



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

**IMPLEMENTACIÓN DE SUBASTAS PARA ASIGNACIÓN DE SERVICIOS
COMPLEMENTARIOS Y OPORTUNIDADES DE COLBÚN S.A. EN EL NUEVO MERCADO
DE CORTO PLAZO**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

FELIPE ANTONIO RUIZ VALDÉS

**PROFESOR GUÍA:
IVÁN CABRERA PAVEZ**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
JOSE MIGUEL VERA ROBLES
RODRIGO MORENO VIEYRA**

**SANTIAGO DE CHILE
2020**

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: FELIPE ANTONIO RUIZ VALDÉS
FECHA: JUNIO 2020
PROFESOR GUÍA: IVÁN CABRERA PAVEZ

IMPLEMENTACIÓN DE SUBASTAS PARA ASIGNACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS Y OPORTUNIDADES DE COLBÚN S.A. EN EL NUEVO MERCADO DE CORTO PLAZO.

El presente trabajo tiene como objetivo el estudio del nuevo sistema de asignación de Servicios Complementarios (SSCC), el cual considerará subastas de corto plazo en aquellas prestaciones que cumplan con condiciones de competencia a partir del año 2020.

Dado el cambio en el paradigma de operación anterior, se hace necesario para la empresa Colbún S.A. definir estrategias de oferta que maximicen sus utilidades. En el contexto anterior, la presente memoria de título tiene por objetivo definir la estrategia de corto plazo con la cual Colbún S.A. maximizaría sus ingresos provenientes del mercado spot bajo el nuevo esquema.

En primer lugar, se procede a buscar información relativa al mercado de SSCC vigentes en otros países, con el fin de facilitar la comprensión sobre los mercados energéticos con provisiones a corto plazo. Posteriormente, se levanta información del informe de SSCC anterior a 2020, para continuar con la comparación respecto a su sucesor. Una vez establecido el escenario del mercado en 2020, se define la información necesaria para generar directrices de participación.

De la literatura existente sobre sobre mercados energéticos de corto plazo, se definen estrategias de participación y formas de realizar los pronósticos necesarios. En particular, se verifica que lo más apropiado es usar teoría de juegos, en conjunto con un método iterativo que permita anticipar el equilibrio de mercado. De esta forma, se revisa la información sobre el planteamiento matemático de la programación diaria (corto plazo), para finalmente usar métodos matemáticos que analicen los resultados de la programación y como se deben definir las ofertas que maximicen los ingresos.

Una vez definida la estrategia, se implementa en un modelo reducido, para ilustrar de manera sencilla como se comporta un mercado competitivo de subastas de SSCC. Posteriormente, se aplica en la programación diaria de una determinada una semana, utilizando dos modelos diferentes de comportamiento de los agentes. Una vez que se tienen los resultados, se estudia el comportamiento del mercado, con principal foco en el estudio de la adjudicación de los SSCC.

Finalmente, se realiza una conclusión sobre el método realizado, destacando la utilidad del método desarrollado para realizar pronósticos en el mercado de SSCC. Adicionalmente, se verifica que, en las simulaciones realizadas, la empresa Colbún S.A. posee un nicho relevante en la provisión de reservas adjudicadas en subastas. Por último, se proponen trabajos futuros en base a la información que sea recopilada a medida que se realicen subastas durante el año 2020.

Agradecimientos

Quiero agradecer, en primer lugar, a mi familia, que me brindó todo el apoyo necesario para realizar este trabajo y esta etapa de mi vida que se cierra. A mi hermana Tamara, a la cual siempre me saca sonrisas cuando estoy con ella. A mis padres, Luis y Yolanda, que siempre se preocuparon de mi y estuvieron conmigo dándome el apoyo necesario, aun cuando estuve la mayoría del tiempo desempeñando mi trabajo lejos de ellos.

En segundo lugar, agradezco profundamente la colaboración de los integrantes de mi comisión evaluadora: Iván, José Miguel y Rodrigo, quienes me dieron las ideas necesarias para emprender este trabajo. A los colaboradores de la Generacia de Mercados, especialmente a Carlos Vergara, por el apoyo en las labores más complejas y técnicas, a José Rosales y Felipe Cofré, por realizar importantes observaciones y sugerencias a mi trabajo. También, destaco a las otras personas del piso 12 de Colbún, con las que pude compartir tanto dentro como fuera de la empresa.

Por último, quiero expresar mi profundo agradecimiento a mis compañeros de universidad, Cami, José, Javi, Pablo, Bárbara, Pía, Claudio, Vale, Agustín, Santiago, entre muchos más. Estuvimos juntos en salidas, largos trabajos, paseos, tardes de estudio, etc. Quiero que sepan que, más allá de lo académico, mis mejores recuerdos de esta etapa son las alegrías vividas junto a ustedes.

Tabla de Contenido

Capítulo 1: Introducción.....	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Objetivo general.....	1
1.3. Objetivos específicos	1
1.4. Alcances.....	2
1.5. Estructura.....	2
Capítulo 2: Marco teórico.....	3
2.1. Los servicios complementarios	3
2.1.1. Definición general	3
2.1.2. El control de frecuencia	3
2.2. Incorporación de los SSCC en los mercados eléctricos.....	4
2.2.1. Esquemas de asignación	4
2.2.2. Ejemplos de experiencia internacional	5
2.3. Estrategias para participar en subastas eficientes desde el punto de vista privado	7
2.3.1. Estado del arte	7
2.4. Caso chileno de asignación de SSCC	8
2.4.1. Situación anterior al DS113 de 2017	8
2.4.2. Situación posterior al DS113 de 2017	9
Capítulo 3: Metodología	11
3.1. Mecanismo para efectuar ofertas eficientes desde el punto de vista del rol privado.....	11
3.2. Proceso de programación de operación y subastas.....	11
3.2.1. Datos de entrada	11
3.2.2. Ejecución de modelos	12
3.2.3. Información de salida.....	12
3.2.4. Cronología de la programación del día “N”	13
3.3. Metodología de la empresa.....	14

3.3.1. Propuesta metodológica.....	14
3.3.2. Incorporación de la metodología a la logística de la empresa.....	16
Capítulo 4: Implementación en sistema reducido	18
4.1. Sistema de ejemplo.....	18
4.1.1. Despacho por instrucción directa.....	19
4.1.2. Subasta de SSCC	22
4.1.3. Discusión del modelo reducido de competencia	32
Capítulo 5: Implementación y validación en modelo del SEN.....	34
5.1. Descripción del caso	34
5.2. Estrategia iterativa	34
5.3. Resultados del caso base	34
5.3.1. Convergencia.....	34
5.3.2. Adjudicación de reservas.....	36
5.3.3. Ganancias por subastas	41
5.3.4. Comparación con mecanismo de instrucción directa	42
5.4. Comparación ganancias por subastas y costos de oportunidad.....	43
5.4.1. Discusión final del caso base.....	45
5.5. Resultados caso con señales de precio adicionales	45
5.5.1. Descripción.....	45
5.5.2. Convergencia	46
5.5.3. Adjudicación de reservas	47
5.5.4. Ganancias por subastas	51
5.5.5. Análisis de las reservas adjudicadas.....	53
5.6. Comentarios finales.....	57
Capítulo 6: Conclusiones	58
6.1. Conclusiones del presente trabajo.....	58
6.2. Conclusiones adicionales.....	58

6.3. Trabajos propuestos	59
Capítulo 7: Bibliografía.....	60
Capítulo 8: Anexos	62
8.1. Programación diaria.....	62
8.1.1. Función objetivo.....	62
8.1.2. Restricciones de unidades generadoras térmicas.....	67
8.1.3. Restricciones de unidades generadoras hidráulicas.....	70
8.1.4. Restricciones de balance de provisiones	74
8.1.5. Restricciones del sistema de transmisión.....	76

Índice de Tablas

Tabla 4-1 Parámetros sistema de 5 generadores	19
Tabla 4-2 Despacho en el Caso I.....	20
Tabla 4-3 Costo y precios reservas en el Caso I.....	21
Tabla 4-4 Despacho en el Caso II	22
Tabla 4-5 Costo y precios Caso II	22
Tabla 4-6 Ofertas en el Caso III.....	23
Tabla 4-7 Despacho en el Caso III	24
Tabla 4-8 Costo y precios del Caso III.....	24
Tabla 4-9 Ofertas en el Caso IV	25
Tabla 4-10 Despacho en el Caso IV	26
Tabla 4-11 Costo y precios del Caso IV	26
Tabla 4-12 Ofertas en el Caso V	26
Tabla 4-13 Despacho en el Caso V	27
Tabla 4-14 Costo y precios del Caso V	27
Tabla 4-15 Ofertas en el Caso VI.....	28
Tabla 4-16 Despacho en el Caso VI	29
Tabla 4-17 Costo y precios del Caso VI.....	29
Tabla 4-18 Ofertas en el Caso VII.....	30
Tabla 4-19 Despacho en el Caso VII	31

Tabla 4-20 Costo y precios del Caso VII.....	31
Tabla 4-21 Ofertas en el Caso VIII.....	31
Tabla 4-22 Despacho en el Caso VIII	32
Tabla 4-23 Costo y precios del Caso VIII	32

Índice de Figuras

Figura 2.1 Demanda real y programada en el SEN (enero 2020) FUENTE: CEN.....	3
Figura 2.2 Generación real y programada en el Parque Eólico Cabo Leones (enero 2020) FUENTE: CEN.....	4
Figura 2.3 Gráfico de respuesta en frecuencia del sistema ante desbalance de carga y generación FUENTE: C. Rahmann, Control de frecuencia.....	4
Figura 2.4 Diagrama de flujo de la estrategia de oferta óptima [4]	8
Figura 3.1 Diagrama de flujo de la metodología iterativa	15
Figura 3.2 Diagrama del modelo de ofertas de Colbún S.A. FUENTE: R. Hunt, Gerencia de Regulación, Colbún S.A.	16
Figura 4.1 Gráfico de la asignación de energía y reservas en el Caso I	20
Figura 4.2 Gráfico de la asignación de energía y reservas en el Caso II.....	21
Figura 4.3 Gráfico de la asignación de energía y reservas en el Caso III	24
Figura 4.4 Gráfico de la asignación de energía y reservas en el Caso IV.....	25
Figura 4.5 Gráfico de la asignación de energía y reservas en el Caso V	27
Figura 4.6 Gráfico de la asignación de energía y reservas en el Caso VI.....	29
Figura 4.7 Gráfico de la asignación de energía y reservas en el Caso VII	30
Figura 4.8 Gráfico de la asignación de energía y reservas en el Caso VIII.....	32
Figura 5.1 Evolución del precio promedio de la reserva secundaria por iteración y bloque.....	35
Figura 5.2 Evolución del precio promedio de la reserva terciaria por iteración y bloque	36
Figura 5.3 Provisión de CSF de bajada por empresa.....	37
Figura 5.4 Provisión de CSF de subida por empresa.....	37
Figura 5.5 Provisión de CTF de subida por empresa	38
Figura 5.6 Provisión de CTF de bajada por empresa	38
Figura 5.7 Provisión de CSF de bajada por tecnología.....	39
Figura 5.8 Provisión de CSF de subida por tecnología.....	39
Figura 5.9 Provisión de CTF de bajada por tecnología	40
Figura 5.10 Provisión de CTF de subida por tecnología.....	40
Figura 5.11 Ganancias por el CSF de bajada.....	41
Figura 5.12 Ganancias por el CSF de subida	42
Figura 5.13 Ganancias por el CTF de subida	42
Figura 5.14 Comparación ganancias por subastas y a costo de oportunidad (CSF)	44
Figura 5.15 Comparación ganancias por subastas y a costo de oportunidad (CTF)	45
Figura 5.16 Evolución del precio promedio de la reserva secundaria por iteración y bloque.....	46

Figura 5.17 Evolución del precio promedio de la reserva terciaria por iteración y bloque	47
Figura 5.18 Provisión de CSF de bajada por empresa	48
Figura 5.19 Provisión de CSF de subida por empresa	48
Figura 5.20 Provisión de CTF de bajada por empresa	49
Figura 5.21 Provisión de CTF de subida por empresa	49
Figura 5.22 Provisión de CSF de bajada por tecnología.....	50
Figura 5.23 Provisión de CSF de subida por tecnología.....	50
Figura 5.24 Provisión de CSF de subida por tecnología.....	51
Figura 5.25 Provisión de CTF de subida por tecnología.....	51
Figura 5.26 Ganancias por el CSF de bajada.....	52
Figura 5.27 Ganancias por el CSF de subida	52
Figura 5.28 Ganancias por el CTF de bajada	53
Figura 5.29 Ganancias por el CTF de subida.....	53
Figura 5.30 Gráfico de dispersión de las subastas adjudicadas por CSF de bajada.....	54
Figura 5.31 Gráfico de dispersión de las subastas adjudicadas por CSF de subida	55
Figura 5.32 Gráfico de dispersión de las subastas adjudicadas por CTF de bajada.....	56
Figura 5.33 Gráfico de dispersión de las subastas adjudicadas por CTF de subida.....	57
Figura 8.1 Función de costo futuro linealizada de un embalse	66

Capítulo 1: Introducción

1.1. Motivación

El reglamento de Servicios Complementarios (SSCC), emitido mediante Decreto Supremo N° 113 de fecha 28 de noviembre de 2017 (DS113), trae consigo con la entrada en vigor a partir del 01 de enero de 2020 una serie de modificaciones importantes en relación con el mecanismo definido por el Decreto Supremo N° 130 de fecha 22 de diciembre de 2011 (DS113). En efecto, se transita desde un paradigma de asignación directa hacia uno híbrido con costos auditados en energía y ofertados en SSCC, mediante los siguientes puntos: [1].

- Se incorporan mecanismos de subastas para la asignación y remuneración de SSCC siempre que se verifiquen condiciones de competencia
- Se modifica el sistema de asignación de recursos, para así incorporar los costos de reservas a la optimización de la operación económica, además de los recursos de energía para cubrir la demanda programada que ya se consideraban (Co-optimización).

El cambio de paradigma anterior trae consigo desafíos sistémicos y desafíos privados. Entre los primeros, se puede mencionar las adecuaciones de modelos de corto plazo, las verificaciones de condiciones de competencia, y la elaboración detallada de los mecanismos de asignación y remuneración en virtud del mandato de la ley (Informe de SSCC). Entre los segundos, cada agente participante del mercado debería tener en consideración este nuevo mecanismo para redefinir su estrategia en el mercado, en específico, mediante la definición de políticas de corto plazo para maximizar ingresos en el mercado Spot.

1.2. Objetivo general

En el contexto anterior, la presente memoria de título tiene por objetivo el proponer una estrategia de creación de ofertas para los SSCC que se materialicen mediante esquemas competitivos, a través del desarrollo de herramientas computacionales que permitan su implementación, incorporando aspectos teóricos relacionados con la estimación del comportamiento de los agentes que participarían del servicio bajo supuestos razonables; y, aspectos prácticos asociados con la periodicidad propia del proceso y el aprendizaje en función de lo observado continuamente en la realidad (mejora continua).

1.3. Objetivos específicos

Los objetivos específicos consideran el desarrollo los siguientes puntos:

1. Indicar qué instalaciones son idóneas para cubrir requerimientos de reserva bajo condiciones de competencia de acuerdo con las directrices del regulador.
2. Implementar el mecanismo de co-optimización como herramienta a utilizar para la programación de la operación, con una asignación centralizada tanto en energía y SSCC. En permitiendo almacenar y analizar variables que puedan ser de interés para cumplir el objetivo general
3. Efectuar una revisión bibliográfica para proponer la metodología que maximizaría los ingresos provenientes del Mercado Spot.
4. Implementar la metodología descrita en el punto anterior, tanto para un modelo de prueba (de comprensión conceptual) como para la implementación en el Sistema Eléctrico Nacional.

5. Proponer directrices en función de los resultados.

1.4. Alcances

El presente trabajo tiene contemplado estudiar el mercado chileno de SSCC que se origina por el DS117, durante el primer trimestre del año 2020. Dado lo anterior, debe ceñirse al reglamento vigente de ese periodo, que fue publicado en noviembre de 2019 por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). En particular, los servicios complementarios que se encuentran adscritos al mercado de subastas de corto plazo son el Control Secundario y Terciario de Frecuencia (CSF y CTF respectivamente).

Los modelos para implementar contemplan en primer lugar, un sistema eléctrico ficticio para ejemplificar el funcionamiento de las estrategias diseñadas. Subsiguientemente, se usa una base de datos del Coordinador Eléctrico Nacional para la programación a corto plazo, que abarca una semana.

Se contempla modelar de manera sencilla los costos y beneficios asociados al mercado de energía y reservas, centrándose en el ingreso del mercado spot de energía y los costos de oportunidad por brindar SSCC.

A partir de los resultados obtenidos, se realiza un análisis del comportamiento de la asignación de las reservas secundarias y terciarias, con enfoque el tipo de instalaciones que las proveen distribución de adjudicación e ingresos por empresa.

Queda fuera del alcance de esta memoria el mercado de SSCC posterior al periodo previsto anteriormente, el modelamiento de agentes irracionales en sus ofertas, proyecciones de demanda, generación, nuevas instalaciones y cambios posteriores de la normativa vigente en el periodo considerado.

1.5. Estructura

En primer lugar, el Capítulo 2 consiste en un marco teórico, que recopila la información necesaria para contextualizar el problema que se debe abordar

Posteriormente, en el Capítulo 3 se define la metodología que se va a emplear para resolver el problema y como se incorpora esta solución al quehacer de la empresa Colbún S.A.

En el Capítulo 4 se da a conocer un sistema eléctrico reducido, con el fin de probar la metodología establecida anteriormente e ilustrar el proceso.

Después, en el Capítulo 5 se implementa para un caso real de programación diaria en el Sistema Eléctrico Nacional para posteriormente obtener los resultados ya análisis respectivos.

El Capítulo 6 aborda las conclusiones que se obtienen del presente trabajo, así como el planteamiento de trabajos propuestos a futuro.

Por último, se incluye la bibliografía en el Capítulo 7 y un anexo en el Capítulo 8.

Capítulo 2: Marco teórico

2.1. Los servicios complementarios

2.1.1. Definición general

Los servicios complementarios (SSCC) son todas las prestaciones que requiere el operador de un determinado sistema eléctrico con el fin de mantener un suministro íntegro y estable del sistema, así como la calidad del servicio eléctrico [2].

En general, los SSCC, se pueden dividir en tres grandes grupos: control de frecuencia, control de tensión y partida en negro. Las normativas que definen los SSCC, así como los nombres asignados varían por cada país.

2.1.2. El control de frecuencia

Los servicios complementarios pertenecientes a la categoría de control de frecuencia tienen por objetivo mantener la frecuencia del sistema eléctrico un rango aceptable en torno al valor nominal. Esto se debe materializar por medio de una operación del sistema que sea capaz de mantener un adecuado balance entre la generación y demanda del sistema.

La necesidad del servicio de Control de Frecuencia viene dada por diversos fenómenos que pueden generar una perturbación en la frecuencia eléctrica de un sistema interconectado, entre los que se encuentran:

- Demanda por energía eléctrica superior o inferior a la pronosticada el momento del despeje del mercado (Figura 2.1)
- Desviación de la inyección de energía por parte de Tecnologías de Generación Variable (TGV) respecto a lo proyectado al hacerse el despacho económico (Figura 2.2)
- Salida intempestiva de operación de unidades de generación eléctrica
- Falla de instalaciones de transmisión

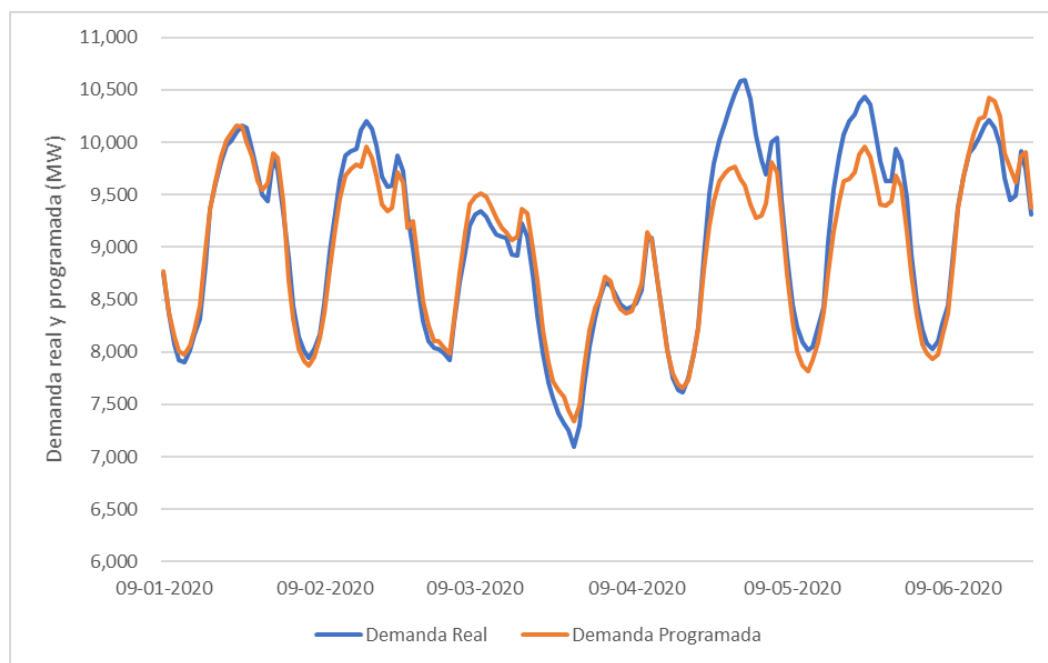


Figura 2.1 Demanda real y programada en el SEN (enero 2020) FUENTE: CEN

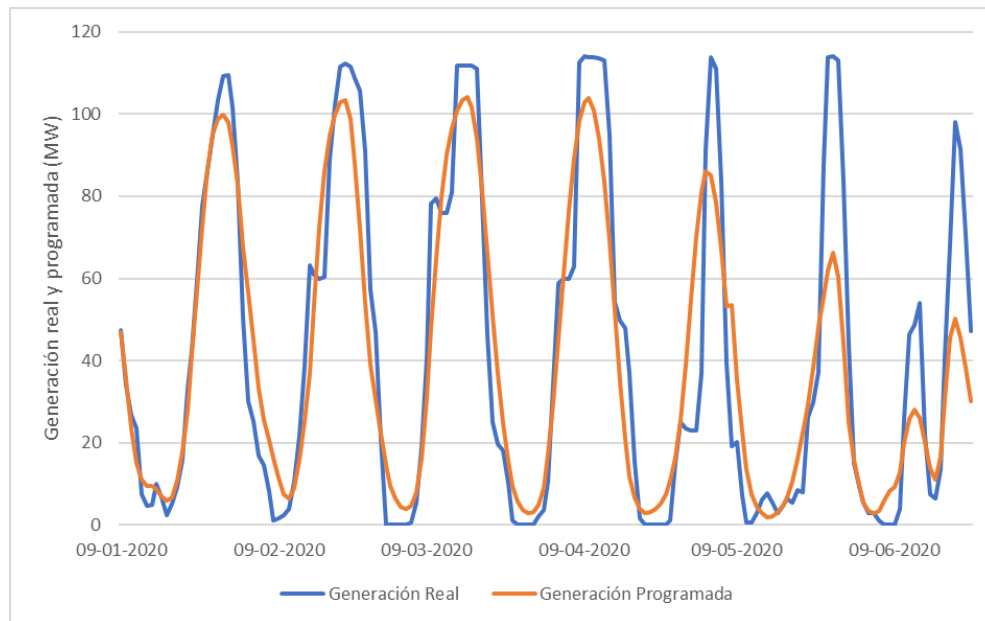


Figura 2.2 Generación real y programada en el Parque Eólico Cabo Leones (enero 2020) FUENTE: CEN

Los SSCC que entran en la categoría de Control de Frecuencia, se dividen en subcategorías según su rapidez de acción. En los diferentes sistemas eléctricos existentes, existen variaciones en cuanto a la nominación de los SSCC, así como la necesidad y requisitos técnicos para su prestación. En la Figura 2.3 se muestra un caso que comprende dos servicios: el Control Primario de Frecuencia (CPF) que actúa entre 5-30 segundos y Control Secundario de Frecuencia (CSF), que responde entre 30 segundos a 30 minutos.

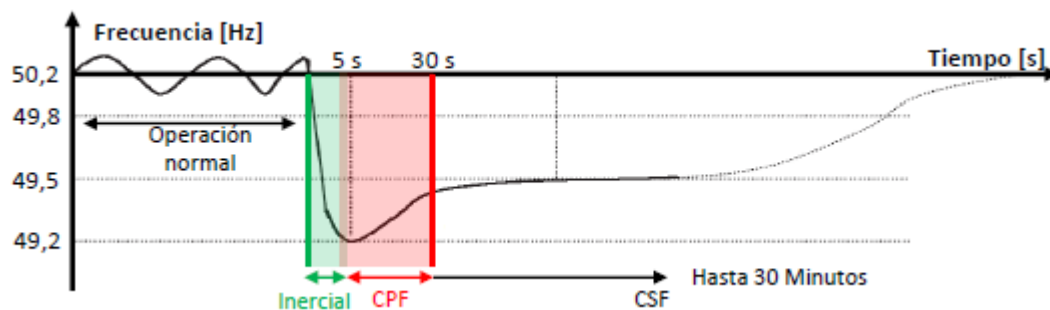


Figura 2.3 Gráfico de respuesta en frecuencia del sistema ante desbalance de carga y generación FUENTE: C. Rahmann, Control de frecuencia

2.2. Incorporación de los SSCC en los mercados eléctricos

2.2.1. Esquemas de asignación

- *Secuencial*

Un esquema secuencial de asignación es aquel que realiza la transacción de energía separada de los SSCC. Es decir, se optimizan de manera separada ambos recursos, de manera que los resultados del despeje de un mercado ingresan como parámetros al siguiente, de ahí el nombre se secuenciado.

Los mecanismos por el cual se produce cada transacción de la secuencia son variados, por ejemplo, subastas de corto plazo o contratos bilaterales mensuales. Incluso, es posible que coexistan mecanismos diferentes en el conjunto de etapas.

- ***Co-optimizado***

A diferencia del esquema secuencial, el co-optimizado realiza el despeje del mercado considerando simultáneamente a la energía y los SSCC. De esta forma, en una única optimización se obtiene el programa de generación y las reservas asignadas para cada unidad generadora, así como las remuneraciones respectivas.

La forma en la que se considera de manera global a los productos implicados es sintetizar en una única función objetivo los costos asociados a los pagos por energía y reservas, además de las restricciones que se deben considerar al momento de programar la operación del sistema.

2.2.2. Ejemplos de experiencia internacional

- ***Dinamarca***

En Dinamarca, el operador central del sistema es Energinet. En la práctica, dicho país se divide en dos sistemas eléctricos entrelazados por un enlace en corriente continua (HVDC), cada uno de ellos con una definición y necesidad propia de SSCC [2]. En particular, el mercado de SSCC del sistema oeste de Dinamarca (DK1), es un ejemplo de un esquema secuencial, cuyos detalles se explican a continuación:

Reserva primaria

La reserva primaria se adjudica mediante subastas de corto plazo diarias (*day-ahead*). Se encarga de responder, de manera automática, ante desbalances de producción de demanda de energía. La demanda por este servicio es de 27 [MW] en todo momento, tanto para la bajada como la subida.

El esquema de pago es *pay-as-clear*, donde el precio al que se remunera este servicio es el máximo entre las ofertas aceptadas. No se considera la energía para efectos del pago, al ser un servicio neutro en energía.

Reserva secundaria

El servicio de reserva secundaria en el sistema DK1 tiene por objetivo, restaurar la reserva primaria una vez que ha sido utilizada y corregir los desbalances en las interconexiones de acuerdo con el programa establecido.

El esquema de asignación consta de contratos bilaterales mensuales, combinando el servicio de bajada y subida. De esta manera, se tiene una remuneración tipo *pay-as-bid* para la capacidad adjudicada y un precio regulado para la energía involucrada en la activación de la energía.

Reserva manual (o terciaria)

Este último servicio es el más lento de todos, siendo utilizado para liberar a la reserva secundaria en uso. A diferencia de los servicios anteriores, la oferta no es necesariamente simétrica, en el sentido de que el sistema puede requerir cantidades distintas de reserva terciaria de bajada y de subida. La demanda por este servicio varía entre cada día, dependiendo las condiciones en que opera el sistema.

La provisión de la reserva manual se determina mediante subastas diarias, con esquema de pago *pay-as-clear* a precio marginal para la capacidad adjudicada, mientras que energía de la activación del servicio se paga al costo marginal del balance energético.

- **California**

La operación, regulación y monitoreo del sistema eléctrico de California depende del *California Independent System Operator* (CAISO). El mercado co-optimiza energía y Servicios Complementarios en los mercados *Day-Ahead* y *Real-Time*. Los pagos se realizan mediante la modalidad *pay-as-clear*, donde el precio de despeje corresponde al valor dual de la restricción de un determinado producto [3].

Regulation Up y Down

Las unidades generadoras que se encuentren dentro del Control Automático de Generación (AGC) pueden proveer *Regulation Up* y *Down*. La máxima cantidad que puede entregar se determina como el tope de capacidad de rampa en un tiempo de 10 minutos. Además, este servicio puede ser provisto por otros equipos como los *Energy Storage*.

Spinning Reserve

El requisito de la unidad generadora para la certificación en este servicio es que sea capaz de responder en un tiempo de 5 minutos desde la instrucción. Su capacidad máxima de esta reserva queda determinada por la restricción de rampa en 10 minutos.

Non-Spinning Reserve

Este servicio puede ser provisto por generadores o bien cargas. El requisito es que sean capaces de responder al despacho en un tiempo de 10 minutos.

Por una parte, los generadores de partida rápida (*Fast Start Units*) pueden entregar una cantidad máxima determinada por el tope de generación posterior a 10 minutos desde el estado *offline*.

Los demás recursos, que no estén capacitados para encender sincronizarse a la red en 10 minutos (*Participating loads*, *Proxy Demand Response* y *Curtable Demand*), se determina como la variación de potencia que pueden producir en 10 minutos. Lo anterior queda determinado como el mínimo entre el rango de operación desde la mínima a máxima carga y la restricción de rampa en 10 minutos.

El servicio *Non-Spinning Reserve*, en el marco del mercado *Day Ahead*, puede ser provisto por todos los recursos *online* y de las unidades generadoras de partida rápida en estado *offline*. En cambio, para el mercado *Real Time*, solo pueden participar unidades capaces de entregar el servicio dentro de 10 minutos.

Para efectos de la co-optimización, se prioriza en primer lugar la *Regulation Up*, seguido de la *Spinning Reserve* en último lugar la *Non Spinning Reserve*. El pago de los servicios complementarios se hace según la modalidad *pay-as-clear*, tanto para el mercado *Day Ahead* como *Real Time*.

2.3. Estrategias para participar en subastas eficientes desde el punto de vista privado

Por lo general, el comportamiento estratégico de unidades generadoras que participan de un mercado eléctrico mediante subastas de corto plazo entra en la categoría de los problemas de teoría de juegos. Esto es, un conjunto de participantes (empresas) reciben una determinada ganancia en función de la estrategia de ella misma y sus competidores.

En teoría de juegos, la solución más aceptada es el equilibrio de Nash. Para un determinado jugador, una estrategia es un equilibrio de Nash si el modificar su estrategia implica una merma de sus ganancias, asumiendo que los demás agentes no cambian su estrategia [4].

Por lo tanto, un punto de equilibrio de Nash es la mejor respuesta, en el sentido de que ningún jugador se ve incentivado a modificar su estrategia, dada la elección de los demás participantes del juego. En el caso de los mercados eléctricos, se considera como estrategia a la oferta de un determinado producto, tanto el precio como la cantidad ofertada [5].

2.3.1. Estado del arte

El componente principal de un mercado eléctrico mayorista es un mercado *day ahead*, en el cual las ofertas se realizan en el día anterior a la previsión del producto a adjudicar [6]. Esta es la única modalidad de subasta prevista para el mercado de subastas de corto plazo de los SSCC [7].

Existen dos grandes tipos de reglas para pagos en subastas, *pay-as-bid* y *pay-as-clear*. Los pagos del agente que realiza las subastas hacia los productores difieren en ambos métodos: bajo *pay-as-bid* todos los agentes reciben un pago al mismo precio por el cual ofertaron, mientras que en un mercado *pay as clear* todos reciben un pago uniforme al costo marginal [8].

El problema de ofertas en sistemas eléctricos ha sido extensamente investigado en la literatura. Un primer grupo de estrategias engloba estimaciones de precio de mercado. En el segundo, se estudia el comportamiento de los competidores, de modo que la estrategia se basa en una estimación del desempeño de las firmas rivales. Por último, existen los métodos que emplean teoría de juegos y aproximaciones heurísticas [9]. Otras formas para modelar el comportamiento de los agentes incluyen simulaciones estocásticas [8] y algoritmos genéticos [10].

La modalidad *pay-as-bid* rige el mercado chileno de SSCC del año 2020 [7]. Dado el esquema de pago mencionado, la estrategia óptima se basa en pronosticar adecuadamente el precio marginal, ya que con una oferta levemente superior se pierde la totalidad de las ganancias. Una de las ventajas de este tipo de subasta es que estabiliza los precios que se obtienen en el mercado. Sin embargo, el riesgo para los oferentes es mayor al de un sistema de precio uniforme [5], además que, dada la incompletitud de la información, típicamente no hay un punto de equilibrio bien definido [6].

En [4], se describe un diagrama de flujo en el cual las unidades generadoras maximizan sus ganancias en puntos de equilibrio de Nash, como se muestra en la Figura 2.4. Dado que el pago recibido depende de las decisiones de los otros actores, el cálculo incorpora dichos parámetros para efecto del cálculo.

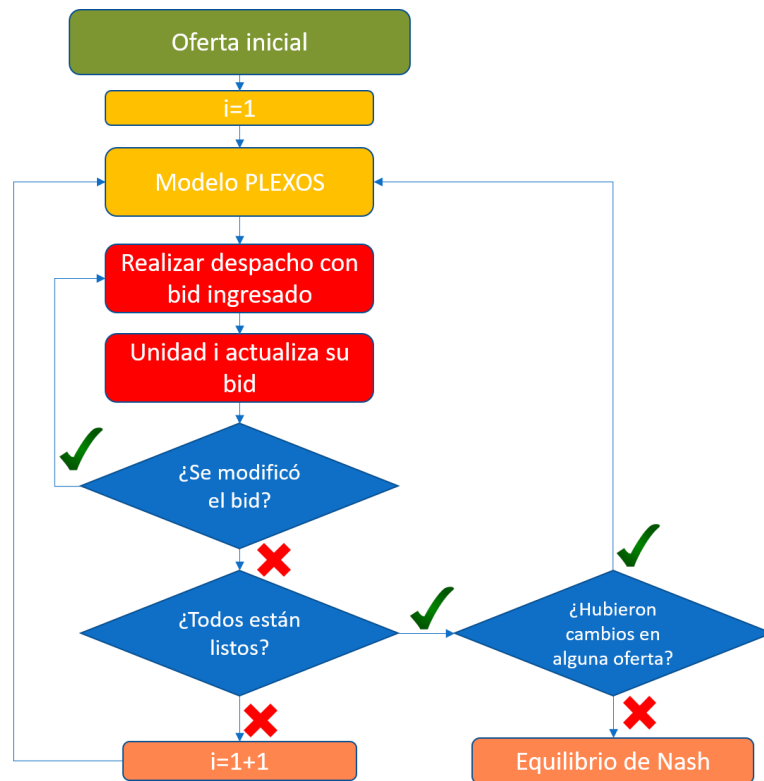


Figura 2.4 Diagrama de flujo de la estrategia de oferta óptima [4]

2.4. Caso chileno de asignación de SSCC

2.4.1. Situación anterior al DS113 de 2017

- *Aspectos generales*

Hasta el año 2019, la definición y programación de servicios complementarios (SSCC) se realiza de forma anual, según lo que indica el Artículo 43 del DS 130 de 2011. Las remuneraciones de estos servicios se realizaban a un valor definido en el informe de costos de SSCC.

Para el control de frecuencia, se contemplan dos servicios: Control Primario de Frecuencia (CPF) y Control Secundario de Frecuencia (CSF). Adicionalmente, se establecen las categorías de SSCC de Control de Tensión, Desconexión de Carga y Plan de recuperación de servicio.

- *Control de Frecuencia*

Control Primario de Frecuencia

El objetivo principal del CPF es establecer un balance entre consumo y generación dentro de una ventana de tiempo acotada. Lo anterior en una situación normal de operación o bien ante contingencias que impliquen fuertes desviaciones de frecuencia.

Control secundario de Frecuencia

El servicio complementario de CSF corresponde a la acción para retornar la frecuencia a su valor nominal luego de que el CPF haya hecho su función. EL CSF puede ser manual o automático, con una cierta cantidad mínima ejecutable de manera automática mediante un sistema AGC.

El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) se encarga de instruir a las empresas propietarias de unidades generadoras la implementación del AGC. De esta forma se envía una consigna de potencia y las unidades toman parte en el CSF.

2.4.2. Situación posterior al DS113 de 2017

▪ *Aspectos generales*

El Informe de Servicios Complementarios para el año 2020 (ISSCC) [1], da a conocer los Servicios Complementarios requeridos por el SEN.

La versión definitiva del informe de SSCC para el año 2020 es la publicada noviembre de 2020. Una de las diferencias más importantes con la versión anterior es la definición de SSCC, dada la resolución exenta publicada por la CNE. A algunos servicios existentes se les realiza importantes cambios, además de definirse otros nuevos [11].

Considerando la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y el mercado de servicios complementarios para enero de 2020, durante el año 2018 se hizo un estudio para determinar las condiciones de competencia de los SSCC para el año 2020 [12].

Dicho estudio se enfocó primordialmente en los siguientes servicios: Control Rápido de Frecuencia (CRF), Control Primario de Frecuencia (CPF), Control Secundario de Frecuencia (CSF), Control Terciario de Frecuencia (CTF) y Control de Tensión (CT). Como conclusión, se determina que solo en el CTF existen las condiciones de competencia adecuadas para implementar subastas de corto plazo [13].

Sin embargo, tomando en consideración las modificaciones a la definición de SSCC de diciembre del 2018 dada la resolución exenta de la Comisión Nacional de Energía (CNE), se realiza una actualización del estudio condiciones de competencia. La conclusión del documento mencionado anteriormente es que en ningún servicio existen condiciones suficientes para ser adjudicados por subastas de corto plazo [7].

Posteriormente, las empresas Colbún S.A. y Enel Generación decidieron presentar una discrepancia ante el Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos. Como Resultado, el CEN accedió a realizar una nueva versión del informe de SSCC si las empresas desistían. Las empresas finalmente retiraron la discrepancia.

La versión definitiva del informe de SSCC para 2020 es la de noviembre de 2019, donde se respaldan las condiciones de competencia para el CSF y CTF, de modo que se deben materializar por medio de subastas de corto plazo [11].

▪ *Modificaciones a los SSCC de Control de Frecuencia*

Control rápido de frecuencia

Este servicio no estaba definido anteriormente, por lo que se incorpora al mercado chileno a partir del año 2020.

Corresponde a la prestación cuyo fin es otorgar una rápida respuesta cuando el sistema eléctrico sufre variaciones en su frecuencia respecto de su valor nominal. Se exige que toda la reserva comprometida se entregue en un segundo, permaneciendo por al menos 5 minutos. Adicionalmente, la provisión debe ser simétrica, es decir, se debe contar con la mínima cantidad de reserva de subida y bajada.

Sin embargo, en los estudios técnicos del CEN, se verifica que no hay necesidad por el servicio de CRF, dado que su velocidad de despliegue es mucho mayor a la requerida por el sistema. Por lo tanto, queda solamente como un servicio para reemplazar al CPF, disminuyendo los requisitos totales de este último servicio [14].

Control primario de frecuencia

Al igual que el informe de SSCC 2019, el CPF tiene el objetivo de mantener y corregir la frecuencia del sistema, siendo capaz de responder ante desviaciones instantáneas en la carga o generación. Las instalaciones que participen del CPF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 10 s, y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 5 min.

Una novedad es la simetría entre la acción de subida y bajada, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia de una determinada unidad generadora.

Control secundario de frecuencia

La finalidad de este servicio es la misma del CSF definido en el informe anterior, que es retornar la frecuencia al valor nominal. Sin embargo, se exige que la prestación esté disponible por completo en 5 minutos, con una permanencia mínima de 15 minutos. Además, debe ser ejecutado obligatoriamente de forma automática mediante un sistema de control automático de generación (AGC), cumpliendo las respectivas normas asociadas al sistema.

Control terciario de frecuencia

Este servicio no estaba contemplado en las definiciones anteriores al año 2020. Consiste en operaciones del sistema eléctrico cuyo propósito es reponer la reserva del CSF del sistema o bien agregar reservas cuando las acciones de control asociadas a otros servicios sean insuficientes. Al igual que los servicios descritos anteriormente, consta de dos subcategorías: Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+) y de Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-).

El CTF se ejecuta de forma centralizada y manual. El plazo para la activación una vez dada la orden es de 5 minutos, entregándose la totalidad de la reserva a los 15 minutos desde la instrucción del CEN. El tiempo de permanencia máximo es de una hora de la activación.

A diferencia del CSF, el CTF de subida puede ser provisto por centrales que no se encuentran operando, siempre cuando puedan alcanzar su mínimo técnico en menos de 10 minutos. Las centrales que cumplen con este último requisito son en su mayoría hidráulicas, además de unos pocos motores diésel a combustión interna.

Capítulo 3: Metodología

3.1. Mecanismo para efectuar ofertas eficientes desde el punto de vista del rol privado

Con el fin de maximizar sus ingresos, cada empresa debe evaluar las ofertas que realiza, tomando en cuenta los costos y beneficios que trae consigo la provisión de SSCC.

Los costos descritos por brindar los SSCC incluyen: operación sobre el costo marginal, costo de oportunidad por dejar de generar, mantenimientos adicionales ligados al desgaste de máquinas y pérdida de eficiencia por operación fuera del nivel óptimo. Dado lo anterior, se hace necesario que cada empresa evalúe el impacto de los SSCC en cuanto a los ingresos por energía, uso de agua embalsada, combustibles, entre otros.

Mediante el estudio del problema de operación, se pueden estimar las condiciones para asegurar la adjudicación de cada servicio. Es importante considerar el acople que se puede dar entre energía y reservas, dado que se trata de un mecanismo co-optimizado, que despeja simultáneamente ambos mercados. El detalle respecto al cálculo del precio máximo para la adjudicación y como este se relaciona con la operación de cada unidad se puede ver en el Anexo.

En base a lo anterior, la metodología debe ser capaz de proyectar:

1. Costos marginales en la barra del generador
2. Costos combustibles de centrales térmicas
3. Valor sombra de la generación con centrales hidráulicas
4. Precio sombra que alcanzan los SSCC

3.2. Proceso de programación de operación y subastas

3.2.1. Datos de entrada

- *Información de empresas coordinadas*

El dato más relevante para efectos de los SSCC son las ofertas para realizar en las subastas. Para cada servicio subastado que puede brindar una unidad generadora, se debe indicar un precio de oferta, no siendo obligatorio hacerlo para todos los SSCC. Para efectos de la cantidad ofertada, esta corresponde a toda la disponible en caso de informarse un precio, o bien cero en caso contrario¹.

A los coordinados les corresponde también informar la disponibilidad y costo de los combustibles que emplean para la generación, de modo que el departamento de análisis económico del CEN distribuya esta información al área encargada de la programación. Otras informaciones relevantes son las solicitudes de trabajo, limitaciones de unidades, pronósticos de ventas, entre otros.

- *Otras entradas*

Distintos departamentos del CEN se encargan de recopilar información, como por ejemplo pronósticos de generación ERNC, afluentes, cotas de embalses, mantenimiento de unidades, pronóstico de la demanda y restricciones operacionales del SEN.

¹ Posteriormente a abril de 2020, se admiten ofertas de precio y cantidad, para cada unidad generadora y sus configuraciones respectivas.

3.2.2. Ejecución de modelos

- ***Modelo a mediano plazo PLP***

A partir de la información disponible sobre la operación del sistema y las proyecciones respectivas, se genera un modelo que considera un horizonte de alrededor de dos años, simplificando el despacho en bloques horarios. Lo anterior, se realiza considerando las series hidrológicas pasadas, considerándose varios escenarios. La salida relevante para la programación es el valor futuro esperado del agua embalsada, que permite incorporar la operación futura de los embalses a la función objetivo del modelo de corto plazo.

- ***Modelo a corto plazo PLEXOS***

Corresponde a un modelo que permite realizar un despacho económico en un horizonte de una semana con resolución horaria, teniendo en cuenta las restricciones operativas del sistema. Solo el primer día se considera para efectos de la programación de la operación, pudiendo incluirse más días, dado que en los días no hábiles no se realizan programaciones

En lo que respecta a los SSCC, las ofertas realizadas por los agentes se introducen en la función objetivo en el caso del CSF y CTF. En el caso de que la cantidad ofertada de un servicio no fuese menor a la demanda, se cubre ese déficit forzando la oferta de todas las unidades a un precio fijado por el CEN para aquel periodo (precio máximo). Los servicios que no se incluyen en las subastas de corto plazo, se incorporan solo como restricciones operativas si corresponde, por lo que son instruidos directamente por el CEN y remunerados según el informe de costos de SSCC.

- ***Modelo para determinación de precios máximos***

Corresponde a un modelo similar al usado en la programación de corto plazo, que se emplea para establecer el mayor precio de oferta por los SSCC por parte de las empresas coordinadas, por lo que no es vinculante para efectos de la operación del sistema. Además, el valor del precio máximo se emplea también para fijar el precio de ofertas en caso de subastas desiertas, para aquellos agentes que se abstuvieron de ofertar al servicio deficitario.

Los valores máximos se determinan a partir de los costos marginales de los SSCC que resultan del modelo idéntico a una programación anterior, utilizando para ello ofertas ficticias según fórmulas establecidas. Una vez que se obtienen los precios, se determina el valor máximo de oferta, teniendo en cuenta factores como costos marginales de energía, costo de desgaste de equipos y probabilidades de activación de servicios.

3.2.3. Información de salida

- ***Programa horario de generación***

Consiste en la información de carácter vinculante respecto a la operación económica del SEN, disponibilidad de reservas, operación de embalses, costos marginales, entre otros.

- ***Adjudicación de SSCC***

A partir de los resultados del modelo de corto plazo, se indica la cantidad de los SSCC adjudicados mediante subastas y el precio respectivo, siempre y cuando el monto no haya sido cero. Los precios de las ofertas no adjudicadas se publican después de 3 meses, estando estrictamente prohibida su difusión a través de otros medios.

- **Bases de datos de los modelos**

Los archivos usados para la programación de la operación se publican, de modelo que pueden ser replicados por las empresas coordinadas. La excepción son los archivos de entrada que contienen el detalle de las subastas de SSCC.

- **Otros**

Lista de prioridades para la operación, recomendaciones de operación para el Centro de Despacho de Carga del CEN, factores de penalización y el ranking de activación para la reserva terciaria de bajada.

3.2.4. Cronología de la programación del día “N”

Para un determinado día (N), su programación se realiza el día anterior (N-1), salvo que este último no fuese hábil. El calendario contemplado para dicho proceso, incorporando el ingreso de ofertas de SSCC es el siguiente:

- **Día N - 2**

18:00

Se habilita el ingreso de ofertas para las subastas del día N. Adicionalmente, es el último plazo para las solicitudes de trabajo, el envío de las declaraciones de costo y disponibilidad de combustibles, cambios al plan de mantenimiento mayor, previsión de ventas.

- **Día N - 1**

9:00

Se consolida la información relativa a los pronósticos que serán usado en la programación de la operación, tales como los caudales, generación de centrales ERNC, demanda, entre otros

10:00

Se ejecuta el modelo de mediano plazo PLP en base a la información recopilada en la hora anterior.

11:00

Plazo final para ingresar las ofertas de SSCC en la plataforma dispuesta por el CEN, para la adjudicación de SSCC en el día N.

13:00

Ejecución del modelo para la programación a corto plazo en PLEXOS, a partir de la información de salida del modelo PLP. Adicionalmente se realiza una corrida del modelo para determinar los precios máximos de oferta para la programación del día N+1.

18:00

Se publican la información de salida de los modelos a mediano y costo plazo, así como las bases de datos empleadas. También, se publican los precios máximos calculados para las ofertas del día N+1, que coincide con la apertura de dicho proceso de adjudicación.

3.3. Metodología de la empresa

Al momento de plantear la metodología a utilizar, resulta clave tener en cuenta el contexto en el cual se inserta el problema. En el caso del presente trabajo, está pensado para ser una herramienta de uso diario en la empresa, capaz de ser amigable con los ejecutores. Lo anterior implica que la ejecución debe tardar unas pocas horas, teniendo en cuenta los plazos establecidos por el reglamento vigente [15].

3.3.1. Propuesta metodológica

- *Visión general*

Diariamente, el CEN publica las bases de PLEXOS correspondientes al programa de corto plazo para la semana siguiente. Se transparentan la mayoría de los datos de entrada al modelo de corto plazo, como parámetros de las unidades, volúmenes iniciales de agua, disponibilidad de combustibles.

Por el contrario, las ofertas de SSCC se mantienen en secreto, siendo publicadas después de unas horas solo las que lograron adjudicarse una provisión de reservas. Las ofertas que no hayan resultado ganadoras se ponen a disposición tres meses después de la subasta. Lo anterior con el fin de favorecer la competencia, evitando ofertas a precios altos.

A partir de la información que el CEN publica cada vez que realiza la programación diaria, es posible rescatar la información sobre la operación del SEN. El problema central es estimar la oferta de las distintas empresas que participan.

En la Figura 3.1 se resume el funcionamiento de la metodología implementada para una determinada semana de programación a corto plazo. El principio en que se basa el algoritmo iterativo es similar al expuesto en [4], con algunas modificaciones que lo adaptan a las reglas y diseño del mercado de SSCC de 2020. Uno de los cambios más importantes es que permite a todas las unidades realizar una actualización de su *bid* en cada iteración, pero solo el precio, ya que las ofertas por cantidad no están presentes en el mercado estudiado [16].

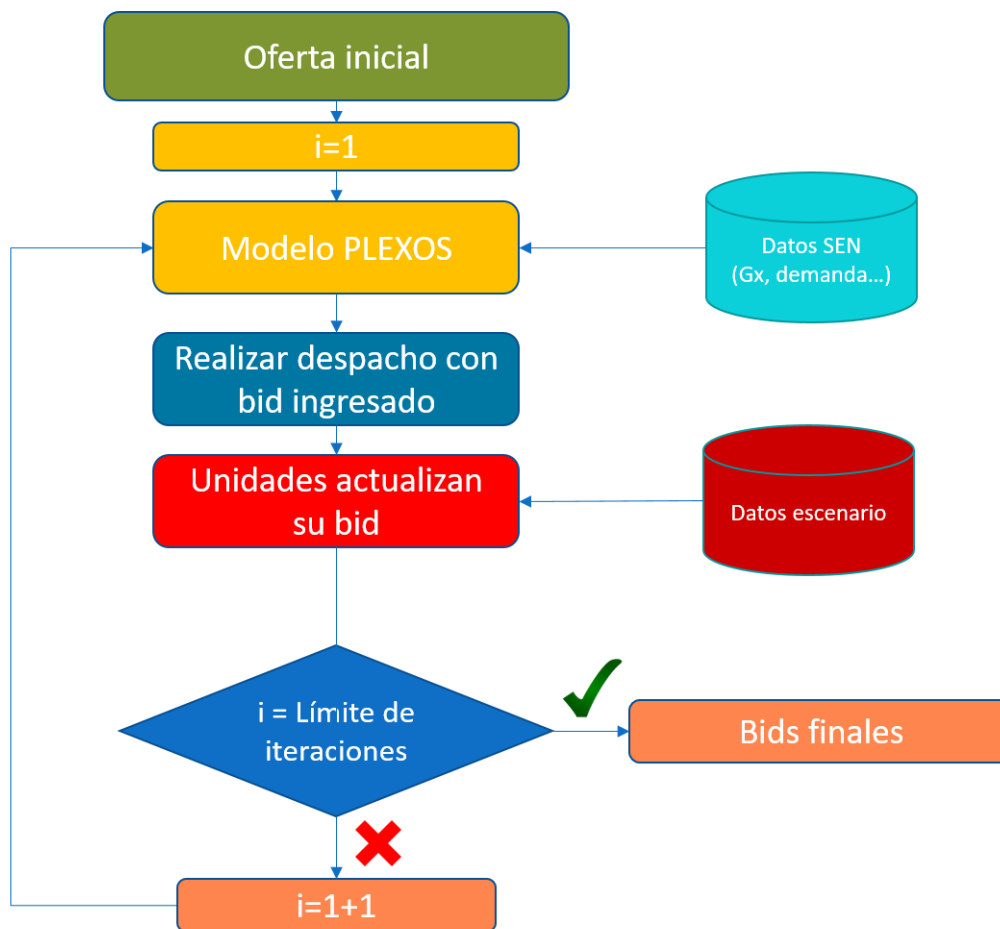


Figura 3.1 Diagrama de flujo de la metodología iterativa

- ***Oferta inicial***

Tal como se mencionó anteriormente, no existe información acerca de las ofertas que realizan las empresas competidoras. Para tal efecto, se asume en un inicio (iteración 1) que las ofertas son iguales a cero, lo cual tiene el fin de realizar un primer pronóstico de los costos marginales de la energía. Lo anterior puede justificarse dado que el mercado de la energía tiene un volumen mucho mayor al de reservas.

- ***Actualización de ofertas***

Una vez que existen resultados preliminares del despacho económico, las unidades actualizan sus ofertas por los SSCC, tomando en cuenta las estrategias para abordar el problema desde el punto de vista privado. La formulación exacta, por la cual se calculan las ofertas que realizan los agentes, se determina a partir de variables que resultan de la iteración anterior. Esta función considera, entre otras variables, el precio sombra de las reservas y los costos marginales de la energía².

Dentro de los supuestos que se toman en esta etapa son que todos los agentes ofertan a un precio no menor al costo estimado por prestar la reserva respectiva, pudiendo incrementar su oferta si los precios que observa el agente así lo permiten. Es decir, la oferta considera el mínimo precio

² El detalle del cálculo realizado se excluye del presente documento, puesto que esta información es sensible y se atenta contra la libre competencia, además de la pertinencia económica de la empresa.

por brindar un servicio y el precio que permite la eventual adjudicación, escogiendo el valor máximo entre ambos.

En base a la forma descrita anteriormente para obtener los precios de oferta, se justifica el uso de un proceso que contempla varias iteraciones, dados los siguientes motivos:

1. Algunas de las variables más importantes que inciden en el precio de oferta, no se pueden determinar con precisión antes de conocer el despacho económico
2. Dado que el problema es co-optimizado, se hace necesario evaluar como las ofertas por reservas alteran el mercado de la energía, dado que ambos productos se encuentran acoplados en el problema de optimización
3. Si obtienen ofertas tentativas mediante algún método, es altamente posible que, al ser ingresadas a la programación, la afecten de tal manera que se requiera modificar los precios de oferta

3.3.2. Incorporación de la metodología a la logística de la empresa

En base a la metodología propuesta y a los plazos establecidos por el CEN para participar en las subastas, se deben definir los procedimientos para el manejo de la información que dispone la empresa, obtención de resultados y la toma de decisiones.

Los procedimientos anteriores se resumen según el conjunto de operaciones mostrado en la Figura 3.2. En el diagrama se exponen tanto los procesos internos de la herramienta desarrollada en el presente informe como los administrativos al interior de la empresa.



Figura 3.2 Diagrama del modelo de ofertas de Colbún S.A. FUENTE: R. Hunt, Gerencia de Regulación, Colbún S.A.

Como se puede apreciar, el proceso por el cual la empresa toma su decisión es más extenso que el modelo de competencia trabajado en el presente documento. La importancia de estudiar las tareas anexas reside en el aterrizaje de los alcances. Por ejemplo, dado que es una operación que se realiza en todos los días hábiles, el modelo debe ser capaz de estar a tiempo para el momento en que se

requiera la consulta. Además, entrega ideas para el mejoramiento del modelo en base a los resultados obtenidos.

Capítulo 4: Implementación en sistema reducido

4.1. Sistema de ejemplo

A fin de realizar una primera aproximación al comportamiento del mercado, se estudia un sistema uninodal hipotético con 5 unidades generadoras. Para cada uno de los 8 casos de ejemplo, se realizará el despacho económico en una hora.

La reserva que requiere el sistema es de subida. Cada generador puede otorgar este servicio sin importar si está generando a un precio de oferta uniforme para toda la reserva entregada.

▪ *Formulación*

La formulación del problema mostrado en esta sección se limita a un despacho económico en una hora, considerando un sistema uninodal. La función objetivo que se desea minimizar son los costos totales de operación del sistema, tanto los que derivan del gasto de combustibles como las remuneraciones por efecto de las reservas de subida, como se muestra en (4-1).

$$CostoT = \min \left(\sum_{i=1}^5 CV_i \cdot P_i + \sum_{i=1}^5 R_i \cdot Bid_i \right) \quad (4-1)$$

Donde $CostoT$ es el costo total de operación del sistema en la hora analizada, CV_i es el parámetro de costo variable de la unidad generadora i , P_i la variable de potencia generada por la inidad i , R_i la variable de reserva de subida provista por la unidad i , y Bid_i el precio de oferta por la reserva de unidad i que ingresa como parámetro.

El despacho económico debe satisfacer los requisitos del parámetro de demanda energética D , cuya restricción está en (4-2).

$$\sum_{i=1}^5 P_i \geq D \quad (4-2)$$

Adicionalmente, el sistema requiere contar con un mínimo de reserva de subida disponible. Lo anterior genera la restricción (4-3), donde el parámetro R_R es el requisito de reserva del sistema.

$$\sum_{i=1}^5 R_i \geq R_R \quad (4-3)$$

La provisión de la reserva de subida implica que la unidad debe ser capaz de aumentar su potencia generada en la cantidad de reserva adjudicada, considerando que esta se encuentra inicialmente operando en la potencia a la cual resultado despachada. Lo anterior se traduce en la restricción que involucra a ambas variables (4-4).

$$P_i + R_i \leq P_{\max_i} \quad \forall i \in \{1, \dots, 5\} \quad (4-4)$$

Donde el parámetro P_{\max_i} es la máxima potencia que puede generar la unidad i . Por lo tanto, (4-4) representa la limitación conjunta entre el producto de energía y reserva de subida, ya que debe ser capaz de incrementar su generación desde la potencia a la cual fue despachada (P_i) en al menos la reserva de subida comprometida (R_i).

Además, existe la restricción de reserva máxima que puede entregar cada central, representada con el parámetro R_{\max_i} para el generador i en (4-5). Usualmente, esta limitación se debe a las características técnicas de la central.

$$R_i \leq R_{\max_i} \quad \forall i \in \{1, \dots, 5\} \quad (4-5)$$

Los parámetros de las unidades generadoras del modelo se muestran en la Tabla 4-1. Los parámetros de demanda de energía y reserva varían entre los casos expuestos a continuación.

Central	Costo Variable [USD/MWh]	Potencia máxima [MW]	Reserva máxima [MW]
Carbón	40	300	60
Carbón 2	45	300	60
GNL	50	300	60
Diésel	100	100	20
Diésel 2	120	100	20

Tabla 4-1 Parámetros sistema de 5 generadores

4.1.1. Despacho por instrucción directa

Los primeros dos casos para mostrar no consideran subastas para la provisión de la reserva. Es decir, el despacho se hace de forma similar al régimen anterior a 2020, minimizándose solo los costos combustibles por la generación de energía. Por lo tanto, se elimina la componente de ofertas en la función objetivo, y las variables de reserva solo quedan incluidas en la restricción de potencia máxima (4-4).

Las ganancias totales de cada unidad, en estos casos está dada por los ingresos por energía, menos los costos combustibles de generación. En (4-6) se encuentra la expresión de las ganancias por energía, que remuneran la generación al costo marginal CMg_i que resulta del despacho y la sustracción de los costos combustibles de operación

$$Profit_i = P_i \cdot (CMg_i - CV_i) \forall i \in \{1, \dots, 5\}$$

(4-6)

▪ **Caso con holgura de reserva**

Este primer caso considera una demanda energética de 800 [MW] y un requisito de reserva de subida de 50[MW]. El resultado de este despacho se muestra en la Tabla 4-2, mientras que en la Tabla 4-3 se encuentran los costos totales y precios de despeje del mercado. En la Figura 4.1 se grafica la asignación de las unidades.

Central	Potencia [MW]	Reserva [MW]	Profit [USD]
Carbón	300	0	3000
Carbón 2	300	0	1500
GNL	200	30	0
Diésel	0	0	0
Diésel 2	0	20	0

Tabla 4-2 Despacho en el Caso I

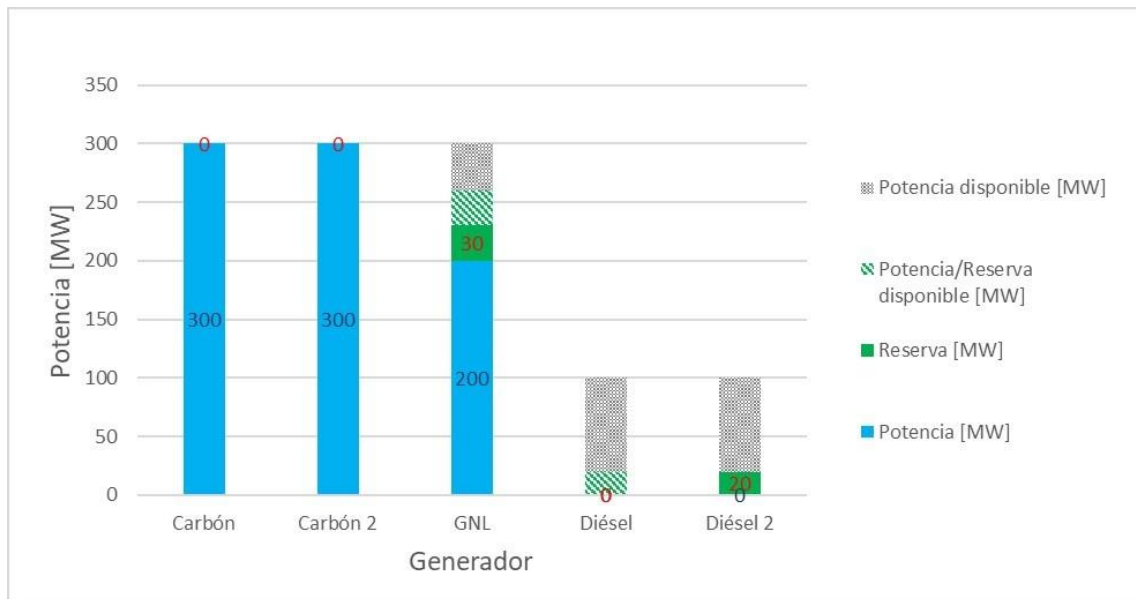


Figura 4.1 Gráfico de la asignación de energía y reservas en el Caso I

Función objetivo	Costo marginal	Precio sombra
[USD]	[USD/MWh]	reserva [USD/MW]
35.500	50	0

Tabla 4-3 Costo y precios reservas en el Caso I

En este caso, el despacho económico permite la provisión de energía y reservas tal que no existe precio sombra de la reserva. Esto se explica por la holgura de la restricción de reservas, es decir, se puede entregar una unidad adicional de reservas sin aumentar el costo total al no requerirse modificar el despacho de energía. Además, el despacho obtenido anteriormente no es la única solución del problema, ya que al reasignar las reservas entre los generadores no afecta la función objetivo. Por ejemplo, se puede transferir la provisión de la unidad Diésel 2 a GNL, sin alterar los costos de operación totales.

▪ **Valor sombra de la reserva**

Mediante un incremento en los requerimientos de reserva a 120[MW], manteniendo los parámetros restantes del sistema modelado, se genera el Caso II. En la Figura 4.3 se muestra el gráfico del caso, mientras que en la Tabla 4-4 y Tabla 4-5 se aprecian los balances económicos respectivos.

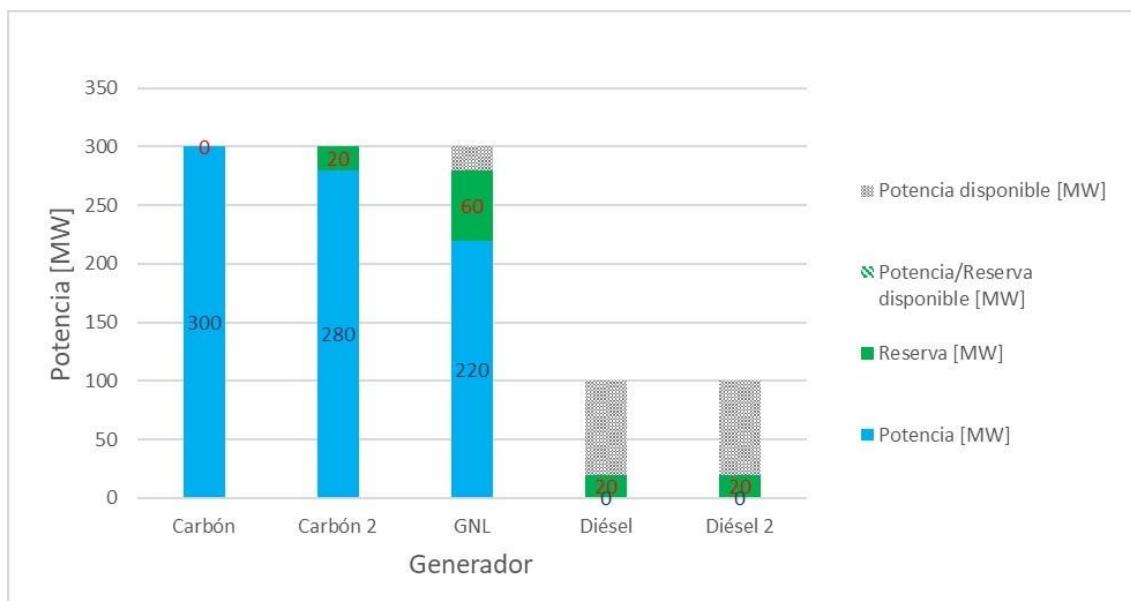


Figura 4.2 Gráfico de la asignación de energía y reservas en el Caso II

Central	Potencia [MW]	Reserva [MW]	Profit [USD]
Carbón	300	0	3.000
Carbón 2	280	20	1.400
GNL	220	60	0
Diésel	0	20	0
Diésel 2	0	20	0

Tabla 4-4 Despacho en el Caso II

Función objetivo	Costo marginal	Precio sombra
[USD]	[USD/MWh]	reserva [USD/MW]
35.600	50	5

Tabla 4-5 Costo y precios Caso II

A diferencia del Caso I, se tiene ahora un precio sombra de la reserva mayor a cero. Es decir, la provisión de 1[MW] adicional de reserva del sistema acarrea un incremento del costo en 5[USD]. La causa reside en el agotamiento de la reserva en las unidades que podían proveer la reserva sin comprometer el despacho de energía.

Así, las unidades que todavía pueden entregar reserva al sistema son Carbón y Carbón 2. En caso de incrementarse el requerimiento de reserva, se deberá reducir la generación en una de ellas, para luego generar con alguna que está posibilitada de entregar energía (GNL, Diésel y Diésel 2). Lógicamente, se opta por aumentar la generación disponible de menor costo, al mismo tiempo que se libera generación de mayor costo entre las unidades que cuentan con reserva disponible (Carbón 2).

Finalmente, dichas acciones implicarían ahorrar el costo variable del Carbón 2, al mismo tiempo que se incrementa el costo por la provisión adicional de energía del GNL. Este balance da como resultado un costo de 5[USD], que es la diferencia entre el costo variable del GNL y Carbón 2.

4.1.2. Subasta de SSCC

A diferencia de los dos ejemplos anteriores, los casos a continuación si consideran la subasta de la reserva requerida. Es decir, se añaden los pagos por la reserva a la función objetivo del problema. Conforme al esquema *pay-as-bid* que estipula el informe de SSCC, la remuneración se realiza al precio de oferta. La nueva función de ganancias totales para el generador i , se muestra en (4-7), donde a diferencia de (4-6), se incluyen los ingresos por reserva.

$$Profit_i = P_i \cdot (CMg_i - CV_i) + R_i \cdot Bid_i \quad \forall i \in \{1, \dots, 5\} \quad (4-7)$$

Los requerimientos de reserva y potencia, para los siguientes casos, son los mismos que en el Caso II (600[MW] y 120[MW] respectivamente).

- **Oferta a costo de oportunidad**

El costo para un determinado generador de entregar reservas está dado por diversos factores. Para efectos del modelo presentado actualmente, se representa el costo la reserva como la pérdida de ingresos por energía a causa de la disponibilidad de reserva. Por ejemplo, en el Caso II, el generador Carbón 2 disminuyó en 100[USD] su ingreso respecto del caso I, dado que generó 20[MW] menos de energía para así aportar con reserva al sistema.

Para efectos del presente modelo, se asume que los actores son racionales. Por lo tanto, la oferta de reserva se hace a un precio tal que sus ganancias superan al costo de oportunidad que implica entregar el servicio. De ser posible, la oferta se incrementa más allá de lo necesario para cubrir costos, conforme a la función que determina el precio óptimo de oferta.

Las ofertas de la Tabla 4-6 corresponden a la mínima oferta tal que la entrega de reservas no supone una pérdida respecto al caso de no entregarlas. Lo anterior, bajo el supuesto de que el generador es tomador de precios de energía, donde esos precios se estiman en base a los resultados del Caso II. Por lo tanto, el costo de oportunidad corresponde a la diferencia entre el precio de la energía y el costo variable. Sin embargo, para centrales con costo superior al marginal, se espera que operen a su mínimo, por lo que no comprometen su generación por dar reserva.

Central	Oferta Reserva [USD/MW]
Carbón	10
Carbón 2	5
GNL	0
Diésel	0
Diésel 2	0

Tabla 4-6 Ofertas en el Caso III

Cabe notar que las ofertas anteriores no necesariamente corresponden a un punto de equilibrio, sino que reflejan el mínimo precio de oferta tal que recuperan los costos de dar reservas.

En la Figura 4.3 se refleja el resultado de las ofertas en el despacho económico. No presenta diferencias respecto del Caso II. Sin embargo, en la Tabla 4-7 se evidencia que el jugador Carbón 2 logra recaudar tantos ingresos como si hubiese generado a su máximo nivel (Véase Tabla 2.2).

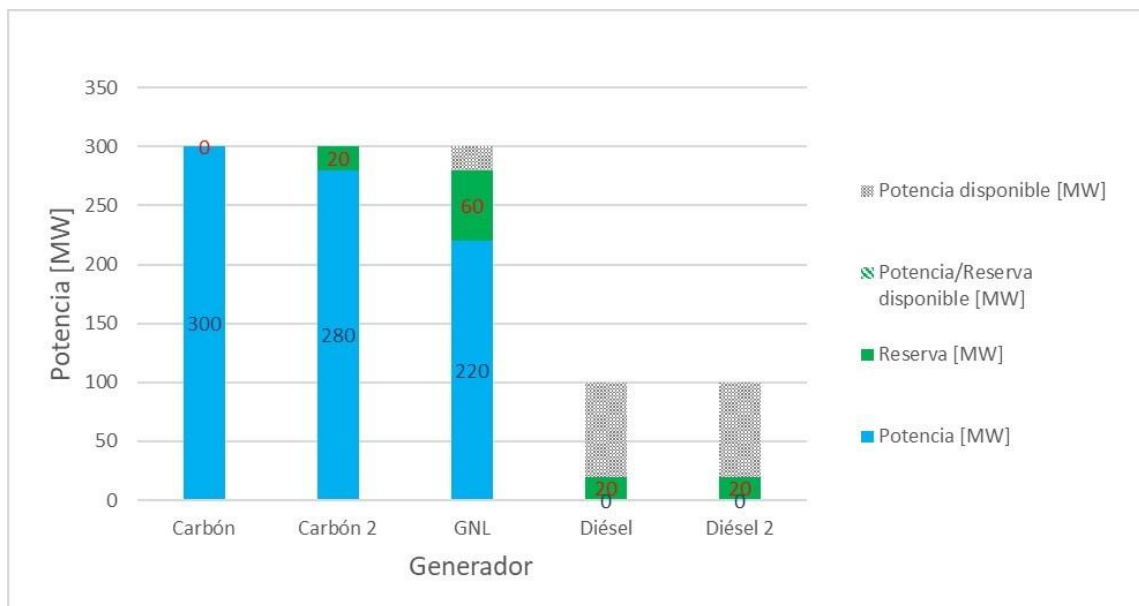


Figura 4.3 Gráfico de la asignación de energía y reservas en el Caso III

Central	Potencia [MW]	Reserva [MW]	Profit [USD]
Carbón	300	0	3000
Carbón 2	280	20	1500
GNL	220	60	0
Diésel	0	20	0
Diésel 2	0	20	0

Tabla 4-7 Despacho en el Caso III

Función objetivo	Costo marginal	Precio sombra
[USD]	[USD/MWh]	reserva [USD/MW]
35.700	50	10

Tabla 4-8 Costo y precios del Caso III

- **Competencia en subasta pay as bid**

Tal como se planteó en la revisión bibliográfica, en un esquema de subastas donde el pago se hace al mismo precio de oferta, la estrategia óptima es realizar un *bid* tal que se maximicen las ganancias, considerando las variables que resultan del despacho económico. Usando la función que se aproxima al precio óptimo de oferta, definida en la metodología, se generan las ofertas como

se muestra en la Tabla 4-9. Como insumo para la función de oferta óptima, se emplean los resultados del Caso III.

Central	Oferta Reserva [USD/MW]
Carbón	10
Carbón 2	5
GNL	9,9
Diésel	9,9
Diésel 2	9,9

Tabla 4-9 Ofertas en el Caso IV

En la Figura 4.4 se ve que el despacho económico que resulta es idéntico al de los dos casos anteriores. Por otra parte, en la Tabla 4-10 se ve que los agentes que aumentaron su *bid* mejoran considerablemente sus ingresos.

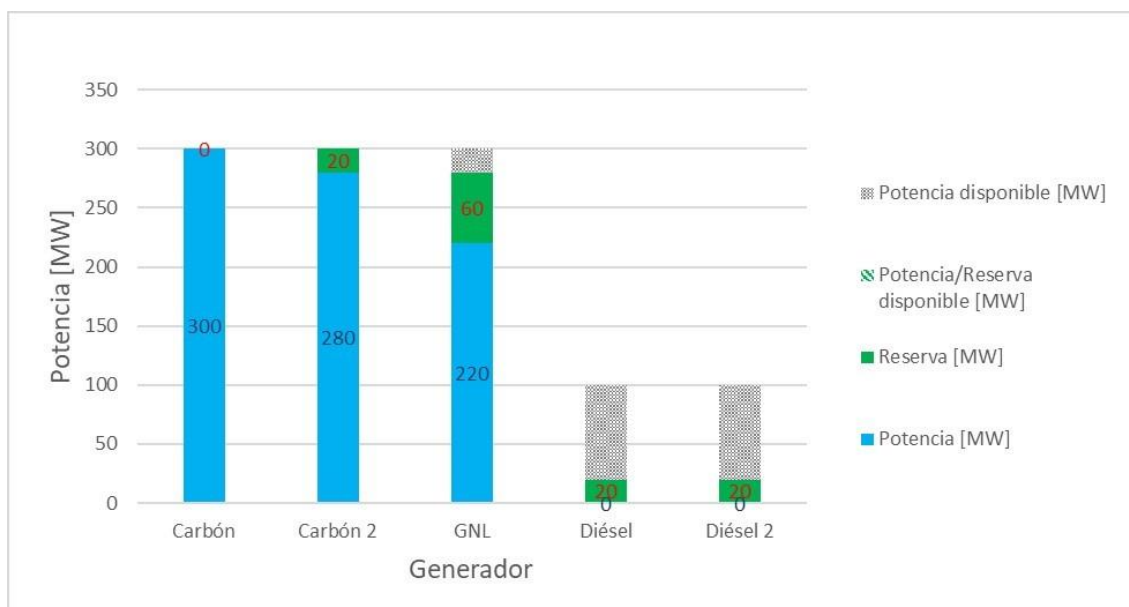


Figura 4.4 Gráfico de la asignación de energía y reservas en el Caso IV

Central	Potencia [MW]	Reserva [MW]	Profit [USD]
Carbón	300	0	3.000
Carbón 2	280	20	1.500
GNL	220	60	594
Diésel	0	20	198
Diésel 2	0	20	198

Tabla 4-10 Despacho en el Caso IV

Además, el precio sombra de la reserva no varía respecto del caso con ofertas a costo de oportunidad (Caso III), como se aprecia en la Tabla 4-8. Sin embargo, la función objetivo incrementa. El cambio que se produce es entonces un mayor pago a las unidades Diésel y Diésel 2 por el concepto de reservas.

A modo de ejemplificar la pérdida que significa ofertar erradamente en un sistema *pay-as-bid*, Se procede a perturbar el precio de oferta del generador Diésel 2, de manera que sobrepase al precio óptimo de oferta. Los datos ingresados se muestran en la Tabla 4-12.

Función objetivo	Costo marginal	Precio sombra
[USD]	[USD/MWh]	reserva [USD/MW]
36.690	50	10

Tabla 4-11 Costo y precios del Caso IV

Central	Oferta Reserva [USD/MW]
Carbón	10
Carbón 2	5
GNL	9,9
Diésel	9,9
Diésel 2	10,1

Tabla 4-12 Ofertas en el Caso V

Como efecto del incremento en la oferta del jugador Diésel, éste pierde su provisión de reserva, como se muestra en el gráfico de la Figura 4.5. De la Tabla 4-13 también se desprende que pierde el ingreso en su totalidad.

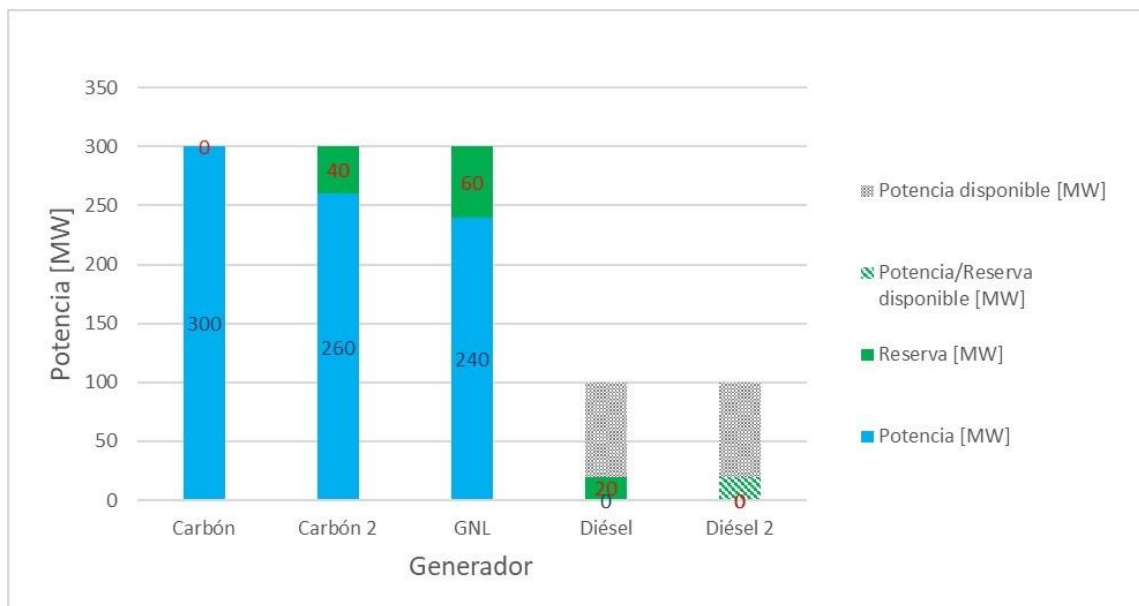


Figura 4.5 Gráfico de la asignación de energía y reservas en el Caso V

Central	Potencia [MW]	Reserva [MW]	Profit [USD]
Carbón	300	0	3030
Carbón 2	260	40	1526
GNL	240	60	618
Diésel	0	20	198
Diésel 2	0	0	0

Tabla 4-13 Despacho en el Caso V

En la Tabla 4-14 se evidencia que esta oferta afectó tanto el precio de la reserva como energía respecto de los casos anteriores.

Función objetivo	Costo marginal	Precio sombra
[USD]	[USD/MWh]	reserva [USD/MW]
36.692	50,1	10,1

Tabla 4-14 Costo y precios del Caso V

- **Sensibilidad de la unidad marginal en reservas**

Si bien, en el Caso IV se satisface que todos los actores hacen su ofertan aproximándose al precio de la reserva, cabe la posibilidad de que no todos los jugadores sean tomadores de precios. Es decir, puede que sean capaces de alterar el precio sin perder provisión de reserva.

Particularmente, los jugadores Carbón y Carbón 2, realizan sus *bids* a su costo de oportunidad en todos los casos anteriores.

Dado el análisis anterior, existe la posibilidad de que el jugador Carbón 2 aumente su *bid* sin perder la reserva adjudicada respecto del Caso IV. En el Caso V, se incrementa hasta aproximarse al precio que aparecería si el generador Carbón entregara reservas, como se muestra en la Tabla 4-15. El valor de oferta aumentada para Carbón 2 (14,9[USD/MW]) se obtiene usando la función de oferta óptima y otros supuestos³.

Central	Oferta Reserva [USD/MW]
Carbón	10
Carbón 2	14,9
GNL	9,9
Diésel	9,9
Diésel 2	9,9

Tabla 4-15 Ofertas en el Caso VI

En la Figura 4.6 Gráfico de la asignación de energía y reservas en el Caso VI se muestra que el despacho de energía y reservas no varía por la acción del generador Carbón 2, respecto del Caso IV. En la Tabla 4-16 se puede apreciar el efecto en los ingresos, que mejoran dado que obtiene una mayor remuneración por reservas. Adicionalmente, en la Tabla 4-17 se verifica que aumenta el precio de la reserva, siendo igual a la suma del costo de oportunidad y *bid* de Carbón 2.

En la Tabla 4-18 se muestran las ofertas en las cuales los generadores, aprovechando que Carbón 2 incrementó el precio de la reserva, aumentan su oferta evitando perder provisión. LO anterior, corresponde a la aplicación de la estrategia de oferta, tomando como insumo las variables de salida del Caso VI.

La competencia generada por el incremento del precio de reserva, como se ve en la Figura 4.7, mantiene el despacho, pero incrementa la ganancia de los jugadores como se en la Tabla 4-20. Adicionalmente, se verifica en la Tabla 4-17 que el precio de reserva no se altera respecto del Caso VI, dado que sigue marginando en reservas el jugador Carbón 2.

³ Cabe recordar que, tanto la función de oferta óptima, como los supuestos que permiten obtener la oferta aumentada, son información reservada de la empresa.

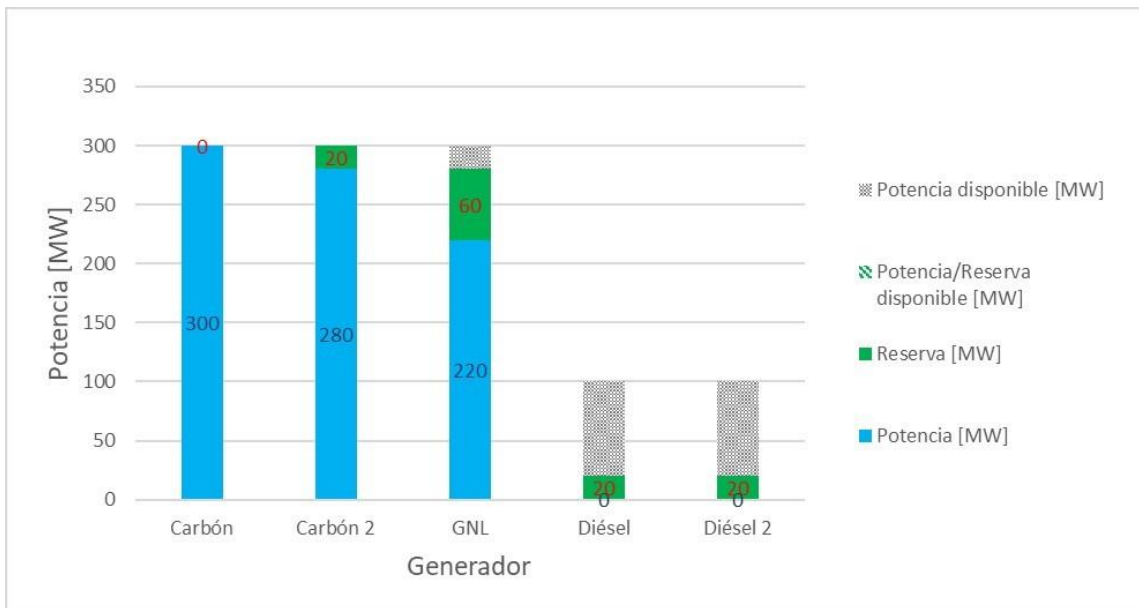


Figura 4.6 Gráfico de la asignación de energía y reservas en el Caso VI

Central	Potencia [MW]	Reserva [MW]	Profit [USD]
Carbón	300	0	3.000
Carbón 2	280	20	1.698
GNL	220	60	594
Diésel	0	20	198
Diésel 2	0	20	198

Tabla 4-16 Despacho en el Caso VI

Función objetivo	Costo marginal	Precio sombra
[USD]	[USD/MWh]	reserva [USD/MW]
36.888	50	19,9

Tabla 4-17 Costo y precios del Caso VI

Central	Oferta Reserva [USD/MW]
Carbón	10
Carbón 2	14,9
GNL	19,9
Diésel	19,9
Diésel 2	19,9

Tabla 4-18 Ofertas en el Caso VII

El Caso VIII muestra el efecto de que el jugador que marca el precio sombra de la reserva se apropie de una mayor provisión al disminuir su precio evitando ser el marginal, tal como aparece en la Tabla 4-21. Carbón 2 se aprovecha de que los demás actores intenten competir con él al ver que aumenta su precio de oferta al aproximarse al costo de Carbón 1.

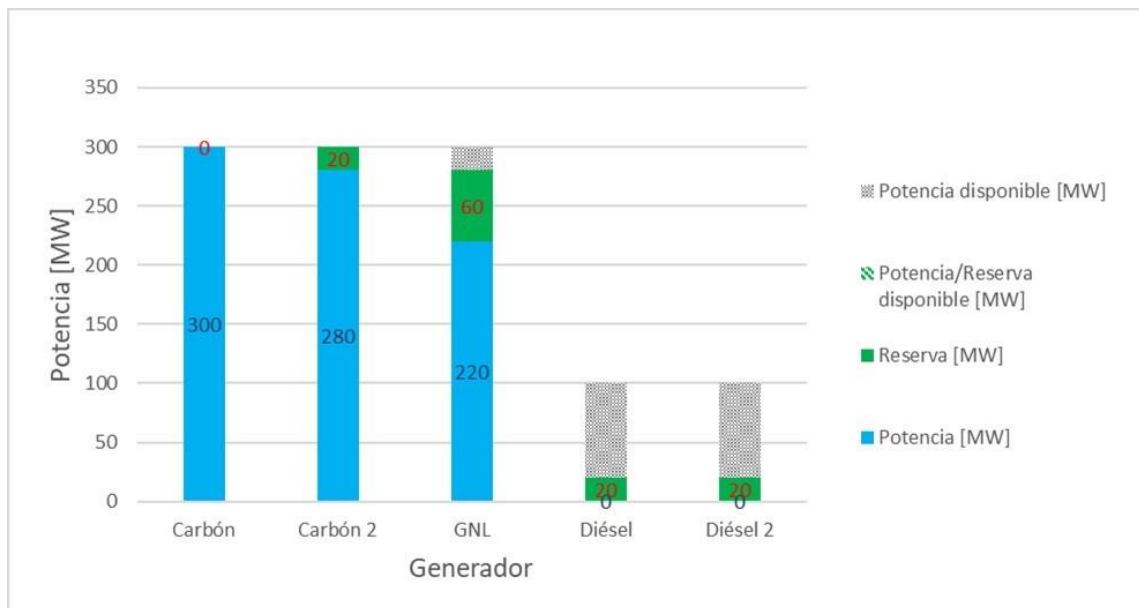


Figura 4.7 Gráfico de la asignación de energía y reservas en el Caso VII

Central	Potencia [MW]	Reserva [MW]	Profit [USD]
Carbón	300	0	3000
Carbón 2	280	20	1.698
GNL	220	60	1.188
Diésel	0	20	396
Diésel 2	0	20	396

Tabla 4-19 Despacho en el Caso VII

Función objetivo	Costo marginal	Precio sombra
[USD]	[USD/MWh]	reserva [USD/MW]
37.878	50	19,9

Tabla 4-20 Costo y precios del Caso VII

Central	Oferta Reserva [USD/MW]
Carbón	10
Carbón 2	14,7
GNL	19,8
Diésel	19,8
Diésel 2	19,8

Tabla 4-21 Ofertas en el Caso VIII

La Figura 4.8 evidencia que se modifica la asignación de energía reservas, logrando un cambio sustancial respecto del Caso VII. Como se aprecia en la Tabla 4-22, solo por reducir su precio de oferta en 0,2[USD/MW], se apropia de una provisión mayor de reservas, aumentando significativamente su ingreso, en comparación a los casos VI y VII.

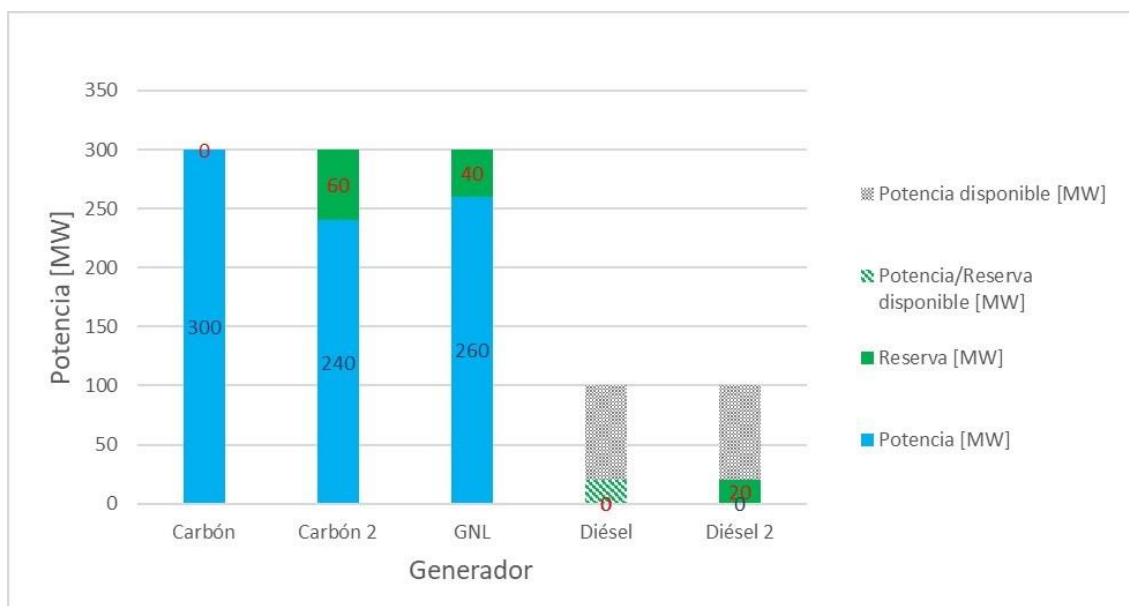


Figura 4.8 Gráfico de la asignación de energía y reservas en el Caso VIII

Central	Potencia [MW]	Reserva [MW]	Profit [USD]
Carbón	300	0	3.000
Carbón 2	240	60	2.082
GNL	260	40	792
Diésel	0	0	0
Diésel 2	0	20	396

Tabla 4-22 Despacho en el Caso VIII

Función objetivo	Costo marginal	Precio sombra
[USD]	[USD/MWh]	reserva [USD/MW]
36.890	50	20

Tabla 4-23 Costo y precios del Caso VIII

4.1.3. Discusión del modelo reducido de competencia

Mediante un pequeño sistema de cinco generadores, se verifica que la competencia por reserva permite que los actores obtengan un ingreso adicional, compensando eventuales costos por dejar de generar a expensas de la entrega del servicio complementario. Además, los actores que no enfrentaban costos por entregar reservas al sistema logran una importante remuneración, incluso con una estrategia de competencia moderada.

Destaca la efectividad del uso de ofertas que no corresponden a los precios óptimos a fin de generar valores tentativos. Lo anterior se justifica por la utilidad que tiene el caso sin ofertas para

pronosticar los precios de energía, que a su vez entrega información valiosa sobre los costos de las reservas para cada competidor. Una vez que se tiene información suficiente, la función de oferta óptima es capaz de entregar resultados aproximados del equilibrio de ofertas, justificando el uso de varias iteraciones del despacho económico.

Se establece además la dificultad para encontrar puntos de equilibrio competitivo, dado que, en todos los casos, para al menos un actor, existe un incentivo por modificar la oferta. Sin embargo, se establecen bandas de precio tentativas, que corresponden a la suma del precio que se observa por la oferta mínima que haría el agente que marca el precio sombra de la reserva y su respectivo costo de oportunidad. Dado que el costo de oportunidad del jugador mencionado anteriormente coincide con su piso de oferta, se espera que el precio de la reserva posterior a la oferta ascienda a al menos el doble del observado con una instrucción directa (equivalente al caso con ofertas nulas).

Otro punto notable es que el despacho tiende a parecerse al de instrucción directa cuando los agentes ofertan a un precio en torno a la banda razonable, salvo en los casos que algún jugador falle y ofrezca un precio superior al que le permita mantener su provisión de reservas.

El despacho antes de oferta entrega un pronóstico del precio de despeje de la subasta, debido a que permite conocer el mayor costo de oportunidad entre las unidades que entregan reservas. A grandes rasgos, existe una "lista de mérito en la reserva", donde las unidades que enfrentan menores costos de oportunidad son las primeras en adjudicarse dichos servicios.

A grandes rasgos, se tiene una estrategia similar a la sugerida por la literatura para mercados *pay as bid*, consistente en ofertar al máximo precio sin perder la adjudicación del producto ofrecido. Por lo tanto, es de esperar que los precios sean mayores a medida que las unidades con mayor costo de oportunidad se adjudiquen reservas, incrementándose notoriamente la renta de las unidades que ven menores costos por entregar los SSCC.

Capítulo 5: Implementación y validación en modelo del SEN

5.1. Descripción del caso

El modelo en el cual se prueba la estrategia planteada se basa en la programación diaria del CEN, que empezó el 9 de enero de 2020. El horizonte considerado es de una semana, durante la cual se permite en todo momento realizar ofertas a los agentes.

Se considera un total de 10 iteraciones por escenario. Si bien, es posible que con una mayor cantidad se obtengan mejores aproximaciones, se define en base al tiempo estimado que se dispone para realizar la simulación, considerando los tiempos que se disponen en la empresa Colbún S.A. y a las primeras observaciones del desempeño de las simulaciones.

Para simplificar el modelo, se calculan los ingresos como un sistema *pay as bid* con pagos por disponibilidad. Si bien, la remuneración para las reservas de bajada se calcula en base a las activaciones [17], se puede realizar un ajuste posterior según las probabilidades de que se ejecuten las acciones de control. Adicionalmente, la cantidad ofertada por cada servicio es la total, debido a que en el año 2020 no se permita ofertar una fracción del recurso disponible [24]. La otra alternativa es no ofertar, pero en este caso se considera que todos los agentes ofertan, por lo que los agentes que no les conviene adjudicarse un servicio dados los precios observados se blindan mediante ofertas a alto precio.

Los únicos costos que se consideran son los ligados a la disponibilidad del servicio, que corresponden a los costos de oportunidad ligados a las variaciones de generación respecto al caso en el cual no estuviesen prestando el servicio.

5.2. Estrategia iterativa

Para el caso base, se considera como señal de precio los costos de oportunidad ligados a proveer los servicios. Por otra parte, el segundo caso de estudio añade otros costos en los parámetros para la toma de decisiones de los actores. Para todos los servicios subastados, se añade el costo de desgaste de máquinas, en base al valor sugerido por la CNE en el decreto de precios máximos de oferta.

Adicionalmente, para las reservas de bajada, se suma el costo ligado a la activación de los servicios, basado en las probabilidades de la disposición transitoria del decreto de precios máximos. Es decir, se calcula el costo esperado por disminuir la generación al requerirse la ejecución del servicio adjudicado.

5.3. Resultados del caso base

5.3.1. Convergencia

A fin de verificar que los resultados de las iteraciones tienden a estabilizarse conforme se realizan las iteraciones, se propone el precio de despeje de las reservas como variable a observar. Dicha elección se justifica por la relevancia que tiene para los agentes al momento de realizar sus ofertas, dado que la decisión óptima depende de la adecuada predicción de dicho resultado.

- **Precio del CSF**

En la Figura 5.1 se grafica la evolución de los precios de las reservas secundarias de bajada y subida que resultan de cada iteración. Con el fin de simplificar la visualización, el gráfico muestra la media aritmética de los precios registrados durante la semana para los bloques horarios de oferta.

Los precios de la reserva de bajada son significativamente menores a los de subida. En la mayoría de los casos, el precio en la primera iteración del CSF de bajada es muy cercano a cero. Esto es un indicio de que las centrales otorgan el servicio tienen costos de oportunidad casi nulos.

- **Precio del CTF**

Análogamente al CSF, se grafica en la Figura 5.2 los precios que alcanzó la reserva terciaria durante el proceso iterativo.



Figura 5.1 Evolución del precio promedio de la reserva secundaria por iteración y bloque

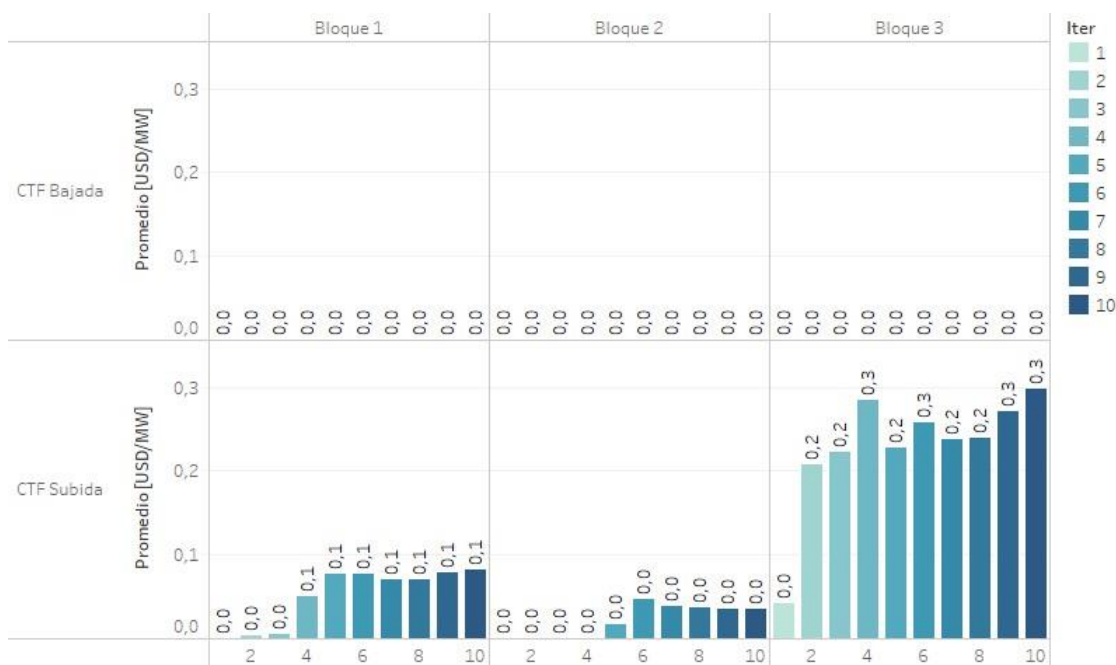


Figura 5.2 Evolución del precio promedio de la reserva terciaria por iteración y bloque

Los precios promedio del CTF de bajada son prácticamente nulos, mientras que los de subida alcanzan mayores valores en el tercer bloque. Sin embargo, los valores alcanzados son inferiores por al menos un orden de magnitud que los de control secundario.

Se observa también que existe una tendencia para el CTF de subida a estabilizarse. Los valores de la primera iteración son muy cercanos a cero.

La razón de que los precios sean inferiores puede estar relacionada a la mayor disponibilidad del servicio en el sistema, permitiendo que la provisión de reservas no genere pérdidas significativas a los actores por tener disponible el servicio. Es decir, el parque generador dispone de más centrales en torno a los rangos de precios idóneas para disponibilidad servicios de control de frecuencia. Además, cabe la posibilidad de que la reserva terciaria de subida se realice en frío.

5.3.2. Adjudicación de reservas

En esta sección se presentan las provisiones totales de reservas a lo largo de la última iteración realizada. En primer lugar, se clasifican las centrales por la empresa propietaria, de manera que se visualice la concentración de este mercado y cuáles son las principales empresas que dan el servicio.

Posteriormente, se cambiará el criterio de agrupación de las centrales por la tecnología de cada una de ellas, con el fin de verificar cuales son las instalaciones óptimas para cada reserva.

- **Por empresa**

En la Figura 5.3 se aprecia la proporción de la reserva secundaria de bajada entre las empresas de generación, mientras que en la Figura 5.4 se muestra el gráfico para el CSF de subida.

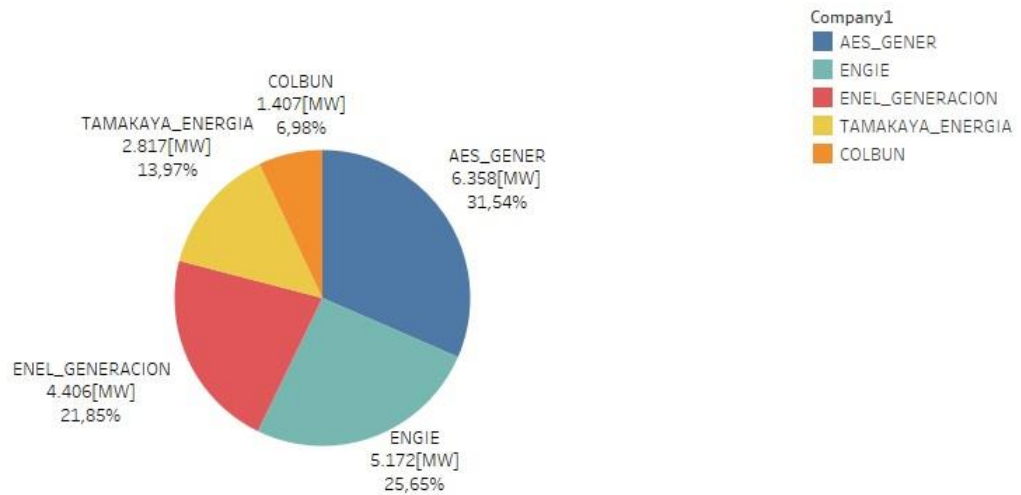


Figura 5.3 Provisión de CSF de bajada por empresa

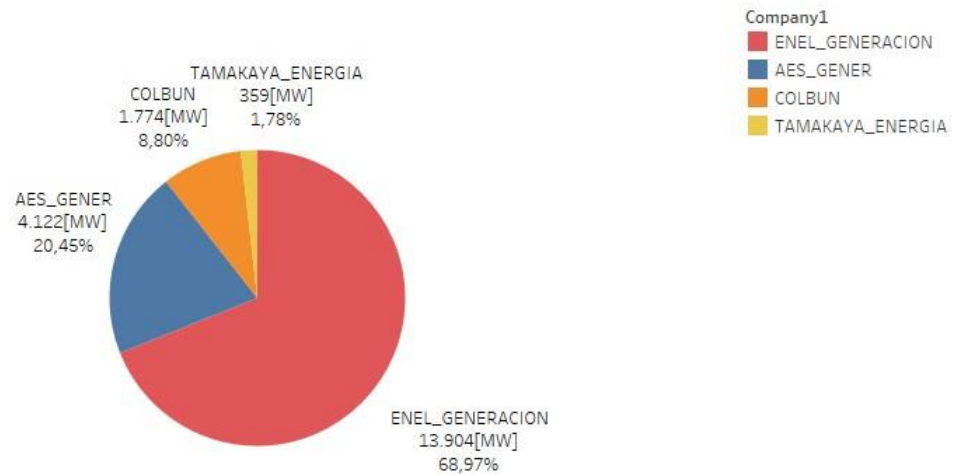


Figura 5.4 Provisión de CSF de subida por empresa

Dos empresas concentran la mitad de la adjudicación de CSF de bajada (AES Gener y Engie). Colbún provee aproximadamente un 7% de dicho servicio. Por otra parte, la reserva de subida es entregada en casi un 70% por una sola empresa (Enel Generación), mientras que Colbún entrega un 9% del total.

En cuanto a la reserva terciaria, en las Figura 5.5 y Figura 5.6 se describe la provisión del CTF de bajada u subida respectivamente.

En ambas reservas terciarias, Colbún se adjudica una mayor proporción de los servicios comparado con el caso del CSF. En particular, para el CTF de subida Colbún entrega más de la mitad del total, totalizando un 97% junto con Enel.

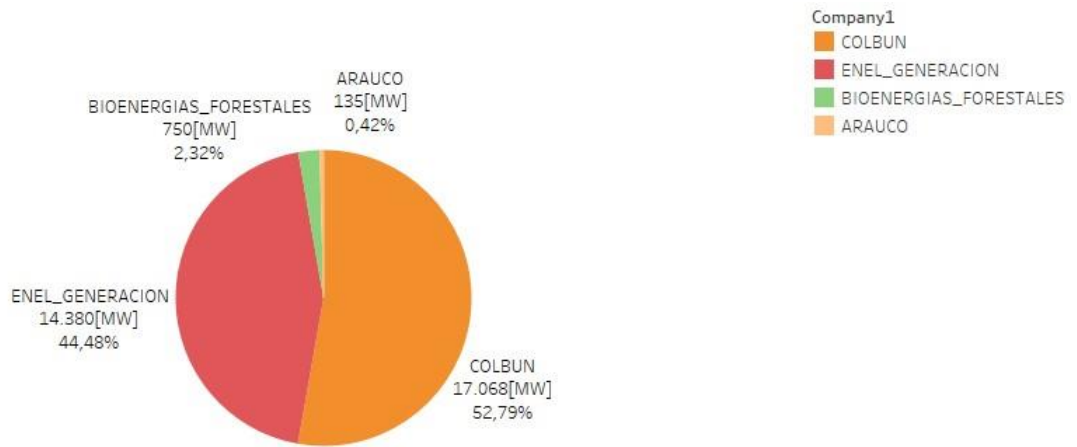


Figura 5.5 Provisión de CTF de subida por empresa

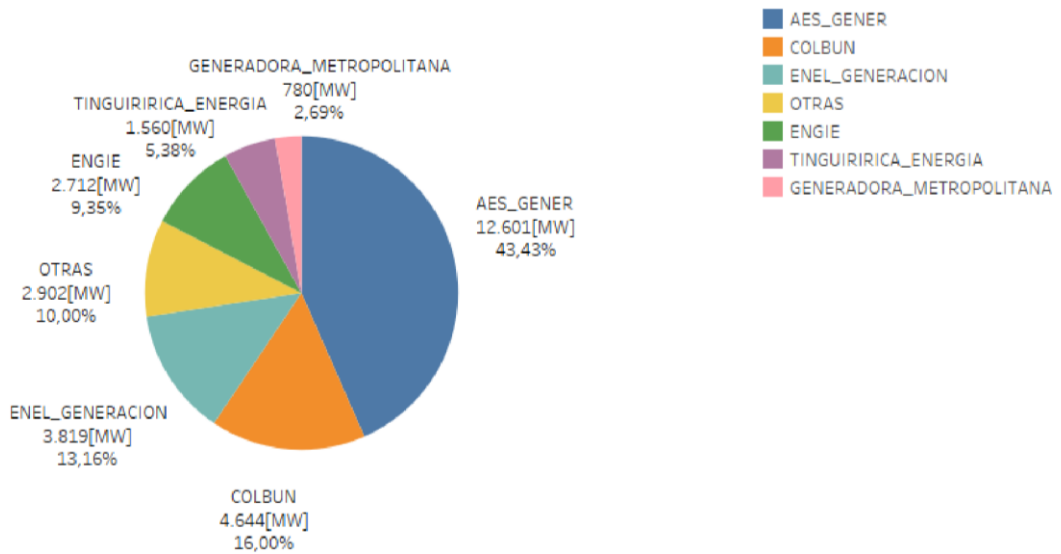


Figura 5.6 Provisión de CTF de bajada por empresa

▪ **Por tecnología**

La clasificación de la provisión de CSF de bajada y subida se encuentra en las Figura 5.7 y Figura 5.8 respectivamente.

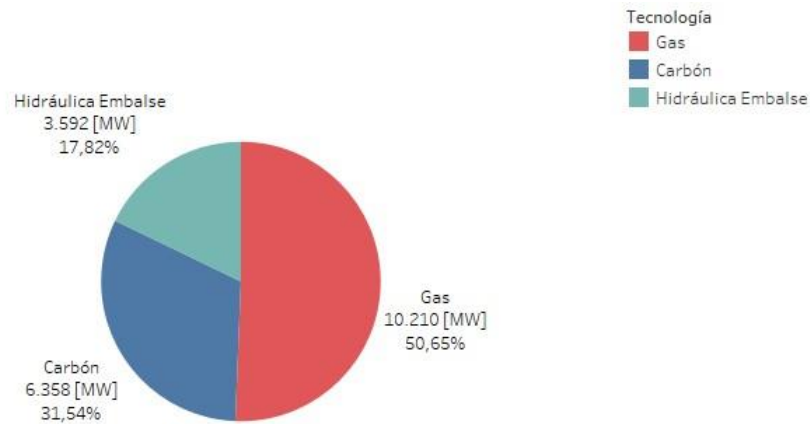


Figura 5.7 Provisión de CSF de bajada por tecnología

La reserva secundaria de bajada perteneciente al control secundario es más de un 80% térmica, liderando el gas con aproximadamente la mitad de la provisión. Por el contrario, en la adjudicación del CSF de subida predominan las centrales hidroeléctricas de embalse con casi un 70% del total, relegando a las unidades térmicas de carbón y gas al 30% restante.

Para las reservas pertenecientes al CTF, en la Figura 5.9 se muestra la caracterización tecnológica de la reserva de bajada y en la Figura 5.10 el mismo gráfico para la de subida.

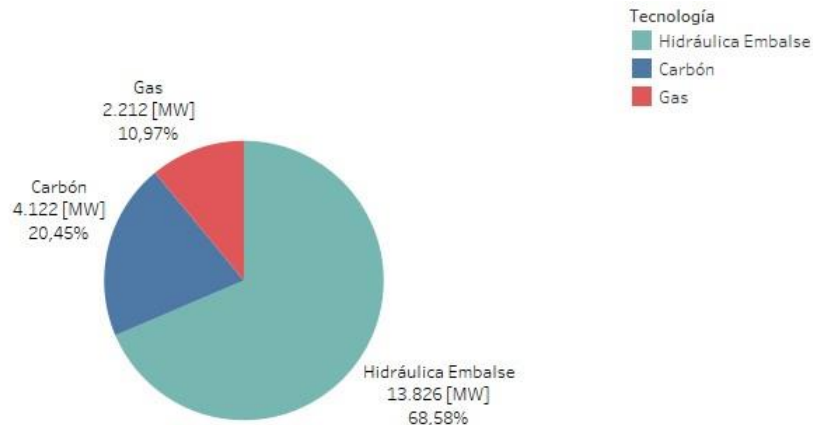


Figura 5.8 Provisión de CSF de subida por tecnología

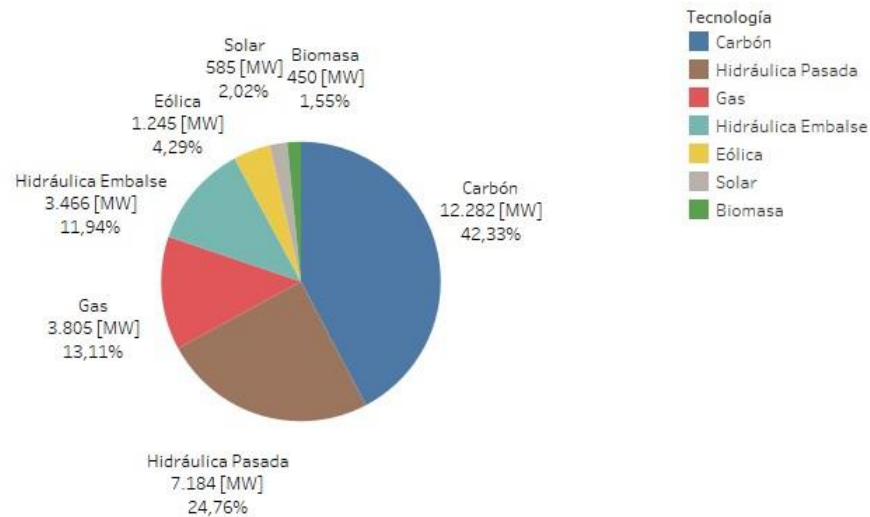


Figura 5.9 Provisión de CTF de bajada por tecnología

El espectro de unidades generadoras que suple los requerimientos de CTF de bajada es amplio, abarcando térmicas a carbón y gas, hidráulicas de embalse, centrales de pasada, eólicas y solares. En contraste, la reserva terciaria es provista casi en su totalidad por centrales de embalse.

Los requerimientos para entregar reserva terciaria son menores a la secundaria. Por dicho motivo, las centrales que disponen de dicho servicio son variadas, en particular la de bajada, donde se incluye a las EFV y centrales de pasada. Dado que estas tecnologías son de bajo costo, tienden a ser despachadas, por lo que representan una alta cantidad de reserva de bajada disponible.

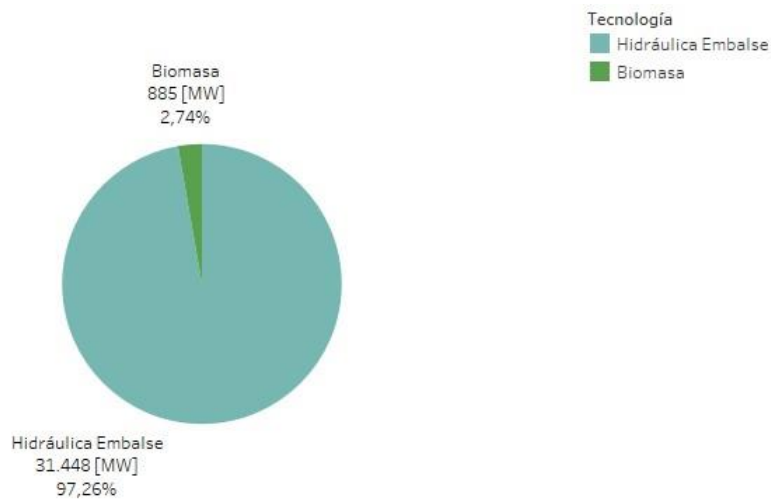


Figura 5.10 Provisión de CTF de subida por tecnología

En cuanto a la reserva terciaria de subida, cabe notar que esta puede ser provista en frío, concentrándose dicha capacidad principalmente en los embalses. Para el sistema resultará conveniente dejar centrales de embalse en frío cuando el agua tenga alto valor sombra, ya que se dispone reserva de subida sin incurrir en costos por operar a mínimo técnico.

5.3.3. Ganancias por subastas

A fin de estudiar los balances económicos del mercado de subastas de SSCC, se determina el total de ingresos por empresa. Dado que el mercado es *pay as bid*, los ingresos se calculan como la suma de los productos de las cantidades adjudicadas por el *bid* respectivo.

- **Reserva secundaria**

En las Figura 5.11 y Figura 5.12 se grafican las ganancias por empresa del CSF de bajada y subida respectivamente.

Las ganancias asociadas a la reserva secundaria de subida son significativamente mayores a las de bajada, lo que concuerda con los precios observados en la Figura 5.1. En ambos productos, Colbún posee una pequeña parte de las ganancias totales en relación con las empresas principales.

- **Reserva terciaria**

No se registraron ganancias asociadas al CTF de bajada. Esto sucede porque la reserva puede ser provista por unidades que no tienen costos de oportunidad por entregar el servicio, en consecuencia, no aparece un valor sombra.

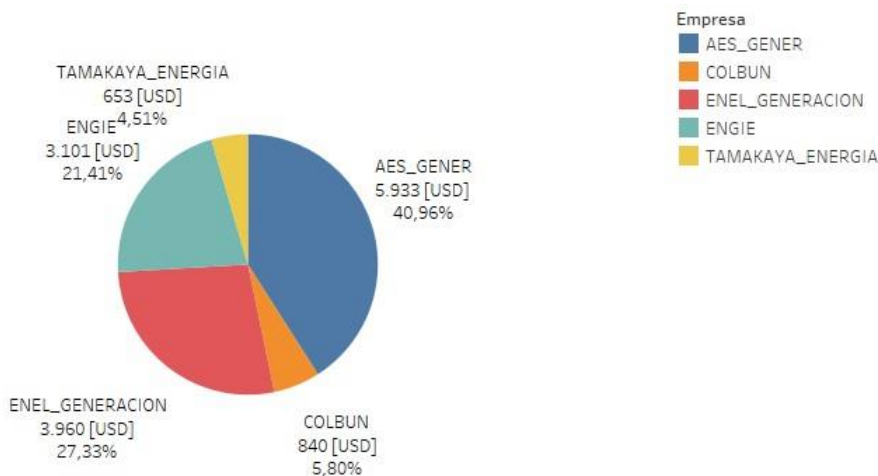


Figura 5.11 Ganancias por el CSF de bajada

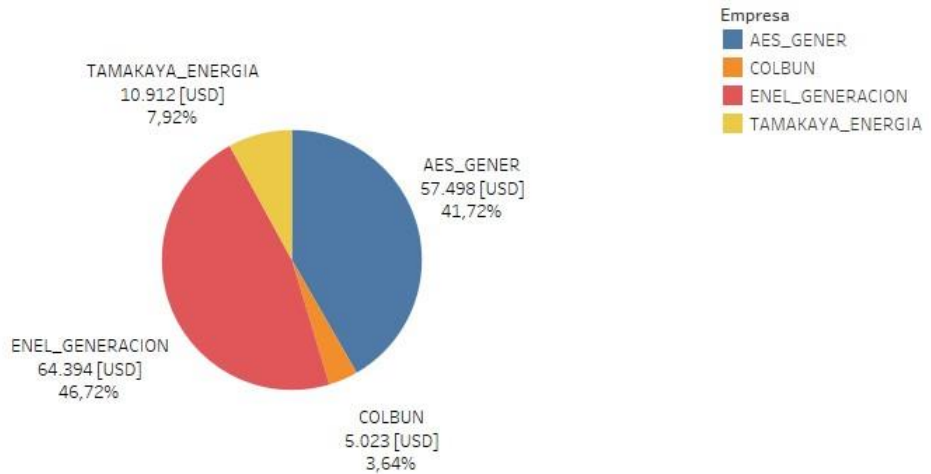


Figura 5.12 Ganancias por el CSF de subida

Para la reserva terciaria de subida, en la Figura 5.12 Ganancias por el CSF de subida se aprecian los ingresos por empresa. Los ingresos que genera el CTF son mucho menores que los de la reserva secundaria. Cómo se puede ver en la Figura 3.2, los precios de la reserva terciaria alcanzan valores bajos en comparación a los del CSF.

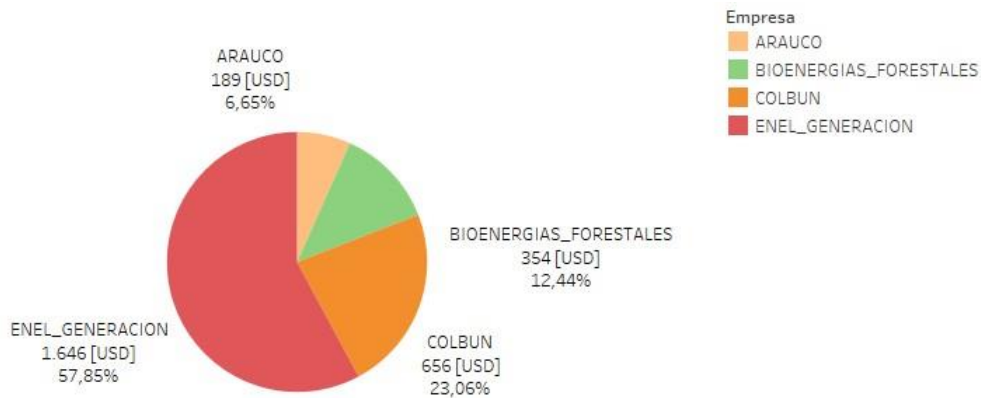


Figura 5.13 Ganancias por el CTF de subida

5.3.4. Comparación con mecanismo de instrucción directa

A fin de evaluar la efectividad de las ofertas realizadas, se comparan los ingresos provenientes de las subastas de SSCC con los pagos que se hubiesen recibido si el precio de pago fuera igual al costo de oportunidad, de manera similar a la instrucción directa. El análisis se

limita a las reservas de subida.

5.4. Comparación ganancias por subastas y costos de oportunidad

- ***Control secundario***

Para las empresas que obtuvieron ingresos por CSF de subida, en la Figura 5.14 se muestran los ingresos percibidos junto a la suma de los pagos por dicha reserva a costo de oportunidad.

Las empresas, a excepción de Tamakaya Energía, perciben ingresos superiores a los que hubiesen tenido mediante un mecanismo de instrucción directa a costo de oportunidad. Es decir, los agentes se adjudican las ofertas con una estrategia que les permite cubrir sus costos y eventualmente obtener ingresos superiores.

- ***Control terciario***

Análogamente, se realiza la misma evaluación con los ingresos de las subastas del CTF. El resultado se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Nuevamente, se verifica que las empresas obtienen ganancias superiores a sus costos por brindar reservas. Incluso dos de ellas, como Colbún, no registraron costos de oportunidad por entregar CTF de subida.

Dado lo anterior, se puede afirmar que, aprovechando que surgen precios de reserva, los actores que incurren en menores costos pueden ofertar a precios altos sin perder la adjudicación, siempre y cuando sean capaces de anticiparse a los precios de la reserva de manera corista.

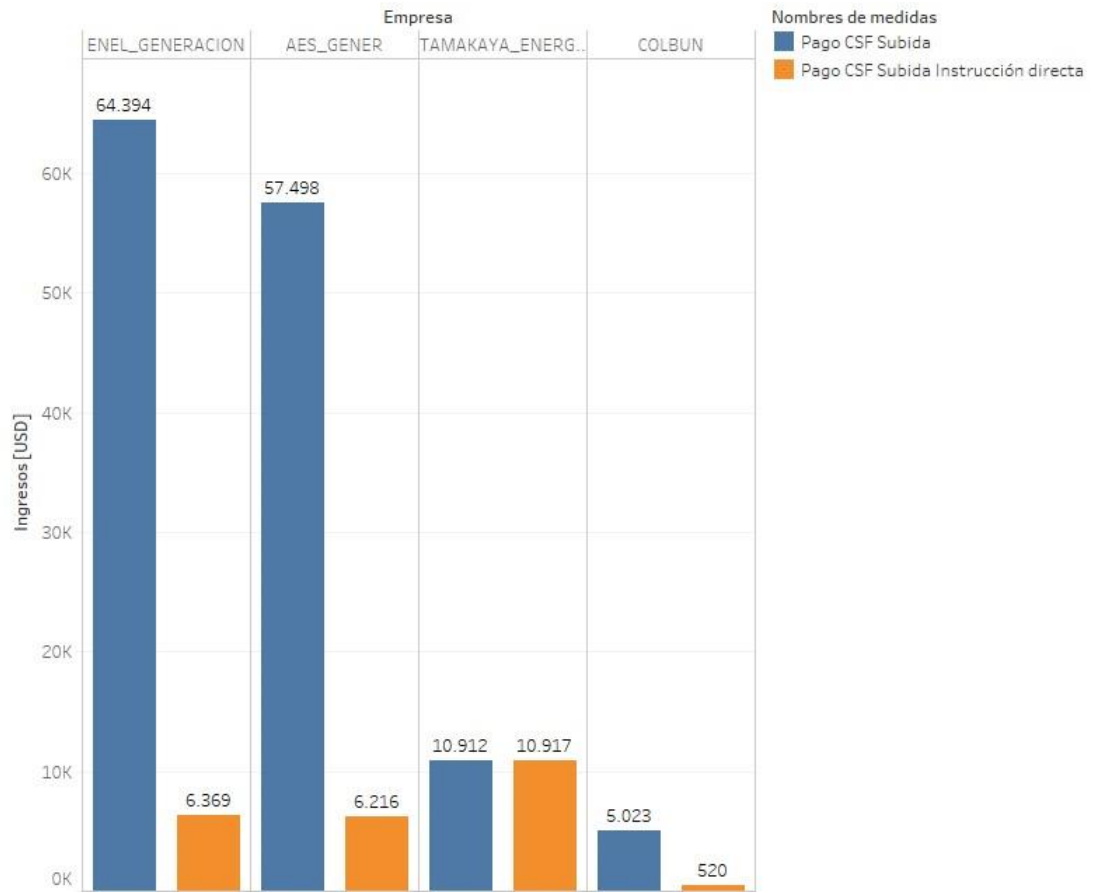


Figura 5.14 Comparación ganancias por subastas y a costo de oportunidad (CSF)

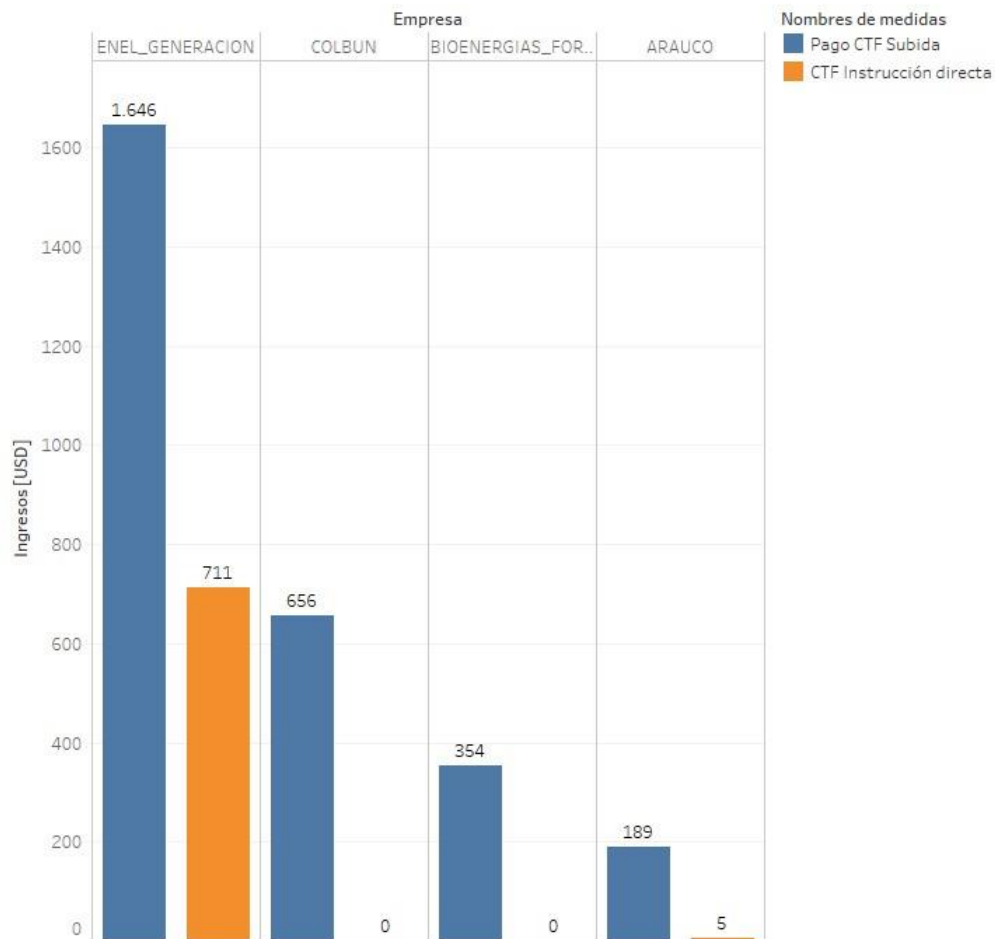


Figura 5.15 Comparación ganancias por subastas y a costo de oportunidad (CTF)

5.4.1. Discusión final del caso base

Los ingresos reales que tuvo cada empresa, en comparación a los que hubiese obtenido si solo se le hubiese pagado el costo de oportunidad, son considerablemente mayores.

Dado que en las reservas de bajada los precios son bajos, se hace pertinente considerar otros aspectos que las empresas podrían tomar al momento de hacer sus ofertas. En los siguientes resultados, se muestra un nuevo caso donde se modelan más componentes de costo en las ofertas por SSCC

5.5. Resultados caso con señales de precio adicionales

5.5.1. Descripción

Este caso, a diferencia del anterior, añade otros costos por la provisión de los SSCC que consideran los oferentes al momento de definir sus precios. Estos son los costos por desgaste de máquinas, con un valor de 6[USD/MW] para el CSF y 4 [USD/MW] para el CTF. Además, para las reservas de bajada, se incorpora el costo esperado de activación, usando una probabilidad de 0,3 para la

reserva secundaria de bajada y 0,1 para la terciaria de bajada. Los valores anteriores son los sugeridos por el informe de precios máximos de la CNE. La estrategia que emplean los agentes para aumentar sus ganancias si el precio de la reserva lo permite se mantiene respecto del caso anterior [18].

5.5.2. Convergencia

Al igual que el caso base del SEN, se desea estudiar la evolución del precio de la reserva en cada iteración.

- **Precio del CSF**

En la Figura 5.16 se muestran los resultados para los precios de la reserva secundaria.

Si bien, los precios de la reserva de bajada siguen siendo inferiores a los de subida, los rangos de valores son similares entre ambas. Se verifica entonces que el añadir los costos de desgaste

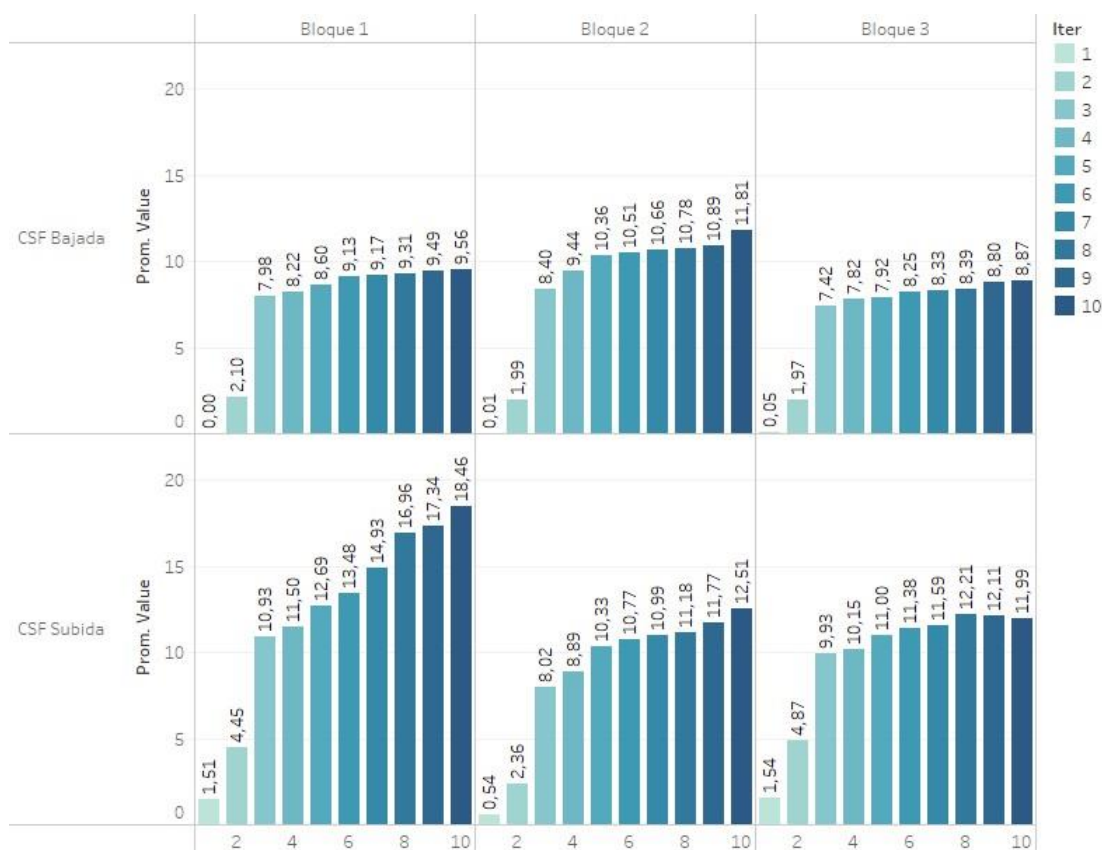


Figura 5.16 Evolución del precio promedio de la reserva secundaria por iteración y bloque

- **Precio del CTF**

Siguiendo la misma línea, los precios de las reservas terciarias se muestran en la Figura 5.17.

Se puede notar que los precios son bastante similares a los de desgaste de máquinas. Esto indica que los costos de oportunidad por disponibilidad los costos de activación son reducidos. Como se mencionó en los supuestos de las estrategias de oferta, la probabilidad de activación considerada para el CTF es menor, además de que hay más centrales que pueden entregar esta reserva. Lo anterior implica que es más fácil que haya unidades con costos similares al marginal de energía, por lo que ven bajos costos de oportunidad activación.

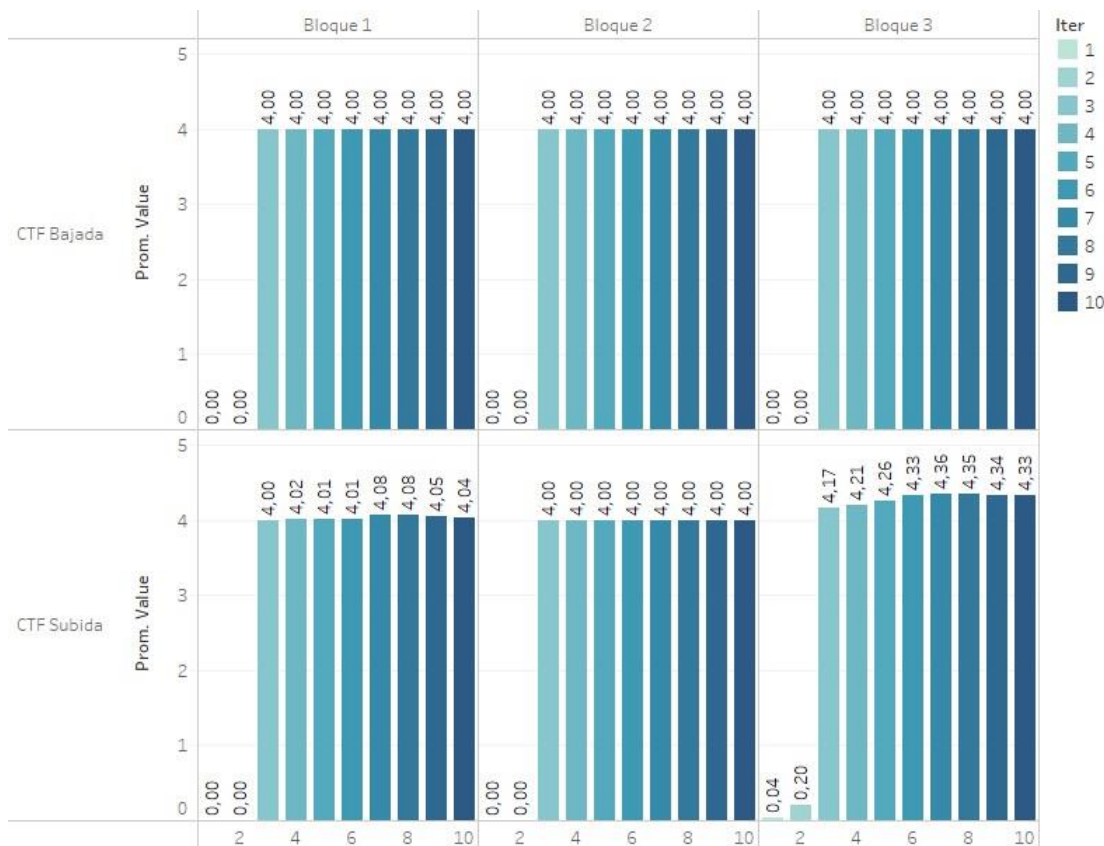


Figura 5.17 Evolución del precio promedio de la reserva terciaria por iteración y bloque

5.5.3. Adjudicación de reservas

▪ Por empresa

En las Figura 5.18 y Figura 5.19 se muestra la distribución por empresa de la provisión de reserva secundaria de bajada y subida respectivamente.

Para ambos productos, el mercado se encuentra concentrado, dado que dos empresas se adjudican más del 80% de cada uno. Colbún, por su parte, solo provee aproximadamente un 12% del CSF de bajada y un 5% de subida.

En cuanto a la reserva terciaria, en las Figura 5.20 y Figura 5.21 se aprecian las cantidades que proveen las firmas.

Al igual que la reserva secundaria, el CTF se encuentra altamente concentrado, dado que Enel Generación y Colbún concentran más del 85% de la reserva de bajada y un 95% de la reserva de subida.

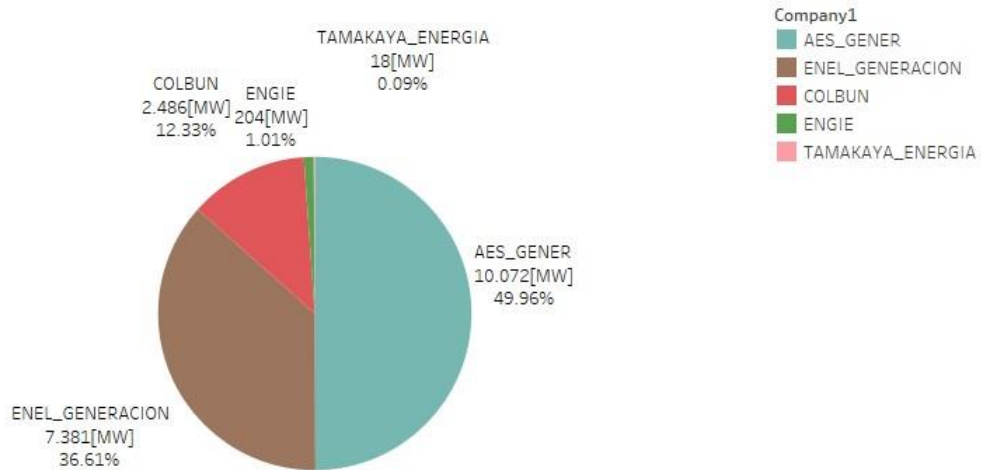


Figura 5.18 Provisión de CSF de bajada por empresa

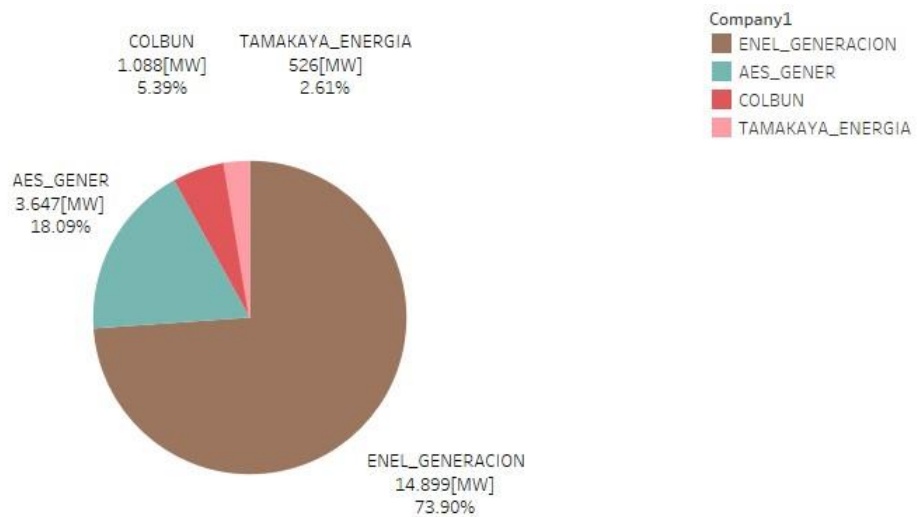


Figura 5.19 Provisión de CSF de subida por empresa

▪ **Por tecnología**

En las Figura 5.22 y Figura 5.23 se detalla la tecnología de las centrales que entregan la reserva secundaria.

En el CSF de bajada, el protagonismo lo tienen las centrales térmicas de carbón y gas, con más de dos tercios del total, mientras que el resto es cubierto con centrales de embalse. Por el contrario, en la reserva secundaria de bajada, las centrales hidroeléctricas de embalse

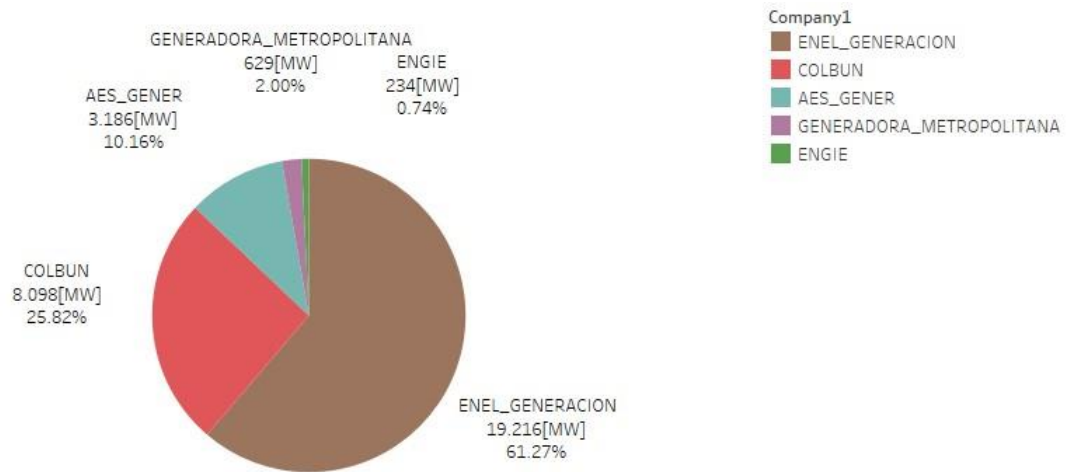


Figura 5.20 Provisión de CTF de bajada por empresa

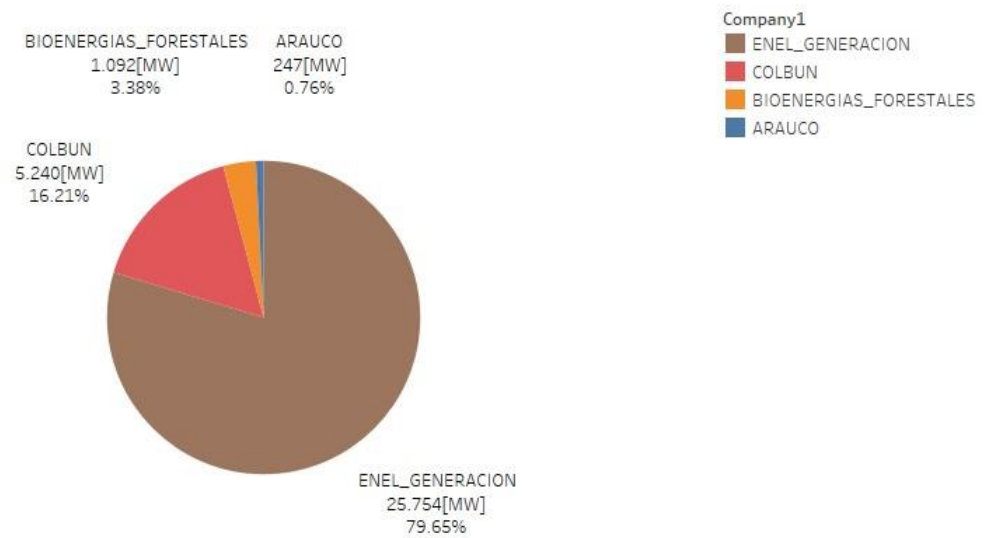


Figura 5.21 Provisión de CTF de subida por empresa

se llevan más de dos tercios de las adjudicaciones, mientras que las térmicas de carbón y gas suplen la reserva restante.

Por otra parte, no se ven variaciones importantes respecto del caso que no consideraba desgastes ni activación de la bajada (ver en la Figura 5.7 y Figura 5.8). Sin embargo, para la reserva de bajada, las proporciones entre centrales térmicas se invierten, ya que en el caso anterior el gas representaba la mitad de la provisión, mientras que en la Figura 5.22 se lo lleva el carbón. Lo anterior puede ser atribuible a que la señal de precio de la activación, ya

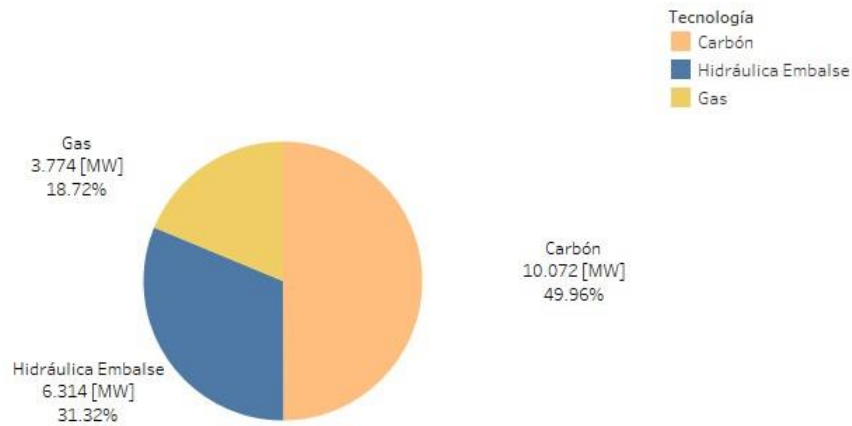


Figura 5.22 Provisión de CSF de bajada por tecnología

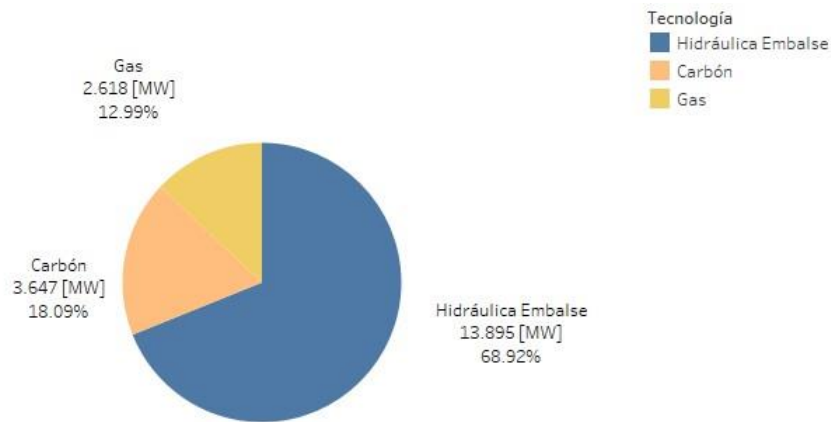


Figura 5.23 Provisión de CSF de subida por tecnología

que favorece a las centrales cuyos costos variables son más cercanos al marginal de energía.

En las Figura 5.24 y Figura 5.25 se detalla distribución tecnológica de las centrales que participan del CTF.

Tanto para la reserva terciaria de subida como la de bajada, el predominio de las centrales de embalse es claro. El contraste con el caso base para el CTF de bajada es visible ya que anteriormente había una gran variedad de tipos de centrales (ver Figura 5.9). La señal de los costos esperados por activación del servicio hace que a las centrales de bajo costo aumenten su piso de oferta, al ver mermados sus ingresos considerablemente si disminuyen su generación.

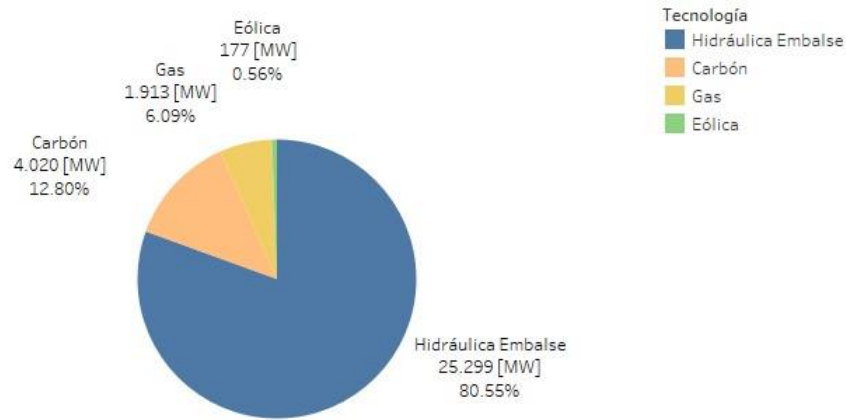


Figura 5.24 Provisión de CSF de subida por tecnología

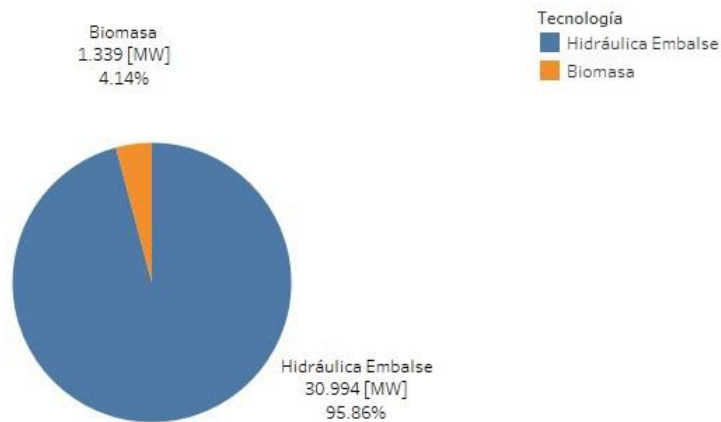


Figura 5.25 Provisión de CTF de subida por tecnología

Por otra parte, la reserva terciaria de subida permanece abastecida casi en su totalidad por hidráulicas de embalse. La alta disponibilidad para entregar CTF de subida, además de la posibilidad de ser entregada en frío, favorecen a las centrales mencionadas anteriormente.

5.5.4. Ganancias por subastas

Las ganancias por empresa ligadas a las subastas de CSF de bajada y subida se encuentran en las Figura 5.26 y Figura 5.27, en ese mismo orden.

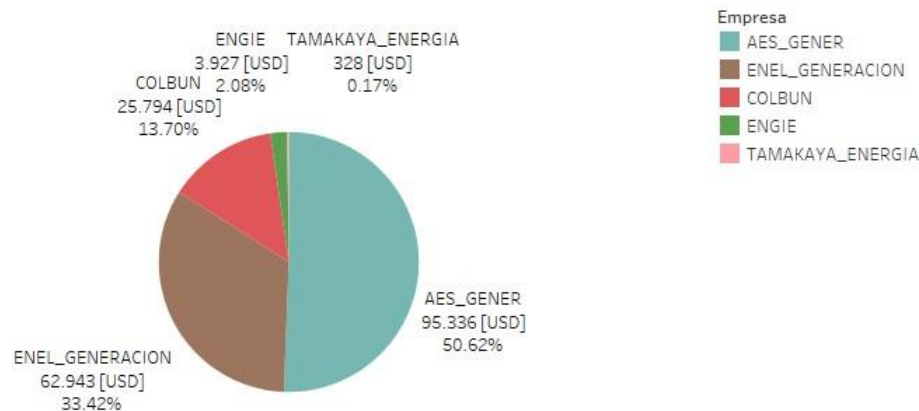


Figura 5.26 Ganancias por el CSF de bajada

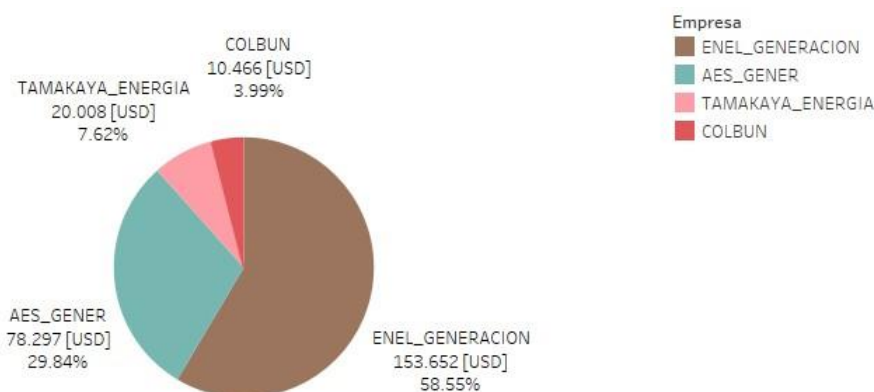


Figura 5.27 Ganancias por el CSF de subida

- **Reserva secundaria**

Para cada uno de servicios de la categoría CSF, más de la mitad de los ingresos se concentra en una sola firma.

Los ingresos por empresa son superiores a los del caso base, para ambas subcategorías de servicios. Colbún incrementa su proporción respecto al total de las ganancias, mientras que Engie deja de ser un actor relevante en la reserva de bajada. Dado que, en el presente escenario, Engie tiene centrales térmicas a gas declaradas como inflexibles, se tendrá un alto costo por activación de la reserva de bajada, desincentivando su provisión al incrementarse su piso de oferta.

- **Reserva terciaria**

Para los servicios pertenecientes a la categoría CTF, en las Figura 5.28 y Figura 5.29 se muestran las ganancias por empresa.

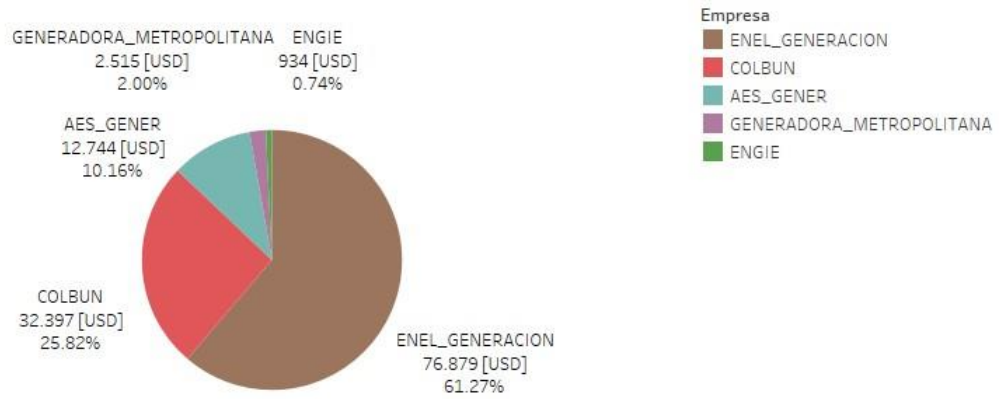


Figura 5.28 Ganancias por el CTF de bajada

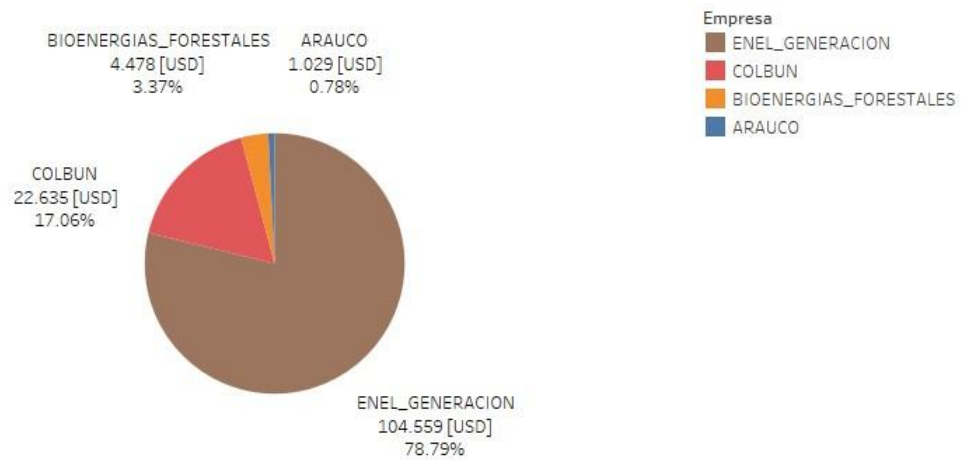


Figura 5.29 Ganancias por el CTF de subida

Enel Generación concentra gran parte de ambos productos, mientras que Colbún se ubica en segundo lugar en los dos casos. son entonces mercados altamente concentrados.

5.5.5. Análisis de las reservas adjudicadas

Para tener una visión general del resultado de las subastas, se grafican los pares precio-cantidad de las reservas adjudicadas durante el horizonte simulado

- **CSF de bajada**

En la Figura 5.30 se muestra un gráfico de la adjudicación de la reserva secundaria de bajada.

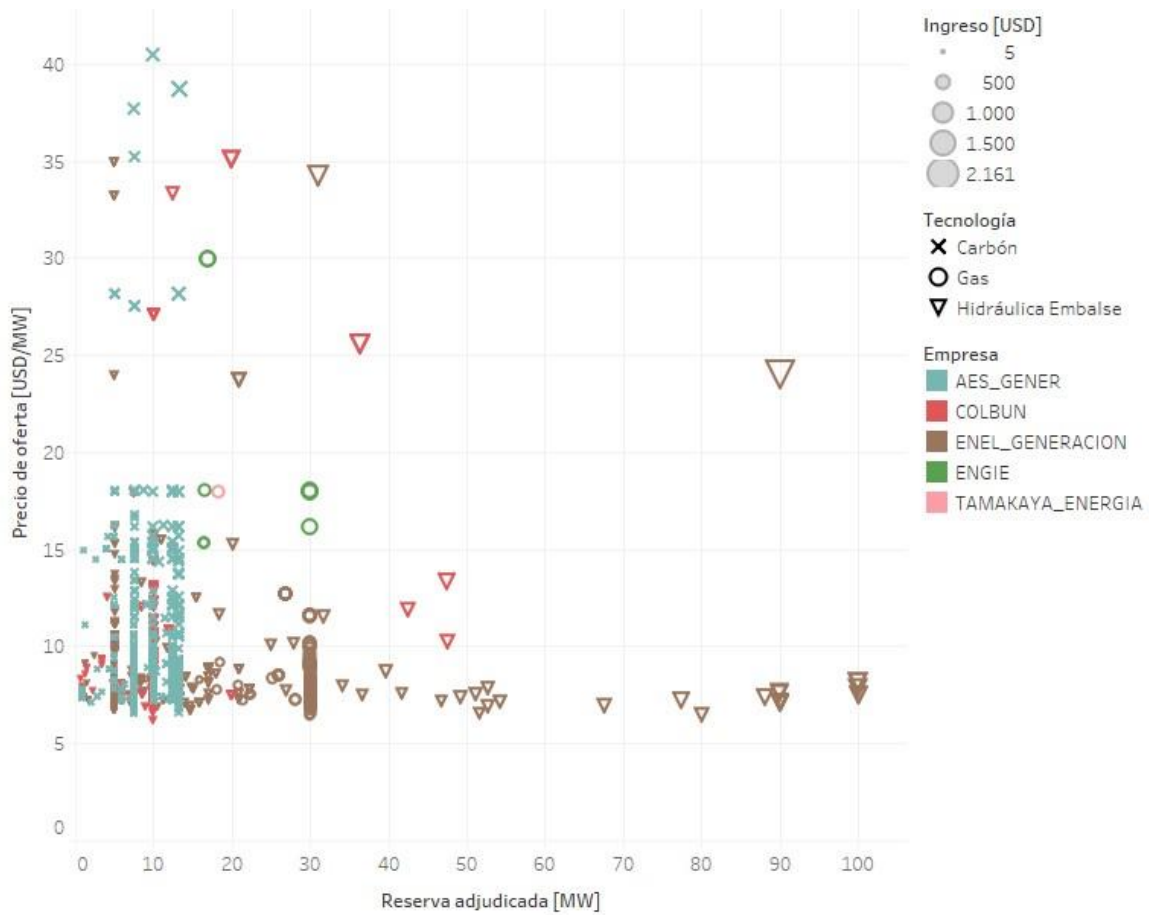


Figura 5.30 Gráfico de dispersión de las subastas adjudicadas por CSF de bajada

A primera vista se identifican agrupaciones de datos similares. Por una parte, las centrales hidráulicas de embalse tienden a adjudicarse cantidades de reserva en todo el rango observado, concentrándose en la banda baja de precios. Además, existe una importante provisión por centrales de carbón en pequeñas cantidades por central, pero con un amplio espectro de precios.

Salvo por unos pocos datos, los puntos tienden a agruparse en forma de "L". Lo anterior implica que los bajos precios se dan cuando las centrales de embalse se adjudican reservas, mientras que se tienen adjudicaciones a alto precio al activarse la provisión por centrales térmicas.

- **CSF de subida**

Los resultados de las subastas de reserva secundaria de subida se encuentran graficados en la Figura 5.31.

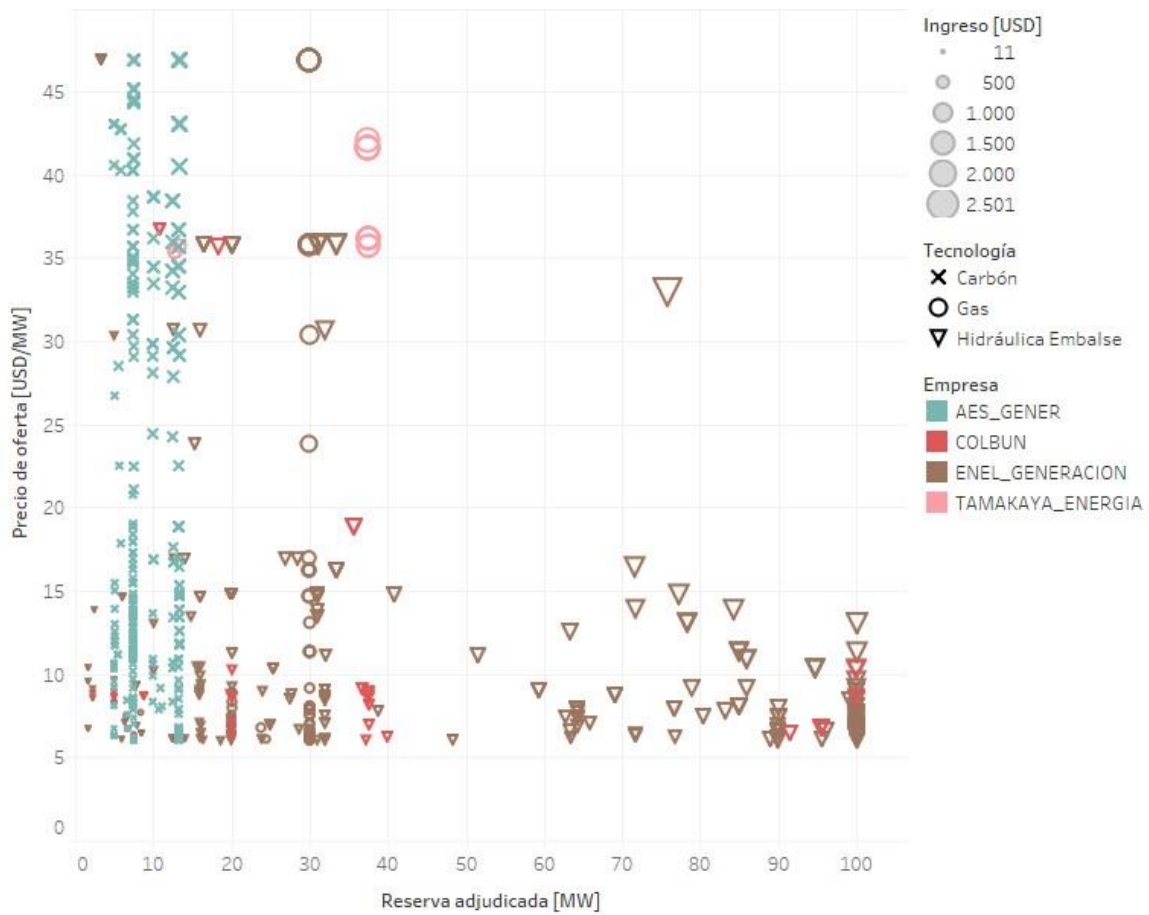


Figura 5.31 Gráfico de dispersión de las subastas adjudicadas por CSF de subida

En este caso también se tiene un patrón en forma de "L", tomando protagonismo la provisión térmica en los precios altos. Los embalses tienden a proveer reserva a bajo precio, no obstante, también están presente en la banda superior.

A diferencia del CSF de bajada, existe una mayor cantidad de adjudicaciones por sobre los 20 [USD/MW]. El hecho de que las centrales térmicas tengan, en ambas reservas, un patrón de líneas verticales

- **CTF de bajada**

El gráfico de precio y cantidades que resultaron de las subastas por reserva terciaria de bajada se muestra en 3.32.

No se observan ofertas con una marca significativa sobre el costo de desgaste por proveer el servicio. Al haber centrales que no tienen costos de oportunidad por ofertar este servicio, no aparece un precio sombra por este servicio en la primera iteración (ver Figura 5.2). Por tal motivo, no hay una señal de precio que motive a los que se adjudican las ofertas a aumentar más allá de sus costos de desgaste, al haber riesgo de quedar fuera de la lista de mérito en reservas.

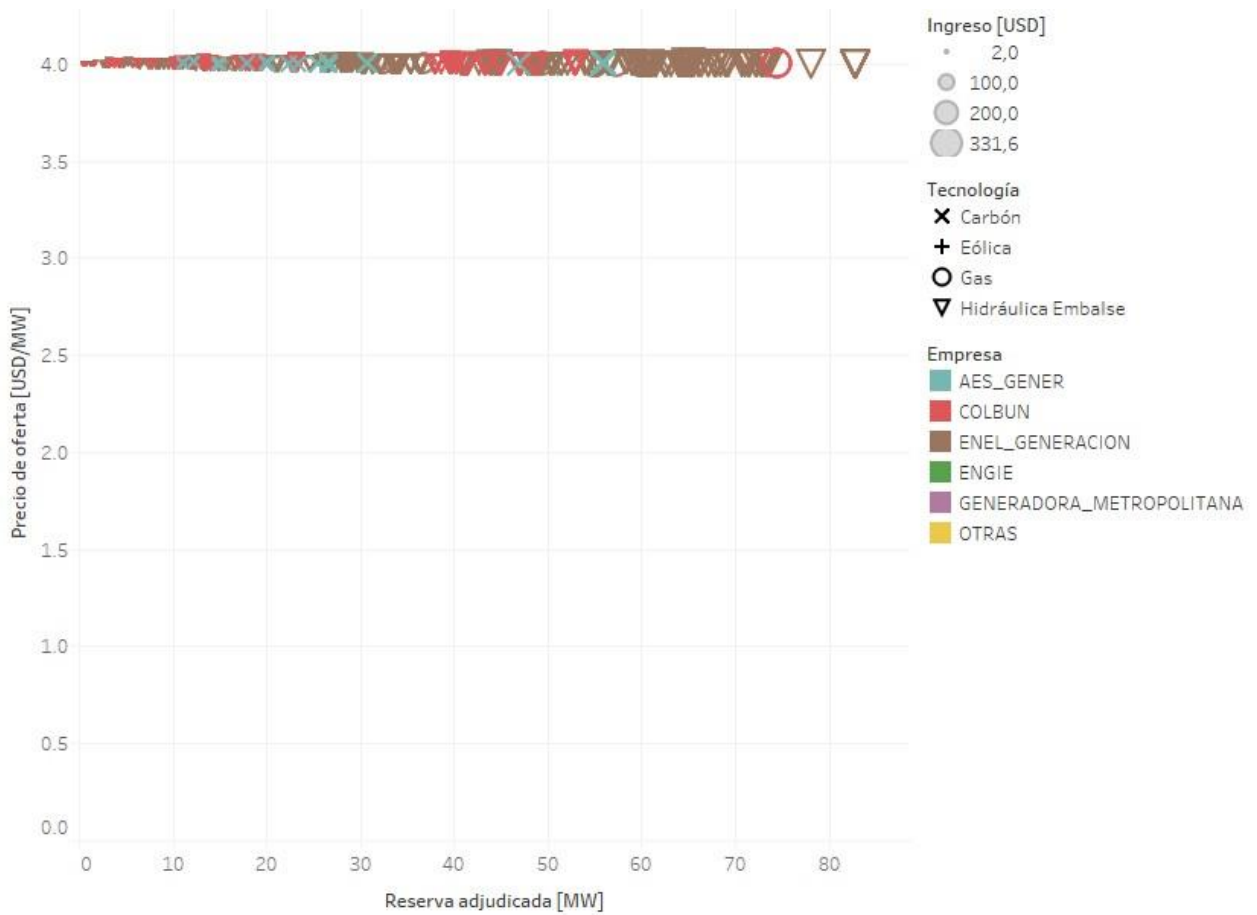


Figura 5.32 Gráfico de dispersión de las subastas adjudicadas por CTF de bajada

- CTF de subida

Finalmente, la representación gráfica de los resultados de la subasta por reserva terciaria de subida se muestra en la Figura 5.33.

Tal como se había observado en los análisis de resultados anteriores, este producto es provisto casi totalmente por centrales de embalse. La gran mayoría de las ofertas adjudicadas se concentran en torno al costo de desgaste. Sin embargo, las centrales de biomasa tienden a estar presentes en los rangos de precios más altos, con pequeñas cantidades de provisión. La competencia de estas centrales térmicas con los embalses puede favorecer a éstas últimas, ya que pueden aumentar su precio de oferta gracias a la señal de precio que deriva del costo de activación.

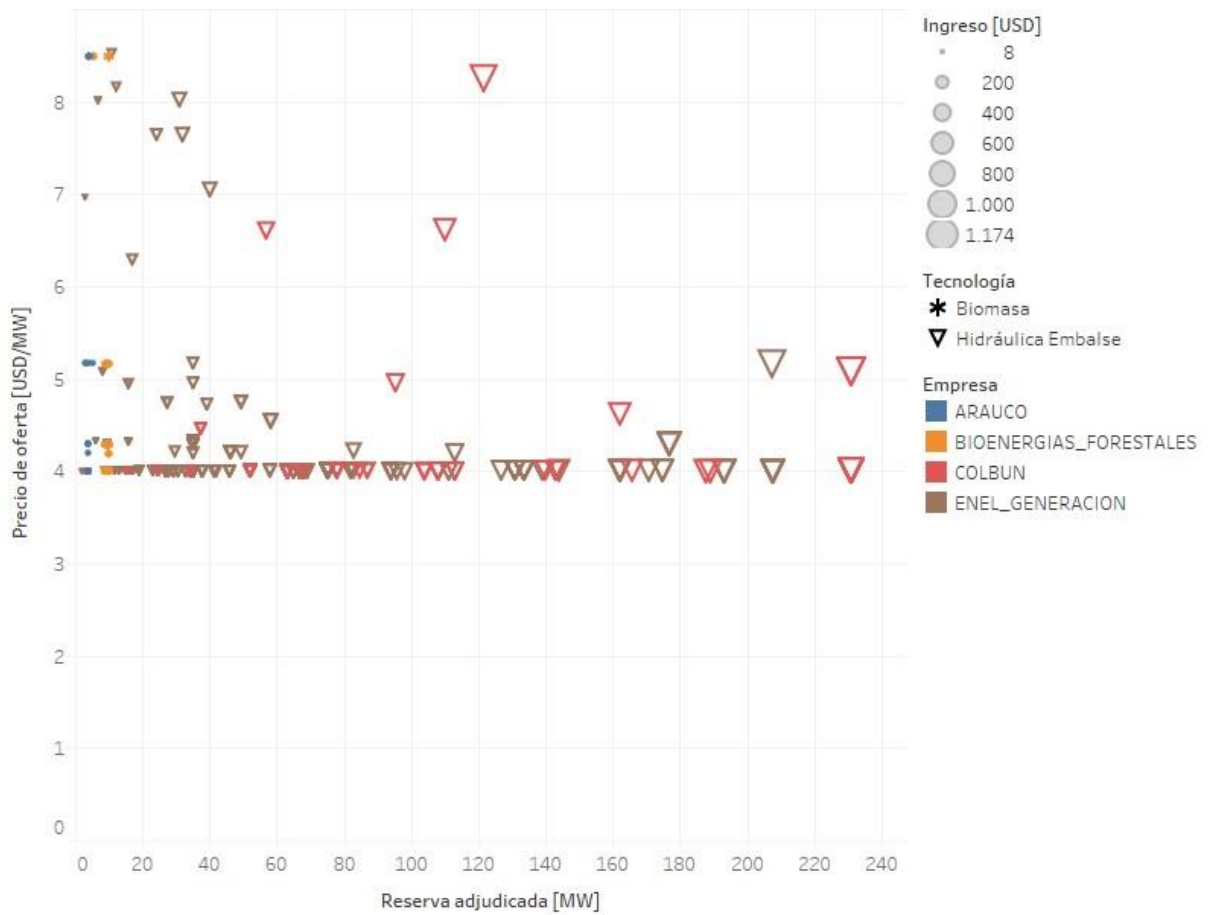


Figura 5.33 Gráfico de dispersión de las subastas adjudicadas por CTF de subida

5.6. Comentarios finales

Por lo general, se observa un *trade off* entre los precios adjudicados y las cantidades respectivas. como se aprecia en los gráficos de dispersión, cuando una unidad generadora se adjudica una gran cantidad de reserva, lo hace a un precio menor al observado cuando se adjudica menos cantidades. Se puede especular que los precios podrían incrementarse al controlar la cantidad a ofertar (estrategias de Cournot), pero dicha variable no está contemplada dentro de las ofertas que se pueden ingresar al sistema [19].

Al añadirse los componentes de costo por desgaste de máquinas y por activación esperada de servicios por sobrefrecuencia, se incrementan los precios observados respecto del caso base, que solo tomaba en cuenta costos de oportunidad dada la programación diaria. En particular, el costo ligado a la activación del servicio incide en la concentración del mercado para los servicios de bajada, ya que este costo no está incorporado en la función objetivo del problema.

Se evidencia también los efectos de la competencia por cada producto, salvo para el CTF de bajada, donde las señales de precio consideradas no son suficientes para que algunos actores obtengan ventajas.

Resta entonces modelar el comportamiento de los agentes a otras fuentes de costos, como la pérdida de la eficiencia, operación a mínimo técnico, así como la inferencia con servicios no materializados mediante subastas [17].

Capítulo 6: Conclusiones

6.1. Conclusiones del presente trabajo

Sobre la propuesta metodológica realizada, esta tiene como finalidad modelar a los agentes que participan en las subastas de SSCC, así como brindar estrategias para la participación a un determinado actor. Mediante un sencillo mecanismo de teoría de juegos basado en la literatura existente al respecto y el análisis de la co-optimización entre energía y reservas, se aterriza en un método iterativo que permite acoplarla programación diaria del SEN con las decisiones tentativas de las empresas para maximizar sus ingresos.

Una de las principales pruebas para validar la estrategia de simulación ocupada es que se verifique una cierta tendencia al equilibrio. Dado que la señal del precio de la reserva es una de las más relevantes en cuanto a estrategias, su estudio permite verificar que, en la mayoría de los casos, tiende a situarse en una banda estable de precios a medida que se realizan iteraciones. Lo anterior, bajo el supuesto de que los agentes que ofertan son racionales en todo momento.

El primer caso evaluado que se basa en la programación real del SEN, demostró en primer lugar la eficacia del programa realizado para ir simulando subastas. Sin embargo, los precios de reservas de bajada resultaron ser casi nulos, por lo que se deduce que la señal de costo de oportunidad puede ser insuficiente en algunos casos.

La incorporación del costo de desgaste de máquinas por otorgar reserva secundaria o terciaria, en conjunto con el valor esperado de pérdidas por activación de reservas de bajada, permitieron obtener datos más verosímiles a una subasta, en la cual los agentes modifican sus ofertas. La excepción resultó ser el CTF de bajada, donde los precios de oferta se mantuvieron estáticos dada la falta de incentivos por ir más allá de los costos de desgaste, pero se evitaron ofertas a precio cero.

Los balances económicos por empresa revelan que Colbún S.A., para el caso real estudiado, posee un nicho importante en el mercado de los SSCC insertos en las subastas de corto plazo. Lo anterior, justifica el haber hecho un estudio de las estrategias de participación. Además, en ese mismo sentido, resulta clave el levantamiento de la información hecho en el marco teórico, dado que permite a la empresa comprender que información tiene a su disposición para efectos de este nuevo mercado

Tal como se predice en el modelo reducido, los precios de oferta en las subastas son más grandes a medida que hay competencia entre más actores por otorgarlos. Particularmente, la tendencia es que los precios más altos las adjudicaciones son por unidades térmicas e hidráulicas, pero en bajas provisiones. Por otra parte, cuando la provisión se concentra en pocas unidades con grandes cantidades adjudicadas, los precios tienden a ser de menor valor.

6.2. Conclusiones adicionales

El nuevo mecanismo por el cual se materializan algunos SSCC permite a los propietarios de instalaciones mejorar sus ganancias respecto a lo que hubiesen recibido en el marco regulatorio vigente hasta el año 2019. Uno de los puntos más importantes es que permite que los actores que

proveen reservas a bajos costos obtengan mejores ingresos, dado que una buena estrategia de oferta permite que los pagos sean similares a los de un mercado que tarifica las reservas a costo de despeje. De esta forma se da una señal positiva a la incorporación de estos servicios, cuyo requisito puede aumentar conforme ingresen centrales de generación variable.

Sin embargo, el hecho de que los SSCC sean pagados a prorrata de los retiros elimina la señal de precio para los generadores. Es decir, al momento de evaluar proyectos de generación cuya naturaleza amerite un incremento en la necesidad de provisión de SSCC, no se verá desincentivado por aquel encarecimiento que se generará en el sistema. Junto con otros costos que se han traspasado a los consumos, tales como la transmisión nacional, pueden hacer que los precios resultantes de licitaciones energéticas den una falsa apariencia de bajos costos. En síntesis, las modificaciones en la LGSE traspasan conceptos de costos incluidos en tarifas hacia costos regulados.

6.3. Trabajos propuestos

Dado que el foco del presente trabajo se enfocaba en concebir e implementar un método que otorgara una estrategia de participación en subastas de SSCC, queda propuesto realizar a futuro mejoras al modelo obtenido y estudiar su respuesta ante diferentes variables de entrada, tales como:

- Revisión de mecanismo para modelar la incertidumbre en las ofertas mediante un factor en los precios de oferta.
- Aumentar la precisión del modelo mediante una caracterización las estrategias de oferta de cada agente.
- Hacer una estimación específica de los costos de desgaste para cada unidad generadora
- Realizar un análisis detallado de la sensibilidad a factores como hidrologías, disponibilidad de combustibles, inflexibilidad de centrales a gas, cambios en los requerimientos de reservas, escenarios futuros de demanda, entre otros.
- En base a las transferencias económicas de cada empresa determinar las ganancias reales que reportó el mercado de SSCC de corto plazo

En síntesis, el presente trabajo debe ser evaluado en base a los resultados reales que se desarrollen a lo largo del año 2020, con el fin de ir ajustando la estrategia de las empresas e incorporar nuevas componentes a los costos implicados a la prestación de los SSCC.

Capítulo 7: Bibliografía

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional, "Informe de servicios complementarios 2020," junio 2019.
- [2] Pierre Pinson, "Ancillary services and regulation markets," febrero 2018.
- [3] F. L. Bellifemine, M. Benini, S. Canevese, and A. Gatti, "The italian ancillary service market: Preliminary cost-benefit analysis for bts demand response," *2018 IEEE International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*, pages 1–8, Oct 2018.
- [4] S. Soleymani, "Strategic bidding of gencos under two pricing mechanisms: Pay-as-bid and uniform pricing" *2011 IEEE GCC Conference and Exhibition (GCC)*, pages 657–660, Feb 2011.
- [5] Tue Vissing Jensen, "Electricity markets and game theory," marzo 2018.
- [6] Alexander Vasin, "Game-theoretic study of electricity market mechanisms," 2014.
- [7] DICTUC, "Actualización del informe de condiciones de competencia en servicios complementarios," mayo 2019.
- [8] A. Mozdawar, B. Khaki, M. H. Asgari, and R. Riahi, "Game based strategic bidding in pay as bid markets considering incomplete information and risk factor," *2009 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, pages 255–260, March 2009.
- [9] J. Khorasani and H. R. Mashhadi, "Designing optimal bidding curve in electricity pay-asbid markets," *2013 21st Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, pages 1–4, May 2013.
- [10] F. Careri, C. Genesi, P. Marannino, M. Montagna, S. Rossi, and I. Siviero, "Bidding strategies in day-ahead energy markets: System marginal price vs. pay as bid," *2010 7th International Conference on the European Energy Market*, pages 1–7, June 2010.
- [11] Coordinador Eléctrico Nacional, "Informe de servicios complementarios 2020", noviembre 2019.
- [12] DICTUC, "Análisis económico de las condiciones de competencia en el mercado de SCCC," marzo 2019.
- [13] DICTUC, "Análisis técnico económico de las condiciones de competencia en el mercado de ssc integrado con el mercado de energía y determinación de reglas específicas de subastas y licitaciones," marzo 2019.
- [14] Coordinador Eléctrico Nacional, "Programas de operación," [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion>. [Último acceso: 13-01-2020].
- [15] Coordinador Eléctrico Nacional, "Proceso de entrega de ofertas, cooptimización y adjudicación de subastas," diciembre 2019.

- [16] Coordinador Eléctrico Nacional, "Control de frecuencia y reglas de operación en tiempo real (OTR)," diciembre 2019.
- [17] Coordinador Eléctrico Nacional. "Remuneración de servicios complementarios," diciembre 2019.
- [18] CHILE. Comisión Nacional de Energía. Resolución exenta N°823: Mecanismos de determinación de valores máximos para las ofertas de subasta de Servicios Complementarios de Control Secundario y Terciario de Frecuencia, diciembre 2019.
- [19] Coordinador Eléctrico Nacional, "Bases administrativas servicios de control de frecuencia," diciembre 2019.
- [20] C. Soto, "Desarrollo de una herramienta para la programación de la operación a corto plazo en el SIC" (memoria de pregrado), 2013. Universidad Técnica Federico Santa María, Santiago, Chile.
- [21] Coordinador Eléctrico Nacional, "Estudio de operación y desarrollo del SEN sin centrales a carbón," diciembre 2018.

Capítulo 8: Anexos

8.1. Programación diaria

En esta sección, se resumen las ecuaciones involucradas en la programación diaria, detallándose las más importantes al momento de evaluar las estrategias de subastas para la reserva secundaria y terciaria.

8.1.1. Función objetivo

- *Variables*

$CostoT$	Función objetivo del problema de optimización, consistente en los costos totales de operación del sistema
y_t	Costo variable de las unidades térmicas en la hora t
Z_i^t	Variable entera, que toma el valor de 1 cuando la central i está encendida en la hora t bien
Z_{it}	Variable binaria que vale 1 si la central i entra en servicio en la hora t , y 0 en caso contrario
C_{futuro}	Función de costo de operación futuro
$C_{reservas}$	Función de costo por pago de reservas subastadas
P_n^t	Potencia no abastecida en el nodo n a la hora h
q_{defj}^t	Caudal de agua desabastecido en el embalse j a la hora t
R_{2+i}^t	Provisión del generador i por CSF de subida en la hora t
R_{2-i}^t	Provisión del generador i por CSF de bajada en la hora t
R_{2-i}^t	Provisión del generador i por CTF de subida en giro en la hora t
R_{2-i}^t	Provisión del generador i por CTF de subida en frío en la hora t
R_{2-i}^t	Provisión del generador i por CTF de bajada en la hora t
Vol_j^t	Volumen del embalse perteneciente a la unidad j en la hora t
$CF_j(Vol_j^t)$	Costo futuro de generación en función del volumen almacenado en el embalse j en la hora t
$CC_i(P_i^t)$	Costo combustible de la unidad i en función de la potencia generada
$VOM_i(P_i^t)$	Costo variable por operación y mantenimiento de la unidad i en función de la potencia generada

▪ **Parámetros**

T	Cantidad de horas consideradas en el horizonte de planificación semanal (168)
N_{CT}	Número de unidades térmicas
N_{CH}	Número de unidades hidráulicas de embalse
NB	Cantidad de nodos modelados del sistema
$C_{on,i,par}^t$	Costo de encendido de la unidad i en la hora t
$C_{off,i}^t$	Costo de apagado de la unidad i en la hora t
C_{falla}	Costo unitario de la energía no abastecida
$C_{def,j}^t$	Costo unitario del caudal no abastecido en el embalse j
B_{R2+i}^t	Oferta del generador i por CSF de subida en la hora t
B_{R2-i}^t	Oferta del generador i por CSF de bajada en la hora t
B_{R3+i}^t	Oferta del generador i por CTF de subida en la hora t
B_{R3-i}^t	Oferta del generador i por CTF de bajada en la hora t
$C_{falla,Rj}$	Costo unitario de la reserva j de bajada o subida no abastecida

En el corto plazo, el objetivo de la coordinación hidrotérmica es minimizar los costos combustibles totales y los costos futuros, tomando como referencia las curvas de costos futuros en función del volumen de agua almacenado al final del horizonte considerado. La función de costo futuro mencionada corresponde a la salida del modelo PLP, que realiza la planificación a mediano y largo plazo. También se incluyen los costos de falla en que incurre el sistema cuando no abastece la totalidad de la demanda o reserva requerida. Adicionalmente, dado el nuevo mercado de corto plan de SSCC, se añaden los pagos que se le debe hacer a las empresas producto de las reservas adjudicadas. En la ecuación (2 16) está la formulación correspondiente a los costos totales.

$$\begin{aligned}
 CostoT = \min & \left(\sum_{t=1}^T \left[y_t + \sum_{i=1}^{N_{CT}} (C_{on,i,par}^t \cdot Y_i^t + C_{off,i}^t \cdot Z_i^t) \right] + C_{futuro} + C_{reservas} \right. \\
 & \left. + C_{falla} \cdot \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{NB} P f_n^t + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{CH}} C_{def,j} \cdot q_{def}^t \right) \quad (8-1)
 \end{aligned}$$

- **Costo de reservas**

Dado que la modalidad de los pagos de las reservas pertenecientes al CSF y CTF será a través de subastas de corto plazo, se debe minimizar el total de pagos a realizarle a los oferentes. Es decir, se asignan las subastas que signifique menos costo para el sistema. En la ecuación (8-2) se muestra el costo asociado a las reservas, tanto por las subastas como el costo de la reserva no servida (falla).

$$\begin{aligned}
 C_{reservas} = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{N_{CR2+}} B_{R2+i}^t \cdot R_{2+i}^t + \sum_{i=1}^{N_{CR2-}} B_{R2-i}^t \cdot R_{2-i}^t + \sum_{i=1}^{N_{CR3S+}} B_{R3S+i}^t \cdot R_{3S+i}^t \right. \\
 + \sum_{i=1}^{N_{CR3NS+}} B_{R3NS+i}^t \cdot R_{3NS+i}^t + \sum_{i=1}^{N_{CR3-}} B_{R3-i}^t \cdot R_{3-i}^t \\
 \left. + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^3 C_{fallaR_j} \cdot (R_{r+}^t + R_{r-}^t) \right] \quad (8-2)
 \end{aligned}$$

- **Costo futuro**

La función de costo futuro, como se mencionó al principio, depende de los volúmenes de agua que restan en los embalses al final del horizonte considerado. La FCF se muestra en la ecuación (8-3).

$$C_{futuro} = \sum_{j=1}^{N_{CH,E}} CF_j(Vol_j^T) \quad (8-3)$$

Dado que en la programación diaria se utiliza un modelo lineal, se hace necesario una aproximación de la FCF mediante segmentos lineales, como se muestra en la Figura 8.1.

Cada uno de los cortes posee una pendiente (ϕ_j^n), lo que análogo a un costo variable lineal del agua, expresándose entonces como dólares por unidades de volumen. La intersección con el eje vertical de costos (δ_j^n) se expresa en USD.

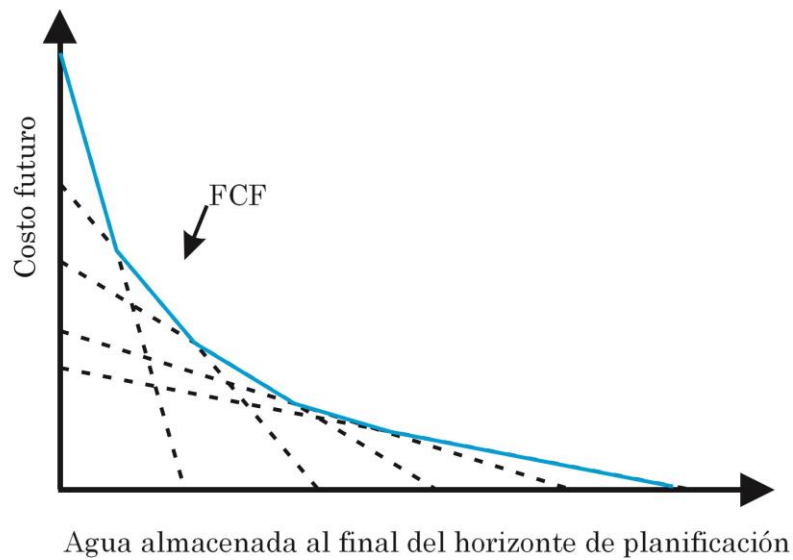


Figura 8.1 Función de costo futuro linealizada de un embalse

En la ecuación (8-4) se muestra el costo futuro para todos los embalses, donde NC es el número de cortes usados en la aproximación.

$$C_{futuro} \geq \sum_{j=1}^{N_{CH,E}} \phi_j^n \cdot Vol_j^T \quad \forall n \in NC \quad (8-4)$$

Para efectos de la programación diaria que realiza actualmente el CEN, se considera solo un corte por embalse. El valor de la pendiente se actualiza diariamente según los resultados del modelo PLP.

- **Costo combustible**

Los costos de las unidades termoeléctricas se calculan en base al precio de los combustibles y los costos de mantenimiento y operación que implica generar energía. En el modelo que utiliza el CEN, se introduce el precio de los combustibles que puede usar cada unidad y el costo de operación y mantenimiento respectivo, ambos constantes. Por lo tanto, la función de costo variables de generación modelada es lineal. En la ecuación (8-5) se detalla la función de costos de las centrales térmicas.

$$y_t \geq \sum_{i=1}^{N_{CT}} CC_i(P_i^t) + VOM_i(P_i^t) \quad (8-5)$$

8.1.2. Restricciones de unidades generadoras térmicas

▪ **Variables:**

y_t	Costo variable de las unidades térmicas en la hora t
E_i^t	Variable binaria que vale 1 si la unidad i está en servicio en la hora t, o en caso contrario
P_i^t	Potencia del generador i en la hora t

▪ **Parámetros**

P_{maxi}^t	Potencia máxima del generador i en la hora t
R_{1+maxi}	Reserva primaria de subida máxima del generador i
R_{1-maxi}	Reserva primaria de bajada máxima del generador i
R_{2+maxi}	Reserva secundaria de bajada máxima del generador i
R_{2-maxi}	Reserva secundaria de bajada máxima del generador i
$R_{3S+maxi}$	Reserva terciaria en giro de subida máxima del generador i
$R_{3NS+maxi}$	Reserva terciaria en frío de subida máxima del generador i
R_{3-maxi}	Reserva terciaria de bajada máxima del generador i

▪ **Potencia nominal**

A consecuencia del diseño de cada unidad térmica, existe un límite de potencia que puede generar. Dicho límite es conocido como la potencia máxima nominal. Este valor puede cambiar en el tiempo debido a condiciones externas. En la ecuación (8-6) se expresa la restricción asociada a la potencia máxima nominal.

$$P_i^t \leq P_{maxi}^t \cdot E_i^t \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (8-6)$$

- **Mínimo técnico**

Existe también una potencia mínima que debe generar una unidad térmica cuando se encuentra en servicio. Lo anterior se produce por el diseño de las máquinas térmicas, el generador, o bien estabilidad de la combustión. En la ecuación (8-7) se describe la restricción de mínimo técnico asociada a una unidad térmica.

$$P_i^t \geq P_{\text{mini}}^t \cdot E_i^t \quad \forall i \in N_{CT}, \forall t \in T \quad (8-7)$$

- **Despacho forzado**

A fin de modelar una unidad forzada a estar en servicio, se puede incluir una restricción que deje el estado de la unidad en encendido $E_i^t = 1$ durante el tiempo que se requiera. También se puede dejar esta variable en el valor cero para modelar las horas en que no se puede despachar la unidad, por ejemplo, durante un mantenimiento planificado.

- **Límite de partidas**

Dadas las características de ciertas unidades, algunas tienen un límite de partidas en cierto periodo, que puede ser por día o semana.

- **Tiempo mínimo fuera de operación**

Una vez que cierta unidad alcanza el mínimo técnico luego de ser encendida, debe permanecer en servicio por un tiempo no menor al que restringe las características técnicas. Este valor depende del tipo de combustible, tamaño y tecnología.

- **Costos de partida y detención**

Los costos por poner en servicio una máquina dependen del tiempo que esta ha permanecido fuera de servicio. Un ejemplo sencillo es una caldera, que si fue apagada recientemente requiere menos esfuerzo para alcanzar la temperatura para volver a estar en servicio.

Por otra parte, los costos ligados a detener una máquina térmica se pueden considerar como independientes del tiempo que se encuentra en operación.

- **Restricciones de rampa**

En primer lugar, existe la limitación de rampa de arranque. Esta corresponde a la potencia máxima que una unidad puede generar para entrar en servicio. Esto significa que, una vez que la unidad entra en servicio, probablemente no podrá generar su potencia máxima nominal.

Por otra parte, está la rampa de parada, que indica la máxima potencia que puede generar una unidad para salir de servicio.

Finalmente, las rampas de aumento y subida de carga indican la máxima variación de potencia entre dos horas consecutivas mientras la unidad se encuentra en servicio.

- **Tiempo de estabilización**

Algunas unidades térmicas, por lo general turbinas de vapor a gran escala, deben mantener un sentido estable de variación de carga durante algunas horas. Vale decir, si la generación ha ido en aumento en las últimas horas, no podrá disminuirla, asimismo, si venía disminuyendo, no podrá incrementarla.

- **Energía generada mínima y máxima**

Algunas unidades térmicas no pueden permanecer a plena carga durante un periodo completo de tiempo, ya sea por disponibilidad de combustibles o bien por normativas ambientales. Análogamente, puede aplicar un criterio similar a embalses cuando la señal de costos no es suficiente para acotar la generación.

- **Configuraciones de ciclos combinados**

Algunas unidades generadoras que pertenecen a una misma central dependen para su funcionamiento de otras, por lo que no pueden partir de forma simultánea. Un ejemplo claro son los ciclos combinados compuestos por unidades a gas y a vapor. En el caso de la programación diaria que realiza el CEN, Los ciclos combinados se modelan como varias centrales por cada configuración posible de ellas, añadiéndose restricciones para asegurar que solo una de ellas esté en servicio. Se añade una central ficticia de tamaño despreciable para el caso en que se desee dejar fuera a las unidades pertenecientes al mismo ciclo [20].

- **Reserva en giro**

La reserva en giro corresponde a la potencia que un generador en servicio puede aumentar disminuir según los requerimientos a tiempo real del sistema, con el fin de mantener la frecuencia dentro de los rangos establecidos. Se divide en reserva de subida y bajada.

Para cada unidad, la cantidad máxima de reserva en giro de subida total está restringida según su potencia máxima nominal, como se indica en la ecuación (8-8).

$$P_i^t + R_{1+i}^t + R_{2+i}^t + R_{3S+i}^t \leq P_{\max_i}^t \cdot E_i^t \quad (8-8)$$

Análogamente, la reserva en giro de bajada depende de la cantidad de potencia que puede disminuir la unidad desde su estado de operación, como se expresa en la ecuación (8-9).

$$P_{mini}^t \cdot E_i^t \leq P_i^t + R_{1-1}^t + R_{2-i}^t + R_{3-i}^t \quad (8-9)$$

Todas las reservas en giro están limitadas superiormente por la cantidad máxima que puede entregar una determinada unidad dadas sus rampas o límites operacionales, como se muestra en las ecuaciones (8-10) a (8-15). Todas las reservas del caso chileno, salvo por el CTF de subida, solo pueden ser provistos en giro [1].

$$R_{1+i}^t \leq R_{1+maxi} \cdot E_i^t \quad (8-10)$$

$$R_{1-i}^t \leq R_{1-maxi} \cdot E_i^t \quad (8-11)$$

$$R_{2+i}^t \leq R_{2+maxi} \cdot E_i^t \quad (8-12)$$

$$R_{2-i}^t \leq R_{2-maxi} \cdot E_i^t \quad (8-13)$$

$$R_{3S+i}^t \leq R_{3S+maxi} \cdot E_i^t \quad (8-14)$$

$$R_{3-i}^t \leq R_{3-maxi} \cdot E_i^t \quad (8-15)$$

▪ **Reserva en frío**

Por reserva operacional se entiende la acción de control que permite elevar la generación de una determinada unidad cuando se encuentra fuera de servicio. En el caso chileno, el CTF de subida puede ser entregado en frío, estando limitado según la ecuación (8-16) [21].

$$R_{3NS+i}^t \leq R_{3NS+maxi} \cdot (1 - E_i^t) \quad (8-16)$$

8.1.3. Restricciones de unidades generadoras hidráulicas

Las centrales hidroeléctricas están sujetas a restricciones adicionales a sus pares térmicas. Para efectos del modelo, se considera que los flujos son constantes durante toda una hora [20].

- **Variables**

E_i^t	Variable binaria que vale 1 si la unidad i está en servicio en la hora t , o en caso contrario
Ph_i^t	Potencia del generador hidráulico i en la hora t
$q_{gen_i}^t$	Caudal usado para generación por el embalse del generador hidráulico i en la hora t
$q_{ver_i}^t$	Caudal vertido por el embalse del generador hidráulico i en la hora t
$q_{def_i}^t$	Caudal de déficit generador hidráulico i en la hora t
$q_{ser_i}^t$	Caudal recibido por el embalse del generador hidráulico i en la hora t , a consecuencia de la generación o vertimiento aguas arriba
$q_{aflu_i}^t$	Caudal natural recibido por el embalse del generador hidráulico i en la hora t

- **Parámetros**

$Ph_{max_i}^t$	Potencia máxima del generador i en la hora t
R_{1+max_i}	Reserva primaria de subida máxima del generador i
R_{1-max_i}	Reserva primaria de bajada máxima del generador i
R_{2+max_i}	Reserva secundaria de bajada máxima del generador i
R_{2-max_i}	Reserva secundaria de bajada máxima del generador i
R_{3S+max_i}	Reserva terciaria en giro de subida máxima del generador i
$R_{3NS+max_i}$	Reserva terciaria en frío de subida máxima del generador i
R_{3-max_i}	Reserva terciaria de bajada máxima del generador i
$NCH_{AR-gen-j}$	Caudales por generación aguas arriba de la central de embalse j
$NCH_{AR-ver-j}$	Caudales por vertimiento aguas arriba de la central de embalse j

- **Modelo de una central de embalse**

Las centrales hidroeléctricas con embalse tienen la capacidad de almacenar agua, para ser usada cuando se estime conveniente. En la ecuación (8-17) se representa el balance entre caudales y el volumen de un embalse [20].

$$Vol_j^t = Vol_j^{t-1} + 3,6 \cdot (q_{ser_i}^t + q_{def_j}^t - q_{gen_j}^t - q_{ver_j}^t + q_{aflu_j}^t) \quad \forall j \in \{1, \dots, N_{CH,E}\}, \forall t \in T \quad (8-17)$$

El modelo propuesto ignora la evaporación del agua, ya que en los embalses que pertenecen al SEN dicho fenómeno es despreciable.

Otras restricciones de operación incluyen volúmenes mínimos y máximos de cada embalse, límites de caudales de turbinamiento y vertimiento.

- **Modelo de una central de pasada**

Una central de pasada turbinata solo el agua que naturalmente recibe. Por lo tanto, su modelo no considera un acoplamiento con alguna central que se ubica aguas arriba.

En el modelo de PLEXOS utilizado, estas se han modelado como centrales sin requerimientos de combustible o agua, pero la potencia máxima que puede generar se entrega directamente como entrada. Es decir, la conversión desde agua turbinada a energía generada se realiza con anterioridad.

- **Balance de caudales en serie**

Una de las características importantes de las centrales hidráulicas para que algunas de ellas depositan el agua que turbinan o vierten en otro embalse, de forma que queda disponible para ser utilizada aguas abajo. En la ecuación (8-18) se muestra el caudal que recibe un embalse en serie dada la operación aguas arriba [20] [14].

$$q_{ser_j}^t = \sum_{k=1}^{NCH_{AR-gen-j}} q_{gen_k}^t + \sum_{k=1}^{NCH_{AR-ver-j}} q_{gen_k}^t \quad \forall j, \forall t \in T \quad (8-18)$$

- **Potencia de una central hidroeléctrica**

La relación entre la potencia generada en una central hidroeléctrica y el caudal de generación se muestra en la ecuación (8-19).

$$Ph_j^t = \eta_j \cdot q_{gen_j}^t, \forall t \in T \quad (8-19)$$

Si bien, el rendimiento de una central de embalse depende del volumen almacenado, en el corto plazo se puede usar una aproximación constante de dicho parámetro, dado que el valor se mantiene estable en el horizonte de unos pocos días. Por lo anterior, el rendimiento que se le entrega se recalcula periódicamente a partir del volumen inicial de cada embalse.

- **Potencia máxima nominal**

Al igual que las centrales térmicas, las unidades hidroeléctricas poseen una limitación de la cantidad máxima de potencia que pueden generar, dada las características de su diseño. Este valor se denomina potencia máxima nominal, que fija el máximo de potencia según la ecuación (8-20).

$$Ph_i^t \leq Ph_{max_i} \cdot E_i^t \quad \forall t \in T \quad (8-20)$$

- **Potencia en mínimo técnico**

Las unidades hidráulicas, al igual que las térmicas, tienen un mínimo de potencia generada al cual pueden operar mientras están en servicio. Las razones de dicha restricción residen principalmente en vibraciones que se producen al operar bajo ese nivel, pudiendo dañar potencialmente a la unidad. En la ecuación (8-21) se muestra la restricción de mínimo técnico.

$$Ph_i^t \geq Ph_{min_i} \cdot E_i^t \quad \forall t \in T \quad (8-21)$$

- **Rampas de potencia**

Las unidades hidráulicas poseen rampas de subida y bajada bastante altas en comparación a unidades térmicas haciendo casi despreciable dicha restricción. En el actual modelo de corto plazo, ninguna central tiene fijado el parámetro de rampa.

- **Reservas en giro**

De manera análoga a las centrales térmicas, las restricciones de reserva máxima en giro de subida y bajada se muestran en las ecuaciones (8-22) y (8-23) respectivamente

$$Ph_i^t + R_{1+i}^t + R_{2+i}^t + R_{3S+i}^t \leq Ph_{max_i} \cdot E_i^t \quad \forall t \in T \quad (8-22)$$

$$Ph_{min_i} \cdot E_i^t \leq Ph_i^t + R_{1-i}^t + R_{2-i}^t + R_{3-i}^t \quad \forall t \in T \quad (8-23)$$

Además, rige el límite que, dada la rampa de las centrales y los requerimientos propios de cada reserva, acota la provisión máxima de cada producto. En las ecuaciones (8-24) a (8-29) se detallan las restricciones para las reservas en giro anteriormente mencionadas. La notación particular en la ecuación (8-28) se debe a la necesidad de distinguir entre la reserva terciaria en giro y en frío.

$$R_{1+i}^t \leq R_{1+maxi} \cdot E_i^t \quad (8-24)$$

$$R_{1-i}^t \leq R_{1-maxi} \cdot E_i^t \quad (8-25)$$

$$R_{2+i}^t \leq R_{2+maxi} \cdot E_i^t \quad (8-26)$$

$$R_{2-i}^t \leq R_{2-maxi} \cdot E_i^t \quad (8-27)$$

$$R_{3S+i}^t \leq R_{3S+maxi} \cdot E_i^t \quad (8-28)$$

$$R_{3-i}^t \leq R_{3-maxi} \cdot E_i^t \quad (8-29)$$

- **Reserva en frío**

En el informe de SSCC 2020, la única reserva que se puede entregar en frío es la terciaria de subida. Dadas las características técnicas de las centrales hidráulicas, pueden fácilmente entregar reserva en frío, al tener bajos tiempos de sincronización y altas rampas de subida. La ecuación (8-30) muestra la restricción de máxima reserva perteneciente al CTF en frío.

$$R_{3NS+i}^t \leq R_{3NS+maxi} \cdot (1 - E_i^t) \quad (8-30)$$

8.1.4. Restricciones de balance de provisiones

- **Variables:**

Pf_n^t	Potencia no abastecida en el nodo n a la hora h
Rf_{1+}^t	Reserva en el CPF de subida no abastecida en la hora t
Rf_{1-}^t	Reserva en el CPF de bajada no abastecida en la hora t
Rf_{2+}^t	Reserva en el CSF de subida no abastecida en la hora t
Rf_{2-}^t	Reserva en el CSF de bajada no abastecida en la hora t

Rf_{3+}^t Reserva en el CTF de subida no abastecida en giro en la hora t

Rf_{3-}^t Reserva en el CTF de bajada no abastecida en giro en la hora t

▪ **Parámetros:**

Dem_n^t Potencia no abastecida en el nodo n a la hora h

RR_{1+}^t Requisito de reserva en el CPF de subida en la hora t

RR_{1-}^t Requisito de reserva en el CPF de bajada en la hora t

RR_{2+}^t Requisito de reserva en el CSF de subida en la hora t

RR_{2-}^t Requisito de reserva en el CSF de bajada en la hora t

RR_{3+}^t Requisito de reserva en el CTF de subida en la hora t

RR_{3-}^t Requisito de reserva en el CTF de bajada en la hora t

▪ **Requisitos por potencia**

El despacho se hace de forma multinodal, por lo que en cada barra del sistema se modela una demanda, además de la potencia de falla. La ecuación (8-31) muestra el balance de potencia en cada barra modelada.

$$\sum_{i=1}^{N_{CT}} P_{i,n}^t + \sum_{j=1}^{N_{CH}} Ph_{i,n}^t + \sum_{jk \in L} F_{jk}^t + Pf_n^t = Dem_n^t \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (8-31)$$

▪ **Requisitos de reserva**

De acuerdo con los estudios realizados por el CEN, se determina la cantidad de reservas requeridas, bajo los criterios del informe de SSCC. Cada categoría de reserva se diferencia por los requisitos y funciones asociadas, teniendo en común la finalidad de mantener el balance entre carga y generación, dado que distintos sucesos pueden alterar ambas variables del sistema. La formulación de los requisitos de reserva se encuentra en las ecuaciones (8-32) a (8-37). Notar en particular que la reserva terciaria de subida es la única que contempla la posibilidad de ser provista por unidades en frío (ecuación (8-36)).

$$\sum_{i=1}^{N_{CR1+}} R_{1+i}^t + Rf_{1+i}^t \leq RR_{1+} \quad (8-32)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{CR1-}} R_{1-i}^t + Rf_{1-i}^t \leq RR_{1-} \quad (8-33)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{CR2+}} R_{2+i}^t + Rf_{2+i}^t \leq RR_{2+} \quad (8-34)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{CR2-}} R_{2-i}^t + Rf_{2-i}^t \leq RR_{2-} \quad (8-35)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{CR3S+}} R_{3S+i}^t + \sum_{i=1}^{N_{CR3NS+}} R_{3NS+i}^t + Rf_{1+i}^t \leq RR_{3+} \quad (8-36)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{CR3-}} R_{3-i}^t + Rf_{3-i}^t \leq RR_{3-} \quad (8-37)$$

8.1.5. Restricciones del sistema de transmisión

El modelo usado para modelar las líneas de transmisión consiste en una linealización usando flujos DC, que asume que las tensiones de las barras se encuentran en rangos normales de operación.

Las pérdidas se modelan usando una aproximación en tramos lineales de la función cuadrática, llamado *Variable Shift OPF* (VS-OPF).