



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso – Chile

“Remuneración de un sistema de almacenamiento de una planta híbrida en la prestación de múltiples servicios complementarios en un modelo de simulación de mercados eléctricos”

Camila Cáceres Flores

Memoria de titulación para optar al título de
Ingeniera Civil Electricista

Profesor Guía

Esteban Manuel Gil Sagas

Profesor Co referente

Víctor Hugo Hinojosa Mateus

Co referente externo

Elizabeth Andrea Paduro Williamson

Valparaíso
Octubre - 2025



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): Memoria o trabajo de título Tesis de Postgrado

Título del trabajo: “Remuneración de un sistema de almacenamiento de una planta híbrida en la prestación de múltiples servicios complementarios en un modelo de simulación de mercados eléctricos”.

Nombre del candidato(a): Camila Ignacia Cáceres Flores.

Carrera / Grado: Ingeniería civil eléctrica.

Campus: Casa central. **Departamento:** Departamento de Ingeniería Eléctrica.

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Esteban Gil Sagás, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

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

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

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

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

4.- FIRMAS

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

Fecha: 23/10/2025 Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 23-10-2025 Firma: 

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

Agradecimientos

A mi papá por siempre apoyarme, gracias por siempre creer en mí y darme la oportunidad de poder estudiar esta carrera y ser quien soy hoy en día. A mi tía Marta, gracias por cuidarme y protegerme en todo momento. A mi querida abuela Mireya, gracias por siempre ayudarme y cuidarme desde lejos.

Además, quiero agradecer a José, la cual es y será la persona más especial de mi vida, quien me ha apoyado en toda circunstancia y quien siempre me ha mantenido de pie.

Agradezco al profesor Esteban Gil por haberme acompañado como guía en este trabajo de memoria. También quiero agradecer profundamente a Elizabeth Paduro por su amabilidad y cariño, y también por guiarme desde el primer momento como correferente; y por supuesto agradecer a todos los del equipo del Departamento de Margen y cumplimiento normativo de Aes Andes por su gentileza, disposición y contribuciones a este documento.

Por último, me gustaría agradecer al proyecto ANID-Basal AFB240002 (AC3E) y al proyecto Fondecyt 1231892, que han ayudado a la realización de este trabajo.

Índice

RESUMEN.....	1
ABSTRACT	2
CAPÍTULO 1.....	3
INTRODUCCIÓN.....	3
1. Motivación	3
2. Objetivos	4
3. Alcance	5
4. Estructura del documento	5
CAPÍTULO 2.....	6
INTEGRACIÓN ERNC Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	6
1. ERNC en Chile.....	6
2. Sistemas de almacenamiento de energía	6
3. Factibilidad técnica de la prestación de SSCC en baterías.....	8
CAPÍTULO 3.....	11
SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN CHILE	11
1. Mercado de servicios complementarios (SSCC).....	11
2. Determinación de servicios complementarios (SSCC).....	11
3. Asignación de los SSCC.....	13
4. Remuneración de servicios complementarios	15
ESQUEMA DE OPERACIÓN Y REMUNERACIÓN	19
1. Esquema de operación propuesto	19
2. Esquema de remuneración	21
CAPÍTULO 4.....	30
MODELACIÓN ELÉCTRICA PARTE 1	30
1. Caso base sin CF.....	30
2. Restricciones Control Primario de Frecuencia (CPF).....	37
3. Restricciones Control Secundario de Frecuencia (CSF).....	45
4. Restricciones Control Terciario de Frecuencia (CTF)	48
5. Implementación CPF, CSF y CTF	51
MODELACIÓN ELÉCTRICA PARTE 2	62
1. Caso base con subastas.....	63
2. Caso CF en BESS con subastas	66
3. Caso CF con subastas, mismo precio	68

CAPÍTULO 5.....	71
CONCLUSIONES.....	71
TRABAJOS FUTUROS.....	72
BIBLIOGRAFÍA.....	73
ANEXO A.....	75
RESUMEN EJECUTIVO	75
ERNC en Chile y Descarbonización.....	75
Mercado de SSCC en Chile.....	76
Esquema de operación propuesto.....	77
Costo de oportunidad (CO)	78
Metodología	79
Resultados.....	80
Conclusiones	83
ANEXO B.....	85
ERNC EN CHILE	85
1. FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA PRESTACIÓN DE SSCC EN BATERÍAS.....	86
2. Control de frecuencia CF	88
3. Control de tensión CT	90
ANEXO C	91
VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES PARA PRESTACIÓN DE SSCC	91
ANEXO D	93
PERSPECTIVA INTERNACIONAL	93
ANEXO E.....	100
REMUNERACIÓN SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	100
1. Valor adjudicado	100
2. Valor máximo de remuneración	104
1. Remuneración por infraestructura	105
2. Remuneración por recurso técnico.....	106
ANEXO F.....	107
RESULTADOS	107
MODELACIÓN ELÉCTRICA PARTE 1	107
1. Caso base	107
2. Caso CPF.....	108
3. Caso CSF.....	113
4. Caso CTF.....	118

MODELACIÓN ELÉCTRICA PARTE 2	124
Subastas Adjudicadas	124

Índice de figuras

Figura 1: Capacidad instalada en operación, construcción y pruebas octubre de 2024. [2]	8
Figura 2: Frecuencia del sistema y potencia de salida con BESS bajo contingencias. [20].....	9
Figura 3: Participación de la capacidad de almacenamiento de energía global por uso principal y por grupo tecnológico, julio 2017. [4].....	10
Figura 4: Estructura de remuneración de SSCC con y sin competencia. [Elaboración propia]	17
Figura 5: Escenarios de operación horario servicio CF de subida para BESS prestando SSCC. [Elaboración propia]	19
Figura 6: Escenarios de operación horario servicio CF de bajada para BESS prestando SSCC. [Elaboración propia]	20
Figura 7: Operación real y programada de BESS VR1 Alfafal, 18 y 19 enero 2023. [Elaboración propia].....	22
Figura 8: Definición de componente 1 y 2 para el cálculo de CO. [16].....	24
Figura 9: Curva de CMg reales ordenados para descarga y carga. [Elaboración propia].....	27
Figura 10: Modelación Plexos de Central FV Andes-2B. [Elaboración propia]	31
Figura 11: Modos de operación Central FV Andes-2B. [Elaboración propia]	31
Figura 12: Generación parque solar Andes-2B, caso base. [Elaboración propia].....	33
Figura 13: Perfil de carga y descarga batería Andes-2B, caso base. [Elaboración propia]	34
Figura 14: Pérdidas asociadas a la carga y descarga batería Andes-2B, caso base. [Elaboración propia].....	35
Figura 15: Generación nodo Andes220 conectado al parque híbrido Andes-2B, caso base. [Elaboración propia]	35
Figura 16: Modelación Plexos CPF de Central FV Andes-2B. [Elaboración propia]	39
Figura 17: Modelación Plexos CSF de Central FV Andes-2B. [Elaboración propia]	46
Figura 18: Modelación Plexos CTF de Central FV Andes-2B. [Elaboración propia]	49
Figura 19: Modelación Plexos CF de Central FV Andes-2B. [Elaboración propia].....	53
Figura 20: Generación parque solar Andes-2B, caso base y con CF. [Elaboración propia]	53
Figura 21: Perfil de carga y descarga batería Andes-2B, caso CF. [Elaboración propia]	54
Figura 22: Pérdidas asociadas a la carga y descarga batería Andes-2B, caso CF. [Elaboración propia].....	55
Figura 23: Provisión y activación servicios de subida CPF+, CSF+ y CTF+, caso CF. [Elaboración propia].....	56

Figura 24: Provisión y activación servicios de bajada CPF-, CSF- y CTF-, caso CF. [Elaboración propia].....	57
Figura 25: Reserva disponible servicios de subida y bajada CPF, CSF y CTF, caso CF. [Elaboración propia].....	58
Figura 26: Generación nodo Andes220 conectado al parque híbrido Andes-2B, caso CF. [Elaboración propia]	58
Figura 27: Modelación Plexos CF de Central FV Andes-2B. [Elaboración propia].....	80
Figura 28: Provisión y activación servicios de subida CPF+, CSF+ y CTF+, caso CF. [Elaboración propia].....	81
Figura 29: Capacidad instalada por tecnología octubre de 2024. [2]	86
Figura 30: Resumen de aplicaciones BESS en sistemas eléctricos. [3].....	88
Figura 31: Representación referencial tiempos servicios de CF. [7]	89
Figura 32: Diagrama procedimiento de verificación de instalaciones. [10].....	92
Figura 33: Generación parque solar Andes-2B, caso base y con CPF. [Elaboración propia]	108
Figura 34: Perfil de carga y descarga batería Andes-2B, caso CPF. [Elaboración propia].....	109
Figura 35: Pérdidas asociadas a la carga y descarga batería Andes-2B, caso CPF. [Elaboración propia].....	109
Figura 36: Provisión y activación CPF, caso CPF. [Elaboración propia]	110
Figura 37: Generación nodo Andes220 conectado al parque híbrido Andes-2B, caso CPF. [Elaboración propia]	111
Figura 38: Generación parque solar Andes-2B, caso base y con CSF. [Elaboración propia]	113
Figura 39: Perfil de carga y descarga batería Andes-2B, caso CSF. [Elaboración propia].....	114
Figura 40: Pérdidas asociadas a la carga y descarga batería Andes-2B, caso CSF. [Elaboración propia].....	114
Figura 41: Provisión y activación CSF, caso CSF. [Elaboración propia]	115
Figura 42: Generación nodo Andes220 conectado al parque híbrido Andes-2B, caso CSF. [Elaboración propia]	116
Figura 43: Generación parque solar Andes-2B, caso base y con CTF. [Elaboración propia]	118
Figura 44: Perfil de carga y descarga batería Andes-2B, caso CTF. [Elaboración propia]	119
Figura 45: Pérdidas asociadas a la carga y descarga batería Andes-2B, caso CTF. [Elaboración propia].....	120
Figura 46: Provisión y activación CTF, caso CTF. [Elaboración propia].....	120
Figura 47: Generación nodo Andes220 conectado al parque híbrido Andes-2B, caso CTF. [Elaboración propia]	121

Índice de tablas

Tabla 1: Servicios complementarios y sus categorías. [7].....	12
Tabla 2: Resumen forma de pago servicios de control de frecuencia.	16
Tabla 3: Cálculo de costo de oportunidad 18 enero 2023. [Elaboración propia]	22
Tabla 4: Costo oportunidad para horas adjudicadas, 19 enero 2023. [Elaboración propia].....	25
Tabla 5: Valorización descarga forzada día siguiente de la prestación. [Elaboración propia]	25
Tabla 6: Balance de inyecciones y retiros en un ciclo diario (24 horas). [Elaboración propia].....	26
Tabla 7: Balance de inyecciones y retiros en un ciclo carga-descarga batería (hora 8 a hora 7 del siguiente día). [Elaboración propia].....	27
Tabla 8: Comparación entre CO programado y real, 19 enero, ciclo diario (24h).	28
Tabla 9: Comparación entre CO programado y real, 19 y 20 enero, ciclo carga-descarga batería (8h-24h, 1h-7h). Refleja el comportamiento de un ciclo del BESS.	28
Tabla 10: Provisión, costo y precio por cada servicio de CF, caso base.....	36
Tabla 11: Factores de activación por SC, 01 de marzo de 2025.	37
Tabla 12: Costo de oportunidad prestación servicios de CF, ciclo carga-descarga batería (hora 8 a hora 7 del siguiente día). [Elaboración propia].....	59
Tabla 13: Prestación CPF- mediante subastas e ID, ejemplo caso base con subastas. [Elaboración propia].....	63
Tabla 14: Prestación CSF- mediante subastas e ID, ejemplo caso base con subastas. [Elaboración propia].....	64
Tabla 15: Prestación CSF+ mediante subastas e ID, ejemplo caso base con subastas. [Elaboración propia].....	64
Tabla 16: Prestación CTF- mediante subastas e ID, ejemplo caso base con subastas. [Elaboración propia].....	65
Tabla 17: Prestación CTF+ mediante subastas e ID, ejemplo caso base con subastas. [Elaboración propia].....	65
Tabla 18: Prestación servicios CF en batería Andes-2B mediante subastas e ID, caso CF con subastas. [Elaboración propia]	67
Tabla 19: Prestación servicios CF en batería Andes-2B mediante subastas e ID, caso CF con subastas, mismo precio. [Elaboración propia]	69
Tabla 20: Resumen forma de pago servicios de control de frecuencia.	77
Tabla 21: Tiempos de activación por cada servicio de CF. [7]	89
Tabla 22: Servicios complementarios en Reino Unido y su método de prestación.	94
Tabla 23: Comparación de SSCC entre Chile y Reino Unido.....	95
Tabla 24: Servicios complementarios en Australia y su método de prestación.....	96
Tabla 25: Comparación de SSCC entre Chile y Australia.	97

Tabla 26: Servicios complementarios en California y su método de prestación.	98
Tabla 27: Comparación de SSCC entre Chile y California.	99
Tabla 28: Componentes a remunerar por cada SSCC. [5]	106
Tabla 29: Resultados de demanda y generación por zona, caso base.	107
Tabla 30: Resultados de demanda y generación por zona, caso CPF.....	112
Tabla 31: Provisión, costo y precio por cada servicio de CF, caso CPF.	112
Tabla 32: Resultados de demanda y generación por zona, caso CSF.....	117
Tabla 33: Provisión, costo y precio por cada servicio de CF, caso CSF.	117
Tabla 34: Resultados de demanda y generación por zona, caso CTF.....	123
Tabla 35: Provisión, costo y precio por cada servicio de CF, caso CTF.	124
Tabla 36: Subastas adjudicadas excel subastas, CPF-.....	126
Tabla 37: Subastas adjudicadas excel subastas, CSF-.....	127
Tabla 38: Subastas adjudicadas excel subastas, CSF+.....	129
Tabla 39: Subastas adjudicadas excel subastas, CTF-.....	131
Tabla 40: Subastas adjudicadas excel subastas, CTF+.....	132

Resumen

El rápido crecimiento de las energías renovables no convencionales, especialmente solar y eólica, ha llevado a una mayor demanda de servicios complementarios de frecuencia y tensión, dado que estas fuentes no aportan inercia al sistema y presentan variaciones significativas en sus pronósticos de generación. En base a lo anterior, es que se buscan nuevos usos para los sistemas de almacenamiento con baterías (BESS) presentes en plantas de energías renovables, como prestaciones de servicios complementarios de control de frecuencia. En el presente estudio se realiza un análisis de la implementación de los BESS prestando servicios complementarios (SSCC), en el mercado actual chileno, para ello se realizó una revisión del estado del arte del almacenamiento en baterías, sus aplicaciones, la factibilidad técnica de prestar los servicios de arbitraje de energía, control de frecuencia y control tensión de manera simultánea. Adicionalmente se propone un esquema integral de cuantificación, operación, remuneración y verificación para la prestación de estos múltiples servicios complementarios (SSCC) de control de frecuencia por parte de un BESS en una planta híbrida de Andes-2B. También se analizan las distintas propuestas asociadas a los pagos laterales que recibiría el BESS por concepto de costo de oportunidad (CO) por prestar control de frecuencia.

Se modela el Sistema Eléctrico Nacional en PLEXOS siguiendo las características del Coordinador Eléctrico Nacional, Se analiza la planta híbrida con BESS, se diseñan y simulan varios escenarios operativos: despacho únicamente en el mercado de energía, participación individual en cada servicio de control de frecuencia (CF) y provisión simultánea de múltiples servicios de CF. Por último, se contempla en la simulación las subastas de SSCC, simulando varios escenarios operativos e incluyendo al BESS en ellas.

Obteniéndose como resultado que en ciertos escenarios de operación donde la batería presta servicios de CF se produce una disminución en el costo marginal del nodo de inyección. Además, se produce un aumento notorio de ganancias al combinar el arbitraje más las prestaciones de servicios de CF. La batería proveyó consistentemente CSF+- Y CTF+- en todos los horarios ofertados, demostrando capacidad técnica y económica para participar activamente en el mercado de servicios de frecuencia. Y al homologar el precio de desgaste en 2 \$/MWh para todas las centrales, la batería vio reducida su participación frente a plantas convencionales, evidenciando la importancia de diferenciar el costo de desgaste por tecnología para preservar la competitividad de los BESS.

Palabras claves: Sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), mercado de servicios complementarios, arbitraje de energía, control de frecuencia (CF), costos de oportunidad (CO), Plexos.

Abstract

The rapid growth of non-conventional renewable energies, particularly solar and wind, has led to an increased demand for complementary frequency and voltage services, as these sources do not contribute system inertia and display significant variation in generation forecasts. Based on this, new uses are being explored for Battery Energy Storage Systems (BESS) in renewable energy plants, such as providing complementary frequency control services.

This study presents an analysis of BESS implementation in providing complementary ancillary services (SSCC) within the current Chilean market. A review of the state of the art in battery storage, its applications, and the technical feasibility of simultaneously delivering energy arbitrage, frequency control, and voltage control services was conducted. Additionally, the study proposes a comprehensive framework for the quantification, operation, remuneration, and verification of multiple SSCC frequency control services offered by a BESS in the hybrid Andes-2B plant.

Various proposals regarding side payments that the BESS would receive for opportunity cost (CO) due to frequency control provision are also examined.

The National Electric System is modeled in PLEXOS following the specifications of the National Electric Coordinator. The hybrid plant with BESS is analyzed, and multiple operational scenarios are designed and simulated: dispatch exclusively within the energy market, individual participation in each frequency control (FC) service, and simultaneous provision of multiple FC services. Finally, SSCC auctions are simulated under several operational scenarios, with the BESS included as a participant.

Results show that in certain operational scenarios where the battery provides FC services, a decrease occurs in the marginal cost of the injection node. Furthermore, profits significantly increase when energy arbitrage is combined with FC service provision. The battery consistently delivered CSF+ and CTF+ services across all awarded time blocks, demonstrating its technical and economic ability to actively participate in the frequency services market.

However, when the wear cost is standardized at \$2/MWh for all generators, the battery's participation declined compared to conventional plants, highlighting the importance of differentiating wear costs by technology in order to preserve the competitiveness of BESS.

Keywords: Battery Energy Storage Systems (BESS), ancillary services market, energy arbitrage, frequency control (FC), opportunity costs (CO), PLEXOS.

Capítulo 1

Introducción

1. Motivación

En las últimas décadas se ha experimentado un gran incremento en la generación de electricidad en base a fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC). Diversos países tienen como objetivo la descarbonización, propiciando cuotas de participación de generación o incentivos para impulsar el desarrollo de este tipo de energías. La creciente inversión en ERNC ofrece ventajas como nuevos recursos de generación, diversificación de combustibles y la adopción de tecnologías limpias. Sin embargo, este cambio también presenta desafíos importantes para la estabilidad y eficiencia económica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Hoy en día, las redes eléctricas deben adaptarse a esta nueva realidad operativa, enfrentando desafíos como la variabilidad e intermitencia de la generación de las ERNC, la necesidad de servicios complementarios (SSCC) más robustos y la integración de tecnologías de almacenamiento de energía para proporcionar estos SSCC. Varias soluciones se están implementando para enfrentar estos desafíos. En otros mercados, las baterías se están utilizando para proporcionar servicios como el control de frecuencia o tensión. También en el SEN se han desarrollado mercados específicos para la remuneración de los SSCC, aunque estos a menudo no contemplan la prestación simultánea de múltiples servicios por un solo recurso. A su vez los sistemas de almacenamiento son altamente utilizados en el arbitraje de energía, de manera de almacenar electricidad durante los períodos de alta producción y baja demanda (retiros económicos), a fin de liberarla de nuevo a la red de energía eléctrica durante los períodos de menor producción o mayor demanda (inyecciones altamente valorizadas). Debido a esto, se incurren en ciertos costos de oportunidad al utilizar parte del almacenamiento en la prestación de SSCC. Se tiene que las unidades que fueron despachadas por orden de mérito y se encuentran inyectando y vendiendo carga al sistema en un determinado periodo, cuando el Coordinador (CEN) les ordena activar el servicio deben reducir su inyección al sistema hasta la cantidad adjudicada, lo cual genera un costo de oportunidad en cada periodo que prestan el servicio [1]. La capacidad de las baterías para ofrecer múltiples SSCC simultáneamente plantea una oportunidad significativa, pero también requiere una evaluación técnica y económica rigurosa para garantizar su factibilidad y eficiencia. Actualmente, las centrales térmicas, en particular, prestan SSCC de control de frecuencia, control de tensión, entre otros. Por lo que se buscará realizar un símil entre las restricciones asociadas

a la prestación de estos SSCC de las centrales térmicas a las restricciones que se requieren para que los sistemas de almacenamiento presten estos SSCC, teniendo en consideración los costos de oportunidad asociados a las baterías (arbitraje de energía) y los mismos sobrecostos en los que se podría incurrir al utilizar el almacenamiento para distintos fines. Por lo tanto, esta memoria se centra en explorar la factibilidad técnica de la prestación simultánea de múltiples SSCC por parte del sistema de almacenamiento (BESS) de una planta híbrida, en definir un esquema de remuneración adecuado, y en realizar simulaciones bajo distintos escenarios de operación utilizando el software de simulación Plexos. Estos esfuerzos no solo contribuirán a la estabilidad y eficiencia económica del SEN, sino que también apoyarán los objetivos de descarbonización y sostenibilidad del país mediante la correcta remuneración de estos sistemas, facilitando una transición energética exitosa con la colaboración de actores clave como AES Andes.

2. Objetivos

a. Objetivo general

Revisar la factibilidad técnica y económica de la prestación de servicios complementarios de manera simultánea de una planta híbrida, realizando simulaciones bajo distintos escenarios de operación.

b. Objetivos específicos

- Modelar la participación en el mercado de Servicios Complementarios (SSCC) de una planta híbrida en un modelo de simulación de mercados eléctricos.
- Evaluar el desempeño técnico y económico de una planta híbrida participando en el mercado de energía y de Servicios Complementarios (SSCC) bajo diversos escenarios de operación.
- Proponer un esquema de cuantificación, operación, remuneración y verificación de prestaciones de múltiples SSCC a un sistema de almacenamiento, aplicables al mercado eléctrico chileno de SSCC.
- Analizar los costos de oportunidad, remunerados mediante pagos laterales, en los que incurre el sistema de almacenamiento de la planta híbrida al participar tanto en el arbitraje de energía como en la prestación de múltiples SSCC.
- Evaluar el desempeño del sistema en almacenamiento en el mercado de subastas bajo distintos escenarios de operación en un modelo de simulación de mercados eléctricos.

3. Alcance

El alcance de este estudio es evaluar técnica y económicamente el desempeño de una planta híbrida en la prestación de servicios complementarios como control de frecuencia. Proponer una forma de remuneración basado en la prestación de los servicios y los costos de oportunidad en los que se incurre al momento de la prestación.

4. Estructura del documento

Este estudio se divide en 4 capítulos que estudian el mercado de servicios complementarios, la integración de los sistemas de almacenamiento y consideraciones que se hacen respecto a él, temas relacionados y análisis varios. A continuación, se presenta el detalle del presente estudio:

- El capítulo 2 contextualiza los fundamentos y la situación de Chile con respecto a la integración de energía renovable no convencional (ERNC) y los sistemas de almacenamiento. También describe brevemente (en anexos se presenta la demás información) la situación internacional respecto al uso de sistemas de almacenamiento en otros mercados.
- El capítulo 3 contextualiza la situación de Chile con respecto al mercado de servicios complementarios (SSCC), definición de SSCC, métodos de asignación, remuneraciones, pagos finales y verificación de las instalaciones. Adicionalmente se describe la nueva propuesta del Coordinador sobre los costos de oportunidad en que incurren las BESS al prestar control de frecuencia, observaciones a la propuesta y posibles modificaciones. También presenta un esquema de operación y remuneración de los BESS al prestar servicios de CF.
- El capítulo 4 modela la participación de las BESS en las restricciones de SSCC en el software Plexos y subastas de SSCC, se analizan varios casos de operación.

Capítulo 2

Integración ERNC y sistemas de almacenamiento

1. ERNC en Chile

En el contexto de la crisis climática existente, se adoptó en 2015 el Acuerdo de París, en el cual se establecieron varios objetivos y compromisos para combatir el cambio climático. Se destaca el limitar el aumento de la temperatura de este siglo a 1.5°C, por lo que cada país debe preparar, comunicar y mantener sus contribuciones para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

En Chile, el sector energía es el responsable del 76% de las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) totales del país al año 2020, por lo que es necesario impulsar una transición rápida. Por sí sola, la generación eléctrica en base a carbón, gas natural y otros corresponden al 26,1% de las emisiones de dicho sector, por lo que la descarbonización del sector eléctrico debe materializarse al 2030, y simultáneamente avanzar en la “desfosilización” de toda la matriz energética [31]. Por ello, las energías renovables han tomado gran importancia en los últimos años.

La integración de las energías renovables en Chile ha sido un proceso progresivo y bien estructurado, apoyado por una serie de normativas, acuerdos internacionales y políticas públicas descritos en el Anexo **ERNC en Chile**.

2. Sistemas de almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) son relevantes en el contexto de la transición hacia una matriz energética más sostenible ya que ayudan a estabilizar la red eléctrica al proporcionar reserva en horas de alta demanda, ayudan a maximizar el uso de las energías renovables ya que pueden almacenar los excesos de energía (evitando vertimiento) y trayendo consigo una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, dan soporte al sistema en situaciones de apagones ya que responden rápidamente, entre otros beneficios en vía de la eficiencia, estabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico.

La integración de las BESS en Chile se ha regido por distintas normativas que definen su uso y aporte al sistema eléctrico:

a. Normativas y Regulaciones

Chile ha desarrollado un marco regulatorio específico para los sistemas de almacenamiento de energía (SAE):

- Ley 20.936 (2016) [14]: Se reconoce a los sistemas de almacenamiento de energía como equipos tecnológicos capaces de retirar energía del sistema eléctrico, transformarla y almacenarla para luego inyectarla nuevamente a la red. Define a los SAE como equipos tecnológicos que contribuyen a la seguridad, suficiencia y eficiencia económica del sistema eléctrico.
- Decreto Supremo N°125 (2019) [15]: Establece el Reglamento de Coordinación y Operación, diferenciando los sistemas de almacenamiento de energía de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento (como las centrales hidroeléctricas de bombeo).
- Decreto Supremo N°113 (2019) [16]: Reglamenta los Servicios Complementarios, permitiendo que los sistemas de almacenamiento presten servicios como el control rápido de frecuencia.

En el sistema eléctrico chileno, al año 2024, existe una capacidad de almacenamiento de 2,825 [GW] de los cuales 0,477 [GW] corresponden a proyectos BESS en operación, esto según datos del boletín de octubre de Generadoras de Chile [2]. Dentro de los sistemas de almacenamiento en operación se encuentran 0,362 [GW] y 0,06[GW] correspondientes a componentes BESS de centrales híbridas con parques solares e hidroeléctricas, respectivamente. La distribución de los proyectos BESS se muestra en la Figura 1.

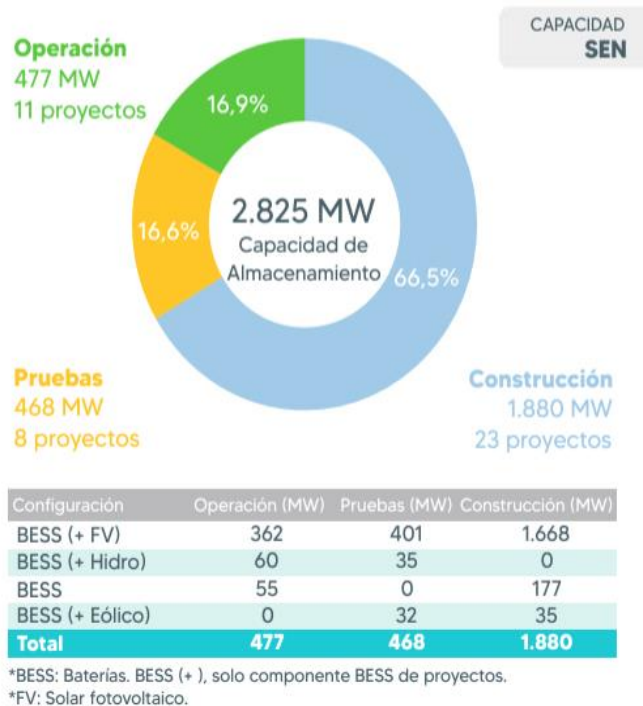


Figura 1: Capacidad instalada en operación, construcción y pruebas octubre de 2024. [2]

3. Factibilidad técnica de la prestación de SSCC en baterías

En Chile y en el mundo, los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) tienen múltiples aplicaciones en el ámbito energético, dependiendo del uso y el segmento en que participan. El **Anexo B** detalla las principales aplicaciones de los sistemas de almacenamiento en el mercado de SSCC.

Los BESS son capaz de proveer un respaldo dinámico y estático con una velocidad de partida regulable según la corriente de descarga necesitada. Debido a su flexibilidad de operación puede aportar en el control de frecuencia y por medio de la electrónica de potencia que disponen puede participar del control de tensión. Además, por su capacidad de gestionar en el tiempo la energía generada, permite aumentar el factor de planta de una central generadora renovable permitiéndole inyectar energía en horas punta donde el precio es mayor (noche) y cargarse en horas valle donde el precio de la energía es menor (día).

Según [20], los sistemas de almacenamiento de energía de baterías (BESS) son particularmente ventajosos debido a su capacidad de respuesta rápida, alta eficiencia de transmisión, alta densidad de energía y fácil instalación, lo que los convierte en una poderosa ayuda para un control de frecuencia más rápido y preciso. La Figura 2 muestra la frecuencia y la potencia bajo contingencia para casos sin aporte BESS y con aporte gradual de la respuesta mejorada en la

regulación de frecuencia de sistemas de almacenamiento. Esto refleja un aumento en la frecuencia al utilizar sistemas de almacenamiento en regulación de frecuencia.

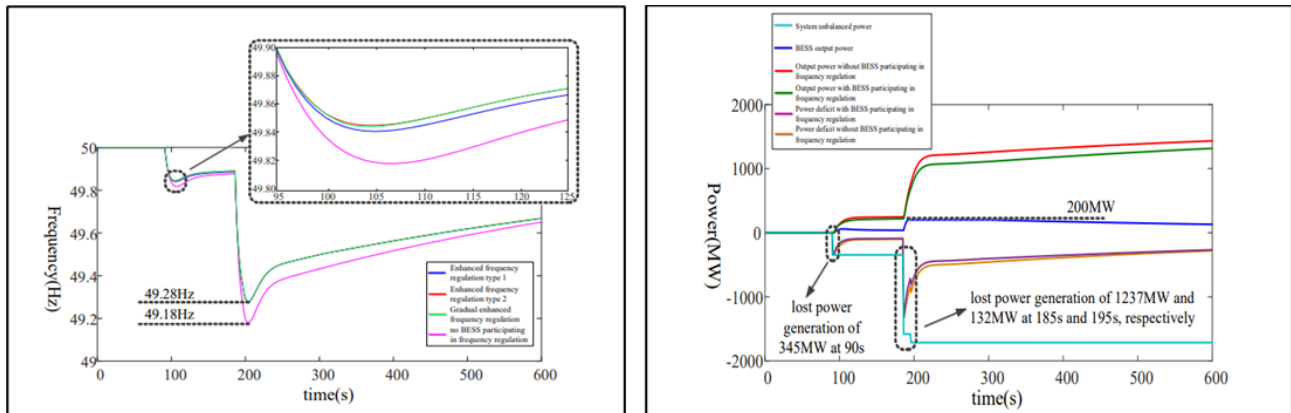


Figura 2: Frecuencia del sistema y potencia de salida con BESS bajo contingencias. [20]

Adicionalmente según [1] las plantas generadoras híbridas VRE con BESS podrán aportar potencia de suficiencia, entregar energía en forma continua, prestar servicios complementarios de control de frecuencia y tensión, y tener partida autónoma.

Respecto a los beneficios económicos de la prestación, se ha comprobado que los servicios de regulación de frecuencia y servicios de frecuencia bajo contingencias en países como Australia representaron una disminución del costo sistémico asociado a control de frecuencia (\$102M al año 2019). El beneficio asociado a la remuneración por la prestación se analizará en más detalle en el **Capítulo 3**.

En varios países (Australia, Reino Unido y EE. UU.), el uso de sistemas de almacenamiento en servicios complementarios es un tema ya implementado, ya que lograron adaptar el mercado por medio de regulación a la operación y remuneración de los BESS aprovechando también los beneficios que estos dispositivos le traen al sistema, como estabilidad y flexibilidad. La Figura 3 muestra los servicios prestados de manera global por las distintas tecnologías de almacenamiento, destacándose que para baterías electroquímicas un 50% se utiliza para regulación de frecuencia, en base a un estudio de IRENA [4] del año 2017.

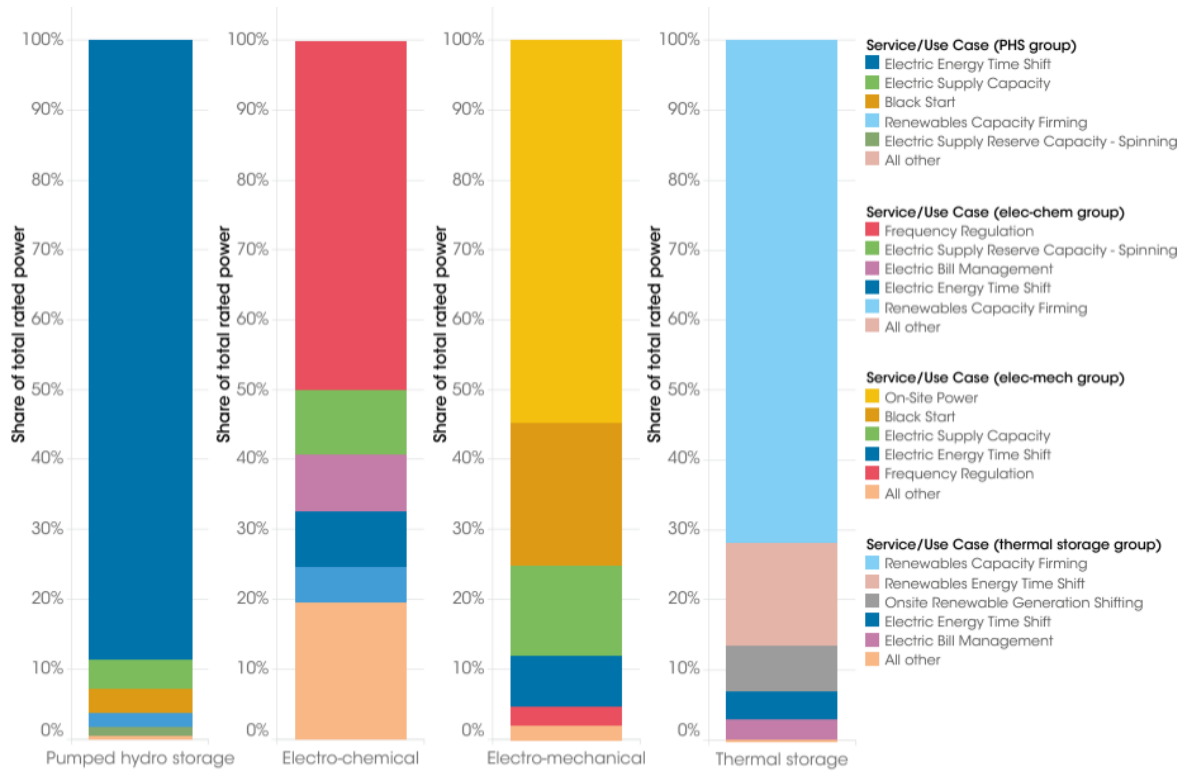


Figura 3: Participación de la capacidad de almacenamiento de energía global por uso principal y por grupo tecnológico, julio 2017. [4]

Capítulo 3

Servicios complementarios en Chile

1. Mercado de servicios complementarios (SSCC)

La Ley 19.940 (2004) [19], define formalmente los conceptos de suficiencia y seguridad del sistema eléctrico, por lo cual posteriormente se establecen los servicios complementarios que aportan a la seguridad del sistema. La ley indica que “Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá prestar en el respectivo sistema eléctrico los SSCC de que disponga que permitan realizar la coordinación de la operación del sistema conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio”.

Estos servicios complementarios son aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias. La remuneración de estos servicios se basa en los costos declarados por los propietarios y valorados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

El mercado de servicios complementarios chileno se destaca por sus cuatro etapas: determinación de los servicios, asignación, remuneración y pago por parte de los usuarios.

2. Determinación de servicios complementarios (SSCC)

En esta etapa de determinación de los servicios, la Comisión Nacional de Energía define, junto con el Coordinador, los Servicios Complementarios que deben prestarse en el sistema eléctrico para su correcto funcionamiento. El Coordinador, por su parte, debe elaborar anualmente un informe (ISSCC) [7] en el cual debe identificar los servicios complementarios que va a requerir el sistema eléctrico el siguiente año, los recursos que estarán disponibles en el sistema para su prestación, los nuevos recursos que deben ser instalados en el sistema, así como su calendarización y el mecanismo por el cual se materializará su prestación y/o instalación. Los servicios complementarios definidos por el Coordinador, sus categorías y subcategorías se muestran en la Tabla 1.

Servicio complementario	Categoría	Subcategoría	
Control de Frecuencia (CF)	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido de Frecuencia (CRF +/-)	
	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia (CPF +/-)	
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)		Control Secundario por Subfrecuencia (CSF +)
			Control Secundario por Sobrefrecuencia (CSF -)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)		Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+)
			Control Terciario por Sobrefrecuencia (CTF-)
Cargas Interrumpibles (CI)	Cargas Interrumpibles (CI)		
Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)	
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica)	
		Desconexión Manual de Carga (DMC)	
	Desconexión y Reducción de Generación		EDAG y ERAG (EDAG por Sobrefrecuencia y EDAG por Contingencia Específica)
			Plan de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)
Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)		Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)	
		Plan de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)	
Plan de Recuperación de Servicio (PRS)	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)	
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)	
	Elementos de Vinculación (EV)	Elementos de Vinculación (EV)	

Tabla 1: Servicios complementarios y sus categorías. [7]

De acuerdo con el informe de Servicios Complementarios [7] elaborado por el Coordinador para el año 2025, se tiene que, de los servicios de control de frecuencia, solamente el servicio de control de frecuencia primario de subida (CPF+) no debe ser asignado mediante subastas ya que no existen condiciones de competencia para su asignación para el año 2025. El resto de los servicios de control de frecuencia si pueden ser asignados mediante subastas ya que si existen condiciones de competencia. Para el resto de los servicios complementarios se tiene que la prestación debe darse por medio de instrucción directa, salvo por los esquemas de desconexión automática de carga por subfrecuencia los cuales son asignados mediante subastas.

3. Asignación de los SSCC

Para la etapa de asignación, el Coordinador dispone de tres mecanismos a través de los cuales puede materializar la prestación de los servicios complementarios que requiere el sistema: mediante subastas, mediante licitaciones y mediante instrucción directa del Coordinador, estos se detallan a continuación:

a. Subastas

En el ISSCC [7], el Coordinador debe analizar y establecer si existen condiciones para la competencia en el mercado de cada uno de los servicios complementarios definidos, a fin de asignarlos mediante subastas. Para ello utiliza el indicador RSI3, que estima si la demanda del servicio complementario analizado puede ser abastecida o no por los recursos existentes cuando no son consideradas las 3 empresas con mayores recursos técnicos.

Las subastas se utilizan cuando el requerimiento es de cortísimo plazo (menos de 6 meses), utilizando en la mayoría de los casos los recursos técnicos ya existentes, y cuando el coordinador ha determinado que existen condiciones de competencia para su prestación.

Todo coordinado que cumpla con los requisitos técnicos, económicos y administrativos definidos por el Coordinador pueden participar en las subastas de servicios complementarios. Estas se adjudican finalmente a las ofertas más económicas, y pueden poseer un valor máximo de oferta fijado por la Comisión nacional de energía (CNE).

Para las subastas se tiene el valor adjudicado que corresponde a la suma de las componentes de valor ofertado, costo de oportunidad real, costo de operación a un costo variable mayor al costo marginal real (sobrecosto) y costo de operación adicional.

En el valor ofertado de la subasta se deben incluir los costos asociados al desgaste de las instalaciones provocado por la prestación del servicio, los costos de mantenimiento, habilitación y/o implementación del servicio. Tanto los costos de oportunidad como los sobrecostos no deben ser incluidos en el valor de la oferta del proveedor, ya que estos son remunerados mediante pagos laterales de acuerdo con la provisión real del servicio y considerando el costo marginal real del sistema.

El costo de oportunidad real se entiende como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo, debido a la utilización limitada o nula de la capacidad de producción de la instalación por prestar un servicio complementario (SC).

El costo de operación a un costo variable mayor al costo marginal real corresponde a la operación instruida por el Coordinador para la prestación de servicios complementarios, en la cual suponen la operación de unidades de generación a un costo variable de operación superior al costo marginal de la barra de valorización de dicha unidad. Este costo será remunerado de manera mensual.

Los costos asociados a la operación adicional se entienden como que una unidad incurre en ellos si por prestar un determinado servicio complementario, la misma debe encontrarse generando en un punto de operación en que su rendimiento es menor, o su consumo específico de combustible superior, al considerado por el Coordinador en la programación. Para estos costos se distinguen tres casos, costos de operación adicional para unidades térmicas, costos de operación adicional para unidades hidráulicas y costos de operación adicional para prestación del SSCC de control de tensión en ausencia del recurso primario.

b. Licitaciones

De acuerdo con el reglamento de SSCC, el Coordinador debe utilizar el mecanismo de licitaciones para adjudicar un servicio complementario cuando el requerimiento del servicio no es de cortísimo plazo o cuando implique la instalación de nueva infraestructura en el sistema. Los servicios que se deben licitar deben establecerse en el informe anual de servicios complementarios del Coordinador (ISSCC) [7].

Las licitaciones deben ser realizadas por el Coordinador, el cual se encarga de definir las bases respectivas, las especificaciones técnicas de los servicios licitados, el periodo de tiempo de prestación del servicio, las condiciones del proceso, el mecanismo de evaluación y posteriormente la adjudicación de las ofertas. Adicionalmente establece la información que debe entregar cada participante y los requisitos técnicos y financieros que deben cumplir las ofertas.

Las licitaciones deben adjudicarse a las ofertas más económicas que se reciban. Los ganadores de las licitaciones deben firmar un contrato de servicios complementarios con el Coordinador, donde se establecen las condiciones de las prestaciones de los servicios y el periodo de prestación de estos.

Para licitaciones total o parcialmente desiertas, el Coordinador puede instruir la prestación del servicio por instrucción directa.

c. Instrucción directa

La asignación por instrucción directa de los SSCC se realiza cuando las condiciones de mercado para la prestación del servicio no son competitivas, en caso de que las subastas de un servicio complementario se declaren total o parcialmente desierta y en caso de que la licitación de un servicio complementario se declare total o parcialmente desierta y las condiciones de seguridad del sistema no permiten la realización de una nueva licitación.

Cuando la prestación obligatoria del servicio se deba hacer con recursos técnicos existentes, el Coordinador identificará a los coordinados e instalaciones que deben efectuar su prestación. Para el caso en que la prestación requiera la instalación de nueva infraestructura, el Coordinador debe determinar el coordinado responsable de instalar dicha infraestructura, los plazos que tiene para hacerlo y su vida útil.

Las unidades que no presenten ofertas y sean adjudicadas por instrucción directa, no recibirán remuneración por costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, ya que estos son remunerados en el valor ofertado de la respectiva subasta.

4. Remuneración de servicios complementarios

En la etapa de remuneración, el Coordinador reconoce distintos tipos de gastos y costos en los que incurren los coordinados por proveer cada servicio complementario, los que pueden incluir costos de inversión, habilitación y mantención, en el caso de nueva infraestructura y equipos que requieran ser incorporados al sistema para prestar los servicios, así como costos de oportunidad, activación y desgaste por prestar el servicio, en el caso de recursos existentes en el sistema. La remuneración de los Servicios Complementarios depende directamente de la forma en que fueron asignados.

Los servicios asignados mediante subastas o licitaciones competitivas, como el CPF-, CSF+- y CTF+-, se remuneran en función del valor al cual fueron adjudicados. Este valor corresponde a la suma del valor ofertado, costos de oportunidad, sobrecostos y costos de operación adicional. Para estos se aplican las siguientes resoluciones dependiendo de si la subasta fue adjudicada o se presentó subasta desierta o semi desierta.

Res. CNE 442/2020: Especifica que las subastas deben incluir costos de desgaste de las instalaciones, así como los costos de mantenimiento, habilitación e implementación del servicio. Estos costos se obtienen a través del estudio de costos vigente.

Res. CNE 493/2020: Plantea la determinación de valores máximos de reserva y de remuneración (subasta desierta o parcialmente desierta). Adicionalmente, plantea las expresiones para el cálculo del CO, CVM, COAT, COAH.

		Formula pago		
		Competitivo	No Competitivo	Adjudicada
CPF+	NO	ESTUDIO DE COSTOS	NA	NA
CPF-	SI	NA	Res.CNE 442/2020 ESTUDIO DE COSTOS(*)	Res.CNE 493/2020
CSF	SI	NA	Res.CNE 442/2020 ESTUDIO DE COSTOS(*)	Res.CNE 493/2020
CTF	SI	NA	Res.CNE 442/2020 ESTUDIO DE COSTOS(*)	Res.CNE 493/2020

Tabla 2: Resumen forma de pago servicios de control de frecuencia.

Los servicios que fueron provistos por instrucción directa del Coordinador (CPF+), debido a que no existen condiciones de competencia en su mercado, se remuneraran de acuerdo con los valores y mecanismos de valorización establecidos en el informe de costos del Coordinador [5]. Esta remuneración corresponde a los conceptos de infraestructura (inversión, operación y mantenimiento) y recurso técnico (operación fuera de mérito, costos de oportunidad y costos de operación adicional).

Adicionalmente se tiene un valor máximo de remuneración el cual está dado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para subastas desiertas o parcialmente desiertas, este valor contempla la remuneración asociada a los costos de oportunidad, sobrecostos, costos de operación adicional para generación térmica e hidráulica. La Figura 4 muestra la estructura de remuneraciones para los SSCC con condiciones de mercado competitivo y sin competencia.

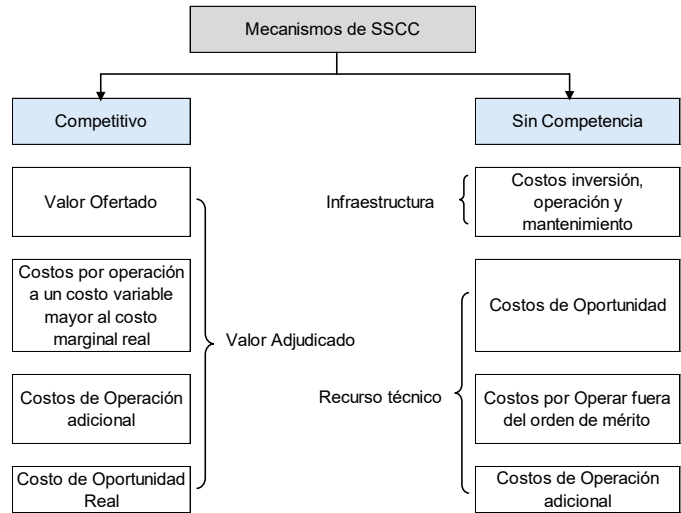


Figura 4: Estructura de remuneración de SSCC con y sin competencia. [Elaboración propia]

El reglamento establece que solo se deben remunerar los Servicios Complementarios efectivamente prestados y/o efectivamente disponibles en el periodo requerido. Por esta razón el Coordinador debe verificar que los recursos técnicos comprometidos estén efectivamente disponibles y la infraestructura nueva esté debidamente instalada y habilitada para prestar el servicio. Asimismo, en caso de activación de algún recurso técnico, solo se debe remunerar lo realmente aportado por la unidad al servicio. Una misma instalación puede prestar varios servicios complementarios en una hora de servicio, el Coordinador debe establecer la proporción del tiempo de prestación efectiva de cada uno de ellos.

5. Problemáticas actuales

En el contexto de la transición energética que enfrenta Chile, los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) se han convertido en una herramienta clave para mejorar la flexibilidad, estabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico. Sin embargo, su integración enfrenta diversas problemáticas técnicas, regulatorias y económicas que limitan su despliegue y aprovechamiento pleno.

En **términos regulatorios**, el Decreto Supremo N°113 (2019) reconoce explícitamente la posibilidad de que los sistemas de almacenamiento de energía (BESS) participen en el servicio de control rápido de frecuencia. No obstante, este enfoque limitado genera vacíos normativos importantes respecto a la implementación de BESS en otros servicios de control de frecuencia, como el control secundario y terciario. El decreto no especifica los requisitos operativos ni

los criterios de desempeño que deberían cumplir los BESS para participar en el control secundario o terciario, lo que genera incertidumbre tanto para los desarrolladores como para los operadores del sistema. Además, el marco actual no contempla mecanismos de valorización ni esquemas de remuneración adecuados para estos servicios, lo que limita los incentivos económicos para que los sistemas de almacenamiento se integren plenamente en el mercado de SSCC.

Asimismo, el decreto no aborda la multifuncionalidad de los sistemas de almacenamiento, es decir, su capacidad de prestar simultáneamente servicios de arbitraje y reserva, lo que representa una oportunidad desaprovechada para optimizar el uso de estos activos. Para superar estas limitaciones, se puede tomar de ejemplo la experiencia internacional con los BESS, donde estos ya se encuentran participando activamente en los mercados de servicios de control de frecuencia y tensión (en tiempo real y bajo contingencias), por lo que claramente en Chile sería necesario revisar y ampliar el reglamento de servicios complementarios, incorporando definiciones técnicas específicas para los servicios primario, secundarios y terciarios, junto con métricas de desempeño adaptadas a las tecnologías de almacenamiento. También se debería diseñar un esquema de remuneración diferenciada (abordado en este trabajo) que reconozca el valor sistémico de cada servicio prestado, considerando beneficios como la mejora en la confiabilidad, la reducción de costos marginales y la eficiencia operativa.

Además, el marco regulatorio chileno, aunque ha avanzado con normativas como la Ley 20.936 y los decretos supremos N°125 y N°113, aún presenta desafíos en la valorización económica de los servicios prestados por los sistemas de almacenamiento. La remuneración por servicios complementarios no siempre contempla adecuadamente los costos reales de desgaste, activación, oportunidad y operación adicional, especialmente cuando los servicios son asignados por instrucción directa. Esto genera incertidumbre para los inversionistas y limita la expansión de proyectos BESS que podrían aportar significativamente a la seguridad y eficiencia del sistema.

En **términos de remuneraciones**, una de las principales dificultades radica en que, si bien se reconocen distintos tipos de costos (como inversión, habilitación, mantenimiento, desgaste y costos de oportunidad), las metodologías actuales no aseguran una remuneración competitiva para los BESS. En particular, los ingresos obtenidos por participar en subastas de SSCC suelen ser significativamente menores a los que podrían recibir en el mercado de energía, lo que desincentiva su participación activa [32]. Además, los mecanismos de cálculo del costo de oportunidad no reflejan adecuadamente el valor que los BESS podrían capturar mediante arbitraje energético, especialmente en contextos de alta variabilidad de

precios. Para abordar estas limitaciones, la Comisión Nacional de Energía ha propuesto metodologías específicas para calcular el costo de oportunidad de los BESS, considerando el ingreso potencial por energía versus el ingreso real por SSCC en una ventana horaria determinada. Esta propuesta busca compensar las oportunidades perdidas al prestar SSCC en lugar de participar en el mercado spot, lo que podría mejorar la viabilidad económica de los sistemas de almacenamiento. En este trabajo se propone un esquema de operación con los respectivos pagos asociados a la prestación de servicios de frecuencia de subida y bajada, además se realiza un exhaustivo análisis del cálculo de costo de oportunidad de acuerdo con la normativa de años anteriores (Minuta Rev.10 enero 2023) y con la actual (Estudio de costos de SSCC 2024-2027), comparando ambas entre si e identificando cual genera mayores beneficios económicos a las empresas generadoras.

Esquema de operación y remuneración

1. Esquema de operación propuesto

A continuación, se presentan los escenarios de operación tanto para los servicios de control de frecuencia de subida como de bajada de forma horaria, esto para los sistemas de almacenamiento participando en el mercado de servicios complementarios.

a. Servicios de Control de Frecuencia de subida

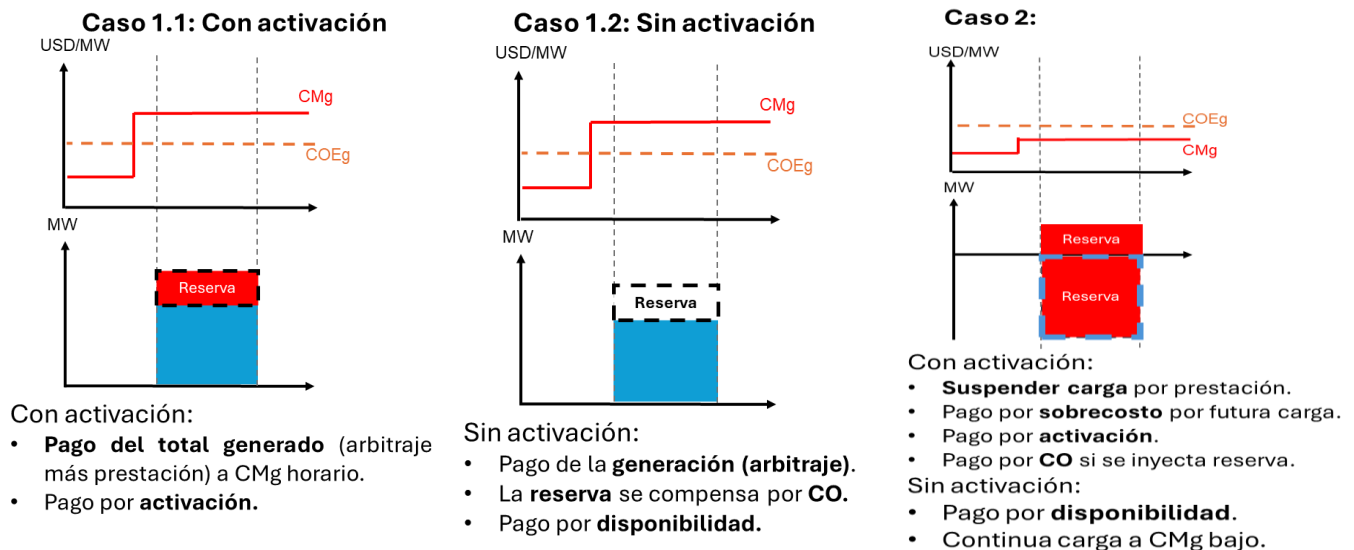


Figura 5: Escenarios de operación horario servicio CF de subida para BESS prestando SSCC. [Elaboración propia]

- Para los servicios de CF de subida se tienen los casos con despacho económico en el cual existe la activación de la reserva del servicio y la no activación. En el primer caso se debe dar el pago por activación del servicio adicionalmente del pago por la energía generada en ese bloque, en el segundo caso se debe contemplar el pago por la energía generada, disponibilidad de la reserva y un pago por concepto de CO debido a que no se inyectó la reserva programada (o reserva asignada por operación real).
- Para el caso no despachado económicamente debido a que el CMg es menor al COEg se tienen los subcasos con y sin activación. Para el primero la batería se encuentra cargando y suspende su carga para realizar la prestación, esto debe ser pagado por concepto de sobrecosto y por activación de la reserva. Si la reserva no es suficiente se debe inyectar adicionalmente y esto debe ser compensado por CO de inyección a bajo CMg. Para el subcaso sin activación se debe pagar por disponibilidad del servicio.

b. Servicios de Control de Frecuencia de bajada

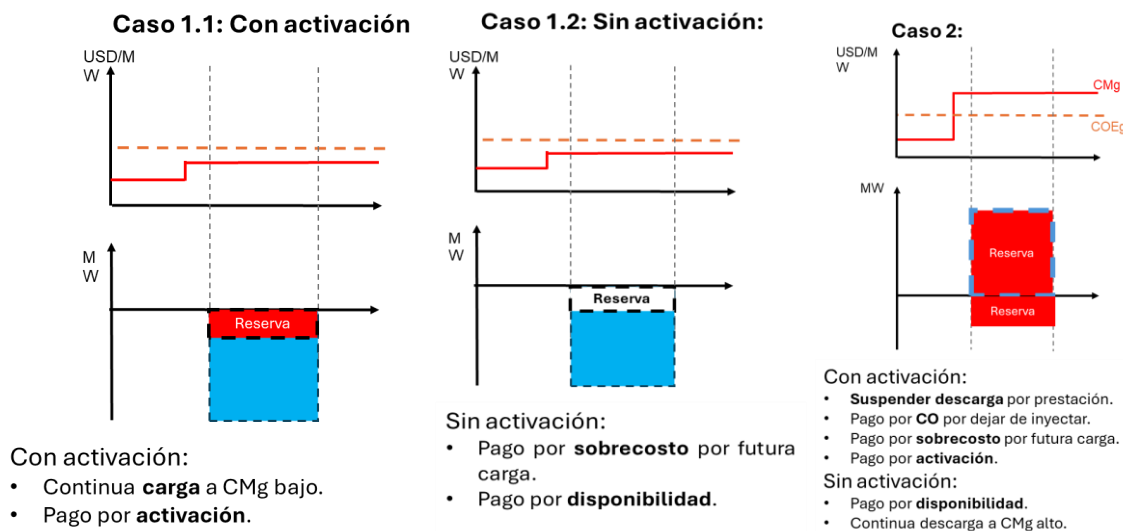


Figura 6: Escenarios de operación horario servicio CF de bajada para BESS prestando SSSC. [Elaboración propia]

- Para los servicios de CF de bajada se tienen los casos sin despacho económico, con y sin activación del servicio y adicionalmente el caso con despacho de la unidad. Para el primer subcaso se continua con la carga de la batería y se debe pagar la activación de la reserva. Para el segundo subcaso la reserva no utilizada se debe compensar por disponibilidad y por sobrecosto debido a la futura carga. En el segundo caso la prestación se produce al dejar de inyectar lo cual se compensa por concepto de CO, si la reserva no es suficiente se debe cargar parte de la batería para la prestación lo cual se paga por sobrecosto,

debe existir pago por activación del servicio. Para este caso si no existe activación del servicio se debe pagar la disponibilidad de la reserva.

2. Esquema de remuneración

La remuneración a los sistemas de almacenamiento que participan en el mercado de energía se basa en el arbitraje de energía en el cual contempla inyectar a la red en horas donde el costo marginal es alto y retirar de la red en horas donde el costo marginal es bajo. Esto se remunera según la cantidad inyectada por el costo en la hora de inyección. Para los BESS la carga ocurre en costos marginales cercanos a cero la mayoría del tiempo.

En el mercado de SSCC, para sistemas de almacenamiento, la remuneración se basa en el concepto de Costo de oportunidad en que incurre la batería al tener que inyectar en horas donde el marginal puede ser menor (operación no óptima), el Estudio de Costos de SSCC 2024-2027 [5] aborda una metodología general para el cálculo del CO de los BESS al prestar CF. Adicionalmente en función del esquema de operación propuesto se deben dar pagos por concepto de sobrecostos y pago por disponibilidad y activación de las reservas asociadas a la prestación.

a. Costos de oportunidad BESS

El costo de oportunidad se refiere a la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo debido a la capacidad de producción limitada o nula por prestar algún SSCC. El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) ha propuesto dos metodologías para calcular el CO de los BESS al prestar CF: una en la Minuta Rev.10 de enero 2023 [21] y otra en el ECSSCC 2024-2027 [5], ambas se detallan a continuación:

i. Propuesta de costos de oportunidad planteada por el Coordinador en Minuta Rev.10 2023

La Minuta de enero 2023 se utilizó para compensar al sistema de almacenamiento Alfalfal VR1 por servicios de control secundario de frecuencia (subida y bajada) adjudicados en subastas de SSCC.

Antes de calcular la compensación, se deben verificar dos restricciones:

- Descargar la energía remanente al final del día, en el menor tiempo posible y en las primeras horas del día siguiente.
- Asegurar que la descarga llegue al mínimo almacenamiento técnico posible.

El cálculo de CO se basa en la potencia disponible en las horas subastadas para el CSF y el CMg real de esas horas. Este CO se compara con la ganancia de la descarga forzada de las primeras horas del día siguiente (4 horas para VR1)

valorizada al CMg de esas horas. Hay compensación solo si el CO es mayor a la valorización de la descarga forzada del día siguiente.

La Tabla 3 muestra la planilla de cálculo para la remuneración del día 18 de enero de 2023 donde se prestó CSF+, las secciones resaltadas en color amarillo son las utilizadas en el cálculo.

		MWh			Subastas				FD		CMG [\$/kWh]	Valorización descarga forzada [k\$]	Potencia Disponible para descarga	Posición de la hora dentro del día del costo marginal (de mayor cmg a menor cmg)	Horas ordenadas	Energía por compensar [MWh]	CMG ordenado Descendente	Costo oportunidad con FD [k\$]
Día	Hora	Nombre	Descarga	Carga	% Carga	Descarga forzada	CSF(+)	CSF(-)	CSF(+)	CSF(-)								
18	1	BESS ALFALFAL	9,4	0,0	34,6%	9,4	0	0	100%	100%	132,7	1248,6	0,6	6	1	8,6	143,4	1229
18	2	BESS ALFALFAL	9,4	0,0	17,2%	9,4	0	0	100%	100%	132,7	1248,1	0,6	7	2	7,9	142,8	1131
18	3	BESS ALFALFAL	1,8	0,0	5,3%	1,8	0	0	100%	100%	132,7	234,1	2,6	8	3	8,1	140,5	1132
18	4	BESS ALFALFAL	0,0	0,0	6,0%	0,0	0	0	100%	100%	132,7	0,0	3,0	9	4	7,6	140,5	1072
18	5	BESS ALFALFAL	0,0	0,0	6,0%	0,0	0	0	100%	100%	132,7	0,0	3,0	10	5	4,8	102,0	447
18	6	BESS ALFALFAL	0,0	0,0	6,0%	0,0	0	0	100%	100%	132,7	0,0	3,0	11	6	0,0	0,0	0
18	7	BESS ALFALFAL	0,0	0,0	6,0%	0,0	0	0	100%	100%	132,7	0,0	3,0	12	7	0,0	0,0	0
18	8	BESS ALFALFAL	0,0	0,0	6,0%	0,0	0	0	100%	100%	126,1	0,0	3,0	13	8	0,0	0,0	0
18	9	BESS ALFALFAL	0,0	0,0	6,0%	0,0	0	0	100%	100%	79,6	0,0	3,0	14	9	0,0	0,0	0
18	10	BESS ALFALFAL	0,0	-9,3	14,0%	0,0	0	0	100%	100%	0,0	0,0	7,0	15	10	0,0	0,0	0
18	11	BESS ALFALFAL	0,0	-9,4	30,0%	0,0	0	0	100%	100%	0,0	0,0	10,0	16	11	0,0	0,0	0
18	12	BESS ALFALFAL	0,0	-9,4	45,8%	0,0	0	0	100%	100%	0,0	0,0	10,0	17	12	0,0	0,0	0
18	13	BESS ALFALFAL	0,0	-9,2	60,7%	0,0	0	0	100%	100%	0,0	0,0	10,0	18	13	0,0	0,0	0
18	14	BESS ALFALFAL	0,0	-9,0	74,9%	0,0	0	0	100%	100%	0,0	0,0	10,0	19	14	0,0	0,0	0
18	15	BESS ALFALFAL	0,0	-7,8	88,4%	0,0	0	0	100%	100%	0,0	0,0	10,0	20	15	0,0	0,0	0
18	16	BESS ALFALFAL	0,0	-1,6	95,3%	0,0	0	0	100%	100%	0,0	0,0	10,0	21	16	0,0	0,0	0
18	17	BESS ALFALFAL	0,0	0,0	95,4%	0,0	0	0	100%	100%	57,5	0,0	10,0	22	17	0,0	0,0	0
18	18	BESS ALFALFAL	0,0	0,0	95,0%	0,0	0	0	100%	100%	59,6	0,0	10,0	23	18	0,0	0,0	0
18	19	BESS ALFALFAL	1,8	0,0	93,4%	0,0	1	0	91%	91%	102,0	0,0	8,2	5	19	0,0	0,0	0
18	20	BESS ALFALFAL	1,9	0,0	90,8%	0,0	1	0	100%	100%	140,5	0,0	8,1	3	20	0,0	0,0	0
18	21	BESS ALFALFAL	2,4	0,0	86,5%	0,0	1	0	100%	100%	140,5	0,0	7,6	4	21	0,0	0,0	0
18	22	BESS ALFALFAL	2,1	0,0	82,6%	0,0	1	0	100%	100%	142,8	0,0	7,9	2	22	0,0	0,0	0
18	23	BESS ALFALFAL	1,4	0,0	79,8%	0,0	1	0	100%	100%	143,4	0,0	8,6	1	23	0,0	0,0	0
18	24	BESS ALFALFAL	0,1	0,0	79,0%	0,0	0	0	100%	100%	140,5	0,0	9,9	24	24	0,0	0,0	0
19	1	BESS ALFALFAL	8,6	0,0	72,0%	8,6	0	0	100%	100%	129,8	1113,7	1,4	6	1	8,7	144,8	1253
19	2	BESS ALFALFAL	9,4	0,0	55,8%	9,4	0	0	100%	100%	129,8	1225,1	0,6	7	2	9,6	134,6	1288
19	3	BESS ALFALFAL	9,5	0,0	39,4%	9,5	0	0	100%	100%	129,8	1229,0	0,5	8	3	6,9	134,2	926
19	4	BESS ALFALFAL	9,5	0,0	22,2%	9,5	0	0	100%	100%	129,8	1232,8	0,5	9	4	7,3	92,6	672
19	5	BESS ALFALFAL	5,2	0,0	5,9%	0,0	0	0	100%	100%	129,8	0,0	3,0	10	5	4,8	0,0	0

Tabla 3: Cálculo de costo de oportunidad 18 enero 2023. [Elaboración propia]

La Figura 7 muestra el día de la adjudicación de la subasta, 18 de enero, y la descarga forzada del día siguiente que se tuvo que llevar a cabo debido a la regla de verificación de la compensación respectiva.

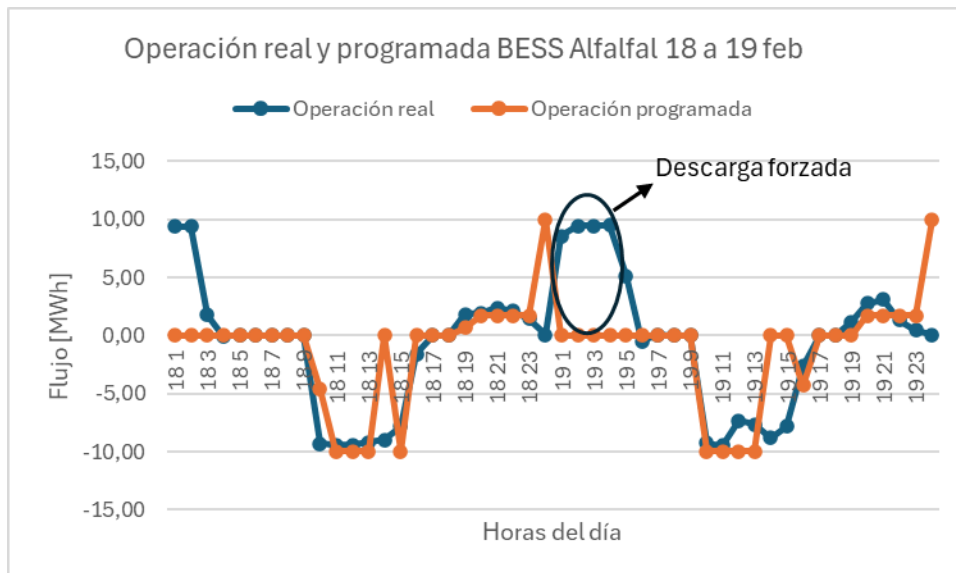


Figura 7: Operación real y programada de BESS VR1 Alfalfal, 18 y 19 enero 2023. [Elaboración propia]

Esta metodología presenta varias observaciones que llevan a las siguientes propuestas:

- La remuneración del servicio de CSF- se obtiene bajo la misma metodología de cálculo de remuneración que el servicio de CSF+, se propone un esquema de operación (sección **Esquema de operación propuesto**) para la prestación de este servicio, con lo cual debe ser remunerado de forma distinta al CSF+.
- Se tiene un % de descarga mínima para obtener un pago por la prestación, este % corresponde a un valor fijo (10% para VR1 de Alfalfal), se propone que ese % sea variable y este en función de la potencia disponible de la batería hora a hora.
- Se tiene una limitación en la cantidad de horas de descarga forzada, igual a 4 horas, existen baterías con mayor cantidad de horas de almacenamiento como es el caso del VR1 de Alfalfal, por lo que se propone calcular la cantidad de horas de descarga forzada como el cociente entre la capacidad total de la batería y la potencia máxima que puede inyectar o retirar en una hora.

ii. Propuesta de costos de oportunidad planteada por el Coordinador en el Estudio de Costos de SSCC 2024-2027

El informe del Estudio de Costos de Servicios Complementarios [5] detalla las componentes necesarias para calcular el costo de oportunidad de las BESS al prestar SC de CF, abriendo la posibilidad de que las BESS presten estos servicios en el futuro.

La remuneración se basa en la diferencia entre dos componentes:

- El arbitraje ideal de la batería, asociado a la capacidad máxima y al promedio de CMg reales (CMg más altos para descarga y más bajos para carga).
- El balance neto real del día de la prestación.

La Figura 8 corresponden a la definición exacta de ambas componentes obtenida del ECSSCC 2024-2027.

La metodología general para remunerar los servicios complementarios que preste algún BESS es la siguiente:

1. Componente 1: remuneración del arbitraje de energía según la capacidad máxima del BESS para inyecciones y retiros considerando sus mínimos técnicos sin considerar la prestación del servicio complementario. La energía de retiro e inyección deberá ser calculada considerando la capacidad máxima de inyección y retiro del BESS y valorizada con el costo promedio calculado a partir de los costos marginales en los intervalos de tiempo en que el BESS hubiera retirado o inyectado al sistema en caso de no prestar el servicio complementario.

2. Componente 2: el balance neto de las inyecciones y retiros generados por la prestación en la operación real del servicio que surge del sistema de medición comercial y los costos marginales horarios del sistema.

Figura 8: Definición de componente 1 y 2 para el cálculo de CO. [16]

La diferencia de ambas componentes debe ser mayor a cero para que exista pago por concepto de CO. Esta metodología presenta varias observaciones que llevan a las siguientes recomendaciones:

- Para baterías con almacenamiento en horas no enteras (ejemplo 4,5 horas), se propone obtener la componente 1 del cálculo de CO del ECSSCC, en base al promedio ponderado de carga y descarga.
- Se propone contemplar un ciclo de carga y descarga de la batería para los cálculos de arbitraje y CO (desde la hora 8 hasta la hora 7 del siguiente día), ya que representa de mejor forma el comportamiento de la batería con su ciclo completo de operación.
- La definición de la componente 1 utiliza el término “período de tiempo de descarga/carga del BESS” para el cálculo del promedio de CMg se puede interpretar como las horas de almacenamiento que posee el BESS a una tasa de descarga/carga constante.

iii. Comparación entre ambas propuestas

Para la comparación entre ambas propuestas dadas por el Coordinador se tomó de referencia el día 19 enero de 2023, donde el VR1 de la central Alfalfal presto CSF±.

- **Minuta Rev.10 2023**

La Tabla 4 muestra el cálculo realizado para obtención del CO para las horas con adjudicación de subastas para el CSF. La Tabla 5 muestra el total obtenido por medio de la descarga forzada para el día siguiente de la prestación.

La compensación por concepto de la prestación del servicio complementario corresponde a 1162,32 [USD].

Día	Hora subastada	Potencia disponible hora subastada	Energía por compensar [MWh]	CMg real ordenado descendente [USD/MWh]	Costo oportunidad con FD [USD]
19	12	0	9,86	201,16	1984,33
19	14	10	9,91	201,16	1993,24
19	15	10	2,37	191,33	453,48
19	16	10	0,00	168,17	0
19	17	10	0,00	127,42	0
19	18	10	0	121,70	0
19	20	9,64	0	79,89	0
19	21	9,86	0	0	0
19	22	9,91	0	0	0
19	23	9,95	0	0	0
19	24	10,00	0	0	0
Total CO 19-01					4431,05

Tabla 4: Costo oportunidad para horas adjudicadas, 19 enero 2023. [Elaboración propia]

Día	Hora	Descarga forzada [MWh]	CMg real horario [USD/MWh]	Valorización Descarga forzada [USD]
20	1	9,28	149,14	1384,28
20	2	9,41	145,78	1371,95
20	3	3,45	148,53	512,49
20	4	0	148,78	0
Total 20-01	3268,73			

Tabla 5: Valorización descarga forzada día siguiente de la prestación. [Elaboración propia]

- **ECSSCC 2024-2027**

Respecto a la Figura 9, el precio medio de descarga es 196,19 [USD/MWh] y el precio medio de carga es 0 [USD/MWh]. La componente 1 es 9809,50 [USD] para una BESS con capacidad de 50 [MWh] por 5 horas. La componente 2 varía: 129,20 [USD] para un ciclo diario de 24 horas y 3341,14 [USD] para un ciclo de la batería. Esto resulta en una remuneración por CO de 9680,30 [USD] y 6304,06 [USD], respectivamente.

La Tabla 6 y Tabla 7 muestran el balance de inyecciones, retiros y CMg reales horarios. La Tabla 6 corresponde a las 24 horas del día de la prestación, y la Tabla 7 a un ciclo de carga-descarga de la batería (desde la hora 8 del día de la prestación hasta la hora 7 del día siguiente).

Día	Hora	Descarga [MWh]	Carga [MWh]	CMg real [USD/MWh]	Balance [USD]
19	1	0,25	0	187,81	46,45
19	2	0,00	-0,04	187,81	-6,79
19	3	0,00	-0,02	172,29	-3,41
19	4	0	0,00	168,8	-0,69
19	5	0	0,00	168,8	0,00
19	6	0	0,00	185,28	0,00
19	7	0	0,00	199,49	0,00
19	8	0	0,00	172,12	-0,01
19	9	0	0,00	122,5	-0,45
19	10	0	-0,01	102,35	-1,00
19	11	0	-0,02	110,56	-1,74
19	12	0	-0,01	127,42	-1,43
19	13	0	-0,01	147,93	-0,86
19	14	0	0,00	79,89	-0,20
19	15	0	-2,86	0	0,00
19	16	0	-0,60	0	0,00
19	17	0	-0,31	0	0,00
19	18	0	-1,50	0	0,00
19	19	0,00	-0,03	0	0,00
19	20	0,36	0	121,7	44,25
19	21	0,14	0	201,16	27,27
19	22	0,09	0	201,16	18,36
19	23	0,05	0	191,33	8,99
19	24	0,00	0	168,17	0,46
				Balance Total	129,20

Tabla 6: Balance de inyecciones y retiros en un ciclo diario (24 horas). [Elaboración propia]

Día	Hora	Descarga [MWh]	Carga [MWh]	CMg real [USD/MWh]	Balance [USD]
19	8	0	0	172,12	0
19	9	0	0,00	122,5	0
19	10	0	-0,01	102,35	-1,00
19	11	0	-0,02	110,56	-1,74
19	12	0	-0,01	127,42	-1,43
19	13	0	-0,01	147,93	-0,86
19	14	0	0,00	79,89	-0,20
19	15	0	-2,86	0	0
19	16	0	-0,60	0	0
19	17	0	-0,31	0	0
19	18	0	-1,50	0	0
19	19	0	0	0	0
19	20	0,36	0	121,7	44,25
19	21	0,14	0	201,16	27,27
19	22	0,09	0	201,16	18,36
19	23	0,05	0	191,33	8,99
19	24	0,00	0	168,17	0,46
20	1	9,28	0	149,14	1384,28
20	2	9,41	0	145,78	1371,95
20	3	3,45	0	148,53	512,49
20	4	0	-0,04	148,78	-6,37
20	5	0	-0,04	148,78	-5,42
20	6	0	-0,03	174,31	-5,24
20	7	0	-0,02	196,56	-4,66
				Balance Total	3341,14

Tabla 7: Balance de inyecciones y retiros en un ciclo carga-descarga batería (hora 8 a hora 7 del siguiente día). [Elaboración propia]

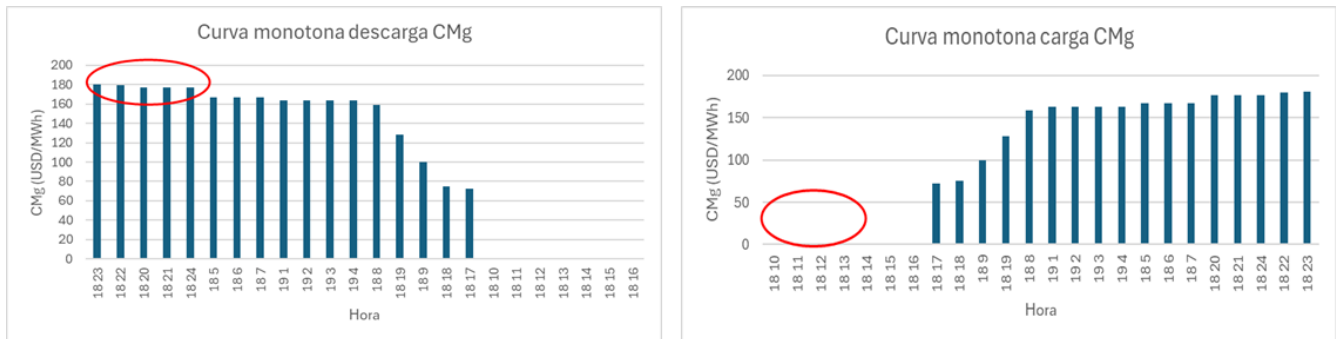


Figura 9: Curva de CMg reales ordenados para descarga y carga. [Elaboración propia]

Se tiene que la diferencia entre el pago por concepto de CO del ECSSCC actual es significativamente mayor al pago recibido a través de la metodología de la Minuta Rev.10 2023. La metodología del ECSSCC actual arroja márgenes mayores, no posee restricciones operativas asociadas a la prestación y funciona para todos los servicios de frecuencia (tanto de subida como de bajada).

iv. Comparación entre CMg reales y programados para el cálculo del CO

Como caso extra se analizó el impacto de utilizar los CMg programados para el cálculo del promedio de carga-descarga del CO a través de la metodología del ECSSCC 2024-2027. Esto debido a que la operación de los sistemas de almacenamiento depende de los costos marginales por programa, se comparó ambos casos obteniéndose que para un ciclo diario de 24 horas (Tabla 8) el utilizar los costos por programa produce una disminución del 64,7% en la remuneración por concepto de CO respecto a la utilización de los CMg reales. En el caso en que se tome un ciclo de la batería (Tabla 9) la disminución en la remuneración es mayor, llegando a un 104%.

	CMg promedio descarga [USD/MWh]	CMg promedio carga [USD/MWh]	Arbitraje ideal [USD]	Balance real [USD]	Total [USD]
CO PRG	186,50	115,64	3543,15	129,20	3413,95
CO real	196,19	0	9809,5		9680,30

Tabla 8: Comparación entre CO programado y real, 19 enero, ciclo diario (24h).

	CMg promedio descarga [USD/MWh]	CMg promedio carga [USD/MWh]	Arbitraje ideal [USD]	Balance real [USD]	Total [USD]
CO PRG	177,22	115,64	3079,13	3341,14	-262,01
CO real	192,904	0	9645,20		6304,06

Tabla 9: Comparación entre CO programado y real, 19 y 20 enero, ciclo carga-descarga batería (8h-24h, 1h-7h). Refleja el comportamiento de un ciclo del BESS.

b. Análisis resultados propuestas CO

El análisis comparativo entre las metodologías de cálculo de costo de oportunidad propuestas por el Coordinador Eléctrico Nacional revela implicancias significativas tanto en el plano técnico como económico y regulatorio. Desde el punto de vista técnico, se evidencia que la metodología de la Minuta Rev.10 de 2023 impone restricciones operativas que no se ajustan a la realidad de sistemas de almacenamiento más flexibles como el VR1 de Alfalfal. La exigencia de una descarga forzada en un número fijo de horas y un porcentaje mínimo de descarga constante limita la capacidad del sistema para operar de manera óptima, lo que puede traducirse en una subutilización de su potencial técnico. En contraste, la metodología del Estudio de Costos de SSCC 2024–2027 propone considerar ciclos completos de carga y descarga, lo que permite capturar de forma más representativa el comportamiento real de las baterías y mejora la precisión del cálculo del costo de oportunidad.

Económicamente, las diferencias entre ambas metodologías son notables. Mientras que la Minuta Rev.10 de enero de 2023 arroja una remuneración por concepto de costo de oportunidad de aproximadamente 1.162 [USD], el ECSSCC 2024–2027 estima pagos que superan los 9.600 [USD] y los 6.300 [USD], para un ciclo de 24 horas y un ciclo de carga-descarga de la batería. Esta disparidad sugiere que la metodología más antigua subcompensa a los sistemas de almacenamiento, lo que podría desincentivar su participación en el mercado de servicios complementarios. Además, el análisis adicional sobre el uso de costos marginales programados versus reales demuestra que la elección de estos parámetros tiene un impacto crítico en la remuneración: utilizar CMg programados puede reducir el pago por costo de oportunidad hasta en un 104%, llegando incluso a valores negativos. Esto pone en evidencia que los CMg reales reflejan de manera más fiel el valor económico de la operación del BESS y que su uso es esencial para garantizar una compensación justa.

Desde una perspectiva regulatoria, los resultados del análisis apuntan a la necesidad urgente de revisar y actualizar las metodologías oficiales utilizadas por el Coordinador. La propuesta del ECSSCC no solo es más robusta y adaptable a distintos tipos de baterías, sino que también permite una diferenciación entre servicios de control de frecuencia de subida y bajada, lo cual es clave para asegurar equidad en la remuneración. En conjunto, estos hallazgos refuerzan la importancia de adoptar esquemas de compensación que reflejen con mayor precisión tanto el comportamiento técnico como el valor económico de los sistemas de almacenamiento, promoviendo así su integración eficiente y sostenible en el mercado eléctrico chileno.

Capítulo 4

Modelación eléctrica Parte 1

Por medio del software PLEXOS y utilizando la base de datos del programa de operación diaria del día 29 de mayo de 2025, se proyectó el despacho energético del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) bajo la implementación de restricciones asociadas a la prestación de servicios de control de frecuencia en una planta híbrida (solar más BESS). En primera instancia se evaluó cada servicio de frecuencia por separado para poder visualizar su correcta implementación en el sistema de almacenamiento. Posteriormente se ejecutó la simulación con los tres servicios de CF.

El modelo de simulación utiliza un horizonte de planificación de 7 días desde el 29 de mayo de 2025. La fase de asignación de recursos (fase MT Schedule) modela todos los intervalos del despacho de los 7 días, esta fase se encarga de la modelación en el mediano plazo y de la optimización de embalses hidroeléctricos, combustibles y emisiones de forma conjunta.

La central solar más sistema de almacenamiento en estudio es Andes-2B y cuenta con una capacidad máxima de inyección, dada por el inversor de la planta, de 130 [MW]. El sistema de almacenamiento cuenta con 5 horas de almacenamiento y 650 [MWh] de energía.

1. Caso base sin CF

La modelación de baterías en Plexos se basa en modelar el sistema de almacenamiento como una central hidroeléctrica ficticia, con afluentes de agua que representan la energía de carga y descarga de la batería. La modelación se compone de dos generadores hidroeléctricos que representan la carga y descarga de la batería, dos embalses que representan el afluente de energía de generación del parque solar - carga de la batería y descarga de la batería, un generador hidroeléctrico que representa la generación del parque solar, flujos asociados a las pérdidas de carga y descarga de la batería y al vertimiento que esta puede tener al momento de descargar a la red. Como dato de entrada se tiene un archivo Excel el cual contiene la capacidad nominal de las unidades "Gen_Rating.csv". Lo anterior se puede visualizar en la Figura 10.

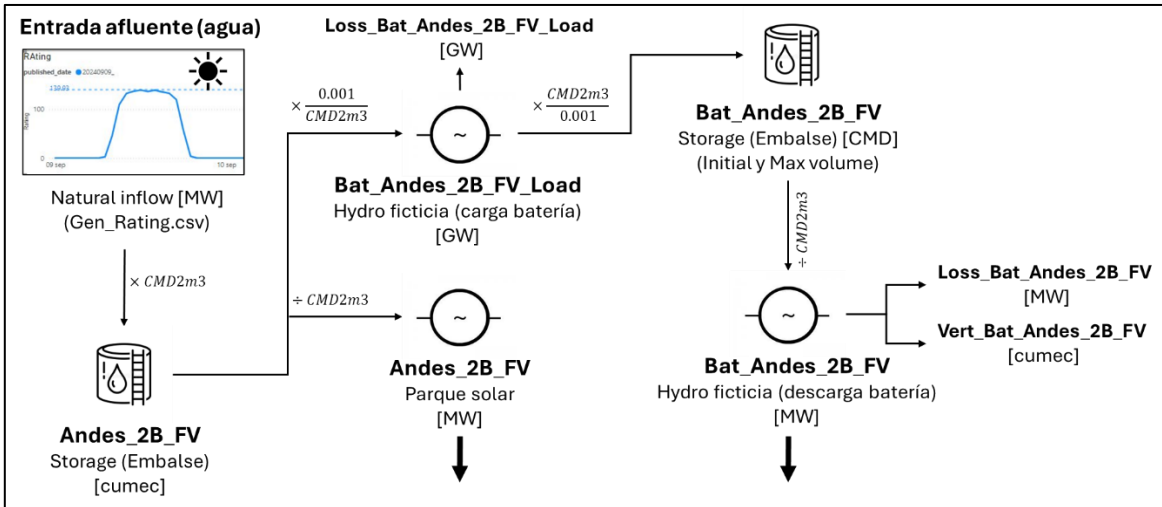


Figura 10: Modelación Plexos de Central FV Andes-2B. [Elaboración propia]

El coeficiente “CMD2m3” representa una conversión de unidades, entre [MW] y [cumecc] (flujo de agua).

Adicionalmente se tienen los modos de operación del parque en el caso base (sin restricciones de servicios de control de frecuencia) mostrados en la Figura 11.

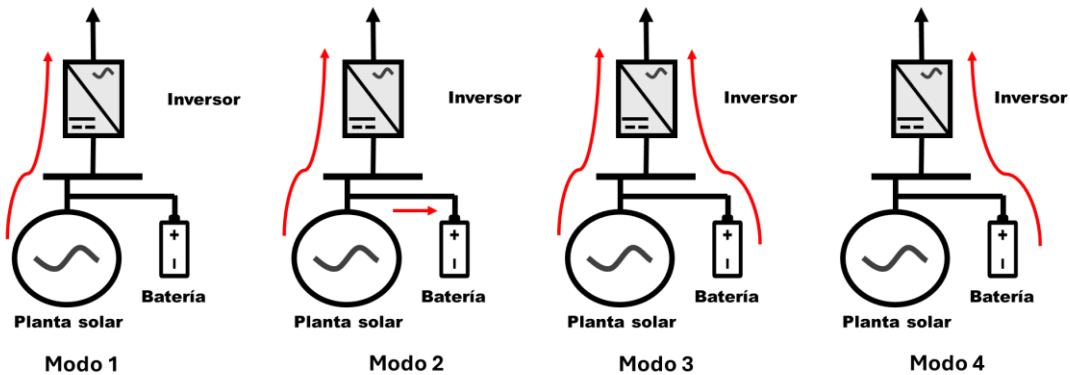


Figura 11: Modos de operación Central FV Andes-2B. [Elaboración propia]

El modo 1 muestra una inyección dada solo por la planta solar, el modo 2 muestra una inyección hacia la red por la planta solar y a su vez la carga de la batería, el modo 3 muestra inyecciones hacia la red dadas por la planta solar y la batería, y el modo 4 muestra una inyección a la red dada por la batería (por ejemplo: horario nocturno).

Se tienen cuatro restricciones que modelan el comportamiento del sistema de almacenamiento. La primera hace referencia a las pérdidas asociadas a la descarga (generación) de la batería, la cual consta de un coeficiente de valor “1- Effd” (eficiencia de descarga de la batería).

a. Pérdidas de generación (descarga) de la batería (BAT_ANDES_2B_FV_GenLosses)

$$0.0842 \times \text{BAT_ANDES_2B_FV} = \text{Loss_BAT_ANDES_2B_FV_Gen} \quad (1)$$

Donde:

- BAT_ANDES_2B_FV corresponde a la Hydro Ficticia asociada a la descarga de la batería [MW].
- Loss_BAT_ANDES_2B_FV_Gen corresponde a las perdidas asociadas a la descarga de la batería [MW].
- La eficiencia de descarga es de 91,58%.
- Hate rate de BAT_ANDES_2B_FV corresponde a (1/CMD2m3) [MW/cumec].

La segunda restricción hace referencia a las pérdidas asociadas a la carga de la batería, esta consta de un coeficiente de valor "1- Effic"(eficiencia de carga de la batería).

b. Pérdidas de carga de la batería (BAT_ANDES_2B_FV_LoadLosses)

$$35.1 \times \text{BAT_ANDES_2B_FV_LOAD} = \text{Loss_BAT_ANDES_2B_FV_LOAD} \quad (2)$$

Donde:

- BAT_ANDES_2B_FV_LOAD corresponde a la Hydro Ficticia asociada a la carga de la batería [GW].
- Loss_BAT_ANDES_2B_FV_LOAD corresponde a las perdidas asociadas a la carga de la batería [MW].
- La eficiencia de carga es de 96,51%.
- Hate rate de BAT_ANDES_2B_FV_LOAD corresponde a (0.001/CMD2m3) [MW/cumec].

La tercera restricción hace referencia al límite de transferencias dado por el inversor de la planta, en este caso el inversor posee una capacidad máxima de 130 [MW].

c. Máxima Inyección (BAT_ANDES_2B_FV_MaxInjection)

$$\text{ANDES_2B_FV} + \text{BAT_ANDES_2B_FV} \leq 130 \quad (3)$$

Donde:

- ANDES_2B_FV corresponde al parque solar conectado a la batería [MW].
- BAT_ANDES_2B_FV corresponde a la Hydro Ficticia asociada a la descarga de la batería [MW].

La cuarta restricción hace referencia al estado de la batería y que esta no puede cargar y descargar en el mismo periodo.

d. Estado de la batería (BAT_ANDES_2B_FV_Uniq)

$$\text{BAT_ANDES_2B_FV_LOAD} + \text{BAT_ANDES_2B_FV} \leq 1 \quad (4)$$

Donde:

- BAT_ANDES_2B_FV_LOAD corresponde a la Hydro Ficticia asociada a la carga de la batería [coeficiente de la unidad que genera, toma el valor de 0 o 1].
- BAT_ANDES_2B_FV corresponde a la Hydro Ficticia asociada a la descarga de la batería [coeficiente de la unidad que genera, toma el valor de 0 o 1].

De la simulación del caso base se obtuvo la generación del parque solar inyectando a la red entre el 29 de mayo y el 02 de junio, con una inyección máxima de 93,4 [MW] en la mañana del día 29 de mayo. El perfil de inyección se muestra en la Figura 12.

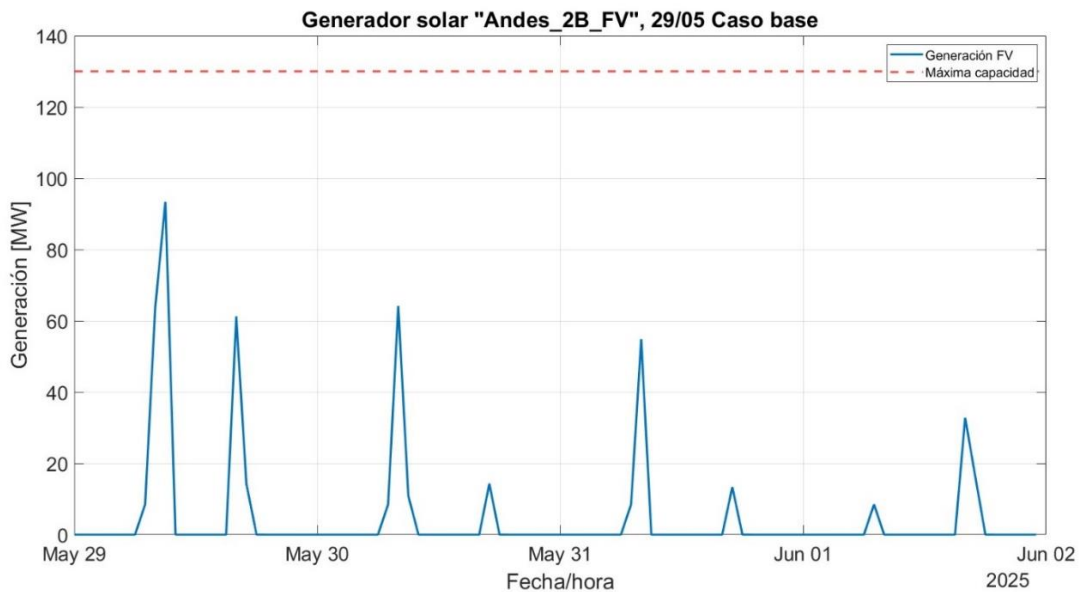


Figura 12: Generación parque solar Andes-2B, caso base. [Elaboración propia]

Adicionalmente se obtuvo el perfil de carga y descarga de ambas hidroeléctricas ficticias que simulan el comportamiento de la batería, estos perfiles no sobrepasaron la capacidad máxima de 130 [MW] y se visualizó una carga de la batería durante el

periodo del día y la descarga de esta durante el periodo de la noche. La Figura 13 muestra ambos perfiles de generación.

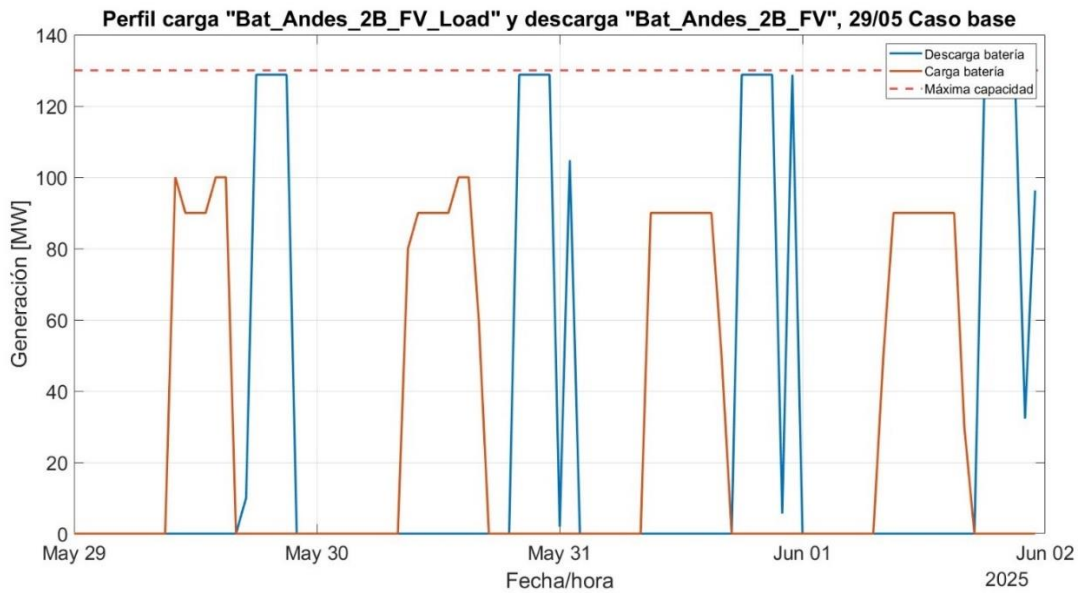


Figura 13: Perfil de carga y descarga batería Andes-2B, caso base. [Elaboración propia]

Las pérdidas asociadas a la carga y descarga de la batería representan un porcentaje mínimo de su generación de carga y descarga. La Figura 14 muestra estas pérdidas entre el 29 de mayo y el 02 de junio, obteniéndose un máximo de 10,8 [MW] para las pérdidas asociadas a la inyección de la batería a la red y un máximo de 3,44 [MW] en pérdidas al momento de cargar la batería.

Pérdidas de carga "Loss_Bat_Andes_2B_FV_Load" y descarga "Loss_Bat_Andes_2B_FV", 29/05 Caso base

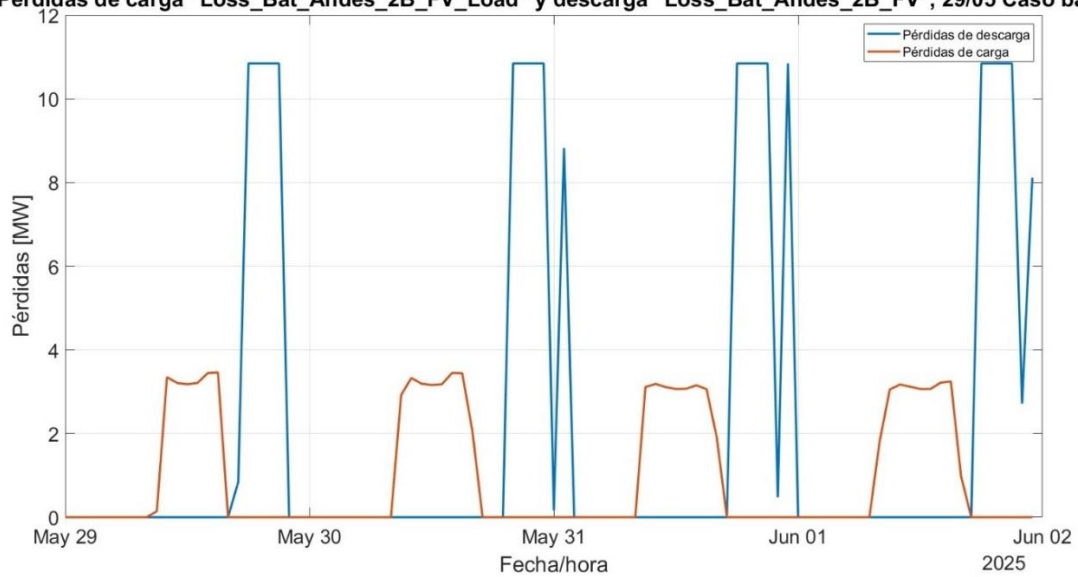


Figura 14: Pérdidas asociadas a la carga y descarga batería Andes-2B, caso base. [Elaboración propia]

El parque solar más el sistema de baterías de Andes-2B se encuentra conectado al nodo Andes220, en el cual también están las plantas Andes-2A y Andes-4 con sus respectivos sistemas de almacenamiento. La generación del nodo Andes220 no sobrepasa los 350 [MW] y se puede visualizar en la Figura 15 junto al precio en [\$/MWh] de ese nodo.

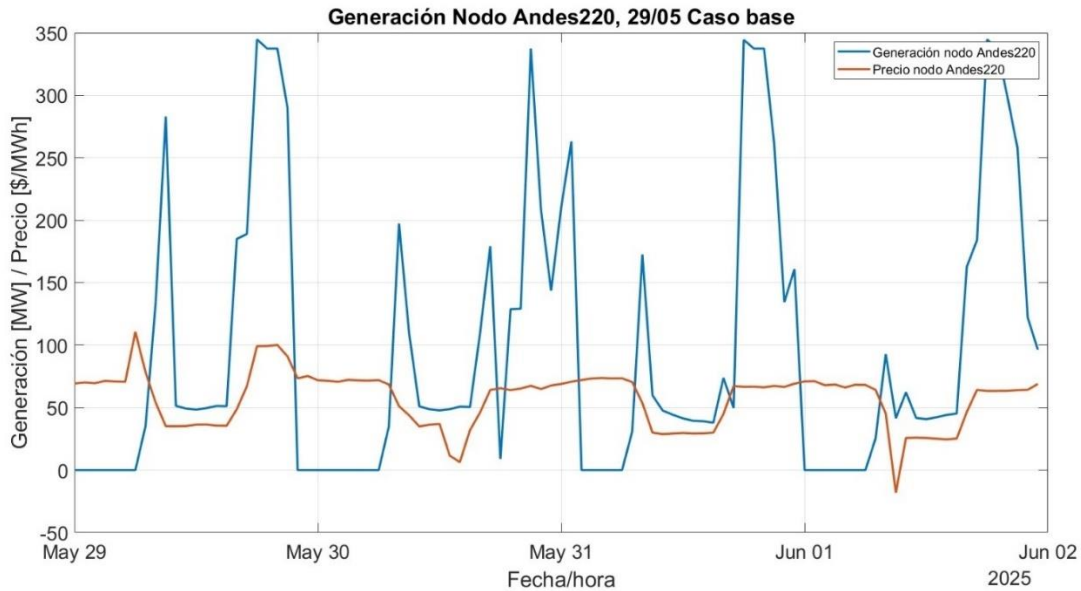


Figura 15: Generación nodo Andes220 conectado al parque híbrido Andes-2B, caso base. [Elaboración propia]

Como dato relevante del caso base el cual será posteriormente comparado con los siguientes casos, se tiene como resultado de la simulación dentro del horizonte de 7 días a la demanda y la generación de cada zona dentro del sistema eléctrico nacional. La planta híbrida de Andes-2B se encuentra en la zona 02 de la Tabla 29 del Anexo **Resultados**.

De los resultados de la simulación también se tiene la provisión del servicio de control primario y secundario de frecuencia, tanto de subida como de bajada. Junto a la provisión necesaria por servicio se obtiene el costo y el precio de esta, todo esto se puede visualizar en la Tabla 10 junto al respectivo riesgo por servicio (cantidad de energía que podría faltar para satisfacer la demanda).

Reserve	Min. Risk (MW)	Max. Risk (MW)	Risk (GWh)	Provision (GWh)	Cost (\$000's)	Price (\$/MW)
CPF_LW	0,1	0,1	0,02	13,64	0	0
CPF_RS	0,1	0,1	0,02	44,61	0	0
CSF_LW	134	319	32,53	32,53	67,9	2,09
CSF_RS	134	323	34,74	34,74	449,45	12,94
CTF_LW	0	603	16,67	48,70	0	0
CTF_RS	76	625	40,88	40,88	6,49	0,16
SEN	0,1	323	67,3	125,52	517,34	4,12

Tabla 10: Provisión, costo y precio por cada servicio de CF, caso base.

Cabe destacar que el Caso base sin la implementación de las restricciones para la prestación de los servicios de control de frecuencia del sistema de almacenamiento Andes-2B se realiza bajo una co-optimización tanto de suplir los MW necesarios de demanda como suplir los distintos escenarios de contingencias de los servicios de control de frecuencia.

Para las secciones de la batería de Andes-2B prestando control de frecuencia se deben considerar los respectivos factores de activación de cada servicio de CF y ya sea de subida o de bajada (no por central). Estos factores corresponden a un porcentaje de participación o activación relativa de un servicio complementario en una hora determinada. Es decir, cuánto contribuye cada servicio a cubrir la necesidad de control de frecuencia en esa hora. Del último documento disponible de Factores de Activación por SC – marzo2025 se tiene la Tabla 11 la cual contiene las 24 horas del primer día de marzo, para las restricciones utilizadas en la batería de Andes-2B se emplearán estos factores de activación, pero utilizando un promedio simple de las 24 horas por cada servicio de CF.

HORA	CPF_RS	CPF_LW	CSF_RS	CSF_LW	CTF_RS	CTF_LW	CTF_OFF
1	0,5	0,302	0,322	0,180	0,010	0,013	1
2	0,5	0,356	0,371	0,206	0,010	0,013	1
3	0,5	0,325	0,358	0,239	0,010	0,010	1
4	0,5	0,319	0,342	0,248	0,010	0,017	1
5	0,5	0,304	0,346	0,258	0,010	0,010	1
6	0,5	0,280	0,313	0,276	0,010	0,012	1
7	0,5	0,272	0,286	0,258	0,010	0,030	1
8	0,5	0,374	0,264	0,171	0,028	0,104	1
9	0,5	0,329	0,206	0,153	0,047	0,084	1
10	0,5	0,184	0,194	0,242	0,024	0,021	1
11	0,5	0,197	0,229	0,264	0,010	0,027	1
12	0,5	0,252	0,288	0,221	0,010	0,029	1
13	0,5	0,253	0,294	0,223	0,010	0,021	1
14	0,5	0,244	0,279	0,242	0,010	0,035	1
15	0,5	0,254	0,292	0,231	0,011	0,042	1
16	0,5	0,256	0,286	0,208	0,010	0,049	1
17	0,5	0,293	0,281	0,187	0,010	0,058	1
18	0,5	0,286	0,262	0,167	0,017	0,063	1
19	0,5	0,326	0,286	0,167	0,010	0,096	1
20	0,5	0,253	0,273	0,216	0,041	0,059	1
21	0,5	0,326	0,306	0,195	0,010	0,057	1
22	0,5	0,352	0,368	0,171	0,010	0,024	1
23	0,5	0,282	0,328	0,223	0,023	0,029	1
24	0,5	0,399	0,378	0,145	0,012	0,037	1

Tabla 11: Factores de activación por SC, 01 de marzo de 2025.

2. Restricciones Control Primario de Frecuencia (CPF)

Para que el sistema de almacenamiento de la central fotovoltaica Andes-2B prestara servicios de CPF (subida y bajada) se tuvo que incluir una serie de restricciones asociadas a este servicio, modificar las restricciones ya existentes de la batería y también crear restricciones nuevas que representen el comportamiento del aporte del CPF en un sistema de almacenamiento. Adicionalmente se tomaron ciertas consideraciones con los documentos de entrada a la simulación que representan el aporte máximo del almacenamiento por el servicio de subida y de bajada las cuales se detallan a continuación:

- i. Se utilizo la base de datos del Coordinador del día 29-05-2025.
- ii. Se consideró una máxima respuesta de la reserva de la central Andes_2B_FV para el CPF de bajada y subida, según:
 - Entre 29/05 y 04/06: 10 [MW] entre las horas 11-18 (para control de subida).

- Entre 29/05 y 04/06: 10 [MW] entre las horas 11-17 (para control de bajada).
- iii. Los archivos Excel “CPF_BAT_ANDES_2B_FV_MRD.csv” y “CPF_BAT_ANDES_2B_FV_MRU.csv” corresponden a los MW que las centrales pueden dar por servicio en cada hora del día, estos provienen del departamento de control de la operación y en este caso fueron creados bajo las consideraciones anteriores.
- iv. Se utilizó adicionalmente para la batería Bat_Andes_2B_FV_CPFRS:
 - Un “Min Stable Level” de 1,9524 [MW] (dado por el archivo Gen_MinStableLevel.csv).
 - Un “Rating” de 10 [MW].

Los valores del punto iv aseguran que la batería opere dentro de rangos seguros y realistas, permitiendo una respuesta efectiva ante eventos de frecuencia sin comprometer su integridad técnica. Se tuvo en cuenta el valor de 1,9524 [MW] como “Min Stable Level” ya que este corresponde al nivel mínimo de generación estable de la unidad generadora “Bat_Andes_2B_FV”. Este nivel mínimo se aplica al encender la unidad, es decir, después de que se haya activado y antes de que se desactive, se determina a través de pruebas específicas en condiciones normales de operación. Estas pruebas deben ejecutarse cuando la instalación esté en su etapa final de puesta en servicio, con los sistemas de control ajustados de forma definitiva. El objetivo es obtener valores representativos de la capacidad técnica de cada unidad, incluyendo el mínimo nivel de generación que puede mantenerse de forma estable sin comprometer la eficiencia ni la seguridad operativa.

La Figura 16 ilustra el comportamiento del CPF en el modelado de un sistema de almacenamiento en el software Plexos. En ella se visualiza el aporte del CPF de subida mediante una nueva central hidroeléctrica con su respectivo aporte en las pérdidas asociadas a la descarga de la batería, el CPF de bajada se representa a través de un flujo entre los embalses que almacenan la energía en forma de agua, de manera de que si se activa el servicio de bajada tanto el flujo desde la carga de la batería y el de la prestación del servicio se sumarían para llegar al embalse Bat_Andes_2B_FV por lo que la batería podría cargarse a menor capacidad (embalse con capacidad máxima determinada) logrando así la prestación del CPF de bajada.

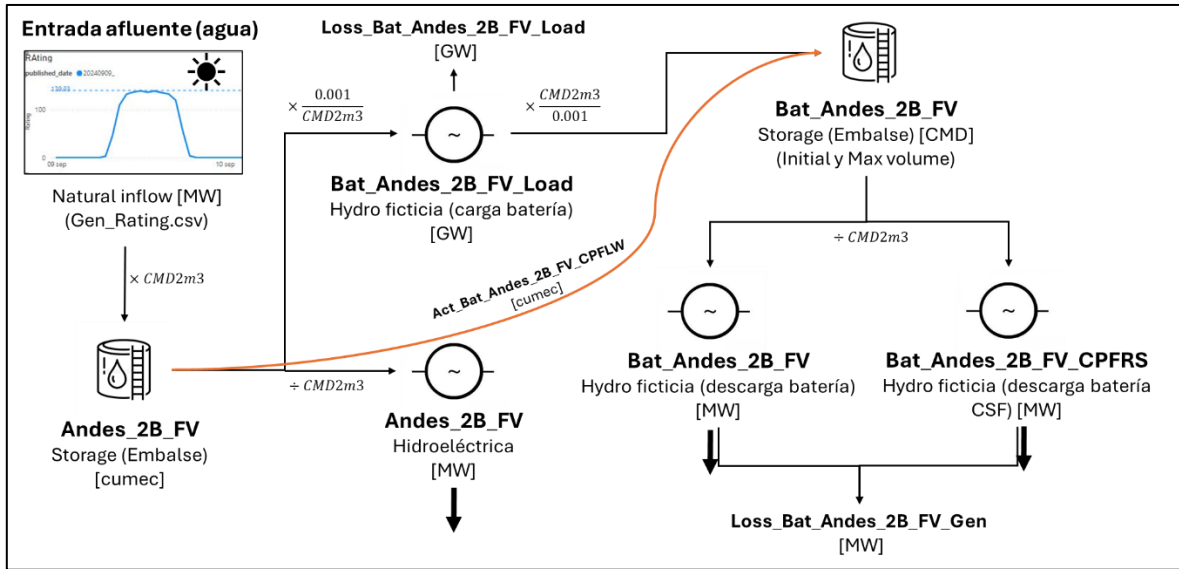


Figura 16: Modelación Plexos CPF de Central FV Andes-2B. [Elaboración propia]

Dentro de las restricciones existentes asociadas a la prestación de CPF, y a las que se agregará la batería, se tienen:

a. Requerimiento de CPF- en 5 minutos (CPF_DownMinProvision)

Permite la asignación de potencia de las unidades, destinada a satisfacer los requerimientos de $CPF_{@5m}^-$.

$$\sum_{i \in I} k_i Res_{CPF_i^-} + \sum_{j \in J} k_j Bess_j + CPF_{VoRS}^- = Req_{CPF_{5m}^-} \quad (5)$$

Donde:

- k_i : El factor de aporte en la prestación de SSCC de CPF- en 5 min.
- $Res_{CPF_i^-}$: Reserva del Generador i -ésimo en MW destinada a la prestación del CPF-.
- k_j : El factor de activación (promedio simple) en la prestación de SSCC de CPF-.
- $Bess_j$: Potencia del sistema de almacenamiento de baterías j -ésimo en MW.
- I : Conjunto de los generadores identificados por configuración y combustible conectados al SEN.
- J : Conjunto de centrales con sistema BESS conectadas al SEN.
- CPF_{VoRS}^- : Representa la cantidad de requerimiento no suministrado en MW. Está asociada al escenario de relajación CPF_VoRS_ON. (VoRS: Value of Reserve Shortfall; precio a pagar por violar la restricción de reserva).
- $Req_{CPF_{5m}^-}$: Requerimiento de CPF- en 5 minutos en MW.

b. Requerimiento de CPF+ en 10 segundos (CPF_Up10MinProvision)

Asigna la cantidad de reserva a las unidades del sistema necesarias para satisfacer el requerimiento del SC de subida en los primeros 10 segundos.

$$\sum_{i \in I} k_i Res_{CPF_i^+} + \sum_{j \in J} k_j Bess_j + CPF_{VoRS}^{+10s} - CPF_{Slack}^{+10s} = Req_{CPF_{10s}^+} \quad (6)$$

Donde:

- k_i : El factor de aporte en la prestación de SSCC de CFP+ en 10 segundos.
- $Res_{CPF_i^+}$: Reserva del Generador i-ésimo en MW destinada a la prestación del CPF+.
- k_j : El factor de activación (promedio simple) en la prestación de SSCC de CPF+.
- $Bess_j$: Potencia del sistema de almacenamiento de baterías j-esímo en MW.
- I : Conjunto de los generadores identificados por configuración y combustible conectados al SEN.
- J : Conjunto de centrales con sistema BESS conectadas al SEN.
- CPF_{VoRS}^{+10s} : Representa la cantidad de requerimiento no suministrado en MW. Está asociada al escenario de relajación CPF_VoRS_ON. (VoRS: Value of Reserve Shortfall; precio a pagar por violar la restricción de reserva).
- $Req_{CPF_{10s}^+}$: Requerimiento de CPF+ en 10 segundos en MW.
- CPF_{Slack}^{+10s} : Requerimiento de CPF+ en 10 segundos de referencia.

c. Requerimiento de CPF+ en 5 minutos (CPF_UpMinProvision)

Asigna la cantidad de reserva a las unidades del sistema necesarias para satisfacer el requerimiento del SC de subida en los primeros 5 minutos.

$$\sum_{i \in I} k_i Res_{CPF_i^+} + \sum_{j \in J} k_j Bess_j + CPF_{VoRS}^{+5min} - CPF_{Slack}^{+5min} = Req_{CPF_{5min}^+} \quad (7)$$

Donde:

- k_i : El factor de aporte en la prestación de SSCC de CFP+ en 5 minutos.
- $Res_{CPF_i^+}$: Reserva del Generador i-ésimo en MW destinada a la prestación del CPF+.
- k_j : El factor de activación (promedio simple) en la prestación de SSCC de CPF+.

- $Bess_j$: Potencia del sistema de almacenamiento de baterías j-esímo en MW.
- I : Conjunto de los generadores identificados por configuración y combustible conectados al SEN.
- J : Conjunto de centrales con sistema BESS conectadas al SEN.
- CPF_{VoRS}^{+5min} : Representa la cantidad de requerimiento no suministrado en MW. Está asociada al escenario de relajación CPF_VoRS_ON. (VoRS: Value of Reserve Shortfall; precio a pagar por violar la restricción de reserva).
- $Req_{CPF_{5min}^+}$: Requerimiento de CPF+ en 5 minutos en MW.
- CPF_{Slack}^{+5min} : Requerimiento de CPF+ en 5 minutos de referencia.

d. Requerimiento de CPF+ zona norte (SpecialCPFNorth)

Esta restricción permite una asignación especial de potencia de las unidades del sistema norte, destinada a satisfacer los requerimientos de CPF+.

$$\sum_{\forall i \in \Omega_{SN}} k_i Res_{CPF_i^+} + \sum_{j \in J} k_j Bess_j - Req_{CPF_{SN}^+} = 0 \quad (8)$$

Donde:

- k_i : El factor de aporte en la prestación de SSCC de CFP de subida.
- $Res_{CPF_i^+}$: Reserva del Generador i-esímo en MW destinada a la prestación del CPF+.
- k_j : El factor de activación (promedio simple) en la prestación de SSCC de CPF+.
- $Bess_j$: Potencia del sistema de almacenamiento de baterías j-esímo en MW.
- J : Conjunto de centrales con sistema BESS conectadas al sistema norte.
- $Req_{CPF_{SN}^+}$: Requerimiento de CPF+ en MW en la zona norte.
- Ω_{SN} : Conjunto de centrales térmicas que prestan CPF en la zona norte. (Thermal Gen N. Zone del modelo Plexos).

e. Requerimiento de CPF- zona norte (SpecialCPFNorthLW)

Esta restricción permite una asignación especial de potencia de las unidades del sistema norte, destinada a satisfacer los requerimientos de CPF-.

$$\sum_{\forall i \in \Omega_{SN}} k_i Res_{CPF_i^-} + \sum_{j \in J} k_j Bess_j - Req_{CPF_{SN}^-} = 0 \quad (9)$$

Donde:

- k_i : El factor de aporte en la prestación de SSCC de CFP de bajada.
- $Res_{CPF_i^-}$: Reserva del Generador i-esímo en MW destinada a la prestación del CPF-.
- k_j : El factor de activación (promedio simple) en la prestación de SSCC de CPF-.
- $Bess_j$: Potencia del sistema de almacenamiento de baterías j-esímo en MW.
- J : Conjunto de centrales con sistema BESS conectadas al sistema norte.
- $Req_{CPF_{SN}^-}$: Requerimiento de CPF- en MW en la zona norte.
- Ω_{SN} : Conjunto de centrales térmicas que prestan CPF en la zona norte. (Thermal Gen N. Zone del modelo Plexos).

f. Reserva global de CPF+ (CPF_RS)

Representa el equivalente total de reserva de las unidades generadoras asociado a la prestación de CPF de subida. La batería de Andes-2B se agregó a esta reserva.

g. Reserva global de CPF- (CPF_LW)

Representa el equivalente total de reserva de las unidades generadoras asociado a la prestación de CPF de bajada. La batería de Andes-2B se agregó a esta reserva.

Dentro de las restricciones que modelan el comportamiento de la planta híbrida en Plexos vistas en las secciones a, b, c y d, se tienen las siguientes modificaciones a estas y algunas adicionales:

h. Pérdidas de descarga de la batería (Bat_Andes_2b_FV_GenLosses)

$$0.0842 \times \text{BAT_ANDES_2B_FV_CPFRS} + 0.0842 \times \text{BAT_ANDES_2B_FV} = \text{Loss_BAT_ANDES_2B_FV_GEN} \quad (10)$$

Donde:

- $\text{BAT_ANDES_2B_FV_CPFRS}$ corresponde a la Hydro Ficticia asociada a la descarga de la batería por activación del CPF de subida en [MW].

i. Pérdidas de carga de la batería (Bat_Andes_2b_FV_LoadLosses)

$$35 \times \text{BAT_ANDES_2B_FV_LOAD} + 0.0842 \times \text{ACT_BAT_ANDES_2B_FV_CPFLW} = \text{Loss_BAT_ANDES_2B_FV_LOAD} \quad (11)$$

Donde:

- ACT_BAT_ANDES_2B_FV_CPFLW corresponde a flujo asociado a la reducción de carga de la batería por activación del CPF de bajada en [MW].

j. Inyección máxima (Bat_Andes_2b_FV_MaxInjection)

Esta restricción se mantiene igual.

$$\text{ANDES_2B_FV} + \text{BAT_ANDES_2B_FV} \leq 130 \quad (*\text{inversor}) \quad (12)$$

k. Estado de la batería (Bat_Andes_2b_FV_Uniq)

Esta restricción se mantiene igual.

$$\text{BAT_ANDES_2B_FV_LOAD} + \text{BAT_ANDES_2B_FV} \leq 1 \quad (13)$$

l. Activación del CSF_LW (Bat_Andes_2B_FV_ActCPFLW)

Esta restricción adicional muestra el comportamiento del control primario de frecuencia de bajada si hay activación del servicio, ya que la batería puede tener reserva del servicio, pero no necesariamente tener activación.

$$C_{LW} \times \text{BAT_ANDES_2B_FV} = \text{Act_BAT_ANDES_2B_FV_CPFLW} \quad (14)$$

Donde C_{LW} corresponde a un factor de activación del respectivo servicio complementario (bajada). Según datos de marzo de 2025 el promedio diario para este factor es de **0,5**. Si se presta CPF (-), por ejemplo, un 0,5 del servicio prestado va a influir en la carga del BESS.

m. Reserva de inyección por CSF (Bat_ANDES_2B_FV_ActCPFRS)

Esta restricción adicional muestra el comportamiento del control primario de frecuencia de subida si hay activación del servicio, ya que la batería puede tener reserva del servicio, pero no necesariamente tener activación.

$$C_{RS} \times \text{BAT_ANDES_2B_FV} = \text{BAT_ANDES_2B_FV_CPFRS} \quad (15)$$

Donde C_{RS} corresponde a un factor de activación del respectivo servicio complementario (subida). Según datos de marzo de 2025 el promedio diario para este factor es de **0,292**.

Si se presta CPF (+), por ejemplo, un 0,292 del servicio prestado va a influir en la descarga del BESS.

n. Estado temporal de la batería cuando no genera y no carga, (Bat_Andes_2B_FV_GenRestTime) y (Bat_Andes_2B_FV_LoadRestTime)

Estas restricciones se refieren al comportamiento lógico de la batería, es decir, asegura que la batería no puede cargar y generar al mismo tiempo. Solo puede estar en uno de esos estados, o en reposo. La propiedad “Units Started Coefficient” se refiere al número de unidades que inician operación (por ejemplo, cuando la batería pasa de estado de reposo a carga o generación), mientras que la propiedad “Units Shutdown Coefficient” se refiere al número de unidades que detienen operación (por ejemplo, cuando la batería deja de cargar o generar y entra en reposo). Estos coeficientes se usan en la función objetivo de Plexos para reflejar el costo de iniciar o detener la operación de la batería.

$$\begin{array}{l} \text{BAT_ANDES_2B_FV_LOAD} + \text{BAT_ANDES_2B_FV} \leq 1 \\ \text{(Units Started Coefficient)} \quad \text{(Units Shutdown Coefficient)} \end{array} \quad (16)$$

$$\begin{array}{l} \text{BAT_ANDES_2B_FV_LOAD} + \text{BAT_ANDES_2B_FV} \leq 1 \\ \text{(Units Shutdown Coefficient)} \quad \text{(Units Started Coefficient)} \end{array} \quad (17)$$

o. Límite de almacenamiento de carga y descarga, (Bat_Andes_2B_FV_LOAD) y (Bat_Andes_2B_FV)

Estas restricciones se encargan de limitar la carga/descarga de la batería a su capacidad máxima de carga/descarga, teniendo en consideración que la carga de la batería más la reserva de CPF (-) deben ser menores o iguales a la capacidad de carga y que la descarga de la batería más la reserva de CPF (+) deben ser menores o iguales a la capacidad de descarga de la BESS.

$$\begin{array}{l} \text{BAT_ANDES_2B_FV} + \text{BAT_ANDES_2B_FV_LOAD} \leq \text{GetRating} \\ \text{(Regulation Lower Reserve Provision Coefficient)} \quad \text{(capacidad de carga de la BESS)} \end{array} \quad (18)$$

$$\begin{array}{l} \text{BAT_ANDES_2B_FV} + \text{BAT_ANDES_2B_FV} \leq \text{GetRating} \\ \text{(Regulation Raise Reserve Provision Coefficient)} \quad \text{(capacidad de descarga de la BESS)} \end{array} \quad (19)$$

**p. Reserva de subida y bajada de CPF para descarga y carga
(Bat_Andes_2B_FV_UpperBoundCPFLW) y
(Bat_Andes_2B_FV_UpperBoundCPFRS)**

Estas restricciones se encargan de limitar la capacidad máxima de provisión de servicios complementarios de CPF de subida y bajada a un valor de 10 [MW] si la batería está descargando o cargando. Ambas restricciones son incluidas en las reservas globales de CPF_RS y CPF_LW.

$$\begin{aligned} \text{BAT_ANDES_2B_FV} &\leq 10 \times \text{BAT_ANDES_2B_FV} \\ \text{(Regulation Raise} &\quad \text{(Units Generating Coefficient)} \\ \text{Reserve Provision} & \\ \text{Coefficient)} & \end{aligned} \quad (20)$$

$$\begin{aligned} \text{BAT_ANDES_2B_FV} &\leq 10 \times \text{BAT_ANDES_2B_FV_LOAD} \\ \text{(Regulation Lower} &\quad \text{(Units Generating Coefficient)} \\ \text{Reserve Provision} & \\ \text{Coefficient)} & \end{aligned} \quad (21)$$

Todas las restricciones antes mencionadas fueron agregadas al sistema de almacenamiento de Andes-2B, con esto se simuló la prestación del CPF, los resultados obtenidos se muestran en el **Anexo F**.

3. Restricciones Control Secundario de Frecuencia (CSF)

Para que el sistema de almacenamiento de la central fotovoltaica Andes-2B prestara servicios de CSF (subida y bajada) se tuvo que incluir en una serie de restricciones asociadas a este servicio, modificar las restricciones ya existentes de la batería y también crear restricciones nuevas que representen el comportamiento del aporte del CSF en un sistema de almacenamiento. Similar al caso con prestación de CPF se tomaron ciertas consideraciones con los documentos de entrada a la simulación que representan el aporte máximo del almacenamiento por el servicio de subida y de bajada las cuales se detallan a continuación:

- i. Se utilizó la base de datos del Coordinador del día 29-05-2025.
- ii. Se consideró una máxima respuesta de la reserva de la central Andes_2B_FV para el CSF de bajada y subida, según:
 - Entre 29/05 y 04/06: 10 [MW] entre las horas 10-24 (para control de subida).
 - Entre 29/05 y 04/06: 10 [MW] entre las horas 10-18 (para control de bajada).

- iii. Los archivos Excel “CSF_BAT_ANDES_2B_FV_MRD.csv” y “CSF_BAT_ANDES_2B_FV_MRU.csv” corresponden a los MW que las centrales pueden dar por servicio en cada hora del día, estos provienen del departamento de control de la operación y en este caso fueron creados bajo las consideraciones anteriores.
- iv. Se utilizo adicionalmente para la batería Bat_Andes_2B_FV_CSFRS:
 - Un “Min Stable Level” de 1,9524 [MW] (dado por el archivo Gen_MinStableLevel.csv).
 - Un “Rating” de 10 [MW].

La Figura 17 ilustra el comportamiento del CSF en el modelado de un sistema de almacenamiento en el software Plexos, este es similar al caso de la simulación de CPF por lo que se tienen las mismas consideraciones.

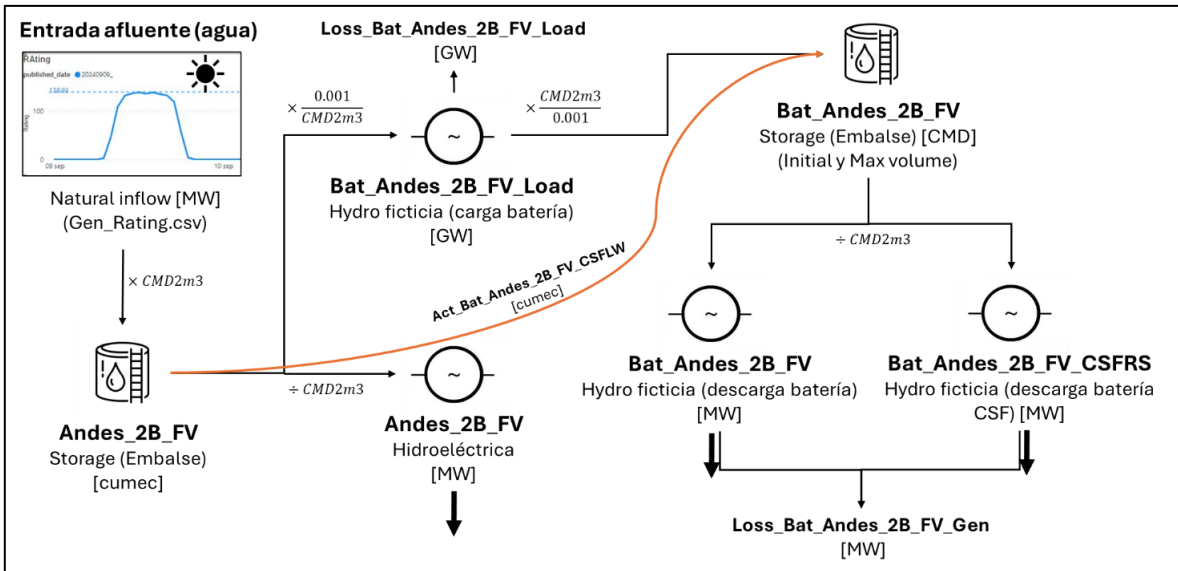


Figura 17: Modelación Plexos CSF de Central FV Andes-2B. [Elaboración propia]

Dentro de las restricciones existentes asociadas a la prestación de CSF, y a las que se agregará la batería, se tienen:

a. Requerimiento de CSF+ zona norte (SpecialCSFNorth)

Esta restricción permite una asignación especial de potencia de las unidades del sistema norte, destinada a satisfacer los requerimientos de CSF+.

$$\sum_{\forall i \in \Omega_{SN}} k_i Res_{CSF_i^+} + \sum_{j \in J} Bess_j - Req_{CSF_{SN}^+} \geq 0 \tag{22}$$

Donde:

- k_i : El factor de aporte en la prestación de SSCC de CSF de subida.
- $Res_{CSF_i^+}$: Reserva del Generador i-esimo en MW destinada a la prestación del CSF+.
- $Bess_j$: Reserva del sistema de almacenamiento de baterías j-esimo en MW (Regulation Raise Reserve Provision Coefficient).
- $Req_{CSF_{SN}^+}$: Requerimiento de CSF+ en MW en la zona norte.
- Ω_{SN} : Conjunto de centrales térmicas que prestan CSF en la zona norte. (Thermal Gen N. Zone del modelo Plexos).

b. Requerimiento de CSF- zona norte (SpecialCSFNorthLW)

Esta restricción permite una asignación especial de potencia de las unidades del sistema norte, destinada a satisfacer los requerimientos de CSF-.

$$\sum_{\forall i \in \Omega_{SN}} k_i Res_{CSF_i^-} + \sum_{j \in J} Bess_j - Req_{CSF_{SN}^-} \geq 0 \quad (23)$$

Donde:

- k_i : El factor de aporte en la prestación de SSCC de CSF de subida.
- $Res_{CSF_i^-}$: Reserva del Generador i-esimo en MW destinada a la prestación del CSF-.
- $Bess_j$: Reserva del sistema de almacenamiento de baterías j-esimo en MW (Regulation Lower Reserve Provision Coefficient).
- $Req_{CSF_{SN}^-}$: Requerimiento de CSF- en MW en la zona norte.
- Ω_{SN} : Conjunto de centrales térmicas que prestan CSF en la zona norte. (Thermal Gen N. Zone del modelo Plexos).

c. Número mínimo de unidades CSF (CSF_MinUnits) y (CSF_MinUnitsNorth)

Establece el número mínimo de unidades del sistema y del sistema norte que deben prestar CSF.

$$\sum_{\forall i \in \Omega_S/SN} U_{g_i} \geq 3 \quad (24) \text{ y } (25)$$

Donde:

- U_{gi} : Variable binaria que define la prestación de CSF de la unidad en el modo de operación i , 1 en servicio y 0 fuera de servicio.
- Ω_S : Conjunto de centrales hídricas y térmicas de todo el SEN que prestan CSF. (pertenecen principalmente a los grupos Hydro Gen Group A, Thermal Gen S. Zone y Thermal Gen N. Zone del modelo Plexos).
- Ω_{SN} : Conjunto de centrales térmicas que prestan CSF en la zona norte. (Thermal Gen N. Zone del modelo Plexos).

d. Reserva global de CSF+ (CSF_RS)

Representa el equivalente total de reserva de las unidades generadoras asociado a la prestación de CSF de subida. La batería de Andes-2B se agregó a esta reserva.

e. Reserva global de CSF- (CSF_LW)

Representa el equivalente total de reserva de las unidades generadoras asociado a la prestación de CSF de bajada. La batería de Andes-2B se agregó a esta reserva.

Muy similar al caso de prestación de CPF, se tienen las restricciones modificadas y nuevas descritas en las secciones h, i, j, k, l, m, n y o. Las diferencias recaen en que los componentes con sufijo CPF_{RS} y CPF_{LW} son reemplazados por sus respectivos sufijos en CSF. El factor de activación para el CSF de subida corresponde a 0,3 mientras que para bajada es 0,21. La sección p, en la cual se limita la capacidad máxima de provisión de servicios complementarios, toma un valor de 10 [MW] (para CSF de subida y bajada) si la batería está descargando o cargando.

Todas las restricciones antes mencionadas fueron agregadas al sistema de almacenamiento de Andes-2B, con esto se simuló la prestación del CSF, los resultados obtenidos se muestran en el **Anexo F**.

4. Restricciones Control Terciario de Frecuencia (CTF)

Para que el sistema de almacenamiento de la central fotovoltaica Andes-2B prestara servicios de CTF (subida y bajada) se tuvo que incluir en una serie de restricciones asociadas a este servicio, modificar las restricciones ya existentes de la batería y también crear restricciones nuevas que representen el comportamiento del aporte del CTF en un sistema de almacenamiento. Similar al caso con prestación de CPF se tomaron ciertas consideraciones con los documentos de entrada a la simulación

que representan el aporte máximo del almacenamiento por el servicio de subida y de bajada las cuales se detallan a continuación:

- i. Se utilizó la base de datos del Coordinador del día 29-05-2025.
- ii. Se consideró una máxima respuesta de la reserva de la central Andes_2B_FV para el CTF de bajada y subida, según:
 - Entre 29/05 y 04/06: 10 [MW] entre las horas 1-24 (para control de subida).
 - Entre 29/05 y 04/06: 10 [MW] entre las horas 1-24 (para control de bajada).
- iii. Los archivos Excel “CTFON_BAT_ANDES_2B_FV_MRD.csv” y “CTFON_BAT_ANDES_2B_FV_MRU.csv” corresponden a los MW que las centrales pueden dar por servicio en cada hora del día, estos provienen del departamento de control de la operación y en este caso fueron creados bajo las consideraciones anteriores.
- iv. Se utilizó adicionalmente para la batería Bat_Andes_2B_FV_CTFRS:
 - Un “Min Stable Level” de 1,9524 [MW] (dado por el archivo Gen_MinStableLevel.csv).
 - Un “Rating” de 10 [MW].

La Figura 18 ilustra el comportamiento del CTF en el modelado de un sistema de almacenamiento en el software Plexos, este es similar al caso de la simulación de CPF por lo que se tienen las mismas consideraciones.

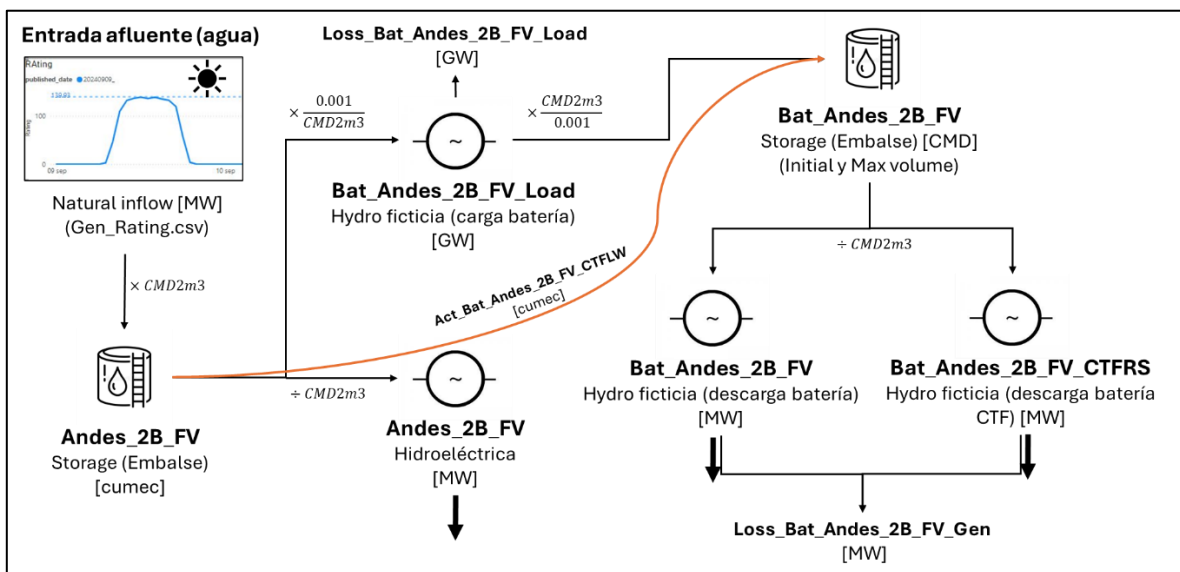


Figura 18: Modelación Plexos CTF de Central FV Andes-2B. [Elaboración propia]

Dentro de las restricciones existentes asociadas a la prestación de CTF, y a las que se agregará la batería, se tienen:

a. Requerimiento de CTF+ zona norte (SpecialCTFNorth)

Esta restricción permite una asignación especial de potencia de las unidades del sistema norte, destinada a satisfacer los requerimientos de CTF+.

$$\sum_{\forall i \in \Omega_{SN}} k_i Res_{CTF_i^+} + \sum_{j \in J} Bess_j \geq 0 \quad (26)$$

Donde:

- k_i : El factor de aporte en la prestación de SSCC de CTF de subida.
- $Res_{CTF_i^+}$: Reserva del Generador i-esímo en MW destinada a la prestación del CTF+.
- $Bess_j$: Reserva del sistema de almacenamiento de baterías j-esímo en MW (Regulation Raise Reserve Provision Coefficient).
- Ω_{SN} : Conjunto de centrales térmicas que prestan CTF en la zona norte. (Thermal Gen N. Zone del modelo Plexos).

b. Requerimiento de CTF- zona norte (SpecialCTFNorthLW)

Esta restricción permite una asignación especial de potencia de las unidades del sistema norte, destinada a satisfacer los requerimientos de CTF-.

$$\sum_{\forall i \in \Omega_{SN}} k_i Res_{CTF_i^-} + \sum_{j \in J} Bess_j \geq 0 \quad (27)$$

Donde:

- k_i : El factor de aporte en la prestación de SSCC de CTF de bajada.
- $Res_{CTF_i^-}$: Reserva del Generador i-esímo en MW destinada a la prestación del CTF-.
- $Bess_j$: Reserva del sistema de almacenamiento de baterías j-esímo en MW (Regulation Lower Reserve Provision Coefficient).
- Ω_{SN} : Conjunto de centrales térmicas que prestan CTF en la zona norte. (Thermal Gen N. Zone del modelo Plexos).

c. Reserva global de CTF+ (CTF_RS)

Representa el equivalente total de reserva de las unidades generadoras asociado a la prestación de CTF de subida. La batería de Andes-2B se agregó a esta reserva.

d. Reserva global de CTF- (CTF_LW)

Representa el equivalente total de reserva de las unidades generadoras asociado a la prestación de CTF de bajada. La batería de Andes-2B se agregó a esta reserva.

Muy similar al caso de prestación de CPF, se tienen las restricciones modificadas y nuevas descritas en las secciones h, i, j, k, l, m, n y o. Las diferencias recaen en que los componentes con sufijo CPFRS y CPFLW son reemplazados por sus respectivos sufijos en CTF. El factor de activación para el CTF de subida corresponde a 0,015 mientras que para bajada es 0,039. En la sección p, se limita la capacidad máxima de provisión de servicios complementarios, a un valor de 10 [MW] (en este caso para CTF de subida y bajada) si la batería está descargando o cargando.

Todas las restricciones antes mencionadas fueron agregadas al sistema de almacenamiento de Andes-2B, con esto se simuló la prestación del CTF, los resultados obtenidos se muestran en el **Anexo F**.

5. Implementación CPF, CSF y CTF

Para que el sistema de almacenamiento de la central fotovoltaica Andes-2B prestara servicios de CPF, CSF y CTF (subida y bajada) se tuvo que incluir en una serie de restricciones asociadas a cada servicio, modificar las restricciones ya existentes de la batería y también crear restricciones nuevas que representen el comportamiento del aporte de cada control de frecuencia en un sistema de almacenamiento.

Las consideraciones tomadas en cada caso de control de frecuencia detallado anteriormente son aplicadas esta vez en conjunto en el sistema de almacenamiento. Con la modificación a las ecuaciones (20) y (21), las cuales ahora se encargarán de limitar la capacidad máxima de provisión de los servicios de frecuencia a un valor de 30 [MW] entre los tres servicios.

**a. Reserva de subida y bajada de CPF, CSF y CTF para descarga y carga
(Bat_Andes_2B_FV_UpperBoundCFLW) y
(Bat_Andes_2B_FV_UpperBoundCFRS)**

Estas restricciones se encargan de limitar la capacidad máxima de provisión de servicios complementarios de CPF, CSF y CTF de subida y bajada (en conjunto) a un valor de 30 [MW] si la batería está descargando o cargando. Ambas restricciones son incluidas en las reservas globales de CPF_RS, CPF_LW, CSF_RS, CSF_LW y CTF_RS, CTF_LW.

$$\begin{aligned} &BAT_ANDES_2B_FV \leq 30 \times BAT_ANDES_2B_FV \\ &(\text{Regulation Raise} \quad \quad \quad (\text{Units Generating Coefficient}) \\ &\text{Reserve Provision} \\ &\text{Coefficient}) \end{aligned} \quad (28)$$

$$\begin{aligned} &BAT_ANDES_2B_FV \leq 30 \times BAT_ANDES_2B_FV_LOAD \\ &(\text{Regulation Lower} \quad \quad \quad (\text{Units Generating Coefficient}) \\ &\text{Reserve Provision} \\ &\text{Coefficient}) \end{aligned} \quad (29)$$

La Figura 19 ilustra el comportamiento de los controles de frecuencia (CF) en conjunto en el modelado de un sistema de almacenamiento en el software Plexos. En ella se visualiza el aporte de cada control de frecuencia de subida mediante una nueva central hidroeléctrica con su respectivo aporte en las pérdidas asociadas a la descarga de la batería, cada control de frecuencia de bajada se representa a través de un flujo entre los embalses que almacenan la energía en forma de agua, de manera de que si se activa el servicio de bajada tanto el flujo desde la carga de la batería y el de la prestación del servicio se sumarían para llegar al embalse Bat_Andes_2B_FV por lo que la batería podría cargarse a menor capacidad (embalse con capacidad máxima determinada) logrando así la prestación del control de bajada.

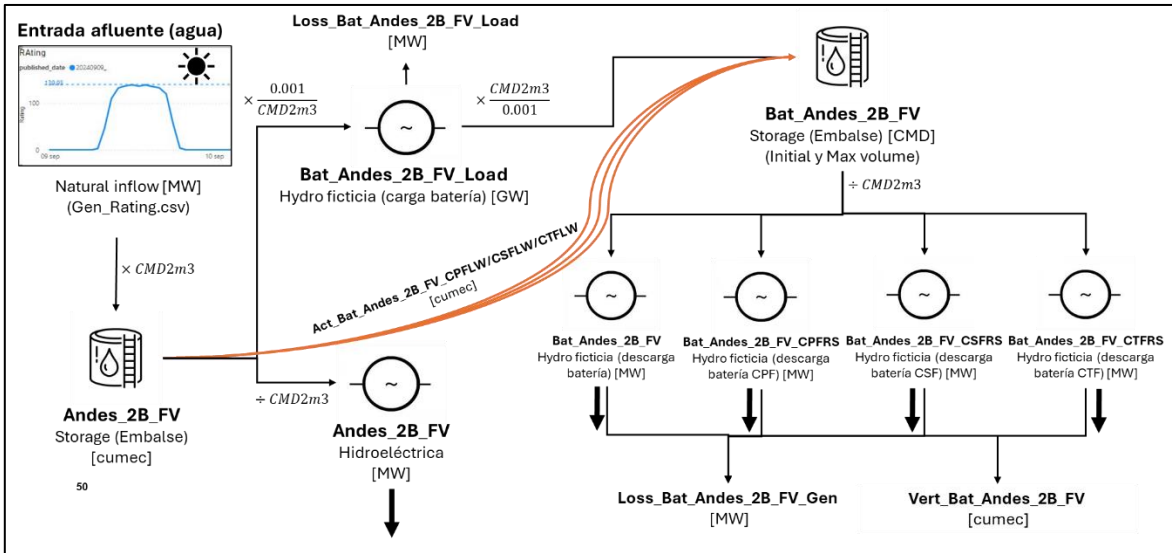


Figura 19: Modelación Plexos CF de Central FV Andes-2B. [Elaboración propia]

La generación del parque solar inyectando a la red posee una inyección máxima de 64,19 [MW], menor que en el caso base (93,4 [MW]). La implementación de los controles de frecuencia en el sistema de almacenamiento ayuda a reducir fluctuaciones abruptas en la generación del parque solar. Adicionalmente se tienen más ocasiones en que el parque solar genera más al implementarse el CF, lo que podría indicar un mejor uso del potencial solar. El perfil de inyección se muestra en la Figura 20.

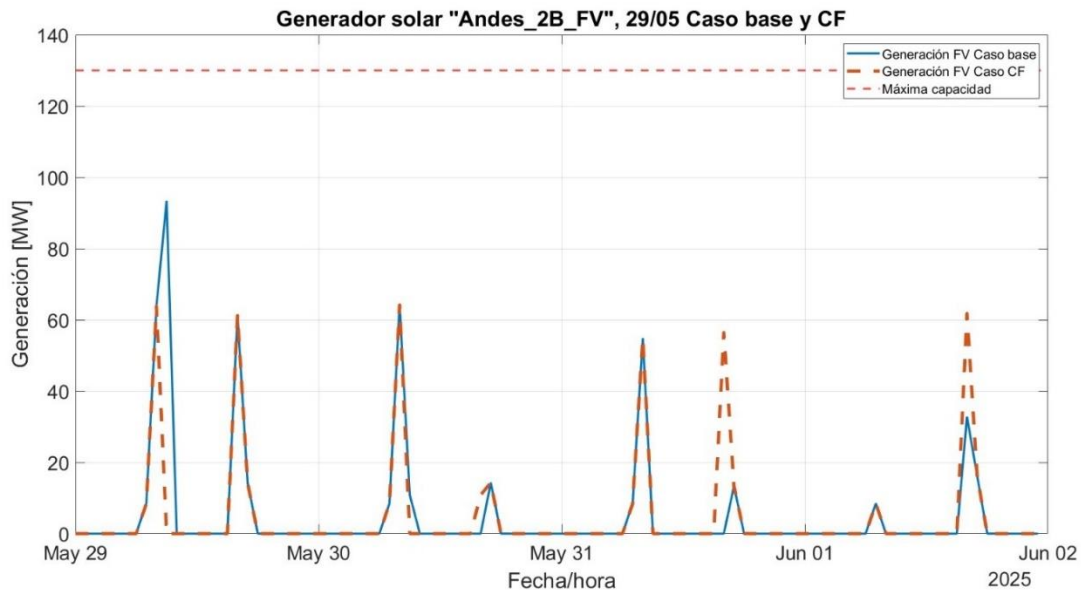


Figura 20: Generación parque solar Andes-2B, caso base y con CF. [Elaboración propia]

La Figura 21 muestra el perfil de carga y descarga de la batería al implementarse los controles de frecuencia (CF). Al compararlos con el caso base se tiene que el caso con CF presenta un uso más activo y estratégicamente regulado (operación más equilibrada). Debido a lo anterior se denota que los servicios de frecuencia están suavizando la variabilidad y el desempeño de la planta.

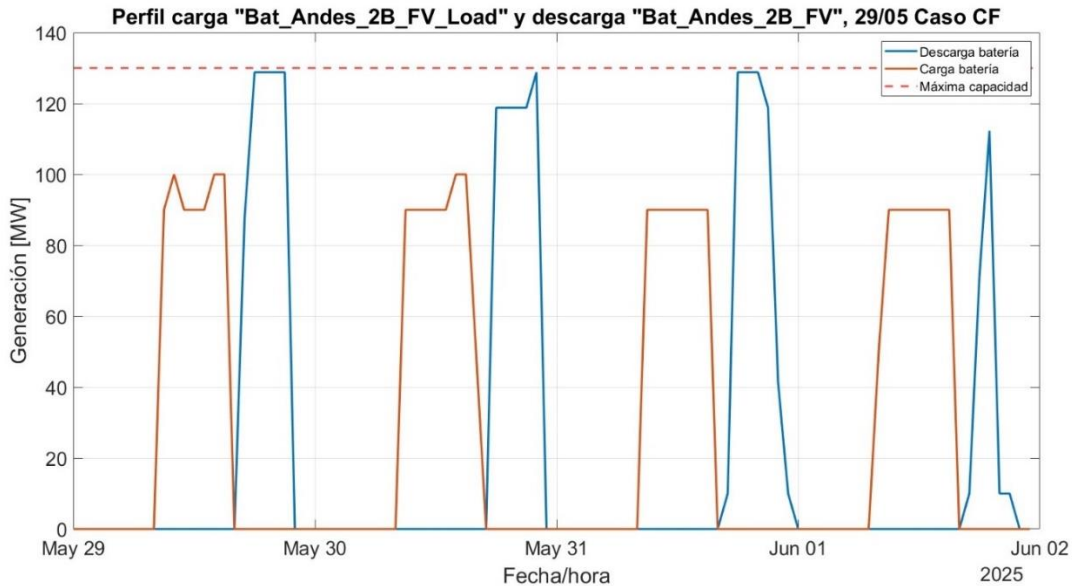


Figura 21: Perfil de carga y descarga batería Andes-2B, caso CF. [Elaboración propia]

La Figura 22 muestra las pérdidas asociadas de carga y descarga asociada a la prestación de los distintos servicios de control de frecuencia. Comparado con el caso base las pérdidas de descarga aumentan ligeramente en el caso CF, posiblemente porque el sistema utiliza más intensamente la batería para modular la frecuencia de la red, a su vez en el caso CF la curva de pérdidas de descarga se ve suavizada en comparación al caso base.

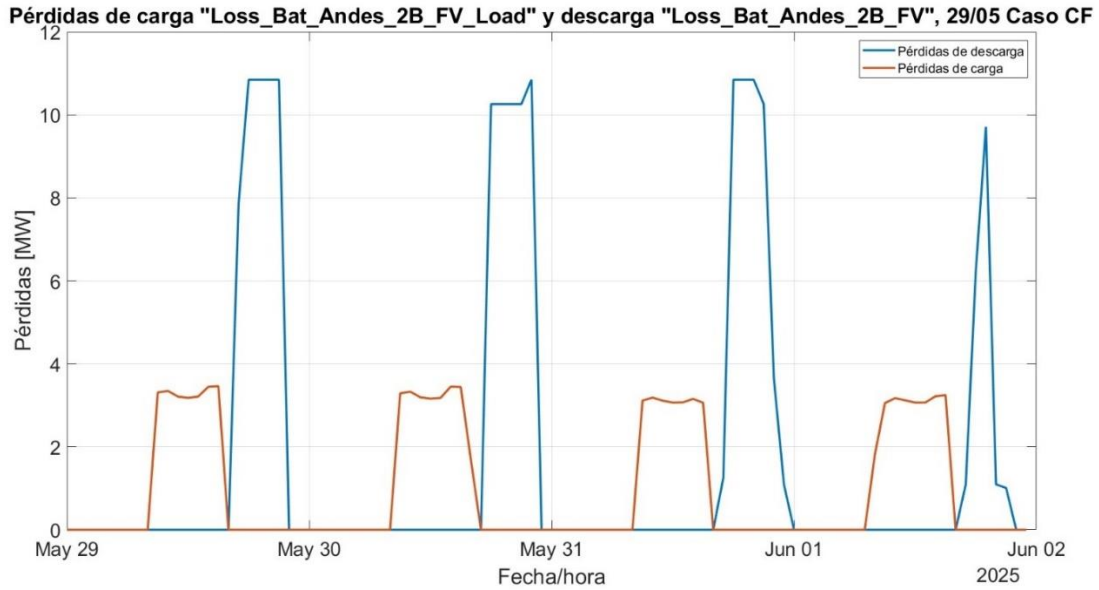


Figura 22: Pérdidas asociadas a la carga y descarga batería Andes-2B, caso CF. [Elaboración propia]

La Figura 23 muestra la provisión y activación de cada servicio de subida en el caso de CF. En cada servicio de control de frecuencia se tiene la provisión de la batería que corresponde a lo que se tiene disponible para aportar al servicio (es un compromiso técnico), y la activación del respectivo servicio que corresponde a lo que efectivamente se entrega en ese momento para el servicio. Hay varios periodos donde la activación coincide con la provisión (para CPF y CSF de subida), con su respectivo factor de activación implicado, indicando que el sistema necesitó realmente esa energía para estabilizar la red. En el servicio de CTF de subida, existe provisión para aportar al servicio, pero este no se necesitó activar.

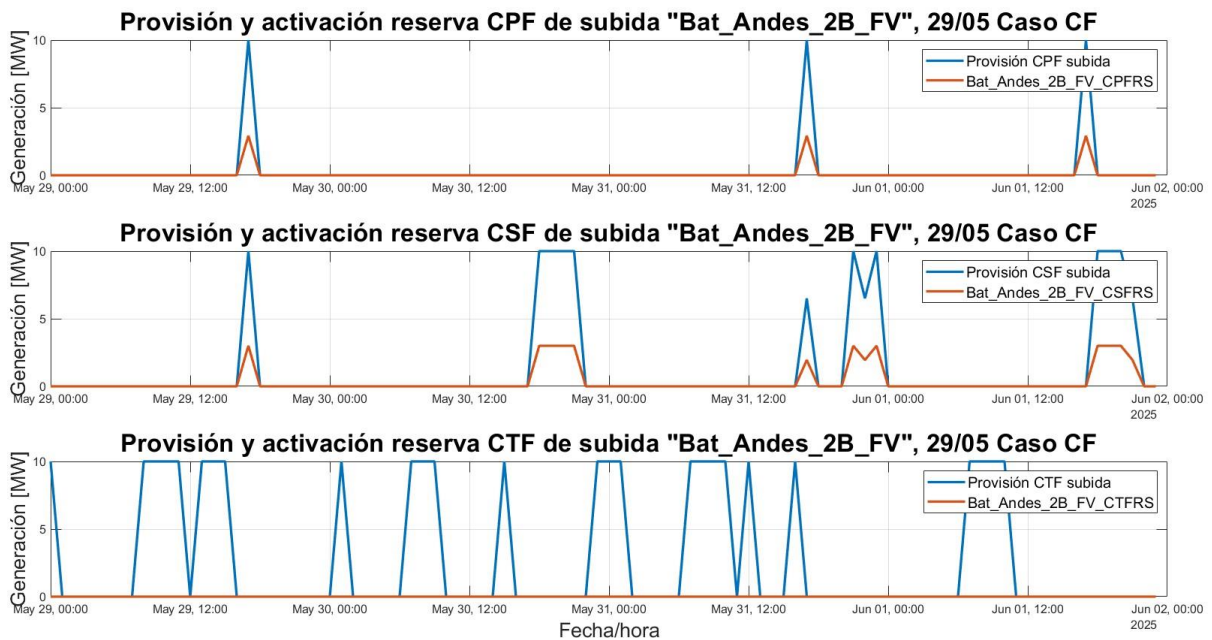


Figura 23: Provisión y activación servicios de subida CPF+, CSF+ y CTF+, caso CF.
[Elaboración propia]

La Figura 24 muestra la provisión y activación de cada servicio de bajada en el caso de CF. En cada servicio de control de frecuencia se tiene la provisión de la batería que corresponde a lo que se tiene disponible para absorber energía (es un compromiso técnico), y la activación del respectivo servicio que corresponde a lo que efectivamente se absorbe en ese momento para el servicio. Solo en el servicio de CTF de bajada, existe provisión para aportar al servicio, pero este no se necesitó activar. Esto puede significar que no se presentó la necesidad de bajar la frecuencia, o que otras unidades del sistema absorbieron el exceso antes que la batería.

La falta de activación en reservas de bajada no es un problema en sí; podría deberse a un contexto operativo en el que no hubo sobre generación solar, o el sistema priorizó otras fuentes para esa función.

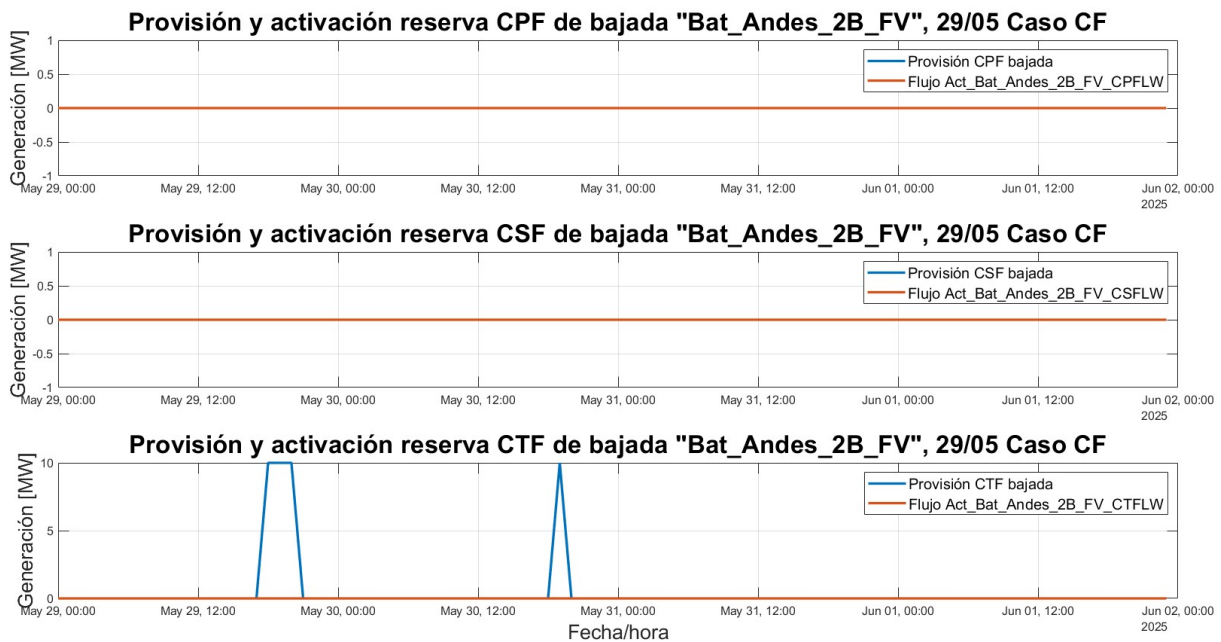


Figura 24: Provisión y activación servicios de bajada CPF-, CSF- y CTF-, caso CF.
 [Elaboración propia]

La Figura 25 muestra la respuesta disponible de la reserva de los servicios de CF de la batería. En esta figura cada servicio posee una respuesta disponible que corresponde a la capacidad efectiva que el recurso puede entregar en el momento de la activación, considerando condiciones dinámicas del sistema. La respuesta disponible difiere de la provisión del servicio, ya que la provisión corresponde a la cantidad de reserva de frecuencia que un recurso declara como técnicamente disponible para ser activada si el sistema lo requiere. Es una especie de “compromiso anticipado” que se informa en la etapa de programación.

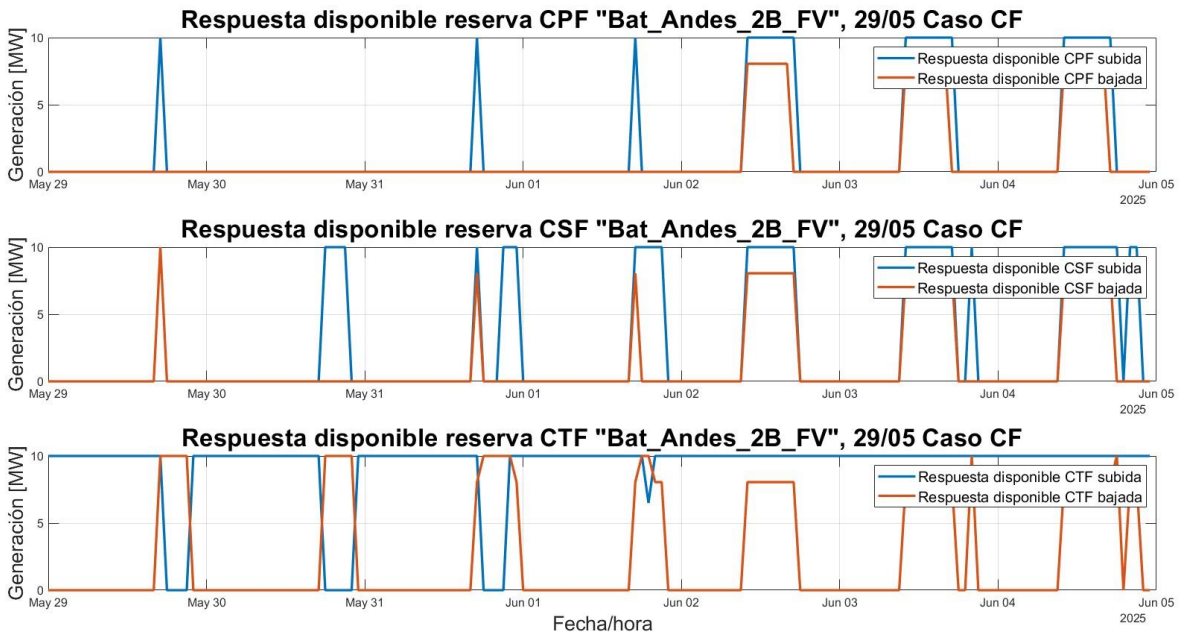


Figura 25: Reserva disponible servicios de subida y bajada CPF, CSF y CTF, caso CF. [Elaboración propia]

La generación del nodo Andes220 continua bajo los 350 [MW] como en el caso base y se puede visualizar en la Figura 26 junto al precio en [\$/MWh] de ese nodo.

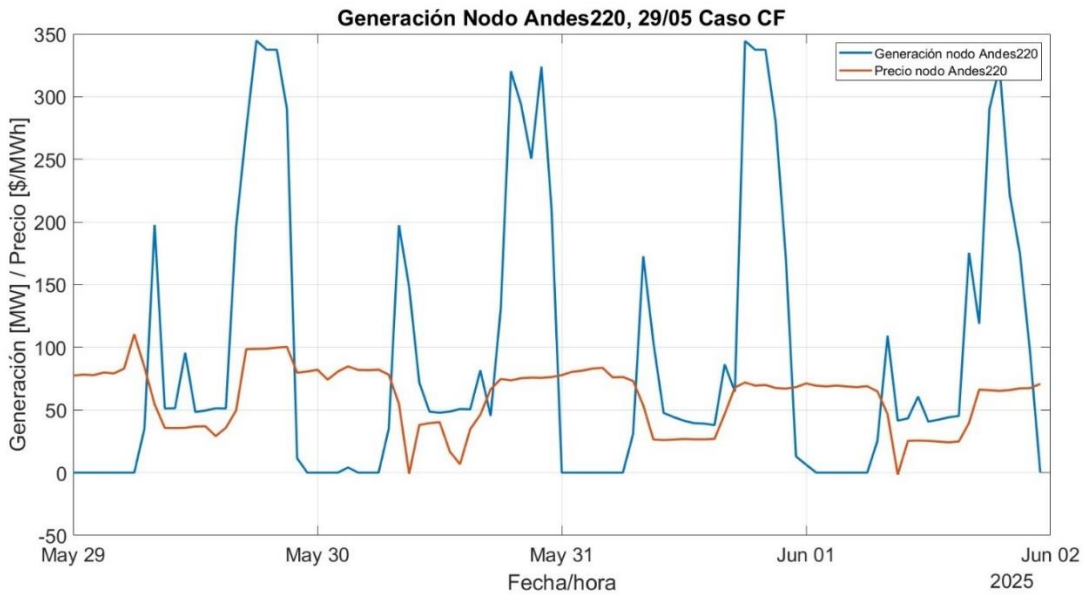


Figura 26: Generación nodo Andes220 conectado al parque híbrido Andes-2B, caso CF. [Elaboración propia]

En la Tabla 12 se analizó las posibles ganancias por concepto de costo de oportunidad, metodología descrita en el actual ECSSCC [5]. Se analizó un ciclo de carga-descarga de la batería correspondiente desde la hora 8 del día 29/05 a la hora 7 del siguiente día (30/05), se obtuvo un precio medio de descarga de 99,28 [\$/MWh] y un precio medio de carga de 34,41 [\$/MWh] para la batería Andes-2B de 5 horas de almacenamiento y una capacidad de 130 [MW], esto considerando los costos marginales por programa Plexos en el nodo Andes220. Con lo anterior se obtuvo una componente asociada al cosco de oportunidad (CO) de prestar los servicios de control de frecuencia de 42.162,9 [\$] (ganancia extra), finalmente el CO más el arbitraje de ese ciclo de la batería arrojó un total de 78.870,26 [\$].

Fecha texto	Precio nodo Andes220 Caso base	Caso base Descarga [MW]	Caso base Carga [MW]	Arbitraje Caso base	Precio nodo Andes220 Caso CF	Caso CF Descarga [MW]	Caso CF Carga [MW]	Arbitraje Caso CF
29-05-2025 08:00	54,04	0	0	0	54,56	0	0	0
29-05-2025 09:00	35,13	0	0	0	35,7	0	90	-3213
29-05-2025 10:00	35,07	0	100	-3507	35,62	0	100	-3562
29-05-2025 11:00	35,27	0	90	-3174,3	35,76	0	90	-3218,4
29-05-2025 12:00	36,36	0	90	-3272,4	36,85	0	90	-3316,5
29-05-2025 13:00	36,45	0	90	-3280,5	36,97	0	90	-3327,3
29-05-2025 14:00	35,61	0	100	-3561	29,15	0	100	-2915
29-05-2025 15:00	35,5	0	100	-3550	35,84	0	100	-3584
29-05-2025 16:00	48,72	0	0	0	49,54	0	0	0
29-05-2025 17:00	67,18	10,04	0	674,49	98,62	87,34	0	8613,47
29-05-2025 18:00	99,22	128,79	0	12778,54	98,79	128,79	0	12723,16
29-05-2025 19:00	99,34	128,79	0	12794,00	98,91	128,79	0	12738,62
29-05-2025 20:00	100,18	128,79	0	12902,18	99,74	128,79	0	12845,51
29-05-2025 21:00	91,02	128,79	0	11722,47	100,34	128,79	0	12922,79
29-05-2025 22:00	73,42	0	0	0	79,74	0	0	0
29-05-2025 23:00	75,31	0	0	0	80,71	0	0	0
30-05-2025 00:00	71,89	0	0	0	82,07	0	0	0
30-05-2025 01:00	71,45	0	0	0	74,21	0	0	0
30-05-2025 02:00	70,67	0	0	0	80,67	0	0	0
30-05-2025 03:00	72,26	0	0	0	84,76	0	0	0
30-05-2025 04:00	71,77	0	0	0	81,94	0	0	0
30-05-2025 05:00	71,6	0	0	0	81,74	0	0	0
30-05-2025 06:00	71,97	0	0	0	82,16	0	0	0
30-05-2025 07:00	68,48	0	0	0	78,17	0	0	0
Arbitraje caso base [\$]					30526,48			
Arbitraje caso CF [\$]					36707,36			
Precio medio de descarga [\$/MWh]					99,28			
Precio medio de carga [\$/MWh]					34,414			
CO por programa ECSSCC [\$], 5h, 130 [MW]					42162,9			

Tabla 12: Costo de oportunidad prestación servicios de CF, ciclo carga-descarga batería (hora 8 a hora 7 del siguiente día). [Elaboración propia].

6. Análisis resultados implementación CF

La implementación de los servicios de control de frecuencia (CF) en el sistema de almacenamiento de la central fotovoltaica Andes-2B demuestra una integración técnica robusta y una operación estratégica que va más allá del simple arbitraje energético. A nivel operativo, se observa que la batería ofrece provisión para los servicios de subida (CPF+, CSF+, CTF+) y bajada (CTF-), pero solo algunos de ellos son efectivamente activados (CPF+ y CSF+). En particular, el servicio de CTF- presenta provisión sin activación, lo que puede interpretarse como una señal de que no hubo necesidad de reducir la frecuencia en ese rango horario, o bien que otras unidades del sistema absorbieron el exceso de generación antes que la batería. Esta falta de activación no representa una falla, sino una muestra de flexibilidad operativa: el sistema está preparado para responder, pero su activación depende de las condiciones dinámicas del despacho.

La diferencia entre la provisión y la respuesta disponible, como se muestra en la Figura 25, refuerza esta idea. Mientras que la provisión representa un compromiso técnico anticipado, la respuesta disponible refleja la capacidad efectiva que el recurso puede entregar en el momento de la activación, considerando las condiciones reales del sistema. Esta distinción es clave para entender cómo se comporta la batería en un entorno de operación con múltiples servicios simultáneos, y valida que el modelado en Plexos captura adecuadamente la dinámica de los servicios de frecuencia.

Desde el punto de vista económico, los resultados son contundentes. Aunque el arbitraje energético puro genera ingresos similares en ambos casos (caso base y caso CF), la implementación de los servicios de frecuencia permite capturar una ganancia adicional significativa por concepto de costo de oportunidad. En el ciclo analizado, se obtuvo una ganancia extra de 42.162 [USD] solo por la provisión de servicios de CF, lo que eleva el total de ingresos a 78.870 [USD], más del doble que en el caso base. Esto demuestra que prestar servicios de frecuencia no solo es técnicamente viable, sino también altamente rentable bajo la metodología ECSSCC 2024-2027 vigente. Lo anterior utilizando los costos marginales programados obtenidos mediante la simulación en Plexos en el nodo Andes220, ya que los servicios de CF no se encuentran implementados en la realidad en la batería de Andes-2B es que se utiliza para el análisis económico los marginales obtenidos en la modelación, se espera que al utilizar los CMg reales la ganancia adicional por concepto de CO podría ser mayor.

Además, la operación con CF contribuye a una mayor estabilidad del sistema. El perfil de carga y descarga de la batería se vuelve más equilibrado, y la generación del parque solar se incrementa en ciertos momentos gracias a la modulación de frecuencia. Esto sugiere un mejor aprovechamiento del recurso solar y una reducción en la variabilidad de la inyección, lo que beneficia tanto al sistema como al generador.

En conjunto, la alternativa con implementación de servicios de control de frecuencia se presenta como claramente superior. No solo mejora el desempeño técnico del sistema de almacenamiento, sino que también maximiza los ingresos económicos y aporta a la estabilidad de la red. Esta evidencia respalda la necesidad de seguir promoviendo esquemas de remuneración que reconozcan el valor de estos servicios, especialmente en contextos como el chileno, donde la penetración de energías renovables exige una mayor flexibilidad y capacidad de respuesta.

Modelación eléctrica Parte 2

En esta sección de la modelación en Plexos se analizó la prestación de los servicios complementarios de control de frecuencia mediante subastas, para esto se utilizó la base de datos del programa de operación diaria del día 29 de mayo de 2025 y los datos del archivo Excel de las subastas adjudicadas para el día 29/05 de la página web del Coordinador Eléctrico Nacional [30].

Debido a que solo se publica las ofertas efectivamente adjudicadas es que se realizó una estimación razonable de las centrales no adjudicadas bajo el criterio de que estas ofertaron a un precio asociado al costo de desgaste de las instalaciones por prestar SSCC (valor ofertado, por tecnología Res. CNE 442/2020) y con una potencia máxima de prestación de los servicios dada en el “Anexo C. Control de Frecuencia” del ISSCC [7], lo que correspondería a ofertas ficticias que contienen también las ofertas realmente adjudicadas para el día 29/05.

Para la simulación se tienen cuatro archivos Excel que sirven de input al software de optimización de Plexos, “Bid_Quantity”, “Bid_Price”, “Bid_QuantityOFF” y “Bid_PriceOFF”. Los dos últimos con el sufijo OFF corresponden a archivos con la cantidad y valor ofertado de la provisión del Control Terciario de Frecuencia en frío (CTF_RS), se completó la información con todas las instalaciones que pueden prestar este servicio y que estén verificadas o en proceso de verificación, pero habilitadas para la prestación.

Los archivos “Bid_Quantity”, “Bid_Price” contienen la información de las centrales realmente adjudicadas el día 29/05 con sus respectivos horarios de adjudicación y los horarios sin adjudicación (ofertas ficticias), y de las centrales sin adjudicar (pero que también presentaron ofertas ficticias).

Estos cuatro archivos contienen información de dos bandas para la posterior simulación, la banda 1 se rellena con datos del “Wear & Tear” (desgaste de las máquinas por prestar SSCC, definido mediante estudio), mientras que la banda 2 se asigna a las ofertas de las instalaciones. En otras palabras, si hay oferta de SSCC para una configuración, se asigna la cantidad máxima por el servicio con su respectivo costo de desgaste de la instalación como cantidad en la banda 2 (oferta) y 0 en la banda 1 (Wear & Tear). Para que el modelo Plexos funcione, deben existir datos en ambas bandas, pero con la consideración que son exclusivas: si hay oferta no se debe asignar “Wear & Tear”. Además, las ofertas (banda 2) solo son aplicadas para el día uno de la simulación (29/05), desde el día dos hacia adelante solo se trabaja con valores de 1000 [MW] como cantidad de “Wear & Tear” para el archivo “Bid_Quantity”.

Posteriormente se simuló con las ofertas ficticias y luego se revisaron las asignaciones por cada servicio (dado que no puede haber, en la entrada, oferta al mismo tiempo que Wear & Tear) se pudo saber si Plexos asignó el servicio mediante la subasta o por asignación directa.

1. Caso base con subastas

El servicio de CPF de bajada posee un precio de adjudicación reservado en el archivo Excel de las subastas adjudicadas para el día 29/05 de la página web del Coordinador eléctrico nacional [30], según lo indicado por la RE N°493/2020. Debido a ello se le asignó un costo representativo asociado al desgaste de la instalación, de manera de que este servicio pueda participar en la prestación subastada.

Al simular se obtuvo la provisión para la prestación del servicio con su respectivo precio de liquidación "Cleared offer price". La provisión se comparó con lo ofertado por la respectiva central para el servicio de CPF de bajada, teniendo así por una parte lo adjudicado mediante subasta y lo instruido por instrucción directa (ID).

La Tabla 13 muestra un resumen de lo obtenido para este servicio por la central EL_TORO_U1.

Configuración	Servicio	Fecha	Oferta Adj. [MW]	Provisión [MW]	ID [MW]	Precio [\$/MWh]
EL_TORO_U1	CPF_LW	29-05-2025 0:00	29,9	29,9	0	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	29-05-2025 1:00	35,8	35,8	0	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	29-05-2025 3:00	-	10,68	10,68	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	29-05-2025 7:00	19,8	19,8	0	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	29-05-2025 8:00	15,6	15,6	0	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	29-05-2025 11:00	-	47,37	47,37	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	29-05-2025 13:00	46,3	46,3	0	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	29-05-2025 16:00	15,8	15,8	0	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	29-05-2025 18:00	25,6	25,6	0	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	29-05-2025 19:00	-	35,17	35,17	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	29-05-2025 20:00	22,9	22,9	0	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	29-05-2025 21:00	21,6	21,6	0	2

*Tabla 13: Prestación CPF- mediante subastas e ID, ejemplo caso base con subastas.
[Elaboración propia]*

Para el servicio de CSF- se tiene como ejemplo la central ANGAMOS_1, esta central presento adjudicación de ofertas para distintos horarios según el Excel de las subastas adjudicadas. De la simulación se obtuvo cierta provisión para el servicio en distintos horarios a los del Excel de subastas, esto se explica debido a la creación de las ofertas ficticias por parte de las centrales adjudicadas en horarios sin adjudicar. Por lo anterior, para la central ANGAMOS_1 se tiene la adjudicación de ofertas ficticias y un horario con instrucción directa.

Configuración	Servicio	Fecha	Oferta ficticia Adj. [MW]	Provisión [MW]	ID [MW]	Precio [\$/MWh]
ANGAMOS_1	CSF_LW	29-05-2025 10:00	10	10	0	10
ANGAMOS_1	CSF_LW	29-05-2025 11:00	10	10	0	10
ANGAMOS_1	CSF_LW	29-05-2025 12:00	10	10	0	10
ANGAMOS_1	CSF_LW	29-05-2025 13:00	10	10	0	10
ANGAMOS_1	CSF_LW	29-05-2025 14:00	10	6,92	6,92	10
ANGAMOS_1	CSF_LW	29-05-2025 22:00	10	10	0	10

*Tabla 14: Prestación CSF- mediante subastas e ID, ejemplo caso base con subastas.
[Elaboración propia]*

Para el servicio de CSF+ se tomó a modo de ejemplo la central RAPEL_U1, esta central presento tres periodos con ofertas realmente adjudicadas, los demás periodos presentaron ofertas ficticias que, de acuerdo con la provisión dada en la simulación, no fueron adjudicadas. La provisión se presentó mediante instrucción directa en la mayoría de los horarios.

Configuración	Servicio	Fecha	Oferta Adj. [MW]	Oferta ficticia [MW]	Provisión [MW]	ID [MW]	Precio [\$/MWh]
RAPEL_U1	CSF_RS	29-05-2025 0:00	-	30	25,5	25,5	2
RAPEL_U1	CSF_RS	29-05-2025 2:00	-	30	25,5	25,5	2
RAPEL_U1	CSF_RS	29-05-2025 3:00	-	30	12	25,5	2
RAPEL_U1	CSF_RS	29-05-2025 5:00	-	30	20	25,5	2
RAPEL_U1	CSF_RS	29-05-2025 6:00	-	30	6,5	25,5	2
RAPEL_U1	CSF_RS	29-05-2025 7:00	-	30	25,5	25,5	2
RAPEL_U1	CSF_RS	29-05-2025 8:00	-	30	6,5	25,5	2
RAPEL_U1	CSF_RS	29-05-2025 15:00	-	30	25,5	25,5	2
RAPEL_U1	CSF_RS	29-05-2025 16:00	-	30	25,5	25,5	2
RAPEL_U1	CSF_RS	29-05-2025 17:00	6,5	0	6,5	0	2
RAPEL_U1	CSF_RS	29-05-2025 18:00	6,5	0	6,5	0	2
RAPEL_U1	CSF_RS	29-05-2025 19:00	-	30	21,7	21,7	2
RAPEL_U1	CSF_RS	29-05-2025 20:00	6,4	0	6,4	0	2
RAPEL_U1	CSF_RS	29-05-2025 21:00	-	30	6,5	6,5	2
RAPEL_U1	CSF_RS	29-05-2025 22:00	-	30	23	23	2

*Tabla 15: Prestación CSF+ mediante subastas e ID, ejemplo caso base con subastas.
[Elaboración propia]*

Para el servicio de CTF- se tomó a modo de ejemplo la central PEHUENCHE_U2, esta central presento tres periodos con ofertas realmente adjudicadas; un periodo mediante instrucción directa que, si bien presento oferta adjudicada en el Excel de subastas, se vio modificada su provisión debido a las demás ofertas ficticias en la hora 23:00.

Configuración	Servicio	Fecha	Oferta Adj. [MW]	Provisión [MW]	ID [MW]	Precio [\$/MWh]
PEHUENCHE_U2	CTF_LW	29-05-2025 18:00	0,7	0,7	0	2
PEHUENCHE_U2	CTF_LW	29-05-2025 19:00	35	35	0	2
PEHUENCHE_U2	CTF_LW	29-05-2025 20:00	11,6	11,6	0	2
PEHUENCHE_U2	CTF_LW	29-05-2025 23:00	40	9,54	9,54	2

*Tabla 16: Prestación CTF- mediante subastas e ID, ejemplo caso base con subastas.
[Elaboración propia]*

Para el servicio de CTF+ se tomó a modo de ejemplo la central RALCO_U1, esta central en los horarios de provisión del servicio presenta en su mayoría una asignación directa de la prestación, todo esto debido a las ofertas ficticias creadas para poder realizar la simulación ya que muchos de los datos de las centrales que ofertaron y no fueron adjudicadas son confidenciales.

Configuración	Servicio	Fecha	Oferta Adj. [MW]	Oferta ficticia Adj. [MW]	Provisión [MW]	ID [MW]	Precio [\$/MWh]
RALCO_U1	CTF_RS	29-05-2025 0:00	183	0	161	161	2
RALCO_U1	CTF_RS	29-05-2025 7:00	183	0	168,63	168,63	2
RALCO_U1	CTF_RS	29-05-2025 8:00	-	299,54	183	183	2
RALCO_U1	CTF_RS	29-05-2025 9:00	183	0	183	0	2
RALCO_U1	CTF_RS	29-05-2025 10:00	-	299,54	0,01	-	2
RALCO_U1	CTF_RS	29-05-2025 11:00	-	299,54	0,01	-	2
RALCO_U1	CTF_RS	29-05-2025 12:00	-	299,54	0,01	-	2
RALCO_U1	CTF_RS	29-05-2025 13:00	-	299,54	0,01	-	2
RALCO_U1	CTF_RS	29-05-2025 14:00	-	299,54	0,01	-	2
RALCO_U1	CTF_RS	29-05-2025 15:00	-	299,54	0,01	-	2
RALCO_U1	CTF_RS	29-05-2025 17:00	-	299,54	113,4	113,4	2
RALCO_U1	CTF_RS	29-05-2025 18:00	-	299,54	129,33	129,33	2
RALCO_U1	CTF_RS	29-05-2025 20:00	-	299,54	75,96	75,96	2
RALCO_U1	CTF_RS	29-05-2025 21:00	-	299,54	75,96	75,96	2
RALCO_U1	CTF_RS	29-05-2025 23:00	-	299,54	0,01	-	2

*Tabla 17: Prestación CTF+ mediante subastas e ID, ejemplo caso base con subastas.
[Elaboración propia]*

2. Caso CF en BESS con subastas

Se ejecutó la simulación con los tres servicios de CF implementados en la batería de la planta de Andes-2B y se incluyó las bases de datos antes mencionadas para comprobar las prestaciones del sistema de almacenamiento en los distintos servicios de CF mediante subastas.

Para esto se incluyó a la batería en las bases de datos de “Bid_Quantity” y “Bid_Price” con ofertas ficticias para el día 29/05, con un costo de desgaste representativo de 2 [\$/MWh] como el precio ofertado y una cantidad máxima de prestación por servicio de 10 [MW]. Esto siendo representativo ya que se requieren estudios adicionales al sistema de almacenamiento para poder saber exactamente su capacidad de prestación máxima por servicio.

Para el servicio de CSF+, la batería de Andes-2B desplaza a ANGAMOS_1 del caso base con subastas y con precio de 10 [\$/MWh] en la hora 14:00, por lo que el software al optimizar realizó la elección de utilizar la batería, a un costo más bajo, para poder minimizar el costo total del sistema. La Tabla 18 muestra los resultados de las prestaciones de servicios de control de frecuencia de la batería, con la provisión del servicio CPF_RS obtenida mediante la reserva de la batería (no por subasta), debido a que no existen condiciones de competencia en su mercado y este servicio se remunera de acuerdo con los valores y mecanismos de valorización establecidos en el informe de costos del Coordinador [5].

Los demás servicios adquiridos por subasta presentan efectivamente una provisión del valor de la oferta ficticia adjudicada, adicionalmente para el servicio de CSF+ en la hora 14:00 se tiene una prestación por instrucción directa de la batería.

Configuración	Servicio	Fecha	Oferta ficticia Adj. [MW]	Provisión [MW]	ID [MW]	Precio [\$/MWh]
BAT_ANDES_2B_FV	CPF_RS	29-05-2025 17:00	-	10	-	-
BAT_ANDES_2B_FV	CSF_RS	29-05-2025 14:00	10	6,51	6,51	2
BAT_ANDES_2B_FV	CSF_RS	29-05-2025 17:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CSF_RS	29-05-2025 18:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CSF_RS	29-05-2025 19:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_LW	29-05-2025 17:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_LW	29-05-2025 18:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_LW	29-05-2025 19:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 0:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 1:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 2:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 3:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 4:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 5:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 6:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 7:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 8:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 9:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 10:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 11:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 12:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 13:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 14:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 15:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 16:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 18:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 20:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 21:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 22:00	10	10	0	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 23:00	10	10	0	2

Tabla 18: Prestación servicios CF en batería Andes-2B mediante subastas e ID, caso CF con subastas. [Elaboración propia]

3. Caso CF con subastas, mismo precio

Para este caso se ejecutó la simulación con los tres servicios de CF implementados en la batería de la planta de Andes-2B y se incluyó las bases de datos antes mencionadas para comprobar las prestaciones del sistema de almacenamiento en los distintos servicios de CF mediante subastas.

La diferencia al caso anterior radica en que en esta oportunidad se analizaron las subastas del día 29/05 bajo un mismo valor ofertado de 2 [\$/MWh] para todas las centrales, sin hacer diferencia por la tecnología de cada una. Esto para analizar lo que ocurre al existir un límite común por tecnología al momento de ofertar (costo de desgaste).

La Tabla 19 muestra los resultados de las prestaciones de servicios de control de frecuencia de la batería, con la provisión del servicio CPF_RS obtenida mediante la reserva de la batería (no por subasta), debido a que no existen condiciones de competencia en su mercado y este servicio se remunera de acuerdo con los valores y mecanismos de valorización establecidos en el informe de costos del Coordinador [5]. Los demás servicios adquiridos por subasta presentan efectivamente una provisión del valor de la oferta ficticia adjudicada, se visualiza que la batería utilizó su capacidad máxima para la prestación de los servicios de control de frecuencia.

Comparado con el caso anterior en que se tenían distintos costos de desgaste por tecnología, la batería en este caso del mismo precio tuvo menores periodos donde prestó CF, esto pudo deberse a que, a un mismo precio, se presentó una competencia pareja entre centrales pudiendo ser adjudicadas centrales que en el caso anterior fueron más costosas. Al tener un mismo precio para todas las ofertas, la batería pierde ventaja competitiva frente a otras tecnologías más costosas.

Configuración	Servicio	Fecha	Oferta ficticia Adj. [MW]	Provisión [MW]	Precio [\$/MW]
BAT_ANDES_2B_FV	CPF_RS	29-05-2025 17:00	-	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CSF_RS	29-05-2025 17:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CSF_RS	29-05-2025 18:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CSF_RS	29-05-2025 19:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CSF_RS	29-05-2025 20:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CSF_RS	29-05-2025 21:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CSF_RS	29-05-2025 22:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CSF_RS	29-05-2025 23:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_LW	29-05-2025 18:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_LW	29-05-2025 19:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_LW	29-05-2025 20:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_LW	29-05-2025 22:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 0:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 1:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 7:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 8:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 9:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 10:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 11:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 12:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 13:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 14:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 15:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 16:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 22:00	10	10	2
BAT_ANDES_2B_FV	CTF_RS	29-05-2025 23:00	10	10	2

Tabla 19: Prestación servicios CF en batería Andes-2B mediante subastas e ID, caso CF con subastas, mismo precio. [Elaboración propia]

4. Análisis resultados implementación CF y subastas

La modelación de los servicios complementarios de control de frecuencia (CF) mediante subastas en el sistema de almacenamiento de la planta Andes-2B permite evaluar con precisión cómo distintas configuraciones de mercado afectan la eficiencia operativa y económica del sistema. En el primer caso, correspondiente al escenario base con subastas, se observa una participación predominante de centrales convencionales, muchas de las cuales prestan servicios tanto por adjudicación como por instrucción directa (ID). La presencia de ofertas ficticias permite completar la simulación, pero también evidencia que, en ausencia de competencia efectiva, el Coordinador recurre a asignaciones directas para asegurar

la prestación de los servicios. Esto limita la señal de mercado y puede derivar en una asignación subóptima de recursos.

En el segundo caso, se incorpora la batería Andes-2B como oferente en las subastas, con un precio competitivo de 2 [\$/MWh]. Este escenario revela una mejora sustancial en la eficiencia del sistema: la batería desplaza a unidades más costosas como ANGAMOS_1 en el servicio CSF+, lo que demuestra su capacidad para competir en igualdad de condiciones. Además, se observa una provisión efectiva en múltiples servicios, especialmente en el CTF_RS, donde la batería participa activamente. Aunque el servicio CPF_RS sigue siendo provisionado por reserva y no por subasta, la inclusión del sistema de almacenamiento permite reducir el costo total del sistema y aumentar la participación de tecnologías limpias y flexibles.

El tercer caso plantea una modificación relevante: todas las tecnologías ofertan al mismo precio de 2 [\$/MWh], eliminando la ventaja competitiva de la batería. En este escenario, se observa una reducción en la participación del sistema de almacenamiento, especialmente en servicios como CSF+, donde otras tecnologías logran adjudicarse la prestación. Aunque este enfoque puede parecer equitativo desde una perspectiva regulatoria, en la práctica distorsiona la señal económica y reduce la eficiencia del sistema. Al no reconocer las diferencias reales en costos operativos entre tecnologías, se corre el riesgo de adjudicar servicios a unidades menos eficientes, lo que va en contra del principio de optimización económica.

Comparando los tres escenarios, el segundo caso, con participación activa de la batería y precios diferenciados por tecnología, se presenta como la alternativa más eficiente y estratégica. No solo permite reducir los costos de prestación de servicios complementarios, sino que también promueve la integración de tecnologías de almacenamiento, fundamentales para la flexibilidad del sistema eléctrico en contextos de alta penetración renovable. En cambio, el caso base refleja las limitaciones actuales del mercado, y el caso de precios homogéneos, aunque interesante como ejercicio teórico, demuestra que la igualdad de condiciones no siempre se traduce en eficiencia operativa.

Capítulo 5

Conclusiones

La experiencia internacional confirma que los BESS se utilizan activamente en servicios de regulación de frecuencia (contingencias y desbalances horarios) y control de tensión, y los esquemas de SSCC en Reino Unido, Australia y California muestran que su prestación en Chile es técnica y económicamente viable. Estudios en Australia evidencian que la incorporación de BESS en servicios de frecuencia redujo el costo sistémico en 102 [MUSD] al año 2019, demostrando un beneficio directo sobre el costo de operación del sistema.

Los resultados obtenidos en esta investigación permiten concluir que la prestación simultánea de servicios complementarios (SSCC) por parte de una planta híbrida es técnicamente viable y económicamente atractiva en el contexto chileno. A través de la modelación en PLEXOS de la central Andes-2B, se demostró que el sistema de almacenamiento puede participar eficazmente en servicios de control de frecuencia (CF), tanto en subida como en bajada, con provisión efectiva y respuesta disponible que reflejan una operación estratégica y flexible. La diferencia entre provisión y activación, lejos de representar una limitación, evidencia la capacidad del sistema para adaptarse dinámicamente a las condiciones del despacho, validando así la robustez del modelo de simulación utilizado.

Desde el punto de vista económico, la implementación de servicios de CF bajo la metodología ECSSCC 2024–2027 permitió capturar ingresos adicionales significativos por concepto de costo de oportunidad, alcanzando una ganancia extra de 42.162 [USD] en el ciclo analizado. Esta cifra, sumada a los ingresos por arbitraje energético, elevó el total a 78.870 [USD], más del doble que en el escenario base sin prestación de SSCC. Este resultado confirma que la participación en servicios complementarios no solo mejora la rentabilidad del sistema de almacenamiento, sino que también contribuye a la estabilidad del sistema eléctrico, al equilibrar el perfil de carga y descarga y optimizar la generación solar.

El análisis comparativo entre metodologías de cálculo de costo de oportunidad reveló diferencias sustanciales en la remuneración obtenida. La metodología de la Minuta Rev.10 de 2023 impone restricciones operativas que no se ajustan a la realidad de sistemas más flexibles, mientras que el ECSSCC 2024–2027 propone ciclos completos de carga y descarga, logrando una representación más fiel del comportamiento técnico de las baterías. Además, el uso de costos marginales

reales, en lugar de programados, se identificó como un factor crítico para asegurar una compensación justa, ya que puede aumentar la remuneración hasta en un 104%, evitando incluso valores negativos.

En cuanto a la participación en subastas, los distintos escenarios modelados evidencian que la batería Andes-2B puede competir eficazmente con tecnologías convencionales cuando se le permite ofertar con precios diferenciados. En el segundo caso analizado, la batería desplazó unidades más costosas como ANGAMOS_1, reduciendo el costo total del sistema y aumentando la participación de tecnologías limpias. En contraste, el escenario con precios homogéneos redujo su participación, demostrando que la igualdad regulatoria no siempre se traduce en eficiencia operativa. Estos hallazgos refuerzan la necesidad de diseñar mecanismos de subasta que reconozcan las diferencias reales en costos operativos entre tecnologías.

En conjunto, los resultados obtenidos permiten verificar el cumplimiento del objetivo general de la presente memoria de titulación, al demostrar la factibilidad técnica y económica de la prestación simultánea de SSCC por parte de una planta híbrida. Asimismo, se cumplen los objetivos específicos al modelar la participación en el mercado de SSCC, evaluar el desempeño técnico y económico bajo distintos escenarios, proponer esquemas de remuneración y verificación adaptados a tecnologías de almacenamiento, analizar los costos de oportunidad involucrados y evaluar la eficiencia del sistema en subastas. Esta evidencia respalda la necesidad de seguir avanzando en el diseño regulatorio chileno, incorporando métricas técnicas específicas, esquemas de remuneración diferenciada y mecanismos de mercado que promuevan la integración de tecnologías flexibles y sostenibles.

Trabajos futuros

- Incluir en el modelado en Plexos sistemas con hidrógeno verde, almacenamiento térmico o plantas eólicas con sistemas de almacenamiento para evaluar su interacción en la prestación simultánea de SSCC.
- Implementar pilotos operativos en terreno para comparar el comportamiento simulado con el desempeño real de baterías como Andes-2B.
- Incorporar factores como degradación, disponibilidad técnica y respuesta ante contingencias en los pagos por SSCC.
- Elaborar propuestas regulatorias que definan criterios técnicos, métricas de verificación y condiciones de elegibilidad para BESS en SSCC.
- Evaluar cómo una participación masiva de almacenamiento afecta el despacho económico, precios marginales y estabilidad del sistema.

Bibliografía

1. Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas, “Desafíos y oportunidades en el marco regulatorio chileno para la promoción de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica”, CIGRE - Chile WG C6, Santiago, octubre 2023.
2. Generadoras de Chile, “Boletín Generadoras de Chile – octubre 2024”, Santiago, octubre 2024.
3. Comisión Nacional de Energía, “Reglamento de operación y coordinación – Almacenamiento de energía”, CNE, Santiago, julio 2017.
4. International Renewable Energy Agency, “Electricity storage and renewables: cost and markets to 2030”, IRENA, Abu Dhabi, octubre 2017.
5. Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudio de costos de los servicios complementarios sistema eléctrico nacional 2024-2027”, CEN, Santiago, septiembre 2024.
6. Ministerio de economía; fomento y reconstrucción, “Ley 20.018: Ley General de Servicios Eléctricos”, Santiago, septiembre 2024.
7. Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe de servicios complementarios año 2025”, CEN, Santiago, junio 2024.
8. Operador Nacional de Electricidad, “Regulación primaria de frecuencia mediante sistemas de almacenamiento de energía con baterías en el sistema eléctrico ecuatoriano”, CENACE, Ecuador, julio 2022.
9. Comisión Nacional de Energía, “Norma técnica de servicios complementarios”, CNE, Santiago, diciembre 2019.
10. Comisión Nacional de Energía, “Anexo técnico: Verificación de instalaciones para la prestación de SSCC”, CNE, Santiago, diciembre 2019.
11. Ministerio de economía; fomento y reconstrucción, “Ley 20.257: Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de ERNC”, Santiago, abril 2008.
12. Ministerio de energía, “Decreto Supremo N° 88: Aprueba el reglamento para medios de generación a pequeña escala”, Santiago, octubre 2020.
13. Ministerio de energía, “Decreto N° 57: Aprueba el reglamento de generación distribuida para autoconsumo”, Santiago, septiembre 2020.
14. Ministerio de energía, “Ley 20936: Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional”, Santiago, julio 2016.
15. Ministerio de energía, “Decreto N° 125: Aprueba el reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional”, Santiago, diciembre 2019.
16. Ministerio de energía, “Decreto N° 113: Aprueba el reglamento de servicios complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la LGSE”, Santiago, marzo 2019.

17. Universidad de Oviedo, “Sistemas de almacenamiento masivo de energía con baterías (BESS): Estado actual y tendencias de futuro”, España, año 2019.
18. University of Campinas, “Use of Batteries to Voltage Regulation in Distribution Systems with Deep Penetration of Photovoltaic Generation”, Brazil, junio 2018.
19. Ministerio de economía; fomento y reconstrucción, “Ley 19.440: Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la LGSE”, Santiago, marzo 2004.
20. 3rd International Conference on Energy, Power and Electrical Technology (ICEPET): “A Varying Enhanced Frequency Regulation Strategy of Battery Energy Storage Systems”, China, mayo 2024.
21. Coordinador eléctrico nacional, Balance mensual de servicios complementarios: Minuta Rev. 10, Santiago, enero 2023.
22. AEMO Systems Performance, “Market ancillary service specification”, Australia, junio 2024.
23. Modoenergy, “Guía para principiantes sobre FCAS: Respuesta de frecuencia en el NEM”, <https://modoenergy.com/research/beginners-guide-fcas-frequency-response-nem>.
24. AEMO Operations Department – Systems Performance, “Battery Energy Storage System guide to Contingency FCAS registration”, Australia, junio 2024.
25. National Energy System Operator, “Enduring Auction Capability, Market Design Explainer”, Reino Unido, octubre 2024.
26. National Energy System Operator, “Dynamic Containment: ¿what is it, and why do we need it?”, Reino Unido, octubre 2020.
27. National Energy System Operator, “Structural transition in the UK battery revenue stack”, Reino Unido, octubre 2022.
28. Modoenergy, “CAISO’s Ancillary Services: A beginner’s guide to Regulation and Reserve”, <https://modoenergy.com/research/caiso-ancillary-services-battery-energy-storage-frequency-response-regulation-reserve-markets>, noviembre 2024.
29. Nerc, “California Battery Energy Storage System Disturbances”, Atlanta, septiembre 2023.
30. Coordinador Eléctrico Nacional, “Ofertas Adjudicadas e Índices de Competencia”, <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/>, Santiago, mayo 2025.
31. Ministerio de Energía, “Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático Energía”, <https://energia.gob.cl/cambioclimatico>, Santiago, diciembre 2024.
32. Comisión Nacional de Energía, “Informe Regulatorio Mercado de Servicios Complementarios”, Santiago, mayo 2025

Anexo A

Resumen ejecutivo

1. Motivación

El crecimiento acelerado de las energías renovables no convencionales (ERNC), impulsado por metas globales de descarbonización, ha transformado el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), generando ventajas como la diversificación energética y la adopción de tecnologías limpias. Sin embargo, esta transformación también plantea desafíos técnicos y económicos, especialmente relacionados con la variabilidad e intermitencia de estas fuentes, que requieren servicios complementarios (SSCC) más robustos.

En este contexto, los sistemas de almacenamiento con baterías (BESS) han emergido como una solución clave para entregar servicios como control de frecuencia, tensión y arbitraje energético. Aunque ya existen mecanismos de remuneración para SSCC en Chile, no contemplan completamente la prestación simultánea de múltiples servicios por parte de un mismo recurso, lo que genera costos de oportunidad al desviar energía almacenada hacia servicios de regulación.

Esta investigación busca evaluar la factibilidad técnica y económica de implementar BESS en plantas híbridas para entregar múltiples SSCC de manera simultánea, modelando distintos escenarios operativos con el software PLEXOS. Además, se propone un esquema de remuneración que reconozca los costos tecnológicos y de oportunidad asociados, contribuyendo a la estabilidad del SEN y a los objetivos de sostenibilidad del país.

ERNC en Chile y Descarbonización

Chile, como parte del Acuerdo de París, se ha comprometido a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), especialmente en el sector energético, que representa el 78% de las emisiones nacionales. La generación eléctrica basada en carbón es responsable del 41,5% de esas emisiones, lo que impulsa la necesidad de descarbonizar la matriz energética antes de 2030. Las ERNC han adquirido un papel central en esta transición, respaldadas por políticas públicas y normativas progresivas.

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) permiten:

- Estabilizar la red eléctrica ante variabilidad ERNC.
- Evitar vertimientos mediante almacenamiento de excedentes.
- Ofrecer soporte rápido en contingencias y apagones.
- Mejorar la eficiencia y sostenibilidad del sistema eléctrico.
- Proveer control de frecuencia en milisegundos.
- Contribuir al control de tensión en redes locales.
- Realizar arbitraje energético, aprovechando diferencias de precios.

Chile cuenta con 2.825 GW de capacidad de almacenamiento, de los cuales 0.477 GW provienen de proyectos BESS operativos, incluyendo componentes integrados en centrales solares e hidroeléctricas híbridas.

En países como Australia, Reino Unido y Estados Unidos, los BESS ya participan activamente en mercados de SSCC, apoyados por marcos regulatorios adaptados. Según datos de IRENA (2017), el 50% de la capacidad global de baterías se destina a regulación de frecuencia, lo que refuerza su protagonismo internacional.

Mercado de SSCC en Chile

La estructura del mercado de SSCC se organiza en cuatro etapas: determinación, asignación, remuneración y pago. En la primera etapa, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) definen anualmente los servicios requeridos mediante el Informe de Servicios Complementarios (ISSCC). Este documento identifica los recursos disponibles, los nuevos recursos necesarios, su calendarización y los mecanismos de asignación. Posteriormente, los servicios se asignan ya sea por instrucción directa o mediante subastas, dependiendo de si existen condiciones de competencia. La remuneración se basa en los costos declarados por los propietarios de los recursos, los cuales son valorizados por el CEN, y finalmente el pago es realizado por los usuarios del sistema.

Los SSCC se clasifican en cinco grandes grupos: control de frecuencia, control de tensión, cargas interrumpibles, control de contingencias y plan de recuperación del servicio. Cada grupo incluye subcategorías específicas que responden a distintos tipos de eventos o necesidades operativas. Por ejemplo, el control de frecuencia se divide en control rápido (CRF±), primario (CPF±), secundario (CSF±) y terciario (CTF±), cada uno con funciones específicas según la magnitud y duración de la desviación de frecuencia.

La asignación de los SSCC se realiza a través de tres mecanismos definidos por el Coordinador Eléctrico Nacional: subastas, licitaciones e instrucción directa. Cada uno responde a distintas condiciones de mercado y necesidades operativas del sistema. Las subastas se aplican cuando el requerimiento del servicio es de corto plazo (menos de seis meses) y existen condiciones de competencia suficientes. Las licitaciones se utilizan cuando el servicio requiere nueva infraestructura o no es de corto plazo. Y por último la instrucción directa se aplica cuando no hay competencia suficiente en el mercado, o cuando subastas y licitaciones no logran adjudicar el servicio

En cuanto a la remuneración, esta depende del mecanismo de asignación. Los servicios adjudicados por subasta o licitación se remuneran según el valor adjudicado, que incluye el valor ofertado más los costos adicionales. Las resoluciones CNE 442/2020 y 493/2020 establecen los criterios para incluir costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y valores máximos de reserva y remuneración en casos de subastas desiertas. En cambio, los servicios asignados por instrucción directa, como el CPF+, se valorizan según el informe de costos del Coordinador, considerando inversión, operación, mantenimiento y operación fuera de mérito.

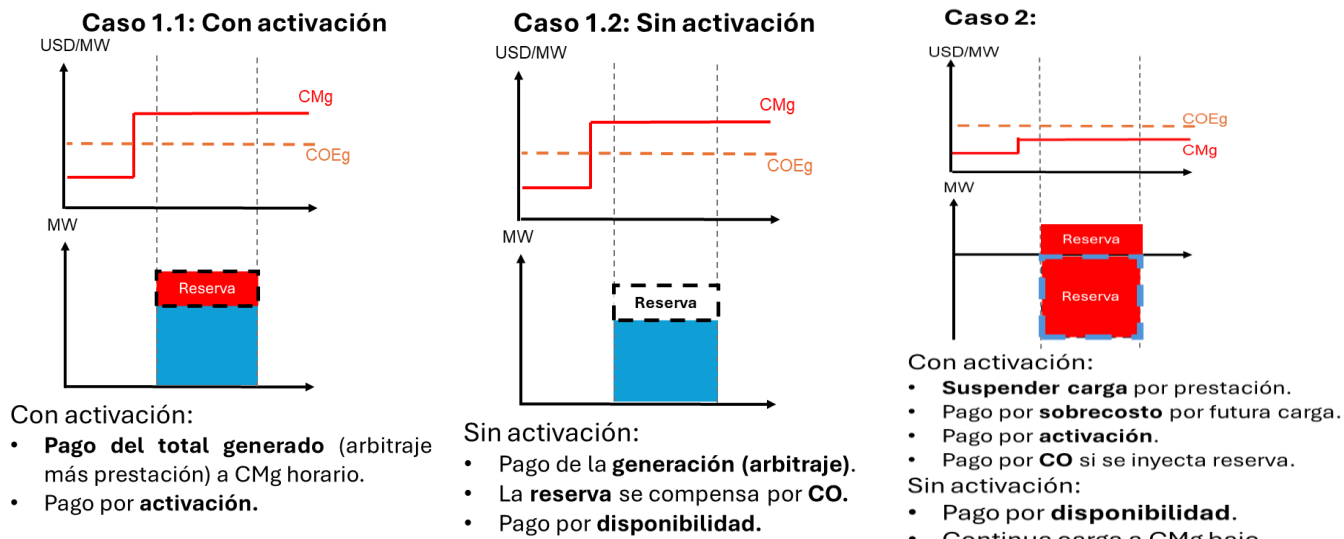
	Competitivo	Formula pago		
		No Competitivo	Adjudicada	(Semi) Desierta
CPF+	NO	ESTUDIO DE COSTOS	NA	NA
CPF-	SI	NA	Res.CNE 442/2020 ESTUDIO DE COSTOS(*)	Res.CNE 493/2020
CSF	SI	NA	Res.CNE 442/2020 ESTUDIO DE COSTOS(*)	Res.CNE 493/2020
CTF	SI	NA	Res.CNE 442/2020 ESTUDIO DE COSTOS(*)	Res.CNE 493/2020

Tabla 20: Resumen forma de pago servicios de control de frecuencia.

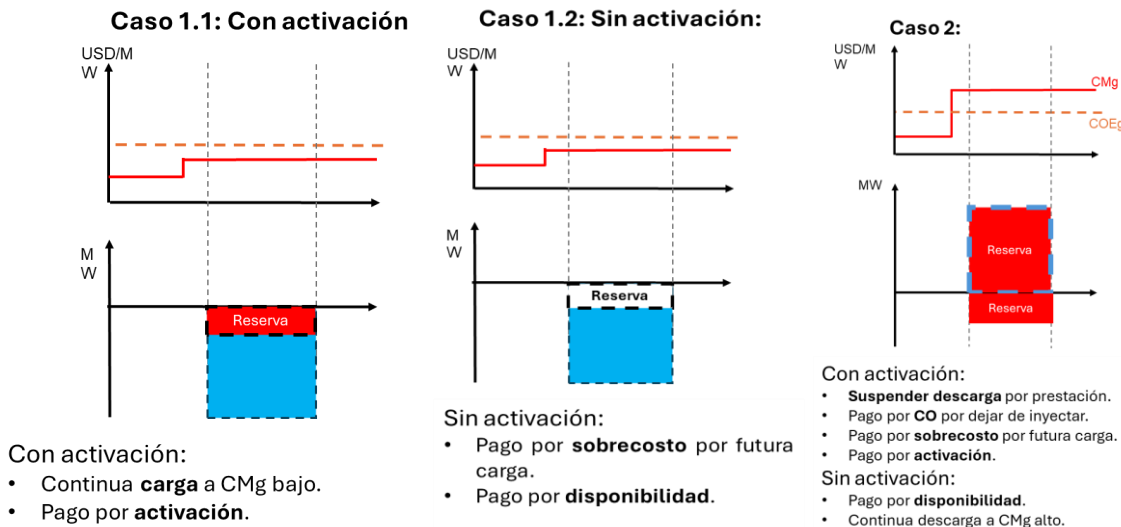
Esquema de operación propuesto

A continuación, se presentan los escenarios de operación tanto para los servicios de control de frecuencia de subida como de bajada de forma horaria, esto para los sistemas de almacenamiento participando en el mercado de servicios complementarios, cada subgráfico presenta los pagos que debe recibir el dueño de la instalación por la prestación del servicio, [Elaboración propia].

a. Servicios de Control de Frecuencia de subida



b. Servicios de Control de Frecuencia de bajada



Costo de oportunidad (CO)

En el mercado de Servicios Complementarios (SSCC), esta operación se ve alterada cuando el BESS se compromete a entregar servicios de regulación, particularmente control de frecuencia, generando un **costo de oportunidad (CO)** por no operar en su condición óptima.

Para abordar esta compensación, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) ha propuesto dos metodologías: una presentada en la Minuta Rev.10 (enero de 2023), utilizada para remunerar al sistema Alfalfal VR1, y otra más reciente en el Estudio

de Costos de SSCC 2024–2027 (ECSSCC). La primera contempla restricciones operativas específicas, como la exigencia de una descarga forzada en las primeras horas del día siguiente, llegando al mínimo técnico, y plantea una compensación solo si el CO supera la valorización de dicha descarga. La segunda metodología, en cambio, elimina estas restricciones, propone un cálculo más flexible del ciclo operativo del BESS, y evalúa el arbitraje ideal versus el balance neto real en el día de prestación, considerando una visión más integrada y representativa del funcionamiento real del sistema.

La comparación entre ambas metodologías se realizó tomando como referencia la prestación de CSF± por el BESS Alfalfal VR1 el 19 de enero de 2023. Bajo la metodología de la Minuta Rev.10, la compensación fue de **1162,32 USD**, resultado de un CO total de USD 4431,05 contrastado con una valorización de descarga forzada de USD 3268,73. En cambio, bajo el enfoque del ECSSCC 2024–2027, los valores fueron significativamente superiores: la componente 1 (arbitraje ideal) alcanzó **9809,50 USD**, mientras que las componentes 2 (balance real) fueron de USD 129,20 para el ciclo diario completo y **3341,14 USD** para el ciclo de batería. Esto implicó pagos por concepto de CO de **9680,30 USD y 6304,06 USD**, respectivamente.

Además, se analizó cómo influye el tipo de costo marginal utilizado (real vs. programado) en la remuneración por CO. Para el ciclo diario completo, el uso de costos programados redujo la compensación en un **64,7%**, mientras que en el ciclo de batería la reducción fue aún más drástica, alcanzando un **104%**, lo que evidencia que el uso de CMg reales es mucho más representativo y beneficioso para los sistemas de almacenamiento.

Metodología

El estudio emplea la plataforma PLEXOS para modelar el Sistema Eléctrico Nacional chileno siguiendo los parámetros del Coordinador Eléctrico Nacional. Se simulan los siguientes escenarios para la planta híbrida Andes-2B:

- Despacho únicamente en el mercado spot de energía.
- Participación independiente en servicios de control de frecuencia: CPF±, CSF± y CTF±.
- Prestación simultánea de SSCC de CF.
- Inclusión del BESS en subastas específicas para servicios complementarios.

Resultados

1. Modelación eléctrica parte 1

Utilizando el software PLEXOS y datos del programa de operación diaria del 29 de mayo de 2025. El objetivo es simular el despacho energético del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) bajo distintas configuraciones, comenzando con un caso base sin restricciones por servicios de control de frecuencia (CF) y posteriormente incluyendo los tres servicios de CF. El horizonte de planificación de la simulación abarca siete días.

En el caso base, el sistema de almacenamiento se modela como una hidroeléctrica ficticia que permite simular la carga y descarga de la batería mediante flujos de agua virtuales. El parque Andes-2B posee una capacidad de inyección de hasta 130 MW, con una batería de 650 MWh y 5 horas de almacenamiento. Se consideran cuatro restricciones operativas clave: eficiencia de carga (96,5%) y descarga (91,6%), límite de inyección por el inversor (130 MW) y la exclusividad de estados (la batería no puede cargar y descargar simultáneamente).

La implementación conjunta de los servicios de Control Primario, Secundario y Terciario de Frecuencia (CPF, CSF y CTF) en el sistema de almacenamiento de la planta híbrida Andes-2B requirió una adaptación compleja del modelo de PLEXOS. Se modificaron restricciones existentes de la batería y se agregaron nuevas para reflejar con precisión el comportamiento operativo ante la prestación simultánea de servicios de subida y bajada.

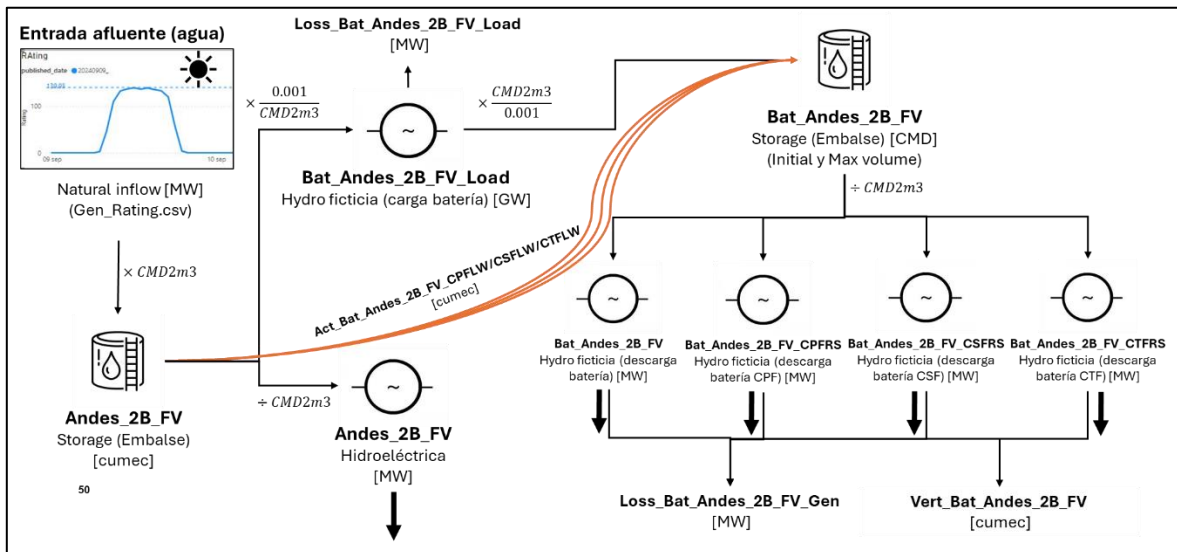


Figura 27: Modelación Plexos CF de Central FV Andes-2B. [Elaboración propia]

En términos operativos, la generación del parque solar disminuyó respecto al caso base (64,19 MW versus 93,4 MW), lo cual se interpreta como un comportamiento más conservador frente a variaciones abruptas de frecuencia. Sin embargo, también se observó un mayor número de eventos donde el parque solar generó más al implementarse los controles de frecuencia, sugiriendo un mejor aprovechamiento del potencial solar. El perfil de carga y descarga del sistema de almacenamiento mostró una operación más activa y equilibrada, reflejando la estabilización que brindan los servicios de frecuencia sobre el sistema.

Las pérdidas por carga y descarga se incrementaron ligeramente comparadas con el caso base, principalmente durante la descarga, lo que puede atribuirse al uso intensivo de la batería para modular eventos de frecuencia. No obstante, el perfil de pérdidas mostró una curva más suavizada, señal de una operación más controlada. En cuanto a la provisión y activación de los servicios, se observó que, en varios casos, como CPF+ y CSF+, la activación coincidió con la provisión declarada, demostrando que el sistema efectivamente necesitó esos aportes para estabilizar la red. Para el CTF+, aunque hubo provisión, no se registró activación, lo que indica que no se requirió ese servicio en los periodos simulados.

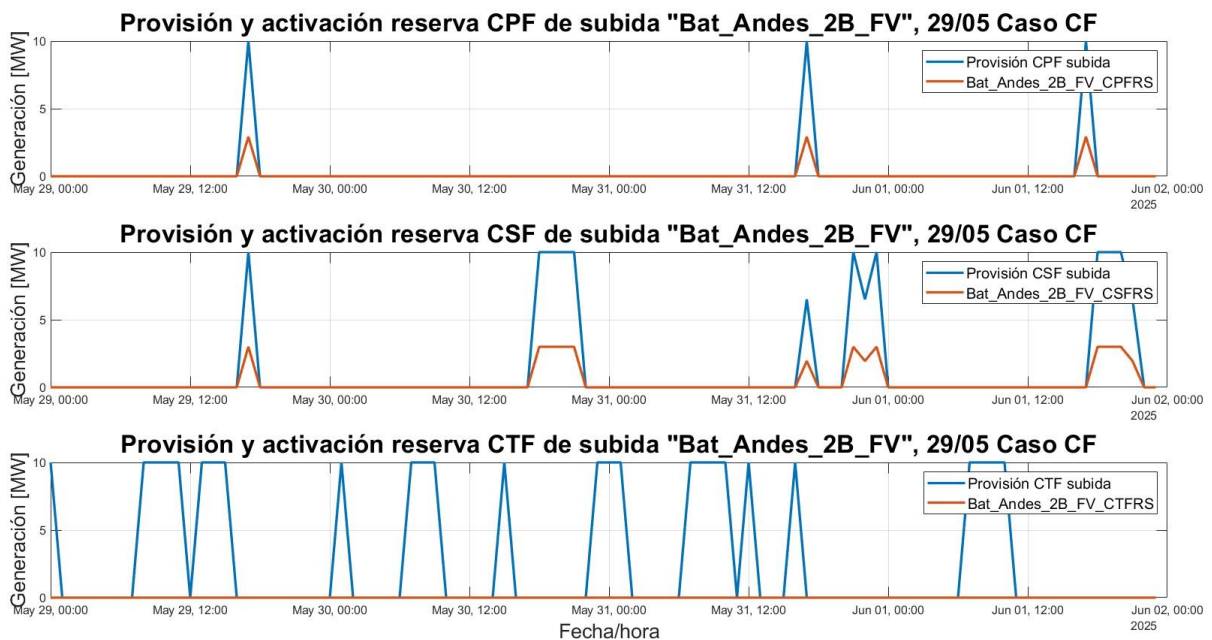


Figura 28: Provisión y activación servicios de subida CPF+, CSF+ y CTF+, caso CF. [Elaboración propia]

Finalmente, se realizó un análisis económico del ciclo de carga-descarga del sistema entre la hora 8 del 29 de mayo y la hora 7 del día siguiente. Considerando precios medios de descarga (99,28 \$/MWh) y de carga (34,41 \$/MWh), se determinó un ingreso por concepto de arbitraje de 30.526,48 USD. Adicionalmente, se estimó un componente de ganancia asociado al costo de oportunidad (ECSSCC [5]) por prestar servicios de frecuencia de 42.162,9 USD, sumando un total económico de 78.870,26 USD. Este resultado evidencia que la prestación de servicios de frecuencia no solo mejora la operación técnica del sistema, sino que también puede representar una oportunidad económica atractiva para operadores que gestionen inteligentemente el almacenamiento.

2. Modelación eléctrica parte 2

La parte final de la modelación en PLEXOS se centró en evaluar el comportamiento de las subastas de servicios complementarios de control de frecuencia (CF) bajo distintos escenarios, integrando tanto ofertas reales como ficticias. En una primera instancia se simuló la participación tradicional de centrales como EL_TORO_U1, ANGAMOS_1, RAPEL_U1, PEHUENCHE_U2 y RALCO_U1, donde se compararon los mecanismos de adjudicación por subasta y por instrucción directa. La información para las simulaciones se extrajo del programa de operación del Coordinador Eléctrico Nacional para el 29 de mayo de 2025, y se complementó con estimaciones razonables de las centrales no adjudicadas. Estas ofertas ficticias se construyeron tomando en cuenta el costo de desgaste técnico por tecnología y se asignaron en bandas exclusivas para que el modelo pudiera distinguir correctamente entre subasta y asignación directa. Esta estructura permitió ver cómo se activaban servicios dependiendo de si existía competencia o necesidad técnica.

Luego se analizó el impacto de incorporar la batería del sistema Andes-2B como oferente en las subastas de los servicios CPF, CSF y CTF. Para ello, se introdujeron ofertas ficticias de la batería en las bases de datos, con un precio representativo de 2 \$/MWh y una capacidad de prestación de 10 MW por servicio. En el caso denominado "CF en BESS con subastas", el modelo mostró cómo la batería desplazaba a centrales más costosas, como ANGAMOS_1, en la prestación del CSF+ en la hora 14:00, siendo seleccionada por su menor costo. Se observó que los servicios prestados por la batería fueron efectivamente adjudicados por subasta, salvo el CPF_RS, que fue asignado por reserva técnica debido a que no se subasta por falta de competencia.

El tercer escenario evaluado fue "CF con subastas, mismo precio", en el que se simularon todas las ofertas con el mismo valor de 2 \$/MWh sin distinción por tecnología. Esta homogenización redujo la competitividad de la batería, que en el

escenario anterior había tenido ventaja frente a tecnologías más costosas. En este caso, se observaron menos periodos de adjudicación para el sistema de almacenamiento, lo cual indica que, al eliminar la diferenciación tecnológica, otras centrales lograron posicionarse por sobre la batería en algunos intervalos de prestación. A pesar de ello, en los momentos donde fue seleccionada, la batería utilizó su capacidad máxima de 10 MW por servicio, cumpliendo su rol técnico con eficiencia.

Conclusiones

El estudio concluye que la integración de sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) en los servicios complementarios de control de frecuencia del sistema eléctrico chileno es técnica y económicamente viable, con respaldo en experiencias internacionales de mercados como Reino Unido, Australia y California. En particular, el caso australiano evidencia que el uso de BESS en servicios de frecuencia puede reducir significativamente el costo sistémico, lo que refuerza su valor como recurso estratégico.

En el contexto chileno, el único mecanismo regulatorio disponible para permitir la participación de los BESS en el mercado de SSCC es el esquema de remuneración establecido por el ECSSCC 2024–2027. La metodología actual contempla remuneración por arbitraje, costo de oportunidad, pagos por activación y disponibilidad, aunque aún no incluye compensaciones por sobrecostos cuando la batería retrasa su carga. Además, se observó que el uso de costos marginales programados en lugar de reales afecta gravemente la remuneración, con pérdidas de hasta un 104% en ciclos completos de operación.

Los modelos de simulación mostraron que la batería puede participar activamente en distintos escalones de frecuencia (CPF, CSF, CTF) sin alterar su perfil técnico de operación ni afectar su eficiencia energética. Sin embargo, el tipo de activación depende de las condiciones del sistema: los servicios de subida son activados parcialmente en función de los factores definidos, mientras que los de bajada presentan menos activaciones debido a la ausencia de sobre generación o prioridad de otras fuentes. La limitación conjunta de 30 MW para todos los servicios permite una asignación equilibrada y evita que la batería se comprometa en exceso a una sola función.

Además, se comprobó que el modelo multiservicio permite maximizar los beneficios económicos: al combinar los ingresos por arbitraje y costo de oportunidad, se registró una ganancia total de casi 79.000 USD en un ciclo operativo de 24 horas, más del doble que en el caso base. Esta flexibilidad también contribuye a estabilizar

la red, reducir peaks de generación solar, evitar precios negativos en nodos críticos como Andes220 y generar ahorros zonales de hasta 0,72 \$/MWh.

En subastas, al homologar el precio ofertado de desgaste en todas las centrales, se perdió competitividad frente a tecnologías convencionales, lo que evidencia la necesidad de conservar la diferenciación tecnológica en los precios ofertados. En definitiva, los resultados validan el potencial técnico y económico de los BESS en subastas de servicios de frecuencia, y se recomienda continuar desarrollando estudios de capacidad máxima por servicio para los sistemas de almacenamiento, así como mejorar los esquemas de remuneración para garantizar la participación justa y eficiente de estos recursos en el mercado eléctrico nacional.

Anexo B

ERNC en Chile

a. Normativas y Regulaciones

Se han implementado diversas leyes y regulaciones para fomentar el uso de energías renovables no convencionales (ERNC):

- Ley 20.257 (2008) [11]: Estableció una cuota obligatoria de inserción de ERNC en la matriz eléctrica, comenzando con un 5% en 2010 y aumentando gradualmente hasta el 20% en 2025.
- Decreto Supremo N°88 (2020) [12]: Aprueba el reglamento para pequeños medios de generación distribuida (PMGD), facilitando la integración de proyectos de generación distribuida.
- Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo (2020) [13]: Establece las normas técnicas y de seguridad para la conexión de sistemas de generación distribuida a la red eléctrica.

b. Acuerdos Internacionales

Chile ha firmado varios acuerdos internacionales que refuerzan su compromiso con la sostenibilidad y la reducción de emisiones:

- Acuerdo de París (2015): Chile se comprometió a reducir sus emisiones de CO2 en un 30% para 2030, a fomentar el uso de ERNC y a impulsar una ley de eficiencia energética.
- Alianza de Energías Renovables de América Latina y el Caribe (RELAC): Chile es parte de esta iniciativa que busca aumentar la participación de las energías renovables en la región.

c. Políticas Públicas

El gobierno chileno ha desarrollado políticas a largo plazo para guiar la transición energética:

- Política Energética 2050: Establece grandes metas, como alcanzar un 60% de generación eléctrica a partir de fuentes renovables para 2035 y un 70% para 2050.
- Plan de Descarbonización: Incluye el cierre progresivo de plantas de carbón y la promoción de proyectos de energía limpia.

Actualmente en el sistema eléctrico chileno existe una capacidad instalada de 34,854 [GW] de los cuales 10,387 [GW] corresponden generación solar y 4,797 [GW] a generación eólica [2]. La distribución de las capacidades instaladas por tecnología se muestra en la Figura 29: Capacidad instalada por tecnología octubre de 2024. [2]. Principalmente las tecnologías fotovoltaica y eólica son las que tienen mayor proyección de crecimiento en el corto plazo. Según datos del boletín de octubre de Generadoras de Chile [2] la capacidad instalada de nuevas centrales en construcción para el periodo contempla 0,658 [GW] de generación eólica (un total de 13 proyectos) y 3,466 [GW] de solar FV (un total de 249 proyectos).

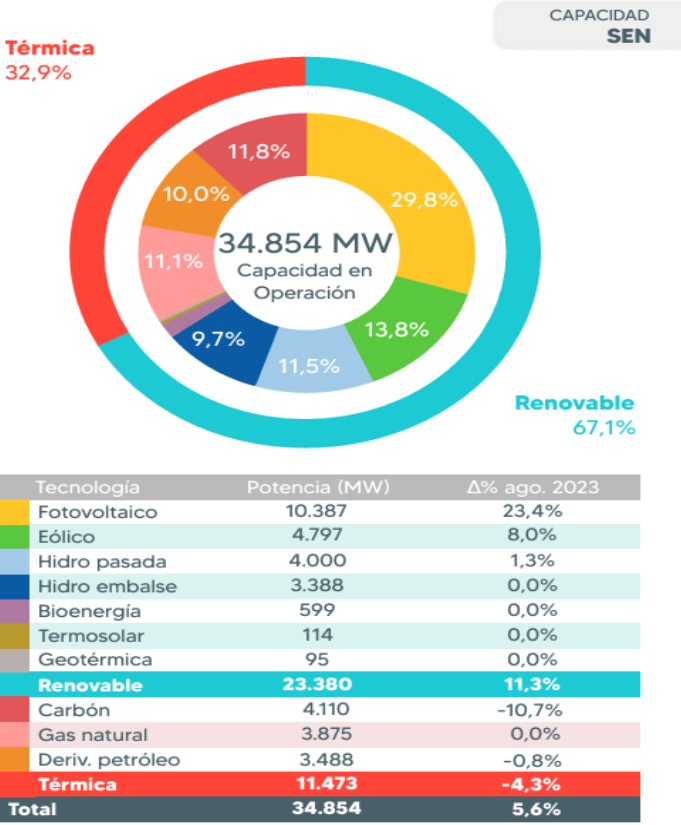


Figura 29: Capacidad instalada por tecnología octubre de 2024. [2]

1. Factibilidad técnica de la prestación de SSCC en baterías

En Chile y en el mundo, los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) tienen múltiples aplicaciones en el ámbito energético, dependiendo del uso y el segmento en que participan.

A continuación, se detallan sus principales aplicaciones:

a. Generación

- Arbitraje de Energía: Permite almacenar energía cuando los precios son bajos y venderla cuando los precios son altos.
- Seguimiento de Carga: Ayuda a ajustar la generación de energía en tiempo real para seguir la demanda.
- Integración de Energías Renovables No Convencionales (ERNC): Facilita la integración de fuentes de energía variables como la solar y la eólica, almacenando el exceso de energía para su uso posterior (aumentando su factor de planta).
- Servicios Complementarios (SSCC): Incluyen la regulación de frecuencia y tensión, reservas operativas y recuperación de servicio.

b. Transmisión

- Alivio de Congestionaciones: Reduce la congestión en las líneas de transmisión al almacenar energía en momentos de baja demanda y liberarla en momentos de alta demanda.
- Postergación de Inversiones: Permite retrasar la necesidad de invertir en nuevas infraestructuras de transmisión.
- Servicios Complementarios: Contribuye a la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

c. Distribución

- Postergación de Inversiones: Similar a transmisión, ayuda a retrasar inversiones en infraestructura de distribución.
- Servicios Complementarios: Mejora la calidad del suministro eléctrico mediante la regulación de frecuencia y tensión.
- Seguridad y Recurso Energético Distribuido: Proporciona energía de respaldo y mejora la resiliencia de la red.

En la Figura 30 se ve un cuadro resumen de las aplicaciones de las BESS en cada sector energético.



Figura 30: Resumen de aplicaciones BESS en sistemas eléctricos. [3]

2. Control de frecuencia CF

Para mantener el sistema eléctrico a una frecuencia de 50 [Hz] se requiere un balance entre la potencia generada y la potencia demandada. Muchas veces esto varía, ya sea debido a un exceso de generación que producirá un aumento en la frecuencia y que requerirá un aumento en la demanda para volver al equilibrio. O por el contrario también se dan déficits en la generación lo que produce una disminución de la frecuencia y requerirá una disminución en la demanda.

Por lo anterior en Chile existen cinco tipos de control de frecuencia (CF), para los primeros cuatro que son control rápido de frecuencia (CRF), control primario de frecuencia (CPF), control secundario de frecuencia (CSF) y control terciario de frecuencia (CTF) existen dos subcategorías que son la sobrefrecuencia (-) y subfrecuencia (+). En la Figura 31 se pueden visualizar una representación de los tiempos de activación de los servicios de CF.

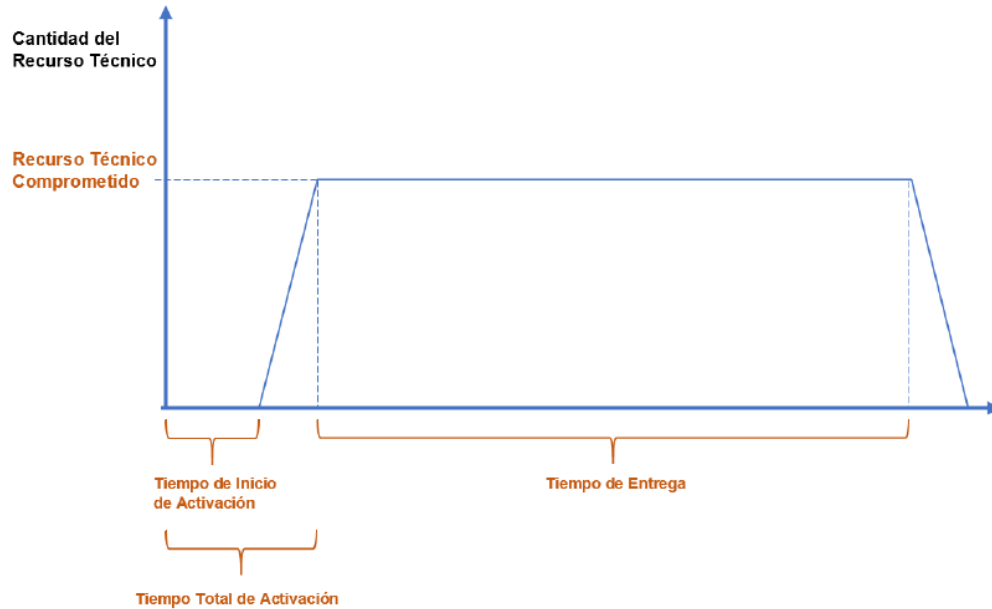


Figura 31: Representación referencial tiempos servicios de CF. [7]

La Tabla 21 muestra el tiempo de activación, tiempo de entrega y modo de activación por cada servicio de CF.

Característica técnica	Modo de activación	Tiempo de inicio de activación	Tiempo total de activación	Mínimo tiempo de entrega	Máximo tiempo de entrega
Control rápido de frecuencia (CRF)	Automático local	-	1 [seg]	5 [min]	-
Control primario de frecuencia (CPF)	Automático local	-	10 [seg]	5 [min]	-
Control secundario de frecuencia (CSF)	Automático centralizado	-	5 [min]	15 [min]	-
Control terciario de frecuencia (CTF)	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	5 [min]	15 [min]	-	1 [hr]
Cargas interrumpibles (CI)	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	-	30 [min]	2 [hr]	-

Tabla 21: Tiempos de activación por cada servicio de CF. [7]

Dada la rapidez de respuesta de los sistemas de baterías, estos están especialmente indicados para el CRP y CPF, los cuales requieren un menor tiempo de respuesta, generalmente menos de 30 segundos (también pueden utilizarse para regulación secundaria y terciaria). En la regulación primaria de frecuencia, los niveles de potencia que se manejan son altos, pudiendo incluso llegar a precisarse la descarga de las baterías en 15 minutos. Además, es una aplicación que demanda

múltiples cargas y descargas en un corto espacio de tiempo, por lo que es una de las aplicaciones más exigentes.

3. Control de tensión CT

El servicio de CT corresponde a toda acción correctiva para mantener la tensión dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa. Se considera que la naturaleza de la prestación de dichos servicios se realiza de manera local. En Chile la Norma Técnica [9] establece la obligación a cada coordinado de tener la capacidad de cambiar su factor de potencia a inductivo/capacitivo, es decir, inyectar/absorber reactivos en el caso de existir un desbalance de tensión. En sistemas con alta penetración ERNC, la capacidad de regulación de tensión se ve disminuida, ya que la inyección de potencia reactiva necesariamente limita la generación de potencia activa, existiendo un trade-off entre P-Q. De la misma manera, el aporte al CT de este tipo de tecnologías es mínima en comparación a la que poseen las tecnologías convencionales que estas desplazan.

En [18] se analiza la efectividad de que un BESS realice control de tensión a nivel de distribución en un sistema con alta generación solar FV y cómo se relaciona este aporte con el ciclo de degradación de la batería. Los resultados son satisfactorios al corto y largo plazo, demostrando que los BESS pueden realizar el control de tensión en régimen permanente y en el corto plazo, sin embargo, el realizar ambos servicios, la vida útil de la batería se reduce significativamente.

Anexo C

Verificación de instalaciones para prestación de SSCC

En base a la Norma Técnica de SSCC [9] y al Anexo de Verificación de instalaciones [10] se tiene el proceso de verificación de instalaciones para la prestación de Servicios Complementarios (SSCC), esta verificación posee gran relevancia ya que en la Norma Técnica se establece que “solo podrán participar en la prestación de SSCC aquellas instalaciones que hayan cumplido con la verificación de los recursos técnicos”. Adicionalmente los costos asociados al proceso de verificación deben ser asumidos por el titular de la instalación (coordinado).

Este proceso implica que el titular de la instalación (coordinado) envíe una solicitud de verificación al Coordinador, donde se especifique los antecedentes técnicos y descriptivos de la instalación. Posteriormente el Coordinador revisa la documentación y si la considera admisible se pasa a la siguiente etapa, donde se selecciona a un experto técnico el cual es el encargado de supervisar los ensayos. Estos ensayos se planifican y autorizan, asegurando que se cumplan todas las condiciones de seguridad. Una vez realizados, el experto técnico elabora un informe con los resultados, que el Coordinador revisa para determinar si la instalación cumple con los requisitos. Si es así, se emite un Documento de Verificación que certifica la capacidad de la instalación para prestar los SSCC.

La Figura 32 muestra más en detalle el procedimiento con los plazos por etapa. La primera etapa (cuadro en rojo) corresponde a un periodo de 40 días hábiles desde el ingreso del Terna a la aprobación de la documentación (protocolo de pruebas), la segunda etapa (cuadro en negro) corresponde al periodo para iniciar las pruebas de verificación, dado que la solicitud de pruebas puede ser rechazada es que el Coordinador no estable tiempo límite para esta etapa. La tercera etapa (cuadro en verde) contempla 25 días hábiles para la realización de las pruebas en terreno hasta la consideración de admisible por parte del Coordinador. La última etapa (cuadro en azul) contempla 25 días hábiles desde la revisión/aprobación de los informes del experto técnico hasta la emisión del documento de verificación (emitido por el Coordinador).

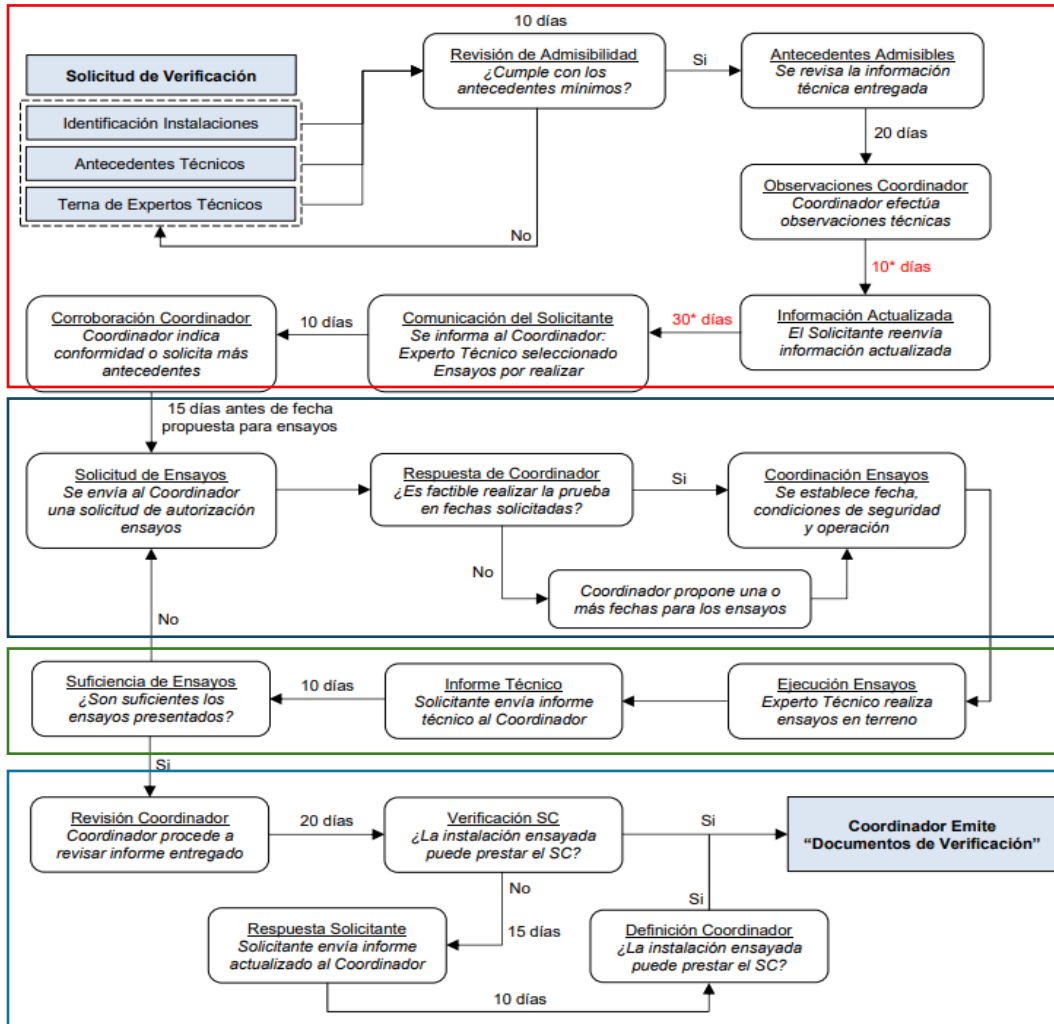


Figura 32: Diagrama procedimiento de verificación de instalaciones. [10]

Las pruebas que deben ser realizadas para instalaciones con sistemas de almacenamiento son las siguientes:

- Respuesta del control de tensión (planta) y potencia reactiva (inversor y planta).
- Ensayos de verificación del diagrama PQ teórico máximo (escenarios diurnos y nocturnos).
- Ensayo de verificación de CPF (variaciones tipo escalón y naturales de la frecuencia de la red).
- Ensayo de verificación de CTF (incremento y reducción de carga del BESS).

Anexo D

Perspectiva internacional

a. Reino Unido (NESO)

En Reino Unido, los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) han adquirido un rol protagónico en la transformación del sistema eléctrico, particularmente en los servicios de control de frecuencia, regulación de tensión y arbitraje energético. Desde una perspectiva técnica, estos sistemas están diseñados para responder en milisegundos ante desviaciones de frecuencia de ± 0.2 [Hz], lo que les permite participar en mecanismos avanzados como el Mandatory Frequency Response (MFR) y el más reciente Dynamic Containment (DC) [25]. Estas plataformas valoran la capacidad de los BESS para actuar casi instantáneamente, estabilizando la red frente a eventos impredecibles y mejorando la resiliencia general del sistema.

Además de la frecuencia, los sistemas de almacenamiento han demostrado utilidad en el control de tensión mediante la provisión de potencia reactiva (MVar). Al operar en redes locales, las baterías contribuyen a mantener el voltaje dentro de rangos seguros, lo cual es crucial en zonas con alta penetración de generación distribuida. En cuanto al arbitraje energético, los operadores aprovechan las variaciones horarias de precios del mercado mayorista. Las baterías se cargan durante periodos de baja demanda (cuando la electricidad es más barata, costos marginales bajos) y descargan cuando los precios son altos, generando ingresos y apoyando la operación eficiente del sistema.

Para que los BESS participen plenamente en el mercado, deben cumplir con normativas técnicas específicas como la certificación G99, que regula la conexión de generadores a la red, y ajustarse a los requisitos del Grid Code. Además, su integración en el Balancing Mechanism (BM), mecanismo que busca equilibrar en tiempo real la oferta y demanda de electricidad en cada período de liquidación de 30 minutos, les permite ser remunerados por servicios de balance, ampliando sus oportunidades comerciales.

En los últimos años, la tendencia ha mostrado una migración progresiva, los ingresos ya no dependen exclusivamente de los servicios de red como la respuesta de frecuencia, sino que el arbitraje energético y el desempeño en mercados mayoristas están ganando protagonismo. Esta evolución obliga a los desarrolladores a optimizar el diseño técnico de las baterías, equilibrando duración,

capacidad de respuesta y eficiencia para adaptarse a múltiples servicios simultáneos [27]. La

Tabla 22 muestra los servicios de control de frecuencia y control de tensión existentes en Reino Unido con su respectivo método de prestación, ya sea subasta, instrucción directa o por acuerdo [25].

País	Tipo de SSCC	Especificación del SSCC	Método de prestación del servicio
Reino Unido	New Dynamic Services (Control Frecuency, cambio minuto a minuto)	Dynamic Containment (DC, post falla, 1seg-15min)	Subastas
		Dynamic Moderation (DM, pre falla, 1seg-30min)	Subastas
		Dynamic Regulation (DR, pre-falla lento, 10seg-60min)	Subastas
	Mandatory Frequency Response (MFR, desviación de frecuencia definida)	Primary response (10seg posterior a un evento, se mantiene por 20seg)	Obligatorio (especificado en acuerdo de conexión)
		Secondary response (30seg posterior a un evento, se mantiene por 30min)	Obligatorio (especificado en acuerdo de conexión)
		High frequency response (10seg posterior a un evento, puede mantenerse indefinidamente)	Obligatorio (especificado en acuerdo de conexión)
	Reserve Services	Balancing Reserve (desbalances, disponibilidad y utilización)	Subastas
		Fast reserve (cambios repentinos, pre-falla diario)	Subastas
		Short term operating reserve (STOR) (subasta diaria, contratos de un día de duración)	Subastas
		Slow reserve (post falla)	Subastas
	Manual Frequency Restoration Reserve (MFRR)		Subastas
	Fast Frequency Response (FFR)		Subastas
	Voltage Control		Instrucción Directa o citación

Tabla 22: Servicios complementarios en Reino Unido y su método de prestación.

En Reino Unido, los servicios están altamente especializados y segmentados por velocidad de respuesta, lo que permite una participación más granular de tecnologías como baterías. En Chile, el enfoque está más estructurado por niveles de control (primario, secundario, terciario), con exigencias normativas claras para habilitación y verificación periódica. Ambos países reconocen el valor de los sistemas de almacenamiento, pero Reino Unido tiene una mayor madurez en su

integración comercial y técnica. La Tabla 23 muestra una comparación entre los servicios de regulación de frecuencia y control de tensión de Chile y Reino Unido, aunque presentan nombres distintos, la lógica técnica de escalonamiento es muy similar en ambos países. Lo variable son los tiempos de prestación de cada servicio, los actores involucrados (centralizados vs. descentralizados) y la madurez del mercado de servicios complementarios.

Categoría	Chile	Reino Unido
Regulación de Frecuencia	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Primary reserve (Corregir desviaciones de frecuencia inmediatamente después de una perturbación)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Secondary response (Restablecer la frecuencia nominal del sistema después de una perturbación)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Manual Frequency Restoration Reserve (MFRR) (Restablecer las reservas utilizadas por los CPF y CSF para asegurar la estabilidad del sistema)
	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Fast Frequency Response (Corregir desviaciones de frecuencia inmediatamente después de una perturbación)
Control de Tensión	Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva	Voltage Control (Mantener la estabilidad de la tensión en la red)

Tabla 23: Comparación de SSCC entre Chile y Reino Unido.

b. Australia (AEMO)

En Australia, los sistemas de almacenamiento con baterías han cobrado especial relevancia en los estados de Nueva Gales del Sur, Victoria y Australia del Sur, donde la alta penetración de energías renovables ha generado desafíos de estabilidad. Técnicamente, las baterías participan en servicios como el Contingency Frequency Control Ancillary Services (FCAS), respondiendo ante caídas bruscas de frecuencia mediante despachos automáticos en segundos. Además, algunas instalaciones (como la planta Hornsdale Power Reserve) operan en modos híbridos, ofreciendo simultáneamente servicios de FCAS, arbitraje energético y soporte de voltaje [24]. El mercado australiano destaca por su estructura semi-regulada, los operadores deben estar registrados en la National Electricity Market (NEM) y cumplir con requisitos técnicos específicos, pero gozan de relativa flexibilidad para combinar servicios y optimizar ingresos.

En el ámbito regulatorio, iniciativas como el Integrated System Plan (ISP) y las reglas de despacho bajo el AEMO han fomentado la participación de baterías como activos clave para balancear la red en tiempo real. El arbitraje energético también es una estrategia común, especialmente en regiones donde la energía solar

fotovoltaica genera excedentes diurnos. Las baterías se cargan durante horas de exceso solar y descargan al anochecer, maximizando beneficios económicos y favoreciendo la descarbonización del sistema [23]. La Tabla 24 muestra los servicios de control de frecuencia y control de tensión existentes en Australia con su respectivo método de prestación, ya sea subasta, instrucción directa o licitación.

País	Tipo de SSCC	Especificación del SSCC	Método de prestación del servicio
Australia	Contingency FCAS (event)	Very Fast Raise (1 second Raise) (Proporciona un aumento de la potencia activa en un período de 1 segundo para corregir una caída en la frecuencia del sistema)	Subastas
		Very Fast Lower (1 second Lower) (Proporciona una reducción de la potencia activa en un período de 1 segundo para corregir un aumento en la frecuencia del sistema)	Subastas
		Fast Raise (6 second Raise)	Subastas
		Fast Lower (6 second Lower)	Subastas
		Slow Raise (60 second Raise)	Subastas
		Slow Lower (60 second Lower)	Subastas
		Delayed Raise (5 minute Raise)	Subastas
		Delayed Lower (5 minute Lower)	Subastas
	Regulation FCAS (hora a hora)	Regulation Raise (Proporciona un aumento de la potencia activa para corregir una caída menor en la frecuencia del sistema eléctrico)	Subastas
		Regulation Lower (Proporciona una reducción de la potencia activa para corregir un aumento menor en la frecuencia del sistema eléctrico)	Subastas
	NSCAS (soporte y control de la red)	Reactive Power	Subastas o Licitaciones
		Loadshed (desconexión de carga)	Subastas o Licitaciones
		Voltage Control	Instrucción directa
	SRAS (reinicio de la red)	System Restart	Subastas o Licitaciones

Tabla 24: Servicios complementarios en Australia y su método de prestación.

La Tabla 25 muestra una comparación entre los servicios de regulación de frecuencia y control de tensión de Chile y Australia. Para los servicios de control de frecuencia ambos países comparten una lógica escalonada, pero Australia tiene una segmentación más precisa en tiempos de respuesta, lo que permite una participación más granular de tecnologías como baterías.

En Australia el servicio de control de tensión se denomina Voltage Control and Reactive Power Management, se gestiona a nivel de barras y subestaciones, con participación de generadores, baterías y compensadores estáticos (STATCOM) y el coordinador australiano (AEMO) define los márgenes operativos y protocolos de verificación [22].

Categoría	Chile	Australia
Regulación de Frecuencia	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Fast Raise-lower (6 second)* (aumento-disminución de potencia activa para corregir caída-aumento de frecuencia)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Delayed Raise-lower (5 minute) (objetivo es recuperar la frecuencia a su banda de operación normal después de un evento de contingencia)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Regulation Raise-lower (proporciona la energía necesaria para elevar-bajar la frecuencia de nuevo a su rango normal)
	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Very Fast Raise-lower (1 second) (corregir una caída-aumento rápido en la frecuencia post contingencia)
Control de Tensión	Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva	Voltage Control and Reactive Power Management (mantener la tensión en barras dentro de los márgenes operativos seguros)

Tabla 25: Comparación de SSCC entre Chile y Australia.

c. California - Estados Unidos (CAISO)

En el contexto energético de California, el despliegue de sistemas de almacenamiento con baterías (BESS) ha adquirido un rol central en la provisión de servicios auxiliares, especialmente en el control de frecuencia, control de tensión y arbitraje energético. El operador del sistema, CAISO, ha consolidado mercados específicos como Regulation Up/Down y Spinning/Non-Spinning Reserves, que permiten la participación activa de los BESS en la estabilidad del sistema. Estos servicios exigen capacidades técnicas precisas, respuesta menor a un segundo mediante control automático de generación (AGC), mínima duración de descarga (frecuentemente cuatro horas), y cumplimiento con requisitos de adecuación de recursos definidos por el programa Resource Adequacy [28] [29].

En cuanto al control de tensión, los BESS permiten la gestión de potencia reactiva a través de inversores inteligentes que operan en modos de voltaje constante o reactivo dinámico. Estos sistemas se integran principalmente en redes de distribución y subestaciones urbanas, optimizando la calidad de servicio eléctrico y mitigando fluctuaciones de voltaje.

En cuanto al arbitraje, el diseño tarifario, con marcadas diferencias entre tarifas punta y valle, crea oportunidades para que los operadores maximicen ingresos mientras alivian la red en momentos críticos. California también ha impulsado incentivos como el Self-Generation Incentive Program (SGIP) que promueve la instalación de baterías en sectores vulnerables y zonas propensas a apagones.

La Tabla 26 muestra los servicios de control de frecuencia y control de tensión existentes en California con su respectivo método de prestación, ya sea subasta, instrucción directa o licitación.

País	Tipo de SSCC	Especificación del SSCC	Método de prestación del servicio
California, EEUU	Frequency responsive reserve (event)	Fast Frequency Response (FFR) (Respuesta rápida a desviaciones de frecuencia en cuestión de segundos)	Instrucción directa
		Primary Frequency Response (PFR) (Activación automática en respuesta a desviaciones de frecuencia, 1 segundo)	Obligados a proporcionar este servicio
		Secondary Frequency Response (SFR) (actúa en cuestión de segundos a minutos)	Subastas
		Tertiary Frequency Response (TFR) (activación manual o automática)	Instrucción directa
	Regulation reserve (not-event)	Regulation-up (aumentar la generación cuando la demanda supera la oferta)	Subastas
		Regulation-down (disminuir la generación cuando la oferta supera la demanda)	Subastas
	Contingency reserves (event)	Spinning Reserves (sincronizado con la red, respuesta dentro de 10min y debe durar al menos 2 horas)	Subastas
		Non-spinning Reserves (respuesta dentro de 10min y debe durar al menos 2 horas)	Subastas
	Voltage Support	Voltage Support (mantener la estabilidad de la tensión en el sistema eléctrico mediante la gestión de la potencia reactiva)	Instrucción directa

Tabla 26: Servicios complementarios en California y su método de prestación.

La Tabla 27 muestra una comparación entre los servicios de regulación de frecuencia y control de tensión de Chile y California. Para los servicios de control de frecuencia ambos países comparten una lógica escalonada, pero Australia tiene una segmentación más precisa en tiempos de respuesta y una mayor integración de tecnologías distribuidas. En control de tensión, ambos sistemas exigen provisión de potencia reactiva, aunque California incorpora más activamente inversores inteligentes y esquemas de soporte distribuido.

Categoría	Chile	California
Regulación de Frecuencia	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Primary Frequency Response (PFR) (Activación automática en respuesta a desviaciones significativas de frecuencia)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Secondary Frequency Response (SFR) (posterior al PFR, actúa en cuestión de segundos a minutos)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Tertiary Frequency Response (TFR) (Restablece las reservas utilizadas por el control secundario de frecuencia)
	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Fast Frequency Response (FFR) (Respuesta rápida a desviaciones de frecuencia en cuestión de segundos)
Control de Tensión	Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva	Voltage Support and Reactive Power Management (mantener la estabilidad de la tensión en la red)

Tabla 27: Comparación de SSCC entre Chile y California.

Anexo E

Remuneración servicios complementarios

A continuación, se describen las expresiones para el cálculo de remuneración por cada costo de servicio complementario prestado:

Caso con competencia

1. Valor adjudicado

a. Valor ofertado

Es el valor ofertado por el coordinado titular de la instalación adjudicada para la prestación de un SC. En este valor el Coordinado deberá incluir todos aquellos costos no considerados tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros. La componente de valor ofertado varía si es un servicio de subida o bajada de frecuencia, para los servicios de subida (CSF+ y CTF+) se remunera según la siguiente expresión, si considerar el factor medio de activación encerrado en rojo. Para los servicios de bajada (CPF-, CSF- y CTF-) si se tiene en consideración el factor medio de activación.

$$\sum_{h \in H} Pof_{i,h} \times Qadj_{i,h} \times FD_{i,h} \times V_{i,h} \times FMA_h \quad ; \text{ con } FMA_h = \frac{\sum_j t_{i,j,h}}{T_h}$$

Donde:

- $Pof_{i,h}$: Precio ofertado vigente para la unidad generadora i en la hora h . [USD/MW].
- $Qadj_{i,h}$: Potencia destinada como reserva de subida o bajada según corresponda, resultante de la co-optimización para el equipo i en la hora h . [MW]
- FMA_h : Factor medio de activación. Correspondiente a la proporción del tiempo en que, debido a una instrucción del despacho o AGC, una unidad generadora aumenta o reduce su generación para ayudar al control de frecuencia.
- $FD_{i,h}$: Factor de desempeño. Corresponde a la evaluación que se hace de la unidad generadora que está prestando algún SC. Para el control de frecuencia se evalúa la disponibilidad y la activación de las unidades en cuestión.
- $V_{i,h}$: Vector de participación o activación. Para el CSF representa si la unidad generadora i participo o no del AGC. Para el CTF representa si hubo o no activación del servicio. Son filtros adicionales que permiten determinar si la máquina o configuración estaba disponible o participo del servicio.

- H : Conjunto de horas del mes en que la unidad i presta el SSCC. El índice h podría corresponder a un intervalo menor a 1 hora si la regulación así lo establece.
- T_h : Tiempo en que se evalúa el factor de activación.
- $t_{i,j,h}$: Tiempo en que se mantiene la máquina i brindando el servicio de control de frecuencia de bajada, en el evento j , en la hora h .
- J : Número total de activaciones con instrucción de bajada, en la hora h .

b. Costo de oportunidad real

Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo, debido a la utilización limitada o nula de la capacidad de producción de la instalación por estar prestando un SC. Estas serán remuneradas mensualmente según:

$$RCO_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max}\{CMg_{i,h} - CVd_{i,h}, 0\} \times (Epc_{i,h} - E_{i,h}) \times FD_{i,h}$$

Donde:

- RCO_i : Remuneración mensual correspondiente a la unidad generadora i por operar incurriendo en costos de oportunidad, durante el período mensual, expresado en USD.
- $CVd_{i,h}$: Costo variable de operación neto a plena carga vigente para la unidad generadora i en la hora h . En el caso de centrales hidráulicas con capacidad de regulación, se considerarán los costos de oportunidad de la energía embalsada correspondiente a la hora h .
- $CMg_{i,h}$: Costo marginal promedio en la barra de valorización de la unidad generadora i en la hora h .
- $h\ tot$: Total de horas del mes. Este índice h podrá corresponder a un intervalo menor a 1 hora si la regulación así lo establece.
- $E_{i,h}$: Energía neta generada por la unidad generadora i en la hora h , para la prestación del servicio complementario, en las horas en que el costo variable de operación de la central fue inferior al costo marginal del sistema en la barra de valorización de dicha unidad.
- $Epc_{i,h}$: Energía neta de la unidad generadora i en la hora h a plena carga sujeta a las restricciones operacionales y de disponibilidad de su insumo vigente.
- $FD_{i,h}$: Factor de desempeño de la unidad generadora i en la hora h .

c. Operación a un costo variable mayor al costo marginal real

Se entiende como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un SC cuando el CV de la instalación resulta ser mayor al CMg del sistema en el mercado de corto plazo. Las instalaciones serán remuneradas mensualmente según:

$$RCVS_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max}\{CVd_{i,h} - CMg_{i,h}, 0\} \times E_{i,h} \times FD_{i,h}$$

Donde:

- $RCVS_i$: Remuneración mensual correspondiente a la unidad generadora i por operar a un costo variable superior al costo marginal, durante el período mensual, expresado en USD.
- $CVd_{i,h}$: Costo variable de operación neto vigente para la unidad generadora i, para el nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo durante la hora h. En el caso de centrales hidráulicas de embalse se considerarán los costos de oportunidad de la energía embalsada correspondiente. Se entenderá por nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo durante la hora h como la potencia activa media en la hora h.
- $CMg_{i,h}$: Costo marginal promedio en la barra de valorización de la unidad generadora i en la hora h.
- $h\ tot$: Total de horas del mes. Este índice h podrá corresponder a un intervalo menor a 1 hora si la regulación así lo establece.
- $E_{i,h}$: Energía neta generada por la unidad generadora i en la hora h, para la prestación del servicio complementario, en las horas en que el costo variable de operación de la central fue inferior al costo marginal del sistema en la barra de valorización de dicha unidad.
- $FD_{i,h}$: Factor de desempeño de la unidad generadora i en la hora h.

d. Operación adicional real

Es el costo asociado a operar en un punto de operación en que su rendimiento es menor, o su consumo específico de combustible es mayor, al considerado por el Coordinador en el programa de operación para dicha instalación, considerando una operación en que sólo vendería energía sin prestar el SC.

i. Remuneración de unidades que incurren en costos de combustible adicional por prestar SSCC

Corresponde al costo de combustible adicional en unidades térmicas al prestar el SC.

$$CCA_j = \sum_{h=1}^{htot} CC_{j,h} \times \text{Max}\{CE_{j,h} - CEpc_{j,h}, 0\} \times E_{j,h} \times FD_{j,h}$$

Donde:

- $CC_{j,h}$: Costo unitario de combustible de la unidad generadora j en la hora h, considerado en la programación diaria correspondiente, expresado en USD por unidad de combustible.
- $CE_{j,h}$: Consumo específico de la unidad generadora j correspondiente a la potencia media efectivamente despachada en la hora h, expresado en las unidades de combustible utilizado por MWh.
- $CEpc_{j,h}$: Consumo específico de la unidad generadora j en la hora h, correspondiente al nivel de generación a plena carga sujeta a las restricciones operacionales y de combustibles vigentes, expresado en las unidades de combustible utilizado por MWh.
- $h\ tot$: Total de horas del mes. Este índice h podrá corresponder a un intervalo menor a 1 hora si la regulación así lo establece.
- $E_{j,h}$: Energía activa neta inyectada por la unidad generadora j en la hora h, para la prestación del servicio complementario, expresada en MWh.
- $FD_{j,h}$: Factor de desempeño de la unidad generadora j en la hora h.

ii. Remuneración de unidades no térmicas que incurren en costos de insumo primario adicional por prestar SSCC

Corresponde al costo asociado al uso del agua adicional en unidades hidráulicas por prestar el SC.

$$CRA_j = \sum_{h=1}^{htot} CO_{j,h} \times \text{Max}\left\{\frac{\rho_{j,H}}{\rho_{j,h}} - 1, 0\right\} \times E_{j,h} \times FD_{j,h}$$

Donde:

- $CO_{j,h}$: Costo unitario de operación de la unidad generadora j en la hora h, considerado en la programación diaria correspondiente, expresado en USD/MWh.
- $\rho_{j,H}$: Rendimiento de la unidad generadora j en la hora h, correspondiente al nivel de generación a plena carga, sujeto a las restricciones operacionales y de cota vigentes, expresado en MWh por unidad del recurso primario.

- $\rho_{j,h}$: Rendimiento de la unidad generadora j correspondiente a la potencia media efectivamente despachada en la hora h, expresado en MWh por unidad del recurso primario.
- $E_{j,h}$: Energía activa neta inyectada por la unidad generadora j en la hora h, para la prestación del servicio complementario, expresada en MWh.
- $FD_{j,h}$: Factor de desempeño de la unidad generadora j en la hora h.

iii. Remuneración de unidades generadoras por prestar el SSCC de CT en ausencia del recurso primario

Corresponde al costo asociado de las unidades ERNC (eólicas y solares) por prestar el SC de CT en ausencia del recurso primario de generación (viento y sol, respectivamente).

$$REA = FD_i \times \sum_{h=1}^{htot} CMg_{i,h} \times (E_{total\ i,h} - E_{sin\ SSCC\ i,h})$$

Donde:

- $CMg_{i,h}$: Costo marginal promedio en la hora h en la barra de inyección de la unidad generadora i, expresado en USD/MWh.
- $CO_{j,h}$: Costo unitario de operación de la unidad generadora j en la hora h, considerado en la programación diaria correspondiente, expresado en USD/MWh.
- $E_{total\ i,h}$: Energía retirada en la hora h para la unidad generadora i, expresada en USD/MWh.
- $E_{sin\ SSCC\ i,h}$: Energía retirada en la hora h para la unidad generadora i sin la prestación del SSCC, expresada en USD/MWh.
- $htot$: Corresponde a las horas del mes en que no hay recurso primario y en que se presta el SSCC.
- FD_i : Factor de desempeño de la unidad generadora i.

2. Valor máximo de remuneración

a. Costo de oportunidad

Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo, debido a la utilización limitada o nula de la capacidad de producción de la instalación por estar prestando un SC. Este costo se remunera de acuerdo con la sección b del presente informe.

b. Operación a un costo variable mayor al costo marginal real

Corresponde al costo que se produce en instalaciones adjudicadas por la prestación de un SC cuando el costo marginal no cubre el costo variable de la instalación. Este costo se remunera de acuerdo con la sección c del presente informe.

c. Operación adicional para unidades térmicas e hidráulicas

Se entenderá como el costo que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un SC cuando ésta opera en un punto de operación en que su rendimiento es menor, o su consumo específico de combustible es mayor, al considerado por el Coordinador en el proceso de programación de operación para dicha instalación, considerando una operación en que sólo vendería energía sin prestar el SC. Este costo se remunera según la sección d donde se detalla la remuneración tanto por uso de combustible adicional para unidades térmicas como el uso de recurso primario en unidades hidráulicas.

Caso sin competencia

1. Remuneración por infraestructura

La remuneración por infraestructura al prestar SSCC se refiere a los pagos que se realizan a las instalaciones eléctricas por los costos adicionales que incurren para cumplir con los requisitos técnicos y operativos necesarios para prestar los SSCC al sistema eléctrico.

Dentro del costo por infraestructura se destacan los costos de inversión o implementación del proyecto para prestar el SSCC, costo anual de mantenimiento adicional de la instalación y el costo de operación el cual se refiere a los gastos adicionales de operación (como el consumo de combustible y otros insumos necesarios) para la prestación de los SSCC. La Tabla 28 ilustra que costos se contemplan por cada servicio complementario.

Servicio Complementario	Inversión o Implementación	Mantenimiento	Habilitación	Pruebas operativas	Certificación	Operación
	USD	USD/año	USD	USD/evento	USD/evento	USD/evento
CPF	√	√	√	√	√	
CSF - AGC - 1	√	√	√	√	√	
CSF - AGC - 2	√	√	√	√	√	
CTF		√	√	√	√	
CRF	√	√	√	√	√	
CT - 1		√	√	√	√	
CT - 2	√	√	√	√	√	
DMC						
CI						
PA	√	√	√	√	√	√
AR	√	√	√	√	√	√
EDAC - ST	√	√	√	√	√	
EDAC - BF						
EDAC - CE	√	√	√	√	√	
EDAG - SF						
EDAG - CE	√	√	√	√	√	
ERAG - SF						
ERAG - CE	√	√	√	√	√	
EV - 1	√	√	√	√	√	
EV - 2	√	√	√	√	√	

Tabla 28: Componentes a remunerar por cada SSCC. [5]

2. Remuneración por recurso técnico

Corresponde a la remuneración que resulta al utilizar los recursos técnicos del sistema, ya sea la generación, absorción o desconexión de la potencia activa o reactiva de un equipo eléctrico, de generación o carga, para brindar SSCC. Estos recursos se utilizan para operar el sistema de manera segura, continua y con calidad de suministro.

Los recursos técnicos se remuneran debido a que, al brindar estos servicios, se generan eventuales costos o sobrecostos a los prestadores (coordinados), dependiendo de determinadas condiciones de operación. La remuneración consta de tres componentes: costos de oportunidad, costos de operación fuera de mérito (que contempla los sobrecostos asociados) y costos de operación adicional, estos se remuneran según las secciones b, c y d, respectivamente.

Anexo F

Resultados

Modelación eléctrica Parte 1

1. Caso base

Zone	Demand (GWh)	Generation (GWh)	Net Export (GWh)	Gen. Cost (\$000's)	Load Cost (\$000's)	Price (\$/MWh)
01.North Zone	238,43	221,29	-22,9	2.476,95	13.334,50	55,93
02.Andes Zone	141,56	39,39	-101,94	0	8.692,70	61,41
03.Antofagasta Zone	87,91	227,95	139,81	9.117,76	5.877,45	66,86
04.Cumbre Zone	19,08	65,89	46,81	0	1.152,04	60,37
05.Cardones Zone	34,94	25,14	-9,91	9,97	2.016,54	57,71
06.Maitencillo Zone	32,68	100,39	69,84	4.049,38	1.880,14	57,54
07.PandeAzucar Zone	26,96	11,11	-17,87	18,21	1.491,72	55,33
08.Choapa Zone	40,03	26,79	-13,24	0	2.381,73	59,5
09.Coastal Zone	102,47	222,16	77,61	12.407,67	6.016,61	58,72
10.Central Zone	459,76	117,61	-340,99	1.363,24	27.540,70	59,9
11.Ancoa Zone	148,85	145,68	-4,68	237,55	8.858,22	59,51
12.Charrua Zone	91,28	338,54	247,26	928,39	4.828,95	52,9
13.Concepcion Zone	79,1	18,36	-60,74	122,11	4.457,61	56,35
14.Valdivia Zone	16,81	7,87	-8,94	18,78	808,65	48,12
15.Osorno Zone	19,95	25,42	5,46	0	959,77	48,1
16.PuertoMontt Zone	38,55	32,97	-5,58	0	1.926,88	49,98
SEN	1.578,37	1.626,57	0	30.750,02	92.224,22	58,43

Tabla 29: Resultados de demanda y generación por zona, caso base.

2. Caso CPF

La generación del parque solar inyectando a la red entre el 29 de mayo y el 02 de junio, posee una inyección máxima de 128,79 [MW], muy por encima de la inyección máxima dada en el caso base (93,4 [MW]). Esto puede deberse a la mayor confiabilidad del conjunto solar más batería, ya que la batería permite compensar fluctuaciones solares breves sin necesidad de cortar generación, lo que habilita operar el parque más cerca de su capacidad máxima. También la optimización del sistema puede autorizar mayor inyección del parque solar porque tiene respaldo de la batería ante variaciones abruptas de frecuencia. El perfil de inyección se muestra en la Figura 33.

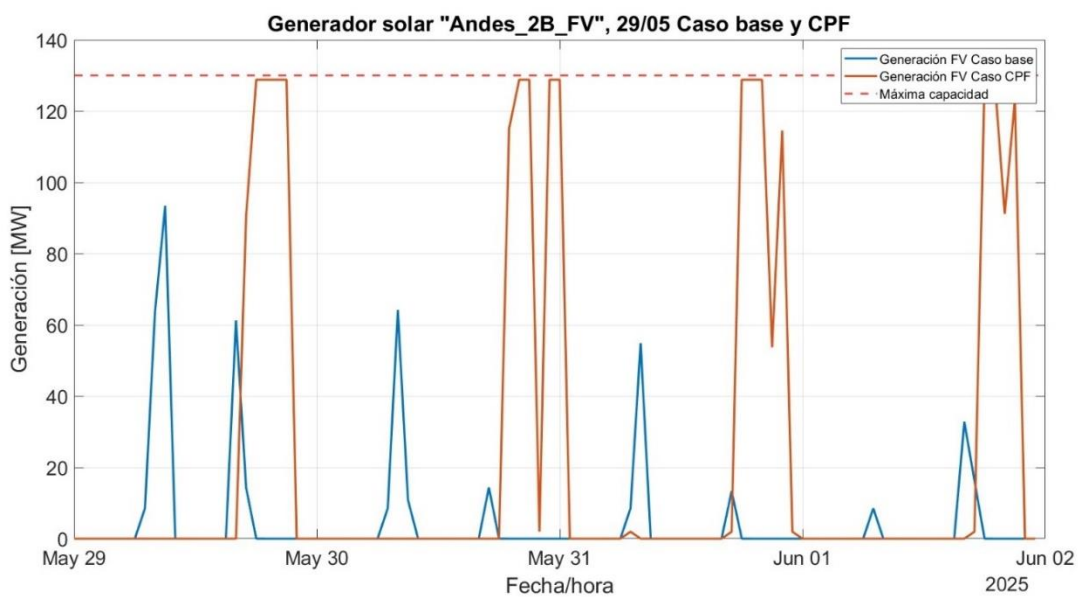


Figura 33: Generación parque solar Andes-2B, caso base y con CPF. [Elaboración propia]

Adicionalmente se obtuvo el perfil de carga y descarga de ambas hidroeléctricas ficticias que simulan el comportamiento de la batería, estos perfiles no sobrepasaron la capacidad máxima de 130 [MW]. El perfil de carga de la batería se mantuvo muy similar al caso base, mientras que el perfil de descarga sufrió modificaciones debido a la reserva provista para el servicio de CPF de subida. La Figura 34 muestra ambos perfiles de generación.

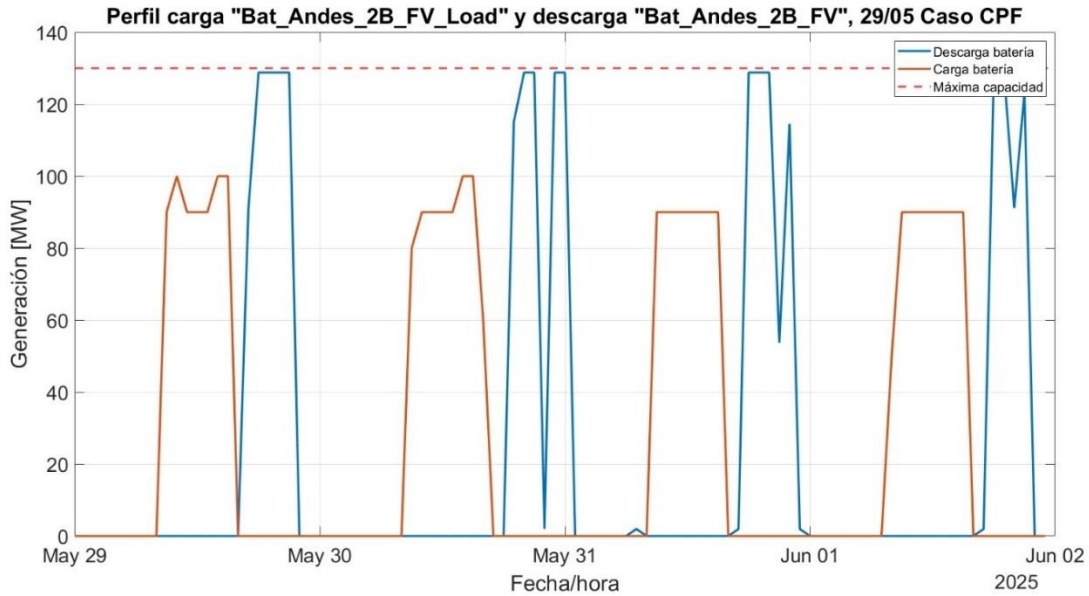


Figura 34: Perfil de carga y descarga batería Andes-2B, caso CPF. [Elaboración propia]

Las pérdidas asociadas a la carga y descarga de la batería representan un porcentaje mínimo de su generación de carga y descarga. La Figura 35 muestra estas pérdidas entre el 29 de mayo y el 02 de junio para el caso de CPF, obteniéndose un máximo de 10,84 [MW] para las pérdidas asociadas a la inyección de la batería a la red y un máximo de 3,45 [MW] en pérdidas al momento de cargar la batería. En este caso el valor máximo asociado a pérdidas de carga disminuyó comparado con el caso base, en 0,52 [MW].

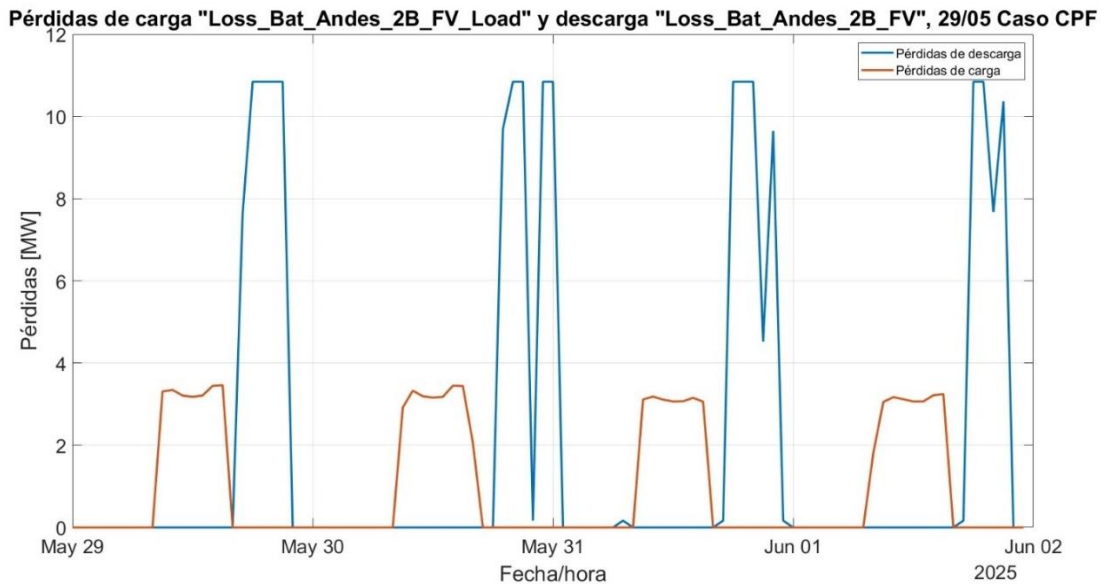


Figura 35: Pérdidas asociadas a la carga y descarga batería Andes-2B, caso CPF. [Elaboración propia]

Se visualiza que las pérdidas asociadas a la descarga de la batería presentaron un comportamiento distinto al caso base, esto debido a la provisión de reserva para el servicio de CPF de subida que se visualiza en la Figura 36. La provisión del servicio de subida y bajada para el CPF corresponde a la capacidad técnica comprometida para el respectivo servicio de frecuencia. La Figura 36 muestra la provisión del servicio y la activación para el servicio de subida, dado por la batería adicional “Bat_Andes_2B_FV_CPFRS”, y para el servicio de bajada, dado por el flujo adicional “Act_Bat_Andes_2B_FV_CPFLW”. Si bien la provisión de los servicios presento valores distintos de cero, la activación solo se dio para el servicio de subida, y esto fue producto de la optimización en Plexos y los escenarios analizados. El valor de activación del servicio de subida concuerda con el factor de activación de la ecuación (15).

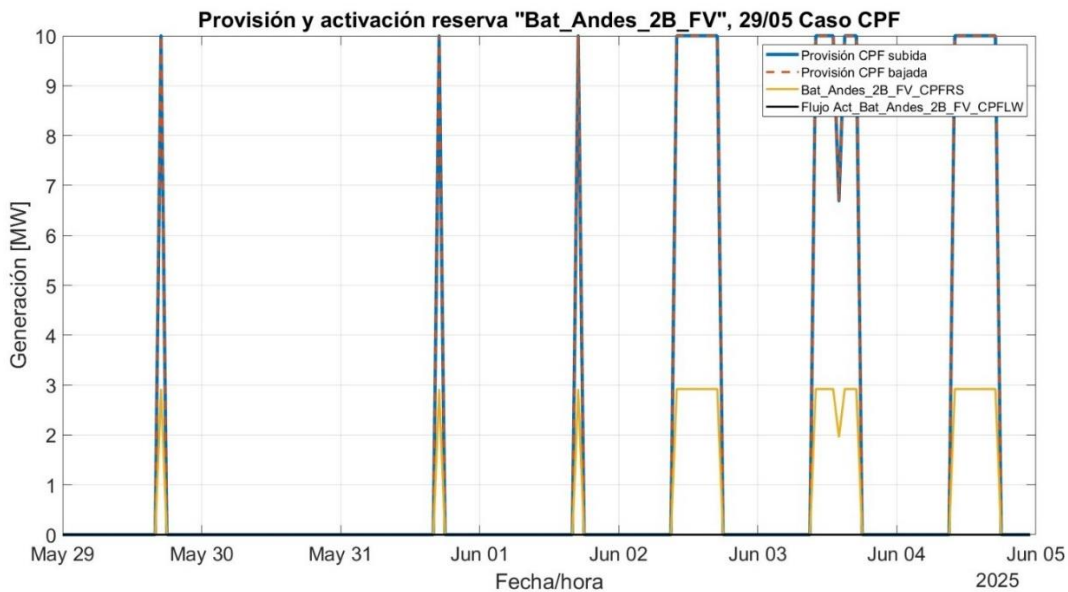


Figura 36: Provisión y activación CPF, caso CPF. [Elaboración propia]

La generación del nodo Andes220 no sobrepasa los 350 [MW] como en el caso base y se puede visualizar en la Figura 15 junto al precio en [\$/MWh] de ese nodo.

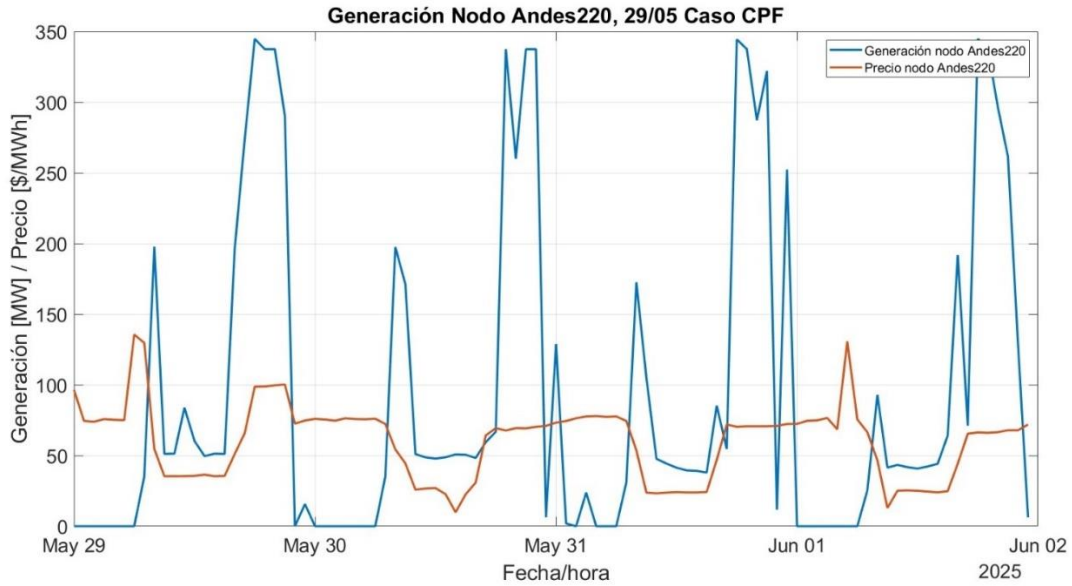


Figura 37: Generación nodo Andes220 conectado al parque híbrido Andes-2B, caso CPF. [Elaboración propia]

Como dato comparativo del caso base, se tiene como resultado de la simulación dentro del horizonte de 7 días a la demanda y la generación de cada zona dentro del sistema eléctrico nacional. La planta híbrida de Andes-2B se encuentra en la zona 02 de la

Tabla 30. Respecto al precio [\$/MWh] en la zona 02, este se vio disminuido muy levemente en comparación al caso base (disminución de 0,05 [\$/MWh]).

Zone	Demand (GWh)	Generation (GWh)	Net Export (GWh)	Gen. Cost (\$000's)	Load Cost (\$000's)	Price (\$/MWh)
01.North Zone	238,43	216,11	-28,09	2.193,78	13.285,63	55,72
02.Andes Zone	141,56	39,48	-101,86	0	8685,68	61,36
03.Antofagasta Zone	87,91	229,21	141,08	9.158,02	5.881,43	66,91
04.Cumbre Zone	19,08	66,02	46,93	0	1.153,27	60,44
05.Cardones Zone	34,94	25,14	-9,88	9,97	2.014,66	57,65
06.Maitencillo Zone	32,68	100,42	69,89	4.050,35	1.876,60	57,43
07.PandeAzucar Zone	26,96	11,11	-17,92	18,21	1.482,99	55,01
08.Choapa Zone	40,03	26,8	-13,23	0	2.371,64	59,25
09.Coastal Zone	102,47	228,35	83,81	12.763,44	5.985,38	58,41
10.Central Zone	459,76	117,89	-340,73	1.382,14	27.416,70	59,63
11.Ancoa Zone	148,85	144,46	-5,89	236,51	8.830,54	59,32
12.Charrua Zone	91,28	337,16	245,88	925,01	4.915,12	53,84
13.Concepcion Zone	79,1	18,4	-60,7	123,18	4.428,56	55,99
14.Valdivia Zone	16,81	7,87	-8,94	18,9	865,12	51,48
15.Osorno Zone	19,95	25,44	5,49	0	1.025,50	51,4
16.PuertoMontt Zone	38,55	32,7	-5,85	0	2.041,08	52,95
SEN	1.578,37	1.626,56	0	30.879,52	92.259,90	58,45

Tabla 30: Resultados de demanda y generación por zona, caso CPF.

De los resultados de la simulación también se tiene la provisión del servicio de control primario de frecuencia, tanto de subida como de bajada. Junto a la provisión necesaria por servicio se obtiene el costo y el precio de esta, todo esto se puede visualizar en la Tabla 31 junto al respectivo riesgo por servicio (cantidad de energía que podría faltar para satisfacer la demanda).

Reserve	Min. Risk (MW)	Max. Risk (MW)	Risk (GWh)	Provision (GWh)	Cost (\$000's)	Price (\$/MW)
CPF_LW	0,1	0,1	0,02	12,22	0	0
CPF_RS	0,1	0,1	0,02	44,72	0	0
CSF_LW	134	319	32,53	32,53	198,37	6,1
CSF_RS	134	323	34,74	34,74	806,9	23,23
CTF_LW	0	603	16,67	48,7	0	0
CTF_RS	76	625	40,88	40,88	0	0
SEN	0	625	124,84	213,78	1.005,27	4,7

Tabla 31: Provisión, costo y precio por cada servicio de CF, caso CPF.

3. Caso CSF

La generación del parque solar inyectando a la red posee una inyección máxima de 64,19 [MW], muy por debajo de la inyección máxima dada en el caso base (93,4 [MW]). Esto puede deberse al modo de operación del CSF, el cual posee una corrección precisa y sostenida de la frecuencia, no solo reacción rápida como en el CPF. El perfil de inyección se muestra en la Figura 38.

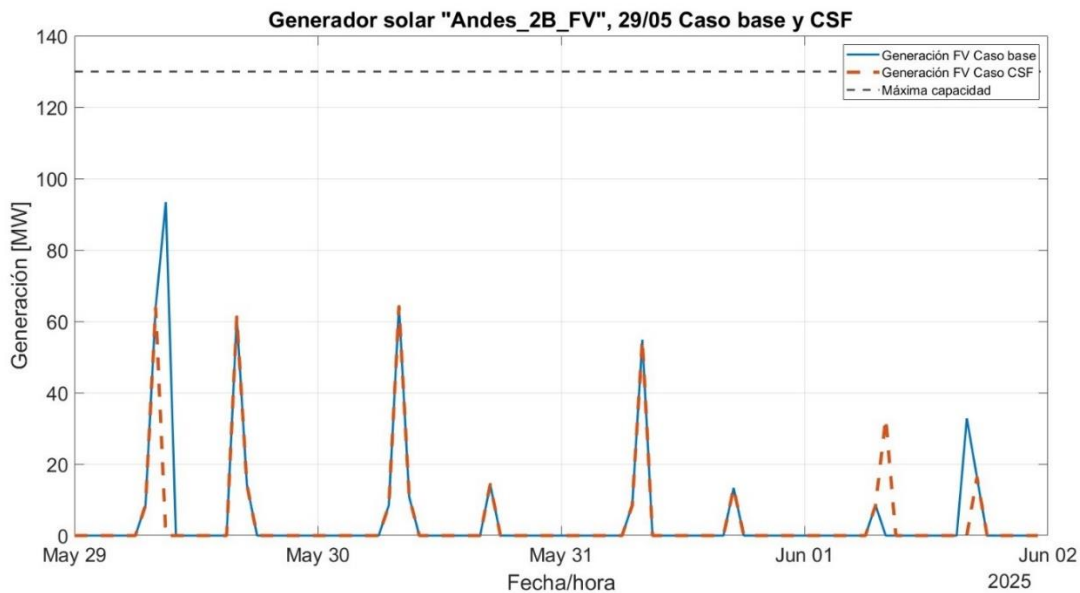


Figura 38: Generación parque solar Andes-2B, caso base y con CSF. [Elaboración propia]

Adicionalmente se obtuvo el perfil de carga y descarga de ambas hidroeléctricas ficticias que simulan el comportamiento de la batería, estos perfiles no sobrepasaron la capacidad máxima de 130 [MW]. Ambos perfiles sufrieron modificaciones debido a la reserva provista para el servicio de CSF de subida. La Figura 39Figura 34 muestra ambos perfiles de generación.

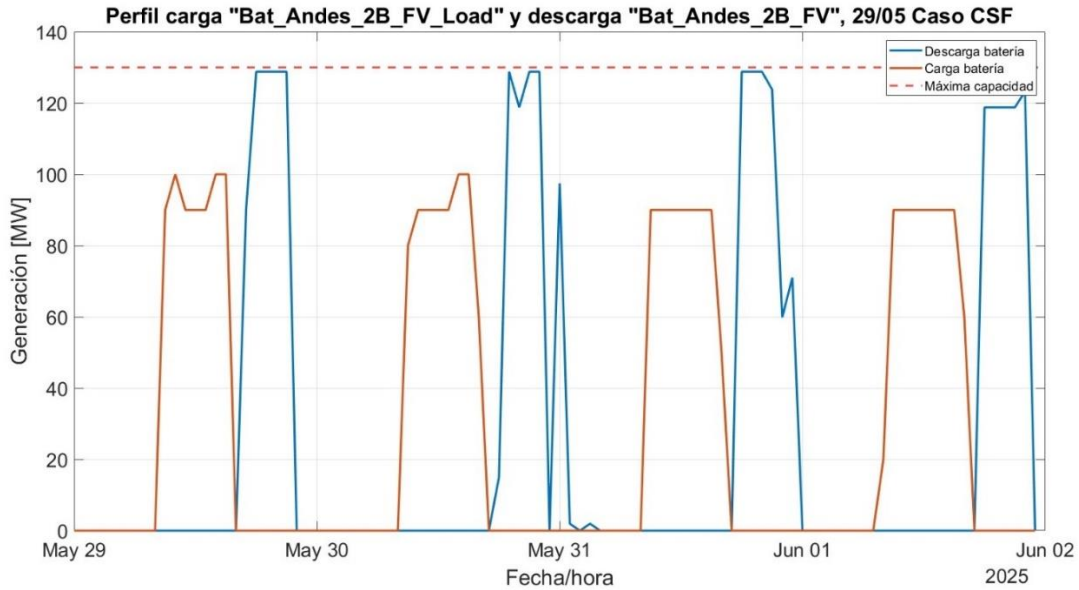


Figura 39: Perfil de carga y descarga batería Andes-2B, caso CSF. [Elaboración propia]

La Figura 40 muestra las pérdidas de carga y descarga de la batería entre el 29 de mayo y el 02 de junio para el caso de CSF, obteniéndose un máximo de 10,84 [MW] para las pérdidas asociadas a la inyección de la batería a la red y un máximo de 3,98 [MW] en pérdidas al momento de cargar la batería. En este caso ambas pérdidas se mantuvieron en su mismo valor máximo comparado con el caso base.

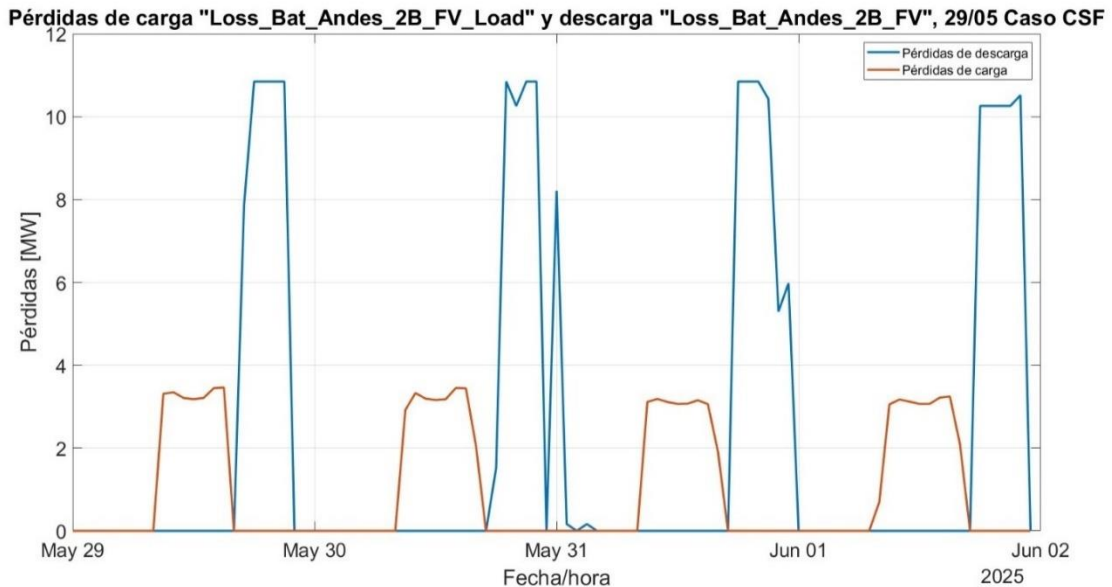


Figura 40: Pérdidas asociadas a la carga y descarga batería Andes-2B, caso CSF. [Elaboración propia]

La Figura 41 muestra la provisión del servicio y la activación para el servicio de subida, dado por la batería adicional “Bat_Andes_2B_FV_CSFRS”, y para el servicio de bajada, dado por el flujo adicional “Act_Bat_Andes_2B_FV_CSFLW”. En este caso la provisión del servicio de subida presento valores distintos de cero, y la activación solo se dio para este servicio, producto de la optimización en Plexos y los escenarios analizados. El valor de activación del servicio de subida concuerda con el factor de activación de la ecuación (15) (modificada para CSF) según el factor de activación del CSF de subida de 0,3.

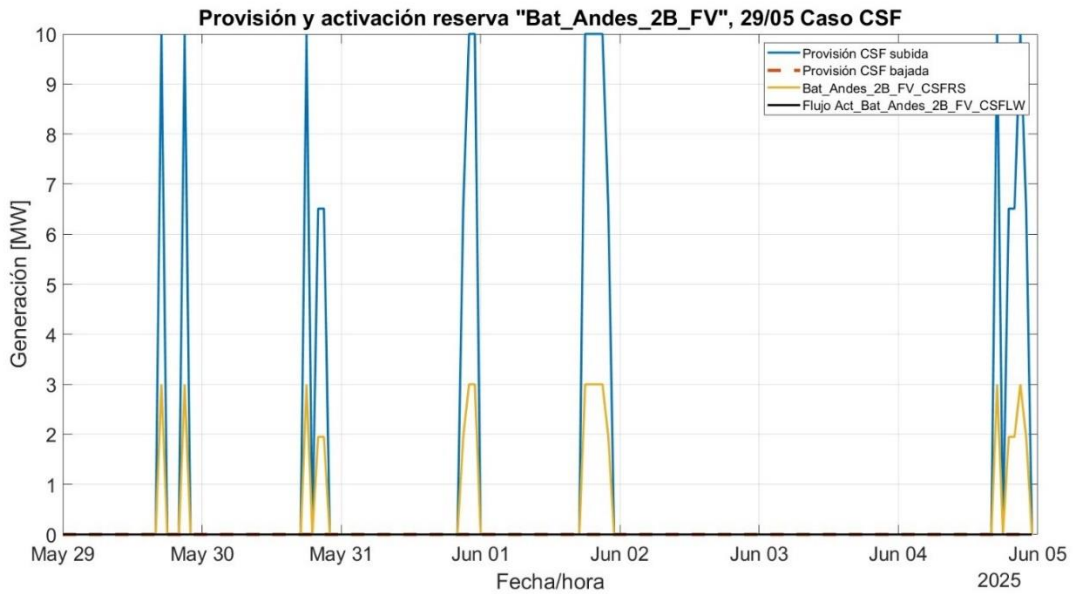


Figura 41: Provisión y activación CSF, caso CSF. [Elaboración propia]

La generación del nodo Andes220 continua bajo los 350 [MW] como en el caso base y se puede visualizar en la Figura 15 junto al precio en [\$/MWh] de ese nodo, el cual permanece sobre 0 [\$/MWh] durante el periodo en análisis (en el caso base presento valores negativos).

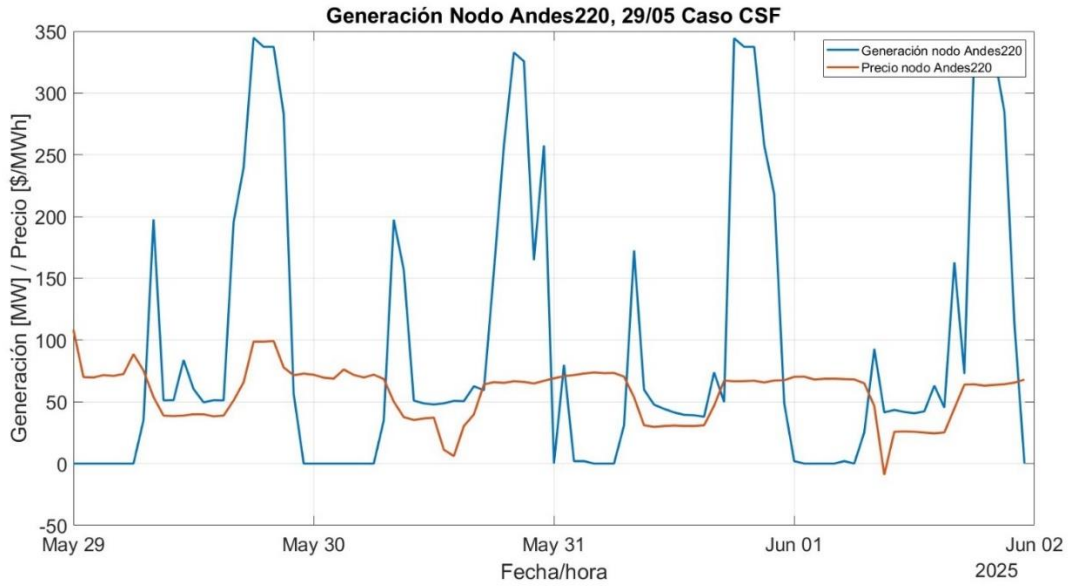


Figura 42: Generación nodo Andes220 conectado al parque híbrido Andes-2B, caso CSF. [Elaboración propia]

La planta híbrida de Andes-2B se encuentra en la zona 02 de la

Tabla 32. Respecto al precio [\$/MWh] en la zona 02, este se vio disminuido en comparación al caso base (disminución de 0,61 [\$/MWh]), deduciendo así que la implementación de la batería a la prestación del servicio de CSF hizo disminuir el precio en esa zona del sistema eléctrico nacional.

Zone	Demand (GWh)	Generation (GWh)	Net Export (GWh)	Gen. Cost (\$000's)	Load Cost (\$000's)	USE (Dump) (MWh)	Price (\$/MWh)
01.North	238,43	221,95	-22,24	2.492,48	13.301,91	0	55,79
02.Andes	141,56	39,37	-101,97	0	8.607,24	0	60,8
03.Antofagasta	87,91	227,4	139,26	9.097,96	5.783,68	0	65,79
04.Cumbre	19,08	66,06	46,98	0	1.134,89	0	59,47
05.Cardones	34,94	25,14	-9,91	9,97	2.001,33	0	57,27
06.Maitencillo	32,68	100,28	69,71	4.045,12	1.868,55	0	57,18
07.PandeAzucar	26,96	11,11	-17,85	18,21	1.493,27	0	55,39
08.Choapa	40,03	26,76	-13,27	0	2.382,92	0	59,53
09.Coastal	102,47	221,37	76,83	12.370,73	6.029,77	0	58,84
10.Central	459,76	118,6	-340,01	1.422,02	27.626,06	0	60,09
11.Ancoa	148,85	144,79	-5,57	239,61	8.904,86	0	59,82
12.Charrua	91,28	338,83	247,55	931,65	4.884,83	0	53,51
13.Concepcion	79,1	18,4	-60,7	123,25	4.528,03	0	57,24
14.Valdivia	16,81	7,88	-8,92	19,33	813,38	0	48,4
15.Osorno	19,95	25,24	5,29	0	966,57	0	48,44
16.PuertoMontt	38,55	33,37	-5,18	0,03	1.958,88	0	50,81
SEN	1.578,37	1.626,56	0	30.770,38	92.286,16	0	58,47

Tabla 32: Resultados de demanda y generación por zona, caso CSF.

De los resultados de la simulación también se tiene la provisión del servicio de control secundario de frecuencia, tanto de subida como de bajada. Junto a la provisión necesaria por servicio se obtiene el costo y el precio de esta, todo esto se puede visualizar en la

Tabla 33 junto al respectivo riesgo por servicio (cantidad de energía que podría faltar para satisfacer la demanda). En este caso con CSF, para el servicio con activación (CSF de subida) se tiene una disminución del precio por servicio comparado con el caso base, de 1,12 [\$/MWh].

Reserve	Min. Risk (MW)	Max. Risk (MW)	Risk (GWh)	Provision (GWh)	Cost (\$000's)	Price (\$/MW)
CPF_LW	0,1	0,1	0,02	13,61	0	0
CPF_RS	0,1	0,1	0,02	44,78	0	0
CSF_LW	134	319	32,53	32,53	76,8	2,36
CSF_RS	134	323	34,74	34,74	410,65	11,82
SEN	0,1	323	67,3	125,66	487,45	3,88

Tabla 33: Provisión, costo y precio por cada servicio de CF, caso CSF.

4. Caso CTF

La generación del parque solar inyectando a la red posee una inyección máxima de 64,19 [MW], muy por debajo de la inyección máxima dada en el caso base (93,4 [MW]). Esto puede deberse al modo de operación del CTF, el cual posee una corrección precisa y sostenida de la frecuencia muy similar al caso con CSF, y no solo una reacción rápida como en el CPF. También el generador solar puede reducir su despacho solar para reservar energía en la batería, de modo que esté disponible cuando se active el control terciario. El perfil de inyección se muestra en la Figura 43.

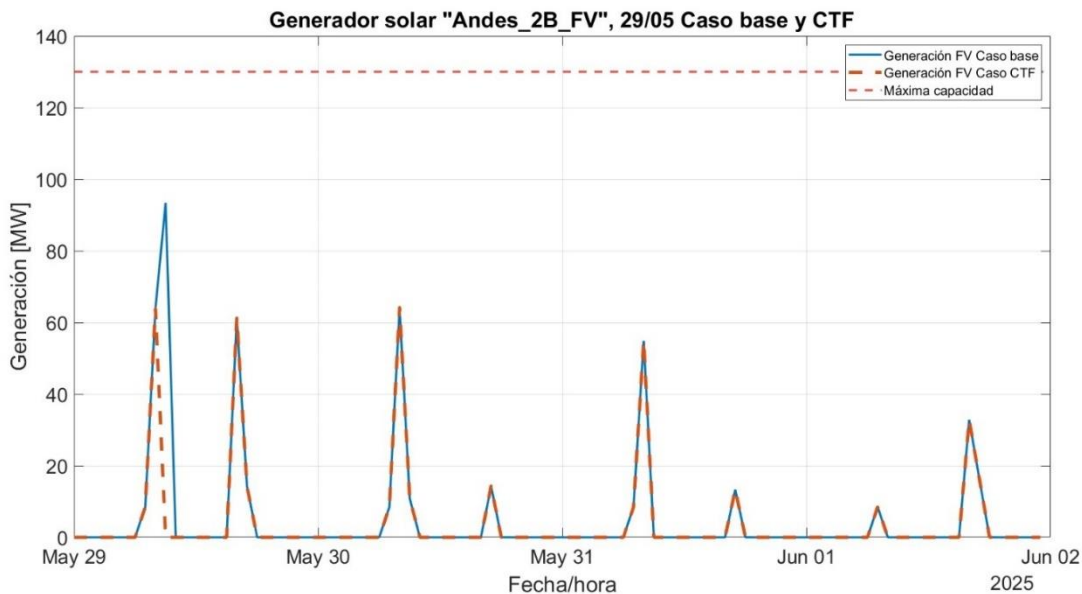


Figura 43: Generación parque solar Andes-2B, caso base y con CTF. [Elaboración propia]

La carga de la batería ocurre principalmente en horas con buena irradiación solar, lo que confirma que se está utilizando parte de la generación FV para almacenar energía. Mientras que la descarga está muy puntual y con valores contenidos, lo que sugiere que la batería está reservando capacidad para responder ante eventos específicos (activaciones de CTF de subida). La batería no está maximizando su potencia de descarga, lo que refleja un enfoque más conservador para garantizar disponibilidad en momentos críticos, como contingencias o requerimientos de estabilidad.

La generación solar de la Figura 43 el día 29-05 disminuye en este caso porque parte de la energía se redirecciona hacia la carga de la batería. Esto reduce la inyección directa del parque solar a la red y prioriza la conformación de una reserva energética operativa. La Figura 44 muestra ambos perfiles de generación.

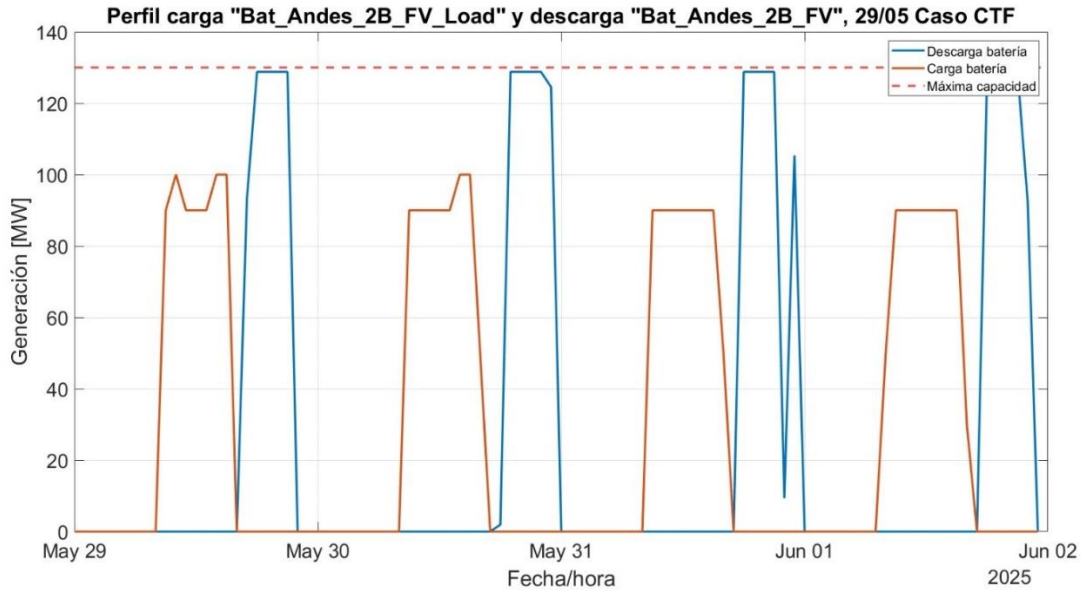


Figura 44: Perfil de carga y descarga batería Andes-2B, caso CTF. [Elaboración propia]

La Figura 45 muestra las pérdidas de carga y descarga de la batería para el caso de CTF, obteniéndose un máximo de 10,84 [MW] para las pérdidas asociadas a la inyección de la batería a la red y un máximo de 3,98 [MW] en pérdidas al momento de cargar la batería. En este caso ambas pérdidas se mantuvieron en su mismo valor máximo comparado con el caso base. El caso CTF muestra un patrón con carga constante, descarga más puntual y pérdidas concentradas de descarga respecto al caso base. El caso base tiene una operación más libre, guiada solo por criterios económicos, sin tener que garantizar reservas estratégicas.

Pérdidas de carga "Loss_Bat_Andes_2B_FV_Load" y descarga "Loss_Bat_Andes_2B_FV", 29/05 Caso CTF

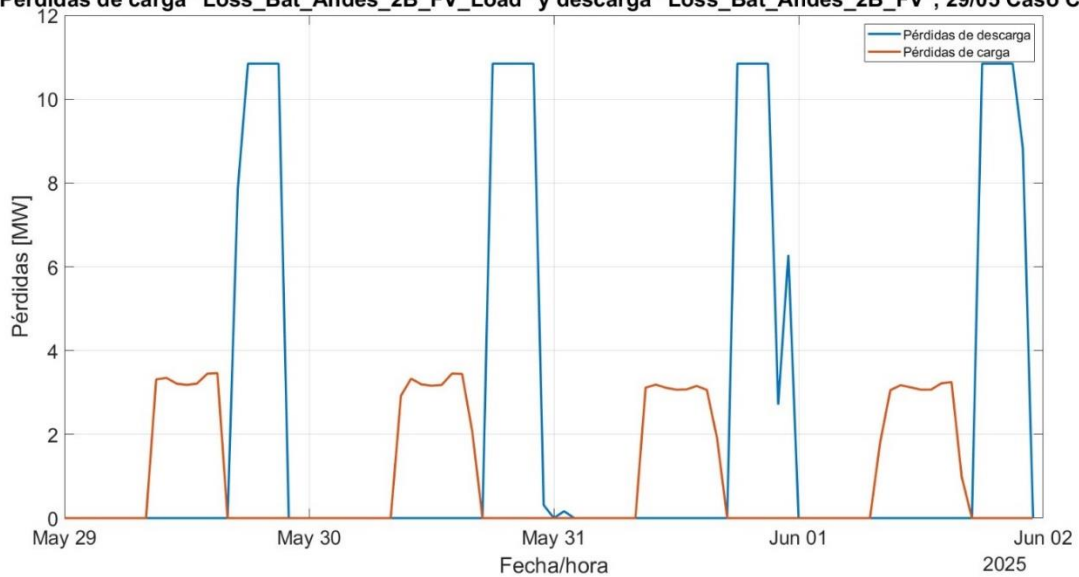


Figura 45: Pérdidas asociadas a la carga y descarga batería Andes-2B, caso CTF. [Elaboración propia]

La Figura 46 muestra la provisión y la activación para el servicio de subida, dado por la batería adicional "Bat_Andes_2B_FV_CTFRS", y para el servicio de bajada, dado por el flujo adicional "Act_Bat_Andes_2B_FV_CTFLW". En este caso tanto la provisión del servicio de subida como de bajada presento valores distintos de cero (existencia de reserva), pero no se presentó activación para ninguno de los servicios de CTF, producto de la optimización en Plexos y los escenarios analizados.

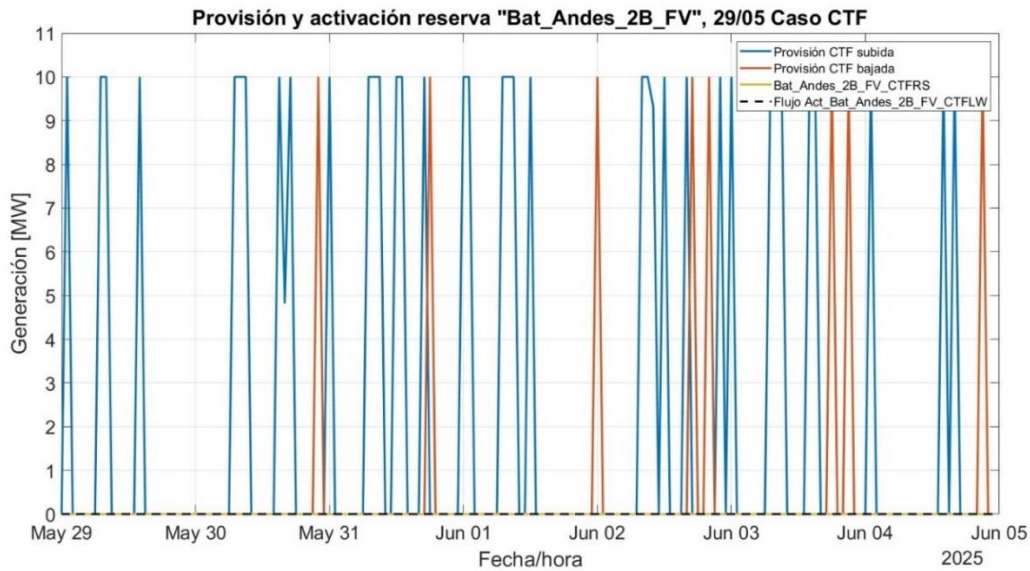
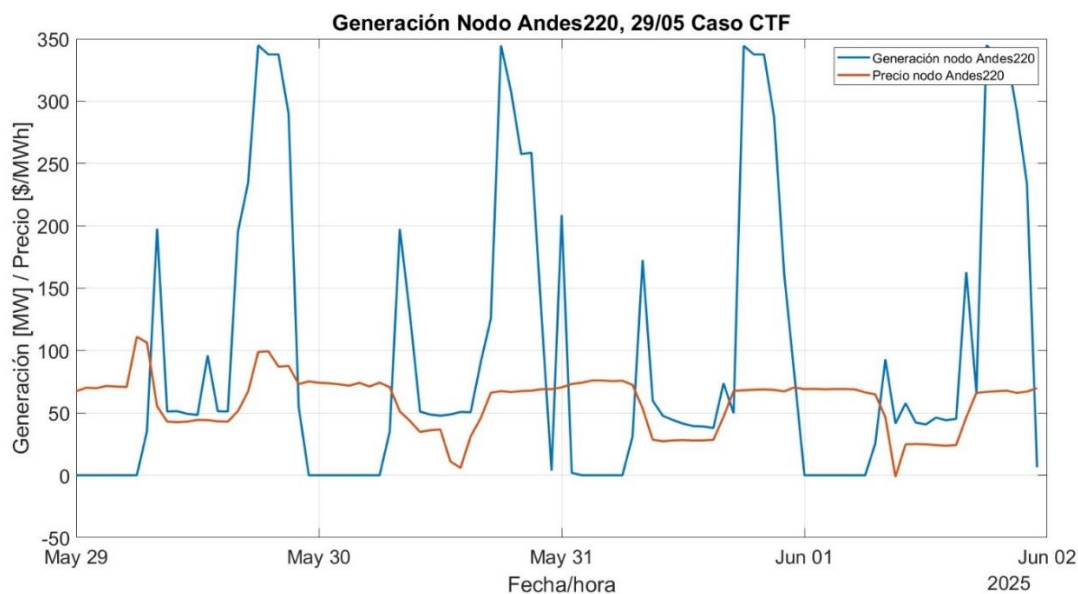


Figura 46: Provisión y activación CTF, caso CTF. [Elaboración propia]

La generación del nodo Andes220 continua bajo los 350 [MW] como en el caso base y se puede visualizar en la Figura 47 junto al precio en [\$/MWh] de ese nodo. En el CTF, parte de la energía se destina a cargar la batería, reduciendo la inyección directa a la red del parque solar, esto es lo que produce menor generación en el nodo Andes220 comparado con el caso base.



*Figura 47: Generación nodo Andes220 conectado al parque híbrido Andes-2B, caso CTF.
[Elaboración propia]*

Se tiene como resultado de la simulación la demanda y la generación de cada zona dentro del sistema eléctrico nacional. La planta híbrida de Andes-2B se encuentra en la zona 02 de la

Zone	Demand (GWh)	Generation (GWh)	Net Export (GWh)	Gen. Cost (\$000's)	Load Cost (\$000's)	Price (\$/MWh)
01.North Zone	238,43	221,9	-22,29	2.501,24	13.260,68	55,62
02.Andes Zone	141,56	39,11	-102,23	0	8599,73	60,75
03.Antofagasta Zone	87,91	229,36	141,22	9.193,00	5.791,54	65,88
04.Cumbre Zone	19,08	66,01	46,93	0	1.134,65	59,46
05.Cardones Zone	34,94	25,14	-9,95	9,97	1.996,78	57,14
06.Maitencillo Zone	32,68	90,81	60,34	3.449,19	1.863,90	57,04
07.PandeAzucar Zone	26,96	11,11	-17,91	18,21	1.487,32	55,17
08.Choapa Zone	40,03	26,77	-13,26	0	2.369,80	59,2
09.Coastal Zone	102,47	228,71	84,18	12.768,46	6.004,29	58,6
10.Central Zone	459,76	119,83	-338,81	1.508,81	27.551,41	59,93
11.Ancoa Zone	148,85	145,66	-4,67	239,1	8.852,55	59,47
12.Charrua Zone	91,28	337,46	246,17	926,41	4.868,35	53,33
13.Concepcion Zone	79,1	18,4	-60,7	123,2	4.483,42	56,68
14.Valdivia Zone	16,81	7,88	-8,92	19,21	821,65	48,89
15.Osorno Zone	19,95	25,53	5,58	0	977,16	48,97
16.PuertoMontt Zone	38,55	32,86	-5,69	0	1.954,73	50,71
SEN	1.578,37	1.626,54	0	30.756,82	92.017,94	58,3

Tabla 34. Respecto al precio [\$/MWh] en la zona 02, este se vio disminuido en comparación al caso base (disminución de 0,72 [\$/MWh]), deduciendo así que la implementación de la batería a la prestación del servicio de CTF hizo disminuir el precio en esa zona del sistema eléctrico nacional.

Zone	Demand (GWh)	Generation (GWh)	Net Export (GWh)	Gen. Cost (\$000's)	Load Cost (\$000's)	Price (\$/MWh)
01.North Zone	238,43	221,9	-22,29	2.501,24	13.260,68	55,62
02.Andes Zone	141,56	39,11	-102,23	0	8599,73	60,75
03.Antofagasta Zone	87,91	229,36	141,22	9.193,00	5.791,54	65,88
04.Cumbre Zone	19,08	66,01	46,93	0	1.134,65	59,46
05.Cardones Zone	34,94	25,14	-9,95	9,97	1.996,78	57,14
06.Maitencillo Zone	32,68	90,81	60,34	3.449,19	1.863,90	57,04
07.PandeAzucar Zone	26,96	11,11	-17,91	18,21	1.487,32	55,17
08.Choapa Zone	40,03	26,77	-13,26	0	2.369,80	59,2
09.Coastal Zone	102,47	228,71	84,18	12.768,46	6.004,29	58,6
10.Central Zone	459,76	119,83	-338,81	1.508,81	27.551,41	59,93
11.Ancoa Zone	148,85	145,66	-4,67	239,1	8.852,55	59,47
12.Charrua Zone	91,28	337,46	246,17	926,41	4.868,35	53,33
13.Concepcion Zone	79,1	18,4	-60,7	123,2	4.483,42	56,68
14.Valdivia Zone	16,81	7,88	-8,92	19,21	821,65	48,89
15.Osorno Zone	19,95	25,53	5,58	0	977,16	48,97
16.PuertoMontt Zone	38,55	32,86	-5,69	0	1.954,73	50,71
SEN	1.578,37	1.626,54	0	30.756,82	92.017,94	58,3

Tabla 34: Resultados de demanda y generación por zona, caso CTF.

Se tiene la provisión del servicio de control terciario de frecuencia, tanto de subida como de bajada. Junto a la provisión necesaria por servicio se obtiene el costo y el precio de esta, todo esto se puede visualizar en la

Tabla 35 junto al respectivo riesgo por servicio (cantidad de energía que podría faltar para satisfacer la demanda). En este caso con CTF, para el servicio con activación (CTF de subida) se tiene una disminución del precio por servicio comparado con el caso base, de 0,03 [\$/MWh].

Reserve	Min. Risk (MW)	Max. Risk (MW)	Risk (GWh)	Provision (GWh)	Cost (\$000's)	Price (\$/MW)
CPF_LW	0,1	0,1	0,02	16,41	0	0
CPF_RS	0,1	0,1	0,02	44,86	0	0
CSF_LW	134	319	32,53	32,53	199,82	6,14
CSF_RS	134	323	34,74	34,74	429,24	12,36
CTF_LW	0	603	16,67	48,7	0	0
CTF_RS	76	625	40,88	40,88	5,15	0,13
SEN	0	625	124,84	218,12	634,21	2,91

Tabla 35: Provisión, costo y precio por cada servicio de CF, caso CTF.

Modelación eléctrica Parte 2

Subastas Adjudicadas

A continuación, se presentan una serie de tablas (Tabla 36, Tabla 37, Tabla 38, Tabla 39 y Tabla 40) con información de las centrales con adjudicación de ofertas dada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en su página web [30].

Configuración	Servicio	Fecha	Hora	Banda	Cantidad [MW]	Precio [USD/MW]
EL_TORO_U1	CPF_LW	2025,5,29	1	2	29,9	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	2025,5,29	2	2	35,8	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	2025,5,29	8	2	19,8	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	2025,5,29	9	2	15,6	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	2025,5,29	10	2	48,3	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	2025,5,29	11	2	49,8	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	2025,5,29	13	2	32,1	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	2025,5,29	14	2	46,3	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	2025,5,29	17	2	15,8	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	2025,5,29	19	2	25,6	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	2025,5,29	21	2	22,9	2
EL_TORO_U1	CPF_LW	2025,5,29	22	2	21,6	2
EL_TORO_U2	CPF_LW	2025,5,29	12	2	46,9	2
EL_TORO_U2	CPF_LW	2025,5,29	15	2	45,5	2
EL_TORO_U2	CPF_LW	2025,5,29	16	2	49,2	2
EL_TORO_U2	CPF_LW	2025,5,29	18	2	18,8	2
EL_TORO_U4	CPF_LW	2025,5,29	3	2	36,6	2
EL_TORO_U4	CPF_LW	2025,5,29	4	2	0,2	2
EL_TORO_U4	CPF_LW	2025,5,29	5	2	37,9	2
EL_TORO_U4	CPF_LW	2025,5,29	6	2	35,8	2
EL_TORO_U4	CPF_LW	2025,5,29	7	2	28	2
EL_TORO_U4	CPF_LW	2025,5,29	20	2	24,3	2
EL_TORO_U4	CPF_LW	2025,5,29	23	2	23,4	2

EL_TORO_U4	CPF_LW	2025,5,29	24	2	22,8	2
RAPEL_U1	CPF_LW	2025,5,29	22	2	1,5	2
RAPEL_U2	CPF_LW	2025,5,29	19	2	1	2
RAPEL_U2	CPF_LW	2025,5,29	21	2	1	2
RAPEL_U2	CPF_LW	2025,5,29	22	2	1	2
ANDINA	CPF_LW	2025,5,29	1	2	65	10
ANDINA	CPF_LW	2025,5,29	2	2	65	10
ANDINA	CPF_LW	2025,5,29	3	2	65	10
ANDINA	CPF_LW	2025,5,29	4	2	65	10
ANDINA	CPF_LW	2025,5,29	5	2	65	10
ANDINA	CPF_LW	2025,5,29	6	2	65	10
ANDINA	CPF_LW	2025,5,29	7	2	65	10
ANDINA	CPF_LW	2025,5,29	8	2	65	10
ANDINA	CPF_LW	2025,5,29	9	2	65	10
ANDINA	CPF_LW	2025,5,29	17	2	49,6	10
ANDINA	CPF_LW	2025,5,29	18	2	65	10
ANDINA	CPF_LW	2025,5,29	19	2	65	10
ANDINA	CPF_LW	2025,5,29	20	2	65	10
ANDINA	CPF_LW	2025,5,29	21	2	65	10
ANDINA	CPF_LW	2025,5,29	22	2	65	10
ANDINA	CPF_LW	2025,5,29	23	2	65	10
ANDINA	CPF_LW	2025,5,29	24	2	65	10
ATA-TG1B+0.5TV1C_GNL_E	CPF_LW	2025,5,29	4	2	61,8	4
HORNITOS	CPF_LW	2025,5,29	1	2	84	10
HORNITOS	CPF_LW	2025,5,29	2	2	75,8	10
HORNITOS	CPF_LW	2025,5,29	3	2	86,3	10
HORNITOS	CPF_LW	2025,5,29	4	2	72,6	10
HORNITOS	CPF_LW	2025,5,29	5	2	86,3	10
HORNITOS	CPF_LW	2025,5,29	6	2	86,3	10
HORNITOS	CPF_LW	2025,5,29	7	2	86,3	10
HORNITOS	CPF_LW	2025,5,29	8	2	86,3	10
HORNITOS	CPF_LW	2025,5,29	9	2	86,3	10
HORNITOS	CPF_LW	2025,5,29	17	2	68,9	10
HORNITOS	CPF_LW	2025,5,29	18	2	86,3	10
HORNITOS	CPF_LW	2025,5,29	19	2	77,8	10
HORNITOS	CPF_LW	2025,5,29	20	2	86,3	10
HORNITOS	CPF_LW	2025,5,29	21	2	86,3	10
HORNITOS	CPF_LW	2025,5,29	22	2	86,3	10
HORNITOS	CPF_LW	2025,5,29	23	2	86,3	10
HORNITOS	CPF_LW	2025,5,29	24	2	86,3	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	1	2	36	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	2	2	36	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	3	2	36	10

IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	4	2	36	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	5	2	36	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	6	2	36	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	7	2	36	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	8	2	36	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	9	2	36	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	13	2	36	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	14	2	1,2	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	17	2	36	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	18	2	36	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	19	2	36	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	20	2	36	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	21	2	36	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	22	2	36	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	23	2	36	10
IE_MEJILLONES	CPF_LW	2025,5,29	24	2	36	10

Tabla 36: Subastas adjudicadas excel subastas, CPF-.

Configuración	Servicio	Fecha	Hora	Banda	Cantidad [MW]	Precio [USD/MW]
CIPRESES_U1	CSF_LW	2025,5,29	11	2	9,3	2
CIPRESES_U1	CSF_LW	2025,5,29	12	2	5	2
CIPRESES_U1	CSF_LW	2025,5,29	14	2	9,3	2
CIPRESES_U1	CSF_LW	2025,5,29	16	2	17	2
PEHUENCHE_U1	CSF_LW	2025,5,29	7	2	77,1	2
PEHUENCHE_U1	CSF_LW	2025,5,29	8	2	100	2
PEHUENCHE_U1	CSF_LW	2025,5,29	18	2	87,8	2
PEHUENCHE_U1	CSF_LW	2025,5,29	19	2	100	2
PEHUENCHE_U1	CSF_LW	2025,5,29	20	2	67	2
PEHUENCHE_U1	CSF_LW	2025,5,29	21	2	100	2
PEHUENCHE_U1	CSF_LW	2025,5,29	22	2	67	2
PEHUENCHE_U1	CSF_LW	2025,5,29	23	2	53	2
PEHUENCHE_U1	CSF_LW	2025,5,29	24	2	53	2
PEHUENCHE_U2	CSF_LW	2025,5,29	7	2	79,9	2
PEHUENCHE_U2	CSF_LW	2025,5,29	8	2	100	2
PEHUENCHE_U2	CSF_LW	2025,5,29	18	2	100	2
PEHUENCHE_U2	CSF_LW	2025,5,29	19	2	90,5	2
PEHUENCHE_U2	CSF_LW	2025,5,29	20	2	100	2
PEHUENCHE_U2	CSF_LW	2025,5,29	21	2	67	2
PEHUENCHE_U2	CSF_LW	2025,5,29	22	2	100	2
PEHUENCHE_U2	CSF_LW	2025,5,29	23	2	100	2
PEHUENCHE_U2	CSF_LW	2025,5,29	24	2	100	2

ANGAMOS_1	CSF_LW	2025,5,29	1	2	10	10
ANGAMOS_1	CSF_LW	2025,5,29	2	2	10	10
ANGAMOS_1	CSF_LW	2025,5,29	3	2	10	10
ANGAMOS_1	CSF_LW	2025,5,29	4	2	10	10
ANGAMOS_1	CSF_LW	2025,5,29	5	2	2,4	10
ANGAMOS_1	CSF_LW	2025,5,29	6	2	10	10
CAMPICHE	CSF_LW	2025,5,29	17	2	35	10
NUEVA_VENTANAS	CSF_LW	2025,5,29	1	2	35	10
NUEVA_VENTANAS	CSF_LW	2025,5,29	2	2	35	10
NUEVA_VENTANAS	CSF_LW	2025,5,29	3	2	35	10
NUEVA_VENTANAS	CSF_LW	2025,5,29	4	2	35	10
NUEVA_VENTANAS	CSF_LW	2025,5,29	5	2	35	10
NUEVA_VENTANAS	CSF_LW	2025,5,29	6	2	35	10
NUEVA_VENTANAS	CSF_LW	2025,5,29	8	2	35	10
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GN_A	CSF_LW	2025,5,29	14	2	6,4	6
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GN_B	CSF_LW	2025,5,29	17	2	5	6
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	CSF_LW	2025,5,29	1	2	30	6
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	CSF_LW	2025,5,29	2	2	30	6
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	CSF_LW	2025,5,29	3	2	30	6
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	CSF_LW	2025,5,29	4	2	30	6
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	CSF_LW	2025,5,29	8	2	30	6
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	CSF_LW	2025,5,29	9	2	30	6
SAN_ISIDRO-TG+TV_GN_B	CSF_LW	2025,5,29	17	2	5	6
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_E	CSF_LW	2025,5,29	1	2	40	6
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_E	CSF_LW	2025,5,29	2	2	40	6
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_E	CSF_LW	2025,5,29	3	2	40	6
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_E	CSF_LW	2025,5,29	4	2	40	6
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_E	CSF_LW	2025,5,29	5	2	40	6
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_E	CSF_LW	2025,5,29	6	2	40	6
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_E	CSF_LW	2025,5,29	8	2	40	6
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_E	CSF_LW	2025,5,29	9	2	40	6
CAMPO_LINDO_EO	CSF_LW	2025,5,29	10	2	10	2
TCHAMMA_EO	CSF_LW	2025,5,29	9	2	14,4	2
TCHAMMA_EO	CSF_LW	2025,5,29	10	2	102,2	2

Tabla 37: Subastas adjudicadas excel subastas, CSF-.

Configuración	Servicio	Fecha	Hora	Banda	Cantidad [MW]	Precio [USD/MW]
CIPRESES_U1	CSF_RS	2025,5,29	11	2	7,8	2
CIPRESES_U1	CSF_RS	2025,5,29	12	2	12	2
CIPRESES_U1	CSF_RS	2025,5,29	13	2	17	2
CIPRESES_U1	CSF_RS	2025,5,29	14	2	7,8	2
CIPRESES_U1	CSF_RS	2025,5,29	15	2	17	2
PEHUENCHE_U1	CSF_RS	2025,5,29	18	2	52,2	2
PEHUENCHE_U1	CSF_RS	2025,5,29	19	2	40	2
PEHUENCHE_U1	CSF_RS	2025,5,29	20	2	67,8	2
PEHUENCHE_U1	CSF_RS	2025,5,29	21	2	5	2
PEHUENCHE_U1	CSF_RS	2025,5,29	22	2	72,8	2
PEHUENCHE_U2	CSF_RS	2025,5,29	8	2	18,3	2
PEHUENCHE_U2	CSF_RS	2025,5,29	17	2	89	2
PEHUENCHE_U2	CSF_RS	2025,5,29	18	2	36,6	2
PEHUENCHE_U2	CSF_RS	2025,5,29	19	2	48,8	2
PEHUENCHE_U2	CSF_RS	2025,5,29	20	2	5	2
PEHUENCHE_U2	CSF_RS	2025,5,29	21	2	61,4	2
RAPEL_U1	CSF_RS	2025,5,29	18	2	6,5	2
RAPEL_U1	CSF_RS	2025,5,29	19	2	6,5	2
RAPEL_U1	CSF_RS	2025,5,29	21	2	6,4	2
ANGAMOS_1	CSF_RS	2025,5,29	11	2	10	10
ANGAMOS_1	CSF_RS	2025,5,29	12	2	10	10
ANGAMOS_1	CSF_RS	2025,5,29	13	2	10	10
ANGAMOS_1	CSF_RS	2025,5,29	14	2	10	10
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_A	CSF_RS	2025,5,29	10	2	30	6
MEJILLONES_3-TG+TV_GNL_A	CSF_RS	2025,5,29	13	2	30	6
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_A	CSF_RS	2025,5,29	18	2	57,5	6
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_A	CSF_RS	2025,5,29	19	2	57,5	6
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_A	CSF_RS	2025,5,29	20	2	50	6
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_A	CSF_RS	2025,5,29	21	2	50	6
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_A	CSF_RS	2025,5,29	22	2	50	6
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_A	CSF_RS	2025,5,29	23	2	49,5	6
TOCOPILLA_U16-TG+TV_GNL_A	CSF_RS	2025,5,29	24	2	50	6
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GN_B	CSF_RS	2025,5,29	13	2	30	6
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GN_B	CSF_RS	2025,5,29	17	2	30	6

SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	CSF_RS	2025,5,29	9	2	18	6
SAN_ISIDRO-TG+TV_GN_B	CSF_RS	2025,5,29	10	2	40	6
SAN_ISIDRO-TG+TV_GN_B	CSF_RS	2025,5,29	11	2	40	6
SAN_ISIDRO-TG+TV_GN_B	CSF_RS	2025,5,29	12	2	40	6
SAN_ISIDRO-TG+TV_GN_B	CSF_RS	2025,5,29	14	2	40	6
SAN_ISIDRO-TG+TV_GN_B	CSF_RS	2025,5,29	15	2	40	6
SAN_ISIDRO-TG+TV_GN_B	CSF_RS	2025,5,29	16	2	40	6
SAN_ISIDRO-TG+TV_GN_B	CSF_RS	2025,5,29	17	2	40	6
SAN_ISIDRO-TG+TV_GNL_E	CSF_RS	2025,5,29	9	2	20	6

Tabla 38: Subastas adjudicadas excel subastas, CSF+.

Configuración	Servicio	Fecha	Hora	Banda	Cantidad [MW]	Precio [USD/MW]
PEHUENCHE_U1	CTF_LW	2025,5,29	8	2	19,9	2
PEHUENCHE_U1	CTF_LW	2025,5,29	20	2	5,2	2
PEHUENCHE_U1	CTF_LW	2025,5,29	21	2	35	2
PEHUENCHE_U1	CTF_LW	2025,5,29	24	2	28,4	2
PEHUENCHE_U2	CTF_LW	2025,5,29	7	2	60,1	2
PEHUENCHE_U2	CTF_LW	2025,5,29	8	2	21,7	2
PEHUENCHE_U2	CTF_LW	2025,5,29	18	2	3,4	2
PEHUENCHE_U2	CTF_LW	2025,5,29	19	2	0,7	2
PEHUENCHE_U2	CTF_LW	2025,5,29	20	2	35	2
PEHUENCHE_U2	CTF_LW	2025,5,29	21	2	11,6	2
PEHUENCHE_U2	CTF_LW	2025,5,29	23	2	25,1	2
PEHUENCHE_U2	CTF_LW	2025,5,29	24	2	40	2
RALCO_U1	CTF_LW	2025,5,29	2	2	6,8	2
RALCO_U1	CTF_LW	2025,5,29	6	2	74,9	2
RALCO_U1	CTF_LW	2025,5,29	18	2	183	2
RALCO_U1	CTF_LW	2025,5,29	19	2	183	2
RALCO_U1	CTF_LW	2025,5,29	20	2	183	2
RALCO_U1	CTF_LW	2025,5,29	21	2	114,3	2
RALCO_U1	CTF_LW	2025,5,29	22	2	183	2
RALCO_U1	CTF_LW	2025,5,29	23	2	183	2
RALCO_U1	CTF_LW	2025,5,29	24	2	4,5	2
RALCO_U2	CTF_LW	2025,5,29	1	2	99	2
RALCO_U2	CTF_LW	2025,5,29	18	2	71	2
RALCO_U2	CTF_LW	2025,5,29	19	2	108,1	2
RALCO_U2	CTF_LW	2025,5,29	20	2	118	2
RALCO_U2	CTF_LW	2025,5,29	21	2	183	2
RALCO_U2	CTF_LW	2025,5,29	22	2	161	2
RALCO_U2	CTF_LW	2025,5,29	23	2	47,9	2

RALCO_U2	CTF_LW	2025,5,29	24	2	183	2
ABANICO	CTF_LW	2025,5,29	17	2	24,8	2
CHAPIQUINA	CTF_LW	2025,5,29	18	2	0,5	2
FLORIDA_2	CTF_LW	2025,5,29	18	2	5,5	2
ITATA	CTF_LW	2025,5,29	17	2	14	2
ITATA	CTF_LW	2025,5,29	18	2	6	2
PILMAIQUEN	CTF_LW	2025,5,29	17	2	20	2
PILMAIQUEN	CTF_LW	2025,5,29	18	2	20	2
PULLINQUE	CTF_LW	2025,5,29	17	2	24,9	2
PULLINQUE	CTF_LW	2025,5,29	18	2	15,3	2
ANDINA	CTF_LW	2025,5,29	1	2	15,8	10
ANDINA	CTF_LW	2025,5,29	2	2	15,8	10
ANDINA	CTF_LW	2025,5,29	3	2	15,8	10
ANDINA	CTF_LW	2025,5,29	4	2	15,8	10
ANDINA	CTF_LW	2025,5,29	5	2	15,8	10
ANDINA	CTF_LW	2025,5,29	6	2	15,8	10
ANDINA	CTF_LW	2025,5,29	8	2	15,8	10
ANDINA	CTF_LW	2025,5,29	19	2	15,8	10
ANGAMOS_1	CTF_LW	2025,5,29	1	2	9,8	10
ANGAMOS_1	CTF_LW	2025,5,29	2	2	9,8	10
ANGAMOS_1	CTF_LW	2025,5,29	3	2	9,8	10
ANGAMOS_1	CTF_LW	2025,5,29	4	2	9,8	10
ANGAMOS_1	CTF_LW	2025,5,29	5	2	9,8	10
ANGAMOS_1	CTF_LW	2025,5,29	6	2	9,8	10
ANGAMOS_1	CTF_LW	2025,5,29	8	2	9,8	10
ANGAMOS_1	CTF_LW	2025,5,29	19	2	5,1	10
CAMPICHE	CTF_LW	2025,5,29	1	2	19,6	10
CAMPICHE	CTF_LW	2025,5,29	2	2	19,6	10
CAMPICHE	CTF_LW	2025,5,29	3	2	19,6	10
CAMPICHE	CTF_LW	2025,5,29	4	2	19,6	10
CAMPICHE	CTF_LW	2025,5,29	5	2	19,6	10
CAMPICHE	CTF_LW	2025,5,29	6	2	19,6	10
CELCO_BL1	CTF_LW	2025,5,29	1	2	2	5
CELCO_BL1	CTF_LW	2025,5,29	2	2	2	5
CELCO_BL1	CTF_LW	2025,5,29	3	2	2	5
CELCO_BL1	CTF_LW	2025,5,29	4	2	2	5
CELCO_BL1	CTF_LW	2025,5,29	5	2	2	5
CELCO_BL1	CTF_LW	2025,5,29	8	2	1,4	5
CHOLGUAN_BL1	CTF_LW	2025,5,29	1	2	5	5
CHOLGUAN_BL1	CTF_LW	2025,5,29	2	2	5	5
CHOLGUAN_BL1	CTF_LW	2025,5,29	3	2	5	5
CHOLGUAN_BL1	CTF_LW	2025,5,29	4	2	5	5
CHOLGUAN_BL1	CTF_LW	2025,5,29	5	2	5	5

CHOLGUAN_BL1	CTF_LW	2025,5,29	6	2	5	5
CHOLGUAN_BL1	CTF_LW	2025,5,29	8	2	5	5
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	CTF_LW	2025,5,29	1	2	62,5	6
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	CTF_LW	2025,5,29	2	2	62,5	6
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	CTF_LW	2025,5,29	3	2	42,7	6
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	CTF_LW	2025,5,29	4	2	57,6	6
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	CTF_LW	2025,5,29	8	2	62,5	6
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	CTF_LW	2025,5,29	9	2	51	6
VINALES_BL2	CTF_LW	2025,5,29	1	2	7,4	5
VINALES_BL2	CTF_LW	2025,5,29	2	2	10	5
VINALES_BL2	CTF_LW	2025,5,29	3	2	10	5
VINALES_BL2	CTF_LW	2025,5,29	4	2	9,4	5
VINALES_BL2	CTF_LW	2025,5,29	5	2	10	5
CABO_LEONES_1_EO	CTF_LW	2025,5,29	17	2	8,5	2
CALAMA_EO	CTF_LW	2025,5,29	17	2	90,5	2
CANELA_EO	CTF_LW	2025,5,29	18	2	3,6	2
CUEL_EO	CTF_LW	2025,5,29	18	2	7,1	2
LOS_CURUROS_EO	CTF_LW	2025,5,29	18	2	14,5	2
MONTE_REDONDO_EO	CTF_LW	2025,5,29	18	2	15,5	2
TALTAL_EO	CTF_LW	2025,5,29	17	2	15,4	2
ANDES_2A_FV	CTF_LW	2025,5,29	17	2	34,7	2
LUZ_DEL_NORTE_FV	CTF_LW	2025,5,29	17	2	3,1	2
SANTIAGO_SOLAR_FV	CTF_LW	2025,5,29	17	2	25	2
TAMARICO_FV	CTF_LW	2025,5,29	18	2	3,7	2

Tabla 39: Subastas adjudicadas excel subastas, CTF-

Configuración	Servicio	Fecha	Hora	Banda	Cantidad [MW]	Precio [USD/MW]
PEHUENCHE_U1	CTF_RS	2025,5,29	7	2	62,9	2
PEHUENCHE_U1	CTF_RS	2025,5,29	8	2	20,1	2
PEHUENCHE_U1	CTF_RS	2025,5,29	22	2	0,2	2
PEHUENCHE_U1	CTF_RS	2025,5,29	23	2	80,1	2
PEHUENCHE_U1	CTF_RS	2025,5,29	24	2	58,6	2
PEHUENCHE_U2	CTF_RS	2025,5,29	17	2	51	2
PEHUENCHE_U2	CTF_RS	2025,5,29	22	2	40	2
RALCO_U1	CTF_RS	2025,5,29	1	2	183	2
RALCO_U1	CTF_RS	2025,5,29	2	2	176,3	2
RALCO_U1	CTF_RS	2025,5,29	6	2	108,1	2
RALCO_U1	CTF_RS	2025,5,29	8	2	183	2
RALCO_U1	CTF_RS	2025,5,29	9	2	183	2
RALCO_U1	CTF_RS	2025,5,29	10	2	183	2
RALCO_U1	CTF_RS	2025,5,29	17	2	183	2

RALCO_U2	CTF_RS	2025,5,29	1	2	44,6	2
RALCO_U2	CTF_RS	2025,5,29	8	2	183	2
RALCO_U2	CTF_RS	2025,5,29	9	2	183	2
RALCO_U2	CTF_RS	2025,5,29	10	2	183	2
RALCO_U2	CTF_RS	2025,5,29	18	2	112	2
RALCO_U2	CTF_RS	2025,5,29	19	2	74,9	2
RALCO_U2	CTF_RS	2025,5,29	20	2	65	2
RALCO_U2	CTF_RS	2025,5,29	23	2	135,1	2
ANDINA	CTF_RS	2025,5,29	10	2	10	10
ANGAMOS_1	CTF_RS	2025,5,29	9	2	12,3	10
HORNITOS	CTF_RS	2025,5,29	10	2	10	10
LLANOS Blancos	CTF_RS	2025,5,29	19	2	149,5	6
CAMPICHE	CTF_RS	2025,5,29	10	2	11,4	10
CAMPICHE	CTF_RS	2025,5,29	11	2	1,9	10
CAMPICHE	CTF_RS	2025,5,29	12	2	11,4	10
CAMPICHE	CTF_RS	2025,5,29	15	2	1,7	10
CELCO_BL1	CTF_RS	2025,5,29	10	2	2	5
CELCO_BL1	CTF_RS	2025,5,29	12	2	2	5
CELCO_BL1	CTF_RS	2025,5,29	13	2	2	5
CELCO_BL1	CTF_RS	2025,5,29	14	2	2	5
CELCO_BL2	CTF_RS	2025,5,29	5	2	2,9	5
CELCO_BL2	CTF_RS	2025,5,29	10	2	2,9	5
CELCO_BL2	CTF_RS	2025,5,29	12	2	2,9	5
CELCO_BL2	CTF_RS	2025,5,29	18	2	2,9	5
CHOLGUAN_BL1	CTF_RS	2025,5,29	10	2	5	5
CHOLGUAN_BL1	CTF_RS	2025,5,29	11	2	5	5
CHOLGUAN_BL1	CTF_RS	2025,5,29	12	2	5	5
CHOLGUAN_BL1	CTF_RS	2025,5,29	13	2	4,9	5
CHOLGUAN_BL1	CTF_RS	2025,5,29	14	2	4,8	5
CHOLGUAN_BL1	CTF_RS	2025,5,29	15	2	5	5
CHOLGUAN_BL2	CTF_RS	2025,5,29	5	2	3,9	5
CHOLGUAN_BL2	CTF_RS	2025,5,29	10	2	3,9	5
CHOLGUAN_BL2	CTF_RS	2025,5,29	12	2	3,9	5
NUEVA_VENTANAS	CTF_RS	2025,5,29	5	2	4	10
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GN_B	CTF_RS	2025,5,29	13	2	42,1	6
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GN_B	CTF_RS	2025,5,29	17	2	42,1	6
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	CTF_RS	2025,5,29	3	2	26,3	6
SAN_ISIDRO_2-TG+TV_GNL_E	CTF_RS	2025,5,29	4	2	11,4	6
VINALES_BL2	CTF_RS	2025,5,29	10	2	8,2	5
VINALES_BL2	CTF_RS	2025,5,29	12	2	10	5

Tabla 40: Subastas adjudicadas excel subastas, CTF+.