



Análisis técnico-económico de la implementación de los sistemas de almacenamiento (BESS) para nodos del SEN con alta concentración de energía solar.

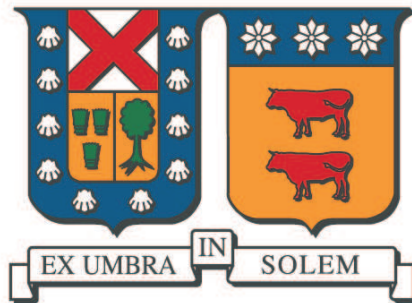
FERNANDO ESTEBAN FLORES LIZANA

2024

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:
Dr. Patricio Valdivia (USACH)
Correferente:
Dr. Darío Morales (ACESOL)

Santiago.



Análisis técnico-económico de la implementación de los sistemas de almacenamiento (BESS) para nodos del SEN con alta concentración de energía solar.

FERNANDO ESTEBAN FLORES LIZANA

2024

*“Si queremos un mundo mejor de paz y de justicia hay que poner decididamente la inteligencia
al servicio del amor.”*
— *Antoine de Saint Exupery, El principito*

Agradecimientos

Antes de dar los agradecimientos, quiero decir que el camino para llegar hasta este momento no fue fácil, muchas veces quise dejar a la mitad este largo camino donde sufrí muchas frustraciones por no obtener el resultado deseado. De alguna u otra forma aquellas frustraciones me permitieron levantarme y seguir luchando para llegar a la meta.

Agradezco a mis compañeros/amigos de campus San Joaquín que viniendo de otro campus, me acogieron de buena forma y me incorporaron rápidamente en su dinámica grupal de estudio y fuera de esta, especialmente al *HAGALO FC* que me invitaron rápidamente a participar al equipo de futbol del deporte que más amo. Cada uno hizo que el periodo universitario sea más ameno. Mención especial a *Ángel Silva*, su ayuda fue clave en un momento crítico de la carrera.

Agradezco a los profesores del departamento de Ing. Eléctrica que con sus clases impulsaban a seguir aprendiendo fuera del aula. Mención especial al profesor *Patricio Valdivia* que aceptó ser el profesor guía en este trabajo y me invitó a participar en la *EUPVSEC 2024* para presentar mi trabajo de titulación, esta instancia significó una experiencia inolvidable para mí donde tuve la oportunidad de participar como finalista al premio al estudiante. Su ayuda y disposición fue clave en la culminación de este trabajo.

Agradezco a mi núcleo familiar por estar siempre apoyándome a terminar este trabajo. A mi sobrina que siempre me dio una sonrisa para seguir en este duro camino. A mi hermano por ayudarme constantemente en este último tramo universitario e impulsar a ser cada día mejor.

Finalmente, quiero agradecer a mis padres, a mi mamá porque siempre estuvo apoyándome y alentándome a seguir luchando, fue el soporte en momentos donde la época universitaria fue muy complicada, siempre facilitó las cosas para estar en las mejores condiciones. A mi papá por cumplir el mismo rol que mi mamá, nunca quiso que me faltara algo y me dio todas las herramientas que se requieren en este periodo. Los consejos y retos de ambos son por el amor que me tienen, por lo que estaré eternamente agradecido de ustedes.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos	I
Índice de Figuras	III
Índice de Tablas	IV
Resumen	1
Abstract	2
1. Introducción	3
1.1. Motivación	3
1.2. Objetivos	4
1.2.1. Objetivo general	4
1.2.2. Objetivos específicos	4
1.3. Estructura del documento	5
2. Estado del arte	6
2.0.1. Contexto nacional	6
2.0.2. Battery Energy Storage System	7
2.0.3. Grid Forming	9
2.0.4. Potencia de cortocircuito	10
2.0.5. Participación ERNC en el mercado energético	10
2.0.6. Mercado Spot	11
2.0.7. Potencia de suficiencia	12
2.0.7.a. Decreto supremo 62	13
2.0.7.b. Potencia inicial	13
2.0.7.c. Potencia preliminar	13
2.0.7.d. Potencia definitiva	14
2.0.8. Servicios Complementarios	15
2.0.8.a. Control de frecuencia	16
2.0.8.b. Control de tensión	17
3. Metodología propuesta	18
4. Estudio técnico	19
4.0.1. Nodo con alta penetración de energía solar	19
4.0.2. Control de Frecuencia	20
4.0.3. Control de Tensión	21

4.0.4.	Potencia de cortocircuito	22
4.0.5.	Sistema uninodal con alto nivel de inercia	23
4.0.6.	Sistema de prueba de IEEE	26
5.	Estudio económico	28
5.0.1.	Mercado Spot	28
5.0.1.a.	Barra Sierra Gorda	30
5.0.1.b.	Barra Laberintos	31
5.0.1.c.	Barra Crucero	32
5.0.2.	Potencia de suficiencia	33
5.0.2.a.	Potencia de suficiencia en almacenamiento integrado a generación renovable	34
5.0.2.b.	Potencia de suficiencia en sistemas de almacenamiento independiente	34
5.0.2.c.	Ingresos por potencia de suficiencia	35
5.0.3.	Servicios complementarios	35
6.	Conclusiones	37
6.1.	Análisis técnico	37
6.2.	Análisis económico	38
6.3.	Trabajo a futuro	39
7.	Anexo	40

Índice de Figuras

2.1.	Topologías BESS integrado a la planta renovable.	8
2.2.	Bosquejo de vertimientos energéticos capturado por el BESS.	9
2.3.	Inversor con Grid Forming [11].	9
2.4.	Perfil de generación horario en SEN año 2022 [10].	11
2.5.	Esquema de funcionamiento del mercado spot en nuestro país [16].	12
2.6.	Factor de eficiencia económica con las actuales modificaciones al DS62 [7].	14
2.7.	Proceso de escalamiento de la potencia con un sistema de cinco unidades[17].	14
2.8.	Etapas del control de frecuencia [5].	16
2.9.	Resolución exenta CNE sobre los servicios complementarios año 2024. [5]	17
3.1.	Metodología utilizada.	18
4.1.	Modelo equivalente utilizado para implementación del BESS.	20
4.2.	Resultado control de frecuencia del BESS.	21
4.3.	Resultado control de tensión del BESS.	22
4.4.	Resultado de potencia de cortocircuito.	23
4.5.	Modelo de prueba utilizado para implementación del BESS en sistema robusto.	24
4.6.	Resultado control de frecuencia del BESS.	25
4.7.	Sistema de prueba de baterías IEEE.	26
4.8.	Resultados obtenidos en sistema de prueba IEEE 10 barras	27
5.1.	Inyección en [MWh] de la energía solar en Barra Sierra Gorda.	30
5.2.	Ingresos [USD] de la energía solar en Barra Sierra Gorda.	30
5.3.	Inyección en [MWh] de la energía solar en Barra Laberintos.	31
5.4.	Ingresos [USD] de la energía solar en Barra Laberintos.	31
5.5.	Inyección en [MWh] de la energía solar en Barra Crucero.	32
5.6.	Ingresos [USD] de la energía solar en Barra Crucero.	32

Índice de Tablas

5.1.		28
5.2.	Tabla resumen ingresos por energía en mercado spot.	32
5.3.	Datos BESS para formular la potencia de suficiencia.	33
5.4.	Ingreso mensual del BESS por reconocimiento de potencia de suficiencia por el valor de precio nudo de corto plazo [7] del segundo semestre del 2023.	35
5.5.	Ingresos totales del control de frecuencia en un horizonte temporal de un día de operación.	36
7.1.	Precio promedio por control de frecuencia en un horizonte temporal de un día con la inyección de BESS respectiva	40
7.2.	Ingresos por control de frecuencia en un horizonte temporal de un día de operación.	41

Resumen

El siguiente trabajo propone analizar el impacto técnico y económico de implementar un BESS de gran tamaño en nodos del norte y orientado a la estabilidad y los ingresos obtenidos en el mercado económico junto con la potencia de suficiencia que se puede llegar a obtener considerando un valor de potencia inicial de 150 [MW]. Para el estudio técnico se sugiere un aporte en la potencia de cortocircuito y responde buena forma para el control local de tensión y frecuencia, donde en la operación real se presentan diferentes contingencias que son emuladas en este estudio.

Para el estudio económico se obtienen ingresos importantes para el mercado spot y potencia de suficiencia, para servicios complementarios son menores debido al costo de oportunidad, donde muchas veces no conviene participar en este mercado a menos que se lo dicte el coordinador eléctrico que puede instruir a participar directamente, también define cuanta energía inyectar en el spot. Finalmente se desprenden conclusiones globales del panorama nacional y locales orientadas al estudio realizado.

Abstract

This document analyze the economic and technical impact of implementing storage systems in the northern region of the country on the Chilean electrical system, considering the national and international context where these emerging technologies are increasingly playing a greater role to enable a gradual transformation in the energy matrix of each country. To carry out this work, Plexos and Digsilent software will be used to implement case studies that replicate the operation of the Chilean Electrical System. Through the software Power Factory Digsilent (PFD), the Battery Energy Storage System (BESS) can be implemented, simulating the desired operational scenarios. Meanwhile, in softwares PLEXOS/EXCEL, the economic impact on the marginal cost (USD/MWh) and revenue of the PV generator with BESS in electrical nodes in the northern region with a high concentration of solar energy will be studied simulating a specific day.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La transición del sistema eléctrico nacional hacia una matriz compuesta exclusivamente por energías renovables implica una reestructuración profunda. Actualmente, existe una dependencia significativa de la energía térmica, tanto para la operación como para el respaldo de la estabilidad del sistema, lo que representa el principal desafío en el proceso de descarbonización del país. Nuevas tecnologías, como la energía solar, están en expansión en términos de infraestructura y producción, gracias a las condiciones climáticas favorables en el norte grande del país, que cuenta con una constante radiación solar.

Para aprovechar este potencial, las empresas generadoras están desarrollando proyectos de almacenamiento que permitirán almacenar e inyectar energía en momentos y lugares donde los costos operativos son elevados debido a diversas restricciones del sistema. La disponibilidad de estos sistemas de almacenamiento está condicionada, en gran medida, por el vertimiento de energía, que puede ser problemático en situaciones de alta demanda o cuando se requiere mayor capacidad para estabilizar el sistema de servicios complementarios de control (SSCC). Además, los límites de capacidad en las líneas de transmisión pueden causar congestión en ciertos tramos, generando una acumulación de energía no distribuida eficientemente.

En 2022, la energía solar vertida en Chile superó los 800 GWh, y el total de energía vertida, sumando tecnologías solar y eólica, alcanzó los 1.471 GWh [10]. Desde marzo de 2023, esta cifra ya ha superado el 20 % de dicho total.

Entidades como la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) orientan sus estudios hacia la proyección de escenarios de expansión en la capacidad de almacenamiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a lo largo del país y en distintos sistemas de almacenamiento. Ambas instituciones necesitan evaluar el impacto de estas tecnologías en el sistema para analizar su viabilidad. Este enfoque responde al contexto nacional actual, marcado por el plan de descarbonización y la ley de transición energética, que buscan fomentar e impulsar los sistemas de almacenamiento. Paralelamente, el sector privado lleva a cabo sus propios estudios para evaluar la factibilidad técnica y económica de implementar estos sistemas a corto plazo.

La Ley N°21.505 [14] introduce una serie de modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) para fomentar el desarrollo de sistemas de almacenamiento y la electromovilidad. Este último punto es relevante, ya que la electromovilidad representa una de las nuevas tecnologías en expansión, clave para la descarbonización del consumo energético. Para contextualizar,

los vehículos eléctricos suelen cargarse durante la noche para ser utilizados durante el día, lo cual incrementa el consumo de energía en los bloques nocturnos debido a la masificación del parque vehicular eléctrico. En este contexto, los sistemas de almacenamiento jugarán un papel fundamental al cubrir estos bloques de demanda al menor costo posible.

El sistema eléctrico nacional ha experimentado en las últimas décadas una creciente penetración de energías renovables no convencionales (ERNC) y sistemas basados en electrónica de potencia. Esta masificación ha debilitado la red en términos de inercia y nivel de cortocircuito, debido a la disminución de máquinas sincrónicas. A esto se suma la alta penetración de estas tecnologías, lo cual plantea desafíos adicionales para la estabilidad del sistema.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Realizar un análisis técnico y económico del impacto de los sistemas BESS en plantas fotovoltaicas del norte grande de Chile para los mercados nacionales.

1.2.2. Objetivos específicos

- Revisión del estado del arte sobre los sistemas de almacenamiento en diferentes situaciones para tener noción sobre como funcionan y la estructura de mercados de energéticos nacionales.
- Definir indicadores y/o parámetros técnicos orientados a la estabilidad y robustez del SEN.
- Definir evaluaciones y/o indicadores económicos que serán utilizados para analizar el impacto en los precios de la energía en el mercado spot.
- Implementar escenarios de estudio en los diferentes softwares a utilizar para emular similares condiciones en nodos del SEN con alta penetración de ESFV con respecto al resto del sistema.
- Analizar el impacto técnico económico de su implementación en los mercados nacionales.
- Realizar casos de estudio con los BESS en barras con alta concentración solar mediante softwares como PLEXOS/EXCEL y/o PFD.

1.3. Estructura del documento

Este documento se organiza en varios capítulos, cada uno de los cuales aborda diferentes aspectos del estudio y análisis de los sistemas de producción de hidrógeno utilizando electrolizadores alcalinos.

En el capítulo 1 tiene como objetivo el contexto general del trabajo, incluyendo la motivación, los objetivos generales y específicos junto con la estructura del documento.

El capítulo 2 proporciona una revisión detallada de la literatura relevante y los fundamentos teóricos necesarios para comprender el funcionamiento de los BESS, así como el modelo utilizado para su estudio y posterior análisis. Se abordan temas como las energías renovables, explicación general de los mercados de energía y potencia que son necesarios para la comprensión y desarrollo de este trabajo.

En cuanto al capítulo 3, se describe la metodología empleada en el desarrollo del estudio mediante un diagrama que explica los pasos a seguir, incluyendo las condiciones de operación necesaria.

En el capítulo 4 describe el estudio técnico realizado, con el posterior análisis que permite obtener las ideas que influyen en el impacto de implementar el BESS en nodos con alta concentración de energía.

Para el capítulo 5 presenta una línea similar en la estructura del capítulo 4, se realiza el estudio para analizar el impacto en diferentes mercados eléctricos mediante indicadores e evaluaciones económicas detalladas en este mismo.

Finalmente, en el capítulo 6 las principales conclusiones del estudio y se ofrecen recomendaciones para futuros trabajos a desarrollar siguiendo la misma línea, además, ofrece sugerencias que deben estar a la vanguardia para la implementación de esta tecnología.

Capítulo 2

Estado del arte

2.0.1. Contexto nacional

La transición del sistema eléctrico nacional hacia una matriz compuesta exclusivamente por energías renovables implica una reestructuración profunda. Actualmente, existe una dependencia significativa de la energía térmica, tanto para la operación como para el respaldo de la estabilidad del sistema, lo que representa el principal desafío en el proceso de descarbonización del país. Nuevas tecnologías, como la energía solar, están en expansión en términos de infraestructura y producción, gracias a las condiciones climáticas favorables en el norte grande del país, que cuenta con una constante radiación solar.

Para aprovechar este potencial, las empresas generadoras están desarrollando proyectos de almacenamiento que permitirán almacenar e inyectar energía en momentos y lugares donde los costos operativos son elevados debido a diversas restricciones del sistema. La disponibilidad de estos sistemas de almacenamiento está condicionada, en gran medida, por el vertimiento de energía, que puede ser problemático en situaciones de alta demanda o cuando se requiere mayor capacidad para estabilizar el sistema de servicios complementarios de control (SSCC). Además, los límites de capacidad en las líneas de transmisión pueden causar congestión en ciertos tramos, generando una acumulación de energía no distribuida eficientemente.

En 2022, la energía solar vertida en Chile superó los 800 GWh, y el total de energía vertida, sumando tecnologías solar y eólica, alcanzó los 1.471 GWh [10]. Desde marzo de 2023, esta cifra ya ha superado el 20 % de dicho total.

Entidades como la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) orientan sus estudios hacia la proyección de escenarios de expansión en la capacidad de almacenamiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a lo largo del país y en distintos sistemas de almacenamiento [3]. Ambas instituciones necesitan evaluar el impacto de estas tecnologías en el sistema para analizar su viabilidad. Este enfoque responde al contexto nacional actual, marcado por el plan de descarbonización y la ley de transición energética, que buscan fomentar e impulsar los sistemas de almacenamiento. Paralelamente, el sector privado lleva a cabo sus propios estudios para evaluar la factibilidad técnica y económica de implementar estos sistemas a corto plazo.

La Ley N°21.505 [14] introduce una serie de modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) para fomentar el desarrollo de sistemas de almacenamiento y la electromovilidad. Este último punto es relevante, ya que la electromovilidad representa una de las nuevas tecnologías en expansión, clave para la descarbonización del consumo energético. Para contextualizar,

los vehículos eléctricos suelen cargarse durante la noche para ser utilizados durante el día, lo cual incrementa el consumo de energía en los bloques nocturnos debido a la masificación del parque vehicular eléctrico. En este contexto, los sistemas de almacenamiento jugarán un papel fundamental al cubrir estos bloques de demanda al menor costo posible.

El sistema eléctrico nacional ha experimentado en las últimas décadas una creciente penetración de energías renovables no convencionales (ERNC) y sistemas basados en electrónica de potencia. Esta masificación ha debilitado la red en términos de inercia y nivel de cortocircuito, debido a la disminución de máquinas sincrónicas. A esto se suma la alta penetración de estas tecnologías, lo cual plantea desafíos adicionales para la estabilidad del sistema.

2.0.2. Battery Energy Storage System

Battery Energy Storage System (BESS) representan una oportunidad para reducir parcialmente la dependencia de los combustibles térmicos, que aún mantienen una participación activa en la matriz debido a las condiciones mencionadas anteriormente. Diversas entidades, tanto privadas como no gubernamentales, comprenden la necesidad de estudiar y proponer condiciones y escenarios que permitan un equilibrio entre los beneficios del sector privado y la operación óptima que el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) debe asegurar en su rol como coordinador del sistema, ya sea en el despacho o predespacho. Este equilibrio constituye uno de los mayores desafíos para la implementación de estos sistemas.

Algunas unidades generadoras que ya cuentan con sistemas de almacenamiento aprovechan el arbitraje de la energía como estrategia operativa, maximizando sus beneficios en un mercado de precios marginales y sujeto a las instrucciones del Coordinador. Sin embargo, esta estrategia se ve limitada por las condiciones operativas de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías, especialmente debido a las rampas, que pueden tener costos significativos asociados, y la capacidad de respuesta necesaria en situaciones específicas.

En este contexto, el Coordinador publicó en agosto de 2023 un estudio sobre el almacenamiento de energía en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) [3], en el cual proyecta que se necesitarán 2,000 MWh de capacidad de almacenamiento. Este estudio sugiere que para alcanzar un sistema 100 % renovable en 2030, todos los sistemas de almacenamiento de larga duración (mayores a 4 horas) deberán contar con atributos de formación de red, tales como control de rampas, soporte de cortocircuito y control de frecuencia.

Con el proyecto de "Ley de Transición Energética", actualmente en discusión en el gobierno, se determinó la eliminación de la licitación de sistemas de almacenamiento (SAE), que estaba incluida en el proyecto de ley que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos y posiciona la transmisión eléctrica como un sector clave para lograr la carbono neutralidad". Esto se debe a que se ha alcanzado la meta de 2 GW antes del 2030. Ahora, el gobierno está desarrollando un plan de fomento para impulsar el uso de sistemas BESS del tipo "stand-alone.^{en} terrenos fiscales, con una capacidad proyectada de aproximadamente 13.2 [GW].

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) constan de varios componentes clave: baterías, convertidor DC/AC, sistema de gestión de baterías (BMS), controlador, protecciones, transformador y sistema de control de temperatura. El diseño e implementación de estos elementos varía según la unidad generadora a la que estén asociados.

En cuanto a las topologías de conexión de baterías a unidades generadoras de energía solar, se reconocen dos opciones comúnmente usadas en la industria. El acoplamiento en corriente alterna

(AC coupling) permite conectar las baterías a una planta ya en funcionamiento, mientras que el acoplamiento en corriente continua (DC coupling) posibilita la conexión únicamente cuando la planta aún no ha iniciado su operación.

Se presentan ambos esquemas de conexión:

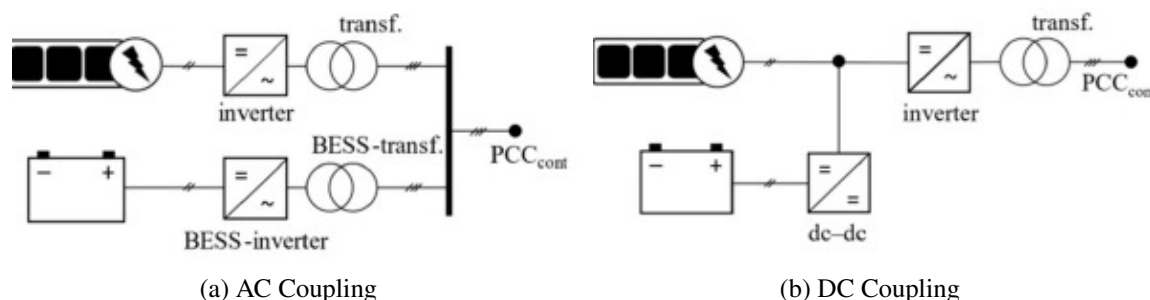


Figura 2.1: Topologías BESS integrado a la planta renovable.

En el caso del acoplamiento en corriente alterna (AC coupling) 2.1a, el sistema BESS se conecta de manera independiente de la planta solar. Este sistema cuenta con su propio inversor, conocido como sistema de conversión de potencia (PCS), que se conecta a un transformador elevador propio para llegar al punto de acoplamiento común (PCC), que representa la conexión con la red eléctrica.

Por otro lado, en el acoplamiento en corriente continua (DC coupling) 2.1b, existe una conexión común tanto en la parte de corriente continua (previa al inversor) como en la parte alterna. Esta configuración depende en gran medida de la capacidad del inversor, ya que debe ser capaz de soportar la potencia combinada de la planta y del sistema BESS.

Una de las estrategias que permite cargar la batería es la gestión del curtailment de energía, que se refiere a una orden del operador del mercado para que tanto las grandes plantas fotovoltaicas y eólicas como las instalaciones de autoconsumo reduzcan o detengan su producción de energía durante un periodo determinado. Esto suele ocurrir por motivos económicos o debido a limitaciones en la capacidad de transmisión de la red, lo cual genera un desajuste entre la oferta y la demanda. En estos casos, la producción de electricidad excede significativamente el consumo, y las baterías permiten mitigar el impacto del curtailment al gestionar mejor el recurso disponible. Esto se logra capturando el excedente de energía para inyectarlo en momentos donde el precio es más alto (arbitraje de energía). El curtailment energético permite ser almacenado en ambas topologías (AC y DC).

Otra medida clave es mejorar la planificación de la transmisión de energía, ya sea ampliando las redes existentes o desarrollando nuevas infraestructuras de transmisión que acompañen el crecimiento de las tecnologías renovables. Finalmente, el incremento de la demanda en horas de alta producción puede lograrse incentivando el consumo de energía en las horas centrales del día. Esto puede lograrse mediante ajustes en las tarifas eléctricas o promoviendo la electromovilidad, contribuyendo así a un mayor equilibrio entre la oferta y la demanda eléctrica.

Por otra parte, tenemos el vertimiento energético conocido como clipping que corresponde a la producción de la planta que no puede ser evacuada por el inversor dado que su capacidad es menor a la potencia de salida de la unidad generadora por lo que si no se almacena corresponde a energía que no se está aprovechando. Este tipo de vertimiento se da solamente en la conexión DC, dado que tanto la renovable como el BESS tienen el mismo punto DC en común.

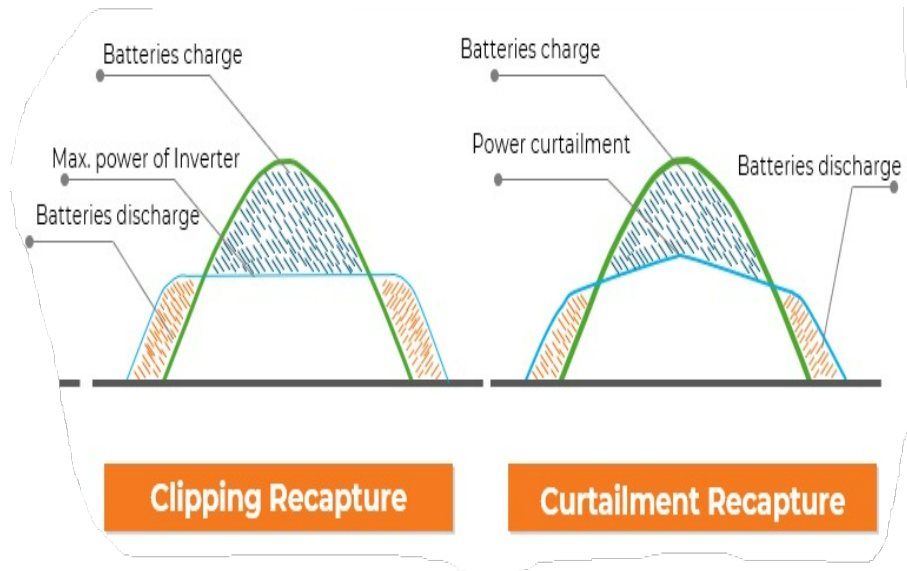


Figura 2.2: Bosquejo de vertimientos energéticos capturado por el BESS.

2.0.3. Grid Forming

El grid forming (GF) es una técnica de control que permite que los inversores tengan la capacidad de poder aportar en la estabilidad de la red orientada principalmente al control de tensión y de frecuencia. Esta técnica apunta principalmente a las tecnologías de generación renovable dado que los inversores utilizados para la conversión de energía son los que se les debe incorporar el GF para el aporte de estabilidad en la red. Es importante recalcar que esta tecnología es reciente y actualmente no es muy probada en nuestro país, además aún no existe un panorama claro cuáles serán los requisitos que tienen que tener para conectarse en el sistema, actualmente todas las plantas renovables y sistemas de almacenamiento (BESS) se conectan con grid following donde se generan muchos beneficios para el control.

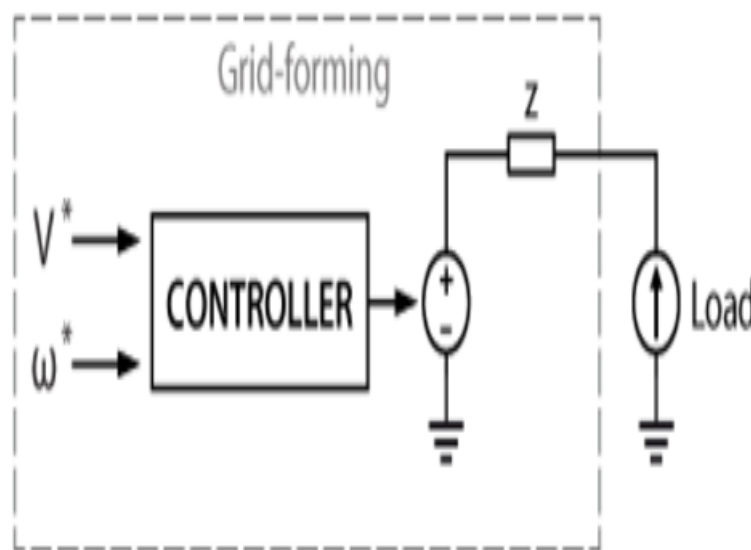


Figura 2.3: Inversor con Grid Forming [11].

El GF puede actuar en la estabilidad del sistema de la siguiente forma:

- Estos equipos tienen la capacidad de mantener una frecuencia base pueden operando de manera autónoma, actúan como un generador síncrono virtual (aunque no tengan partes móviles como los generadores tradicionales) lo que permite replicar el funcionamiento de una masa rotatoria para el aporte de inercia.
- Permiten el aporte del control de tensión mediante el control de la amplitud y forma de onda.
- Alto dinamismo ante fluctuaciones de la red, es decir, genera una respuesta rápida frente alguna contingencia que se pueda dar.

2.0.4. Potencia de cortocircuito

La potencia de cortocircuito es un parámetro fundamental en el análisis de sistemas eléctricos de potencia, ya que mide la capacidad del sistema para suministrar corriente en caso de un cortocircuito. Se utiliza para diseñar y proteger los equipos eléctricos, selección de equipos, y garantizar la integridad del sistema de objeto de estudio. La fórmula para calcular la potencia de cortocircuito es la siguiente:

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot V_{LL} \cdot I_{cc} \quad (2.1)$$

- V_{LL} : Tensión línea-línea en el punto de falla.
- I_{cc} : Corriente de cortocircuito en el punto de falla.

2.0.5. Participación ERNC en el mercado energético

Actualmente, el mercado de despacho energético en los distintos nodos del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se rige por un sistema marginalista. Esto significa que cada nodo fija el costo marginal en función de las unidades generadoras con el menor costo variable de operación. Con base en esta estructura, las unidades despachan su potencia disponible dentro de los rangos informados al Coordinador Eléctrico Nacional.

Se presenta generación durante el año 2022 para observar el impacto de estas tecnologías vanguardistas:

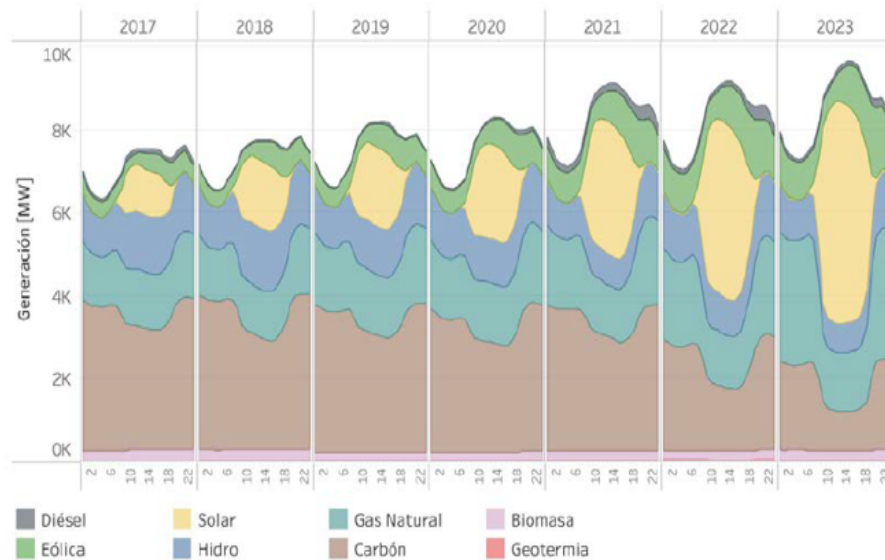


Figura 2.4: Perfil de generación horario en SEN año 2022 [10].

Es bien sabido que las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) presentan un costo variable cero debido a la disponibilidad prácticamente ilimitada y sin restricciones de acceso a recursos primarios, como el agua y el viento. Por esta razón, el costo marginal de las ERNC en el SEN es también cero. Sin embargo, esta situación plantea un desafío para la expansión de las energías renovables, ya que, debido a la estructura del modelo actual, estas tecnologías no reciben una retribución económica adecuada, lo cual puede llevar a las unidades generadoras a enfrentar problemas de insolvencia[8].

Otro problema derivado de la legislación y el modelo actual son los llamados "mínimos técnicos", que operan como una especie de seguro para las plantas de energía fósil, asegurando su operación. Estos mínimos técnicos se asignan directamente a las generadoras de combustibles fósiles y están fuera del cálculo del mercado marginalista. Esto no solo reduce el espacio disponible para el despacho de potencias de las ERNC, sino que también limita su participación en el sistema eléctrico[9].

2.0.6. Mercado Spot

Los generadores están obligados a auditar sus costos variables de operación e informar al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) sobre sus contratos, lo que permite al CEN ordenar el despacho de sus unidades cuando sea necesario.

El CEN, utilizando la demanda, los costos variables y las restricciones de cada unidad, decide qué plantas deben operar, basándose en el mínimo costo sistémico y la seguridad operativa. Este proceso da origen al precio spot horario, que se calcula en función del costo de producir una unidad adicional de energía para el sistema conocido como costo marginal (Cmg). En el caso de los sistemas de almacenamiento, estos suelen cargarse durante el día para luego inyectar su energía en horas nocturnas, bajo la dirección y monitoreo del CEN, en una práctica conocida como arbitraje de energía.

El mercado spot es administrado y gestionado por el CEN, y las empresas generadoras deben participar declarando los costos variables de sus centrales, basados en los insumos primarios nece-

sarios para generar energía, así como los costos de operación y mantenimiento (COMA). En este mercado, las generadoras inyectan la energía que producen al sistema, permitiendo que las empresas distribuidoras extraigan la cantidad que necesiten en función de la demanda en cada ubicación geográfica, a través de nodos específicos del sistema.

Es imprescindible que cada generadora mantenga un contrato activo y declarado ante el CEN. Con esta información, el CEN realiza un balance entre inyecciones y retiros, valorizados en sus respectivos nodos del sistema, lo que da como resultado un balance neto de energía valorizado, tarea que se lleva a cabo mensualmente.

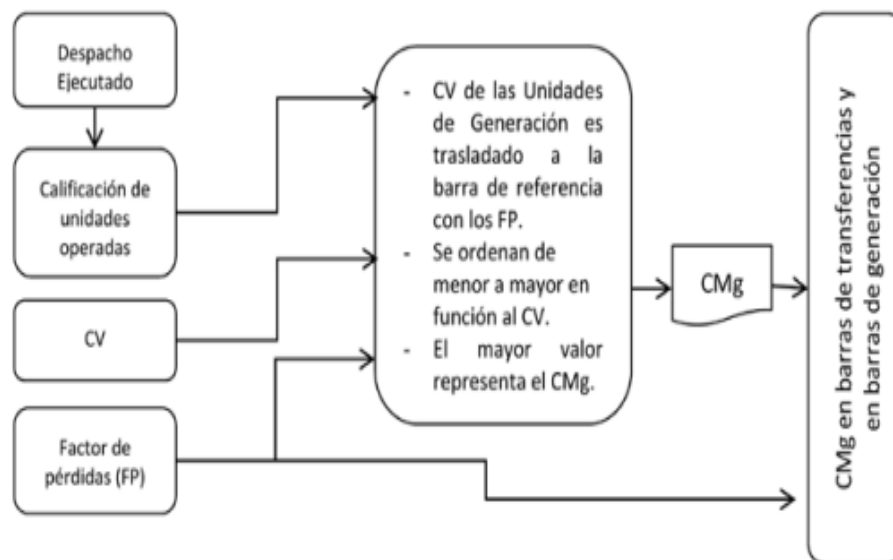


Figura 2.5: Esquema de funcionamiento del mercado spot en nuestro país [16].

Como se puede apreciar, a partir del despacho ejecutado se califican las unidades que operaron para cubrir la demanda en cada periodo. Estas unidades son ordenadas de menor a mayor en la lista de méritos en función a sus CV, ponderados con sus respectivos factores de pérdidas para reflejarlos en las barras de referencia. Con esta operación, se determina el valor de la siguiente unidad adicional del sistema para determinar el CMg.

2.0.7. Potencia de suficiencia

Corresponde a la potencia que entrega cada unidad generadora para satisfacer la demanda punta del sistema (aproximadamente 12 GW en el año 2023) donde el coordinador decide una oferta confiable para las generadoras respectivas y realiza un balance (preliminar y definitivo) de inyecciones y retiros de potencia dentro del año de cálculo para luego se prorratea con la demanda punta, entre la potencia de suficiencia de las unidades generadoras de las unidades generadoras y sus compromisos de demanda.

El precio de la potencia es revisado y determinado cada cuatro años por la CNE y se va actualizando de forma semestral en el precio nudo corto plazo (PNCP).

2.0.7.a. Decreto supremo 62

El decreto supremo 62 (DS62) establece la metodología, criterios, métricas y objetivos que definen cierto tamaño del mercado de potencia acorde a los requerimientos de suficiencia del sistema. Para esta metodología se pueden distinguir tres etapas para el cálculo de esta potencia.

El 05 de junio del presente año se presenta el decreto supremo 70 que tiene como fin incorporar a la normativa los Sistemas de Almacenamiento (SAE) en el mercado de transferencias de potencia a efectos de alcanzar el despliegue de esta tecnología en el SEN, donde se otorga certeza regulatoria a la industria y dar señales económicas para la inversión.

2.0.7.b. Potencia inicial

Asociada a la incertidumbre del insumo principal de generación e indisposiciones mecánicas. Para calcular la potencia inicial en un BESS integrado a una central renovable.

$$P_o = \text{MIN}(P_{\text{MAX}} \cdot FP_{52\text{HRSPUNTA}} - P_{\text{MAX}} \cdot FP_{\text{anual}}, P_{\text{MAX}} \cdot EFICIENCIA) \quad (2.2)$$

El valor de potencia inicial de la componente de almacenamiento se obtiene entre el mínimo, de la potencia máxima por el factor de planta de la central multiplicado por las 52 horas puntas (valor promedio) y restando la potencia de la central el valor de eficiencia del almacenamiento multiplicado por la potencia máxima según lo estipulado en la fórmula 2.2.

2.0.7.c. Potencia preliminar

Potencia de suficiencia preliminar condiciona por factor de consumos propios, mantenimiento y factor de Indisponibilidad de forzada (IFOR). Para obtener esta potencia corresponde utilizar la siguiente fórmula:

$$Pot_{\text{prel}} = P_o \cdot FCP \cdot FMM \cdot FE \quad (2.3)$$

Donde FCP, FMM corresponde a factor de consumos propios y factor de mantenimiento mayor respectivamente que deben ser informados y auditados frente al coordinador mientras que FE representa el factor de eficiencia económica condicionado por lo dictado en el D2 62,

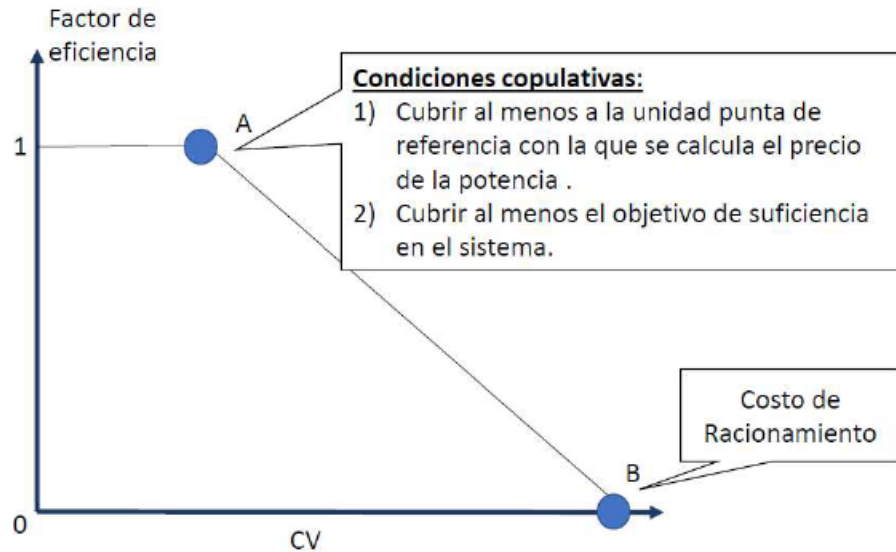


Figura 2.6: Factor de eficiencia económica con las actuales modificaciones al DS62 [7].

2.0.7.d. Potencia definitiva

La potencia definitiva se obtiene ponderando la potencia preliminar de cada unidad que aporta su respectiva potencia por el siguiente factor $\frac{Dda_{punta}}{Potencia_{preliminar_{neta}}}$. Se debe mencionar que existen dos subsistemas que agrupan a todas las unidades que aportan potencia de suficiencia, el subsistema uno que abarca a todas las ubicadas en la zona centro-norte mientras que el subsistema dos agrupa a todas las ubicadas en la zona sur del país.



Fig. 2.1: Esquema secuencial para metodología actual.

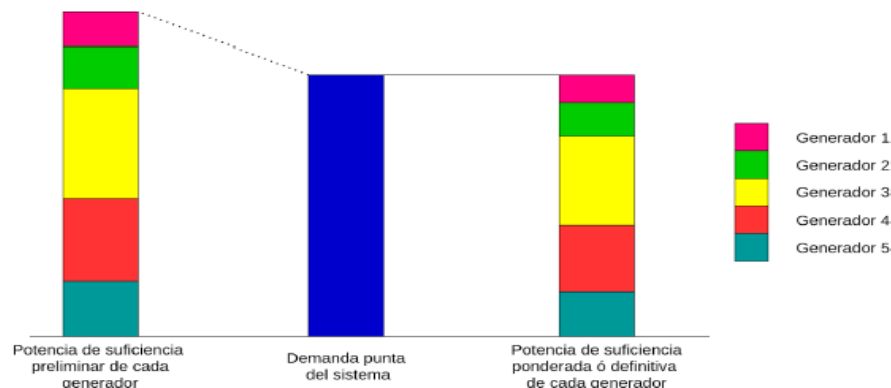


Figura 2.7: Proceso de escalamiento de la potencia con un sistema de cinco unidades[17].

2.0.8. Servicios Complementarios

Los servicios complementarios permiten mantener en rangos aceptables de calidad la frecuencia y el voltaje con el objetivo de resguardar la seguridad en el funcionamiento de todos los equipos involucrados en el sistema. Este tipo de servicios se encuentra categorizados en tres secciones y cada sección presenta una cierta cantidad de subsecciones con una operación determinada para resguardar operación segura en todo momento, es decir, tanto en partida como en operación estacionaria.

A continuación se presentan todas las categorías con sus actividades involucradas respectivas:

- Servicios de Balance:
 1. CPF: Control primario de Frecuencia.
 2. CSF: Control secundario de Frecuencia.
 3. CTF: Control terciario de Frecuencia.
 4. CRF: Control rápido de Frecuencia.
 5. CI:Cargas interrumpibles.
 6. EDAC y DMC: Desconexión de carga.
 7. EDAG: Desconexión de generación.
- Servicios de control de tensión.
- Servicio de recuperación de servicio:
 1. PA: Partida autónoma.
 2. AR: Aislamiento rápido.
 3. EV:Equipos de vinculación.
 4. PDCE:Plan de defensa.

Todos estos servicios permiten la operación segura frente alguna contingencia que frecuentemente pasan en la red, por lo que cada servicio nombrado es esencial para tomar acción frente algún inconveniente. El coordinador eléctrico para tomar acción de asignar los servicios determinados lo hace con tres mecanismos conocidos, estos son: subastas, licitaciones o instrucción directa.

En primer lugar, la subasta se realiza cuando el requerimiento del servicio de un corto plazo y el coordinador determina condiciones para que los subordinados entreguen sus ofertas de precios respectivas y tajantemente valores competitivos para asegurar la minimización del costo de aquel servicio. Normalmente, el control de frecuencia es por este mecanismo.

Luego se tiene la licitación que representa un mecanismo en mediano plazo para cumplir con la atribución requerida, ya que este servicio requiera de nueva infraestructura como por ejemplo la última licitación realizada por el coordinador eléctrico para la instalación de condensadores síncronos en barras de baja robustez y apuntadas al control de tensión

Finalmente se tiene el mecanismo de instrucción directa del coordinador para la prestación de un servicio complementario producto de que no existen las condiciones necesarias para la competencia en precios razonables o porque una licitación y/o subasta se declaró desierta por falta de interesados en participar en dicho requerimiento. Dada esas condiciones el coordinador instruye de manera obligatoria a ciertas unidades a cumplir con el servicio.

2.0.8.a. Control de frecuencia

El control de frecuencia es necesario para evitar fluctuaciones que se escapen del rango aceptable según lo que dicta la norma técnica [1], constantemente se observa fluctuaciones de frecuencia que el coordinador en su rol coordinar la red mitiga esas variaciones que se pueden ir observando constantemente tanto en subida como en bajada de los 50 [Hz]. Para aquello el proceso de este control se puede subdividir en tres etapas:

- Control primario de frecuencia: Control que tiene como objetivo evitar un blackout definitivo en la frecuencia ya sea con la modificación de la potencia activa (aporte como retiro de esta) para así ir disminuyendo las desviaciones que se provocan por distintas contingencias en la red. Normalmente, las unidades generadoras cuentan con reservas de potencia que corresponde a una fracción de su potencia nominal o máxima y funciona como control local dentro de un tiempo de 10 segundos hasta mantener su aporte hasta los 5 minutos.
- Control secundario de frecuencia: Este control tiene como objetivo restablecer la frecuencia a su valor nominal y funciona de manera centralizada y automática dirigida por el coordinador (AGC) mediante reservas de potencia comprometidas para actuar dentro de un tiempo de 5 minutos manteniendo su aporte hasta los 15 minutos.
- Control terciario de frecuencia: Control que tiene como objetivo restablecer las reservas del control secundario y en donde participan unidades generadoras fuera de servicio, la duración existente para este control es de 15 minutos a 1 hora.

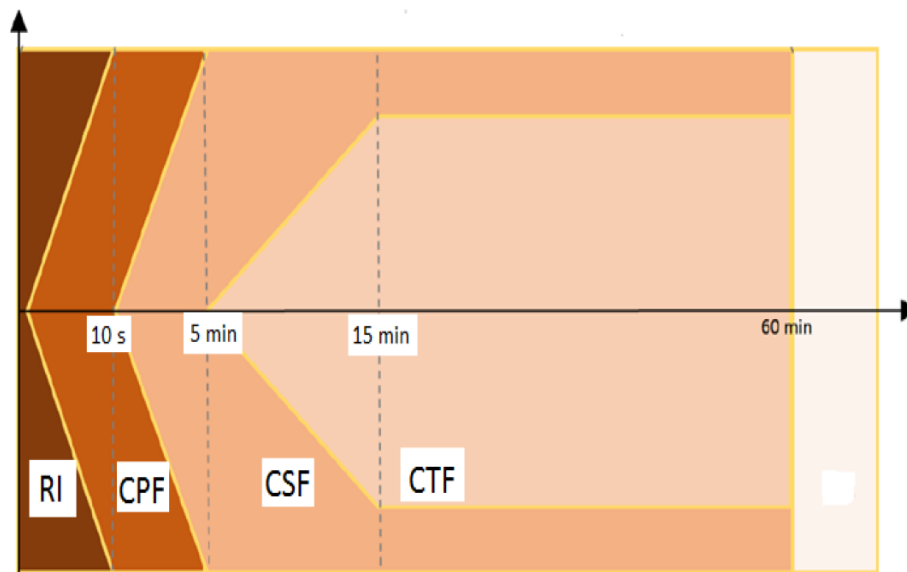


Figura 2.8: Etapas del control de frecuencia [5].

Existen otros mecanismos para realizar el control de esta variable, una de ellas es el mecanismo de esquema de desconexión automático, que de forma sistémica y previamente diseñada se van desconectando cargas en caso de un subfrecuencia ajustada por diferentes niveles de escalones dictados en la norma. Para el caso de una sobrefrecuencia se recurre al mecanismo de esquema de desconexión automático de generación aplicado frente de la desconexión de un nivel importante en la demanda.

2.0.8.b. Control de tensión

Al igual que el control de frecuencia, este control se realiza para mantener la tensión en un rango aceptable y no sufrir fluctuaciones de gran tamaño debido a cambios en los reactivos producto de una contingencia que modifique esta potencia. En caso de tener una baja de tensión se debe aumentar con equipos tanto dinámicos como estáticos de naturaleza capacitiva, mientras que en un aumento en el valor de tensión normalmente se utilizan equipos de naturaleza inductiva. En distribución se acepta un rango mayor de operación para la tensión, mientras que en Alta Tensión(AT) el rango se achica producto de fenómenos electromagnéticos que puedan la operación segura y que solo se encuentran en dicho nivel.

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoría de SSCC	Mecanismo de Provisión
Control de Frecuencia	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia (CPF +)	Instrucción Directa
		Control Primario de Frecuencia por Sobre frecuencia (CPF -)	Subasta
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario de Frecuencia por Subfrecuencia (CSF+)	Subasta
		Control Secundario de Frecuencia por Sobre frecuencia (CSF-)	Subasta
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario de Frecuencia por Subfrecuencia (CTF+)	Subasta
		Control Terciario de Frecuencia por Sobre frecuencia (CTF-)	Subasta
	Carga Interrumpible (CI)	Carga Interrumpible (CI)	Licitación
Control de Tensión	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)	Instrucción Directa
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica)	Instrucción Directa
		Desconexión Manual de Carga (DMC)	Instrucción Directa
	Desconexión de Generación	EDAG o ERAG (EDAG o ERAG por Sobre frecuencia y EDAG o ERAG por Contingencia Específica)	Instrucción Directa
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Planes de Defensa contra Contingencias Críticas (PDCC)	Instrucción Directa
		Planes de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)	Instrucción Directa

Figura 2.9: Resolución exenta CNE sobre los servicios complementarios año 2024. [5]

Capítulo 3

Metodología propuesta

La siguiente figura 3.1 permite dar un panorama de mayor claridad de cuáles son los pasos a seguir en la composición de este trabajo, en los capítulos 4 y 5 respectivamente detallan las condiciones de operación junto con los parámetros e indicadores para analizar el impacto.

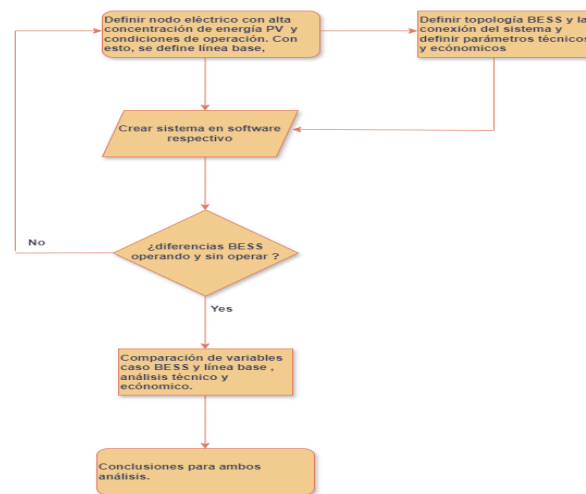


Figura 3.1: Metodología utilizada.

El primer paso de la metodología consiste en definir él(los) nodo(s) que se utilizaran para realizar el impacto técnico y económico, esto debe ser considerando que se trata de barras del sistema donde existe una alta penetración de energía solar, para aquello se revisará la información disponible en la base de datos del coordinador junto con la información desprendida de diferentes entidades, en paralelo, se define la topología del BESS que será empleada considerando criterios de diseño para capturar el vertimiento energético y emplearlo en lo que sea acorde al estudio. Posteriormente, se deben realizar pruebas previas para definir cuál será la línea base del estudio, es decir, las condiciones de operación iniciales y el caso base que será el objeto de comparación con los otros escenarios a modelar. Esta línea base puede ser el caso sin el BESS o este operando con su máxima capacidad según el datasheet para observar como se comporta en diferentes escenarios.

Siguiendo esta línea se definen cuáles serán los indicadores y/o parámetros que van a permitir analizar el impacto técnico y económico de implementar las baterías y finalmente se realiza las conclusiones desprendidas de ambos casos de estudio.

Capítulo 4

Estudio técnico

La implementación del BESS en nodos con alta concentración de energía solar representa una de las grandes oportunidades de oportunidades hacia la transición energética donde este proceso trae algunos efectos colaterales que es importante analizar. El año 2022 el coordinador eléctrico publica un estudio ligado a la transición energética [6] donde se realizan estudios para impulsar la necesidad de incorporar tecnologías emergentes que contribuyan a factores como la inercia o la potencia de cortocircuito. Este estudio aborda la necesidad de medidas de corto plazo (2022) orientadas a verificar y aumentar la fortaleza desde Los Vilos hacia el norte y medidas de mediano y largo plazo(2025-2030) donde alguna de estas medidas representa la instalación de condensadores síncronos (CS) para el aporte de inercia y al control de tensión. Además se asume que el BESS se encuentra completamente cargado de energía proveniente del sol y esta disposición toda la potencia disponible de este para servicios de resguardo del sistema (SSCC).

4.0.1. Nodo con alta penetración de energía solar

Para llevar a cabo este estudio se utiliza el siguiente sistema implementado en power factory digsilent (PFD) que representa un nodo del sistema eléctrico con baja concentración de energía solar:

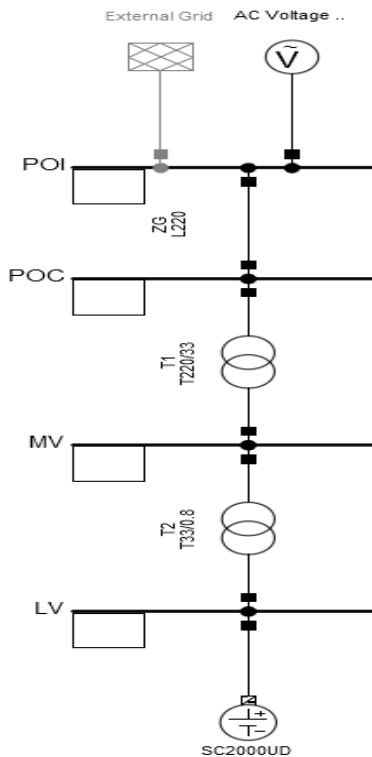


Figura 4.1: Modelo equivalente utilizado para implementación del BESS.

Como se puede apreciar en este modelo 4.1 en la barra de baja tensión (LV) la batería a través de su power conversion system (PCS) se encuentra operando a través en modo virtual synchronous generator (VSG) que permiten el aporte de potencia activa y reactiva (MODULO PQ) para el control de frecuencia y reactiva respectivamente, luego de eso se tiene el transformador elevador para seguir con otra elevación de tensión para llevarlo a alta tensión (220 kV) y al point of common (POC) que representa el punto de conexión con la red eléctrica modelado como un sistema equivalente con una fuente de tensión en AC para imponer el valor de tensión nombrado anteriormente. Este sistema equivalente representa el punto para conectarse con el sistema troncal.

4.0.2. Control de Frecuencia

Para el control de frecuencia, se utiliza la potencia activa aportada por PCS en el sistema detallado en la figura 4.1. Se simula un evento en el $t = 1 [seg]$ de la desconexión de la red eléctrica equivalente que representa la perturbación eléctrica de la desconexión de una carga, puesto que esta red está recibiendo toda la potencia activa inyectada por el sistema de baterías. Es importante recalcar que este BESS tiene la capacidad de realizar grid forming para actuar frente a perturbaciones como la simulada anteriormente. Se destaca que este sistema está netamente orientada hacia un control de frecuencia.

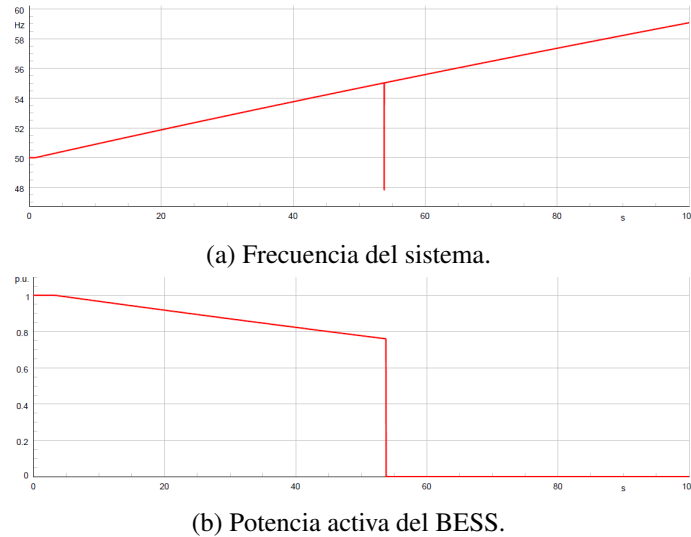
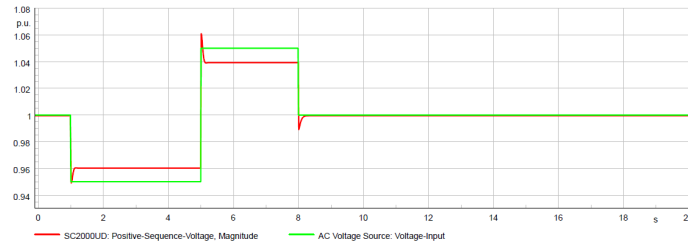


Figura 4.2: Resultado control de frecuencia del BESS.

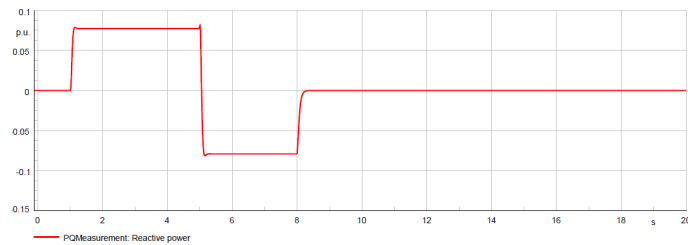
En los resultados se observan un aumento de la frecuencia dado que existe una desconexión de la carga, para suplir ese desbalance de *generación – demanda* algún elemento de este sistema necesita compensar aquel desbalance. Para aquello se pueden tomar dos caminos, aumento en la carga o disminución de la generación donde se escoge el segundo camino de disminuir la generación para volver al equilibrio. Además, como no existe inercia presente en este nodo, no hay masa rotatoria que actúe para ralentizar el aumento en la frecuencia. Se observa una desconexión en aproximadamente $t = 55[\text{seg}]$ de potencia al mismo tiempo que la frecuencia presenta un descenso abrupto, este suceso se debe a que en el sistema de control de la batería presenta protecciones que permiten la desconexión abrupta del BESS. Si no existiera la protección mencionada anteriormente, la potencia de la batería llegaría a cero, puesto que este sistema está configurado como un generador virtual lo que lo incapacita de poder absorber potencia activa, por ende, luego de la desconexión de la batería la frecuencia sigue subiendo debido a que sigue existiendo el desbalance que provoca la sobrefrecuencia en el sistema.

4.0.3. Control de Tensión

Para estudiar el control de tensión se utiliza el sistema de la figura 4.1 para observar e interpretar el aporte realizado para el control de tensión, este control se induce debido a que en la barra del POI de 220 [kV] existen sobretensiones de 1.05 pu y subtensiones de 0.95 pu que son los valores límite que indican la norma técnica de calidad y servicio (NTCyS) [1] en diferentes rangos de tiempo para observar como se comporta la barra LV, la que está conectada a la batería.



(a) Tensiones del sistema.



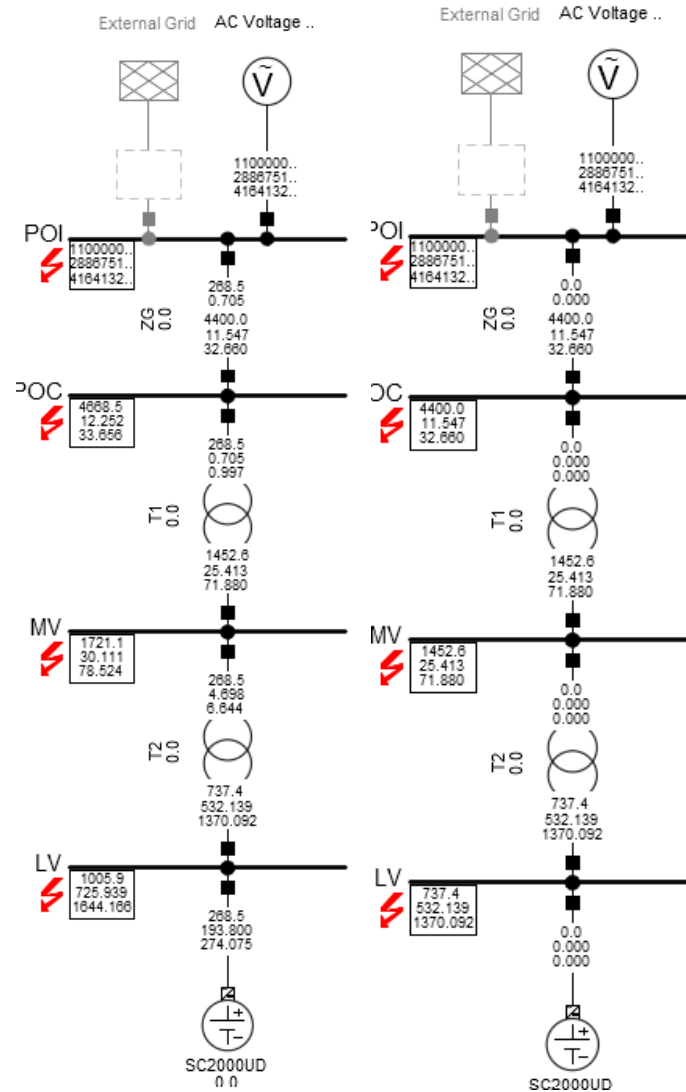
(b) Potencia reactiva del BESS.

Figura 4.3: Resultado control de tensión del BESS.

Los resultados muestran que el control realizado por la batería luego de las contingencias de sobretensión y subtenensión la batería responde para mantener la tensión en los rangos dictados por la misma norma, lo que asegura que la batería pueda aportar reactivar y también consumirlos para permitir dicho suceso. Este comportamiento realizado para el control se asimila a lo realizado por un Var Static Compensantion (VSC), equipo que funciona en base a electrónica de potencia que tiene la capacidad de actuar como un condensador o inductor dependiente del nivel de tensión. Además la potencia reactiva entregada o entregada no supera el 10% del valor nominal debido a que este servicio complementario no resulta tan atractivo que la inyección de la potencia útil.

4.0.4. Potencia de cortocircuito

La potencia de cortocircuito como se menciona en sección 2.0.4 permite garantizar un diseño robusto del sistema y asegura continuidad del suministro. El PCS se construye con electronica de potencia permite seleccionar en un rango de operación cuanta corriente de cortocircuito se quiere aportar $I_{k_{ss}}$, donde para este caso, el vapor de contribución por defecto es de 3.876 [kA] para todas las naturalezas del cortocircuito (3F,2F,1F).



(a) Con aporte de cortocircuito. (b) Sin aporte de cortocircuito.

Figura 4.4: Resultado de potencia de cortocircuito.

De arriba hacia abajo los bloques de resultados, muestran la potencia (S_{kss}), la corriente (I_{kss}) y la i_p .

4.0.5. Sistema uninodal con alto nivel de inercia

El sistema presentando en la figura 4.5 muestra un sistema ficticio uninodal para observar solamente el comportamiento de frecuencia frente a una contingencia. Se destaca que este sistema uninodal presenta mayor inercia debido a las máquinas rotatorias existentes en comparación con el modelo de prueba del estudio anterior 4.1.

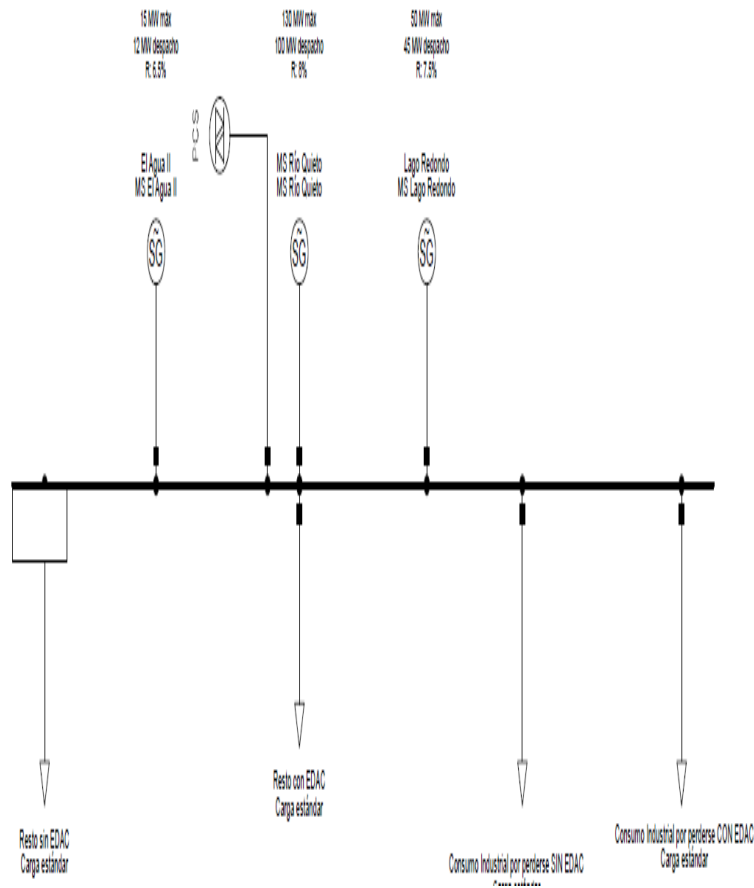
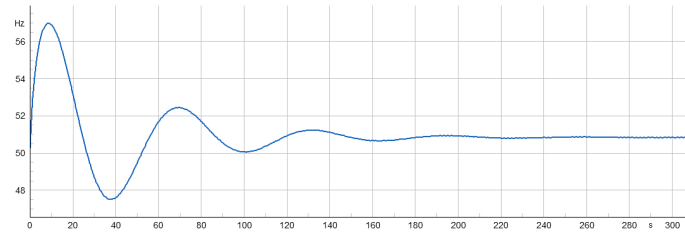
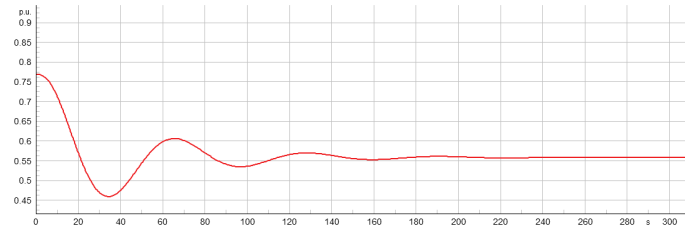


Figura 4.5: Modelo de prueba utilizado para implementación del BESS en sistema robusto.

Las contingencias para simular el desbalance representa la desconexión de la máquina el Agua II junto con la segunda y cuarta carga de izquierda a derecha (ambas cargas estáticas). Las cargas se desconectan $t = 1[seg]$ mientras que la generación en el segundo cero.



(a) Frecuencia del sistema.



(b) Potencia activa del BESS.

Figura 4.6: Resultado control de frecuencia del BESS.

Dada la alta inercia del sistema se observa que la respuesta en frecuencia es menos abrupta que el punto anterior 4.4a, la inercia juega un papel preponderante en el ROCOF de esta y el BESS donde cada máquina realiza su aporte respectivo para tener una respuesta final levemente superior a lo que dicta la norma [1]. Además se observan oscilaciones en ambos resultados 4.6 que hacen discernir que todas las máquinas presentarán un comportamiento similar para la potencia entregada. Este estudio se realiza para verificar que en una barra de mayor robustez la respuesta en frecuencia presenta una respuesta más estable sin tantos cambios abruptos.

4.0.6. Sistema de prueba de IEEE

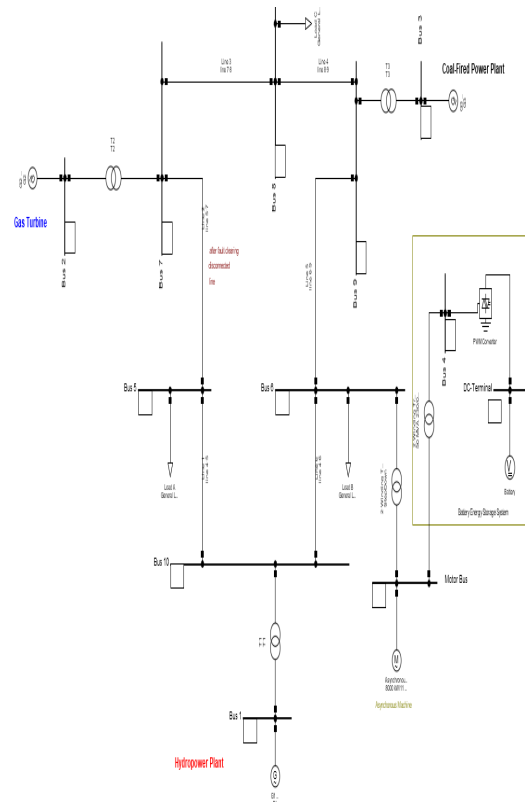


Figura 4.7: Sistema de prueba de baterías IEEE.

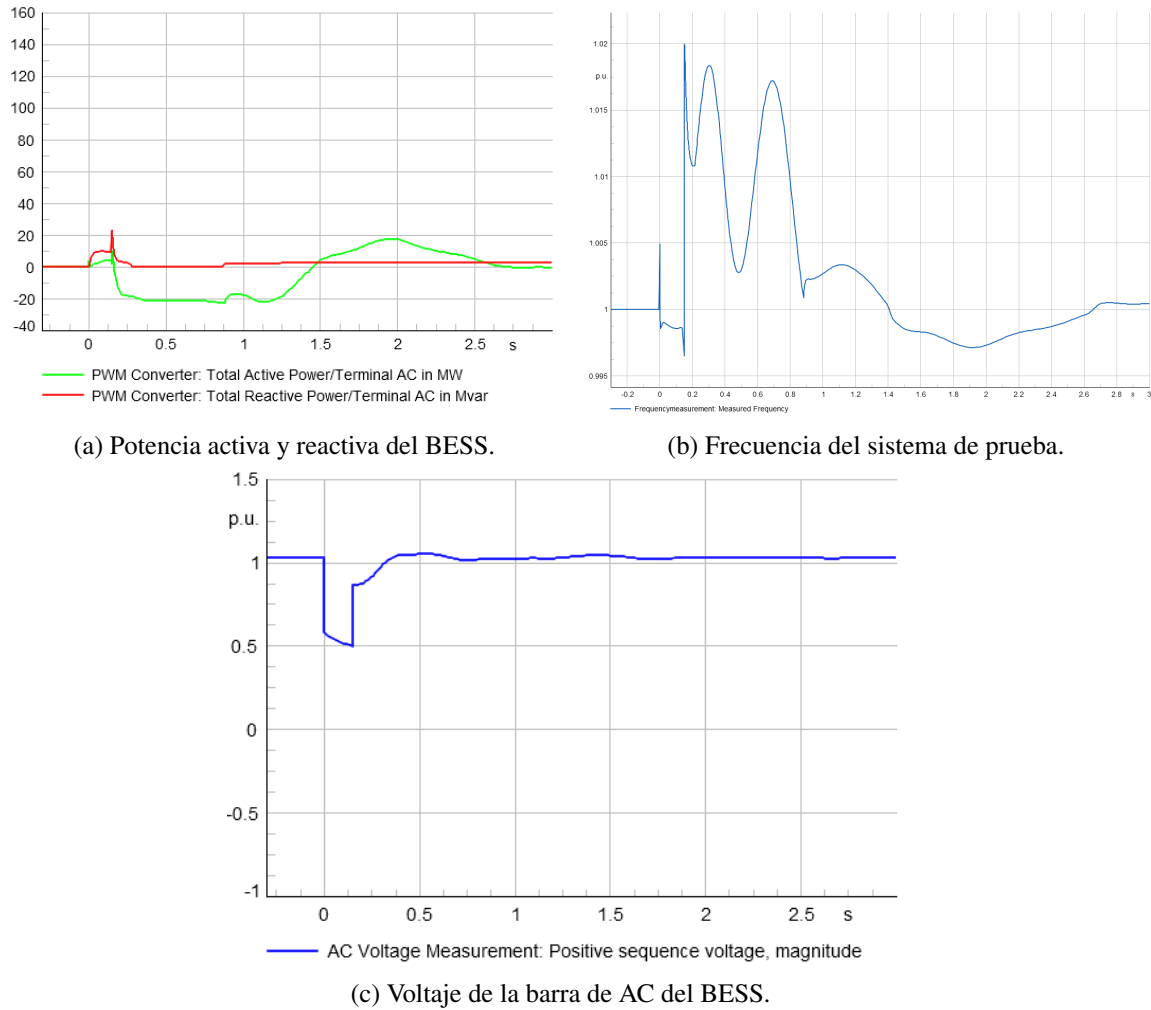


Figura 4.8: Resultados obtenidos en sistema de prueba IEEE 10 barras

La sección de control para frecuencia y la tensión del sistema de prueba de 10 barras de diferente naturaleza de la generación de la Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 4.8 muestran que la tensión en la barra AC de la batería muestran una respuesta más estable en base a la potencia reactiva aportada y consumida, donde si se compara con el control de tensión del primer estudio 4.3 ambas baterías procuran de mantener la estabilidad de su respectiva barra de conexión. Para el caso de la frecuencia se observa que la frecuencia nunca supera los límites de operación pero la respuesta no es más estable que la que se observa en el segundo caso de estudio 4.6.

Capítulo 5

Estudio económico

El estudio económico realizado permite cuantificar la implementación del BESS en barras eléctricas de alta concentración de energía solar ubicadas en el norte del país. La batería está definida con topología en corriente alterna (AC) asumiendo una central renovable con capacidad de almacenamiento (CRCA). Dicho eso se define el escenario de operación para los tres mercados en donde puede actuar:

5.0.1. Mercado Spot

Dado que se trata de barras de alta generación de energía renovable y grandes inyecciones de energía se asume inelasticidad de en los precios de energía. Además, es importante mencionar que el costo de energía almacenada de la de batería representa se realiza con del tiempo ponderado con el respectivo precio en donde se encuentra instalada dicho equipo, lo cual puede estar incluido dentro de la confección del costo variable el cual entra a marginar en el mercado spot idealmente en horas de noche. Para este caso se está realizando un horizonte temporal de un día de operación, se escoge el día 14 de Julio del presente año obteniendo los costos marginales de tres barras diferentes ubicadas en el norte grande y con diferente penetración.

La batería implementada trabaja con los siguientes supuestos:

- La batería se carga y descarga a su valor nominal (150 MW) durante cuatro horas.
- El DoD corresponde al 100 % en cada inyección.
- No presenta degradación en su operación (Plena vida útil)
- Se asume una carga y descarga rápida casi instantánea.

Las tres barras de estudio son las siguientes:

Tabla 5.1

Barra	Nivel de tensión [kV]	Nivel de Inercia
Crucero	220	Alto
Laberinto	220	Medio
Sierra Gorda	220	Bajo

Se puede observar criterio de inercia calificada en: **Alto, Medio ,Bajo** que permite distinguir superficialmente el nivel de inercia presente en dicha barra, este criterio se crea con base en la revisión de la base de datos de Operación real CEN revisando el tipo de tecnología que inyecta a las barras seleccionadas. Dicho aquello, la batería se carga a 150 [MW] capturada debido al curtailment (Costo marginal nulo) 2.0.6 presente en horas de solares y descargada en bloques no solares donde el precio de inyección (Costo Marginal) es mucho mayor aplicando arbitraje de energía.

Los resultados por barra son los siguientes:

5.0.1.a. Barra Sierra Gorda

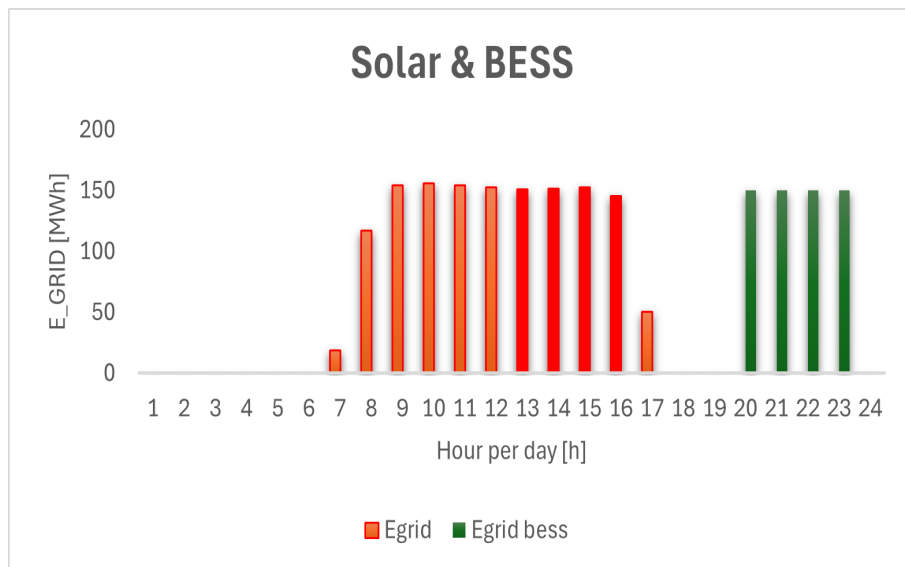


Figura 5.1: Inyección en [MWh] de la energía solar en Barra Sierra Gorda.

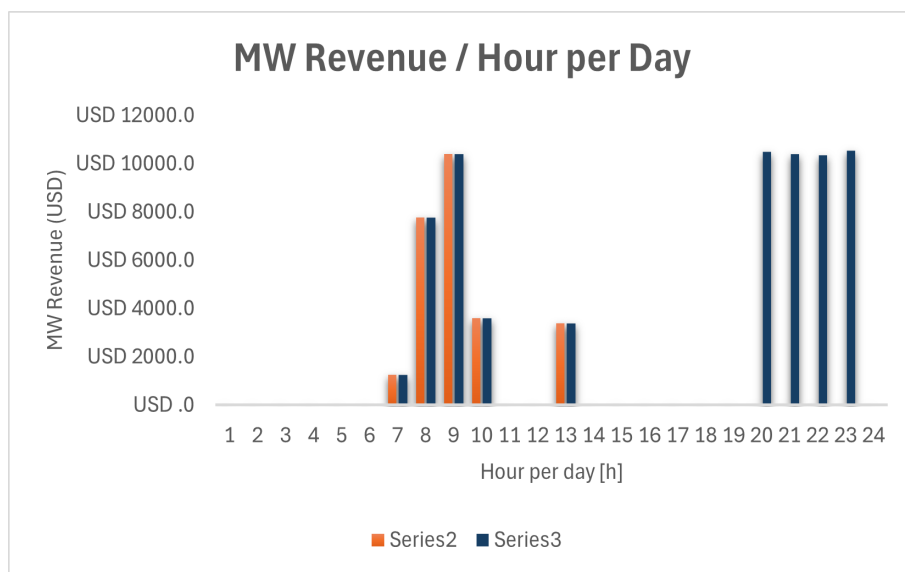


Figura 5.2: Ingresos [USD] de la energía solar en Barra Sierra Gorda.

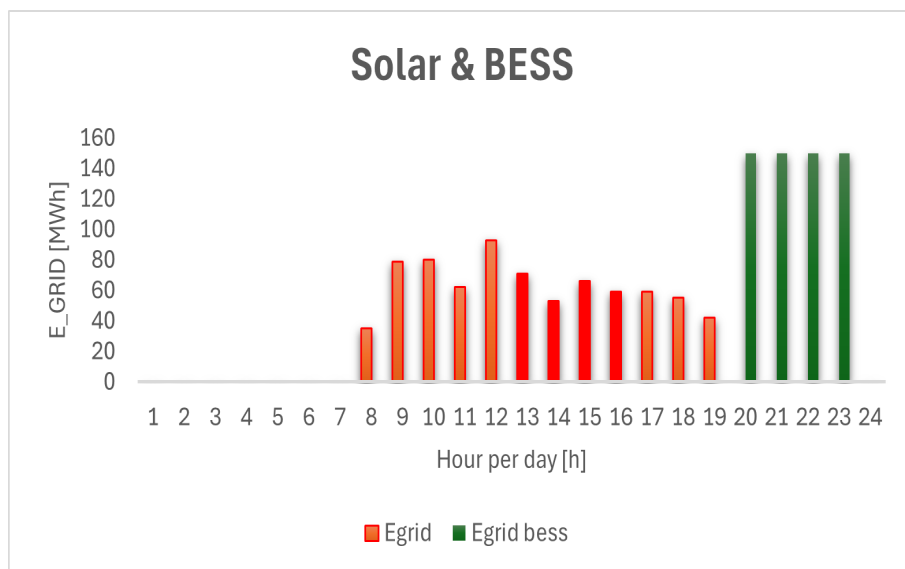
5.0.1.b. Barra Laberintos

Figura 5.3: Inyección en [MWh] de la energía solar en Barra Laberintos.

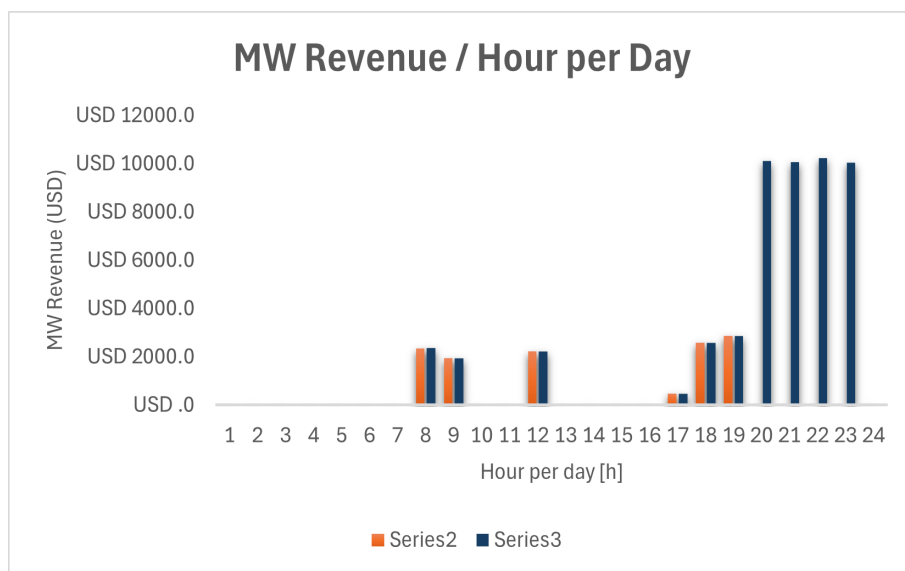


Figura 5.4: Ingresos [USD] de la energía solar en Barra Laberintos.

5.0.1.c. Barra Crucero

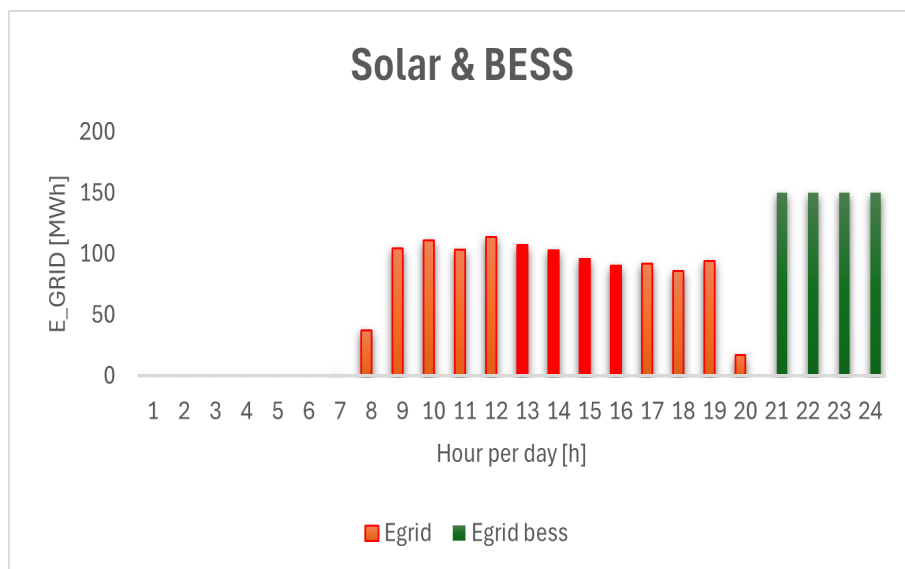


Figura 5.5: Inyección en [MWh] de la energía solar en Barra Crucero.

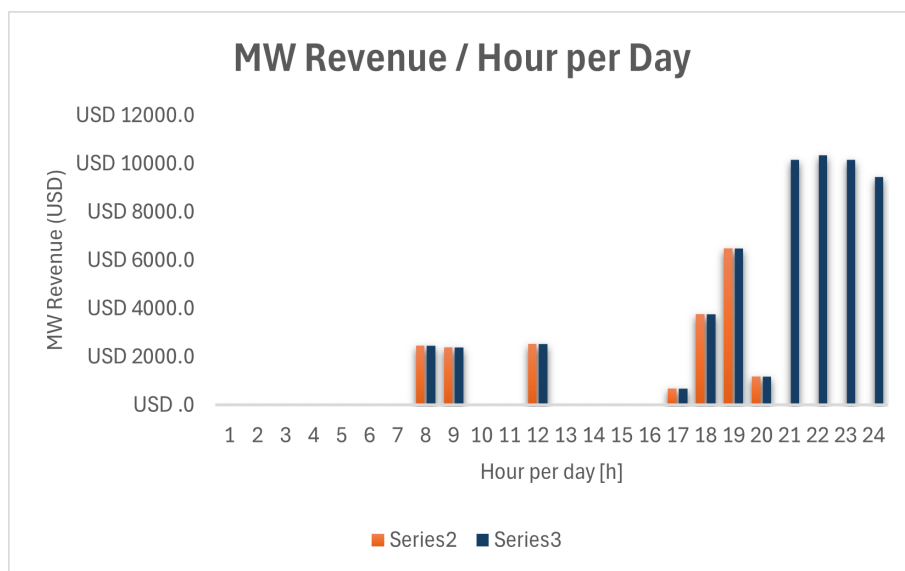


Figura 5.6: Ingresos [USD] de la energía solar en Barra Crucero.

Tabla 5.2: Tabla resumen ingresos por energía en mercado spot.

Barra	Ingreso total [USD]	Ingreso total con BESS [USD]	Aumento	[%]
Sierra Gorda	26397	68198	41801	158
Laberintos	12403	52843	40080	426
Crucero	19471	59608	40137	306

La descarga de energía del sistema de baterías en barra Laberintos presentó una leve diferencia con respecto a la descarga en las otras dos barras. Como se mencionó previamente, se buscó maximizar el ingreso percibido por descarga y se observa en el horizonte temporal la maximización del ingreso corresponde en ese caso. Otro aspecto a destacar, es que la batería se carga donde existe el curtailment de energía ya que si se carga en bloques donde no exista vertimiento, la batería tendría un costo de almacenamiento asociado lo que estaría afectando cuando entre a marginar en bloques no solares afectando directamente a sus ingresos percibidos por en el mercado spot. Esta última explicación tiene sentido si se trataría de una batería del tipo standalone, principalmente porque el BESS de este tipo no es capaz de capturar el curtailment en la barra, sino que se carga mediante el retiro de energía en la barra conectada, la cual no necesariamente sea cero.

La barra Sierra Gorda, presentada anteriormente como barra de "Baja inercia" presentó el mayor ingreso total incluyendo el sistema BESS, con un valor 68.198 [USD] mientras que la barra Cruceiros calificada como la de Alta inercia presenta el menor aumento en índice porcentual. La energía inyectada a la red eléctrica como los ingresos totales representan un desplazo de generación térmica en la lista de méritos para la inyección de energía. Además, otro factor que condicionan los ingresos percibidos por energía, serían el costo marginal de la barra, los cuales están altos en horas nocturnas por la marginación impuesta por generaciones orientadas a térmicas. En un futuro se espera que estos precios bajen por el mismo proceso de descarbonización el modelo de generación se transforme a un sistema de subastas.

En sección aparece las tablas con los datos utilizados:

5.0.2. Potencia de suficiencia

La potencia suficiencia se encuentra dividida en tres etapas 2.0.7.b la cual cada etapa representa un filtro que va disminuyendo dicho valor. Según el datasheet de la batería, la máxima potencia de este modelo es $P_{MAX} = 153[MW]$. Para aplicar el análisis en potencia suficiencia se utiliza la base de datos del coordinador eléctrico Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia 2023 SEN – versión 2 debido a que la versión del año 2024 aún no se encuentra actualizado para potencia definitiva.

La siguiente tabla muestra las variables involucradas en el cálculo de la potencia inicial y preliminar, para finalmente obtener la potencia definitiva:

Tabla 5.3: Datos BESS para formular la potencia de suficiencia.

eficiencia	95 [%]
FP_{anual}	33 [%]
$FP_{52HRS PUNTA}$	63,2 [%]
FMM	97,77 [%]
FCP	98,5 [%]
FE	1 [-]
P_{max}	153 [MW]

La eficiencia, la potencia máxima (P_{max}) y el factor de consumos propios se obtiene del datasheet del BESS [2] mientras que el factor de mantenimiento mayor (FMM) se obtiene aplicando una aproximación, esta proviene de al extraer el dato de la base de datos de Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia 2023 SEN – versión 2, se obtiene el FMM mayor para tener un valor de naturaleza conservadora en la potencia preliminar, mientras que el factor de eficiencia se asume

igual a uno dado que es capaz de cubrir la unidad punta con la que se calcula el precio de potencia [7].

5.0.2.a. Potencia de suficiencia en almacenamiento integrado a generación renovable

Para el cálculo de la potencia inicial se utiliza el Macro proveniente de la misma base de datos mencionada anteriormente junto con los valores provenientes de la tabla anterior 5.3. Finalmente, se obtiene el valor de potencia inicial con la siguiente fórmula 2.2 :

$$P_o = MIN(153 \cdot (0,632 - 0,33), 153 \cdot 0,95) = 103,5[MW]$$

Para el cálculo de la potencia de suficiencia preliminar se utiliza la siguiente detallada en el capítulo de marco teórico 5.0.2.a

Finalmente se obtiene la potencia preliminar:

$$P_{prel} = 104,8 \cdot 97,77 \cdot 98,5 \cdot 1 = 100,92[MW] \quad (5.1)$$

Para prorratear a la potencia definitiva se necesita toda la potencia preliminar calculada en el subsistema número 1 que abarca toda la zona centro-norte del país. Para el proceso de prorrateo se debe considerar la fracción $\frac{DemandaPunta_{2023}}{P_{prelneta}}$ obteniendo un valor de 0,643

Formulando la potencia de suficiencia definitiva con los datos aportados por el datasheet y las aproximaciones realizadas se tiene;

$$P_{definitiva} = 0,643 \cdot P_{prel} = 64,89[MW] \quad (5.2)$$

5.0.2.b. Potencia de suficiencia en sistemas de almacenamiento independiente

El reglamento de transferencia de potencia entre empresas generadoras (DS 62 [15]) fue modificado el 31 de mayo de 2024, donde alguno de los puntos involucrados fu el reconocimiento de sistemas del tipo independiente (comúnmente conocidos como stand alone). Este tipo de sistema aún no presenta cálculo definitivo para su potencia definitiva, por lo que se hará una estimación de ingresos percibidos dado que en la modificación al secreto se especifica la tabla de reconocimiento para su potencia inicial 2.0.7.b y también deben ser prorrateadas para obtener su potencia definitiva estimada.

Según la capacidad de almacenamiento correspondiente a cuatro horas, el porcentaje de reconocimiento corresponde al 98 %

$$P_o = 0,98 \cdot 153 = 149,39[MW]$$

La potencia preliminar se obtiene utilizando la misma fórmula del capítulo anterior 5.0.2.b

$$P_{prel} = 144,38 \cdot 97,77 \cdot 98,5 \cdot 1 = 144,39[MW] \quad (5.3)$$

Finalmente, realizando la ponderación respectiva para ajustarla a la demanda punta se multiplica por el factor ponderado calculado en el inciso anterior

$$P_{definitiva} = 0,643 \cdot P_{prel} = 92,84[MW] \quad (5.4)$$

5.0.2.c. Ingresos por potencia de suficiencia

A continuación se presenta tabla con ingresos respectivos por potencia de suficiencia al implementar el BESS en respectiva barra solar.

Tabla 5.4: Ingreso mensual del BESS por reconocimiento de potencia de suficiencia por el valor de precio nudo de corto plazo [7] del segundo semestre del 2023.

Barra	Precio Nudo Potencia [$\frac{CLP}{kW \cdot mes}$]	Ingresos CRCA [CLP]	Ingresos BESS independiente [CLP]
Parinacota	9199,1	596979532,0	854113654,8
Laberinto	8431,15	547143088,0	782811399,1
Crucero	8342,26	541374533,4	774558182,7

Es importante destacar que los ingresos estimados en sistemas BESS stand-alone no representan ingresos reales, sino una proyección de lo que potencialmente se podría percibir. Esta estimación depende del cálculo de la potencia preliminar en el DS62, ya que solo se tiene certeza sobre la potencia inicial. En un primer análisis, los ingresos se calculan de manera similar a los del CRCA, con la única diferencia en la metodología de cálculo de la potencia inicial. La barra Parinacota muestra el mayor ingreso proyectado por potencia debido, principalmente, a su ubicación geográfica en una zona extrema. Este ingreso, una vez ajustado con el factor de penalización que utiliza la barra Polpaico (220 kV) como referencia, es seguido por los ingresos de la barra Laberinto y, finalmente, por los de la barra Crucero, que junto a las anteriores fueron seleccionadas para delimitar el estudio. Las zonas más extremas perciben mayores ingresos por la necesidad de satisfacer la demanda punta, producto de las pérdidas generadas durante la transmisión de potencia.

5.0.3. Servicios complementarios

El informe de servicios complementarios [4] estipula que el control primario de frecuencia por subfrecuencia (CPF +) debe ser por instrucción directa, mientras que el control primario por sobrefrecuencia (CPF-) debe ser por subasta 2.9

El informe sobre el funcionamiento y la competencia en el mercado de servicios complementarios (SSCC) [13] aborda el costo de oportunidad de los sistemas de almacenamiento para participar en este mercado. En él se menciona que el incentivo para participar no necesariamente refleja un verdadero interés, salvo que sea por instrucción directa. En el caso de las generadoras renovables, la estrategia de cargar sus sistemas de almacenamiento mediante el excedente de energía producido en la red y descargar dicha energía en horas no solares puede resultar más atractiva y generar mayores ingresos. De algún modo, el coordinador eléctrico no considera la naturaleza inter temporal del costo de oportunidad en los sistemas de almacenamiento.

Para evaluar la participación del BESS en el mercado de servicios complementarios, se utilizan las ofertas no adjudicadas de SSCC, las cuales son publicadas en la página del Coordinador Eléctrico Nacional(Oferta no adjudicada de SSCC). Esta información permite estimar los ingresos en USD

para un horizonte temporal de un día de operación, seleccionando el mismo día utilizado en la sección de ingresos del mercado spot.

Para este análisis, la participación del BESS se limita a servicios de control primario de frecuencia y control secundario de frecuencia para subida y bajada, cuya información también es proporcionada por el coordinador. Los ingresos se calculan multiplicando el precio promedio por la energía destinada a estos servicios, que corresponde al 10 % de la energía total disponible del BESS (60 MWh), que se distribuye equitativamente en 12 horas donde se pone enfoca en inyectar esta energía en bloques no solares para comparar ingresos con los obtenidos en el mercado spot.

A continuación se presentan los ingresos totales percibidos por servicios complementarios orientados a control a de frecuencia en ofertas no adjudicadas presentadas por el coordinador:

Tabla 5.5: Ingresos totales del control de frecuencia en un horizonte temporal de un día de operación.

$IngresosCPF_{lw}[USD]$	$IngresosCSF_{lw}[USD]$	$IngresosCSF_{rs}[USD]$
81,64	72,44	185,27

Los resultados obtenidos de las tablas 7.1 y 7.2 muestran que, al compararlos con los ingresos del mercado spot presentados en la tabla 5.2, los ingresos generados por servicios complementarios son considerablemente menores. Este análisis respalda la idea previamente mencionada sobre el costo de oportunidad asociado a los sistemas de almacenamiento, que no encuentran un incentivo significativo para participar en este mercado, salvo en casos de órdenes directas del coordinador.

Además, al revisar las bases de datos de la institución (Balance SSCC definitivo), se observa que en los últimos tres meses no se registran pagos por servicios de balance para otros BESS instalados en distintas regiones del país. Esto refuerza aún más la conclusión sobre la baja participación de estas tecnologías en la contribución a la estabilidad de la red eléctrica.

Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Análisis técnico

- La tecnología del grid forming en BESS será necesario para el control de frecuencia y voltaje en zonas de alta penetración de energías renovables, si bien aún no existe legislación concisa y sea atractivo en los costos la instalación de esta tecnología para las generadoras, las autoridades respectivas deben comenzar a replantear que en algún momento será necesario la incorporación del grid forming según los estudios realizados por el coordinador desde el año 2022 para la aplicación del grid forming en inversores [6]. Otro estudio realizado por el instituto sistemas complejos de Ingeniería (ISCI) [12] refuerza esta idea de la masificación del grid forming en barras de baja robustez, dado que la respuesta del control de tensión en una barra débil es sumamente inestable e inadmisibles para la estabilidad del sistema (página 7, [12]). Todo esto implica que la implementación del BESS en barras de alta concentración de energía solar no puede ser netamente para la gestión de energía, sino que requiere aplicación en el control orientado a la estabilidad del sistema (*Energy Shifting*).
- Existen diferentes topologías que pueden ser implementadas en los sistemas de control de los BESS, las empresas generadoras definen por razones propias que tecnología se va a implementar, en este caso, se utiliza el inversor del BESS PCS, que es usado frecuentemente en los estudios realizados por las empresas para posterior aplicación.
- Los resultados obtenidos en control de frecuencia 4.2 sugieren que la batería no puede por sí sola encargarse como una unidad del control de frecuencia, recordar que este control, se separa en etapas de primario, secundario, terciario 2.0.8.a debido a la inexistencia de la inercia que representa la primera respuesta de control impulsado por las masas rotatorias. En cambio, para el control de tensión, las repuestas frente a una contingencia de esta naturaleza 4.3 el BESS presenta comportamiento acorde a las necesidades requeridas de su barra de conexión, es decir, aporta o consume los reactivos necesarios para evitar grandes fluctuaciones. Otro aspecto importante de la seguridad, representa la potencia de cortocircuito, donde se observa que la topología de este BESS permite la contribución de las corrientes de cortocircuito, lo que representa una buena señal para resguardar la integridad del sistema y el dimensionamiento correcto de las protecciones de este.
- Si bien el control de frecuencia obtenido en la segunda parte del estudio técnico 4.6a, provienen de un sistema uninodal ficticio, se pudo ver diferencias en la suavidad y la respuesta de ambas curvas para la frecuencia, donde la inercia presente en este sistema presenta un rol

fundamental en el control de frecuencia y que permitió obtener una respuesta más estable, por lo que nuevamente se destaca la importancia de que los inversores puedan realizar grid forming. Finalmente, para este estudio se dejó de la estabilidad angular fuera del análisis realizado pero destacando la importancia en la estabilidad orientada a la sincronización de las unidades generadoras en las respectivas barras.

6.2. Análisis económico

- La reducción de la potencia de suficiencia en centrales tradicionales está estrechamente vinculada con la disminución paulatina de esta tecnología y la aparición de los sistemas de almacenamiento de energía (SAE). La incorporación de los SAE en el mercado eléctrico afecta de manera directa los ingresos por potencia reconocida en el subsistema 1, que abarca la zona centro-norte del país. Por esta razón, las centrales renovables que operan en dichas zonas están optando por integrar BESS, principalmente para maximizar las ganancias tanto por energía como por potencia, y, en algunos casos, en el marco de acuerdos de compra de energía (PPA). La reducción de los ingresos por potencia se refleja en el prorrateo de la potencia definitiva, ya que al haber mayores potencias preliminares frente a una demanda punta constante, la ponderación de la potencia preliminar disminuye. Para el caso de los BESS stand alone no hay certeza del cálculo final para la potencia preliminar, en este estudio se formula la potencia preliminar igual que la de un sistema integrado a la central renovable para tener una aproximación, sin embargo, se debe esperar la instrucción que tomen las autoridades respectivas.(Solo hay certeza de obtener la potencia inicial.)
- El despacho económico representa un desafío enorme para obtener una solución óptima, en anexo se realiza una secuencia de cálculos para obtener el costo marginal mínimo cumpliendo la demanda requerida, pero si esto se extrapola a un sistema mayor como el SEN representa un desafío gigante de igualar el costo incremental con el marginal. Ante cualquier variación de parámetros en los generadores o cambio de la demanda repercute en el costo marginal como se observa en todos los casos, este efecto puede afectar en la rentabilidad de las generadoras, ya que un evento inesperado afecta en el precio final de la energía.
- El Unit Commitment también representa un desafío importante tanto por la naturaleza del problema (entero mixto) como por su complejidad debido a las restricciones operacionales que introduce lo cual lo hace un problema más realista por las limitaciones técnicas que tienen todas las unidades generadoras involucradas. Hoy en día se busca facilitar este problema con nuevas técnicas que permitan optimizar el proceso, lo cual permitirá una mejor planificación del sistema eléctrico. Con la implementación de los sistemas de almacenamiento el problema se agudiza debido a la incorporación de nuevas variables hablando en sentido matemático.
- Los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) siguen representando una incertidumbre en cuanto a su uso más adecuado dentro del sistema eléctrico. Actualmente, no existe una legislación clara ni una certeza sobre cómo podrían emplearse para maximizar su impacto positivo. Es crucial reconocer que esta tecnología está en proceso de expansión y, en un corto o mediano plazo, formará parte de las operaciones cotidianas, ya sea como apoyo a la operación del sistema, en situaciones específicas, o para desplazar la generación térmica durante los bloques nocturnos. La implementación de los BESS representa una oportunidad significativa para avanzar en la descarbonización de la matriz energética; sin embargo, este

proceso debe estar respaldado por una legislación atractiva y coherente que incentive la inversión en estas tecnologías.

- descarga de energía en bloques no solares se lleva a cabo siguiendo las instrucciones del coordinador, quien dirige y condiciona los potenciales ingresos obtenidos en el mercado spot. Es importante resaltar que, en este estudio, se maximizó la energía evacuada de un sistema de gran envergadura, similar al empleado en la investigación. Además, se debe mencionar que existen BESS en construcción y otros en etapas de estudio de impacto con capacidades iguales o superiores a las consideradas en este análisis (revistaEI). Al comparar estos resultados con los obtenidos por servicios complementarios en el caso de estudio correspondiente, se evidencia que los ingresos del mercado spot son más significativos. Sin embargo, incluso si la inyección en el mercado spot es inferior al valor nominal, los ingresos deberían seguir superando los obtenidos por servicios complementarios, ya que los costos marginales son notablemente más altos que el precio promedio reportado por el coordinador.

6.3. Trabajo a futuro

Esta sección reconoce un análisis de las posibles directrices y líneas de investigación que se derivan de los resultados obtenidos en este estudio. Identificar las áreas que requieren mayor exploración y desarrollo es fundamental para avanzar en la comprensión y aplicación de entender como están impactando los sistemas BESS en el sistema eléctrico. A continuación, se describen propuestas específicas y recomendaciones para futuras investigaciones que puedan ampliar y fortalecer los hallazgos presentados en este trabajo.

- Optimizar el mejor lugar para instalar el BESS basado en una decisión de contribuir a nodos del sistema más débiles hablando sobre la inercia que puede aportar su respectivo power conversion system (PCS), dado que se trata de equipo con electrónica de potencia, pueden tener la capacidad de aportar inercia sintética. Siguiendo esta misma línea, es importante generar un indicador de robustez que relacione la inercia virtual que puede aportar una tecnología de esta naturaleza frente a la cantidad de inercia de dicha barra, donde se espera que sea bajo. En este estudio se usa un indicador cualitativo solamente por la gama de tecnología que se está inyectando a dicho nodo.(Alta, media y baja inercia) pero que no se cuantifica en un indicador concreto y con un criterio claro de distinción sobre la base de su respectiva robustez.
- Mejorar la modelación de los nodos los nodos con alta concentración de energía solar para aportarle dinamismo y mejor la réplica de las condiciones de operación
- Optimización en cuanto potencia aportada para el control de estabilidad respectivo y según lo que dicte el coordinador.

Capítulo 7

Anexo

Tabla 7.1: Precio promedio por control de frecuencia en un horizonte temporal de un día con la inyección de BESS respectiva

Hora	$CPF_{lw} \frac{USD}{MWh}$	$CSF_{lw} \frac{USD}{MWh}$	$CPF_{rs} \frac{USD}{MWh}$	EnergíaBESS[MWh]
1	1,78	0,89	3,20	5
2	1,72	0,84	3,15	5
3	1,73	0,89	3,06	5
4	1,83	0,88	3,06	5
5	1,64	0,51	3,06	5
6	1,72	0,75	3,06	5
7	1,61	1,87	3,62	0
8	1,61	2,06	2,83	0
9	1,65	2,07	2,83	0
10	1,65	2,07	3,62	0
11	0,42	2,22	2,96	0
12	0,42	2,22	2,96	0
13	0,42	2,22	1,95	0
14	0,42	2,22	2,84	0
15	0,42	2,22	3,56	0
16	0,42	2,22	3,56	0
17	0,42	2,18	2,84	5
18	0,78	1,45	3,62	5
19	0,71	2,17	2,83	5
20	0,71	2,17	3,07	5
21	0,71	2,17	3,07	5
22	1,49	0,88	2,68	5
23	1,49	0,89	3,20	5
24	1,49	0,88	3,06	0

Tabla 7.2: Ingresos por control de frecuencia en un horizonte temporal de un día de operación.

Hora	$IngresosCPF_{lw}[USD]$	$IngresosCSF_{lw}[USD]$	$IngresosCSF_{rs}[USD]$
1	8,92	4,44	16,00
2	8,62	4,18	15,75
3	8,65	4,43	15,31
4	9,17	4,41	15,31
5	8,18	2,54	15,31
6	8,62	3,80	15,31
7	0	0	0
8	0	0	0
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0	0	0
12	0	0	0
13	0	0	0
14	0	0	0
15	0	0	0
16	0	0	0
17	0	0	0
18	3,89	7,27	18,11
19	3,57	10,83	14,13
20	3,57	10,83	15,33
21	3,57	10,83	15,33
22	7,45	4,41	13,38
23	7,45	4,44	16,00
24	0	0	0

Bibliografía

- [1] Comisión nacional de energía. *NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN*. 2023.
- [2] Confidencial. *SC5000UD-MV*. 2024.
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional. *ESTUDIO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN EL SEN*. 2023.
- [4] Coordinador Eléctrico Nacional. *Guía de Verificación de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia VI*. 2020.
- [5] Coordinador Eléctrico Nacional. *INFORME DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS AÑO 2024*. Versión Definitiva Marzo 2024, 2024.
- [6] Coordinador Eléctrico Nacional. *TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y FORTALEZA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL*. 2023.
- [7] Danilo Zurita. *Planificación eléctrica ELI 350*. 2024-1.
- [8] Futuro 360. *Reportaje: ¿Cómo funciona el mercado energético chileno?* 2022.
- [9] Futuro 360. *Reportaje: Las dificultades que enfrenta el sistema energético en Chile*. 2022.
- [10] H2in. *ANÁLISIS DE CASO-ENERGÍA VERTIDA EN CHILE 2018-2022*. 2023.
- [11] Imperix. *Grid-Forming Inverter*. Inf. téc. 2024. URL: <https://imperix.com/doc/implementation/grid-forming-inverter>.
- [12] Instituto sistemas complejos de ingeniería. *Medidas y tecnologías para preservar la estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional en el contexto de la descarbonización*. 2024.
- [13] Jose Luis Lima R. *FUNCIONAMIENTO Y COMPETENCIA EN EL MERCADO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL*. 2022.
- [14] Ministerio de Energía. *Ley 21505*. 2022.
- [15] Ministerio de energía. *REGLAMENTO DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ESTABLECIDAS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS*. 2006.
- [16] Pablo Okumura. *EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD EN EL PERÚ*. 2015.
- [17] Philip McCoil. *ESTIMACIÓN DE INGRESOS POR POTENCIA DE SUFICIENCIA PARA PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CONSIDERANDO DISTINTAS ALTERNATIVAS METODOLÓGICAS*". 2022.