

2019-01-17

# ESTUDIO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL DE LA RESPUESTA DINÁMICA DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA UTILIZANDO SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO TIPO BATERÍAS DE BAJA AUTONOMÍA

CARO RODRÍGUEZ, CAMILO ANTONIO

---

<https://hdl.handle.net/11673/49016>

*Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA*

**Universidad Técnica Federico Santa María**

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Santiago – Chile

---



**Estudio en el Sistema Eléctrico Nacional de la respuesta  
dinámica del control primario de frecuencia utilizando sistemas  
de almacenamiento tipo baterías de baja autonomía**

---

**Camilo Antonio Caro Rodríguez**

---

Como requisito parcial para optar al título de  
**Ingeniero Civil Electricista**

Profesores Guías

Víctor Hinojosa Mateus

Aldo Barrueto Guzmán

Correferente

Carlos Mendoza Robles

17 de enero de 2019



“No había otro remedio que seguir  
y seguir, aun después de sentir que  
no podrían dar un paso más”

J.R.R. Tolkien.

# Agradecimientos

Me es imposible no partir agradeciendo a quienes fueron el principal apoyo durante esta etapa universitaria. Herminia, Ana y Daniela, sin ustedes y su apoyo este proceso hubiera quedado inconcluso. Gracias por aguantarme en los momentos complejos (que no fueron pocos), su ayuda y comprensión me dio fortaleza en los momentos que hacía falta. Espero con todo el tiempo devolver todo el cariño que me han entregado. Esto es por y para ustedes.

Fueron cerca de 9 años los que pase dentro del Campus San Joaquín, viendo a través de los años, como se transformó desde un par de bodegas a la Universidad que hoy se levanta, proceso en el cual espero haber contribuido (o al menos eso quiero creer).

Las distintas actividades en las cuales tuve el privilegio de participar dentro de la universidad fueron sin duda alguna uno de los complementos a la formación académica, siendo algunas de estas muy importantes dentro de mi formación personal. Esto es gracias a las muchas personas que por distintas razones tuve la suerte de conocer, siendo muchas de ellas fuera del ámbito académico.

En este punto es necesario destacar a dos grupos humanos muy importantes para mí: a mis compañeros y amigos de CEELI y a Semilla Social. Al igual que mi permanencia en la universidad, forme parte de ambos grupos por un tiempo mayor al que tenía presupuestado. Sin embargo, y con el tiempo me di cuenta de lo importante que fueron y de lo agradecido que estoy de todas las personas con las cuales pude trabajar. Mención honrosa a todas aquellas personas que gracias a estas instancias pude conocer y aprender de ellas.

A mis compañeros de carrera y por sobre todo a mis amigos y compañeros de generación, con quienes compartí todos estos años, llegando al punto de verlos más a ellos que a mi familia en épocas donde el tiempo de estudio era la única actividad de la semana. Gracias por todo.

Por último, agradecer a mi papa y mi tata quienes, a su modo, contribuyeron de una u otra forma a que lograra esto.

# Resumen

La inclusión de baterías dentro de los sistemas de potencia es una realidad, y cada día se acrecienta su incorporación, siendo los usos de las baterías tan diversos como los tipos y modelos empleados. Es así como este estudio buscó evaluar el aporte de dichos equipos al problema de control de frecuencia. A continuación, se resumen los pasos realizados para abordar el objetivo, y sus respectivas conclusiones.

En primer lugar, se realizó un análisis bibliográfico de la situación actual sobre el uso de los sistemas de almacenamiento, dando énfasis al almacenamiento electroquímico. De la revisión se llegó a la conclusión que uno de los puntos que presenta mayor beneficio para los sistemas de potencia al incluir batería en su funcionamiento es la regulación de frecuencia.

Teniendo en cuenta los beneficios de la inclusión de baterías dentro de los esquemas de control de frecuencia se continuó con la elección de los modelos y algoritmos de control, donde se optó por utilizar el modelo de baterías de la base de datos del Coordinador Eléctrico Nacional, el cual es utilizado por los bancos de baterías presentes en el Sistema Eléctrico Nacional. Además, se propuso dos modificaciones importantes, la primera es la modificación del control droop estático por uno variable, y la segunda de estas modificaciones es la inclusión de un algoritmo de inercia virtual.

En una etapa inicial se implementan las modificaciones propuestas en los modelos seleccionados, los cuales se corroboran y validan preliminarmente en un sistema uninodal.

Ya en una segunda etapa se implementa el modelo propuesto en un sistema de prueba IEEE de 14 barras, el cual es ampliamente utilizado en estudios de estabilidad de frecuencia. Se realizaron un conjunto de casos de interés en los cuales se modificaron algunos de los parámetros del control de potencia propuesto. Estas modificaciones de carácter heurístico lograron mejorar la dinámica general de la frecuencia siendo los parámetros más relevantes para este análisis la constante del droop y el retardo del controlador de potencia dada su relación proporcional con el nadir de frecuencia y la frecuencia de estabilización. En base al desempeño y los parámetros obtenidos se validan las modificaciones propuestas en el controlador de potencia de las baterías.

Como última etapa de este estudio, se incluyó el modelo propuesto en el Sistema Eléctrico Nacional, el cual se ajustó en magnitudes de potencia y bandas de frecuencia de activación. Dichos ajustes fueron basados en informes técnicos del Coordinador Eléctrico Nacional, donde además se definen puntos de referencia para la distribución de la reserva. Nuevamente se realizaron una serie de escenarios y sus respectivas modificaciones, las que evidenciaron en todos los casos mejoras respecto al escenario base de regulación de frecuencia. Al igual que en la etapa anterior, se corrobora la factibilidad técnica del esquema propuesto como mecanismo de control primario de frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional.

Finalmente, se llegó a la conclusión de que la incorporación de sistemas de almacenamiento tipo baterías dentro de los esquemas de control primario de frecuencia logra mejoras en el comportamiento dinámico de la frecuencia del sistema, siendo técnicamente factible su implementación en el sistema chileno.

# Abstract

The inclusion of batteries within the power systems is a reality, and every day their incorporation is increased, being the uses of the batteries as diverse as the types and models used. In this context, the study sought to evaluate the contribution of such equipment in the problem of frequency control. Then, are summarizes the steps taken to address the objective, and their conclusions.

First, a literature review of the current situation regarding the use of storage systems was performed, emphasizing the electrochemical storage. From the review, it was concluded that one of the points that has the greatest benefit for power systems when including a battery in its operation is frequency regulation.

Considering the benefits of the inclusion of batteries inside the frequency control schemes, it continued with the choice of models and control algorithms, where it was decided to use the battery model of the Coordinador Eléctrico Nacional database, which is used by the banks of batteries present in the National Electric System. In addition, two important modifications it was proposed, the first is the modification of the static droop control by a variable, and the second of these modifications is the inclusion of a virtual inertia algorithm.

In an initial stage, the proposed modifications are implemented in the selected models, which are corroborated and preliminarily validated in a uninodal system.

In a second stage, the proposed model is implemented in a 14-bus IEEE test system, which is widely used in frequency stability studies. A set of interesting cases were made in which some of the proposed power control parameters were modified. These modifications of heuristic character succeeded to improve the general dynamics of the frequency being the parameters more relevant for this analysis the droop constant and the delay of the power controller given its proportional relation with the frequency nadir and the stabilization frequency. Based on the performance and the parameters obtained, the modifications proposed in the battery power controller are validated.

As the last stage of this study, the proposed model was included in the Sistema Eléctrico Nacional, which was adjusted in power magnitudes and activation frequency bands. These adjustments were based on technical reports from the Coordinador Eléctrico Nacional, where reference points are also defined for the distribution of the reserve. Once again, a series of scenarios and their respective modifications were made, which in all cases showed improvements with respect to the base scenario of frequency regulation. As in the previous stage, the technical feasibility of the proposed scheme as primary frequency control mechanism in the Sistema Eléctrico Nacional is corroborated.

Finally, it was concluded that the incorporation of battery storage systems within the primary frequency control schemes achieves improvements in the dynamic behavior of the frequency of the system, being technically feasible its implementation in the Chilean system.

# Nomenclatura

BESS: Battery Energy Storage System

CEN: Coordinador Eléctrico Nacional

CF: Control de Frecuencia

CNE: Comisión Nacional de Energía

CPF: Control Primario de Frecuencia

CSF: Control Secundario de Frecuencia

CTF: Control Terciario de Frecuencia

EDAC: Esquema de Desconexión Automática de Carga

ERV: Energía Renovable Variable

ROCOF: Rate of Change of Frequency

S/E: Subestación Eléctrica

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SSCC: Servicios Complementarios

# Índice general

Agradecimientos.....	ii
Resumen.....	iii
Abstract.....	iv
Nomenclatura.....	v
Índice general.....	vi
Índice de Tablas.....	ix
Índice de Figuras.....	x
Capítulo 1. Introducción.....	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Objetivos.....	2
1.2.1 Objetivos generales.....	2
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 Alcance.....	3
1.4 Estructura del documento.....	3
Capítulo 2. Marco teórico.....	5
2.1 Aspectos teóricos de estabilidad y control de frecuencia.....	5
2.1.1 Inercia sistémica y desviaciones de frecuencia.....	5
2.1.2 Control de frecuencia.....	7
2.2 Situación normativa actual del SEN.....	9
2.2.1 Marco normativo vigente.....	10
2.2.2 Proyecciones y cambios al marco regulatorio de SSCC.....	12
2.3 Sistemas de almacenamiento de energía para CPF.....	12
2.3.1 Uso de tecnologías BESS en los sistemas de potencia.....	13
2.4 Análisis de la experiencia internacional.....	16
2.4.1 Estados Unidos.....	18
2.4.2 Japón.....	19
2.4.3 Alemania.....	20
2.4.4 Comentarios finales.....	20
Capítulo 3. Metodología, consideraciones y modelado del problema.....	21
3.1 Metodología.....	21
3.1.1 Análisis de los modelos dinámicos de BESS.....	21
3.1.2 Arquitecturas y lógicas de control.....	25
3.1.3 Implementación y validación de modelos.....	28

3.1.4	Escalado e implementación en el SEN.....	29
3.2	Diseño, consideraciones e implementación.....	30
3.2.1	Comparación de modelos BESS.....	30
3.2.2	Propuesta de control .....	33
3.2.3	Consideraciones para casos de estudio.....	37
3.2.4	Implementación del modelo propuesto de control .....	38
Capítulo 4.	Implementación, simulaciones y validación del modelo propuesto .....	42
4.1	Descripción del sistema IEEE 14-bus.....	42
4.1.1	Primeras pruebas resultados y validación.....	44
4.2	Variaciones de parámetros y sensibilidades .....	46
4.2.1	Variaciones del controlador de potencia del BESS .....	47
4.2.2	Variaciones de potencia .....	52
4.3	Comprobación para sobre frecuencias .....	58
4.4	Control de frecuencia secuencial frente a una falla en el sistema .....	61
4.4.1	Control de frecuencia secuencial producto de una carga adicional.....	61
4.4.2	Control de frecuencia secuencial producto de la salida de una línea.....	64
4.5	Validación del modelo propuesto.....	66
Capítulo 5.	Implementación en el SEN.....	67
5.1	Descripción del SEN.....	67
5.1.1	Base de datos utilizada .....	69
5.2	Requerimientos para control primario de frecuencia SEN .....	69
5.2.1	Determinación de reservas .....	69
5.2.2	Asignación de reservas para CPF .....	71
5.3	Consideraciones de las simulaciones en el SEN .....	72
5.4	Escenarios de simulación.....	73
5.4.1	Desconexión central Kelar.....	73
5.4.2	Desconexión de la central Santa María.....	81
5.4.3	Desconexión de la demanda S/E I. Minero .....	87
5.5	Comentarios generales de los casos de estudio. ....	95
Capítulo 6.	Resumen y comentarios finales.....	96
6.1	Conclusiones.....	96
6.2	Trabajos futuros.....	98
Bibliografía	.....	99
Anexo A	.....	104
Anexo B	.....	105

Anexo C.....	106
Anexo D.....	107
Anexo E.....	109
Anexo F.....	111
Anexo G.....	113
Anexo H.....	114
Anexo I.....	116
Anexo J.....	117
Anexo K.....	119

# Índice de Tablas

Tabla 1: Capacidad instalada en el mundo de sistemas de almacenamiento electroquímico en [MW] al año 2016 [26].....	14
Tabla 2: Nivel de desarrollo de las tecnologías de almacenamiento electroquímico [25]. .....	14
Tabla 3: Ficha técnica para baterías de ion-litio [27].....	15
Tabla 4 : Tiempos de respuesta para diferentes tecnologías de BESS [27] .....	15
Tabla 5: Comparación de resultados frente a penetración de BESS .....	37
Tabla 6: Resumen de resultados de la comparación de los métodos de CPF.....	38
Tabla 7: Comparación preliminar de datos relevantes de frecuencia. ....	46
Tabla 8: Sensibilidad de la constante droop para los distintos casos de análisis.....	47
Tabla 9: Sensibilidad del controlador de potencia para los distintos casos de análisis. ....	49
Tabla 10: Sensibilidad del retardo del controlador de potencia para los distintos casos de análisis. ....	51
Tabla 11: Valores de potencia nominal del BESS para los distintos casos de análisis.....	53
Tabla 12: Valores de potencia adicional para los distintos casos de análisis. ....	55
Tabla 13: Comparación de datos relevantes de frecuencia para distintas contingencias de la misma magnitud. ....	58
Tabla 14: Datos de frecuencia para CPF en situación de sobre frecuencia.....	59
Tabla 15: Datos relevantes de frecuencia para el caso de CPF en forma secuencia para contingencia de carga adicional. ....	63
Tabla 16: Resumen de requerimientos de potencia para CPF en el SEN. ....	71
Tabla 17: Escalones del EDAC para bajas de frecuencia [50].....	71
Tabla 18: Resumen de la potencia de reserva para CPF en el SEN [50]. ....	72
Tabla 19: Comparación de los distintos casos de estudio frente al caso base para una contingencia en la central Kelar.....	81
Tabla 20: Comparación de los distintos casos de estudio frente al caso base para una contingencia en la central Santa María.....	87
Tabla 21: Comparación de los distintos casos de estudio frente al caso base para una contingencia en la carga S/E I. Minero.....	94
Tabla 22: Comparación de inercia sistémica para los casos de estudio.....	95
Tabla 23: Características técnicas de algunas tecnologías de BESS [27] .....	104
Tabla 24: Datos de generación de la red de prueba IEEE .....	105
Tabla 25: Datos de cargas de la red de prueba IEEE.....	105
Tabla 26: Datos del controlador de potencia propuesto del BESS para CPF - Comparación preliminar.....	111
Tabla 27: Datos del control original del BESS para CPF-Comparación preliminar.....	111
Tabla 28: Datos del control del generador para CPF-Comparación preliminar.....	112
Tabla 29: Recopilación de parámetros para control del BESS.....	113
Tabla 30: Unidades generadoras que participan en el CPF según la operación del SEN [50]. .....	114
Tabla 31: Unidades generadoras que participan en el CPF según la operación del SEN - Continuación [50].....	115
Tabla 32: Centrales habilitadas para el CPF en el SEN para todas las contingencias de potencia de acuerdo al nivel de penetración de los BESS.....	116
Tabla 33: Recopilación de parámetros para control del BESS para contingencia en central Kelar - Caso 1.....	119

# Índice de Figuras

Figura 1: Característica de un control primario con estatismo. Elaboración propia.....	8
Figura 2: Dinámica de la respuesta temporal del control de frecuencia. Elaboración propia.....	9
Figura 3: Total nacional de la capacidad de generación eléctrica instalada por tecnología [20].....	9
Figura 4: Ejemplo de generación real de ERV en el SEN durante una semana.....	10
Figura 5: Esquema de tiempos de actuación referenciales para los SSCC de CF [23].....	12
Figura 6: Factibilidad técnico-económica de tecnologías de almacenamiento para diferentes servicios y/o usos [29].....	16
Figura 7: Capacidad de almacenamiento según uso y tecnología [26]. Elaboración propia.....	17
Figura 8: Representación de una batería [28]. Elaboración propia.....	22
Figura 9: Representación general del BESS en DIGSILENT. Elaboración propia.....	22
Figura 10: Modelo y control del “Template” del BESS (Block Definition *.BlkDef).....	23
Figura 11: Modelo equipos BESS del CEN.....	24
Figura 12: Diagrama de bloques simplificado del CPF. Elaboración Propia.....	26
Figura 13: Diagrama de bloques del CPF con inclusión de inercia virtual [49]. Elaboración Propia.....	27
Figura 14: Diagrama unilineal del sistema de prueba.....	31
Figura 15: Comparación de la dinámica de potencia entre equipos BESS.....	32
Figura 16: Comparación de la dinámica de frecuencia entre equipos BESS.....	32
Figura 17: Esquema de control primario de frecuencia propuesto.....	34
Figura 18: Comparación de la dinámica de frecuencia frente a inserción de BESS.....	36
Figura 19: Comparación de la dinámica de la potencia del generador para los casos preliminares..	39
Figura 20: Comparación de la dinámica de la potencia del BESS para los casos preliminares.....	39
Figura 21: Comparación de la dinámica de la frecuencia del sistema para los casos preliminares. ..	40
Figura 22: Diagrama unilineal de sistema IEEE de 14 barras con equipos BESS.....	43
Figura 23: Desempeño de la dinámica de frecuencia frente a un aumento de carga intempestivo..	45
Figura 24: Comparación preliminar de la potencia del BESS utilizado para CPF.....	45
Figura 25: Evolución de la potencia del generador 1 frente a un aumento de carga intempestivo..	46
Figura 26: Comparación de frecuencia para variaciones de <b>Dup</b> frente a la misma contingencia....	48
Figura 27: Comparación de potencias del BESS para variaciones de <b>Dup</b> frente a la misma contingencia.....	48
Figura 28: Comparación de la potencia del generador para variaciones de <b>Dup</b> frente a la misma contingencia.....	49
Figura 29: Comparación de frecuencia para variaciones del controlador de potencia del BESS frente a la misma contingencia.....	50
Figura 30: Comparación de potencia del BESS para variaciones del controlador de potencia del BESS frente a la misma contingencia.....	50
Figura 31: Comparación de potencia del BESS para variaciones del retardo del controlador de potencia del BESS frente a la misma contingencia.....	52
Figura 32: Comparación de frecuencia para variaciones del retardo del controlador de potencia del BESS frente a la misma contingencia.....	52
Figura 33: Comparación de la dinámica de potencia del BESS para variaciones de la potencia nominal del BESS frente a la misma contingencia.....	54
Figura 34: Comparación de frecuencia del BESS para variaciones de la potencia nominal del BESS frente a la misma contingencia.....	54
Figura 35: Variaciones de potencia de la contingencia frente a un mismo escenario de simulación.....	55

Figura 36: Comparación de la potencia del BESS para distintas contingencias de potencia considerando el mismo escenario de simulación.....	56
Figura 37: Comparación de la potencia del generador para distintas contingencias de potencia considerando el mismo escenario de simulación.....	56
Figura 38: Comparación de la frecuencia del sistema para distintas contingencias de potencia considerando el mismo escenario de simulación.....	57
Figura 39: Comparación de frecuencia para diferentes contingencias de la misma magnitud. ....	58
Figura 40: Comparación de la dinámica de frecuencia del sistema para casos de sobre frecuencia.	59
Figura 41: Comparación del comportamiento de potencia de los BESS para los casos de sobre frecuencia.....	60
Figura 42: Comparación del comportamiento de potencia del generador 1 para los casos de sobre frecuencia.....	60
Figura 43: Comparación de potencia del BESS para los casos de control secuencia producto de carga adicional.....	61
Figura 44: Comparación de potencia del generador 1 para los casos de control secuencia producto de carga adicional. ....	62
Figura 45: Potencia de la carga adicional para los casos de control secuencia producto de carga adicional. ....	62
Figura 46: Comparación de frecuencia del sistema para los casos de control secuencia producto de carga adicional.....	63
Figura 47: Potencia de la línea 3-4 para CPF secuencial por contingencia producto de línea.....	64
Figura 48: Comparación de potencia del generador 1 para casos de CPF secuencial por contingencia producto apertura de línea.....	65
Figura 49: Comparación de potencia del BESS para casos de CPF secuencial por contingencia producto apertura de línea. ....	65
Figura 50: Comparación de frecuencia del sistema para casos de CPF secuencial por contingencia producto apertura de línea. ....	66
Figura 51: Potencia bruta máxima del SEN segregada por regiones.....	67
Figura 52: Matriz de generación diaria por tecnología para el año 2018. ....	68
Figura 53: Demanda sistémica real del SEN en [MW] para el año 2018.....	68
Figura 54: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en Central Kelar - Caso base. ....	74
Figura 55: Oscilograma de potencia del generador CCH1 de la central Cochrane - Caso base. ....	74
Figura 56: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Kelar - Caso 1.....	76
Figura 57: Oscilograma de potencias del BESS para contingencia en central Kelar - Caso 1.....	76
Figura 58: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Kelar - Caso 2.....	77
Figura 59: Dinámica de frecuencia en terminales del convertidor estático de los equipos BESS para contingencia de la central Kelar - Caso 2. ....	78
Figura 60: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del norte grande del SEN para contingencia de la central Kelar - Caso 2. ....	78
Figura 61: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del centro sur del SEN para contingencia de la central Kelar - Caso 2. ....	79
Figura 62: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Kelar - Caso 3.....	80
Figura 63: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Kelar - Comparación de casos de estudio. ....	80
Figura 64: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Santa María - Caso base. ....	82
Figura 65: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Santa María - Caso 1....	82
Figura 66: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Santa María - Caso 2....	83
Figura 67: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del norte grande del SEN para contingencia de la central Santa María - Caso 2. ....	84

Figura 68: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del centro sur del SEN para contingencia de la central Santa María - Caso 2. ....	84
Figura 69: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Santa María - Caso 3....	85
Figura 70: Periodo inicial de la excursión de frecuencia de los BESS para contingencia en central Santa María - Caso 3. ....	85
Figura 71: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del centro sur del SEN para contingencia de la central Santa María - Caso 3. ....	86
Figura 72: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Santa María - Comparación de casos de estudio.....	87
Figura 73: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en carga I. Minero - Caso 0.....	88
Figura 74: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en carga I. Minero - Caso 1.....	89
Figura 75: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del norte grande del SEN para contingencia de la carga I. Minero - Caso 1. ....	89
Figura 76: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en carga I. Minero - Caso 2.....	90
Figura 77: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del norte grande del SEN para contingencia de la carga I. Minero - Caso 2. ....	90
Figura 78: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del centro sur del SEN para contingencia de la carga I. Minero - Caso 2. ....	91
Figura 79: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en carga I. Minero - Caso 3.....	92
Figura 80: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del norte grande del SEN para contingencia de la carga I. Minero - Caso 3. ....	92
Figura 81: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del centro sur del SEN para contingencia de la carga I. Minero - Caso 3. ....	93
Figura 82: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en la carga S/E I. Minero - Comparación de casos de estudio.....	93
Figura 83: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en la carga S/E I. Minero - Comparación de casos de estudio.....	94
Figura 84: Comparación preliminar de frecuencia en el sistema de prueba para un CPF frente a un escalón de potencia nominal.....	106
Figura 85: Modelo propuesto completo del control dinámico de la batería. ....	107
Figura 86: Modificación del controlador de potencia del BESS. ....	107
Figura 87: Implementación de la derivada temporal de la diferencia de frecuencia. ....	108
Figura 88: Potencia de equipos BESS para los casos de conformación del esquema de CPF. ....	109
Figura 89: Potencia del generador sincrónico para los casos de conformación del esquema de CPF. ....	109
Figura 90: Demanda de potencia con un aumento del 10 % para los casos de conformación del esquema de CPF. ....	110
Figura 91: Extracto del SEN con la conexión de la batería norte en la barra Kapatatur 220 [kV]....	117
Figura 92: Extracto del SEN con la conexión de la batería sur en la barra Ancoa en 220 [kV]. ....	118

# Capítulo 1.

## Introducción

### 1.1 Motivación

La matriz de generación eléctrica se encuentra en un contexto de cambio tecnológico importante, lo que sumado a las políticas energéticas actuales ha llevado a una alta penetración de Energías Renovables Variables (ERV) en todo el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La entrada de estas ERV se ha realizado en desmedro de las tecnologías que utilizan combustibles fósiles. Lo anterior ha traído nuevos desafíos y requerimientos de seguridad y flexibilidad, por lo que se hace necesario replantear los sistemas de eléctricos de manera que estos sean capaces de responder de manera correcta en seguridad y calidad de servicio [1] .

El contexto nacional es claro, la utilización de sistemas de almacenamiento de energía será real en el mediano plazo. Así se indica en [2], donde se hace mención del “gran potencial para el aprovechamiento del litio para el desarrollo y utilización de sistemas de almacenamiento”. El mismo documento habla sobre la importancia de los sistemas de almacenamiento los cuales pueden introducir mayor flexibilidad al sistema eléctrico y que faciliten el rol de “prosumidor” de los hogares, dando a entender que los consumidores finales pueden también aportar en este sentido.

Desde el sector privado es evidente el interés de incorporar este tipo de tecnologías en los sistemas eléctricos del país, donde se ha destacado internacionalmente el liderazgo de Chile en sistemas de almacenamiento con baterías [3]. También se han impulsado proyectos que contemplan el uso de almacenamiento electroquímico con el objetivo de dar una mayor capacidad de regulación a unidades hidroeléctricas de pasada logrando a la vez que estos proyectos sean más rentables [4].

Uno de los principales problemas que exhibe la entrada de ERV es la variabilidad que presentan en su generación, lo que puede llevar a bajas intempestivas de la potencia que inyectan al sistema. Este efecto gatilla problemas en el equilibrio de potencia como también en la calidad de servicio, evidenciando el aumento de la complejidad en la operación del SEN. Ambas problemáticas pueden solucionarse (o al menos mitigarse) mediante la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía sean estos de origen térmico, electromecánico, electroquímico o hídrico.

Dentro de los sistemas de almacenamiento de energía de tipo electroquímico, las soluciones a partir de baterías son cada vez más frecuentes dado su alto nivel de estudio y desarrollo comercial, además de la tendencia a la baja de los precios de estos equipos [5]. Se debe destacar la versatilidad que tienen los bancos de baterías dentro del sistema de potencia, donde su inclusión puede orientarse a servicios de balance (de frecuencia o tensión), a mejorar la curva de generación de una central ERV (aumentar del factor de planta) o aumentar la potencia firme de las centrales ERV.

Estudios de estabilidad de frecuencia son necesarios para que los operadores del sistema o incluso empresas generadoras, sean capaces de responder y aportar en este proceso de

cambio, entendiendo que los problemas asociados a la frecuencia del sistema corresponden a una problemática en común para ambos actores dentro de la operación real del sistema, es por lo anterior que surge el interés desde el sector privado por analizar la regulación de frecuencia con un enfoque académico. En este sentido se plantea como objeto de análisis de este estudio el uso de sistemas de almacenamiento para Servicios Complementarios (SSCC), en particular en la categoría de servicios de balance como método de Control Primario de Frecuencia (CPF).

Los bancos de baterías de baja autonomía deben su nombre al tiempo de inyección de potencia el cual no debe superar 15 minutos. Cabe destacar que estos sistemas de almacenamiento presentan dos beneficios importantes en comparación a métodos tradicionales de compensación de frecuencia (la reserva en giro de las unidades generadoras). El primero hace relación a la capacidad de controlar variaciones de sobre y baja frecuencia, mientras que el segundo y más importante hace referencia a la rapidez de la respuesta de potencia producto del uso de dispositivos electrónicos que permiten la compensación en tiempos menores a los tradicionales.

La propuesta de expansión de la transmisión 2018 [6], en su sección 6.1.2.3 “Evaluación de sistemas de almacenamiento en base baterías de respuesta rápida y baja autonomía”, plantea el requerimiento de “estudios adicionales que permitan dar cuenta de la respuesta transitoria del sistema en función de la inercia por zona y las centrales que se encuentre haciendo su aporte al CPF”. En el mismo documento se propone además como un importante desafío el ajuste del control de los equipos basados en electrónica de potencia, como los BESS, con especial énfasis en la definición de los umbrales de operación (magnitudes de frecuencia eléctrica para los cuales se inyectará o absorberá potencia activa) y el comportamiento asociado de varios BESS operando en el sistema (si estos actuarán en modo de bloque y no en forma escalonada, considerando eventuales resonancias entre los equipos).

Para lograr un aporte significativo en esta materia, se hace necesario en primer lugar un modelo adecuado que responda a las necesidades del sistema, para posteriormente definir tanto la ubicación como la potencia de los sistemas de almacenamiento a instalar. Una manera práctica para definir la ubicación y potencia sería basarse en lo establecido en [7], donde se especifica claramente la distribución y cantidad de reserva primaria mínima.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivos generales**

Estudio de la respuesta transitoria del control primario de frecuencia mediante sistemas de almacenamiento en base a baterías de respuesta rápida y baja autonomía considerando una operación según los requerimientos de cada zona del sistema eléctrico nacional.

## 1.2.2 Objetivos específicos

- Análisis de la literatura existente y situación actual del control primario de frecuencia tanto en el SEN como de algunos sistemas internacionales de similares características, y de posibles estrategias de control para sistemas de almacenamiento en base a baterías.
- Proponer modificaciones al modelo dinámico de baterías y esquema de control incluido en la base de datos de DIGSILENT, dichas modificaciones serán sometidas a un proceso de validación como métodos de control primario de frecuencia mediante pruebas en sistemas simples tipo IEEE.
- Establecer criterios que permitan la elección de un conjunto representativo de casos de estudio con énfasis en zonas de alta penetración de generación de energías renovables variables, dichos criterios deben ser tal que permitan además determinar ubicaciones y potencias de los sistemas de almacenamiento a utilizar.
- Simular utilizando el software DIGSILENT los casos de estudio definidos, y comparar las respuestas transitorias del control de frecuencia en el SEN, además de evaluar las desviaciones máximas y mínimas de la frecuencia, la tasa de cambio de la frecuencia y el tiempo de estabilización de las respuestas.

## 1.3 Alcance

Este estudio se limita al control primario de frecuencia considerando ventanas temporales de menos de 5 minutos. Se hará uso de información técnica y de informes del CEN como guía para definir magnitudes y distribución de las potencias para control de frecuencia. No se consideran relevantes los aspectos económicos, salvo los principios básicos de operación a mínimo costo. Tampoco se realizarán procesos de optimización de potencias, ubicaciones o controladores.

## 1.4 Estructura del documento

El Capítulo 2, se expone los fundamentos de la estabilidad y control de frecuencia, el marco normativo actual en Chile, el nivel de desarrollo de tecnologías de almacenamiento electroquímico a nivel mundial y casos internacionales de regulación de frecuencia exitosos.

El capítulo 3, muestra la metodología del estudio, las propuestas de modificación para el algoritmo de control de la batería y las consideraciones relevantes para el desarrollo e implementación del modelo propuesto, como último punto se muestra una validación preliminar de las modificaciones realizadas.

En el capítulo 4, se implementa una batería con el modelo propuesto de control de frecuencia en un sistema IEEE, para el cual se definen distintos casos de estudio que permiten validar la solución propuesta mediante simulaciones dinámicas en el programa DIGSILENT.

El capítulo 5, la su incorporación al SEN de baterías con el modelo propuesto, además de las consideraciones de potencia necesarias para lograr el reemplazo de reserva en giro. Se plantean escenarios de interés y distintos casos de estudio para el posterior análisis conjunto.

El capítulo 6, entrega las conclusiones de este estudio y los posibles trabajos futuros.

# Capítulo 2.

## Marco teórico

### 2.1 Aspectos teóricos de estabilidad y control de frecuencia

De acuerdo al marco normativo chileno el primer principio de la coordinación de la operación del SEN es “Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico” [8], mientras que la seguridad del servicio se define como “Capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos, utilización de reservas y, en general, de los SSCC” [9]. Para lograr lo anterior se hace necesario definir límites para la operación estable del sistema, de manera que este sea capaz de retomar su estado de operación segura.

La estabilidad del sistema de potencia se define según [10] como “La capacidad que tiene un sistema eléctrico de potencia para, dada una condición inicial de operación, retornar a un estado de operación estable, donde la mayor parte de las variables del sistema quedan acotadas de modo que prácticamente todo el sistema queda intacto, luego de haber sufrido una perturbación física”. La definición anterior abarca el problema de estabilidad en términos generales, es decir, sin considerar la duración de la perturbación o las variables involucradas, por lo que puede adaptarse y aplicarse para definir las estabilidades de tensión, angular y de frecuencia. Sin embargo y para el objetivo principal de este estudio se debe precisar sobre la estabilidad de frecuencia la cual se define según los mismos autores como “La capacidad de un sistema de potencia para mantener una frecuencia constante luego de un severo trastorno del sistema que resulta en un desequilibrio significativo entre la generación y la carga. Depende de la capacidad de mantener/restablecer el equilibrio entre la generación del sistema y la carga, con una pérdida mínima involuntaria de la carga”. Otros autores como [11], definen la inestabilidad de frecuencia como “La incapacidad de un sistema de potencia para mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites operativos especificados. En general, la inestabilidad de frecuencia es el resultado de un desequilibrio significativo entre la carga y la generación, y se asocia con una coordinación deficiente del equipo de control y protección, reservas de generación insuficientes e insuficiencias en las respuestas de los equipos”.

#### 2.1.1 Inercia sistémica y desviaciones de frecuencia.

Las dinámicas de frecuencia del sistema eléctrico tienen como actores principales a los generadores sincrónicos debido a dos factores preponderantes. El primero de estos factores tiene relación con la facilidad para modificar la consigna de potencia mediante la inyección (o retiro) de energía primaria por medio de la actuación de controladores de carga/velocidad; y el segundo factor es el aporte de inercia de sus masas rotantes, las cuales en conjunto contribuyen en mayor o menor medida a la regulación de frecuencia del sistema.

La tecnología de cada conjunto generador tendrá directa relación con los dos factores antes mencionados, de manera que cada tecnología tenga diferentes parámetros y constantes de tiempo. Por lo tanto, los tiempos de respuesta serán acordes al desarrollo de la tecnología que utilicen sus generadores y turbinas. Las características de cada generador determinarán las constantes de tiempo de los fenómenos eléctricos (en particular de los cortocircuitos) las cuales son del orden de los milisegundos en la mayoría de los casos. Por otra parte, las turbinas determinan las constantes de inercia en [s], gradientes de toma y reducción de carga en [MW/min] propias de cada conjunto generador. Adicionalmente y para cada tipo tecnología de la turbina (hidráulica, gas, vapor) existen constantes de tiempo propias de acuerdo a los procesos de conversión de energía desde la fuente primaria hasta la inyección de potencia en el eje del conjunto generador (por ejemplo acción de compresores, válvulas, compuertas, recalentado, etc.) dichas constantes son tratadas y agrupadas según el detalle de los modelos matemáticos que se requieran de cada turbina; siendo comúnmente tratadas por medio de solo una constante equivalente de la turbina.

Caso completamente contrario es la generación producto de ERV en particular las centrales fotovoltaicas, las que en ausencia de controles especiales no contribuyen ningún tipo de inercia al sistema, dado que no presentan elementos que contribuyan con algún tipo de almacenamiento de energía como es el caso de las masas rotantes. En el caso de la generación eólica si bien se cuenta con elementos que rotan y presentan constantes de inercia (del mismo orden de magnitud que los generadores sincrónicos<sup>1</sup>), en algunos casos están equipadas con sistemas que permiten el desacople del aerogenerador del sistema eliminando su participación de la respuesta inercial [12], [13]. Dentro de la literatura se han desarrollado diferentes métodos para adicionar inercia de forma sintética o bien emular dicho efecto, en centrales fotovoltaicas, eólicas y en equipos BESS [14], [15]. A pesar de la factibilidad técnica de que fuentes de ERV contribuyan a los servicios de regulación de frecuencia, estos se encuentran en una etapa de investigación, y recientes pruebas por lo que no se encuentran masificados y se omite su aporte en las dinámicas de frecuencia [16].

Independiente del cambio en la matriz energética, el problema de estabilidad de frecuencia sigue bajo el enfoque clásico donde las masas rotantes de cada uno de los generadores determinan el nivel de inercia del sistema. Dicha inercia tiene directa relación con la razón de cambio de la frecuencia durante la respuesta inercial. Matemáticamente la inercia del sistema ( $H_{sistema}$ ) se expresa en [s] y puede calcularse mediante la ecuación (2.1):

$$H_{sistema} = \frac{\sum_i^n H_i S_i}{\sum_i^n S_i} \quad (2.1)$$

Donde,  $H_i$  es la constante de inercia del generador  $i$  en [s],  $S_i$  es la potencia nominal en [MVA] del generador  $i$  y  $n$  es la cantidad de generadores dentro del sistema [17]. Para sistemas de mayor magnitud donde no son conocidos todos los parámetros es posible estimar la inercia del sistema bajo ciertas consideraciones, modelando el comportamiento del sistema mediante una máquina equivalente, sin considerar factores de amortiguamiento ni pérdidas mecánicas. La aproximación de la inercia sistémica está dada por la ecuación (2.2), en la cual se hace necesaria una perturbación en el equilibrio de potencias que provoque la respuesta inercial.

---

<sup>1</sup> La información técnica y constantes de tiempo de las todas las centrales del SEN se pueden encontrar en <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones>

Donde  $\Delta P_{el}$  es el desequilibrio de potencia eléctrica en [MW],  $\frac{\Delta f}{\Delta t}$  es la razón de cambio de la frecuencia ROCOF (del inglés, Rate Of Change Of Frequency) en [Hz/s]. Por último, se definen  $S_{base}$  y  $f_{base}$  como la potencia base en [MVA] y frecuencia base en [Hz] del sistema.

$$H_{sistema} = \frac{1}{2} \frac{\Delta P_{el}}{S_{base}} \frac{1}{\frac{\Delta f}{\Delta t}} f_{base} \quad (2.2)$$

En caso de conocer la constante de inercia del sistema, es posible aproximar el ROCOF del sistema en unidades de [Hz/s] mediante la ecuación (2.3), para condiciones posteriores a la contingencia de potencia.

$$ROCOF = \frac{df}{dt_{t=0}} = \frac{\Delta P_{el}}{2 \cdot \sum_i^n H_i} f_{base} \quad (2.3)$$

Donde  $\Delta P_{el}$  es el desbalance de potencia activa en el sistema,  $f_{base}$  es la frecuencia del sistema,  $H_i$  es la inercia de cada generador presente en el sistema luego de la perturbación normalizada en base común [18]. Se debe destacar que el desbalance de potencia puede producirse por cambios en la demanda, por cambios en la generación producto de ERV, salida intempestiva de unidades generadoras o apertura de interruptores de líneas, entre otros motivos. Por medio de un análisis simple (ecuaciones (2.1) y (2.3)), se puede afirmar que una mayor inserción de ERV provoca como consecuencias inmediatas mayores requerimientos de potencia para servicios de control de frecuencia, producto de la disminución en la inercia sistémica y el aumento del ROCOF.

## 2.1.2 Control de frecuencia

Como se definió anteriormente, para mantener una correcta operación del sistema de potencia, la frecuencia de este debe permanecer dentro de ciertos límites. Para sistemas de potencia tradicionales, la frecuencia de operación está estrechamente relacionada con la velocidad de giro de los generadores sincrónicos presentes en dicho sistema. Con el fin de controlar la velocidad de giro de los generadores se hace necesario un correcto desempeño de los controles auxiliares asociados a la energía primaria de cada unidad.

La frecuencia del sistema es dependiente del balance de potencia activa, el cual puede interpretarse como el equilibrio entre las potencias generadas y las potencias demandas más las pérdidas del sistema, lo que es mostrado en la ecuación (2.4). Como la frecuencia es un factor común en el sistema, cambios en la demanda (o generación), en un cualquier punto dentro del sistema, son reflejados en un cambio de la frecuencia del sistema. Debido a lo anterior es que problemas asociados a la frecuencia deben abordarse de manera global.

$$\sum P_{generación} = \sum P_{pérdidas} + P_{demanda} \quad (2.4)$$

Dada la cantidad de unidades generadoras alimentando el sistema, algunas de estas unidades son provistas para asignar cambios en su nivel de generación. En general cada unidad generadora tiene asignado un gobernador de velocidad (“speed governor”), el cual provee la función de control primario de frecuencia a través de una característica de frecuencia-potencia

en régimen permanente representado en la Figura 1. La pendiente dicha curva se conoce como el estatismo del generador, el cual se define como la relación entre la diferencia de velocidad y la diferencia de potencia de salida, indicando la caída en la velocidad en una máquina desde una condición de vacío a plena carga. Dada la relación entre el balance de potencia activa y la frecuencia del sistema, se hablará indistintamente de control de potencia, control de frecuencia o control de frecuencia-potencia.

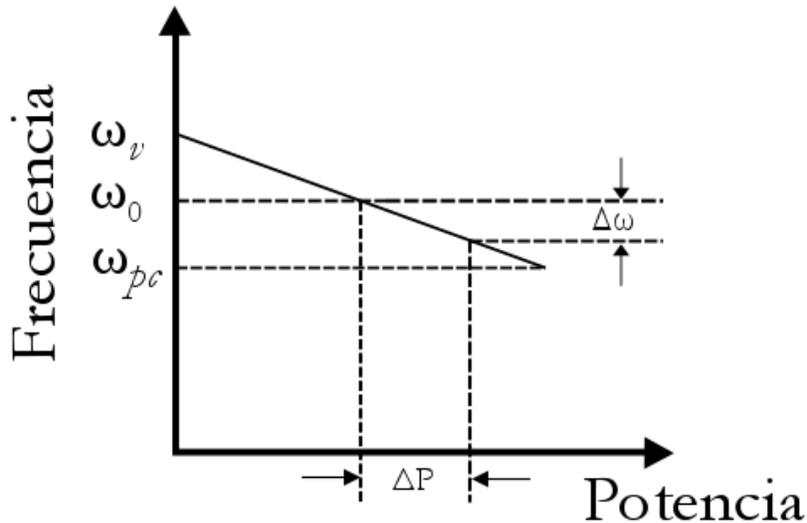


Figura 1: Característica de un control primario con estatismo. Elaboración propia.

En sistemas de potencia modernos y debido a su extensión geográfica se deben considerar compromisos adoptados debido al comportamiento del mercado eléctrico, dichos compromisos se refieren a la producción e intercambio de potencias entre áreas de control vecinas [19]. Es por lo anterior que el control de frecuencia debe ser capaz de:

- Mantener el equilibrio entre la generación y demanda.
- Mantener la frecuencia de referencia en el sistema.
- Cumplir con los compromisos e intercambios de potencia entre áreas.
- Mantener la suficiente energía de reserva.

De manera de cumplir con los requerimientos antes mencionados, el CF se organiza en tres niveles (primario, secundario y terciario) de acuerdo a las funciones que cumplen, los tiempos de acción y variables involucradas. La representación temporal del CF se muestra en la Figura 2, donde se muestra inicialmente un periodo estacionario con variaciones dentro del rango de banda muerta (banda de frecuencia para la cual se permite una operación normal, donde el control no debe operar), posteriormente se muestra la perturbación del sistema, en este caso una baja intempestiva de generación o bien un aumento considerable de la demanda. La perturbación desencadena la respuesta inercial del sistema y la consiguiente disminución en la frecuencia, esto se aprecia en la misma Figura 2 donde también se muestran los parámetros ROCOF y el nadir (punto de desviación máxima de frecuencia). Por último, se muestra el inicio del control de frecuencia en sus distintos niveles.

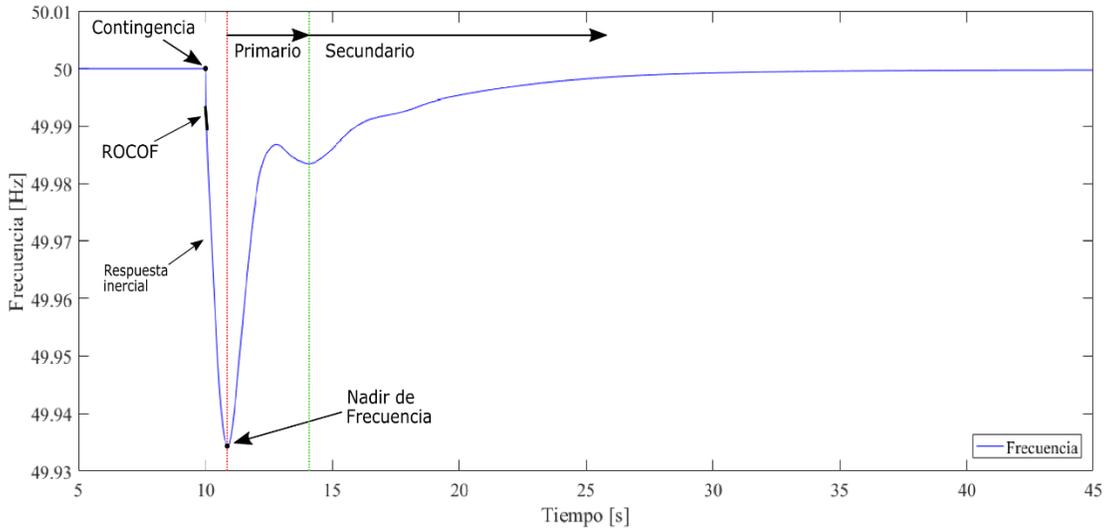


Figura 2: Dinámica de la respuesta temporal del control de frecuencia. Elaboración propia.

## 2.2 Situación normativa actual del SEN

Históricamente los cambios en la frecuencia del sistema se han relacionado con variaciones de la generación convencional (o bien la salida de unidades generadoras) y de la demanda, dado que esta última presenta un nivel de incertidumbre que se traduce en una de las causas de variaciones en el balance de potencia. La Figura 3 muestra el aumento en los últimos 10 años de la capacidad instalada de energías solar y eólica, capitalizando a las ERV dentro de la matriz de generación en desmedro de tecnologías cuya energía primaria es proveniente de combustibles fósiles.

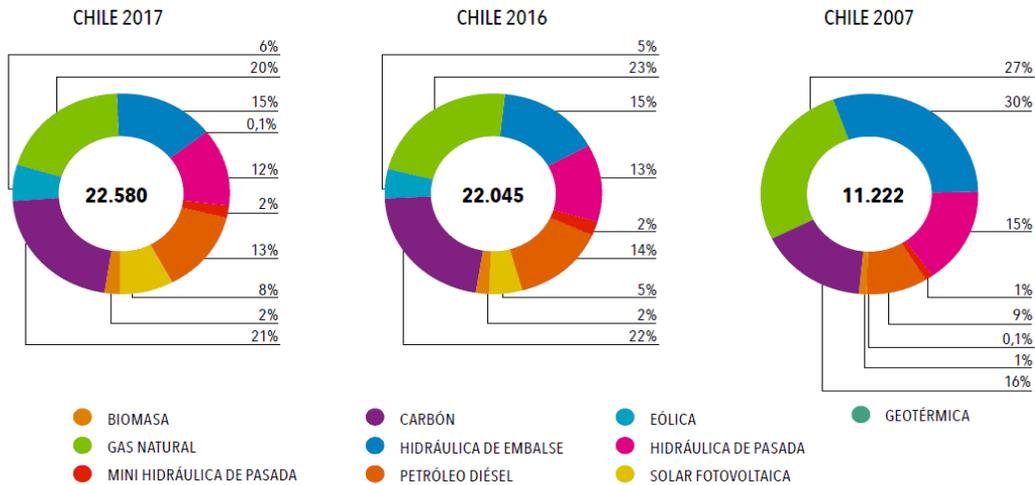


Figura 3: Total nacional de la capacidad de generación eléctrica instalada por tecnología [20].

La generación de energía por fuentes renovables ha incluido variabilidad en la generación de energía tal como se expone en la Figura 4, donde se muestra la potencia generada por

centrales ERV a lo largo de una semana, demostrando las variaciones significativas en la potencia de salida tanto para centrales fotovoltaicas como eólicas. Este comportamiento agrega una nueva incertidumbre dentro de la operación real del sistema, lo que tiene como consecuencia directa, alteraciones en el equilibrio de potencias.

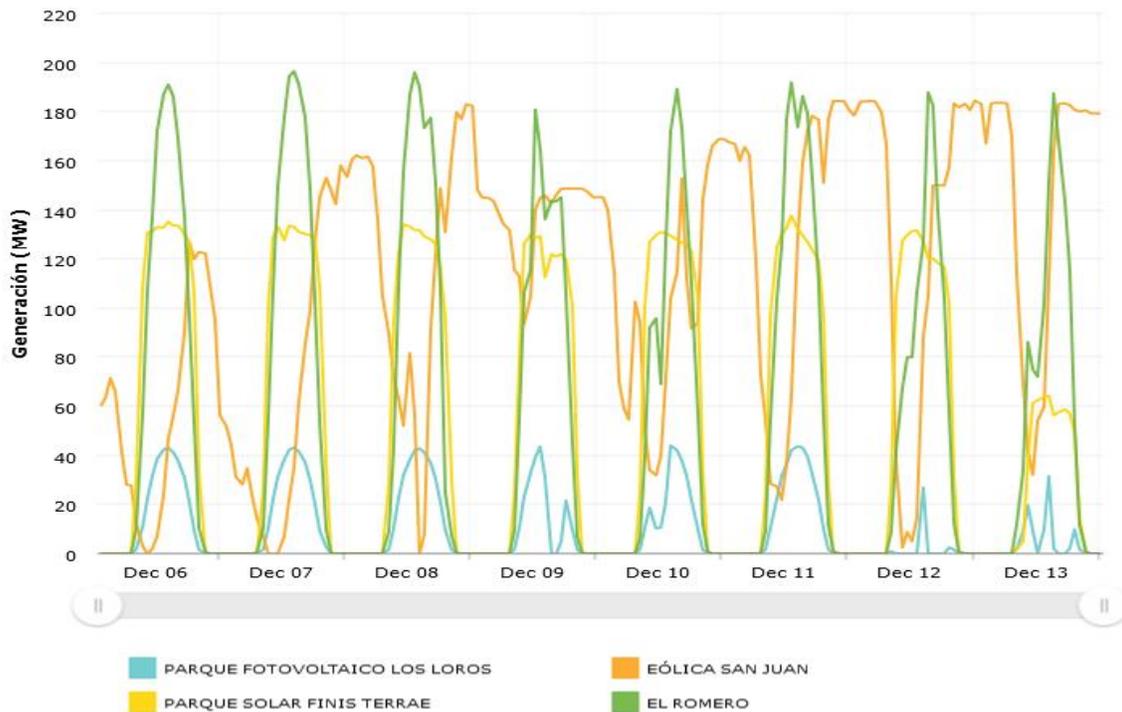


Figura 4: Ejemplo de generación real de ERV en el SEN durante una semana<sup>2</sup>.

## 2.2.1 Marco normativo vigente

Las funciones de control de frecuencia son clasificados dentro del marco normativo chileno como SSCC, los cuales son definidos según [8] como:

“Prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1. Son servicios complementarios al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias. Estos servicios se prestarán por medio de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, tales como la capacidad de generación de potencia activa, capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva y

<sup>2</sup> Datos de generación real tomados desde la página del CEN <https://www.coordinador.cl/sistema-informacion-publica/portal-de-operaciones/operacion-real/generacion-real-de-las-centrales/>

potencia conectada de los usuarios, entre otros, y por la infraestructura asociada a la prestación del recurso técnico.”

Se establece también en la misma ley que “los coordinados deberán poner a disposición del coordinador los recursos técnicos y/o infraestructura que dispongan para la prestación de los servicios complementarios”. Se define al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN o simplemente Coordinador) como el “encargado de señalar los servicios requeridos por el sistema eléctrico con su calendarización respectiva” dicho estudio se realiza anualmente teniendo como resultado el informe de definición y programación de servicios complementarios [21].

## **Definición de los servicios complementarios de control de frecuencia**

Se define el SSCC de Control de Frecuencia al conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el SEN.

Tal como se mencionó en la sección 2.1.2 el control de frecuencia se define según sus características, dentro de la normativa vigente [21] estos se definen como:

- **Control Primario de Frecuencia (CPF):** Acción de control ejercida por equipos habilitados para modificar en forma automática su nivel de producción, con el objetivo de rectificar las desviaciones de frecuencia del SI. El objetivo principal del CPF, consiste en corregir las desviaciones instantáneas de frecuencia y restablecer el equilibrio entre la generación y la demanda en un tiempo acotado ya sea en condiciones normales de operación o ante contingencias que provoquen un aumento o disminución relevante de la frecuencia del sistema.
- **Control Secundario de Frecuencia (CSF):** Acción manual o automática destinada a corregir la desviación permanente de frecuencia resultante de la acción del CPF que ejercen equipos dispuestos para tal fin. La acción del CSF debe ser sostenida durante el tiempo necesario para mantener la frecuencia dentro de un rango admisible referido a su valor nominal, pudiendo realizarse en el orden de varios segundos a pocos minutos conforme a la capacidad de respuesta de la unidad generadora que haya sido determinada en su habilitación para entregar este servicio, y no pudiendo exceder los 15 minutos.

En el caso del CPF se debe considerar como aspectos importantes el estatismo de las unidades (definidas para las unidades hidráulicas y otras tecnologías), la banda muerta de operación, el retardo en la activación del control y tiempo máximo de establecimiento. Si bien se mencionó en la Sección 2.1.2 el **Control Terciario de Frecuencia (CTF)**, no se define en [21]. Sin embargo, este se puede interpretar como “la restitución de la reserva de regulación secundaria mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de los generadores” [19].

## 2.2.2 Proyecciones y cambios al marco regulatorio de SSCC

El marco normativo de SSCC se encuentra en un proceso de cambios importantes, creando un mercado de servicios complementarios el cual será abastecido mediante licitaciones y subastas definidas según los requerimientos que determine el Coordinador. Si bien esta normativa no se encuentra definida en su totalidad, se tiene como fecha de inicio del nuevo régimen de SSCC el 1 de Enero de 2020 [22].

El cambio más relevante para los fines de este estudio es la facultad que tendrá el CEN en este nuevo reglamento para crear nuevas categorías de SSCC de acuerdo a nuevos requerimientos detectados producto de los cambios tecnológicos o la modernización del sistema. Es así como se plantea dentro de los servicios de balance una nueva categoría dentro de los SSCC de control de frecuencia llamado Control Rápido de Frecuencia (CRF), el cual se describe como “la acción automática ejercida por los controladores de Carga/Velocidad o Frecuencia/Potencia de las instalaciones consideradas para prestar el servicio complementario, y que permiten ante determinados eventos en el sistema, activarse y entregar su aporte en pocos segundos (reserva CRF), tal que reduzca la tasa de variación de frecuencia del sistema a niveles que no comprometan los estándares de seguridad de la operación y calidad de servicio vigentes” [23]. El esquema propuesto por el CEN se muestra en la Figura 5, donde también se incorpora el control terciario de frecuencia.

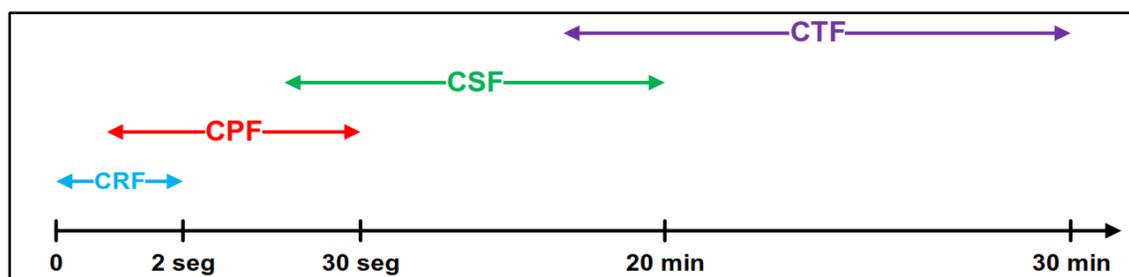


Figura 5: Esquema de tiempos de actuación referenciales para los SSCC de CF [23].

Como último punto de los SSCC, está la norma técnica de esta materia la cual se encuentra en periodo de estudio y se espera que en marzo de 2019 se tengan las primeras propuestas. Debido a lo anterior es complejo analizar el CRF dado que no se tienen definiciones lo suficientemente precisas para los estudios respectivos. Se espera que la nueva normativa tenga definiciones generales para cada uno de los SSCC independientes de las tecnologías que presten dichos servicios, en comparación a la normativa actual la cual determina requerimientos diferentes para cada tecnología que participan de los SSCC.

## 2.3 Sistemas de almacenamiento de energía para CPF

Las funciones de control de frecuencia son provistas por centrales “robustas”, en general unidades térmicas e hidráulicas que no presentan incertidumbre dentro de su margen de operación. Si bien estas centrales son capaces de aumentar o disminuir su nivel de generación, están limitadas por rampas de potencia (subida y bajada), lo que podría no conseguir la

compensación necesaria llevando al sistema a un punto de operación indeseado, es decir, que la frecuencia escape de los márgenes de referencia. En este sentido el uso de sistemas de almacenamiento de energía ha tomado relevancia, rompiendo los paradigmas en la operación tradicional del sistema, debido a su rápida respuesta del orden de fracciones de segundos.

Una señal del rol actual que han tomado de los sistemas de almacenamiento de energía, es que por primera vez se mencionan dentro del marco normativo chileno, en el cual se definen como “Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento” [8]. Esta definición es una clara señal del recambio tecnológico, donde la inclusión de nuevas tecnologías permite la creación de nuevos mercados y sus respectivas normativas, como el caso de los sistemas de almacenamiento y mercado de los servicios complementarios.

En el SEN - Norte (Ex-SING) existen 3 unidades de almacenamiento (BESS Andes, BESS Angamos y BESS Cochrane)<sup>3</sup>, las cuales están asociadas a centrales generadoras. La inversión en equipos BESS responde a factores económicos, debido a que estos con capaces de provocar un aumento en el factor de planta de la central asociada, de manera que se disminuyen las ineficiencias de operación que se producen al asignar una potencia menor a la nominal, dejando en segundo plano el rol que tienen los BESS como forma de CPF.

### **2.3.1 Uso de tecnologías BESS en los sistemas de potencia**

Se estima que en todo el mundo existe una capacidad total instalada de 168,6 [GW] al año 2016 en distintas tecnologías de sistemas de almacenamiento, siendo la más predominante a nivel mundial el almacenamiento hidráulico de bombeo con cerca del 97% del total [24]. Para los fines de este estudio se debe destacar el aporte de los sistemas de almacenamiento electroquímico los cuales presentan una capacidad instalada de 1.212 [MW], el desglose de acuerdo a la tecnología utilizada en almacenamiento electroquímico se muestra en la Tabla 1, donde se aprecia el claro predominio de la tecnología ion-litio con casi un 30% del total excluyendo los equipos no especificados.

Por otra parte, en la Tabla 2 se muestra el nivel de desarrollo de las tecnologías de almacenamiento electroquímico en la actualidad [25]. A modo de complemento de la Tabla 2, se presenta la Figura 6 en la cual se realiza una evaluación técnico-económica de las tecnologías de almacenamiento (en general) y su grado de factibilidad según la función y/o servicio dentro del sistema. Por medio de una revisión de la literatura es posible cuantificar el nivel de desarrollo de cada una de las tecnologías de almacenamiento electroquímico a través de los avances logrados en cuanto a sus parámetros técnicos (llámese estos, ciclos de vida, densidades, eficiencias, vida útil, entre otros).

---

<sup>3</sup> Informe diario de la operación (CDC) del lunes 03 de Septiembre del 2018

Tecnología	Capacidad Instalada [MW]	Porcentaje
Capacitor electroquímico	2,92	0,24%
Ion-litio	333,404	27,49%
Batería de flujo	34,4965	2,84%
Basada en sodio	4,8	0,40%
Batería de vanadio Redox	25,25	2,08%
Plomo-ácido	21,5	1,77%
Metal-aire	5,65	0,47%
No especificado	784,258	64,67%
<b>Total</b>	<b>1212,75</b>	<b>100%</b>

Tabla 1: Capacidad instalada en el mundo de sistemas de almacenamiento electroquímico en [MW] al año 2016 [26].

En [27], se ha recopilado información técnica de diferentes tecnologías de almacenamiento (plomo-ácido, ion-litio, NaS, ZnBr, NiCd, VRB, PSB) tales como magnitudes específicas de potencia y energía, densidades de potencia y energías, vida útil, número de ciclos, eficiencias de descarga, entre otros factores, los que en conjunto constituyen las particularidades de cada una de las tecnologías de BESS. Siendo estas particularidades las razones principales para la elección de una u otra tecnología frente a diferentes requerimientos y funciones dentro del sistema eléctrico.

Estado	Tecnología
Maduro	plomo-ácido, Ni-Cd (níquel-cadmio), NiMH (níquel-hidruro de metal)
Comercial	ion-litio, plomo-ácido, NaS (sodio-azufre), NaNiCl <sub>2</sub> , ZnBr (zinc-bromo), Flujo de Va (vanadium)
Demostrativa	plomo-ácido avanzado, ion-litio, ion-sodio, Flujo de HBr (bromo hidrogeno), LiS (litio azufre)
Prototipo	FeCr (hierro cromo), Capacitor ion litio
Laboratorio	ion-litio avanzado, Baterías de metal líquido, Basada en magnesio, Basada en aluminio, Batería de estado sólido, batería con electrodos orgánicos
Conceptual	Batería de electrolitos sólidos de ion-litio, Baterías recargables (Mg-aire, Al, Aire, Li-air)

Tabla 2: Nivel de desarrollo de las tecnologías de almacenamiento electroquímico [25].

En base a los párrafos anteriores y para fines de CPF una de las tecnologías más apropiada son las baterías de ion-litio. Lo anterior se debe principalmente a su nivel de desarrollo comercial, sumado a sus características particulares tal como se muestran en la Tabla 3. Mayor detalle se muestra en la Tabla 23 del Anexo A. En adición a lo anterior, la baja en los costos por unidad de energía de estas tecnologías (en la actualidad los precios son cercanos a los 200 USD/kWh y se proyectan precios de 70 USD/kWh para algunas tecnologías ion-litio al año 2030 [5]) hace de los sistemas de almacenamiento electroquímico una de las opciones con mejor proyección en cuanto a su relación costo-beneficio [25].

<b>Característica</b>	<b>Rango</b>
Potencia	0,005 - 100 [MW]
Energía	Hasta 10 [MWh]
Ciclos de vida	1000-20000 [ciclos]
Vida útil	5 -16 [años]
Eficiencia	75 - 95 [%]
Densidad de Energía	200 - 500 [Wh/l]
Densidad de potencia	1500 - 10000 [W/l]
Energía Específica	75 - 200 [Wh/kg]
Potencia Específica	150 - 2000 [W/kg]

Tabla 3: Ficha técnica para baterías de ion-litio [27]

La comparación de los comportamientos dinámicos de potencia de cada una de las tecnologías de baterías se realiza en base a trabajo experimental, considerando las particularidades propias de cada tipo de celda electroquímica. Por consiguiente, se hace necesario destacar que la gran mayoría de las tecnologías de baterías tienen tiempos de respuesta del orden de los milisegundos, llegando incluso a tiempos menores a un cuarto de ciclo ( $< 5[\text{ms}]$ ) [27].

Por otra parte, resulta de alta complejidad realizar una comparación con mayor nivel de detalle en cuanto a los tiempos de respuesta de dichos equipos, dado que estos dependen en primer lugar de los modelos usados, propios de cada tecnología y no necesariamente similares entre sí para baterías basadas en la misma tecnología [28], lo que sumado a la dependencia de ciertos parámetros al estado de carga o temperatura del equipo hacen que las comparaciones no sean lo suficientemente precisas.

Si bien este estudio se orienta en la comparación de las dinámicas de frecuencia, las cuales dependen de la rapidez de la respuesta de corriente (o potencia) de salida, la elección de una tecnología por sobre otra no se hará (en primera instancia) por los tiempos de respuesta. Dado que todas las tecnologías factibles para CPF cumplen con tiempos de respuesta menores a un ciclo tal como se muestra en la Tabla 4.

<b>Tecnología</b>	<b>Tiempo Respuesta</b>
Plomo-ácido	$<1/4$ ciclo, ms
Ion-litio	$<1/4$ ciclo, ms
Sodio-azufre	-
Níquel-cadmio	$<1/4$ ciclo, ms
Vanadio redox	$<1/4$ ciclo
Zinc-Bromo	$<1/4$ ciclo
Polisulfuro de bromuro	20 ms

Tabla 4 : Tiempos de respuesta para diferentes tecnologías de BESS [27]

	Bombeo Hidro	CAES	Volante de inercia	Batería Plomo-acido	Batería Ion-Litio	Batería NaS - NaNiCl	Batería de flujo
Respuesta ultra rápida	Red	Red	Amo	Amo	Ver	Ver	Ver
Reserva control primario	Red	Red	Amo	Amo	Ver	Ver	Ver
Reserva control secundario	Ver	Ver	Red	Red	Red	Red	Red
Reserva en minutos	Ver	Ver	Red	Red	Red	Red	Red
Almacenamiento de largo tiempo	Amo	Amo	Red	Red	Red	Red	Red
Rampa	Amo	Amo	Red	Red	Ver	Ver	Ver
Evitar redespacho	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Capacidad de partida en negro	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Aumento autoconsumo	Red	Red	Red	Ver	Ver	Ver	Ver
Venta de energía	Ver	Ver	Red	Red	Red	Red	Red
Recorte de punta	Red	Red	Amo	Ver	Ver	Ver	Ver
Aumento de calidad de energía	Red	Red	Amo	Ver	Ver	Ver	Ver
UPS	Ver	Ver	Ver	Ver	Ver	Ver	Ver
Técnicamente factible, operación económica posible							
Técnicamente factible con restricciones							
Técnicamente no factible							
Técnicamente factible, económicamente no viable							

Figura 6: Factibilidad técnico-económica de tecnologías de almacenamiento para diferentes servicios y/o usos [29].

## 2.4 Análisis de la experiencia internacional

Tal como se mencionó en la Sección 2.3.1, las características de los sistemas de almacenamiento electroquímico, en especial las baterías de ion-litio, han dado pie a su uso como método de control de frecuencia en países como Estados Unidos, Alemania, Corea del Sur y Japón.

A pesar del dominio de la tecnología de almacenamiento mediante bombeo hidráulico, no es posible comparar, ni cuantificar las ventajas (o desventajas) de dicha tecnología con el almacenamiento electroquímico. Lo anterior se debe a que ambas se orientan a funciones completamente diferentes; por ejemplo, el almacenamiento por bombeo busca principalmente almacenar energía en grandes cantidades siendo utilizada para el cambio del horario de generación (es decir, producir energía en cierto horario para almacenarla y luego inyectarla al sistema con un desfase temporal), mientras que el almacenamiento electroquímico por sus características se enfoca principalmente en funciones de servicios complementarios dentro del sistema eléctrico. La Figura 7 ejemplifica de mejor forma la situación anterior, en esta se muestra una visión más general de los sistemas de almacenamiento, donde se muestra a nivel mundial, como se distribuyen porcentualmente dichos sistemas de acuerdo a los distintos usos y tecnologías. Evidenciando un uso predominante distinto para cada uno de los sistemas de almacenamiento.

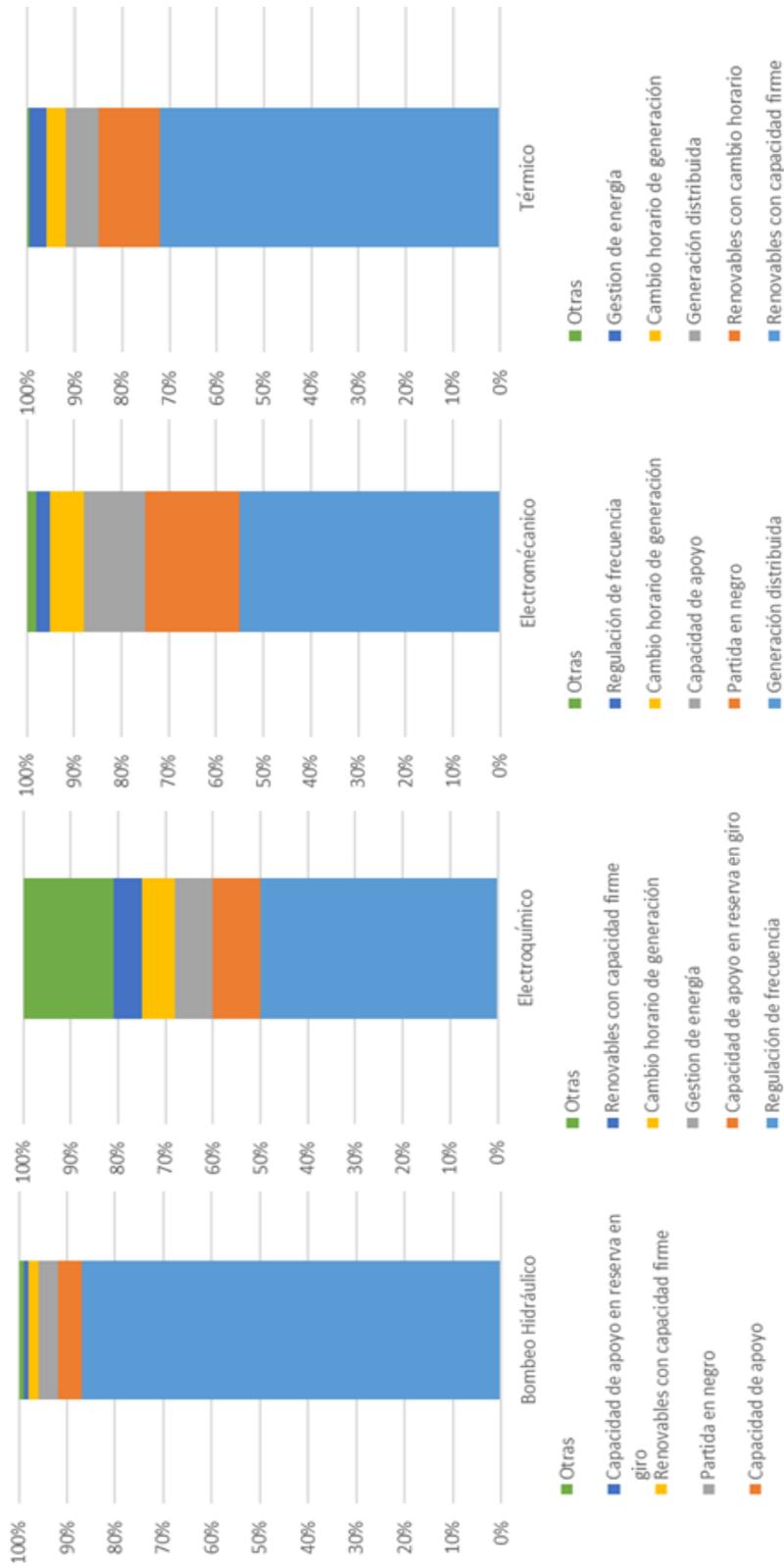


Figura 7: Capacidad de almacenamiento según uso y tecnología [26]. Elaboración propia.

## 2.4.1 Estados Unidos

A nivel mundial es uno de los países que presenta un mayor desarrollo en la implementación de almacenamiento de energía no hidráulico, debido a diferentes políticas federales y estatales. El proceso de este desarrollo se inicia en el año 2007 donde la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) mediante la “Order 890” introduce las aplicaciones de recursos de “no-generación” (sistemas de almacenamiento y gestión de la demanda) como servicios auxiliares y servicios de red<sup>4</sup>. Siendo el punto de partida para que el almacenamiento en base a baterías sea pagado entre otras funciones por el servicio de regulación de frecuencia dentro del sistema. Si bien la política de la FERC aplica a todos los Estados, existen diferentes *Regional Transmission Organization* (RTO) e *Independent System Operator* (ISO) los cuales cumplen la función de operar el sistema de potencia, creando diferentes reglamentos y normativas para la operación y control de dichos sistemas, razón por la cual se tienen diferentes desarrollos en los mercados de servicios auxiliares. A partir de 2011, las políticas federales de la FERC por medio de la “Order 755” establece que los mercados y compensaciones de servicios de regulación dejando a cargo de los ISO las metodologías y valorización de dichas compensaciones.

Estas políticas federales tuvieron un mayor impacto en ciertos Estados, en los cuales se promovieron el uso de BESS mediante políticas de tipo técnico-económica de acuerdo con las características y necesidades particulares de sus sistemas eléctricos de potencia. Algunos ejemplos del fomento y aumento en la capacidad instalada de BESS por Estado son [30]:

- **Texas**: debido a la alta capacidad instalada de generación eólica.
- **Hawái**: debido a la integración de ERV a gran escala.
- **California**: mediante el subsidio a la instalación de baterías para autogeneración.
- **New York**: para reducción de los máximos de demanda.

En paralelo al fomento de baterías por medio de políticas públicas federales, se deben considerar el aporte en la regulación y operación que realizan los ISO. En particular PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland interconnection) [31] y CAISO [32] (California Independent System Operator) los cuales cuentan con capacidades instaladas de 183.489 [MW] y 46.937 [MW], respectivamente. Según datos de [33], los sistemas PJM y CAISO cuentan con capacidades instaladas de 278/269 [MW/MWh] y 130/381 [MW/MWh].

**PJM.** Es el sistema dentro de Estados Unidos que presenta la mayor cantidad potencia en equipos BESS (en su mayoría de tecnología de ion-litio). Esto se debe a la evolución de su marco normativo, donde se divide la regulación de frecuencia en dos categorías: el primero de tipo tradicional (regulación lenta) y el segundo de tipo dinámico (regulación rápida). Este último ha impulsado la instalación de sistemas BESS con fines de regulación de frecuencia, producto de que la metodología utilizada para valorizar dichos servicios favorece a esta tecnología. Los recursos y servicios son evaluados según indicadores, dentro de los cuales los más importantes son la capacidad (el costo de disponer de cierta magnitud de [MW]) y el desempeño (cuán rápido y preciso actúa el equipo). Este último indicador, logra combinar el seguimiento de las referencias y la rapidez de su actuación propiedades que caracterizan a los equipos que utilizan la electrónica de potencia en su funcionamiento e interacción con el

---

<sup>4</sup> Los servicios auxiliares y servicios de red corresponden a los SSCC de la normativa local.

sistema, logrando que estos se vean beneficiados por sobre los equipos tradicionales de regulación. La experiencia de PJM ha demostrado que sistemas BESS instalados en gran escala son capaces de responder frente a contingencias como CPF [34].

**CAISO.** Es el sistema que presenta una mayor cantidad de almacenamiento electroquímico de energía instalada (en su mayoría de tecnología ion-litio). Debido a la penetración de ERV dentro del sistema los BESS han aumentado la confiabilidad de dichas centrales y su uso responde en gran parte a funciones de cambio de horario de generación.

Si bien ambos ISO presentan una gran cantidad de equipos BESS instalados y a pesar de utilizar la misma tecnología, los equipos son utilizados para funciones y servicios diferentes. Mientras el PJM está orientado al mercado de regulación de frecuencia, se requiere que la característica principal de los BESS sea el privilegiar una mayor cantidad de potencia pero de corta duración (en promedio tienen capacidades de 12 [MW] en tiempos promedios menores a 45 min); en la vereda contraria el CAISO se orienta al mercado de la generación de energía donde se privilegia una potencia menor por una mayor cantidad de tiempo (en promedio se tienen capacidades de 5 [MW] por tiempos promedios de 4 horas) [33].

## 2.4.2 Japón

El desarrollo de BESS en Japón está centrado en Tokio, debido a la instalación de baterías de sulfuro de sodio. Si bien existe una mayor capacidad de almacenamiento de energía mediante bombeo para uso en cambio horario de generación, el desarrollo de BESS ha tomado importancia a partir del 2011 debido a las fallas en los reactores nucleares producto del terremoto y posterior tsunami del mismo año. Este hecho ha logrado impulsar políticas públicas importantes en el sector eléctrico, que apuntan al cambio en la matriz energética de un país que presenta recursos naturales limitados.

El creciente énfasis en las energías renovables (solar, geotermia, eólica y biomasa) producto de incentivos de inversión sumado a la tendencia a la baja de los costos de estas tecnologías ha logrado un aumento considerable de la capacidad instalada de generación solar pasando de un 2.144 [MW] en el 2008 a 48.600 [MW] en el 2018 [35]. El desarrollo solar ha dado pie a la instalación de baterías a nivel residencial, lo que ha logrado un aumento en la seguridad y calidad de suministro de energía. Uno de los factores principales en la instalación de baterías residenciales, es la política de subsidios por parte del ministerio de economía de Japón. En paralelo el ministerio del medioambiente a promovido programas de apoyo a la generación renovable con aporte de BESS.

El almacenamiento a gran escala ha tomado peso debido a la inclusión de ERV, ejemplo de esto es el proyecto en Rokkasho en el norte de Japón donde se combinó una central eólica de 51 [MW] con equipos BESS por un total de 34/245 [MW/MWh] [36]. El conjunto es utilizado para cambio horario de generación, donde las baterías son cargadas en periodos cuando la demanda es baja o bien las líneas de transmisión son insuficientes.

### 2.4.3 Alemania

Alemania es el líder mundial en la implementación de energías renovables, impulsando un meta de 60% de ERV para el 2050, según lo expresado por el Ministerio de Economía y el Ministerio de Medioambiente en el 2010 [37]. Al igual que Japón se ha impulsado un proceso de desmantelamiento de centrales nucleares antes del 2022. A pesar de la presencia de ERV por sobre el 30% de la generación de energía, el sistema presenta una alta confiabilidad y robustez, manteniendo constantes los niveles de producción de energía durante todo el día, acuerdo lo señalo por la red de agencias federales para electricidad “*Bundesnetzagentur*”.

La tendencia a la baja de las tecnologías de combustibles fósiles, sumado a las políticas de descarbonización, han logrado que un alza de las energías solar y eólica lo que a su vez ha influenciado la incorporación de los equipos BESS como una opción concreta para servicios complementarios dentro del sistema, así como también para el control de las fluctuaciones de generación en el corto y largo plazo. Ejemplos de lo anterior son los equipos instalados en Schwering, el cual cumple funciones de apoyo a la generación eólica y control de frecuencia con una capacidad instalada de 5/5 [MW/MWh]. Similar es el caso en el pueblo de Felheim donde está instalada un BESS de 10 [MW] de tecnología ion-litio cuya función es el CPF. Adicional a la instalación a gran escala, Alemania tiene altos índices de instalación solar residencial con apoyo de baterías para autoconsumo de energía, este desarrollo se ha logrado por medio de la baja de los precios y el apoyo del gobierno a través de subsidios.

### 2.4.4 Comentarios finales

La situación nacional no es diferente a la experiencia internacional, la tendencia de incluir sistemas de almacenamiento en los sistemas de eléctricos de potencia ha quedado demostrada. Lo anterior no es solo por la baja en los precios de los equipos, si no que la versatilidad de estos equipos los hace un componente esencial dentro de los nuevos sistemas de potencia. La variedad en las funciones que desempeñan los sistemas de almacenamiento entrega al sistema una mayor flexibilidad, seguridad y calidad de suministro.

A pesar de los distintos usos del almacenamiento electroquímico, los servicios de balance son uno de los principales. El ejemplo de Estados Unidos es el más destacable, donde la creación de nuevos mercados de SSCC ha impulsado aún más la inclusión de baterías.

# Capítulo 3.

## Metodología, consideraciones y modelado del problema

### 3.1 Metodología

En la siguiente sección se expone la metodología del estudio y el planteamiento del problema. Estos se dividen en 5 etapas, la primera parte es el análisis de los modelos dinámicos de BESS disponibles tanto como en la base de datos de DIgSILENT como la base de datos del CEN, la segunda etapa es la modificación de parámetros propios del modelo dinámico seleccionado y la modificación de los esquemas de control de los BESS como propuesta de regulación de frecuencia, la tercera etapa es la implementación del diseño propuesto en DIgSILENT y su posterior validación como método de CPF. Luego de la validación del modelo, la cuarta etapa busca la implementación de la solución propuesta en el SEN, la cual debe realizarse previo escalado de los parámetros a implementar. Finalmente, en la quinta etapa se debe determinar el conjunto de casos a estudiar, así como también el análisis de datos y las conclusiones del estudio. En las siguientes subsecciones se detallan las etapas anteriormente señaladas, como también se justifican las decisiones tomadas para el diseño final de la solución propuesta.

#### 3.1.1 Análisis de los modelos dinámicos de BESS

Tal como se mencionó en la Sección 2.3.1, existe una gran cantidad de tecnologías de BESS cada una de estas presenta particularidades de acuerdo a su composición química. Esta última determina los diferentes modelos matemáticos que rigen el comportamiento de cada una de las celdas. Independiente de la naturaleza química de la batería, estas pueden representarse bajo modelos similares que permitan la comparación entre los diferentes tipos de tecnologías. En este sentido, uno de los modelos eléctricos más básico de una batería es la representación mediante una fuente controlada de tensión y arreglos serie-paralelo de resistencias y condensadores, tal como se muestra en la Figura 8, la que presenta un modelo tomado de [28]. En general los modelos complejos son creados a partir de un manejo de datos experimentales en los cuales se determinan los parámetros que rigen finalmente la representación matemática de la batería. Debido a lo anterior, se hace necesario comparar los diferentes modelos para de esta manera seleccionar correctamente el tipo de BESS, y posteriormente ajustar sus parámetros (en la medida que dichos ajustes se apeguen a equipos reales o bien sean factibles técnico-económicamente) de acuerdo a los requerimientos según la función que desempeñará el equipo dentro del sistema.

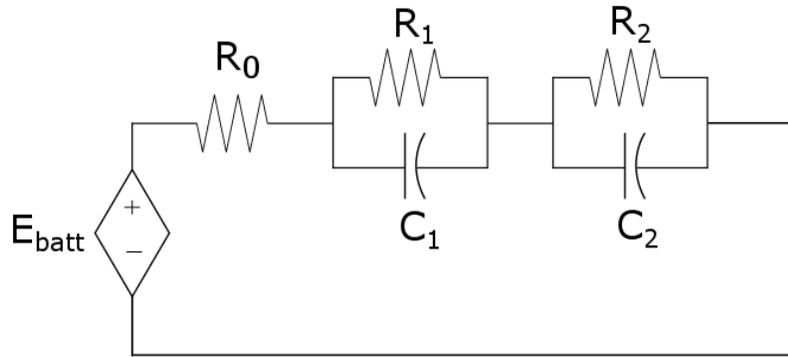


Figura 8: Representación de una batería [28]. Elaboración propia.

La comparación entre las distintas tecnologías se verá acotada a dos modelos particulares en base a ion-litio y plomo-ácido. Esto se debe a dos razones:

- Ambas tecnologías están probadas en la actualidad como solución de control de frecuencia, tal como se menciona en la sección 2.3.1 (Tabla 2 y Figura 6).
- Los modelos se encuentran desarrollados en DIgSILENT (queda fuera del alcance de este estudio realizar modelos propios).

En general, un equipo BESS (independiente de su tecnología) consta de dos partes esenciales: la primera es la parte del almacenamiento la cual está encargada de absorber o entregar energía mediante un proceso de conversión electroquímico; la segunda parte es el convertidor de potencia, generalmente basado en una fuente de tensión (VSC del inglés “Voltage Sourced Converter”), el cual es el nexo entre la red y las baterías mediante un enlace en corriente continua. Dependiendo del nivel de tensión que se requiera se hacen necesarios transformadores que eleven la tensión desde los 0,48 [kV] hasta el nivel de tensión del punto de conexión del conjunto. El diagrama unilíneal básico se muestra en la Figura 9.

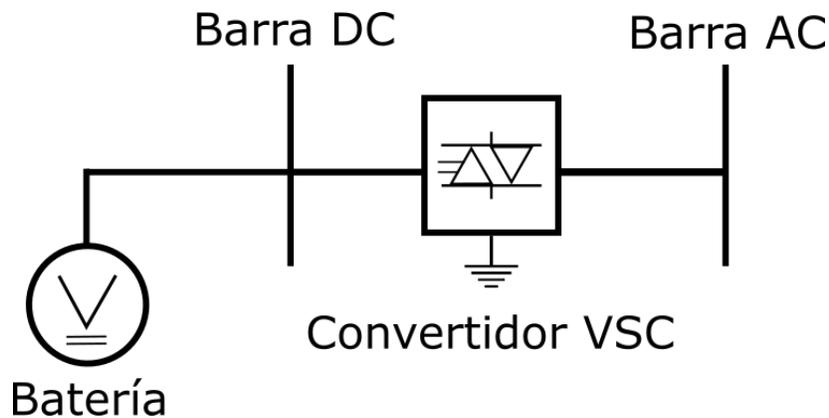


Figura 9: Representación general del BESS en DIgSILENT. Elaboración propia.

A continuación, se presentan los dos modelos a comparar:

### a) Modelo DIGSILENT

Dentro de la base de datos de DIGSILENT existe una representación de un equipo BESS definida como un “Template”. Dicha plantilla fue implementada como solución para el control de frecuencia donde se utiliza un generador estático como elemento de red para representar la batería. La dinámica y componentes del generador estático son concentradas en el modelo compuesto (Composite Model) de la Figura 10, el cual incorpora las mediciones de potencia (bloque PQ - Measurement\*), tensión (bloque AC-Voltage StaVmea\*) y frecuencia (bloque Frquency Measurement ElmPhi\*), también contiene los controles asociados a la frecuencia, potencia y estado de carga del equipo, además se incluye el convertidor estático (Inversor/Rectificador) y finalmente el modelo de baterías. En este caso el modelo dinámico corresponde a una representación básica del BESS, donde se presentan dos elementos fundamentales, el primero es la resistencia interna que tiene un valor constante y determina las pérdidas internas del equipo; el segundo elemento es la fuente de tensión controlada que depende del estado de carga del BESS, el detalle del modelo se encuentra en [38].

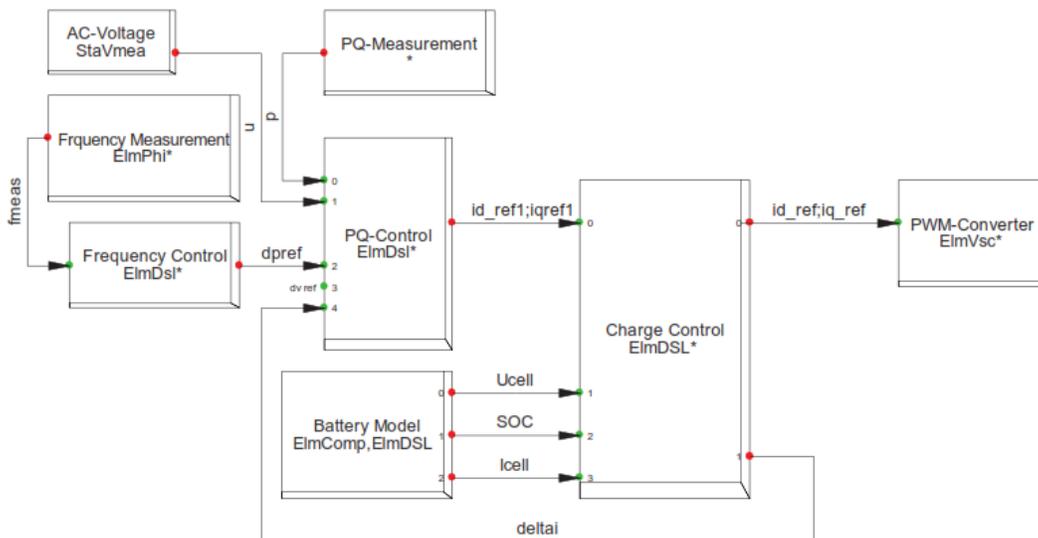


Figura 10: Modelo y control del “Template” del BESS (Block Definition \*.BlkDef)

Además, existe un segundo modelo el cual toma como base la tecnología de plomo-ácido. La representación matemática se realiza por medio del uso de datos experimentales a partir de los cuales se determinan impedancias (rama de resistencia y condensador en paralelo) en serie a la fuente de tensión, los que en ambos casos son dependientes principalmente de la temperatura y el estado de carga que presenta el equipo. La única diferencia con el modelo simplificado está en el bloque “Battery Model” el cual se basa en [39], donde se muestra el modelo complejo y no lineal de tercer orden.

## b) Modelo CEN

Por otra parte, el CEN dentro de su base de datos<sup>5</sup> tiene un modelo dinámico común para los 3 equipos BESS presentes en el SEN. Se debe destacar que estos equipos son en base a baterías de ion-litio. Las diferencias en los parámetros del modelo se deben a las características propias de cada equipo, potencias nominales, bandas de frecuencia de activación/desactivación, ganancias de carga/descarga, umbrales de reducción de carga y límites de inyección/absorción de potencia, todas estas son características propias para cada equipo instalado. Los parámetros antes mencionados se deben manejar con precaución de manera de obtener el desempeño correcto de la batería como equipo de compensación de potencia activa.

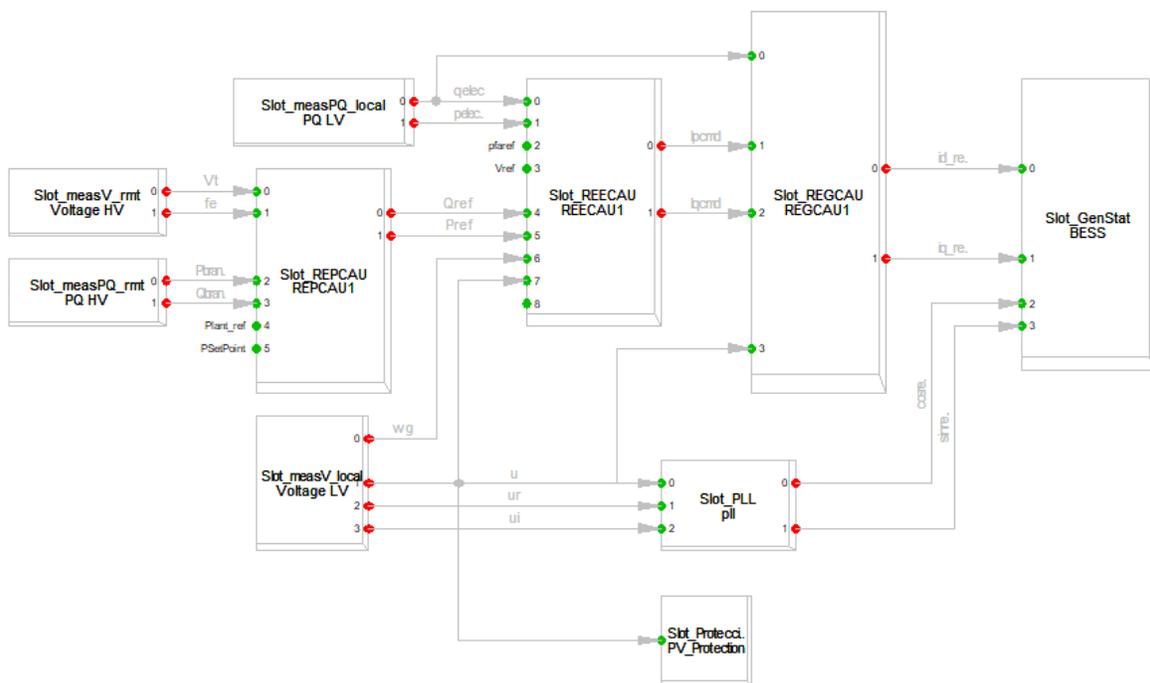


Figura 11: Modelo equipos BESS del CEN.

El modelo del CEN se detalla en [40], documento en el cual se hace uso de información entregada por el fabricante (Siemens) del equipo instalado en la Central Cochrane. Este modelo tiene 3 bloques principales mostrados en la Figura 11, el modelo del inversor (REGCAU1-Generator/Converter model), el control del inversor (REECAU1-Electrical control model) y el bloque de cálculo de referencias (REPCAU1-Auxiliary control model), los que se detallan a continuación:

**REGCAU1:** representa al inversor y tiene implementado el manejo de la corriente reactiva frente a una sobre tensión, y el manejo de la corriente activa frente a una baja tensión.

<sup>5</sup> <https://www.coordinador.cl/informe-documento/base-de-datos-digsilent-del-sen/>

**REECAU1:** Es el control eléctrico del inversor, encargado de calcular las consignas en los ejes  $d$  y  $q$  para el inversor. Dependiendo de la configuración que se seleccione este modelo es capaz de controlar potencia reactiva, factor de potencia o tensión, además de controlar potencia activa. El modelo incorpora el sub-bloque SOC (State of Charge), el cual modela el nivel de carga de las baterías en función de la potencia entregada o absorbida.

**REPCAU1:** Este bloque es el encargado de calcular las referencias de potencia activa y reactiva ( $Q_{ref}$  y  $P_{ref}$ ) dependiendo de cuál sea el objetivo del control configurado. El equipo BESS emplea una lógica de medición de frecuencia utilizando valores capturados cada un segundo. Dos valores consecutivos que superen los umbrales, tanto de activación como de desactivación, darán lugar a la actuación del BESS.

Tal como se mencionó en las secciones anteriores, los mayores avances en lo que respecta a soluciones comerciales para CPF son las baterías en base a la tecnología ion-litio. Si bien existe una gran cantidad de literatura asociada a investigación y modelado de BESS basados en la tecnología ion-litio, estos tienen como característica común el uso de datos experimentales para la confección del modelo dinámico del equipo, debido a la dependencia de los parámetros internos del estado de carga (SOC) y magnitudes de corrientes de carga/descarga (tal como se muestra en [39] para la tecnología de plomo-acido).

### 3.1.2 Arquitecturas y lógicas de control

Por arquitecturas y lógicas de control se deben entender las jerarquías y relaciones entre las distintas señales de control, sean estas calculadas o medidas desde el sistema, las cuales en conjunto definen la secuencia de operación del BESS. En este sentido, se hace necesario recalcar que el objetivo principal de este estudio es el análisis del CPF, el cual se debe entender como la acción automática que busca corregir las desviaciones instantáneas de frecuencia, por lo que el tratamiento de las señales y los métodos a implementar deben apuntar a este objetivo.

En la Sección 2.1.2 se mencionó en forma general el CF implementado en los generadores sincrónicos, para el caso del CPF el controlador utilizado corresponde a solamente una ganancia, es decir, se cuenta con un controlador proporcional cuya magnitud es el estatismo del generador (en inglés se conoce como droop speed control). Dicha constante, propia de cada generador, se expresa generalmente de manera porcentual tomando valores entre 2% y 8%. Tradicionalmente el CF se realizaba mediante una unidad piloto, la cual se representa con un estatismo cercano a cero, razón por lo cual era utilizada tanto como para CPF y CSF [41]. El uso de solo una unidad tiene por objetivo evitar posibles sobre respuestas que lleven a oscilaciones de la frecuencia del sistema donde situaciones de baja frecuencia pasen a una sobre frecuencia o viceversa.

Posteriormente y por medio de la investigación, los esquemas de control modificaron su estructura, evolucionando y permitiendo el desacople entre los distintos niveles de control (CPF, CSF y CTF). Producto de los cambios en la estructura del CF también se vio reducida la cantidad de unidades que participan de la regulación. Estudios como [41] muestran que se obtienen mayores beneficios de un control distribuido en términos de equipos que participan de la regulación, algunos de estos beneficios son: bajas en las potencias requeridas, mejor desempeño en los tiempos de respuesta y mejoras en los parámetros como el nadir y ROCOF.

Para los fines de este estudio se definen dos tipos de control, las cuales se detallan a continuación:

**a) Control droop**

El hecho de analizar el control tradicional ayuda a comprender y acotar el problema de regulación primaria, en este sentido, la regulación de frecuencia es indiferente a la unidad que ejerce la acción. De esta manera es posible interpretar el problema del CPF donde el equipo BESS actúa de manera similar a un generador sincrónico con cierto nivel de estatismo (previamente definido). Las variaciones de potencia pueden expresarse como el producto de una variación de frecuencia por una constante tal como se muestra en la ecuación (3.1). Cuando todas las variables se encuentran en por unidad en base común, es necesario precisar que esta ecuación es la representación de la característica frecuencia-potencia en estado estacionario mostrada en la Figura 1. De manera adicional se muestra en la Figura 12 un esquema simplificado de CPF el cual expone el concepto anterior, pero agregando la dinámica equivalente del generador mediante una constante de tiempo  $T_g$ .

$$\Delta P = K_{droop} \cdot \Delta f \quad (3.1)$$

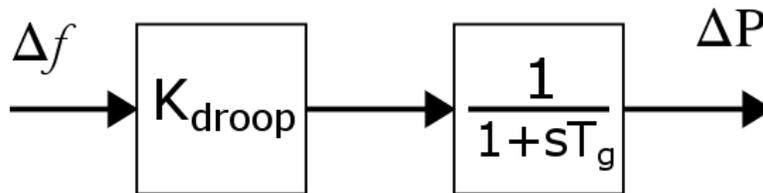


Figura 12: Diagrama de bloques simplificado del CPF. Elaboración Propia

Las estrategias de control de BESS en la literatura, hacen relación a términos económicos y/o vida útil de los equipos [42], [43], [44]. Si bien estos indicadores resultan útiles en cuanto a la factibilidad económica de la solución, estos datos no son relevantes para este estudio dado en la mayoría de los casos que no tienen relación con las dinámicas de los equipos por lo que no están dentro del alcance de este estudio. Otros autores como [45], [46], proponen estrategias de control en base a los requerimientos del sistema, el estado de carga de los BESS e incluso variaciones en el estatismo del BESS, estas estrategias toman el nombre de droop variable (o adaptable).

## b) Inercia Virtual

La inercia virtual puede interpretarse como una combinación de algoritmos de control, fuentes de ERV, equipos ESS y electrónica de potencia, los cuales en conjunto buscan emular la inercia de un sistema de generación convencional de máquinas giratorias. El equipo elemental para implementar el algoritmo de inercia virtual está en el uso de convertidores electrónicos los cuales son capaces de imitar el comportamiento de un generador sincrónico.

Para el mismo concepto básico de inercia virtual existen una gran cantidad de topologías de inercia virtual presentes en la literatura, por lo que su implementación es bastante variada según la aplicación y el nivel de precisión de los modelos utilizados. Algunas topologías intentan imitar el comportamiento exacto de los generadores a través de un modelo matemático detallado que representa su dinámica. Otros enfoques intentan simplificar esto utilizando solo una ecuación de oscilación para aproximar el comportamiento, mientras que otros emplean un enfoque que hace que los equipos respondan a los cambios de frecuencia en el sistema de potencia, siendo este enfoque el considerado para este estudio [47].

Tal como se mencionó en párrafos anteriores, la inclusión de fuentes ERV disminuye los niveles de inercia del sistema y provocan el aumento del ROCOF. Este efecto puede disminuirse mediante la inclusión de esquemas que incorporen inercia virtual en los algoritmos de CF, así se comprueba en [48], [49] donde diferentes esquemas de control que emulan inercia en el sistema generan mejoras en las respuesta de frecuencia. En la Figura 13 se muestra uno de los muchos esquemas de control de frecuencia con inercia virtual, donde a una regulación de frecuencia-potencia tradicional se agrega como variable adicional la tasa de cambio de la frecuencia en el tiempo ( $d\Delta f/dt$ ). Se destaca que las constantes  $K_{pf}$  y  $K_{df}$  pueden ser iguales o no dependiendo de diseño del algoritmo.

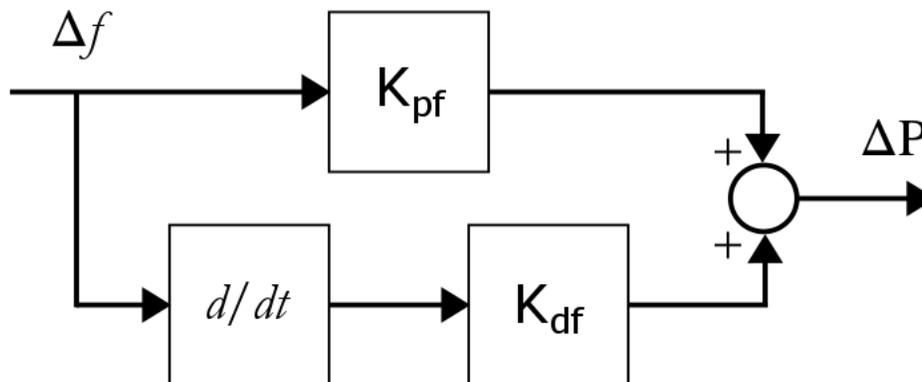


Figura 13: Diagrama de bloques del CPF con inclusión de inercia virtual [49]. Elaboración Propia.

### 3.1.3 Implementación y validación de modelos

La implementación de los modelos dinámicos se realizará en el software DIGSILENT, el cual cuenta con su propio lenguaje de programación DSL (DIGSILENT Simulation Language), lo que permite la confección de los diferentes esquemas de control que definirán finalmente la interacción entre las variables y dinámica del sistema. Luego de la implementación se dará paso a las simulaciones las que para este estudio serán realizadas por medio del método RMS balanceado, donde se considera la dinámica de los dispositivos electromecánicos, de control y térmicos. Además, este método utiliza una representación simétrica de estado estacionario de la red eléctrica pasiva. Usando esta representación, solo se tienen en cuenta los componentes fundamentales de los voltajes y las corrientes. Dependiendo de los modelos de generadores, motores, controladores, plantas de energía y máquinas motorizadas utilizadas, se pueden llevar a cabo estudios de estabilidad transitoria, a medio plazo y oscilatoria. Este método hace uso de ecuaciones diferenciales las que son linealizadas para encontrar la solución numérica. Se debe destacar que al iniciar el proceso se deben verificar las condiciones iniciales de todos los modelos y equipos presentes en el sistema.

La interacción entre el modelo dinámico de BESS y el esquema de control primario propuesto que será desarrollado en DIGSILENT deberá someterse a un proceso de coordinación y ajuste entre ambas partes de manera de evitar problemas entre los controladores que lleven a situaciones indeseadas (por ejemplo, inestabilidad u oscilaciones de frecuencia). Este proceso de ajuste puede verse apoyado por técnicas de control óptimo o control robusto. Se deben considerar dentro de los ajustes las bandas muertas de frecuencia, bandas de frecuencia para la activación/desactivación del control, así como también las magnitudes de potencia y energía nominales de los equipos y la participación que los equipos tendrán en el control de frecuencia.

El modelo ajustado deberá insertarse en el sistema de prueba Dynamic IEEE 14-bus test system, el cual es ampliamente utilizado para estudios de control de frecuencia. La ubicación de los equipos BESS puede ser en barras de generación o bien en barras de carga, lugares en los cuales puede variar la magnitud de la potencia en forma intempestiva rompiendo el equilibrio de potencia que desencadena las variaciones de frecuencia y por lo tanto la acción del control. Como información importante del sistema de prueba tal como su nombre lo indica es que contiene 14 barras en las que se reparten 4 niveles de tensión (220 [kV], 110 [kV], 20 [kV], 10 [kV]), asimismo se distribuyen 5 generadores, 2 compensadores sincrónicos, 7 transformadores, 12 cargas y un total de 16 líneas de transmisión. El detalle de las potencias generadas y demandadas se muestra en el Anexo B. Como último dato de dicho sistema se cuenta con una generación total de 824,89 [MW] y una demanda total de 811,08 [MW], siendo la diferencia entre ambas magnitudes las pérdidas en las líneas y transformadores del sistema, estos datos fueron tomados del cálculo de flujo de potencia óptimo del programa.

Dentro del análisis que se realizará se deberá establecer un caso base como punto de comparación, el cual deberá contar con un CPF tradicional a partir de generadores sincrónicos. Dichos casos deberán evidenciar la actuación del control frente a situaciones con déficit de potencia como también superávit de potencia que lleven respectivamente a una baja y sobre frecuencia del sistema. Lógicamente los casos anteriores deberán replicarse considerando la actuación del CPF mediante el modelo dinámico propuesto implementado en los equipos BESS.

El número de casos de estudio adicionales dependerá de las dinámicas de frecuencia, en este sentido se hará en primer lugar un reemplazo de la mitad de la potencia de los generadores destinada a control primario a favor de los equipos BESS para luego aumentar o disminuir la cantidad de potencia de los equipos BESS, teniendo en cuenta los ajustes necesarios de los controladores en cada uno de los casos de interés. También se deberá analizar escenarios donde las diferencias de potencia sean producto de variaciones en la generación (conexión o desconexión) y la demanda (conexión desconexión). De esta forma se tendrán situaciones donde la inercia sistémica varía entre los instantes previos y posteriores a la contingencia simulada. Se podrán considerar variaciones adicionales a los casos ya definidos, donde se aumente o disminuya la potencia nominal de los equipos BESS, como también el nivel de participación de estos en el CPF, en este punto se debe considerar además el ajuste de parámetros que permitan un correcto desempeño del CPF.

La comparación entre los diferentes escenarios será a partir de 4 parámetros fundamentales, la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF), la máxima desviación de frecuencia (Nadir), tiempo de estabilización de la frecuencia y desviación de frecuencia estacionaria. Sin perjuicio de lo anterior pueden analizarse las desviaciones de frecuencia en las diferentes barras del sistema, en particular las desviaciones en el punto donde se produce la incidencia que provoca la acción del control de frecuencia y el lugar de conexión de los equipos BESS.

Las diferentes dinámicas obtenidas podrán someterse a un proceso de ajustes, donde los parámetros del control implementado sufrirán variaciones de las cuales se espera mejorar la respuesta de la dinámica de frecuencia. De manera adicional se deberán obtener relaciones entre las diferentes constantes que permitan relacionar el nivel de participación del conjunto de generadores y también los equipos BESS que participen del CPF para posteriormente replicar este desarrollo en el SEN. Todo este proceso en conjunto con el análisis de los resultados obtenidos a través de las dinámicas y los parámetros definidos en el párrafo anterior determinará la validez del algoritmo de control propuesto.

### **3.1.4 Escalado e implementación en el SEN**

Al igual que en el sistema de prueba IEEE se debe hacer un análisis previo en cuanto a las magnitudes de potencias generadas y demandas para el correcto escalado del modelo propuesto, se deberá hacer uso de informes técnicos del CEN como guía para cuantificar la magnitud de la reserva requerida para CPF, así como también la forma es que distribuye el total de la reserva. Se deberá, además, analizar por separado zonas de generación producto de ERV que agregan incertidumbre a la operación real del sistema y al CF, considerando además que dichas zonas cuentan con una baja inercia sistémica en comparación con otras zonas de generación tradicional. Se debe tener precaución con los límites de operación de los Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC), los cuales desconectan cierta magnitud de potencia luego de sobrepasar una determinada desviación de frecuencia. La activación de los EDAC habla sobre un mal CF, el cual no tiene la capacidad suficiente para limitar y corregir las desviaciones de frecuencia, es decir que no cumple su objetivo de funcionamiento. Por esta razón, se deben limitar los escalones subida/bajada de potencia evitando de esta manera grandes perturbaciones.

A continuación del estudio de magnitudes de potencia, se deberá hacer el ajuste de los parámetros de los esquemas de control de acuerdo a los diferentes casos de interés. En este caso se deberán considerar los ajustes pertinentes que permitan determinar relaciones entre el control de frecuencia producto de los equipos BESS y los generadores sincrónicos dispuestos para CPF en el sistema, es decir, nuevamente se deben considerar la relación entre las diferentes ganancias de los controladores para determinar el nivel de participación de cada equipo presente en el CPF.

Al igual que en la red de prueba se deberán considerar, un caso base que servirá para el contraste entre las diferentes alternativas de control. Por otra parte, se debe tener en cuenta un número de casos de estudio suficientes (adicionales al escenario base de control de frecuencia tradicional) que permitan conocer las posibles ventajas del control propuesto. Los diferentes escenarios tendrán las mismas características que los simulados en el sistema de prueba, donde se considera que las contingencias que provocan las variaciones en las magnitudes de potencia se deben a conexión/desconexión de unidades generadoras, cargas o bien ambas en conjunto.

Tal como se mencionó en la Sección 3.1.3, la comparación entre las distintas respuestas se hará por medio de los oscilogramas obtenidos en cada uno de los casos de estudio donde además se hará el análisis de los parámetros mencionados (nadir, ROCOF, tiempos de estabilización, frecuencia de estabilización). Sin desmedro de lo anterior, es posible extender la observación a otras variables de interés (por ejemplo, variaciones de potencia en algunas cargas) o bien realizar una revisión ligera de la estabilidad angular o de tensión en puntos importantes del sistema.

## **3.2 Diseño, consideraciones e implementación**

En la siguiente sección se tomarán las decisiones en la elección de los parámetros del control en conjunto a las condiciones, consideraciones y supuestos que llevan a dichas determinaciones. Por otro lado, se deben definir los cambios y modificaciones al control de frecuencia de los BESS, los cuales determinarán la dinámica de las respuestas de frecuencia. También se deben explicitar las condiciones en las cuales se realizarán las simulaciones iniciales y los casos de estudios posteriores en el sistema de prueba.

### **3.2.1 Comparación de modelos BESS**

La implementación del modelo será en el software DIGSILENT, lo que permite utilizar librerías propias del programa para la confección de los modelos dinámicos de los esquemas de control propuestos y su posterior validación. Las pruebas iniciales y del sistema de la IEEE utilizarán los modelos estándar para los generadores sincrónicos en los cuales solo se incluye el control del sistema de excitación y el *Speed-Governing*. Se debe destacar que estos modelos presentan simplificaciones importantes en cuanto al modelado general de un generador sincrónico, lo que se extiende lógicamente para el control de velocidad de la máquina. Esto se debe a que no se consideran factores de amortiguamiento o estabilizadores de potencia para el control secundario de frecuencia. Salvo modificaciones en los parámetros de control como la

constante del droop y filtros de medición de potencia (o tensión) no se deben modificar otros parámetros ya que estos definen los tiempos de respuesta, y por lo tanto rigen las dinámicas de las máquinas involucradas.

La comparación entre ambos modelos dinámicos de BESS (modelo DIgSILENT y modelo CEN) se realiza por medio del análisis del desempeño dentro en un sistema simple compuesto por un generador, una carga y el equipo BESS. El diagrama unilineal implementado en DIgSILENT es mostrado en la Figura 14. Las características más importantes del sistema de prueba son la carga de 250 [MW], los equipos BESS de 25 [MVA] de potencia instalada en ambos casos y un generador sincrónico estándar. Luego se ajustan algunos parámetros en ambos modelos, en este caso particular, filtros de medición de potencia. Además, se debe destacar que para este caso particular no se considera una banda muerta de frecuencia por lo que la actuación del CPF se hará en forma inmediata frente a cualquier tipo de variación en la frecuencia, lo anterior se realiza con motivo de comparar solamente la dinámica de ambos modelos con mayor precisión.

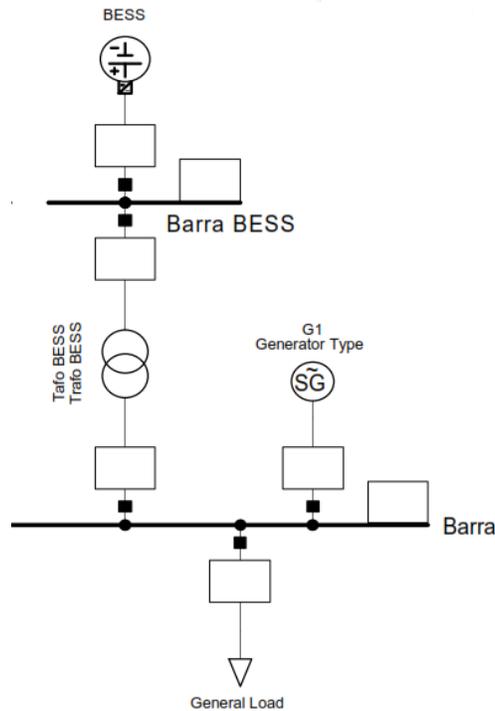


Figura 14: Diagrama unilineal del sistema de prueba.

La condición inicial de operación es tal que la demanda es abastecida en su totalidad por el generador en estado estacionario. Luego de esto se produce la contingencia de potencia con un aumento en la carga del 10%, es decir un aumento de 25 [MW] un segundo después del inicio de la simulación ( $t_0 = 1[s]$ ), dicho aumento debe ser compensado por el BESS, de manera que la simulación muestre la respuesta escalón del equipo. La respuesta dinámica de la potencia y la frecuencia de los equipos BESS para ambos modelos se muestra en las Figura 15 y Figura 16. Adicionalmente, se muestra en el Anexo C para el mismo caso de análisis una comparación de la dinámica de frecuencia entre ambos modelos de BESS y el generador, cada uno compensado la diferencia de potencia en solitario.

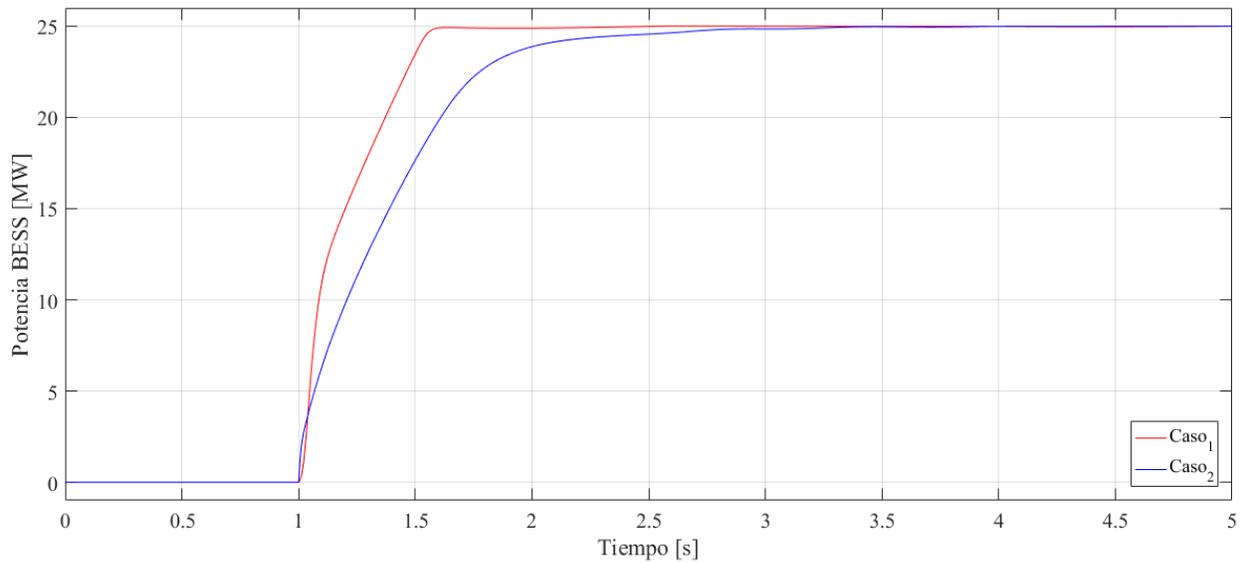


Figura 15: Comparación de la dinámica de potencia entre equipos BESS

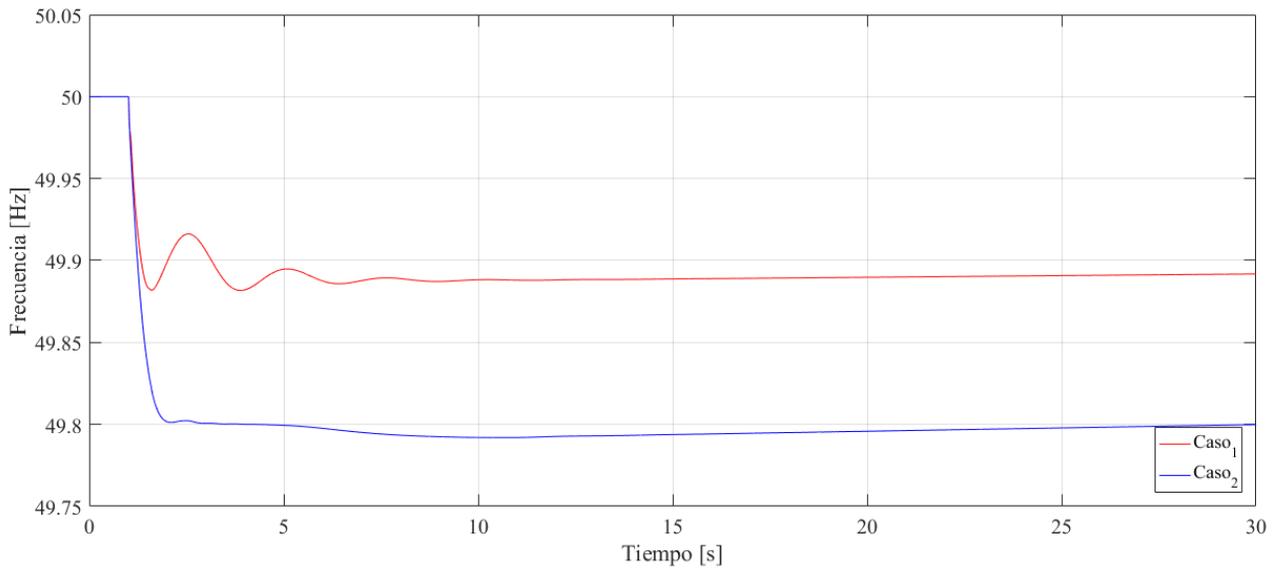


Figura 16: Comparación de la dinámica de frecuencia entre equipos BESS

Es importante mencionar que los tiempos de respuesta del convertidor PWM son en general muy inferiores a los de las celdas electroquímicas. Una forma de ejemplificar lo anterior es mediante comparación de las celdas electroquímicas las cuales tienen tiempos de respuesta del orden de los milisegundos (ver Tabla 4 donde se habla de fracciones de ciclo considerando que el ciclo eléctrico es de 50 [Hz]) mientras que los convertidores PWM pueden actuar en

frecuencias del orden de los 5 [kHz] logrando tiempos de respuesta 100 veces menores, por ende, dicho elemento no será importante en la elección del modelo.

En las Figura 15 y Figura 16, se muestran el caso 1 (Rojo) y el caso 2 (azul) los que corresponden al modelo del CEN y el modelo de DIgSILENT, respectivamente. Mediante una inspección visual simple de la Figura 16 se observa que ambos modelos responden de manera adecuada en cuanto a la corregir la desviación de frecuencia disminuyendo la tasa de cambio de la frecuencia y estabilizándola en cierto valor. En el caso 1 se muestra una respuesta ligeramente más rápida de la potencia (Figura 15) entregada por el BEES lo que tiene como consecuencia directa una excursión de frecuencia con menor nadir y frecuencia de estabilización tal como se puede observar en la Figura 16. Si bien existe una oscilación de la frecuencia con magnitudes menores a  $\Delta f \leq 0,05$  [Hz], estas no perjudican la validez del control de frecuencia, ya que la señal se estabiliza en un valor. Es posible disminuir aún más la magnitud de la oscilación (o incluso eliminarlas) mediante una sintonización y/o optimización de los controladores. A pesar de que esta fuera de los alcances de este estudio la optimización de los controles o la sintonización de los mismos, en las secciones siguientes se buscaran por métodos heurísticos evitar dichas oscilaciones en la dinámica de frecuencia, teniendo en cuenta que estas oscilaciones pueden ser producto de la rapidez de la respuesta de los BESS, por lo que se considerará una constante de tiempo adicional con el objetivo de que los tiempos de respuesta de todo el control de frecuencia sea similar.

En base del análisis anterior y lo expuesto en la Sección 2.3 se utilizará en lo que sigue de este estudio el modelo de baterías del CEN, el cual se basa en la tecnología ion-litio. Dicho modelo pasará a un proceso de modificación y ajuste de algunos parámetros con el objetivo de mejorar el control primario de frecuencia por medio de dicho equipo.

### 3.2.2 Propuesta de control

Considerando lo expuesto en la Sección 3.1.2 se propone un algoritmo de control complejo que considere un control con droop variable como función del estado de carga del equipo y la presencia de un algoritmo de inercia virtual. La razón de utilizar ambos esquemas en conjunto se debe a los beneficios propios de cada algoritmo, considerando además que sus funciones no son excluyentes dentro del control de frecuencia.

El control con droop variable se orienta a una operación sostenida en el tiempo, donde el estado de carga toma un rol importante en la magnitud del controlador proporcional que se deberá incluir, tal como se realiza en [46] donde se muestran tres estrategias que logran la variación del droop. Se elegirá en este caso la estrategia más conservadora, que además es la que presenta una mayor facilidad en la implementación. Matemáticamente, el control de droop variable puede expresarse como se muestra en la ecuación (3.2), donde  $K_{\text{droop}}$  es la constante proporcional del control,  $K_{\text{max}}$  es el valor máximo de la constante y SOC es el estado de carga del equipo. Este control tiene directa relación con la energía nominal que el equipo presenta, a medida que mayor sea la capacidad de almacenamiento de este equipo, la constante  $K_{\text{droop}}$  tendrá una baja paulatina. En caso de que la cantidad de energía sea menor, el efecto será completamente contrario, donde las variaciones en la constante  $K_{\text{droop}}$  serán de mayor envergadura.

$$K_{droop} = \begin{cases} K_{max} \cdot (SOC)^2 & \text{si } \Delta f \leq 0 \\ K_{max} \cdot (1 - SOC)^2 & \text{si } \Delta f > 0 \end{cases} \quad (3.2)$$

Por otra parte, el uso del control que incorpora inercia virtual responde a las necesidades del sistema frente a la penetración de ERV y la baja en la inercia sistémica. El concepto de inercia virtual que se utilizará en este estudio tiene directa relación con el control dinámico de frecuencia, donde al igual que en el control droop el convertidor toma el rol del generador sincrónico. Tal como se mencionó anteriormente existen diferentes modelos con mayor o menor detalles de acuerdo a las necesidades del estudio, en lo siguiente se utilizará un modelo similar al expuesto en [49], donde se relaciona la potencia de salida del equipo ( $P$ ) con la inercia virtual que se agrega en forma de algoritmo al equipo y la derivada en el tiempo de las diferencias de frecuencia respecto a un valor de referencia, tal como se define en la ecuación (3.3), donde  $H_{vir}$  es la inercia virtual a emular.

$$P = H_{vir} \frac{d\Delta f}{dt} \quad (3.3)$$

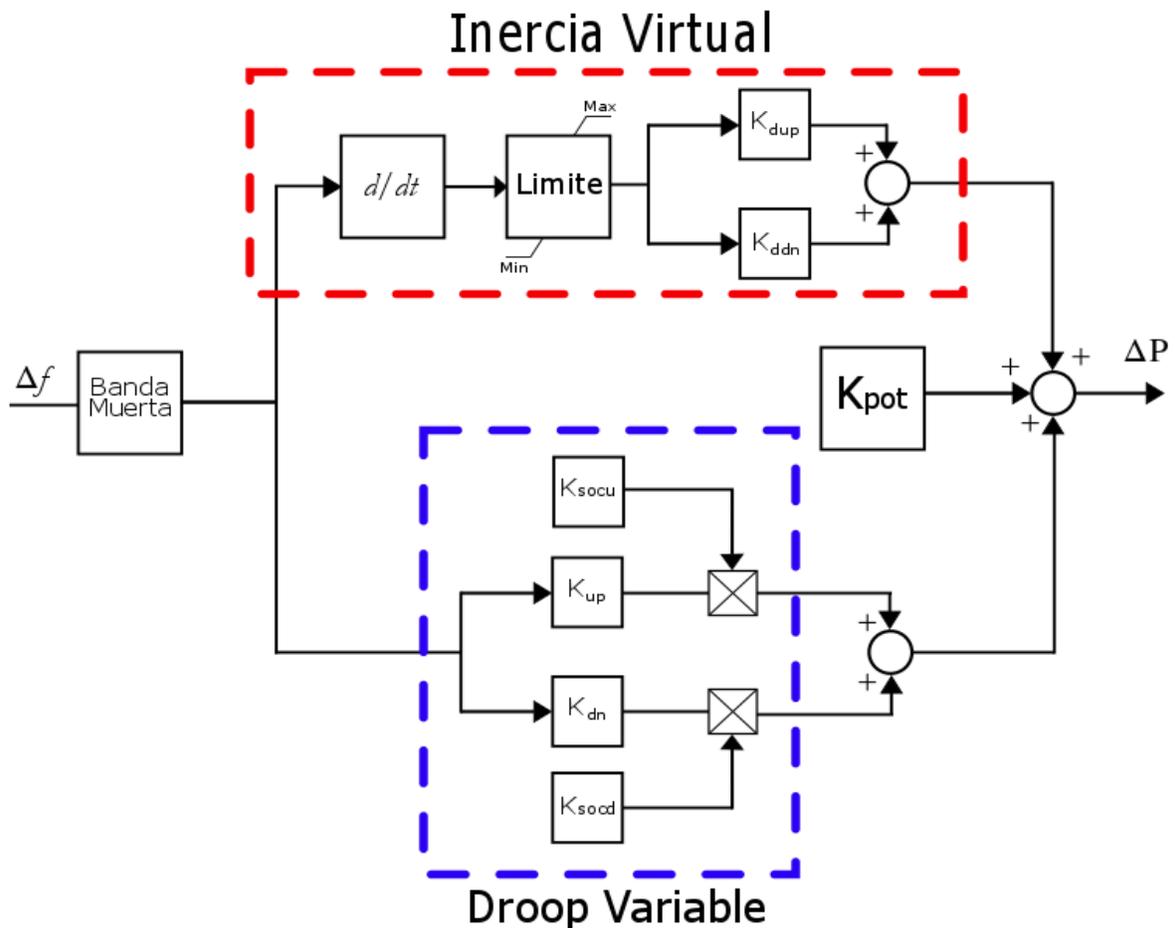


Figura 17: Esquema de control primario de frecuencia propuesto

En base a las características expuestas, se espera una complementariedad entre los dos controles, donde el control con droop variable tiene un rol preponderante en la operación del sistema (parte media y final de la respuesta de frecuencia) y la inclusión de inercia virtual tendrá

un rol sobresaliente cuando se tengan cambios intempestivos de la frecuencia del sistema (inicio de la respuesta de frecuencia).

El diagrama de bloques a implementar con ambos controles tendrá una arquitectura similar a la de la Figura 17, donde la diferencia de frecuencia respecto a la nominal pasa al primer bloque (Banda Muerta) el cual determina si actúa o no el controlador de potencia. En la misma Figura y encerrado en rojo, se muestra el algoritmo de la inercia virtual, donde se consideran los bloques de la derivada temporal además de un bloque limitador con el fin de evitar saturaciones producto de cambios drásticos. También se tiene un bloque con el controlador proporcional (las constantes  $K_{dup}$  y  $K_{ddn}$  corresponden a las ganancias en caso de baja y sobre frecuencia respectivamente). En el cuadro azul se considera el control droop variable donde las constantes  $K_{socu}$  y  $K_{socd}$  son las especificadas en la ecuación (3.2), las cuales se multiplican con las constantes  $K_{up}$  y  $K_{dn}$ . La constante  $K_{pot}$  representa las variaciones de potencia de la red, esta última es propia del modelo y no se modifica. Las dos variables de salida de los controles se suman junto a la constante  $K_{pot}$  para continuar con los siguientes pasos del control.

Dada la dificultad para implementar una derivada como bloque (necesaria para la inclusión de la inercia virtual), esta se trabaja mediante una representación por diferencias finitas donde la derivada se define como una relación entre dos diferencias, la primera es la diferencia de una variable de estado (inicialmente nula) y la diferencia de frecuencia entre la referencia y la medición, la segunda es la diferencia de tiempo constante para toda la simulación. Matemáticamente, el modelo implementado se muestra en la ecuación (3.4), donde  $x$  es una variable de estado que representa la diferencia entre la frecuencia de referencia y la medida,  $f_{ref}$  es la frecuencia de referencia del sistema (50 [Hz]),  $f_{med}$  es la frecuencia medida y  $\Delta t$  es la diferencia de tiempo que se asume constante y tiene un valor de 0,01 [s].

$$\frac{d\Delta f}{dt} = \frac{x - (f_{ref} - f_{med})}{\Delta t} \quad (3.4)$$

Los bloques **DSL** implementados junto con los modelos compuestos y modelos comunes utilizados se muestran en el Anexo D.

## Conformación del esquema de control

En simultáneo a la propuesta de control se deberá analizar la conformación del esquema completo de control de frecuencia, en este caso particular se deberá definir si el CPF será solo a través de generadores (escenario base), solo baterías o un esquema mixto que incorpore ambos equipos. Esta decisión será tomada considerando el modelo original del CEN y los tres casos de interés con los datos del ejercicio de la Sección 3.2.1, adicionando en este caso una banda muerta de frecuencia de  $\pm 0,3$  [Hz]. En la Figura 18 se muestra la dinámica de frecuencia en los tres casos, donde el caso 1 (en negro) muestra el CF por medio del generador, el caso 2 (en rojo) muestra el CF por medio del generador y batería (esquema mixto) y el caso 3 (en azul) muestra el CF por medio de la batería. Los detalles de las potencias de la carga, generador y baterías se muestran en el Anexo E.

Los casos 1 y 2 de la Figura 18 muestran una dinámica similar en las cuales se tiene la caída de frecuencia propia de la contingencia, llegando hasta el nadir de frecuencia y la consiguiente compensación la cual presenta una oscilación hasta estabilizarse en una frecuencia determinada. Para el caso 2 es preciso mencionar que el nivel de participación del generador y la batería quedan determinadas por las constantes droop de cada controlador, por otro lado, el nivel de participación determina la variación respecto al caso base, este análisis se realizará con mayor detalle en el Capítulo 4. Por otro lado, el caso 3 presenta una dinámica “irregular”, donde el nadir de frecuencia se presenta a continuación del cambio en el ROCOF producto de la rápida inyección de potencia, además se observa que en el mismo tiempo de simulación la frecuencia no se estabiliza en un valor, producto de que existe una generación de potencia mayor a la demandada por la carga.

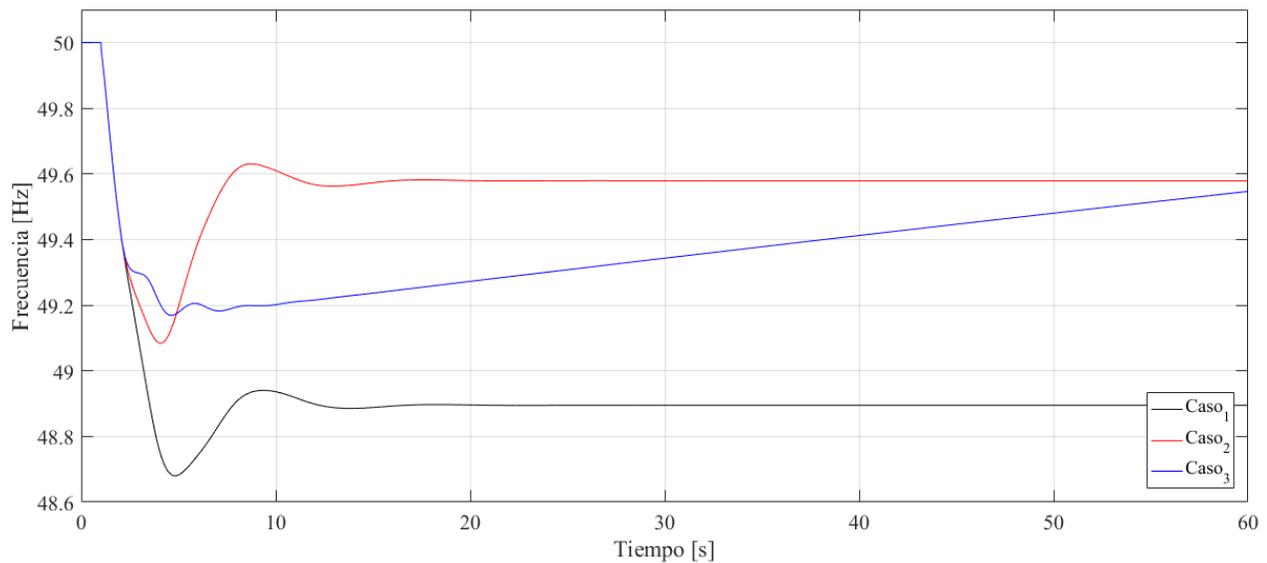


Figura 18: Comparación de la dinámica de frecuencia frente a inserción de BESS.

Adicional a la Figura 18, se muestra en la Tabla 5 el resumen de dos resultados relevantes de la simulación realizada, los que permiten una comparación más precisa de los casos de estudio, estos resultados son el nadir de frecuencia y la frecuencia de estabilización (para el caso 3 se asume la frecuencia en  $t = 60[s]$ ). Cabe mencionar que un mejor nadir debe entenderse como el valor que presente una menor desviación de frecuencia, es decir, el valor más próximo a 50 [Hz]. Similar es el análisis de la frecuencia estable, la cual se espera que sea lo más cercana a la frecuencia nominal. Por medio de un análisis cuantitativo y cualitativo de los tres casos simulados se tiene un mejor desempeño del caso 2, donde se tiene una dinámica similar al caso base, pero con mejores indicadores, mejorando el desempeño del control de frecuencia en 0,4 [Hz] y 0,68 [Hz] en el nadir y frecuencia estable respectivamente. Los análisis anteriormente expuestos determinan que el mejor caso de CPF es que el considera la participación de generadores y equipos BESS.

Nadir de frecuencia [Hz]	Frecuencia estable [Hz]
--------------------------	-------------------------

<b>Caso 1 - Generador</b>	48,6799	48,8949
<b>Caso 2 - Mixto</b>	49,0838	49,5786
<b>Caso 3 - Batería</b>	49,1684	49,5462

Tabla 5: Comparación de resultados frente a penetración de BESS

### 3.2.3 Consideraciones para casos de estudio

Para las primeras simulaciones y los casos de estudio en el sistema de prueba IEEE se deberá considerar la inclusión de una banda muerta de frecuencia para la activación del control de frecuencia de los generadores. Esto se hará con el fin de evitar descoordinaciones entre los equipos que participan en el control de frecuencia, razón por la cual todos los generadores y equipos BESS tendrán la misma banda muerta de frecuencia.

Es importante recalcar que el sistema de prueba al utilizar modelos estándar no necesariamente representa en forma fiel el comportamiento de una máquina real, teniendo en cuenta además que estos modelos estándar no son llenados completamente (solo se utiliza el control de excitación y control de frecuencia-potencia). Al considerar modelos de máquinas completos, como los del sistema real, se deberá realizar un nuevo ajuste en los parámetros de los controladores de los BESS, dado que estos nuevos modelos reales incorporan constantes de tiempo adicionales, creando condiciones de operación diferentes a las del sistema de prueba.

Luego de corroborar la correcta implementación del algoritmo de control de frecuencia se deberá analizar la conformación del control primario de frecuencia, es decir, si este control será implementado solamente utilizando los equipos BESS o bien una combinación de equipos BESS y generadores. Para esto se deberá contrastar las respuestas de frecuencia del sistema con el escenario base de control de frecuencia tradicional, teniendo en cuenta las oscilaciones de frecuencia, tiempos de estabilización y potencias involucradas. Los escenarios por implementar consideraran que solamente un generador será el encargado de realizar control de frecuencia en forma simultánea a las baterías, este generador considerado la referencia del sistema y las mediciones de frecuencia serán en sus terminales.

El modelo del generador no incluye factores de amortiguamiento, estos factores representan la relación lineal entre la potencia y la frecuencia a través de una constante, matemáticamente es  $\Delta P = D \cdot \Delta \omega$ , donde D es el factor de amortiguamiento o Damping. En general estos efectos se consideran en las cargas. Si bien en el caso del algoritmo de inercia virtual también es posible considerar factores de amortiguamiento [47], se opta por un modelo simplificado de la ecuación (3.3) el cual además es fácil de implementar en el software.

Se deberá considerar la importancia y el peso que tendrá el control droop en el inicio de la respuesta, si este modifica o no la dinámica de la respuesta y su nivel de influencia. Esto determinara su inclusión dentro del esquema final dado que este control tiene directa relación con la capacidad de almacenamiento de energía, lo que para este estudio queda relegado a un segundo plano.

Las magnitudes de las incidencias de potencia (escalones de potencia en generación o demanda) que provoquen la actuación del CPF deberán ser tales que no sean consideradas como grandes perturbaciones (del orden de un 10 % de la demanda total).

Se considerará que las baterías siempre estarán disponibles para el CPF, es decir en caso de baja frecuencia deberán inyectar potencia al sistema (la batería se descargará), mientras que

en sobre frecuencia deberán absorber potencia desde el sistema (la batería se cargará). En ambos casos se deberá considerar un estado inicial de carga adecuado para cada uno de los escenarios. En cuanto a la potencia nominal de carga y descarga se considerarán los valores según los datos técnicos de los modelos del coordinador.

### 3.2.4 Implementación del modelo propuesto de control

De manera de corroborar la correcta implementación del algoritmo de control se muestra a continuación una réplica de lo expuesto en la Sección 3.2.1 donde por medio de la red mostrada en la Figura 14 se realizará un CPF. Se debe destacar que se realizarán cuatro casos de simulación, donde el caso base será el control mediante los generadores sincrónicos, el segundo caso será considerando el modelo original del BESS, el tercer caso considera solamente el control con inercia virtual por último el cuarto caso considera el algoritmo completo (control droop e inercia virtual), estos son enumerados como caso 1, caso 2, caso 3 y caso 4, respectivamente.

Los datos de simulación y la contingencia serán nuevamente los utilizados en la Sección 3.2.1 considerando una banda muerta de frecuencia de  $\pm 0,3$  [Hz] y la participación en el CPF del generador y la batería.

<b>Equipo/Variable</b>	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>	<b>Caso 4</b>
<b>Generador [MW]</b>	274,156	253,640	253,640	255,382
<b>Carga [MW]</b>	274,156	274,640	274,640	274,594
<b>BESS [MW]</b>	0,000	21,000	21,000	19,211
<b>Nadir [Hz]</b>	48,679	49,083	49,272	49,272
<b>Frecuencia estable [Hz]</b>	48,894	49,578	49,578	49,520

Tabla 6: Resumen de resultados de la comparación de los métodos de CPF.

En las Figura 19 y Figura 20 se muestran las dinámicas de potencias de los generadores y los BESS, respectivamente. Por otra parte, se muestra el detalle de las potencias en estado estacionario y frecuencias relevantes en la Tabla 6. Las dinámicas de potencia de los generadores (Figura 19) presentan oscilaciones propias de su comportamiento frente a una perturbación, la cual disminuye producto de la acción de controlador de potencia-velocidad hasta alcanzar un punto de operación estacionario. El aporte de potencia del generador queda determinado según la ganancia del controlador proporcional y su homólogo en el controlador del BESS.

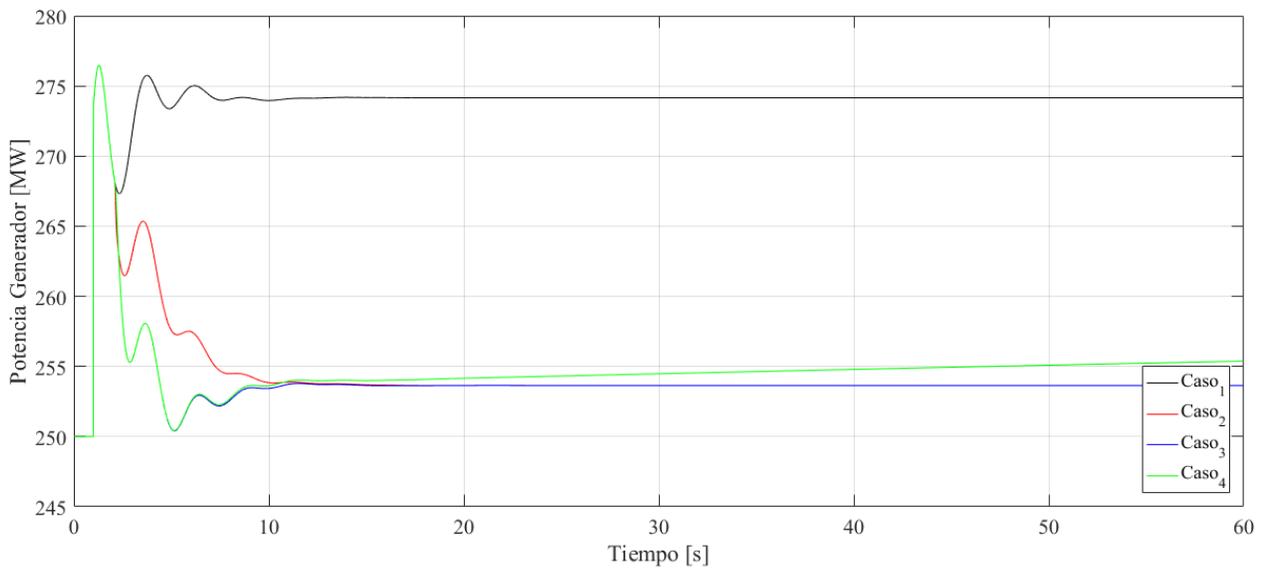


Figura 19: Comparación de la dinámica de la potencia del generador para los casos preliminares.

Tal como se mencionó en la Sección 3.2.1 y de manera de evitar oscilaciones en frecuencia del sistema debido a la rapidez de la respuesta de la batería, se ajusta la constante de tiempo que define el retardo del controlador de potencia del modelo como  $T_g = 1$  [s] (en el modelo original esta constante es nula). Esto logra que la salida de potencia tenga una dinámica más lenta, con curvas que no tienen gradientes importantes, lo que se traduce en la disminución de la oscilación en la frecuencia del sistema. El efecto anterior se muestra en la Figura 20, donde se observa claramente la diferencia entre el control original y el implementado, este último considera además el retardo mencionado que suaviza la dinámica de potencia del BESS.

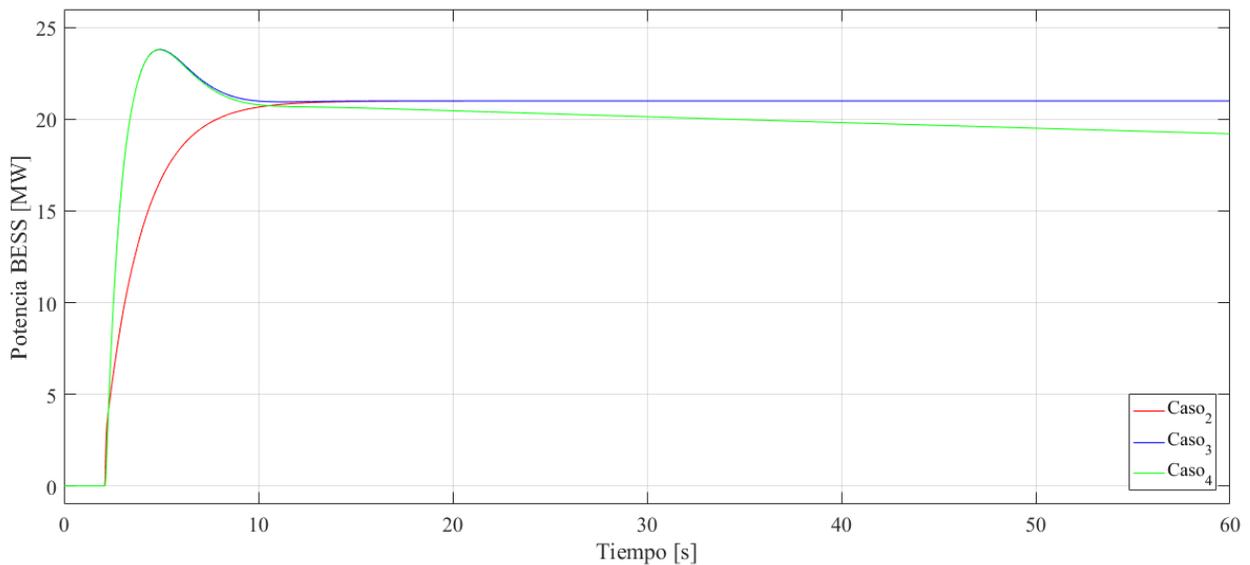


Figura 20: Comparación de la dinámica de la potencia del BESS para los casos preliminares.

De las figuras anteriores se debe destacar en el caso 4 el aporte del control droop variable, el cual no tiene mayor incidencia en la respuesta inicial dado que no existe una diferencia significativa en el periodo de activación de la batería. El efecto del droop variable se aprecia levemente a partir de los 10 [s], producto de la disminución del estado de carga de la batería (inicialmente se considera que la batería está completamente cargada), en paralelo se observa también el aumento en la potencia del generador para el mismo caso 4. Si bien esta disminución en la frecuencia es sostenida durante el estado estacionario esta requiere una cantidad de tiempo del orden de los minutos para llevar al sistema a valores críticos que desencadenen una inestabilidad de frecuencia.

Como último punto y el más importante se debe analizar la Figura 21, la cual muestra el desempeño de los diferentes esquemas de control simulados frente a una regulación de frecuencia. En primer lugar, se observa claramente que la inclusión de los BESS mejora la dinámica de frecuencia respecto al escenario base, lógicamente se observan mejoras en los parámetros nadir (aumento de 0,4 [Hz]) y en la frecuencia de estabilización (aumento de 0,68 [Hz]). Esto se acrecienta mediante la inclusión de la inercia virtual (caso 3 y caso 4), mejorando el nadir de frecuencia en 0,59 [Hz] respecto al caso base.

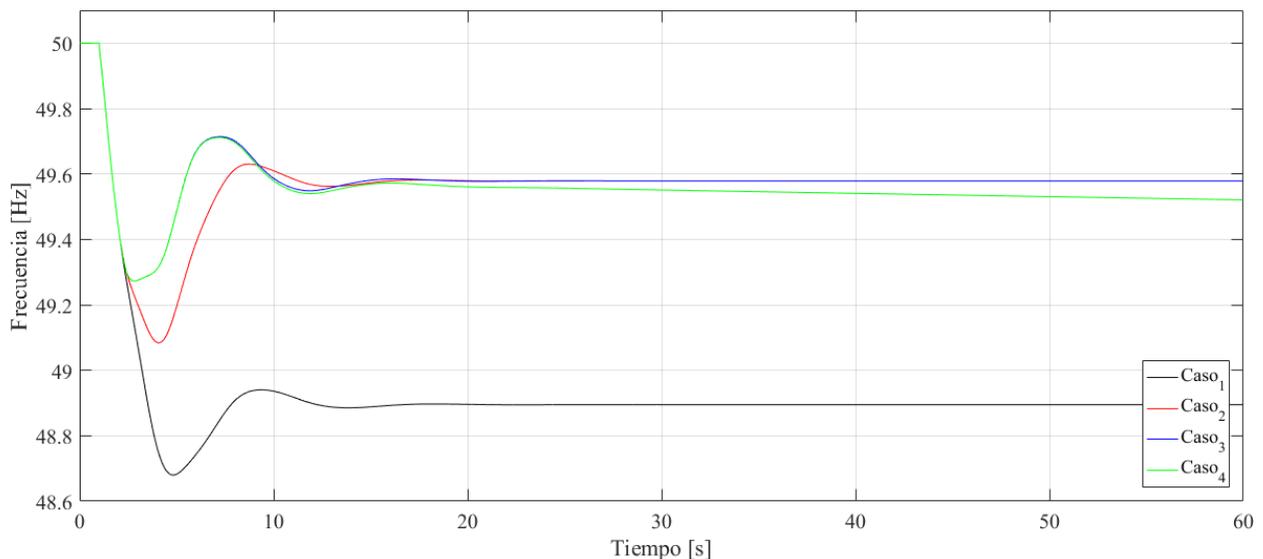


Figura 21: Comparación de la dinámica de la frecuencia del sistema para los casos preliminares.

En base a los resultados de los casos 3 y 4 se descartará la opción del control droop variable (caso 4) dado que este algoritmo no reporta una variación en la dinámica inicial de la frecuencia y su aporte en la magnitud de frecuencia en un periodo de 60 [s] difiere en un 0,11% respecto al caso 3. Si bien este tipo de control puede ser útil en la operación real del sistema frente a contingencias de potencia, su bajo aporte en el transitorio lo excluye en lo que sigue de este estudio, en desmedro del caso 3 (control con inercia virtual).

Como una conclusión preliminar de este estudio, se puede notar las mejoras en las dinámicas de frecuencia del sistema en cuanto a regulación de frecuencia producto de la inclusión de baterías en el control primario de frecuencia. Estas mejoras pueden verse

aumentadas, por medio de modificaciones en los algoritmos de control como es el caso de la inclusión de inercia virtual en la lógica de control, tal como se mostró en la dinámica de la frecuencia de la Figura 21.

# Capítulo 4.

## Implementación, simulaciones y validación del modelo propuesto

En el siguiente Capítulo se expondrá la solución definida en la Sección 3.2.4, la cual será probada en el sistema de prueba IEEE de 14 barras a través de diferentes casos de estudio, los que serán contrastados entre sí. Los distintos escenarios de simulación pueden variar tanto como en los parámetros de los controles implementados como también en las contingencias de potencia, el origen de estas o bien variaciones en los parámetros nominales de los equipos involucrados. Los resultados de dichas simulaciones deberán ser sometidas a un proceso de análisis por medio de los diferentes parámetros ya mencionados en la Sección 3.1.3 para determinar las dinámicas que muestren un mejor desempeño. El hecho de analizar distintos escenarios bajo variaciones pequeñas permitirá obtener relaciones entre las distintas variables que a su vez permita obtener posiblemente un mejor desempeño sistémico del control primario de frecuencia mediante baterías.

### 4.1 Descripción del sistema IEEE 14-bus

Tal como se mencionó brevemente en la Sección 3.1.3, la red de prueba será el Dynamic IEEE 14-bus test system cuyo diagrama unilineal se muestra en la Figura 22. Para los fines de este estudio se deben destacar los cinco generadores y las doce cargas involucradas ambos conjuntos son implementados a través de un modelo dinámico. En el caso de los generadores sincrónicos se utilizará un modelo estándar llamado “*sym frame*”, el cual tendrá internamente dos controles adicionales uno de ellos asociado al control del sistema de excitación del generador (AVR\_SEXS) mientras que el otro está relacionado al control de frecuencia-potencia (Gov\_IEEEG1 - Gov\_IEEEGO). Los cinco generadores del sistema se agrupan en tres plantas, de las cuales dos son iguales y están compuestas por 2 generadores cada una, cada generador utiliza los modelos AVR\_SEXS y Gov\_IEEEGO. Mientras que la última planta se compone solamente de un generador, el cual utiliza los modelos AVR\_SEXS y Gov\_IEEEG1, además esta planta define la barra de referencia del sistema y está encargada de realizar el CPF. Por el lado de las cargas, es necesario precisar que estas no son completamente estáticas, es decir su magnitud no tiene una magnitud fija y depende de parámetros del sistema.

Todas las cargas están compuestas por una parte estática y una dinámica (cada una representa el 50% del total). La componente estática tiene una impedancia constante, que define una demanda de potencia constante. Por otra parte, la componente dinámica corresponde a una impedancia no lineal, cuyas variaciones en este caso particular dependen de la frecuencia del sistema, emulando el comportamiento de los motores asincrónicos. En la ecuación (4.1) se muestra la dependencia de la carga respecto de la tensión y la frecuencia, mostrando la proporcionalidad de estos factores con la demanda de potencia. En todas las cargas se considera un  $k_{pf}$  de 2 y una constante de tiempo de la carga dinámica de 0,1 [s]. En

general y de acuerdo a las magnitudes de las variaciones de frecuencias esperadas, se tendrán variaciones en las cargas del sistema menores al 5% de la potencia nominal del sistema.

$$P = P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{kpu} \left( 1 + k_{pf} \frac{\Delta f}{f_0} \right)$$

$$Q = Q_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{kqu} \left( 1 + k_{qf} \frac{\Delta f}{f_0} \right)$$
(4.1)

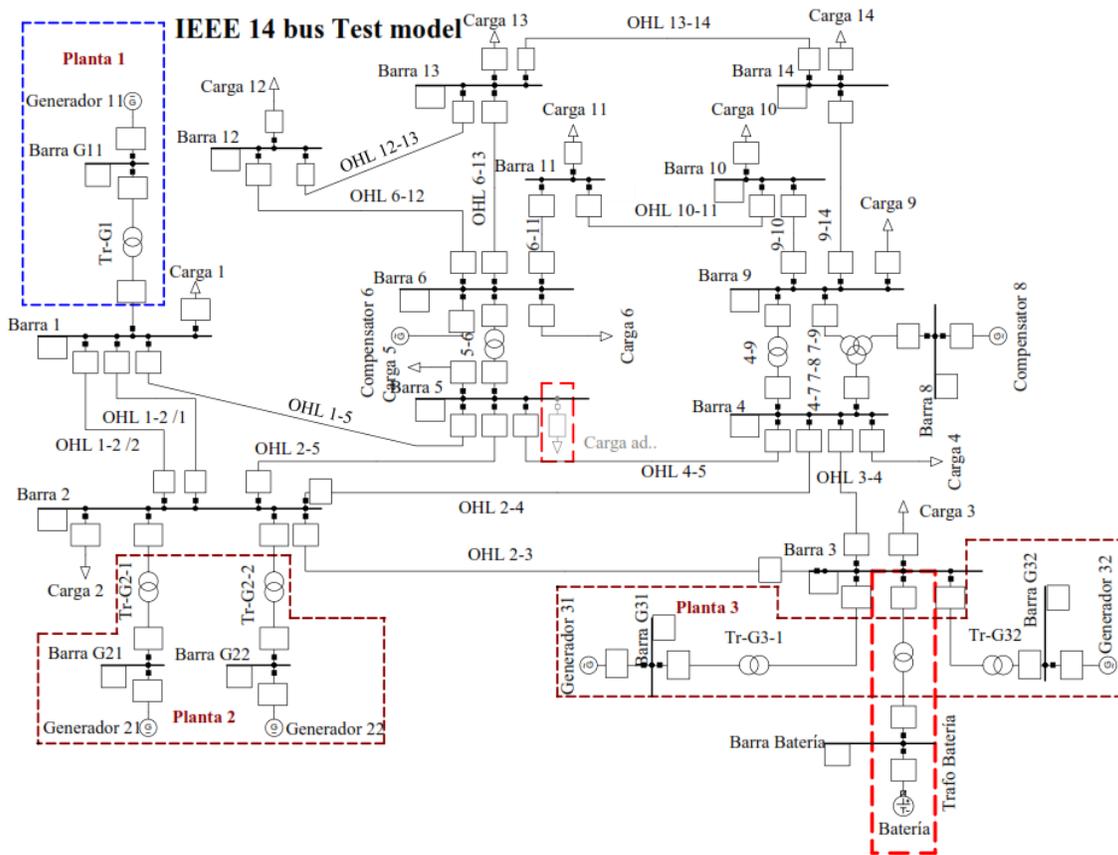


Figura 22: Diagrama unilineal de sistema IEEE de 14 barras con equipos BESS

La batería se conectará en la Barra 3, en este punto se debe notar la existencia de un transformador elevador (desde 20 [kV] hasta 220 [kV]) para conectar el equipo al sistema de transmisión. Es importante mencionar que se omite los transformadores intermedios que conectan la salida AC del convertidor de potencia con la barra del BESS (en general estos equipos trabajan en 0.4 [kV] en el lado de baja tensión mientras que el lado de alta tensión depende del punto de conexión). La razón principal de no incluirlos en la simulación es que los transformadores no aportan a la dinámica del sistema, considerando además que las pérdidas de potencia asociadas a estos equipos pueden incorporarse al transformador principal. La ubicación de la batería no tiene más justificación que conectarse en un punto tal que apoye a la

generación de la planta 3 frente a posibles contingencias tal como se analizara en las secciones siguientes.

### 4.1.1 Primeras pruebas resultados y validación

Como primera simulación se realizará un control de frecuencia producto de una conexión intempestiva de una carga de 150 [MW] luego de un segundo iniciada la simulación. Si bien se mencionó anteriormente en la Sección 3.2.3 que las diferencias de potencias en los casos de estudio no serían mayores al 10% del total de la demanda (en este caso este límite es cercano a 90 [MW]), se justifica esta diferencia de potencia superior al considerado producto de dos razones; la primera razón es que cuatro de los cinco generadores entregan una potencia de 150 [MW] siendo este el valor mínimo frente a una salida abrupta de uno de los generadores, de esta manera se tendrá una comparación de la dinámica de frecuencia frente a situaciones donde cambie la inercia del sistema; la segunda razón es la robustez del sistema el que cuenta con una capacidad de generación nominal de 1600 [MW] permitiendo variaciones significativas en la generación o demanda sin caer en problemas de inestabilidad de frecuencia.

Para los casos donde se utiliza la batería se considera que el equipo tiene una potencia nominal de 150 [MW], además está completamente cargado y tiene una capacidad para entregar energía durante aproximadamente 15 minutos (este parámetro es irrelevante dado que el tiempo considerado en la simulación es de 30 [s]).

Para el mismo evento ya mencionado se analizarán 3 casos, en uno de ellos se tendrá el CPF por medio del generador 1 (caso 3), otro tendrá el CPF por medio del modelo original del BESS con algunas modificaciones en los parámetros del control (caso 2), y el último caso tendrá el CPF por medio del modelo propuesto de regulación de frecuencia con inercia virtual (caso 1). Las constantes de tiempo y ganancias de controladores más relevantes se muestran en las Tabla 28, Tabla 27 y Tabla 26. Se debe destacar que estas son seleccionadas en forma conveniente solamente con el objetivo de mostrar las diferencias entre los modelos, dejando para la Sección 4.2 los ajuste y efecto que tienen algunas de las variables mostradas. Por último, se debe notar que en todos los casos se considera una banda muerta de frecuencia de  $\pm 0,2$  [Hz] tanto para los BESS como el generador.

El objeto de esta comparación es similar a lo mostrado en la Sección 3.2.4 donde se compara la dinámica de frecuencia del sistema frente a tres modelos de control de frecuencia posibles. La comparación de los tres casos también permitirá cuantificar el beneficio del control de frecuencia producto del esquema propuesto, en este sentido se descartarán en las siguientes secciones el CF de los casos 2 y 3, esto se debe a que el punto de comparación para las distintas variaciones deberá ser en base al mejor esquema de control, el cual se definió anteriormente como el esquema de CPF que incorpore al generador y el equipo BESS con el algoritmo de inercia virtual.

El análisis y comparación de los tres casos debe realizarse en primer lugar en base a la frecuencia del sistema, lo que se muestra en la Figura 23 donde se observa claramente la mejora en el nadir de frecuencia y el valor final de la frecuencia, producto de la inclusión de equipos BESS. El beneficio es aún mayor para el modelo de control propuesto, donde se observa un aumento en el nadir de frecuencia y un leve aumento en la frecuencia estabilizada, lo que se debe a la inclusión de la inercia virtual, esto puede verse a través de la Tabla 7 donde se presenta la cuantificación de los datos antes mencionados. El aumento en el nadir de

frecuencia en el caso 1, es causa de la inclusión de la inercia virtual, fenómeno que puede observarse en la Figura 24, donde se aprecia un aumento considerable de la potencia de salida del BESS frente a la caída de frecuencia, aporte que decae en el tiempo, llegando a un punto de operación similar al caso que considera el modelo original.

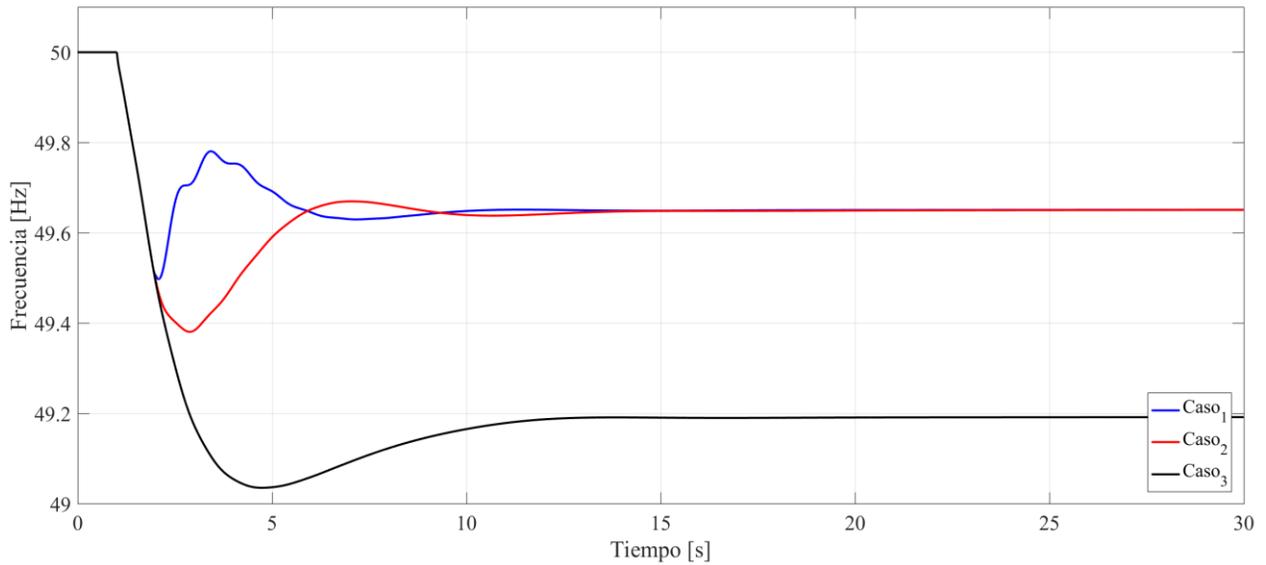


Figura 23: Desempeño de la dinámica de frecuencia frente a un aumento de carga intempestivo.

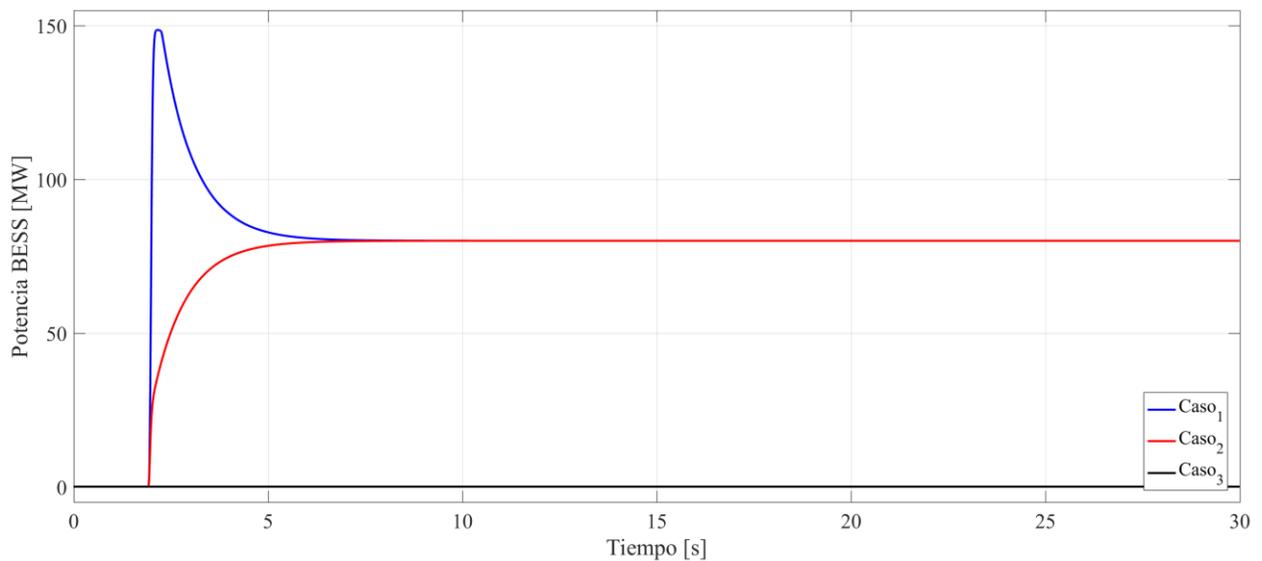


Figura 24: Comparación preliminar de la potencia del BESS utilizado para CPF.

	Nadir [Hz]	Frecuencia estabilizada [Hz]
<b>Caso 1</b>	49,49688	49,65089
<b>Caso 2</b>	49,38050	49,65067
<b>Caso 3</b>	49,03502	49,19162

Tabla 7: Comparación preliminar de datos relevantes de frecuencia.

Adicionalmente se muestra el desempeño del generador 1, el cual está encargado de realizar los servicios de control de frecuencia para los tres casos de estudio considerando en cada caso aportes diferentes. La dinámica se muestra en la Figura 25 donde la perturbación de carga provoca oscilaciones de la potencia generada de mayor o menor gravedad de acuerdo a la circunstancia. Se debe recordar que los modelos utilizados podrían generar oscilaciones dado estos no cuentan con todos los componentes y controles que modelan el comportamiento detallado del generador, de esta manera podría evitarse este tipo inconvenientes.

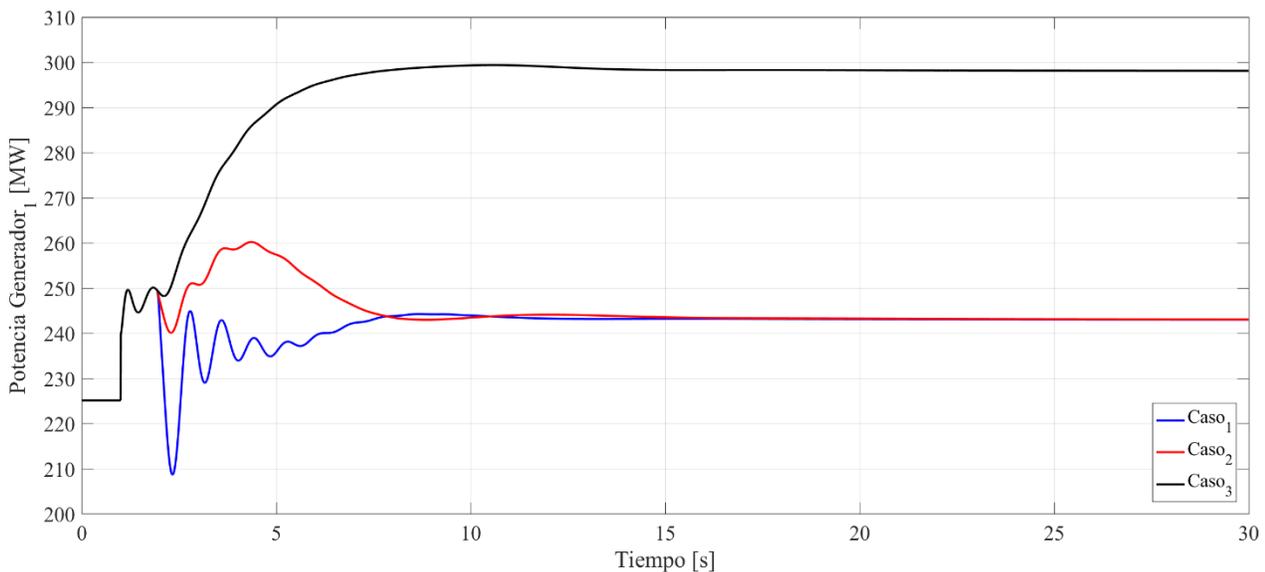


Figura 25: Evolución de la potencia del generador 1 frente a un aumento de carga intempestivo.

Como conclusión de esta comparación preliminar, se reafirma que la inclusión de baterías a modo de complemento del control de frecuencia mejora las dinámicas del sistema.

## 4.2 Variaciones de parámetros y sensibilidades

De manera de conocer los reales efectos de ciertos parámetros del control implementado se realizan variaciones por separado al controlador de potencia del modelo, la constante droop, el tiempo de retardo del controlador, la potencia nominal del equipo y la variación de la contingencia. En cada una de las pruebas se mantendrán constantes las condiciones de

simulación expuestas en la Sección 4.1.1, salvo las modificaciones específicas de cada conjunto de simulaciones. Las variaciones se harán en dos conjuntos principales, el primero agrupa lo relacionado al control automático del BESS y el segundo conjunto se agrupa las variaciones en las magnitudes de potencias.

## 4.2.1 Variaciones del controlador de potencia del BESS

### a) Constante droop

Como primera variación se analizará el efecto que tiene la constante droop del controlador de frecuencia de la batería. Para esto se simularon 5 casos de estudio con variaciones en el droop de 0,05 entre cada uno de los casos, los datos se muestran en la Tabla 8. Lógicamente, la participación del generador también sufrirá cambios en su consigna de potencia producto de su propio estatismo (fijo para todos los casos). Se espera que la relación de potencia entre el generador y las baterías sea en forma inversa, donde los primeros casos se muestre un mayor aporte de potencia del generador, disminuyendo a medida que aumenta Dup. Caso completamente contrario es el BESS, del cual se espera un aumento de la potencia de salida a medida que aumente el Dup .

Caso	1	2	3	4	5
Dup	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25

Tabla 8: Sensibilidad de la constante droop para los distintos casos de análisis.

La Figura 26 muestra las dinámicas de frecuencia para los cinco casos simulados, mostrando una clara tendencia de la frecuencia y sus parámetros relevantes debido al aumento en la constante Dup. En los casos 1 y 2 el nadir de frecuencia tiene como particularidad que no se produce luego de la respuesta inercial, sino que se alcanza un tiempo después y producto de la mala compensación de potencia. A partir del caso 3 se muestra que a mayor Dup se tiene una respuesta típica de la frecuencia que demuestra el correcto desempeño del CPF. Para constantes Dup mayores a 0,25 se obtienen mejores parámetros, pero la compensación de potencia es tal que logra sobrepasar la banda de frecuencia que desactiva la actuación de la batería lo que desencadena una nueva contingencia de frecuencia. Dependiendo de las magnitudes de Dup este proceso se repetirá con mayor o menor frecuencia pudiendo incluso estabilizarse en un valor a lo largo de varios minutos. En cualquiera de estos casos, se debe evitar cualquier tipo de situación similar razón por la cual se declara como límite superior un Dup igual a 0,25.

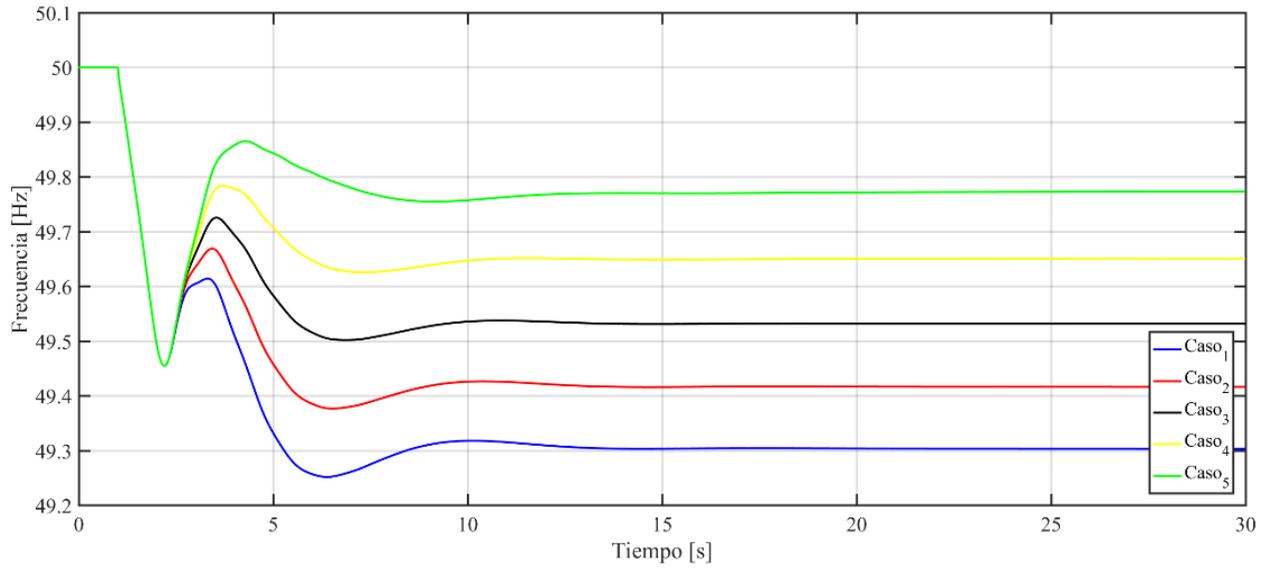


Figura 26: Comparación de frecuencia para variaciones de Dup frente a la misma contingencia.

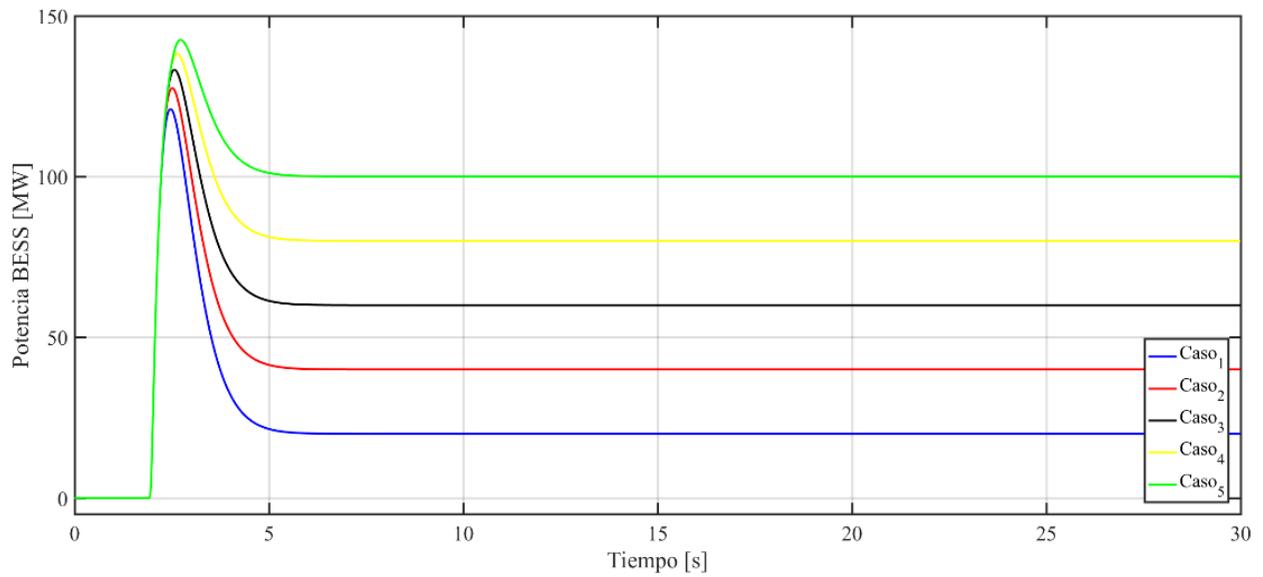


Figura 27: Comparación de potencias del BESS para variaciones de Dup frente a la misma contingencia.

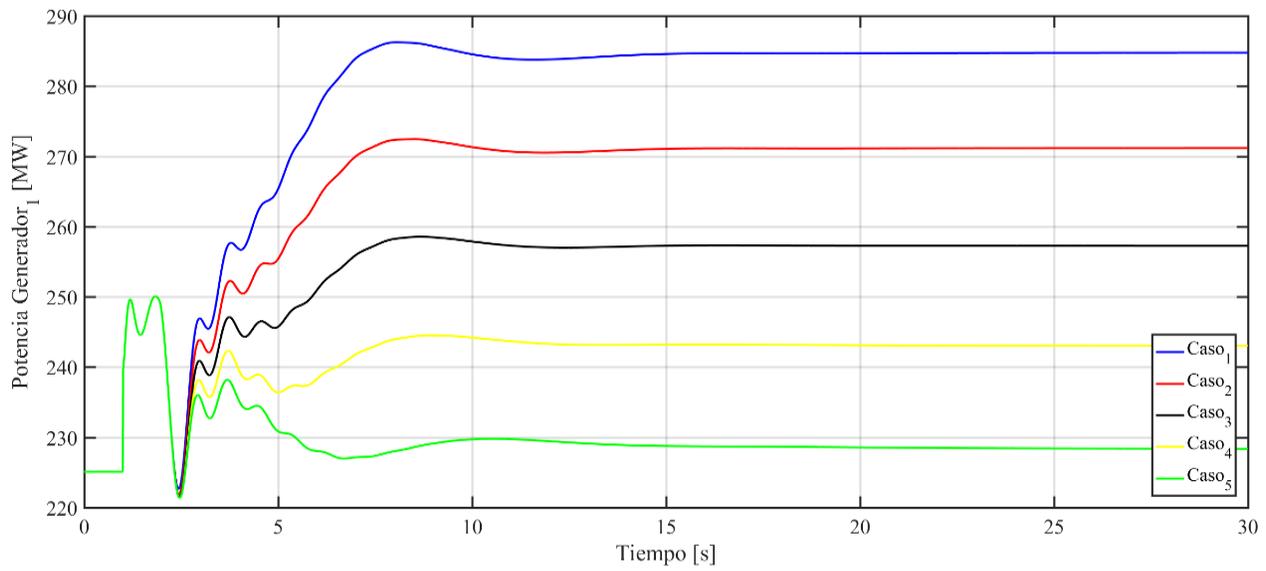


Figura 28: Comparación de la potencia del generador para variaciones de Dup frente a la misma contingencia.

Otro punto importante de analizar son las potencias asociadas al generador y el BESS. Tal como se mencionó el droop de 0,25 tiene la mayor cantidad de potencia suministra, así como también tiene el mayor peak de potencia evidenciando una mayor utilización del recurso tal como se muestra en la Figura 27. Por el lado del generador, se debe notar la disminución de la potencia a medida que aumenta el Dup tal como se muestra en la Figura 28, hasta el punto de disminuir su consigna para valores del droop mayores a 0,25.

### b) Variación del controlador de potencia

En condiciones similares al caso anterior, ahora se varía el controlador de potencia del BESS donde se modifican las constantes proporcional e integral de acuerdo a lo estipulado en la Tabla 9. En este ejercicio es de esperar que no existan variaciones importantes en cuanto a magnitudes de la frecuencia, en particular el nadir de frecuencia y el valor estacionario de la misma, no así con la dinámica del control de frecuencia la cual puede y debe variar en cuanto a tiempos de respuesta, estabilización o magnitudes de oscilación de las variables. En este sentido, y producto de las diferentes respuestas se debe privilegiar una dinámica que presente una mejor combinación entre tiempos de estabilización y el nivel de oscilación de la respuesta, para lo que se recurre al análisis tanto como de la respuesta de la frecuencia (Figura 29) como la respuesta de la potencia del BESS (Figura 30).

Caso	1	2	3	4	5
$K_{pg}$	0,8	0,8	0,8	3,2	3,2
$K_{ig}$	3	9	6	6	9

Tabla 9: Sensibilidad del controlador de potencia para los distintos casos de análisis.

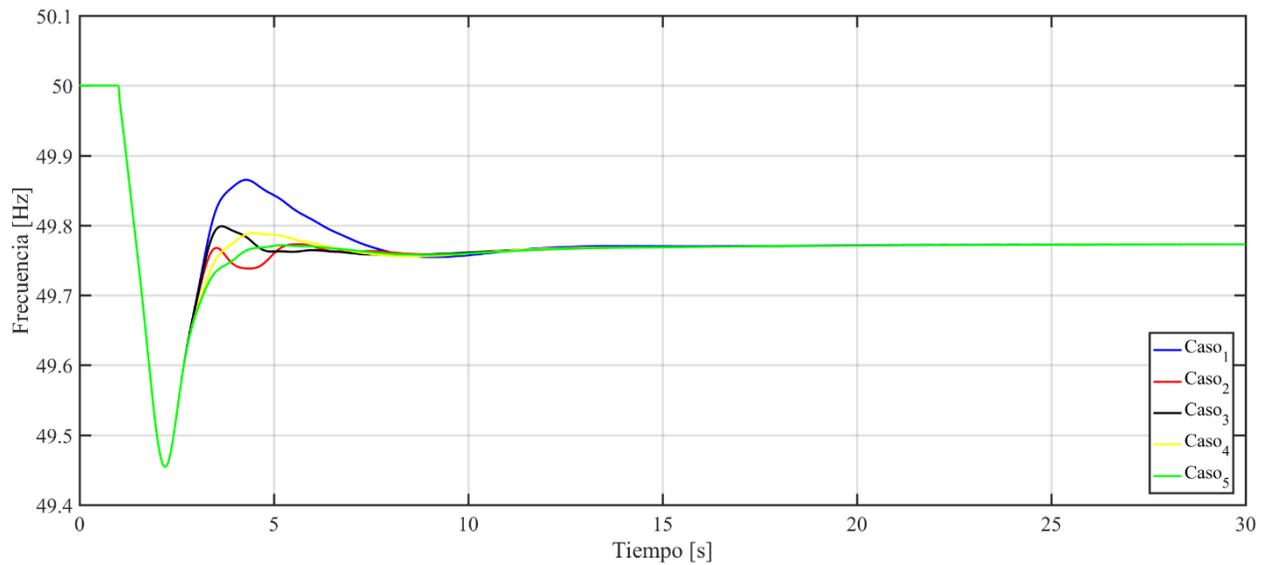


Figura 29: Comparación de frecuencia para variaciones del controlador de potencia del BESS frente a la misma contingencia.

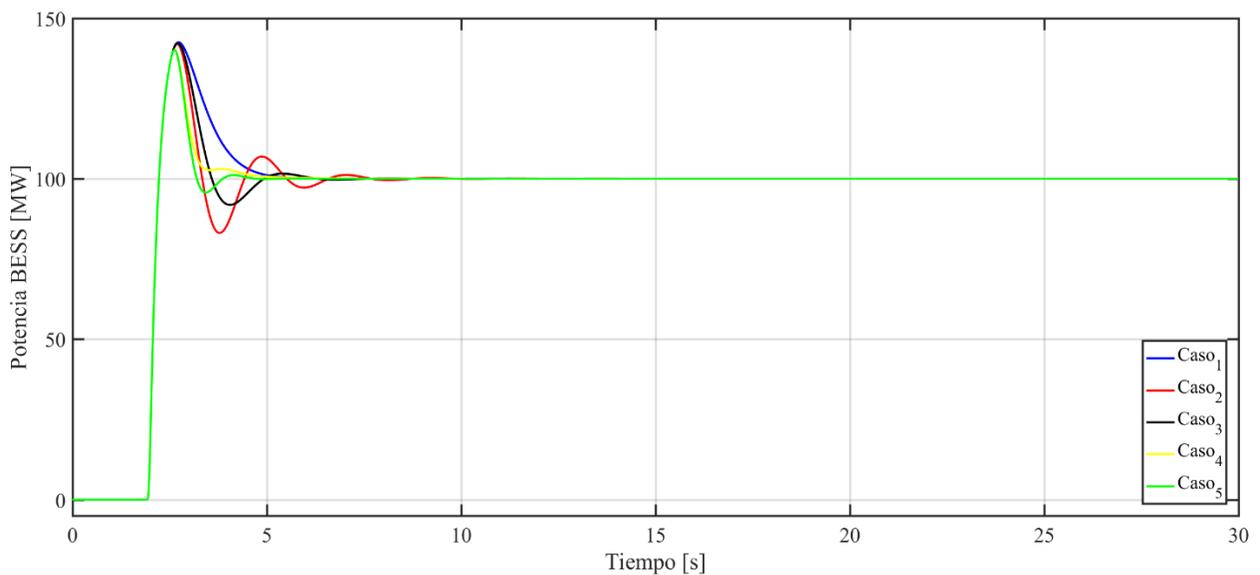


Figura 30: Comparación de potencia del BESS para variaciones del controlador de potencia del BESS frente a la misma contingencia.

Los casos analizados en la Figura 29 muestran solamente respuestas sub-amortiguadas, presentando mayor o menor nivel de oscilación dependiendo del ajuste de los parámetros, siendo las mejores respuestas las que tienen el aumento en la constante proporcional. El caso 5 es interesante de analizar ya que la dinámica obtenida puede asimilarse a una respuesta críticamente amortiguada, esto sumado a variaciones (del droop o del retardo del controlador de potencia) pueden llevar a respuestas sobre amortiguadas lo que podría aumentar el tiempo de estabilización de la respuesta, razón por la cual se opta por privilegiar las constantes del caso 4 en desmedro de los otros casos.

Tal como se mencionó en el párrafo anterior, el caso 5 es el que presenta un mejor desempeño de frecuencia dada su baja oscilación y por consiguiente menor tiempo de estabilización, esto se aprecia también en la dinámica de potencia donde se observa una pequeña oscilación en la potencia del BESS (de aproximadamente 5 [MW] por debajo del valor final), razón que reafirma la elección del caso 4 donde se tiene una baja paulatina de la potencia del BESS.

### c) Variación del tiempo de retardo del controlador de potencia

De acuerdo a lo estipulado en la Sección 3.2.4 se debe considerar un retardo de tiempo del controlador de manera que la dinámica del control de frecuencia sea más lenta evitando de esta forma oscilaciones de frecuencia. En este sentido es importante mencionar que este punto no es una modificación al esquema de control, si no que un ajuste del parámetro  $T_g$  incluido en el modelo original. Para el siguiente conjunto de pruebas se partirá desde el modelo original el cual tiene un retardo nulo aumentando su valor en cada uno de los casos a implementar de acuerdo a la Tabla 10.

Caso	1	2	3	4	5
$T_g$ [s]	0	0,2	0,5	1	2

Tabla 10: Sensibilidad del retardo del controlador de potencia para los distintos casos de análisis.

En la Figura 31 se observa claramente el efecto del retardo del controlador mediante dos variaciones importantes, la primera es la baja en el peak de potencia del BESS a medida que el retardo del controlador es mayor, y la segunda variación es la menor pendiente que toma la respuesta debido al retardo temporal del controlador de potencia. El objetivo de incluir esta constante es evitar los cambios bruscos en la potencia de salida del BESS, lo que se logra en todos los casos considerados. Por lo que se hace necesario discernir la conveniencia de esta constante mediante el análisis de la dinámica de frecuencia de la Figura 32. Por medio de la dinámica de frecuencia es fácil descartar los casos 1, 4 y 5, el primero de estos por los cambios abruptos en la dinámica de potencia que llevan a oscilaciones en la dinámica de frecuencia, mientras que los restantes dos presentan un aumento considerable en el nadir de frecuencia y los tiempos de estabilización.

De entre los casos 2 y 3 se debe elegir una constante de tiempo adecuada, razón por lo cual a partir de este punto se deberá hacer un nexo entre la teoría de control automático y los elementos de medida (potencia, frecuencia y tensión) que agregan filtros y tiempos de retardo al sistema. Si bien es deseable que estas constantes sean nulas o al menos lo más pequeñas posibles, es posible sacar provecho de su inclusión, por ejemplo, para este caso se considera una constante de tiempo del filtro de frecuencia de  $T_{pf} = 0,775$  [s], lo que convenientemente sumado a un retardo del controlador de  $T_g = 0,225$  [s] determinan un equivalente de primer orden de 1 [s] (los efectos de dinámicas producto de los términos de segundo orden no se consideran importantes en los análisis de la teoría de control automático). Como último dato para justificar a la elección de esta constante es lo especificado en [21], donde se habla de tasas de muestreo igual a 1 [s] para potencia y frecuencia, lo que en este caso puede asumirse como un hecho al considerar el equivalente mencionado.

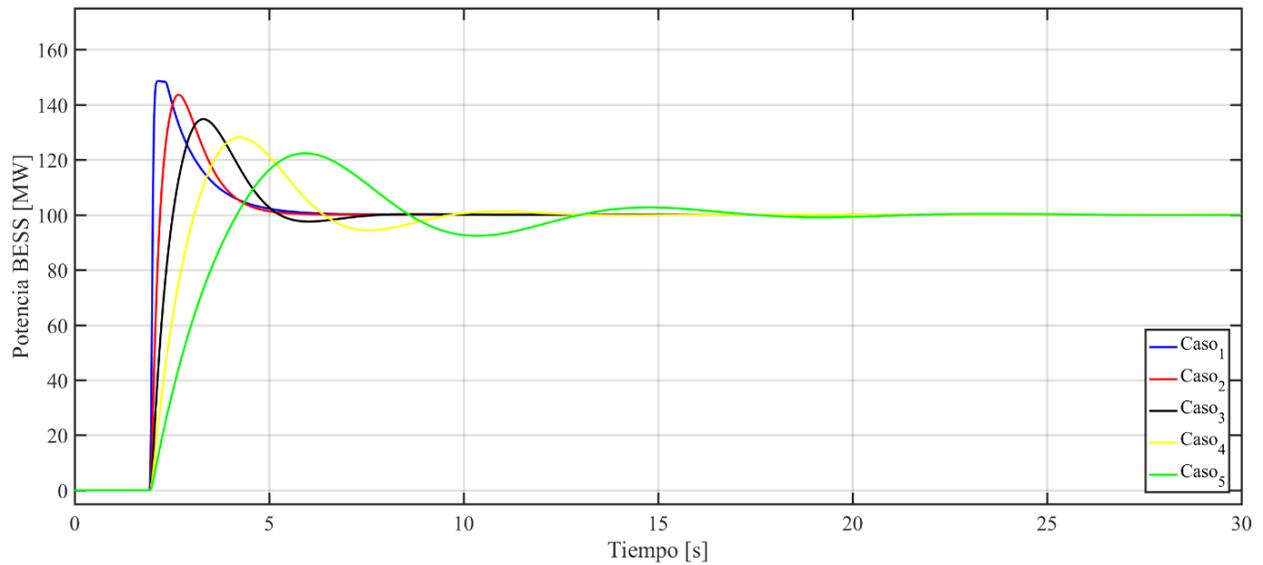


Figura 31: Comparación de potencia del BESS para variaciones del retardo del controlador de potencia del BESS frente a la misma contingencia.

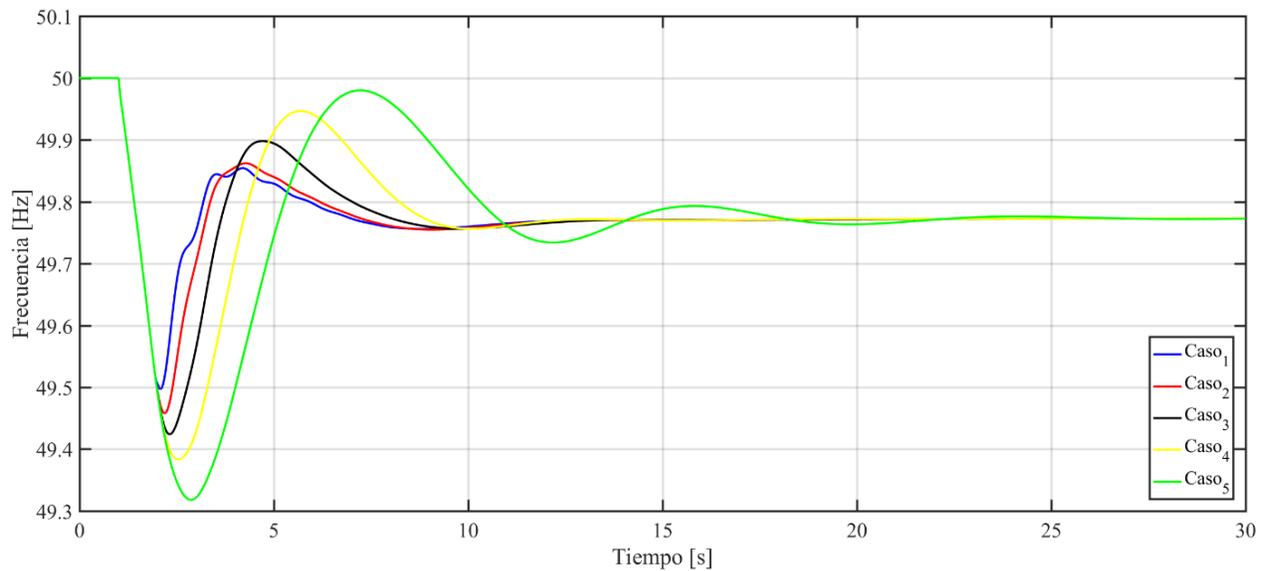


Figura 32: Comparación de frecuencia para variaciones del retardo del controlador de potencia del BESS frente a la misma contingencia.

## 4.2.2 Variaciones de potencia

El análisis de las potencias del sistema cobra importancia para el CPF dado que estas magnitudes son las que definen las variaciones de frecuencia del sistema. Las relaciones entre potencia y frecuencia se mostraron en la Sección 2.1, en este sentido se debe abordar el problema desde dos puntos de vista, el primero es la magnitud que tiene la contingencia de potencia (ya sea conexión o desconexión de carga o generación) y el segundo punto de vista es

la magnitud de la reserva destinada al control de frecuencia. Estos casos serán analizados en forma separada, con lo que se espera corroborar las relaciones y cuantificarlas de manera experimental.

### a) Variación de potencia nominal del BESS

A partir del escenario base se modifica la potencia nominal del BESS, manteniendo constantes todos los parámetros del controlador de frecuencia y la contingencia de potencia del sistema, las variaciones simuladas son mostradas en la Tabla 11. Para este conjunto de casos se utilizarán algunas de las constantes seleccionadas en la Sección 4.2.1 para avanzar en la búsqueda de una respuesta con mejor desempeño. El resumen de los parámetros utilizados se muestra en la Tabla 29.

Caso	1	2	3	4	5
$P_n$ [MW]	150	100	50	200	250

Tabla 11: Valores de potencia nominal del BESS para los distintos casos de análisis.

En la Figura 33 se muestra la comparación de la potencia del BESS, donde se aprecia el cambio en el máximo de potencia alcanzado, siendo el aporte de potencia en estado estacionario el mismo para todos los casos, esto se debe a que se considera el droop constante en todos los casos. Existe una relación proporcional entre el aporte inicial de potencia producto de la inercia virtual y el aumento de la potencia nominal del equipo, afectando la dinámica de frecuencia del sistema.

También se debe relacionar los aportes de potencia con la dinámica de frecuencia, esperando que las variaciones sean principalmente en el nadir de frecuencia debido a los máximos de potencia alcanzados por el BESS. Esta idea se muestra en la Figura 34, donde a medida que se aumenta la potencia el nadir disminuye, esta última relación no tiene una característica lineal, lo que se observa de los casos 4 y 5 donde se tienen aumentos de 50[MW] y 100 [MW] que provocan disminuciones de 0,0119 [Hz] y 0,0202 [Hz] respectivamente. Se debe agregar que el aumento en la potencia del BESS provoca también oscilaciones en la respuesta de frecuencia producto de las oscilaciones del generador dado que existe una sobrecompensación por parte del BESS lo que sumado a la no sintonización entre ambos controles provoca dichas variaciones indeseadas.

Por otra parte, la baja en la potencia nominal del equipo elimina el aporte del algoritmo de inercia virtual, lo que se manifiesta también como un aumento del nadir y los tiempos de estabilización de la señal de frecuencia. En base a lo comentado anteriormente se asume que las reservas de potencia para control primario deben ser de tal magnitud que cumplan con subsanar el déficit nominal (o superávit en caso de sobre frecuencia) de potencia del sistema. El aporte de potencia debe ser tal que presente ciertos beneficios al sistema, pero siendo la potencia nominal una de las características técnicas principales (en conjunto con la capacidad de almacenar energía), se hace necesario ligar la decisión a la parte económica. Este análisis

queda fuera del alcance de este estudio, pero es de vital importancia tener en cuenta esta relación.

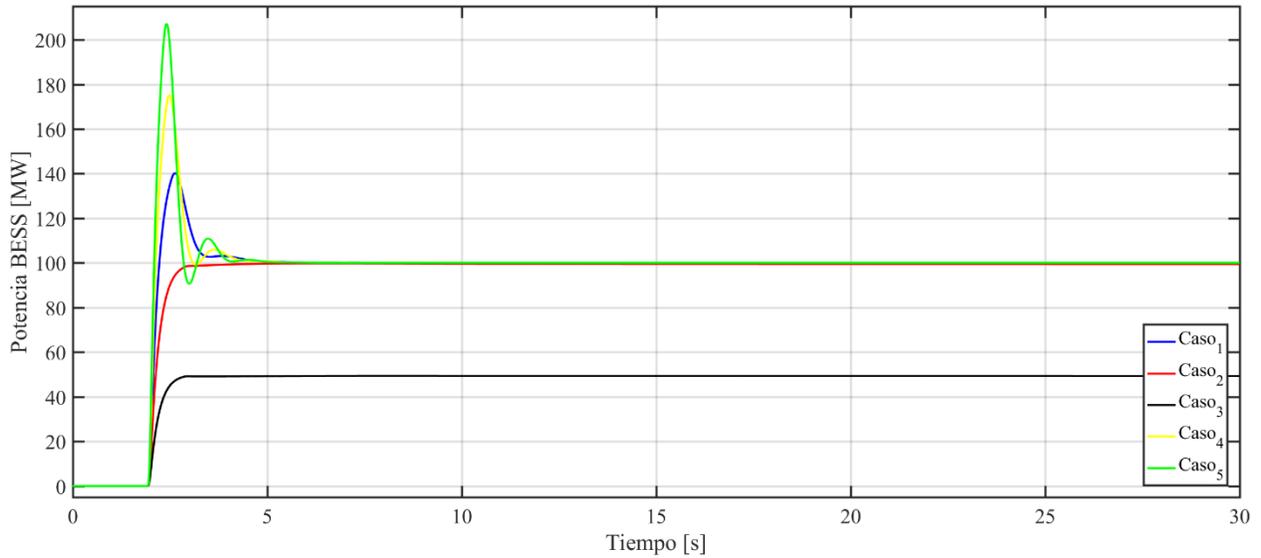


Figura 33: Comparación de la dinámica de potencia del BESS para variaciones de la potencia nominal del BESS frente a la misma contingencia.

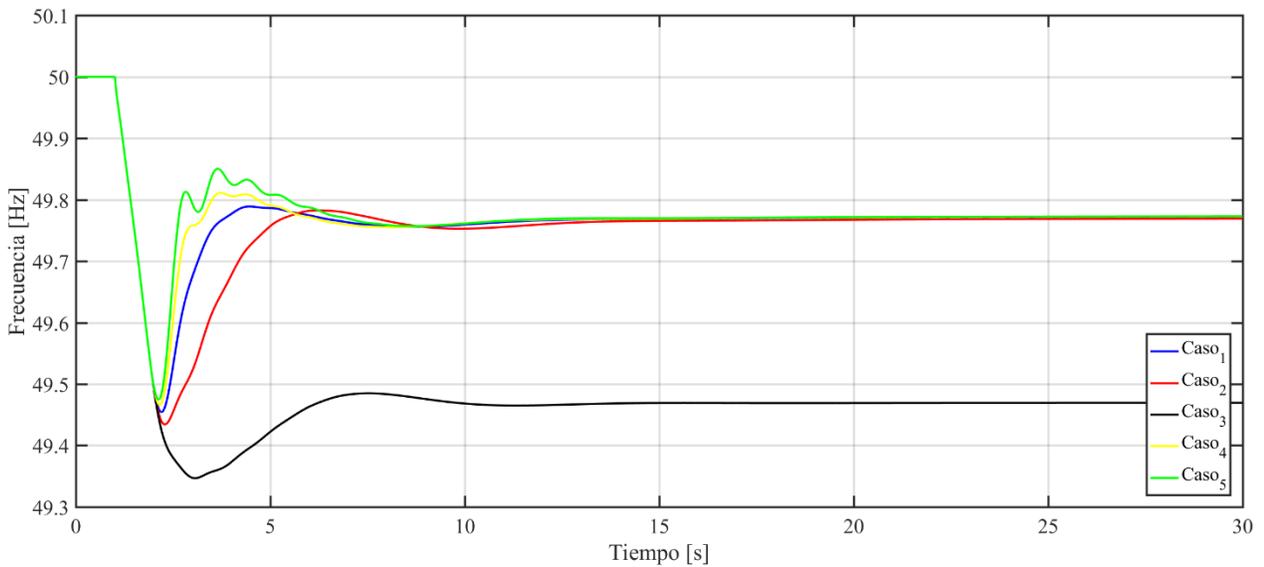


Figura 34: Comparación de frecuencia del BESS para variaciones de la potencia nominal del BESS frente a la misma contingencia.

## b) Variación de la magnitud de la contingencia de potencia

Esta es una de las variaciones más importantes dado que las contingencias dentro del sistema tienen una característica aleatoria importante, no es predecible cuando se producirán

los cambios intempestivos de potencia que desencadenen el control de frecuencia. Si bien en la Sección 3.2.3 se mencionó que las variaciones de potencia no deben ser superiores al 10% de la demanda, este criterio es en parte ambiguo ya que para esta variación y en este caso no provoca variaciones mayores en la frecuencia (si bien el sistema es robusto la magnitud de la variación debiera provocar desviaciones importantes en la frecuencia). La inclusión de esta variación pretende nuevamente comprobar las relaciones de potencia y frecuencia que definen el actuar del sistema. Los valores de contingencia son mostrados en la Tabla 12.

Caso	1	2	3	4	5
$P_{\text{adicional}}$ [MW]	150	170	190	210	230

Tabla 12: Valores de potencia adicional para los distintos casos de análisis.

En las Figura 35, Figura 36 y Figura 37 se muestran las potencias de la carga adicional (la contingencia), el BESS y el generador para los casos simulados. Se observa que la potencia del BESS se mantiene constante en el conjunto de casos conservando la misma dinámica, pero desplazada temporalmente dada que los casos con mayor potencia de contingencia provocan caídas de frecuencia más rápidas llevando a la activación del CPF en menores tiempos. Dado que no se tienen cambios en el droop del control del BESS, este mantiene constante su aporte de potencia, siendo las diferencias compensadas mediante el generador tal como se muestra en la Figura 37.

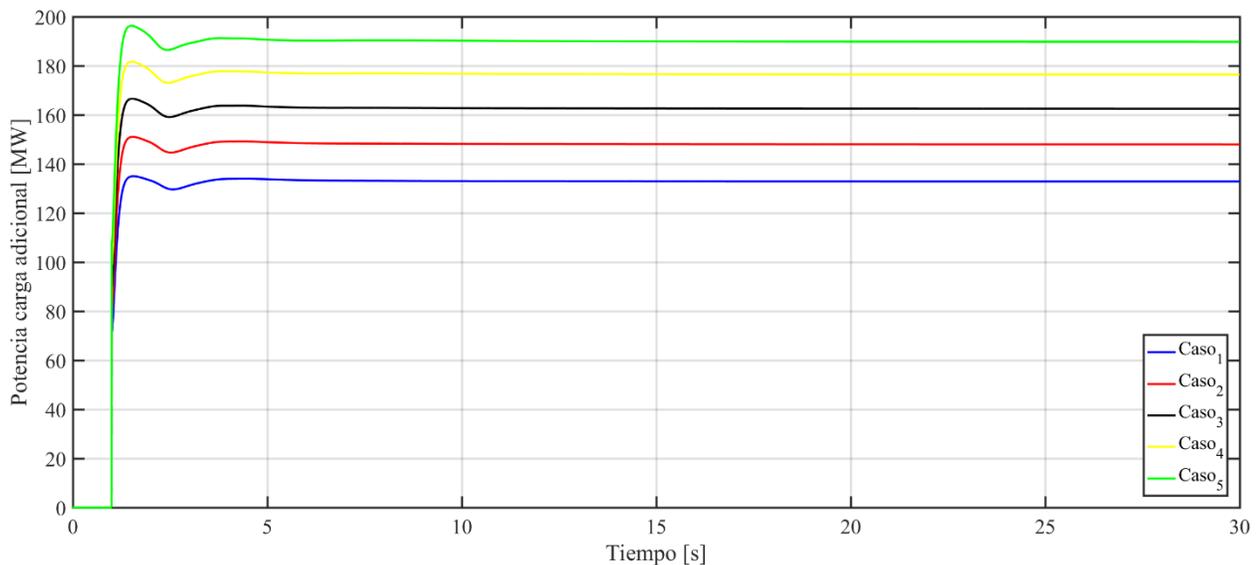


Figura 35: Variaciones de potencia de la contingencia frente a un mismo escenario de simulación.

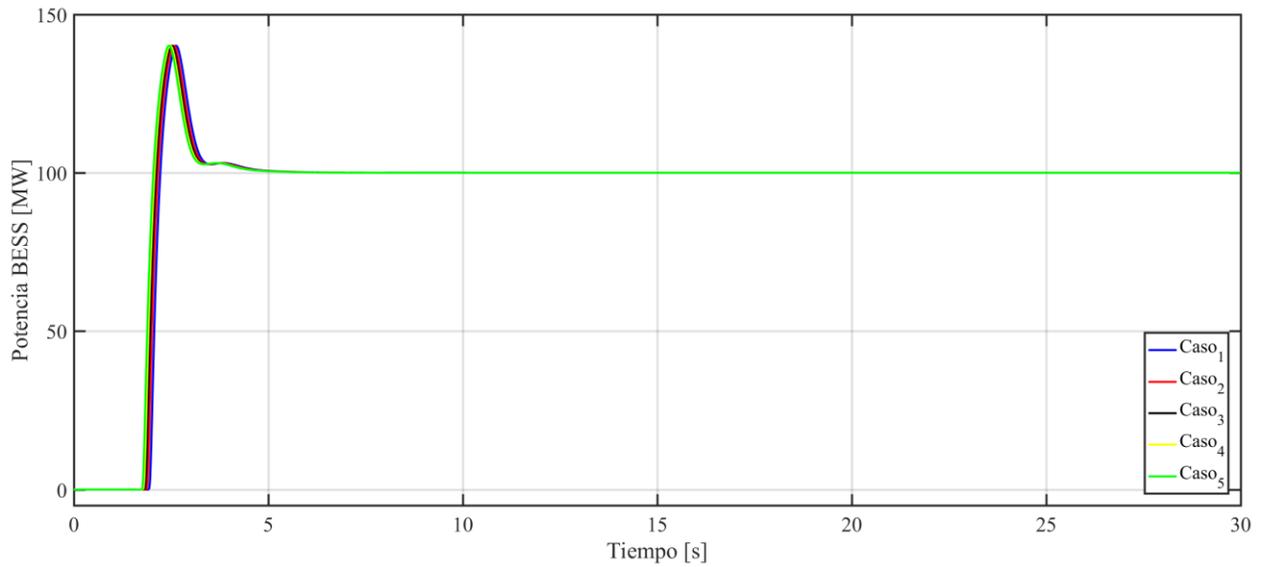


Figura 36: Comparación de la potencia del BESS para distintas contingencias de potencia considerando el mismo escenario de simulación.

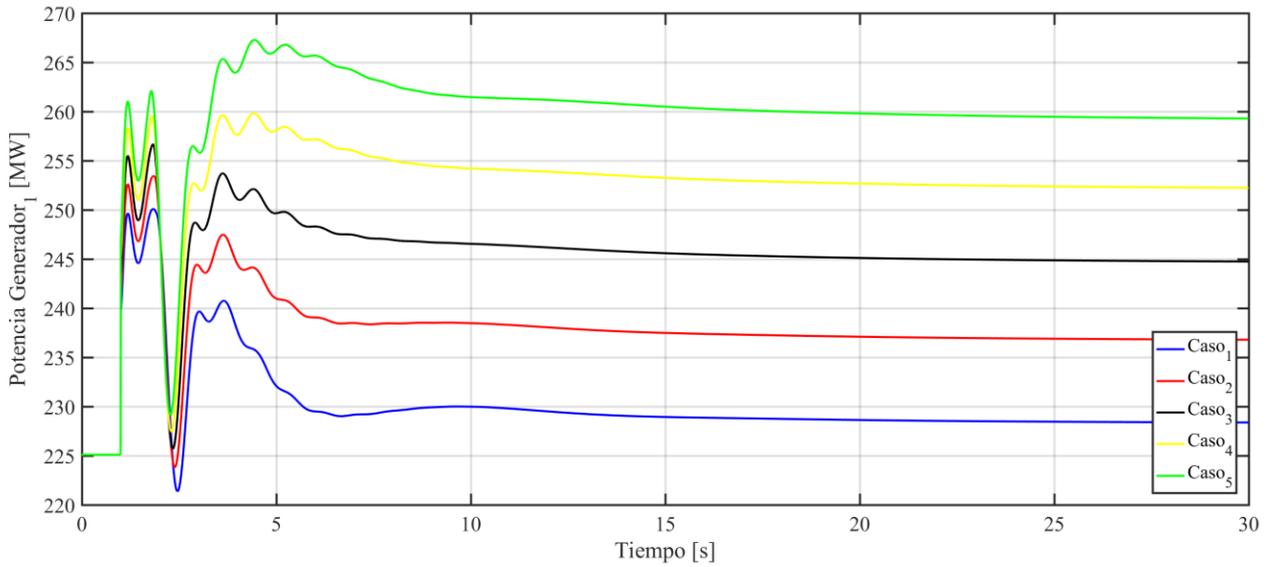


Figura 37: Comparación de la potencia del generador para distintas contingencias de potencia considerando el mismo escenario de simulación.

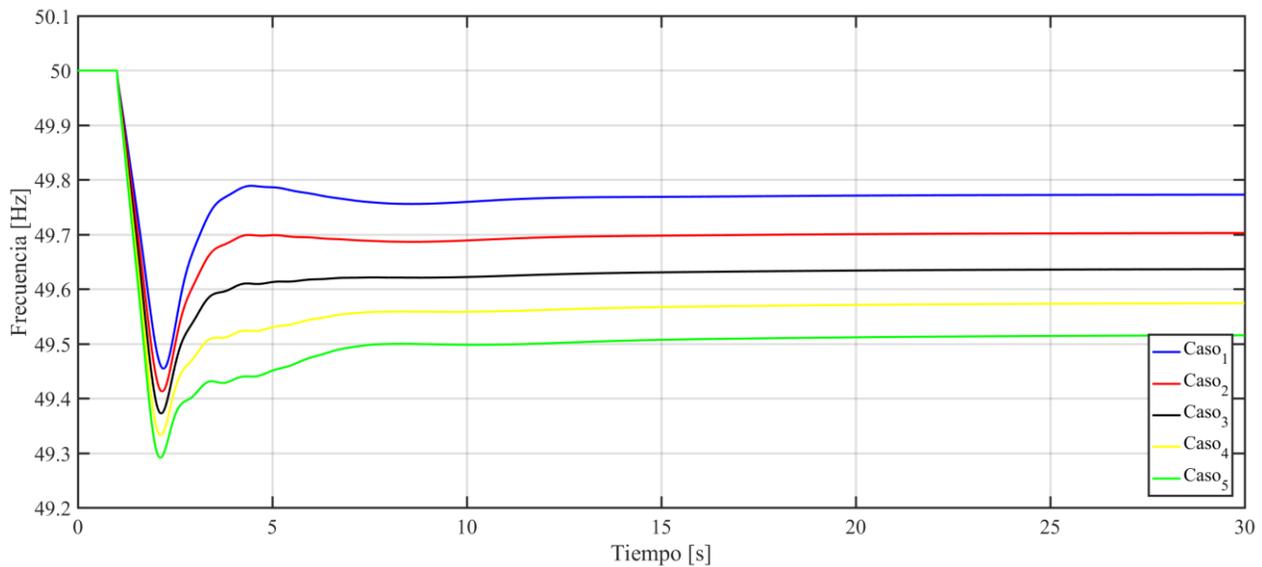


Figura 38: Comparación de la frecuencia del sistema para distintas contingencias de potencia considerando el mismo escenario de simulación.

Por último, es necesario comentar sobre la dinámica de frecuencia (Figura 38) la cual muestra en general un comportamiento esperado, donde las contingencias de mayor magnitud provocan caídas de frecuencia más rápidas (el ROCOF es mayor en estos casos), así como también se presentan valores estacionarios menores. También se debe notar que las oscilaciones de frecuencia en los casos 4 y 5 se deben a la descoordinación entre el control del BESS y el control del generador, siendo este último el equipo que presenta mayores oscilaciones de potencia.

### c) Variación del tipo de contingencia

Como último punto del análisis de parámetros sistémicos se verá la comparación entre dos situaciones similares en cuanto a magnitud, no así en cuanto a su aporte dentro del sistema. Esta sección compara una contingencia de potencia producto de la incorporación de una carga adicional de 150 [MW] y la desconexión de uno de los generadores cuyo despacho es 150 [MW]. La variación más importante entre ambos casos es la baja en la inercia del sistema, además es necesario especificar que la inercia de todos los generadores es de  $H=3,47$  [s] (dado que todos son iguales la inercia sistémica es la misma), por otra parte, la desconexión del generador representa una baja de la inercia de  $H=0,63$  [s]. Es de esperar que la desconexión del generador sea el peor escenario en esta comparación, aun así, es necesario cuantificar estas diferencias para tomar consideraciones especiales en caso de ser necesario.

En la Figura 39 se muestran las frecuencias obtenidas en cada caso, comprobando que la desconexión del generador (caso 2) presenta la peor dinámica en comparación a la conexión de una carga adicional (caso 1). Al igual que el caso anterior se deben notar las diferencias temporales entre ambos casos, lo que lleva a un retardo en la detección y activación del control del BESS (entre ambos casos la diferencia es de 0,12 [s]), manteniendo tanto las dinámicas como las magnitudes de potencia máxima y estable. La cuantificación de los valores de la Figura 39 se muestra en la Tabla 13, donde se aprecia una diferencia en el ROCOF entre

ambos casos de 0,247 [Hz/s], mientras que la diferencia en el nadir de frecuencia es 0,0474 [Hz]. Las diferencias entre ambos casos no son considerablemente importantes para tomar medidas especiales dentro del CPF según el origen de la contingencia de potencia. Si bien la elección entre ambos casos podría ser indiferente, debe asumirse como evento más probable la desconexión intempestiva del generador, considerando además que este escenario es el más desfavorable.

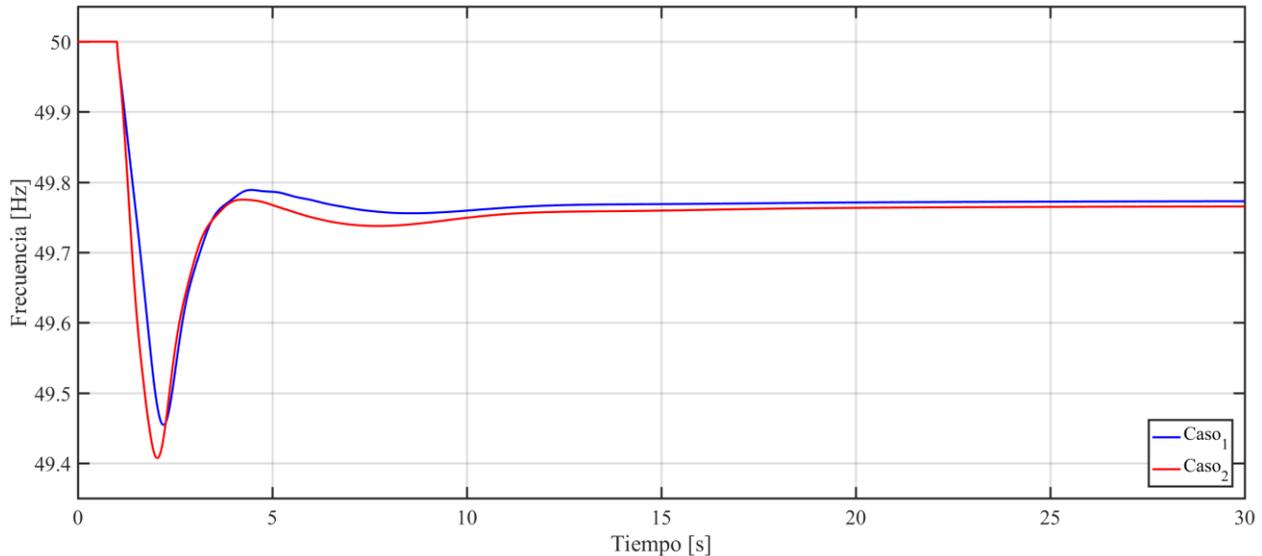


Figura 39: Comparación de frecuencia para diferentes contingencias de la misma magnitud.

	ROCOF [Hz/s]	Nadir [Hz]	Frecuencia estabilizada [Hz]
<b>Caso 1</b>	-0,5048	49,4542	49,7728
<b>Caso 2</b>	-0,7519	49,4067	49,7653

Tabla 13: Comparación de datos relevantes de frecuencia para distintas contingencias de la misma magnitud.

### 4.3 Comprobación para sobre frecuencias

Así como existe casos donde la frecuencia del sistema baja por sus valores de referencia, también existen casos en los cuales la frecuencia aumenta por sobre sus valores de referencia. Estos casos pueden ser originados por la conexión de un grupo de generación o la pérdida de cargas. Estos casos deben tratarse de igual manera que los casos de baja frecuencia, pero se debe tener en cuenta que existe una diferencia en la potencia de carga de la batería siendo esta menor que la potencia de descarga. Para la descarga del BESS se tiene una potencia 1 p.u., mientras que la potencia de descarga es siempre menor a 1 p.u. y depende del tipo de batería. Dentro del SEN, las baterías tienen valores para la potencia de carga de 0,915 p.u., 0,87p.u. y 0,625.p.u., siendo este último valor el utilizado en las siguientes simulaciones.

Utilizando el mismo sistema de prueba IEEE, se produce una contingencia en la Carga 2 disminuyendo el valor de su potencia activa en un 30% pasando de 240,23 [MW] a 168,65

[MW]. Este cambio se produce luego de 1 segundo iniciada la simulación. La comparación en esta oportunidad se hará considerando el control por medio de generador 1 (caso 3), a través de un esquema mixto con el modelo original del BESS (caso 2) y el esquema mixto con el modelo propuesto (caso 1). Además, se utilizarán los datos de las Tabla 28 y Tabla 27 para el generador y el modelo original respectivamente, mientras que para el modelo propuesto se utilizarán los datos de la Tabla 29. La única modificación en los parámetros del control de los BESS es la constante  $D_{dn}$  (constante droop para sobre frecuencia) que tiene un valor de 0,15 y se considera igual para los dos modelos a comparar.

En la Figura 40 se muestran las dinámicas de frecuencia para los tres casos de estudio. Se debe notar que en este tipo de casos se busca que las desviaciones de frecuencia sean menores, es decir, un máximo de frecuencia menor implica un mejor desempeño del CPF.

En la Tabla 14, se muestran los resultados obtenidos en cada uno de los casos, siendo los casos 1 y 2 los que muestran un mejor desempeño en cuando a la frecuencia estabilizada, en comparación al caso del control mediante el generador. El modelo propuesto tiene una baja en la máxima frecuencia que alcanza la curva en comparación con el modelo original, esto se debe a la inclusión de la inercia virtual, fenómeno que se evidencia en la Figura 41 donde se observa un aumento considerable de la potencia de carga de la batería, con un notorio mínimo producto de la variación repentina de la frecuencia. Finalmente es necesario destacar que la potencia se estabiliza en un valor cercano a los -60 [MW] (el máximo nominal de potencia de carga que pueden alcanzar los equipos es -93,75 [MW]) en los casos 1 y 2, ya que consideran igual droop.

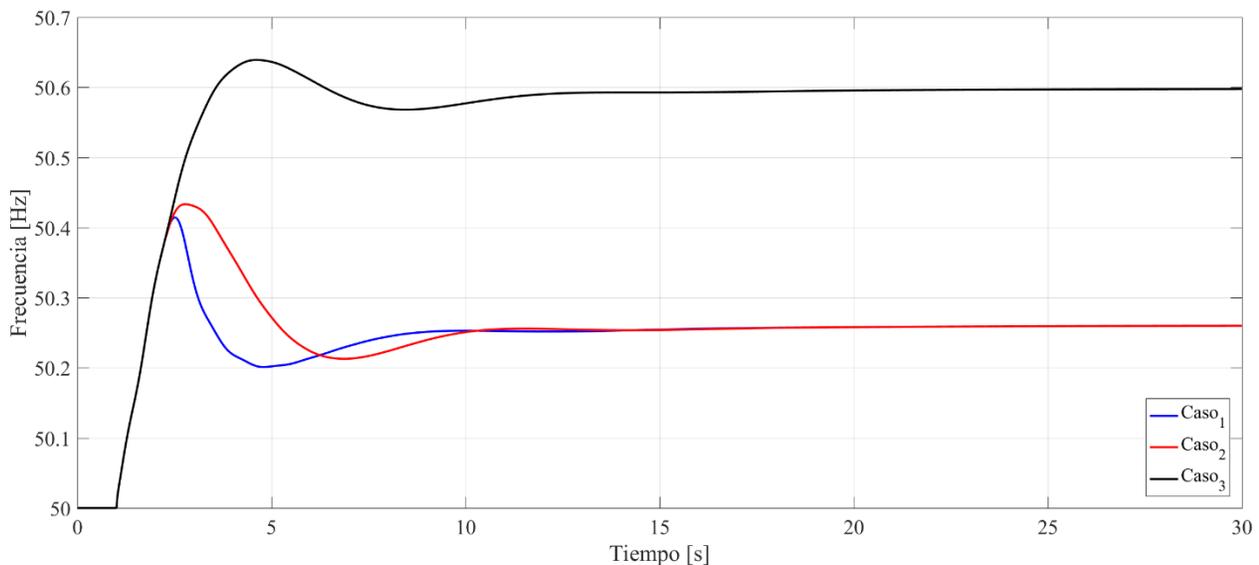


Figura 40: Comparación de la dinámica de frecuencia del sistema para casos de sobre frecuencia.

	Frecuencia Máxima [Hz]	Frecuencia Estable [Hz]
<b>Caso 1</b>	50,4145	50,2600
<b>Caso 2</b>	50,4333	50,2600
<b>Caso 3</b>	50,6390	50,5976

Tabla 14: Datos de frecuencia para CPF en situación de sobre frecuencia.

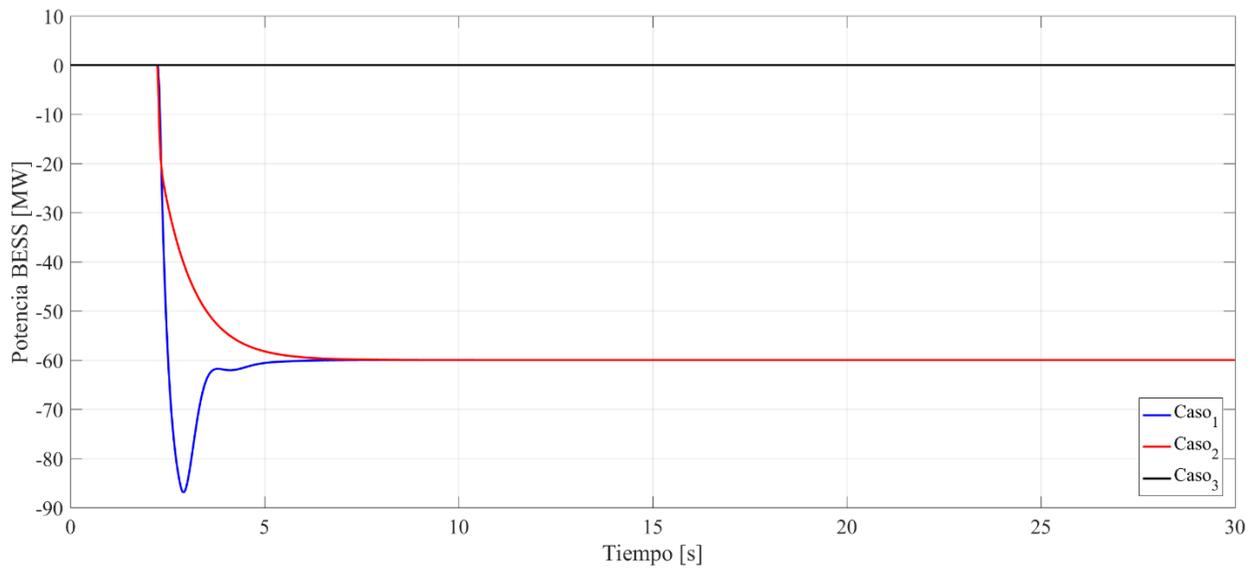


Figura 41: Comparación del comportamiento de potencia de los BESS para los casos de sobre frecuencia.

La inclusión de la inercia virtual además de provocar una disminución en el máximo de frecuencia también hace que el generador 1 tenga mayores oscilaciones de potencia en comparación a los otros casos, fenómeno que se muestra en la Figura 42. Esto hace pensar nuevamente en la necesidad de una sintonización entre los controladores de ambos equipos.

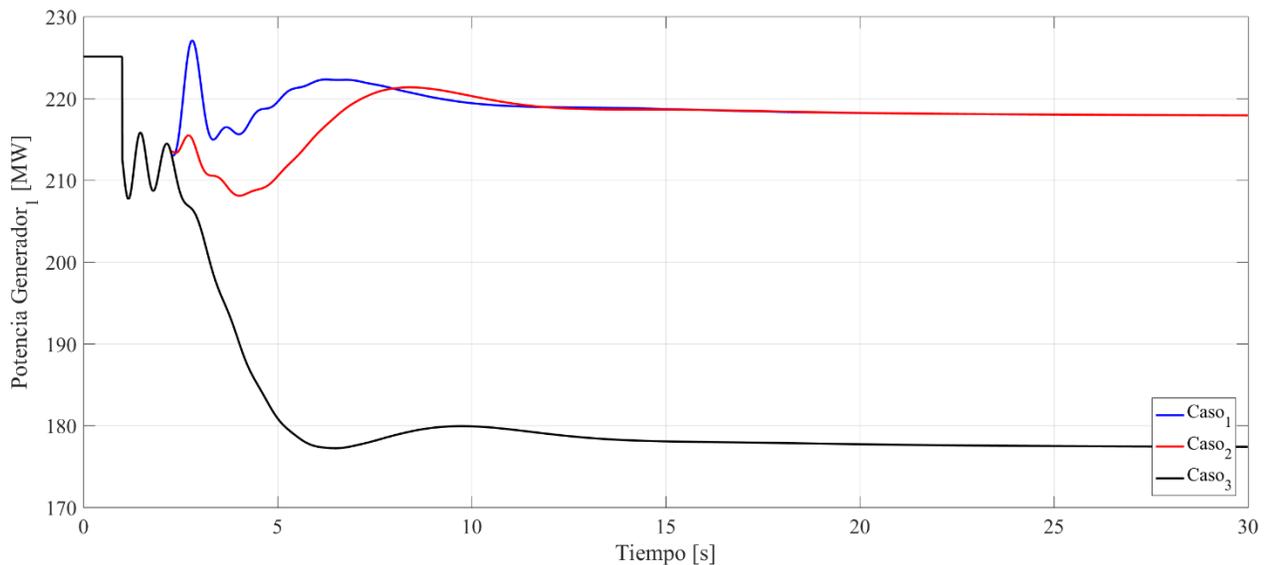


Figura 42: Comparación del comportamiento de potencia del generador 1 para los casos de sobre frecuencia.

## 4.4 Control de frecuencia secuencial frente a una falla en el sistema

Ya comparados el comportamiento de frecuencia para casos de baja y sobre frecuencia, se hará a continuación la comparación de ambos casos en una operación secuencial, donde se produzca en un primer momento un déficit de potencia en el sistema que provoque la activación del CPF y su posterior actuación estabilizando las variables del sistema, momento en el cual se realiza una nueva contingencia de potencia restaurando el punto inicial de operación. Para lograr lo anterior se mostrarán dos conjuntos de estudios, el primero será provocando las contingencias de potencia mediante la conexión de la carga adicional antes utilizada, mientras que el segundo conjunto será a través de la operación de los interruptores en ambos extremos de una línea.

### 4.4.1 Control de frecuencia secuencial producto de una carga adicional

Tal como se mencionó anteriormente se realizará una secuencia de control de frecuencia que presente dos contingencias de potencia, mediante la conexión y desconexión de una carga adicional de 150 [MW]. Se consideran los tres casos de comparación de las secciones anteriores, el control por medio del generador 1 (caso 3), el control a través de un esquema mixto con el modelo original del BESS (caso 2) y control con un esquema mixto con el modelo propuesto (caso 1). También, se consideran los datos de las Tabla 28 y Tabla 27 para el generador y el modelo original respectivamente, mientras que para el modelo propuesto se utilizarán los datos de la Tabla 29. En este caso particular las constantes  $D_{dn}$  son diferentes para los casos 1 y 2, siendo en el primer caso 0,25 y en el segundo caso 0,1.

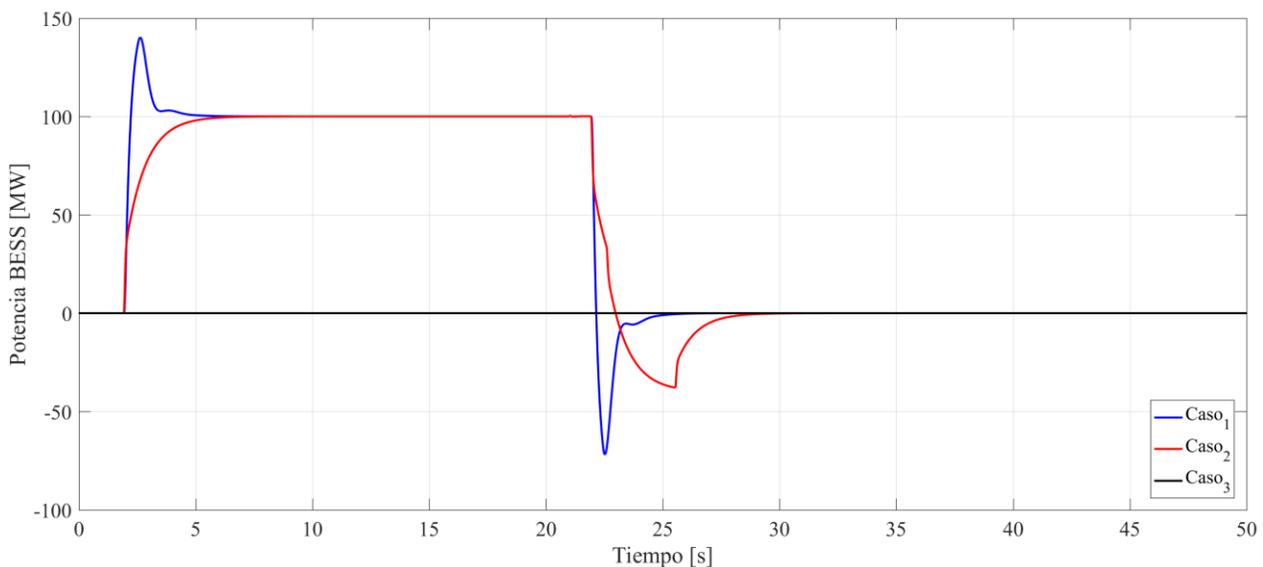


Figura 43: Comparación de potencia del BESS para los casos de control secuencia producto de carga adicional.

La operación del BESS se muestra en la Figura 43, donde se aprecia la descarga y carga respectivamente, es importante recordar que la respuesta inicial hasta los 20 [s] es una copia del caso base en la Sección 4.2.2. A partir de los 21 [s] se produce la desconexión de la carga adicional en un principio logrando que se restablezca el equilibrio entre generación y demanda, pero con un aporte transitorio del BESS. En la Figura 44 se muestra la dinámica de la potencia del generador 1 para los casos de análisis, mostrando en todos los casos, respuestas temporalmente similares. La Figura 45 muestra las contingencias de potencia que provoca la conexión y desconexión de la carga adicional de 150 [MW].

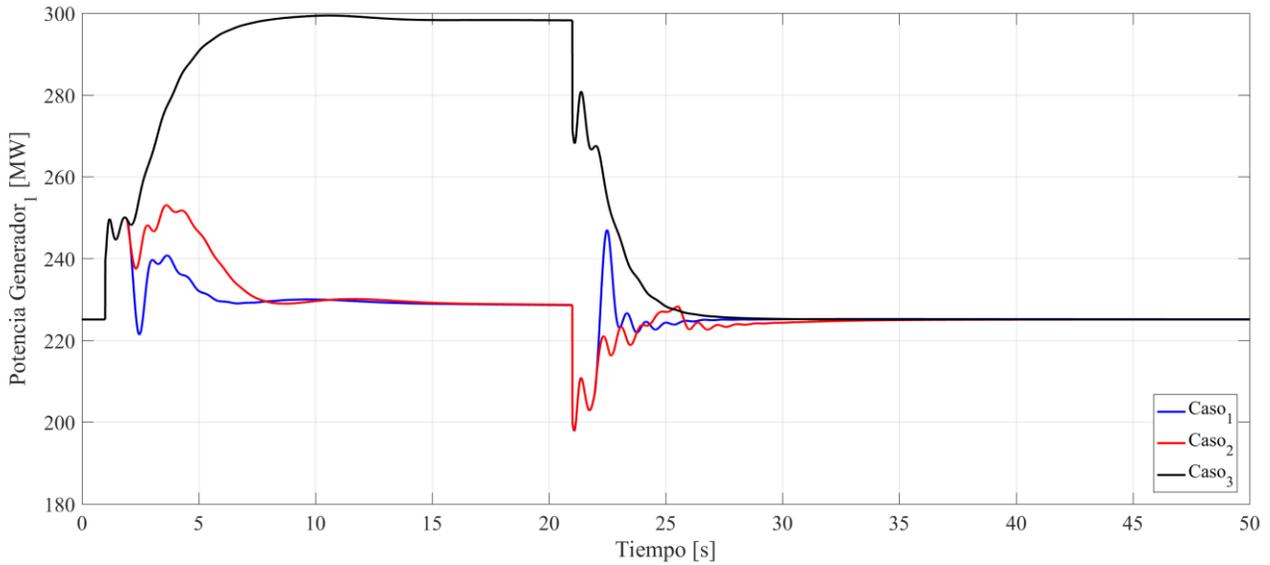


Figura 44: Comparación de potencia del generador 1 para los casos de control secuencia producto de carga adicional.

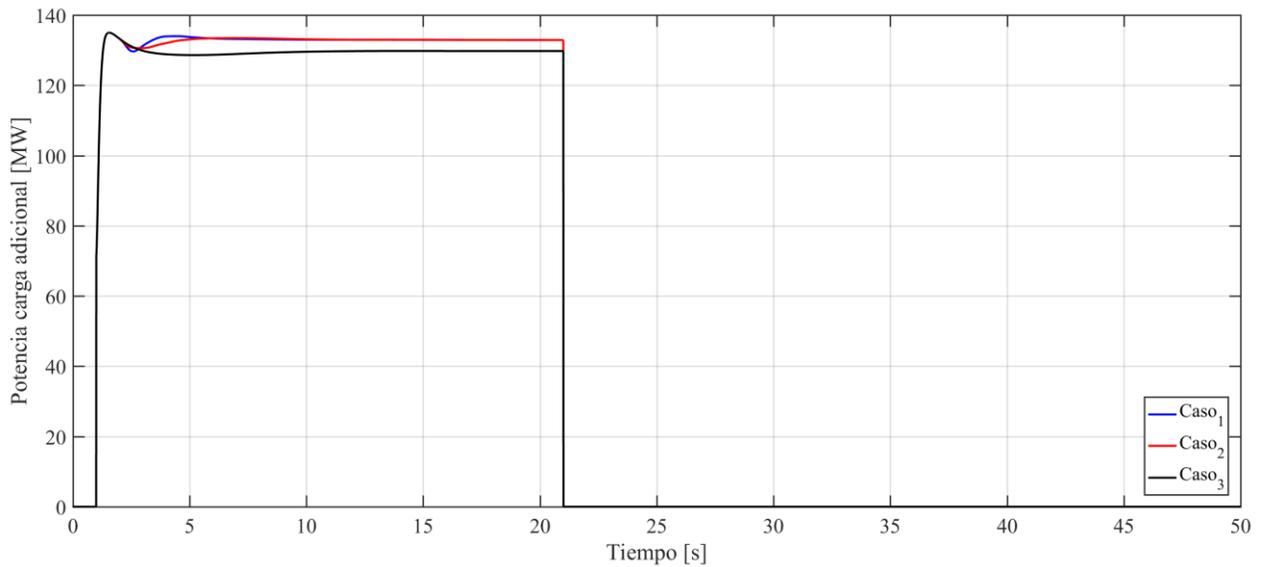


Figura 45: Potencia de la carga adicional para los casos de control secuencia producto de carga adicional.

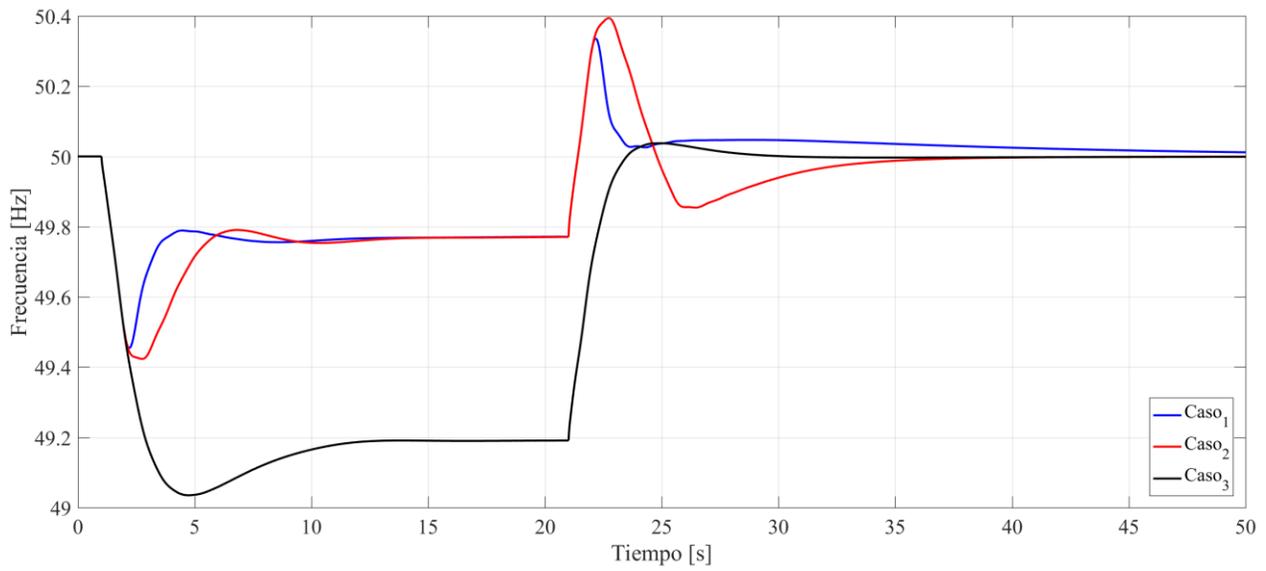


Figura 46: Comparación de frecuencia del sistema para los casos de control secuencia producto de carga adicional.

Como último punto de analizar esta la Figura 46, que muestra el comportamiento temporal de las frecuencias en cada uno de los casos. En la Tabla 15 se recopilan los datos más importantes de las señales de frecuencia para los 3 casos de estudio. El análisis de la baja de frecuencia es el ya comentado en secciones anteriores, a partir de los 21 [s] se observa en la Figura 46 un aumento importante de la frecuencia del sistema producto de la sobre generación.

Para la comparación de las dinámicas de frecuencia se debe considerar además de los puntos máximos que alcanzan las curvas las diferencias entre la frecuencia estable 1 y el máximo de frecuencia de manera de cuantificar la oscilación de frecuencia en el tiempo. En base a lo anterior se tendrán diferencias de 0,564 [Hz], 0,623 [Hz] y 0,846 [Hz] para los casos 1, 2 y 3 respectivamente. Si bien el control del generador presenta una menor frecuencia, este tiene también la mayor oscilación de frecuencia, no así el control propuesto (control con inercial virtual) que a pesar de tener un máximo de frecuencia mayor en cerca de 0,3 [Hz] presenta una menor oscilación de frecuencia. En cuanto a los tiempos de estabilización, son similares en magnitud en los tres casos, pero se observa en la Figura 46 que el control propuesto tiene una baja sostenida por casi 20 [s], no así los casos 2 y 3 que presentan tiempos de casi 10 [s].

	Nadir de frecuencia [Hz]	Frecuencia estable 1 [Hz]	Frecuencia máxima [Hz]	Frecuencia estable 2 [Hz]
<b>Caso 1</b>	49,4542	49,7710	50,3358	50,0054
<b>Caso 2</b>	49,4231	49,7703	50,3939	49,9997
<b>Caso 3</b>	49,0350	49,1908	50,0372	49,9994

Tabla 15: Datos relevantes de frecuencia para el caso de CPF en forma secuencia para contingencia de carga adicional.

## 4.4.2 Control de frecuencia secuencial producto de la salida de una línea

Al igual que en la Sección 4.4.1 se realizará una sucesión de dos contingencias que provoquen la acción del CPF, en este caso se simulará la apertura de la línea cuyo flujo de potencia tiene magnitudes de 71,5 [MW] y 33,5 [MVar], siendo esta la línea más cargada del sistema de prueba. A diferencia de la mayoría de los casos anteriores, donde solamente se definieron eventos que modificaron solamente la potencia activa del sistema, no así en este caso donde se tendrá además de la pérdida de potencia activa una pérdida de reactivos. Si bien la relación  $Q - f$  no se trató en este estudio, es importante mencionar que los reactivos tendrán relación con las tensiones del sistema, relación que a su vez tendrá con las cargas del sistema modificando su valor como se mostró en la ecuación (4.1). Los parámetros de control son los mismo ya considerados en la Sección 4.4.1, salvo las constantes  $D_{up}$  y  $D_{dn}$  que en ambos casos son iguales a 0,04.

La apertura de los interruptores en ambos extremos de las líneas provocara una perturbación en los flujos de potencia que desencadena la actuación del CPF. El comportamiento del generador 1 y los BESS se muestra en las Figura 48 y Figura 49 respectivamente. Se debe destacar que el enmallado del sistema ayuda a la redistribución de las potencias evitando perdidas de consumo dentro del sistema, dado que ninguna de las líneas está cerca de su nivel de saturación. A pesar de que la apertura de los interruptores no genere una diferencia entre las magnitudes de generación y demanda de potencia, los cambios en las potencias que transmiten las líneas son tomadas en este caso como una sobreproducción de energía y luego un restablecimiento de esta. Este cambio en el flujo de potencia de las líneas induce a las oscilaciones en los generadores del sistema, pero manteniendo la consigna de potencia en todos estos.

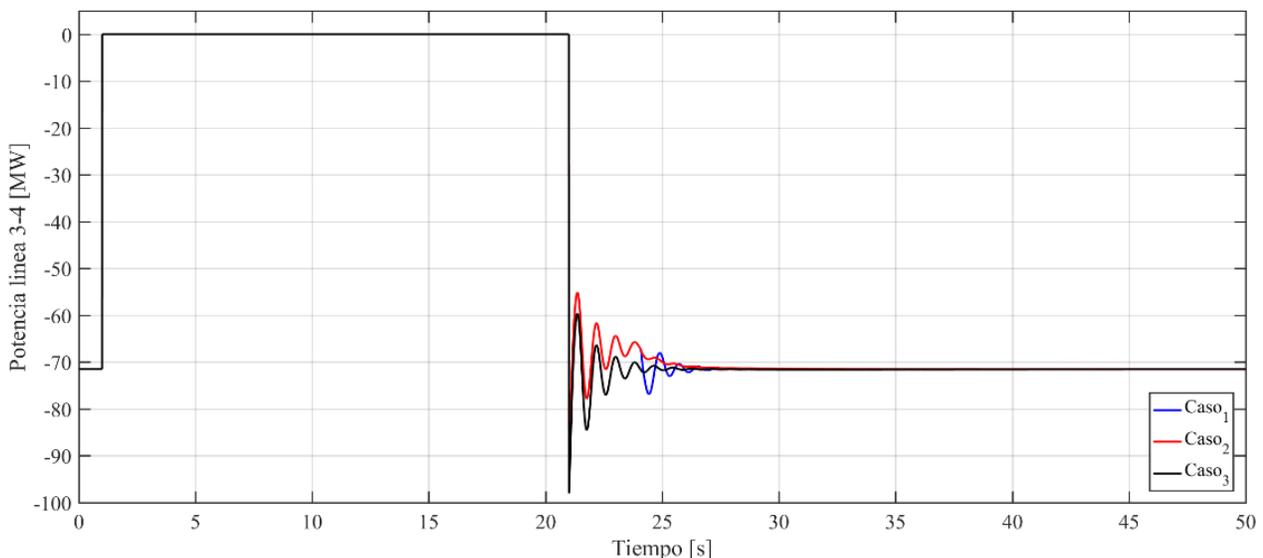


Figura 47: Potencia de la línea 3-4 para CPF secuencial por contingencia producto de línea.

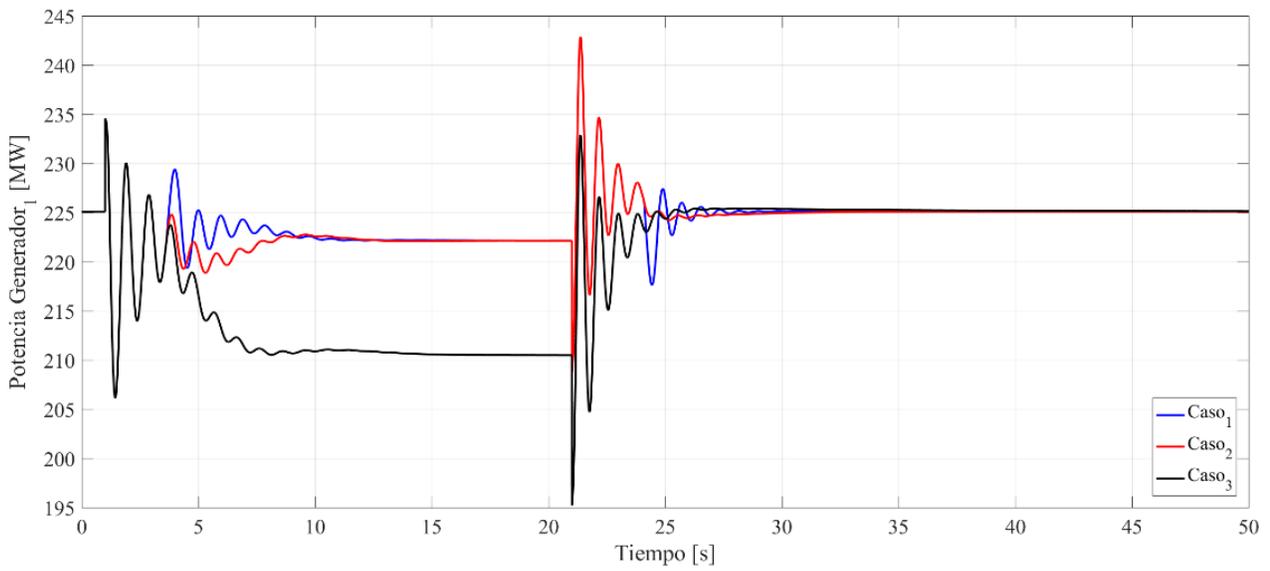


Figura 48: Comparación de potencia del generador 1 para casos de CPF secuencial por contingencia producto apertura de línea.

Las Figura 48 y Figura 49 se explica en parte al comportamiento dinámico que tienen las cargas las cuales aumentan el consumo de potencia cuando la frecuencia es mayor. Esta es una de las razones principales para que, a pesar de no existir un déficit inicial de potencia, el BESS aporte potencia y el generador baje su nivel de despacho. Las oscilaciones en todos los generadores del sistema provocan que la frecuencia del sistema tenga un comportamiento con similares características, esta situación se muestra en la Figura 50.

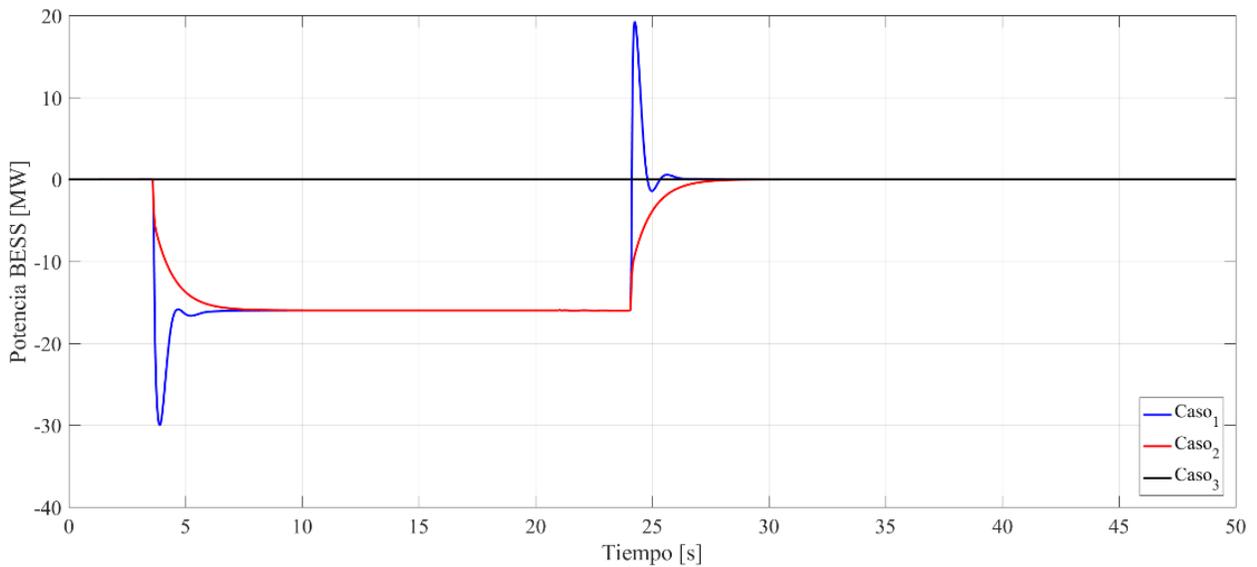


Figura 49: Comparación de potencia del BESS para casos de CPF secuencial por contingencia producto apertura de línea.

Es posible notar que en este caso y producto de las oscilaciones de los generadores no existen diferencias significativas en cuanto a las frecuencias máximas y tiempos de estabilización. No ocurre lo mismo en el restablecimiento de la línea donde si se muestra un mejor desempeño del control propuesto.

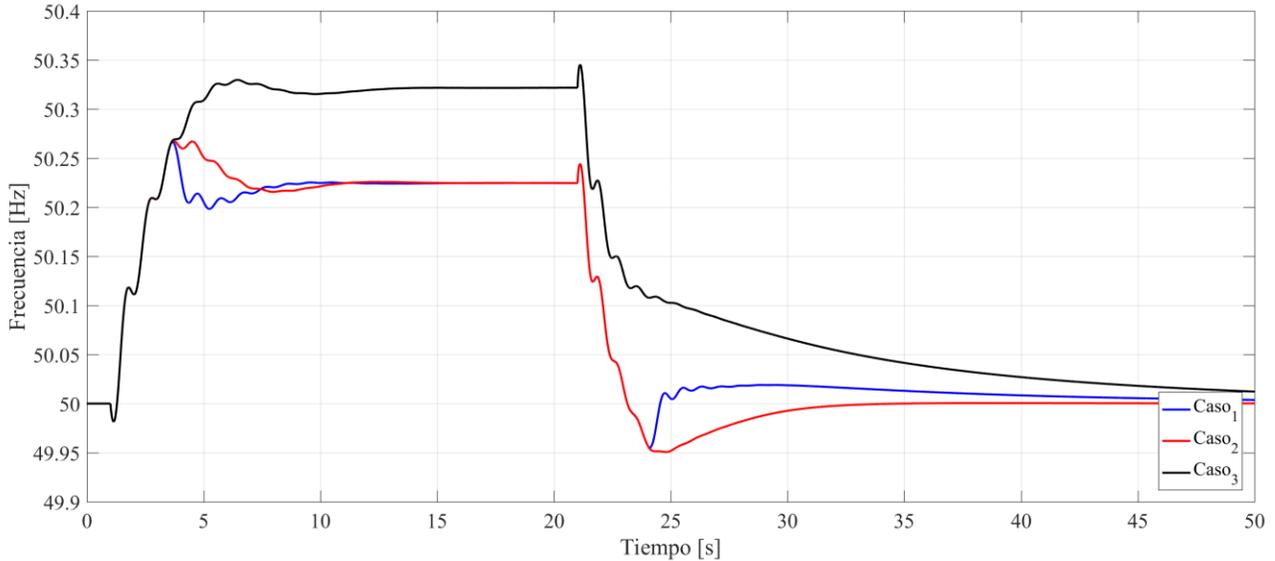


Figura 50: Comparación de frecuencia del sistema para casos de CPF secuencial por contingencia producto apertura de línea.

## 4.5 Validación del modelo propuesto

En base a los resultados obtenidos en las Secciones 4.1-4.4 es posible asegurar que el modelo propuesto cumple con la función de regulación primaria de frecuencia, más aún, el esquema es capaz de mejorar la dinámica de frecuencia en particular disminuir el nadir de frecuencia. La inclusión de inercia virtual provoca que el aporte de potencia del equipo sea prácticamente instantáneo logrando un máximo de frecuencia que frena súbitamente la disminución, logrando corregir la tasa de cambio y estabilizar la señal de frecuencia en tiempos menores a los del control original. Es importante mencionar que el aporte de las baterías debe ser como complemento a la regulación de potencia de los generadores, teniendo en cuenta que mientras mayor sea la penetración de baterías dentro del esquema de control de frecuencia mejor será el comportamiento de la frecuencia.

Por todo el análisis ya mencionado, es posible validar el esquema de control propuesto el cual considera el uso de baterías las que dentro de su esquema de control de frecuencia contienen un algoritmo capaz de emular inercia logrando un mejor desempeño dinámico.

# Capítulo 5.

## Implementación en el SEN

### 5.1 Descripción del SEN

Los sistemas eléctricos de potencia en Chile se encuentran en medio de un proceso de cambio importante, producto de la reciente creación del SEN el cual conecta el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) con el Sistema Interconectado Central (SIC). El SEN tiene una capacidad instalada máxima de 24.182 [MW] dispuestas a lo largo de todo el territorio nacional como se muestra en la Figura 51, donde se observa también la concentración de generación en las regiones de Antofagasta, Biobío y Valparaíso sumando más de un 60 % del total nacional. Por otro lado, se debe destacar la importancia de la generación ERV, tal como se mencionó preliminarmente en la Sección 2.2, según los datos del CEN estas fuentes tienen un poco más del 16 % del total instalado de generación<sup>6</sup>.

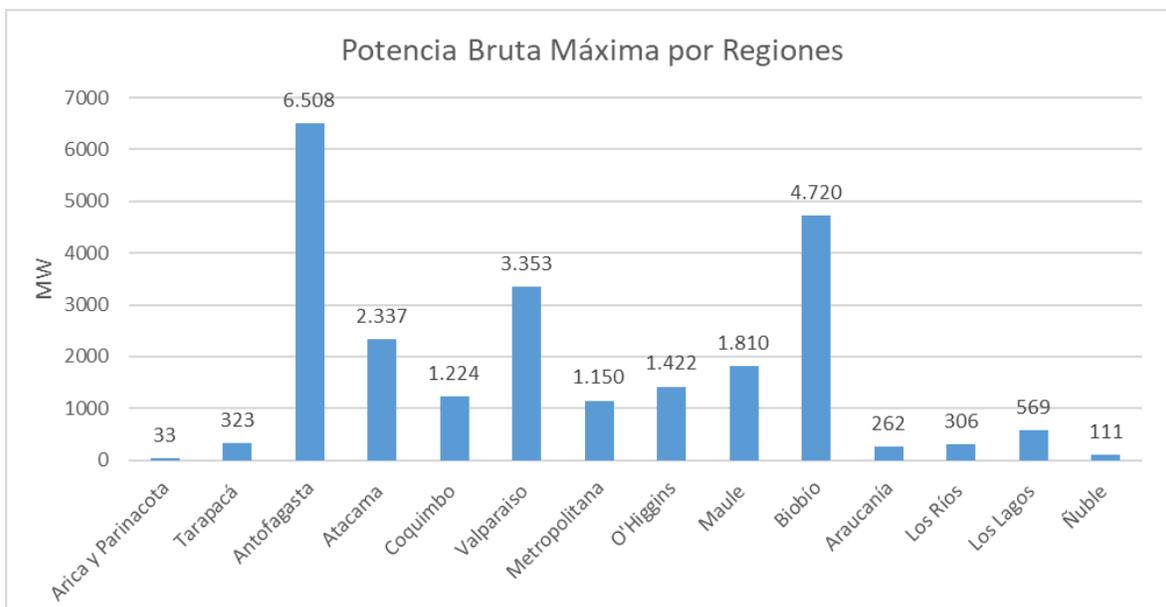


Figura 51: Potencia bruta máxima del SEN segregada por regiones.

Para el alcance de este estudio la importancia de la penetración de ERV se concentra entre otras cosas en las variaciones en la inercia del sistema tal como se mencionó en secciones anteriores, lo que en una primera aproximación podría cuantificarse como una pérdida en torno al 10% del total de inercial del sistema, siempre que se entienda esta penetración de ERV como un reemplazo de generadores sincrónicos. Esto puede plantearse en base a que del total

<sup>6</sup> Los datos son sacados de la página del coordinador <https://infotecnica.coordinador.cl/>

de generación un 11,67% proviene de centrales eólicas y solares, las cuales complementan la matriz hidro-térmica que presentan más del 88% del total, tal como se muestra en la Figura 52.

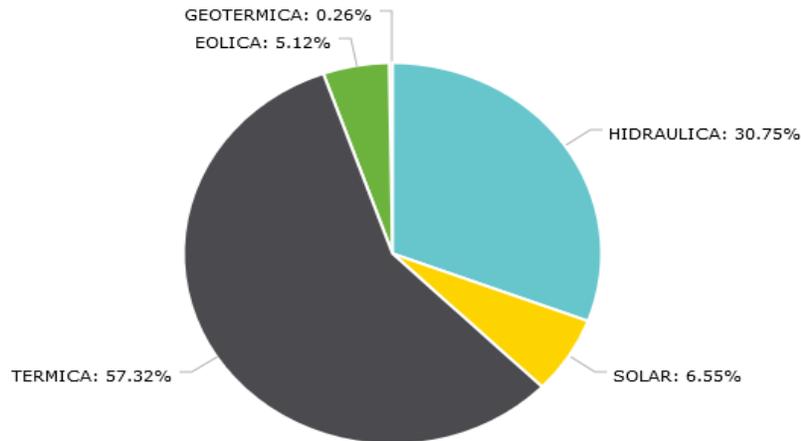


Figura 52: Matriz de generación diaria por tecnología para el año 2018<sup>7</sup>.

Se debe recordar que el problema de control de frecuencia es en esencia un problema de equilibrio de potencias, donde la demanda tiene un rol tan protagónico como la generación, pero con la diferencia de que su comportamiento tiene un nivel de incertidumbre producto de los consumidores finales. El rango de la demanda sistémica está entre 6.500 [MW] y 10.500 [MW], estas variaciones pueden observarse en la Figura 53 donde se muestra el comportamiento de la demanda para desde el 1 de diciembre de 2017 hasta el 1 de diciembre de 2018 en el SEN.

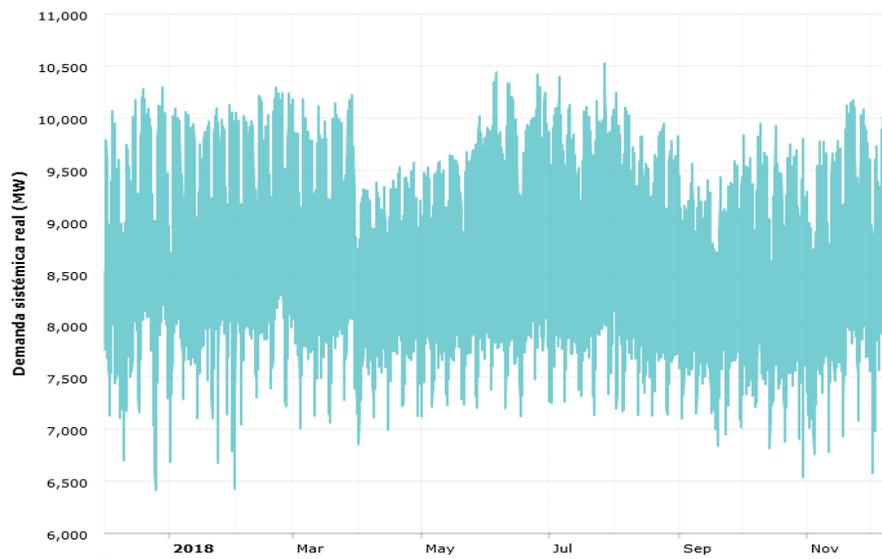


Figura 53: Demanda sistémica real del SEN en [MW] para el año 2018.

<sup>7</sup> Datos obtenidos desde la página web del CEN: <https://www.coordinador.cl/sistema-informacion-publica/portal-de-operaciones/operacion-real/demanda-real/>

### **5.1.1 Base de datos utilizada**

La base de datos de DIgSILENT que se utilizará en este estudio corresponde a una actualización a mayo del 2018 publicada en la web del CEN. Como punto importante a destacar de esta base de datos es la unión de los sistemas SING-SIC considerando los proyectos en 500 [kV] entre las subestaciones Los Changos y Polpaico. Se incluyen dentro de estos proyectos las subestaciones Cumbre, Nueva Cardones, Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar, además de sus correspondientes líneas y compensaciones. Por último, se agrega también el tramo de línea de 400 [km] entre Nueva Pan de Azúcar y la subestación Polpaico en 500 [kV].

## **5.2 Requerimientos para control primario de frecuencia SEN**

Adicional al marco normativo nacional se deben considerar además los informes técnicos a cargo del Coordinador, dentro de los cuales los más relevantes para este estudio son el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios [21] y el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas [7], los que tienen una actualización de forma anual y mensual, respectivamente. Es necesario precisar que tanto los requerimientos, características y magnitudes para el CPF quedan sujetas a los informes mencionados por lo tanto en lo que sigue de este estudio se utilizarán como referencias para guiar la comparación entre los distintos métodos de control de frecuencia.

### **5.2.1 Determinación de reservas**

La determinación de las reservas responde a una gran cantidad de variables sean estas de carácter económico o técnico, considerando en ambos casos factores estadísticos. La metodología para determinar la reserva total se divide en dos partes: la primera responde a las variaciones instantáneas de los consumos (demanda de potencia), y la segunda corresponde a desconexiones de generación (generación de potencia). En ambos casos y a pesar de que responden a problemas de origen técnico, se deben considerar los aspectos económicos, recordando además de que el sistema debe operar siempre bajo el mínimo costo posible.

#### **a) Reserva debido a variaciones de consumo**

La metodología del CEN para determinar las reservas para CPF tiene como base un estudio estadístico del comportamiento de grandes consumos, los cuales son producto de procesos industriales (siderúrgicas y minería). Sin embargo, existe otra componente que no presenta ninguna periodicidad tal como la conexión y desconexión de alimentadores y líneas de transmisión. Posterior al análisis estadístico se contrastan los datos con los registros históricos

(medidos por ejemplo con un sistema SCADA), de manera de determinar las diferencias de potencia que será requerida durante una ventana de tiempo.

En una primera etapa y como primera aproximación el CEN sugirió establecer una distribución de reservas 30/70% (SING/SIC) de acuerdo con [50] teniendo como punto de referencia a S/E Nogales. Se recomienda que la potencia mínima para el CPF asociado a variaciones naturales sea de  $\pm 81$  [MW] con la siguiente distribución:

- $\pm 24$  [MW] al Norte de S/E Nogales de reserva mínima requerida para CPF para atender variaciones instantáneas de los consumos.
- $\pm 57$  [MW] al Sur de S/E Nogales de reserva mínima requerida para CPF para atender variaciones instantáneas de los consumos.

Dado el proceso transitorio de interconexión del SING-SIC, los estudios de reservas y control de frecuencia se encuentran en una etapa de adquisición de datos de la operación real del SEN por lo que las aproximaciones realizadas en [51] se han mantenido para informes y estudios posteriores.

## **b) Reservas por pérdidas de generación**

En esta etapa cobran mayor importancia los costos asociados, debido a que la reserva de potencia dependerá de los costos de operación sumados a los costos asociados a la energía no suministrada debido al desprendimiento de carga por esquemas de desconexión automática de carga.

La metodología utilizada por el CEN para determinar la magnitud de la reserva responde a proyecciones anuales tanto de generación, costos de operación, tasas de fallas de las unidades de generación, cargas y costos asociados al EDAC, costos por energía no suministrada, los que determinan el mediante un proceso de optimización económica la magnitud de reserva de potencia óptima para control de frecuencia [7]. Del análisis anterior se desprende que la magnitud de la reserva es de 280 [MW] para casos de baja frecuencia y -131 [MW] para casos de sobre frecuencia, estos se distribuyen de la siguiente forma:

- +84/-39 [MW] al Norte de S/E Nogales de reserva mínima requerida para CPF para atender variaciones de generación.
- +196/-92 [MW] al Sur de S/E Nogales de reserva mínima requerida para CPF para atender variaciones de generación.

## **c) Reserva total para CPF**

A modo de resumen se muestra en la Tabla 16 las magnitudes de potencia mínima requerida para efectos de CPF, se debe precisar que los valores mostrados responden a criterios técnico-económicos dentro de los cuales se considera la actuación de algunos escalones del EDAC, los que también son mostrados en la Tabla 17 de acuerdo a la demanda del sistema y las frecuencias de activación.

Total	Total	Norte S/E Nogales	Sur S/E Nogales
Subida	+361	+108	+253
Bajada	-212	-63	-149

Tabla 16: Resumen de requerimientos de potencia para CPF en el SEN.

Demanda	SEN E1	SEN E2	SEN E3	SEN E4	SEN E5	SEN E6	SEN E7	SEN E8	SEN E9	SEN E10	EDAC
SEN [MW]	49 [Hz] 0,6 [Hz/s]	49 [Hz]	48,9 [Hz]	48,8 [Hz] 0,6 [Hz/s]	48,8 [Hz]	48,7 [Hz]	48,6 [Hz]	48,5 [Hz]	48,4 [Hz]	48,3 [Hz]	Total MW
6800	397,2	45,7	220,8	397,2	102,9	259,7	104,8	292,6	119,7	288,0	2228,6
9000	525,7	45,7	275,4	525,7	102,9	314,3	104,8	347,2	119,7	342,6	2704,0
10500	613,3	45,7	312,6	613,3	102,9	351,6	104,8	384,5	119,7	379,8	3028,2

Tabla 17: Escalones del EDAC para bajas de frecuencia [50].

## 5.2.2 Asignación de reservas para CPF

Conocidas las magnitudes máximas y mínimas de potencia para el CPF en el SEN, surge la interrogante de cuáles deben ser las unidades que participen de la regulación de frecuencia considerando además que estas pueden también participar del control secundario de frecuencia. En el marco del proceso de adopción de este nuevo sistema nacional, se ha optado por mantener las condiciones en las cuales operaban el SING y SIC, donde el primero tiene una distribución de reserva uniforme del 7% mientras que en el SIC estas asignaciones depende del despacho económico y por lo tanto de la operación real del sistema, a pesar de lo anterior el sistema tiende a una asignación de reservas en base al criterio técnico-económico [50].

El artículo 5-30 de [9] define rangos aceptados para la operación en ventanas de tiempo determinadas. Dichos rangos son clasificados según el aporte de energía de centrales hidroeléctricas en un periodo de siete días de control, estos son:

1. Sobre el 60% del consumo total:
  - sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 99% del período;
  - entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante no más de un 0,5% del período;
  - entre 50,2 [Hz] y 50,7 [Hz] durante no más de un 0,5% del período.
2. Bajo el 60% del consumo total:
  - sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 97% del período;
  - entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período;
  - entre 50,2 [Hz] y 50,7 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período.

El error máximo estacionario de frecuencia considerado para variaciones instantáneas de los consumos resulta de buscar el cumplimiento del rango admisible para la frecuencia durante el 97% del tiempo ( $\pm 0,2$  [Hz]). Para el caso de contingencias simples, el error estacionario de

frecuencia máximo resulta de buscar el cumplimiento del rango admisible para la frecuencia durante el 1,5% del tiempo ( $\pm 0,7$  [Hz]), según lo establece el Art 5-30 de [9]. De acuerdo a la experiencia en la operación real del SEN se muestra en la Tabla 18 el resumen de las 67 unidades a lo largo del sistema que participan del CPF para los dos casos de acuerdo a las diferencias de frecuencias antes especificadas. El detalle de estas unidades se muestra en el Anexo H. Es necesario precisar que las magnitudes consideradas en la Tabla 18 están muy por sobre las magnitudes mínimas especificadas en la Tabla 16. En este punto es necesario aclarar que estas magnitudes no están completamente sobredimensionadas ya que representan solamente el total disponible, y por lo tanto no necesariamente son consideradas en su totalidad en la operación diaria del sistema, recordando además que la asignación de estas depende del despacho técnico-económico.

Potencia bruta total [MW]	9526
Aporte a CPF $\Delta f=0,2$ [Hz] [MW]	691
Aporte a CPF $\Delta f=0,7$ [Hz] [MW]	2517

Tabla 18: Resumen de la potencia de reserva para CPF en el SEN [50].

### 5.3 Consideraciones de las simulaciones en el SEN

Los escenarios de simulación quedan definidos de acuerdo a la base de datos del CEN, donde se definen tres condiciones de operación de acuerdo al nivel de demanda (alta, media y baja), además de tres tipos de días (laboral, sábado y domingo), siendo la condición elegida en lo que continua de este estudio un día laboral de baja demanda. Escenario en el cual se tiene una potencia demandada de aproximadamente 8700 [MW] a lo largo del sistema.

Según lo expuesto en la Sección c), se considera para las simulaciones el uso de 2 baterías una de ellas ubicada en la zona norte del SEN y la otra en la zona centro sur, cumpliendo con la separación de la reserva de acuerdo a la S/E Los Nogales. Las potencias de ambos equipos deberán ser acordes a la distribución de potencias mostradas en las Tabla 16 y Tabla 18, es necesario recordar el esquema de CF estará compuesto de generadores y los equipos BESS, por lo que las potencias de los equipos serán determinadas según el nivel de participación de los generadores. De manera adicional es posible crear un conjunto de casos que presentan la sensibilidad de la dinámica de frecuencia frente a la penetración de los BESS en el esquema de CPF. La conexión de las baterías se hará en el sistema de 220 [kV] donde se considera además un transformador elevador de 23/220 [kV] de 100 [MVA] de potencia (el modelo utilizado es tomado desde la misma base de datos), por lo que se omite el transformador intermedio entre la salida de los inversores en 0,48 [kV] hasta media tensión.

Las contingencias tendrán su origen en desconexiones que logren generar las condiciones de baja y sobre frecuencia para la actuación del CPF. Para concretar lo anterior se simularán casos en los cuales se desconectarán grupos generadores de gran potencia de acuerdo a la matriz de generación, así como también se hará la desconexión de grandes grupos de consumo. Dadas las características del sistema, la distribución de la generación y demanda sumado al enmallado del sistema no es posible generar contingencias de potencia cercanas al 10 % del total por medio de solo una desconexión, es debido a esto que se opta por generar las contingencias de acuerdo escenario escogido. Se escoge la desconexión de las líneas que unen la central Kelar con la S/E Kapatour en la zona del norte grande del SEN. Esta contingencia

introduce una disminución en la potencia de 480 [MW], en una zona donde además se tiene una presencia importante de centrales térmicas y parque fotovoltaicos. Otro de los casos a considerar es la desconexión de la central Santa María en la zona de Charrúa, la cual tiene un despacho de potencia de 350 [MW] y se encuentra en una zona cerca de generación eólica importante. Por último, se considera la desconexión en la S/E El Minero del consumo de mayor magnitud del escenario escogido (I. Minero 110 [kV]) el cual tiene una potencia de 218 [MW]. Es importante mencionar que las contingencias señaladas anteriormente serán analizadas en forma independiente de las otras.

Para comparar situaciones similares se debe suponer constante la potencia asignada para el CPF, razón por la cual se debe reemplazar la potencia que tienen asignada a los generadores como reserva en giro por la potencia de los bancos de baterías.

Por último, es necesario aclarar que las simulaciones consideran el uso de los EDAC, así como también se consideran los equipos BESS en la zona del norte grande del SEN.

## 5.4 Escenarios de simulación

El escenario base de simulación contempla 30 generadores que participan del control de frecuencia (de los 67 mostrados en las Tabla 30 y Tabla 31 del Anexo H). En total las unidades generadoras suman cerca de 324 [MW] de reserva para diferencias de frecuencia de 0,2 [Hz], aumentando a 1150 [MW] en caso de que la diferencia de frecuencia sea igual a 0,7 [Hz], dichas magnitudes de potencia serán tomadas solamente a modo de referencia dado que las excursiones de frecuencia logran valores en ambos rangos, haciendo la cuantificación de las reservas un problema dinámico el cual queda fuera del alcance de este estudio. En los siguientes análisis se tomará en cuenta el rango de frecuencia de 0,2 [Hz] como guía para hacer el reemplazo de los generadores por baterías dentro del esquema de CPF.

Todas las contingencias simuladas se harán en un tiempo de 0,1[s] a partir del inicio de la simulación tendrán una duración de 120 [s], lo suficientemente amplio para que las señales del sistema logren valores estabilizados. El flujo de potencia inicial entrega una generación de 8975 [MW], con una demanda de potencia de 8691 [MW], siendo la diferencia entre ambas potencias las pérdidas del sistema.

### 5.4.1 Desconexión central Kelar

La desconexión de la central Kelar se provoca por la apertura intempestiva de las dos líneas que unen dicha central con la S/E Kapatur en 220 [kV], lo anterior deja al sistema con un déficit de potencia de 480 [MW] de acuerdo a los despachos iniciales.

#### Case 0: Escenario base

En el primero de los casos de análisis es el control de frecuencia por medio de los generadores los que en conjunto provocan la respuesta de frecuencia mostrada en la Figura 54,

donde se muestran las frecuencias de la zona norte grande - barra Crucero, zona centro norte barra Diego de Almagro, zona centro barra Agua Santa y zona sur barra Puerto Montt. En este punto es preciso destacar que las diferencias de frecuencia entre las distintas zonas no son de magnitudes considerables (estas son en torno al 0,01% respecto al promedio), a pesar de esto se tomaran los valores promedios entre las distintas zonas.

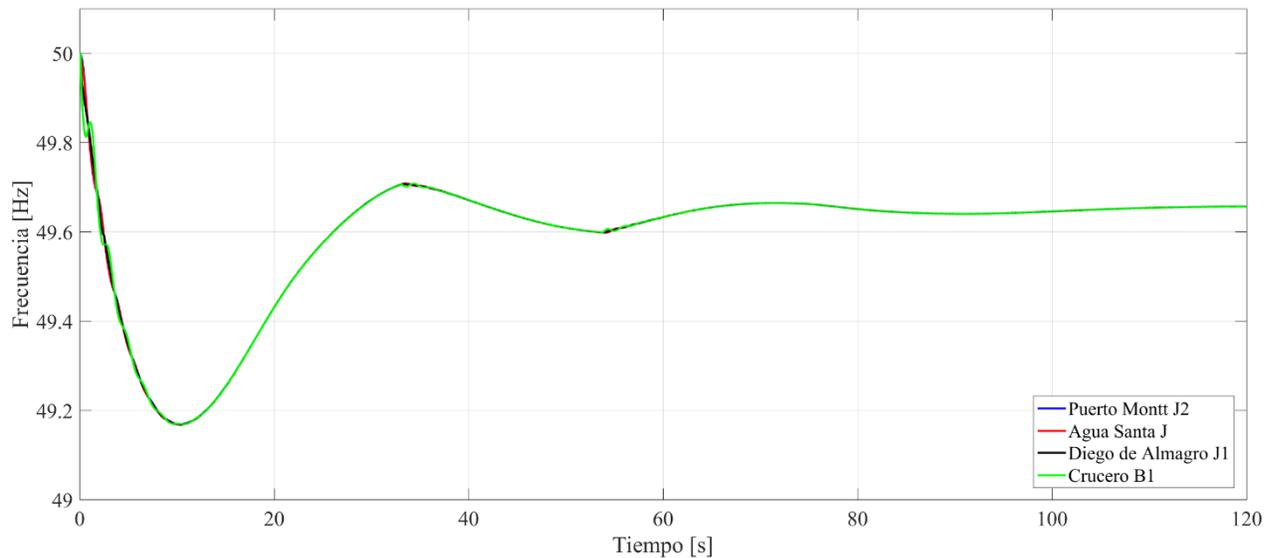


Figura 54: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en Central Kelar - Caso base.

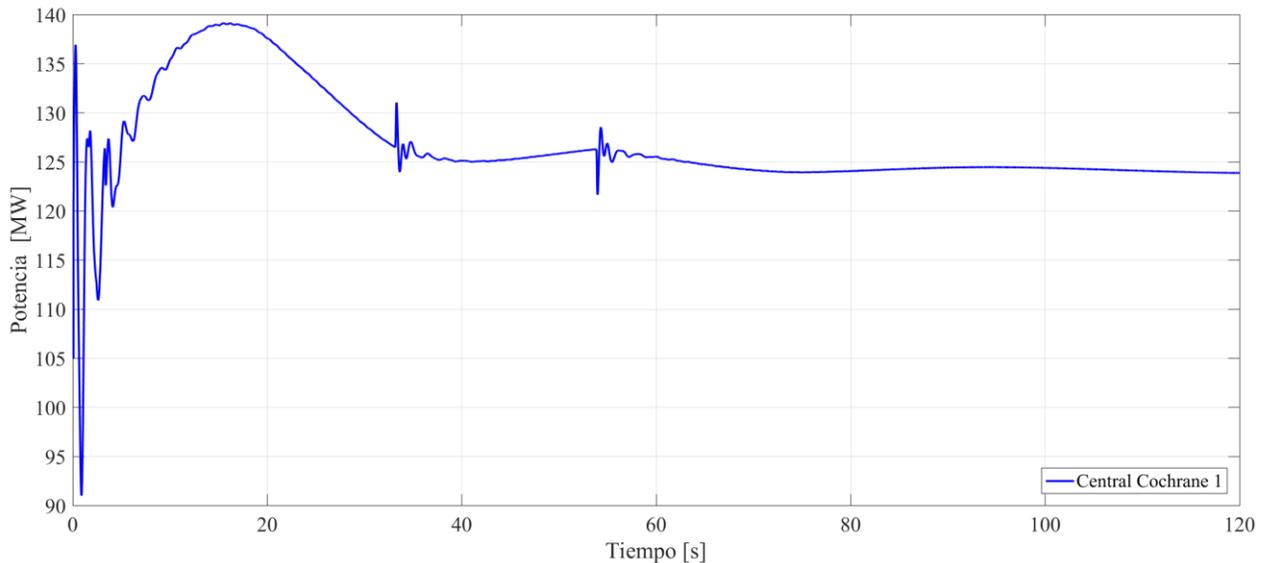


Figura 55: Oscilograma de potencia del generador CCH1 de la central Cochrane - Caso base.

En este caso el nadir de frecuencia es de 49,1679 [Hz] alcanzado en un tiempo aproximado de 9,5 [s], mientras que la frecuencia estable tiene un valor de 49,6565 [Hz] y se

alcanza cerca de los 70 [s]. En comparación con el sistema mostrado en el Capítulo 4 se tiene una dinámica más lenta, lo que era de esperarse dadas las magnitudes de potencias involucradas, considerando además que la respuesta de los generadores tiene un retardo temporal mayor. La tasa de cambio de la frecuencia es de  $-0,0966$  [Hz/s] la cual se calculó como la diferencia entre un punto cercano al inicio de la caída de frecuencia y un punto anterior al nadir de frecuencia.

Utilizando la expresión de la ecuación (2.3) es posible estimar la inercia sistémica, siempre y cuando se tenga conocimiento del ROCOF y la diferencia de potencia. Teniendo en cuenta la baja en la potencia de 480 [MW] y el ROCOF antes mencionado es posible estimar la inercia sistémica en 12,42 [s] considerando una potencia base de 10.000 [MVA]. Esta aproximación es importante ya que la inercia del sistema es la que define el comportamiento de la frecuencia<sup>8</sup> de acuerdo a las contingencias de potencia en el sistema. Para demostrar el comportamiento de los generadores dentro del control de frecuencia se muestra en la Figura 55 el oscilograma de potencia de uno de los generadores de la central Cochrane para el caso de estudio. Inicialmente se encuentra con una potencia de salida de 105 [MW] los cuales aumentan en 18,86 [MW] en estado estacionario. Es necesario generalizar el comportamiento oscilatorio de la potencia de todos los generadores en el transitorio inicial, independiente de que estos participen o no dentro del esquema de CPF siempre tendrán oscilaciones, las cuales decaerán (siempre que no se presenten situaciones de inestabilidad de frecuencia) en el transcurso del tiempo, estabilizándose en cierto valor de acuerdo a si participan o no en el CPF y el estatismo de los generadores. Dada esta característica común en el comportamiento de la potencia para todos los generadores se omite su análisis ya que no aporta información relevante al estudio.

### **Caso 1: BESS 100 [MW]**

Como primera aproximación en la reestructuración del esquema de control de frecuencia se incluye una batería de 100 [MVA] la cual se conecta en una de las barras de la S/E Kapatour en 220 [kV]. El diagrama de conexión se muestra en el Anexo J. Esta zona tiene la particularidad de presentar una mezcla de generación térmica y solar. De los 30 generadores que inicialmente participan del esquema del CPF se descartan 5 (se aumenta la banda muerta de frecuencia de los controladores a 5 [Hz], muy por sobre los 25 [mHz] considerados en el caso inicial), los que en total restan 105 [MW] de potencia para diferencias de frecuencia de 0,2 [Hz]; el detalle de los generadores que participan del CPF se muestra en el Anexo I. Esta situación evidencia el esquema híbrido de regulación de frecuencia donde el control tradicional por medio de generadores cuenta con un aproximado de 220 [MW] de reserva sumado a los 100 [MW] del BESS con el algoritmo propuesto. Los parámetros más relevantes del controlador de frecuencia del BESS se muestran en el Anexo K.

El comportamiento de la frecuencia se muestra en la Figura 56, donde se observa una dinámica similar al caso base en lo que respecta a los tiempos (del nadir y la estabilización), pero se observan mejoras en todos los parámetros de la respuesta de frecuencia. El nadir de

---

<sup>8</sup> Es necesario aclarar que la inercia del sistema determina el ROCOF en la dinámica de frecuencia, el hecho de utilizar la relación inversa es solamente para estimar la inercia.

frecuencia toma un valor de 49,3192 [Hz], mientras que la frecuencia de estabilización es de 49,7212 [Hz], y la tasa de cambio de la frecuencia es de -0,0776 [Hz/s]. Realizando el mismo ejercicio que en el caso base, es posible obtener una inercia sistémica de 15,47 [s], lo que habla de un sistema que tiene un mejor comportamiento frente a contingencias de potencia en caso de que estas provoquen bajas en la frecuencia. Este aumento en la inercia estimada del sistema tiene directa relación con las mejoras en los parámetros señalados.

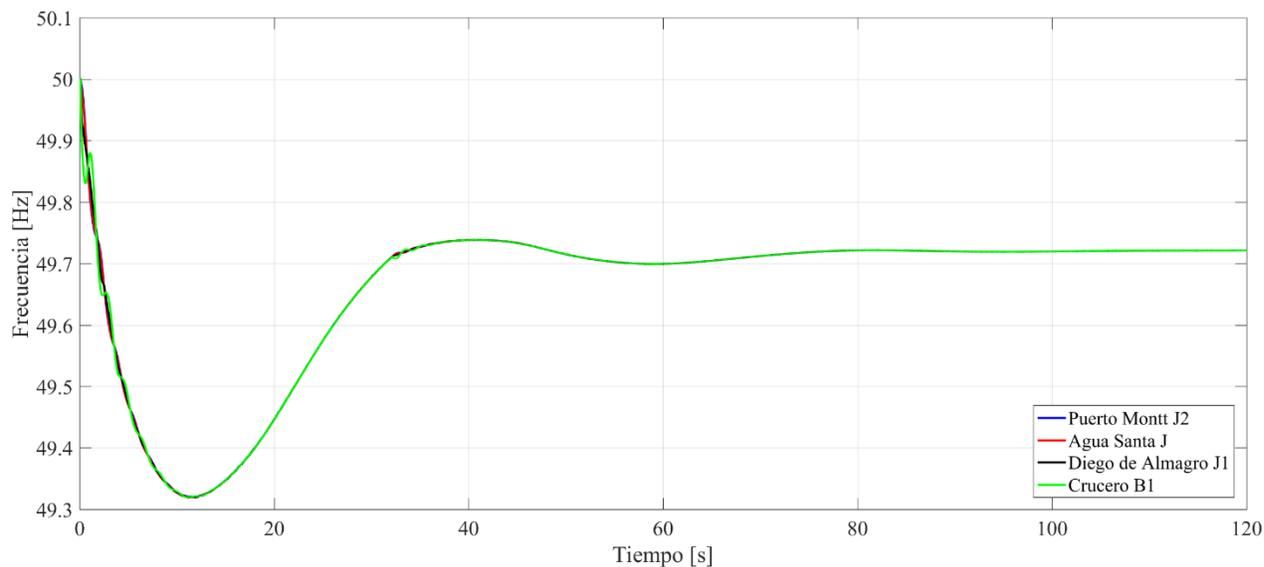


Figura 56: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Kelar - Caso 1.

La oscilación inicial que se observa en la frecuencia de la barra Crucero se debe a las oscilaciones de potencia del sistema siendo la de mayor magnitud, producto de la activación del CPF del BESS. Las potencias de salida del equipo se muestran en la Figura 57.

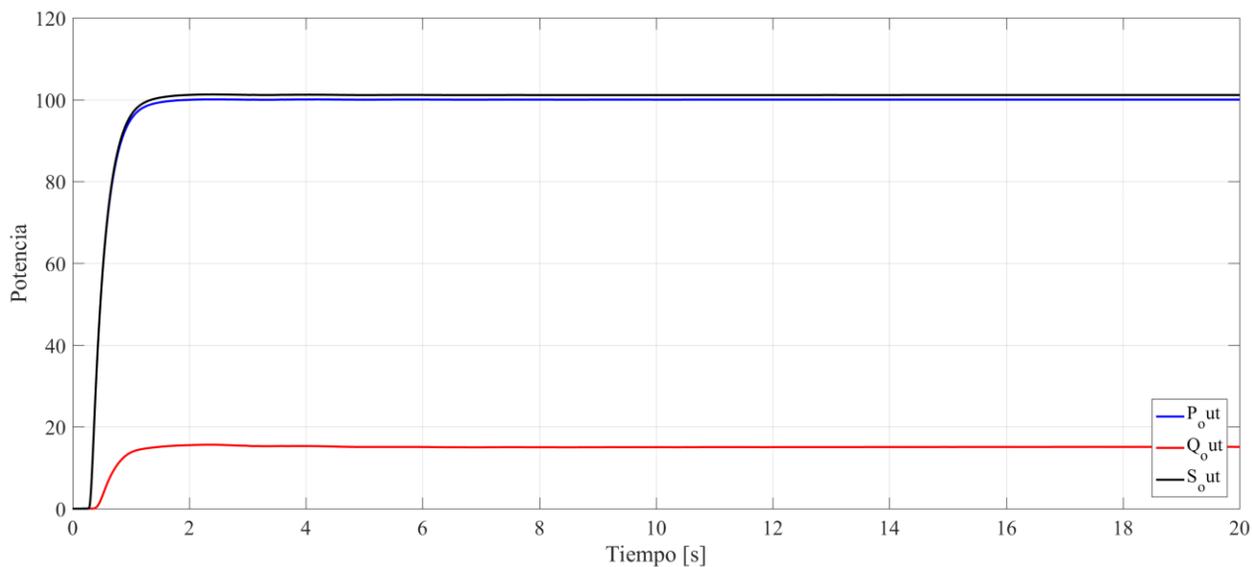


Figura 57: Oscilograma de potencias del BESS para contingencia en central Kelar - Caso 1.

## Caso 2: BESS 200 [MW]

Considerando la mejora en la frecuencia del sistema producto de la inclusión de una batería con el algoritmo de regulación de frecuencia propuesto, se adiciona otro equipo de iguales características en la zona centro sur, específicamente en una de las barras de la S/E Ancoa en 220 [kV]. El diagrama de conexión se muestra en el Anexo J. Esta zona es el límite norte de una generación hidro y eólica presente en la región del Biobío. También se disminuye nuevamente la participación de los generadores dentro del esquema de regulación de frecuencia, eliminando a 5 unidades generadores del esquema de regulación de frecuencia lo que se traduce en una baja 81,2 [MW], dejando un aproximado de 138 [MW] de reserva por medio de generadores para diferencias de potencia de 0,2 [Hz]. El detalle de los generadores que participan del CPF se muestra en el Anexo I. Los parámetros relevantes del controlador de frecuencia son iguales para ambos equipos BESS y son los mostrados en la Tabla 33.

La Figura 58 muestra la excursión de frecuencia del caso 2, la cual tiene un nadir de frecuencia de 49,4569 [Hz], una frecuencia estable de 49,7591 [Hz], una tasa de cambio de frecuencia de -0,0621 [Hz/s] y una estimación de la inercia sistémica de 19,31 [s]. Nuevamente se evidencia una mejora en la dinámica de frecuencia en cuanto a los puntos importantes dentro de la excursión de frecuencia, incluso se tiene una mejora en el tiempo de estabilización de la frecuencia el cual se alcanza en torno a los 40 [s].

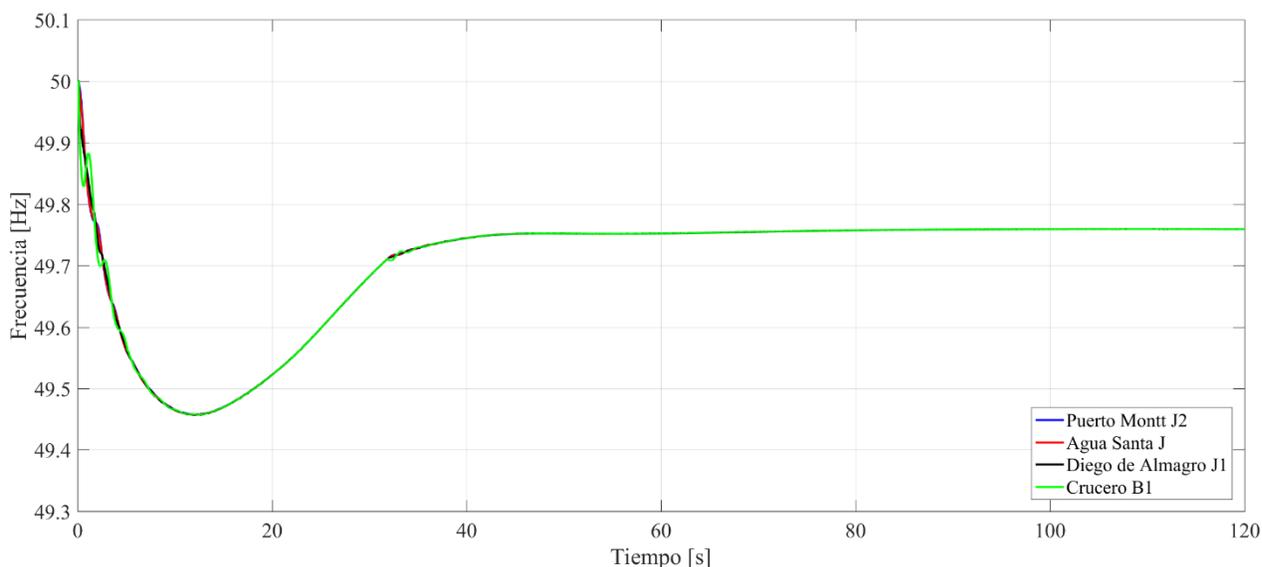


Figura 58: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Kelar - Caso 2.

En este punto es interesante analizar el aporte de cada una de las baterías por separado del sistema. Considerando la frecuencia en los terminales del convertidor estático asociado a cada batería, se aprecia el efecto de la proximidad eléctrica entre la contingencia de potencia y la batería en barra de la S/E Kapatour, la cual presenta una mayor caída de frecuencia en el momento inicial, tal como se muestra en la Figura 59. Esto provoca que el control de frecuencia de dicha batería sea activado en primer lugar (sobrepasa la banda muerta de frecuencia primero), esto se observa en las Figura 60 y Figura 61, en ambos casos se llega a la misma referencia de potencia pero con el desfase temporal antes mencionado.

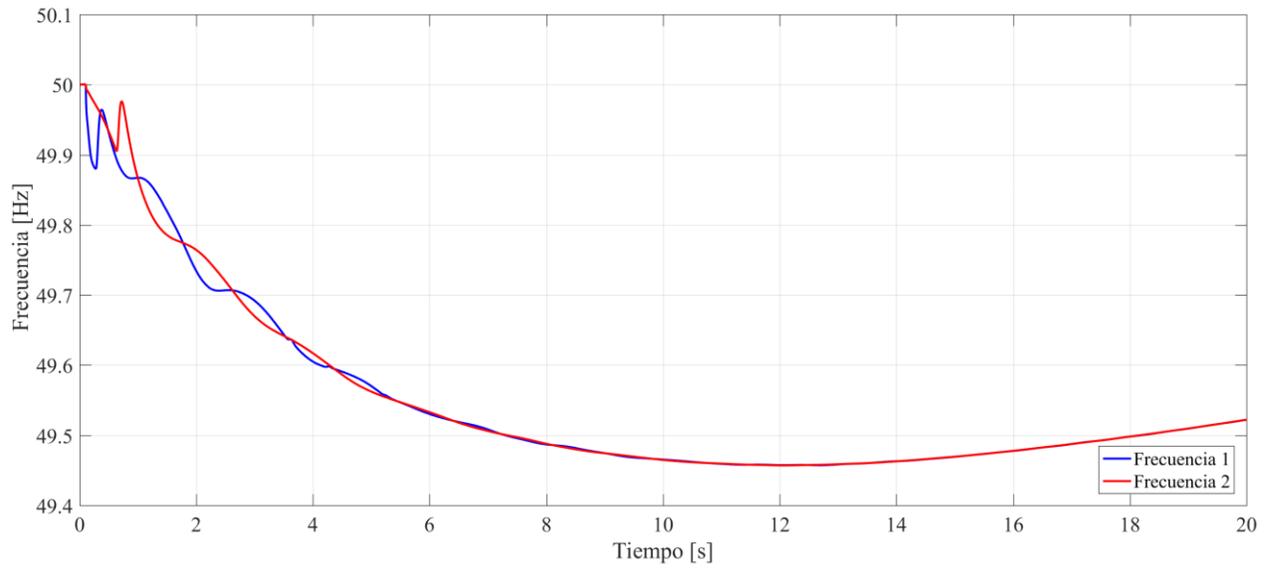


Figura 59: Dinámica de frecuencia en terminales del convertidor estático de los equipos BESS para contingencia de la central Kelar - Caso 2.

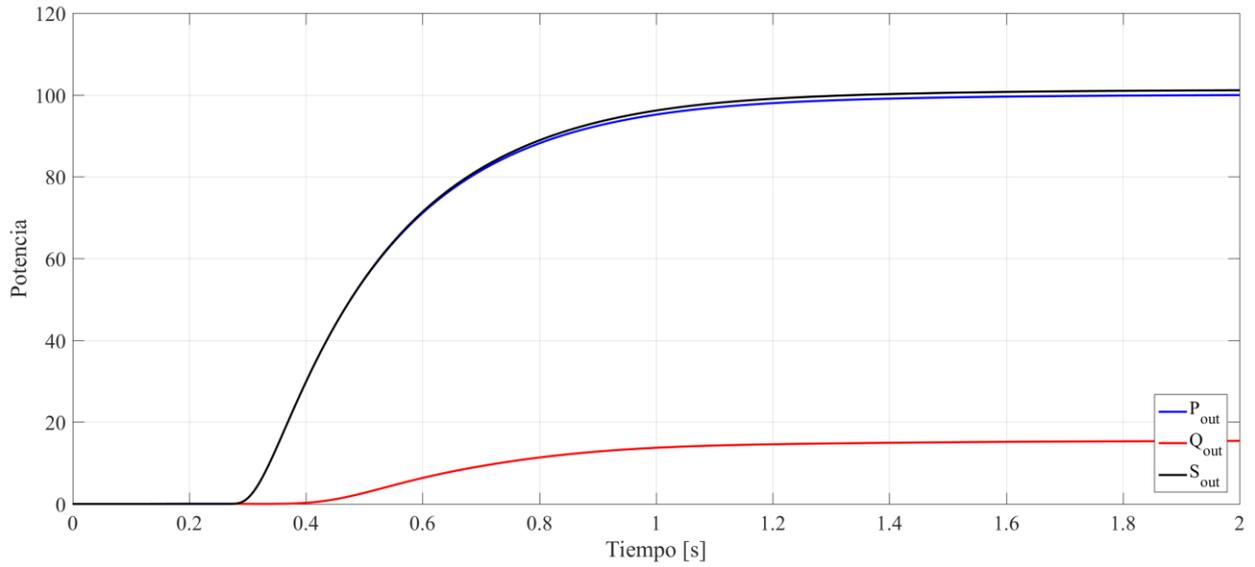


Figura 60: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del norte grande del SEN para contingencia de la central Kelar - Caso 2.

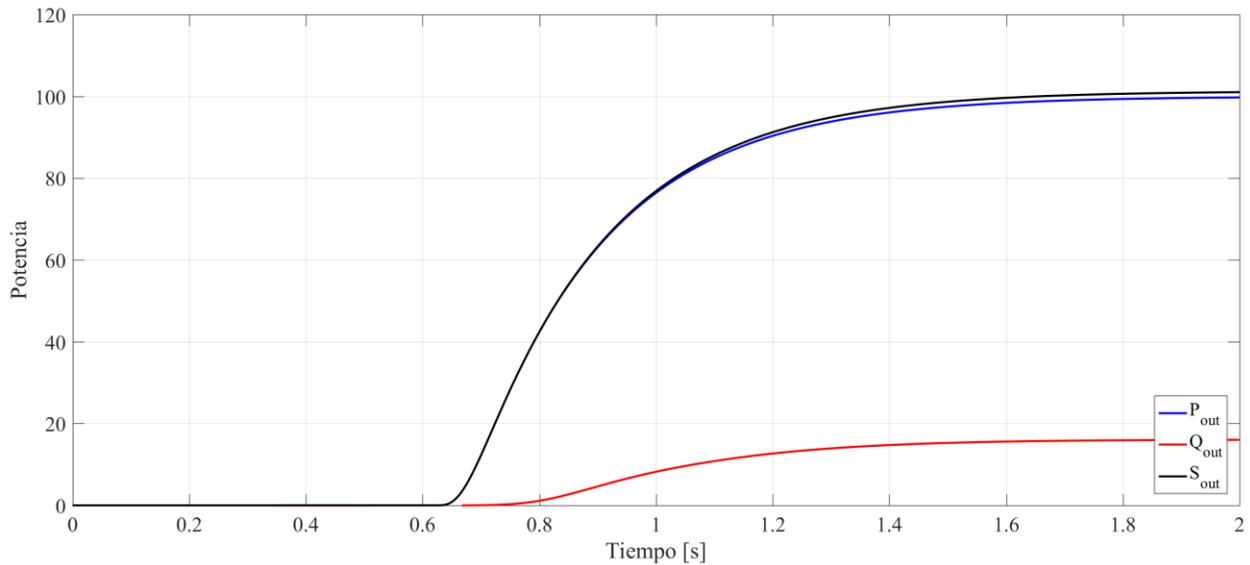


Figura 61: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del centro sur del SEN para contingencia de la central Kelar - Caso 2.

### Caso 3: BESS 300 [MW]

Como último escalón en el esquema de regulación de frecuencia híbrido se consideran solamente 13 generadores, los que presentan una potencia cercana a los 85 [MW]. El detalle de los generadores que participan del CPF se muestra en el Anexo I. En paralelo a esta condición se aumenta la potencia de las baterías conectada en la S/E Ancoa, duplicando su capacidad de potencia (lógicamente se hace lo mismo con el transformador asociado) pero manteniendo los parámetros del controlador para todos los equipos BESS. En el caso del BESS instalado en la zona norte se mantiene en iguales condiciones que en los casos anteriores, sumando un total de 300 [MW] de potencia en equipos BESS. Se debe notar que la distribución de potencias de los BESS entre la zona norte y sur en este caso tiene una mejor aproximación a los criterios de distribución de reserva para CPF mostrados anteriormente.

La dinámica de frecuencia presenta un nadir de frecuencia de 49,6155 [Hz], una frecuencia estable de 49,8209 [Hz], una tasa de cambio de -0,0450 [Hz/s] y una inercia sistémica estimada de 26,64 [s], estos valores son expuestos junto con el comportamiento de la frecuencia en la Figura 62.

Por el lado de las baterías están presentando el mismo comportamiento del caso anterior tanto como para la frecuencia como para potencias de salida, pero con la distinción de que el BESS de la zona centro sur inyecta una potencia de 200 [MW].

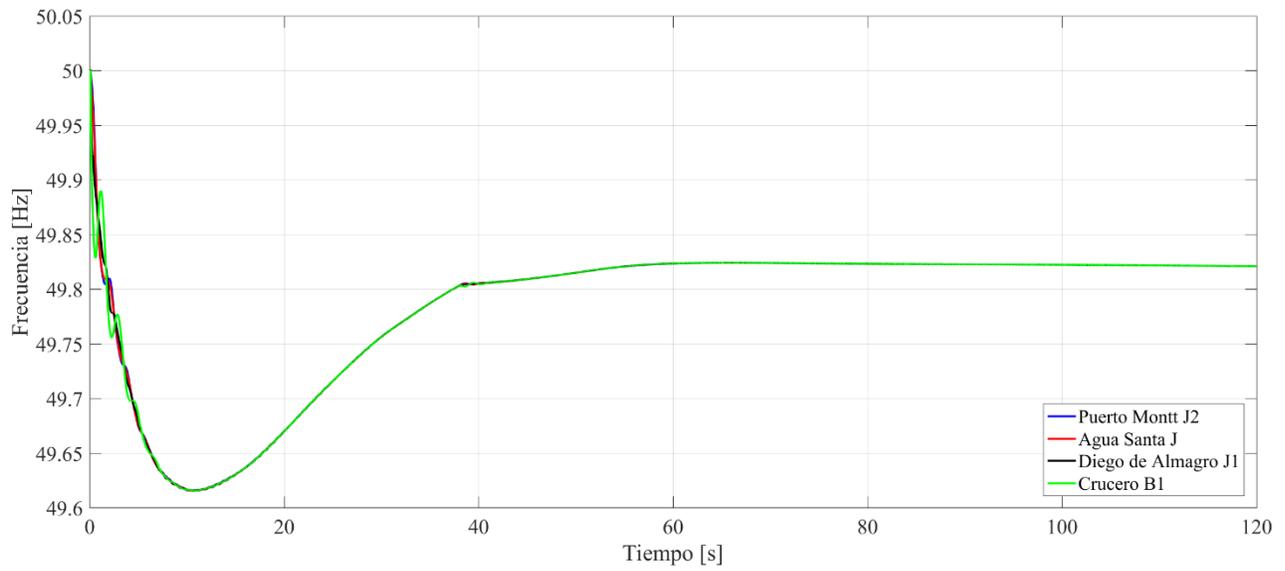


Figura 62: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Kelar - Caso 3.

### Resumen de la desconexión de la central Kelar

Como último análisis para esta contingencia se muestra en la Figura 63 la comparación de los casos de simulados, donde se evidencia la mejora en el comportamiento de frecuencia en forma proporcional a la inclusión de baterías en el esquema de control híbrido. Estas mejoras son cuantificadas en la Tabla 19, donde se muestran las diferencias de frecuencia respecto a la nominal de 50 [Hz], esto permite una comparación más sencilla respecto al escenario base.

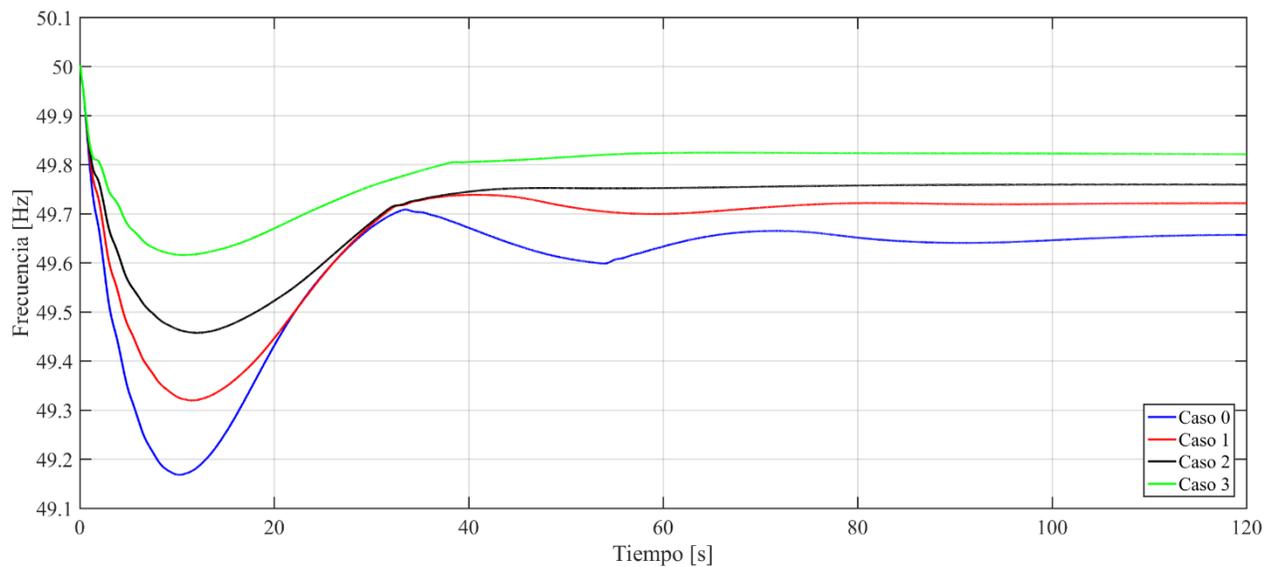


Figura 63: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Kelar - Comparación de casos de estudio.

El tiempo en el cual se produce el nadir de frecuencia sufre variaciones menores, siendo estas no mayores a un segundo, por lo que no se consideran relevantes para el análisis. Por otra parte, los tiempos de estabilización sufren disminuciones a medida que la potencia de las baterías aumenta en el sistema. A partir de los datos mostrados en Tabla 19 es posible aproximar en una primera instancia que cada 100 [MW] de baterías se tiene una mejora en los parámetros en torno al 18 % respecto del caso base.

	Desviación máxima [Hz]	Desviación estable [Hz]	ROCOF [Hz/s]	Variación de la desviación máxima [%]	Variación de la desviación estable [%]	Variación del ROCOF [%]
<b>Caso base</b>	0,83205	0,34349	-0,0966	-	-	-
<b>Caso 1</b>	0,68083	0,27885	-0,0776	18,18%	18,82%	19,69%
<b>Caso 2</b>	0,54306	0,24089	-0,0621	34,73%	29,87%	35,67%
<b>Caso 3</b>	0,38447	0,17911	-0,0450	53,79%	47,86%	53,37%

Tabla 19: Comparación de los distintos casos de estudio frente al caso base para una contingencia en la central Kelar.

## 5.4.2 Desconexión de la central Santa María

La desconexión de la central Santa María, la cual se encuentra en la zona centro sur cercana a la S/E Charrúa, se provoca por la apertura intempestiva de los interruptores del transformador asociado a dicha central en el sistema de 220 [kV]. Esto provoca que el SEN presente un déficit de potencia de 350 [MW] de acuerdo a los despachos iniciales los cuales son los mismos del caso anterior. El análisis en esta sección será similar al de la sección anterior, por lo que no mencionaran mayores detalles en los cálculos realizados.

### Caso 0: Escenario base

El primer caso de análisis de la regulación de frecuencia es el escenario con el esquema de control tradicional, considerando solamente los generadores antes mencionados. Se muestra en la Figura 64 las frecuencias en las barras S/E Crucero, S/E Diego de Almagro, S/E Agua Santa y S/E Puerto Montt.

Para este caso se tiene un nadir de frecuencia promedio de 49,4259 [Hz], mientras que la frecuencia estable logra una magnitud de 49,7466 [Hz], el ROCOF es de -0,0678 [Hz/s] y la inercia sistémica estimada es de 12,91 [s]. La diferencia entre las inercias estimadas para ambos casos base tiene una variación menor al 4% lo que corrobora la aproximación realizada a pesar de la diferencia en las contingencias de potencia de ambos casos.

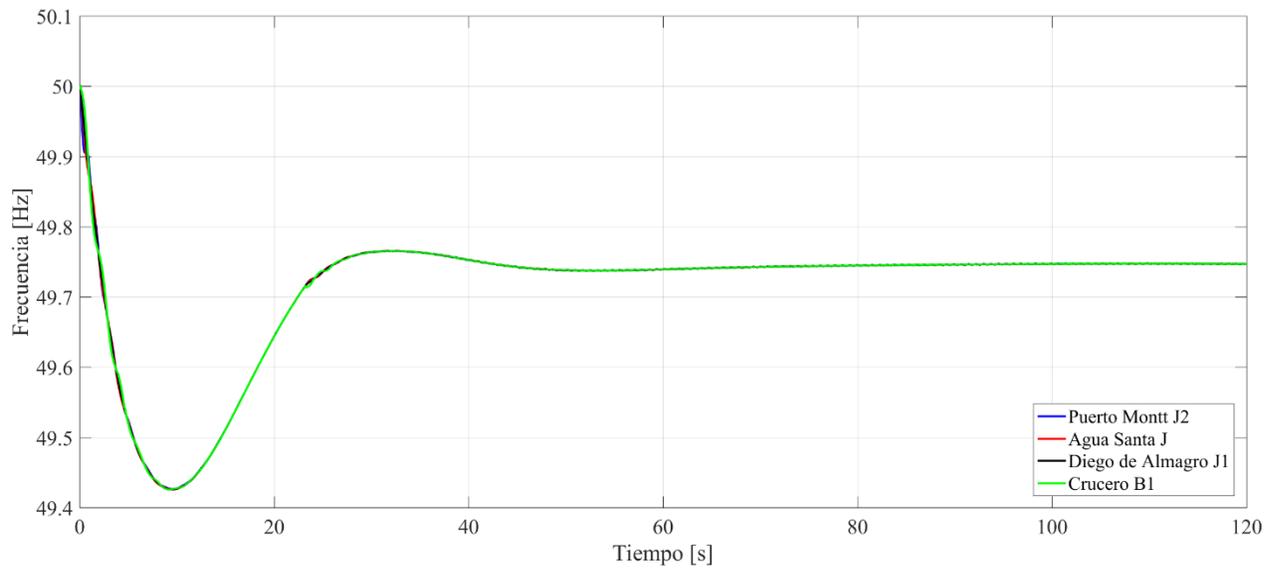


Figura 64: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Santa María - Caso base.

### Caso 1: BESS 100 [MW]

Al igual que la Sección 0 se realiza un control de frecuencia mixto entre los generadores y el equipo BESS ubicado en la barra de la S/E Kapatur, los parámetros del control son los mencionados en la Tabla 33.

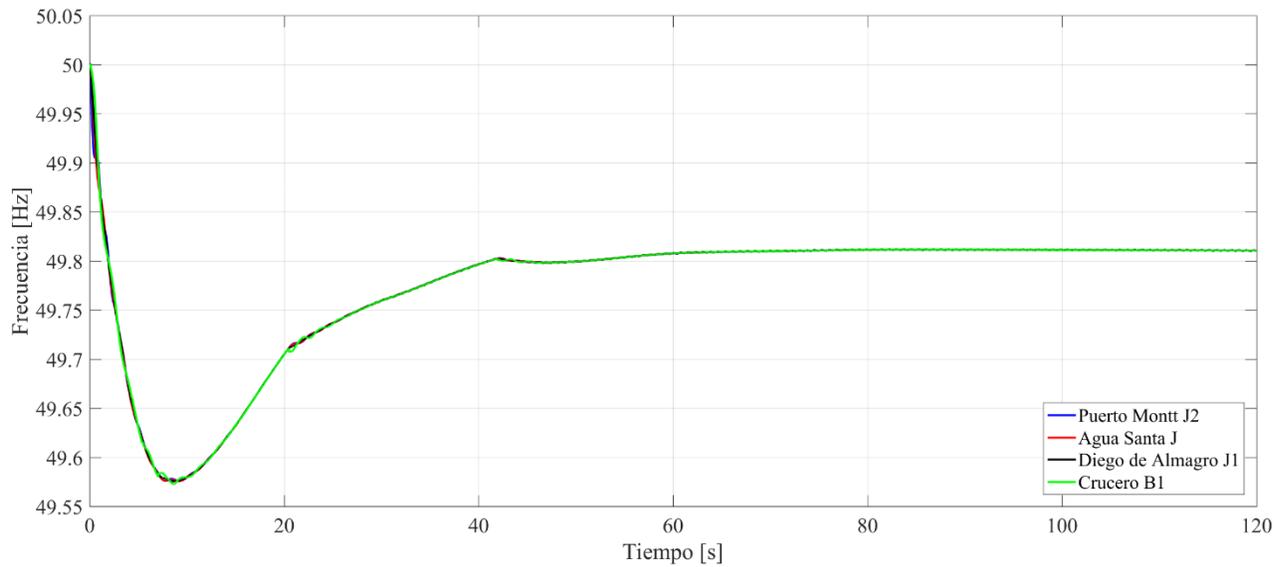


Figura 65: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Santa María - Caso 1.

El comportamiento de la frecuencia durante el control de frecuencia se muestra en la Figura 65, donde se observa un nadir de frecuencia de 49,5754 [Hz], una frecuencia estable de 49,8105 [Hz], un ROCOF de -0,0505 [Hz/s] y una inercia sistémica estimada de 17,33 [s].

## Caso 2: BESS 200 [MW]

Para el siguiente caso se utilizan dos baterías, la primera en la zona del norte grande y la segunda conectada en la S/E Ancoa en 220 [kV]. La contingencia de potencia desencadena la actuación del control de frecuencia, estos efectos son mostrados en la Figura 66 de la cual se nota un nadir de frecuencia de 49,6857 [Hz], una frecuencia estable de 49,8690 [Hz], un ROCOF de -0,0372 [Hz/s] y una inercia sistémica estimada de 23,52 [s].

El comportamiento de ambos equipos BESS son mostrados en las Figura 67 y Figura 68, para las baterías de la zona norte y zona centro sur, respectivamente. Las respuestas son similares entre sí, pero con un desfase temporal de acuerdo a la lejanía entre el equipo y el lugar de la perturbación, lo que es de esperarse dado que la proximidad de la contingencia provoca una caída de frecuencia con mayor pendiente. En ambos casos los equipos entregan su potencia nominal en tiempos cercanos al segundo luego de la detección del controlador de frecuencia.

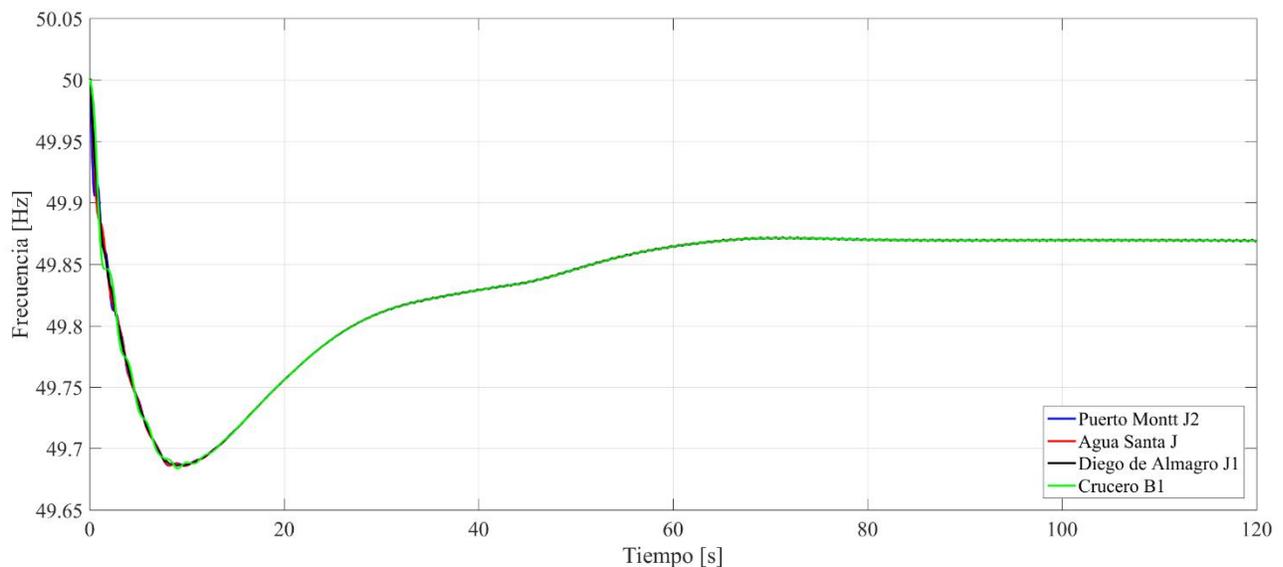


Figura 66: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Santa María - Caso 2.

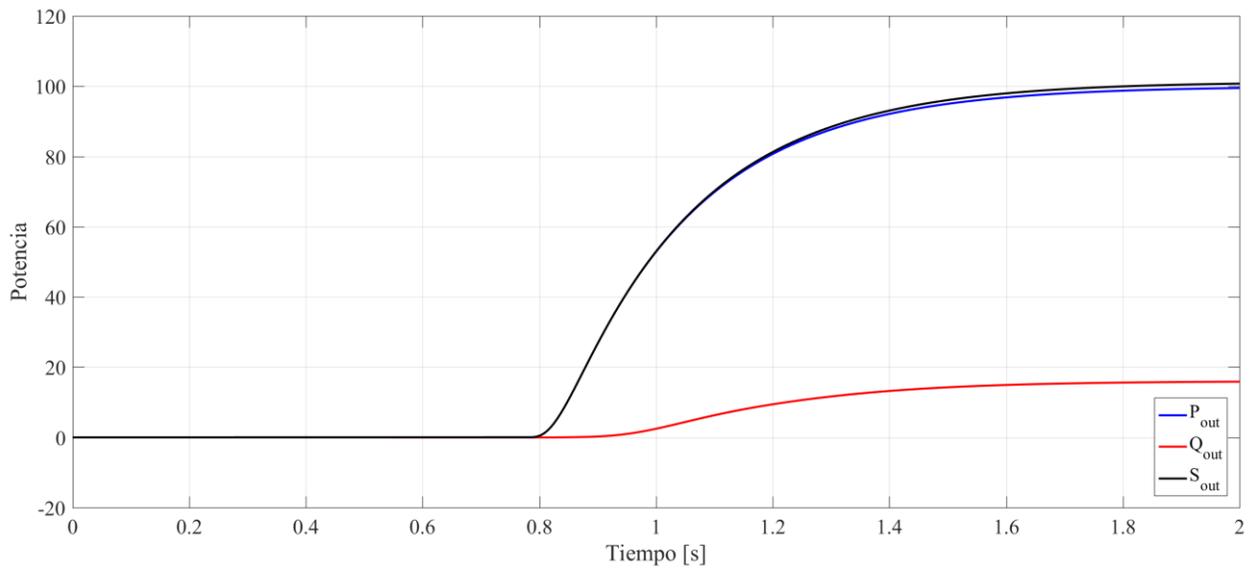


Figura 67: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del norte grande del SEN para contingencia de la central Santa María - Caso 2.

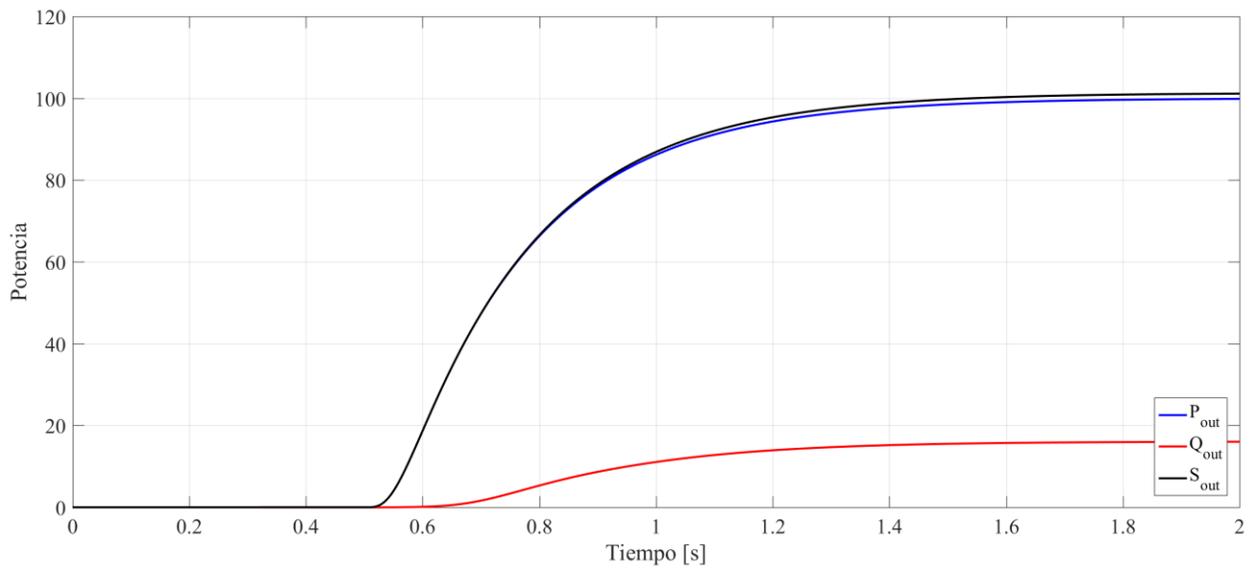


Figura 68: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del centro sur del SEN para contingencia de la central Santa María - Caso 2.

### Caso 3: BESS 300 [MW]

Por último, se tiene el caso con dos baterías sumando un total de 300 [MW] distribuidos en la batería del norte grande con una potencia de 100 [MW] y la batería de la zona centro sur con una potencia de 200 [MW]. La excursión de frecuencia se muestra en la Figura 69 donde se

cuantifica un nadir de 49,6864 [Hz], una frecuencia estable de 49,9365, un ROCOF de -0,0174 [Hz/s] además de una inercia sistémica estimada de 50,24 [s].

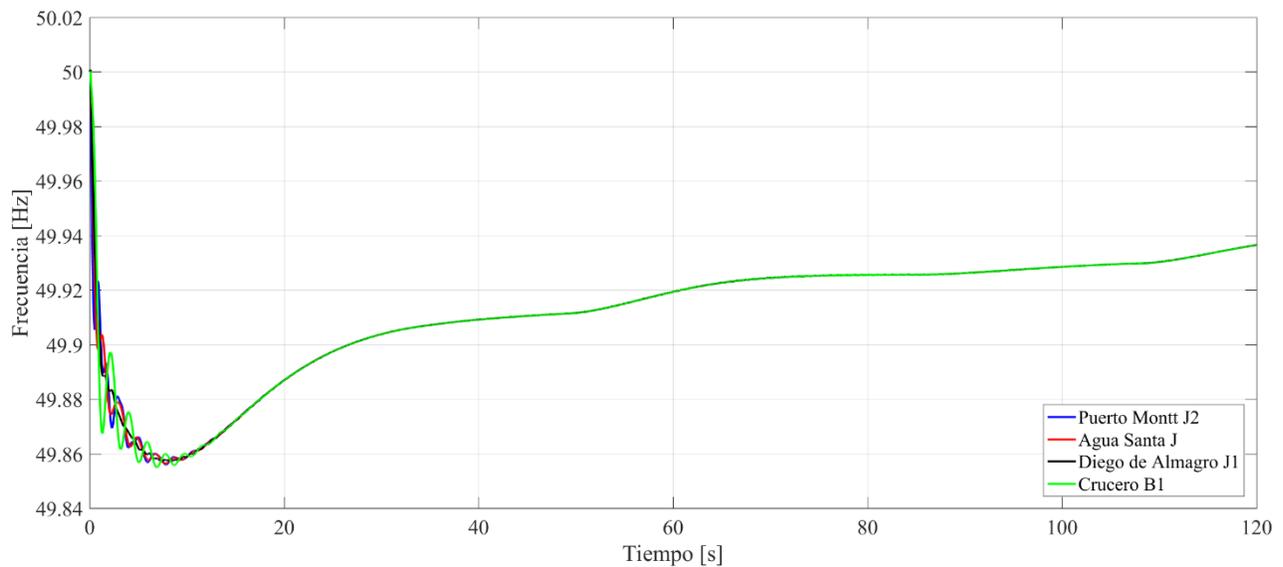


Figura 69: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Santa María - Caso 3.

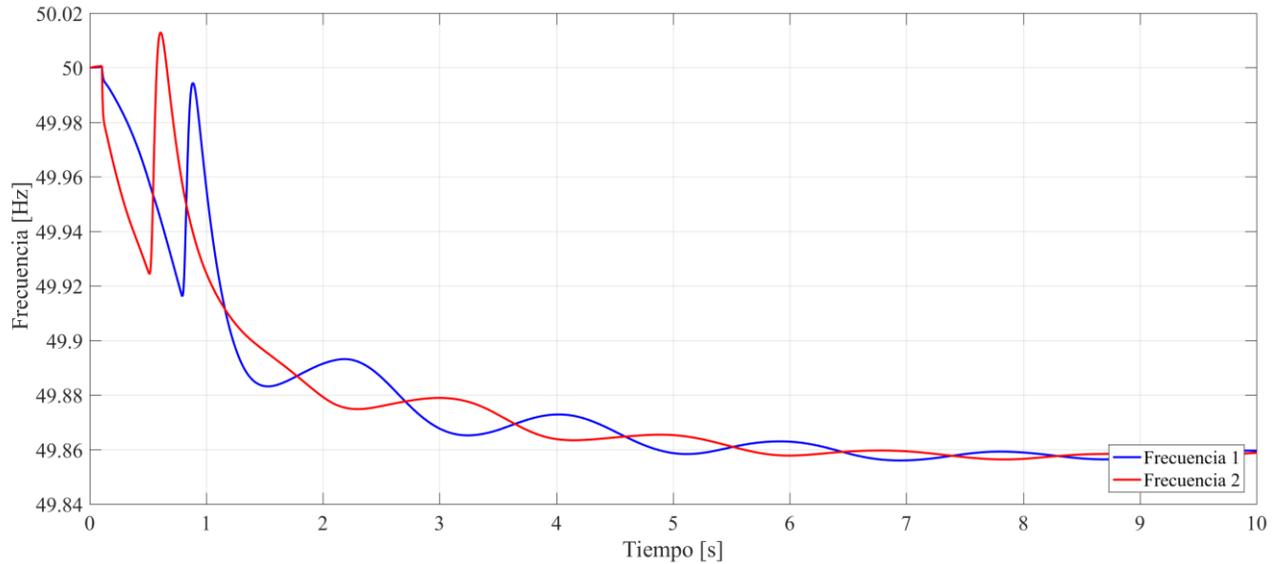


Figura 70: Periodo inicial de la excursión de frecuencia de los BESS para contingencia en central Santa María - Caso 3.

En este caso es importante hacer un análisis más fino de la señal de frecuencia en su etapa inercial. En la Figura 70 se muestran los primeros 10 segundos de la excursión de frecuencia de la Figura 69 en la barra terminal de cada una de los BESS (terminal AC del convertidor de potencia). Se observa la relación de la tasa de cambio de la frecuencia y la proximidad con la contingencia de potencia, razón por la cual la Frecuencia 2 (señal roja)

presenta una mayor caída dado que se encuentra más cercana a la central Santa María. Otro punto interesante de analizar en ese escenario tiene que ver con la compensación de las baterías las cuales tienen una respuesta lo suficientemente rápida y de tal magnitud (se muestra en la Figura 71) lo que en conjunto con las oscilaciones de potencia de los generados logran que la señal de frecuencia del sistema presente una alta oscilación inicial llegando incluso a valores por sobre la banda muerta de frecuencia.

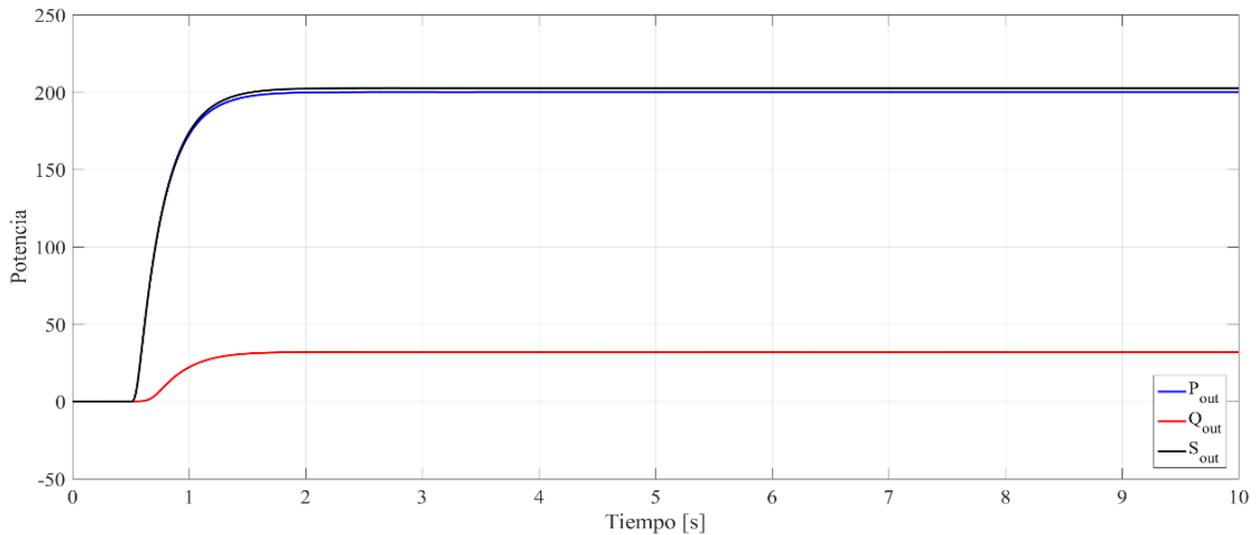


Figura 71: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del centro sur del SEN para contingencia de la central Santa María - Caso 3.

## Resumen de la desconexión central Santa María

La comparación de los casos de simulados se muestra en la Figura 72, donde se evidencia los distintos comportamientos de frecuencia para los escenarios de estudio, notándose también la mejora en el nadir de frecuencia y la frecuencia estable a medida que se incorporan baterías en el esquema de control híbrido. Estas mejoras son cuantificadas en la Tabla 20, donde se muestran las diferencias de frecuencia respecto a la nominal de 50 [Hz], así como también se muestran las variaciones de forma porcentual respecto al caso base.

El tiempo en el cual se produce el nadir de frecuencia sufre variaciones menores, siendo estas no mayores a un segundo, para los casos 1 y 2, no así en el caso 3 donde el nadir de frecuencia está cerca de 3 segundos antes lo que se debe a la alta compensación de las baterías. En cuanto a los tiempos de estabilización se mantienen en torno a los 50 [s], no se aprecia una relación clara debido a la inclusión de BESS en este parámetro. A partir de los datos mostrados en Tabla 20 es posible aproximar en una primera instancia que cada 100 [MW] de baterías se tiene una mejora en los parámetros en torno al 25 % respecto del caso base.

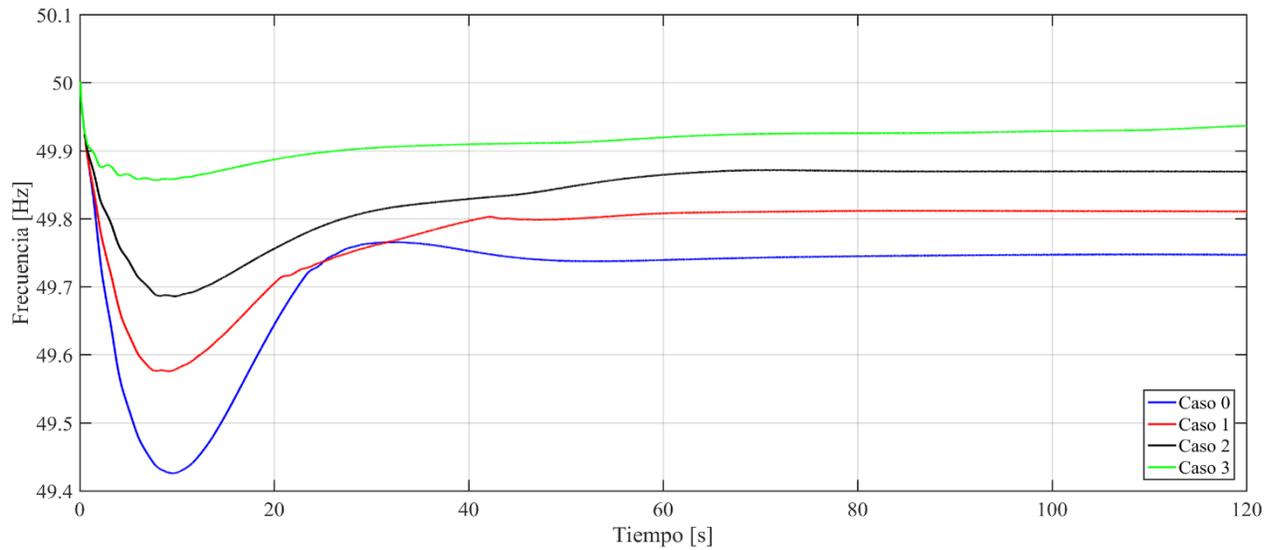


Figura 72: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en central Santa María - Comparación de casos de estudio.

	Desviación máxima [Hz]	Desviación estable [Hz]	ROCOF [Hz/s]	Variación de la desviación máxima [%]	Variación de la desviación estable [%]	Variación del ROCOF [%]
<b>Caso base</b>	0,57411	0,25340	-0,0678	-	-	-
<b>Caso 1</b>	0,42456	0,18953	-0,0505	26,05%	25,21%	25,50%
<b>Caso 2</b>	0,31427	0,13101	-0,0372	45,26%	48,30%	45,12%
<b>Caso 3</b>	0,14361	0,06348	-0,0174	74,99%	74,95%	74,31%

Tabla 20: Comparación de los distintos casos de estudio frente al caso base para una contingencia en la central Santa María.

### 5.4.3 Desconexión de la demanda S/E I. Minero

Una de las formas más simples de generar una situación de sobre frecuencia es por medio de la desconexión intempestiva de una carga. Para este caso se selecciona la de mayor acuerdo al escenario elegido, se trata de la carga *I. Minero 110 kV* en la zona de Colbún cuya magnitud es de 218,4 [MW], dejando al sistema en una situación de sobreproducción de potencia. Se debe considerar que la reserva mínima para baja de generación es de 212 [MW] (según lo mostrado en la Tabla 18); sin embargo, en [50] no se hace esta distinción entre aumento o disminución de potencia, a pesar de esto se opta por utilizar el mismo criterio que en los casos anteriores para la selección de los generadores que participan del control de frecuencia.

## Caso 0: Escenario base

El escenario base es el control de frecuencia a través de generadores (se considera el uso de 30 generadores), la dinámica de la frecuencia se muestra en la Figura 73 de la cual se cuantifica un máximo de frecuencia de 50,2922 [Hz], una frecuencia estable de 50,1528 [Hz], una tasa de cambio de la frecuencia de 0,0343 [Hz/s] y una inercia sistémica estimada de 16,02 [s].

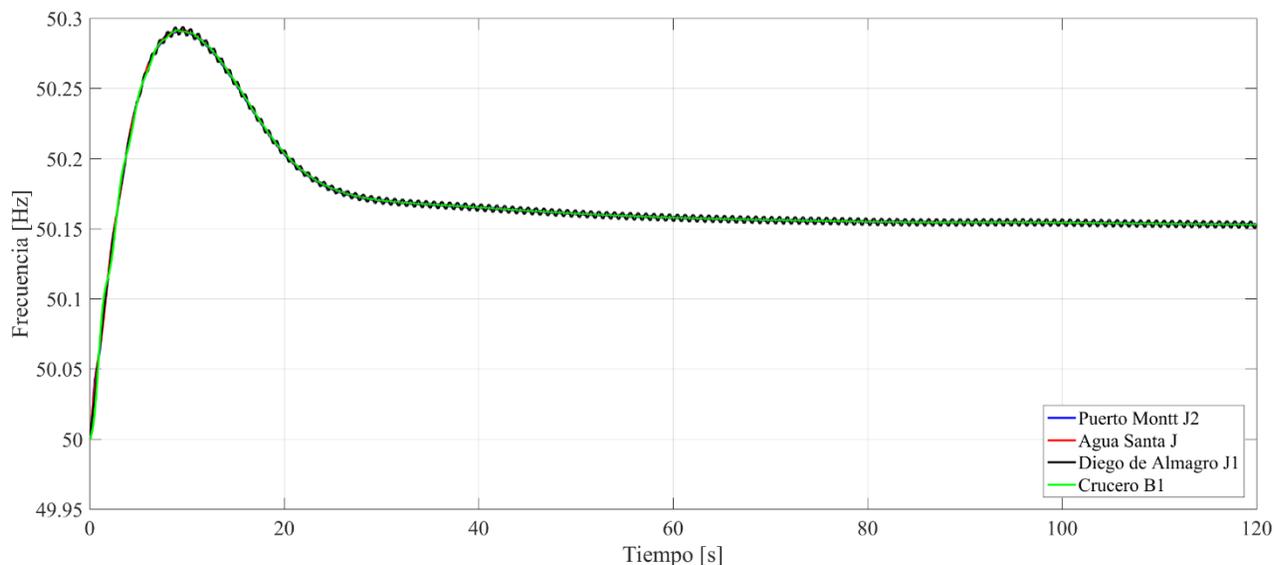


Figura 73: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en carga I. Minero - Caso 0.

## Caso 1: BESS 100 [MW]

Para este escenario de simulación se repite el esquema de control de las secciones 0 y 0, donde se deshabilitan 5 generadores. Se considera el equipo BESS de potencia nominal de 100 [MVA] conectado en la S/E Kapatur, es necesario destacar que la potencia de carga de la batería es de 62,5 [MW] y los parámetros del controlador de frecuencia de la batería son los mostrados en la Tabla 33. El control de frecuencia en este caso logra la dinámica de la Figura 74 donde se logra un máximo de frecuencia de 50,2117 [Hz], una frecuencia estable de 50,1131 [Hz], una tasa de cambio de frecuencia de 0,0250 [Hz/s] y una inercia sistémica calculada de 22,01 [s]. En la Figura 75 se muestra el comportamiento de la potencia de salida del BESS frente a una situación de sobre frecuencia, donde la batería toma el comportamiento de una carga, absorbiendo potencia desde el sistema.

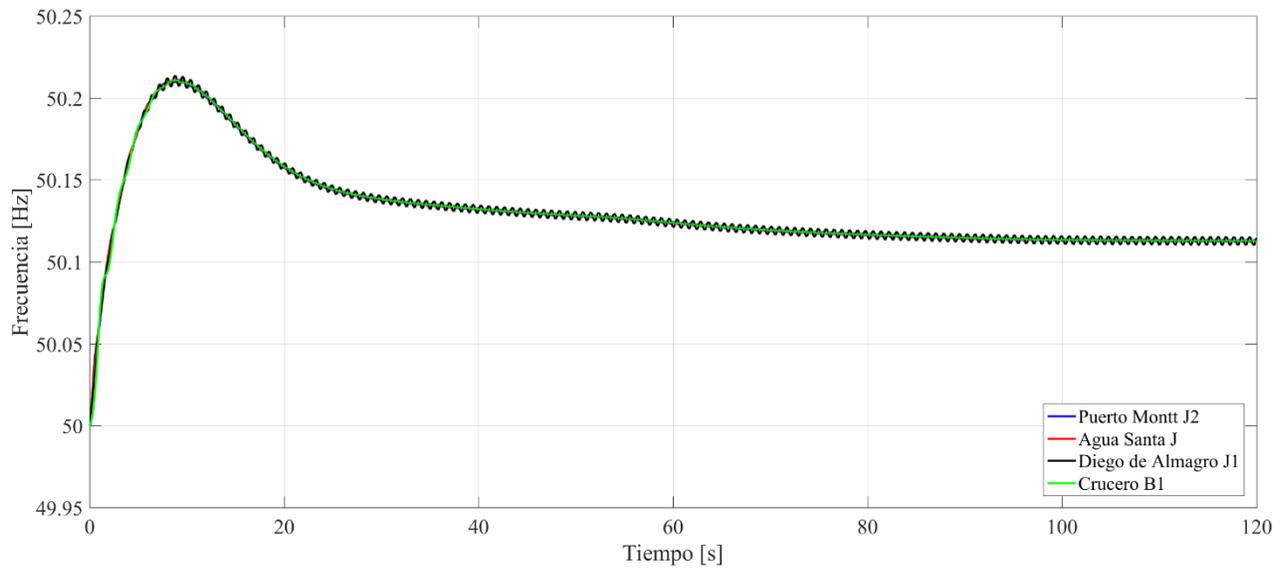


Figura 74: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en carga I. Minero - Caso 1.

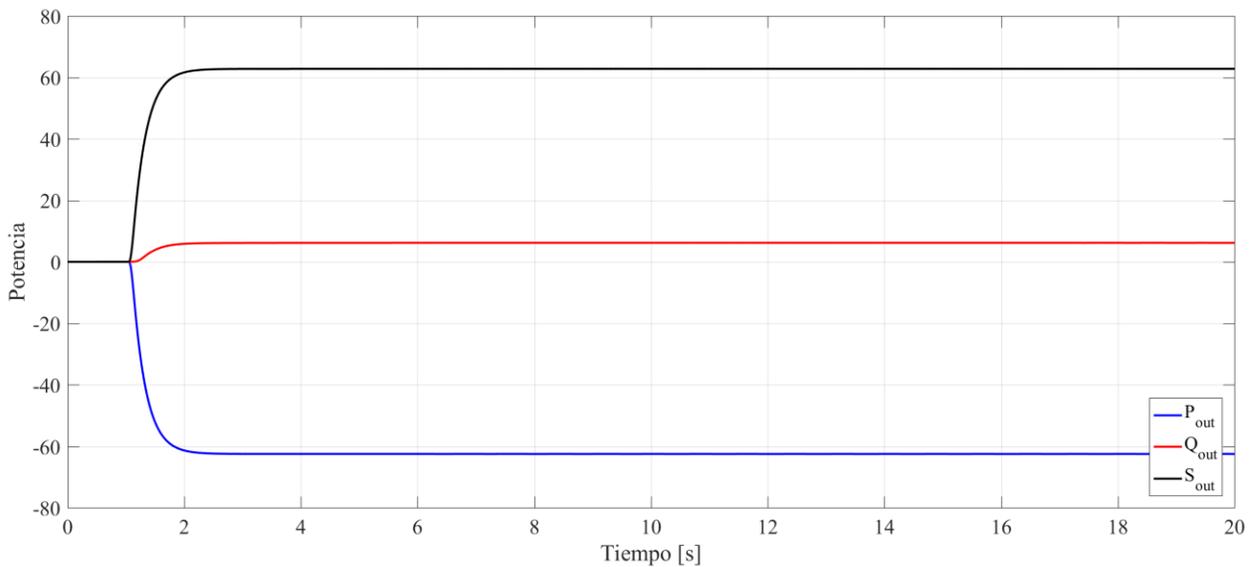


Figura 75: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del norte grande del SEN para contingencia de la carga I. Minero - Caso 1.

### Caso 2: BESS 200 [MW]

En este caso se consideran habilitadas las dos baterías (zona norte y zona centro sur), cada una de ellas con una potencia nominal de 100 [MW] (siendo la potencia de carga total de ambos equipos de 125 [MW]), los controladores son los mismos utilizados en los casos anteriores. El comportamiento de la frecuencia es el mostrado en la Figura 76, donde se tiene una desviación máxima de 50,1364 [Hz], una frecuencia estable de 50,0701[Hz], una tasa de cambio de la frecuencia de 0,0162 [Hz/s] y una estimación de inercia sistémica de 33,85[s].

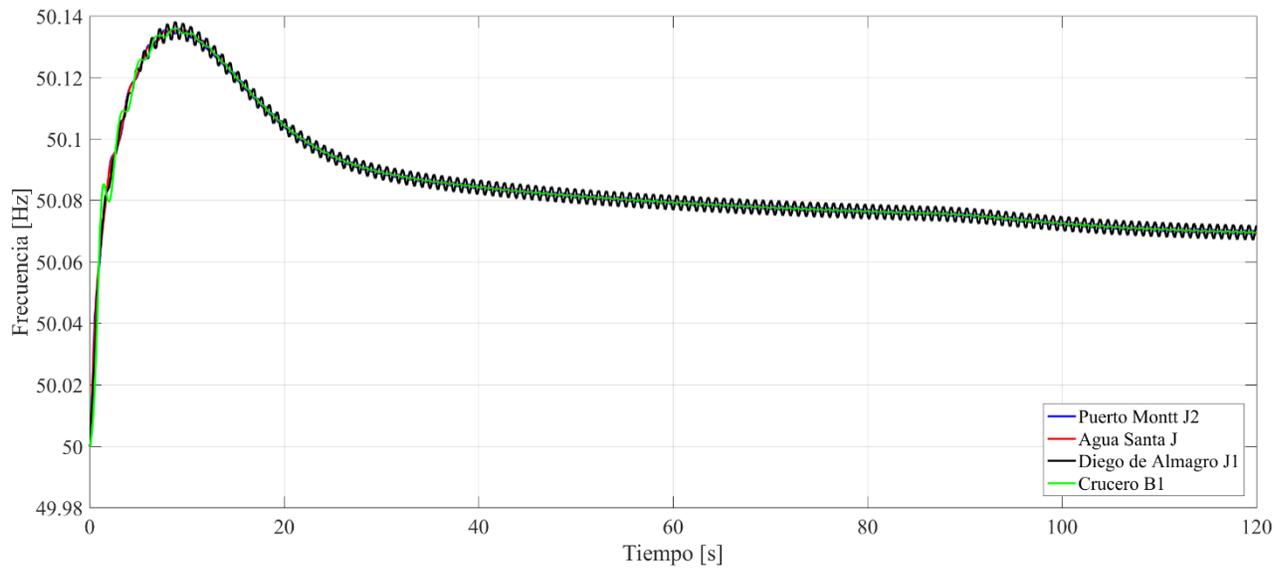


Figura 76: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en carga I. Minero - Caso 2.

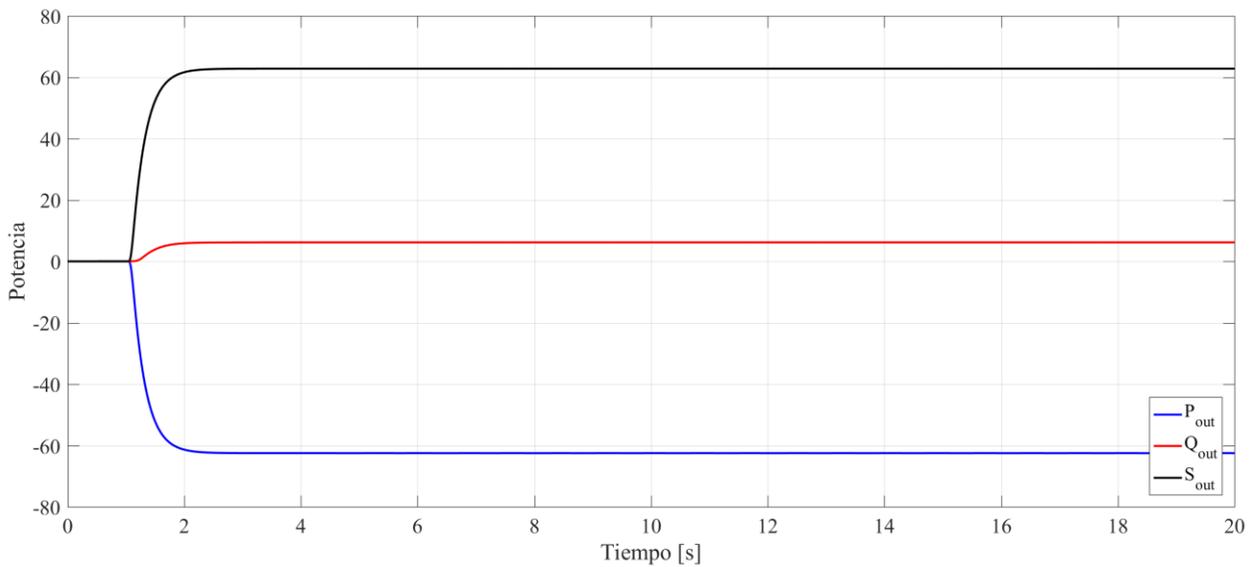


Figura 77: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del norte grande del SEN para contingencia de la carga I. Minero - Caso 2.

En las Figura 77 y Figura 78 se muestran las potencias de los equipos BESS, en las que se observa como única diferencia el desfase temporal entre las respuestas.

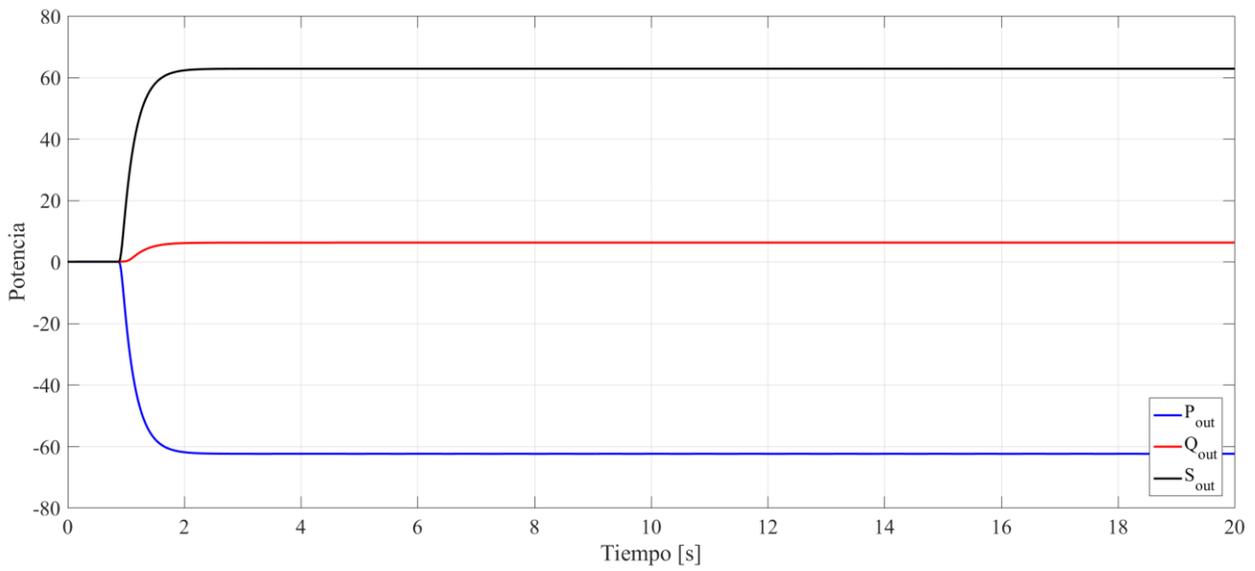


Figura 78: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del centro sur del SEN para contingencia de la carga I. Minero - Caso 2.

### Caso 3: BESS 300 [MW]

En este caso se considera una potencia nominal de los equipos BESS de 100 [MW] y 200 [MW] lo que suma un total de 187,5 [MW] de potencia de carga de los equipos. De manera excepcional en este caso y para evitar comportamientos cíclicos en la frecuencia del sistema (producto de la desactivación de los BESS que provoca nuevamente la situación de sobre frecuencia), se modifican los parámetros del droop ( $D_{dn}$  y  $D_{up}$ ) de la batería de la zona centro sur a la mitad del valor considerado en los casos anteriores. La excursión de frecuencia se muestra en la Figura 79, de la cual se observa un máximo de frecuencia de 50,0834 [Hz], una frecuencia estable de 50,0371 [Hz], una tasa de cambio de la frecuencia de 0,0098 [Hz/s] y una inercia sistémica estimada de 56,31 [s].

El hecho de considerar un droop distinto entre ambos equipos provoca que la batería con menor parámetro tenga un tiempo de estabilización mayor, notándose en este caso la inclusión de la inercia virtual en la compensación inicial de la frecuencia, esto se observa del análisis de las Figura 80 y Figura 81.

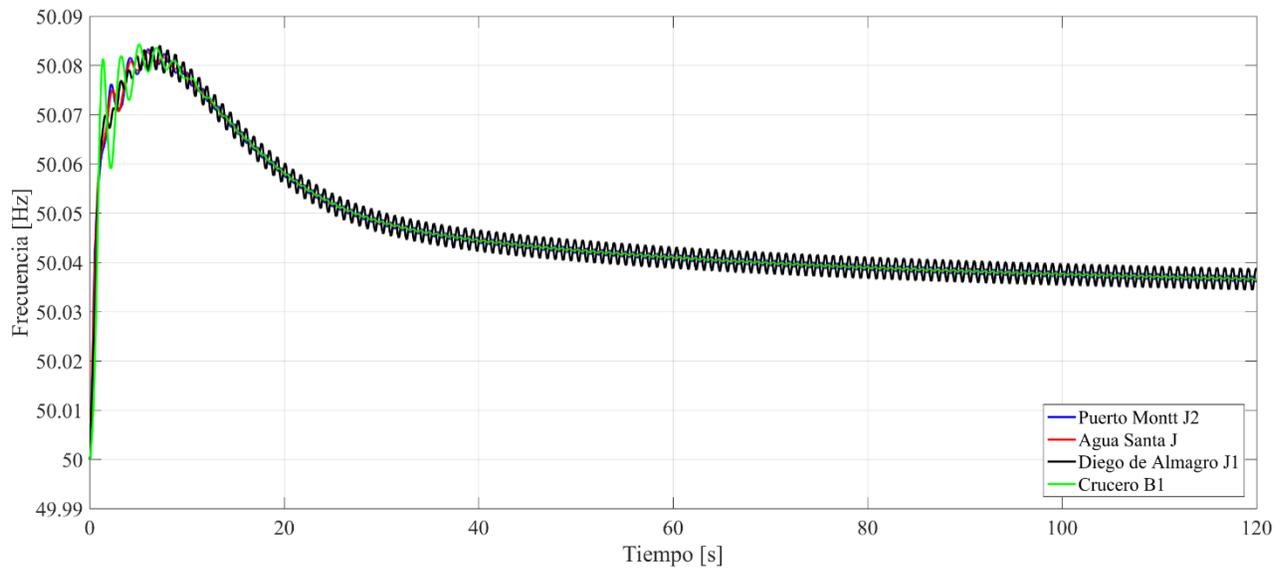


Figura 79: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en carga I. Minero - Caso 3.

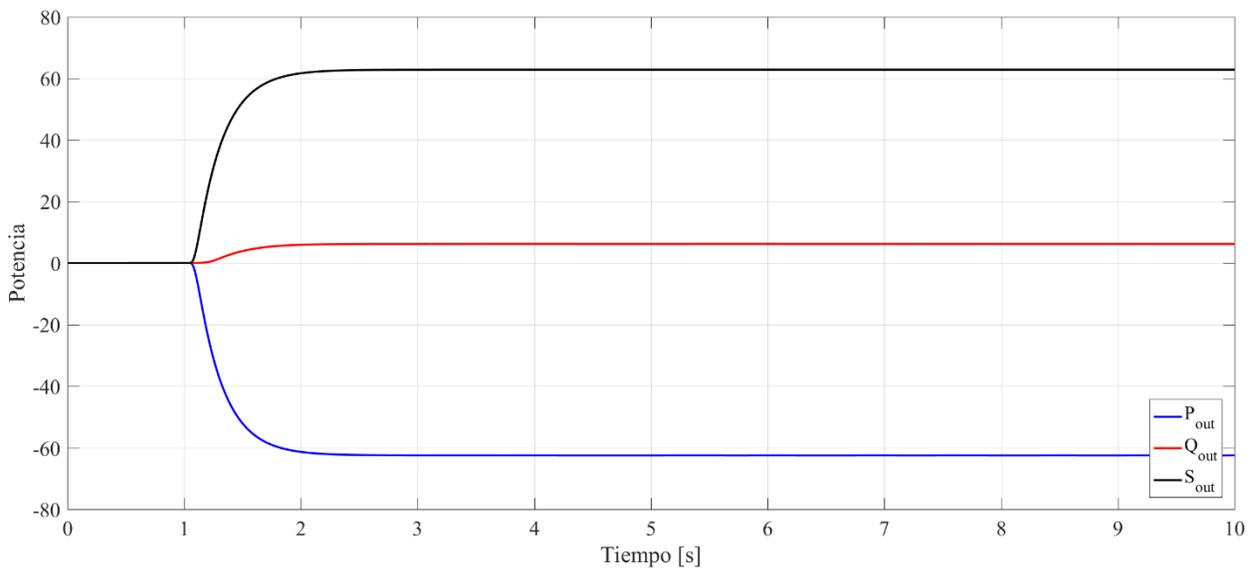


Figura 80: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del norte grande del SEN para contingencia de la carga I. Minero - Caso 3.

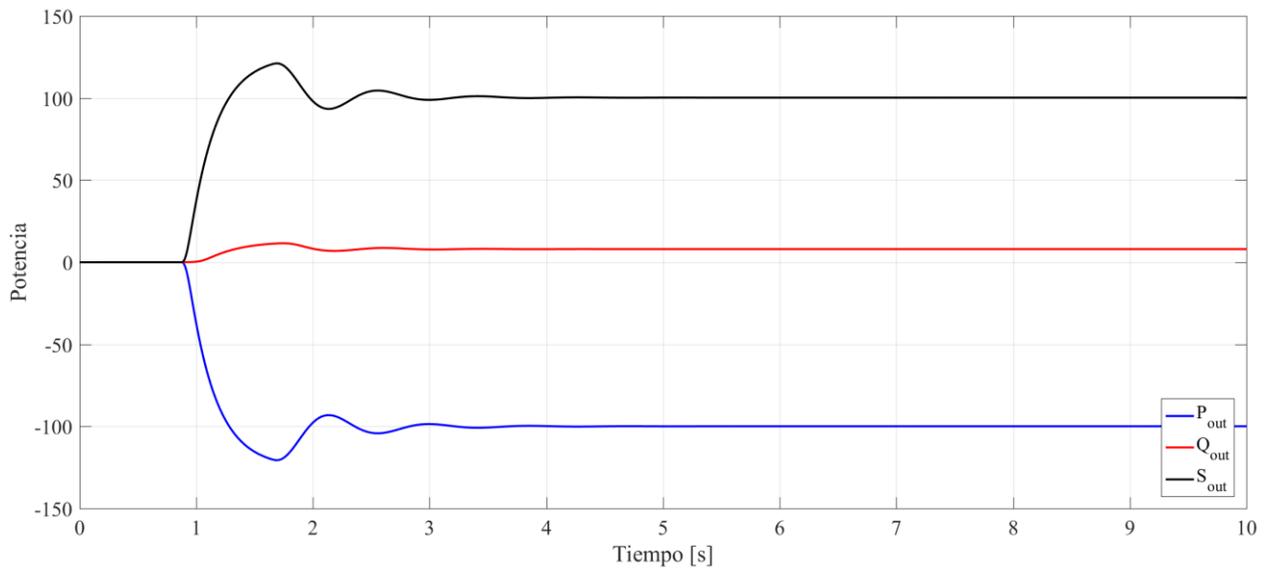


Figura 81: Potencia de salida del BESS ubicado en la zona del centro sur del SEN para contingencia de la carga I. Minero - Caso 3.

### Resumen de la desconexión de la demanda S/E I. Minero

La comparación de los escenarios analizados se muestra en la Figura 82, mostrando una clara mejora en el comportamiento de la frecuencia a medida que se aumenta la potencia de los equipos BESS, esto a pesar de las pequeñas oscilaciones durante toda la simulación.

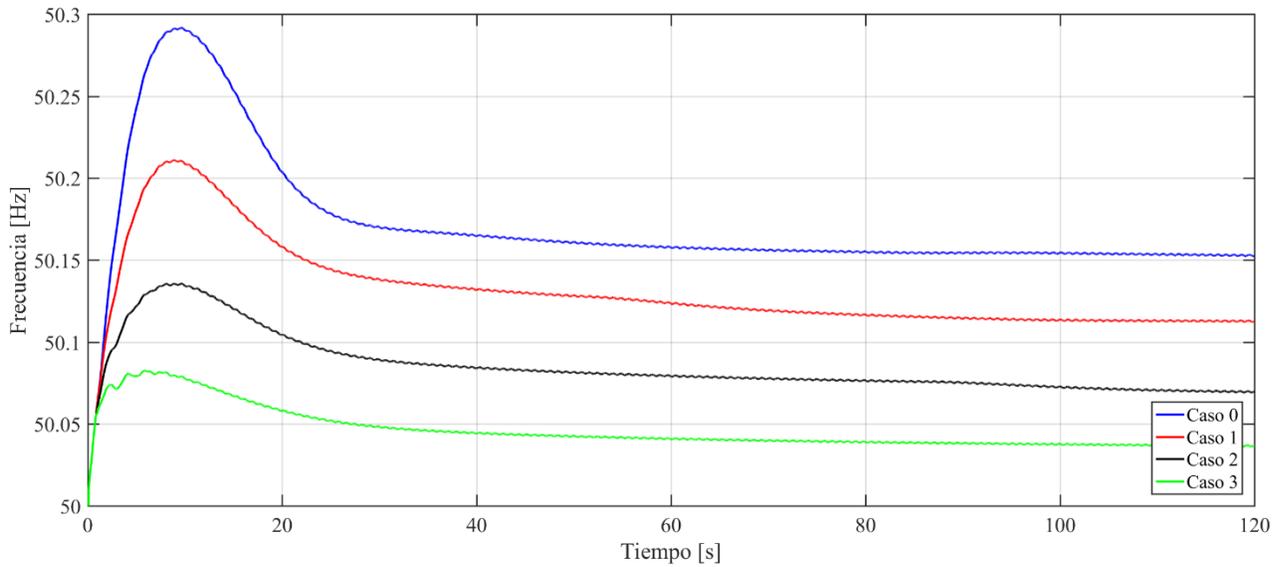


Figura 82: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en la carga S/E I. Minero - Comparación de casos de estudio.

El tiempo en el cual se produce el máximo de frecuencia sufre variaciones menores, mostrando una disminución a medida que aumenta la potencia de los BESS en el esquema de control. En cuanto a los tiempos de estabilización de la frecuencia se mantienen en torno a los 70 [s], no se aprecia una relación clara debido a la inclusión de BESS en este parámetro. Por otra parte, se muestra en la Tabla 21 un resumen de los datos más relevantes de las simulaciones realizadas. Del análisis de los datos es posible aproximar en una primera instancia que cada 100 [MW] de baterías (o bien una potencia de carga de 62,5 [MW]) se tiene una mejora en los parámetros en torno al 25 % respecto del escenario base.

	<b>Desviación máxima [Hz]</b>	<b>Desviación estable [Hz]</b>	<b>ROCOF [Hz/s]</b>	<b>Variación de la desviación máxima [%]</b>	<b>Variación de la desviación estable [%]</b>	<b>Variación del ROCOF [%]</b>
<b>Caso base</b>	0,29222	0,15276	0,0544	-	-	-
<b>Caso 1</b>	0,21170	0,11312	0,0416	27,56%	25,95%	23,49%
<b>Caso 2</b>	0,13635	0,07009	0,0293	53,34%	54,12%	46,05%
<b>Caso 3</b>	0,08339	0,03714	0,0203	71,46%	75,69%	62,60%

Tabla 21: Comparación de los distintos casos de estudio frente al caso base para una contingencia en la carga S/E I. Minero.

Para este tipo de contingencia y producto de la oscilación en la señal de frecuencia es necesario analizar el comportamiento de la potencia de uno de los generadores que participa del control de frecuencia en todos los casos. En la Figura 83 se muestra el comportamiento del generador NT01 de la central Norgener para los casos de estudio. Luego de la oscilación inicial (la cual es proporcional a la potencia de los BESS en el sistema) se logran valores estables. Es necesario precisar que las oscilaciones presentes son propias de cada generador y su magnitud depende de los modelos utilizados.

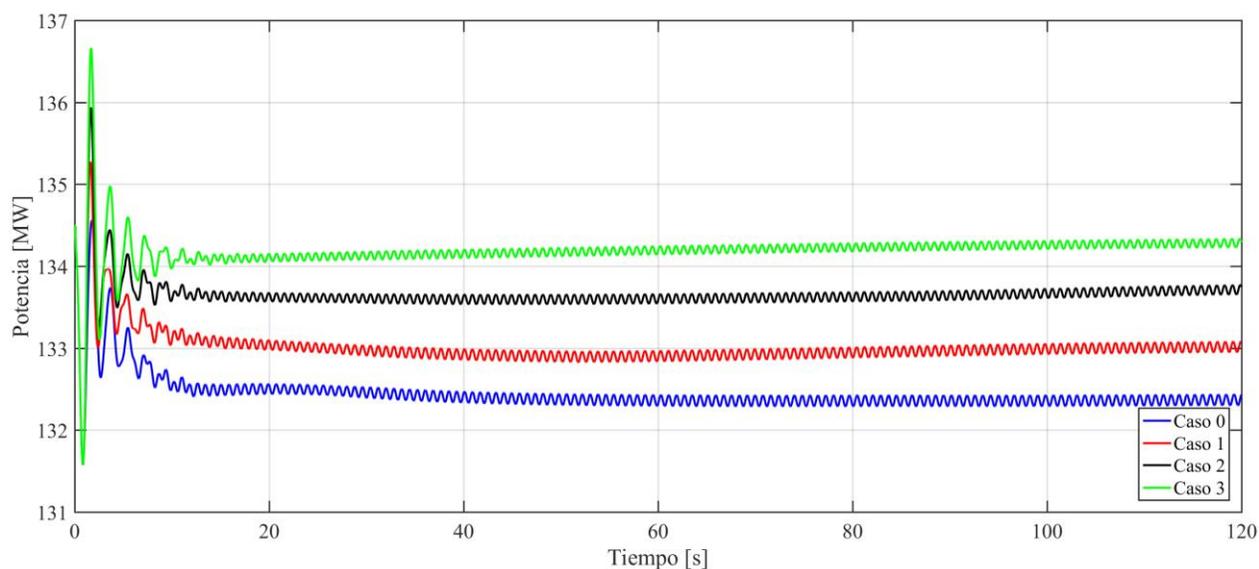


Figura 83: Excursión de frecuencia del SEN para contingencia en la carga S/E I. Minero - Comparación de casos de estudio.

## 5.5 Comentarios generales de los casos de estudio.

De los tres escenarios de estudio se observa a modo general una mejora en la dinámica de frecuencia para todos los casos analizados, siendo la desviación máxima de frecuencia el parámetro que mejor desempeño presenta. De igual manera es preciso mencionar que en ninguno de los casos de estudio se sobrepasan los umbrales de activación las protecciones del sistema sean estas por desviaciones de frecuencia o tasa de cambio de la frecuencia.

El cálculo de la inercia sistémica fue el parámetro que presenta una mayor variación entre todos los casos mostrados, lo cual no tiene sentido teniendo en cuenta que la topología del sistema no cambia de manera considerable y que la salida de servicio de los generadores no es predominante en cuanto a magnitudes de potencias se refiere (en el mayor de los casos se tiene una baja del 5% de la generación total). De manera de corregir el método de cálculo de la inercia sistémica, se opta por descontar el aporte de potencia de los equipos BESS en cada uno de los casos (considerando que el aporte de potencia del BESS es su valor en estado estacionario). Lo anterior se fundamenta en la temporalidad de los aportes de las baterías y la dinámica del sistema, siendo el primero muy rápido en comparación al segundo. Las inercias recalculadas se muestran en la Tabla 22 donde también se compara con las inercias ya mencionadas, donde  $H_1$  representa la inercia calculada inicialmente y  $H_2$  representa el recalcu- lo de la inercia del sistema con un déficit de potencia que ya considera el aporte de potencia de los equipos BESS. De los parámetros calculados se observa una tendencia a valores de inercia en torno a los 12 [s], logrando una aproximación más homogénea que en el cálculo directo de la inercia del sistema.

		<b>Caso base</b>	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>
<b>Central Kelar</b>	<b>H<sub>1</sub></b>	12,423	15,469	19,312	26,645
	<b>H<sub>2</sub></b>	12,423	12,246	11,266	9,992
<b>Central Santa María</b>	<b>H<sub>1</sub></b>	12,909	17,327	23,522	50,242
	<b>H<sub>2</sub></b>	12,909	12,377	10,081	7,177
<b>Carga I. Minero</b>	<b>H<sub>1</sub></b>	16,023	22,008	33,848	56,308
	<b>H<sub>2</sub></b>	16,023	15,755	14,616	8,318

Tabla 22: Comparación de inercia sistémica para los casos de estudio.

En cuanto a la ubicación de la contingencia de potencia o los equipos BESS, estas no son tan relevantes como las magnitudes de potencia o bandas de activación del CPF. Si bien, la ubicación de la contingencia provoca variaciones en la frecuencia, estas no son considerables y en general dependen de la cercanía a las distintas unidades generadoras y los modelos implementados en la base de datos. Lógicamente, se tiene una relación proporcional entre la tasa de cambio de la frecuencia y la proximidad de la contingencia de potencia, esta relación se extiende a la ubicación de las baterías. Estas diferencias se disminuyen a medida que el control de frecuencia logra la compensación de potencia y estabiliza la señal de frecuencia.

# Capítulo 6.

## Resumen y comentarios finales

Se realizó una revisión bibliográfica por la cual se logró conocer el estado actual de los sistemas de almacenamiento electroquímico, esto permitió definir los distintos modelos de baterías, siendo uno de ellos modificado con el objetivo de lograr un mejor desempeño en el control de frecuencia.

La validación de los modelos y algoritmos propuestos se realizó de manera secuencial, donde la primera de estas etapas logró comprobar la correcta implementación, en una segunda etapa se logró la validación como método de CPF en un sistema de pruebas IEEE de 14 barras y finalmente en una tercera etapa se implementó la solución propuesta dentro del sistema eléctrico chileno para así comprobar su viabilidad técnica.

### 6.1 Conclusiones

Si bien existe una gran cantidad de modelos de baterías no todos estos son adecuados para la función de regulación de frecuencia, siendo las características propias de cada tecnología la razón más importante para la elección.

Por medio de una comparación simple entre los modelos de DIGSILENT y del Coordinador se prefirió utilizar el modelo del CEN, el cual se basa en la tecnología de ion-litio. Es necesario precisar que las diferencias entre las respuestas del CPF de ambos modelos solamente difieren en la rapidez para entregar su potencia nominal, mostrando en ambos casos respuestas más rápidas que los generadores.

Las dos modificaciones al modelo base de baterías para CPF se abordaron desde un punto de vista operacional. La modificación del droop logró variaciones en etapas medias y finales de la respuesta de frecuencia, mientras que la inclusión de inercia virtual logró variaciones en la etapa inicial de la respuesta de frecuencia. Si bien la inclusión del droop variable busca evitar caídas bruscas en la frecuencia producto de la descarga completa de la batería, su aporte no presenta variaciones significativas en la etapa inicial de dinámica de frecuencia por lo cual se descarta en el análisis posterior. También se logra corroborar la correcta implementación del modelo propuesto como solución al problema de control de frecuencia.

En una segunda etapa de validación se implementó el modelo propuesto de CPF en el sistema IEEE de 14 barras. Se realizaron una serie de comparaciones para situaciones de baja frecuencia, siendo de mejor desempeño aquellas que presentan la modificación propuesta en el controlador de potencia de la batería. La inclusión de equipos BESS logró un aumento en el nadir de frecuencia de 35%, mientras que el algoritmo propuesto aumentó el nadir en 48% en comparación al caso base. Por otra parte, se consiguió una mejora respecto al caso base en la frecuencia estabilizada de 56,8% para ambos casos.

Se evaluaron también una serie de sensibilidades, buscando de forma heurística mejores desempeños en la dinámica de frecuencia. De los análisis realizados, resaltan las variaciones en el controlador de potencia del BESS donde los parámetros del droop y el retardo del controlador de potencia fueron los más relevantes dado que estos tienen directa relación con la frecuencia de estabilización y el nadir de frecuencia.

En situaciones de sobre frecuencia también se lograron disminuciones en las desviaciones máximas de frecuencia, logrando mejoras en torno al 30% respecto al caso base.

Como último punto de esta segunda etapa se logró comprobar el correcto funcionamiento del método propuesto en situaciones de baja y sobre frecuencia en forma secuencial. El modelo propuesto logra que las diferencias entre la frecuencia estabilizada y el máximo de frecuencia tenga una menor magnitud. A pesar esto y en particular para el periodo de sobre frecuencia se obtuvieron tiempos de estabilización de igual o mayor magnitud que los otros casos. De estas situaciones se observa que las baterías no presentan un tiempo muerto entre la carga y descarga de las celdas electroquímicas.

Como última etapa dentro de este estudio se incorporó el algoritmo de CPF propuesto dentro de la base de datos del SEN. Se considero el uso de dos baterías una de ellas en la zona del norte grande conectada en la S/E Kapatur y la otra batería se conectó en la zona centro sur, específicamente en la S/E Ancoa Se realizaron tres escenarios de simulación, cuyas contingencias fueron en zonas distintas del SEN, mientras que la ubicación de las baterías fueron las mismas en todos los casos, esto permitió comprobar que la ubicación de la contingencia o las baterías no afecta en forma considerable a la frecuencia del sistema. Si bien existen diferencias en el inicio de la respuesta inercial de la frecuencia entre las distintas barras del SEN estas responden al comportamiento oscilatorio de los generadores cercanos, no afectando la dinámica general del sistema la cual es común en todas las barras del sistema. Lo anterior es una de las razones por lo cual se dice que la frecuencia del sistema es una sola, dando un carácter sistémico al problema de control de frecuencia.

En cada uno de los escenarios confeccionados se realizaron cuatro casos de estudio, siendo el primero de estos el caso base de comparación. La incorporación de potencia por medio de baterías logra mejoras generales en la frecuencia, siendo los casos de baja frecuencia donde se logran mejoras de entre un 18% hasta 75% en el nadir de frecuencia y la frecuencia estable. Para los casos de sobre frecuencia si bien se logró reducir la desviación máxima en porcentajes de 27% hasta 71%, se presenta una componente oscilatoria en la frecuencia, la cual responde a las oscilaciones de potencia de los generadores. Estas oscilaciones son originadas por los modelos utilizados, los cuales al estar homologados pueden encontrarse desajustados de los modelos originales.

Para todos los casos simulados en el SEN, se aprecia que 1[MW] de reserva de potencia en generadores no implica el mismo desempeño del CPF que 1[MW] de reserva de baterías, siendo este último el que conduce a mejores dinámicas y parámetros de la respuesta de frecuencia del sistema. Esto hace concluir que la incorporación de sistemas de almacenamiento tipo baterías dentro de los esquemas de control primario de frecuencia logra mejoras en el comportamiento dinámico de la frecuencia del sistema, siendo técnicamente factible su implementación en el Sistema Eléctrico Nacional.

## 6.2 Trabajos futuros.

Durante la realización de este estudio surgieron problemas e interrogantes adicionales, los cuales no se trataron con suficiente detalle dado que estos escapan de los alcances de este documento y son lo suficientemente extensos para realizar otros trabajos de título, estos son:

- A la espera del nuevo marco regulatorio de SSCC se propone una evaluación técnico-económica de la inclusión de baterías con el modelo propuesto de CPF para su implementación en el SEN. Este proceso puede ayudarse de algoritmos de optimización que busquen el punto óptimo de potencia o bien el mínimo costo de operación.
- La optimización y/o sintonización del esquema de control automático, donde se incluyan baterías, generadores u otros tipos de equipo que participen de dicho esquema. Se debe plantear un procedimiento que permita evitar oscilaciones de potencia entre elementos que tengan distintas constantes de tiempo o bien mejorar aún más la dinámica de frecuencia del sistema.
- Se debe evaluar la factibilidad técnica económica del uso de sistemas de almacenamiento tipo baterías con múltiples funciones de SSCC como la regulación de frecuencia rápida, primaria o secundaria y la regulación de tensión.

# Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía, «Ruta Energética 2018-2022,» 28 mayo 2018. [En línea]. Available: <http://www.energia.gob.cl/rutaenergetica2018-2022.pdf>. [Último acceso: 1 septiembre 2018].
- [2] Ministerio de Energía, «Energía 2050 Política energética de Chile,» 4 diciembre 2015. [En línea]. Available: [http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia\\_2050\\_-\\_politica\\_energetica\\_de\\_chile.pdf](http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf). [Último acceso: 1 septiembre 2018].
- [3] Revista Electricidad, «Expertos internacionales destacan liderazgo de Chile en almacenamiento con baterías,» 8 enero 2019. [En línea]. Available: <http://www.revistaei.cl/2019/01/08/expertos-internacionales-destacan-liderazgo-de-chile-en-almacenamiento-con-baterias/>. [Último acceso: 13 enero 2019].
- [4] Revista Electricidad, «AES Gener trabaja en un “embalse virtual” de baterías de litio para su proyecto Alto Maipo,» 17 diciembre 2018. [En línea]. Available: <http://www.revistaei.cl/2018/12/17/aes-gener-trabaja-embalse-virtual-baterias-litio-proyecto-alto-maipo/>. [Último acceso: 28 diciembre 2018].
- [5] Bloomberg New Energy Finance, «Lithium-ion battery cost and market,» 5 julio 2017. [En línea]. Available: <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf>. [Último acceso: 7 octubre 2018].
- [6] Coordinador Eléctrico Nacional, «Propuesta de expansión de la transmisión 2018,» 23 enero 2018. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2018/01/Propuesta-de-Expansi%C3%B3n-del-Sistema-de-Transmisi%C3%B3n-2018-1.pdf>. [Último acceso: 10 septiembre 2018].
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional, «Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas,» 27 diciembre 2016. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/informe-documento/operacion/servicios-complementarios-sscc/informe-definicion-y-programacion-de-servicios-complementarios-2017/>. [Último acceso: 29 Octubre 2018].
- [8] Ministerio de Energía, «Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional,» Santiago, 2017.
- [9] Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» mayo 2018. [En línea]. Available: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NTSyCS\\_May18.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NTSyCS_May18.pdf). [Último acceso: 1 noviembre 2018].
- [10] IEEE/CIGRE, «Definition and Classification of Power System Stability,» *IEEE Transactions on power systems*, vol. 19, n° 2, MAY 2004.
- [11] H. Bevrani, de *Robust power system frequency control*, Kurdistan, Springer, 2014, p. 3.
- [12] H. Agüero, «Respuesta inercial de sistemas de potencia con generación eólica,» Santiago, 2012.

- [13] P. Tielens y D. Van Hertem, «Grid inertia and frequency control in power systems with high penetration of renewables,» de *Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering*, Delft, The Netherlands, 2012.
- [14] S. M. Alhejaj y F. M. Gonzalez-Longatt, «Investigation on Grid-Scale BESS Providing inertial response support,» de *IEEE International Conference on Power System Technology*, Wollongong, 2016.
- [15] S. M. Alhejaj y F. M. Gonzalez-Longatt, «Enabling inertial response in utility scale battery energy storage system,» de *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia*, Melbourne, 2016.
- [16] Revista Electricidad, «Realizan primer ensayo de participación en servicios complementarios de una central fotovoltaica,» 31 Octubre 2017. [En línea]. Available: <http://www.revistaei.cl/2017/10/31/realizan-primer-ensayo-participacion-servicios-complementarios-una-central-fotovoltaicarealizan-primer-ensayo-de-participacion-en-servicios-complementarios-de-una-central-fotovoltaica/#>. [Último acceso: 11 09 2018].
- [17] L. Meegahapola y D. Flynn, «Impact on transient and frequency stability for a power systems at very high wind penetration,» de *IEEE PES General Meeting*, Providence, RI, USA, 2010.
- [18] M. Li y J. D. McCalley, «Influence of renewables integration on frequency dynamics,» de *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, USA, 2012.
- [19] P. Ledesma, «Regulación de frecuencia y potencia,» 21 septiembre 2008. [En línea]. Available: [http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II\\_OCSE\\_RFP.pdf](http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II_OCSE_RFP.pdf). [Último acceso: 24 octubre 2018].
- [20] Comisión Nacional de Energía, «Anuario Estadístico de Energía,» 5 marzo 2018. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/reportes/informacion-y-estadisticas/>. [Último acceso: 15 noviembre 2018].
- [21] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe de definición y programación de servicios complementarios,» 4 diciembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/informe-documento/operacion/servicios-complementarios-sscc/informe-definicion-y-programacion-de-servicios-complementarios-2017/>. [Último acceso: 20 diciembre 2018].
- [22] Ministerio de Energía, «Aprueba reglamento de servicios complementarios a los que se refiere el Artículo 72°-7 de la ley general de servicios eléctricos,» Santiago, 2017.
- [23] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe propuesta de servicios complementarios,» 26 julio 2018. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/informe-documento/operacion/servicios-complementarios-sscc/informe-propuesta-servicios-complementarios/>. [Último acceso: 27 octubre 2018].
- [24] T. M. Gür, «Review of electrical energy storage technologies, materials and systems: challenges and prospects for large-scale grid storage,» *Energy & Environmental Science*, p. 155, 3 Agosto 2018.

- [25] EASE/EERA, «European energy storage technology development roadmap,» 16 octubre 2017. [En línea]. Available: <https://eera-es.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE-EERA-Storage-Technology-Development-Roadmap-2017-HR.pdf>. [Último acceso: 20 octubre 2018].
- [26] International Renewable Energy Agency, «Electricity storage and Renewables: Cost and Markets to 2030,» octubre 2017. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>. [Último acceso: 26 octubre 2018].
- [27] X. Luo, J. Wang, M. Dooner y J. Clarke, «Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,» *Applied Energy*, 2014.
- [28] A. Sparacino, G. Reed, R. Kerestes, B. Grainger y Z. Smith, «Survey of battery energy storage systems and modeling techniques,» de *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, USA, 2012.
- [29] International Renewable Energy Agency, «Battery storage: Accelerating the energy transition,» 23 mayo 2017. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Costs/Slides/Battery-storage-Council-23-May-2017-MICHAEL-TAYLOR-PDF.pdf?la=en&hash=B61257FC3AB1AF0C516EA8D241890DD426980974>. [Último acceso: 14 octubre 2018].
- [30] International Renewables Energy Agency, «Battery storage for renewables: market status and technology outlook,» enero 2015. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/publications/2015/Jan/Battery-Storage-for-Renewables-Market-Status-and-Technology-Outlook>. [Último acceso: 15 octubre 2018].
- [31] Monitoring Analytics, LLC, «State of the market report for PJM,» 11 agosto 2018. [En línea]. Available: [http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM\\_State\\_of\\_the\\_Market/2018.shtml](http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2018.shtml). [Último acceso: 10 octubre 2018].
- [32] California ISO, «Annual report on market issues & performance,» 14 junio 2017. [En línea]. Available: <http://www.caiso.com/Documents/2017AnnualReportonMarketIssuesandPerformance.pdf>. [Último acceso: 4 octubre 2018].
- [33] U.S. Energy Information Administration, «U.S. Battery Storage Market Trends,» mayo 2018. [En línea]. Available: [https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/pdf/battery\\_storage.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/pdf/battery_storage.pdf). [Último acceso: 20 octubre 2018].
- [34] DGA Consulting, «International review of frequency control adaptation,» 14 octubre 2016. [En línea]. Available: [https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security\\_and\\_Reliability/Reports/2016/FPSS---International-Review-of-Frequency-Control.pdf](https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Reports/2016/FPSS---International-Review-of-Frequency-Control.pdf). [Último acceso: 15 noviembre 2018].

- [35] International renewables energy agency, «Renewable capacity statistics 2018,» marzo 2018. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/publications/2018/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2018>. [Último acceso: 1 noviembre 2018].
- [36] NGK Insulators LTD, «NGK Insulators LTD,» [En línea]. Available: [https://www.ngk.co.jp/nas/case\\_studies/rokkasho/](https://www.ngk.co.jp/nas/case_studies/rokkasho/). [Último acceso: 13 Septiembre 2018].
- [37] European commission, «COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT Country Factsheet Germany,» Brussels, 2015.
- [38] DIgSILENT PowerFactory, «Battery Energy Storing System Template,» 2013.
- [39] M. Ceraolo, «New dynamical models of lead-acid batteries,» *IEEE transactions on power systems*, vol. 15, n° 4, 2000.
- [40] Estudios Electricos, «Informe de homologación BESS Cochrane,» 7 julio 2016. [En línea]. Available: [http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_web\\_coord\\_elec.sp\\_pagina?p\\_id=5213](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=5213). [Último acceso: 10 Octubre 2018].
- [41] Estudios Electricos, «Esquema de regulación distribuida de frecuencia en el SIC,» 4 diciembre 2009. [En línea]. Available: <https://sic.coordinador.cl/informes-y-documentos/fichas/estudio-regulacion-distribuida-de-frecuencia/>. [Último acceso: 10 Octubre 2018].
- [42] B. Xu, A. Oudalov, J. Poland, A. Ulbig y G. Andersson, «BESS control strategies for participating in in grid frequency regulation,» de *19th World Congress The International Federation of Automatic Control*, Cape Town, South Africa, 2014.
- [43] J. Flear, S. Zurmuhlen , J. Badeda, P. Stenzel, J.-F. Hake y D. U. Sauer, «Model-based economic assessment of stationary battery systems providing primary control reserve,» de *10th International Renewable Energy Storage Conference*, Düsseldorf, Germany, 2016.
- [44] J. Flear, S. Zurmuhlen, J. Badeda, P. Stenzel, J.-F. Hake y D. U. Sauer, «Price development and bidding strategies for battery energy storage systems on the primary control reserve market,» de *11th International Renewable Energy Storage Conference*, Düsseldorf, Germany , 2017.
- [45] E. Thorbergsson , V. Knap, M. Swierczynski, D. Stroe y R. Teodorescu, «Primary Frequency Regulation with Li-Ion Battery Based Energy Storage System - Evaluation and Comparison of Different Control Strategies,» de *INTELEC(r)*, Hamburg, 2013.
- [46] X. Li, Y. Huang , J. Huang, T. Shaojie , M. Wang , T. Xu y X. Cheng , «Modeling and control strategy of battery energy storage system for primary frequency regulation,» de *International conference on power system technology* , Chengdu, 2014.
- [47] U. Tamrakar, D. Shrestha, M. Maharjan, B. Bhattarai, T. Hansen y R. Tonkoski, «Virtual inertia: current trends and future directions,» *Applied sciences*, vol. 7, 2017.
- [48] S. Alhejaj y F. Gonzalez-Longatt, «Impact of inertia emulation control of grid-scale BESS on power system Frequency response,» de *International Conference for Students on Applied Engineering*,

Newcastle, United Kingdom, 2017.

- [49] I. Serban y C. Marinescu, «Control strategy of three-phase battery energy storage systems for frequency support in microgrids and with uninterrupted supply of local loads,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, pp. 5010-5020, Sept 2014.
- [50] Coordinador Eléctrico Nacional, «Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas,» 6 diciembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/informe-documento/operacion/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/estudio-de-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/>. [Último acceso: 15 diciembre 2018].
- [51] Coordinador Eléctrico Nacional, «Estudios para el análisis de la operación de los sistemas SIC-SING interconectados, Estudio N°1: Control de frecuencia y determinación de reservas,» 9 marzo 2017. [En línea]. Available: <https://sic.coordinador.cl/informes-y-documentos/fichas/estudio-de-control-de-frecuencia-y-determinacion-de-reservas/>. [Último acceso: 12 noviembre 2018].
- [52] Centro de despacho económico de carga Sistema interconectado central, «Estudio control de frecuencia y determinación de reservas,» Santiago, 2016.
- [53] F. Teng, M. Aunedi, D. Pudjianto y G. Strbac, «Benefits of demand-side response in providing frequency response service in the future GB power system,» London, 2015.
- [54] European Association for Storage of Energy, «Lithium-ion Battery - Energy Storage Technology Descriptions,» marzo 2016. [En línea]. Available: [http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE\\_TD\\_LiIon.pdf](http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_LiIon.pdf). [Último acceso: 22 octubre 2018].
- [55] CDEC-SING, «Flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico nacional en el año 2021,» 1 diciembre 2016. [En línea]. Available: [http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_web\\_coord\\_elec.sp\\_pagina?p\\_id=5111#](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=5111#). [Último acceso: 10 noviembre 2018].

# Anexo A

Tecnología	Densidad Energía [Wh/L]	Densidad Potencia [W/L]	Energía Específica [Wh/kg]	Potencia Específica [Wh/kg]	Potencia Nominal [MW]	Capacidad de Energía Nominal [MWh]	Vida Útil [año]	Nº Ciclos	Eficiencia Ciclo [%]
Plomo-ácido	50-90	10-400	30-50	75-300	0,05-40	0,001-10	5-15	200-1800	63-90
ion-Litio	200-500	1500-10000	75-200	150-2000	0,005-100	0,004-10	5-16	1000-20000	75-97
NaS	150-300	140-180	150-240	90-230	< 34	0,4-244,8	10-20	2500-4500	75-90
NiCd	15-150	80-600	50-80	150-300	0-40	6,75	3-20	2000-3500	65-85
VRB	16-35	< 2	10-30	166	2	< 60	5-20	12000	65-80
ZnBr	30-65	< 25	30-80	45-100	0,05-10	0,05-4	5-10	1500-2000	60-75
PSB	20-30	< 2	15-30	-	1-10	0,06	10-15	-	60-70

Tabla 23: Características técnicas de algunas tecnologías de BESS [27]

## Anexo B

Generador	Potencia Nominal [MVA]	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVA <sub>r</sub> ]	Potencia Aparente [MVA]	Magnitud de tensión [p.u.]	Factor de potencia [-]
Generador 1	353,00	224,89	69,76	235,46	1,02	0,96
Generador 2-1	353,00	150,00	89,83	174,84	1,03	0,86
Generador 2-2	353,00	150,00	89,83	174,84	1,03	0,86
Generador 3-1	353,00	150,00	41,12	155,54	1,02	0,96
Generador 3-2	353,00	150,00	41,12	155,54	1,02	0,96
Compensador 6	25,00	0,00	24,00	24,00	1,03	0,00
Compensador 8	25,00	0,00	24,00	24,00	1,04	0,00
<b>Totales</b>	<b>1815,00</b>	<b>824,89</b>	<b>379,68</b>	<b>944,22</b>		

Tabla 24: Datos de generación de la red de prueba IEEE

Carga	Potencia Nominal [MVA]	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVA <sub>r</sub> ]	Magnitud de tensión [p.u.]	Factor de potencia [-]
Carga 1	164,68	131,74	98,81	1,05	0,800
Carga 2	295,23	240,24	171,60	1,05	0,814
Carga 3	222,28	209,78	73,49	1,06	0,944
Carga 4	105,67	89,59	56,04	0,97	0,848
Carga 5	15,29	14,97	3,15	0,99	0,979
Carga 6	28,38	23,58	15,79	1,03	0,831
Carga 9	50,14	43,70	24,59	0,99	0,871
Carga 10	12,60	10,59	6,82	0,99	0,841
Carga 11	5,56	4,95	2,54	1,00	0,889
Carga 12	9,14	8,64	2,98	1,01	0,946
Carga 13	20,61	18,94	8,14	1,00	0,919
Carga 14	15,14	14,35	4,82	0,98	0,948
<b>Total</b>	<b>944,74</b>	<b>811,08</b>	<b>468,77</b>		

Tabla 25: Datos de cargas de la red de prueba IEEE

# Anexo C

Comparación de frecuencia del sistema de prueba para un control tradicional (caso 1), el control con el modelo de CEN (caso 2) y el control con el modelo de DIgSILENT (caso 3) frente a un aumento de la potencia demandada. Se aprecia el aumento del nadir de frecuencia en casi cerca de 1 [Hz] en los casos donde se incorporan baterías en comparación al control por medio del generador.

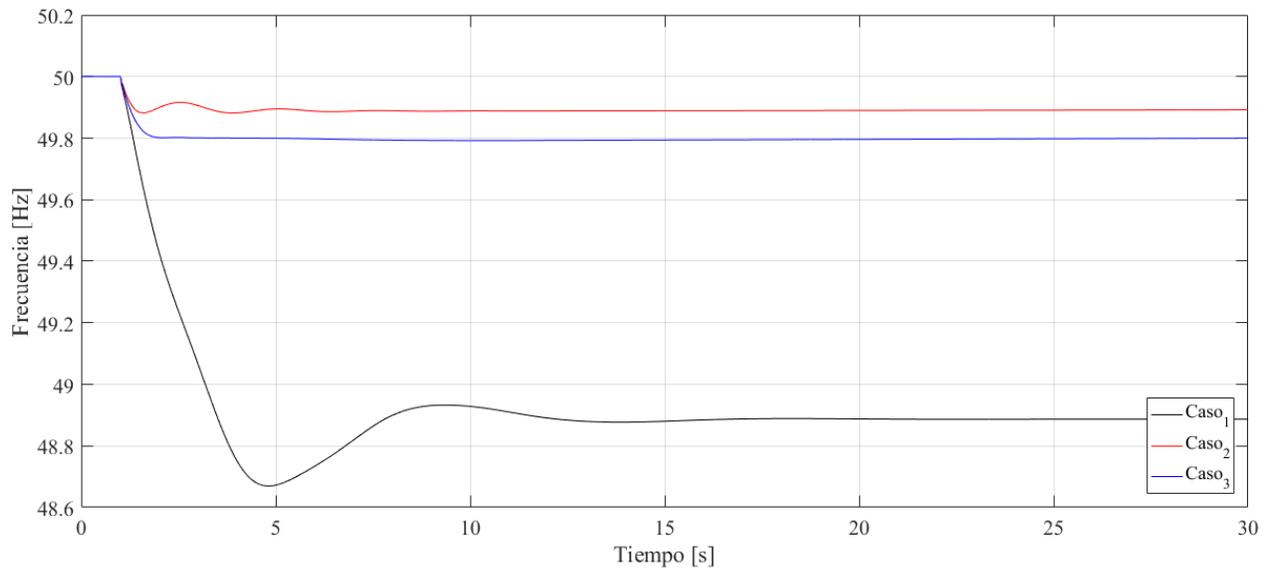


Figura 84: Comparación preliminar de frecuencia en el sistema de prueba para un CPF frente a un escalón de potencia nominal.



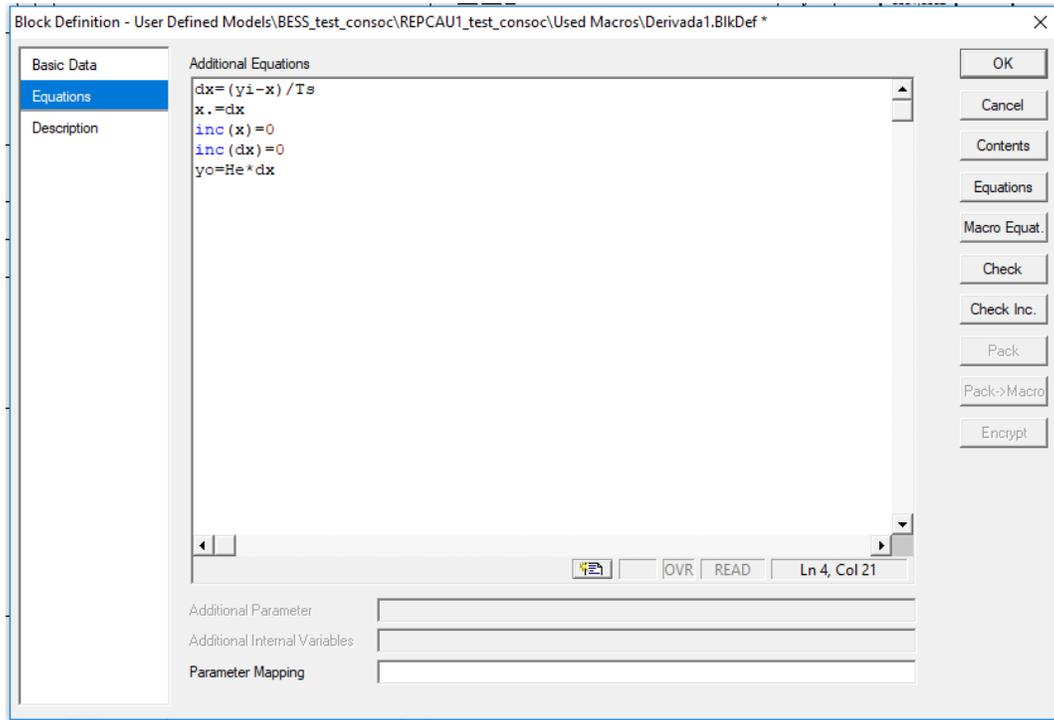


Figura 87: Implementación de la derivada temporal de la diferencia de frecuencia.

# Anexo E

Conformación del esquema completo de control de frecuencia, se muestran en las Figura 88, Figura 89 y Figura 90, las potencias involucradas en los tres casos de estudio.

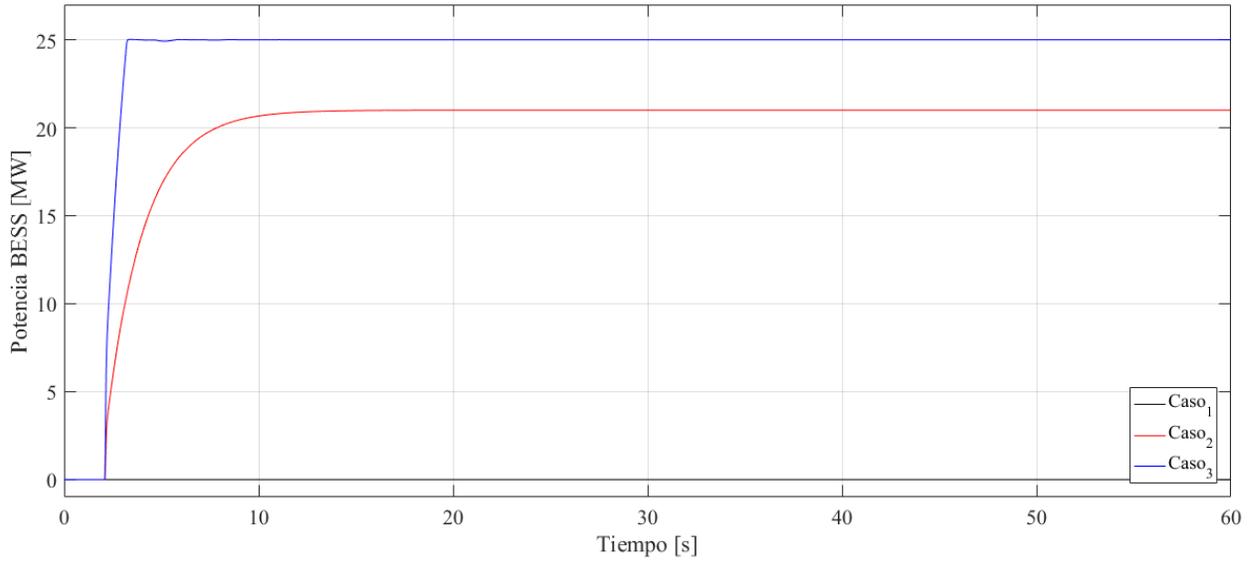


Figura 88: Potencia de equipos BESS para los casos de conformación del esquema de CPF.

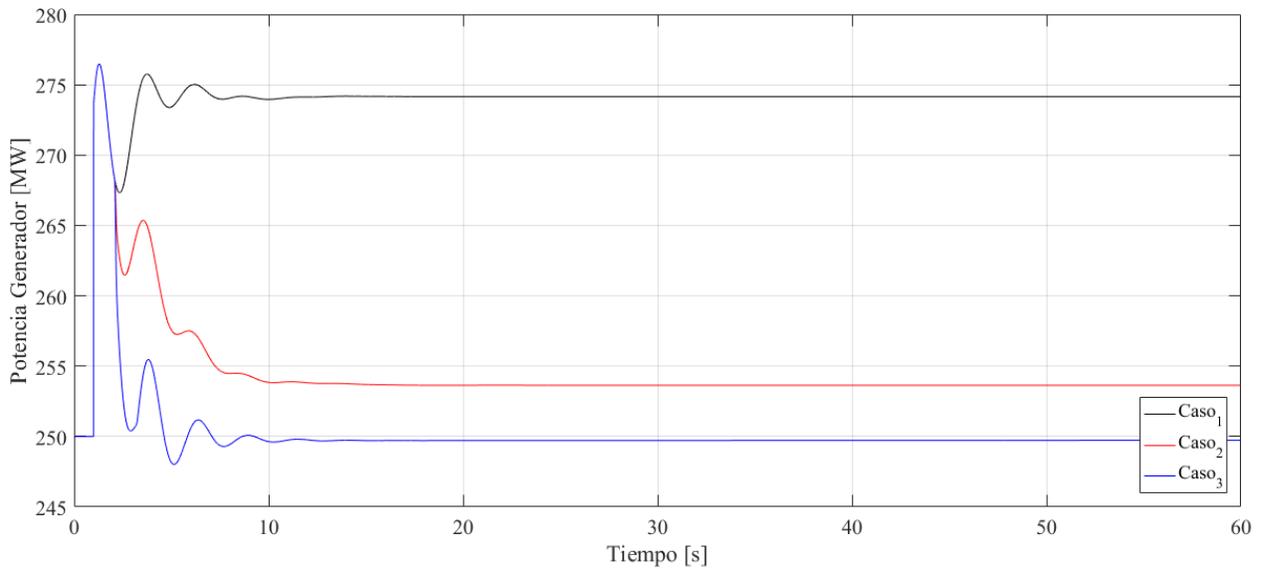


Figura 89: Potencia del generador sincrónico para los casos de conformación del esquema de CPF.

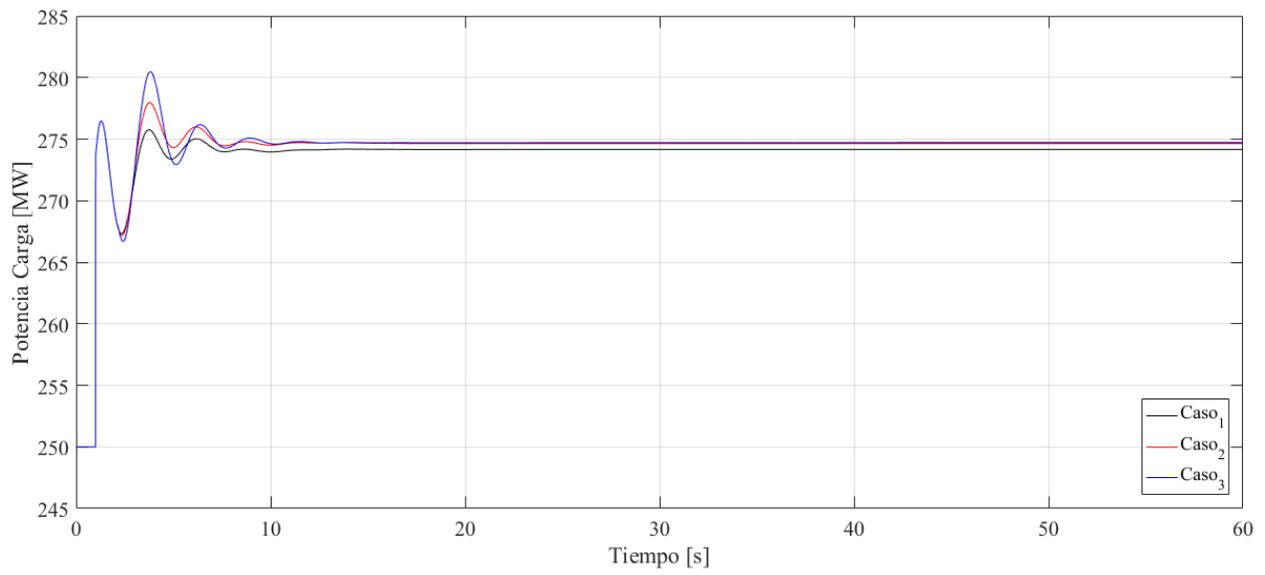


Figura 90: Demanda de potencia con un aumento del 10 % para los casos de conformación del esquema de CPF.

## Anexo F

<b>Modelo CEN-Propuesto (caso 1)</b>			
T <sub>pf</sub>	0,775	[s]	Constante de tiempo del filtro de frecuencia
T <sub>g</sub>	0	[s]	Constante de tiempo de retardo del controlador de potencia
K <sub>pg</sub>	0,8	[p.u.]	Ganancia proporcional para control de potencia.
K <sub>ig</sub>	3	[p.u.]	Ganancia integral para control de potencia.
T <sub>p</sub>	0,25	[s]	Constante de tiempo real del filtro de medición de potencia
fdbd1	-0,004	[p.u.]	Primera banda muerta para control de frecuencia, umbral inferior
fdbd2	0,004	[p.u.]	Primera banda muerta para control de frecuencia, umbral superior
fdbd3	-0,00004	[p.u.]	Segunda banda muerta para control de frecuencia, umbral inferior
fdbd4	0,00004	[p.u.]	Segunda banda muerta para control de frecuencia, umbral superior
D <sub>dn</sub>	0,2	[p.u.]	Droop para condiciones de sobre frecuencia
D <sub>up</sub>	0,2	[p.u.]	Droop para condiciones de baja frecuencia
K <sub>up1</sub>	1	[p.u.]	Ganancia proporcional para df/dt en baja frecuencia
K <sub>dn1</sub>	1	[p.u.]	Ganancia proporcional para df/dt en sobre frecuencia
H <sub>e</sub>	2	[s]	Inercia emulada
T <sub>d</sub>	0,01	[s]	Tiempo de cálculo derivada

Tabla 26: Datos del controlador de potencia propuesto del BESS para CPF - Comparación preliminar.

<b>Modelo CEN-Original (Caso 2)</b>			
T <sub>pf</sub>	0,775	[s]	Constante de tiempo del filtro de frecuencia
T <sub>g</sub>	0	[s]	Constante de tiempo de retardo del controlador de potencia
K <sub>pg</sub>	0,8	[p.u.]	Ganancia proporcional para control de potencia.
K <sub>ig</sub>	3	[p.u.]	Ganancia integral para control de potencia.
T <sub>p</sub>	0,25	[s]	Constante de tiempo real del filtro de medición de potencia
fdbd1	-0,004	[p.u.]	Primera banda muerta para control de frecuencia, umbral inferior
fdbd2	0,004	[p.u.]	Primera banda muerta para control de frecuencia, umbral superior
fdbd3	-0,00004	[p.u.]	Segunda banda muerta para control de frecuencia, umbral inferior
fdbd4	0,00004	[p.u.]	Segunda banda muerta para control de frecuencia, umbral superior
D <sub>dn</sub>	0,2	[p.u.]	Droop para condiciones de sobre frecuencia
D <sub>up</sub>	0,2	[p.u.]	Droop para condiciones de baja frecuencia

Tabla 27: Datos del control original del BESS para CPF-Comparación preliminar.

<b>Generador (Caso 3)</b>			
K	20	[p.u.]	Controlador de ganancia
dbd1	-0,004	[p.u.]	Banda muerta inferior
dbd2	0,004	[p.u.]	Banda muerta superior
T1	0,2	[s]	Constante de tiempo del gobernador
T2	1	[s]	Constante de tiempo derivada del gobernador
T3	0,6	[s]	Constante de tiempo servo
T5	0,5	[s]	Constante de tiempo turbina de presión intermedia
T6	0,8	[s]	Constante de tiempo turbina de presión media
T4	0,6	[s]	Constante de tiempo turbina de alta presión
T7	1	[s]	Constante de tiempo turbina de baja presión

Tabla 28: Datos del control del generador para CPF-Comparación preliminar.

# Anexo G

Parámetros del controlador del BESS			
Tpf	0,775	[s]	Constante de tiempo del filtro de frecuencia
Tg	0,225	[s]	Constante de tiempo de retardo del controlador de potencia
Kpg	3,2	[p.u.]	Ganancia proporcional para control de potencia.
Kig	6	[p.u.]	Ganancia integral para control de potencia.
Tp	0,25	[s]	Constante de tiempo real del filtro de medición de potencia
fdbd1	-0,004	[p.u.]	Primera banda muerta para control de frecuencia, umbral inferior
fdbd2	0,004	[p.u.]	Primera banda muerta para control de frecuencia, umbral superior
fdbd3	-0,00004	[p.u.]	Segunda banda muerta para control de frecuencia, umbral inferior
fdbd4	0,00004	[p.u.]	Segunda banda muerta para control de frecuencia, umbral superior
Ddn	0,25	[p.u.]	Droop para condiciones de sobre frecuencia
Dup	0,25	[p.u.]	Droop para condiciones de baja frecuencia
Kup1	1	[p.u.]	Ganancia proporcional para df/dt en baja frecuencia
Kdn1	1	[p.u.]	Ganancia proporcional para df/dt en sobre frecuencia
He	2	[s]	Inercia emulada
Td	0,01	[s]	Tiempo de cálculo derivada

Tabla 29: Recopilación de parámetros para control del BESS.

# Anexo H

Unidad	tipo	Zona	Potencia Eléctrica Bruta [MW]	Banda Muerta $\pm$ Hz	$\sigma$ Base Pe [%]	$\sigma$ Equivalente (BIAS DgSILENT) [MW/Hz]	Aporte a RCPF V <sub>var</sub> Demanda Art 5-30 NT ( $\Delta I=0,2$ ) [Hz] [MW]	Aporte a RCPF contingencias Art 5-30 NT ( $\Delta I=0,7$ ) [Hz] [MW]	Pn Turbina (Trate) Modelo BD DgSILENT [MW]	$\sigma$ Modelo BD DgSILENT [%]	BIAS DgSILENT [MW/Hz]	Aporte a RCPF contingencias Art 5-30 NT ( $\Delta I=0,7$ ) [Hz]	RELACION Aporte a RCPF Contingencias según $\sigma$ DgSILENT y $\sigma$ Informe ssc 2016
ANG1	Carbón	SING	268	0,025	7	74,7	13,4	51,7	275	12	45,8	32,1	43%
ANG2	Carbón	SING	272	0,025	8	66,3	11,9	45,9	275	12	45,8	32,1	48%
Agostura U1	Hidro	Atacama	141	0,025	3	94	18,8	65,8	150,5	4	75,3	52,7	80%
Agostura U2	Hidro	Atacama	140	0,025	3	93,3	18,7	65,3	150,5	4	75,3	52,7	81%
Agostura U3	Hidro	Atacama	50	0,025	3	33,3	6,7	23,3	51	5	20,4	14,3	61%
Antuco U1	Hidro	Charría	160	0,025	3	106,7	21,3	74,7	152	2,3	132,3	92,6	12,4%
Antuco U2	Hidro	Charría	165	0,025	3	110	22	77	152	2,1	144,4	101,1	13,1%
Candalaria U1	Gas	Colbún	125	s/i	4	62,7	12,5	43,9	132,5	4,7	56,6	39,6	91%
Candalaria U2	Gas	Colbún	127	s/i	4	64,3	12,9	45	132,5	4,7	56,6	39,6	89%
Canuillar U1	Hidro	Atacama	80	0,025	6	28,7	5,7	20,1	90	6	30	21	11,3%
Canuillar U2	Hidro	Atacama	80	0,025	6	28,7	5,7	20,1	90	6	30	21	11,3%
CGH1	Carbón	SING	266	0,025	5	103,7	18,6	71,8	274	8	68,5	48	46%
CGH2	Carbón	SING	266	0,025	5	103,7	18,6	71,8	274	8	68,5	48	46%
Cipreses U1	Carbón	SING	33	0,025	3	26,7	4,4	15,4	34	-	-	-	-
Cipreses U2	Hidro	Sistema 134-66kV	32	0,025	3	26,7	4,3	14,9	34	-	-	-	-
Cipreses U3	Hidro	Sistema 134-66kV	33	0,025	3	22	4,4	15,4	34	-	-	-	-
Colbún U1	Hidro	Colbún	237	0,025	7	67,7	13,5	47,4	250	5	100	70	148%
Colbún U2	Hidro	Colbún	237	0,025	3	138	31,6	110,6	250	5	100	70	63%
CTA	Carbón	SING	165	0,025	8	40,2	7,2	27,8	168	14	24	16,8	42%
CTH	Carbón	SING	165	0,025	8	40,2	7,2	27,8	168	14	24	16,8	42%
CTM1	Carbón	SING	159,6	0,025	8	38,9	7	26,9	150	18	16,7	11,7	30%
CTM2	Carbón	SING	173,8	0,025	8	42,4	7,6	29,3	165	8	41,3	28,9	68%
CTM3 JG	Gas	SING	156,3	0,045	8	37,3	6,1	25,6	156	7	44,6	31,2	84%
CTTAR	Carbón	SING	140	0,025	7	39	7	27	150	-	-	-	-
El Toro U1	Hidro	Charría	110	0,025	3	73,3	14,7	51,3	120	3	80	56	109%
El Toro U2	Hidro	Charría	110	0,025	3	73,3	14,7	51,3	120	3	80	56	109%
El Toro U3	Hidro	Charría	110	0,025	3	73,3	14,7	51,3	120	3	80	56	109%
El Toro U4	Hidro	Charría	110	0,025	3	73,3	14,7	51,3	120	3	80	56	109%
Guacolda U1	Carbón	Atacama	152	s/i	16	19	3,8	13,3	152	5	60,8	42,6	320%
Guacolda U2	Carbón	Atacama	152	s/i	16	19	3,8	13,3	152	5	60,8	42,6	320%
Guacolda U3	Carbón	Atacama	152	s/i	14	21,7	4,3	15,2	152	5	60,8	42,6	280%
Guacolda U4	Carbón	Atacama	152	s/i	12	25,3	5,1	17,7	152	5	60,8	42,6	240%
Guacolda U5	Carbón	Atacama	152	s/i	9	33,8	6,8	23,6	152	5	60,8	42,6	180%

Tabla 30: Unidades generadoras que participan en el CPF según la operación del SEN [50].

Unidad	tipo	Zona	Potencia Eléctrica Bruta [MW]	Banda Muerta [Hz]	$\sigma$ Base Pe [%]	$\sigma$ Equivalente (BIAS DigSILENT) [MW/Hz]	Aporte a RCPF Var.Demanda Art 5-30 NT ( $\Delta f=0,2$ ) [Hz] [MW]	Aporte a RCPF contingencias Art 5-30 NT ( $\Delta f=0,7$ ) [Hz] [MW]	Pn Turbina (Trate) Modelo BD DigSILENT [MW]	$\sigma$ Modelo BD DigSILENT [%]	BIAS DigSILENT [MW/Hz]	Aporte a RCPF contingencias Art 5-30 NT ( $\Delta f=0,7$ ) [Hz]	RELACION Aporte a RCPF Contingencias según $\sigma$ DigSILENT y $\sigma$ Informe ssc 2016
KELAR TGI1	Gas	SING	171	0,025	5	66,7	12	46,2	178,3	5	71,3	49,9	75%
KELAR TGI	Diesel	SING	156	0,025	5	60,8	10,9	42,1	178,3	5	71,3	49,9	82%
KELAR TG2	Gas	SING	171	0,025	5	66,7	12	46,2	178,3	5	71,3	49,9	75%
KELAR TG2	Diesel	SING	156	0,025	5	60,8	10,9	42,1	178,3	5	71,3	49,9	82%
NT 01	Carbón	SING	135	0,025	20	13,2	2,4	9,1	150	16	18,8	13,1	100%
NT 02	Carbón	SING	135	0,025	8	32,9	5,9	22,8	150	16	18,8	13,1	40%
Pangué U1	Hidro	Charrúa	141	0,025	3	94	18,8	65,8	150,5	4	75,3	52,7	80%
Pangué U2	Hidro	Charrúa	233,5	0,025	5,8	80,5	16,1	56,4	240	6,1	78,6	55	98%
Pehueneche U1	Hidro	Troncal Qui-Cha	275,5	0,025	6	91,8	18,4	64,3	275	6	91,7	64,2	100%
Pehueneche U2	Hidro	Troncal Qui-Cha	275,5	0,025	6	91,8	18,4	64,3	275	6	91,7	64,2	100%
Quintero TGI A	Gas	Troncal Qui-Cha	128	s/i	4,7	54,5	10,9	38,1	144,89	4,7	62,3	43,6	114%
Quintero TGI B	Gas	Troncal Qui-Cha	129	s/i	4,7	54,9	11	38,4	144,89	4,7	62,3	43,6	114%
Raleco U1	Hidro	Charrúa	345	0,025	6	115	23	80,5	381,9	7	109,1	76,4	95%
Raleco U2	Hidro	Charrúa	345	0,025	6	115	23	80,5	381,9	7	109,1	76,4	95%
Rapel U1	Hidro	Troncal Qui-Cha	76	0,025	3	50,7	10,1	35,5	83,7	2,9	57,7	40,4	114%
Rapel U2	Hidro	Troncal Qui-Cha	76	0,025	3	50,7	10,1	35,5	83,7	2,9	57,7	40,4	114%
Rapel U3	Hidro	Troncal Qui-Cha	76	0,025	3	50,7	10,1	35,5	83,7	2,9	57,7	40,4	114%
Rapel U4	Hidro	Troncal Qui-Cha	76	0,025	3	50,7	10,1	35,5	83,7	2,9	57,7	40,4	114%
Rapel U5	Hidro	Troncal Qui-Cha	76	0,025	3	50,7	10,1	35,5	83,7	2,9	57,7	40,4	114%
Talta1 U1	Gas	Atacama	123,4	s/i	5	49,4	9,9	34,6	123,4	5	49,4	34,6	100%
Talta1 U2	Gas	Atacama	121,5	s/i	5	48,6	9,7	34	122,6	5	49	34,3	101%
TGI	Gas	SING	13	0	4	6,5	1,3	4,6	27	-	-	-	-
TG1A	Gas	SING	105	0,025	8	25,6	4,6	17,7	132	8	33	23,1	90%
TG1B	Gas	SING	105	0,025	8	25,6	4,6	17,7	132	8	33	23,1	90%
TG2	Gas	SING	13	s/i	4	6,5	1,3	4,6	27,94	-	-	-	-
TG2A	Gas	SING	105	0,025	8	25,6	4,6	17,7	132	8	33	23,1	90%
TG2B	Gas	SING	105	0,025	8	25,6	4,6	17,7	132	8	33	23,1	90%
TG3	Gas	SING	26	s/i	4	13	2,6	9,1	37,5	-	-	-	-
TGTAR	Gas	SING	19	s/i	4,6	8,3	1,7	5,8	28	-	-	-	-
U12	Carbón	SING	79	0,025	8	19,3	3,5	13,3	86,9	6	29	20,3	105%
U13	Carbón	SING	80	0,025	8	19,5	3,5	13,5	80,8	6	26,9	18,9	97%
U14	Carbón	SING	126	0,025	8	30,7	5,5	21,3	132	12	22	15,4	50%
U15	Carbón	SING	212	0,025	8	51,7	9,3	35,8	124,95	19	13,2	9,2	18%
U16	Carbón	SING	245	0,06	5	92,1	13,7	62,7	600	7	171,4	120	130%

Tabla 31: Unidades generadoras que participan en el CPF según la operación del SEN - Continuación [50].

# Anexo I

Unidad	tipo	Potencia Eléctrica Bruta [MW]	Zona	Habilitado Caso 0	Habilitado Caso 1	Habilitado Caso 2	Habilitado Caso 3	Unidad	tipo	Potencia Eléctrica Bruta [MW]	Zona	Habilitado Caso 0	Habilitado Caso 1	Habilitado Caso 2	Habilitado Caso 3
ANG1	Carbón	268	SING	1	1	0	0	KELAR TG1	Diesel	156	SING	0	0	0	0
ANG2	Carbón	272	SING	1	1	0	0	KELAR TG2	Gas	171	SING	0	0	0	0
Angostura U1	Hidro	141	Araucanía	1	0	0	0	KELAR TG2	Diesel	156	SING	0	0	0	0
Angostura U2	Hidro	140	Araucanía	1	1	0	0	NT01	Carbón	135	SING	1	1	1	1
Angostura U3	Hidro	50	Araucanía	0	0	0	0	NT02	Carbón	135	SING	1	1	1	1
Anuco U1	Hidro	160	Charrúa	1	0	0	0	Pague U1	Hidro	141	Charrúa	1	0	0	0
Anuco U2	Hidro	165	Charrúa	0	0	0	0	Pague U2	Hidro	233,5	Charrúa	0	0	0	0
Candelaria U1	Gas	125	Colbún	0	0	0	0	Pehuenteche U1	Hidro	275,5	Troncal Qui-Cha	1	1	1	1
Candelaria U2	Gas	127	Colbún	0	0	0	0	Pehuenteche U2	Hidro	275,5	Troncal Qui-Cha	0	0	0	0
Canullar U1	Hidro	80	Araucanía	1	1	1	1	Quintero TG1A	Gas	128	Troncal Qui-Cha	0	0	0	0
Canullar U2	Hidro	80	Araucanía	1	1	1	1	Quintero TG1B	Gas	129	Troncal Qui-Cha	0	0	0	0
CCH1	Carbón	266	SING	1	1	0	0	Raleo U1	Hidro	345	Charrúa	1	0	0	0
CCH2	Carbón	266	SING	1	1	0	0	Raleo U2	Hidro	345	Charrúa	1	0	0	0
Cipreses U1	Hidro	33	Sistema 154-66kV	1	1	1	1	Rapel U1	Hidro	76	Troncal Qui-Cha	0	0	0	0
Cipreses U2	Hidro	32	Sistema 154-66kV	1	1	1	1	Rapel U2	Hidro	76	Troncal Qui-Cha	0	0	0	0
Cipreses U3	Hidro	33	Sistema 154-66kV	1	1	1	1	Rapel U3	Hidro	76	Troncal Qui-Cha	0	0	0	0
Colbún U1	Hidro	237	Colbún	1	1	1	1	Rapel U4	Hidro	76	Troncal Qui-Cha	0	0	0	0
Colbún U2	Hidro	237	Colbún	0	0	0	0	Rapel U5	Hidro	76	Troncal Qui-Cha	0	0	0	0
CITA	Carbón	165	SING	1	1	1	0	Talal U1	Gas	123,4	Atacama	0	0	0	0
CTH	Carbón	165	SING	1	1	1	0	Talal U2	Gas	121,5	Atacama	0	0	0	0
CTM1	Carbón	159,6	SING	1	1	1	0	TG1	Gas	13	SING	0	0	0	0
CTM2	Carbón	173,8	SING	1	1	1	0	TG1A	Gas	105	SING	0	0	0	0
CTM3 TG	Gas	156,3	SING	0	0	0	0	TG1B	Gas	105	SING	0	0	0	0
CTTAR	Carbón	140	SING	0	0	0	0	TG2	Gas	13	SING	0	0	0	0
El Toro U1	Hidro	110	Charrúa	0	0	0	0	TG2A	Gas	105	SING	0	0	0	0
El Toro U2	Hidro	110	Charrúa	0	0	0	0	TG2B	Gas	105	SING	0	0	0	0
El Toro U3	Hidro	110	Charrúa	0	0	0	0	TG3	Gas	26	SING	0	0	0	0
El Toro U4	Hidro	110	Charrúa	0	0	0	0	TGTAR	Gas	19	SING	0	0	0	0
Guacolda U1	Carbón	152	Atacama	0	0	0	0	U12	Carbón	79	SING	0	0	0	0
Guacolda U2	Carbón	152	Atacama	1	1	1	1	U13	Carbón	80	SING	1	1	1	0
Guacolda U3	Carbón	152	Atacama	1	1	1	1	U14	Carbón	126	SING	1	1	1	0
Guacolda U4	Carbón	152	Atacama	1	1	1	1	U15	Carbón	216	SING	1	1	1	0
Guacolda U5	Carbón	152	Atacama	1	1	1	1	U16	Carbón	245	SING	0	0	0	0
KELAR TG1	Gas	171	SING	0	0	0	0	Total		9526,1		30	25	20	13

Tabla 32: Centrales habilitadas para el CPF en el SEN para todas las contingencias de potencia de acuerdo al nivel de penetración de los BESS.

# Anexo J

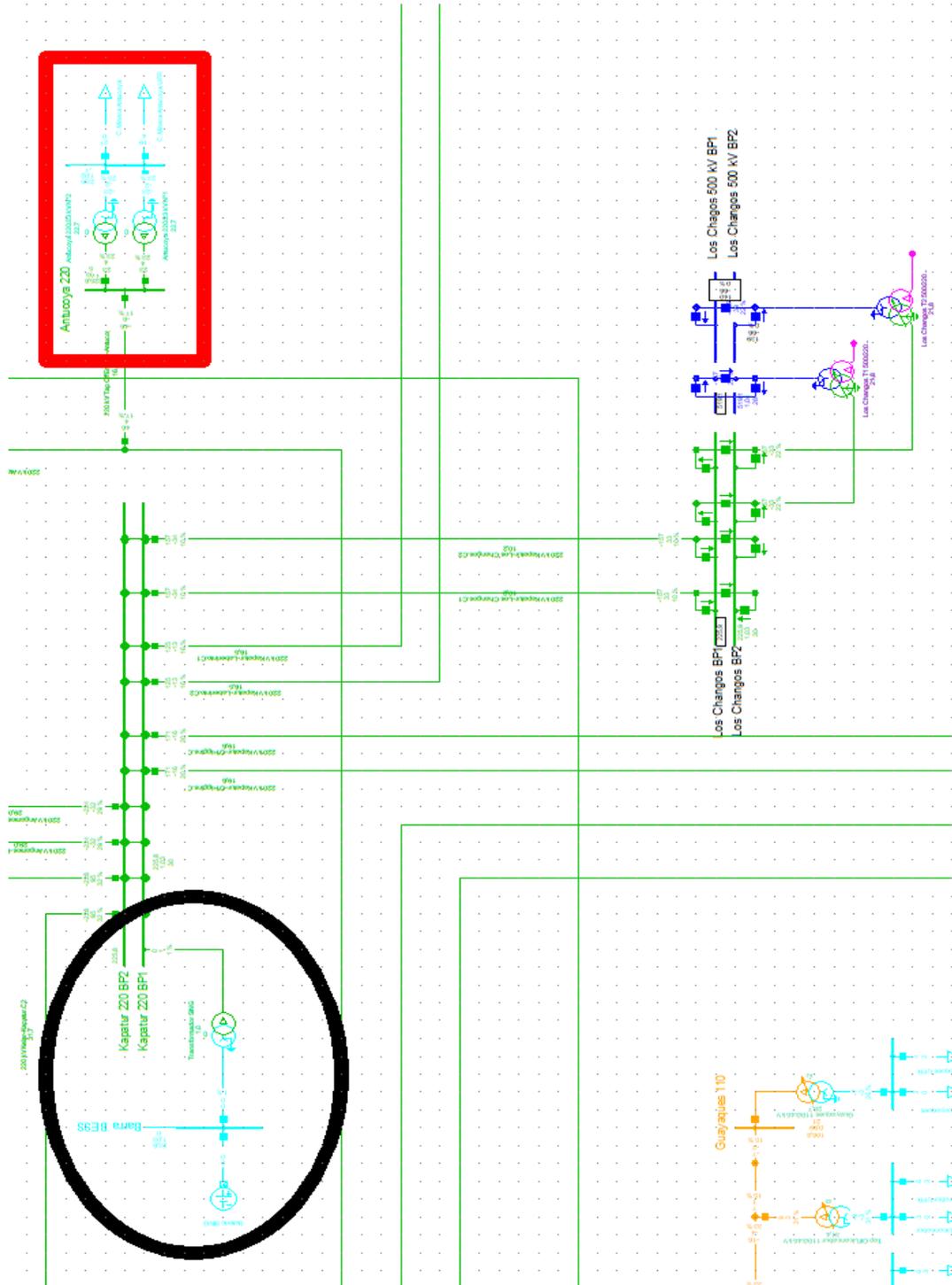


Figura 91: Extracto del SEN con la conexión de la batería norte en la barra Kapatur 220 [kV].

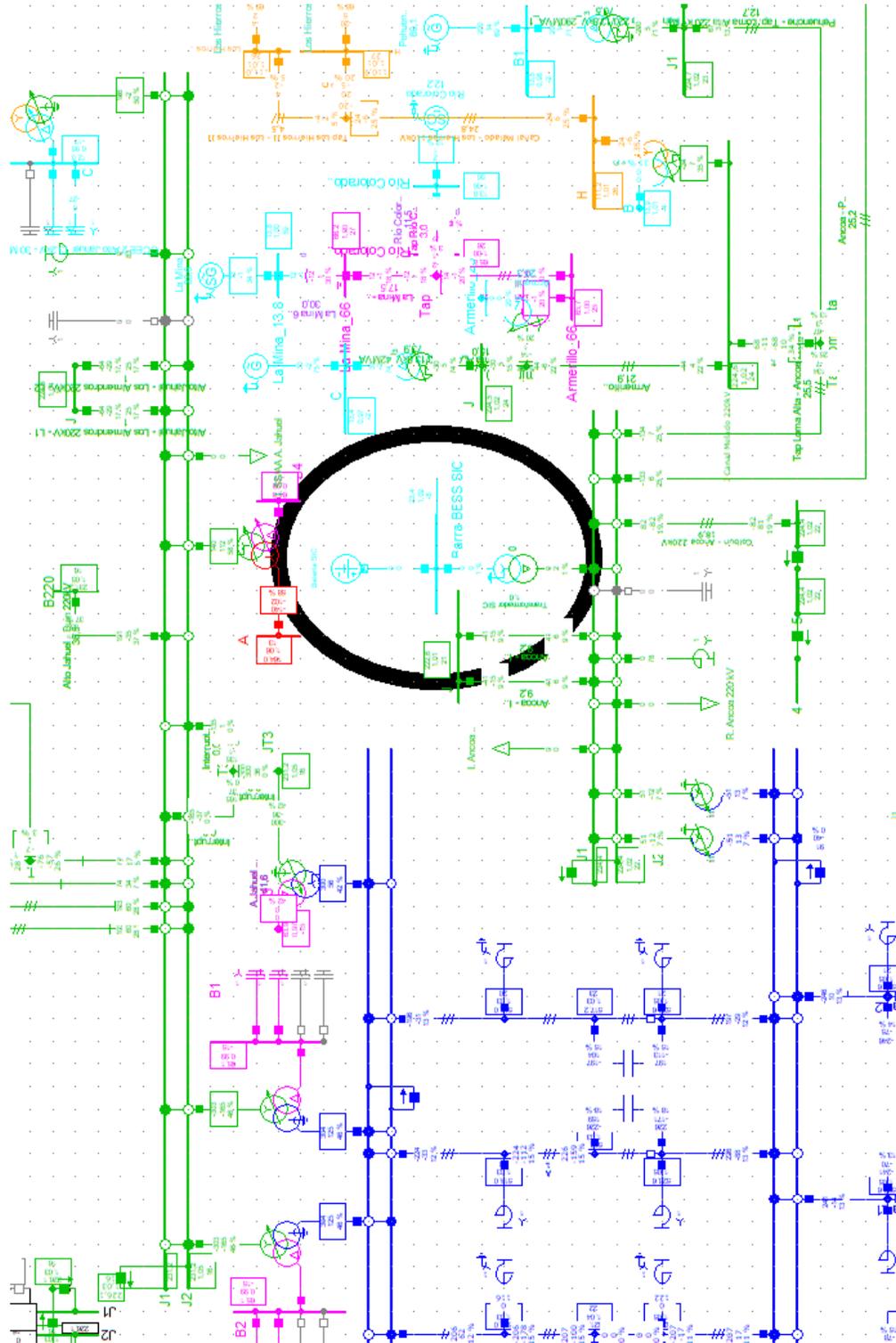


Figura 92: Extracto del SEN con la conexión de la batería sur en la barra Ancoa en 220 [kV].

# Anexo K

Parámetros del controlador del BESS			
Tpf	0,775	[s]	Constante de tiempo del filtro de frecuencia
Tg	0,225	[s]	Constante de tiempo de retardo del controlador de potencia
Kpg	3,2	[p.u.]	Ganancia proporcional para control de potencia.
Kig	6	[p.u.]	Ganancia integral para control de potencia.
Tp	0,25	[s]	Constante de tiempo real del filtro de medición de potencia
fdbd1	-0,0005	[p.u.]	Primera banda muerta para control de frecuencia, umbral inferior
fdbd2	0,0005	[p.u.]	Primera banda muerta para control de frecuencia, umbral superior
fdbd3	-0,00004	[p.u.]	Segunda banda muerta para control de frecuencia, umbral inferior
fdbd4	0,00004	[p.u.]	Segunda banda muerta para control de frecuencia, umbral superior
Ddn	1	[p.u.]	Droop para condiciones de sobre frecuencia
Dup	1	[p.u.]	Droop para condiciones de baja frecuencia
Kup1	2	[p.u.]	Ganancia proporcional para df/dt en baja frecuencia
Kdn1	2	[p.u.]	Ganancia proporcional para df/dt en sobre frecuencia
He	2	[s]	Inercia emulada
Td	0,01	[s]	Tiempo de cálculo derivada

Tabla 33: Recopilación de parámetros para control del BESS para contingencia en central Kelar - Caso 1.