encendidas o apagadas) y cuanta energía tienen que introducir al sistema, de manera que sea utilizada por la demanda, y no se tengan excesos ni déficit de ésta durante el período planificado (generalmente un día, una semana o intradiarios en algunas partes del mundo). Puede notarse, que realizar esta programación de la generación no es una tarea sencilla, dada la envergadura del sistema, ya que posee gran cantidad de variables

[1] El modelo de mercado utilizado en Chile, configura al operador del mercado y al operador del sistema como una sola entidad conocida como Coordinador Eléctrico Nacional.

y restricciones que complejizan el problema. Por lo tanto, para resolver esta tarea, cada operador del sistema cuenta con softwares especializados que buscan optimizar la operación del sistema (técnica y económica) en un tiempo razonable.

Por otro lado, la energía eléctrica debe generarse casi al mismo tiempo en la que es requerida, ya que la demanda debe ser suplida en todo momento, evitando siempre presentar excesos y/o déficit de energía que separen al sistema del punto óptimo (técnico-económico) a lo largo del período de operación. En este proceso, a medida que aumenta o disminuye la potencia demandada, se debe ajustar la potencia suministrada en la misma proporción, de forma que la producción de energía sea equivalente a la demanda. Dicho ajuste, se realiza a partir del predespacho de generación horario, el cual normalmente difiere del despacho de generación real, dada la intermitencia e incertidumbre de la demanda y la fluctuación de la generación, principalmente eólica y fotovoltaica a lo largo del día. Por lo tanto, se debe contar con cierta cantidad de potencia que sea la encargada de suplir los desbalances instantáneos de la operación real, o perturbaciones tales como la desconexión intempestiva de generación o de consumos mayores. Esta potencia, que es una de las principales restricciones a considerar en el predespacho, es conocida como reserva y su función es restablecer el equilibrio entre la oferta y la demanda por energía eléctrica.

Actualmente en Chile, esta reserva forma parte, en conjunto con otros recursos técnicos[2], de los servicios complementarios del sistema, que sin ser los principales productos transados en el mercado, son fundamentales para cumplir los requerimientos de seguridad y confiabilidad de la red, realizando funciones de soporte al proceso de Generación, Transmisión y Distribución de la electricidad.

Implementar los servicios complementarios, en particular la reserva, tiene un costo para el sistema, por lo tanto es necesario visualizar la forma correcta en que deben desarrollarse para incentivar la inversión y asegurar la provisión óptima de éstos. Además, se debe estudiar como tratar con la transformación que experimenta el mercado eléctrico nacional, el cual cambia desde un esquema de mercado de obligaciones, en donde los servicios complementarios de reserva se proveen en forma agregada a la energía, como obligaciones técnicas para las unidades generadoras, hacia un mercado competitivo, donde generadores presentan ofertas de reserva hacia el operador del sistema, quien luego de evaluarlas desde el punto de vista técnico y económico, decide las ofertas ganadoras que se encargan de proveer la reserva necesaria para el funcionamiento seguro del suministro eléctrico. [8]

En el presente trabajo, se plantea el desarrollo de dos metodologías para optimizar los requerimientos de energía y reserva en la programación de la generación del sistema, una secuencial y otra de optimización conjunta (co-optimización). Además, se realiza una comparación y análisis, entre las ventajas y desventajas de cada metodología y una búsqueda de nuevas alternativas (incorporación de nuevas restricciones o rutinas) que permitan beneficiar al sistema, ya sea logrando menores costos o aportando en una red más robusta. De esta manera la información contenida en este trabajo, pretende ser un aporte para las tareas que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional, formando parte de un estudio preliminar, para evaluar la metodología óptima de planificación de la generación en el corto plazo, considerando los nuevos cambios en el mercado eléctrico del país.

[2]Control de tensión, planes de recuperación de servicio y esquemas de desconexión de carga

1.1. Justificación del Tema

La industria eléctrica está evolucionando en sus actividades de mercado. En un principio, los primeros modelos de mercado consideraban solo un producto transable, energía. Todos los servicios complementarios o auxiliares a ésta se añadían al precio de la energía. Sin embargo, la experiencia de los distintos sistemas ha logrado definir claramente cada servicio complementario y cambiar hacia modelos de mercado más modernos, donde conjugan contratos físicos, contratos financieros, licitaciones, subastas y en general, diferentes medidas que buscan incentivar la inversión privada tanto para prestaciones de abastecimiento de energía, como para aportar servicios complementarios al sistema. El objetivo de todo esto, es lograr un mercado cada vez más competitivo (de energía y servicios complementarios a corto y largo plazo), que según la teoría económica [6], garantiza eficiencia, transparencia y distribución equitativa del poder de mercado, minimizando así la influencia de los agentes en el precio de mercado, y que este no beneficie a algún sector en particular, sino que logre el óptimo sistémico (económico y seguro) de acuerdo a las condiciones y necesidades de cada país o región.

Dentro del contexto nacional, a partir de lo indicado en el artículo 72°-7 de la nueva Ley de Transmisión (Ley 20.936 [8]) publicada en Julio del año 2016, se establece que podrán realizarse licitaciones o subastas de cortísimo plazo para algunos servicios complementarios, en función de las condiciones de competencia que existan en el mercado.

Lo anterior es clave para la operación del sistema, pues actualmente no se cuenta con un mercado para la reserva, sino que la necesidad de este servicio se anexa solo como una restricción operativa al problema del predespacho, sin asignarle un precio o valor económico a este recurso[3] [11]. Es decir, dentro del programa actual de despacho emitido por el operador del sistema (Coordinador Eléctrico Nacional), las máquinas seleccionadas para proveer reserva son elegidas únicamente por criterios técnicos y deben prestar el servicio de forma obligada, respetando el mandato del operador, sin existir incentivo económico para brindarlo, pues solo se remuneran sus costos incurridos según el reglamento vigente (Decreto 130 [11]).

Es así, que a partir del marco legal mencionado (Ley 20.936 [8]), se creará un nuevo mercado de reserva, en el cual se busca lograr que la prestación del servicio pase a ser una competencia económica, cuyo ingreso al mercado considere requerimientos técnicos. Por este motivo es importante observar la distinción de dos esquemas de mercado primordiales que se establecerán en el país: el mercado de reserva a base de ofertas y el mercado de energía en base de costos declarados. Los cuales deben analizarse para dilucidar la forma óptima en que pueden relacionarse y convivir en pos de asegurar un beneficio sistémico (técnico y económico).

Además, establecer el precio de los servicios complementarios no es fácil, debido a que la adquisición de los recursos a menudo no puede disociarse de la adquisición de energía eléctrica u otras prestaciones relacionadas. Es por ello que en algunos mercados (generalmente en países de Europa: Noruega, Dinamarca, Hungría, entre otros [39]) la adquisición de la reserva ha operado en forma secuenciada con la de energía. Sin embargo, esto puede causar conflictos de interés entre los agentes del mercado, y la experiencia ha demostrado que este enfoque puede llevar a problemas, por lo que ha sido abandonada

[3] Actualmente no existe un precio atribuido a la reserva para definir el predespacho de unidades generadoras, sin embargo, si existe una remuneración asociada por la prestación del servicio calculada respecto a los procedimientos de los CDEC [9] [10].

en algunos sistemas [12], y como opción para solucionar éstos inconvenientes, se plantea la solución unificada de los mercados de energía y reserva, a fin de obtener la eficiencia global del sistema. [6] [13] [14]

En síntesis, de acuerdo a la nueva Ley de Transmisión, cambia la situación que se viene manejando hasta ahora en el mercado eléctrico chileno, pudiéndose asignar ciertos servicios complementarios a través de licitaciones o subastas de cortísimo plazo, siempre que existan condiciones de competencia. Ante esta necesidad, y para hacer frente a los cambios del sistema, es de vital importancia clarificar la forma en que pueden convivir los dos esquemas de mercado presentados anteriormente, evaluando la implementación de metodologías que sean capaces de optimizar la energía y la reserva para operar el sistema con seguridad y al mínimo costo.

1.2. Objetivos de la Memoria

El objetivo general de este trabajo consiste en desarrollar y evaluar una metodología de co-optimización de energía y reservas en un software de simulación de sistemas eléctricos, y compararla con una metodología secuencial dentro del sistema eléctrico nacional. Los servicios de reserva que se desea evaluar corresponden a los utilizados para control primario, control secundario automático y control secundario manual de frecuencia, por lo que el resto de servicios complementarios se consideran fuera del alcance de la presente memoria.

Los objetivos específicos corresponden a:

- Recopilar y sintetizar el estado del arte y la experiencia internacional sobre modelos de co-optimización y optimización secuencial de energía y reservas.
- Proponer e implementar modelo de co-optimización de energía y reservas, así como uno secuencial, y analizar la factibilidad de incluir aspectos que se consideren necesarios para mejorar la seguridad y operación económica del sistema.
- Analizar mediante simulaciones los aspectos técnicos, económicos y prácticos del modelo de co-optimización de energía y reservas aplicado al predespacho del sistema interconectado nacional, para evaluar ventajas y desventajas que ofrece con respecto al método secuencial.

Capítulo 2

Marco Teórico y Estado del Arte

Dentro del presente capítulo se describen conceptualmente los elementos básicos que se requieren para una adecuada lectura y comprensión de este trabajo. Por lo tanto, es necesario entender la importancia de las reservas en el sistema para dar respuesta a la diferencia entre generación y demanda que va sucediendo a lo largo del día, además de su interacción con las demás variables de la red y su integración dentro de los complejos modelos de mercado que se utilizan actualmente.

Tradicionalmente, existen tres diferentes enfoques para abordar los requerimientos de reservas: a) obligaciones o mandatos del operador, b) ofertas y c) contratos bilaterales [15]. Los mandatos son una de las formas más ocupadas y corresponden a lo utilizado en los inicios de los sistemas eléctricos, las otras dos formas, han aparecido luego de una complejización de los mercados eléctricos. Actualmente, muchos sistemas han separado los servicios complementarios (entre ellos la reserva) del mercado de la energía, y a través de la creación de un mercado competitivo para estos servicios, logran optimizar las reservas de potencia en la red eléctrica.

Se describen dos metodologías utilizadas para lograr el óptimo técnico-económico del despacho de unidades de generación, en conjunto con los requerimientos de reserva del sistema. Detallando sus aplicaciones y experiencias en otros sistemas del mundo, en conjunto con la pertinente bibliografía de estudios y documentos técnicos, para posibilitar al lector la inmersión en temas específicos y posterior lectura si así lo desease.

2.1. Aspectos generales de la Reserva en un Sistema Eléctrico

La energía eléctrica, es un bien muy preciado (en adición con otros) dentro del mundo contemporáneo. Es sinónimo de avance tecnológico y desarrollo industrial en cualquier región del mundo. Sin embargo, posee una característica que hace difícil su utilización y que se debe tener en cuenta para entender lo complejo del mercado eléctrico.

El rasgo clave de esta energía, es que no se puede almacenar como un bien durable, a menos que se someta a algún proceso de reconversión de energía. No obstante, actualmente este proceso no deja de ser bastante complejo y muchas veces resulta poco económico, por lo que la utilización o consumo de la energía eléctrica, debe realizarse casi al mismo tiempo en la que ésta se genera.

La energía es producida por generadores (de diferentes tipos), los cuales son susceptibles a problemas mecánicos, fallas eléctricas, intermitencia de combustible, entre otros hechos inesperados, que los puede sacar de su funcionamiento normal. Esto se suma a la variabilidad e incertidumbre que tiene el consumo eléctrico y a la intermitencia de la generación variable, por lo tanto, es de esperar que exista una brecha entre la generación y el retiro/utilización de la energía.

Es por ello que para abastecer esta diferencia existente entre generación y demanda, para asegurar que el sistema eléctrico sea confiable, seguro y para mantener los más elevados estándares de calidad de servicio, el sistema debe contar con reservas suficientes que garanticen el normal funcionamiento del sistema.

2.1.1. Necesidad de la Reserva en el Sistema Eléctrico

Para que un sistema eléctrico pueda asegurar un funcionamiento normal del suministro, debe mantener el equilibrio entre generación y demanda durante cada instante. Al existir diferencias entre la cantidad de potencia generada y demandada, los generadores (maquinas rotatorias en su mayoría), que se encargan de inyectar energía al sistema y se encuentran sincronizados con la frecuencia de la red, son afectados directamente. Si la generación es mayor que la carga del sistema, las máquinas se aceleran y la frecuencia de la red aumenta, por otro lado, si la generación es menor que la carga, las máquinas tienden a frenarse y la frecuencia de la red disminuye.

Es conocido que el consumo de energía eléctrica es de libre utilización, por lo tanto la carga total del sistema varía minuto a minuto al conectar o desconectar consumos. Por su contraparte, existe un porcentaje de generación susceptible a cambios inesperados en su inyección de energía al sistema durante el día, de acuerdo a las condiciones climáticas, se conoce como generación variable y agrupa principalmente a energías renovables no convencionales (ERNC) como plantas solares o parques eólicos. Esta gran variabilidad constituye un primer problema para mantener un suministro continuo de energía, sin embargo, gracias a un análisis estadístico del comportamiento de los consumos, es posible determinar una conducta esperada de la demanda a lo largo de diferentes períodos horarios, lo que se conoce como curva de demanda, y se puede confeccionar de manera horaria, diaria, anual u estacional, de acuerdo a los propósitos que se requiera. Por ejemplo, para efectos de operación del sistema se utiliza una curva de demanda horaria o diaria, y para planificación de expansión, proyectos de largo alcance o estudios sistémicos se suele utilizar una curva anual o mensual.

La curva de demanda, constituye una herramienta fundamental para la operación del sistema, sin embargo, aun utilizando los métodos más precisos para su determinación, no es posible seguir a la perfección el comportamiento de la demanda, por lo tanto existe una diferencia de potencia que es necesario considerar. Ahora, es vital para el sistema mantener la frecuencia dentro de márgenes de seguridad, para así evitar que las máquinas rotatorias pierdan sincronismo, se desconecten de la red, y finalmente ocurra un colapso del sistema. Para ello es necesario contar con una cantidad de energía de reserva, que sea capaz de equilibrar los requerimientos variables del consumo y posibles interrupciones de los generadores, con el fin de mantener la frecuencia lo mas estable posible.

La reserva entonces es una cantidad de energía instantánea o potencia, necesaria para permitir a los operadores del sistema, mantener el balance entre generación y carga a

través de las acciones del control de frecuencia.

2.1.2. La Reserva como Servicio Complementario

La reserva dentro del sistema eléctrico tiene por objetivo corregir en forma inmediata los desequilibrios instantáneos entre generación y demanda. Se puede notar que actúa de forma paralela a la transmisión de energía eléctrica, apoyando las labores de seguridad y calidad de servicio, formando parte de lo que se conoce en el mercado eléctrico como servicios complementarios.

Los servicios complementarios son todas aquellas funciones necesarias para apoyar la transferencia de potencia y energía en una red eléctrica, asegurando la seguridad, calidad y continuidad del servicio. Su carácter "complementario", proviene de que son actividades paralelas o colaterales, respecto al principal producto transado que viene a ser la energía. Además según la naturaleza que posea, cada agente del mercado puede proveer algún tipo de servicio complementario, en la medida que cumpla con los requerimientos técnicos para brindarlo.

Los orígenes de los servicios complementarios se remontan hacia los primeros sistemas eléctricos, por lo que prácticamente han existido desde siempre. Sin embargo, es en las últimas décadas que se ha dejado de optar por un sistema verticalmente integrado, donde servicios complementarios se indexen de forma agregada a la energía. Y se ha optado por crear servicios independientes, y un mercado competitivo, en donde recursos de generación, transmisión e incluso consumo, pueden proveer algún tipo de servicio complementario.

No es obligación, o condición necesaria que exista la competitividad para proveer este tipo de servicios. Sin embargo, la teoría económica, dice que al presentarse las condiciones adecuadas de mercado, como de ofertas (oferentes) y consumidores, se pueden obtener los recursos para servicios complementarios de forma más eficiente en mercados competitivos (actuales), que como remuneraciones obligadas (sistemas antiguos). [16] [12]

Existen diversos tipos de servicios complementarios, y sus definiciones cambian dependiendo del mercado eléctrico que utilice cada sistema o localidad, por lo que no existe una categoría estricta que englobe cada uno de los servicios. Sin embargo, de forma general cada sistema tiene: Servicios de balance (donde participa la reserva), Servicios de control de congestiones y pérdidas en la red, Servicios de control de tensión o soporte de potencia reactiva y Servicios de recuperación del suministro. [6]

Para efectos prácticos del presente trabajo se utilizarán las definiciones actuales del sistema chileno para cada servicio complementario en base a [17, 18] teniendo en cuenta lo siguiente: Los servicios complementarios en Chile actualmente se rigen bajo el Decreto Supremo 130 (DS130 [11]), sin embargo, durante el actual año en curso (2018) se está llevando a cabo un proceso para definir un nuevo reglamento de servicios complementarios en conformidad a la nueva Ley de Transmisión [8]. Teniendo en cuenta lo anterior, los servicios complementarios podrían tener algunas diferencias respecto a lo que se maneja actualmente en el mercado, no obstante, su esencia y eje fundamental, no presentará modificaciones importantes, por lo que es necesario entenderlos como pieza clave del mercado energético Chileno.

2.1.2.a. Servicio de Control de Frecuencia

Se define como el conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el sistema. Se distinguen dos acciones básicas para el control de frecuencia, el control primario y el control secundario de frecuencia, las que se definen a continuación en base a lo expuesto en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) [18]:

- **Control Primario de Frecuencia (CPF)**: Acción ejercida por los controladores de Carga/Velocidad (gobernadores) de los generadores sincrónicos y por los controladores de Frecuencia/Potencia de parques eólicos, fotovoltáicos y equipos de compensación de energía activa, habilitados para modificar en forma automática su producción de potencia activa, con el objetivo de corregir las desviaciones entre generación y demanda del sistema. Es decir, no existe instrucción centralizada de parte del operador del sistema, sino que la provisión del CPF se realiza de manera automática a través de los controladores de cada una de las máquinas que cumplan los requerimientos técnicos para brindarlo.

  Adicionalmente, las unidades que ejercen control primario de frecuencia deben contar con algunas especificaciones técnicas, detalladas en el artículo 3-16 de la NTSyCS [18], entre las que se destacan: Estatismo permanente con rango ajustable, banda muerta inferior a $\pm 25[mHz]$, retardo del sistema carga/velocidad inferior a 2 segundos desde la detección de sobre o subfrecuencia hasta el comienzo de la acción correctiva, tiempo máximo de establecimiento de 30 segundos para unidades termoeléctricas y 120 segundos para generadoras hidroeléctricas operando conectadas al sistema, entre otras.

  Finalmente, para que una unidad pueda brindar CPF, ante desviaciones de frecuencia en el sistema, es necesario que su producción de potencia sea mayor o igual a su mínimo técnico, y menor que su límite máximo de potencia de generación.

- **Control Secundario de Frecuencia (CSF):** Acción manual o automática (AGC) destinada a corregir la desviación permanente de frecuencia resultante del CPF que ejercen los controladores de Carga/Velocidad de los generadores sincrónicos. La acción del CSF debe ser sostenida durante el tiempo necesario para mantener la frecuencia dentro de un rango admisible según su valor nominal, pudiendo realizarse en el orden de varios segundos, a pocos minutos (dependiendo de la capacidad de respuesta de la unidad) pero no puede exceder los 15 minutos [18]. Como objetivo del CSF se incluye restablecer la frecuencia a su valor nominal, permitiendo a las unidades que realizan CPF volver a su consigna de potencia previo al CPF.

  Es necesario destacar, que este tipo de control de frecuencia, se realiza a partir de instrucciones centralizadas, y es una de las principales diferencias con el CPF que actúa de forma automática (sin recibir una consigna de parte del operador del sistema). Además, de acuerdo al Artículo 3-17 de la NTSyCS [18], el Coordinador Eléctrico Nacional puede instruir a empresas generadoras, para que implementen los requerimientos técnicos de control y comunicación, con el fin de añadir un control automático de la generación (AGC por sus siglas en inglés). El AGC permite, a través de una señal de control establecida por el operador y calculada automáticamente

mediante la operación matemática de mediciones del sistema, modificar la consigna de potencia activa de la unidad de generación, permitiendo cambiar su aporte de inyección de potencia y participar en el CSF.

Similar a lo utilizado para el CPF, a las diferencias de potencia para suplir déficit o exceso de producción y que no son utilizadas para el CPF, se denominan reservas de potencia para el CSF. La cuantificación del aporte máximo de reserva de potencia estará determinado por la tasa de toma de carga $[MW/min]$, el rango de potencia de operación de la unidad de generación y al gradiente de toma de carga de $4[MW/min]$ equivalente a la acción conjunta de varias unidades al CSF. [17]

A modo de síntesis, el servicio de regulación primaria tiene por objetivo corregir en forma inmediata las desviaciones instantáneas entre generación y demanda, con un ajuste de pocos segundos. La regulación secundaria, por otra parte, es más lenta que la regulación primaria estableciendo su actuar en el orden de pocos minutos, y su objetivo apunta a los desvíos en la previsión de demanda y modificaciones de programas de generación. Además permite recuperar la condición inicial de la regulación primaria y por lo tanto recuperar estas reservas.

Es necesario destacar, que los requerimientos de recursos para el control de frecuencia, son determinados anualmente en el estudio "Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas", donde se establecen los cálculos del nivel de reserva necesaria ante distintas contingencias como atender las variaciones instantáneas de la demanda, reestablecer el equilibrio generación-demanda ante desconexión intempestiva de generación, entre otras según su porcentaje de probabilidad de ocurrencia. [19]

Finalmente, existen los servicios de Regulación Terciaria y Reserva no Sincronizada, estas acciones de control de frecuencia no son utilizadas actualmente en Chile ni tampoco se encuentran definidas según la normativa vigente (NTSyCS [18] y DS130 [11]), sin embargo, son ampliamente utilizados en sistemas eléctricos de otras partes del mundo [20]. La Regulación Terciaria posee las mismas características que la secundaria (generalmente manual y con instrucciones centralizadas), sólo que con un tiempo de acción entre 15 a 30 minutos y que permite la recuperación de la reserva secundaria ante contingencias. Por otra parte, la Reserva no Sincronizada, forma parte de unidades que no están conectadas a la red, de donde se distinguen la reserva caliente, que son unidades térmicas con temperatura suficiente en las calderas para tomar carga rápidamente, y la reserva fría, unidades apagadas pero que pueden estar disponibles en al menos 30 minutos. [7]

2.1.2.b. Servicio de Control de Tensión

Es el conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación de las barras del SI dentro de una banda predeterminada (Capítulo N°7 NTSyCS [18]), las cuales son realizadas por equipos que inyectan y/o absorben potencia reactiva (generadores, compensadores de reactivos, reactores, condensadores, entre otros) y además, elementos de control de tensión tales como transformadores con cambiador de tap bajo carga. Para prestar este servicio se distinguen dos acciones:

- Control de tensión automática con el objeto de mantener la tensión en una barra determinada, generalmente ejercida por un regulador automático de tensión (AVR)

de una unidad generadora, u otros dispositivos tales como compensadores estáticos de tensión.

- Control de tensión manual ejercida de forma centralizada para coordinar las acciones de control de los reguladores locales, con el fin de administrar la inyección de reactivos y restablecer las reservas de potencia reactiva que fueron utilizadas por el control de tensión automática.

2.1.2.c. Plan de Recuperación de Servicio

Ante eventos inesperados o fallas en el sistema eléctrico, dependiendo de la gravedad, este puede llegar al colapso. El colapso está referido a variaciones inaceptables de algunos parámetros del sistema (tensión, corriente, frecuencia) por sobre sus rangos de operación segura, lo que desencadena la actuación de protecciones (que aseguran seguridad de equipos, líneas, personas) que van desconectando elementos y/o áreas del sistema, hasta en el más catastrófico de los escenarios, llegar a un *black-out* (pérdida de suministro de energía eléctrica) de varias zonas, o total de la red eléctrica.

Con el fin de recuperar el abastecimiento de energía, y en busca de retornar al estado normal de operación del sistema, las plantas generadoras deben poseer capacidad de arranque autónomo (sin conexión a la red) o *Black-Start* sin necesidad de suministro eléctrico externo. Además, deben tener las herramientas para controlar la tensión, suministrando o consumiendo los reactivos suficientes durante todo el proceso de restablecimiento del servicio.

El plan de recuperación de servicio (PRS) corresponde al conjunto de acciones coordinadas entre el centro de control y los centros de consumo, para que de manera segura, confiable y organizada, sea posible restablecer el suministro eléctrico en las zonas afectadas por un apagón total o parcial, en el menor tiempo posible.

Para que las unidades generadoras puedan brindar este tipo de servicio, es necesario que cuenten con algunas especificaciones técnicas dentro del plan que define el coordinador del sistema. Este plan, queda íntegramente detallado en el "Estudio para PRS", que tiene una periodicidad anual, y donde se especifican los recursos existentes, se definen los estándares para los parámetros del sistema, nuevos recursos que haya que implementar, entre otros términos. [21]

2.1.2.d. Esquemas Específicos de Desconexión de Carga

En la actual Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) [18], se establecen recursos de control de contigencias, los cuales se componen por: EDAC (Esquema de desconexión automática de carga), EDAG (Esquema de desconexión automática de generación)y ERAG (Esquema de reducción automática de generación).

La prestación de este servicio tiene por objetivo, controlar las contingencias en el sistema, respetando la aplicación del criterio N-1 en la programación de la operación que realiza el coordinador de la red, y poder mitigar la propagación de la falla al resto de instalaciones, evitando la salida incontrolada de las mismas. Dentro de los EDAC podemos encontrar varios tipos entre los que destacan:

- **EDAC por Contingencia o Señal Específica:** Conjunto de equipos destinados a

desconectar en forma automática a usuarios abastecidos desde el sistema, sean éstos distribuidores o clientes no sometidos a regulación de precios, mediante la emisión de órdenes de desenganche directo sobre interruptores que alimentan potencia conectada. Esta acción se lleva a cabo a través de la supervisión y detección de un cambio de estado o de variables eléctricas anormales específicas, ya sea de manera local o remota, para efectos de evitar la propagación de fallas al resto de las instalaciones.

- **EDAC por Subfrecuencia o Subtensión:** Similar al conjunto de equipos anterior, pero con la diferencia de que las órdenes de desenganche se realizan sobre distintos interruptores que alimentan los consumos, al detectar condiciones anormales en el SEN que ponen en riesgo su estabilidad de frecuencia o de tensión.
- **Desconexión Manual de Carga:** Corresponde a la instrucción que determina e instruye la DO o el CDC, según corresponda, para el desprendimiento de consumo en las instalaciones de distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios, con la finalidad de preservar los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la NTSyCS.

2.2. Optimización de Energía y Reserva

Los objetivos de las reformas regulatorias en la industria eléctrica, buscan la mayor eficiencia y seguridad posible para la provisión de la generación hacia los consumidores finales. Dentro de lo abordado en incisos anteriores, se sabe que los antiguos modelos de mercado categorizados como monopolios naturales, y que poseen centralización de los agentes del mercado, han sido paulatinamente reemplazados por mercados competitivos que incentivan la inversión, ayudando a lograr un sistema más eficiente, pero que en general, requieren diseños o reglas complejas de mercado para evitar incorrectos ejercicios de poder por parte de las empresas participantes. Además, el principal objetivo para avanzar hacia mercados competitivos, es la posibilidad de establecer un precio "justo y razonable" para los agentes del mercado, es decir, que de manera general, tanto el vendedor, como el comprador de energía, puedan cumplir sus objetivos y beneficiarse equitativamente. [16]

Comenzando desde la base de un mercado competitivo establecido para el producto principal que es la energía, ahora existe una tendencia para generar ofertas competitivas hacia otros productos, como reserva para regulación, reserva en giro, y otros tipos de servicios complementarios. Esto forma parte de una nueva perspectiva que se instaura en el sistema de Chile, con la llegada de la nueva Ley de Transmisión [8], pero ha sido ampliamente utilizado en otros lugares del mundo, siendo pioneros los integrantes del mercado eléctrico de Nueva Zelanda [22], Australia [23] y Estados Unidos (ISO-New England, CAISO, PJM) [12]. En estos mercados los participantes pueden ofertar tanto para energía (ofertas de energía) como para reservas (ofertas para provisión de reservas), ya sea primaria, secundaria o terciaria dependiendo del sistema.

Establecer la eficiencia económica del sistema, requiere de una definición efectiva y balanceada de las reglas de cada mercado (spot de energía y servicios complementarios), que permitan monitorear y mitigar el poder de mercado de los agentes participantes. En los apartados anteriores queda expuesto que la energía y la reserva para regulación, son usos complementarios y al mismo tiempo sustitutos parciales, pues una unidad generadora

debe desviarse del despacho óptimo de energía para proveer reserva (tanto de subida como de bajada). [24]

Para entender con mayor claridad una de las problemáticas claves abordada en este trabajo, que consta, en cómo decidir entre la cantidad de energía que se debe asignar a cada máquina, respecto de la cantidad de reserva que se debe mantener en la misma, se presentan dos casos que ejemplifican de manera simple los beneficios en los costos del sistema, que se logran al asignar de forma óptima las reservas. En ambos casos se parte de la premisa de un despacho uninodal, en un sistema que consta de 4 generadores y una carga, conectados en el mismo punto. Además, es necesario aclarar que se desarrolla un esquema netamente explicativo, por lo que se asume que el sistema requiere de un sólo tipo de reserva, y que los costos totales de cada generador son iguales a su costo marginal por brindar un MW adicional al sistema (análogo a considerar una curva de costo variable (CV) igual a una línea recta para cada unidad).

Por otro lado, el esquema de mercado para la energía será un mercado marginalista, y la reserva se asignará como un mandato del operador para mantener la seguridad del sistema. Así, no existirá mercado de ofertas para la reserva y se remunerará de acuerdo al costo de oportunidad que incurre una unidad al suministrar reserva en vez de energía. Considerando todo lo anterior, los casos se presentan a continuación:

- **Caso 1:** El primer caso se muestra en la Figura 2.1, donde se presenta el diagrama uninodal, las características de cada generador, y los requerimientos del sistema (Demanda y Reserva). Además, destacar que el criterio utilizado para cumplir con la reserva del sistema, es distribuir equitativamente el requerimiento total de reserva, entre todas las unidades con capacidad de aportarla. Este criterio no se desapega de la realidad del sistema chileno, ya que es muy similar al empleado por el operador del sistema para definir la reserva en la zona del Norte Grande del país.

  Notar que sólo los generadores $G2$ y $G4$ tienen la capacidad de brindar reserva, por lo tanto, no todas las máquinas son capaces de abastecer este servicio, lo que también es concordante con la realidad del sistema chileno, donde se deben cumplir requerimientos técnicos específicos para poder aportar reserva primaria o secundaria, tal como se explica en 2.1.2.a, que no todas las unidades son capaces de cumplir.

  Por otro lado, si se observa el resultado del despacho óptimo, es claro notar que las unidades de menor costo son despachadas inicialmente, seguidas por la de mayor costo hasta completar la potencia requerida, finalizando en un costo marginal del sistema de $20[\frac{USD}{MWh}]$ que viene dado por la última unidad en entrar al despacho de energía, es decir, el generador $G4$. La reserva es aportada de forma equitativa por las unidades $G2$ y $G4$. Con todo esto se abastece sin problemas tanto la demanda como el requerimiento de reserva del sistema.

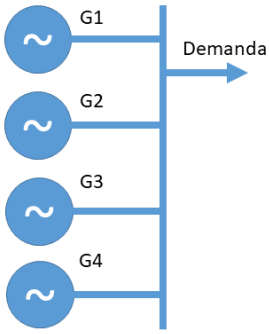
  Si se analizan los costos del despacho por energía, es casi inmediato notar que la remuneración (ingreso) de cada generador, por concepto de energía, será la cantidad de potencia que inyecta multiplicado por el costo marginal del sistema. Ahora, para valorizar la reserva, se utiliza el costo de oportunidad (CO) en que incurre cada generador para brindar reserva en vez de producir energía. En otras palabras, es el *valor de la mejor opción no realizada*, por ejemplo, el generador $G2$ podría ser despachado en totalidad de su capacidad para suministrar energía y remunerado por eso, sin embargo, debe limitarse su despacho, para mantener una cantidad de reserva que

asegure la seguridad del sistema. Así, este generador podría estar ganando la diferencia entre el costo marginal del sistema, y su propio costo variable (CV), diferencia que matemáticamente puede expresarse como $20[\frac{USD}{MWh}] - 10[\frac{USD}{MWh}] = 10[\frac{USD}{MWh}]$. Por lo tanto, incurre en un costo de oportunidad de $10[\frac{USD}{MWh}]$ por aportar reserva en lugar de energía, costo que es considerado en el despacho y que es remunerado a la unidad $G2$ por cada MW de reserva que brinda al sistema.

Con lo anterior, se obtiene el costo del despacho de cada unidad generadora, presentando un costo total del sistema de $6200[USD]$. Luego se calculan los ingresos que le corresponden a cada máquina participante del programa de despacho. El proceso de cálculo de ingreso es bastante simple, y corresponde a la diferencia entre el ingreso bruto (cantidad de potencia multiplicado por el costo marginal del sistema), y el costo de generación (cantidad de potencia multiplicado por el costo variable de la unidad). Notar que el ingreso neto del generador $G4$ es nulo, debido a que es la última unidad que ingresa al despacho, y se conoce como "unidad marginal", ya que el costo variable de esta máquina define el costo marginal del sistema, y por lo tanto, el precio que se le paga por cada MW es igual al gasto que incurre para generarlo, finalmente su beneficio neto es cero.

Por otro lado, para $G2$ el ingreso neto por reserva es cero, aun cuando se le asigna un pago correspondiente. Debido a que la remuneración que recibe por prestar este servicio (200 [USD]), es idéntico al costo de oportunidad de este generador, resultando en una utilidad nula para la unidad. Así, se deja claro que a cada unidad que presta reserva, se le reconoce solo su costo de oportunidad por no participar en el mercado de energía, lo que no genera demasiados incentivos para proveer este servicio.

Características	G1	G2	G3	G4
Pmax [MW]	100	100	100	100
Pmin [MW]	10	10	10	10
Rmax [MW]	0	30	0	30
Rmin [MW]	0	10	0	10
CV [USD/MWh]	5	10	15	20
Despacho Óptimo				
Potencia Generada[MW]	100	80	100	20
Reserva [MW]	0	20	0	20
CMg Sistema [USD/MWh]	20			
Costos Despacho				
Costo Energía [USD]	2000	1600	2000	400
Costo Reserva [USD] (Incluye CO)	0	200	0	0
Costo Total Sistema (E+R)	**6200 [USD]**			
Ingresos Netos para cada Generador				
Energía [USD]	1500	800	500	0
Reserva [USD]	0	0	0	0
Ingresos Totales	1500	800	500	0



Requerimientos del Sistema	
Demanda	300 [MW]
Reserva	40 [MW]

Figura 2.1. *Caso 1: distribución equitativa de reserva entre las unidades generadoras (Fuente: Confección Propia).*

- **Caso 2:** El segundo caso se presenta en la Figura 2.2, y se consideran condiciones idénticas al caso anterior, con la excepción de que el criterio para definir la cantidad

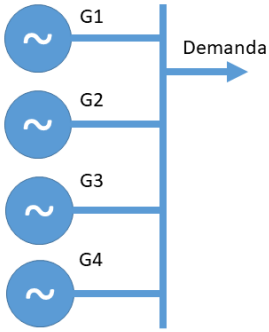
de reserva que debe aportar cada unidad, se basa en una distribución óptima de los recursos, tomando en cuenta el abastecimiento de energía con máquinas de bajo costo y permitiendo cantidades distintas de reserva para las unidades del sistema.

Los resultados son muy similares al caso anterior, se abastece adecuadamente la demanda y los requerimientos de reserva, además de que las unidades participantes del despacho se encuentran en puntos de operación que respetan sus restricciones técnicas. El costo marginal del sistema es de $20[\frac{USD}{MWh}]$ y la unidad marginal es el generador G4.

El cambio, respecto al primer caso, es que ahora la unidad $G2$ sólo contribuye con $10[MW]$ de reserva, y el resto son aportados por $G4$. Con esto aumenta la consigna de potencia para energía de $G2$, lo que lógicamente presenta un aporte para el sistema, pues se abastece demanda con energía de menor costo. Por lo tanto, si se observa el costo total del despacho (energía y reserva) es de $6100[USD]$, y que al compararlo con el costo total del despacho del caso anterior, puede notarse un ahorro de $100[USD]$ en el costo de operación del sistema, debido a localizar de forma óptima la cantidad de reserva que debe aportar cada unidad generadora.

Además, se puede observar que los ingresos netos para cada generador son idénticos al primer caso, a excepción de $G2$ quien aumentó su utilidad neta, lo que implica que no sólo hubo una disminución del costo total de la operación del sistema, sino que los generadores no vieron disminuidos sus beneficios, por lo tanto la ganancia sistémica es clara, y queda en evidencia que una adecuada distribución de los recursos de energía y reserva de cada máquina, se traduce en un menor costo de operación, y en una red más eficiente técnica y económicamente.

Características	G1	G2	G3	G4
Pmax [MW]	100	100	100	100
Pmin [MW]	10	10	10	10
Rmax [MW]	0	30	0	30
Rmin [MW]	0	10	0	10
CV [USD/MWh]	5	10	15	20
Despacho Óptimo				
Potencia Generada[MW]	100	90	100	10
Reserva [MW]	0	10	0	30
CMg Sistema [USD/MWh]	20			
Costos Despacho				
Costo Energía [USD]	2000	1800	2000	200
Costo Reserva [USD] (Incluye CO)	0	100	0	0
Costo Total Sistema (E+R)	**6100 [USD]**			
Ingresos Netos para cada Generador				
Energía [USD]	1500	900	500	0
Reserva [USD]	0	0	0	0
Ingresos Totales	1500	900	500	0



Requerimientos del Sistema	
Demanda	300 [MW]
Reserva	40 [MW]

Figura 2.2. *Caso 2: distribución óptima de reserva entre las unidades generadoras (Fuente: Confección Propia).*

Con los casos anteriores, queda demostrado de forma simple, que dependiendo de la distribución de reserva que se asigne a las unidades en el despacho, pueden obtenerse

beneficios en el costo de operación del sistema. Además, en los ejemplos presentados, no se considera un mercado competitivo para la reserva, lo que sería un factor agregado muy importante, ya que se incentiva económicamente a las unidades a brindar ofertas, contrario a los mandatos donde sólo se obliga a los generadores a prestar reserva y luego se les paga por ello, lo que contribuye a que se originen una gran cantidad de escenarios adicionales que deben tenerse en cuenta, tales como, ofertas de reserva a precios bajos por parte de unidades costosas que no participarían en el despacho de manera habitual pero que pueden recibir ingresos por prestar reserva, ofertas de reserva tendiendo a un valor alto dada la incertidumbre y el riesgo asociado que percibirá cada generador, ofertas de reserva tendiendo a un valor bajo debido a la competencia entre distintas generadoras por percibir ingresos por este servicio, entre otros. En fin, al presentar ofertas el riesgo quedará en manos del agente que la presenta, y si bien, pueden originarse distintos escenarios en comparación con los ejemplos planteados, seleccionar de forma óptima la cantidad de reserva sigue siendo el problema central, buscando la optimización de la operación técnica y económica del sistema.

De manera general además, se pueden considerar dos formas comúnmente utilizadas para definir los precios del mercado eléctrico. La primera conocida como *pay-as-bid*, paga al oferente el precio de su oferta correspondiente, es decir, a cada oferente se le paga un precio dado por la oferta que presentó. Por ejemplo, si se consideran dos generadores $G1$ y $G2$, y dos ofertas correspondientes a cada generador $O1$ y $O2$, luego de resolver el mercado y entendiendo que ambos son seleccionados para proveer reserva, al generador $G1$ se le pagará $O1$ y al generador $G2$ se le pagará $O2$, independiente de que una oferta sea mayor que la otra.

Por otro lado, la segunda forma es el sistema *pay-as-cleared* o también conocido como marginalista, donde a cada oferente se le paga el mismo precio, dado por la oferta marginal o de mayor precio incluida en el despacho, independiente de la oferta que haya realizado. Por ejemplo, si nuevamente se consideran los generadores y ofertas del ejemplo anterior, y ahora asumimos que $O1 < O2$, es decir, la oferta 2 tiene un precio superior a la 1 y conforma la oferta marginal, que resulta posterior a la optimización y corresponde al precio sombra[4] de la restricción de reserva. Luego de resolver el mercado, al generador $G1$ se le paga $O2$ y $G2$ recibe un pago de $O2$, por lo que en este caso, si tiene importancia el resto de ofertas del mercado.

Ambas formas de resolución de mercado son utilizadas en distintos sistemas a lo largo del mundo, cada una presenta ventajas y desventajas (algunas se muestran en la Tabla 2.1), pero existe una tendencia en considerar que el sistema *pay-as-cleared* incentiva mayor competencia de mercado, y beneficia en menores costos al sistema [25] [4]. Por lo tanto, la elección de *pay-as-bid* o *pay-as-cleared* originará escenarios distintos que deben considerarse al establecer un mercado competitivo.

Considerando lo anterior, y sin pérdida de generalidad, en el presente trabajo se utiliza *pay-as-bid* para resolver el mercado de reserva. Ya que, según lo indicado en el nuevo Reglamento de servicios complementarios (en proceso de trámite para toma de razón ante la Contraloría General de la República[5]), se establece este mismo mecanismo (*pay-as-bid*) para la resolución de las subastas de dichos servicios.

[4]El precio sombra es frecuentemente utilizado para referirse al valor del multiplicador de Lagrange en un problema de optimización, el cual representa la variación de un objetivo dado al contar con una unidad adicional de un cierto recurso limitado [6].

[5]`http://www.energia.gob.cl/sobre-el-ministerio/reglamentos-en-tramite`

	Pay-as-bid	**Pay-as-cleared**
Ventajas	Posee menor volatilidad en los precios de mercado, debido a curva de oferta más plana que pay-as-cleared	Permite una solución generalmente con menores costos para el sistema, pues incentiva a realizar ofertas al menor precio posible para el oferente, quién buscará maximizar sus beneficios
	Reduce la habilidad e incentivos de los oferentes para ejercicios de poder de mercado que causen manipulación negativa de los precios en el sistema	Es utilizado en la mayor parte de mercados eléctricos en el mundo(numerosa información con experiencia práctica), por lo tanto, es un enfoque probado y que funciona correctamente
Desventajas	Resolución generalmente menos eficiente económicamente en comparación a pay-as-cleared, pues recursos de bajo costo tienden a ofertar a un alto precio para maximizar sus beneficios, lo que puede producir que sean reemplazados por recursos de mayor costo (menos eficientes) al elevar demasiado sus precios.	Existe en general mayor volatilidad en los precios debido a su curva de oferta creciente en forma de palo de hockey, sin embargo, refleja con precisión las señales de precio para los oferentes del mercado
	Crea desventajas para nuevos participantes o pequeños agentes con poca información sobre el resto de oferentes del mercado	Requiere un importante monitoreo y mitigación del poder de mercado, pues es más susceptible a ejercicios de manipulación que afecten el precio de mercado

Tabla 2.1

Comparación entre principales características de la resolución del mercado a través de pay-as-bid y pay-as-cleared (marginalista). (Fuente: [3] y [4])

Crear las reglas correctas para establecer el precio adecuado de la reserva, y de los servicios complementarios en general, no es una tarea sencilla. Sobre todo si el sistema posee un modelo de mercado competitivo para la prestación de estos servicios, tal y como el que se plantea en la nueva reforma para el sistema chileno, donde el operador de la red (Coordinador Eléctrico Nacional) debe determinar el nivel óptimo de seguridad que requiere el sistema, y considerando también, la característica jerárquica o de orden de mérito que posee la reserva (una unidad que puede entregar reserva rápidamente, es de mayor calidad que aquella que posee una respuesta más lenta para proveer reserva) esta-

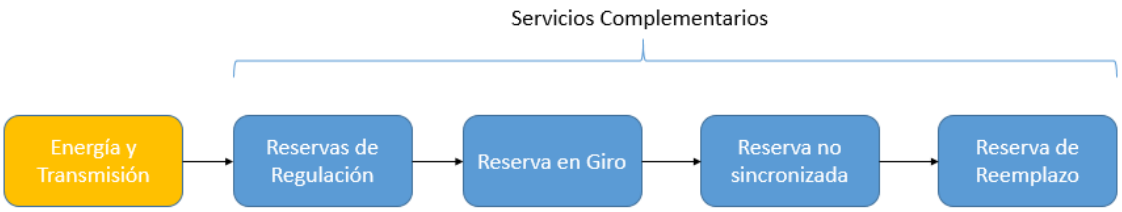


Figura 2.3. *Subasta secuencial de servicios complementarios. (Fuente: [1])*

blecen un camino dificultoso donde varias alternativas pueden ser válidas. Además, ya que el precio de mantener funcionando el sistema es costeado por los usuarios, el operador no sólo debe minimizar el costo de obtener servicios complementarios (reserva), sino también establecer el límite de servicios que verdaderamente es necesario adquirir para mantener la seguridad. Debido a todo esto, se hace indispensable entender la forma óptima en que debe resolverse el mercado, y para ello existen diferentes metodologías que han sido evaluadas ampliamente en distintos sistemas [26] [6] [12] . Para objetivos de este trabajo, se presentan dos alternativas, la metodología de optimización secuencial y la metodología de co-optimización de energía y reservas, para buscar la operación eficiente del mercado.

2.2.1. Metodología Secuencial

La optimización secuencial, o también conocida como despacho secuencial, puede entenderse como una extensión de un modelo de lista de mérito, en donde los mercados se van resolviendo progresivamente luego de que el anterior haya sido resuelto. Por ejemplo, puede realizarse en primera instancia el despacho del mercado de energía, seguido luego por el mercado de reserva primaria o de rápida contingencia, y culminando con el mercado de reserva secundaria o de menor tiempo de respuesta. Puede notarse entonces, que las distintas ofertas presentan un mérito o "calidad" determinada que va posicionando su respectivo orden de despacho. Además, una misma unidad generadora va reduciendo su capacidad a medida que sus ofertas son seleccionadas en la secuencia de despacho. Por otro lado, la prioridad para la secuencia es determinada por la rapidez de respuesta del servicio, y dependiendo del diseño de mercado que tenga el sistema, algunas ofertas de reservas de buena calidad, por ejemplo reserva primaria, que no hayan entrado al mercado de reserva primaria, se pueden ofertar nuevamente para los siguientes mercados (reserva secundaria o terciaria). [27] [12]

En la Figura 2.3 se muestra como son adquiridos los diferentes tipos de servicios complementarios por el operador, en donde inicialmente se cierra el mercado de la energía y de la transmisión para la gestión de congestiones, y luego de forma secuencial, se van adquiriendo los servicios de reserva. La principal ventaja de esta optimización de mercado, es que presenta un esquema relativamente simple, en donde el carácter voluntario de la participación en las subastas, permite que las eficiencias proporcionadas por un *pool* optimizado, sean capturadas sin tener que lidiar con todos los problemas asociados a herramientas complejas de software de optimización [28].

Los modelos de mercados basados en una optimización secuencial, se originan bajo la premisa de que la participación es voluntaria, sin ninguna otra obligación de largo plazo más que una tarifa general aprobada por el regulador, y que la competencia en el mercado sería incentivada dentro de lo posible. Por lo tanto, existe una clara necesidad de un

operador del sistema con exclusiva autoridad para manejar el equilibrio entre los agentes del mercado (precio justo y razonable). Todo esto para evitar el manejo de ofertas de los generadores que quieran aumentar de forma desmedida el precio de la energía. [29] [12]

En la metodología secuencial, luego de que el despacho de energía se haya realizado, los mercados para servicios complementarios comienzan a optimizarse de manera sucesiva. Así, si se considera un mercado donde se oferte sólo un tipo de reserva, y se supone ya resuelto el mercado de energía, la formulación matemática del modelo sería la siguiente:

$$min \sum_{i=1}^{N} CR_{i,t} \cdot PR_{i,t} \tag{2.1}$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^{N} PR_{i,t} \leq PR_t^{sist} \tag{2.2}$$

$$PR_{i,t}^{min} \leq PR_{i,t} \leq PR_{i,t}^{max} \tag{2.3}$$

Donde i son solo unidades ya seleccionadas en el mercado de energía en el período t, $CR_{i,t}$ corresponde al costo de la oferta de reserva i en el bloque horario t, $PR_{i,t}$ corresponde a la potencia para reserva de la unidad i en el bloque t, PR_t^{sist} es la potencia total de reserva requerida por el sistema en el período t y $PR_{i,t}^{min}$ junto $PR_{i,t}^{max}$ son los límites mínimo y máximo de la capacidad de potencia de reserva que puede brindar la unidad i en el período t. [1]

El modelo presentado sólo toma en cuenta la oferta por capacidad de reserva, sin considerar que esta sea requerida o no, por el operador del sistema, por lo tanto, los agentes deben considerar el costo de oportunidad en su oferta. Es decir, si ocurre alguna contingencia y el operador activa la reserva, la unidad no recibirá remuneración adicional, y sólo se le pagará la oferta ya subastada. Además, de acuerdo a si se utiliza un esquema *pay-as-bid*, a cada oferente se le pagará el precio al que ofertó, por otro lado si se prefiere usar *pay-as-cleared*, se costeará respecto de la oferta más costosa aceptada en la subasta. Por lo tanto, matemáticamente pueden existir algunos cambios en el modelo base anteriormente expuesto, dependiendo de las características del mercado, y los requerimientos del sistema, que pueden ser, definición de zonas con distintos requisitos de reserva, regiones donde se priorice un tipo de reserva sobre otro, asignar un mérito de distribución de reservas (zonas maestro esclavo), entre otros, que pueden agregar nuevas restricciones, o cambiar levemente la función objetivo presentada en 2.1.

Éste tipo de metodología se ha utilizado en diversos sistemas, y con el fin de facilitar la comprensión sobre el tema, se presenta a continuación una breve reseña sobre la experiencia en otros sistemas a lo largo del mundo al resolver de manera secuencial la energía y reserva.

2.2.1.a. Nord Pool - Nordic Power Market

El mercado eléctrico de los países nórdicos de Europa (Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca) también conocida como *Nordic Power Market* (Figura 2.4), fue el primer mercado eléctrico en establecer un intercambio internacional completamente abierto de energía, luego de varias reestructuraciones llevadas a cabo durante la década de 1990,

Figura 2.4. *Sistema eléctrico de los países nórdicos y división de regiones del mercado.*

donde el primer paso fue realizado por Noruega en Junio de 1990 cuando se convierte en el primer país en introducir un mercado competitivo a su sistema eléctrico. La integración de estos mercados involucró remover las barreras de intercambio entre los países y establecer un sólo mercado común de intercambio de energía (Nord Pool), donde los participantes pueden comprar y vender el recurso eléctrico. La principal motivación de la unificación de los mercados es aumentar la eficiencia de cada uno de los países participantes, al contar con un mix de generación mucho más amplio y variado, sumando las características propias de cada uno. Así, las principales plantas de producción de Finlandia y Dinamarca basadas en energía térmica, se suman al alto nivel de generación hidroeléctrica que posee Noruega[6], y por su parte, Suecia colabora con plantas hidro y nucleares, con lo que se potencia las principales características de cada sistema, logrando así una eficiencia global de la región nórdica.

El operador del sistema que maneja esta bolsa de transacciones de energía al por mayor es el Nord Pool, cuyo objetivo es proveer una resolución segura y eficiente de los mercados *Day-Ahead* e *Intradiario* hacia los consumidores finales. Alrededor de 380 compañías realizan transacciones de energía en este mercado, que inició con los países nórdicos, pero que ya ha integrado más de 8 países dentro de su resolución de mercado spot (Noruega, Alemania, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Gran Bretaña, Latvia, Lithuania y Suecia [30]). Su diferencia con otros sistemas, es que el operador del mercado (Nord Pool) puede ser otra compañía independiente del operador de la transmisión, que corresponde a una organización neutra y no comercial, propia de cada país, que se preocupa de mantener los requerimientos técnicos para fijar la frecuencia dentro de los $50[Hz]$ (Ej: Energinet.dk es el operador de la transmisión de Dinamarca).

El modelo de mercado abierto y desregulado contiene muchas ventajas, como su liquidez[7] y gran número de compradores y vendedores habilitados para transar todo el tiempo, pero también posee una consecuencia donde debe realizarse la división entre actividades

[6]Más del 90 % de la producción de energía eléctrica en Noruega está basada en generación hidroeléctrica.

[7]Habilidad de comprar y vender rápidamente un activo particular sin incurrir en altos costos de transacción ni causar un cambio importante en su precio.

competitivas y no competitivas en la industria eléctrica. Por lo tanto se deben entender los principales roles en mercado eléctrico de la región nórdica: [31] [2]

- **Regulador:** Existen autoridades regulatorias que controlan el poder de mercado, tanto de dueños de redes u operadores de transmisión, como las responsabilidades del operador del sistema. Suelen ser autoridades nacionales que además regulan las transacciones en el mercado físico y financiero.
- **Operador de Mercado:** El *Nordic Power Exchange*, Nord Pool, es el único punto en común para el mercado nórdico de energía. El comercio bilateral se organiza, hasta cierto punto, en mercados minoritarios.
- **Operador del sistema de transmisión (TSO):** Los cinco TSO en el area nórdica son dueños de su respectiva red nacional (*Network Owner*), y son responsables de la coordinación entre productores, consumidores y otros dueños de redes.
- **Network Owner:** Es el dueño de la red de transmisión eléctrica, opera y mantiene las líneas y se preocupa de realizar las mediciones de consumo y producción, y comunicarlas al TSO. Además es obligado a permitir el acceso de terceros.
- **Agentes de mercado:** Productores, consumidores, o agentes de intercambio, quienes son registrados como miembros de intercambio en el Nord Pool y que operan bilateralmente.
- **Retailers:** Actúan como una conexión entre el mercado y el consumidor final. El retailer comunica la demanda de su consumidor al mercado eléctrico, compra energía del mercado y se la puede vender a varios consumidores. La energía puede comprarse en el Nord Pool, o directamente de un generador local (contrato bilateral). Algunos ejemplos de Dinamarca pueden ser SEAS-NVE, Syd Energi y NRG.

El actual mercado de la región nórdica, consiste en una división específica de mercados más pequeños clasificados según la duración de sus ofertas [32] [31] , donde se encuentran:

- **Mercado Financiero:** Es un mercado comercial, donde se firman contratos para asegurar precios. Es posible acordar un contrato futuro por ejemplo para abastecer $100[MW]$ durante el próximo año. Contratos financieros gestionan los riesgos y son esenciales para el mercado en ausencia de mercados contractuales físicos a largo plazo.
- **Day-Ahead (Spot Market):** El mercado central de la región nórdica es el mercado spot (Nord Pool Spot o Elspot) donde se intercambian los mayores niveles de energía y se establece el precio de esta para cada hora del día siguiente. El intervalo de tiempo para efectuar los intercambios es un horizonte entre 12 y 36 horas hacia adelante, y se realiza para el período siguiente de 24 horas. El precio del sistema y el precio de cada área son calculados después de que todas las ofertas de los participantes hayan sido recibidas hasta las 12 : 00 CET. Las ofertas de los participantes consisten en un precio y volumen horario en una cierta área de oferta, éstas pueden variar de acuerdo a los bloques del día tanto para compradores como para vendedores.

  El precio es determinado con la intersección entre las curvas de demanda y generación para cada hora, tomando en cuenta la restricciones propias de las líneas de

transmisión, la curva de demanda, y las ofertas de vendedores y compradores. Esta forma de calcular el precio es conocida como acción doble, porque tanto compradores como vendedores de energía han presentado ofertas. El algoritmo utilizado para resolver este mercado se conoce como *EUPHEMIA* ([33]), y se ha ido desarrollando e integrando para convertirse en el encargado de resolver el mercado Day-Ahead de toda Europa.

Este algoritmo divide en varias zonas las principales regiones de Europa en donde se utiliza y permite resolver un problema de programación cuadrática entero mixto, cuyo principal objetivo es maximizar el bienestar social[8], entregando como resultado los precios de mercado de cada zona, los flujos entre áreas interconectadas, los bloques de oferta ganadores, entre otros. Sus datos de entrada se basan en distintos bloques de ofertas, tanto de demanda como de generación de energía, los cuales presentan varias opciones de formato (simples, exclusivos, enlazados por mérito, flexibles, entre otros) que pueden utilizar los participantes para realizar sus ofertas. Además, dentro de la optimización se consideran algunos parámetros técnicos como: límites de potencia en las principales líneas de transmisión, pérdidas y restricciones horarias de rampa de potencia para cada zona de oferta. [33]

Es necesario notar que las ofertas son únicamente de energía (no considera ofertas de reserva), además, si bien la optimización posee restricciones encargadas de mantener el balance entre generación y demanda, no se utiliza restricciones cuyo objetivo sea mantener un nivel de reserva para control de frecuencia. Por lo tanto, este mercado (day-ahead), resuelto mediante el algoritmo *EUPHEMIA*, está configurado para involucrar solo transacciones de energía.

- **Mercado Intradiario (Elbas):** El mercado intradiario es un mercado para un continuo intercambio de productos, donde las transacciones son resueltas automáticamente hasta una hora antes de despachar la oferta. Dado a que el tiempo desde que ocurre la fijación de precios y planes de demanda-generación en el mercado spot, hasta las horas reales de entrega pueden ser casi 36 horas, existen desviaciones que se producen involuntariamente. Estas desviaciones pueden ser cambios imprevistos en la demanda, problemas en líneas de transmisión, o pronósticos incompletos de generación eólica. Para mitigar estas desviaciones durante el día de operación, existe Elbas, donde se generan contratos y negociaciones horarias, desde el cierre del mercado spot, hasta 60 minutos antes de la hora de funcionamiento. Sin embargo, la liquidez de este mercado es limitada, pues existe mucha variación y poca cantidad de oferta en comparación al mercado spot. Es más, durante el año 2017 el volumen total de energía transado en Elbas de toda el área nórdica fue de 6,7$[TWh]$, que representa solo un $1,7\,\%$ del total de energía intercambiado en el mercado spot (394$[TWh]$) [34], lo que muestra claramente esta limitación.

- **Mercado de Balance:** Es un mercado gestionado por el TSO con el objetivo de obtener una frecuencia estable en la red de transmisión. Puede ser dividido en reserva primaria (FCR), reserva secundaria (aFRR) y reserva terciaria (mFRR). FCR y aFRR son activadas automáticamente, mientras que mFRR es una reserva manual utilizada para prevenir el excesivo uso de reserva automática, o reestablecerla luego

[8] El bienestar social o *social welfare*, es el valor total de la resolución del mercado day-ahead, representado como función del excedente del productor, el excedente del consumidor y las tarifas por congestión en las interconexiones.

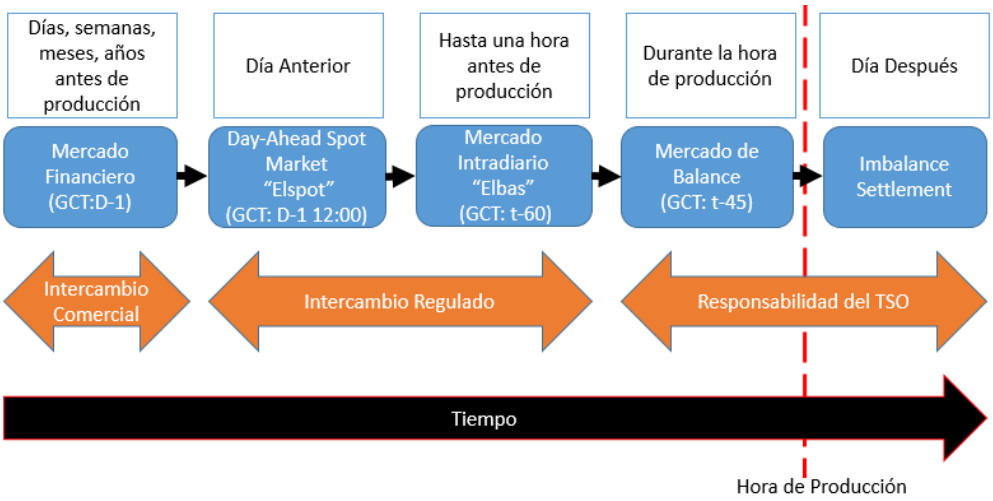


Figura 2.5. *Distintos mercados para diferentes lapsos temporales en el sistema nórdico. (Fuente: [2]*

de que haya sido requerida. La activación puede comenzar en cualquier momento del día y la duración puede variar.

Las reservas automáticas son compradas en el mercado, y dependiendo del tipo pueden recibir pago como reserva, o como energía (o ambos). Como su nombre lo indica, son activadas automáticamente de acuerdo a las desviaciones de frecuencia, pero son costosas y poseen capacidad limitada. La mFRR, por otro lado, es definida como unidades de generación o demanda que puedan ser totalmente activadas en a lo más 15 minutos. En los países nórdicos, existe un mercado común para mFRR, conocido como *common Nordic merit order list*, donde las ofertas para proveer reserva de regulación son ordenadas según su precio, y pueden ser ofrecidas, ajustadas o removidas hasta 45 minutos antes de la hora operativa. Cada oferente posee un tamaño de oferta mínimo de $5[MW]$ y un máximo de $50[MW]$, que pueden referirse a una planta generadora, o a un grupo de instalaciones menores. [35]

- **Imbalance Settlement:** Es un mercado que toma lugar luego de la hora operacional y es responsabilidad del TSO. Es utilizado para realizar las remuneraciones correspondientes a los respectivos oferentes que por uno u otro motivo no producen de acuerdo a su plan. Es decir, si un productor falla en su producción acordada, el productor debe ingresar a este mercado para comprar reserva al TSO. Así, este agente del mercado debe interactuar con el TSO, cuando su compra y venta están desequilibradas.

En la Figura 2.5 puede observarse la distinción entre los distintos mercados de la región nórdica y su tiempo de resolución. Puede notarse que corresponde a un proceso secuencial, donde las ofertas se van presentando en mercados separados y se optimizan de manera independiente, desde la utilización de algoritmos, hasta la conformación de una lista de mérito . Además, en la Figura 2.6 se observa la evolución de precios en promedios semanales que ha tenido el sistema Nórdico desde 1993 hasta 2013, y la volatilidad de los precios se explica principalmente por la variabilidad de la generación eólica y las importaciones/exportaciones fuera del área nórdica, además de la hidrología del año correspondiente.

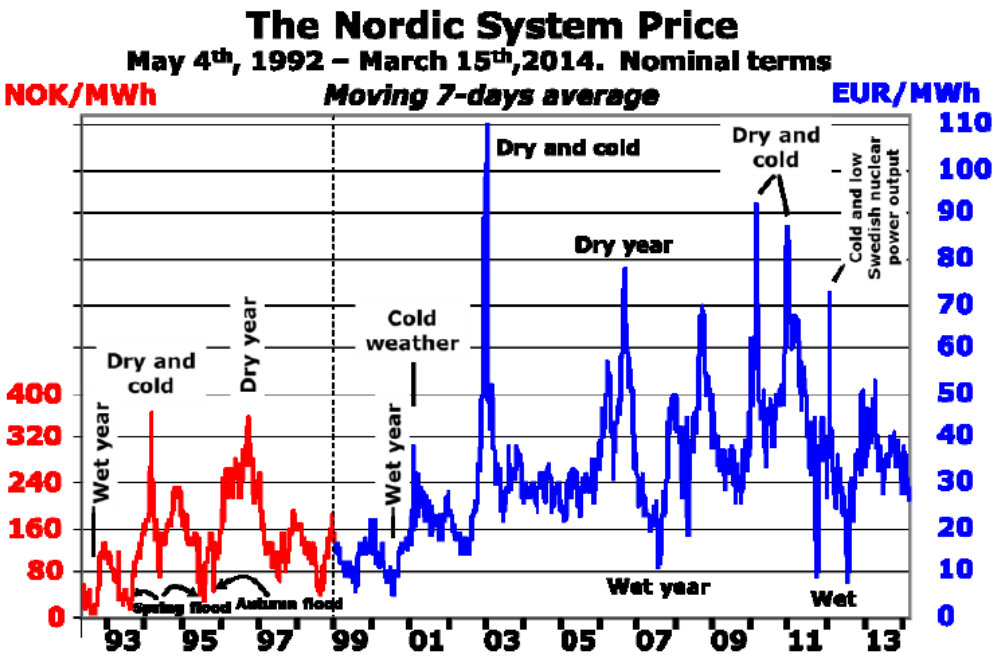


Figura 2.6. *Precio en el sistema Nórdico entre 1993-2013 (Fuente: [38]).*

Cualquier desbalance en el sistema, debido a desviación de la demanda respecto a la generación actual es inicialmente cubierto por las reservas automáticas, que son compradas por el TSO. En el mercado energético de los países nórdicos, todos los TSOs operan un mercado común de balance. Las unidades que pueden proveer regulación envían sus ofertas, que consisten en capacidad de reserva, y su correspondiente precio. Se ordenan para formar una lista de mérito (NOIS-list), y se utiliza esta lista durante el tiempo real de operación del sistema, activando la oferta de reserva de menor precio, que cumple con los requerimientos técnicos impuestos. [37]

Hasta ahora esta estructura de mercado opera de manera efectiva, manteniendo los precios de reserva relativamente bajos (ver Figura 2.7). Sin embargo, es necesario notar que un factor determinante para lograr la operación eficiente, es la gran cantidad de reserva hídrica y generación hidroeléctrica con la que cuenta Noruega, las cuales permiten ajustar su producción en corto tiempo, para seguir a la demanda, con un costo significativamente menor a otro tipo de tecnología.

A modo de síntesis, el mercado eléctrico de los países nórdicos consiste en varios submercados con características propias y diferentes que se resuelven de manera independiente. Se inicia con el Mercado Financiero donde se establecen contratos bilaterales de largo plazo para asegurar suministro eléctrico. Luego se resuelve un mercado marginalista *Day-Ahead* (Elspot), en el que se tranza la mayor cantidad de energía de la región nórdica a través de diversos bloques de oferta, tanto de generación como de demanda, utilizando el algoritmo *EUPHEMIA*, donde si bien se tienen en cuenta las limitaciones técnicas para mantener el equilibrio entre generación y demanda, no se consideran de manera explícita requerimientos de reserva para los distintos tipos de control de frecuencia. Siguiente a esto, se configura un mercado marginalista intradiario (Elbas), que tiene como propósito que los participantes compren o vendan energía (según sea necesario) para garantizar

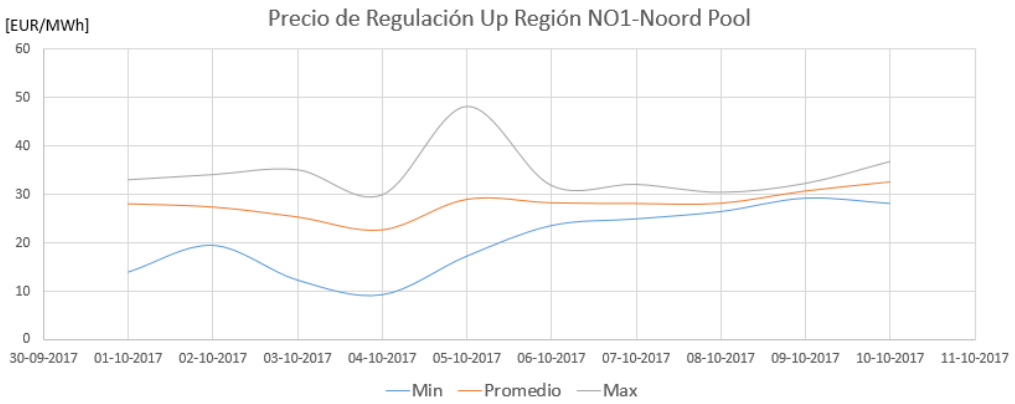


Figura 2.7. *Precio de Regulación en la región NO1 (Noruega) del sistema Nórdico entre el 1 y 10 de Octubre 2017 (Fuente: [30]).*

el equilibrio de su operación programada hasta una hora antes de la entrega de energía. Generalmente se utiliza en caso de interrupciones, o problemas en unidades generadoras, que imposibiliten al participante cumplir con su oferta programada otorgando una opción para corregir su desviación previo al tiempo de despacho de energía, y su resolución se basa en el mismo principio utilizado para Elspot. Posterior al cierre de este mercado, el TSO se encarga de mantener el equilibro entre generación y demanda del sistema, para eso utiliza las ofertas ganadoras del mercado de balance, el que corresponde a un mercado marginalista cuyas ofertas (bloques horarios de precio y cantidad de reserva para un día completo) son seleccionadas de manera independiente según el tipo de reserva (FCR, aFRR o mFRR), a través de una lista de mérito ordenada de forma creciente según su precio. Por último imbalance settlement, es un mercado que tiene por objetivo establecer una base financiera y realizar los pagos o cargos correspondientes, luego de que la transferencia de energía y ajuste por regulación tengan efecto en la hora de producción. Es decir, realiza las transacciones correspondientes para equilibrar las diferencias entre la operación programada y la operación real.

Considerando lo anterior, de forma general, este mercado eléctrico se configura como un esquema centrado en la optimización de energía en Elspot, donde el operador del mercado no considera de manera explícita la reserva para control de frecuencia, y obtiene el punto de operación igualando la curva de oferta (formada por los diversos y complejos bloques de oferta de energía) y la curva de demanda de cada zona del sistema. Por otro lado, de menor relevancia económica (se llevan a cabo menor cantidad de transacciones en compración a Elspot), y posterior al mercado de energía, se resuelve el mercado de regulación, el cual se optimiza mediante una lista de mérito por precio de manera independiente para cada tipo de reserva (FCR, aFRR y mFRR), proceso que es realizado por el TSO para corregir el desbalance energético previo y durante la hora de operación.

Finalmente, este esquema de mercado, separa los roles del operador del mercado y del TSO, y se presenta de manera similar en la mayoría de los países de Europa, ya que desde sus inicios los operadores del mercado se diseñaron con el objetivo de aislar las complejidades técnicas de la red, y permitir a los oferentes comprar o vender energía de manera relativamente simple (sin necesidad de elevados tecnicismos), mientras que el TSO se encarga de la coordinación y seguridad de la red. Es así, que históricamente energía y reserva

han sido gestionadas por organismos distintos, lo que entre otros motivos, ha llevado a estos sistemas a adoptar una metodología secuencial o de resolución independiente para estos mercados, debido al importante desafío institucional que implica lograr la unificación entre ambos operadores. [39]

2.2.2. Metodología de Co-optimización

En ausencia de incentivos para proveer reservas, se puede pensar que una unidad sólo estará dispuesta a despachar energía. Cuando se agregan los requerimientos de reservas del sistema, debe estudiarse la forma óptima en que una unidad debe situar su punto de operación, para proveer la cantidad necesaria de energía y reserva, siempre tomando como consideración que mientras mayor sea su despacho de energía, menor cantidad de reserva puede suministrar al sistema, y viceversa.

El objetivo del despacho de energía y reserva es maximizar el valor de intercambio del mercado spot, o lo que es equivalente a minimizar el costo de red para proveer energía y requerimientos de reserva hacia los consumidores finales. Para ello esta metodología realiza un despacho simultáneo donde ambos mercados son resueltos de forma conjunta garantizando el óptimo para el sistema. [27] [40]

La metodología de co-optimización ha sido ampliamente estudiada durante los últimos años, sobre todo luego de que en algunos sistemas se hayan descubierto conflictos de intereses entre los agentes del mercado, donde ejercían prácticas de poder de mercado, deteriorando la eficiencia económica del sector eléctrico, en mercados donde normalmente se resolvían de manera secuenciada [14]. Es por ello, que se plantea la solución unificada de los mercados de energía y reserva, a fin de obtener la eficiencia global y evitar problemas de manipulación de mercado como ha sido descrito en [6], [41] y [12].

Considerando que los modelos de co-optimización pueden ser diferentes en términos de aplicación, por ejemplo, en el esquema de precios [42], en la definición del mercado de balance [43], etc. El modelo matemático que rige la metodología de co-optimización [44] [45] queda descrito por las siguientes ecuaciones:

$$min \sum_{i,t} (CE_{i,t} \cdot PE_{i,t} + CR_{i,t} \cdot PR_{i,t}) \tag{2.4}$$

Sujeto a:

$$\sum_{i} (PE_{i,t} - D_t) = B_t \cdot \delta_t \tag{2.5}$$

$$\sum_{i} PR_{i,t} = PR_t^{sist} \tag{2.6}$$

$$PE_{i,t}^{min} \leq PE_{i,t} \leq PE_{i,t}^{max} \tag{2.7}$$

$$PR_{i,t}^{min} \leq PR_{i,t} \leq PR_{i,t}^{max} \tag{2.8}$$

$$PE_{i,t} + PR_{i,t} \leq PE_{i,t}^{max} \tag{2.9}$$

$$-RB_i \leq (PE_{i,t} - PE_{i,t-1}) \leq RS_i \tag{2.10}$$

Donde $CE_{i,t}$ y $CR_{i,t}$ son respectivamente el costo de la energía y el costo de la reserva del generador i en el período t; $PE_{i,t}$ y $PR_{i,t}$ representan la potencia eléctrica generada

para energía y para reserva por la unidad i en el bloque horario t; D_t es la potencia eléctrica demandada en el período t; B_t es la matriz de suceptancias de la red en cada tiempo t; δ_t es el vector de ángulos nodales de fase; PR_t^{sist} son los requerimientos totales de reserva en el sistema para cada período t; $PE_{i,t}^{min}$, $PE_{i,t}^{max}$, $PR_{i,t}^{min}$ y $PR_{i,t}^{max}$ son los límites máximos y mínimos para la potencia para energía y para reserva que puede brindar la unidad i en la hora t; RB_i y RS_i son las rampas de bajada y subida límites de la unidad i.

De manera general, la ecuación 2.4 muestra la función objetivo considerando un sólo tipo de reserva y asumiendo una función de costo variables lineal para la energía (si se considera un mercado basado en costos declarados para energía). Si en el sistema existiesen recursos de reserva adicionales como reservas secundarias, se deben agregar a la función objetivo y a las restricciones de manera similar a la reserva considerada en 2.4. Además, las restricciones mostradas son sólo algunas del total de consideraciones que se utilizan para definir el despacho de un sistema en la práctica, sin embargo, presenta las principales limitaciones que se deben tener en cuenta, tales como, balance de demanda 2.5, requerimientos totales de reserva en el sistema 2.6 y límites técnicos de las unidades de generación para inyectar energía, brindar reserva y rampas de subida/bajada de carga 2.7 2.8 2.9 2.10, respectivamente.

A modo de conocer el estado del arte correspondiente a este tema, y para presentar de manera práctica la utilización de esta metodología. Se presenta a continuación, un breve resumen sobre la experiencia de otros sistemas a lo largo del mundo en materia de co-optimización y sus implicancias en la red eléctrica.

2.2.2.a. ISO-New England

El operador de mercado independiente (ISO por sus siglas en ingles) de New England fue establecido el 1 de Julio de 1997, luego de la aprobación de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). Desde esa fecha y en un ambiente de operación independiente, el ISO-NE se encarga de operar los sistemas de generación y transmisión de energía eléctrica, junto con el mercado minorista y mayorista de energía para New England, Estados Unidos. Además, en cumplimiento con las ordenes de la FERC, al igual que otros grupos *Power Pools* de energía competitiva, el ISO-NE diseña e implementa nuevos métodos de operación y despacho basado en ofertas presentadas por los participantes del mercado. Posee una capacidad instalada de más de $31[GW]$, donde alrrededor de 200 participantes del mercado realizan transacciones de energía eléctrica en una bolsa de $4,5$ billones de dólares. En marzo de 2003 implementa el llamado "Diseño Estándar de Mercado" (SMD por sus siglas en inglés), compartiendo un modelo común con el utilizado en otros mercados como PJM y MISO en Estados Unidos. El 2006 incluye en su modelo de mercado los servicios complementarios, los cuales son co-optimizados junto con la energía para proveer las reservas necesarias y asegurar el menor costo posible. [46]

Durante sus inicios, el precio de la energía en el mercado de New England no está basado en los costos, sino que la propia energía se trata como un producto competitivo, donde los participantes presentan ofertas al *pool* para cada intervalo de transacción. Es muy similar a un despacho de energía convencional basado en costos, excepto que el costo incremental de la producción de energía es reemplazado por el precio de las ofertas [48]. Sin embargo, debe tenerse en consideración que el precio de la energía puede variar de acuerdo a las estrategias de los oferentes, y pueden diferir enormemente de los costos reales

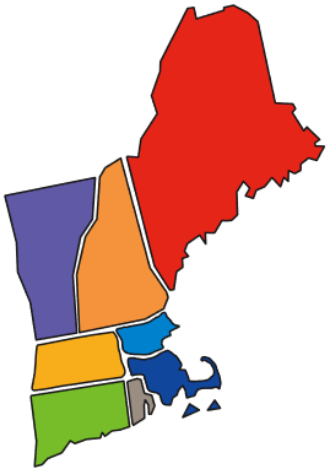


Figura 2.8. *Regiones coordinadas por el ISO-NE (Fuente [47]).*

que son más predecibles y manejables desde el punto de vista del despachador.

Al igual que otros mercados eléctricos con operadores independientes iniciados durante esa época (Nueva Zelanda, Australia, California), el ISO-NE también permite la licitación competitiva de energía y servicios complementarios. El ISO entonces es el encargado de revisar las ofertas, y luego elegir aquellas que son despachadas para suministrar la energía y mantener la seguridad del sistema de acuerdo a las normas de mercado.

La estructura del mercado eléctrico del ISO-NE, incluye los siguientes productos que son ofertados y proporcionados por los participantes del New England Power Pool (NE-POOL):

- Energía
- Capacidad instalada
- Control Automático de la Generación (AGC)
- Reserva en giro de 10 minutos (TMSR por sus siglas en ingles)
- Reserva no sincronizada de 10 minutos (TMNSR por sus siglas en ingles)
- Reserva operativa de 30 minutos (TMOR por sus siglas en ingles)

De los productos presentados, sólo los últimos 4 son considerados como servicios complementarios.

Actualmente, el ISO-NE opera un mercado de reservas a futuro (LFRM por sus siglas en ingles) y un mercado de precios de reserva en tiempo real, así como un mercado de regulación. El mercado de reservas a futuro garantiza la provisión de TMNSR y TMOR en el sistema durante las horas *peak* de demanda. Un mercado de precios de reserva en tiempo real también se lleva a cabo a lo largo de la jornada de operación para TMNSR y TMOR, así como para un producto adicional la TMSR. Este mercado está diseñado para compensar el costo de oportunidad que un recurso enfrenta cuando se selecciona para proporcionar reservas en lugar de energía en tiempo real. Además otorga ingresos adicionales que son

consistentes con el aumento del valor de las reservas y la energía cuando son requeridas por el sistema. Finalmente, el mercado de regulación, selecciona y paga por la generación necesaria para manejar pequeños cambios en las cargas del sistema eléctrico.

Para caracterizar mejor cada oferta de servicio complementario presente en el mercado de New England, se hace una breve descripción de cada uno:

- **Reservas de Regulación (RR):** Las reservas de regulación deben ser capaces de incrementar o disminuir su señal de salida en forma automática en respuesta a señales automatizadas del operador. Estos recursos de generación reciben señales que ajustan su salida cada 4 segundos. Los requerimientos para este tipo de reserva son calculados en conformidad de lo expuesto por la North American Electric Reliability (NERC) y pueden variar de forma horaria, diaria o estacionariamente. El historial de recursos y requerimientos están disponibles en el sitio web del ISO-NE [47]. Para cada intervalo de 4 segundos, si el rendimiento observado coincide con los puntos de ajuste de AGC, el puntaje de rendimiento del intervalo de regulación (RIPS por sus siglas en ingles) será de 100 %. Por lo tanto, la compensación o pago para cada unidad u oferente que suministra **Reserva de Regulación** es ajustado de acuerdo a su desempeño o porcentaje RIPS de rendimiento. Las ofertas para este servicio son en forma de dólares o precio por hora en que puede proveer la regulación.

- **Reserva en giro de 10 minutos (TMSR):** Debe estar sincronizada a la red y ser capaz de convertir su reserva en capacidad de generación dentro de los 10 minutos desde que se recibe la señal por parte del operador. Además debe ser capaz de sostener su reserva durante un período de al menos 30 minutos para brindar protección primaria ante contingencias.

- **Reserva no sincronizada de 10 minutos (TMNSR):** Similar a la anterior, la unidad que brinda este servicio, debe ser capaz de brindar su reserva dentro de los 10 minutos desde que recibe la señal por parte del operador, pero no necesariamente debe estar sincronizada a la red. Además, debe sostener su reserva durante un período de 30 minutos al menos, para brindar protección primaria ante contingencias. En general la suma de TMSR y TMNSR, debe ser más grande que la mayor contingencia considerada por el operador más un factor de seguridad.

- **Reserva operativa de 30 minutos (TMOR):** Debe brindar su capacidad de reserva dentro de 30 minutos desde que se recibe la señal por parte del operador, no necesariamente debe estar sincronizado a la red. Los requerimientos de TMOR son iguales al 50 % de la segunda mayor contingencia considerada por el operador. Además, excesos de recursos no utilizados en TMSR y TMNSR pueden también contribuir a mantener este requerimiento.

El proceso de mercado consta de un mercado *Day-Ahead* y un mercado en tiempo real. En el mercado *Day-Ahead* tanto oferta como demanda presentan sus ofertas y son optimizadas sin tomar en cuenta ofertas para reserva, asegurando un despacho para el próximo día. Este despacho se realiza para cubrir la volatilidad de precios en el mercado de tiempo real, y provee el punto de partida para el siguiente día operativo. Notar que en este mercado no se realiza co-optimización, sin embargo, el algoritmo de resolución si contempla restricciones de reserva, así como el modelo de la red y limitaciones de transmisión, entre otras consideraciones.

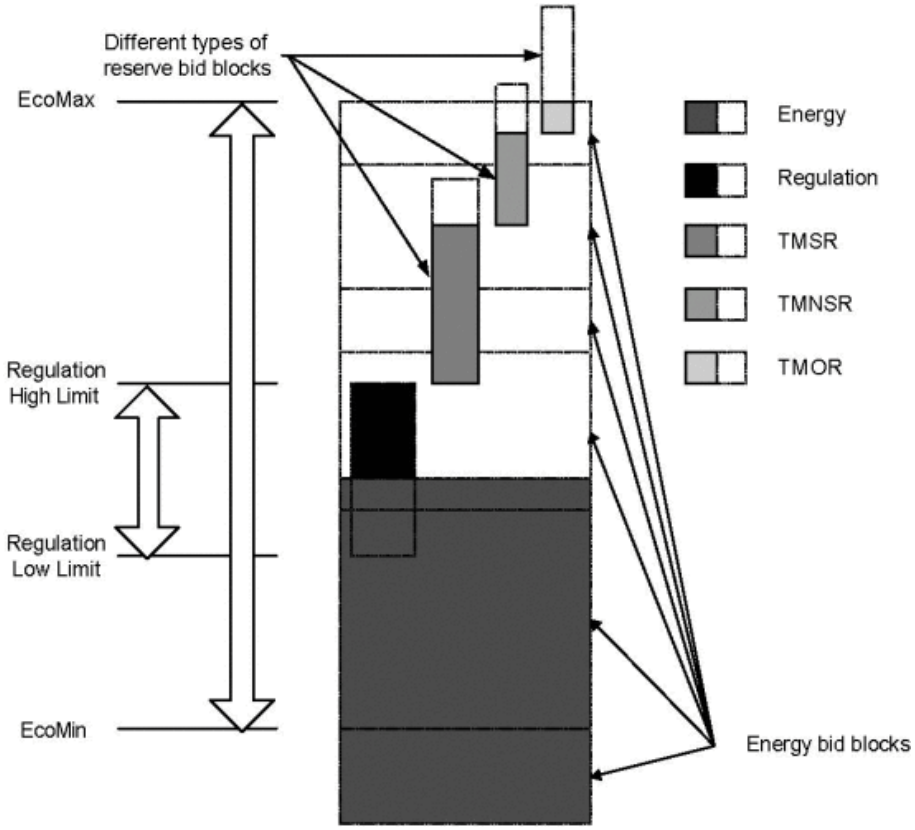


Figura 2.9. *Oferta y asignación de reserva de una unidad de generación típica (Fuente [46]).*

En general, el ISO-NE posee dos segmentos para sus reservas: El segmento de *Forward Reserve Market* (FRM) y el segmento de *Real-Time Reserve Market* (RTRM). Los recursos que se usan para cumplir con el mercado futuro, tienen requisitos de oferta en el mercado DA y el mercado en tiempo real. El FRM es un mercado que adquiere por adelantado al mercado en tiempo real, reservas operativas de diez y treinta minutos, en una subasta anticipada para definir los suministros de reserva necesarios, para mantener los requerimientos del sistema. En el FRM los participantes del mercado ofrecen recursos que son resueltos en el DAM. Por lo tanto, los responsables de las ofertas ganadoras tienen la obligación de mantener el recurso por el cual ofertaron, y poseen multas o penalización si el recurso falla cuando es necesitado en tiempo real. En el RTRM se incluye el despacho y co-optimización de energía y servicios complementarios, por lo que optimiza en conjunto la capacidad disponible para suministrar energía, regulación y requerimientos de reserva en tiempo real.

Se puede observar en la Figura 2.9, las distintas ofertas que puede realizar una unidad generadora para la energía y para cada servicio complementario. Notar que dentro de sus límites mínimo y máximo de potencia de despacho, puede ofertar distintos bloques, tanto para energía como para regulación, siendo éstos no necesariamente de un valor fijo. Además, los bloques ganadores durante el proceso de oferta, puede que no sean requeridos en su totalidad, por lo tanto, pueden existir recursos del bloque ofertado que no se utilicen en la operación real, cómo se ve en el color blanco que poseen parte de los bloques de la figura.

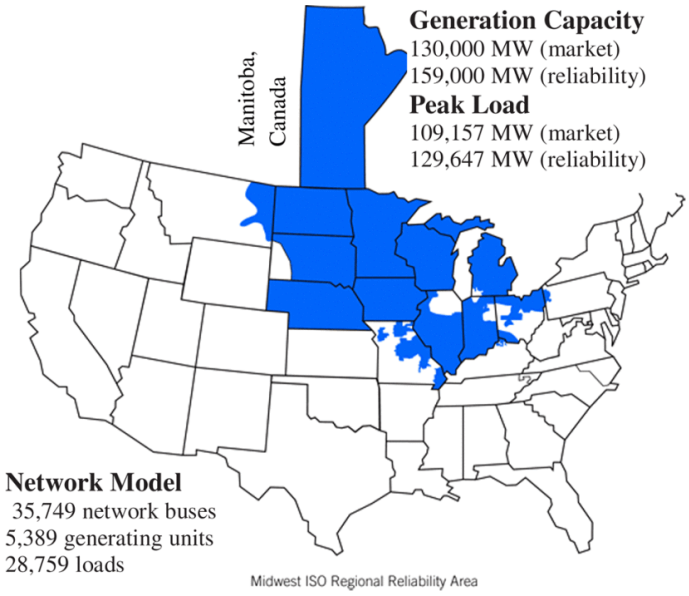


Figura 2.10. *Regiones coordinadas por el MISO y algunas características del sistema (Fuente: [51]).*

Por otro lado, en el mercado en tiempo real, el ISO-NE co-optimiza energía y reservas, encontrando así el menor costo para proveer energía y mantener los requerimientos de TMSR, TMNSR y TMOR. De ser necesario, el sistema puede realizar un re-despacho de recursos para incrementar la cantidad de reservas disponibles. Esto lo logra reduciendo la consigna de salida de recursos de rápida respuesta, lo que puede incrementar el precio local del mercado de energía en tiempo real. Además, en adición a estos precios de reserva en tiempo real, un precio por regulación es también calculado, basado en la oferta con el mayor costo marginal que se encuentra suministrando capacidad de regulación, en bloques horarios de cinco minutos. [47] [50]

2.2.2.b. MISO

El *Midcontinent Independent System Operator* (MISO) o también conocido formalmente como *Midwest Independent Transmission System Operator*, existe desde el año 1998 como un operador independiente del mercado eléctrico, desde el 2001 provee recursos de energía en un mercado mayorista, en el año 2005 comienza un mercado competitivo basado en ofertas por parte de generadores, el 2009 integra al mercado competitivo los servicios complementarios de balance. Este operador maneja la red de transmisión y el mercado de la energético total o parcialmente, a lo largo de 15 estados de Estados Unidos (Montana, Michigan, Manitoba, Texas, Louisiana, entre otros) y la provincia canadiense de Manitoba. Como el MISO corresponde a una organización de transmisión regional, este asegura el manejo del suministro hacia los consumidores, y el acceso abierto a las instalaciones de transmisión (bajo supervisión del operador). Posee una demanda peak de aproximadamente 110$[GW]$, una capacidad de generación en el mercado de 130$[GW]$ y poco más de 35000 barras en la red eléctrica.

El modelo de mercado y matemático utilizado antiguamente por el MISO, sólo consideraba energía, cuya metodología de optimización era la manera estándar de resolver el

problema. Es decir, un predespacho que determina si las unidades estarán encendidas/apagadas, resuelto por relajación Lagrangiana, y un despacho que determina los niveles de inyección de cada unidad y precios, resuelto por programación lineal. Sin embargo, con el objetivo de fortalecer la seguridad del sistema, y asegurar el menor precio ante la variabilidad de la generación/demanda, este operador inició un estudio donde establece que es necesario integrar dentro de este mercado exclusivo de energía, los servicios complementarios y su correspondiente valorización [51]. Considerando que la metodología tradicional utilizada para resolver esta integración, consta en definir el punto de operación de la energía y reserva como 2 problemas separados, en un esquema relativamente simple de resolver, pero considerando que el punto final no será el óptimo global del sistema (metodología secuencial). Se opta por la integración total y una resolución conjunta de ambos problemas (co-optimización), teniendo en cuenta, que implica un mayor coste computacional, y dificultad matemática, llevando al operador a una etapa de reestructuración del modelo, software y optimización matemática. [52]

Lo anterior se logra a través de una colaboración entre clientes y operadores, un largo proceso donde se logra reformular la optimización matemática confeccionando un diseño que une dos problemas usualmente separados. El primero requiere conocer los costos de combustible, mantenimiento de unidades generadoras y/o transmisión, pruebas y otras contingencias que puedan limitar la operación, y tiene como objetivo definir la matriz de generación y transmisión que es necesario activar para operar al día siguiente. El segundo problema, se encarga de la operación instantánea del mercado, donde tiene por objetivo definir el despacho horario en el punto óptimo (técnico-económico), utilizando para ello los datos de demanda real, predicción meteorológica, restricciones, entre otros estados reales del sistema, y ejecuta la optimización cada 5 minutos para lograr las consignas que deben lograrse dentro de los 5 minutos posteriores.

Respecto a los productos ofrecidos como servicios complementarios en el MISO se encuentran:

- **Reservas para Regulación:** Este tipo de recurso debe ser capaz de ajustar su salida en respuesta a consignas automáticas dentro de los primeros 5 minutos desde que recibe señal para hacerlo. Generalmente se divide en dos proveedores principales, uno son los recursos basados en generación, y otro recursos de almacenamiento de energía. El MISO tiene un sólo producto de Reservas para Regulación y los requerimientos totales entre las zonas del sistema varían desde 300$[MW]$ a 500$[MW]$, dependiendo de las condiciones del sistema. El cálculo de este requerimiento no está definido bajo ningún estándar emitido por la NERC, pero se origina desde la experiencia del operador.

- **Reserva en Giro:** Para proveer este tipo de recursos, la unidad debe estar sincronizada a la red, y debe poseer la capacidad para ajustar su consigna dentro de los 10 minutos desde que recibe la instrucción para hacerlo. Este tipo de servicio lo puede proveer cualquier unidad de generación o recurso del lado de la demanda que cumpla con los requerimientos técnicos del MISO. Por útimo, existe un requerimiento fijo de aproximadamente 1000$[MW]$ de **Reserva en Giro**.

- **Reservas Suplementarias:** Para proveer este tipo de recursos, la unidad no necesariamente debe estar sincronizada a la red, pero debe ser capaz de llegar hasta la consigna solicitada dentro de los 10 minutos desde que se recibe la orden, por lo tan-

to de no estar sincronizada debe tener una capacidad de rápido encendido. Similar al producto anterior, lo pueden brindar tanto recursos desde el lado de la demanda, como unidades generadoras, las cuales permiten abastecer el requerimiento fijo de aproximadamente $1000[MW]$ que posee este recurso.

Para entender el proceso de mercado, en el MISO los agentes que deseen participar en el mercado del día siguiente o *Day-Ahead Market* (DAM) pueden realizar sus ofertas hasta las $11:00$ hrs. del día anterior al día operativo de mercado. A las $15:00$ hrs. los resultados del DAM son publicados. Desde las $15:00$ hasta las $16:00$ hrs. los participantes pueden re-ofertar recursos para asegurar la seguridad, en la operación en tiempo real del día siguiente (RAC por sus siglas en inglés) conociendo los resultados del DAM, por lo que arbitrariamente pueden ofertar precios distintos para el mercado del día siguiente, y para el mercado de tiempo real. Así, el DAM es un mercado financieramente vinculado (basado en ofertas), que realiza un predespacho de la energía, la reserva para regulación, la reserva en giro y la reserva suplementaria del sistema sobre una base horaria. El RAC es el proceso donde el MISO define los despachos de energía y reservas necesarios para hacer frente a la operación del sistema en tiempo real. [53]

El MISO utiliza un algoritmo de co-optimización del predespacho con restricciones de seguridad (SCUC por sus siglas en inglés) para resolver el DAM con una base horaria, y un algoritmo de co-optimización del despacho con restricciones económicas (SCED por sus siglas en inglés) para resolver el mercado en tiempo real con una base de 5 minutos, tanto para energía como para reservas. Estos algoritmos incorporan Programación Entera Mixta (MIP por sus siglas en inglés) para resolver el problema, y determinar las consignas de generación, reservas y precios para el sistema. En ambos mercados, las restricciones de reserva son modeladas como requerimientos acumulativos de reserva, para asegurar que los precios de reserva para la operación, sean consistentes con la prioridad que tiene cada uno de los tres productos (reservas para regulación, en giro y suplementarias) en la seguridad del sistema. [54]

Por último, en las Figuras 2.11 y 2.12 se puede observar la evolución del precio de los distintos tipos de reserva en algunos sistemas norteamericanos. Puede notarse que tanto para el MISO como para el ISO-NE los precios son bastante similares, siendo levemente menores en el sistema de *New England*. Si bien es claro que existe gran variabilidad en algunos períodos, los precios se concentran de manera predominante bajo los $10[\$/MWh]$, con lo que se puede establecer el orden de magnitud de los precios de reserva para estos sistemas.

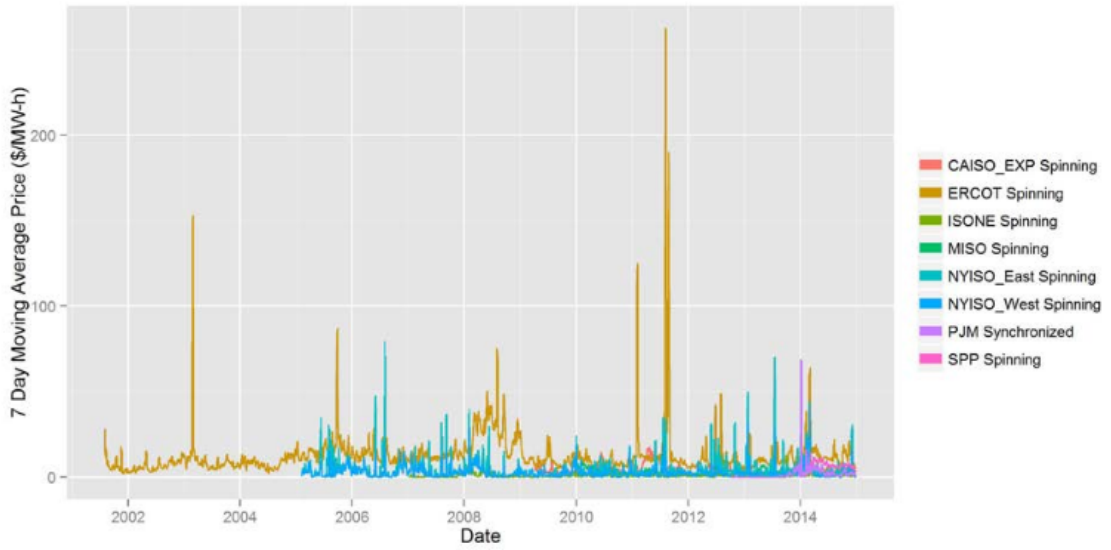


Figura 2.11. *Precio de mercado de reserva en sistemas norteamericanos, promedio cada 7 días. (Fuente: [50]).*

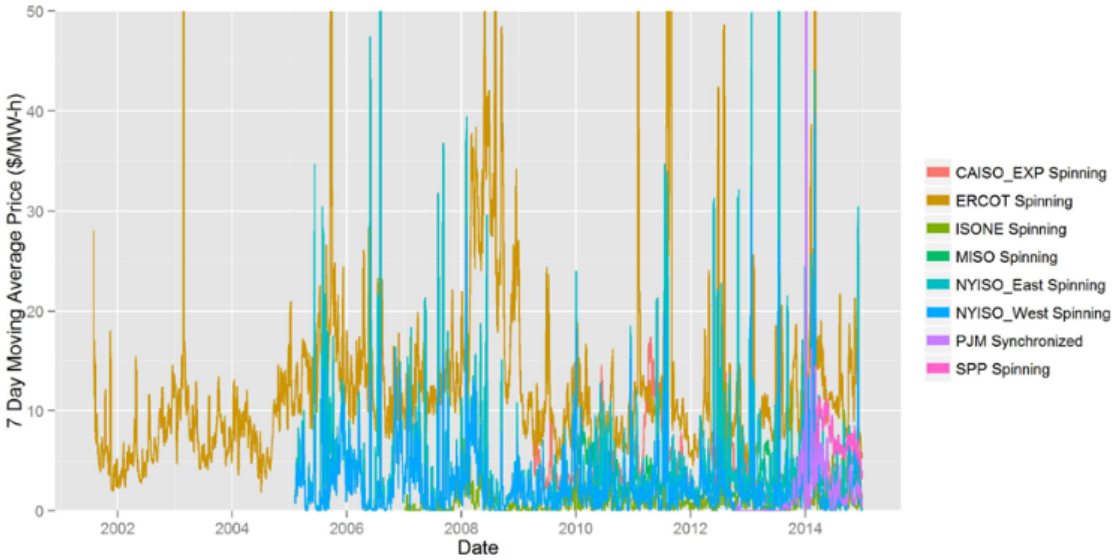


Figura 2.12. *Zoom-In Figura 2.11.*

2.2.3. Comparación y Síntesis

En la Tabla 2.2 se presenta un resumen con las características más importantes de las metodologías antes presentadas, sus principales diferencias radican en que la formulación matemática del modelo secuencial es simple, mientras que para co-optimización, el modelo se complica, y requiere de elevados recursos computacionales si se quiere resolver el problema en un sistema real. Sin embargo, la "simplicidad" y desacople entre los mercados de energía y reserva, al optimizar secuencialmente, provoca que se pueda obtener una solución sub-óptima del problema, mientras que al co-optimizar, se asegura que la solución

Metodología Secuencial	**Metodología Co-optimización**
Desacople de mercados de energía y reservas, luego del despacho de energía se resuelve el mercado de cada reserva en orden de velocidad de entrega del servicio (primaria, secundaria, terciaria).	Mercados totalmente acoplados donde se ingresan las ofertas pertinentes, y se obtiene el programa de operación de la energía y reserva del sistema.
Modelamiento matemático relativamente simple, sin necesidad de un software complejo ni recursos computacionales elevados.	Modelamiento matemático complejo, con gran cantidad de variables, parámetros y restricciones. Al aumentar el tamaño del sistema, demanda un alto nivel de recursos computacionales.
Solución sub-óptima del programa de operación (no asegura los menores costos posibles para la energía y reserva).	Solución óptima del programa de operación (asegura los menores costos posibles para la energía y la reserva)

Tabla 2.2

Comparación entre principales características de la metodología secuencial y de co-optimización. (Fuente: Elaboración propia)

encontrada será la distribución óptima para la cantidad de potencia que se debe asignar a cada máquina para suministrar energía, y para proveer reserva, logrando así minimizar los costos del sistema para energía y reserva.

Por otra parte, según la revisión internacional realizada, es necesario señalar las dos diferentes opciones adoptadas por los sistemas de Europa y de Estados Unidos. Los primeros, en general, optan por establecer una metodología secuencial, debido a que desde sus inicios los mercados de energía (operador del mercado) y de reserva (operador del sistema), han sido gestionados por organismos distintos. Por lo tanto, su decisión que suma razones históricas y prácticas, toma en cuenta el enorme esfuerzo institucional y regulatorio que requiere realizar el cambio hacia un solo operador (dada su situación actual de mercado) que realice ambas labores [39]. Por otro lado, en los sistemas de Estados Unidos, el operador del sistema y el operador del mercado es una misma entidad (tal como sucede en Chile), por lo tanto energía y reserva han sido gestionadas por un mismo organismo, lo que entre otras razones les ha permitido adoptar actualmente una metodología de co-optimización, aun cuando en los inicios de algunos sistemas de este país, se optara por una metodología secuencial que fue reemplazada luego de detectar algunas falencias en la definición de su esquema de mercado. [14]

En la Tabla 2.3 se presentan algunas características sobre los mercados analizados anteriormente. Respecto a esta tabla, el mercado mayorista utilizado por el Nord Pool consiste de un Mercado Financiero donde se establecen contratos bilaterales de largo plazo

para asegurar suministro, un Mercado Day-Ahead (Elspot) en el que tiene lugar la mayor cantidad de energía transada entre los demás mercados, aquí ofertas de generación y demanda construyen el punto en el que se resuelve el mercado, corresponde a un mercado marginalista. El Mercado Intradiario (Elbas) se origina para que los participantes puedan comprar o realizar ofertas de energía, previo a la hora de despacho correspondiente, que luego serán utilizadas para regulación, por ejemplo, si un generador oferta 200$[MWh]$ en Elspot para la hora 5 de operación y en la hora 4 una de sus unidades de 120$[MW]$ tiene una falla, puede recurrir al Elbas para comprar 120$[MW]$ de la oferta que prefiera a un precio conocido. Por otro lado, si no quisiera comprar en Elbas, y llegada la hora 5 de operación no posee los 120$[MW]$ que brindaba su máquina, el TSO activará una de las ofertas del Mercado de Regulación, por orden de mérito, para hacer frente al desbalance, luego de la activación de esta reserva, el generador debe pagar por la pérdida de balance causada y será al precio de la oferta activada, este precio es desconocido hasta luego de la activación, por lo que presenta un riesgo para el generador, quien debe tomar el precio y pagarlo (*price taker*) [55].

Por otro lado, las características del MISO y el ISO-NE son muy similares debido a que se encuentran regulados por el mismo organismo, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), quien designa resoluciones para establecer reglas del mercado lo más similares posibles para las regiones de Estados Unidos. Ambos utilizan co-optimización para resolver el mercado de energía y reservas, dentro de sus ofertas de reserva existen dos tipos, por capacidad y por mileage[9], además, en el precio de las ofertas de capacidad se pueden incluir los costos estimados de oportunidad. La principal diferencia entre estos mercados, es el *Locational Forward Reserve Market*, donde el ISO-NE adquiere con anterioridad reservas operativas off-line (TMNSR y TMOR), para grandes contingencias, asegurando una base de recursos para el periodo en que se necesiten. Este mercado se resuelve dos veces por año, donde cada generador puede presentar ofertas distintas para cada período, además las ofertas son sólo de capacidad, y se debe indicar un precio en dólares por megawatt por mes, por ejemplo, 10$[MW]$ a \$1500$/MW/mes$.

Finalmente, las principales diferencias entre el esquema de mercado del Nord Pool y los operadores ISO-NE y MISO, es que en los países nórdicos las ofertas de reserva, tanto de subida como de bajada, se consideran casi como una oferta de energía, pues aquellos generadores que evidencien una falta de energía compran reserva de subida, mientras que aquellos que posean exceso de energía pueden ofrecer reserva de subida, incluso, algunos consumos flexibles pueden añadir ofertas para reserva de bajada. Así, distintas ofertas son tranzadas durante el día, denotando un mercado de gran dinamismo, donde el generador puede tomar gran variedad de decisiones, entre ofertar al mercado Elspot, Elbas, o de Regulación, o incluso ofertar en todos, mientras por otro lado puede establecer contratos con otros clientes. Por otro lado, dentro de su optimización de despacho no se considera la reserva, pues para definir el punto de operación se igualan la curva de oferta por generación, y la curva de oferta por demanda, luego ante desbalance se realiza un proceso similar, pero considerando que la demanda es la cantidad de potencia de desbalance, lo que mediante un orden de mérito en el Mercado de Regulación, o por ofertas seleccionadas según prefiera el comprador en Elbas, vuelve a originar un nuevo punto de operación que define el precio y el despacho de las ofertas de las unidades. Con todo esto, si bien, la co-optimización matemáticamente asegura el menor precio para el despacho de energía y reserva, un mercado resuelto secuencialmente de la manera que lo realiza el Noord Pool,

[9]Movimiento del recurso de regulación en respuesta a las instrucciones del operador.

puede funcionar correctamente y no presentar reversión de precios como en los antiguos modelos de mercado norteamericanos [12]. Por lo tanto, para realizar aseveraciones más conclusivas entre ambas metodologías, se requiere de un estudio más detallado, el cual se abordará en los siguientes capítulos, donde puedan generarse condiciones similares de mercado, que permitan identificar fehacientemente las ventajas y desventajas de cada método.

Característica	**Países Nórdicos-Nord Pool**	**ISO-NE**	**MISO**
Mercado Mayorista	Mercado Day-Ahead (Elspot-"Marginalista"), Mercado Intradiario (Elbas-"pay-as-bid"), Mercado Financiero (Largo Plazo) y Mercado de Regulación (TSO).	Mercado Day-Ahead (SCUC+SCED) y Mercado de tiempo real(SCED), ambos marginalistas y se co-optimiza energía y reservas. Mercado adicional Forward Reserve Market.	Mercado Day-Ahead (SCUC+SCED), Mercado de tiempo real (SCED), Mercado de Regulación ambos marginalistas y se co-optimiza energía y reservas.
Servicios Complementarios de Balance	Reserva primaria (FCR), secundaria automática (aFRR) y terciaria (mFRR).	TMSR, TMNSR, TMOR y RR.	Regulating, Spining, Suplemental.
Mecanismo prestación servicio de Balance	Mercado marginalista de regulación operado por TSO, participantes realizan ofertas pero los precios se fijan luego de la activación del recurso "tomador de precio", o Mercado Intradiario(Elbas) donde se oferta bloques y el participante elige según prefiera.	Subasta basada en ofertas con sistema marginalista.	Subasta basada en ofertas con sistema marginalista.
Población y capacidad instalada (año 2017)	27 millones de personas y 102069$[MW]$ instaldos.	$14,7$ millones de personas y 29200$[MW]$ instalados.	42 millones de personas y 191062$[MW]$ instalados.

Tabla 2.3

Comparación y resumen entre principales características de los mercados eléctricos investigados. (Fuente: [56] [53] [47])

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se presenta inicialmente el modelamiento matemático que define al problema de la programación de generación en el corto plazo, detallando su función objetivo y restricciones, enfocado a establecer una base comparativa entre ambas metodologías (secuencial y co-optimización).

Siguiente a esto, se describe el desarrollo, implementación y forma en que se abordan, en el presente estudio, la metodología secuencial y de co-optimización de energía y reservas utilizando el software Plexos. Presentando las consideraciones y supuestos utilizados para modelar el sistema eléctrico (aspectos técnicos y económicos), así como aquellos empleados para definir el mercado de energía y el mercado de reserva.

Finalmente, para cerrar el capítulo, se definen los casos de estudio y objetivos individuales de cada uno, con los cuales se pretende comparar ambas metodologías y analizar aspectos adicionales que constituyan una mejora técnica o económica para la operación del sistema.

3.1. Modelamiento Matemático - Programación de la Generación de Corto Plazo

El objetivo fundamental de un sistema eléctrico es proporcionar la energía eléctrica suficiente para abastecer la demanda dentro de un período de operación. Para realizar esto, el operador del sistema, tiene varias alternativas, la más simple es poner en servicio todas las unidades generadoras disponibles para así producir la mayor cantidad de potencia activa (MW) y asegurar el suministro completo de la demanda. Sin embargo, los sistemas a lo largo del mundo, casi en su totalidad, poseen una capacidad instalada que supera en gran cantidad a la demanda máxima (aproximadamente el doble para el caso del sistema chileno), por lo tanto, claramente se puede apreciar que existirá un *sobrestock* de generación que no será utilizada por la demanda, además, poner en servicio una unidad generadora posee un costo considerable, por lo que la operación del sistema al utilizar todas las unidades conllevaría a un elevado costo de operación, lo cual no es económicamente óptimo.

Teniendo en cuenta lo anterior, la programación de la generación consiste en encontrar la estrategia óptima de operación de las unidades generadoras. Para ello el operador del sistema busca minimizar el costo de operación, definir las unidades en servicio (encendidas), su aporte de energía activa y al mismo tiempo satisfacer las restricciones de cada

unidad generadora y del sistema en su totalidad.

La programación de la generación suele descomponerse de acuerdo a un nivel cronológico con el objetivo de simplificar la solución del problema. Por lo tanto, dependiendo de su resolución temporal se puede hablar de programación de largo plazo (anual, mensual y/o semanal), programación de mediano plazo (semanal o diario) y programación de corto plazo (horario).

En sistemas donde se posee un gran porcentaje de generación hidráulica en comparación al resto de tecnologías de generación (hidrotérmicos), como es el caso del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el operador del sistema realiza un proceso de 3 etapas para definir el programa de generación: La primera es la coordinación hidrotérmica, la cual consiste en determinar el uso óptimo de la energía embalsada (recurso hídrico) y generación térmica a lo largo del período de planificación (generalmente largo plazo). La segunda se conoce como *predespacho de unidades* (*Unit Commitment* o simplemente *predespacho*), en donde se decide las unidades que deben estar encendidas en cada etapa horaria de planificación para cumplir con todas las restricciones de operación, puede entenderse en otras palabras como los estados *ON/OFF* que tendrá cada unidad generadora a lo largo de cada hora de programación. La tercera y última etapa es el despacho económico (*Economic Dispatch*), donde una vez conocidas las unidades encendidas para cada hora (predespacho), se le asigna a cada máquina la cantidad de potencia que debe suministrar para satisfacer la demanda a mínimo costo y conjuntamente las restricciones de operación. [57]

Los problemas matemáticos para definir la programación de la generación, son problemas de optimización con gran cantidad de variables, tanto enteras como continuas y además, múltiples restricciones, algunas de las cuales tienen carácter no lineal. Por lo tanto, matemáticamente representa un problema de gran complejidad, sin embargo, ha sido ampliamente estudiado a lo largo de los años, lo que ha permitido definir diversos métodos para su solución, entre los cuales se pueden mencionar: lista de prioridad o mérito, programación dinámica, descomposición de benders, algoritmos genéticos, técnicas de optimización metaheurística, programación entera mixta, entre otros. [58]

Este trabajo se centra en la segunda y tercera etapa de la programación de la generación, descrita anteriormente. Para ello se propone un modelo de programación entera mixta (*MIP* por sus siglas en inglés) con el que se representa el comportamiento del sistema, y se busca obtener la programación de la generación de corto plazo. La función objetivo y las restricciones consideradas se presentan a continuación, las cuales se exhiben de manera separada de acuerdo a la metodología utilizada para optimizar la energía y la reserva (actual del Coordinador, secuencial y co-optimización).

A modo de resaltar las principales diferencias entre las distintas metodologías, se presentan las funciones objetivos de cada una por separado, pero se agrupa la totalidad de las restricciones operacionales, de transmisión y de las unidades generadoras, en una sola sección, debido a que es posible homologarlas para cada tipo de metodología.

3.1.1. Metodología Actual (Coordinador Eléctrico Nacional)

Actualmente el operador del sistema chileno es el Coordinador Eléctrico Nacional, y para definir el programa de operación utiliza PLP (para resolver la programación hidrotérmica-largo plazo), y Plexos para el predespacho y despacho de las unidades generadoras. Dentro de la metodología utilizada por el Coordinador actualmente, cabe destacar

que la reserva no forma parte de la función objetivo, sino que se obliga su abastecimiento estableciéndola como una restricción dentro del problema de optimización. Es por ello que dentro de la función objetivo no se consideran los costos asociados a la provisión de reserva de manera explícita, sin embargo, para aquellas unidades participantes de los controles de frecuencia y reserva en giro, si existe una remuneración en base a un estudio de costos (inversión, habilitación, combustible adicional) y diferencias con el costo marginal en la barra de inyección, lo cual se calcula expost a la operación respectivamente.

3.1.1.a. Función Objetivo

$$z = Min\Bigg(\sum_{t=1}^{T}\sum_{g=1}^{G^{sist}}\Bigg[\underbrace{C_{ON_{g,t}}\cdot U_{ON_{g,t}} + C_{OFF_{g,t}}\cdot U_{OFF_{g,t}} + CC_g(P_{g,t})\cdot U_{g,t}}_{\text{costo inmediato operación}}\Bigg] + \sum_{j=1}^{G_H}\underbrace{FCF_j(Vol_{j,T})}_{\text{costo futuro operación}}\Bigg) \quad (3.1)$$

donde:

Variables

$U_{ON_{g,t}}$	:	Variable binaria, indica si la unidad generadora g es puesta en servicio o encendida en la hora t (1= se enciende, 0= no se enciende).
$U_{OFF_{g,t}}$	:	Variable binaria, indica si la unidad generadora g es quitada de servicio o apagada en la hora t (1= se apaga, 0= no se apaga).
$P_{g,t}$	:	Variable continua, potencia activa [MW] generada por la unidad generadora g en el período t.
$U_{g,t}$	:	Variable binaria, indica el estado de la unidad generadora g en el período t (1= unidad generando o encendida, 0= unidad no genera o apagada).
$FCF_j(Vol_{j,T})$	:	Variable continua, indica el costo futuro de la operación en función del volumen en el embalse de la unidad hidroeléctrica j al final del horizonte de programación (se obtiene desde modelo de largo plazo).
$Vol_{j,T}$	:	Variable continua, volumen del embalse de la unidad hidroeléctrica j en el período t.

Parámetros

$C_{ON_{g,t}}$	:	Costo de encendido de la unidad generadora g para el período t.
$C_{OFF_{g,t}}$	:	Costo de apagado de la unidad generadora g para el período t.
$CC_g(P_{g,t})$	:	Costo de combustible de la unidad generadora g dado un nivel de generación $P_{g,t}$ en el bloque horario t.
T	:	Número total de etapas horarias del horizonte de programación analizado.
G^{sist}	:	Número total de unidades generadoras en el sistema.
G_H	:	Número total de unidades hidroeléctricas en el sistema.

3.1.2. Metodología Secuencial

El objetivo de la metodología secuencial es optimizar la energía y la reserva en un proceso desacoplado, o en dos etapas, primero minimizar el costo por la generación de energía y luego minimizar el costo por la provisión de cada tipo de reserva del sistema de manera separada. Así en la función objetivo (3.2), para efectos de este trabajo, se obtiene el resultado del predespacho minimizando los costos asociados a la generación de energía junto a sus restricciones correspondientes, y una vez conocida esta solución, se busca obtener el mínimo costo asociado a cada tipo de reserva de forma independiente.

En otras palabras, la función objetivo (3.2) tendrá dos partes, la primera parte asociada al costo de la energía que corresponde a los términos de la ecuación 3.1, y la segunda parte, que proviene de los costos en que incurre el sistema por proveer reserva para los distintos controles de frecuencia.

3.1.2.a. Función Objetivo

$$z = Min\Bigg\{\sum_{t=1}^{T}\sum_{g=1}^{G^{sist}}\sum_{r\in R_T}[CR_{r,g,t}(R_{r,g,t})\cdot U_{R_{r,g,t}}]\ Min\Bigg(\sum_{t=1}^{T}\sum_{g=1}^{G^{sist}}[C_{ON_{g,t}}\cdot U_{ON_{g,t}} + C_{OFF_{g,t}}\cdot U_{OFF_{g,t}} + CC_g(P_{g,t})\cdot U_{g,t}] + \sum_{j=1}^{G_H} FCF_j(Vol_{j,T})\Bigg)\Bigg\} \tag{3.2}$$

donde:

Variables

$R_{r,g,t}$: Variable continua, indica la cantidad de potencia que la unidad g aporta a la reserva para control de frecuencia del tipo r en el período t.

$U_{R_{r,g,t}}$: Variable binaria, indica si la unidad g brinda reserva para el control de frecuencia del tipo r en el período t. (1= Aporta reserva del tipo r, 0= No aporta reserva del tipo r).

Parámetros

R_T : Conjunto que agrupa el total de tipos de reserva r del sistema. Con R_T = { CPF_UP, AGC_UP, MANUAL_UP, CPF_DOWN, AGC_DOWN, MANUAL_DOWN }, los cuales representan los controles de frecuencia primario, secundario automático y manual tanto de subida como de bajada respectivamente.

$CR_{r,g,t}(R_{r,g,t})$: Costo de la reserva del tipo r de la unidad g dado un nivel de reserva $R_{r,g,t}$ para el período t. Notar que este costo podría proceder desde ofertas de los agentes del mercado.

3.1.3. Metodología Co-optimización

La metodología de Co-optimización, como se explica en capítulos anteriores, busca optimizar de manera conjunta la energía y la reserva. Es por ello que dentro de la función objetivo se consideran los costos que se originan debido a las unidades que suministran energía, y se agregan los costos que provienen de las unidades que proveen cada tipo diferente de reserva al sistema.

En otras palabras, a la función objetivo que se observa en la ecuación 3.1 se le añaden los costos provenientes del suministro de reserva. Así, se busca encontrar la minimización de ambos costos de manera simultánea, añadiendo complejidad matemática pero asegurando un punto de trabajo óptimo técnica y económicamente.

Si bien, muchas de las restricciones son similares a las metodologías anteriormente presentadas, el cambio más importante a tener en consideración es la función objetivo, lo que indudablemente modifica el punto de operación que se obtiene como solución.

3.1.3.a. Función Objetivo

$$z = Min\Bigg(\sum_{t=1}^{T}\sum_{g=1}^{G^{sist}}\left[C_{ON_{g,t}}\cdot U_{ON_{g,t}} + C_{OFF_{g,t}}\cdot U_{OFF_{g,t}} + CC_g(P_{g,t})\cdot U_{g,t}\right] + \sum_{j=1}^{G_H} FCF_j(Vol_{j,T}) + \sum_{t=1}^{T}\sum_{g=1}^{G^{sist}}\sum_{r\in R_T}\left[CR_{r,g,t}(R_{r,g,t})\cdot U_{R_{r,g,t}}\right]\Bigg) \quad (3.3)$$

donde:

Variables

$R_{r,g,t}$: Variable continua, indica la cantidad de potencia que la unidad g aporta a la reserva para control de frecuencia del tipo r en el período t.

$U_{R_{r,g,t}}$: Variable binaria, indica si la unidad g brinda reserva para el control de frecuencia del tipo r en el período t. (1= Aporta reserva del tipo r, 0= No aporta reserva del tipo r).

Parámetros

R_T : Conjunto que agrupa el total de tipos de reserva r del sistema. Con R_T = { CPF_UP, AGC_UP, MANUAL_UP, CPF_DOWN, AGC_DOWN, MANUAL_DOWN }, los cuales representan los controles de frecuencia primario, secundario automático y manual tanto de subida como de bajada respectivamente.

$CR_{r,g,t}(R_{r,g,t})$: Costo de la reserva del tipo r de la unidad g dado un nivel de reserva $R_{r,g,t}$ para el período t. Notar que este costo podría proceder desde ofertas de los agentes del mercado.

3.1.4. Restricciones Operacionales del Sistema y Funciones de Costos

Función de Costo Futuro (FCF):
Como se menciona previamente, el objetivo del despacho hidrotérmico es minimizar la suma de los costos inmediatos y futuros para obtener el programa óptimo de operación. La función de costos inmediatos (FCI) corresponde a los costos asociados a las unidades térmicas, mientras que la función de costo futuro, refleja el valor esperado del costo de la generación térmica desde la etapa $t + 1$ hasta el final del período considerado. Así, en palabras simples, mientras mayor sea el volumen del recurso hídrico embalsado al final del período, el costo futuro será menor, pues quiere decir que habrá disponible gran cantidad de generación hidroeléctrica que puede desplazar a unidades térmicas. Por otra parte, mientras menor sea el volumen embalsado, mayor será el costo futuro, pues quiere decir que durante el período de operación se utilizó gran parte del agua disponible, y por lo tanto se deberá aumentar la generación con unidades térmicas aumentando el costo de operación.

Respecto a los costos inmediatos de operación, si el agua almacenada al final del período es mayor, quiere decir que se utilizó menos el recurso hídrico, por lo cual debió usarse gran cantidad de generación térmica y en consecuencia el costo de producción se incrementa. Por el contrario, si el volumen almacenado es menor, se requirió menor cantidad de centrales térmicas, pues fueron desplazadas por las hídroeléctricas, e implica que el costo inmediato es menor.

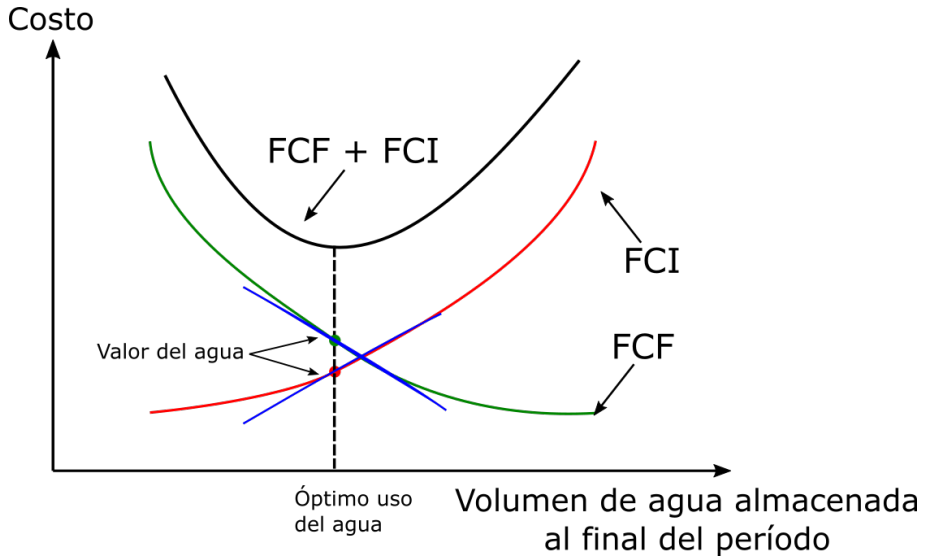


Figura 3.1. *Punto óptimo de coordinación hidrotérmica, en rojo función de costos inmediatos, verde función costo futuro, negro función costo total y azul la pendiente en el punto óptimo o valor del agua (Fuente: Elaboración Propia).*

Lo anteriormente expuesto, puede observarse en la Figura 3.1, donde se presentan los costos inmediatos y futuros en función del volumen final del agua almacenada. Para obtener la mejor utilización del recurso hídrico almacenado, se debe determinar el punto que minimiza la suma de costos inmediatos y futuros. Este punto, es donde las derivadas de la FCI y FCF, con respecto al volumen, son iguales en valor absoluto. Al costo incremental en este punto se le denomina valor del agua.

Actualmente, la metodología utilizada por el Coordinador consiste en realizar una programación de largo plazo utilizando PLP, desde el que se obtienen los resultados de los valores del agua para cada embalse relacionados entre sí. Luego, dichos valores del agua, se ingresan en el software Plexos el cual realiza la programación diaria (concatenación de modelos).

Función de Costo de Combustibles:
Para las unidades térmicas, uno de los costos más importantes a considerar, son los costos de combustibles. Estos representan la cantidad de dinero que una unidad generadora debe gastar en su combustible primario (carbón, petróleo, gas natural licuado, entre otros), para generar cierto nivel de potencia. Así, su potencia de salida depende directamente de la energía recibida durante la utilización del combustible.

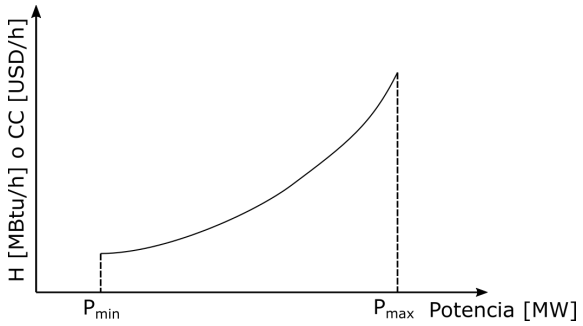


Figura 3.2. *Curva de costo de operación de central térmica (Fuente: Elaboración Propia).*

Esta relación se puede modelar a través de una curva idealizada conocida como curva de entrada/salida, la cual puede ser construida desde los datos utilizados en el diseño de la máquina, o a partir de mediciones experimentales en la misma central y se muestra en la Figura 3.2 . Dicha curva relaciona la energía requerida por hora $H[MBtu/h]$ (o costo de combustible por hora $CC[USD/h]$) con la cantidad de potencia generada por la unidad. Finalmente para obtener el costo de combustible, bastará multiplicar H por el precio unitario de combustible en dicha hora $[USD/MBtu]$ obteniendo una ecuación como la siguiente:

$$CC_g(P_{g,t}) = a \cdot P_{g,t}^2 + b \cdot P_{g,t} + c \tag{3.4}$$

Balance de demanda:
Para cada nodo o barra del sistema n y para cada bloque horario t, debe cumplirse que la suma de la potencia eléctrica generada por todas las unidades en dicha barra, en adición con el flujo de potencia que ingresa a esa barra mediante otras lineas, sea igual a la potencia demandada más las pérdidas.

$$\forall n, t : \sum_{g=1}^{G^{sist}} P_{g,t,n} + \sum_{lm \in L} F_{lm,t} = D_{t,n} + Loss_{t,n} \tag{3.5}$$

donde:

Variables

$P_{g,t,n}$: Variable continua, potencia inyectada por la unidad generadora g hacia el nodo n en el período t.

$F_{lm,t}$: Variable continua, flujo de potencia entrando hacia la barra n en el período t, $\forall$ línea $lm \in L$ (total de líneas del sistema) conectadas a la barra n

$Loss_{t,n}$: Variable continua, pérdidas estimadas para la barra n en el período t.

Parámetros

$D_{t,n}$: Demanda prevista en la barra n para el período t.

Tiempos mínimos de unidades generadoras:
Dependiendo de la tecnología, tipo de combustible y forma de construcción de una central, existen diversos tiempos mínimos que deben respetarse para evitar daños mecánicos debido a variaciones drásticas en la generación. Por ende, algunas unidades generadoras (en general las térmicas) deben permanecer generando un tiempo determinado antes de comenzar su proceso de apagado, lo que se conoce como tiempo mínimo en servicio. Por otro lado, se debe respetar además cierto tiempo en donde la unidad debe permanecer apagada antes de volver a generar, conocido como tiempo mínimo fuera de servicio.

$$\forall g, t : T_{ES_g}^{MIN} \leq T_{ES_{g,t}} \tag{3.6}$$

$$\forall g, t : T_{FS_g}^{MIN} \leq T_{FS_{g,t}} \tag{3.7}$$

donde:

Variables

$T_{ES_{g,t}}$: Variable continua, tiempo que lleva encendida (en funcionamiento) la unidad g en el bloque horario t.

$T_{FS_{g,t}}$: Variable continua, tiempo que lleva apagada (fuera de funcionamiento) la unidad g en el bloque horario t.

Parámetros

$T_{ES_g}^{MIN}$: Tiempo mínimo que debe permanecer en servicio (encendida) la unidad g.

$T_{FS_g}^{MIN}$: Tiempo mínimo que debe permanecer fuera de servicio (apagada) la unidad g.

Rampa de aumento (toma de carga) y disminución (bajada de carga) de potencia:
Las unidades generadoras dependiendo de su tecnología poseen límites en la cantidad de energía que pueden inyectar al sistema para cierta cantidad de tiempo. Por lo tanto, el

nivel de generación no puede ni aumentar ni disminuir bruscamente fuera de los límites permitidos por la unidad generadora, lo que influye fuertemente en el programa de operación.

$$\forall g, t : P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq RS_g \tag{3.8}$$

$$\forall g, t : P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq RB_g \tag{3.9}$$

donde:

Parámetros

RS_g	:	Rampa de subida máxima de la unidad generadora g.
RB_g	:	Rampa de bajada máxima de la unidad generadora g.

Flujo de potencia DC y restricciones de transmisión:
La representación del sistema de transmisión permite modelar el flujo de potencia que circula por las líneas y conocer con detalle la distribución de la energía a lo largo del sistema. Si bien las ecuaciones para representar el flujo de potencia de manera exacta son no lineales, en este modelo se utiliza una simplificación conocida como flujo de potencia DC. Esta metodología de flujo DC, permite aproximar las complejas ecuaciones del flujo de potencia completo, hacia ecuaciones de menor complejidad resolutiva, todo esto a partir de suponer un sistema en condiciones normales de operación. Es decir, tensiones en todas las barras aproximadamente iguales a su valor nominal (1 en por unidad), ángulos de las tensiones pequeños ($\sin(\theta) \approx \theta$), desprecio de la susceptancia y conductancia paralelas a las líneas debido a que tienen valor muy bajo, y por último, se desprecian las pérdidas por lo que la impedancia serie de una línea conectada entre dos nodos, sólo queda representada por su reactancia inductiva asociada.

Con todas estas suposiciones el flujo de potencia DC puede representarse por la siguiente relación:

$$\forall lm \in L : F_{lm,t} = \frac{\theta_{l,t} - \theta_{m,t}}{X_{lm}} = B_{lm} \cdot (\theta_{l,t} - \theta_{m,t}) \tag{3.10}$$

Además, cada línea de transmisión tiene límites térmicos que se traducen en niveles máximos de potencia que el elemento puede transmitir sin experimentar daños a corto plazo:

$$\forall lm \in L : -F_{lm}^{MAX} \leq F_{lm,t} \leq F_{lm}^{MAX} \tag{3.11}$$

donde para las ecuaciones 3.10 y 3.11 se tiene:

Variables

$F_{lm,t}$	:	Variable continua, flujo de potencia desde la barra l hacia la barra k para el período t.
$\theta_{l,t}$	:	Variable continua, ángulo de la tensión en la barra l en el período t .
$\theta_{m,t}$	:	Variable continua, ángulo de la tensión en la barra m en el período t .

Parámetros

X_{lm}	:	Reactancia serie asociada a la línea lm conectada entre los nodos l y m.
B_{lm}	:	Susceptancia serie asociada a la línea lm conectada entre los nodos l y m.
F_{lm}^{MAX}	:	Flujo de potencia máximo que admite la línea lm desde la barra l hacia la barra m.
L	:	Conjunto total de líneas en el sistema.

Hidrodinámica de cada embalse:
Dependiendo de las condiciones climáticas, estación del año y ubicación geográfica, cada embalse posee una condición dinámica independiente que define el comportamiento de su volumen a través del período de operación. La siguiente ecuación permite el cálculo del volumen del agua en cada embalse para cada etapa del horizonte de programación.

$$\forall j,t : Vol_{j,t+1} = Vol_{j,t} + (Q_{j,t}^{afl} - Q_j(Ph_{j,t}) - Q_{j,t}^{filt} - Q_{j,t}^{evap} - Q_{j,t}^{vert}) \cdot h \tag{3.12}$$

Capacidad de embalses: Las centrales hidroeléctricas tienen restricciones en cuanto al volumen de agua almacenada con el cual pueden operar de manera normal. Es por ello, que los embalses asociados a las unidades hidroeléctricas deben cumplir restricciones de cotas máximas y mínimas en el volumen de agua que almacenan, para no conducir a problemas estructurales ni vertimiento del recurso hídrico.

$$\forall j,t : Vol_j^{MIN} \leq Vol_{j,t} \leq Vol_j^{MAX} \tag{3.13}$$

donde para las ecuaciones 3.12 y 3.13 se tiene:

Variables

$Q_j(Ph_{j,t})$	:	Variable continua, caudal asociado a una cantidad de generación hidráulica Ph de la unidad h para el período t.

Parámetros

h	:	Variable continua, largo del período t (en general 1 hora).
$Q_{j,t}^{afl}$	:	Caudal afluente del embalse j en el período t.
$Q_{j,t}^{filt}$	:	Caudal de filtraciones del embalse j en el período t.
$Q_{j,t}^{evap}$	:	Caudal de evaporación del embalse j en el período t.
$Q_{j,t}^{vert}$	:	Caudal de vertimiento del embalse j en el período t.
Vol_j^{MIN}	:	Volumen mínimo de agua que puede almacenar el embalse j.
Vol_j^{MAX}	:	Volumen máximo de agua que puede almacenar el embalse j.

3.1.5. Restricciones Reserva del Sistema

Límites técnicos de operación de unidades generadoras:
Todas las unidades generadoras presentan límites técnicos de operación, los cuales vienen dados de acuerdo a su construcción, tipo de combustible, vida útil, entre otros factores.

Cada unidad debe operar no mas allá de su potencia máxima, ni a menos de cierta potencia mínima admisible conocida como mínimo técnico.

$$\forall t, g : P_{g,t} + R_{CPF_UP_{g,t}} + R_{AGC_UP_{g,t}} + R_{MANUAL_UP_{g,t}} \leq P_{g,t}^{MAX} \tag{3.14}$$

$$\forall t, g : P_{g,t} - R_{CPF_DOWN_{g,t}} - R_{AGC_DOWN_{g,t}} - R_{MANUAL_DOWN_{g,t}} \geq P_{g,t}^{MIN} \tag{3.15}$$

donde:

Variables

$R_{CPF_UP_{g,t}}$	:	Variable continua, cantidad de reserva que aporta la unidad g al CPF de subida en el período t.
$R_{AGC_UP_{g,t}}$	:	Variable continua, cantidad de reserva que aporta la unidad g al CSF automático (AGC) de subida en el período t.
$R_{MANUAL_UP_{g,t}}$	:	Variable continua, cantidad de reserva que aporta la unidad g al CSF manual de subida en el período t.
$R_{CPF_DOWN_{g,t}}$	:	Variable continua, cantidad de reserva que aporta la unidad g al CPF de bajada en el período t.
$R_{AGC_DOWN_{g,t}}$	:	Variable continua, cantidad de reserva que aporta la unidad g al CSF automático (AGC) de bajada en el período t.
$R_{MANUAL_DOWN_{g,t}}$	:	Variable continua, cantidad de reserva que aporta la unidad g al CSF manual de bajada en el período t.

Parámetros

P_g^{MAX}	:	Potencia máxima admisible para la unidad g.
P_g^{MIN}	:	Potencia mínima admisible para la unidad g.

Reserva total del sistema:

Los requerimientos para cada tipo de reserva deben satisfacerse para cada bloque horario. Es por ello que la sumatoria del aporte de reserva de cada unidad generadora, debe ser mayor o igual a la cantidad total de reserva que requiere el sistema para todas las clases de reserva y para cada bloque horario.

$$\forall t : \sum_{g=1}^{G^{sist}} R_{CPF_UP_{g,t}} \geq R_{CPF_UP_t}^{sist} \tag{3.16}$$

$$\forall t : \sum_{g=1}^{G^{sist}} R_{CPF_DOWN_{g,t}} \geq R_{CPF_DOWN_t}^{sist} \tag{3.17}$$

$$\forall t : \sum_{g=1}^{G^{sist}} R_{AGC_UP_{g,t}} \geq R_{AGC_UP_t}^{sist} \tag{3.18}$$

$$\forall t : \sum_{g=1}^{G^{sist}} R_{AGC_DOWN_{g,t}} \geq R_{AGC_DOWN_t}^{sist} \tag{3.19}$$

$$\forall t : \sum_{g=1}^{G^{sist}} R_{MANUAL_UP_{g,t}} \geq R^{sist}_{MANUAL_UP_t} \tag{3.20}$$

$$\forall t : \sum_{g=1}^{G^{sist}} R_{MANUAL_DOWN_{g,t}} \geq R^{sist}_{MANUAL_DOWN_t} \tag{3.21}$$

donde:

Parámetros

$R^{sist}_{CPF_UP_t}$	:	Cantidad de reserva programada para el CPF de subida del sistema para el período t
$R^{sist}_{CPF_DOWN_t}$	:	Cantidad de reserva programada para el CPF de bajada del sistema para el período t
$R^{sist}_{AGC_UP_t}$	:	Cantidad de reserva programada para el CSF automático de subida del sistema para el período t
$R^{sist}_{AGC_DOWN_t}$	:	Cantidad de reserva programada para el CSF automático de bajada del sistema para el período t
$R^{sist}_{MANUAL_UP_t}$	:	Cantidad de reserva programada para el CSF manual de subida del sistema para el período t
$R^{sist}_{MANUAL_DOWN_t}$	:	Cantidad de reserva programada para el CSF manual de bajada del sistema para el período t

3.2. Implementación en Software Plexos

Tal como se explica en capítulos anteriores, de acuerdo a la nueva ley de transmisión (Ley 20.936), se podría generar un nuevo régimen de mercado para los servicios complementarios basado en ofertas de las unidades generadoras o empresas coordinadas, dependiendo de las condiciones de competencia que puedan desarrollarse. Teniendo en cuenta esto, el presente trabajo busca analizar y comparar dos metodologías para la resolución de este nuevo mercado de ofertas, y para realizarlo se utiliza como herramienta Plexos, un software de simulación de sistemas eléctricos que permite resolver el programa de generación óptimo, establecer las distintas condiciones de ofertas de reserva que formaran parte del sistema y evaluar los costos asociados, entre otras funcionalidades.

Complementando lo anterior, la implementación se realiza en el software PLEXOS ®, versión 7.400 R01 x64 Edition. Este software utiliza técnicas de optimización entera mixta, en conjunto con el procesamiento de datos, para proveer una plataforma de simulación de sistemas eléctricos. Algunas de las razones que se pueden mencionar para la elección de este software son: permite realizar la co-optimización de energía y servicios complementarios con relativa facilidad, pues forma parte de las características propias del programa en sí, además, al ser un recurso utilizado constantemente por el Coordinador, existen bases de datos con la representación de las unidades del sistema, las cuales pueden ser utilizadas como un punto de partida para luego realizar las modificaciones pertinentes que requiera el presente estudio, posibilitando así una adecuada precisión del modelamiento de la red eléctrica.

Considerando lo anterior, el modelo desarrollado en el presente trabajo, se centra en el análisis del comportamiento del sistema mediante simulaciones de corto plazo, con resolución horaria, sobre un horizonte de una semana. Además, sin pérdida de generalidad, se establece un solo paso de optimización (de una semana) sin utilizar look-ahead[10]. Esto se realiza considerando que dividir el horizonte de planificación en pasos más pequeños (por ejemplo de 1 día de duración), si bien, puede reducir la dificultad y tiempo de solución del problema, tiene implicaciones directas en la calidad de la solución. Por lo que se opta por mantener la mejor calidad posible de esta, teniendo presente el costo que puede conllevar en el rendimiento de la optimización.

3.2.1. Representación del Sistema Eléctrico

Los escenarios de estudio a evaluar corresponden a despachos energéticos del sistema eléctrico chileno proyectado al año 2021. La elección de situar el análisis en este año tiene dos razones principales, la primera, es que el inicio del nuevo esquema de subastas para servicios complementarios comenzará a operar a partir desde el año 2020 [59]. Por lo tanto, es necesario evaluar la red eléctrica con el parque generador luego de ese año para analizar a fondo el nuevo mercado. La segunda razón, es utilizar como punto de partida la base de datos pública del estudio ERNC - "*Flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el año 2021*" de Diciembre 2016 [60], que posee el Coordinador Eléctrico, la cual se adapta y actualiza en base a los requerimientos de este trabajo, favoreciendo así el desarrollo y validez del presente estudio.

3.2.1.a. Parque Generador

Se considera todas aquellas unidades generadoras que se encuentran actualmente en operación, centrales proyectadas en base a la Resolución Exenta CNE N°315 del 22 de junio de 2017, que declara y actualiza obras de generación y transmisión en construcción, y otros proyectos que se adjudicaron suministro de consumo regulado en la licitación de suministro que concluyó en agosto del año 2016 (que comienza a abastecer consumo regulado a partir del año 2021 [61]). Respecto a las características técnicas, la modelación incluye parámetros obtenidos desde la información técnica del Coordinador, tales como: límites de potencia (máxima y mínima), tiempos mínimos de operación (en servicio y fuera de servicio), costos variables (costo combustible y no combustible) a plena carga, costos de encendido/apagado y programa de mantenimiento mayor. El detalle de la principal información técnica se puede encontrar en A.1.

Para el caso de las centrales ERNC, se utilizan perfiles de generación horarios del recurso primario (radiación solar y viento) basados en datos reales para centrales que se encuentran actualmente en operación y datos del Explorador de Energía Solar[11] y Eólica[12] (desarrollado por la Universidad de Chile en convenio con el Ministerio de Energía). Con ello se crean perfiles de generación para las centrales en operación y para proyectos futuros.

[10] Look-ahead es la habilidad de modelar un período adicional de búsqueda hacia adelante, respecto al definido para cada paso de optimización, con el objetivo de mejorar la solución y reducir la complejidad del problema MIP. Por ejemplo, si cada paso de optimización tiene una duración de 3 días, y se considera look-ahead de 4 días, durante cada paso se buscará soluciones óptimas sobre 7 días, pero almacenando solo los resultados de 3 días de la solución entre pasos consecutivos.

[11] `http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/`

[12] `http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/`

Por otro lado, para el caso de las centrales hidráulicas de embalse, en el modelo se incluye el valor del agua, a través de la función de costo futuro (FCF) de los reservorios de agua más importantes del centro sur del país. Esta función, se obtiene desde la solución de programación de largo plazo (PLP), que actualmente es utilizada por el Coordinador para definir los programas de operación diarios de la generación. Así, la FCF que se agrega a la modelación, corresponde a la empleada por el Coordinador para la programación de la generación del día 3 de enero del año 2018 (disponible en su página web[13]), considerando como valores del agua lo suficientemente representativos para la primera semana de enero del año 2021 que se utiliza como período de simulación.

Además del uso de la FCF para las principales cuencas del país, se establece un límite de cota mínima y máxima, para la utilización del recurso hídrico durante la operación, siguiendo lo utilizado en la base de datos inicial (estudio ERNC año 2016) y actualizando algunos parámetros en base al programa de operación desde donde se obtiene la FCF.

Finalmente, para la modelación de las unidades generadoras en general, se utilizan diversos parámetros técnicos y económicos que se describen en los párrafos anteriores. Sin embargo, es necesario notar que algunas restricciones presentadas en el modelo matemático de la sección anterior, no se consideran para la implementación en Plexos, principalmente por motivos prácticos o dificultad de obtención de la información, entre las que se encuentran: las rampas de aumento 3.8 y disminución de carga 3.9, y la función de costo variable (consumo específico, costo variable no combustible y costo comubustible 3.4), que se reemplaza por el costo variable a plena carga, en donde no se toma en cuenta la pérdida de eficiencia al operar a un punto distinto de potencia máxima. Por otro lado, teniendo en cuenta estas excepciones, el resto de restricciones del modelo matemático (tiempos mínimos 3.6, 3.7, capacidad de embalses3.13, dinámica de embalses3.12 y FCF) si son añadidas al modelo de simulación, conformando la base inicial para el análisis del sistema.

3.2.1.b. Sistema de Transmisión

Para el sistema de transmisión, hay que considerar dos zonas; SEN-Norte y SEN-CentroSur. Para el SEN-Norte, se consideran instalaciones sobre los $66[kV]$ que actualmente están en operación, más nuevas obras y refuerzos a instalaciones existentes que se encuentran en construcción o incluidas en Decretos de Expansión Troncal. Para el SEN-CentroSur, se consideran las principales instalaciones de $110[kV]$ de la zona central, junto a las barras y líneas que componen el sistema de transmisión con un nivel de tensión igual o mayor a $220[kV]$.

Dentro del modelo del sistema, se utilizan características técnicas de la transmisión tales como: resistencia, reactancia y capacidad de transmisión de potencia considerando el límite térmico del conductor. Las cuales se obtienen desde la información técnica del Coordinador. El detalle del sistema de transmisión considerado para la modelación, junto a sus principales características se presenta en A.2 (notar que los valores de resistencia y reactancia, se presentan en formato por unidad, en base propia con una potencia base de $100[MVA]$). Teniendo en cuenta todo lo anterior, las restricciones de transmisión del modelo matemático anterior (3.11 y 3.10), son implementadas en el modelamiento en Plexos.

[13] https://www.coordinador.cl/sistema-informacion-publica/portal-de-operaciones/operacion-programada/antecedentes-de-programacion-de-la-operacion/

3.2.1.c. Demanda

Para el modelado de la demanda, se utiliza una proyección horaria por barra, basado en lo determinado por el ex CDEC-SING en el Informe de Estudio ERNC de Diciembre de 2016 [60], el cual considera lo contemplado dentro del plan de integración conjunto que llevaron los anteriores CDEC previo a la composición como Coordinador.

Considerando lo anterior, la demanda máxima del sistema es de 11,715$[MW]$, con una demanda de energía anual de $83,4[TWh]$ y un crecimiento anual promedio de $3,7\,\%$ en el período 2016-2021. Así, es necesario indicar que en el modelo de optimización en Plexos, se considera la restricción de balance de demanda (3.5), presentada en la sección anterior.

Para efectos demostrativos, en la Figura 3.3 se muestra la demanda horaria del sistema, para el período de una semana del año 2021.

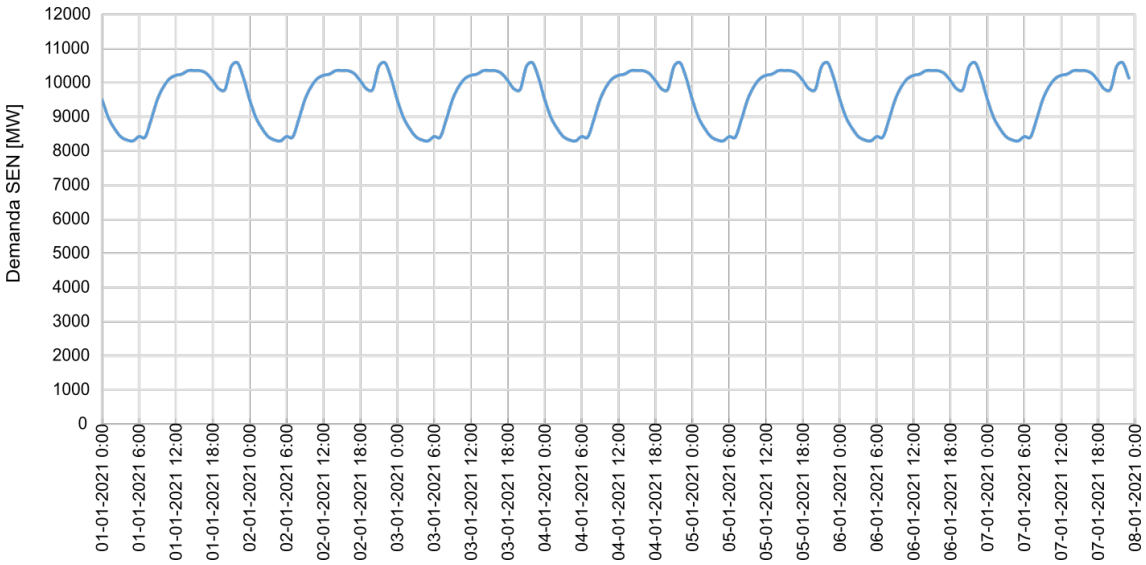


Figura 3.3. *Demanda horaria del sistema eléctrico nacional 01-01-2021 al 07-01-2021. (Fuente: Elaboración Propia).*

3.2.1.d. Requerimiento Sistémico y Unidades participantes del mercado de reserva

Es necesario indicar, que el presente estudio considera la optimización de dos tipos de reserva: CPF y CSF automático (AGC) y manual. Teniendo claro lo anterior, el requerimiento sistémico de reserva, es la cantidad de potencia (MW) necesaria, que en conjunto deben aportar las unidades generadoras hacia los distintos tipos de control de frecuencia (CPF, AGC y Manual), para cumplir con los estándares de seguridad y calidad de servicio del sistema. Para definir los requerimientos de reserva del modelo de simulación usado en este trabajo y la cantidad de potencia que puede aportar cada unidad generadora para los distintos controles de frecuencia, se utilizan los documentos [62], [17] y [63], los cuales corresponden a informes y estudios que analizan las condiciones actuales de operación del sistema y conforman lo utilizado actualmente por el Coordinador (anteriores CDEC) para determinar los montos de reserva necesarios para mantener la seguridad y calidad del sistema.

Los estudios mencionados realizan diversos análisis para cuantificar los montos de reser-

va, con el objetivo de determinar el compromiso óptimo entre el costo económico asociado a disponer de la reserva, y la calidad y seguridad de servicio que se desea alcanzar. De forma general, según lo expuesto en [63], para determinar la reserva para CPF, se utilizan dos metodologías: la primera analiza de manera estadística las variaciones naturales instantáneas de la demanda (CPF para variaciones aleatorias de consumos), considerando la diferencia entre el valor instantáneo de la generación total, respecto a una media móvil (tendencia lineal) cada 15 minutos y un intervalo de confianza que contenga el 95 % de los eventos. La segunda, analiza el equilibrio entre generación y demanda provocado por la desconexión intempestiva de generación (CPF ante contingencias), definiendo el monto de reserva en base a la minimizacion de una función de costo conformada por el costo de operación más el costo de la energía no suministrada debido al desprendimiento de carga por EDAC, sobre 12 meses de operación. La suma de ambos montos de reserva constituyen la reserva para control primario de frecuencia.

Por otro lado, la reserva para CSF, se determina en base al mayor error estadístico en la previsión de demanda. Este error se calcula como la diferencia entre el incremento de generación horaria programada y el incremento de generación real entre horas sucesivas, considerando un intervalo de tolerancia del 95 %, con lo que se obtiene el requerimiento total para CSF. Luego, para determinar las proporciones de reserva para AGC y CSF manual, se calcula un error asociado a la estimación de los requerimientos para la reserva que va realizando el seguimiento de la demanda durante el día. Así, es necesario indicar que tanto los requerimientos de reserva para CPF, como aquellos para CSF (AGC y Manual) son los utilizados para la operación del SEN.

Considerando lo anterior, el requerimiento sistémico para los distintos controles de frecuencia, en conjunto con el *Reserve_Type* que corresponde al tipo de reserva considerado para la implementación del modelo en Plexos, se presenta en la Tabla 3.11.

Sistema	Tipo Reserva	Nombre	Cantidad [MW]	Reserve_Type
SEN-Norte	CPF	CPF_UP	140	Regulation_Raise
		CPF_DOWN	42	Regulation_Lower
	CSF	CSF_AGC_UP	69	Regulation_Raise
		CSF_AGC_DOWN	69	Regulation_Lower
		CSF_MANUAL_UP	132	Raise
		CSF_MANUAL_DOWN	193	Lower
SEN-Centro Sur	CPF	CPF_UP	223	Regulation_Raise
		CPF_DOWN	59	Regulation_Lower
	CSF	CSF_AGC_UP	60	Regulation_Raise
		CSF_AGC_DOWN	60	Regulation_Lower
		CSF_MANUAL_UP	203	Raise
		CSF_MANUAL_DOWN	203	Lower

Tabla 3.11

Requerimientos sistémicos de reserva para el sistema interconectado. (Fuente: Confección Propia)

Por otro lado, utilizando los mismos antecedentes presentados anteriormente, se definen las unidades participantes y la cantidad de potencia que pueden aportar a los distintos controles de frecuencia del sistema. Esta información se muestra en la Tabla A.3, donde se

resalta en **negrita** aquellas unidades hidráulicas de pasada y ERNC que se consideran dentro del presente estudio, pero que actualmente no participan en el servicio complementario de control de frecuencia.

Estas unidades hidráulicas de pasada y ERNC se consideran como oferentes adicionales para proveer reserva dentro del presente estudio, aun cuando actualmente no participan en el control de frecuencia, en base a varios motivos: a) su diseño actual en conjunto a la utilización de adecuados recursos tecnológicos de control (basados en electrónica de potencia) disponibles actualmente, les confiere las características técnicas necesarias para participar en el control de frecuencia [64], b) existen experiencias internacionales donde se utilizan este tipo de recursos como oferentes en el mercado de reserva para aportar al balance de la frecuencia del sistema [65], c) resultados exitosos de la participación en el control de frecuencia de una central ERNC en el sistema nacional [66] y d) considerando que la creación de un mercado para servicios complementarios, podría crear incentivos (técnicos o económicos) para incluir nuevas formas de prestación de estos servicios.

Todo esto constituye la implementación en el modelamiento de Plexos de las restricciones de reserva, tanto la limitación técnica de unidades generadoras 3.14 y 3.15, como los requerimientos de reserva del sistema 3.16, 3.17, 3.18, 3.19, 3.20 y 3.21, presentados en el modelo matemático de la sección anterior.

3.2.1.e. Precio de ofertas para el mercado de reserva

Antes de exponer la metodología utilizada para definir los precios de oferta de reserva, se presenta lo desarrollado actualmente en el mercado eléctrico chileno para remunerar los servicios complementarios de acuerdo al DS N°130 [11]. Cada dos años el Coordinador (anteriores CDEC), desarrolla un estudio que determina el costo de inversión estándar y eficiente asociado al mantenimiento, instalación y/o habilitación de equipos para abastecer al sistema de los distintos tipos de servicios complementarios. Este estudio define el valor anualizado que se utiliza para retribuir a las empresas proveedoras de servicios complementarios cuyo costo no se restituye mediante los ingresos del mercado spot (energía y potencia). Lo anterior, sumado a que hoy en día las prestaciones de reserva son prácticamente obligaciones operacionales impuestas por el Coordinador (de acuerdo con la regulación vigente), implica que según el esquema de mercado actual, no se tiene una percepción inicial concreta sobre el nivel de precio horario que podrá ofertar un generador por cada MW destinado a participar en las subastas de reserva. Entendiendo que en el presente no existen los incentivos suficientes para que la central generadora busque proveer reserva para asegurar su máximo beneficio.

Sobre la base de lo anteriormente expuesto, y bajo el supuesto de que las unidades generadoras son agentes económicos racionales, cada generador participante del mercado eléctrico buscará maximizar su beneficio y para lograrlo deberá buscar la alternativa óptima para asegurar sus mayores ganancias tanto en el mercado de energía, como en el mercado de reserva.

De acuerdo a lo presentado en capítulos anteriores, el mercado de energía seguirá manteniendo su base en los costos declarados, por lo que el comportamiento del generador no variará sustancialmente a la operación que mantiene actualmente. Sin embargo, el mercado de reserva se basará en ofertas de los distintos participantes, las cuales de acuerdo al reglamento de servicios complementarios [59] deberán incluir todos los costos asociados a

la prestación del servicio y serán remunerados de acuerdo al precio de la oferta que sea adjudicada en la subasta (mercado tipo *pay-as-bid*).

Dentro de este marco, para el presente trabajo se considera un esquema de mercado de reserva de tipo *pay-as-bid*, en el cual las ofertas de cada generador incluyen todos los costos asociados a la prestación del servicio, que para efectos del presente estudio se consideran iguales al costo de oportunidad por participar en el mercado de reserva. Si bien, los precios de las ofertas no necesariamente serán iguales al costo de oportunidad de las unidades, debido a que existen diversos factores que pueden afectar el valor que defina cada oferente (nivel de riesgo, portafolio de generación, inversión adicional, entre otros). El costo de oportunidad, se considera un supuesto suficientemente válido, pues contiene el componente de mayor impacto dentro del valor de oferta.

El costo de oportunidad, según la teoría económica, es el valor de la siguiente mejor elección a la que se renuncia cuando se toma una decisión, en otras palabras, el coste de la mejor opción no realizada [6]. Dentro del contexto de este trabajo, el costo de oportunidad por participar en el mercado de reserva, representa el beneficio que deja de percibir un generador al proveer un determinado tipo de reserva y vender una menor cantidad de energía en el mercado spot (para entender el concepto de forma más precisa se puede revisar el ejemplo del sistema de la Figura 2.1 abordado en el capítulo anterior).

Por lo tanto, para definir los precios de las ofertas de reserva tanto de subida, como de bajada, se realiza un estudio sobre el costo de oportunidad de reserva que presentan las unidades generadoras durante distintos períodos de operación del registro histórico de los últimos meses. Con este estudio se pueden detallar los niveles de precios que representan una oferta atractiva para que un generador participe en el mercado de reserva, cubriendo sus costos asociados.

El estudio se divide en dos partes, la primera es obtener el costo de oportunidad para la reserva de subida, y la segunda, obtener el costo de oportunidad para la reserva de bajada. Los antecedentes utilizados para el estudio se obtienen desde la página web del Coordinador[14] o desde las versiones web aún disponibles de los anteriores CDEC[15], y corresponden a los siguientes documentos: "Costos marginales reales horarios por barra", "Programas de operación diarios", "Antecedentes de la programación diaria de la operación", "Costos variables unidades generadoras" y "Prioridades de colocación para la operación diaria". A partir de estos documentos se obtienen los costos marginales horarios para las distintas barras, los costos variables a plena carga de las unidades de generación, la cantidad de reserva programada para cada unidad y los mínimos técnicos de los generadores, para distintos períodos de operación.

Para obtener los costos de oportunidad de reserva de subida, se debe entender que al aportar reserva para subir, una unidad generadora limita la consigna máxima de potencia que puede aportar en el mercado de energía. Por lo tanto, si se considera que para cada período t, una unidad posee un costo variable a plena carga CV_t, menor que el costo marginal CMg_t y se encuentra aportando una cantidad de reserva R_t de cualquier tipo (CPF, AGC o Manual), se puede obtener su costo de oportunidad de reserva para subir mediante la ecuación 3.22.

[14] `https://www.coordinador.cl/`

[15] CDEC-SIC: `https://sic.coordinador.cl/informes-y-documentos/informacion-tecnica/`, CDEC-SING: `http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_ web_ cdec_ sing.sp_ pagina`

$$\forall t : CO_{ReservaUP_t}[USD] = (CMg_t - CV_t) \cdot R_t \tag{3.22}$$

Ahora, la ecuación 3.22 presenta el costo de oportunidad total que incurre un generador por brindar reserva, sin embargo, se desea obtener un costo de oferta para cada MW de reserva de las distintas unidades para la participación en las subastas de corto plazo. Por lo tanto, la ecuación anterior se divide por la cantidad MW de reserva R_t que aporta el generador, con lo que se obtiene la ecuación 3.23. Esta ecuación representa el costo de oportunidad de una central para cada MW de reserva de subida que aporta para el control de frecuencia.

$$\forall t : CO_{ReservaUP_t}\left[\frac{USD}{MWh}\right] = (CMg_t - CV_t) \tag{3.23}$$

Entonces, de acuerdo a lo expuesto anteriormente, se procede a calcular el costo de oportunidad de reserva de subida, utilizando la ecuación 3.23, para las unidades generadoras que actualmente se encuentran en operación en el mercado eléctrico chileno. El cálculo se realiza para diversos meses durante el año, así se puede tener una amplia visión sobre la evolución de estos costos a través del tiempo, y generar un nivel de oferta más preciso de acuerdo al comportamiento de la unidad.

Además, es necesario destacar, que para efectos prácticos del estudio se realizan algunas consideraciones:

- El costo variable de las unidades es fijo durante el transcurso de una misma hora, y corresponde al costo variable a plena carga (potencia máxima) de los generadores. Si bien este costo no cambia dentro de una misma hora, si puede modificarse en horas posteriores (dependiendo del bloque horario, costos de combustibe, entre otros factores) y corresponde al costo variable utilizado para la definición de los programas de operación diarios por parte del Coordinador. Además tampoco se considera una pérdida de eficiencia al estar operando a un punto de operación distinto de plena carga.

- Se considera el costo marginal real para cada hora del mes de la barra de generación asociada a la unidad correspondiente.

- Para aquellas horas donde el costo variable de la unidad es mayor que el costo marginal de la barra correspondiente ($CV > CMg$), el costo de oportunidad será nulo ($CO = 0$), pero no se considera dentro del promedio del período de cálculo. Por lo tanto, aquellas unidades que se encuentren aportando energía al sistema, pero fuera de mérito económico (mínimo técnico), tienen costo de oportunidad cero.

- Para las unidades GNL que pueden operar con distintos tipos de combustible, se consideran los costos variables de un solo tipo de gas licuado y un solo tipo de combustible diésel.

Los resultados del estudio corresponden al promedio mensual, agrupado por tecnología, de los costos de oportunidad de reserva de las distintas unidades generadoras, y se presenta en la Tabla 3.12. De acuerdo a los valores obtenidos, se puede notar que existe una diferencia entre los costos de oportunidad entre los sistemas, esto puede explicarse

debido a que en promedio, el SEN-CentroSur (anterior SIC) experimenta mayores costos marginales durante la mayoría de los meses revisados, implicando un costo de oportunidad levemente mayor respecto a las unidades del SEN-Norte (anterior SING).

	mar-17		**jun-17**		**sep-17**		**dic-17**	
Tecnología	**SING**	**SIC**	**SING**	**SIC**	**SING**	**SIC**	**SING**	**SIC**
Carbón	11,34	28,35	13,16	27,74	7,81	7,24	11,83	6,38
Hidro Pasada	-	88,86	-	92,33	-	49,24	-	45,65
Hidro Embalse	-	17,48	-	7,16	-	0,63	-	1,33
Fotovoltaica	57,61	60,18	54,60	56,20	49,01	38,02	58,73	44,73
Eolica	57,61	74,52	54,60	78,37	49,01	45,19	57,50	46,21
GNL	10,45	26,73	7,59	28,04	4,38	27,57	6,41	5,74
Diésel	0,83	4,03	0,69	4,31	0,70	4,49	1,87	0,33

Tabla 3.12

Costo de oportunidad de subida (valores en [USD/MWh]), promedio mensual por sistema y por tecnología. (Fuente: Confección Propia)

Por otro lado, los costos de oportunidad mantienen niveles de precios de similar orden de magnitud durante los distintos meses, y son más elevados para las tecnologías con menor costo variable, lo que coincide con lo esperado según la ecuación utilizada. Por lo tanto, para definir niveles de precios adecuados para las ofertas de reserva de las unidades, se define un precio base para CPF por tecnología utilizando el promedio de los resultados de ambos sistemas para los meses anteriormente presentados, estos precios base se muestran en la Tabla 3.13, donde para AGC y CSF Manual se consideran precios 10 % mayores y 10 % menores respecto al precio base de CPF, en base a algunos datos presentes en [50]. Estos datos básicamente configuran que en promedio, los precios para recursos donde participa el AGC son superiores a los precios de los otros tipos de reserva. Sin embargo, al no contar con una diferencia desglosada por tecnología, se considera un porcentaje de 10 % para todas, en base a la variación promedio entre los precios de reserva para el año 2014 de diversos sistemas de EEUU, reconociendo los costos adicionales en tecnología (medición y comunicación) requeridos para brindar el AGC y siendo conservador para no sobre o subestimar los precios de oferta que se debiesen encontrar cercanos al costo de oportunidad ya obtenido. Luego, para definir el precio de la oferta de cada unidad generadora, se multiplica el precio base de la tecnología correspondiente por un factor k, que corresponde a un número aleatorio definido entre **0,8** y **1,2**. Este factor se añade con el fin de desagregar las ofertas, es decir, asignar precios distintos a ofertas de la misma tecnología, representando las diferentes aversiones al riesgo de cada central y otros factores que pueden influir en el valor de la oferta. Así, los precios de oferta para los distintos controles de frecuencia que se asignan a cada unidad se presentan en la Tabla A.4.

La segunda parte del estudio, consiste en obtener los costos de oportunidad de reserva de bajada. Para ello primero es necesario entender que al aportar reserva de bajada, la unidad en cuestión debe aumentar su consigna de generación, por lo tanto, si se considera el caso de una unidad inframarginal ($CV < CMg$) aportando este tipo de reserva, ningún MW que la central vende al mercado de energía se ve restringido o disminuido por participar de la reserva de bajada, por lo tanto esta unidad no incurre en ningún costo de oportunidad.

Por otro lado, dentro de la operación del sistema, existen unidades que por motivos

	Precio Base UP		
Tecnología	**CPF**	**AGC**	**CSF-Manual**
Carbón	14,23	15,65	12,81
Hidro Pasada	69,02	75,92	62,12
Hidro Embalse	6,65	7,32	5,99
Fotovoltaica	52,39	57,62	47,15
Eolica	57,88	63,66	52,09
GNL	14,61	16,08	13,15
Diésel	2,16	2,37	1,94

Tabla 3.13

Precios Base en [USD/MWh] para ofertas de reserva de subida por tecnología. (Fuente: Confección Propia)

de seguridad de la red, congestiones, estabilidad de tensión, entre otros criterios técnico-económicos, mantienen una consigna mínima fuera del orden económico del mercado marginalista (costo variable mayor al costo marginal) y se despachan a un nivel conocido como mínimo técnico[16]. Estas unidades quedan fuera del mercado marginalista, pero son compensadas por los costos variables en que incurren para mantener este nivel mínimo de generación.

Ahora, considerando lo anterior, generalmente para brindar reserva de bajada algunas unidades son obligadas a mantener una consigna sobre su mínimo técnico, aun cuando poseen costo variable mayor al costo marginal, por lo tanto existe un costo asociado que debe compensarse y que representa el costo de oportunidad de la unidad. Esta compensación, representa la diferencia entre los costos y los ingresos que posee la unidad al tener una consigna sobre mínimo técnico para reserva de bajada, y posee dos partes, una representa la retribución por mínimo técnico y la otra la compensación por costo de oportunidad de reserva (ecuación 3.24).

$$\begin{aligned}\forall t : Comp[USD] &= \overbrace{(P_{min_t} + R_t) \cdot CMg_t}^{\text{ingresos}} - \overbrace{(P_{min_t} + R_t) \cdot CV_t}^{\text{costos}} \\ &= \underbrace{(CV_t - CMg_t) \cdot P_{min_t}}_{\text{compensación MT}} + \underbrace{(CV_t - CMg_t) \cdot R_t}_{\text{compensación CO reserva}}\end{aligned} \tag{3.24}$$

Además, al igual que en el caso de reserva para subir, se busca obtener un costo por cada MW de reserva para bajar que aporta el generador, por lo tanto, el costo de oportunidad (compensación de reserva para bajar) se divide por la cantidad de reserva que mantiene para control de frecuencia de cualquier tipo (CPF, AGC o Manual). Así se obtiene el costo de oportunidad horario de cada MW que una unidad generadora aporta para el control de frecuencia de bajada y se presenta matemáticamente en la ecuación 3.25.

$$\forall t : CO_{ReservaDOWN_t} \left[\frac{USD}{MWh}\right] = \frac{(CV_t - CMg_t) \cdot R_t}{R_t} = CV_t - CMg_t \tag{3.25}$$

[16]Potencia activa mínima que puede mantener inyectando al sistema una unidad generadora de forma permanente, segura y estable.

Con todo lo anteriormente presentado, se obtiene el costo de oportunidad de reserva de bajada para las unidades generadoras que actualmente se encuentran en operación en el sistema interconectado y participan del control de frecuencia. El cálculo se realiza para diversos meses utilizando la ecuación 3.25, y se contemplan las siguientes consideraciones:

- El costo variable de las unidades es fijo durante una misma hora y corresponde al costo variable a plena carga del período correspondiente. Además, tampoco se considera una pérdida de eficiencia de la unidad al operar en un punto distinto de plena carga.
- Aquellas unidades cuya consigna de generación o aporte de reserva de bajada al control de frecuencia sea nulo en una hora específica, tendrá costo de oportunidad igual a cero para dicha hora y no serán consideradas dentro del promedio por tecnología. Lo mismo sucede para aquellas unidades cuyo costo variable sea menor al costo marginal ($CV < CMg$).
- Para los generadores GNL que pueden operar con combustible diésel, se tiene en cuenta el cambio en el costo variable y se estudian como unidades independientes, más aún, para el promedio por tecnología se clasifican en diferentes grupos (GNL o diésel).
- Se utiliza el costo marginal real horario para cada barra de generación de la central correspondiente.
- Las unidades hidráulicas de pasada y ERNC se consideran con costo de oportunidad igual a cero, pues su costo variable es nulo para efectos de la programación de la operación. Esto desde una mirada conceptual, basa su explicación, en que si una unidad de costo variable muy pequeño (cercano a cero) es seleccionada para proveer reserva de bajada, debe ser despachada a un punto de operación sobre su límite mínimo de potencia y recibirá retribución por esta energía a costo marginal. Sin embargo, en general, este costo marginal se encontrará sobre el costo variable de la unidad (muy pequeño), por tanto el ingreso percibido (retribución a CMg) será mayor al costo por brindar esta energía y así para la unidad no significaría un costo adicional o pérdida de beneficios el mantener este punto de operación para brindar reserva, lo que implica un costo de oportunidad nulo entre decidir vender energía u proveer reserva de bajada al sistema.

Los resultados del estudio, al igual que para la reserva de subida, corresponden al promedio mensual, agrupado por tecnología, de los costos de oportunidad de reserva de las unidades generadoras y se muestra en la Tabla 3.14. Se observa que el mayor cambio en los costos la experimentan los precios de las unidades diésel, principalmente se explica porque este tipo de centrales (o unidades GNL operando con combustible diésel), en general no son consideradas para brindar reserva secundaria (AGC y Manual), por lo tanto sus costos de oportunidad son nulos la mayoría del tiempo lo que implica la variabilidad de sus resultados a través de los meses estudiados. Por otro lado, para CPF aumenta las veces en que este tipo de unidades brindan reserva y como sus costos variables son muy altos, en comparación con el resto de tecnologías, la diferencia respecto al costo marginal del sistema es importante, y explica los altos costos para este tipo de reserva.

	CPF				AGC				CSF (AGC+MANUAL)			
Tecnología	**dic-17**	**ene-18**	**feb-18**	**mar-18**	**dic-17**	**ene-18**	**feb-18**	**mar-18**	**dic-17**	**ene-18**	**feb-18**	**mar-18**
Carbón	9,71	5,15	12,64	27,88	13,67	0,76	12,67	29,20	19,12	12,25	12,47	19,00
Hidro Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidro Embalse	8,27	3,88	1,22	4,30	8,67	4,25	1,30	4,66	8,04	3,78	1,54	4,22
Fotovoltaica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eolica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL	39,47	18,86	18,66	27,57	0,30	2,20	3,54	27,89	21,03	4,09	13,11	20,35
Diésel	86,98	138,26	124,22	154,61	38,86	-	69,08	156,87	29,01	-	74,17	110,61

Tabla 3.14

Costo de oportunidad de bajada (todos los valores en [USD/MWh]), promedio mensual por tecnología y tipo de reserva. (Fuente: Confección Propia)

Finalmente, los resultados indican que los costos de oportunidad mantienen niveles de precios similares para cada tecnología durante los distintos meses. Por lo tanto, análogo al caso anterior de reserva de subida, se define un precio base por tecnología, los cuales se presentan en la Tabla 3.15. Estos precios bases multiplicados por el factor k (idéntico al caso anterior), generan las ofertas de reserva de bajada para las distintas unidades generadoras y se exhiben en la Tabla A.4.

	Precio Base DOWN		
Tecnología	**CPF**	**AGC**	**CSF-Manual**
Carbón	13,84	14,08	15,71
Hidro Pasada	0,00	0,00	0,00
Hidro Embalse	4,42	4,72	4,40
Fotovoltaica	0,00	0,00	0,00
Eolica	0,00	0,00	0,00
GNL	26,14	8,48	14,64
Diésel	126,02	88,27	71,26

Tabla 3.15

Precios Base en [USD/MWh] para ofertas de reserva de bajada por tecnología. (Fuente: Confección Propia)

3.2.2. Metodología Secuencial

La implementación de la metodología secuencial para el presente trabajo consta de un proceso de tres etapas en donde se optimiza de forma independiente la energía y la reserva para definir el despacho de generación. Así, la metodología propuesta se esquematiza en la Figura 3.4, y cada proceso se detalla a continuación:

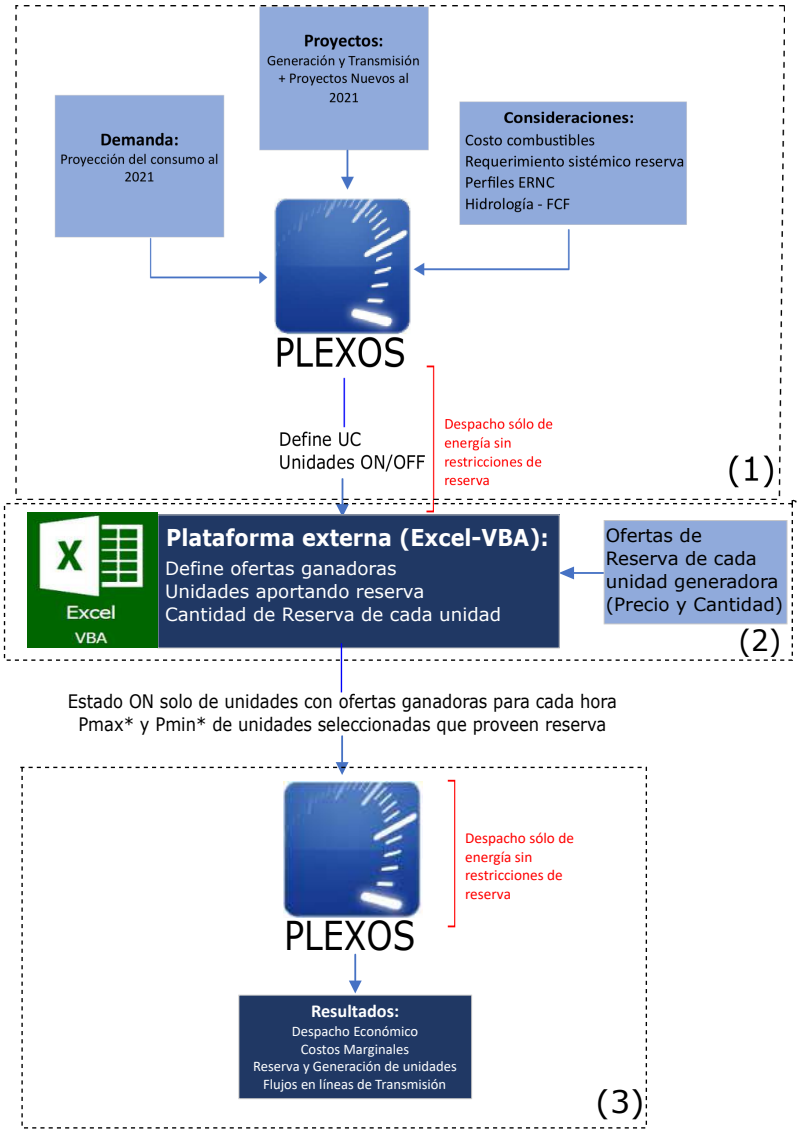


Figura 3.4. *Etapas y proceso metodología secuencial. (Fuente: Confección Propia).*

1. **Predespacho inicial solo energía:** La primera etapa tiene por objetivo encontrar que unidades deben estar encendidas o apagadas, durante cada hora, para cumplir las restricciones del mercado de energía, sin considerar requerimiento sistémico de reserva, es decir, un predespacho solamente de energía.

   Para realizar esto, inicialmente se añaden como entradas del modelo todos los antecedentes técnico-económicos que representan el sistema eléctrico (demanda, costo combustibles, lineas de transmisión, etc...) a la base de datos en Plexos. Luego, a partir de estos datos se simula un predespacho sin considerar ninguna de las restricciones del mercado de reserva, así, solo se resuelve el mercado de energía y se obtiene como resultado de esta primera etapa, el estado "ON/OFF" (1=encendido, 0=apagado) de cada central para toda hora dentro del período analizado. Esto se conoce como "Unit Commitment" (UC) de las unidades generadoras y forma parte de una de las entradas para la próxima etapa de la metodología propuesta.

2. **Optimización de ofertas de Reserva:** El objetivo de esta segunda etapa es definir las ofertas ganadoras del mercado de reserva para cada hora dentro del período de simulación. En otras palabras, se determina la cantidad de MW que debe aportar cada una de las unidades generadoras, considerando las ofertas por cada uno de los participantes, para satisfacer los requerimientos de reserva de los distintos tipos de control de frecuencia (CPF,AGC y Manual) a mínimo costo.

   Para lograr lo anterior, se utiliza una macro construida en Microsoft Excel a través del lenguaje de programación de Visual Basic para aplicaciones (VBA), la cual se encarga de optimizar la elección de ofertas utilizando como datos de entrada: el UC resultante de la etapa anterior, el requerimiento sistémico de cada tipo de reserva, la cantidad de reserva (MW) que puede ofertar cada unidad para cada tipo de reserva, el precio de cada oferta, la potencia máxima (P_{max}) y potencia mínima (P_{min}) que cada unidad puede proveer de manera estable para el mercado de energía, y por último, el costo variable de generación de cada central. El proceso de optimización se detalla en el diagrama de flujo de la Figura 3.5.

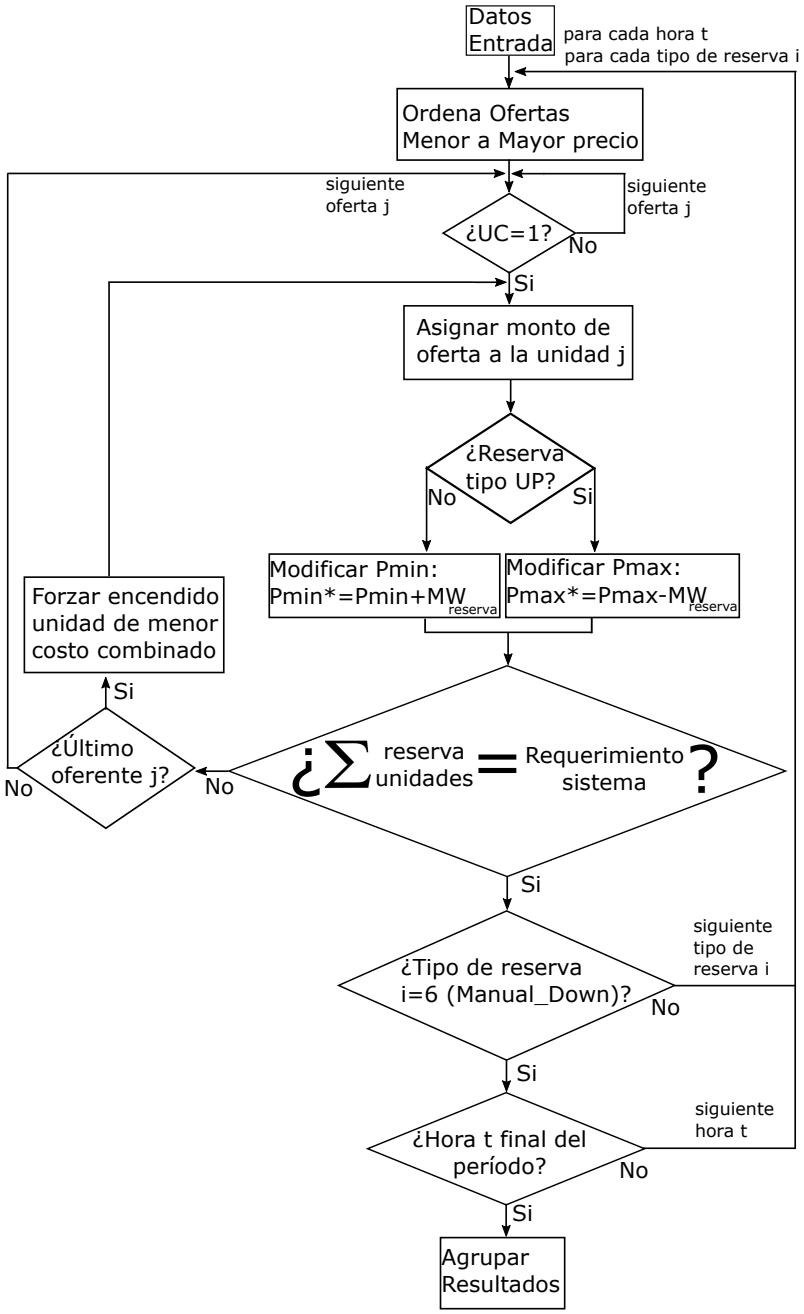


Figura 3.5. *Diagrama de flujo representativo del proceso de optimización de ofertas. (Fuente: Confección Propia)*

En breves palabras el proceso realizado sería el siguiente, la macro construída toma como entrada varios elementos, ya detallados, dentro de los que se encuentra el UC previo. Posteriormente, ordena las ofertas de cada unidad de menor a mayor precio. Luego, solo para aquellas unidades que se encuentran encendidas en el UC previo, selecciona las ofertas ganadoras, siempre evaluando que la unidad posea capacidad suficiente de regulación ($P_{max} - P_{min}$), que no se sobrepase la cantidad (MW) ofertada por la unidad y que se cumpla la igualdad entre requerimiento sistémico de reserva y la sumatoria de reserva asignada a las unidades.

Ahora, si dentro de una hora del período de estudio, no existen las unidades encendidas suficientes, entre los oferentes de reserva, capaces de proveer todo el requerimiento sistémico necesario, se fuerza el encendido de aquella unidad cuyo costo combinado de energía más reserva (costo variable + costo oferta) sea menor (más económico) para el sistema y se le asigna la consigna de reserva correspondiente.

Todo este proceso se realiza para cada hora t del período de estudio, y para cada tipo de reserva i del sistema de manera secuencial, comenzando la optimización desde los recursos de mayor velocidad de respuesta hacia los de menor velocidad, esto es: $i = 1(CPF_{UP})$, $i = 2(CPF_{DOWN})$, $i = 3(AGC_{UP})$, $i = 4(AGC_{DOWN})$, $i = 5(Manual_{UP})$ y $i = 6(Manual_{DOWN})$.

Finalmente, a cada unidad proveedora de reserva, se le modifica su P_{max}, P_{min} restringiendo su capacidad de potencia, y se fuerza su encendido (UC=1), para que en la próxima etapa de la metodología, se respeten las consignas de reserva ya asignadas.

3. **Despacho final solo energía:** La tercera y última etapa tiene por objetivo fijar las consignas finales y definitivas de energía para cada una de las unidades generadoras y obtener el programa de generación total. Para ello, se utilizan las nuevas consignas de P_{max}, P_{min} y UC, conseguidas en la etapa anterior y se simula un despacho nuevamente solo de energía, pero ahora del cual se obtienen todos los resultados finales del sistema (niveles de generación, costo marginal, costo total de operación, etc...).

Notar que en ninguna etapa del proceso se optimizan de manera conjunta los mercados de energía y reserva, más aun, al optimizar la reserva, cada control de frecuencia se resuelve por separado y en orden de la velocidad de respuesta que proporciona ante su requerimiento. En síntesis, la primera etapa fija que unidades deben estar encendidas para cumplir las restricciones del sistema considerando solo el precio por energía. La segunda etapa, considera los resultados de la primera, para asignar la reserva únicamente a aquellas unidades que se encuentran encendidas, pero optimizando solo de acuerdo al precio de reserva. Finalmente, la última etapa fija los niveles definitivos de potencia (consignas de energía) para abastecer la demanda luego de que la reserva fue resuelta.

3.2.3. Metodología Co-optimización

La metodología de co-optimización, como se ha indicado anteriormente, consiste en optimizar de manera conjunta la energía y la reserva dentro del despacho energético para definir el programa de operación. Para efectos de este trabajo, se utiliza un modelo del sistema eléctrico construido en base a los antecedentes técnicos y económicos, presentados en incisos anteriores. Este modelo se integra en el software Plexos, el cual tiene la capacidad de optimizar de manera unificada el mercado de energía y los mercados de servicios complementarios. Considerando lo anterior, se presentan a continuación las principales características y parámetros utilizados en la modelación para establecer una optimización conjunta de energía y reservas en Plexos:

- Se crean restricciones de reserva para la zona centro-sur y la zona norte grande del SEN, de manera independiente, las cuales representan los requerimientos sistémicos

de reserva del sistema. Cada restricción está asociada a un "Type" o tipo de reserva ("Raise", "Lower", "Regulation" entre otros indicados en la Tabla 3.11), propiedad que permite la distinción entre los distintos controles de frecuencia considerados para la operación económica y segura del sistema.

- Cada restricción de reserva se asocia a un set determinado de generadores a través de un "Membership" o membresía, para así limitar el aporte de reserva solo a aquellas unidades seleccionadas dentro del set definido. El detalle de las unidades seleccionadas para cada caso de estudio se presenta en (citar tabla del apéndice de las unidades para cada caso de estudio).
- A cada generador presente en el set definido anteriormente, se le asigna un "Offer Price" y "Offer Quantity", los cuales representan el precio de oferta y la cantidad de potencia que puede aportar al mercado de reserva. Es necesario destacar que para aquellas unidades fotovoltaicas participantes del mercado de reserva, se agrega una restricción adicional a sus ofertas, limitando su aporte de reserva solo en aquellas horas donde existe radiación solar suficiente (entre 8:00 y 18:00 hrs.).

En síntesis, el proceso para definir el despacho de generación a partir de la metodología de Co-optimización, consiste en: preparar la base de datos con la información técnica y económica del sistema, incluir las restricciones operacionales de reserva, asociarlas a las unidades participantes del mercado, añadir las ofertas de reserva para cada unidad (precio[USD/MWh] y cantidad [MW]) y finalmente resolver el despacho. Todo esto se esquematiza en la Figura 3.6.

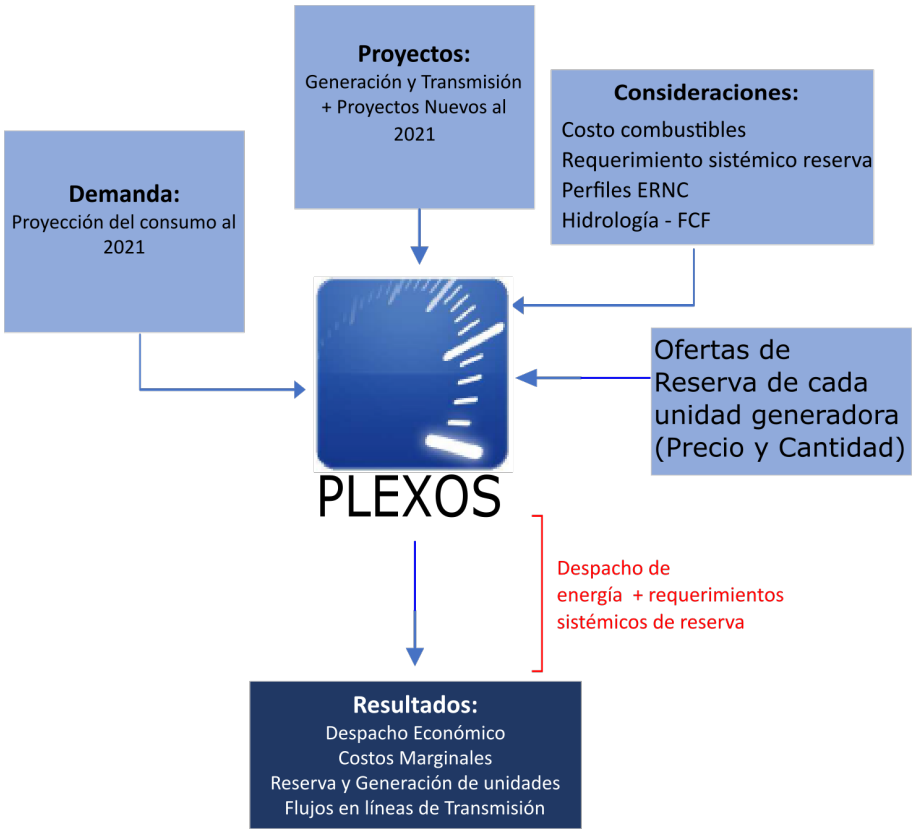


Figura 3.6. *Proceso metodología Co-optimización. (Fuente: Confección Propia).*

3.2.4. Casos de Estudio

Los casos de estudio preparados para analizar las metodologías Secuencial y de Co-optimización, corresponden a distintas sensibilidades de un escenario base del sistema eléctrico situado en el año 2021. Así, a partir de modificaciones de ciertos parámetros técnicos y económicos de este escenario base, se crean los diferentes casos de estudio. Todo esto con el objetivo de estudiar el comportamiento del mercado, analizar la factibilidad de incluir aspectos adicionales que mejoren técnica o económicamente el despacho del sistema, y vislumbrar las ventajas y desventajas de la resolución del despacho económico con ambas metodologías.

Los distintos casos de estudio se presentan esquemáticamente en la Figura 3.7, y el detalle de cada uno se presenta en los párrafos posteriores.

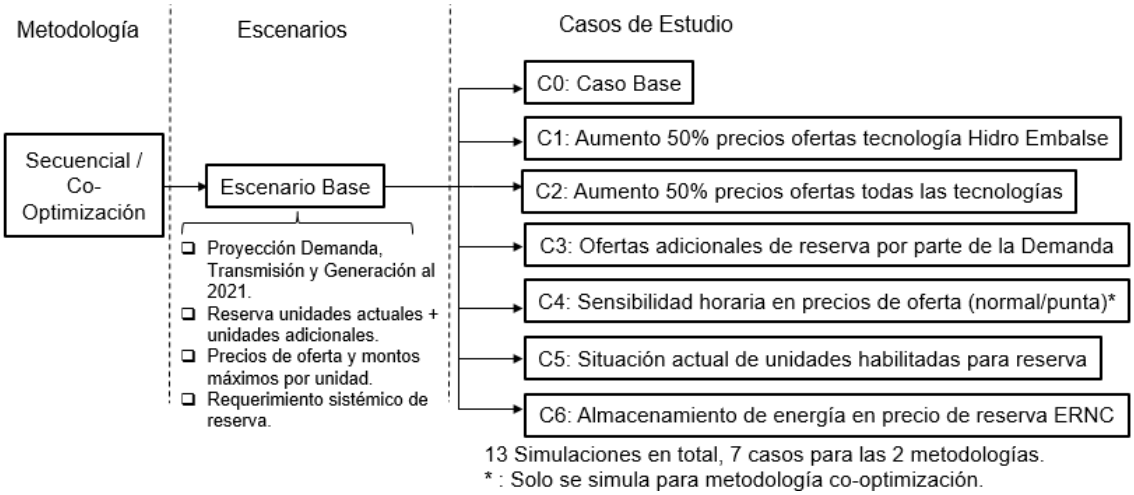


Figura 3.7. *Casos de estudio a analizar. (Fuente: Confección Propia).*

- **Escenario Base:** Este escenario se presenta como el punto de partida para la conformación de distintos casos para el análisis del mercado. Corresponde al modelo del sistema eléctrico nacional proyectado al año 2021 utilizando los antecedentes técnicos y económicos descritos en los incisos anteriores (precios y montos de ofertas de reserva, requerimiento sistémico de reserva, proyección de demanda, parque generador, instalaciones de transmisión, entre otros). Representa la operación actual del sistema, considerando el ejercicio del nuevo mercado de subastas para el servicio complementario de reserva. La característica principal de este escenario, es la definición de un amplio set de generadores participantes del mercado de reserva, tanto unidades convencionales, que actualmente prestan el servicio de control de frecuencia en base al Informe de Definición y Programación de SSCC [17], como unidades ERNC e hidráulicas de pasada que **no** participan en el control de frecuencia hoy en día. Estas unidades adicionales se agregan considerando el desarrollo de las condiciones de un mercado competitivo, en los resultados exitosos de la participación en el control de frecuencia de una central ERNC en el sistema nacional [66] y en experiencias internacionales donde también se utilizan estos nuevos agentes como oferentes del mercado de reserva [65], tal como se menciona en la sección 3.2.1.d.

- **C0 (Caso Base):** Tiene por objetivo establecer un primer punto de comparación

entre la resolución del despacho de generación con ambas metodologías. Corresponde a la simulación del escenario base sin ninguna modificación, es decir proyección del sistema al año 2021, y mercado competitivo con un amplio set de unidades participantes del control de frecuencia (actuales más adicionales seleccionadas).

En las Tablas A.3 y A.4 se presentan las unidades participantes del control de frecuencia consideradas en la simulación del presente caso, junto a sus montos máximos de prestación de reserva y precios ofertados. Además, en la Figura 3.8 (a) se presenta la cantidad total de potencia (MW) disponibles para abastecer cada control de frecuencia, en comparación a los casos C3 y C5.

- **C1 (Aumento precios hidro embalse):** Caso 1. Este caso tiene por objetivo vislumbrar los efectos de aumentar los precios de oferta de reserva de una tecnología en específico, y observar si existe un impacto relevante en el sistema al resolver el despacho con las distintas metodologías.

  Por lo tanto, se mantienen las condiciones del escenario base (despacho horario proyectado al 2021, capacidad total de reserva), pero se modifican los precios de reserva de la tecnología hidráulica de embalse, la cual posee los mejores atributos para brindar el control de frecuencia y la mayor cantidad de potencia disponible para regulación.

  Las unidades participantes y cantidad de reserva que puede ofertar cada generador se mantienen iguales a las consideradas para C0. Por otro lado, los precios de oferta de reserva de las unidades cuya tecnología corresponde a Hidro Embalse se aumentan en un 50 % respecto al precio de oferta considerado en C0.

- **C2 (Aumento precios todas las tecnologías):** Caso 2. El objetivo de este caso es analizar el comportamiento del mercado al experimentar una variación importante en el precio de **todas** las tecnologías oferentes del recurso de control de frecuencia. Además, considerando la incertidumbre existente para definir precios de oferta de reserva que representen de manera perfecta las aversiones al riesgo y estrategia de cada empresa para el año 2021, este caso de estudio permite investigar cómo afecta al mercado un posible escenario futuro donde el nivel de precios de reserva sea mayor a los costos de oportunidad definidos en el presente trabajo.

  Considerando lo anterior, se mantienen las condiciones de C0: despacho horario proyectado al 2021, montos de oferta y unidades participantes del mercado de reserva. Sin embargo, se aumentan los precios de oferta de reserva de **todas** las unidades participantes en un 50 % respecto al precio de oferta considerado en C0.

- **C3 (Ofertas por parte de la demanda) :** Caso 3. Este caso surge para realizar un análisis sobre la factibilidad de añadir un aspecto adicional a lo realizado actualmente para brindar el servicio de control de frecuencia. Específicamente, se pretende evaluar técnica y económicamente, la participación de la demanda como un nuevo tipo de oferente en el mercado de reserva. Esta idea nace a partir de integrar prácticas internacionales[17], como es la participación de la demanda, en el nuevo mercado de reserva del sistema nacional.

[17] La participación de la demanda en el mercado de reserva o regulación se utiliza en diversos sistemas a lo largo del mundo. Tanto en sistemas pertenecientes a EEUU como MISO [53] e ISO-NE [47], como en sistemas del continente europeo, Alemania [67], Dinamarca [68], entre otros.

Para abordar este caso se toman en cuenta algunas consideraciones. Primero, se establece que los posibles participantes de este mercado, deben tener capacidad de reducir consumos, no estar sometidos a regulación de precios (clientes libres) y poseer una demanda (MW) lo suficientemente grande para competir con las unidades generadoras para proveer reserva. Así, se selecciona el segmento de los consumos mineros, como potenciales oferentes que cumplen estas características.

Segundo, en base a los estudios "Informe de Caracterización de Consumo Minero" [69] y "Estudio de Gestión de Energía de Minera Escondida" [70], se determina que aproximadamente entre el 10 % y 20 % de la demanda eléctrica total de una empresa minera, puede ser utilizada para aportar reserva al sistema. Considerando flexibilidad energética en los procesos de Mina (Perforación, extracción, Transporte y Chancado), procesos de impulsión-desalinización de agua y cargas no críticas, las cuales presentan un impacto menor en la producción final, respecto a otros procesos como Molienda y Refinación Electroquímica que no pueden ser interrumpidos ni retrasados por su incidencia importante en los costos de producción.

Tercero, se define un set de las principales compañías mineras que presentan las más altas demandas eléctricas máximas. A las cuales se les asigna un monto de prestación de reserva (reducción de demanda) de 10 % de su demanda máxima. Es un total de oferta de 92,12[MW] para el sistema centro-sur y 132,18 [MW] para el sistema del norte. Con un precio de oferta, idéntico al precio base de una central con costo variable cero, pues es similar a que estuviese generando la potencia que desprendió de su demanda hacia el sistema, obteniendo retribución a costo marginal.

Cuarto, las empresas mineras participantes del mercado de reserva solo podrán ofertar para CPF y CSF Manual de subida, esto siguiendo lo utilizado comúnmente en la experiencia internacional y considerando que posibilitar la participación para AGC, requiere un nivel de implementación mayor (elementos automáticos de medición, control, comunicación y trabajo conjunto al operador del sistema) que sería poco viable pensando en el corto plazo (año 2021). Además, cada uno de estos nuevos oferentes, son asociados a nodos del sistema seleccionados de acuerdo a las subestaciones representativas de cada empresa minera.

Finalmente, se presenta en la Tabla 3.16 las compañías seleccionadas para brindar reserva, junto a su monto y precio para los distintos controles de frecuencia. Notar que el resto de parámetros permanecen constantes y análogos a los utilizados en C0. Además, en la Figura3.8 se presenta la cantidad total de potencia (MW) disponible para abastecer cada control de frecuencia, donde en (a) se exhibe lo utilizado en C0 y en (b) se muestra lo considerado para el presente caso (C3). Con esto se puede apreciar claramente el aumento de oferentes para reserva de subida y la variación respecto al caso base.

- **C4 (Sensibilidad horaria en precios de oferta):** Caso 4. El presente caso busca analizar la influencia de la diversificación horaria de los precios de ofertas para reserva a lo largo de un día de operación del sistema. Para ello se establecen valores monetarios distintos para las ofertas de las unidades en dos bloques horarios (notar que para el resto de los casos las ofertas poseen precio único durante el día). Es así, como se realiza un nuevo estudio de costos de oportunidad (similar a lo presentado en 3.2.1.e), pero analizando de manera independiente dos bloques horarios en base a aquellos utilizados actualmente para definir requerimientos de reserva en el siste-

		Precio Reserva [USD/MWh]	
Oferente	**Monto Reserva [MW]**	**CPF UP**	**CSF Manual UP**
Minera Escondida	54,16	52,39	55,63
Minera Collahuasi	17,57	49,77	51,86
Minera El Abra	11,09	52,39	48,09
Minera Spence	8,36	51,86	55,16
Minera Zaldivar	6,64	50,29	41,49
Minera Lomas Bayas	4,36	47,67	49,03
Cerro Colorado	3,50	46,10	40,55
Minera Antucoya	3,45	52,39	42,90
Minera Mantos Blancos	3,02	56,58	46,20
Minera Centinela	11,13	46,62	51,86
Radomiro Tomic	8,90	61,29	47,15
Codelco Ventanas	4,21	52,91	50,45
Codelco Salvador	7,06	60,77	45,73
Codelco El Llano	4,40	58,67	48,56
Codelco Saladillo	3,24	59,72	54,22
Codelco Los Maquis	3,01	41,91	52,33
Anglo American Los Bronces	22,36	42,96	55,16
Minera la Candelaria	9,00	56,05	50,45
Minera Caserones	15,62	60,77	54,69
Codelco División El Teniente	23,18	62,86	38,19

Tabla 3.16

Cantidad y precio de oferta por parte de la demanda como nuevo participante del mercado de reserva. (Fuente: Confección Propia)

ma [63]. El primer bloque, en adelante horario normal o *HN*, corresponde al período comprendido entre las 00:00 y las 18:00 horas. El segundo bloque, en adelante horario punta o *HP*, lo conforma el tiempo comprendido entre las 18:00 y 00:00 horas. Considerando estos intervalos horarios para mantener relación con aquellos bloques definidos en los requerimientos de reserva según [63], para diferenciar aquellas horas de mayor incremento o decremento horario de la demanda, respecto de las horas de comportamiento más plano de esta misma.

Es necesario indicar que este caso se simula solamente utilizando la metodología de co-optimización, ya que de acuerdo a los objetivos del presente caso y teniendo en cuenta los 6 casos adicionales que se simulan para efectuar la comparación de secuencial y co-optimización, se considera poco práctico el desarrollar una simulación extra con metodología secuencial. Es decir, no se justifica el trabajo adicional de simulación, de análisis y de modificación de la plataforma externa, teniendo en cuenta los objetivos a los que apunta este caso, y que dentro del marco del presente trabajo, el resto de casos se considera suficiente para comparar de manera efectiva ambas metodologías.

Con todo lo anterior, se procede a obtener los costos de oportunidad por tecnología para cada bloque (HN y HP), intentando capturar las fluctuaciones del costo margi-

nal a lo largo del día, y construir una oferta de reserva levemente mas compleja pero que considere estas variaciones horarias. Los resultados de este estudio se presentan en las Tablas 3.17 y 3.18.

NORMAL (00:00 - 18:00 hrs)	**Precio Base UP**			**Precio Base DOWN**		
Tecnología	**CPF**	**AGC**	**CSF**	**CPF**	**AGC**	**CSF**
Carbón	12,30	13,53	11,07	16,44	17,33	18,90
Hidro Pasada	65,96	72,55	59,36	0,00	0,00	0,00
Hidro Embalse	5,74	6,32	5,17	4,97	5,09	4,79
Fotovoltaica	49,03	53,94	44,13	0,00	0,00	0,00
Eólica	55,29	60,82	49,76	0,00	0,00	0,00
GNL	12,98	14,28	11,68	30,94	14,60	22,76
Diésel	1,58	1,74	1,43	124,79	53,97	49,90

Tabla 3.17

Precios base por tecnología ofertas de reserva subida y bajada horario normal. (Fuente: Confección Propia)

PUNTA (18:00 - 24:00 hrs)	**Precio Base UP**			**Precio Base DOWN**		
Tecnología	**CPF**	**AGC**	**CSF**	**CPF**	**AGC**	**CSF**
Carbón	24,37	26,81	21,93	12,68	13,69	17,17
Hidro Pasada	101,37	111,51	91,24	0,00	0,00	0,00
Hidro Embalse	22,65	24,91	20,38	3,11	3,23	3,61
Fotovoltaica	65,68	72,25	59,11	0,00	0,00	0,00
Eólica	70,71	77,78	63,64	0,00	0,00	0,00
GNL	21,85	24,04	19,67	27,61	14,18	19,50
Diésel	2,30	2,53	2,07	116,74	156,87	94,51

Tabla 3.18

Precios base por tecnología ofertas de reserva subida y bajada horario punta. (Fuente: Confección Propia)

Adicionalmente, para efectos comparativos entre el caso base y ambos bloques horarios, se presenta en la Tabla 3.19 la variación porcentual promedio que experimentan los precios definidos en el caso base, respectos a los precios en horario normal y horario punta para control de frecuencia de subida y bajada. Se puede observar en esta tabla, que en horario normal, el promedio de los precios de reserva de subida es un 11,47 % menor respecto al caso base, mientras que en horario punta se tienen precios de oferta 66,05 % mayores en comparación al mismo caso. Esto indica, que en promedio el costo marginal del sistema en horario normal, es menor que el costo marginal en horario punta, ya que se relaciona directamente con el costo de oportunidad utilizado para definir el precio de oferta (ver ecuación 3.23). Esto concuerda con lo esperado, ya que durante el horario normal se tiene alta presencia de generación solar (cuyo bajo costo variable desplaza unidades menos económicas) y por la baja demanda de energía eléctrica en este mismo período, que origina costos marginales más pequeños en comparación a la hora punta, tal como muestran los resultados.

Por su contraparte, para los precios de oferta de reserva de bajada sucede lo contrario, es decir, se tienen mayores precios en horario normal y menores precios en horario punta, 14,07 % y 10,47 % respectivamente, en comparación al caso base. Además, si

se recuerda la ecuación 3.25, mientras mayor sea el precio de oferta, menor será el costo marginal del sistema. Por lo tanto, los resultados indican que en promedio, en el horario punta se presentan mayores costos marginales respecto al horario normal. Esto reafirma lo descrito anteriormente y concuerda con lo esperado, ya que el incremento de la demanda, en conjunto con la salida de operación de centrales fotovoltaicas (debido a la retirada de la hora solar), causa que se experimenten costos marginales superiores durante este período (18:00 a 00:00 horas) respecto del bloque normal (00:00 a 18:00 horas). Por lo tanto, los precios de oferta por bloque definidos se consideran razonables, al mantener relación con la operación del sistema.

	Precio Base UP	**Precio Base DOWN**
Horario Normal	-11,47 %	14,07 %
Horario Punta	66,05 %	-10,47 %

Tabla 3.19

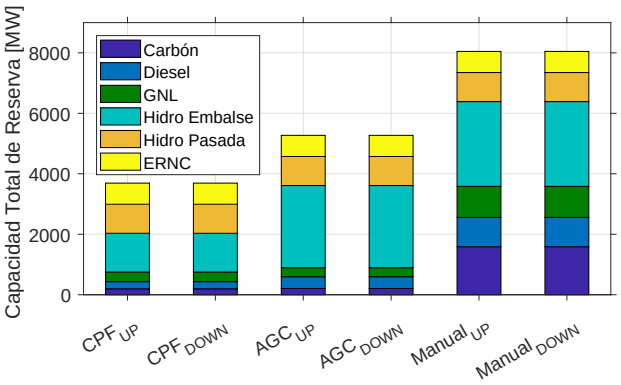
Comparación porcentual precio HN y HP respecto al precio de oferta de reserva del caso base. (Fuente: Confección Propia)

Finalmente, con los precios para cada bloque horario definidos, se desagregan las ofertas de cada unidad según su tecnología correspondiente, manteniendo el mismo factor k utilizado en la definición de ofertas para el caso base. Es necesario indicar, que el resto de parámetros considerados en la modelación son idénticos a los utilizados en C0.

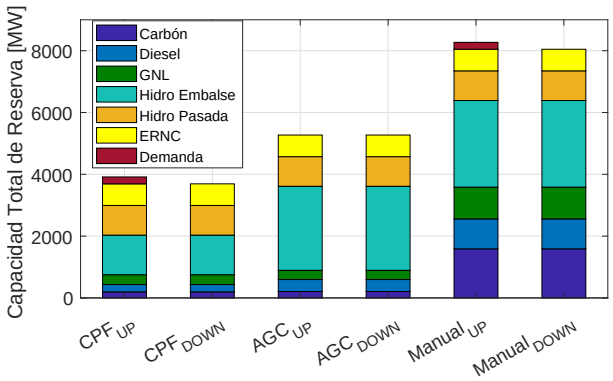
- **C5 (Reserva solo unidades actuales):** Caso 5. El objetivo de este caso es estudiar el comportamiento del sistema en el año 2021 considerando que se mantienen las mismas unidades actuales para brindar el recurso de control de frecuencia (sin unidades adicionales ERNC ni hidráulicas de pasada). Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario destacar, que actualmente sólo existen unidades de tecnología GNL, diésel, hidroeléctricas de embalse y carbón, que se encuentran habilitadas para suministrar el servicio complementario de control de frecuencia (CPF, AGC y CSF Manual), tal como se muestra en la Tabla A.3. Por lo tanto, se puede notar que las aproximadamente 60 unidades actualmente habilitadas para proveer reserva que se utilizan en este caso, corresponden a un número inferior respecto al total de unidades consideradas en los casos anteriores (C0, C1, C2, C3 y C4). Sin embargo, representan un posible escenario futuro donde no exista interés importante de nuevos agentes para participar en el mercado de reserva, causando que la competencia de este sea baja y exista una cantidad de ofertas reducida. Lo que además, es un punto interesante para comparar el comportamiento de la resolución del programa de generación con ambas metodologías, al experimentar una baja participación de oferentes en el mercado de reserva.

  Por lo tanto, se mantienen las condiciones del escenario base (despacho horario del sistema proyectado al 2021), pero se disminuye la cantidad de unidades ofertando para el mercado de reserva, donde solo participan aquellos generadores habilitados actualmente para brindar el servicio de control de frecuencia [17] [62]. Las unidades participantes y ofertas de reserva designadas para este caso se presentan en la Tabla A.3, en donde para este caso se eliminan del mercado aquellas unidades resaltadas en **negrita**.

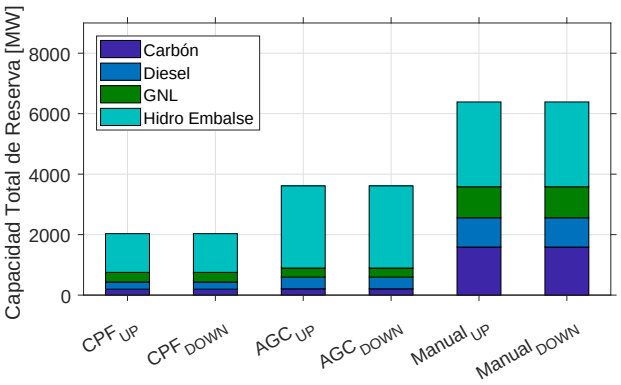
Finalmente, en la Figura 3.8 se presenta la cantidad total de potencia (MW) disponible para abastecer cada control de frecuencia, donde en (a) se exhibe lo utilizado en C0 y en (c) se muestra lo considerado para el presente caso (C5). Con esto se puede apreciar claramente la disminución de oferentes y la variación respecto al caso base.



(a) Caso 0



(b) Caso 3



(c) Caso 5

Figura 3.8. *Capacidad total de reserva, por tecnología, para cada control de frecuencia tanto de subida (UP) como de bajada (DOWN). (Fuente: Confección Propia)*

- **C6 (Almacenamiento en oferta ERNC):** Caso 6. El objetivo del presente caso es analizar la factibilidad y el impacto sistémico, de incluir el valor de inversión de un equipo de almacenamiento de energía en el precio de oferta de centrales ERNC. Para realizar esto, se agregan todos los costos asociados a la inversión de un equipo de almacenamiento de energía en base a baterías al precio de oferta de reserva de subida de las unidades ERNC (fotovoltaicas y eólicas). Así, aunque aumenta el valor de su oferta, este tipo de unidad ahora podrá realizar ofertas durante todo el día independiente de la hora solar, y en un rango más amplio dado por el nivel de potencia de la batería. Todo esto considerando el almacenamiento de energía como una solución a la incertidumbre que poseen estas tecnologías para entregar un nivel de reserva de manera confiable y segura, además de que se proyecta que el costo de almacenamiento disminuirá gradualmente durante los próximos años [5].

  De acuerdo a lo anterior, se realizan algunas consideraciones para definir el precio de inversión y valor de la oferta total de las centrales ERNC. Primero, se realiza un análisis basado en referencias internacionales ([5]), en donde se determina utilizar como equipo de almacenamiento de energía, una batería de Ion-Litio considerando sus amplias aplicaciones, la experiencia anterior en el país que se posee en esta tecnología y los precios a la baja que se estiman para los próximos años.

  Segundo, en base a la misma referencia anterior, se desarrolla un estudio contemplando los factores de costo más importantes involucrados en la inversión del equipo: capital, especificaciones técnicas, rentabilidad, carga de la batería, operación y mantenimiento. Es así, que se considera una batería Ion-Litio destinada únicamente para la prestación de control de frecuencia de 20$[MW]$ de potencia, que puede mantener durante 5 horas su entrega de energía (para que la unidad ERNC pueda ofertar durante varias horas de incertidumbre de generación, o posterior al horario solar) y que posee una operación de 300 días al año (donde se supone realiza la carga completa luego de cada operación con un costo promedio de energía de 40$[USD/MWh]$). Además, se estima que el potencial inversor espera obtener un 10 % de rentabilidad, considerando 15 años como tiempo esperado de retorno de la adquisición. Por último, todo lo anterior se resume en la Tabla 3.20 en donde se presentan los parámetros contemplados para el equipo de almacenamiento.

Potencia [MW]	**Rentabilidad [%]**
20	10
Vida útil [años]	**Costo Energía** $[USD/MWh]$
15	40
Días operación año	**Días carga total año**
300	300
Capital $[USD/kW]$	**Operación y Mantenimiento anual** $[USD/kWh]$
1116	2,44
Duración Carga $[h]$	**Energía Batería** $[MWh]$
5	100

Tabla 3.20

Especificaciones técnicas y factores de costo de la batería considerada. (Fuente: Confección propia en base a [5])

Con estas consideraciones se obtienen los resultados de la Tabla 3.21. Por lo tanto,

la propuesta final es considerar un costo adicional de $21,39[USD/MWh]$, como el costo de ofertar reserva de subida de CPF para las centrales ERNC que inviertan en baterías. Así, se suma este precio dentro del valor de la oferta base de reserva de subida, de todas las unidades ERNC, por lo tanto su precio final de oferta será $Precio_{base} + 21,39[USD/MWh]$, es decir, al precio considerado para el resto de los casos (C0, C1, C2, C3 y C4), presente en la Tabla A.4, se le agrega el costo por invertir en la batería considerada ($21,39[USD/MWh]$) y la unidad ERNC ahora puede ofertar un monto superior de reserva, compuesto por su monto actual más los $20[MW]$ de capacidad que agrega el equipo de almacenamiento. Notar que el precio de reserva de bajada permanece sin cambios, además, que en este caso unidades fotovoltaicas pueden ofertar reserva de subida durante todo el día, independiente del período de sol (para el resto de los casos, las unidades fotovoltaicas están imposibilitadas de ofertar fuera de la hora solar). También, indicar que la modelación de la batería solo se considera como modificación del monto, precio y horas en que la unidad puede brindar reserva, no se incluyen aspectos técnicos como las variaciones en la red producto de operación de la batería (carga y descarga), ya que quedan fuera del objetivo de este trabajo.

Costo Capital $[USD]$	22320000
Costo Capital + Rentabilidad $[USD]$	24552000
Costo Capital + Rentabilidad Anual $[USD/\text{año}]$	1636800
Costo Carga Anual $[USD/\text{año}]$	1200000
Costo Op. Y Mant. Anual $[USD/\text{año}]$	244000
Costo Total Anual $[USD/\text{año}]$	3080800
Costo Total Horario por MW $[USD/MWh]$	**21,39**

Tabla 3.21

Costos de inversión resultantes. (Fuente: Confección Propia)

Capítulo 4

Resultados y análisis de simulaciones

Este capítulo presenta los principales resultados de cada caso de estudio para ambas metodologías utilizadas en la simulación. Estos resultados se exhiben de forma separada como efectos técnicos y efectos económicos, con el fin de facilitar el análisis y comprensión de la información adjunta.

Es necesario destacar que las principales características del equipo y *solver* utilizado en todas las simulaciones son:

- **Memoria RAM:** 4 [GB]
- **Procesador:** Intel Core i5 4200U; 1,60GHz
- **Solver:** CPLEX 12.6.3.0 (MIP relative GAP: 0,01 %)

4.1. Efectos técnicos

El análisis de los efectos técnicos consiste en determinar los principales cambios en el despacho de las unidades generadoras que proveen energía y reserva en cada caso de estudio, tanto para metodología secuencial, como para metodología de co-optimización. Además, verificar que se cumplen los requerimientos de reserva y abastecimiento de demanda del sistema. Por último, se estudia el tiempo de resolución de cada metodología, con lo que se completa el eje técnico principal para la comparación entre ambos métodos.

4.1.1. Abastecimiento de demanda y requerimientos de reserva

Es importante conocer si la resolución del despacho con ambas metodologías satisface los requerimientos de reserva y suministro de demanda del sistema. Para ello se presentan en el Apéndice B.1 los resultados de la generación total, demanda y provisión de reserva horaria del SEN para cada caso de estudio. Estos resultados muestran que para cada hora la generación sigue el mismo comportamiento que la demanda, es más, mantiene niveles siempre por sobre esta, donde las diferencias se explican por las pérdidas en las líneas de transmisión del sistema.

Por otro lado, se puede apreciar también que la cantidad de reserva provista por las unidades para cada hora se mantiene constante y análoga a los requerimientos de reserva

definidos previamente para cada control de frecuencia, presentando un comportamiento adecuado según lo esperado.

Además, en la Tabla 4.1 se resume el total de energía neto (generación total menos las pérdidas) despachado en cada caso para ambas metodologías durante el período de estudio. Aquí se puede apreciar que cada caso suministra una energía neta prácticamente idéntica, independiente de la metodología considerada, donde las pequeñas diferencias tienen origen en las aproximaciones utilizadas en la optimización de cada caso, abastecimiento de consumos auxiliares que poseen algunas centrales y distinta distribución de unidades aportando energía y reserva (que implica la variación en las pérdidas por caso). Todo lo anterior, indica que se satisface correctamente la energía demandada, presentando un comportamiento coincidente a lo esperado y denotando la efectividad de ambas metodologías.

Co-optimización							
Energía Generada	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
TOTAL [GWh]	1638,97	1639,01	1638,33	1639,63	1638,87	1640,64	1638,51
Pérdidas [GWh]	25,20	25,24	24,56	25,86	25,10	26,87	24,74
Neto [GWh]	1613,77	1613,77	1613,77	1613,77	1613,77	1613,77	1613,77
Secuencial							
Energía Generada	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
TOTAL [GWh]	1638,69	1638,62	1638,57	1638,50	-	1642,89	1638,39
Pérdidas [GWh]	24,91	24,84	24,80	24,74	-	29,08	24,63
Neto [GWh]	1613,76	1613,74	1613,74	1613,76	-	1613,88	1613,76

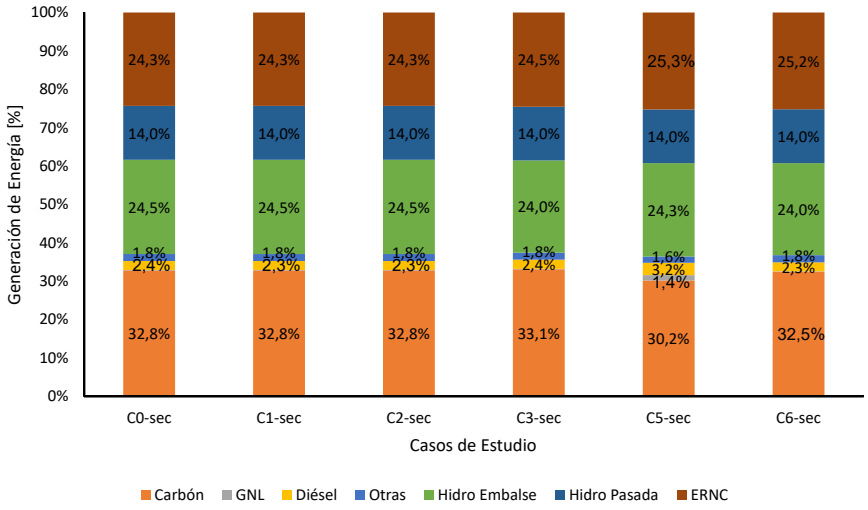
Tabla 4.1

Generación neta de energía para cada caso (Fuente: Confección Propia)

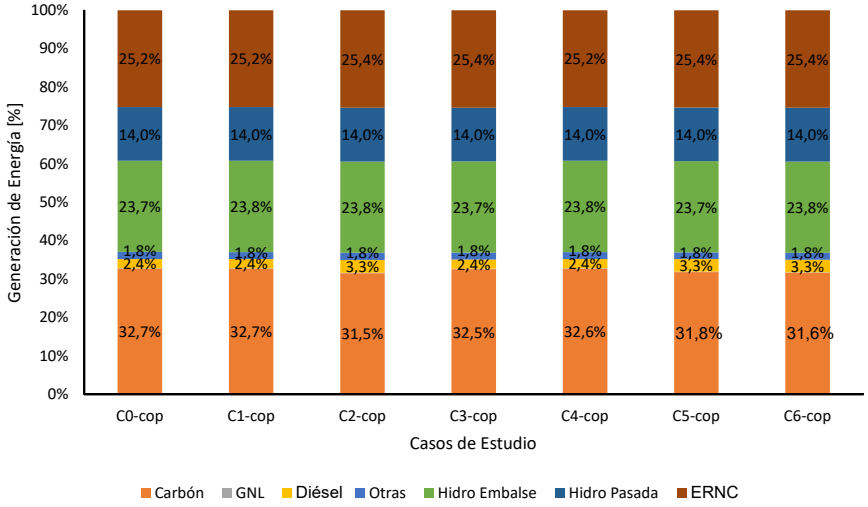
Los resultados expuestos, indican que las dos metodologías permiten cumplir con las restricciones del problema, satisfaciendo los requerimientos de reserva, generación de energía para abastecimiento de demanda y limitaciones técnicas de generación y transmisión para cada caso de estudio. Además, las variaciones entre la generación total neta de energía y suministro de reserva para cada caso son mínimas, por lo que pueden realizarse comparaciones válidas entre éstos y sus respectivas metodologías de resolución.

4.1.2. Generación total de energía

En la Figura 4.1 se muestran los resultados de la generación total de energía, agrupada por tecnología, para cada caso de estudio resuelto con ambas metodologías. Estos resultados indican que la tecnología carbón es la de mayor participación en la generación de energía, con un 32,3 % en promedio, debido a sus bajos costos variables en comparación con el resto de tecnologías y a la alta participación para abastecer demanda en el norte grande del país, que no posee instalaciones hidroeléctricas importantes (que permiten suministro de energía de manera económica) y compensa este déficit despachando mayor cantidad de unidades a carbón. Por otro lado, la tecnología GNL es la de menor participación en el despacho de energía (solo apreciable en C5), principalmente se debe a su costo variable elevado de acuerdo a los precios y disponibilidad de combustible considerados.



(a) Secuencial



(b) Co-optimización

Figura 4.1. *Generación total de energía por tecnología para cada metodología. (Fuente: Confección Propia)*

Si se comparan ambas metodologías, puede apreciarse que los porcentajes de participación por tecnología son muy similares, presentando la mayor variación en C5 (Reserva solo unidades actuales), donde la tecnología carbón genera un 1,6 % menos de energía para metodología secuencial respecto a co-optimización. Esto se explica debido a que las unidades de este tipo de combustible se encuentran limitadas en el mercado de energía, pues aportan gran parte de la reserva necesaria para cumplir con los requerimientos que en los demás casos proveen unidades ERNC o hidráulicas de pasada.

La participación de los recursos ERNC permanece prácticamente constante en ambas metodologías, sin embargo, la variación más importante se presenta en C5 (Reserva solo unidades actuales) y C6 (Almacenamiento en oferta ERNC) de la metodología secuencial, donde su generación aumenta en un 1 % respecto al resto de los casos. La principal razón

es que en ambos casos las unidades ERNC disminuyen su aporte al mercado de reserva, por lo que sus consignas máximas no se ven limitadas y les permite brindar un nivel mayor de energía al sistema. Por otro lado, puede notarse que la generación de energía mediante ERNC es levemente menor en los casos C0, C1, C2 y C3 para metodología secuencial respecto a co-optimización, ya que la metodología secuencial selecciona preferentemente este tipo de unidades para prestar reserva (limitando sus consignas de energía).

4.1.3. Distribución total de reserva

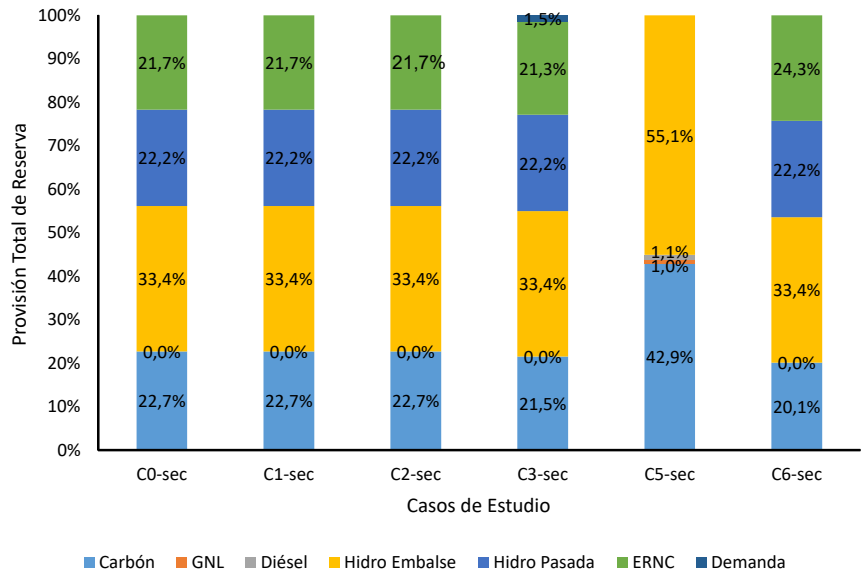
En la Figura 4.2 se presenta la reserva total suministrada por las distintas unidades agrupadas según su tecnología para cada caso de estudio resuelto con ambas metodologías. Si se observa cada metodología por separado, puede apreciarse que la reserva total es proporcionada en cantidades similares por tecnología a excepción de C5 (Reserva solo unidades actuales). Donde se distingue claramente que no existe provisión de reserva por parte de unidades ERNC ni hidráulicas de pasada, cumpliendo lo definido para este caso. A su vez, el resto de tecnologías aumenta su entrega de reserva, la mayor parte proveniente de centrales hidráulicas de embalse y carbón.

La tecnología hidráulica de embalse, es la de mayor participación suministrando reserva al sistema para la totalidad de los casos, con un 40,2 % en promedio. Lo que reafirma su gran potencial para brindar servicios de control de frecuencia, gracias a su alta capacidad de regulación, niveles de precio relativamente bajos (respecto a otras tecnologías) y tasas de subida/bajada de carga.

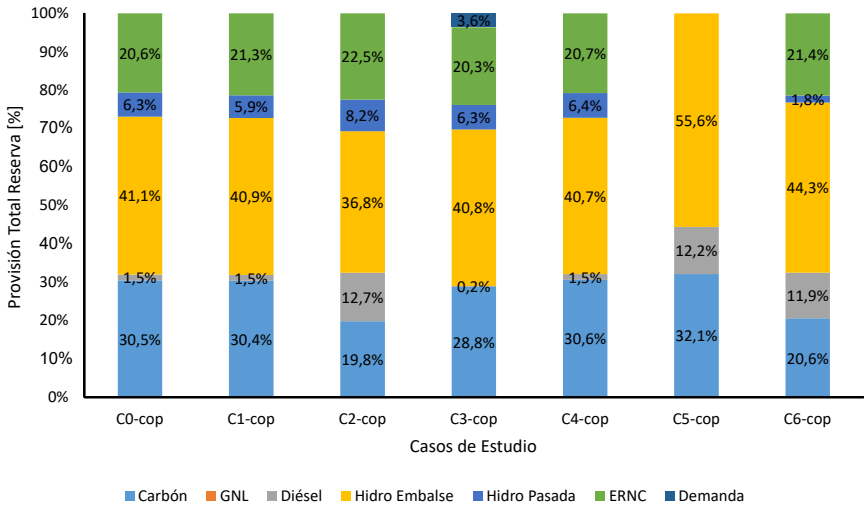
La participación de la tecnología diésel, en los casos resueltos con metodología secuencial, es muy pequeña en comparación con la metodología de co-optimización. Esto debido a que las unidades diésel que pueden brindar reserva, son muy poco despachadas para aportar energía (considerando su alto costo variable) en el predespacho inicial de la metodología secuencial. Por lo tanto, se observa como esta metodología prioriza la asignación de reserva en aquellas unidades que se encuentran normalmente encendidas en el predespacho inicial como carbón, ERNC o hidráulicas.

Para C3 (Ofertas por parte de la demanda), en ambas metodologías son consideradas ofertas por parte de la demanda para abastecer la reserva del sistema. Si bien su participación es baja, logra desplazar ofertas de unidades ERNC para control de frecuencia de subida, permitiendo que estas unidades aporten mayor cantidad de potencia al mercado de energía, y/o también, mayor cantidad de reserva de bajada cuyo precio es menor respecto al resto de tecnologías.

La metodología secuencial no presenta variaciones en la provisión de reserva ante variaciones del precio de las ofertas (C1-Aumento precios hidro embalse y C2-Aumento precios todas las tecnologías), distinto a lo que sucede en la co-optimización donde varían los porcentajes de participación por tecnología. Esto indica una clara diferencia entre ambas metodologías, por una parte la metodología secuencial, al seleccionar principalmente las unidades encendidas en el despacho previo, y además, definir las ofertas ganadoras solo por su precio de oferta, posee limitaciones de decisión en su optimización, por lo que evalúa considerando la mejor alternativa únicamente para el mercado de reserva, sin considerar que podría causar un desmedro en el mercado de energía, lo que claramente se evidencia en la Figura 4.2, donde utiliza grandes cantidades de recursos hidráulicos de pasada para la reserva, limitando estas unidades que podrían generar energía muy económica hacia el



(a) Secuencial



(b) Co-optimización

Figura 4.2. *Provisión total de reserva del sistema, suma de subida más bajada por tecnología para cada metodología. (Fuente: Confección Propia)*

sistema. Por otra parte, la metodología de co-optimización, tiene en cuenta el precio por energía al mismo tiempo que optimiza según el valor de las ofertas de reserva (optimización conjunta), por lo tanto, al aumentar el precio de las ofertas de reserva, reajusta sus decisiones considerando que otro tipo de unidades podrían significar un mejor beneficio técnico-económico para ambos mercados.

Siguiendo con la idea anterior, la metodología secuencial es menos sensible a cambiar el mix tecnológico que provee reserva aun cuando los precios de oferta aumenten, ya que no toma en cuenta el valor que significa esa elección para el mercado de energía. Por su parte la metodología de co-optimización, puede ajustar sus decisiones dependiendo de la

variación en el precio de las ofertas de reserva y el nivel de precio que la unidad posea en el mercado de energía. Esto se manifiesta en C2, donde se despacha gran cantidad de reserva mediante unidades diésel, pues aun cuando su precio de energía es alto, el precio de oferta por reserva aumenta a tal punto, en donde es preferible proveer reserva con estas unidades y reducir la participación de centrales a carbón en la reserva, para que estas puedan dedicar su despacho a brindar energía económica hacia el sistema.

4.1.4. Distribución total por tipo de reserva

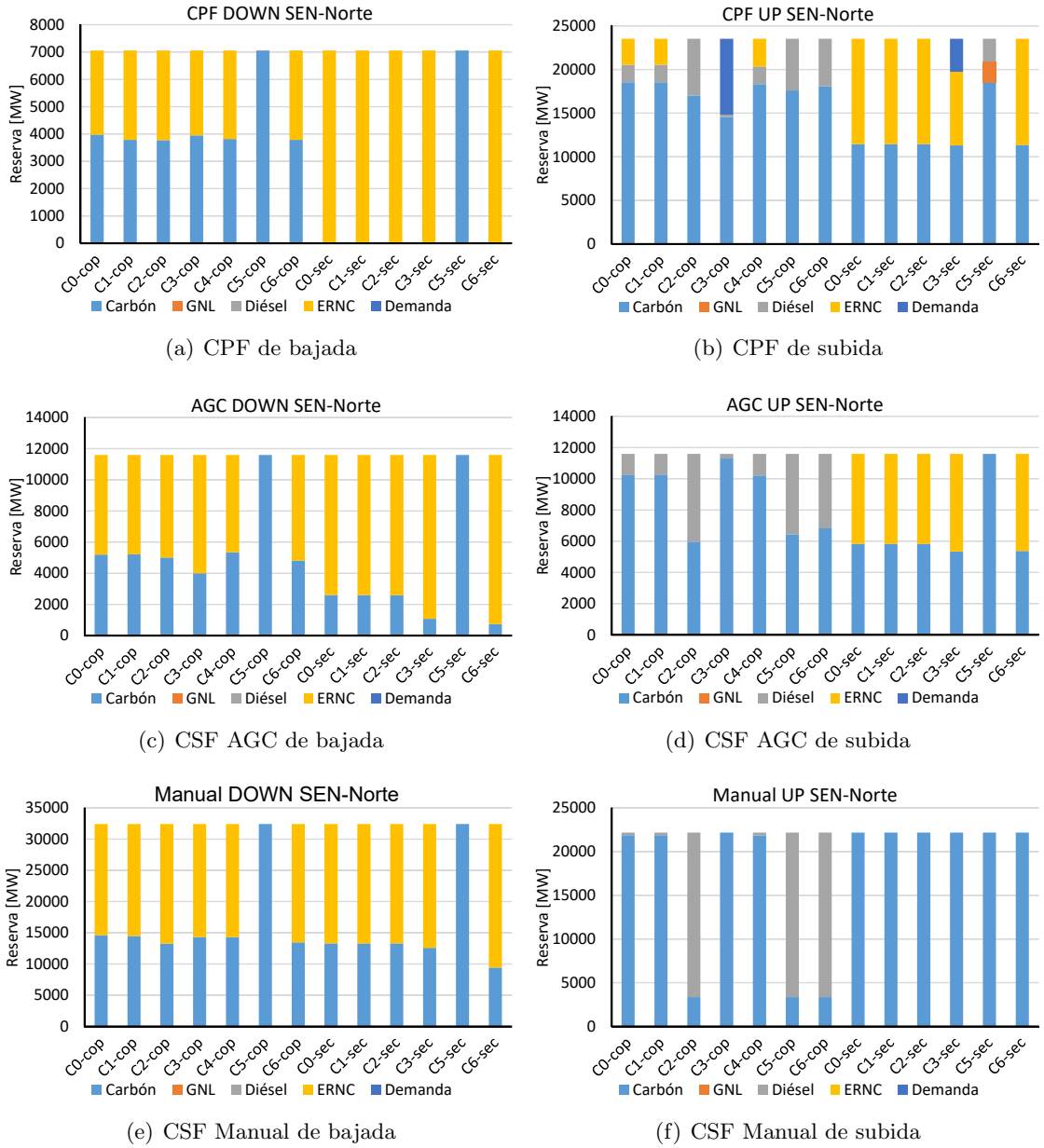
En las Figuras 4.3 y 4.4, se exhiben los resultados del aporte, por tecnología, a cada tipo de control de frecuencia para abastecer los requerimientos de reserva del subsistema norte y centro-sur del país, durante todo el período de estudio considerado (suma del aporte de reserva para una semana). Se puede ver la preferencia por tecnologías carbón, diésel y ERNC para proveer reserva en el norte, mientras que en el centro-sur se prioriza la utilización de recursos hidráulicos y un leve aporte de unidades ERNC. Todo esto concuerda con lo esperado dada la matriz energética con la que cuenta cada una de estas zonas.

Respecto a C1 (Aumento precios hidro embalse) resuelto con metodología co-optimización, puede notarse como el aumento de precios en las ofertas de reserva de las unidades de embalse, causa que esta tecnología tenga un menor aporte en la provisión de reserva (Figura 4.2). Es decir, se reduce la cantidad de ofertas ganadoras de esta tecnología y se prefiere la utilización de otro tipo de recursos como ERNC, todo esto para reserva de bajada en la zona centro-sur. Por otro lado, el mismo caso para metodología secuencial, no modifica la participación de este tipo de unidades en el mercado de reserva, esto debido a que dicha metodología utiliza solo recursos hidráulicos de pasada para abastecer los requerimientos de bajada.

Respecto a C2 (Aumento precios todas las tecnologías) resuelto con metodología co-optimización, se esperaría que mantuviera una distribución de reserva muy similar a C0 (Caso Base), ya que los precios de oferta se aumentan uniformemente para todas las tecnologías. Sin embargo, las diferencias se explican, debido a que al aumentar los precios de reserva de todas las tecnologías, el precio de reserva de subida de las ERNC se vuelve muy alto en comparación con el de energía, por lo tanto estas unidades no son seleccionadas para reserva de subida en el SEN-Norte sino que solamente para suministrar energía económica al sistema. Así, esta provisión de reserva UP es reemplazada por diésel que aumenta notoriamente su participación, las cuales poseen precios de oferta muy económicos para proveer reserva de subida.

Siguiendo el análisis de C2 (Aumento precios todas las tecnologías), las unidades ERNC e hidráulicas de pasada aumentan levemente su provisión pero solo para reserva de bajada. Esto se explica pues cuando aumentan los precios de todas las tecnologías, como este tipo de unidades posee un precio nulo de oferta de bajada, no se ve alterado con este incremento. Por lo tanto, son preferidas ante otro tipo de tecnologías cuyo costo para reserva DOWN es aun mayor que en C0 (Caso Base) como lo son las hidráulicas de embalse y carbón (que disminuyen su aporte respecto a C0 por la misma razón pues son menos económicas para reserva de bajada).

Las ofertas de reserva por parte de la demanda (C3), son seleccionadas solo para control primario de frecuencia de subida en la zona norte grande del SEN, desplazando ofertas



(a) CPF de bajada

(b) CPF de subida

(c) CSF AGC de bajada

(d) CSF AGC de subida

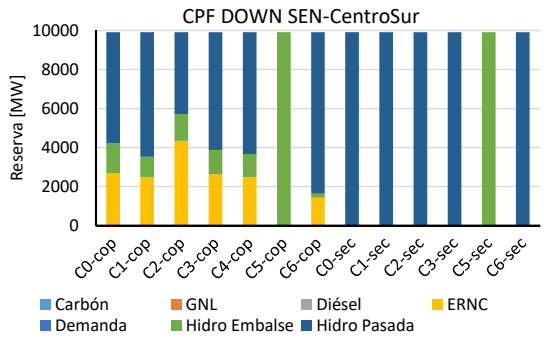
(e) CSF Manual de bajada

(f) CSF Manual de subida

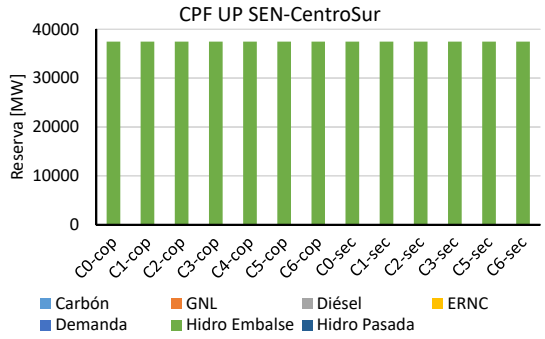
Figura 4.3. *Reserva para cada tipo de control de frecuencia en SEN-Norte, suma de la provisión por tecnología para todo el período de estudio (una semana). (Fuente: Confección Propia)*

ERNC y carbón. Para la zona centro sur del SEN no son requeridas este tipo de ofertas, ya que su alta capacidad hidráulica de embalse, es suficiente para abastecer los requerimientos de reserva de este subsistema incluso en la condición más crítica de oferentes del mercado, donde no participan unidades de pasada ni ERNC (C5).

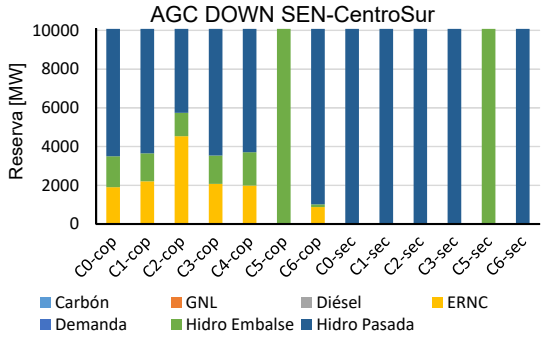
Ahora para C6 (Almacenamiento en oferta ERNC), si se observan los resultados de la Figura 4.2, puede notarse que aumenta la participación ERNC en el mercado de reserva. Por otro lado, en las Figuras 4.3 y 4.4, se puede notar que el aumento de participación es solo para los distintos controles de frecuencia de bajada, mientras que disminuye su



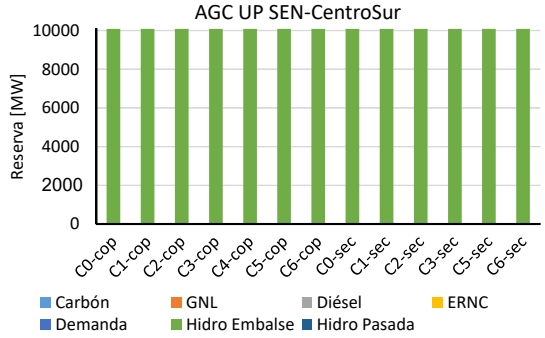
(a) CPF de bajada



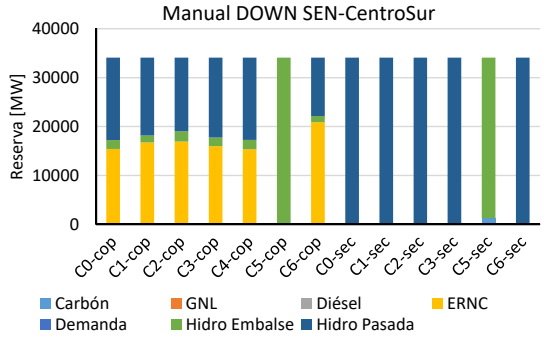
(b) CPF de subida



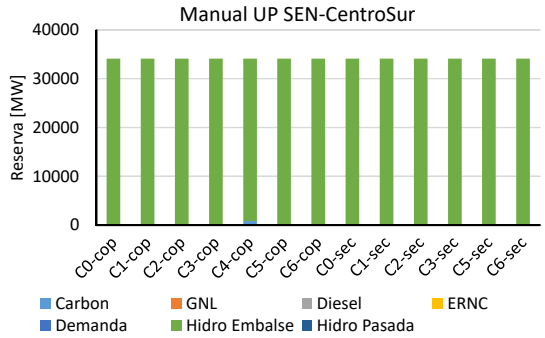
(c) CSF AGC de bajada



(d) CSF AGC de subida



(e) CSF Manual de bajada



(f) CSF Manual de subida

Figura 4.4. *Reserva para cada tipo de control de frecuencia en subsistema en SEN-CentroSur, suma de la provisión por tecnología para todo el período de estudio (una semana). (Fuente: Confección Propia)*

aporte en la reserva de subida. Por lo tanto, el aumento de los precios de oferta ERNC de subida, implica que menos unidades de este tipo son seleccionadas para brindar dicho control de frecuencia, y su capacidad de regulación es utilizada casi plenamente para abastecer reserva de bajada. Lo que representaría inicialmente un aspecto desfavorable para la inclusión del valor de inversión de batería en la oferta ERNC, ya que se reduce la cantidad de ofertas ganadoras de este tipo en el mercado de reserva, independiente de la metodología utilizada. Sin embargo, aun considerando lo anterior, no se debiese descartar completamente la inclusión de almacenamiento de energía en unidades ERNC,

ya que tendría que evaluarse otros aspectos como: ofertas de menor capacidad (MW), participación en otros servicios complementarios, reducción del valor de inversión por la tendencia a la baja del costo de estas tecnologías, menor participación de unidades ERNC en el mercado de reserva, entre otros.

4.1.5. Tiempos de resolución

En la Tabla 4.2, se muestran los tiempos de resolución del programa de generación para los distintos casos utilizando metodología secuencial y co-optimización. Además, se muestra la diferencia porcentual entre los tiempos de simulación de cada metodología en base a los tiempos de co-optimización. Por otro lado, es necesario destacar que el tiempo de simulación para la metodología secuencial tiene 3 componentes de acuerdo a sus 3 etapas de resolución: predespacho inicial de 56 minutos aproximadamente, plataforma externa de 2 a 3 minutos contando el traspaso de datos hacia la siguiente etapa, y despacho final de entre 40 a 80 minutos (dependiendo del caso de estudio).

Caso de Estudio	**Co-optimización**	**Secuencial**	**Diferencia [%]**
C0	2h 18min	1h 37min	-29,71 %
C1	2h 20min	1h 31min	-35,00 %
C2	2h 29min	1h 36min	-35,57 %
C3	2h 47min	2h 16min	-18,56 %
C4	2h 18min	-	-
C5	2h 48min	1h 49min	-35,12 %
C6	2h 16min	2h 13min	-2,21 %

Tabla 4.2

Tiempos de simulación de cada caso y comparación porcentual entre metodologías. (Fuente: Confección Propia)

Puede observarse que los tiempos de simulación para metodología secuencial son entre un 2 % y un 36 % menores que los tiempos de resolución para co-optimización. Estos resultados reafirman lo expuesto por la teoría, en donde se presenta la metodología de co-optimización, como un problema de mayor complejidad matemática al resolver de manera unificada los mercados de energía y reserva, por lo que se requieren mayores recursos computacionales para su resolución. Por otro lado, la metodología secuencial trata la optimización de ambos mercados de manera parcelada, lo que reduce la envergadura del problema y disminuye los tiempos de resolución.

Los casos C3 (Ofertas por parte de la demanda) y C5 (Reserva solo unidades actuales), son los que presentan mayores tiempos de resolución. Para C3, se debe a que al añadir oferentes al mercado de reserva (ofertas por parte de la demanda), el tamaño del problema crece, por lo que el algoritmo debe tratar con mayor cantidad de variables de decisión para localizar la solución óptima, lo que implica un tiempo de simulación más alto en comparación al resto de casos. Por otro lado para C5 (Reserva solo unidades actuales), el mercado de reserva ya no cuenta con gran cantidad de ofertas cuyo precio es nulo y son fácilmente seleccionadas, por lo tanto, tarda mayor tiempo en decidir las ofertas ganadoras, ya que debe analizar ofertas del resto de tecnologías, donde antes se seleccionaba fácilmente ofertas de unidades ERNC o hidráulicas de pasada.

Para C6 (Almacenamiento en oferta ERNC) resuelto a través de metodología secuen-

cial, puede notarse un tiempo muy alto en comparación al resto de los casos, esto debido a que hay una menor cantidad de unidades a carbón que son obligadas a encender luego de optimizar mediante la plataforma externa. Es decir, el aumento del precio de oferta ERNC por inversión en baterías, hace que sean menos requeridas este tipo de unidades para reserva de subida, utilizando su potencia para abastecer principalmente reserva de bajada, lo que desplaza a las unidades a carbón que prestan este tipo de control de frecuencia disminuyendo su participación, tal como se observa en C6 de la Figura 4.2. Como existe menor porcentaje de unidades a carbón seleccionadas para brindar reserva, la propiedad *"Commit"* de estas centrales no es modificada para forzar el encendido, al hacer esto, la optimización del despacho final tiene una mayor cantidad de variables enteras de decisión que debe analizar lo que aumenta el tiempo de cálculo.

En síntesis, la metodología secuencial posee menores tiempos de resolución que la co-optimización. Sin embargo, los tiempos resultantes de ambas metodologías, debiesen encontrarse dentro de los límites abordables para el operador del sistema considerando el horizonte de estudio de 7 días. Ya que, actualmente para definir el programa de generación, el Coordinador ocupa servidores con características notablemente superiores respecto a lo utilizado en este trabajo (mayor cantidad de núcleos, procesador 4 veces superior, entre otras). Por lo tanto, los tiempos de simulación de ambas metodologías tenderían a reducirse al implementarlas en la práctica del operador. Aun considerando esto, de todas formas se debería analizar esta implementación con todas las restricciones necesarias y establecer la manera más óptima para incluirlo en el proceso de programación de corto plazo.

4.2. Efectos económicos

Los efectos económicos consisten en el análisis de los costos marginales horarios, costos marginales promedios en barras representativas del sistema, y estudio de los costos de operación (solo energía, solo reserva y energía más reserva). Todo esto considerando los resultados de cada caso de estudio y la resolución del despacho mediante metodología secuencial y co-optimización.

4.2.1. Costo marginal

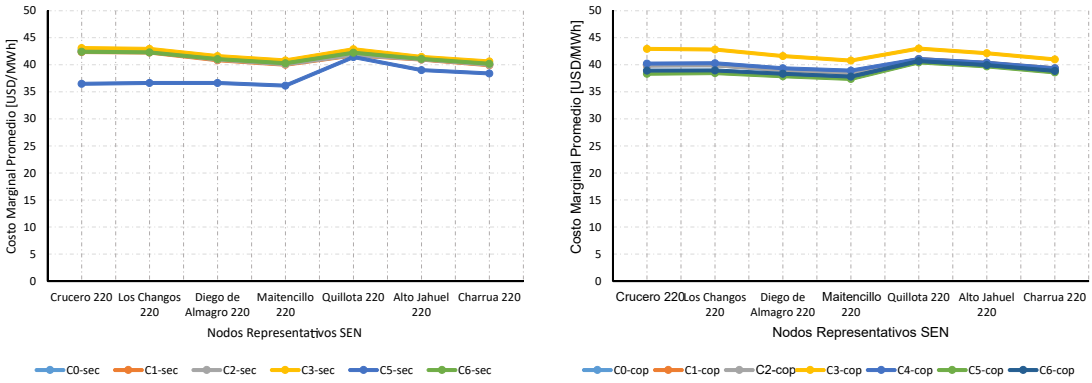
En el Apéndice B.2, se presentan los resultados del costo marginal horario del sistema (utilizando como barra referencia Quillota 220 [kV]) para los distintos casos de estudio y ambas metodologías. Se puede apreciar como el costo marginal mantiene niveles de precio similares independiente de la metodología utilizada, por lo que se comprueba que cada metodología busca minimizar los costos del sistema para cumplir con el objetivo del problema de optimización.

Se puede notar además, que el costo marginal presenta algunos *peaks* (incrementos sustanciales en un período específico) al resolver el despacho con la metodología secuencial. Estos si bien no son sostenidos en el tiempo, ni se presentan en gran cantidad durante el período de estudio, se concentran durante las horas punta (18:00 - 24:00 hrs) y se deben al encendido de unidades de costo variable elevado para cumplir con las restricciones del problema. El motivo de que se presenten solo en esta metodología, es porque luego de optimizar el mercado de reserva, se limitan los niveles máximos y mínimos de potencia que puede despachar cada unidad con oferta ganadora, restringiendo así el porcentaje de

regulación que pueden suministrar las centrales y causando el encendido de un generador de mayor costo variable durante los períodos más críticos del sistema para abastecer demanda (hora punta).

Con el motivo de analizar más a fondo los costos marginales del sistema, se exhibe en la Figura 4.5, el costo marginal promedio en las principales barras del sistema. Aquí se puede observar nuevamente que los niveles de precio resultantes tienen orden de magnitud similar entre ambas metodologías.

Por otro lado, de acuerdo a estos resultados, no se aprecian grandes variaciones en los costos marginales a lo largo del sistema, sin embargo, existe un pequeño desacople de precios entre la barra de Maitencillo y Quillota, de aproximadamente 5 [USD/MWh]. El cual debe su explicación a algunas horas de congestión en las líneas de transmisión que componen este tramo. Además, el resto de diferencias en los costos marginales se explica por las pérdidas en líneas de tranmisión.



(a) Secuencial (b) Co-optimización

Figura 4.5. *Costo marginal promedio de energía en principales barras del sistema. (Fuente: Confección Propia)*

Respecto a C5 (Reserva solo unidades actuales) resuelto con metodología secuencial, puede notarse que presenta los menores costos marginales a lo largo del sistema respecto al resto de los casos. Esto se debe a que la metodología secuencial, restringe las consignas de potencia de las unidades que suministran reserva, causando que un gran número de unidades permanezca parte del período a mínimo técnico para proveer reserva de bajada. Así, los costos marginales disminuyen, pues las unidades a mínimo técnico no son consideradas para calcular el costo marginal, sin embargo aumentan los costos de operación del sistema, que se analizan en la sección posterior.

Continuando la idea anterior, en el resto de los casos resueltos con esta metodología, no se presenta disminución de los costos marginales como en C5 (Reserva solo unidades actuales), debido a que las unidades que permanecen restringidas para aportar reserva de bajada, son casi en su totalidad ERNC e hidráulicas de pasada, las cuales tienen costo variable prácticamente nulo, implicando que no exista variación al calcular los costos marginales.

Por otro lado, se presenta en la Tabla 4.3, la variación porcentual del costo marginal promedio entre ambas metodologías, en base al costo marginal de la metodología de co-optimización. De acuerdo a estos resultados, en casi la totalidad de los casos los cos-

tos marginales son entre 0,03 % y 9,02 % menores para la metodología co-optimización, respecto a la secuencial.

Solo para C3 (Ofertas por parte de la demanda) y C5 (Reserva solo unidades actuales), se experimentan costos marginales superiores para co-optimización en algunas barras del sistema. Para C3 las variaciones son pequeñas, de aproximadamente 2 %, mientras que para C5 se tienen costos marginales menores de hasta un 5 % en la resolución con metodología secuencial, respecto a co-optimización. La explicación de este aspecto fue presentada en los párrafos anteriores.

Nodo\Caso de Estudio	**C0**	**C1**	**C2**	**C3**	**C4**	**C5**	**C6**
Crucero 220	7,16 %	6,17 %	6,29 %	0,36 %	-	-4,85 %	9,02 %
Los Changos 220	6,67 %	5,67 %	6,09 %	0,26 %	-	-4,74 %	8,60 %
Diego de Almagro 220	5,57 %	4,51 %	4,89 %	0,03 %	-	-3,25 %	7,18 %
Maitencillo 220	4,80 %	3,77 %	4,12 %	0,05 %	-	-3,29 %	6,50 %
Quillota 220	3,23 %	1,62 %	1,85 %	-0,22 %	-	2,40 %	3,84 %
Alto Jahuel 220	1,80 %	1,53 %	1,77 %	-1,64 %	-	-1,64 %	2,89 %
Charrua 220	2,39 %	1,54 %	1,78 %	-0,89 %	-	-0,54 %	3,41 %

Tabla 4.3

Diferencia porcentual en el costo marginal promedio de ambas metodologías en principales barras del sistema

En resumen, desde la perspectiva de los costos marginales, la metodología de co-optimización presenta un beneficio económico respecto a la secuencial, resultando en casi la totalidad de los casos una disminución entre 0,03 % y 9,02 % de los costos marginales. Por otra parte, la metodología secuencial solo en 2 de los casos (C3 y C5) presenta un costo marginal entre 0,22 % y 5 % menor que la co-optimización, el cual se debe a la gran cantidad de unidades despachadas a mínimo técnico.

4.2.2. Costo total generación de energía

En la Figura 4.6 y en la Tabla B.1, se presenta el costo total de operación del mercado de energía (suma de costos de combustible, costos variables no combustible, costos de encendido/apagado y costos de energía no servida) para cada caso de estudio. Además, se muestra la diferencia porcentual entre ambas metodologías en base a los costos de co-optimización.

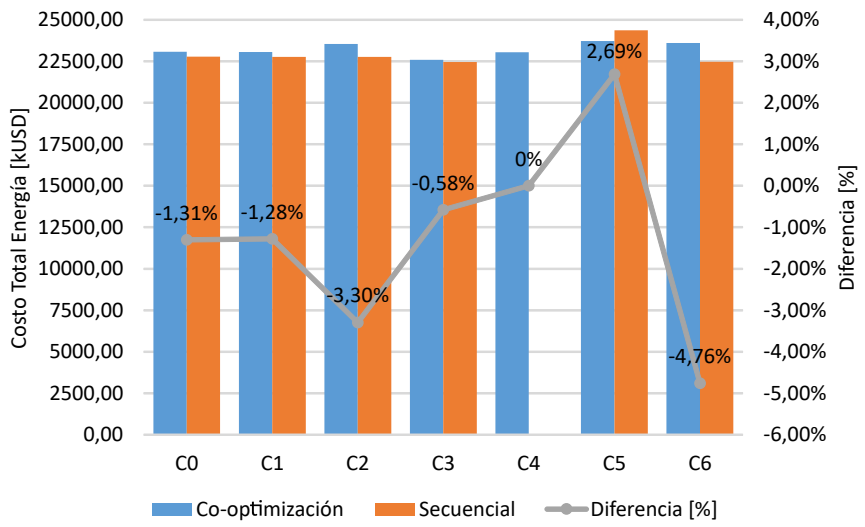


Figura 4.6. *Costo total de generación de energía, suma semanal, en miles de dolares y variación porcentual entre metodologías. (Fuente: Confección Propia)*

Se puede observar que para casi la totalidad de los casos, la metodología secuencial resulta en costos entre 0,58 % y 4,76 % menores del mercado de energía que la co-optimización. Esto se explica, debido a que al realizar el predespacho inicial (primera etapa de la metodología secuencial propuesta), se está optimizando de manera preliminar el mercado de energía, por lo que las unidades son seleccionadas (encendidas) considerando solamente su costo por energía lo que disminuye los costos de este mercado. Además, si bien en esta primera etapa no se resuelve totalmente el mercado de energía, si se genera una predisposición hacia minimizar dicho mercado, ya que las unidades encendidas que pueden ser consideradas en la próxima etapa para optimizar el mercado de reserva, son seleccionadas únicamente buscando el menor costo por energía, limitando el set total de oferentes de reserva hacia aquellos que minimizan el mercado de energía.

Siguiendo con la idea anterior, puede notarse que C5 (Reserva solo unidades actuales), es el único caso donde el costo total del mercado de energía es un 2,69 % mayor al resolver con metodología secuencial, respecto a co-optimización. La explicación de este fenómeno, se origina en la menor cantidad de oferentes para el mercado de reserva que se posee para este caso. Es decir, sin unidades ERNC ni hidráulicas de pasada ofertando reserva, existen horas donde las unidades encendidas en el predespacho inicial y que pueden aportar reserva, no son suficientes para cumplir con los requerimientos sistémicos de control de frecuencia. Por lo tanto, para estos períodos el algoritmo fuerza el encendido de la unidad de menor costo combinado (energía más reserva), lo que causa mayores costos de generación de energía y que esta tendencia inicial de minimizar el mercado de energía, sea reemplazada por la optimización del mercado de reserva.

Todo lo anterior permite afirmar que la definición del orden de las etapas de resolución en la metodología secuencial, es clave para determinar hacia que mercado focaliza su optimización. Es decir, para aquellos mercados resueltos en las etapas iniciales, se obtendrán los menores costos, restringiendo los siguientes mercados y causando por ende valores más altos para los de etapas finales. Todo esto en comparación a los costos que se obtienen al utilizar co-optimización.

4.2.3. Costo total provisión de reserva

En la Figura 4.7 y en la Tabla B.2 se exhibe el costo total del mercado de reserva, el cual corresponde a la sumatoria del precio de oferta por la cantidad de MW de las ofertas ganadoras. Además, se presenta la diferencia porcentual entre ambas metodologías en base a los costos de este mercado para co-optimización.

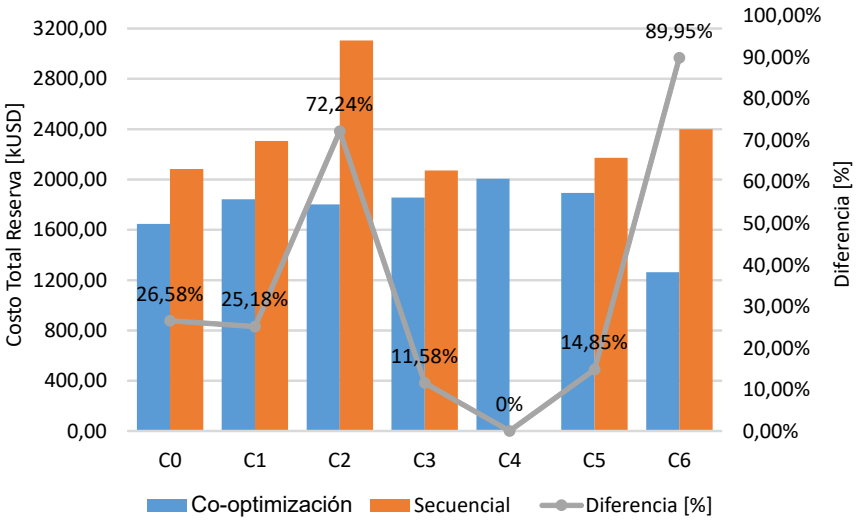


Figura 4.7. *Costo total de reserva, suma semanal, en miles de dolares y variación porcentual entre metodologías. (Fuente: Confección Propia)*

De acuerdo a los resultados, para el total de los casos de estudio se obtienen costos del mercado de reserva entre un 11,58 % y 89,95 % menores al utilizar la metodología de co-optimización, respecto a la secuencial. Esto reafirma la idea expuesta en el inciso anterior, donde se expone que el orden de las etapas utilizado para la resolución con metodología secuencial, es clave para definir hacia que mercado enfocará su optimización. Particularmente, para la metodología propuesta en este trabajo, al comenzar desarrollando un predespacho que solo toma en cuenta los costos de energía en la primera etapa, se limita la cantidad de oferentes que el algoritmo es capaz de evaluar en la segunda etapa, causando que se incrementen los costos del mercado de reserva, al seleccionar ofertas menos económicas.

Se puede notar que para metodología secuencial, al aumentar los precios de las ofertas de reserva (C1-Aumento precios hidro embalse y C2-Aumento precios todas las tecnologías), aumenta paralelamente el costo total de este mercado, coincidiendo con lo esperado. Por otro lado, para co-optimización, el costo por reserva es mayor en C1 (Aumento precios hidro embalse) que en C2 (Aumento precios todas las tecnologías), esto se explica pues como aumentan considerablemente los precios de oferta de reserva en C2, se vuelven competitivos con los precios por energía (costo variable), por lo que la optimización conjunta prefiere seleccionar unidades cuyas ofertas de reserva sean bajas (como las diésel en SEN-Norte para controles de frecuencia de subida). Sin embargo, esto provoca que el costo por energía aumente al incluir la operación de estas unidades que proveen reserva pero que tienen alto costo variable.

Lo anterior, es un claro ejemplo de la estrecha relación entre ambos mercados, donde la selección de un tipo de unidades que pueden contribuir a disminuir los costos de reserva. Puede provocar un aumento de los costos del mercado de energía, demostrando que la elección de las ofertas ganadoras no es un problema sencillo de resolver.

4.2.4. Costo total energía más reserva

En la Figura 4.8 y en la Tabla B.3 se muestra el costo total de operación del sistema, dado por la suma del costo por energía más el costo por reserva.

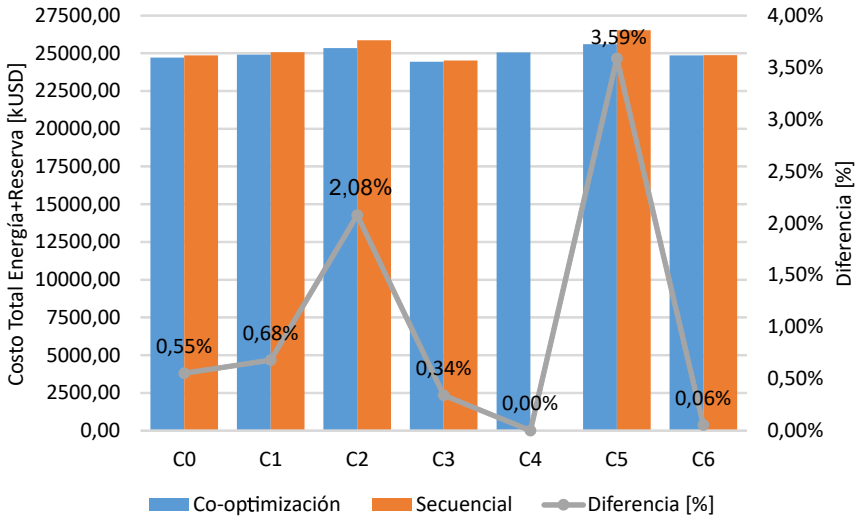


Figura 4.8. *Costo total de energía más reserva, suma semanal, en miles de dolares y diferencia porcentual entre metodologías. (Fuente: Confección Propia)*

Se puede apreciar que para el total de casos considerados, el costo de energía más reserva es mayor al resolver el problema utilizando la metodología secuencial, frente a la co-optimización. Específicamente, se obtienen costos totales entre 0,06 % y 3,59 % mayores con la metodología secuencial. Esto representa una ventaja de la metodología de co-optimización frente a la secuencial, pues se obtiene un punto de operación que minimiza el costo total de ambos mercados, aun cuando, se tienen mayores costos para el mercado de energía.

Con el motivo de comparar los costos por energía, reserva y energía más reserva de cada caso de estudio, se construye la Tabla 4.4, donde se aprecia la variación porcentual con referencia al caso base (C0). Considerando estos resultados, el caso más crítico para los costos de operación del sistema, es que el mercado de reserva lo compongan solamente las unidades actualmente habilitadas para prestar control de frecuencia, ya que en ambas metodologías se obtienen costos totales entre un 3,60 % y un 6,73 % mayores en relación a C0 (Caso Base).

Respecto a C3 (Ofertas por parte de la demanda), se obtiene una disminución de los costos totales entre 1,15 % y 1,36 % frente a C0 (Caso Base). Lo que permite afirmar que la participación de la demanda minera considerada en el mercado de reserva, con los supuestos de precios indicados en la sección 3.2.4, posibilita que otro tipo de unidades no

Metodología	C0	C1	C2	C3	C4	C5	C6
ENERGIA							
Co-optimización	**Ref. (23075 [kUSD])**	-0,06 %	2,02 %	-2,15 %	-0,13 %	2,79 %	2,24 %
Secuencial	**Ref. (22773 [kUSD])**	-0,04 %	-0,04 %	-1,43 %	-	6,95 %	-1,34 %
RESERVA							
Co-optimización	**Ref. (1646 [kUSD])**	11,91 %	9,50 %	12,75 %	21,87 %	14,94 %	-23,28 %
Secuencial	**Ref. (2084 [kUSD])**	10,67 %	49,00 %	-0,61 %	-	4,29 %	15,13 %
ENERGIA + RESERVA							
Co-optimización	**Ref. (24721 [kUSD])**	0,73 %	2,52 %	-1,15 %	1,34 %	3,60 %	0,54 %
Secuencial	**Ref. (24857 [kUSD])**	0,86 %	4,07 %	-1,36 %	-	6,73 %	0,04 %

Tabla 4.4

Variación porcentual de los costos de energía, reserva y energía mas reserva, respecto a C0. (Fuente: Confección Propia)

vean limitadas sus consignas y puedan suministrar energía económica hacia el sistema, implicando que el costo total sea menor respecto a la ausencia de estas ofertas. Por otra parte, es necesario notar (como se aprecia en la Figura 4.3) que solamente para el sistema de la zona norte del país son requeridas este tipo de ofertas, pues en la zona centro-sur se abastece el requerimiento necesario únicamente con unidades de embalse.

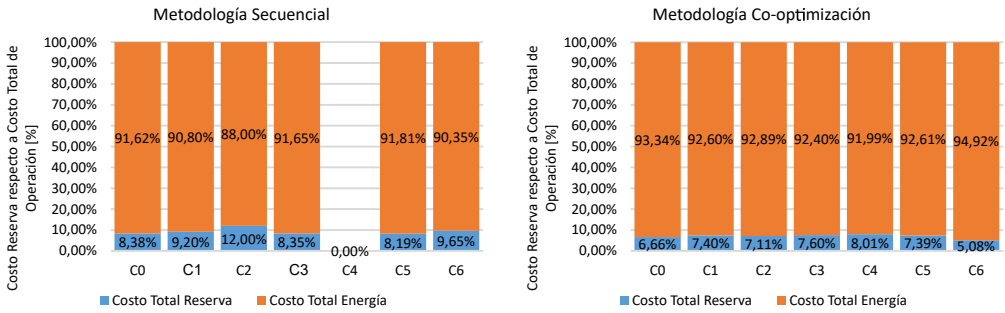
El aumento de los precios de oferta (C1-Aumento precios hidro embalse y C2-Aumento precios todas las tecnologías), aumenta el costo total (energía más reserva) siendo coherente con lo esperado. Además, impacta con mayor magnitud al resolver los mercados mediante metodología secuencial en comparación a co-optimización. Esto tiene su origen en la focalización que posee la metodología secuencial para minimizar ya sea el mercado de energía o el de reserva, pero de manera separada. Particularmente, puede verse en la Tabla 4.4, que el predespacho inicial causa que el enfoque sea minimizar primero el mercado de energía, pues prácticamente no cambian los costos de este mercado para C1 y C2. Por otra parte, el mercado de reserva que se resuelve siguiente a esto, experimenta mayores costos debido a las limitantes de la primera etapa, lo que impacta directamente aumentando el costo total del sistema. Todo esto implica que de utilizarse una metodología secuencial como la propuesta, cualquier variación (aumento o disminución) en los precios de oferta de reserva, producirá cambios importantes en el costo total de energía más reserva.

Si se observan los resultados de C6 (Almacenamiento en oferta ERNC), para ambas metodologías se obtiene un costo total un 0,04 % y 0,54 % mayor a C0 (Caso Base). Además, tal como se menciona en 4.1.4, la participación de las unidades ERNC en la provisión de reserva de subida disminuye en ambas metodologías. Esto debido a que, para co-optimización, este tipo de unidades no son seleccionadas por su alto costo de oferta (en comparación a C0), y se seleccionan otro tipo de unidades como diésel, las cuales si bien, tienen menores costos de reserva, aumentan el costo por energía. Para secuencial sucede algo similar, pero se quita participación de unidades a carbón que prestan reserva de bajada, así estas unidades presentan mayor flexibilidad para generar energía causando menores precios en dicho mercado. Pero por otro lado, esto hace crecer el costo por reserva implicando un aumento del costo total.

Considerando lo obtenido para C4 (Sensibilidad horaria en precios de oferta), el costo total aumenta en 1,34 % respecto al caso base. Principalmente debido al aumento del costo para el mercado de reserva, el cual tiene la variación más grande entre todos los casos de esta metodología (21,87 % en referencia a C0). Esto se explica porque el aumento del precio

de las ofertas de reserva de subida y bajada, en hora punta y normal respectivamente, son de mayor magnitud que la disminución de estos mismos precios de oferta en horas normal y punta. Esto implica que los oferentes podrían diferenciar el precio horario de su oferta de reserva, para representar el cambio del costo marginal, y por ende el costo de oportunidad durante el día, lo que según los bloques horarios considerados en el presente estudio aumentaría el costo total del sistema.

Finalmente, un aspecto interesante a analizar, es la influencia del costo del mercado de reserva en el costo total del sistema (energía más reserva). Esto se muestra en la Figura 4.9 y en la Tabla B.4, donde se puede apreciar que el costo por reserva representa entre un 5 % y 12 % del costo total para ambas metodologías. Por lo tanto, si bien, el mercado principal lo constituye la generación de energía. Considerando los niveles de precios obtenidos, se puede notar la relevancia del mercado de reserva dentro del costo total de operación. Esto indica que es relevante no sólo considerar a la reserva según el beneficio técnico que constituye (control de frecuencia), sino también como una componente sustancial dentro del costo total del sistema, o desde otro punto de vista, como un ingreso adicional que podrían percibir las empresas participantes del mercado.



(a) Secuencial (b) Co-optimización

Figura 4.9. *Comparación porcentual entre el costo del mercado de reserva y el costo total de energía más reserva. (Fuente: Confección Propia). (Fuente: Confección Propia)*

Además, considerando el aumento de la presencia de energías renovables de fuente variable en la matriz energética. Se realza la importancia del rol estratégico de los servicios de regulación y la correcta definición del mercado de reserva, en donde se creen los incentivos suficientes para mantener los estándares de seguridad y asegurar el menor precio de operación del sistema.

4.3. Síntesis y Comentarios

4.3.1. C1-Aumento precios hidro embalse

El aumento de los precios de oferta de la tecnología hidráulica de embalse, causa una menor participación de esta tecnología en el mercado de reserva, específicamente en la reserva de bajada. Así, se reduce la adjudicación de ofertas de esta tecnología y se reemplaza por otro tipo de recursos, principalmente ERNC, cuyo precio de oferta de bajada es muy económico para el sistema. Además, aumenta paralelamente el costo del mercado de reserva y el costo total de operación (energía más reserva), lo que concuerda

con lo esperado para este caso.

Por otro lado, ambas metodologías entregan soluciones similares en cuanto a la distribución tecnológica para energía y reserva, sin embargo la metodología secuencial incluye mayor participación a las unidades ERNC e hidráulicas de pasada en el mercado de reserva, mientras que co-optimización sitúa mayor participación de unidades hidráulicas de embalse en este mismo mercado. Esto debido a que la primera metodología pone en servicio, durante la primera etapa (energía), una gran parte de unidades ERNC e hidro pasada, causando que en la etapa posterior (reserva) se seleccionen para proveer reserva aun cuando no posean los precios de oferta más económicos. Por su contraparte, la co-optimización evalúa ambos costos (energía y reserva) de manera simultánea, logrando un despacho levemente distinto pero de menor costo total para el sistema.

Considerando todo lo anterior, se logra el objetivo propuesto de este caso, mostrando el impacto al resolver el despacho con cada metodología y el aumento del costo total del sistema (energía más reserva), como era razonable de esperar, ya que se añade un nivel de precio más alto a las ofertas del mercado de reserva.

4.3.2. C2-Aumento precios todas las tecnologías

Al aumentar el precio de oferta del total de participantes del mercado de reserva, se esperaba mantener una distribución de reserva muy similar a C0 (Caso Base), considerando que los precios de oferta aumentan de manera uniforme para cada unidad. Sin embargo, los resultados indican claras diferencias para co-optimización, las que se explican debido a que cambia la elección inicial donde unidades ERNC son utilizadas para proveer reserva de subida, hacia el uso de estas para suministrar energía, ya que el precio de oferta de reserva ERNC se vuelve muy alto en comparación al de energía. Además, se añade participación diésel (precio económico de oferta de subida) en este tipo de reserva, que reemplaza las ofertas previamente adjudicadas (en Caso Base) por unidades ERNC.

Por otro lado, los resultados indican un aumento en los costos de reserva (el más alto en promedio de todos los casos) y en el costo total de operación del sistema. Así, la hipótesis inicial se cumple parcialmente, es decir, se presenta un aumento del costo total del sistema, sin embargo, la distribución de reserva por tecnología cambia respecto al caso base.

Con todo esto, se cumplen los objetivos de este caso, que muestra el impacto del aumento total de precios de oferta, resultando en costos totales de operación entre un 2,52 % y un 4,07 % sobre el caso base. Además muestra la estrecha relación entre ambos mercados, donde unidades aparentemente económicas para reserva, pueden resultar en altos precios para el mercado de energía. Implicando que deben evaluarse ambos costos para definir el despacho óptimo, y que la metodología que mejor logra esta necesidad es la co-optimización.

4.3.3. C3-Ofertas por parte de la demanda

Los resultados indican que de acuerdo al nivel de precios de oferta definidos en 3.2.4, una parte del total de reserva necesario para el sistema, es proveído por la demanda. Así, estos agentes son capaces de adjudicarse cierta cantidad de ofertas, desplazando otro tipo de tecnologías como las ERNC en el mercado de reserva. Esto se cumple solamente para el SEN-Norte, pues la gran presencia de unidades hidráulicas de embalse en el SEN-SIC,

cuyo costo de oferta es bajo, no permite que se obtengan ofertas ganadoras por parte de la demanda.

Lo anterior, sumado a la reducción del costo total de operación del sistema, en comparación al caso base, convierte a la demanda en un posible candidato para incluir al mercado de reserva. Con lo que se cumple el objetivo de este caso, donde se analiza que la inclusión de este tipo de agentes al mercado de reserva, trae beneficios técnicos y económicos hacia el sistema.

4.3.4. C4-Sensibilidad horaria en precios de oferta

Las consideraciones adoptadas para definir este caso, suponen la utilización de precios de oferta distintos de acuerdo al bloque horario en el que se presente la operación. Estos precios, difieren de aquellos usados en el caso base (donde se utiliza un promedio diario), así para horario normal, la magnitud de los valores de oferta de subida son menores, mientras que para reserva de bajada son mayores, respecto al caso base. Por su contraparte, en horario punta, los precios de oferta de subida son mayores, mientras que los de bajada son menores, en comparación al caso base (ver Tabla 3.19). Todo esto, tiene sentido considerando los mayores costos marginales que se presentan en la operación del sistema durante el horario punta (salida de operación de centrales fotovoltaicas, aumento de la demanda, entre otros factores).

Teniendo en cuenta lo mencionado en el párrafo anterior, en adición a los resultados obtenidos, donde se experimentan costos totales de operación (energía más reserva) 1,34 % superiores respecto al caso base, permite afirmar que los participantes podrían diferenciar su precio horario de oferta, para captar las variaciones del costo marginal del sistema. Esto según los bloques horarios definidos, aumenta el costo total de operación, pues el crecimiento de las ofertas en horario punta (66,05 %), es mayor que el descenso del valor de ofertas en horario normal (11,47 %) , respecto al caso base. Así, se cumple el objetivo de este caso considerando la influencia en el costo total de operación, producto del aumento del costo del mercado de reserva, que produce la diversificación por bloque horario de las ofertas.

Considerando lo anterior, sería interesante evaluar lo que sucede al definir un precio de oferta horario distinto para cada oferente, este precio reflejaría con mayor precisión la evolución del costo de oportunidad de los agentes durante todo el día de operación. Si bien los resultados con los bloques horarios definidos en este trabajo, aumentan el costo total de operación, no significa que una diversificación por hora de las ofertas, aumente aun más este costo, pues el promedio por bloque puede estar compuesto por muchas horas con costo marginal muy bajo y tener solo algunas horas con costo marginal alto (o viceversa), por lo que se necesitaría un análisis horario para determinar el correcto impacto sistémico de esta segregación horaria de las ofertas.

4.3.5. C5-Reserva solo unidades actuales

Este caso presenta los costos totales de operación (energía más reserva) más altos en comparación al caso base para ambas metodologías (co-optimización 3,60 % y secuencial 6,73 %), lo que significa que añadir la participación de unidades ERNC e hidráulicas de pasada en el mercado de reserva, provoca un beneficio técnico y económico positivo para

el sistema. Lo que corrobora la hipótesis de este caso, donde al reducir la cantidad de oferentes del mercado de reserva, provocaría un aumento del costo de este mercado y un crecimiento del costo total de operación del sistema, al requerir el encendido de unidades menos económicas en el mercado de energía (GNL o diésel), para abastecer los requisitos de reserva de la red, tal como muestran los resultados.

Con todo esto, se cumple el objetivo del presente caso, manifestando la gran influencia que presenta la inclusión de unidades adicionales que actualmente no son consideradas para prestar servicios de control de frecuencia. Además, se observa que la participación de este tipo de unidades, es mayor para reserva de bajada, acorde a su bajo precio de oferta para este recurso, que para reserva de subida, donde solo se adjudica ofertas en el SEN-Norte. Finalmente, se sigue la tendencia de los casos anteriores ante la resolución con ambas metodologías, esto es, costos totales de operación (energía más reserva) menores (3,59 %) al utilizar co-optimización, respecto a secuencial, pero mayores tiempos de simulación.

4.3.6. C6-Almacenamiento de energía en oferta ERNC

Los resultados indican que la inclusión del costo de inversión en baterías hacia las ofertas de reserva ERNC, produce un aumento en el costo total de operación (energía más reserva) del sistema, en comparación al caso base. La principal razón, es que el alto costo de oferta que se produce al sumar el costo de la batería, produce que se reduzca la adjudicación de reserva de subida por este tipo de tecnologías. Esto causa que se seleccionen otro tipo de unidades de menor costo para este servicio como diésel, pero que impactan directamente en el aumento del costo del mercado de energía, provocando el crecimiento del costo total de operación en ambas metodologías (co-optimización 0,54 % y secuencial 0,04 %) respecto al caso base.

Si bien, en este caso se tiene una menor participación de unidades ERNC en la reserva de subida y un mayor costo total de operación (energía más reserva) del sistema, puede notarse que los porcentajes de crecimiento en el costo total son muy pequeños (la menor variación de todos los casos de la Tabla 4.4). Además, las consideraciones realizadas en este trabajo, en donde se suma totalmente el costo de inversión de la batería en el precio base de oferta ERNC , si bien producen un aumento en los MW que la unidad puede ofertar en el mercado de reserva, provoca que los precios de oferta sean muy altos. Por lo tanto, el valor de oferta ERNC se debería evaluar contemplando la adición de un menor porcentaje del costo de la batería, o bien, directamente el escenario donde la unidad ERNC oferte solamente la capacidad de la batería al respectivo costo de inversión (según este trabajo $21,39[USD/MWh]$ definido en la sección 3.2.4) y mantenga su propia capacidad de regulación para proveer energía al sistema.

Considerando todo esto, aunque la hipótesis inicial de obtener una reducción en el costo total del sistema (energía más reserva) no se cumple totalmente, el análisis realizado satisface los objetivos del presente caso. Además, la inversión en almacenamiento de energía para ofertar reserva por parte de unidades ERNC, requiere de evaluaciones adicionales, considerando la tendencia a la baja de los costos de almacenamiento y ofertas de menor capacidad de MW que causen menor valor total de oferta, para así decidir concretamente el nivel de almacenamiento de energía beneficioso para el sistema.

Capítulo 5

Conclusiones

En la presente memoria de titulación se propone y desarrolla una metodología secuencial y una de co-optimización, para resolver el problema de programación de la generación de corto plazo, optimizando energía y reservas en el sistema eléctrico nacional. Ambas metodologías son evaluadas, estableciendo distintos criterios tanto técnicos como económicos, para comparar sus ventajas y desventajas en la resolución óptima del despacho. Los resultados indican que las dos metodologías permiten cumplir con las restricciones del problema, satisfaciendo los requerimientos de reserva, generación de energía para abastecimiento de demanda y limitaciones técnicas de generación y transmisión.

Si bien ambas metodologías permiten resolver adecuadamente el problema, asignando de manera eficiente la energía y reserva dentro de su propio marco de restricciones, la forma de optimización de cada una dentro de los casos analizados permite afirmar los siguientes puntos que se resumen en la Tabla B.5:

- Los tiempos de resolución de la metodología co-optimización resultan entre un 2,21 % y un 35,57 % mayores que los tiempos de resolución de la metodología secuencial. Lo que significa una ventaja de la metodología secuencial por sobre la co-optimización.
- Si bien los resultados parciales para el costo total de energía y costo total de reserva, son menores para la metodología secuencial (entre 0,58 % y 4,76 %) y de co-optimización (entre 11,58 % y 89,95 %), respectivamente. Lo fundamental es el análisis del costo total de operación del sistema (generación de energía en adición a provisión de reserva), donde se obtienen costos menores (entre 0,06 % y 3,59 %) al utilizar la metodología de co-optimización, respecto a la secuencial. Lo que significa una ventaja de la co-optimización por sobre la metodología secuencial.

La tecnología de mayor participación en el mercado de reserva es la hidroeléctrica de embalse, cuyo porcentaje de adjudicación de reserva entre el total de ofertas es entre un 33 % y un 55 % para metodología secuencial, y entre un 37 % y un 56 % para co-optimización. Esto muestra, que independiente de la metodología utilizada, las centrales de embalse poseen algunas ventajas que las ubica como principales candidatas para participar en el nuevo mercado de reserva, en comparación al resto de unidades, donde destacan su gran cantidad de potencia MW disponible para regulación y su bajo costo de oferta acorde a su bajo costo de oportunidad. Además, el aumento de los precios de oferta de reserva

de esta tecnología, aumenta el costo total de operación del sistema entre un 0,73 % y un 0,86 %, sin embargo, su adjudicación de ofertas prácticamente no se reduce (0,2 % de disminución) respecto al caso base. Por lo tanto, este tipo de unidades podrían considerar aumentar su nivel de precio de oferta (para aumentar sus propias ganancias), sin perder una cantidad importante de participación en el mercado de reserva, lo que impactaría directamente en el aumento del costo de operación del sistema.

El aumento de precios de oferta de reserva del total de tecnologías, provoca un crecimiento del costo total de operación de 2,52 % para metodología co-optimización y de 4,07 % para secuencial, respecto al caso base. Por lo tanto, el nivel de precios de oferta de los agentes en el mercado de reserva, tiene un impacto directo y no menor en el costo total de operación. Este costo se podría acrecentar si la participación de agentes en el nuevo mercado de reserva es menor a la considerada en el presente trabajo. Todo lo anterior, permite afirmar que es necesario una correcta definición del nuevo mercado, contemplando regulaciones y normativas claras, que posibiliten la participación de nuevos agentes y minimicen la incertidumbre percibida por el oferente, pues impactará directamente en el nivel de riesgo de este y por ende en su precio de oferta, que podría tener un efecto significativo en el costo total de operación del sistema.

La participación de la demanda en el mercado de reserva, presenta un beneficio económico, en el costo total de operación, de entre un 1,15 % a un 1,36 % respecto al caso sin ofertas de este tipo. Por lo tanto, se constituye como una alternativa factible para suministrar los requerimientos de control de frecuencia de subida en la zona norte del SEN (en la zona centro-sur no son requeridas ofertas de este tipo debido a su gran capacidad de regulación hidráulica). Logrando desplazar ofertas de reserva ERNC y que estas puedan suministrar energía de manera económica.

Los costos de oportunidad varían por tecnología y además por hora del día, pues dependen del costo marginal del mercado de energía. Es así, como para control de frecuencia de subida se obtienen reducciones en promedio de un 12 % del costo de oportunidad en horario normal (01-18hr) en comparación al costo oportunidad base (promedio diario), y aumentos promedio del 66 % en el costo de oportunidad en hora punta (18-24 hrs) respecto al costo de oportunidad base (promedio diario). Además, estos costos tienen directa relación con las tecnologías que son seleccionadas para aportar reservas, es decir, aquellas de mayor costo de oportunidad, se adjudican una menor cantidad de ofertas. Un ejemplo de esto, para reserva de subida en el SEN-Norte, son las unidades ERNC, quienes tienen una baja participación (18 % en promedio para ambas metodologías), debido a su alto costo de oportunidad para este tipo de control de frecuencia.

La diferenciación del precio de oferta en los dos bloques horarios definidos en el presente trabajo (bloque normal y bloque punta), aumenta el costo total de operación (energía más reserva) en 1,34 %, respecto al caso base. Esto indica que los participantes podrían segmentar su precio de oferta, en distintos períodos horarios, para captar las variaciones del costo marginal durante el día y así fijar precios de oferta que reflejen de mejor manera su costo de oportunidad. Sin embargo, aún cuando los bloques considerados en este estudio provocan el aumento del costo total de operación del sistema, esto no quiere decir que si se extrapola a bloques más pequeños, por ejemplo una hora, el costo total sea aún mayor. Esto, debido a que el aumento en los costos que resultan en este trabajo, tienen su origen en el mayor aumento de los precios de oferta en hora punta, respecto de la disminución en hora normal, estas diferencias son principalmente debido a la presencia de la hora solar e

incrementos y decrementos de la demanda durante el día, lo que durante un mismo bloque puede no variar de la misma forma. Por lo tanto, si bien, se recomienda la definición de un precio horario de oferta, para representar la variación del costo marginal durante el día, para analizar el impacto de esto en el costo de operación, se requiere realizar evaluaciones adicionales considerando la variación del costo de oportunidad ante horas consecutivas.

La participación de unidades ERNC e hidráulicas de pasada en el mercado de reserva, principalmente de bajada, reduce el costo total de operación del sistema entre 3,60 % y 6,73 % en comparación a la ausencia de ofertas de estas tecnologías. Por lo tanto, son una alternativa válida a considerar para mantener un mercado competitivo de reserva, y generar beneficios técnico-económicos en el sistema. Ahora, por otro lado, aún cuando sea una alternativa óptima para el sistema, la integración de este tipo de tecnologías al mercado de reserva requiere algunas consideraciones técnicas adicionales que se detallan en el capítulo 6 de trabajos futuros .

De acuerdo a los resultados y consideraciones del presente trabajo, en un principio no es factible que las unidades ERNC sumen al precio de su oferta de reserva la inversión de una batería para control de frecuencia de subida. Pues aún cuando proporciona una capacidad mayor de regulación, y mayor confiabilidad en el monto de reserva, su alto precio de oferta resulta en una muy baja participación de este mercado. Sin embargo, se recomienda realizar evaluaciones adicionales, considerando la tendencia a la baja de los costos de inversión en baterías, y ofertas de menor capacidad de MW para este tipo de tecnología. Lo que reduciría de manera importante su precio de oferta y podría modificar la opción inicial, haciendo factible la inversión ERNC en este tipo de almacenamiento para participar en el mercado de reserva.

Para el total de los casos analizados, el costo del mercado de reserva representa entre un 5 % y 8 % del costo total (energía más reserva) para co-optimización y entre un 8 % y un 12 % para metodología secuencial. Esto da cuenta del importante impacto económico que significa considerar restricciones de reserva en el programa de generación, y de la relevancia que juega la definición correcta de una metodología que garantice la eficiencia en la adquisición de SSCC, sobretodo en sistemas donde la penetración renovable puede acrecentar la importancia de estos servicios en la operación del sistema.

Según estado del arte y bibliografía revisada, existen algunos sistemas, como el sistema de los países nórdicos o en general los sistemas eléctricos de Europa, cuya regulación institucional configura roles independientes para el operador del mercado y el operador del sistema, principal motivo que los ha llevado a utilizar una metodología secuencial, debido a la dificultad para unificar ambos operadores. Por otro lado, los sistemas eléctricos MISO, ISO-NE y en general aquellos pertenecientes a EEUU, poseen una misma entidad encargada de gestionar el mercado y el sistema, razón que les ha permitido adoptar la metodología de co-optimización sin grandes complicaciones. Por lo tanto, como en Chile existe un único organismo (Coordinador) responsable de administrar el mercado y el sistema eléctrico, no se justifica adoptar una metodología secuencial, como fue necesario en Europa. Además, esta configuración de mercado facilita la implementación de una metodología de co-optimización, ya que no requiere esfuerzos adicionales para la integración de los organismos encargados de la gestión de la energía y la reserva.

Finalmente, los resultados obtenidos respaldan el fundamento teórico de las metodologías implementadas, además, establecen que la solución con mayores ventajas técnicas y económicas para el sistema nacional es utilizar la metodología de co-optimización. Pues

permite resolver de manera óptima la fuerte interacción entre los productos de energía y reserva, obteniendo los mayores beneficios económicos (menor costo total de mercados de energía y reserva). Además, porque en Chile, se posee la configuración institucional adecuada (operador del mercado y sistema una misma entidad) para facilitar su implementación, y por último, porque los tiempos de resolución se consideran razonables, aunque se considera que se debiesen realizar los análisis respectivos (incluyendo todas las limitaciones técnicas) para establecer la forma correcta de incluirlo en el proceso de programación y establecer el hardware requerido para que funcione adecuadamente.

Capítulo 6

Propuestas de trabajos futuros y comentarios

- Respecto a la participación de unidades ERNC en el control de frecuencia. Es necesario tener en consideración 2 aspectos adicionales que podrían afectar su participación en el mercado de reserva: La primera, es la factibilidad de habilitación de las unidades ERNC para proveer los servicios de control de frecuencia, debido a que la prestación de reserva para este tipo de unidades aún es una tecnología incipiente, que no se utiliza en nuestro país, por lo que pueden existir factores técnicos o económicos adicionales que aún no se consideren relevantes al momento de hacer su implementación a la operación real y que actúen en desmedro de las ventajas que se observan en el presente estudio. Por otro lado, la segunda, es mejorar los sistemas de pronósticos ERNC para reducir el nivel de incertidumbre y posibilitar un monto constante de reserva, ya que, debido a la variabilidad intrínseca de la generación de este tipo de tecnologías, esto puede generar una alteración importante de sus precios de oferta o requerir una definición estricta de criterios mínimos de calificación (asegurar montos de reserva) para la participación en el mercado de reserva.

- Si bien, los resultados demuestran que la participación de la demanda en el mercado de reserva resulta una opción factible, es necesario realizar un análisis más detallado para definir el precio de oferta de la empresa minera, recopilando información práctica de estos consumos que no se pudo disponer de forma completa (estado actual de los equipos, nivel de inversión adicional, utilidades según proceso productivo, entre otros). Ya que se debe costear de manera precisa cuánto dinero deja de percibir (costo de oportunidad) por disminuir la producción al reducir su consumo energético.

- La inversión en baterías por parte de ERNC en el presente estudio, solo considera su participación en el mercado de reserva. Sin embargo, estos equipos pueden brindar otro tipo de servicios complementarios y recursos alternativos, que permitirían a la unidad recibir ingresos adicionales al control de frecuencia. Por lo tanto, los resultados no rechazan tajantemente esta alternativa de inversión, y se recomienda realizar un estudio más acabado del tema, donde se considere en mayor detalle las características técnicas y económicas de la batería (o varios tipos de almacenamiento), su aporte a la confiabilidad del monto de oferta de reserva y considerar el aumento de la demanda en los procesos de carga.

- Los resultados indican que la metodología de co-optimización presenta mayores beneficios técnicos y económicos en la programación de la generación de corto plazo. Por otra parte, los tiempos de simulación si bien son elevados (respecto a secuencial), se encuentran dentro de un rango manejable para el operador del sistema considerando el horizonte de 7 días simulado. Dentro de este marco, sería interesante verificar qué variables son las de mayor influencia en el tiempo de resolución, ya sea reducir el período de análisis (1 a 3 días), utilizar un equipo con más capacidad de procesamiento, dividir la solución en varios ordenadores, entre otras consideraciones, para así asemejar lo mejor posible a la condición actual que posee el Coordinador para definir el programa de generación diario y poder realizar las comparaciones pertinentes.

- De acuerdo a los resultados obtenidos, las ofertas de reserva debiesen considerar precios horarios para representar de mejor manera la variabilidad del costo de oportunidad de las unidades durante el día. Es así, que se recomienda realizar un estudio considerando la definición de precios de oferta a nivel horario y analizar su impacto tanto en los costos de operación del sistema, como en los beneficios experimentados por las unidades en el mercado de reserva.

- En el presente estudio, se consideró una variable aleatoria para considerar las distintas aversiones al riesgo de cada participante del mercado de reserva. Sin embargo, para modelar de manera más precisa la oferta de los distintos participantes de este mercado, se recomienda realizar un análisis basado en teoría de juegos, con el que se pueda calcular las estrategias comerciales óptimas para una misma empresa que participe tanto en el mercado de energía, como en el mercado de reserva.

- De acuerdo a lo realizado en este trabajo, se desarrolla la optimización de energía y reservas considerando la definición del programa de generación al menos un día previo a la operación (despacho de energía). Por lo tanto, se requiere realizar un análisis sobre la forma en que deben optimizarse la energía y los servicios complementarios, contemplando mayor cercanía hacia la hora de operación, esto equivale a evaluar la optimización de despachos intradiarios, ya sea por hora, o de la forma más frecuente posible, para definir la metodología que posea las mayores ventajas económicas y técnicas para la operación del sistema.

Apéndice A

Aspectos de Modelado del Sistema Eléctrico

A.1. Parque Generador

Unidad	P_{min} $[MW]$	P_{max} $[MW]$	**Nodo**	**Tecnología**	**C. Var.** $[\frac{USD}{MWh}]$
ANG1	150	276,9	Angamos 220	CARBÓN	43,74
ANG2	150	281,3	Angamos 220	CARBÓN	42,33
COCHRANE I	133	266	Cochrane 220	CARBÓN	44,66
COCHRANE II	133	266	Cochrane 220	CARBÓN	44,66
CTA	100	177	Chacaya 220	CARBÓN	42,03
CTH	100	170,1	Chacaya 220	CARBÓN	40,88
CTM1	90	165,9	Chacaya 220	CARBÓN	41,64
CTM2	90	175	Chacaya 220	CARBÓN	40,34
CTTAR	100	158	Tarapaca 220	CARBÓN	41,96
IEM	225	375	Los Changos 220	CARBÓN	42,11
NTO1	65	136,3	Norgener 220	CARBÓN	38,11
NTO2	65	141,04	Norgener 220	CARBÓN	37,74
U12	50	85,3	Tocopilla 110	CARBÓN	49,47
U13	50	85,5	Tocopilla 110	CARBÓN	47,42
U14	75	136,4	Tocopilla 220	CARBÓN	43,02
U15	75	132,4	Tocopilla 220	CARBÓN	41,50
CTM3-TG + CTM3-TV	160	250,75	Los Changos 220	GNL	79,12
KELAR 1TG+0.5TV	130,5	269,6	Kapatur 220	GNL	80,28
KELAR 2TG+1TV	264,5	517	Kapatur 220	GNL	78,72
TG1A + 0.5 TV1C	104	194,39	Central Atacama 220	GNL	85,30

Sigue en la página siguiente.

Unidad	P_{min} $[MW]$	P_{max} $[MW]$	**Nodo**	**Tecnología**	**C. Var.** $[\frac{USD}{MWh}]$
TG1A + TG1B + TV1C	220	395,9	Central Atacama 220	GNL	83,00
TG2A + 0.5 TV2C	104	189,09	Central Atacama 220	GNL	87,60
TG2A + TG2B + TV2C	220	384,7	Central Atacama 220	GNL	83,00
TG3 (Gas Natural)	10	37,5	Tocopilla 220	GNL	127,46
U16-TG + U16-TV	124	400	Tocopilla 220	GNL	78,35
CTM3-TG + CTM3-TV (Diesel)	160	250,75	Chacaya 220	DIESEL	92,88
CUMMINS	0,722	0,722	Enaex 110	DIESEL	136,99
DEUTZ	0,653	1,959	Enaex 110	DIESEL	150,29
GMAR	2,1	8,4	CD Arica 066	DIESEL	114,21
INACAL	0,85	6,8	La Negra 110	DIESEL	155,55
INGENOVA	0,01	2	Palestina 220	DIESEL	202,70
M1AR	0,999	2,997	CD Arica 066	DIESEL	116,64
M2AR	1,462	2,924	CD Arica 066	DIESEL	116,30
MAIQ	5,936	5,936	CD Iquique 066	DIESEL	77,76
MIIQ	1,462	2,924	CD Iquique 066	DIESEL	112,65
MIMB	6	28,64	Mantos Blancos 220	DIESEL	133,14
MSIQ	6,2	6,2	CD Iquique 066	DIESEL	66,17
SUIQ	1,4	4,2	CD Iquique 066	DIESEL	120,99
SUTA	8	103,68	Tamaya 110	DIESEL	67,33
TECNET 1_6	2,1	3	La Portada 110	DIESEL	150,88
TG1	10	24,698	Tocopilla 110	DIESEL	138,93
TG1A + 0.5 TV1C (Diesel)	112	196,81	Central Atacama 220	DIESEL	93,95
TG1A + TG1B + TV1C (Diesel)	98	399,7	Central Atacama 220	DIESEL	90,84
TG2	10	24,931	Tocopilla 110	DIESEL	138,93
TG2A + 0.5 TV2C (Diesel)	112	198	Central Atacama 220	DIESEL	93,87
TG2A + TG2B + TV2C (Diesel)	98	400	Central Atacama 220	DIESEL	90,84
TG3 (Diesel)	10	37,5	Tocopilla 220	DIESEL	109,82
TGIQ	10	23,75	CD Iquique 066	DIESEL	131,43
TGTAR	8	23,75	Tarapaca 220	DIESEL	144,34
U16-TG + U16-TV (Diesel)	124	400	Tocopilla 220	DIESEL	152,93
Ujina 1-4	5,36	26,8	Collahuasi 220	DIESEL	64,64

Sigue en la página siguiente.

Unidad	P_{min} $[MW]$	P_{max} $[MW]$	**Nodo**	**Tecnología**	**C. Var.** $[\frac{USD}{MWh}]$
Ujina 5-6	7,12	17,8	Collahuasi 220	DIESEL	64,75
ZOFRI_1	0,01	0,45	Iquique 066	DIESEL	116,97
ZOFRI_13	0,01	1,6	Iquique 066	DIESEL	104,40
ZOFRI_2-5	1,03	5,16	Iquique 066	DIESEL	113,98
ZOFRI_6	0,01	0,45	Iquique 066	DIESEL	105,10
ZOFRI_7-12	0,8	4,8	Iquique 066	DIESEL	114,30
NORACID	0,01	17,5	Mejillones 110	CALOR RESIDUAL	1,98
CAVA	0,5	2,602	Cerro Dragon 110	HIDRO PASADA	0,00
CHAP	2	10,2	Chapiquina 066	HIDRO PASADA	0,00
MHAH	0,01	1,19	Alto Hospicio 110	HIDRO PASADA	0,00
MHSR	0,01	1,25	Alto Hospicio 110	HIDRO PASADA	0,00
MHT2	0,01	1,19	Alto Hospicio 110	HIDRO PASADA	0,00
ANDES SOLAR	0	21,8	Andes 220	FOTOVOLTAICA	0,04
EL AGUILA	0	2	El Aguila 066	FOTOVOLTAICA	0,04
FINIS TERRAE	0	69	Encuentro 220	FOTOVOLTAICA	0,04
LA HUAYCA	0	25	Pozo Almonte 066	FOTOVOLTAICA	0,04
MARIA ELENA	0	68	Maria Elena 220	FOTOVOLTAICA	0,04
PAS2	0	7,5	Pozo Almonte 13.8	FOTOVOLTAICA	0,04
PAS3	0	16	Pozo Almonte 13.8	FOTOVOLTAICA	0,04
SOLAR JAMA	0	52,7	Calama 220	FOTOVOLTAICA	0,04
VDLV	0	90	Calama 110	FOTOVOLTAICA	0,04
BOLERO	0	146	Laberinto 220	EOLICA	0,04
EÓLICA SIERRA GORDA	0	112	Sierra Gorda 220	EOLICA	0,04
FINIS TERRAE II	0	69	Encuentro 220	FOTOVOLTAICA	0,04
PAMPA CAMARONES 1	0	6	Vitor 110	FOTOVOLTAICA	0,04
PV CERRO DOMINADOR	0	100	Encuentro 220	FOTOVOLTAICA	0,04
SOLAR LASCAR	0	64,6	Calama 220	FOTOVOLTAICA	0,04
SOLAR PARUMA	0	21,4	Calama 220	FOTOVOLTAICA	0,04
SOLAR PULAR	0	28,9	Calama 220	FOTOVOLTAICA	0,04
URIBE SOLAR	0	50	Uribe 110	FOTOVOLTAICA	0,04
ARICA SOLAR 1	0	40	Parinacota 066	FOTOVOLTAICA	0,04

Sigue en la página siguiente.

Unidad	P_{min} $[MW]$	P_{max} $[MW]$	**Nodo**	**Tecnología**	**C. Var.** $[\frac{USD}{MWh}]$
CERRO DOMINADOR CSP	0	110	Encuentro 220	TERMOSOLAR	0,04
CERRO PABELLON	0	48	El Abra 220	GEOTERMICA	0,04
HUATACONDO	0	98	Lagunas 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Bocamina 01	70	122,2	Charrua 220	CARBÓN	41,93
Bocamina 02	211,92	322,48	Charrua 220	CARBÓN	38,68
Campiche	110	249	Nogales 220	CARBÓN	40,13
Curico	0,01	2	Itahue 220	CARBÓN	37,22
Guacolda 01	60	128,6	Maitencillo 220	CARBÓN	37,04
Guacolda 02	60	128,6	Maitencillo 220	CARBÓN	37,13
Guacolda 03	60	123,4	Maitencillo 220	CARBÓN	36,86
Guacolda 04	60	125,2	Maitencillo 220	CARBÓN	36,94
Guacolda 05	60	118,5	Maitencillo 220	CARBÓN	36,94
Nueva Ventanas	110	248,98	Nogales 220	CARBÓN	40,13
Santa Maria	240	341,99	Charrua 220	CARBÓN	35,03
Ventanas 01	60	113,4	Nogales 220	CARBÓN	39,95
Ventanas 02	100	208,56	Nogales 220	CARBÓN	37,51
Bio Cruz	0,01	1,8	Las Vegas 110	GNL	128,38
CMPC Tissue	0,01	5	Melipilla 220	GNL	106,39
Cordillera 01	0,01	4	Alto Jahuel 220	GNL	1,40
Cordillera 02	0,01	8	Alto Jahuel 220	GNL	36,31
Cordillera 03	0,01	12	Alto Jahuel 220	GNL	175,97
San Isidro 02 GNL	208,8	393,37	San Luis 220	GNL	81,10
San Isidro FA GNL	0,01	20	San Luis 220	GNL	127,33
San Isidro GNL	200,1	347,63	San Luis 220	GNL	97,29
Tapihue	0,01	6,4	San Luis 220	GNL	128,38
Tomaval 2	0,01	1,6	Las Vegas 110	GNL	128,38
Andes Generacion	0,01	32,5	Diego de Almagro 220	DIESEL	22,18
Antilhue TG 01	25	50,29	Ciruelos 220	DIESEL	176,83
Antilhue TG 02	25	50,99	Ciruelos 220	DIESEL	176,83
Biomar	0,01	2,4	Puerto Montt 220	DIESEL	137,91
Calle-Calle	0,01	13	Ciruelos 220	DIESEL	122,51
Canete	0,01	4	Charrua 220	DIESEL	138,43
Cardones	70	152,27	Cardones 220	DIESEL	134,33
Casablanca 1	0,01	1,6	Agua Santa 110	DIESEL	140,78
Casablanca 2	0,01	0,9	Agua Santa 110	DIESEL	140,78
Cementos Bio Bio	0,01	13,532	Itahue 220	DIESEL	73,95

Sigue en la página siguiente.

Unidad	P_{min} $[MW]$	P_{max} $[MW]$	**Nodo**	**Tecnología**	**C. Var.** $[\frac{USD}{MWh}]$
Cenizas	0,01	13,9	Cardones 220	DIESEL	215,02
Chiloe	0,01	9	Puerto Montt 220	DIESEL	173,39
Chufken	0,01	1,6	Temuco 220	DIESEL	138,43
Chuyaca	0,01	11,3	Rahue 220	DIESEL	132,49
Colihues	0,01	21,175	Itahue 220	DIESEL	85,01
Colmito Diesel	25	57,71	San Luis 220	DIESEL	130,47
Con Con	0,01	2,3	Quillota 110	DIESEL	132,52
Constitucion Elektragen	0,01	9	Itahue 220	DIESEL	179,75
Contulmo	0,01	0,8	Charrua 220	DIESEL	138,43
Coronel TG Diesel	15	46,81	Charrua 220	DIESEL	111,68
Curacautin	0,01	2,4	Temuco 220	DIESEL	138,43
Curauma	0,01	2,5	Agua Santa 110	DIESEL	140,78
Danisco	0,01	0,8	Puerto Montt 220	DIESEL	137,91
Degan	0,01	36	Puerto Montt 220	DIESEL	136,18
Diego de Almagro TG	0,01	23,669	Diego de Almagro 220	DIESEL	156,26
Dona Carmen	0,01	48	Los Vilos 220	DIESEL	164,16
Eagon	0,01	2,4	Temuco 220	DIESEL	138,43
El Penon	0,01	80,838	Pan de Azucar 220	DIESEL	121,68
El Salvador TG	0,01	23,6691	Diego de Almagro 220	DIESEL	185,34
Emelda 01	0,01	33,017	Diego de Almagro 220	DIESEL	355,32
Emelda 02	0,01	35,712	Diego de Almagro 220	DIESEL	381,00
Esperanza 01	0,01	18,612	Itahue 220	DIESEL	452,19
Esperanza 02	0,01	1,59	Itahue 220	DIESEL	334,66
Esperanza 03	0,01	1,791	Itahue 220	DIESEL	319,72
Espinos 01	0,01	100	Los Vilos 220	DIESEL	126,62
Espinos 02	0,01	24	Los Vilos 220	DIESEL	168,02
Estancilla	0,01	3	Alto Jahuel 220	DIESEL	165,08
Horcones TG Diesel	0,01	24,3	Charrua 220	DIESEL	163,74
Huasco TG	0,01	57,681	Maitencillo 220	DIESEL	159,14
JCE	0,01	0,8	Charrua 220	DIESEL	138,43
Laguna Verde	0,01	45,12	Agua Santa 110	DIESEL	189,88
Laguna Verde TG	0,01	17,919	Agua Santa 110	DIESEL	128,06
Las Vegas	0,01	2,09	Las Vegas 110	DIESEL	131,38
Lebu	0,01	2,4	Charrua 220	DIESEL	138,43
Linares	0,01	0,5	Itahue 220	DIESEL	134,17

Sigue en la página siguiente.

Unidad	P_{min} $[MW]$	P_{max} $[MW]$	**Nodo**	**Tecnología**	**C. Var.** $[\frac{USD}{MWh}]$
Lonquimay	0,01	1,2	Temuco 220	DIESEL	138,43
Los Alamos	0,01	0,8	Charrua 220	DIESEL	138,43
Los Guindos	65	138,305	Charrua 220	DIESEL	133,68
Los Pinos	30	102,839	Los Vilos 220	DIESEL	155,71
Los Sauces 1	0,01	1,5	Charrua 220	DIESEL	138,43
Los Sauces 2	0,01	1,5	Temuco 220	DIESEL	138,43
Los Vientos	60	131,34	Las Vegas 110	DIESEL	121,50
Louisiana Pacific	0,01	2,9	Temuco 220	DIESEL	137,91
Louisiana Pacific 2	0,01	3,2	Temuco 220	DIESEL	138,43
Maule	0,01	6	Itahue 220	DIESEL	179,75
Monte Patria	0,01	9	Los Vilos 220	DIESEL	143,88
Multiexport I	0,01	0,8	Puerto Montt 220	DIESEL	137,91
Multiexport II	0,01	1,6	Puerto Montt 220	DIESEL	137,91
Newen	0,01	14,35	Charrua 220	DIESEL	322,39
Olivos 01	0,01	93	Los Vilos 220	DIESEL	135,16
Olivos 02	0,01	22,2	Los Vilos 220	DIESEL	174,46
Orafti	0,01	0,5	Charrua 220	DIESEL	138,43
Petropower	56	62,977	Charrua 220	DIESEL	3,90
Placilla	0,01	3	Agua Santa 110	DIESEL	126,19
Punitaqui	0,01	9	Los Vilos 220	DIESEL	143,88
Punta Colorada 01 Fuel	0,01	16,609	Punta Colorada 220	DIESEL	96,48
Quellon 02	0,01	7	Puerto Montt 220	DIESEL	141,79
Quintay	0,01	3	Agua Santa 110	DIESEL	126,86
Renca	25	92	Cerro Navia 110	DIESEL	165,08
Salmofood I	0,01	1,6	Puerto Montt 220	DIESEL	137,91
Salmofood II	0,01	1,6	Puerto Montt 220	DIESEL	137,91
San Gregorio	0,01	0,5	Itahue 220	DIESEL	134,17
San Lorenzo 01	0,01	28,414	Diego de Almagro 220	DIESEL	240,18
San Lorenzo 02	0,01	25,922	Diego de Almagro 220	DIESEL	264,45
San Lorenzo 03	0,01	7,67	Diego de Almagro 220	DIESEL	198,92
Santa Lidia	60	137,61	Charrua 220	DIESEL	122,78
Skretting	0,01	2,7	Puerto Montt 220	DIESEL	137,91
Skretting Osorno	0,01	3	Puerto Montt 220	DIESEL	137,91
Teno	0,01	58,882	Itahue 220	DIESEL	128,20
Termopacifico	0,01	86,06	Cardones 220	DIESEL	183,72
Tirua	0,01	1,9	Charrua 220	DIESEL	138,43
Tomaval 1	0,01	1	Las Vegas 110	DIESEL	140,78
Totoral	0,01	3	Agua Santa 110	DIESEL	132,52

Sigue en la página siguiente.

Unidad	P_{min} $[MW]$	P_{max} $[MW]$	**Nodo**	**Tecnología**	**C. Var.** $[\frac{USD}{MWh}]$
Trapen	0,01	80,838	Puerto Montt 220	DIESEL	125,63
Trongol	0,01	2,8	Charrua 220	DIESEL	138,43
Watt	0,01	0,8	Puerto Montt 220	DIESEL	137,91
Watt II	0,01	1,6	Puerto Montt 220	DIESEL	137,91
Yungay 01 Diesel	25	52,399	Charrua 220	DIESEL	345,37
Yungay 02 Diesel	25	52,092	Charrua 220	DIESEL	313,10
Yungay 03 Diesel	25	53,477	Charrua 220	DIESEL	338,46
Yungay 04 Diesel	35	40,99	Charrua 220	DIESEL	400,06
Candelaria CA 01 Diesel	60	112,2	Alto Jahuel 220	DIESEL	216,32
Candelaria CA 02 Diesel	60	115,1	Alto Jahuel 220	DIESEL	216,32
Nehuenco 01 Diesel	250	310	San Luis 220	DIESEL	127,05
Nehuenco 02 Diesel	250	391	San Luis 220	DIESEL	126,88
Nehuenco 9B 01 Diesel	30	92	San Luis 220	DIESEL	214,62
Nehuenco 9B 02 Diesel	0,01	16	San Luis 220	DIESEL	239,45
Nueva Renca Diesel	240	312,32	Cerro Navia 110	DIESEL	83,11
Nueva Renca FA GLP	0,01	29,28	Cerro Navia 110	DIESEL	100,83
Quintero 01 CA Diesel	75	127,104	San Luis 220	DIESEL	108,76
Quintero 02 CA Diesel	75	128,097	San Luis 220	DIESEL	108,76
Taltal 01 Diesel	20	99	Diego de Almagro 220	DIESEL	121,69
Taltal 02 Diesel	20	99	Diego de Almagro 220	DIESEL	121,69
Arauco 01	0,01	10	Charrua 220	BIOMASA	0,00
Arauco 02	0,01	10	Charrua 220	BIOMASA	0,00
Arauco 03	0,01	4	Charrua 220	BIOMASA	0,00
Celco 01	0,01	3	Itahue 220	BIOMASA	0,00
Celco 02	0,01	2	Itahue 220	BIOMASA	0,00
Celco 03	0,01	3	Itahue 220	BIOMASA	0,00
Lautaro 01	0,01	14,769	Temuco 220	BIOMASA	9,60
Lautaro 02	0,01	9,231	Temuco 220	BIOMASA	9,60
licanten 00	0,01	5	Itahue 220	BIOMASA	0,00
licanten 01	0,01	1	Itahue 220	BIOMASA	0,00
Nueva Aldea 01	0,01	14	Charrua 220	BIOMASA	0,00
valdivia 01	0,01	11	Ciruelos 220	BIOMASA	0,00

Sigue en la página siguiente.

Unidad	P_{min} $[MW]$	P_{max} $[MW]$	**Nodo**	**Tecnología**	**C. Var.** $[\frac{USD}{MWh}]$
valdivia 02	0,01	21	Ciruelos 220	BIOMASA	0,00
valdivia 03	0,01	6	Ciruelos 220	BIOMASA	0,00
valdivia 04	0,01	23	Ciruelos 220	BIOMASA	0,00
Vinales 01	0,01	6	Itahue 220	BIOMASA	0,00
Vinales 02	0,01	10	Itahue 220	BIOMASA	0,00
Vinales 03	0,01	6	Itahue 220	BIOMASA	0,00
cholguan 00	0,01	9	Charrua 220	BIOMASA	25,48
cholguan 01	0,01	4	Charrua 220	BIOMASA	108,84
Pacifico CMPC 01	0,01	11,6	Charrua 220	BIOMASA	0,00
Pacifico CMPC 02	0,01	10,9	Charrua 220	BIOMASA	32,25
Pacifico CMPC 03	0,01	10,5	Charrua 220	BIOMASA	135,01
Energia Pacifico	0,01	14,3052	Itahue 220	BIOMASA	53,36
Laja 01	0,01	7,917	Charrua 220	BIOMASA	44,42
Laja 02	0,01	3,549	Charrua 220	BIOMASA	0,00
Nueva Aldea 03	0,01	37	Charrua 220	DIESEL	0,00
Rapel	40	350	Rapel 220	HIDRO EMBALSE	0,00
Cipreses	0,1	105	Itahue 220	HIDRO EMBALSE	0,00
Colbun	100	237	Colbun 220	HIDRO EMBALSE	0,00
Colbun U2	100	237	Colbun 220	HIDRO EMBALSE	0,00
Machicura	30	97	Colbun 220	HIDRO EMBALSE	0,00
Pehuenche	120	550	Ancoa 220	HIDRO EMBALSE	0,00
Chiburgo	0	19,4	Colbun 220	HIDRO PASADA	0,00
Curillinque	55	89	Itahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Isla	0	68	Itahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Loma Alta	0	38	Ancoa 220	HIDRO PASADA	0,00
Ojos de Agua	0	9	Itahue 220	HIDRO PASADA	0,00
San Ignacio	0	37	Itahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Antuco	5	320	Charrua 220	HIDRO EMBALSE	0,00
El Toro	0,1	450	Charrua 220	HIDRO EMBALSE	0,00
Abanico	0	136	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
Quilleco	0	70	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
Rucue	16	169	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00

Sigue en la página siguiente.

Unidad	P_{min} $[MW]$	P_{max} $[MW]$	**Nodo**	**Tecnología**	**C. Var.** $[\frac{USD}{MWh}]$
Pangue	90	472	Charrua 220	HIDRO EMBALSE	0,00
Ralco	90	690	Charrua 220	HIDRO EMBALSE	0,00
Angostura	26	316	Charrua 220	HIDRO EMBALSE	0,00
Palmucho	30	32	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
Canutillar	40	169	Puerto Montt 220	HIDRO EMBALSE	0,00
Alfalfal	20	177,56	Los Almendros 220	HIDRO PASADA	0,00
Blanco	0	52,9	Polpaico 220	HIDRO PASADA	0,00
Chacabuquito	0	25,64	Polpaico 220	HIDRO PASADA	0,00
Chacayes	22	111,7	Alto Jahuel 110	HIDRO PASADA	0,00
Confluencia	27	162,8	Candelaria 220	HIDRO PASADA	0,00
El Paso	0	60	Candelaria 220	HIDRO PASADA	0,00
Florida	0	28,4	Candelaria 220	HIDRO PASADA	0,00
Hornitos	0	60,85	Los Almendros 110	HIDRO PASADA	0,00
Juncal-Juncalito	0	30,57	Las Vegas 110	HIDRO PASADA	0,00
La Higuera	32	154,6	Polpaico 220	HIDRO PASADA	0,00
Laja I	0	34	Candelaria 220	HIDRO PASADA	0,00
Los Hierros	0	25,06	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
Los Quilos	0	39,8	Ancoa 220	HIDRO PASADA	0,00
Maitenes	10	26,92	Polpaico 220	HIDRO PASADA	0,00
Mampil	0	54,9	Los Almendros 110	HIDRO PASADA	0,00
Peuchen	14	84,9	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
Pilmaiquen	6	40,7	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
Pullinque	15	51,2	Rahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Puntilla	0	21,7	Los Almendros 110	HIDRO PASADA	0,00
Queltehues	0	48,9	Los Almendros 110	HIDRO PASADA	0,00
Rucatayo	15	59,3	Pichirrahue 220	HIDRO PASADA	0,00
San Andres	0	40	Candelaria 220	HIDRO PASADA	0,00
Sauzal	0	76,5	Alto Jahuel 110	HIDRO PASADA	0,00
Alfalfal 02	20	264	Los Almendros 220	HIDRO PASADA	0,00
Ancoa	0	27	Ancoa 220	HIDRO PASADA	0,00
La Mina	0	34	Ancoa 220	HIDRO PASADA	0,00
Las Lajas	20	267	Los Almendros 220	HIDRO PASADA	0,00
Los Condores	10	150	Ancoa 220	HIDRO PASADA	0,00

Sigue en la página siguiente.

Unidad	P_{min} $[MW]$	P_{max} $[MW]$	**Nodo**	**Tecnología**	**C. Var.** $[\frac{USD}{MWh}]$
Nuble	10	136	Ancoa 220	HIDRO PASADA	0,00
San Pedro	10	170	Valdivia 220	HIDRO EMBALSE	0,00
Allipen	0	2,6	Cautin 220	HIDRO PASADA	0,00
Alto Renaico	0	1,5	Temuco 220	HIDRO PASADA	0,00
Auxiliar del Maipo	0	5,074	Alto Jahuel 220	HIDRO PASADA	0,00
Boquiamargo	0	1,089	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
Bureo	0	2,2	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
Capullo	0	11,8	Rahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Carena	0	8,4	Alto Jahuel 110	HIDRO PASADA	0,00
Carilafquen	0	19,8	Cautin 220	HIDRO PASADA	0,00
CH Bonito 1	0	9	Rahue 220	HIDRO PASADA	0,00
CH Bonito 2	0	3,2	Rahue 220	HIDRO PASADA	0,00
CH Callao	0	3,3	Rahue 220	HIDRO PASADA	0,00
CH Nalcas	0	6,78	Rahue 220	HIDRO PASADA	0,00
CH Rio Huasco	0	5,1	Maitencillo 220	HIDRO PASADA	0,00
Collil	0	6,96	Puerto Montt 220	HIDRO PASADA	0,00
Contra	0	0,33	Rahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Coya	0	12	Alto Jahuel 110	HIDRO PASADA	0,00
Curileufu	0	0,221	Puerto Montt 220	HIDRO PASADA	0,00
Don Walterio	0	2,95	Rahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Dona Hilda	0	0,42	Pichirropulli 220	HIDRO PASADA	0,00
Dongo	0	6	Puerto Montt 220	HIDRO PASADA	0,00
Donguil	0	0,25	Temuco 220	HIDRO PASADA	0,00
El Arrayan Hidro	0	0,15	Rahue 220	HIDRO PASADA	0,00
El Canelo	0	6,04	Cautin 220	HIDRO PASADA	0,00
El Diuto	0	3,29	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
El Llano	0	1,9	Alto Jahuel 110	HIDRO PASADA	0,00
El Manzano	0	4,85	Temuco 220	HIDRO PASADA	0,00
El Mirador	0	3	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
El Rincon	0	0,2846	Los Almendros 110	HIDRO PASADA	0,00
El Tartaro	0	0,1	Las Vegas 110	HIDRO PASADA	0,00
Ensenada	0	1,2	Puerto Montt 220	HIDRO PASADA	0,00
Eyzaguirre	0	1,9	Los Almendros 110	HIDRO PASADA	0,00
Guayacan	0	12	Los Almendros 110	HIDRO PASADA	0,00
Itata	0	20	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
La Arena	0	6,78	Puerto Montt 220	HIDRO PASADA	0,00
La Paloma	0	4,42	Pan de Azucar 220	HIDRO PASADA	0,00
Las Flores	0	1,6	Pichirropulli 220	HIDRO PASADA	0,00

Sigue en la página siguiente.

Unidad	P_{min} $[MW]$	P_{max} $[MW]$	**Nodo**	**Tecnología**	**C. Var.** $[\frac{USD}{MWh}]$
Las Vertientes	0	1,66	Alto Jahuel 110	HIDRO PASADA	0,00
Lican	0	18	Rahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Lircay	0	19	Itahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Lleuquereo	0	1,8	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
Los Bajos	0	5,472	Alto Jahuel 220	HIDRO PASADA	0,00
Los Colonos	0	0,642	Rahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Los Corrales	0	0,8	Rahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Los Corrales 2	0	1,03	Rahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Los Hierros 2	0	6	Ancoa 220	HIDRO PASADA	0,00
Los Molles	0	17,95	Pan de Azucar 220	HIDRO PASADA	0,00
Los Morros	0	3,1	Alto Jahuel 110	HIDRO PASADA	0,00
Los Padres	0	2,18	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
Maisan	0	0,59	Temuco 220	HIDRO PASADA	0,00
Malalcahuello	0	9,2	Cautin 220	HIDRO PASADA	0,00
Mallarauco	0	3,4	Melipilla 220	HIDRO PASADA	0,00
Maria Elena SIC	0	0,29	Rahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Mariposas	0	6,3	Itahue 220	HIDRO PASADA	0,00
MCH Dosal	0	0,3	Itahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Muchi	0	1	Pichirropulli 220	HIDRO PASADA	0,00
Mulchen	0	3	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
Munilque 1	0	0,55	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
Munilque 2	0	0,55	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
Panguipulli	0	0,34	Temuco 220	HIDRO PASADA	0,00
Pehui	0	1,1	Rahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Pichilonco	0	1,15	Rahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Picoiquen	0	19,5	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
Providencia	0	14,1	Itahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Puclaro	0	5,38	Pan de Azucar 220	HIDRO PASADA	0,00
Pulelfu	0	8,96	Rahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Purisima	0	0,42	Itahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Quillaileo	0	0,82	Charrua 220	HIDRO PASADA	0,00
Reca	0	1,7	Temuco 220	HIDRO PASADA	0,00
Renaico Hidro	0	6,3	Temuco 220	HIDRO PASADA	0,00
Rio Trueno	0	5,6	Temuco 220	HIDRO PASADA	0,00
Robleria	0	3,99	Ancoa 220	HIDRO PASADA	0,00
San Clemente	0	5,9	Alto Jahuel 220	HIDRO PASADA	0,00
Sauce Andes	0	1,38	Las Vegas 110	HIDRO PASADA	0,00
Sauzalito	0	11,9	Alto Jahuel 110	HIDRO PASADA	0,00
Trailelfu	0	2,5	Temuco 220	HIDRO PASADA	0,00
Trufultruful	0	0,82	Cautin 220	HIDRO PASADA	0,00

Sigue en la página siguiente.

Unidad	P_{min} $[MW]$	P_{max} $[MW]$	**Nodo**	**Tecnología**	**C. Var.** $[\frac{USD}{MWh}]$
Volcan	0	13	Los Almendros 110	HIDRO PASADA	0,00
Ancali 1	0,01	1,56	Charrua 220	BIOMASA	41,13
Coelemu	0,01	5,890	Charrua 220	BIOMASA	41,13
Escuadron	0,01	12,454	Charrua 220	BIOMASA	38,62
HBS	0,01	2,2	Charrua 220	BIOMASA	41,13
Laja CMPC 01	0,01	5	Charrua 220	BIOMASA	0,00
Laja CMPC 02	0,01	10	Charrua 220	BIOMASA	36,90
Laja CMPC 03	0,01	10	Charrua 220	BIOMASA	131,90
Las Pampas	0,01	0,37	Alto Jahuel 220	BIOMASA	22,70
Lautaro 2	0,01	20,5	Charrua 220	BIOMASA	35,19
Los Colorados 01	0,01	2	Polpaico 220	BIOMASA	11,57
Los Colorados 02	0,01	18,2	Polpaico 220	BIOMASA	10,25
Masisa	0,01	11	Charrua 220	BIOMASA	41,13
Santa Fe 01	0,01	17,02	Charrua 220	BIOMASA	14,80
Santa Fe 02	0,01	16,83	Charrua 220	BIOMASA	26,50
Santa Fe 03	0,01	16,14	Charrua 220	BIOMASA	36,85
Santa Fe 04	0,01	10,76	Charrua 220	BIOMASA	46,40
Santa Irene	0,01	0,37	Itahue 220	BIOMASA	22,70
Santa Marta	0,01	17,43	Alto Jahuel 220	BIOMASA	15,00
Tamm	0,01	0,181	Itahue 220	BIOMASA	22,70
Trebal Mapocho	0,01	8,226	Alto Jahuel 220	BIOMASA	22,70
Carrera Pinto Etapa I	0	20	Carrera Pinto 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Chanares	0	34,94	Diego de Almagro 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Diego de Almagro FV	0	28,05	Diego de Almagro 220	FOTOVOLTAICA	0,04
El Arrayan	0	114,99	Pan de Azucar 220	EOLICA	0,04
El Pilar Los Amarillos	0	3	Diego de Almagro 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Eolica Canela 01	0	17,97	Las Palmas 220	EOLICA	0,04
Eolica Canela 02	0	59,4	Las Palmas 220	EOLICA	0,04
Eolica Lebu	0	6,50	Charrua 220	EOLICA	0,04
Eolica Lebu II	0	3,47	Charrua 220	EOLICA	0,04
Eolica Punta Colorada	0	20	Punta Colorada 220	EOLICA	0,04
Eolica Totoral	0	45,54	Las Palmas 220	EOLICA	0,04
Huajache	0	6	Charrua 220	EOLICA	0,04
Javiera	0	65	Diego de Almagro 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Lalackama FV	0	71,5	Diego de Almagro 220	FOTOVOLTAICA	0,04

Sigue en la página siguiente.

Unidad	P_{min} $[MW]$	P_{max} $[MW]$	**Nodo**	**Tecnología**	**C. Var.** $[\frac{USD}{MWh}]$
Llano de Llampos FV	0	101,02	Cardones 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Los Cururos	0	109,59	Las Palmas 220	EOLICA	0,04
Luz del Norte FV	0	141	Carrera Pinto 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Monte Redondo	0	47,52	Las Palmas 220	EOLICA	0,04
Negrete Cuel	0	32,495	Charrua 220	EOLICA	0,04
Punta Palmeras	0	44,75	Las Palmas 220	EOLICA	0,04
Raki	0	9	Charrua 220	EOLICA	0,04
Salvador FV	0	68	Diego de Almagro 220	FOTOVOLTAICA	0,04
San Andres FV	0	50,6	Cardones 220	FOTOVOLTAICA	0,04
San Pedro Eolico	0	36	Puerto Montt 220	EOLICA	0,04
SDGx01	0	1,25	Pan de Azucar 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Solar Esperanza	0	2,87	Diego de Almagro 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Tal Tal Eolico	0	98,4	Diego de Almagro 220	EOLICA	0,04
Talinay Oriente	0	88,99	Las Palmas 220	EOLICA	0,04
Talinay Poniente	0	60,26	Las Palmas 220	EOLICA	0,04
Ucuquer I	0	7,1	Melipilla 220	EOLICA	0,04
Ucuquer II Eolico	0	10,5	Melipilla 220	EOLICA	0,04
La Montana	0	3	Itahue 220	HIDRO PASADA	0,00
Rio Colorado	0	15	Ancoa 220	HIDRO PASADA	0,00
Carrera Pinto Etapa II	0	77	Carrera Pinto 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Conejo I	0	104,5	Diego de Almagro 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Divisadero	0	65	Punta Colorada 220	FOTOVOLTAICA	0,04
El Romero	0	196	Punta Colorada 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Eolica La Esperanza	0	10,5	Charrua 220	EOLICA	0,04
Eolica Las Penas	0	8,4	Charrua 220	EOLICA	0,04
La Silla	0	1,9	Maitencillo 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Los Buenos Aires	0	24	Charrua 220	EOLICA	0,04
Los Loros	0	50	Cardones 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Pampa Solar Norte	0	69	Diego de Almagro 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Quilapilun	0	103,2	Polpaico 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Renaico	0	88	Temuco 220	HIDRO PASADA	0,04

Sigue en la página siguiente.

Unidad	P_{min} $[MW]$	P_{max} $[MW]$	**Nodo**	**Tecnología**	**C. Var.** $[\frac{USD}{MWh}]$
San Juan	0	184,8	Punta Colorada 220	EOLICA	0,04
Las Nieves	0	6,5	Cautin 220	HIDRO PASADA	0,04
Pelicano	0	100	Punta Colorada 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Valleland	0	67,4	Maitencillo 220	FOTOVOLTAICA	0,04
Quintero 01 CA GNL	70	127,10	San Luis 220	GNL	121,26
Quintero 02 CA GNL	70	128,09	San Luis 220	GNL	121,26
Taltal 01 GNL	20	123,2	Diego de Almagro 220	GNL	130,39
Taltal 02 GNL	20	123,2	Diego de Almagro 220	GNL	130,39
CERRO TIGRE	0	147,2	Ohiggins 220	FOTOVOLTAICA	0,04
CKANI	0	108	Ohiggins 220	FOTOVOLTAICA	0,04
GRANJA SOLAR	0	100	Lagunas 220	FOTOVOLTAICA	0,04
PUERTO SECO SOLAR	0	9	Calama 220	FOTOVOLTAICA	0,04
TCHAMMA	0	150,4	Encuentro 220	EOLICA	0,04
ALCONES	0	60	Rapel 220	FOTOVOLTAICA	0,04
AURORA	0	148,5	Puerto Montt 220	EOLICA	0,04
CABILSOL	0	3	Los Vilos 220	FOTOVOLTAICA	0,04
CAMAN	0	150	Ciruelos 220	EOLICA	0,04
COIHUE	0	216	Charrua 220	EOLICA	0,04
CONVENTO VIEJO	0	16	Itahue 154	HIDRO PASADA	0,00
CUMBRES	0	14,9	Cautin 220	HIDRO PASADA	0,00
DAS	0	8	Diego de Almagro 220	FOTOVOLTAICA	0,04
DON EUGENIO	0	3	Alto Jahuel 110	FOTOVOLTAICA	0,04
EL QUELTEHUE	0	3	Melipilla 220	FOTOVOLTAICA	0,04
ENAP_Aconcagua	0	77	Agua Santa 110	GNL	64,14
ESTELA	0	202,34	Puerto Montt 220	FOTOVOLTAICA	0,04
INCA DE VARAS I	0	60	Carrera Pinto 220	FOTOVOLTAICA	0,04
INCA DE VARAS II	0	60	Carrera Pinto 220	FOTOVOLTAICA	0,04
LA QUINTA SOLAR	0	3	Polpaico 220	FOTOVOLTAICA	0,04
LOMAS DE DUQUECO	0	46,2	Charrua 220	EOLICA	0,04

Sigue en la página siguiente.

Unidad	P_{min} $[MW]$	P_{max} $[MW]$	**Nodo**	**Tecnología**	**C. Var.** $[\frac{USD}{MWh}]$
LOS GUINDOS EOLICO	0	376,2	Charrua 220	EOLICA	0,04
PANQUEHUE II	0	6	Las Vegas 110	FOTOVOLTAICA	0,04
PARQUE EOLICO CABO LEONES	0	178,5	Maitencillo 220	EOLICA	0,04
PARQUE EOLICO CABO LEONES II	0	204	Maitencillo 220	EOLICA	0,04
PARQUE EOLICO CABO LEONES III	0	136,5	Maitencillo 220	EOLICA	0,04
PARQUE EOLICO MALLECO	0	155,1	Cautin 220	EOLICA	0,04
PARQUE EOLICO MALLECO II	0	99	Cautin 220	EOLICA	0,04
PARQUE EOLICO NEGRETE	0	36	Charrua 220	EOLICA	0,04
PARQUE EOLICO SAN GABRIEL	0	183	Charrua 220	EOLICA	0,04
PARQUE EOLICO SANTA FE	0	39,6	Charrua 220	EOLICA	0,04
PMG ANTAY I	0	9	Cardones 220	FOTOVOLTAICA	0,04
PUELCHE SUR	0	132	Puerto Montt 220	EOLICA	0,04
PUNTA SIERRA	0	80	Las Palmas 220	EOLICA	0,04
SAN FRANCISCO	0	3	Polpaico 220	FOTOVOLTAICA	0,04
SANTIAGO SOLAR	0	98	Cerro Navia 110	FOTOVOLTAICA	0,04
SANTUARIO SOLAR	0	3	Las Vegas 110	FOTOVOLTAICA	0,04
SARCO	0	170	Maitencillo 220	EOLICA	0,04
SOL DE VALLENAR	0	308,7	Maitencillo 220	FOTOVOLTAICA	0,04
VALLE DE LA LUNA 2	0	3	Polpaico 220	FOTOVOLTAICA	0,04

Tabla A.1: Información técnica de las unidades generadoras.
(Fuente: Confección Propia)

A.2. Sistema de Transmisión considerado en la modelación

Nombre Línea	**Nodo Desde**	**Nodo Hasta**	$R[p.u]$	$X[p.u]$	**Flujo Max** $[MVA]$
Alto Hospicio 110 → Cerro Dragon 110	Alto Hospicio 110	Cerro Dragon 110	0,00294	0,00728	104,4
Arica 110 →Arica 066	Arica 110	Arica 066	0	0,197	30
Arica 110 →Vitor110	Arica 110	Vitor 110	0,13	0,182	34,6
CD Arica 066 →Arica 066	CD Arica 066	Arica 066	0,04666	0,06617	41
CD Iquique 066 →Iquique 066	CD Iquique 066	Iquique 066	0,00872	0,01497	48
Chapiquina 066 →El Aguila 066	Chapiquina 066	El Aguila 066	0,20165	0,35378	32,4
Collahuasi 220 →Quebrada Blanca 220	Collahuasi 220	Quebrada Blanca 220	0,00311	0,02014	197,4
Condores 110 →Alto Hospicio 110	Condores 110	Alto Hospicio 110	0,00341	0,00843	104,4
Condores 110 →Pacifico 110	Condores 110	Pacifico 110	0,01454	0,03545	104,4
Condores 110 →Palafitos 110	Condores 110	Palafitos 110	0,01105	0,02735	104,4
Condores 220 →Condores 110	Condores 220	Condores 110	0	0,071	195
Condores 220 →Parinacota 220	Condores 220	Parinacota 220	0,04108	0,18821	197,4
Dolores 110 →Pozo Almonte 110	Dolores 110	Pozo Almonte 110	0,1941	0,27206	34,6
El Aguila 066 →Arica 066	El Aguila 066	Arica 066	0,25615	0,44939	32,4
Encuentro 220 →Collahuasi 220	Encuentro 220	Collahuasi 220	0,03717	0,16965	133
Encuentro 220 →Collahuasi 220 II	Encuentro 220	Collahuasi 220	0,03717	0,16965	170,7
Iquique 066 →Pozo Almonte 066	Iquique 066	Pozo Almonte 066	0,10511	0,18246	41
Lagunas 220 →Collahuasi 220	Lagunas 220	Collahuasi 220	0,00971	0,0486	109
Lagunas 220 →Lagunas 023	Lagunas 220	Lagunas 023	0	0,79556	93
Maria Elena 220 → Lagunas 220	Maria Elena 220	Lagunas 220	0,0307	0,142	183

Sigue en la página siguiente.

Nombre Línea	**Nodo Desde**	**Nodo Hasta**	$R[p.u]$	$X[p.u]$	**Flujo Max** $[MVA]$
Nueva Victoria 220 →Lagunas 220	Nueva Victoria 220	Lagunas 220	0,00334	0,01397	183
Parinacota 066 →Chinchorro 066	Parinacota 066	Chinchorro 066	0,0104	0,0289	62,6
Parinacota 066 →Pukara 066	Parinacota 066	Pukara 066	0,01998	0,03709	61,8
Parinacota 066 →Quiani 066	Parinacota 066	Quiani 066	0,049	0,07396	62,6
Parinacota 220 →Parinacota 066	Parinacota 220	Parinacota 066	0	0,1099	120
Pozo Almonte 066 →Tamarugal 066	Pozo Almonte 066	Tamarugal 066	0,14397	0,21464	29,2
Pozo Almonte 110 →Cerro Colorado 110	Pozo Almonte 110	Cerro Colorado 110	0,05031	0,2012	164
Pozo Almonte 110 →Pozo Almonte 066	Pozo Almonte 110	Pozo Almonte 066	0	0,1975	30
Pozo Almonte 220 →Pozo Almonte 110	Pozo Almonte 220	Pozo Almonte 110	0	0,13275	200
Pozo Almonte 220 →Pozo Almonte 13.8	Pozo Almonte 220	Pozo Almonte 13.8	0	0,36875	50
Quiani 066 →Arica 066	Quiani 066	Arica 066	0,04666	0,06617	41
Tarapaca 220 →Condores 220	Tarapaca 220	Condores 220	0,0129	0,05911	197,4
Tarapaca 220 →Lagunas 220	Tarapaca 220	Lagunas 220	0,00283	0,02264	254,2
Vitor 110 →Dolores 110	Vitor 110	Dolores 110	0,33	0,289	34,6
Barril 110 →Mantos de la Luna 110	Barril 110	Mantos de la Luna 110	0,06034	0,08792	70,7
Barril 220 →Barril 110	Barril 220	Barril 110	0	0,4	30
Barril 220 →La Cruz 220	Barril 220	La Cruz 220	0,0021	0,017	426,8
Chuquicamata 110 →A 110	Chuquicamata 110	A 110	1,00E-05	1,00E-05	198,1
Chuquicamata 110 →KM6 110	Chuquicamata 110	KM6 110	0,0057	0,0239	111,1
Chuquicamata 220 →Chuquicamata 110	Chuquicamata 220	Chuquicamata 110	0	0,05833	240

Sigue en la página siguiente.

Nombre Línea	**Nodo Desde**	**Nodo Hasta**	$R[p.u]$	$X[p.u]$	**Flujo Max** $[MVA]$
Encuentro 220 →El Tesoro 220	Encuentro 220	El Tesoro 220	0,01967	0,07743	327,7
Encuentro 220 →Ministro Hales 220	Encuentro 220	Ministro Hales 220	0,0122	0,0634	216
Encuentro 220 →Sierra Gorda 220	Encuentro 220	Sierra Gorda 220	0,00609	0,03172	225,2
Esperanza 220 →El Cobre 220 I	Esperanza 220	El Cobre 220	0,01503	0,0707	179,1
Esperanza 220 →El Cobre 220 II	Esperanza 220	El Cobre 220	0,01503	0,0707	179,1
Esperanza 220 →El Tesoro 220	Esperanza 220	El Tesoro 220	0,00258	0,01072	293,4
Norgener 220 →Barril 220	Norgener 220	Barril 220	0,00085	0,007	426,8
Salar 110 →KM6 110	Salar 110	KM6 110	0,00125	0,00332	111,1
Salar 220 →Chuquicamata 220	Salar 220	Chuquicamata 220	0,00134	0,01075	272
Salar 220 →Salar 110	Salar 220	Salar 110	0	0,07083	120
Tamaya 110 →A 110	Tamaya 110	A 110	0,123357	0,418829	145
Tamaya 110 →Salar 110	Tamaya 110	Salar 110	0,12944	0,40168	145
Tocopilla 110 →A 110	Tocopilla 110	A 110	0,06904	0,2344	80
Tocopilla 110 →Tamaya 110	Tocopilla 110	Tamaya 110	0,011446	0,026796	79,4
Tocopilla 110 →Tocopilla 005	Tocopilla 110	Tocopilla 005	0	0,02167	100
Tocopilla 220 →El Loa 220	Tocopilla 220	El Loa 220	0,00373	0,02672	490
Tocopilla 220 →Tocopilla 110	Tocopilla 220	Tocopilla 110	0	0,0716	245,78
Chacaya 220 →Crucero 220	Chacaya 220	Crucero 220	0,03152	0,13169	327,7
Crucero 220 →Chuquicamata 220	Crucero 220	Chuquicamata 220	0,00744	0,05953	284
Crucero 220 →El Abra 220	Crucero 220	El Abra 220	0,01244	0,08454	183

Sigue en la página siguiente.

Nombre Línea	**Nodo Desde**	**Nodo Hasta**	$R[p.u]$	$X[p.u]$	**Flujo Max** $[MVA]$
Crucero 220 →Laberinto 220 I	Crucero 220	Laberinto 220	0,02199	0,11269	293
Crucero 220 →Laberinto 220 II	Crucero 220	Laberinto 220	0,01992	0,11003	377
Crucero 220 →Lagunas 220	Crucero 220	Lagunas 220	0,03203	0,14822	183
Crucero 220 →Nueva Victoria 220	Crucero 220	Nueva Victoria 220	0,03257	0,13609	183
Crucero 220 →Radomiro Tomic 220	Crucero 220	Radomiro Tomic 220	0,0101	0,06883	457,3
Crucero 220 →Salar 220	Crucero 220	Salar 220	0,00791	0,06359	271
El Loa → Nueva Crucero Encuentro 220	El Loa 220	Nueva Crucero Encuentro 220	0,00058	0,00415	490
El Loa 220 →Crucero 220	El Loa 220	Crucero 220	0,00058	0,00415	490
La Cruz 220 →Crucero 220	La Cruz 220	Crucero 220	0,0006	0,0048	426,8
Nueva Crucero Encuentro 220 → Chuquicamata 220	Nueva Crucero Encuentro 220	Chuquicamata 220	0,00744	0,05953	284
Nueva Crucero Encuentro 220 → Laberinto 220 C1	Nueva Crucero Encuentro 220	Laberinto 220	0,02199	0,11269	293
Nueva Crucero Encuentro 220 → Laberinto 220 C2	Nueva Crucero Encuentro 220	Laberinto 220	0,01992	0,11003	377
Nueva Crucero Encuentro 220 → Nueva Victoria 220	Nueva Crucero Encuentro 220	Nueva Victoria 220	0,03257	0,13609	183
Nueva Crucero Encuentro 220 → Salar 220	Nueva Crucero Encuentro 220	Salar 220	0,00791	0,06359	271
Nueva Crucero Encuentro 220 →Maria Elena 220	Nueva Crucero Encuentro 220	Maria Elena 220	0,00129	0,006	183
Andes 220 →Nueva Zaldivar 220	Andes 220	Nueva Zaldivar 220	0,00356	0,0258	727,8
Andes 220 →Oeste 220	Andes 220	Oeste 220	0,00709	0,03265	277

Sigue en la página siguiente.

Nombre Línea	**Nodo Desde**	**Nodo Hasta**	$R[p.u]$	$X[p.u]$	**Flujo Max** $[MVA]$
Andes 345 →Andes 220	Andes 345	Andes 220	0	0,0152	750
Antofagasta 013 →Antofagasta 110	Antofagasta 013	Antofagasta 110	0	0,38554	30
Antofagasta 110 →Capricornio 110	Antofagasta 110	Capricornio 110	0,03034	0,09858	137,2
Antofagasta 110 →La Negra 110	Antofagasta 110	La Negra 110	0,02507	0,0622	121,9
Capricornio 110 →El Negro 110	Capricornio 110	El Negro 110	0,04009	0,12594	137,2
Capricornio 220 →Capricornio 110	Capricornio 220	Capricornio 110	0	0,080665	160
Capricornio 220 →Mantos Blancos 220	Capricornio 220	Mantos Blancos 220	0,00265	0,01356	377,2
CD Antofagasta 013 →Antofagasta 013	CD Antofagasta 013	Antofagasta 013	0,10574	0,18278	28
Central Atacama 220 →Esmeralda 220	Central Atacama 220	Esmeralda 220	0,01283	0,05876	197,4
Chacaya 110 →GNL Mejillones 110	Chacaya 110	GNL Mejillones 110	0,003	0,009	121,9
Chacaya 220 →Capricornio 220	Chacaya 220	Capricornio 220	0,0083	0,04239	377,2
Chacaya 220 →Chacaya 110	Chacaya 220	Chacaya 110	0	0,1	100
Chacaya 220 →El Cobre 220	Chacaya 220	El Cobre 220	0,006	0,05648	700
Chacaya 220 →Mejillones 220	Chacaya 220	Mejillones 220	0,00022	0,0011	377,2
Chacaya 220 →Molycop 220	Chacaya 220	Molycop 220	0	0,0006	327,7
Desalant 110 →Pampa 110	Desalant 110	Pampa 110	0,02668	0,06658	121,9
Domeyko 220 →Escondida 220	Domeyko 220	Escondida 220	0,00145	0,00601	245,8
Domeyko 220 →Laguna Seca 220	Domeyko 220	Laguna Seca 220	0,00287	0,01117	245,8
Domeyko 220 →Sulfuros 220	Domeyko 220	Sulfuros 220	0,00021	0,00085	293
El Cobre 220 →Gaby 220	El Cobre 220	Gaby 220	0,01022	0,04649	327,7

Sigue en la página siguiente.

Nombre Línea	**Nodo Desde**	**Nodo Hasta**	$R[p.u]$	$X[p.u]$	**Flujo Max** $[MVA]$
El Negro 110 →Alto Norte 110	El Negro 110	Alto Norte 110	0,00769	0,02417	137,2
Esmeralda 110 →Centro 110	Esmeralda 110	Centro 110	0,00069	0,00179	104,4
Esmeralda 110 →La Portada 110	Esmeralda 110	La Portada 110	0,02956	0,08539	104,4
Esmeralda 110 →Sur 110	Esmeralda 110	Sur 110	0,00772	0,02286	104,4
Esmeralda 110 →Uribe 110	Esmeralda 110	Uribe 110	0,02865	0,08346	104,4
Esmeralda 220 →Esmeralda 110	Esmeralda 220	Esmeralda 110	0	0,071	195
La Negra 110 →Alto Norte 110	La Negra 110	Alto Norte 110	0,00627	0,01555	122
Laberinto 220 →El Cobre 220	Laberinto 220	El Cobre 220	0,00039	0,00214	361
Laberinto 220 →Lomas Bayas 220	Laberinto 220	Lomas Bayas 220	0,0019	0,0086	272,1
Laberinto 220 →Mantos Blancos 220	Laberinto 220	Mantos Blancos 220	0,01307	0,06023	272,1
Laberinto 220 →Nueva Zaldivar 220 I	Laberinto 220	Nueva Zaldivar 220	0,01566	0,08025	293
Laberinto 220 →Nueva Zaldivar 220 II	Laberinto 220	Nueva Zaldivar 220	0,01093	0,06039	377
Mejillones 110 →Enaex 110	Mejillones 110	Enaex 110	0,0026	0,00399	183
Mejillones 110 →Lince 110	Mejillones 110	Lince 110	0,09632	0,24004	57
Mejillones 220 →Mejillones 110	Mejillones 220	Mejillones 110	0	0,13238	100
Mejillones 220 →O'higgins 220	Mejillones 220	Ohiggins 220	0,01298	0,0475	261
Minsal 110 →Minsal 023	Minsal 110	Minsal 023	0	0,3365	122
Nueva Zaldivar 220 →Sulfuros 220	Nueva Zaldivar 220	Sulfuros 220	0,00268	0,01099	293
Nueva Zaldivar 220 →Zaldivar 220	Nueva Zaldivar 220	Zaldivar 220	3,00E-05	0,00017	308,7
Oeste 110 →Minsal 110	Oeste 110	Minsal 110	0,05779	0,1154	41,2

Sigue en la página siguiente.

Nombre Línea	**Nodo Desde**	**Nodo Hasta**	$R[p.u]$	$X[p.u]$	**Flujo Max** $[MVA]$
Oeste 220 →Laberinto 220	Oeste 220	Laberinto 220	0,01589	0,0731	272,1
Oeste 220 →Oeste 110	Oeste 220	Oeste 110	0	0,27091	55
O'higgins 220 →Palestina 220	Ohiggins 220	Palestina 220	0,0082	0,03281	246
Palestina 220 →Domeyko 220	Palestina 220	Domeyko 220	0,01072	0,04288	246
Pampa 110 →Mejillones 110	Pampa 110	Mejillones 110	0,04074	0,10166	122
Salta 345 →Andes 345	Salta 345	Andes 345	0,00963	0,1203	776,8
Zaldivar 220 →Escondida 220	Zaldivar 220	Escondida 220	0,00207	0,01141	293
Calama 220 →Calama 110	Calama 220	Calama 110	0	0,066	150
Cochrane 220 →Encuentro 220	Cochrane 220	Encuentro 220	0,0029	0,03322	649,3
Condores 220 →Nueva Pozo Almonte 220	Condores 220	Nueva Pozo Almonte 220	0,007851	0,0327	260
Encuentro 220 →Lagunas 220 I	Encuentro 220	Lagunas 220	0,03203	0,14178	290
Encuentro 220 →Lagunas 220 II	Encuentro 220	Lagunas 220	0,03203	0,14178	290
Encuentro 220 →Pampa Lina 220	Encuentro 220	Pampa Lina 220	0,0097	0,054	318
Encuentro 220 →Tchitack 220	Encuentro 220	Tchitack 220	0,01322	0,06611	273
Kapatur 220 →Ohiggins 220 I	Kapatur 220	Ohiggins 220	0,005	0,05	350
Kapatur 220 →Ohiggins 220 II	Kapatur 220	Ohiggins 220	0,005	0,05	350
Ministro Hales 220 →Tchitack 220	Ministro Hales 220	Tchitack 220	0,0012	0,0058	273
Nueva Zaldivar 220 →OGP1 220	Nueva Zaldivar 220	OGP1 220	0,0031	0,019	293
OGP1 220 →Domeyko 220	OGP1 220	Domeyko 220	0,0022	0,0132	293
Ohiggins 220 →Coloso 220	Ohiggins 220	Coloso 220	0,00669	0,0279	245,8
Pampa Lina 220 →Spence 220	Pampa Lina 220	Spence 220	0,00037	0,002	318,2

Sigue en la página siguiente.

Nombre Línea	**Nodo Desde**	**Nodo Hasta**	$R[p.u]$	$X[p.u]$	**Flujo Max** $[MVA]$
Parinacota 220 →Nueva Pozo Almonte 220	Parinacota 220	Nueva Pozo Almonte 220	0,04648	0,19366	260
Salar 220 →Calama 220	Salar 220	Calama 220	0,0023	0,0132	330,4
Angamos 220 →Kapatur 220	Angamos 220	Kapatur 220	5,00E-05	0,0005	700
Angamos 220 →Laberinto 220 I	Angamos 220	Laberinto 220	0,00736	0,08423	700
Angamos 220 →Laberinto 220 II	Angamos 220	Laberinto 220	0,00736	0,08423	700
Antucoya 220 →Nueva Encuentro 220	Antucoya 220	Nueva Encuentro 220	0,025	0,015	386
Central Atacama 220 →Antucoya 220	Central Atacama 220	Antucoya 220	0,01088	0,0633	386
Central Atacama 220 →Domeyko 220	Central Atacama 220	Domeyko 220	0,02097	0,087	246
Central Atacama 220 →Encuentro 220	Central Atacama 220	Encuentro 220	0,00756	0,0477	386
Central Atacama 220 →Nueva Encuentro 220	Central Atacama 220	Nueva Encuentro 220	0,013	0,077	386
Central Atacama 220 →Ohiggins 220	Central Atacama 220	Ohiggins 220	0,0026	0,026	492
Crucero 220 → Nueva Crucero Encuentro 220	Crucero 220	Nueva Crucero Encuentro 220	4,00E-05	0,00038	1000
Crucero 220 →Encuentro 220	Crucero 220	Encuentro 220	4,00E-05	0,00038	1000
Kapatur 220 →Laberinto 220	Kapatur 220	Laberinto 220	0,00368	0,0421	700
Lagunas 220 →Nueva Pozo Almonte 220	Lagunas 220	Nueva Pozo Almonte 220	0,01279	0,05346	194,7
Lagunas 220 →Pozo Almonte 220	Lagunas 220	Pozo Almonte 220	0,01445	0,06037	194,7
Nueva Crucero Encuentro 220 → Encuentro 220	Nueva Crucero Encuentro 220	Encuentro 220	4,00E-05	0,00038	1000
Nueva Encuentro 220 →Encuentro 220 C1	Nueva Encuentro 220	Encuentro 220	0,003	0,077	386

Sigue en la página siguiente.

Nombre Línea	**Nodo Desde**	**Nodo Hasta**	$R[p.u]$	$X[p.u]$	**Flujo Max** $[MVA]$
Nueva Pozo Almonte 220 →Pozo Almonte 220	Nueva Pozo Almonte 220	Pozo Almonte 220	0,001652	0,006885	194,7
Ohiggins 220 →Domeyko 220	Ohiggins 220	Domeyko 220	0,0057	0,057	492
Antofagasta 110 →Desalant 110	Antofagasta 110	Desalant 110	0,01497	0,03735	121,9
Encuentro 220 →Spence 220	Encuentro 220	Spence 220	0,01011	0,0562	318
Nueva Zaldivar 220 →Escondida 220	Nueva Zaldivar 220	Escondida 220	0,00232	0,01189	293
Pampa Lina 220 →Sierra Gorda 220	Pampa Lina 220	Sierra Gorda 220	0,002532	0,01159	115,1
Salar 110 →Calama 110	Salar 110	Calama 110	0,00974	0,05629	175
Cumbre 500 →Cardones 500	Cumbre 500	Cardones 500	0,0018	0,0223	1500
Los Changos 220 →Kapatur 220	Los Changos 220	Kapatur 220	0,0001	0,001	1500
Los Changos 500 →Cumbre 500	Los Changos 500	Cumbre 500	0,003	0,045	1500
Los Changos 500 →Los Changos 220	Los Changos 500	Los Changos 220	0,0001	0,0067	1500
Los Changos 500 →Los Changos 220 II	Los Changos 500	Los Changos 220	0,0002	0,0134	750
Los Changos 500 →Nueva Crucero Encuentro 500	Los Changos 500	Nueva Crucero Encuentro 500	0,0006	0,0037	1500
Nueva Crucero Encuentro 500 →Nueva Crucero Encuentro 220	Nueva Crucero Encuentro 500	Nueva Crucero Encuentro 220	0,0001	0,009	1500
Cardones 220 →Maitencillo 220	Cardones 220	Maitencillo 220	0,0091	0,0363	660
Carrera Pinto 220 →Cardones 220	Carrera Pinto 220	Cardones 220	0,0148	0,0593	400
Carrera Pinto 220 →Cardones 220 IV	Carrera Pinto 220	Cardones 220	0,0148	0,0593	290
Diego de Almagro 220 →Carrera Pinto 220	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	0,0149	0,0586	400

Sigue en la página siguiente.

Nombre Línea	**Nodo Desde**	**Nodo Hasta**	$R[p.u]$	$X[p.u]$	**Flujo Max** $[MVA]$
Diego de Almagro 220 →Carrera Pinto 220 IV	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	0,0156	0,062	290
Las Palmas 220 →Los Vilos 220	Las Palmas 220	Los Vilos 220	0,0069	0,031	270
Los Vilos 220 →Nogales 220	Los Vilos 220	Nogales 220	0,0097	0,0386	270
Maitencillo 220 →Punta Colorada 220	Maitencillo 220	Punta Colorada 220	0,011	0,044	225
Nogales 220 →Polpaico 220	Nogales 220	Polpaico 220	0,001	0,0122	1500
Pan de Azucar 220 →Las Palmas 220	Pan de Azucar 220	Las Palmas 220	0,014	0,064	270
Punta Colorada 220 →Pan de Azúcar 220	Punta Colorada 220	Pan de Azucar 220	0,009	0,035	225
Agua Santa 110 →Quillota 110	Agua Santa 110	Quillota 110	0,0172	0,0431	800
Agua Santa 220 →San Luis 220	Agua Santa 220	San Luis 220	0,0034	0,0194	400
Alto Jahuel 110 →Chena 110	Alto Jahuel 110	Chena 110	0,0092	0,0302	316
Alto Jahuel 110 →Los Almendros 110	Alto Jahuel 110	Los Almendros 110	0,0212	0,0673	162
Alto Jahuel 220 →El Rodeo 220	Alto Jahuel 220	El Rodeo 220	0,00014	0,0013	1050
Alto Jahuel 500 →Lo Aguirre 500	Alto Jahuel 500	Lo Aguirre 500	0,0002	0,0021	1870
Ancoa 220 →Itahue 220	Ancoa 220	Itahue 220	0,0019	0,0185	800
Ancoa 500 →Alto Jahuel 500	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	0,0026	0,0133	1400
Ancoa 500 →Alto Jahuel 500 II	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	0,0025	0,0133	1400
Ancoa 500 →Alto Jahuel 500 III	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	0,0025	0,0133	1400
Ancoa 500 →Alto Jahuel 500 IV	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	0,0025	0,0133	1400
Candelaria 220 →Maipo 220	Candelaria 220	Maipo 220	0,00174	0,01482	910

Sigue en la página siguiente.

Nombre Línea	**Nodo Desde**	**Nodo Hasta**	$R[p.u]$	$X[p.u]$	**Flujo Max** $[MVA]$
Cerro Navia 110 →Las Vegas 110	Cerro Navia 110	Las Vegas 110	0,0316	0,1162	162
Cerro Navia 220 →Lampa 220	Cerro Navia 220	Lampa 220	0,0014	0,0055	530
Chena 110 →Cerro Navia 110	Chena 110	Cerro Navia 110	0,0053	0,0189	128
Chena 110 →Los Almendros 110	Chena 110	Los Almendros 110	0,01	0,0311	1368
Chena 220 →Cerro Navia 220	Chena 220	Cerro Navia 220	0,0013	0,005	510
Colbun 220 →Ancoa 220	Colbun 220	Ancoa 220	0	2,00E-05	910
Colbun 220 →Candelaria 220	Colbun 220	Candelaria 220	0,0075	0,0318	910
El Rodeo 220 →Chena 220	El Rodeo 220	Chena 220	0,0011	0,0055	1050
El Salto 110 →Cerro Navia 110	El Salto 110	Cerro Navia 110	0,0207	0,0545	316
Las Vegas 110 →Quillota 110	Las Vegas 110	Quillota 110	0,008	0,0446	366
Lo Aguirre 220 →Cerro Navia 220	Lo Aguirre 220	Cerro Navia 220	0,0003	0,0039	1500
Lo Aguirre 500 →Polpaico 500	Lo Aguirre 500	Polpaico 500	0,0002	0,0019	1870
Los Almendros 110 →El Salto 110	Los Almendros 110	El Salto 110	0,0069	0,0257	316
Los Almendros 220 →Alto Jahuel 220	Los Almendros 220	Alto Jahuel 220	0,0038	0,0175	818
Maipo 220 →Alto Jahuel 220	Maipo 220	Alto Jahuel 220	1,40E-05	0,00012	910
Melipilla 220 →Lo Aguirre 220	Melipilla 220	Lo Aguirre 220	0,0029	0,0115	394
Polpaico 220 →El Salto 220	Polpaico 220	El Salto 220	0,0017	0,0162	1640
Quillota 220 →Polpaico 220	Quillota 220	Polpaico 220	0,001	0,0121	1145
Rapel 220 →Melipilla 220	Rapel 220	Melipilla 220	0,0039	0,0153	394
San Luis 220 →Quillota 220	San Luis 220	Quillota 220	0,0002	0,0022	1520
Charrua 220 →Cautin 220	Charrua 220	Cautin 220	0,0103	0,0624	500

Sigue en la página siguiente.

Nombre Línea	**Nodo Desde**	**Nodo Hasta**	$R[p.u]$	$X[p.u]$	**Flujo Max** $[MVA]$
Charrua 220 →Temuco 220	Charrua 220	Temuco 220	0,0313	0,16	264
Ciruelos 220 →Cautin 220	Ciruelos 220	Cautin 220	0,014	0,048	332
Nueva Charrua 500 →Ancoa 500	Nueva Charrua 500	Ancoa 500	0,0009	0,0059	2600
Nueva Charrua 500 →Charrua 500	Nueva Charrua 500	Charrua 500	0,0001	0,0005	2600
Pichirrahue 220 →Pichirropulli 220	Pichirrahue 220	Pichirropulli 220	0,0146	0,0391	145
Pichirropulli 220 →Puerto Montt 220	Pichirropulli 220	Puerto Montt 220	0,0171	0,1121	660
Pichirropulli 220 →Rahue 220	Pichirropulli 220	Rahue 220	0,0104	0,041	182
Pichirropulli 220 →Valdivia 220	Pichirropulli 220	Valdivia 220	0,0071	0,0224	145
Puerto Montt 220 →Rahue 220	Puerto Montt 220	Rahue 220	0,0139	0,0459	183
Rahue 220 →Pichirrahue 220	Rahue 220	Pichirrahue 220	0,0008	0,0022	145
Temuco 220 →Cautin 220	Temuco 220	Cautin 220	0,0013	0,004	193
Valdivia 220 →Ciruelos 220	Valdivia 220	Ciruelos 220	0,0056	0,015	145
Carrera Pinto 220 →Cardones 220 III	Carrera Pinto 220	Cardones 220	0,0148	0,0593	290
Charrua 220 →Nueva Charrua 220	Charrua 220	Nueva Charrua 220	0	2,07E-07	1000
Charrua 500 →Ancoa 500 III	Charrua 500	Ancoa 500	0,002	0,0128	1500
Ciruelos 220 →Pichirropulli 220	Ciruelos 220	Pichirropulli 220	0,0069	0,0275	290
Diego de Almagro 220 →Carrera Pinto 220 III	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 220	0,0156	0,062	290
Diego de Almagro 220 →Cumbre 220	Diego de Almagro 220	Cumbre 220	0,001	0,0079	1200
Maitencillo 220 →Punta Colorada 220 II	Maitencillo 220	Punta Colorada 220	0,0058	0,035	500
Maitencillo 500 →Cardones 500	Maitencillo 500	Cardones 500	0,0006	0,0037	1700

Sigue en la página siguiente.

Nombre Línea	**Nodo Desde**	**Nodo Hasta**	$R[p.u]$	$X[p.u]$	**Flujo Max** $[MVA]$
Pan de Azucar 500 →Maitencillo 500	Pan de Azucar 500	Maitencillo 500	0,0009	0,0054	1700
Pan de Azucar 500 →Polpaico 500	Pan de Azucar 500	Polpaico 500	0,002	0,0112	1700
Punta Colorada 220 →Pan de Azúcar 220 II	Punta Colorada 220	Pan de Azucar 220	0,0047	0,0282	500
Lampa 220 →Polpaico Desf 220	Lampa 220	Polpaico Desf 220	0,0018	0,007	530
Polpaico 220 →Polpaico Desf 220	Polpaico 220	Polpaico Desf 220	0	0,0116	700

Tabla A.2: Información técnica del sistema de transmisión utilizado en el modelamiento, valores en p.u. en base propia con $S_{base} = 100[MVA]$. (Fuente: Confección Propia)

A.3. Unidades participantes y potencia para el control de frecuencia

Unidad	CPF_{UP}	CPF_{DOWN}	AGC_{UP}	AGC_{DOWN}	$Manual_{UP}$	$Manual_{DOWN}$
ANG1	7	7	10	10	118	118
ANG2	7	7	10	10	122	122
COCHRANE I	9,2	9,2	19	19	151	151
COCHRANE II	9,2	9,2	19	19	151	151
CTA	5	5	0	0	65	65
CTH	5	5	0	0	65	65
CTM1	5	5	0	0	59	59
CTM2	12	12	0	0	64	64
CTTAR	7	7	0	0	40	40
NTO1	5	5	0	0	70	70
NTO2	5	5	0	0	70	70
U12	8	8	0	0	29	29
U13	6	6	0	0	30	30
U14	10	10	35	35	51	51
U15	10	10	0	0	46	46
CTM3-TG + CTM3-TV	11	11	32	32	66	66
KELAR 1TG+0.5TV	15	15	18	18	92	92
KELAR 2TG+1TV	15	15	23	23	92	92
TG1A + 0.5 TV1C	16	16	0	0	45	45
TG1A + TG1B + TV1C	32	32	28	28	112	112
TG2A + 0.5 TV2C	16	16	0	0	45	45
TG2A + TG2B + TV2C	32	32	28	28	112	112
TG3 (Gas Natural)	10	10	19	19	16	16
U16-TG + U16-TV	14	14	35	35	226	226
CTM3-TG + CTM3-TV (Diesel)	11	11	32	32	66	66
TG1	8	8	0	0	14	14
TG1A + 0.5 TV1C (Diesel)	16	16	0	0	45	45
TG1A + TG1B + TV1C (Diesel)	32	32	28	28	112	112

Sigue en la página siguiente.

Unidad	CPF_{UP}	CPF_{DOWN}	AGC_{UP}	AGC_{DOWN}	$Manual_{UP}$	$Manual_{DOWN}$
TG2	8	8	0	0	14	14
TG2A + 0.5 TV2C (Diesel)	16	16	0	0	45	45
TG2A + TG2B + TV2C (Diesel)	32	32	28	28	112	112
TG3 (Diesel)	10	10	19	19	16	16
TGIQ	5	5	0	0	9	9
TGTAR	5	5	0	0	11	11
U16-TG + U16-TV (Diesel)	14	14	35	35	226	226
FINIS TERRAE	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5
VDLV	45	45	45	45	45	45
BOLERO	73	73	73	73	73	73
EOLICA SIERRA GORDA	56	56	56	56	56	56
PV CERRO DOMINA-DOR	50	50	50	50	50	50
CERRO DO-MINADOR CSP	55	55	55	55	55	55
HUATA-CONDO	49	49	49	49	49	49
Guacolda 01	0	0	23	23	90	90
Guacolda 02	0	0	23	23	90	90
Guacolda 03	43	43	23	23	92	92
Guacolda 04	43	43	23	23	92	92
Guacolda 05	0	0	23	23	94	94
Antilhue TG 01	0	0	22	22	46	46
Antilhue TG 02	0	0	22	22	47	47
Los Vientos	0	0	65	65	72	72
Candelaria CA 01 Diesel	40	40	68	68	65	65
Candelaria CA 02 Diesel	40	40	68	68	68	68
Rapel	200	200	180	180	230	230
Cipreses	49	49	102	102	105	105
Colbun	70	70	137	137	137	137
Colbun U2	70	70	137	137	137	137
Pehuenche	128	128	310	310	310	310
Isla	34	34	34	34	34	34

Sigue en la página siguiente.

Unidad	CPF_{UP}	CPF_{DOWN}	AGC_{UP}	AGC_{DOWN}	$Manual_{UP}$	$Manual_{DOWN}$
Loma Alta	19	19	19	19	19	19
San Ignacio	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5	18,5
Antuco	120	120	300	300	310	310
El Toro	224	224	450	450	450	450
Abanico	68	68	68	68	68	68
Quilleco	35	35	35	35	35	35
Rucue	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5
Pangue	110	110	272	272	287	287
Ralco	156	156	582	582	510	510
Angostura	106	106	208	208	236	236
Canutillar	48	48	40	40	92	92
Alfalfal	78,78	78,78	78,78	78,78	78,78	78,78
Blanco	26,45	26,45	26,45	26,45	26,45	26,45
Chacayes	44,85	44,85	44,85	44,85	44,85	44,85
Confluencia	67,9	67,9	67,9	67,9	67,9	67,9
El Paso	30	30	30	30	30	30
Hornitos	30,425	30,425	30,425	30,425	30,425	30,425
La Higuera	61,3	61,3	61,3	61,3	61,3	61,3
Los Quilos	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9
Mampil	27,45	27,45	27,45	27,45	27,45	27,45
Peuchen	35,45	35,45	35,45	35,45	35,45	35,45
Queltehues	24,45	24,45	24,45	24,45	24,45	24,45
Rucatayo	22,15	22,15	22,15	22,15	22,15	22,15
San Andres	20	20	20	20	20	20
Sauzal	38,25	38,25	38,25	38,25	38,25	38,25
Alfalfal 02	122	122	122	122	122	122
Las Lajas	123,5	123,5	123,5	123,5	123,5	123,5
Los Condores	70	70	70	70	70	70
Nuble	63	63	63	63	63	63
El Romero	98	98	98	98	98	98
Renaico	44	44	44	44	44	44
San Juan	92,4	92,4	92,4	92,4	92,4	92,4
Quintero 01 CA GNL	44	44	58	58	63	63
Quintero 02 CA GNL	44	44	58	58	63	63
Taltal 01 GNL	35	35	0	0	48	48
Taltal 02 GNL	34	34	0	0	47	47
CERRO TIGRE	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6
CKANI	54	54	54	54	54	54
GRANJA SOLAR	50	50	50	50	50	50
TCHAMMA	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2	75,2

Sigue en la página siguiente.

Unidad	CPF_{UP}	CPF_{DOWN}	AGC_{UP}	AGC_{DOWN}	$Manual_{UP}$	$Manual_{DOWN}$
COIHUE	108	108	108	108	108	108
ESTELA	101,17	101,17	101,17	101,17	101,17	101,17
LOS GUINDOS EOLICO	188,1	188,1	188,1	188,1	188,1	188,1
PARQUE EOLICO CABO LEONES	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25	89,25
PARQUE EOLICO CABO LEONES II	102	102	102	102	102	102
PARQUE EOLICO MALLECO	77,55	77,55	77,55	77,55	77,55	77,55
PARQUE EOLICO SAN GABRIEL	91,5	91,5	91,5	91,5	91,5	91,5
SARCO	85	85	85	85	85	85
SOL DE VALLENAR	154,35	154,35	154,35	154,35	154,35	154,35

Tabla A.3: Unidades participantes y cantidad de potencia en MW que pueden aportar a cada tipo de reserva. (Fuente: Confección Propia)

A.4. Precios de Oferta y unidades participantes del mercado de reserva

Unidad	CPF_{UP}	CPF_{DOWN}	AGC_{UP}	AGC_{DOWN}	$Manual_{UP}$	$Manual_{DOWN}$
ANG1	12,52	16,34	15,03	13,79	10,76	15,87
ANG2	15,94	14,12	17,22	15,20	11,14	16,97
COCHRANE I	15,09	14,54	15,19	13,37	12,30	15,87
COCHRANE II	14,09	13,57	15,81	12,10	13,58	16,50
CTA	13,24	11,08	18,16	11,96	10,50	16,02
CTH	14,80	15,92	13,93	14,36	11,27	16,97
CTM1	12,67	13,15	13,46	12,10	14,47	18,69
CTM2	16,37	13,29	14,09	11,40	15,37	14,14
CTTAR	16,51	13,98	14,40	12,81	14,86	18,07
NTO1	15,94	11,35	16,28	13,37	12,04	15,55
NTO2	16,51	16,06	14,72	13,37	12,42	16,18
U12	14,66	12,88	15,34	13,65	15,24	16,18
U13	12,95	13,57	16,91	14,50	12,55	13,35
U14	12,95	16,34	12,52	11,26	11,66	13,51
U15	16,22	11,08	15,65	11,68	14,99	13,51
CTM3-TG + CTM3-TV	14,61	27,71	16,72	7,72	13,55	16,70
KELAR 1TG+0.5TV	17,10	21,70	14,79	7,13	15,13	13,33
KELAR 2TG+1TV	16,66	21,44	17,52	7,13	11,71	16,11
TG1A + 0.5 TV1C	14,47	22,74	15,27	8,82	15,13	15,67
TG1A + TG1B + TV1C	13,88	26,66	15,59	9,42	14,73	15,67
TG2A + 0.5 TV2C	16,81	30,06	16,56	7,89	10,92	15,38
TG2A + TG2B + TV2C	15,20	30,06	14,79	9,25	14,34	16,70
TG3 (Gas Natural)	16,08	23,79	13,02	7,46	15,39	15,96
U16-TG + U16-TV	15,35	25,10	14,79	7,97	11,44	12,59
CTM3-TG + CTM3-TV (Diesel)	2,24	144,92	2,42	100,63	1,67	81,95
TG1	1,98	133,58	2,32	75,03	1,96	59,86
TG1A + 0.5 TV1C (Diesel)	1,94	134,84	1,97	95,33	1,55	79,10
TG1A + TG1B + TV1C (Diesel)	2,33	112,16	2,66	85,62	2,23	75,54

Sigue en la página siguiente.

Unidad	CPF_{UP}	CPF_{DOWN}	AGC_{UP}	AGC_{DOWN}	$Manual_{UP}$	$Manual_{DOWN}$
TG2	1,85	103,33	2,30	99,74	1,82	62,00
TG2A + 0.5 TV2C (Diesel)	2,13	103,33	2,85	81,21	2,08	67,70
TG2A + TG2B + TV2C (Diesel)	1,77	119,72	2,68	76,79	2,08	58,44
TG3 (Diesel)	2,42	109,64	2,80	73,26	1,61	67,70
TGIQ	2,59	100,81	2,44	87,39	1,86	62,00
TGTAR	2,59	147,44	2,82	89,15	1,86	76,96
U16-TG + U16-TV (Diesel)	1,96	129,80	2,21	103,27	2,04	71,98
FINIS TERRAE	59,20	0,00	57,05	0,00	42,90	0,00
VDLV	45,58	0,00	69,15	0,00	44,32	0,00
BOLERO	52,67	0,00	64,94	0,00	51,57	0,00
EOLICA SIERRA GORDA	54,40	0,00	52,20	0,00	53,65	0,00
PV CERRO DOMINADOR	62,34	0,00	51,86	0,00	52,33	0,00
CERRO DOMINADOR CSP	49,24	0,00	59,93	0,00	46,68	0,00
HUATACONDO	57,62	0,00	57,05	0,00	41,96	0,00
Guacolda 01	14,09	11,35	18,16	12,81	10,63	14,92
Guacolda 02	17,08	13,29	13,15	14,78	14,09	17,91
Guacolda 03	16,65	12,60	16,12	11,40	12,17	14,92
Guacolda 04	16,22	13,01	13,62	12,10	14,22	16,50
Guacolda 05	11,81	13,71	16,75	15,34	11,66	16,81
Antilhue TG 01	2,42	122,24	2,35	75,03	1,77	60,57
Antilhue TG 02	1,77	137,36	2,02	82,09	1,96	67,70
Los Vientos	2,46	149,96	2,42	80,32	1,61	71,98
Candelaria CA 01 Diesel	2,22	149,96	2,11	75,03	1,94	64,14
Candelaria CA 02 Diesel	1,98	107,12	2,56	96,21	2,19	72,69
Rapel	6,38	4,02	7,46	4,72	6,28	3,65
Cipreses	6,05	5,30	6,66	4,77	6,46	4,04
Colbun	7,25	3,62	6,95	4,82	7,12	4,00
Colbun U2	5,59	5,30	5,85	4,06	5,99	4,79
Pehuenche	5,85	3,75	6,22	4,91	5,51	4,57
Isla	77,30	0,00	77,44	0,00	50,94	0,00
Loma Alta	73,16	0,00	71,37	0,00	73,30	0,00
San Ignacio	71,09	0,00	86,55	0,00	61,50	0,00

Sigue en la página siguiente.

Unidad	CPF_{UP}	CPF_{DOWN}	AGC_{UP}	AGC_{DOWN}	$Manual_{UP}$	$Manual_{DOWN}$
Antuco	7,98	4,33	7,75	4,58	6,40	4,48
El Toro	7,38	4,24	6,44	3,83	5,63	4,26
Abanico	69,71	0,00	78,96	0,00	54,66	0,00
Quilleco	57,29	0,00	60,74	0,00	67,71	0,00
Rucue	58,67	0,00	69,85	0,00	63,98	0,00
Pangue	6,12	4,06	7,46	5,05	6,22	3,60
Ralco	5,92	4,77	6,00	5,67	5,99	3,69
Angostura	7,85	4,68	6,29	3,78	6,82	4,84
Canutillar	7,05	3,75	7,75	5,48	6,64	4,18
Alfalfal	62,81	0,00	85,03	0,00	72,06	0,00
Blanco	55,91	0,00	64,53	0,00	62,74	0,00
Chacayes	69,71	0,00	72,13	0,00	53,42	0,00
Confluencia	76,61	0,00	78,20	0,00	70,82	0,00
El Paso	80,75	0,00	78,96	0,00	59,01	0,00
Hornitos	64,19	0,00	74,40	0,00	55,29	0,00
La Higuera	67,64	0,00	60,74	0,00	65,22	0,00
Los Quilos	75,23	0,00	87,31	0,00	67,09	0,00
Mampil	61,43	0,00	91,11	0,00	59,01	0,00
Peuchen	69,71	0,00	90,35	0,00	54,66	0,00
Queltehues	77,30	0,00	78,20	0,00	55,91	0,00
Rucatayo	75,92	0,00	73,65	0,00	69,57	0,00
San Andres	61,43	0,00	84,27	0,00	57,15	0,00
Sauzal	69,02	0,00	69,09	0,00	67,71	0,00
Alfalfal 02	82,13	0,00	69,09	0,00	55,29	0,00
Las Lajas	79,37	0,00	90,35	0,00	73,92	0,00
Los Condores	77,30	0,00	79,72	0,00	72,06	0,00
Nuble	65,57	0,00	82,76	0,00	61,50	0,00
El Romero	55,00	0,00	65,12	0,00	49,03	0,00
Renaico	56,60	0,00	75,92	0,00	54,04	0,00
San Juan	55,56	0,00	70,03	0,00	55,21	0,00
Quintero 01 CA GNL	16,66	23,00	14,47	8,57	11,84	17,13
Quintero 02 CA GNL	13,15	26,66	18,81	10,01	14,21	13,47
Taltal 01 GNL	17,25	29,54	15,43	7,55	12,89	14,06
Taltal 02 GNL	12,71	23,79	16,24	8,82	13,81	12,59
CERRO TIGRE	42,43	0,00	64,54	0,00	56,58	0,00
CKANI	41,91	0,00	47,25	0,00	47,62	0,00
GRANJA SOLAR	46,62	0,00	59,35	0,00	40,07	0,00
TCHAMMA	61,93	0,00	71,30	0,00	50,01	0,00
COIHUE	68,87	0,00	66,85	0,00	42,19	0,00
ESTELA	57,10	0,00	49,56	0,00	48,56	0,00

Sigue en la página siguiente.

Unidad	CPF_{UP}	CPF_{DOWN}	AGC_{UP}	AGC_{DOWN}	$Manual_{UP}$	$Manual_{DOWN}$
LOS GUINDOS EOLICO	68,29	0,00	62,39	0,00	42,71	0,00
PARQUE EOLICO CABO LEONES	67,14	0,00	51,57	0,00	58,34	0,00
PARQUE EOLICO CABO LEONES II	63,66	0,00	75,12	0,00	45,32	0,00
PARQUE EOLICO MALLECO	64,24	0,00	65,57	0,00	59,90	0,00
PARQUE EOLICO SAN GABRIEL	68,29	0,00	57,93	0,00	60,42	0,00
SARCO	68,29	0,00	60,48	0,00	54,69	0,00
SOL DE VALLENAR	49,24	0,00	57,05	0,00	55,63	0,00

Tabla A.4: Unidades participantes y precios de oferta en $[USD/MWh]$ para cada tipo de reserva. (Fuente: Confección Propia)

Apéndice B

Resultados Casos de Estudio

B.1. Generación, demanda y provisión de reserva de cada caso

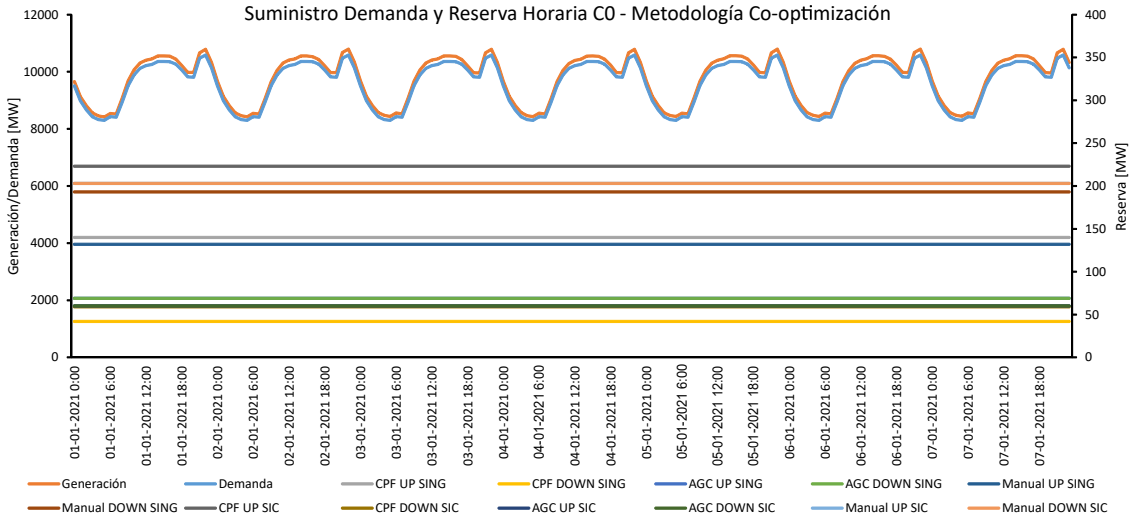


Figura B.1. *Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C0 Co-optimización. (Fuente: Elaboración Propia)*

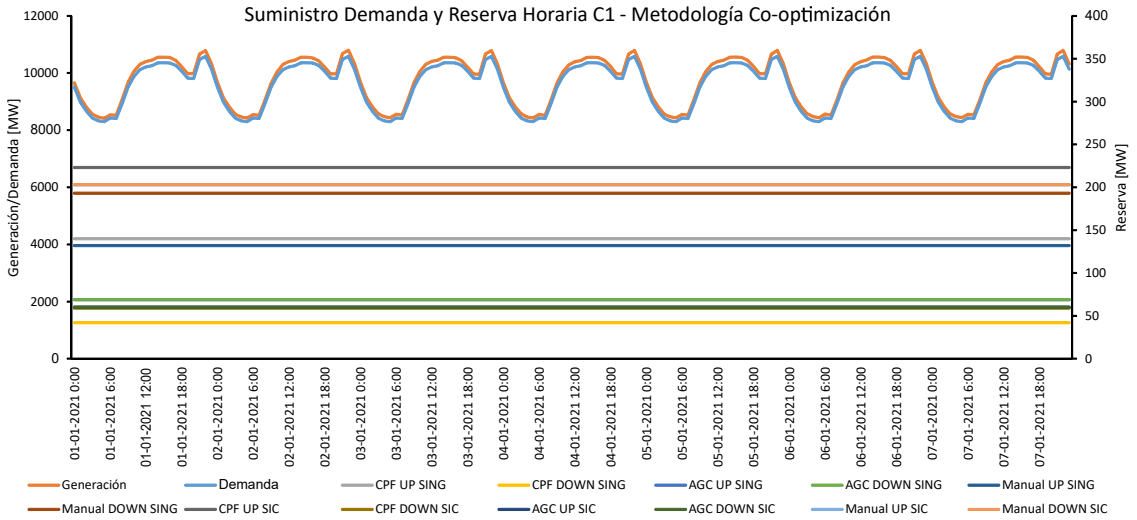


Figura B.2. *Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C1 Co-optimización. (Fuente: Elaboración Propia)*

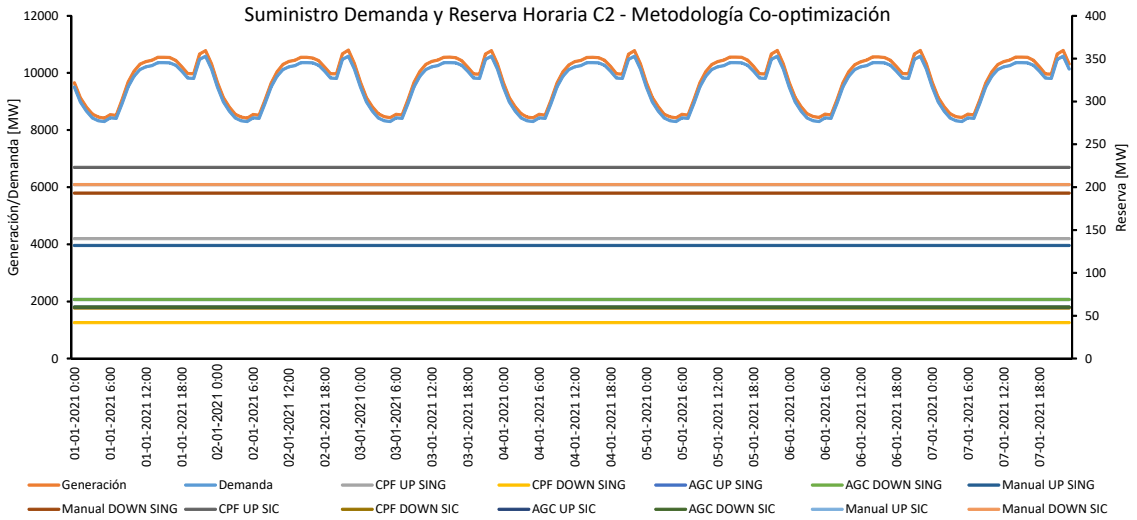


Figura B.3. *Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C2 Co-optimización. (Fuente: Elaboración Propia).*

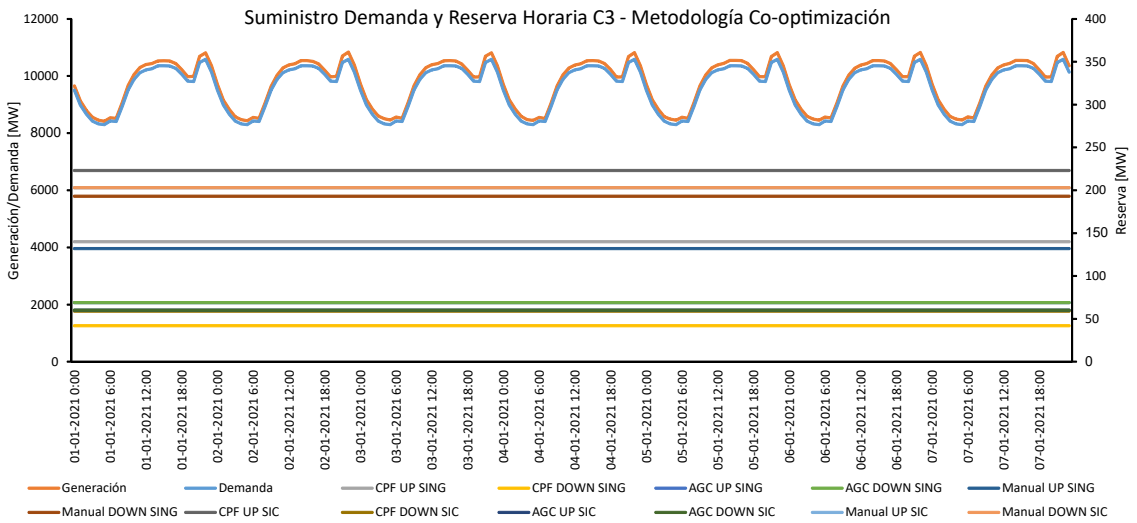


Figura B.4. *Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C3 Co-optimización. (Fuente: Elaboración Propia)*

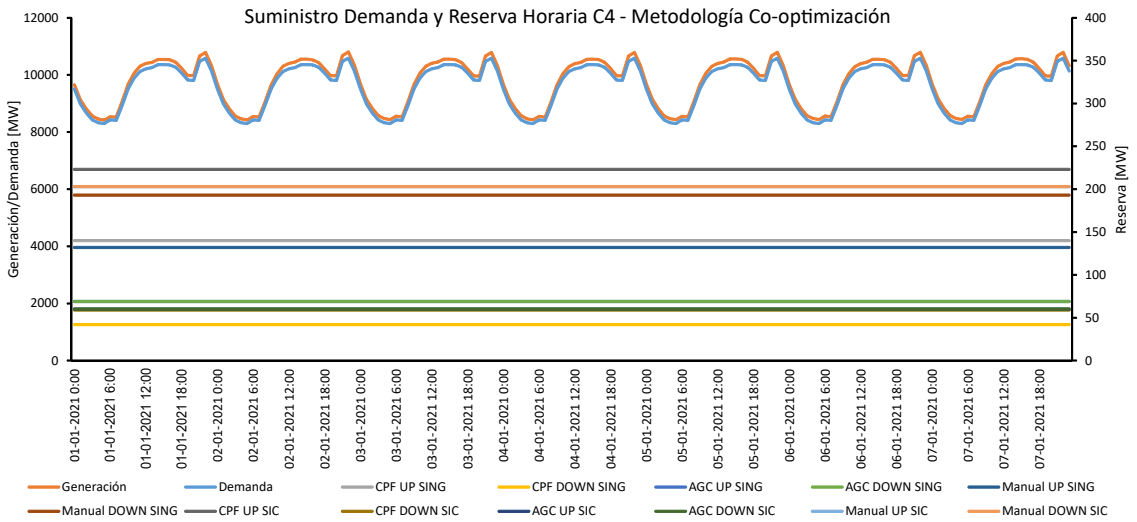


Figura B.5. *Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C4 Co-optimización. (Fuente: Elaboración Propia)*

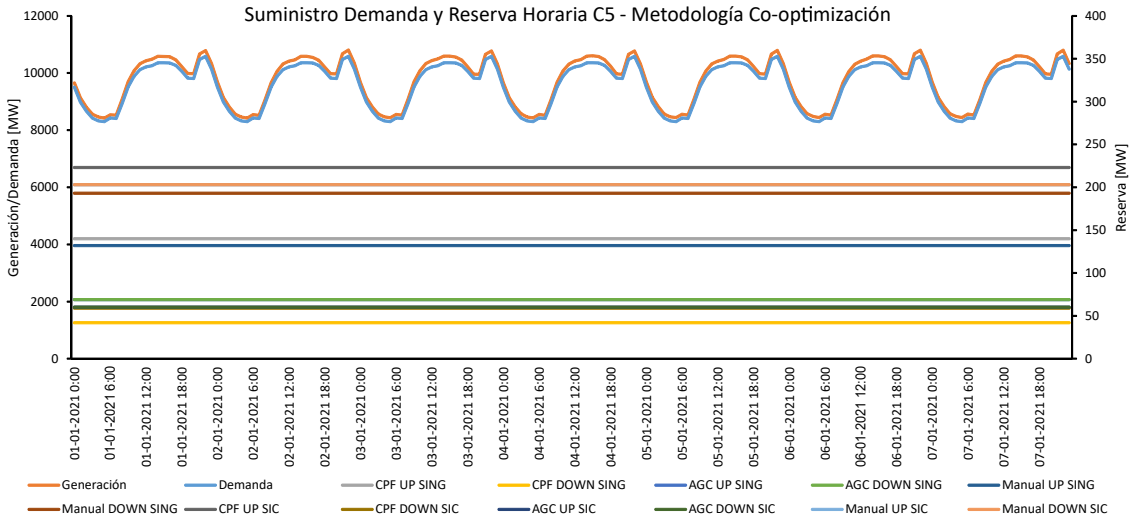


Figura B.6. *Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C5 Co-optimización. (Fuente: Elaboración Propia)*

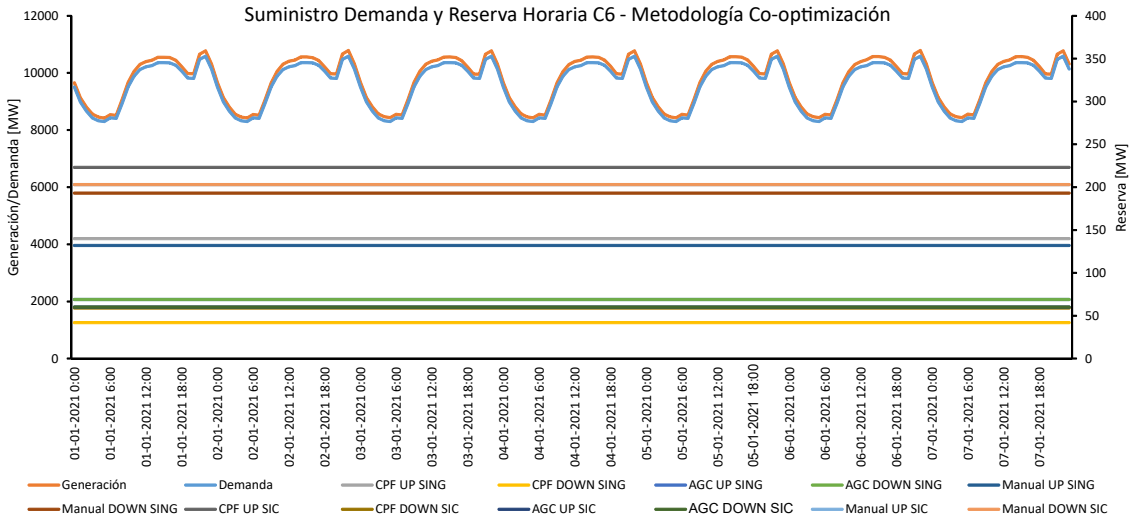


Figura B.7. *Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C6 Co-optimización. (Fuente: Elaboración Propia)*

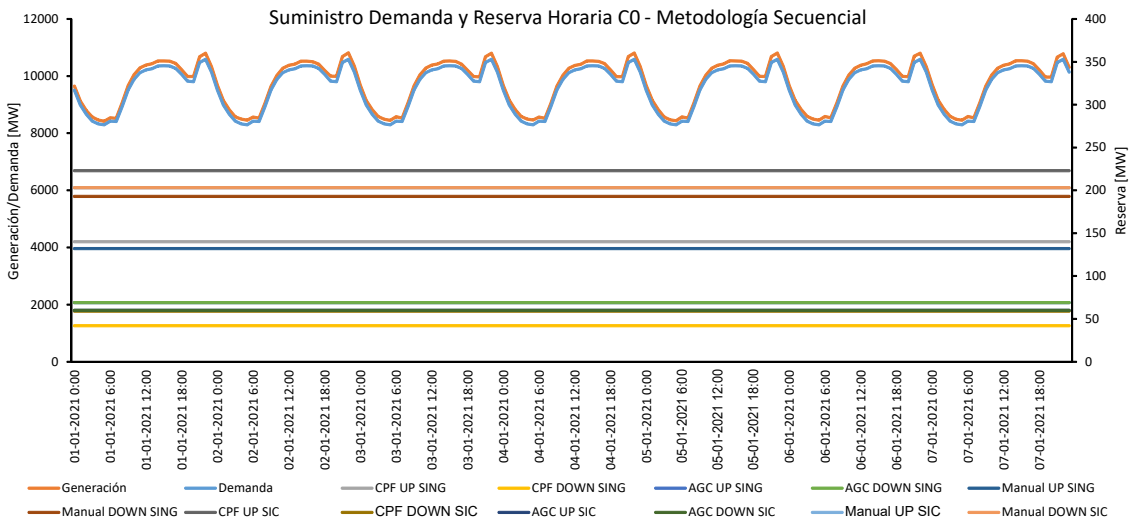


Figura B.8. *Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C0 Secuencial. (Fuente: Elaboración Propia)*

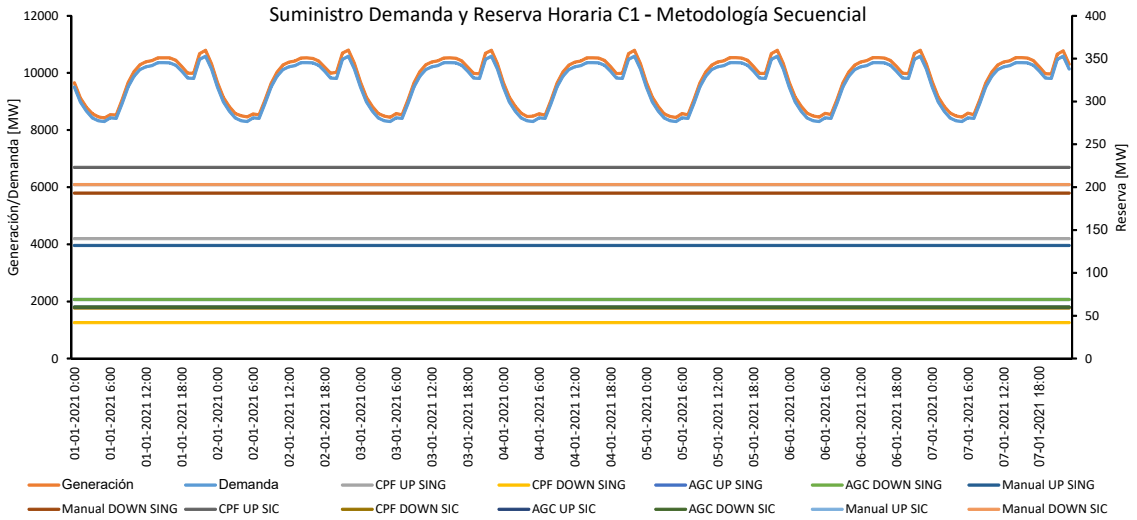


Figura B.9. *Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C1 Secuencial. (Fuente: Elaboración Propia)*

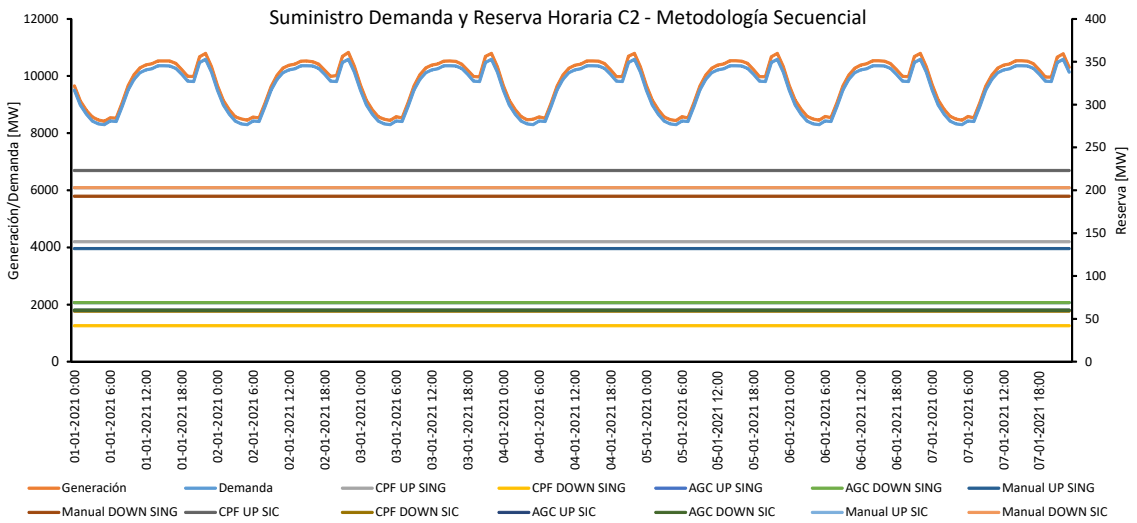


Figura B.10. *Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C2 Secuencial. (Fuente: Elaboración Propia)*

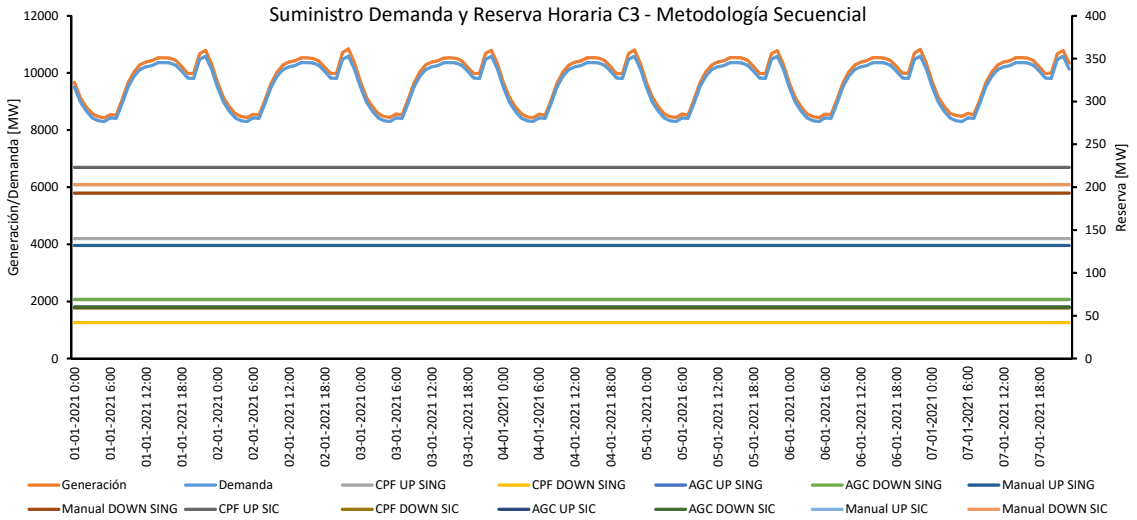


Figura B.11. *Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C3 Secuencial. (Fuente: Elaboración Propia)*

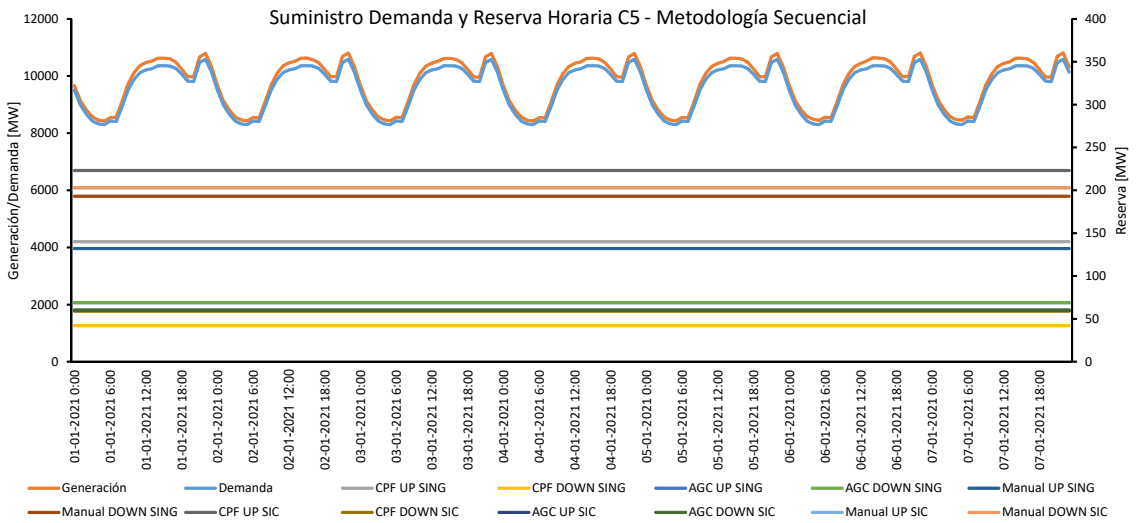


Figura B.12. *Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C5 Secuencial. (Fuente: Elaboración Propia)*

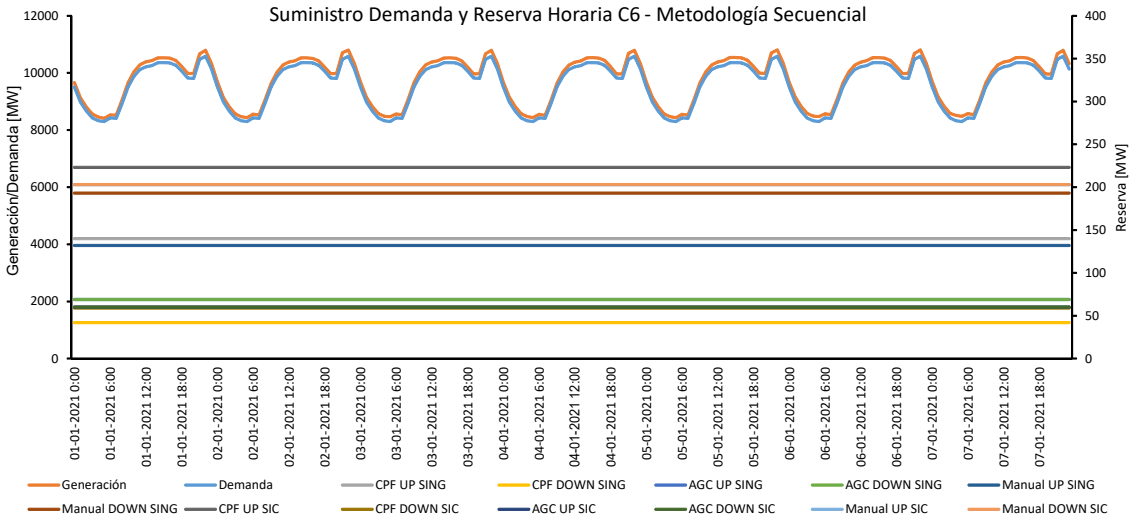


Figura B.13. *Generación de energía, suministro de demanda y provisión de reserva del SEN - C6 Secuencial. (Fuente: Elaboración Propia)*

B.2. Costo Marginal horario

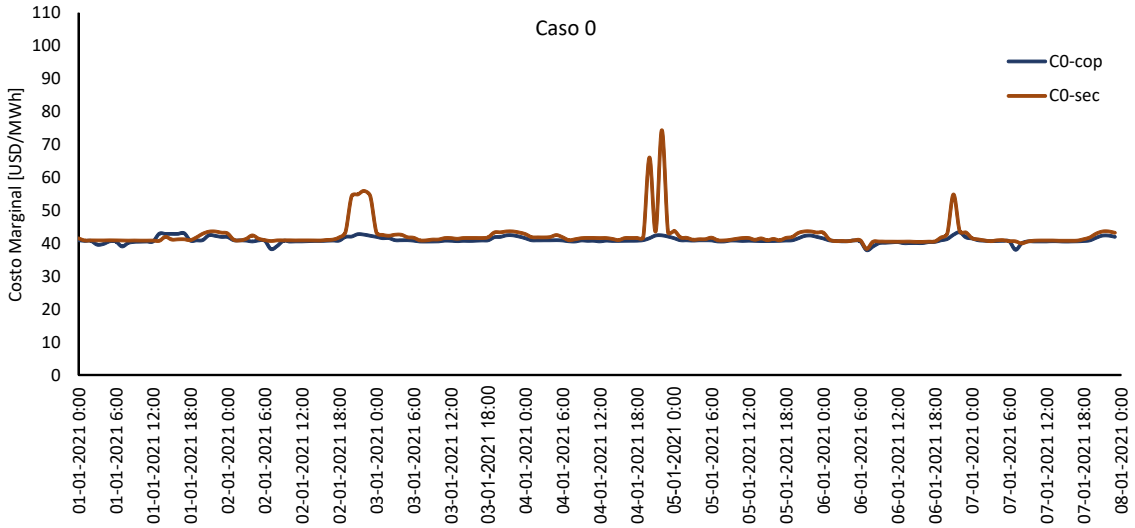


Figura B.14. *Costo marginal horario caso 0 para ambas metodologías. (Fuente: Confección Propia)*

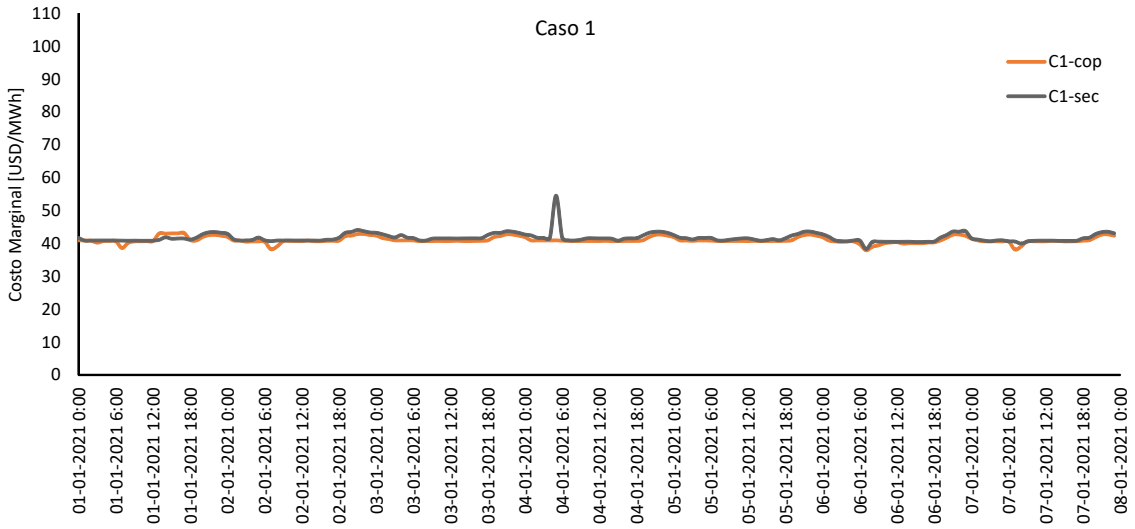


Figura B.15. *Costo marginal horario caso 1 para ambas metodologías. (Fuente: Confección Propia)*

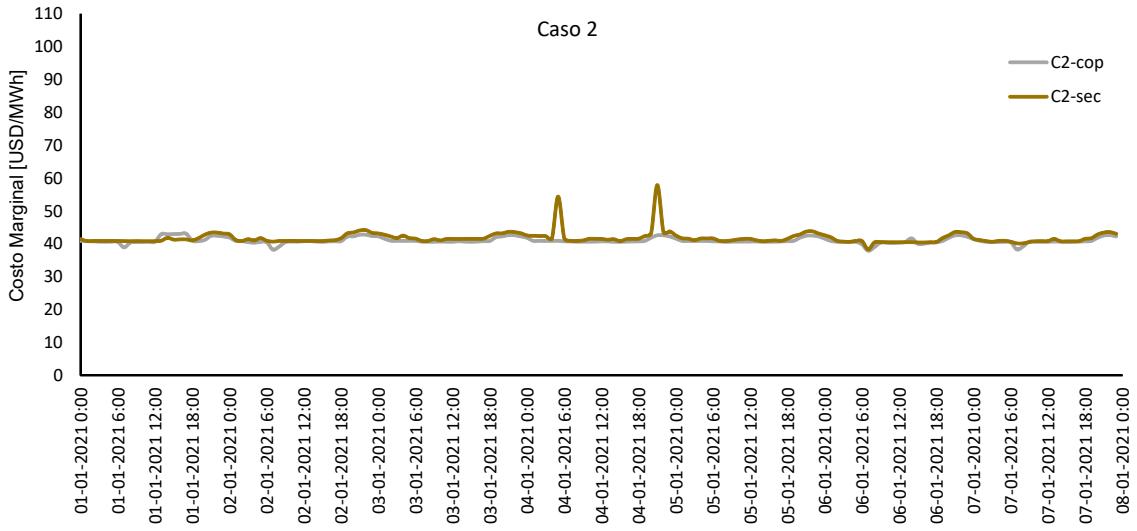


Figura B.16. *Costo marginal horario caso 2 para ambas metodologías. (Fuente: Confección Propia)*

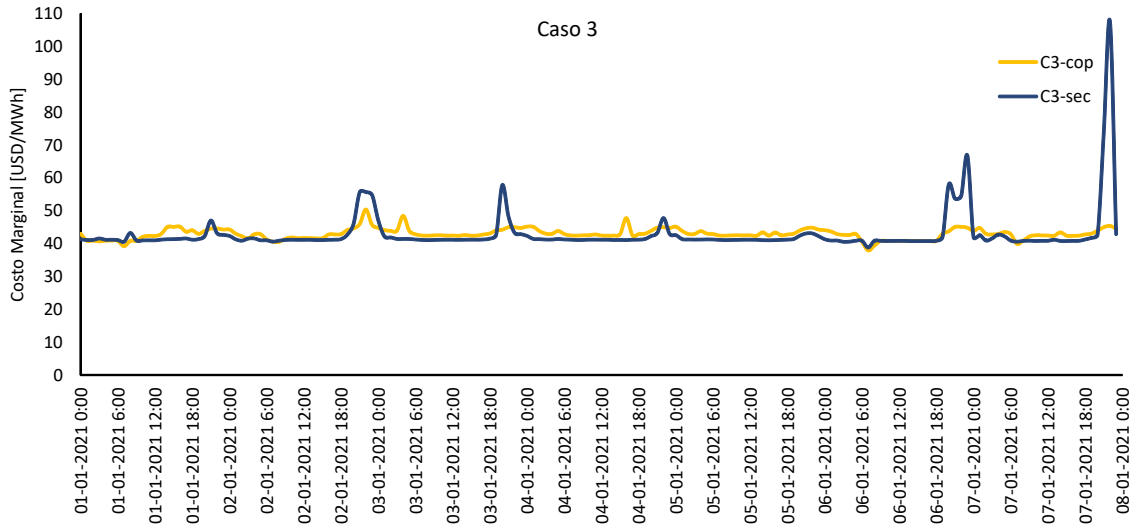


Figura B.17. *Costo marginal horario caso 3 para ambas metodologías. (Fuente: Confección Propia)*

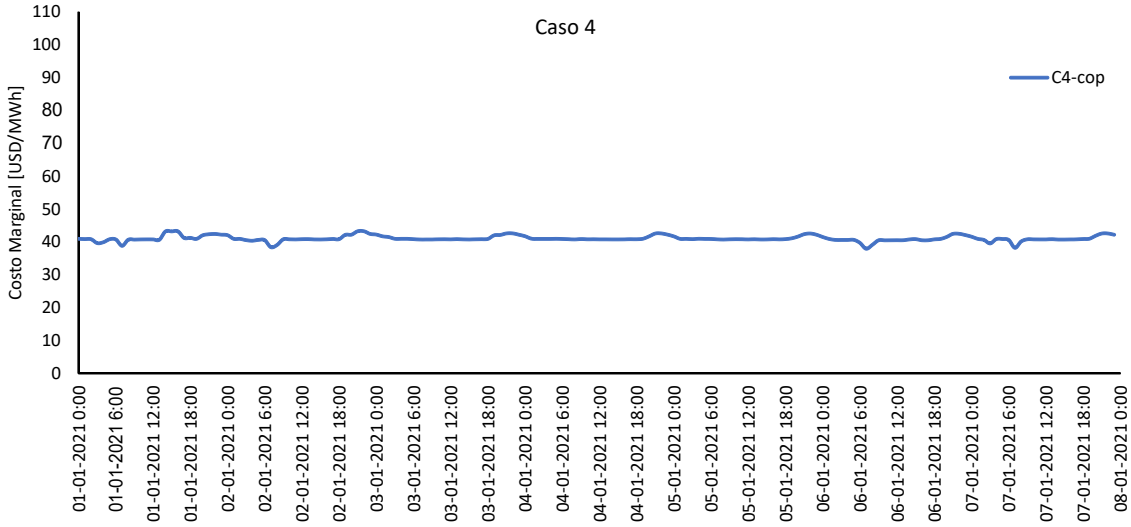


Figura B.18. *Costo marginal horario caso 4 para metodología co-optimización. (Fuente: Confección Propia)*

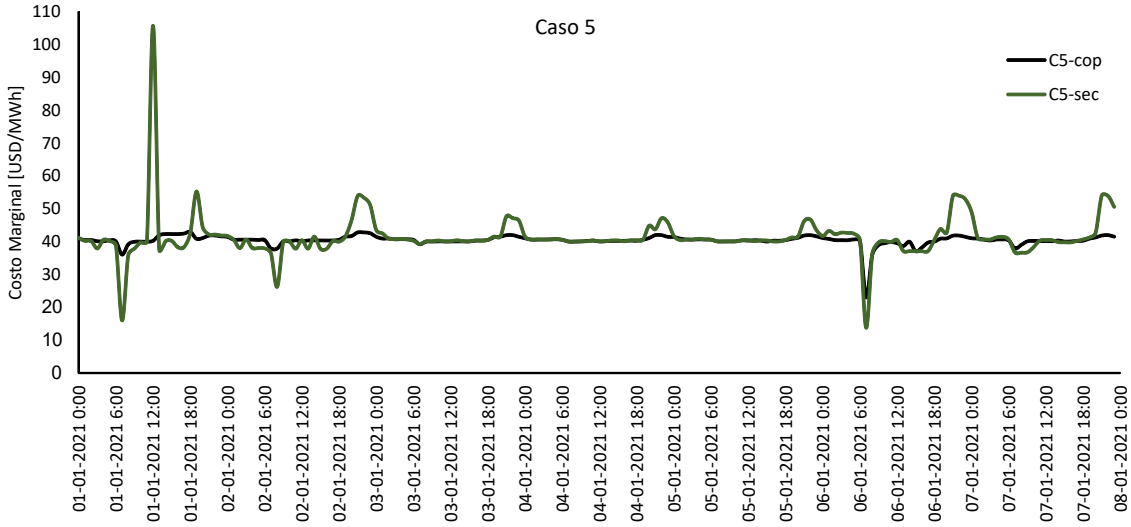


Figura B.19. *Costo marginal horario caso 5 para ambas metodologías. (Fuente: Confección Propia)*

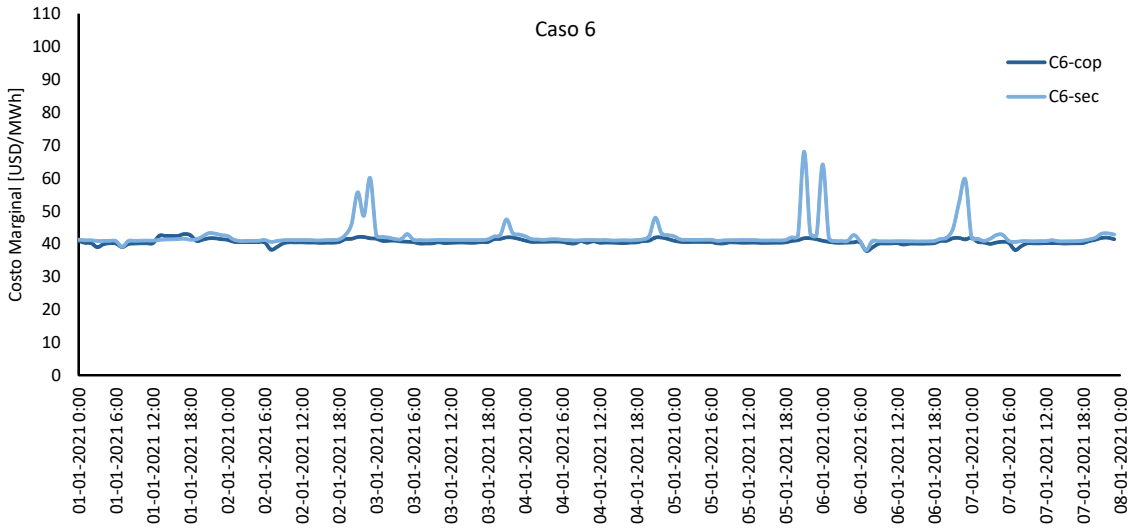


Figura B.20. *Costo marginal horario caso 6 para ambas metodologías. (Fuente: Confección Propia)*

B.3. Costos Totales de Operación

Caso de Estudio	Co-optimización	Secuencial	Diferencia [%]
C0	23074,49	22773,32	-1,31 %
C1	23059,57	22764,94	-1,28 %
C2	23539,90	22763,95	-3,30 %
C3	22579,11	22447,71	-0,58 %
C4	23045,58	-	-
C5	23718,78	24356,48	2,69 %
C6	23590,99	22468,62	-4,76 %

Tabla B.1

Costo total de generación de energía, suma semanal, en miles de dolares y variación porcentual entre metodologías. (Fuente: Confección Propia)

Caso de Estudio	Co-optimización	Secuencial	Diferencia [%]
C0	1646,44	2084,07	26,58 %
C1	1842,50	2306,51	25,18 %
C2	1802,82	3105,18	72,24 %
C3	1856,37	2071,37	11,58 %
C4	2006,54	-	-
C5	1892,38	2173,41	14,85 %
C6	1263,14	2399,38	89,95 %

Tabla B.2

Costo total de reserva, suma semanal, en miles de dolares y variación porcentual entre metodologías. (Fuente: Confección Propia)

Caso de Estudio	Co-optimización	Secuencial	Diferencia [%]
C0	24720,93	24857,40	0,55 %
C1	24902,07	25071,45	0,68 %
C2	25342,71	25869,12	2,08 %
C3	24435,48	24519,08	0,34 %
C4	25052,12	-	-
C5	25611,16	26529,89	3,59 %
C6	24854,13	24868,00	0,06 %

Tabla B.3

Costo total de energía más reserva, suma semanal, en miles de dolares y diferencia porcentual entre metodologías. (Fuente: Confección Propia)

Caso de Estudio	Co-optimización	Secuencial
C0	6,66 %	8,38 %
C1	7,40 %	9,20 %
C2	7,11 %	12,00 %
C3	7,60 %	8,35 %
C4	8,01 %	-
C5	7,39 %	8,19 %
C6	5,08 %	9,65 %

Tabla B.4

Comparación porcentual entre el costo del mercado de reserva y el costo total de energía más reserva. (Fuente: Confección Propia)

B.4. Comparación y síntesis ventajas metodología secuencial y co-optimización

Característica	Secuencial	Co-optimización
Tiempo de Resolución	Presenta tiempos entre 2,21 % y 35,57 % menores que co-optimización.	-
Restricciones del Problema	Respeta todas las restricciones del problema: abastecimiento de demanda, requerimientos de reserva y limitaciones técnicas de generación y transmisión.	Respeta todas las restricciones del problema: abastecimiento de demanda, requerimientos de reserva y limitaciones técnicas de generación y transmisión.
Costo Marginal	-	Costo marginal promedio del sistema entre 1,62 % y 3,84 % menor que secuencial.
Costo Energía	Costo de operación del mercado de energía resulta entre 0,58 % y 4,76 % menor que co-optimización.	-
Costo Reserva	-	Costo total del mercado de reserva entre 11,58 % y 89,95 % menor que metodología secuencial.
Costo Total Energía + Reserva	-	Costo total de energía más reserva resulta entre 0,06 % y 3,59 % menor que secuencial.

Tabla B.5

Síntesis de los resultados y comparación entre las principales ventajas de cada metodología. (Fuente: Confección Propia)

Bibliografía

[1] Stefanos Delikaraoglou, Yi Ding. Development of simultaneous energy and reserve dispatch model and corresponding pricing mechanism . *Technical University of Denmark*, 2012.

[2] C. Bang, F.Fock, M. Togeby. The existing Nordic regulating power market. *Ea-Energy Analyses*, 2012.

[3] J. Pfeifenberger, R. Lueken, K. Spees y L. Mwalenga. Uniform Price vs. Differentiated Payment Auctions - A Discussion of Advantages and Disadvantages. , Junio 2017.

[4] Fortnightly Magazine. "Pay-as-Bid vs. Uniform Pricing". Technical report, 2008.

[5] Lazard. Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis - Version 3.0. , Noviembre 2017.

[6] D. Kirschen, G. Strbac. *"Fundamentals of Power System Economics"*. John Wiley and Sons , 2004.

[7] Rodrigo Jiménez B. *"Metodología de optimización simultánea de energía y servicios complementarios para el despacho económico, Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería"*. Pontificia Universidad Católica de Chile, 2003.

[8] Ministerio de Energía. *"Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional"*. Ley 20936, 2016.

[9] CDEC-SIC. *"Procedimiento DP: Remuneración de Servicios Complementarios"*. Resolución Exenta N°663, 2014.

[10] CDEC-SING. *"Procedimiento DP: Remuneración de Servicios Complementarios"*. Resolución Exenta N°659, 2014.

[11] Ministerio de Energía . *"Aprueba reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en términos del Artículo 137° de la Ley general de servicios eléctricos"*. Decreto 130, 2012.

[12] Shmuel S. Oren. Design of Ancillary Service Markets. *Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences*, 2001.

[13] J. Quiñonez, J. Tovar, G. Gutiérrez. Unified Dispatch of Energy and Reserves in Electricity Markets. *FI-UNAM Vol. X Núm. 4*, 2009.

[14] Crampton P., Jeffrey L. Eliminating Flaws in New England's Reserve Markets. *POWER Conference, Berkley, California*, 2000.

[15] Zhang Xiaping. Study on market mode and requirement of reserve ancillary service for interconnected power system. *Shanghai Jiao Tong University*, 2009.

[16] Hirst E., Kirby B. Creating Competitive Markets for Ancillary Services. *Oak Ridge National Laboratory*, Octubre 1997.

[17] Coordinador Eléctrico Nacional. *Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios*. Marzo 2017.

[18] Comisión Nacional de Energía. *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*. Enero 2016.

[19] CDEC SIC. *Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas*. Mayo 2016.

[20] Ali Mehdipour Pirbazari. Ancillary Services Definitions, markets and practices in the world. *IEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 2010.

[21] CDEC SIC. *Estudio para PRS*. Noviembre 2016.

[22] Nigel Cleland, Golbon Zakeri, Brent Young. Reserve Constrains in Co-Optimised Electricity Markets - A theoretical and empirical study of the New Zealand market. *http://www.epoc.org.nz/papers/Reserve_coopt.pdf*, Última consulta 8 de Septiembre 2017.

[23] Australian National Committee of CIGRE. Electricity in Australia 1880 to present. *http://www.ewh.ieee.org/r10/nsw/subpages/history/electricity_in_australia.pdf*, Última consulta 10 Septiembre 2017.

[24] S. Stoft. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. 2002.

[25] Susan F. Tierney, Todd Schatzki y Rana Mukerji. "Uniform-Pricing versus Pay-as-Bid in Wholesale Electricity Markets: Does it Make a Difference? ". Technical report, 2008.

[26] Xingwang Ma, David Sun . Energy and Ancillary Service Dispatch in a Competitive Pool . *IEEE-PES Power Engineering Letters*, 1998.

[27] Xingwang Ma, David Sun, Kwok Cheung . Energy and Reserve Dispatch in a Multi-Zone Electricity Market . *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(3), Agosto 1999.

[28] Tong Wu, Mark Rothleder, Ziad Alaywan, Alex D. Papalexopoulos. Pricing Energy and Ancillary Services in Integrated Market Systems by an Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(1), Febrero 2004.

[29] R.RobertWilson. Architecture of power markets. *Proc. Presidential Address to Econometric Soc.*, 1999.

[30] Nord Pool Spot. `http://www.nordpoolspot.com/`, Última consulta 17 de Octubre de 2017.

[31] Nils Flatabø, Gerard Doorman, Ove S. Grande, Hans Randen, Ivar Wangensteen. Experience With the Nord Pool Design and Implementation . *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 18(2), 2003.

[32] Nord Pool Spot. The Nordic Electricity Exchange and The Nordic Model for a Liberalized Electricity Market. Technical report, Diciembre 2014.

[33] EPEX SPOT, Nord Pool, OMIE, OPCOM, GME, OTE, TGE. EUPHEMIA Public Description-PCR Market Coupling Algorithm. Technical report, Diciembre 2016.

[34] Nord Pool Spot. Annual Report 2017 - Investing for the Customer. Technical report, 2018.

[35] Energinet. Regulation C2: The balancing market and balance settlement. , Diciembre 2017.

[36] Derk J. Swider. Sequential Bidding in Day-Ahead Auctions for Spot Energy and Power Systems Reserve. *IAEE European Conference*, Julio 2005.

[37] Nordel. Nordic Grid Code. *Nordic collection of rules*, 2007.

[38] Danish Energy Agency. "Power markets and power sector planning in Europe ". Technical report, 2015.

[39] Massachusetts Ins titute of Technology Energy Initiative. Utility of the Future: An MIT Energy Initiative Response to an Industry in Transition. Informe desarrollado en colaboración con IIT-Comillas. , Diciembre 2016.

[40] Glenn Drayton-Bright. Coordinating Energy and Reserves in a Wholesale Electriciy Market, Ph. D Thesis. *University of Canterbury, New Zealand*, 1997.

[41] Cramton P., Chao H., Wilson R. Review of the Proposed Reserve Markets in New England. , 2005.

[42] D. Gan, E. Litvinov. Energy and Reserve Market Designs with Explicit Consideration to Lost Opportunity Costs. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(1), Febrero 2003.

[43] P. Chand, L.F. Sugianto,. Co-optimization of energy market and ancillary services. *The Proceedings of the 7th International Power Engineering Conference*, 2, 2005.

[44] V. Siriariyaporn, M. Robinson. Co-Optimization of Energy and Operating Reserve in Real-Time Electricity Markets. , 2008.

[45] A. Shrivastava, A. Bhatt, M. Pandit, H. Mohan. Dynamic Energy and Reserve Dispatch Solutions for Electricity Market with Practical Constraints. *Fourth International Conference on Communication Systems and Network Technologies*, 2014.

[46] Kwok W. Cheung,Xingwang Ma, David Sun. Functional Design of Ancillary Service Markets Under the Framework of Standard Market Design for ISO New England. *IEE-International Conference on Power System Technology*, 2006.

[47] ISO New England. `https://www.iso-ne.com/`, Última consulta 12 de Septiembre de 2017.

[48] K. Cheung, P. Shamsollahi, S. Asteriadis, J. Milligan, and M. Potishnak. Functional requirments of energy and ancillary service dispatch for the interim ISO New England electricity market. *Proceedings of IEEE/PES 1999 Winter Meeting*.

[49] New England Power Pool. `http://www.nepool.com/`, Última consulta 11 de Septiembre de 2017.

[50] Argonne National Laboratory . Survey of U.S. Ancillary Services Markets. Technical report, 2016.

[51] Xingwang Ma, Yonghong Chen, Jie Wan. Midwest ISO Co-optimization based real-time Dispatch and Pricing of Energy and Ancillary Services. *Power & Energy Society General Meeting-PES'09 IEEE*, 2009.

[52] Centro de Energía FCFM-Universidad de Chile . Estudio de mejoramiento continuo de los procesos vinculados a la operación económica y segura del SING. Technical report, Abril 2016.

[53] Midcontinent Independent System Operator,Inc. `https://www.misoenergy.org`, Última consulta 15 de Septiembre de 2017.

[54] Matthew H. Tackett. Experience with implementing simultaneous co-optimization in the midwest ISO energy and operating reserve markets. *Power Systems Conference and Exposition. PSCE '09. IEEE/PES*, Marzo 2009.

[55] Nord Pool Spot. "The Nordic/Baltic Power Market ". Technical report, 2013.

[56] Nordic Energy Regulator. `http://www.nordicenergyregulators.org/`, Última consulta 15 de Octubre de 2017.

[57] Esteban Gil S. *"Programación de la Generación de Corto Plazo en Sistemas Hidrotérmicos usando Algoritmos Genéticos, Tesis para optar al grado de Magister en Ingeniería Eléctrica"*. Universidad Técnica Federico Santa Maria, 2001.

[58] Christian Soto R. *"Desarrollo de una herramienta para la programación de la operación a corto plazo en el SIC, Memoria de Titulación para optar al grado de Ingeniero Civil Electricista"*. Universidad Técnica Federico Santa Maria, 2013.

[59] Comisión Nacional de Energía. *Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el Artículo 72-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos*. Diciembre 2017.

[60] CDEC SING. *Estudio ERNC - Flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el año 2021*. Diciembre 2016.

[61] Licitación 2015/01. Acta de adjudicación oferta económica - Licitación pública nacional e internacional para el suministro de potencia y energía eléctrica para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios. , Agosto 2016.

[62] Estudios Eléctricos. Control de Frecuencia y Distribución de Reservas para control Primario y Secundario. Marzo 2017.

[63] Coordinador Eléctrico Nacional. Estudio de Control de Frecuencias y determinación Reservas. Octubre 2017.

[64] Inka Ziegenhagen, Hirth Lion. Balancing power and variable renewables: Three links. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, Marzo 2015.

[65] Camila Formozo Fernandes. Adapting European Market Arrangements to Facilitate the Constribution of Renewable Generators to Electricity Balancing. *Tesis para la obtención del grado de Doctor-Universidad Pontificia Comillas de Madrid*, 2017.

[66] ENGIE Laborelec LATAM. Primer ensayo de participación en servicios complementarios de una central fotovoltaica. *https://www.laboreleclatam.com/primer-ensayo-de-participacion-en-servicios-complementarios-de-una-central-fotovoltaica/*, Última consulta 17 Abril 2018.

[67] Regelleistung. `https://www.regelleistung.net/ext/`, Última consulta 15 de Junio de 2018.

[68] ENERGINET. `https://en.energinet.dk/`, Última consulta 15 de Junio de 2018.

[69] Instituto de Investigaciones Tecnológicas Facultad de Ingeniería Universidad de Concepción. Caracterización de consumos Eléctricos de la Industria Minera - CDEC SING. , Diciembre 2016.

[70] Minera Escondida Ltda. Reporte Avance del Convenio de Cooperación entre Ministerio de Energía y Consejo Minero. , Febrero 2017.