

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN - CHILE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Diseño de método de compensación dinámico de BESS
para evitar el colapso de voltaje en sistemas de
distribución con generación propia.

por

Álvaro Ignacio Bancalari Cabrera

Profesor guía

Dr. Luis Moran Tamayo

Concepción, junio de 2024

Tesis presentada a la

ESCUELA DE GRADUADOS
DE LA UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN



para optar al grado de

MAGÍSTER INGENIERÍA ELÉCTRICA

Diseño de método de compensación dinámica de BESS para evitar el colapso de voltaje en sistemas de distribución con generación propia.

Álvaro Ignacio Bancalari Cabrera

Una Tesis del
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Presentada en Cumplimiento Parcial de los Requerimientos del Grado de Magíster en ciencias con Mención en Ingeniería Eléctrica de la Escuela de Graduados de la Universidad de Concepción, Chile

Junio 2024

© Álvaro Ignacio Bancalari Cabrera, 2024

Resumen

Diseño de método de compensación dinámica de BESS para evitar el colapso de voltaje en sistemas de distribución con generación propia.

Álvaro Ignacio Bancalari Cabrera
Universidad de Concepción, 2024

En los sistemas industriales, como las celulosas, las refinerías de petróleo y las industrias químicas, garantizar la estabilidad y la continuidad en el suministro eléctrico es fundamental, debido a la presencia de accionamientos críticos y la generación propia. Estos sistemas, enfrentan desafíos considerables durante perturbaciones, para mantener la continuidad de suministro. La presencia de los generadores produce un aumento en las corrientes de cortocircuito, y hace a la planta más vulnerable a la inestabilidad de voltaje. Por otro lado, cuando el sistema opera en modo isla, la capacidad de generación puede ser insuficiente para manejar las variaciones en la demanda, lo que puede conducir a inestabilidades.

En la actualidad, los sistemas eléctricos utilizan dispositivos como STATCOM para mejorar la estabilidad, regulando el voltaje con el control de potencia reactiva. Aunque los dispositivos como STATCOM son efectivos para controlar el voltaje a través de la potencia reactiva, pueden no ser suficientes para abordar la estabilidad del voltaje en sistemas de distribución, donde la potencia activa tiene un efecto considerable en el voltaje. Por otro lado, los BESS ofrecen una solución más versátil, al compensar tanto potencia activa como reactiva de forma instantánea, controlando variaciones de frecuencia y voltaje.

En este contexto, se propone un innovador método de compensación dinámico para un sistema BESS que puede operar en diferentes modos, diseñado para mejorar la estabilidad del sistema de distribución. Este método de compensación se diseña después de un análisis de la estabilidad eléctrica y de las estrategias de compensación existentes, con el objetivo de ofrecer una solución óptima para mejorar la estabilidad del voltaje en sistemas de distribución industriales.

El método de compensación dinámica en BESS muestra una mejora significativa en la regulación del voltaje y la estabilidad del sistema, superando a los métodos convencionales. Se valida su eficacia en la compensación durante fallas severas, demostrando su versatilidad en diversas condiciones de operación.



A mi mamá, María Teresa Cabrera Erice.

Agradecimientos

Agradezco a mi familia, especialmente a mi mamá, por su apoyo constante y ser mi inspiración para superarme. A mis amigos: los del barrio, del colegio, y de la universidad.

A mi profesor guía, el Dr. Luis Moran, por sus valiosos consejos y su apoyo a lo largo de todo el proceso universitario y del magister.



Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	VIII
LISTA DE FIGURAS	X
NOMENCLATURA.....	XI
ABREVIACIONES.....	XII
1. INTRODUCCIÓN	13
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL.....	13
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	13
1.3. TRABAJOS PREVIOS	14
1.3.1 Estabilidad de voltaje	15
1.3.2 Sistemas de almacenamiento de baterías	19
1.3.3 Modelos y simulaciones BESS.....	21
1.3.4 Discusión	27
1.4. HIPÓTESIS DE TRABAJO	28
1.5. OBJETIVOS.....	28
1.5.1 Objetivo General	28
1.5.2 Objetivos Específicos.....	29
1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES	29
1.7. TEMARIO Y METODOLOGÍA	29
2. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	31
2.1. INTRODUCCIÓN	31
2.2. TEORÍA DEL ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE CBI.....	31
2.3. ESTABILIDAD Y COMPENSACIÓN DE TENSIÓN EN DIFERENTES TIPOS DE SISTEMAS	35
2.3.1 Análisis de métodos de compensación.....	41
2.4. MODELO Y DISEÑO DE MÉTODO DE CONTROL DE BESS	42
2.4.1 Control de Voltaje y Frecuencia.....	43
2.4.2 Control de voltaje CBI.....	49
2.4.3 Control de prioridad.....	52
2.4.4 Modelo del BESS	54
2.4.5 Bloques de Mediciones	58
2.5. DISCUSIÓN	58
3. VALIDACIÓN DEL MÉTODO PROPUESTO.....	60
3.1. INTRODUCCIÓN	60
3.2. EVALUACIÓN DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE UTILIZANDO SISTEMA IEEE DE 14 BARRAS.	60
3.2.1 Características del sistema IEEE de 14 barras.	60
3.2.2 Evaluación de estabilidad durante fallas.	61
3.3. MEJORA DE ESTABILIDAD PARA DIFERENTES MÉTODOS DE COMPENSACIÓN DE BESS.....	69
3.3.1 Cortocircuito monofásico en Barra 12.....	70
3.3.2 Cortocircuito monofásico en barra 13	72
3.3.3 Cortocircuito monofásico en barra 14	73
3.4. DISCUSIÓN	75
4. CASO PRÁCTICO	77
4.1. INTRODUCCIÓN	77
4.2. MODELO DEL SISTEMA INDUSTRIAL	77
4.3. ESTABILIDAD DEL SISTEMA.....	79
4.3.1 Sin Compensación	83
4.3.2 Compensación con STATCOM	83
4.3.3 Compensación con método propuesto en BESS.....	86
4.3.4 Comparación de resultados.....	89

4.4.	CASO TÍPICO DE FALLA EN SISTEMA INDUSTRIAL	91
4.5.	DISCUSIÓN	95
5.	CONCLUSIONES	97
6.	TRABAJO FUTURO	98
	REFERENCIAS	99
	ANEXO A. SIMULACIÓN SISTEMA IEEE DE 14 BARRAS	103
	ANEXO B. PARÁMETROS DEL SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL	106
	ANEXO C. MÉTODO DE CONTROL CONVENCIONAL EN BESS	110
	ANEXO D. MÉTODO CONTROL STATCOM	113
	ANEXO E. CÓDIGOS DPL	115



Lista de Tablas

Tabla 2.1: Resumen de resultados de Estabilidad de voltaje CBI.....	37
Tabla 2.2: Resumen de resultados de Estabilidad de voltaje CBI con compensación de potencia reactiva.....	39
Tabla 2.3: Resumen de resultados de Estabilidad de Voltaje CBI con compensación de potencia activa y reactiva.....	41
Tabla 2.4: Comparación de resultados para distintos métodos de compensación.....	42
Tabla 2.5: Parámetros de control de frecuencia.....	45
Tabla 2.6: Parámetros del control de potencia activa y reactiva.....	47
Tabla 2.7: Parámetros del control de carga.....	49
Tabla 2.8: Parámetros de los controladores PI.....	52
Tabla 2.9: Parámetros del control de prioridad.....	54
Tabla 2.10: Parámetros batería y configuración BESS.....	56
Tabla 2.11: Tasa C en relación con el tiempo.....	57
Tabla 3.1: Calculo CBI final durante aumento de cargas.....	63
Tabla 3.2: Orden de estabilidad de las líneas para cortocircuito monofásico.....	67
Tabla 4.1: Calculo CBI en el instante anterior del colapso de voltaje.....	81
Tabla 4.2: Voltaje al momento de la falla en la barra “Planta Térmica”.....	90
Tabla 4.3: Tiempo de colapso del Sistema Industrial.....	90
Tabla 4.4: Perturbaciones en el sistema.....	92
Tabla A.1: Barras del sistema IEEE de 14 Barras.....	103
Tabla A.2: Cargas del sistema IEEE de 14 Barras.....	104
Tabla A.3: Transformadores del sistema IEEE de 14 Barras.....	104
Tabla A.4 Generadores del sistema de distribución.....	104
Tabla A.5: Líneas del sistema de IEEE de 14 Barras.....	105
Tabla B.1 Barra del sistema de distribución.....	106
Tabla B.2 Cargas del sistema de distribución.....	106
Tabla B.3 Transformadores del sistema de distribución.....	107
Tabla B.4 Generadores del sistema de distribución.....	107
Tabla B.5 Voltajes del sistema de distribución.....	107
Tabla B.6 Líneas del sistema de distribución.....	108
Tabla B.7 Filtros del sistema de distribución.....	109
Tabla B.8 Tipos de líneas del sistema de distribución.....	109

Lista de Figuras

Figura 2.1 Sistema eléctrico equivalente de dos barras	32
Figura 2.2 Curva de estabilidad PQ-V en un Sistema de potencia	34
Figura 2.3 Características de operación sistema con $X \gg R$	36
Figura 2.4 Características de operación Sistema con $X \approx R$	36
Figura 2.5: Estabilidad de voltaje CBI.....	37
Figura 2.6: Comparación de Estabilidad de voltaje CBI para los dos tipos de sistemas.	37
Figura 2.7: Operación de sistema con $X \gg R$ con compensación de potencia reactiva.	38
Figura 2.8: Operación de sistema con $X \approx R$ con compensación de potencia reactiva.	39
Figura 2.9: Estabilidad de voltaje CBI con compensación de potencia reactiva	39
Figura 2.10: Operación de sistema con $X \gg R$ con compensación de potencia activa y reactiva.	40
Figura 2.11: Operación de sistema con $X \approx R$ con compensación de potencia activa y reactiva.	40
Figura 2.12: Estabilidad de voltaje CBI con compensación de potencia activa y reactiva.....	41
Figura 2.13: Sistema del control propuesto del BESS.	43
Figura 2.14: Control de frecuencia.....	44
Figura 2.15: Control de potencia activa y reactiva.....	46
Figura 2.16: Control de Carga.....	48
Figura 2.17: Control de CBI.....	49
Figura 2.18: Respuesta de BESS para entrada escalón de corriente en el eje d.....	51
Figura 2.19: Respuesta de BESS para entrada escalón de corriente en el eje q.....	51
Figura 2.20: Control de prioridad.....	53
Figura 2.21: Lógica del control de prioridad.....	54
Figura 2.22: Modelo de BESS.....	55
Figura 2.23: Modelo de batería.	55
Figura 3.1: Sistema IEEE de 14 Barras.....	61
Figura 3.2: Aumento de potencia en cargas de MT	62
Figura 3.3: Voltaje en el sistema ante aumento de cargas en MT.....	63
Figura 3.4: CBI de líneas más cercanas al colapso de tensión para aumento de cargas en MT.	64
Figura 3.5: Orden de estabilidad de las líneas para perturbación por aumento de cargas.	64
Figura 3.6: Voltaje en barras del sistema durante cortocircuito monofásico	65
Figura 3.7: Cálculo de CBI dinámico durante falla monofásica de las líneas más críticas para cada caso.....	66
Figura 3.8: Orden de estabilidad en las líneas con un cortocircuito monofásico en la barra 12.	68
Figura 3.9: Orden de estabilidad en las líneas con un cortocircuito monofásico en la barra 13.	68
Figura 3.10: Orden de estabilidad en las líneas con un cortocircuito monofásico en la barra 14.	69
Figura 3.11: Voltaje en barra 14 durante cortocircuito monofásico en barra 12.	70
Figura 3.12: Potencia del BESS con sistema de control normal durante cortocircuito monofásico en barra 12.....	71
Figura 3.13: Potencia del BESS con sistema de control propuesto durante cortocircuito monofásico en barra 12.	71
Figura 3.14: Voltaje en barra 14 durante cortocircuito monofásico en barra 13.	72
Figura 3.15: Potencia del BESS con sistema de control normal durante cortocircuito monofásico en barra 13.....	72
Figura 3.16: Potencia del BESS con sistema de control propuesto durante cortocircuito monofásico en barra 13.....	73
Figura 3.17: Voltaje en barra 14 durante cortocircuito monofásico en barra 14.	74

Figura 3.18: Potencia del BESS con sistema de control normal durante cortocircuito monofásico en barra 14.....	74
Figura 3.19: Potencia del BESS con sistema de control propuesto durante cortocircuito monofásico en barra 14.....	75
Figura 4.1: Modelo del sistema eléctrico industrial de la Planta de Celulosa.....	78
Figura 4.2: Voltaje en las barras del Sistema Industrial.....	80
Figura 4.3: Cálculo CBI dinámico en las barras del sistema industrial.	81
Figura 4.4: Líneas más cercanas al colapso de voltaje según calculo CBI.	82
Figura 4.5: Voltaje en Planta Térmica para diferentes fallas monofásica en el Sistema.	83
Figura 4.6: Conexión de STATCOM en sistema industrial.....	84
Figura 4.7: Voltaje en Planta Térmica para diferentes fallas monofásica en el Sistema con compensación con STATCOM.	85
Figura 4.8: Respuesta dinámica del STATCOM para diferentes fallas monofásica en el Sistema con compensación con STATCOM.	86
Figura 4.9: Conexión de BESS en sistema industrial.....	87
Figura 4.10: Voltaje en Planta Térmica para diferentes fallas monofásica en el Sistema con compensación con método propuesto en BESS	88
Figura 4.11: Respuesta dinámica del BESS para diferentes fallas monofásica en el Sistema con compensación con STATCOM.....	89
Figura 4.12: Frecuencia en el Sistema durante la falla.	92
Figura 4.13: Voltaje en “Planta Térmica” durante la falla en el Sistema Industrial	93
Figura 4.14: Potencia reactiva del STATCOM durante la falla.	94
Figura 4.15: Potencia del BESS durante la falla.	94
Figura A.1: Simulación del Sistema IEEE de 14 barras en DIgSILENT.....	103
Figura C.1 Diagrama de bloques del control del BESS.....	110
Figura C.2 Modelo de la batería.....	110
Figura C.3 Modelo del control básico de la batería.	111
Figura C.4 Control de frecuencia.	111
Figura C.5 Control de potencia activa y reactiva.....	112
Figura C.6 Control de carga.	112
Figura D.1: Diagrama de bloques del control del STATCOM	113
Figura D.2: Control del STATCOM.	114

Nomenclatura

V_l	: Magnitud del voltaje inicial de un sistema eléctrico de dos barras.
V_k	: Magnitud del voltaje final de un sistema eléctrico de dos barras.
δ_l	: Angulo del voltaje inicial de un sistema eléctrico de dos barras.
δ_k	: Angulo del voltaje final de un sistema eléctrico de dos barras.
P_{lk}	: Potencia activa en un sistema eléctrico de dos barras.
Q_{lk}	: Potencia reactiva en un sistema eléctrico de dos barras.
r_{lk}	: Resistencia en un sistema eléctrico de dos barras.
x_{lk}	: Reactancia en un sistema eléctrico de dos barras.
P_0	: Punto de operación de potencia activa en un sistema eléctrico de dos barras.
Q_0	: Punto de operación de potencia reactiva en un sistema eléctrico de dos barras.
X	: Distancia más cercana en el eje de potencia activa para el colapso de voltaje.
Y	: Distancia más cercana en el eje de potencia reactiva para el colapso de voltaje.
CBI_{ik}	: Índice CBI para un sistema eléctrico de dos barras.
θ_{ik}	: Angulo CBI para un sistema eléctrico de dos barras.
S_g	: Potencia aparente aportada o consumida por un sistema de compensación.
P_g	: Potencia activa aportada o consumida por un sistema de compensación.
Q_g	: Potencia reactiva aportada o consumida por un sistema de compensación.

Abreviaciones

Mayúsculas

CBI	: Critical Boundary Index
BESS	: Battery Energy Storage Systems
ESS	: Energy Storage Systems
STATCOM	: Static Synchronous Compensators
SC	: Synchronous Capacitors
SOC	: State of charge
DC	: Direct current
AC	: Alternating current
RMS	: Root mean square
DSL	: DIgSILENT Simulation Language
PI	: Proporcional-integral
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional
AT	: Alta Tensión
MT	: Media Tensión
BT	: Baja Tensión
VSI	: Voltage Stability Index



Minúsculas

p.u.	: Por unidad
------	--------------

1. Introducción

1.1. Introducción General

Los sistemas de distribución que cuentan con generación propia, como las plantas de celulosa, las refinerías de petróleo o las fábricas de productos químicos, dependen de un suministro eléctrico confiable debido a los altos costos asociados con las interrupciones de los procesos productivos y la operación de los generadores. Para lograr esto, se requiere contar con programas de mantenimiento adecuados, buenos equipos de monitoreo, de protecciones, y equipos de compensación dinámicos que ayuden a asegurar la estabilidad de voltaje y frecuencia. En los sistemas eléctricos, los problemas de estabilidad suelen ser provocados comúnmente por la variación del voltaje, el STATCOM es el equipo comúnmente utilizado para mantener el voltaje mediante el control de potencia reactiva. Sin embargo, en los sistemas de distribución el uso de potencia activa suele ser tan relevante como el uso de potencia reactiva para mejorar la estabilidad de voltaje, además de ayudar a mantener la frecuencia.

En la actualidad, los BESS se ofrecen como soluciones modulares que pueden proporcionar respaldo de potencia activa y reactiva de forma instantánea, lo que ayuda a prevenir cortes de suministro y a mejorar la calidad del servicio eléctrico. Estos sistemas BESS se presentan como una opción versátil y efectiva para estabilizar la red eléctrica, ya que permiten controlar tanto el voltaje como la frecuencia de manera eficiente.

Este trabajo se centra en el desarrollo de un nuevo método de compensación dinámica utilizando un sistema de control de un BESS, que considera tanto la contribución de la potencia activa como la potencia reactiva para mejorar la estabilidad del voltaje en sistemas industriales. Se lleva a cabo un análisis de la estabilidad de los sistemas eléctricos, así como de los factores que influyen en ella y las estrategias de compensación existentes, con el fin de diseñar un método de compensación óptimo. Además, se presenta una evaluación comparativa con otros métodos de compensación utilizando simulaciones en la plataforma DIGSILENT y análisis numéricos, con el objetivo de demostrar la eficacia y fiabilidad del método propuesto en diversas condiciones de operación.

1.2. Planteamiento del problema

Los sistemas eléctricos de distribución de las plantas de celulosa, las refinerías de petróleo e industrias petroquímicas suelen contar con generación propia [27]. Estos sistemas poseen accionamientos críticos que son fundamentales en la producción de la planta o en la operación de los generadores, por lo que garantizar la estabilidad para mantener la continuidad en el suministro de

energía eléctrica es fundamental. La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se define como la capacidad que tiene el sistema de mantener un punto de equilibrio para condiciones normales de operación y mantener en un estado aceptable de operación después de haber sufrido una perturbación [28].

Estos sistemas con generación propia pueden operar en diferentes modos; conectados a la red externa o en modo isla. En consecuencia, el comportamiento dinámico del sistema durante y después de una perturbación depende del modo de operación. La presencia de la red junto a los generadores en el sistema aumenta las corrientes de cortocircuito en las barras de media tensión, y hace a la planta más vulnerable a condiciones de operación inestables de voltaje después de fallas en media tensión. Además, históricamente, los cortes de suministro suelen ser provocados por problemas de estabilidad de voltaje [1][2]. Por otro lado, si la planta se encuentra funcionando en modo isla, la capacidad de generación instalada puede no ser suficiente durante grandes cambios de cargas, lo que aumenta la probabilidad de inestabilidad en la frecuencia del sistema de distribución debido a su baja inercia [7]. En cambio, se ha demostrado que la estabilidad angular no es una real amenaza para la operación de estos sistemas [24].

La evaluación de la estabilidad en estos sistemas implica obtener la respuesta dinámica durante y después de perturbaciones como la pérdida de generación propia o la conexión con la red externa, cortocircuitos y desconexión de cargas de alta potencia que pueden provocar desviaciones excesivas de voltaje y frecuencia [6][7].

Una manera de mejorar la estabilidad de estos sistemas durante la ocurrencia de fallas es conectando compensadores del tipo BESS [10] o STATCOM [13]. Los STATCOM mejoran el voltaje durante fallas, pero no tienen incidencia en el control de frecuencia. Por otro lado, los BESS controlan de manera efectiva las variaciones de frecuencia y voltaje, dado que tienen la capacidad de aportar potencia activa y potencia reactiva de forma simultánea [15][16][22]. Además, los BESS pueden mejorar de forma significativa la respuesta ante la estabilidad de voltaje, obteniendo el punto óptimo de aporte de potencia activa y reactiva [17] [18], lo que depende de la estrategia de compensación y control utilizada.

1.3. Trabajos Previos

El uso de BESS en los sistemas industriales con generación distribuida se han vuelto cada vez más relevante, debido a la incorporación de fuentes de energía renovable en los sistemas eléctricos. Esta tecnología ha sido un tema de investigación importante, especialmente en como ayudan en la

calidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos. Para la realización de este estudio es necesario conocer los problemas y análisis relacionados con la estabilidad en los sistemas eléctricos, además de entender el funcionamiento y la tecnología de los BESS y los sistemas de control ocupados para resolver diferentes problemas, y así poder relacionarlos con los sistemas de generación propia. Esta es la base para plantear la hipótesis y proponer la metodología para lograr los objetivos propuestos en este estudio.

1.3.1 Estabilidad de voltaje

- *Atputharajah and T. K. Saha, "Power system blackouts - literature review," 2009 International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS), 2009, pp. 460-465, doi: 10.1109/ICIINFS.2009.5429818. [1]*

Este artículo analiza los cortes de suministro más importantes ocurridos a comienzos de este siglo. Se determina el origen de estas fallas y las acciones preventivas para evitar nuevos cortes masivos. Se concluye que el origen principal de este tipo de fallas está asociado a problemas de estabilidad de voltaje y a los deficientes equipos de compensación de potencia reactiva. Recomienda controlar tanto el voltaje como la frecuencia para asegurar una buena confiabilidad del suministro eléctrico, pero no propone ningún método para controlar dichas variables.

- *N. Sharma, A. Acharya, I. Jacob, S. Yamujala, V. Gupta and R. Bhakar, "Major Blackouts of the Decade: Underlying Causes, Recommendations and Arising Challenges," 2021 9th IEEE International Conference on Power Systems (ICPS), 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICPS52420.2021.9670166. [2]*

Este artículo presenta una revisión de Blackouts ocurridos en la última década y analiza sus causas y efectos. Generalmente las causas de los Blackouts en los sistemas de potencia son por inestabilidad y colapso de voltaje, pérdida de estabilidad dinámica o estática por líneas sobrecargadas. Para prevenir los Blackouts y las fallas, es necesario contar con un sistema robusto. Sin embargo, con la creciente integración de fuentes de energía renovable y liberación de plantas de energía convencionales se ha vuelto más complejo mantener operaciones de red confiables y solidas. Por lo tanto, se requieren recursos capaces de proporcionar un soporte al voltaje, que sea capaz de generar energía, para mantener la confiabilidad y robustez del sistema. Los sistemas de almacenamiento de energía adecuados son esenciales para garantizar la seguridad de todo el sistema y mejorar la capacidad de restauración de la red. Por esta razón, es necesario proponer nuevos métodos de control

de sistemas de almacenamiento de energía, para de mejorar la robustez del sistema durante contingencias.

- *Hossam S. Salama, István Vokony, “Voltage stability indices—A comparison and a review”, Computers & Electrical Engineering, Volume 98, 2022, Article 107743, doi: 10.1016/j.compeleceng.2022.107743. [3]*

Se estudian diferentes índices de estabilidad de voltaje (VSI), se discuten las aplicaciones de los VSI en los diversos problemas del sistema de potencia, se analizan los métodos de cálculo, los conceptos básicos, así como las ventajas y desventajas. La alta penetración de fuentes de energía renovable y el aumento del consumo de energía influyen negativamente en la estabilidad del voltaje, haciendo que el estudio de la estabilidad de voltaje sea un tema vital para garantizar una operación segura en las redes eléctricas. Los VSI se utilizan principalmente para asegurar la estabilidad del sistema de energía y así evitar la ocurrencia de apagones importantes. En este artículo uno de los índices descritos es el índice de límite crítico (CBI), el cual se basa en los cambios de potencia activa y reactiva en una red eléctrica, que se obtiene a través de un modelo de línea de dos barras. Este índice utiliza un método computacional para calcular el límite de potencia activa y reactiva para mantener el sistema estable. La alta precisión de este método es la principal ventaja. Además, el uso de este límite permite conocer tanto la cantidad de potencia activa como la reactiva a controlar entre dos barras de un sistema, de tal forma de asegurar la estabilidad de voltaje. Este artículo no presenta ejemplos prácticos del límite en donde se haya demostrado su eficiencia especialmente en sistemas industriales, pero si demuestra su capacidad de precisión y la ventaja con respecto a otros límites de estabilidad en los que solo se basa de forma separada la potencia activa con la reactiva.

- *M. Furukakoi, O.B. Adewuyi, M.S.S. Danish, A.M. Howlader, T. Senjyu, T. Funabashi, “Critical boundary index (CBI) based on active and reactive power deviations”, Int. J. Electr. Power Energy Syst., 100, 2018, pp. 50-57, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.02.010. [4]*

Este estudio propone un índice de estabilidad de tensión que se basa en los cambios de potencia activa y reactiva en un sistema eléctrico. El índice propuesto se denomina “Critical Boundary Index (CBI)”. Se presenta un análisis comparativo de índices similares para mostrar la ventaja del índice propuesto. El CBI se calcula utilizando un modelo de transmisión de 2 barras con una impedancia equivalente, del que se obtiene una frontera crítica que determina el límite de transmisión de potencia en el plano PQ. Si la transmisión de potencia pasa esta frontera, el sistema se torna inestable. Luego

usando multiplicadores de Lagrange, se obtiene la distancia mínima entre el punto de operación actual de potencia y la frontera crítica de estabilidad de voltaje. Esta distancia es el CBI, el cual indica la cercanía del sistema para que se vuelva inestable. El peor caso para una línea de transmisión es cuando el CBI es cero, dado que para este caso el punto de operación se ubica en la frontera de estabilidad. Luego se realiza simulaciones para calcular el índice de estabilidad de tensión propuesto y los índices convencionales, obteniendo que el CBI no tiene limitaciones como otros índices analizados, los cuales no pueden evaluar el efecto del cambio de potencia activa y reactiva simultáneamente. Además, comparado con los índices de voltaje convencionales, este método identifica el margen de estabilidad de tensión con alta precisión. Por lo tanto, se considera una herramienta adecuada para determinar el margen de estabilidad de tensión y la capacidad de transferencia de potencia. Este documento solo estudia el índice de estabilidad propuesto, pero no propone un método de control práctico para mejorar la estabilidad de voltaje en el sistema utilizando el índice CBI.

- *K. Oya, T. Senjyu, A. Nakadomari and R. Miyara, "Voltage Stability Improvement Method in Large Power System During Transmission Line Faults," 2020 12th IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2020, pp. 1-4, doi: 10.1109/APPEEC48164.2020.9220330. [5]*

Este artículo utiliza el índice "Critical Boundary Index (CBI)" para compensar la potencia activa y reactiva implementando un BESS, con el fin de mejorar la estabilidad de voltaje en un sistema con generación distribuida en caso de fallas en las líneas. El índice se obtiene utilizando el flujo de potencia entre dos barras y la impedancia de la línea que conecta dichos nodos. Se obtiene el índice CBI para cada línea del sistema frente una falla trifásica. Luego, se realiza una comparación de métodos para mejorar la estabilidad de voltaje a través del CBI. El primero es expandir las líneas de transmisión y para el otro método solo se instala un banco de baterías de 100 MW en el extremo receptor de la línea. Se obtiene que ampliando las líneas de transmisión es más robusta, pero la compensación por baterías es más rentable y flexible. Este documento solo estudia y compara los diferentes métodos de compensación utilizando el CBI, pero no analiza el control utilizado para el BESS ni la respuesta dinámica del sistema.

- *Ryo Miyara, Natarajan Prabakaran, Shriram Srinivasarangan Rangarajan, Edward Randolph Collins, Hiroshi Takahashi, Eitaro Omine, Tomonobu Senjyu, "A virtual synchronous generator control method for remote island power system considering dynamic voltage stability", Energy Reports, Volume 9, Supplement 8, 2023, Pages 1041-1049, ISSN 2352-4847, doi:*

10.1016/j.egy.2023.05.043.[6]

El artículo aborda el desafío de integrar fuentes de energía renovable en sistemas tipo islas, donde la limitada capacidad del sistema y la intermitencia de generación pueden afectar significativamente la estabilidad de voltaje. Para abordar este problema, se propone el uso de generadores síncronos virtuales con el objetivo de mejorar la estabilidad, con un enfoque específico en la estabilidad dinámica del voltaje. Se presenta un método de control que se basa en índices de estabilidad de voltaje, como el índice del límite crítico (CBI), para determinar la cantidad de potencia activa y reactiva a entregar. Los resultados obtenidos demuestran que este enfoque efectivamente mejora la estabilidad de voltaje, tanto en situaciones de fallas en una línea de transmisión como en condiciones de impacto por cargas. Sin embargo, es importante destacar que el artículo se centra exclusivamente en la tecnología de generadores síncronos virtuales, sin explorar alternativas como sistemas de almacenamiento de energía (BESS) o comparar su eficacia con otros dispositivos de compensación, como STATCOM. Además, el alcance del sistema de control propuesto podría ampliarse para investigar otros casos donde este método puede ser más relevante, como en el caso de líneas de distribución.

- *M. Farrokhadi et al., "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 1, pp. 13-29, Jan. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2925703. [7]*

En este artículo, se discuten las definiciones y clasificación de la estabilidad en sistemas de microrredes. En comparación con los sistemas de energía convencionales, las microrredes suelen tener una menor relación X/R, una mayor incertidumbre del comportamiento del sistema, una capacidad limitada para soportar corrientes de cortocircuito y desafíos de coordinación de protecciones debido a los flujos de potencia bidireccionales. La estabilidad de frecuencia resulta una preocupación debido a la baja inercia de estos sistemas, los cuales se vuelven susceptibles a grandes perturbaciones en la generación o demanda. Por otro lado, en lo que respecta a la estabilidad de voltaje, la evolución de las redes de distribución hacia microrredes plantea problemas como caídas de voltaje y limitaciones de corriente, especialmente en redes más débiles y antiguas. Se indica que el concepto tradicional de caída de voltaje se basa en que las líneas son predominantemente inductivas, lo que relaciona estrechamente el flujo de potencia reactiva con la magnitud del voltaje. Sin embargo, debido a la relación X/R particular de estos sistemas, dicha suposición no suele ser válida en microrredes. Además, se distingue entre inestabilidades de voltaje a corto y largo plazo, originadas por problemas

de control, cambios dinámicos rápidos y límites de producción gradualmente alcanzados por la creciente demanda. Los ejemplos y simulaciones presentados resaltan la complejidad de mantener la estabilidad en microrredes, especialmente durante fallas que provocan cambios rápidos en la generación o demanda. Por lo tanto, resulta necesario proponer estrategias de control adecuadas para garantizar la estabilidad en sus diversas condiciones de operación.

1.3.2 Sistemas de almacenamiento de baterías

- Smdani, G., Islam, M. R., Ahmad Yahaya, A. N., & Bin Safie, S. I. “Performance evaluation of advanced energy storage systems: A review”. *Energy & Environment*, 2022. doi: 10.1177/0958305X22107472922. [8]

En este documento se examinan las estrategias de almacenamiento de energía de última generación, basado principalmente en la eficiencia. Al evaluar los diferentes ESS, se examinan distintos factores, como la capacitancia específica, la densidad de energía y potencia, la duración de la operación, los costos, la confiabilidad y los ciclos de vida. Se indica que los ESS que cuentan con un tiempo de respuesta rápido con una alta densidad de potencia, son adecuados para la calidad de suministro y la confiabilidad de los sistemas de potencia, mejorando problemas de caídas de voltaje o en caso de usar UPS de respaldo. Los principales proyectos de energía se concentran principalmente en baterías, donde los costos de las baterías de iones de litio están disminuyendo día a día a medida que aumenta la instalación de baterías. El precio de estas baterías se redujo en un 80% entre 2010 y 2017, y se espera que siga bajando en los próximos años. Así se tiene que los BESS y los supercondensadores, son ideales si se requiere almacenamiento de energía de larga duración, tiempo de descarga prolongado, tiempo de respuesta rápido, alta eficiencia energética y alta densidad de energía y potencia. Además, las baterías de iones de litio son la mejor opción para los ESS a escala de red. Sin embargo, el precio debe reducirse. En este documento solo se evalúan las características de los ESS y se comparan, pero no se profundiza ni propone algún método para mejorar el suministro eléctrico.

- A.G. Olabi, C. Onumaegbu, Tabbi Wilberforce, Mohamad Ramadan, Mohammad Ali Abdelkareem, Abdul Hai Al – Alami, “Critical review of energy storage systems”, *Energy*, Volume 214, 2021, 118987, ISSN 0360-5442, doi: 10.1016/j.energy.2020.118987. [9]

Este artículo hace una revisión crítica de las últimas tendencias en almacenamiento de energía, donde se discuten sus aplicaciones y limitaciones. Indica que actualmente el principal problema que

afecta la utilización de los ESS tiene que ver con el alto costo. Con respecto a los BESS se han convertido en una aplicación predominante y es uno de los ESS más usados en el mundo, donde las investigaciones recientes están orientadas a baterías de iones de litio. Los BESS pueden proporcionar soporte activo y reactivo al sistema, por lo que son adecuados para el control de sistemas de energía complejos. Las baterías de plomo ácido todavía se utilizan en diferentes aplicaciones debido a su bajo costo, confiabilidad y madurez tecnológica, a pesar de tener una densidad de energía y potencia bajas, y problemas asociados a la contaminación ambiental. Las baterías de iones de litio, por otro lado, tienen una mayor eficiencia, una alta relación de energía y potencia. También son amigables con el medio ambiente, pero tienden a ser costosas. Sin embargo, sus costos han ido disminuyendo, siendo cada año más utilizadas en sistemas de potencia. En este artículo solo se realiza una revisión de los ESS, explicando sus principales aplicaciones. Sin embargo, no se propone ningún método de control para las aplicaciones descritas.

- *M. Stecca, L. R. Elizondo, T. B. Soeiro, P. Bauer and P. Palensky, "A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems Into Distribution Networks," in IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society, vol. 1, pp. 46-65, 2020, doi: 10.1109/OJIES.2020.2981832. [10]*

El artículo presenta un análisis de la integración de BESS en las redes de distribución. Destaca las ventajas de las baterías de litio sobre otras tecnologías debido a su mayor potencia, densidad de energía, eficiencia y baja autodescarga diaria. Es importante señalar que el costo de estas baterías ha experimentado una disminución significativa en los últimos años, lo que las convierte en una opción atractiva y económica para una amplia gama de aplicaciones industriales y comerciales. El artículo explora diversas funcionalidades y aplicaciones de los BESS, como respaldo de energía, mejora de la calidad de la energía, control de voltaje, atenuación de perturbaciones transitorias y regulación de frecuencia del sistema, resaltando su versatilidad y resiliencia para mejorar la estabilidad y eficiencia de las redes eléctricas. Además, se discute la importancia del dimensionamiento y la ubicación adecuada de los BESS, que dependen de la aplicación específica y del tipo de tecnología de baterías utilizada. Se describe el diseño de un control de los BESS, con un enfoque en mitigar el impacto de los generadores fotovoltaicos (PV). Se resalta la importancia de reducir las sobretensiones generadas por estos generadores, lo que indica la necesidad de estrategias efectivas de control para optimizar el funcionamiento del sistema. Además, se destacan las aplicaciones más frecuentes de los BESS en instalaciones reales, como la regulación de frecuencia debido a fluctuaciones de demanda o

generación en sistemas de baja inercia, suavizar las fluctuaciones de la generación renovable al almacenar el exceso de energía cuando está disponible y liberarla cuando sea necesario, la gestión de facturas eléctricas al optimizar el consumo de electricidad y aprovechar los períodos de tarifas más bajas para cargar y descargar energía de la red, y la regulación de voltaje para prevenir fluctuaciones no deseadas que podrían afectar al sistema. Sin embargo, aunque el artículo ofrece una visión amplia de las características y aplicaciones de los BESS, no profundiza en nuevas aplicaciones ni en la optimización del método de control del BESS para abordar problemáticas específicas en los sistemas eléctricos de potencia.

- *S. Halilčević and P. S. Georgilakis, "How and Why the Batteries in the Sectors of Photovoltaics and Electric Vehicles Could Have Impact on the Society," 2019 IEEE Milan PowerTech, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810677. [11]*

Este trabajo investiga los impactos de las baterías en la protección del medio ambiente, su efecto en la industria del petróleo, el gas y los servicios públicos, además de la influencia en la sociedad. Estos impactos son la reducción de CO_2 , NO_x , SO_x , las importaciones de petróleo y gas en la Unión Europea, del costo de la red, oportunidades para las empresas de servicios públicos y un nuevo marco regulatorio para las industrias. Se describe la gran cantidad de beneficios medioambientales y sociales que tienen los BESS, siendo de gran importancia la preservación del medio ambiente lo que en estos tiempos es prioridad. Este artículo solo se centra en el impacto que tienen las baterías en la sociedad, pero no en el efecto en las variables eléctricas del sistema.

1.3.3 Modelos y simulaciones BESS

- *M. Mditshwa, A. Almaktoof, Y. D. Mfoumboulou and M. T. Kahn, "Improving Distribution Network Voltage Stability through Battery Energy Storage System," 2023 IEEE PES/IAS PowerAfrica, Marrakech, Morocco, 2023, pp. 1-5, doi: 10.1109/PowerAfrica57932.2023.10363258. [12]*

Este artículo analiza el uso de BESS para mejorar la estabilidad de voltaje en redes de distribución eléctrica. Mediante simulaciones realizadas con DIGSILENT PowerFactory, se evaluó la efectividad de los BESS para mitigar las fluctuaciones de voltaje para mantener dentro de los límites aceptables. Los resultados indican que la implementación de BESS puede reducir efectivamente las fluctuaciones de voltaje y mejorar la estabilidad del sistema. Además, se utilizó el sistema del IEEE de 33 barras modificada para demostrar la eficacia de la solución propuesta. Sin embargo, este estudio se limita al

análisis del uso de BESS con un sistema de control convencional, sin explorar la flexibilidad que puede tener un BESS para adaptarse a los requisitos específicos del sistema y mejorar aún más la estabilidad de los sistemas eléctricos.

- *E. Rabbi, S. Arif and T. Aziz, "Performance Comparison of STATCOM and BESS for Restoring Voltage Under Post Fault Scenario," 2019 IEEE Region 10 Symposium (TENSYMP), 2019, pp. 435-440, doi: 10.1109/TENSYMP46218.2019.8971165. [13]*

Este documento entrega una descripción de un STATCOM y BESS. El STATCOM se puede utilizar de 2 modos, un modo de control de voltaje para mantener un voltaje constante en el nodo y un modo de control de potencia reactiva para mantener la potencia reactiva en un cierto valor. Se explica el sistema de control del STATCOM y del BESS. Luego se modela una microrred en isla, cuando se conecta un STATCOM y cuando se conecta un BESS. De esta forma compara el impacto de cada equipo en la recuperación de voltaje posterior a diferentes fallas. Se obtuvo que tanto el STATCOM como el BESS tienen la capacidad de suministrar energía reactiva para restablecer el voltaje en un escenario posterior a una falla. Los estudios mostraron que, en una Microrred aislada, un BESS con menor potencia nominal funciona mejor que un STATCOM con potencia más alta en términos de restauración del voltaje posterior a la falla. Sin embargo, es necesario evaluar el costo de la implementación, además del tamaño óptimo y colocación de cada equipo. En este documento solo se analiza la capacidad del BESS de entregar potencia reactiva para el control de voltaje durante una falla, pero no analiza la capacidad de entregar potencia activa que tiene un BESS para regular la frecuencia del sistema y mejorar el voltaje durante la falla.

- *Jawad, Nahid-Al-Masood and S. Munim, "Optimal Sizing of BESS for Attaining Frequency Stability Under High PV Penetration," 2021 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP), 2021, pp. 348-353, doi: 10.1109/ICT-PEP53949.2021.9601074. [14]*

Este trabajo propone un método para determinar el tamaño del BESS centrándose en la estabilidad de frecuencia, utilizando la plataforma compartida de Python-DigSilent PowerFactory. El método se implementa en diferentes escenarios de penetración fotovoltaica. Además, se instalan condensadores síncronos (SC) en la red para comparar el rendimiento con el BESS. Los resultados demuestran que, en todos los casos, el BESS evita la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia (UFLS) durante una perturbación importante de interrupción del generador síncrono. Por

lo tanto, el tamaño del BESS obtenido mejora la estabilidad de la frecuencia de la red, cumpliendo con todas las restricciones especificadas (SOC y parámetros del control). Además, superan a los SC de tamaño similar que no evitan la activación de UFLS en todos los escenarios. El método de control utilizado del BESS solo se centra en la regulación de frecuencia del sistema, pero no utiliza la capacidad del BESS en entregar potencia reactiva, dejando de lado la estabilidad de voltaje.

- *M. N. H. Shazon, Nahid-Al-Masood, H. M. Ahmed, S. R. Deeba and E. Hossain, "Exploring the Utilization of Energy Storage Systems for Frequency Response Adequacy of a Low Inertia Power Grid," in IEEE Access, vol. 9, pp. 129933-129950, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3114216. [15]*

En este trabajo, se investiga la utilización de sistemas de almacenamiento de energía (ESS) para mejorar la estabilidad de frecuencia de un sistema de potencia de baja inercia. Se desarrollan expresiones para evaluar la potencia mínima requerida de SMES y BESS, para mejorar la frecuencia en el sistema. También, se propone una metodología coordinada para estos dos ESS. La respuesta en frecuencia se analiza en cuatro casos diferentes, sin incorporar ESS, incorporando los dos ESS, colocando un condensador síncrono (SC) en lugar de ESS y cuando solo se incorpora un BESS. De los resultados obtenidos la incorporación de los dos ESS o cuando solo se incorpora el BESS, la respuesta de la frecuencia se logra mantener dentro de los límites establecidos. Cuando se incorporan los dos ESS, el rendimiento del sistema es ligeramente superior a solo conectar un BESS. Por lo que la incorporación de BESS mejora la respuesta en frecuencia de un sistema, haciendo que una red sea más segura y resistente para sistemas de baja inercia como sistemas con generación propia conectados en isla. Al igual que otros documentos, solo se centra en la regulación de frecuencia a través de la capacidad de entregar potencia activa, pero deja de lado la capacidad de entregar y controlar la potencia reactiva de los BESS.

- *J. -T. Gao, C. -H. Shih, C. -W. Lee and K. -Y. Lo, "An Active and Reactive Power Controller for Battery Energy Storage System in Microgrids," in IEEE Access, vol. 10, pp. 10490-10499, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3145009. [16]*

Se propone un controlador de potencia activa y reactiva para un BESS en microrredes. El controlador propuesto tiene como objetivo compensar los cambios bruscos de la demanda y regular el voltaje. El flujo de potencia activa se utiliza para controlar los cambios de demanda y el flujo de potencia reactiva se utiliza para compensar la tensión de la microrred para cumplir con la regulación de tensión. El método de control puede tomar dos estrategias, prioridad de regulación de voltaje y

prioridad de compensación de la demanda. Si la curva de potencia de demanda pronosticada es suave, el control está en prioridad de regulación de voltaje, la potencia activa se restringe para hacer que la capacidad adicional del inversor esté disponible para la operación de regulación de voltaje, aplicando la potencia reactiva necesaria. Además, si la necesidad de potencia reactiva es moderada, la capacidad restante del inversor se utiliza para la operación de compensación de demanda. Por otro lado, cuando la fluctuación de la potencia puede salirse de los límites (muchas variaciones de energía de los sistemas renovables por mal clima), se utiliza el modo de prioridad de compensación de cambios bruscos de demanda, ocupando la máxima capacidad de potencia activa que puede generar el BESS y el inversor para entregar o absorber potencia activa para suavizar las fluctuaciones de la potencia. Con el controlador propuesto se puede participar activamente en la realización del suavizado de potencia y la regulación de voltaje. Sin embargo, el modo de prioridad de regulación de voltaje se puede mejorar considerando la importancia que puede tener la potencia activa en la regulación de voltaje, además que no se centra en la estabilidad de frecuencia.

- *Habibullah Fedayi, Mikael Ahmadi, Abdul Basir Faiq, Naomitsu Urasaki, Tomonobu Senju, "BESS based voltage stability improvement enhancing the optimal control of real and reactive power compensation", AIMS Energy, Volume 10, Issue 3: 535-552, 2022, doi:10.3934/energy.2022027. [17]*

En esta investigación se evalúa y analiza la estabilidad de voltaje de una red de prueba en condiciones de aumento de carga constante, utilizando el índice de límite crítico (CBI). Se utiliza un BESS para realizar una compensación de potencia activa y reactiva, mejorando la estabilidad de tensión. El CBI es calculado a través de los multiplicadores de Lagrange, obteniendo la distancia más corta desde el punto de operación actual, al colapso de tensión según la frontera del límite de estabilidad en el plano PQ. Para el control de potencia del BESS se tiene en cuenta el ángulo del CBI, que indica la cantidad de potencia activa y reactiva necesaria para mejorar la estabilidad de tensión. Cuando menor es el ángulo de estabilidad del CBI, más dominante es la compensación de potencia reactiva para mejorar la estabilidad de tensión. Por el contrario, cuanto mayor es el ángulo de estabilidad, más dominante es la compensación de potencia activa. Además, para la ubicación del BESS se calculan las líneas críticas más próximas al colapso del voltaje, según el valor del CBI sin BESS. Del estudio se concluye que una combinación de potencia activa y reactiva para mejorar la estabilidad de la tensión es una forma más efectiva de mejorar la estabilidad de la tensión. Este estudio

solo considera la estabilidad de voltaje, pero no se centra en la estabilidad de frecuencia, ocupando la capacidad el BESS para mejorar la frecuencia del sistema.

- *M. Sagara, M. Furukakoi, T. Senjyu, M. S. S. Danish and T. Funabashi, "Voltage stability improvement to power systems with energy storage systems," 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2016, pp. 7-10, doi: 10.1109/ICHQP.2016.7783463. [18]*

Se realiza un análisis de estabilidad de voltaje considerando tanto la potencia activa como la potencia reactiva, obteniendo la característica PQ de una línea de transmisión, así se obtiene un índice límite de estabilidad de tensión que tiene en cuenta la potencia activa y reactiva en la transmisión. Se obtuvo que el impacto de la potencia activa en la estabilidad de la tensión es mayor cuando las cargas del sistema son elevadas, así se propone un método de control para mejorar exclusivamente la estabilidad de voltaje usando el control de potencia activa y reactiva de un sistema de almacenamiento de batería en función del índice de evaluación de estabilidad de voltaje estudiado (CBI). Se modela el BESS en un sistema eléctrico, evaluando el voltaje a medida que aumenta la potencia activa, reactiva o ambas en las cargas del sistema. Finalmente se obtiene que utilizando tanto la potencia activa como reactiva en el control es más eficaz para mejorar la estabilidad de tensión que el caso de utilizar únicamente potencia reactiva. Sin embargo, este estudio no controla la frecuencia en el sistema o considera el SOC de las baterías.

- *B. Berezcki and B. Hartmann, "LV Grid Voltage Control with Battery Energy Storage Systems," 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160823. [19]*

En este trabajo se describen las soluciones más utilizadas para problemas relacionados con el voltaje, indicando sus desventajas. Se modela la operación de un BESS de 135 kW con métodos estocásticos para el control de voltaje. El sistema es modelado en DIgSILENT Power Factory y consta de una Microrred conectada a la red externa con una planta de generación PV de 10 kW. El análisis compara las variaciones de voltaje del sistema con y sin BESS. Finalmente se obtiene del modelo que el funcionamiento del BESS se puede recrear con buena aproximación y en la mayoría de los casos los valores de voltaje del punto de conexión del BESS están dentro de los límites establecidos por las normas vigentes. Sin embargo, este modelo se basa en simulación estacionaria por lo que es necesario comprobar los resultados con un modelo dinámico.

- *M. Ovaskainen, J. Öörni and A. Leinonen, "Superposed control strategies of a BESS for power exchange and microgrid power quality improvement," 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEEIC.2019.8783764. [20]*

Describe la tecnología y los componentes que forman un BESS, además de describir sus aplicaciones más comunes, como la reducción de peaks de potencia en la red, regulación de frecuencia y control de voltaje. Se realiza el diseño de un sistema de control para la potencia activa y reactiva en relación de la frecuencia y el voltaje respectivamente y para la mitigación de los armónicos en la red donde, para el control, se utiliza los parámetros eléctricos en el eje d y q, simulando el lazo de control en Simulink de Matlab. Se demuestra que el BESS es capaz de realizar tres controles al mismo tiempo, intercambio de potencia activa, compensación de potencia reactiva y mitigar armónicos, mejorando la calidad de suministro eléctrico. Este trabajo presenta un sistema de control eficiente, sin embargo, es necesario realizar un análisis dinámico del método de control propuesto.

- *S. Arif, A. E. Rabbi and T. Aziz, "Post-Fault Operation Scenerio in a Wind Integrated Microgrid: Voltage Recovery Issue and Solution," 2019 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/APPEEC45492.2019.8994330. [21]*

Se observó a través de simulación que, en una microrred aislada, a mayor participación de generación eólica, se deteriora el rendimiento de recuperación de voltaje posterior a la falla del sistema, por lo que, para corregir las fluctuaciones de voltaje durante una falla, se conecta un BESS en el punto de común acoplamiento del sistema. Aunque la dinámica de un STATCOM y un BESS es casi similar, se decide utilizar un BESS dado que es capaz de suministrar energía durante cualquier perturbación. Se obtiene que un BESS es capaz de reducir las fluctuaciones de voltaje y además acelera la recuperación de voltaje, solucionando los problemas de voltajes posterior a una falla en presencia de una gran parte de la generación eólica. Este documento solo se centra en la recuperación y estabilidad de voltaje, dejando de lado el control de frecuencia.

- *S. Zafar, H. Sadiq, B. Javaid and H. A. Khalid, "On PQ Control of BESS in Grid-Connected Mode and Frequency Control in Islanded-Mode for Micro- Grid Application," 2018 International Conference on Computing, Electronic and Electrical Engineering (ICE Cube), 2018, pp. 1-6, doi:*

10.1109/ICECUBE.2018.8610962. [22]

Se presenta un algoritmo de control para un BESS conectado a una micro-grid, operando en modo isla y conectado a la red. El BESS es conectado con un convertidor de voltaje (VSC) para compartir energía activa y reactiva. Se presenta un control de corriente interior y un control de potencia activa/reactiva exterior. Además, el control de carga y descarga de BESS está diseñado para mantener el SOC en las baterías. De los resultados de la simulación se demostró que para el modo conectado a la red el sistema de control del BESS logra compensar correctamente la potencia activa y reactiva. Para el caso de operación en isla, la frecuencia no permanece estable, pero al aplicar el control de frecuencia primario del BESS, se permite regular la frecuencia. Se demuestra que el método de control propuesto es eficiente y mejora la calidad del suministro eléctrico de la micro-grid. Sin embargo, este método de control se puede mejorar considerando diferentes modos de operación dependiendo de los límites de estabilidad con que trabaja el sistema.

- *S. Chen, T. Zhang, H. B. Gooi, R. D. Masiello and W. Katzenstein, "Penetration Rate and Effectiveness Studies of Aggregated BESS for Frequency Regulation," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 7, no. 1, pp. 167-177, Jan. 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2426017. [23]*

En este trabajo se analiza el desempeño de los BESS en la regulación de frecuencia, simulando un BESS en un sistema de potencia el cual varía sus niveles de carga. Se demostró que el BESS tiene una respuesta rápida y es más efectivo que los generadores tradicionales en base a combustible. Se recomienda la conexión de BESS distribuidos para expandir la capacidad del BESS en la red ayudando a mantenerlos en los niveles de SOC recomendados. Se concluye que el BESS es un equipo efectivo para responder de manera inmediata la desviación de frecuencia, mejorando la calidad del suministro eléctrico. Esta investigación no se centra en el control o estabilidad de voltaje en el sistema.

1.3.4 *Discusión*

La literatura muestra que una de las principales causas que afectan la calidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos es por inestabilidad y colapsos de voltaje. A medida que las aplicaciones de la electrónica de potencia en los sectores industriales aumentan, las cargas son más sensibles frente a caídas de tensión, lo que hace prioritario mejorar la estabilidad de voltaje, sin dejar de lado la inercia del sistema para poder mantener la frecuencia durante cambios rápidos de cargas o fallas en el sistema. Por esta razón, es necesario implementar y evaluar diferentes métodos de compensación capaces de asegurar la estabilidad en los sistemas industriales.

Los sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías son capaces de entregar o absorber potencia activa y reactiva. Estos sistemas de almacenamiento se han estudiado en forma detallada para microrredes con generación distribuida, analizando sus características y ventajas para mejorar la calidad y confiabilidad de estos sistemas de potencia. Sin embargo, aún queda por demostrar cómo pueden mejorar la estabilidad en sistemas de distribución con generación propia, donde la compensación de potencia reactiva puede resultar insuficiente durante fallas críticas, como cortocircuitos en media tensión, por lo que se hace necesario proponer un método de compensación capaz de mejorar la operación y confiabilidad en estos sistemas industriales.

Por otro lado, se han diseñado distintos controles para los BESS dependiendo de la aplicación, demostrando que el uso de BESS ayuda a mejorar la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico. Sin embargo, en la mayoría de los casos se han realizado en aplicaciones de microrredes conectadas a fuentes de energías renovables como eólicas o fotovoltaicas, pero no se han diseñado para sistemas de distribución con generación propia, los cuales presentan desafíos adicionales. Esto último sería el tema base a tratar en esta tesis, donde se busca proponer un método de compensación dinámico a través de un sistema de control en un BESS que trabaje en dos modos de operación, uno donde se regule el voltaje con potencia reactiva y la frecuencia con potencia activa de forma independiente. Sin embargo, cuando la estabilidad de voltaje sea crítica, como durante un cortocircuito en media tensión, el BESS pase al segundo modo de operación donde se centra únicamente en el control de voltaje, utilizando la potencia activa y reactiva, buscando el punto óptimo de operación (a través del índice CBI), con tal de asegurar la estabilidad del voltaje en los momentos críticos.

1.4. Hipótesis de Trabajo

La implementación de BESS, junto con un método de compensación adecuado que optimice el uso de la potencia activa y la potencia reactiva, permite mejorar significativamente la estabilidad de tensión en sistemas industriales con generación propia evitando el colapso de voltaje.

1.5. Objetivos

1.5.1 Objetivo General

Proponer un nuevo método de compensación para BESS, con el fin de mejorar su respuesta dinámica y permita mantener la estabilidad de los sistemas de distribución que cuentan con generación propia, con el objetivo de prevenir el colapso de voltaje en situaciones de cortocircuitos y variaciones bruscas en la demanda.

1.5.2 *Objetivos Específicos*

- Estudiar la estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos, analizando los factores que más influyen.
- Proponer y diseñar un sistema de control para BESS que utilice un nuevo método de compensación dinámico que optimice la potencia del BESS y mejorar así la estabilidad de voltaje en el sistema, con el fin de evitar el colapso de voltaje durante situaciones críticas.
- Determinar la ubicación óptima para la instalación de sistemas de compensación en sistemas eléctricos mediante un análisis de estabilidad, con el fin de mejorar la eficiencia del sistema de compensación.
- Validar el nuevo sistema de compensación del BESS propuesto, evaluando su desempeño durante fallas e impactos de carga en un sistema con generación distribuida en DIGSILENT y comparándolo con un sistema convencional de control de BESS.
- Analizar la efectividad del sistema de compensación propuesto en un caso práctico, evaluando su capacidad para mejorar la estabilidad de tensión y prevenir el colapso de voltaje en sistemas industriales con generación propia, comparándolo con un equipo estándar utilizado para este fin, como el STATCOM.

1.6. **Alcances y Limitaciones**

Se utilizará un modelo de sistema de distribución industrial con generación propia para llevar a cabo las pruebas en DIGSILENT V15.1. No es objetivo de este trabajo realizar una comparación del funcionamiento dinámico y económico entre diferentes tecnologías de sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (BESS). El estudio se enfoca principalmente en la estabilidad y regulación de tensión durante diferentes contingencias. No se considera otros aspectos relacionados con la calidad del suministro eléctrico.

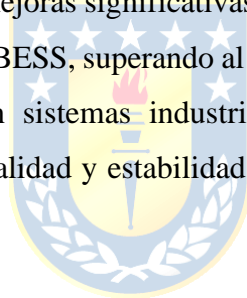
1.7. **Temario y Metodología**

El informe consta de 4 capítulos. El Capítulo 2, titulado "Análisis de Estabilidad de Voltaje", se centra en evaluar la estabilidad del voltaje utilizando el índice CBI en diversas situaciones de compensación y características del sistema. El objetivo es entender cómo los métodos de compensación influyen en la estabilidad del sistema eléctrico. A partir de estos análisis, se desarrolla un sistema de control innovador para sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías

(BESS), que se ajusta dinámicamente según las necesidades del sistema eléctrico, basado en la evaluación de la estabilidad del sistema.

El capítulo 3 denominado “Validación del método propuesto” utiliza el sistema de prueba del IEEE de 14 barras para evaluar la estabilidad del voltaje. Se emplea el índice CBI para identificar la barra más crítica, se analiza de estabilidad del sistema, utilizando diferentes métodos de compensación de BESS en esa barra. Se compara el método convencional con el nuevo método de compensación propuesto para BESS. Se presentan conclusiones que validan la eficacia del método propuesto, mejorando la estabilidad del sistema eléctrico y reduciendo el riesgo de colapso en comparación con el enfoque convencional.

Finalmente, en el capítulo 4 “Caso Practico”, se enfoca en demostrar la efectividad del método de compensación diseñado en un sistema industrial. Se compara este método con el método convencional utilizado en las industrias, que utiliza STATCOM, evaluando la estabilidad del sistema. Se utiliza el índice CBI para identificar barras críticas y ubicar el equipo de compensación. Se presentan los resultados que muestran mejoras significativas en la regulación del voltaje y estabilidad del sistema con el método propuesto en BESS, superando al enfoque convencional de STATCOM. Se destaca la versatilidad del método en sistemas industriales y su capacidad para optimizar el rendimiento del BESS, asegurando la calidad y estabilidad ante grandes perturbaciones y diferentes operaciones del sistema.



2. Análisis de Estabilidad de voltaje

2.1. Introducción

La estabilidad del voltaje es fundamental para asegurar la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico, evitando fluctuaciones perjudiciales o caídas significativas de voltaje que podrían desencadenar interrupciones del servicio o daños en equipos. Por lo tanto, comprender los factores que influyen en la estabilidad del voltaje y desarrollar estrategias efectivas de control y métodos de compensación son aspectos cruciales para garantizar la operación segura y eficiente de los sistemas eléctricos.

El análisis de la estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos representa un aspecto crítico en la operación en los sistemas de potencia, especialmente en el contexto de integración de fuentes de energía renovable y tecnologías de almacenamiento energético, los cuales han producido cambios en el comportamiento dinámico de los sistemas, lo que hace necesario desarrollar nuevas estrategias de control y compensación.

Este capítulo se enfoca en la evaluación de la estabilidad del voltaje en diversos tipos de sistemas eléctricos, con el propósito de diseñar un sistema de control innovador mediante un nuevo método de compensación dinámica. Este esquema de control se diseña para un sistema que debe ser capaz de suministrar tanto potencia activa como reactiva de forma simultánea, como en el caso de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (BESS), con el objetivo de mejorar la estabilidad del sistema eléctrico.

Se presenta un método y algoritmo específico utilizado para evaluar la estabilidad del voltaje, basado en el cálculo del índice CBI, el cual es examinado en diferentes tipos de sistemas. A partir de los resultados obtenidos, se exploran diferentes métodos de compensación para proponer y diseñar un sistema de control que utilice un nuevo método de compensación dinámica. Este sistema debe ser capaz de adaptarse a los requerimientos del sistema eléctrico con el fin de mantener la estabilidad. Se abordan aspectos relacionados con el control de carga, el control CBI (índice de estabilidad de voltaje), el modelo del BESS y la determinación de parámetros y dimensionamiento adecuados para garantizar el funcionamiento óptimo del sistema eléctrico.

2.2. Teoría del índice de estabilidad de voltaje CBI

Se realiza un análisis de estabilidad de tensión considerando un modelo simplificado de dos barras, fundamental para comprender el comportamiento de los sistemas eléctricos. Este modelo se

muestra en la Figura 2.1. Los voltajes V_l y V_k representan las magnitudes inicial y final, respectivamente, mientras que δ_l y δ_k son los ángulos del voltaje inicial y final; P_{lk} y Q_{lk} la potencia activa y la potencia reactiva que se envían desde el extremo emisor al extremo receptor. Utilizando ecuaciones y conceptos básicos de flujo de potencia, se obtienen los límites de estabilidad y se determinan las condiciones óptimas para mantener la estabilidad del sistema.

La ecuación del flujo de potencia de un sistema de dos barras se expresa en la ecuación (2.1), la cual se trabaja y se llega a la ecuación (2.2).

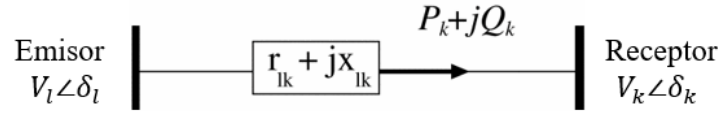


Figura 2.1 Sistema eléctrico equivalente de dos barras

$$P_k + jQ_k = (V_k \angle \delta_k) \frac{V_l \angle \delta_l - V_k \angle \delta_k}{r_{lk} + jx_{lk}} \quad (2.1)$$

$$(P_k r_{ik} + x_{ik} Q_k) + j(P_k x_{ik} - r_{ik} Q_k) = V_i V_k \cos(\delta_i - \delta_k) - jV_i V_k \sin(\delta_i - \delta_k) - V_k^2 \quad (2.2)$$

Al separar la parte real y la imaginaria, se obtienen las ecuaciones (2.3) y (2.4), luego al sumar el cuadrado de estas ecuaciones y emplear la identidad trigonométrica fundamental $\sin^2 \delta + \cos^2 \delta = 1$, se obtiene las ecuaciones (2.5) y (2.6).

$$P_k r_{ik} + x_{ik} Q_k + V_k^2 = V_i V_k \cos(\delta_i - \delta_k) \quad (2.3)$$

$$(P_k x_{ik} - r_{ik} Q_k) = V_i V_k \sin(\delta_i - \delta_k) \quad (2.4)$$

$$(P_k r_{ik} + x_{ik} Q_k + V_k^2)^2 + (P_k x_{ik} - r_{ik} Q_k)^2 = V_i^2 V_k^2 \quad (2.5)$$

$$(V_k^2)^2 + 2 \left(r_{ik} P_k + x_{ik} Q_k - \frac{V_i^2}{2} \right) V_k^2 + (r_{ik}^2 + x_{ik}^2) (P_k^2 + Q_k^2) = 0 \quad (2.6)$$

A partir de las ecuaciones (2.5) y (2.6), el voltaje V_k^2 se puede despejar en la ecuación (2.7).

$$V_k^2 = - \left(r_{ik} P_k + x_{ik} Q_k - \frac{V_i^2}{2} \right) \pm \sqrt{A} \quad (2.7)$$

Considerando que las magnitudes del voltaje inicial y final son mayores que cero, y que el discriminante A de la ecuación (2.8) debe ser mayor o igual que cero, es que se obtiene un resultado para el análisis de estabilidad de voltaje.

$$A = \sqrt{\left(r_{ik}P_k + x_{ik}Q_k - \frac{V_i^2}{2}\right)^2 - (r_{ik}^2 + x_{ik}^2)(P_k^2 + Q_k^2)} \quad (2.8)$$

Cuando el discriminante es igual a cero, se alcanza el límite de estabilidad de potencia total, también conocido como límite de estabilidad de tensión o punto de colapso de tensión. Esto se muestra en las ecuaciones (2.9) y (2.10), donde se obtiene el límite de estabilidad de potencia PQ.

$$\sqrt{\left(r_{ik}P_k + x_{ik}Q_k - \frac{V_i^2}{2}\right)^2 - (r_{ik}^2 + x_{ik}^2)(P_k^2 + Q_k^2)} = 0 \quad (2.9)$$

$$Q_k = \frac{\pm \sqrt{x_{ik}^2 V_i^4 + r_{ik}^2 V_i^4 - 4x_{ik}^2 r_{ik} V_i^2 P_k - 4r_{ik}^3 V_i^2 P_k}}{2r_{ik}^2} + \frac{2x_{ik}r_{ik}P_k - x_i V_i^2}{2r_{ik}^2} \quad (2.10)$$

En la Figura 2.2 se muestra los límites estables e inestables de un sistema de potencia, así como la frontera del límite de estabilidad. Esta frontera se obtiene resolviendo la ecuación (2.10) para diferentes valores de potencia y determina los puntos de colapso de voltaje. La distancia entre el punto de operación actual $K(P_0, Q_0)$ al punto de colapso más cercano $C(X, Y)$ se puede determinar utilizando multiplicadores de Lagrange, como se muestra en la ecuación (2.11).

$$C(X, Y) = \left(r_{ik}X + x_{ik}Y - \frac{V_i^2}{2}\right)^2 - (r_{ik}^2 + x_{ik}^2)(X^2 + Y^2) = 0 \quad (2.11)$$

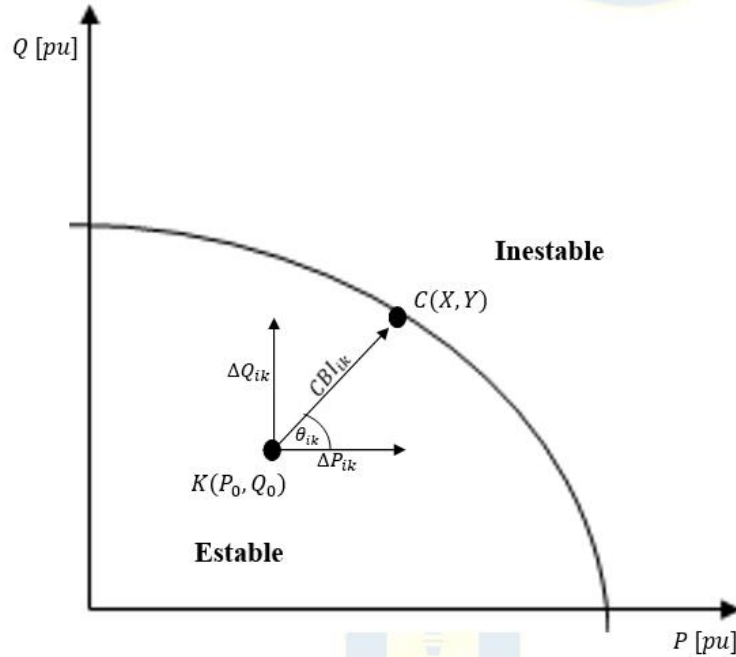


Figura 2.2 Curva de estabilidad PQ-V en un Sistema de potencia

La distancia mínima entre el punto estable actual y el punto de colapso de voltaje se calcula con la ecuación (2.12). Se utilizan multiplicadores de Lagrange para obtener las ecuaciones (2.13) y (2.14), y se resuelven para obtener los valores de X , Y , λ .

$$f^2 = (X - P_0)^2 + (Y - Q_0)^2 \quad (2.12)$$

$$F(X, Y, \lambda) = f^2(X, Y) - \lambda C(X, Y) \quad (2.13)$$

$$F(X, Y, \lambda) = (X - P_0)^2 + (Y - Q_0)^2 - \lambda \left(\left(r_{ik}X + x_{ik}Y - \frac{V_i^2}{2} \right)^2 - (r_{ik}^2 + x_{ik}^2)(X^2 + Y^2) \right) \quad (2.14)$$

Aplicando la derivada parcial para X , Y , λ en la ecuación (2.14), se obtiene,

$$2X - 2P_0 - \lambda \left(2 \left(r_{ik}X + x_{ik}Y - \frac{V_i^2}{2} \right) r_{ik} - 2(r_{ik}^2 + x_{ik}^2)X \right) = 0 \quad (2.15)$$

$$2Y - 2Q_0 - \lambda \left(2 \left(r_{ik}X + x_{ik}Y - \frac{V_i^2}{2} \right) x_{ik} - 2(r_{ik}^2 + x_{ik}^2)Y \right) = 0 \quad (2.16)$$

$$-\left(r_{ik}X + x_{ik}Y - \frac{V_i^2}{2} \right)^2 + (r_{ik}^2 + x_{ik}^2)(X^2 + Y^2) = 0 \quad (2.17)$$

los valores de X , Y , λ se obtienen resolviendo las ecuaciones (2.15), (2.16) y (2.17). El punto de inestabilidad más cercano está dado por estos valores. La distancia de estos valores con el punto de operación se puede evaluar por la desviación de la potencia activa y reactiva, como se muestra en las ecuaciones (2.18) y (2.19).

$$\Delta P_{ik} = X - P_0 \quad (2.18)$$

$$\Delta Q_{ik} = Y - Q_0 \quad (2.19)$$

El índice del límite crítico (CBI) y su ángulo respectivo se obtienen de las ecuaciones (2.20) y (2.21).

$$CBI_{ik} = \sqrt{\Delta P_{ik}^2 + \Delta Q_{ik}^2} \quad (2.20)$$

$$\theta_{ik} = \text{Tan}^{-1} \left(\frac{\Delta Q_{ik}}{\Delta P_{ik}} \right) \quad (2.21)$$

Desde el punto de operación actual $K(P_0, Q_0)$, se encuentra el punto más cercano del límite de estabilidad de voltaje $C(X, Y)$. Con esto, se obtiene el ángulo de estabilidad del índice del límite crítico θ_{ik} , para el cual se infiere que mientras mayor sea el ángulo de estabilidad, más dominante es la compensación de potencia reactiva para la mejora de la estabilidad de tensión. Por otro lado, cuando este ángulo es menor, más dominante es la compensación de potencia activa para la estabilidad tensión. Esta premisa determina qué porcentaje de potencia activa y reactiva se debe entregar para alcanzar el punto óptimo de compensación de potencia para alejar el sistema lo máximo posible del colapso de tensión, evitando problemas como un blackout de energía y mejorando la confiabilidad operativa de los sistemas eléctricos.

2.3. Estabilidad y compensación de tensión en diferentes tipos de sistemas

Se evalúa la estabilidad de tensión y los efectos de la compensación en los sistemas eléctricos, utilizando el índice de estabilidad CBI. Se consideran dos escenarios distintos, uno para una línea donde la reactancia es significativamente mayor que la resistencia ($X \gg R$) y en una línea donde su reactancia es comparable con su resistencia ($X \approx R$). En este contexto, es importante resaltar que, la estabilidad de voltaje se asocia comúnmente con el control de potencia reactiva. Por lo tanto, la estabilidad de tensión se evalúa en operación normal y se calcula su porcentaje de mejora en cada tipo de sistema para dos métodos de compensación, uno basado únicamente en potencia reactiva (Método convencional) y otro método de compensación que combina el uso de potencia activa y reactiva según el ángulo del índice CBI.

Para el análisis se utiliza el modelo de un sistema simplificado de dos barras y una línea, igual al explicado en la Figura 2.1, utilizando valores normalizados en p.u. La operación y características eléctricas de los dos tipos de sistema se muestran en las Figuras 2.3 y 2.4.

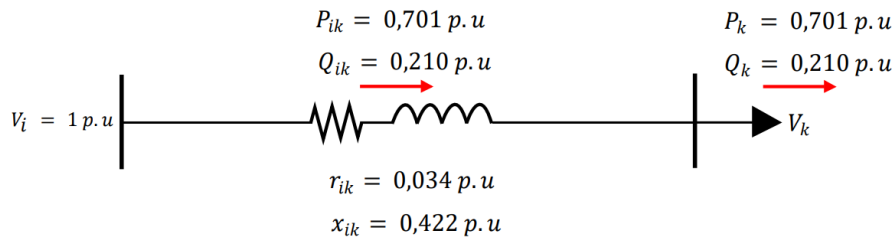


Figura 2.3 Características de operación sistema con $X \gg R$.

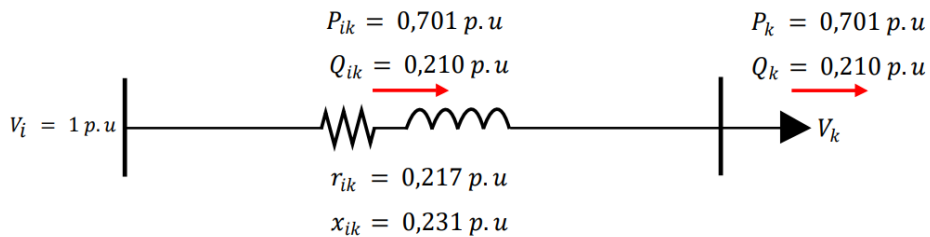


Figura 2.4 Características de operación Sistema con $X \approx R$.

Nota: Los dos sistemas están en el mismo punto de operación de potencia activa y reactiva, además del mismo nivel de estabilidad de tensión según el índice CBI, con el fin de que sea más claro el efecto de diferentes tipos de compensación, cuando los sistemas trabajan en la misma condición de operación.

Los resultados de la estabilidad del voltaje, evaluados mediante el índice CBI, se presentan en la Figura 2.5 y en la Tabla 2.1. Además, en la Figura 2.6 se compara los dos tipos de sistemas con sus respectivos puntos de operación.

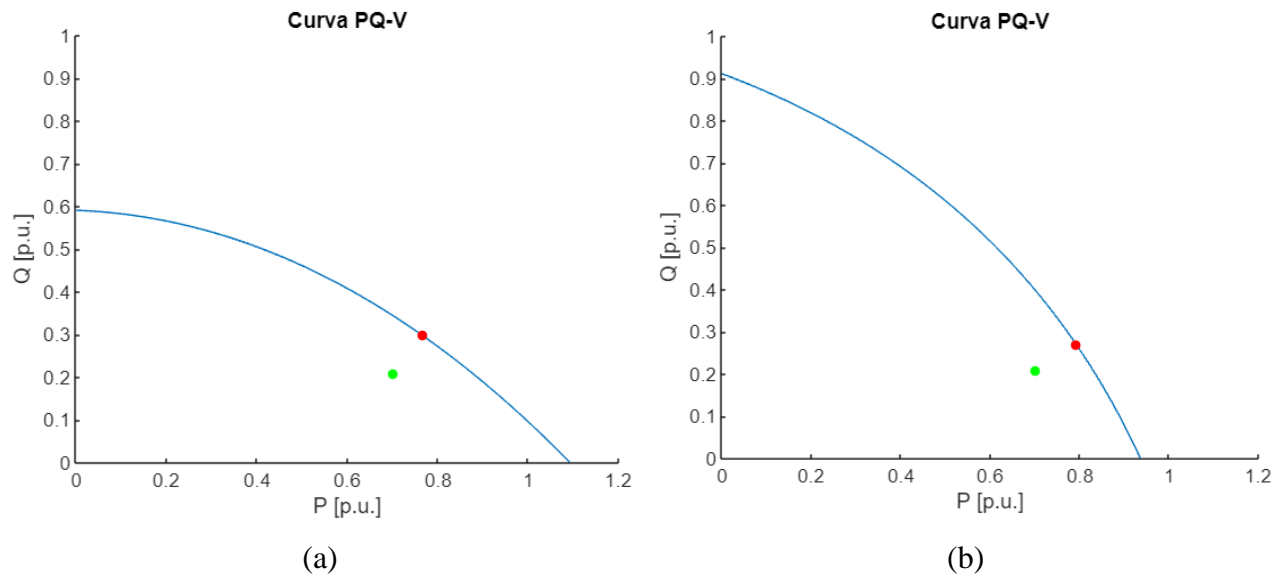


Figura 2.5: Estabilidad de voltaje CBI
(a) Sistema con $X \gg R$; (b) Sistema con $X \approx R$.

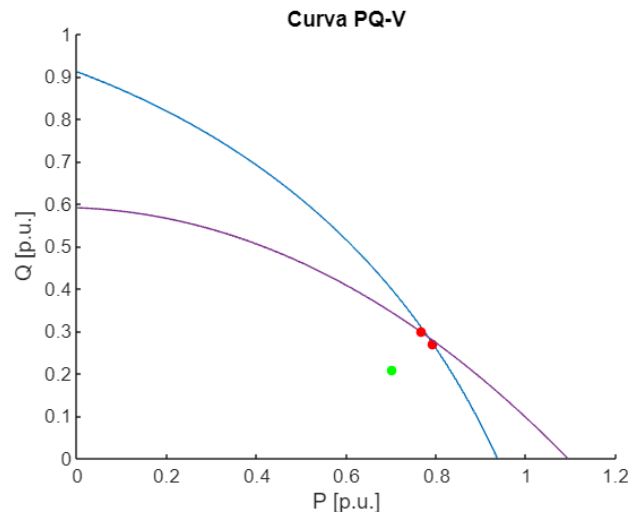


Figura 2.6: Comparación de Estabilidad de voltaje CBI para los dos tipos de sistemas.

Tabla 2.1: Resumen de resultados de Estabilidad de voltaje CBI.

Tipo Sistema	P_0	Q_0	X	Y	ΔP	ΔQ	CBI	θ
$X \gg R$	0.701	0.210	0,7662	0,2982	0,0657	0,0882	0.11	53.3°
$X \approx R$	0.701	0.210	0,7930	0,2696	0,0925	0,0596	0.11	32.8°

Se observa que, en la condición inicial, ambos tipos de sistemas están a la misma distancia del colapso de tensión. Por otro lado, se observa una diferencia importante en el ángulo del CBI en los

dos tipos de sistemas, el cual es menor para un sistema donde $X \approx R$. Por lo tanto, se deduce que para un sistema típico de distribución donde la resistencia (R) es cercana a la reactancia (X), la compensación con potencia activa para alejarse del colapso de tensión es más relevante que la potencia reactiva. Por otro lado, en un sistema de transmisión en donde la reactancia es mucho mayor que la resistencia ($X \gg R$), la compensación con potencia activa no es tan eficiente para alejarse del colapso de tensión, siendo la potencia reactiva la más efectiva.

Así se evalúa dos métodos de compensación de potencia para cada tipo de sistema. En primer lugar, se analiza la compensación solo con potencia reactiva para mejorar la estabilidad de tensión. Luego se analiza el método de compensación donde se busca el punto óptimo de entrega de potencia activa y reactiva para mejorar la estabilidad de tensión (según el cálculo del ángulo CBI), para así diferenciar y evaluar el efecto que tienen estos métodos de compensación en los diferentes tipos de sistema.

- *Compensación con potencia reactiva:*

Para este caso se compensan los sistemas solo con potencia reactiva (Figura 2.7 y Figura 2.8) el cual es el método de compensación utilizado convencionalmente para mejorar la estabilidad de voltaje. Para este caso la potencia reactiva es igual al total de la potencia aparente, como se muestra en la ecuación (2.22).

Los resultados obtenidos de la estabilidad de tensión según el índice CBI con una compensación de potencia reactiva se muestran en la Figura 2.9 y en la Tabla 2.2.

$$S_G = Q_g \quad (2.22)$$

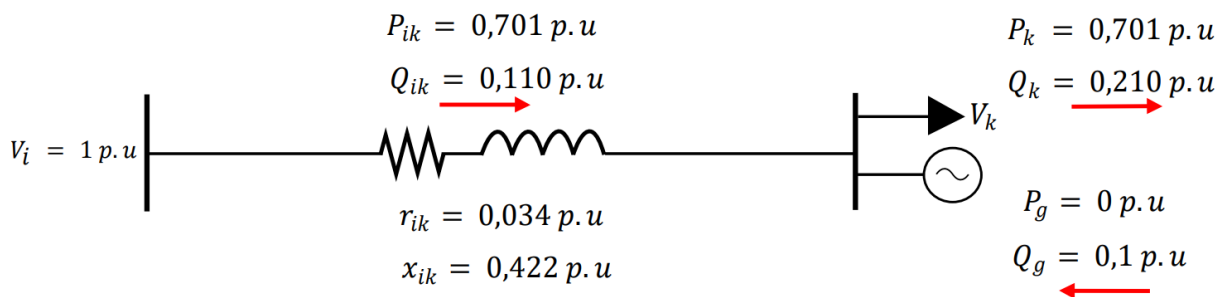


Figura 2.7: Operación de sistema con $X \gg R$ con compensación de potencia reactiva.

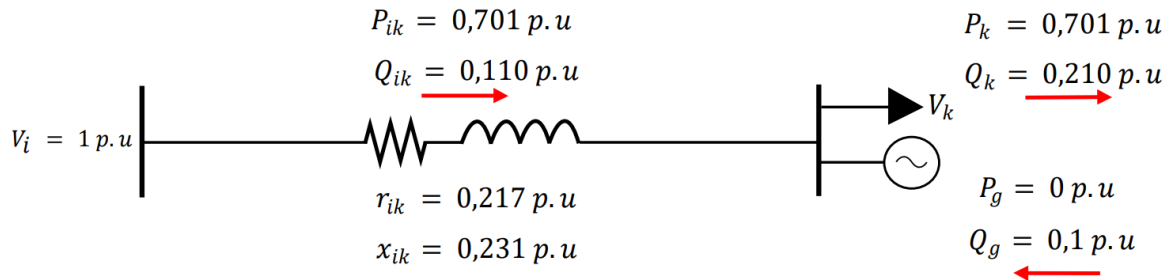


Figura 2.8: Operación de sistema con $X \approx R$ con compensación de potencia reactiva.

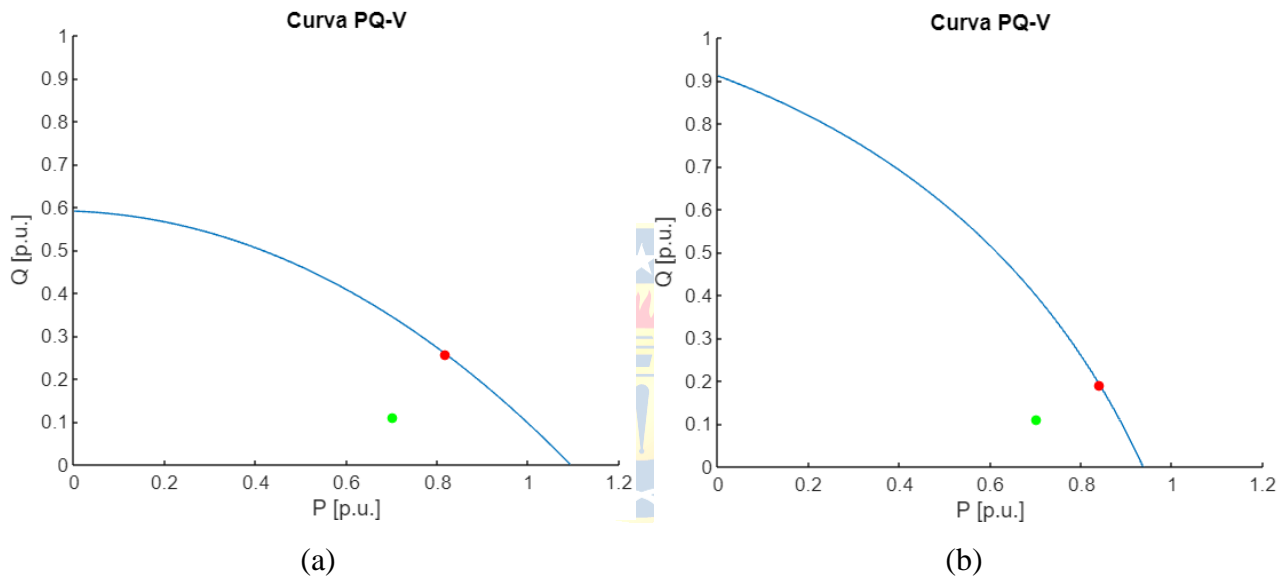


Figura 2.9: Estabilidad de voltaje CBI con compensación de potencia reactiva

(a) Sistema con $X \gg R$; (b) Sistema con $X \approx R$.

Tabla 2.2: Resumen de resultados de Estabilidad de voltaje CBI con compensación de potencia reactiva.

Tipo Sistema	P_0	Q_0	X	Y	ΔP	ΔQ	CBI
$X \gg R$	0.701	0.110	0,8184	0,2580	0,1179	0,1479	0.189
$X \approx R$	0.701	0.110	0,8411	0,1905	0,1406	0,0804	0.162

Se observa que este método mejora la estabilidad de voltaje en ambos tipos de sistema. Sin embargo, este tipo de compensación es más efectiva para los sistemas en donde $X \gg R$, obteniendo una mejora de la estabilidad de tensión en un 72% en comparación con los sistemas donde $X \approx R$ donde mejoró un 47%, por lo tanto, se tiene que para sistemas de transmisión en donde $X \gg R$ la

compensación con potencia reactiva es relevante para mejorar la estabilidad de tensión, justificando este método de compensación para estos tipos de sistema.

- *Compensación con potencia activa y reactiva*

Para este caso la potencia aparente total se distribuye entre la potencia activa y reactiva (Figura 2.10 y Figura 2.11), la cantidad de potencia activa y reactiva a entregar, se obtiene según el ángulo del CBI calculado (ver Tabla 2.1), como se muestra en la ecuación (2.23) y la ecuación (2.24).

Los resultados obtenidos de la estabilidad de tensión según el índice CBI con una compensación combinada de potencia activa y reactiva se muestran en la Figura 2.12 y en la Tabla 2.3.

$$P_g = S_g \sqrt{\frac{\theta_{CBI}}{90}} \quad (2.23)$$

$$Q_g = S_g \sqrt{1 - \frac{\theta_{CBI}}{90}} \quad (2.24)$$

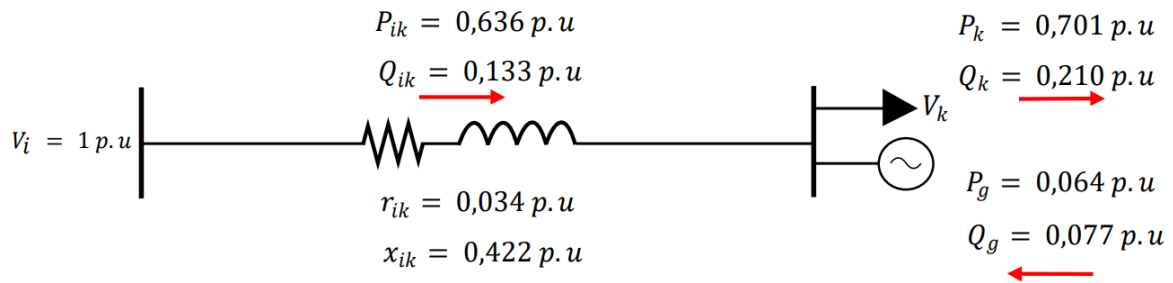


Figura 2.10: Operación de sistema con $X \gg R$ con compensación de potencia activa y reactiva.

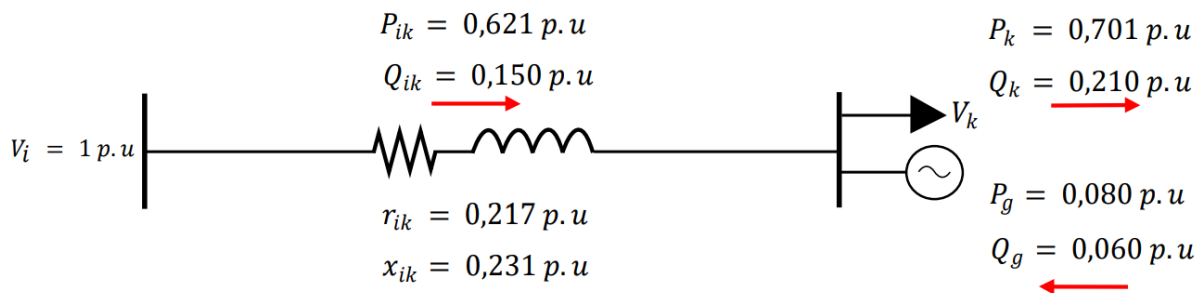


Figura 2.11: Operación de sistema con $X \approx R$ con compensación de potencia activa y reactiva.

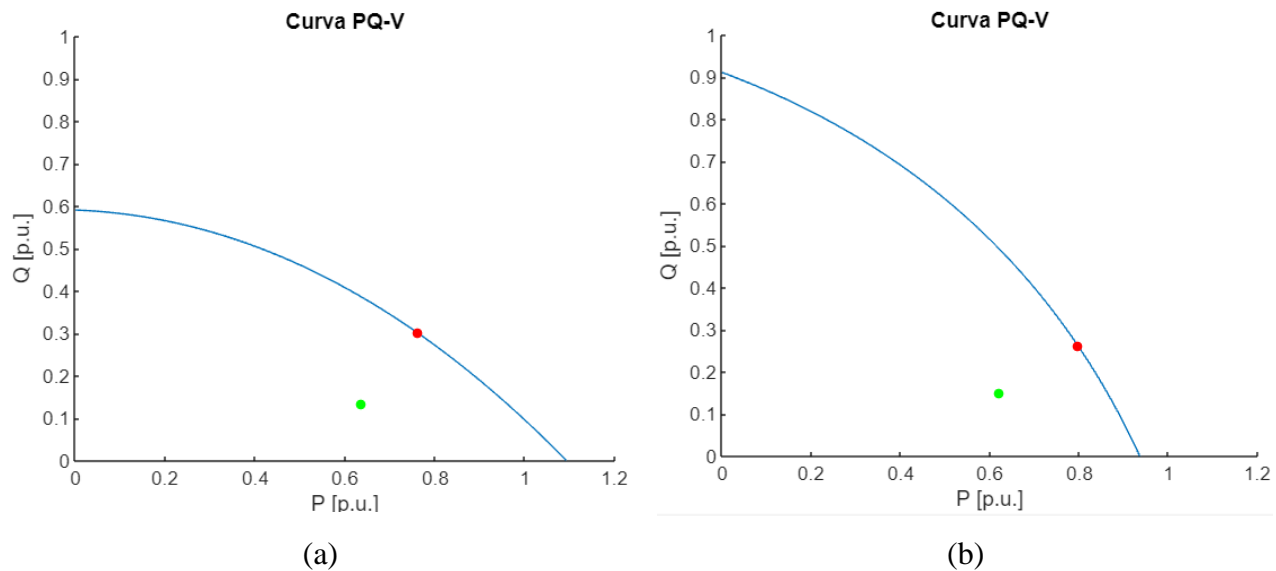


Figura 2.12: Estabilidad de voltaje CBI con compensación de potencia activa y reactiva

(a) Sistema con $X \gg R$; (b) Sistema con $X \approx R$.

Tabla 2.3: Resumen de resultados de Estabilidad de Voltaje CBI con compensación de potencia activa y reactiva.

Tipo Sistema	P_0	Q_0	X	Y	ΔP	ΔQ	CBI
$X \gg R$	0.636	0.133	0,7615	0,3017	0,1248	0,1687	0.21
$X \approx R$	0.621	0.150	0,7977	0,2624	0,1769	0,1123	0.21

Este método permite alejar al sistema del punto de colapso de tensión de manera más efectiva, mejorando en los dos sistemas un 90,1% el índice de estabilidad de voltaje. Así utilizando este método de compensación se obtiene el punto óptimo de compensación de potencia activa y reactiva para la mejora de la estabilidad de tensión del sistema.

2.3.1 Análisis de métodos de compensación

En la Tabla 2.4 se muestra un resumen comparativo de los dos métodos de compensación utilizados. Se obtiene que para un sistema donde $X \gg R$ al utilizar compensación con potencia activa y reactiva, se logra una mejora del 11,1% de la estabilidad de voltaje del índice CBI con respecto a la compensación con solo potencia reactiva. Por otro lado, para sistemas donde $X \approx R$, la compensación con potencia activa y reactiva mejora la estabilidad de voltaje en un 29,6% con respecto a la compensación típica con potencia reactiva. Dado que en los sistemas de distribución la resistencia tiene tanta relevancia como la reactancia, en estos tipos de sistemas se justifica la utilización de

potencia activa para compensar la estabilidad de tensión, ya que se logra una mejora significativa, con respecto al método de compensación que se utiliza convencionalmente.

Tabla 2.4: Comparación de resultados para distintos métodos de compensación.

Tipo Sistema	Compensación con potencia reactiva			Compensación con potencia activa y reactiva		
	ΔP	ΔQ	CBI_1	ΔP	ΔQ	CBI_2
	X>>R	0,1179	0,1479	0.189	0,1248	0,1687
X≈R	0,1406	0,0804	0.162	0,1769	0,1123	0.21

Se concluye que, para sistemas de distribución, la compensación con potencia activa y reactiva es crucial para evitar el colapso de voltaje, especialmente cuando el sistema está cerca de este límite. Los resultados obtenidos demuestran la necesidad de contar con un elemento capaz de suministrar potencia activa y potencia reactiva de manera prácticamente instantánea en caso de perturbaciones que puedan llevar al sistema al borde del colapso de voltaje en sistemas de distribución. En este contexto, los BESS resultan ser una solución viable, ya que tienen la capacidad de proporcionar tanto potencia activa como reactiva de manera dinámica. Por lo tanto, se propone el diseño de un sistema de control para un BESS que utiliza un método de compensación dinámico de potencia activa y reactiva para mejorar la estabilidad de tensión en sistemas de distribución y durante perturbaciones que pueden provocar un colapso en este tipo de sistemas. Este enfoque presenta una nueva aplicación para los BESS en sistemas industriales, donde su capacidad para proporcionar potencia activa y reactiva de manera eficiente puede ser aprovechada para mejorar la estabilidad del sistema eléctrico y garantizar la continuidad operativa.

2.4. Modelo y diseño de método de control de BESS

En la Figura 2.13 se muestra el sistema de control propuesto, que utiliza un control convencional de voltaje y frecuencia de BESS para controlar la potencia activa y reactiva, según la frecuencia y voltaje del sistema respectivamente. Además, está el control que establece las restricciones de carga y descarga de las baterías, que dependen principalmente del nivel de voltaje y el estado de su carga (SOC), el cual se obtiene a partir del modelo de la batería. En este sistema, se proponen dos bloques de control adicionales, el "Control CBI" y el control de prioridad. El primero, denominado "Control CBI", utiliza tanto la potencia activa como la reactiva del BESS para mejorar la estabilidad del voltaje, según el cálculo del índice del límite crítico (CBI). Por otro lado, el control

de prioridad determina qué método de control utilizar en función de la estabilidad del sistema y el estado de carga de la batería (SOC). Con este diseño del sistema de control, se pretende optimizar la capacidad del BESS para mejorar la estabilidad del sistema eléctrico. A continuación, se detallan los bloques del sistema de control propuesto.

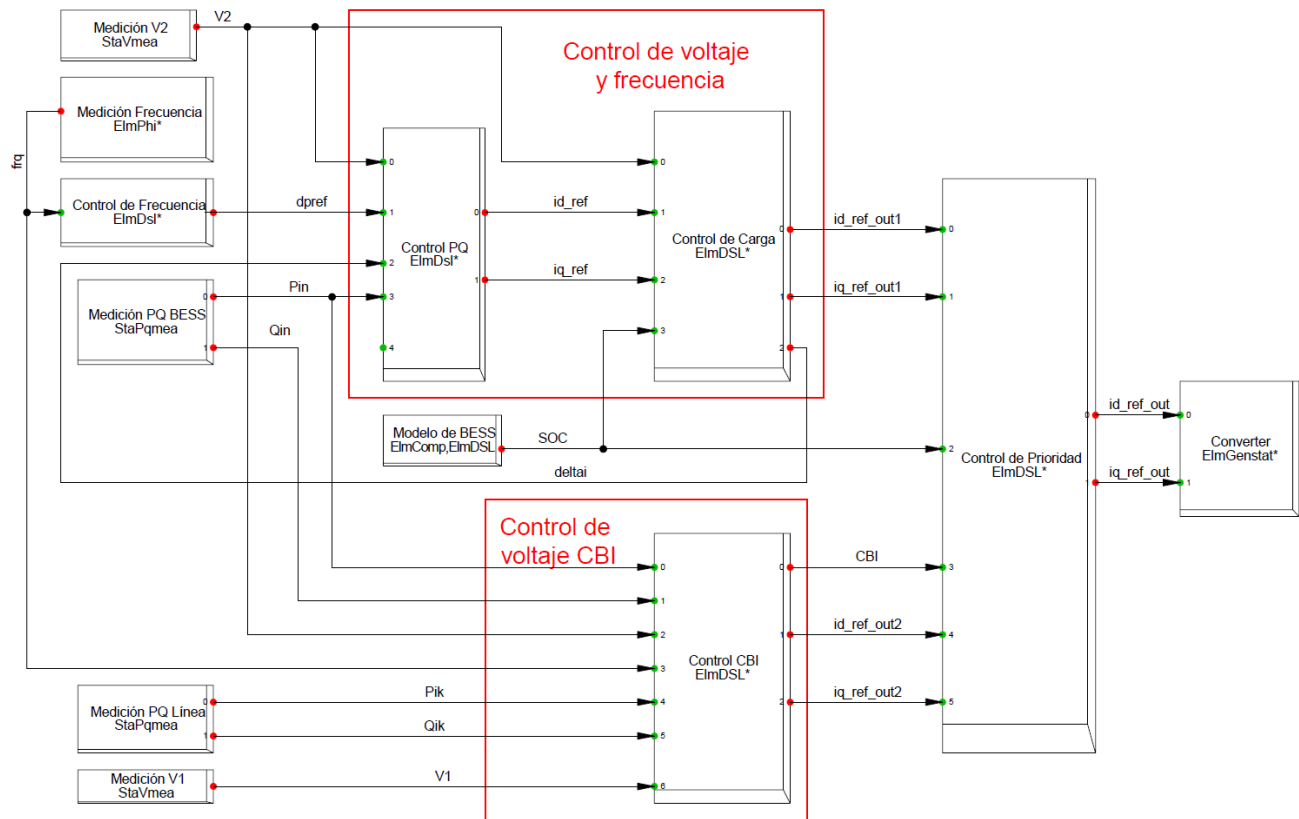


Figura 2.13: Sistema del control propuesto del BESS.

2.4.1 Control de Voltaje y Frecuencia

Esta parte del sistema de control es obtenida del diseño de un sistema típico de control de BESS obtenido de la base de datos de “DIGSILENT Power Factory V15.1”, que utiliza la potencia reactiva para mejorar el voltaje en el sistema y por otro lado la potencia activa para mantener la frecuencia. La cantidad de potencia activa y reactiva a suministrar son independientes entre sí, sin embargo, el control de carga define la prioridad que debe tener cada potencia según las condiciones del sistema y del BESS. Esta sección del sistema de control se divide en tres partes.

A. Control de Frecuencia

El modelo del controlador de frecuencia se presenta en la Figura 2.14. Este control define la cantidad de potencia activa que debe suministrarse en caso de una desviación de frecuencia. Tiene como entradas la frecuencia nominal (f_0) y la frecuencia medida del sistema (frq), lo que produce un diferencial de frecuencia. Este diferencial de frecuencia pasa a través de un bloque que activa el control si la desviación de frecuencia supera los 10 mHz (equivalente a 0,0002 p.u. en un sistema de 50 Hz). Posteriormente, la desviación de frecuencia se multiplica por la variable "droop" para determinar la cantidad de potencia activa que se debe suministrar para corregir la frecuencia. Esta variable se ha fijado en 0,004, lo que indica que el BESS suministra o consume su potencia activa máxima si la frecuencia experimenta una desviación de 200 mHz, con el fin de cumplir con lo establecido en el artículo 5-25 de la NTSyCS [25]. El bloque "offset" se utiliza para compensar "dpref" en caso de que este valor no sea cero al inicio de las condiciones iniciales (cuando se inicia la simulación y el sistema no está trabajando a la frecuencia nominal). Los valores de las variables de control se muestran en la Tabla 2.5.

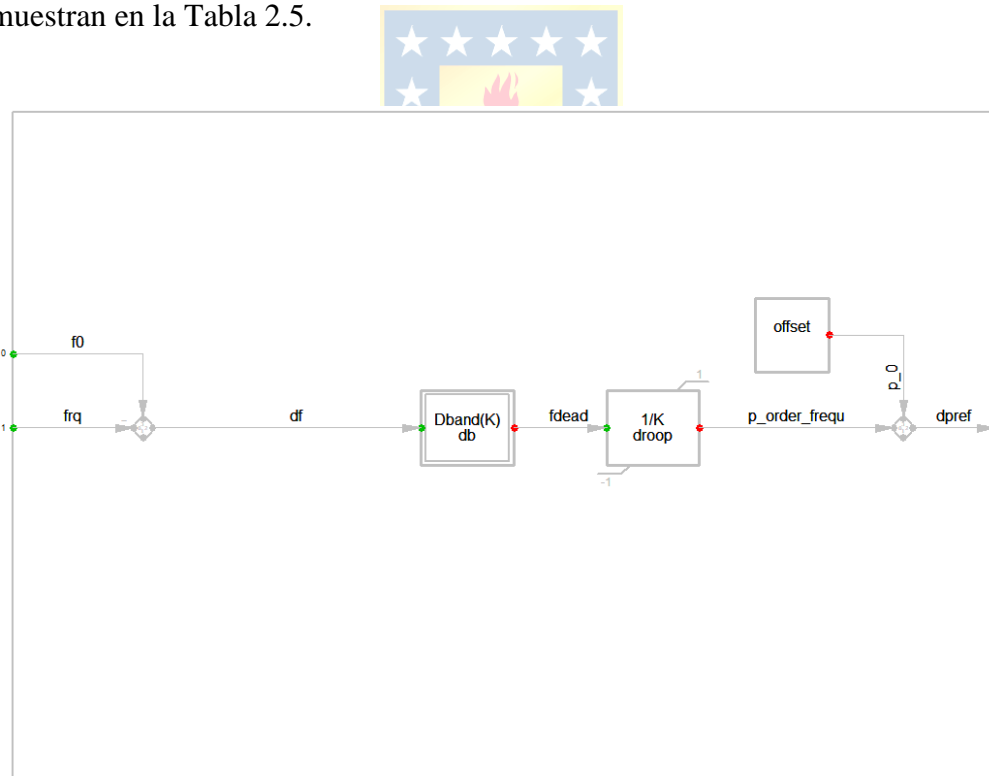


Figura 2.14: Control de frecuencia.

Tabla 2.5: Parámetros de control de frecuencia.

Parámetro	Valor
Droop: Ganancia proporcional para el control de potencia activa	0.004
db: Banda muerta para el control de frecuencia p.u.	0.0002

B. Control PQ

El modelo de control de potencia activa y reactiva se encarga de definir la cantidad de potencia activa y reactiva a suministrar para el control respectivo de la frecuencia y el voltaje. Su diagrama de bloques se muestra en la Figura 2.15. En este sistema, la corriente en el eje d regula la potencia activa, mientras que la corriente en el eje q controla la potencia reactiva. Se establecen dos lazos de control, uno superior para la potencia activa, dirigido al control de frecuencia, y otro inferior para la potencia reactiva, destinado al control de voltaje.

En el control de potencia activa, las entradas comprenden la potencia activa que suministra el BESS "pin" y la potencia requerida por el control de frecuencia "dpref", con estos datos, se calcula un diferencial de potencia "dp". Este valor se somete a un controlador proporcional integral (PI), y luego se le agrega la entrada "deltai", proveniente del controlador de carga. Esta entrada considera cambios transitorios de frecuencia, donde "deltai" indica el ajuste incremental necesario en la referencia de potencia activa para compensar dicho cambio. Posteriormente, la señal resultante pasa por otro controlador PI para obtener la señal de corriente "id_ref". Esta señal se encuentra limitada por valores mínimos y máximos de corriente en el eje d, determinados por las características de diseño del convertidor y la tecnología de la batería, lo que proporciona la cantidad de potencia activa que el BESS debe suministrar para controlar la frecuencia.

En cuanto al control de voltaje asociado a la potencia reactiva, las entradas incluyen el voltaje de referencia "vref" y el voltaje medido en el punto de conexión del BESS "vin". Se calcula la diferencia entre estos valores, que luego se canaliza a través de un controlador proporcional integral. Esta señal se divide en dos lazos, uno pasa por un controlador integral lento para el seguimiento del voltaje, y el otro pasa por un controlador proporcional de voltaje con una constante "Kq" ajustada para asegurar que el BESS suministre toda la potencia reactiva en caso de que la diferencia de voltaje alcance 0.5 p.u. para mantener una regulación del 5%. Además, el controlador proporcional de voltaje activa un bloque de control si la desviación de voltaje es superior a 0 p.u, garantizando que el control se active cuando el voltaje en la barra a controlar no esté en 1.00 p.u. La salida de cada lazo se limita entre valores mínimos y máximos de corriente en el eje q, determinados por las características de

diseño del convertidor. La suma de estas señales proporciona la salida "iq_ref", que define la cantidad de potencia reactiva que el BESS debe suministrar para el control del voltaje.

Los valores para el diseño de los controladores PI son obtenidos de la base de datos de DIgSILENT. Los ajustes específicos del control de potencia activa y reactiva se detallan en la Tabla 2.6.

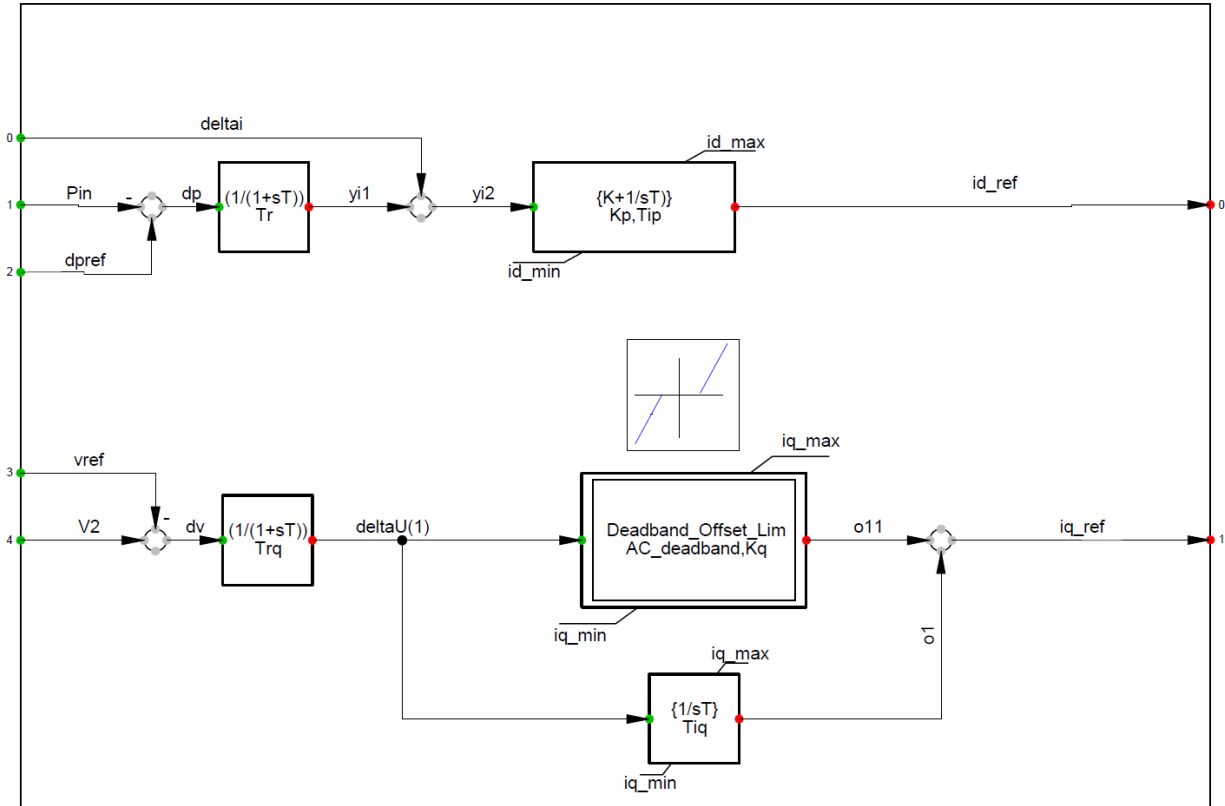


Figura 2.15: Control de potencia activa y reactiva.

Tabla 2.6: Parámetros del control de potencia activa y reactiva.

Parámetro	Valor
Tr: Constante de tiempo del filtro de potencia activa, s	0.01
Tr: Constante de tiempo del filtro de potencia reactiva, s	0.1
Kp: Ganancia proporcional del “controlador PI” de la corriente i_d , p.u.	2
Tip: Constante de tiempo del integrador del del “controlador PI” de la corriente i_d , s	0.2
AC: Banda muerta para la ganancia proporcional, p.u.	0
Kq: Ganancia proporcional para el control de voltaje AC, s	18
Tiq: Constante de tiempo del integrador del “controlador PI” de la corriente i_q , s	0.002
i_{d_min} : Máxima corriente de carga, p.u.	-1
i_{q_min} : Mínima corriente reactiva, p.u.	-1
i_{d_max} : Máxima corriente de descarga, p.u.	1
i_{q_max} : Máxima corriente reactiva, p.u.	1

C. Control de Carga

El control de carga indica las restricciones de carga y descarga de las baterías y su diagrama de bloques se muestra en la Figura 2.16. Este control tiene como entrada diferentes señales, el estado de carga de las baterías (SOC) que se extrae del modelo de la batería y las corrientes entregadas por el control de potencia activa y reactiva (“ i_{dref_in} ” e “ i_{dqref_in} ”).

El control de carga consta de dos partes. La primera, una lógica de carga para lograr las condiciones de contorno, que corresponden a:

- El BESS solo podrá consumir potencia activa si la batería no supera cierto valor ($SOC < maxSOC$). Se diseña con tal que el BESS cumpla con las especificaciones del fabricante [26].
- El BESS solo podrá suministrar potencia activa si la batería no baja de un SOC mínimo determinado por el valor recomendado por el fabricante [26] para que el BESS no disminuya su vida útil ($SOC > minSOC$).

- Sin considerar contingencias, la batería debe cargarse si el SOC está por debajo de cierto nivel $[SOC < (\min SOC + \max SOC) / 2]$, para que el BESS tenga siempre la capacidad de controlar la potencia activa en ambos sentidos.

La segunda parte del control es un bloque limitador de corriente, donde la producción total de potencia activa y reactiva en conjunto no debe ser mayor que la potencia nominal aparente del BESS, por lo que, se debe definir una prioridad para la corriente activa y reactiva. La corriente activa (eje d) tiene mayor prioridad que la corriente reactiva (eje q), siempre y cuando el voltaje en la barra donde está conectado el BESS sea mayor a 0,9 p.u., con tal de cumplir que el voltaje no baje del 10% durante una perturbación (artículo 5-23 de la NTSyCS [25]). Si el voltaje baja de este valor, la corriente reactiva es prioridad. La configuración de los parámetros del control de carga se muestra en la Tabla 2.7.

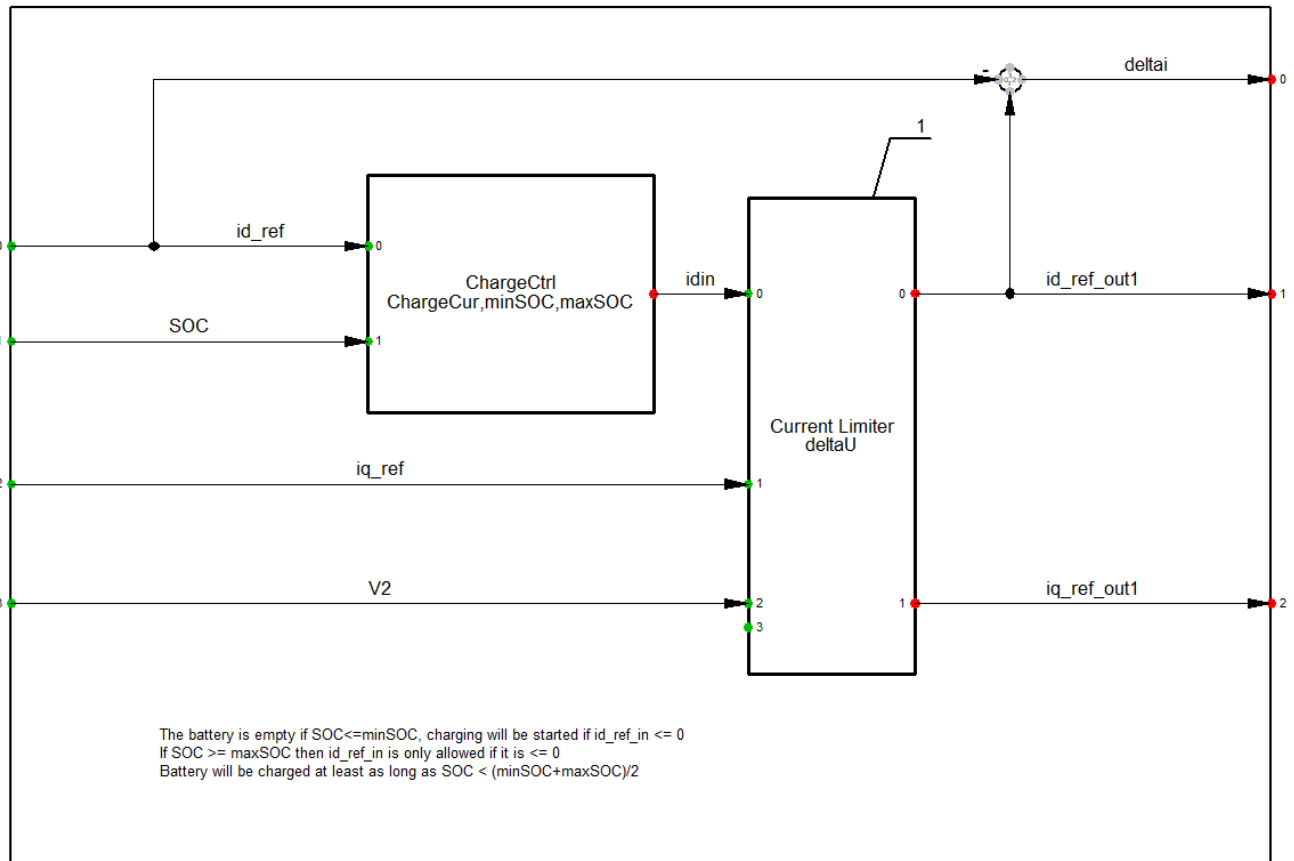


Figura 2.16: Control de Carga.

Tabla 2.7: Parámetros del control de carga.

Parámetro	Valor
Charcur: corriente de carga mínima, p.u.	0.05
minSOC: SOC para detener la descarga del BESS, p.u.	0.05
maxSOC: SOC para detener la carga del BESS, p.u.	0.95
DeltaU: Umbral para la preferencia de i_q	0.9

2.4.2 Control de voltaje CBI

El control CBI consta de tres partes. Primero se calcula el índice de estabilidad de voltaje CBI para el módulo (CBI_{ik}) y ángulo (Ang_{ik}) según las mediciones de potencia transferida y voltaje en las barras, además el cálculo se ajusta si se producen desviaciones de frecuencia lo que puede provocar cambios en la impedancia del sistema. Luego del cálculo realizado, se determina la cantidad de potencia activa (P_{out}) y reactiva (Q_{out}) que debe entregar el BESS según la estabilidad de voltaje calculada a través del índice CBI. Finalmente, los valores de potencia requerida se comparan con la potencia entregada por el BESS, obteniendo un diferencial para cada tipo de potencia, los cuales pasan a través de un controlador integrativo para obtener la cantidad de potencia activa y reactiva que debe entregar el BESS según los requerimientos de estabilidad del sistema, los parámetros de los controladores PI fueron obtenidos según la respuesta escalón del sistema BESS.

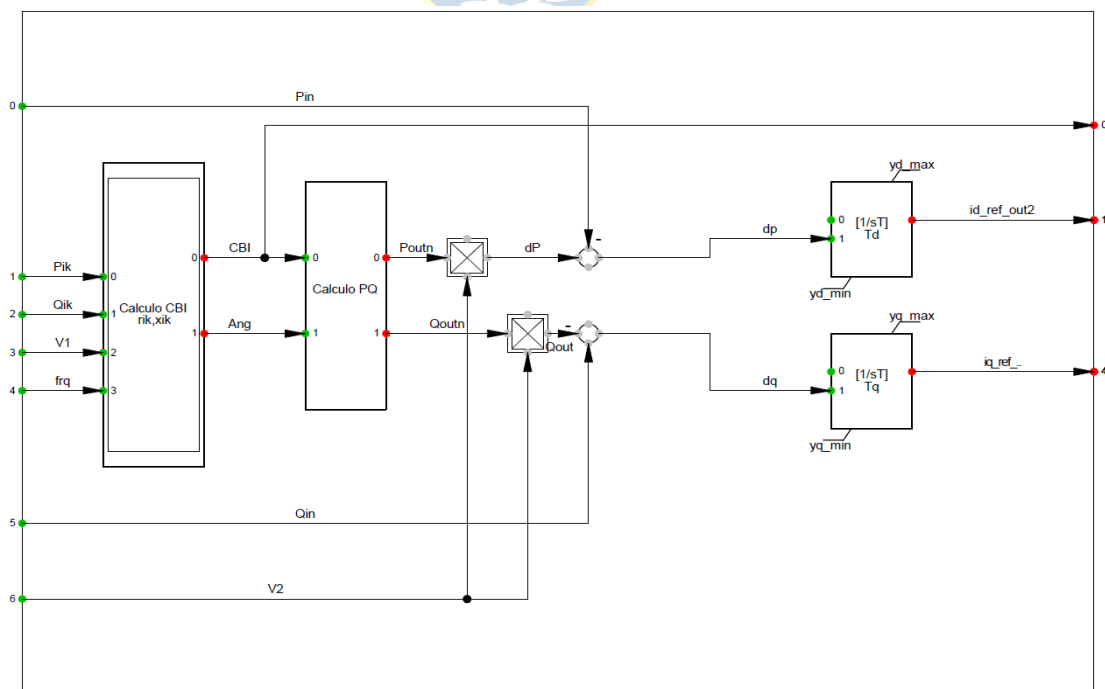


Figura 2.17: Control de CBI.

A. Cálculo CBI

El cálculo CBI se realiza según lo explicado en 2.2, en donde para la línea que se quiere evaluar se obtiene el punto de operación actual $K(P_0, Q_0)$, y con esto se encuentra el punto más cercano del límite de estabilidad de voltaje $C(X, Y)$, el algoritmo desarrollado para el cálculo realizado se muestra en el Anexo E. Con esto se obtiene el ángulo de estabilidad del índice del límite crítico θ_{ik} , para el cual como se explicó, mientras mayor sea el ángulo de estabilidad, más dominante es la compensación de potencia reactiva para mejorar la estabilidad de tensión. Por otro lado, cuando este ángulo es menor, más dominante es la compensación de potencia activa para mejorar la estabilidad tensión.

B. Cálculo PQ

Considerando que la potencia activa y reactiva entregada por el BESS no debe superar la potencia nominal aparente, y que éstas son determinadas por el ángulo de estabilidad del índice del límite crítico CBI, además la potencia que entrega el BESS está limitada por el voltaje dado que el BESS es una fuente de corriente constante por lo que la potencia es directamente proporcional al voltaje, las ecuaciones que describen la cantidad de potencia activa y reactiva que entrega el BESS son las siguientes,

$$S_{BESS} = V_k * S_{nom} \quad (2.25)$$

$$\beta = \frac{\theta_{ik}}{90} \quad (0 \leq \beta < 1) \quad (2.26)$$

$$P_{outn} = S_{BESS} \sqrt{1 - \beta} \quad (2.27)$$

$$Q_{outn} = S_{BESS} \sqrt{\beta} \quad (2.28)$$

C. Determinación de los parámetros de los controladores

Para determinar los parámetros de los controladores integrativos, se determina la función de transferencia del BESS para la corriente en el eje d y en el eje q. Se aplica una entrada escalón para cada caso y se grafica la respuesta dinámica del BESS (Figura 2.18 y Figura 2.19). Los resultados obtenidos muestran que la respuesta del sistema es prácticamente la misma para las dos corrientes, luego se obtiene la constante de tiempo (τ) y la ganancia (k). De esta manera, se obtiene la función de transferencia para la corriente en los ejes d y q, representada por la ecuación 2.29.

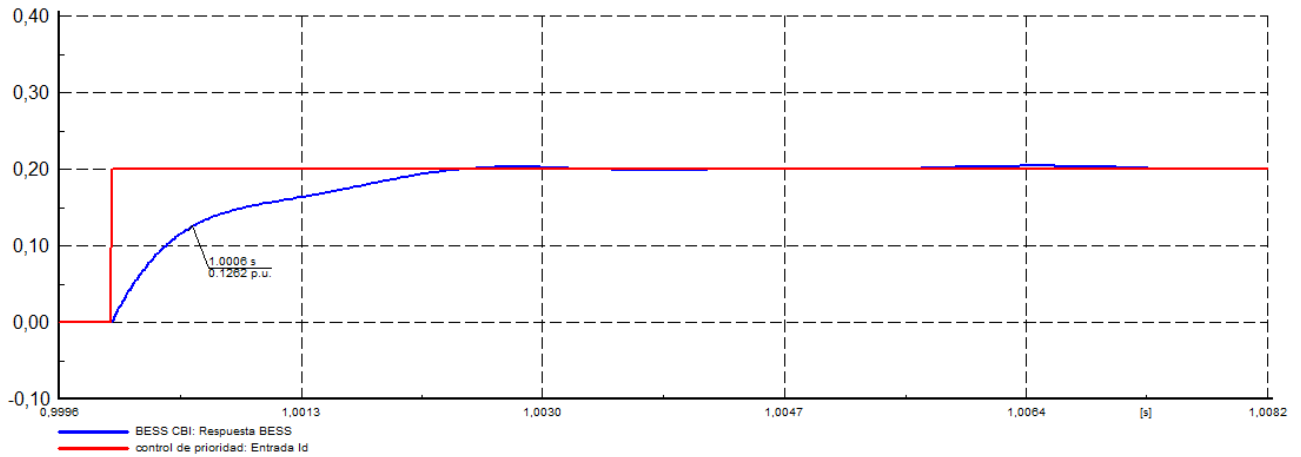


Figura 2.18: Respuesta de BESS para entrada escalón de corriente en el eje d.

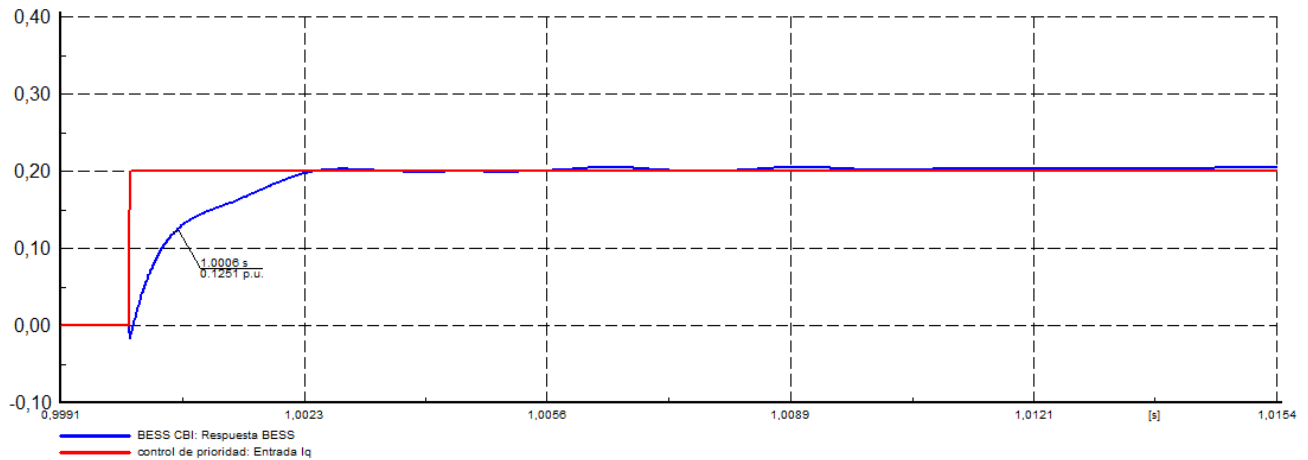


Figura 2.19: Respuesta de BESS para entrada escalón de corriente en el eje q.

$$F(s) = \frac{1}{6 \times 10^{-4} s + 1} \quad (2.29)$$

Por otro lado, si se ocupa el controlador que se muestra en la Figura 2.17, cuya función de transferencia es la que muestra en la ecuación 2.30, se utiliza la teoría del lugar geométrico de las raíces para obtener el punto en donde los polos llegan/salen del eje real. Este punto indica la respuesta más rápida del sistema sin producir oscilaciones. Así del resultado obtenido se llega a un valor de $T=0.0024$. Con esto los parámetros de los controladores se muestran en la Tabla 2.8.

$$C(S) = \frac{1}{sT} \quad (2.30)$$

Tabla 2.8: Parámetros de los controladores PI.

Parámetro	Valor
T_q : Constante de tiempo en el eje q	0.0024
T_d : Constante de tiempo en el eje d	0.0024
id_min: Máxima corriente de carga, p.u.	-1
iq_min: Mínima corriente reactiva, p.u.	-1
id_max: Máxima corriente de descarga, p.u.	1
iq_max: Máxima corriente reactiva, p.u.	1

Este es el procedimiento a seguir para obtener los valores de los controladores según la respuesta dinámica del BESS. Es importante destacar que los valores de la constante de tiempo obtenidos son pequeños, ya que, para este estudio, el BESS se considera como un generador estático ideal, con una respuesta escalón prácticamente instantánea.

2.4.3 Control de prioridad

El bloque de control de prioridad (Figura 2.20) determina si el BESS debe operar bajo el “control de voltaje y frecuencia” o bajo el “control de voltaje CBI”. Este bloque se diseñó basándose en el índice de estabilidad CBI y el estado de carga de la batería (SOC). La lógica de decisión del bloque se describe de forma simplificada en la Figura 2.21, donde se establecen dos estados de operación del BESS: "Estado 1" y "Estado 2".

En el “Estado 1” las señales de salida son las que entrega el “control de voltaje y frecuencia” (Ecuación 2.31), mientras que en el “Estado 2” se utilizan las señales del “control de voltaje CBI” (Ecuación 2.32). La transición entre estados se determina según las condiciones de la estabilidad del voltaje (CBI) y el SOC de la batería, como se muestra en la Figura 2.21.

Si el BESS se encuentra trabajando en el “Estado 1”, puede pasar al “Estado 2” si se cumplen dos condiciones. La primera que la estabilidad de voltaje cae por debajo de un límite definido ($CBI < \min CBI1$) debido a una perturbación en el sistema, y la segunda condición es que el BESS puede entregar la potencia activa requerida durante cierto tiempo ($SOC > \min SOC1$), se debe tener en cuenta que el valor de $\min SOC1$ es menor al recomendado por el fabricante, dado que se busca evitar el blackout en el sistema, por lo que se justifica llevar a las baterías en descargas más bajas al recomendado. Así cumplidas estas dos condiciones el bloque de control realiza la transición del “Estado 1” al “Estado 2”.

Por otro lado, si el BESS se encuentra trabajando en el “Estado 2”, realizará la transición al “Estado 1” si se cumple una de dos condiciones. La primera es que la estabilidad de voltaje del sistema sobrepase cierto valor ($CBI > \text{minCBI2}$) con tal de asegurar que el sistema se alejó del colapso de voltaje. Es importante destacar que minCBI2 debe ser mayor que minCBI1 para evitar oscilaciones entre los estados y garantizar que el sistema se aleje lo suficiente del colapso de tensión. La otra condición que puede provocar el cambio de estado de operación es si el SOC de la batería cae por debajo de un valor determinado ($\text{SOC} < \text{MinSOC2}$), con el fin de evitar que la batería se descargue completamente y no sea capaz de suministrar la potencia activa requerida. En este caso, minSOC1 debe ser mayor que minSOC2 para prevenir oscilaciones entre los estados y permitir que la batería se recargue en cierta medida. Una vez cumplidas una de estas dos condiciones el bloque de control realiza la transición del “Estado 2” al “Estado 1”. Los parámetros utilizados se detallan en la Tabla 2.9.

$$\begin{aligned} idref_{out} &= idref_{out1} \\ iqref_{out} &= iqref_{out1} \end{aligned} \quad (2.31)$$

$$\begin{aligned} idref_{out} &= idref_{out2} \\ iqref_{out} &= iqref_{out2} \end{aligned} \quad (2.32)$$

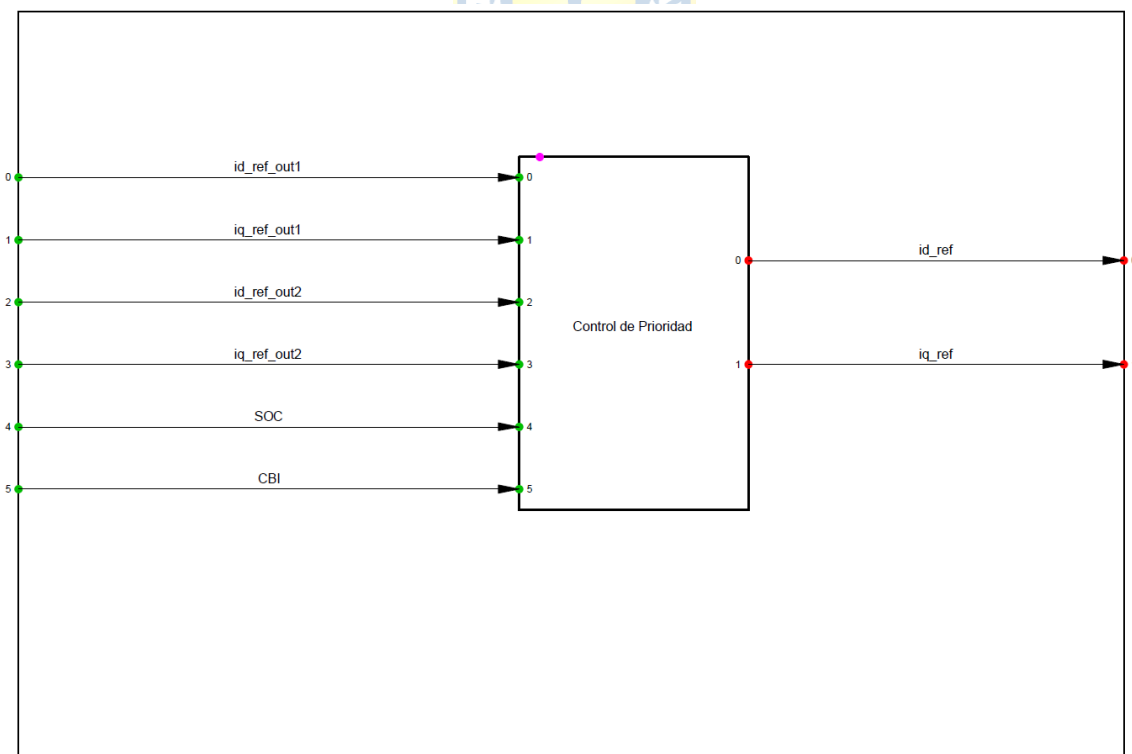


Figura 2.20: Control de prioridad.

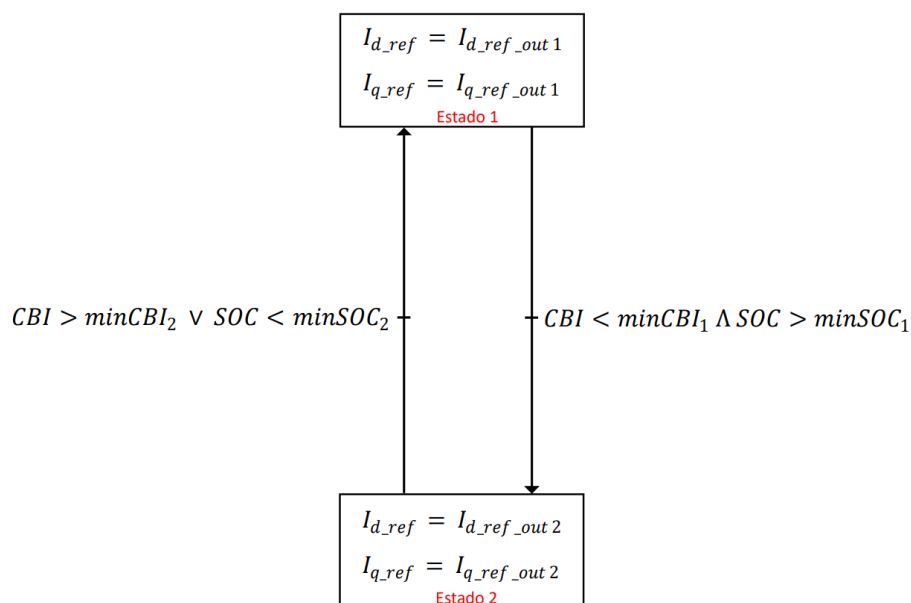


Figura 2.21: Lógica del control de prioridad.

Tabla 2.9: Parámetros del control de prioridad.

Parámetro	Valor
$minCBI_1$: Límite de CBI para pasar al estado 2 de operación.	0.4
$minCBI_2$: Límite de CBI para salir del estado 1 de operación.	0.6
$minSOC_1$: Mínimo SOC para pasar al estado 2 de operación.	0.04
$minSOC_2$: Mínimo SOC para salir del estado 1 de operación.	0.01

2.4.4 Modelo del BESS

El modelo del BESS es una representación básica que toma de entrada las mediciones de potencia activa y reactiva en la barra a la que está conectado, así como el voltaje presente en ese instante. Este modelo proporciona el voltaje suministrado por una celda de la batería (Ucell), la corriente consumida por una celda de la batería (Icell) y el estado de carga de la batería (SOC). la Figura 2.22 muestra el modelo general de la batería.

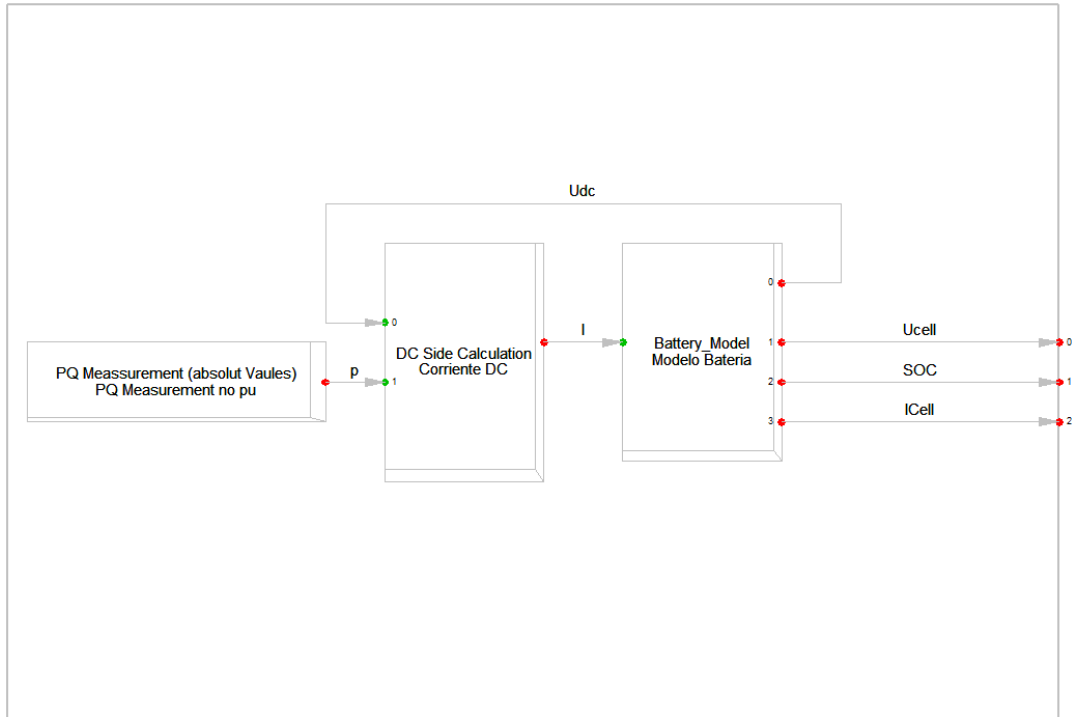


Figura 2.22: Modelo de BESS.

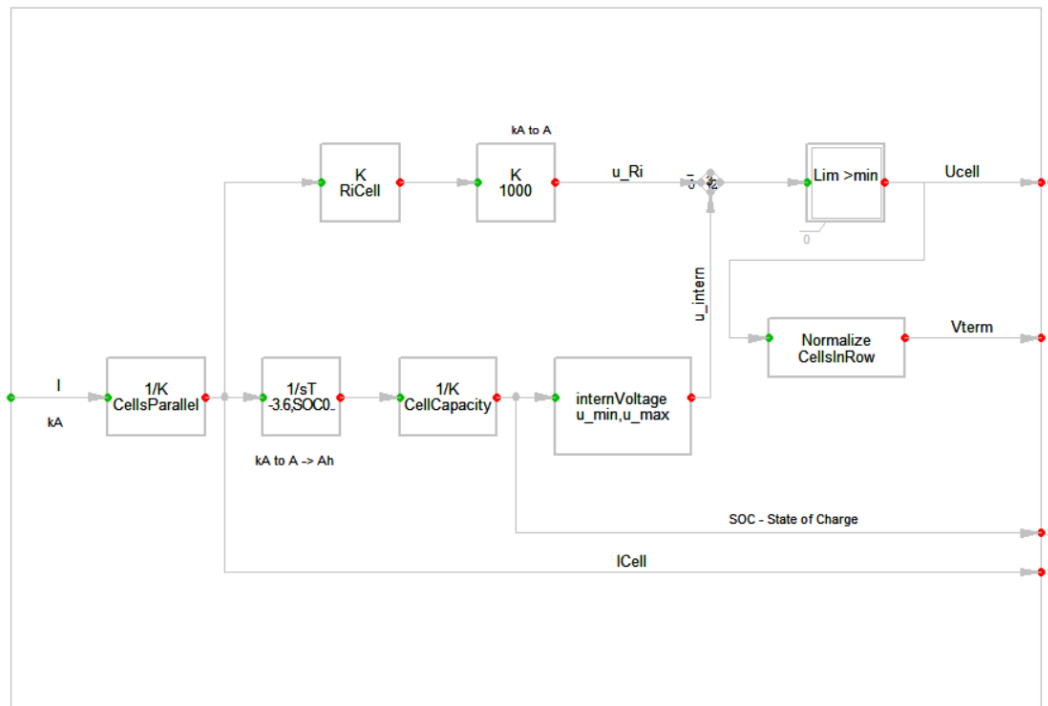


Figura 2.23: Modelo de batería.

Dentro del modelo de la batería se incluye el “Modelo de batería” en DSL, que calcula los parámetros mencionados. Este modelo se presenta en la Figura 2.23 y toma como entrada la corriente que entrega el BESS en ese momento, expresada en kA. Esta corriente se divide por un factor de ganancia “K” que indica la cantidad de celdas en paralelo presentes en el BESS, lo que resulta en la corriente que atraviesa una sola celda de la batería. Por un lado, esta corriente se multiplica por una constante "RiCell", que representa la resistencia interna de la celda, y luego se multiplica por otro factor de ganancia para convertir la corriente de kA a A. Con este valor se obtiene el voltaje interno de la batería, cuyo valor varía según el SOC de la batería, obteniendo así el voltaje de una celda de la batería, que debe ser mayor que el voltaje mínimo que puede alcanzar una celda (Voltaje de corte). Este voltaje en la celda se multiplica por el número de celdas en serie para obtener el voltaje total del BESS. Por otro lado, la corriente pasa por un integrador que permite calcular la energía suministrada por la batería en Ah. Este resultado se divide por un factor de ganancia que representa la capacidad de una celda de la batería, proporcionando así el estado de carga de las baterías (se asume un SOC inicial de 0.8). Finalmente, en otra salida, se obtiene la corriente suministrada por una celda de la batería.

Los datos específicos del modelo se detallan en la Tabla 2.10. Estos parámetros se obtienen de un catálogo típico de BESS de Ion-Litio [26]. Además, la cantidad de celdas en paralelo y en serie son determinadas según la capacidad de potencia y energía que debe tener el BESS para cumplir con los requerimientos que necesite el sistema, el procedimiento para determinar la potencia y energía del BESS se explica a continuación.

Tabla 2.10: Parámetros batería y configuración BESS.

Parámetro	Valor
SOC0: Estado de carga inicial, p.u.	0.8
CellCapacity: Capacidad por celda, Ah	160
u_min: voltaje de celda vacía, V	67.2
u_max: voltaje de celda completa, V	86.4
Cellsparallel: Número de celdas en paralelo	Np
CellsInRow: Número de celdas en serie	Ns
RiCell: Resistencia interna por celda, ohm	0.001

Dimensionamiento del BESS

Para el proceso del dimensionamiento del BESS, primero se determina la cantidad de potencia que debe entregar el BESS de forma instantánea, lo cual se determina según las necesidades específicas del sistema. Para ello, se emplea un método que consiste en simular un cortocircuito monofásico a tierra sin impedancia de falla, considerado una contingencia extrema (severidad 9) según la NTSyCS [25], teniendo en cuenta el valor de la malla a tierra en el punto de falla. La simulación se realiza primero sin el BESS y luego con el BESS utilizando el método de compensación CBI. Se ajusta la potencia del BESS iterativamente hasta lograr una mejora del 10% en el voltaje nominal en comparación con la caída de voltaje que se produce sin el BESS. Una vez obtenida la potencia necesaria del BESS, se aproxima al próximo valor comercial más cercano.

Por otro lado, la relación entre la potencia y la energía depende de la tasa de carga o descarga “C”, que representa la velocidad máxima a la que el BESS puede ser descargado, o, dicho de otra manera, por cuánto tiempo el BESS puede entregar su potencia máxima. La Tabla 2.10 muestra la relación entre la tasa "C" y el tiempo durante el cual el BESS puede suministrar su potencia máxima. Según el catálogo del BESS de Ion-Litio [26], estos BESS tienen una tasa que oscila entre $C/2$ y $2C$. Dado que el objetivo del BESS es entregar la mayor cantidad de potencia nominal en caso de una perturbación momentánea del sistema, no es necesario que sea capaz de mantener esta potencia durante largos períodos. Por lo tanto, para garantizar que el BESS pueda suministrar la mayor cantidad de potencia de forma momentánea y al menor costo posible, se elige el BESS con la tasa más alta, que en este caso sería de $2C$.

Tabla 2.11: Tasa C en relación con el tiempo.

Tasa C	Tiempo
5C	12 min
2C	30 min
1C	1 h
C/2	2 h
C/5	5 h
C/10	10 h

2.4.5 Bloques de Mediciones

A. Medición PQ BESS

Este módulo realiza las mediciones de potencia activa y reactiva que entrega el BESS. La salida de este bloque se utiliza como entrada en el bloque de control de potencia activa y reactiva.

B. Medición PQ línea

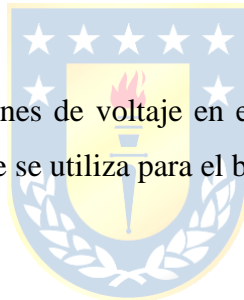
Este módulo realiza las mediciones de potencia activa y reactiva que pasa por la línea para el cálculo del CBI. La salida de este bloque se utiliza para el bloque del Control CBI.

C. Medición Frecuencia

Este módulo realiza las mediciones de frecuencia en el punto de conexión con la red. La salida de este bloque se utiliza como entrada en el bloque de control de frecuencia y en el bloque del convertidor.

D. Medición V1

Este módulo realiza las mediciones de voltaje en el Incoming de la línea a evaluar para el cálculo del CBI. La salida de este bloque se utiliza para el bloque del Control CBI.



E. Medición V2

Este módulo realiza las mediciones del voltaje en el punto de conexión del BESS. La salida de este bloque se utiliza como entrada en el bloque de control de potencia activa y reactiva y en el bloque del control de carga de la batería.

2.5. Discusión

En este capítulo, se ha abordado la importancia del análisis de la estabilidad de voltaje en los sistemas eléctricos, particularmente en sistemas con características tanto de distribución como de transmisión. Se ha analizado la estabilidad de voltaje utilizando diferentes métodos de compensación; utilizando solo potencia reactiva, que es el método normalmente utilizado para estos tipos de sistemas, y se analizó la compensación utilizando la combinación de potencia activa y reactiva, que tiene por objetivo determinar el punto óptimo del tipo de potencia a entregar según el índice de estabilidad CBI calculado.

Los resultados obtenidos muestran que, para sistemas de transmisión, el uso de potencia activa junto con la reactiva no conlleva un aumento significativo en la estabilidad del sistema en comparación

con el uso exclusivo de potencia reactiva. Por otro lado, en sistemas de distribución, donde la resistencia es cercana a la reactancia, se justifica el uso de potencia activa para mejorar la estabilidad del voltaje y prevenir el colapso de la tensión.

Basándose en el análisis realizado, se diseñó una estrategia de control para un sistema BESS y un método de evaluación de estabilidad de forma dinámica, con el propósito de garantizar la estabilidad de voltaje y mejorar la calidad del suministro eléctrico, tanto en operación normal como en condiciones de contingencia. Este método de compensación dinámico busca optimizar el rendimiento del BESS mediante una aplicación innovadora para sistemas industriales, con la capacidad de mejorar la calidad del suministro eléctrico y asegurar la estabilidad del sistema durante grandes perturbaciones.

Este capítulo presentó un estudio detallado de la estabilidad en los sistemas eléctricos y el efecto que produce la compensación de potencia activa y potencia reactiva en los diferentes tipos de sistemas. Asimismo, se diseñó una estrategia para mejorar la calidad del suministro eléctrico en temas de voltaje y frecuencia, que a su vez mejora la confiabilidad del suministro eléctrico para contingencias que pueden producir un colapso del sistema.



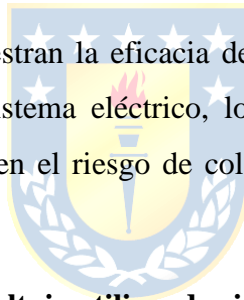
3. Validación del Método Propuesto

3.1. Introducción

Este capítulo se centra en el estudio de la estabilidad de voltaje utilizando el sistema IEEE de 14 barras como caso de estudio. Se utiliza el índice CBI para analizar la estabilidad del sistema en diferentes escenarios de fallas y perturbaciones, con el fin de identificar las barras críticas más cercanas al colapso de voltaje.

Al obtener la barra más crítica del sistema, se evalúa su estabilidad con métodos de compensación en esa barra, utilizando un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS). Se compara el método convencional de compensación utilizado en los BESS con el método de compensación dinámico diseñado, que incluye un nuevo sistema de control para optimizar el uso del BESS y mejorar la estabilidad del sistema eléctrico. El objetivo es validar el diseño de la compensación dinámica propuesta y demostrar su eficiencia en comparación con el método convencional.

Los resultados obtenidos demuestran la eficacia del nuevo método propuesto para mejorar significativamente la estabilidad del sistema eléctrico, lo que se traduce en mejores niveles de regulación de voltaje y una reducción en el riesgo de colapso del sistema en comparación con el método de compensación convencional.



3.2. Evaluación de estabilidad de voltaje utilizando sistema IEEE de 14 barras.

Se utiliza el sistema IEEE de 14 barras para evaluar la estabilidad del voltaje con el índice CBI. Se simulan diferentes escenarios de fallas o perturbaciones para observar la respuesta del sistema en términos de estabilidad de voltaje. El propósito es identificar las líneas o barras más cercanas a la inestabilidad y proponer el punto óptimo de compensación para mejorar la estabilidad del sistema eléctrico.

3.2.1 Características del sistema IEEE de 14 barras.

El caso de prueba de IEEE de 14 barras (Figura 3.1) representa una parte del sistema eléctrico estadounidense. Este caso de prueba consta de 14 barras, 5 generadores y 11 cargas. Este sistema eléctrico es un sistema aislado que cuenta con generación distribuida, con líneas de transmisión de 132 kV y otras de distribución en 33 kV. Los parámetros de los generadores, líneas, transformadores y cargas del sistema se muestran en el ANEXO A. Este sistema se simula en la plataforma DIgSILENT Power Factory v15.1 como se muestran en la Figura A.1.

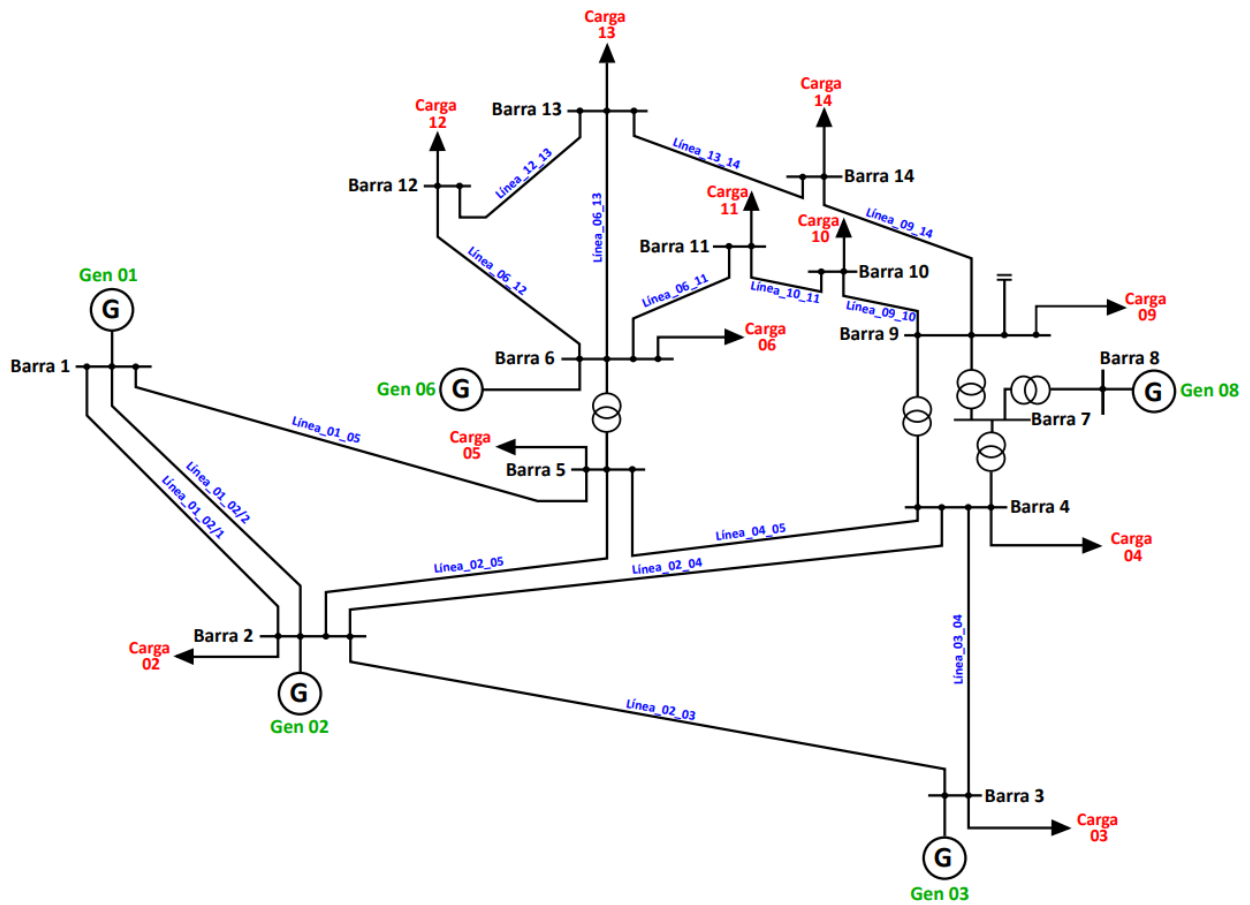


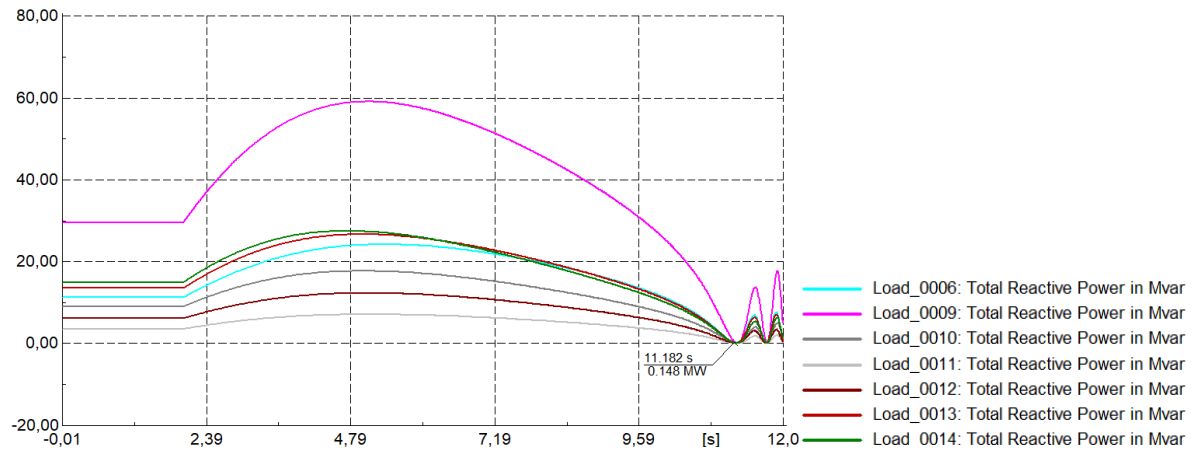
Figura 3.1: Sistema IEEE de 14 Barras [29].

3.2.2 Evaluación de estabilidad durante fallas.

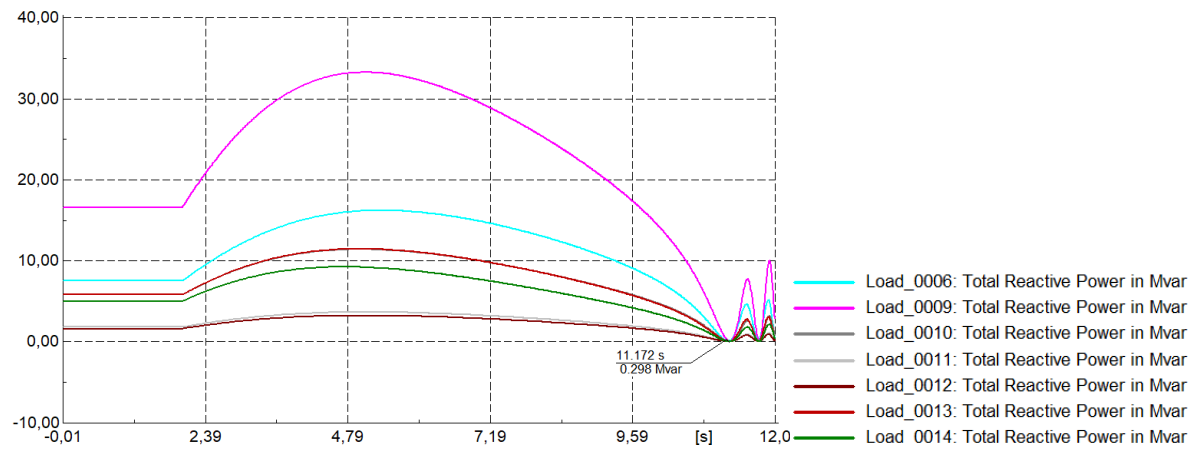
Se evalúa la estabilidad de todas las líneas del sistema con el cálculo del CBI explicado en el capítulo 2. Este análisis se realiza para diferentes tipos de fallas o perturbaciones en el sistema, cada uno de estos escenarios se analiza hasta que se produce el colapso de voltaje, permitiendo identificar las líneas más cercanas al colapso de voltaje. Esto sirve para evaluar las líneas más críticas del sistema en términos de estabilidad, y así determinar cómo responde el sistema frente a diferentes condiciones de operación y perturbaciones.

A. Aumento de cargas en media tensión.

Se realiza una simulación dinámica donde, a partir del segundo 2, se incrementa gradualmente la carga de manera proporcional con el tiempo (ver figura 3.2). Este incremento se mantiene hasta que se alcanza el colapso de voltaje, como se muestra en la Figura 3.3.



(a)



(b)

Figura 3.2: Aumento de potencia en cargas de MT

(a) Potencia activa MW; (b) Potencia reactiva MVar.

De la Figura 3.2 se observa que el aumento de la potencia en las cargas no es lineal debido a la dependencia de la potencia con el voltaje. A medida que aumenta la potencia demandada por las cargas, el voltaje en los puntos de conexión disminuye. Debido a esta relación, se alcanza un límite en la potencia que el sistema puede suministrar. Intentar aumentar la potencia más allá de este límite provoca un efecto en cadena, donde el voltaje sigue disminuyendo, lo que a su vez reduce la potencia que puede ser suministrada hasta llegar a un punto donde el consumo de potencia es prácticamente nulo.

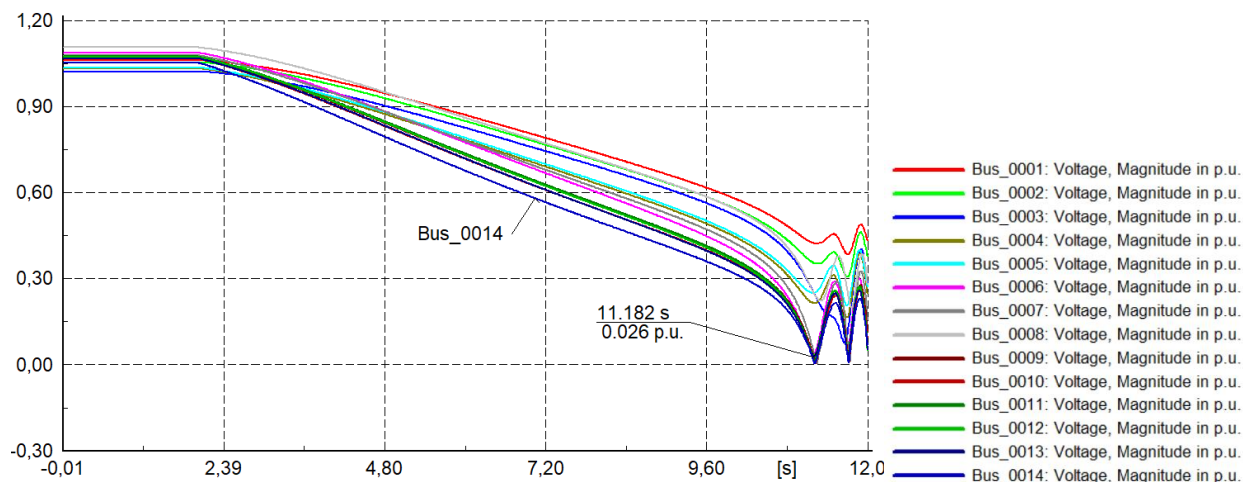


Figura 3.3: Voltaje en el sistema ante aumento de cargas en MT.

Para la simulación dinámica realizada, se calcula el índice CBI hasta el punto donde una línea alcanza un valor del límite CBI de cero, y que por ende es el punto donde se produce el colapso de voltaje. En la Tabla 3.1 se muestra el valor de CBI ordenado de menor a mayor en el momento del colapso de voltaje, resaltando en rojo las líneas más cercanas al colapso. Para estas líneas, se grafica el comportamiento del índice CBI durante la simulación dinámica (Figura 3.4). Además, en la Figura 3.5 se muestra en el diagrama eléctrico las líneas ya mencionadas.

Tabla 3.1: Calculo CBI final durante aumento de cargas.

Línea	CBI
Line_0009_0014	0,000
Line_0013_0014	0,001
Line_0006_0012	0,002
Line_0010_0011	0,002
Line_0012_0013	0,003
Line_0006_0011	0,004
Line_0006_0013	0,004
Line_0002_0003	0,006
Line_0002_0004	0,007
Line_0009_0010	0,008
Line_0001_0005	0,010
Line_0002_0005	0,027
Line_0003_0004	0,055
Line_0001_0002/1	0,154
Line_0001_0002/2	0,154
Line_0004_0005	0,187

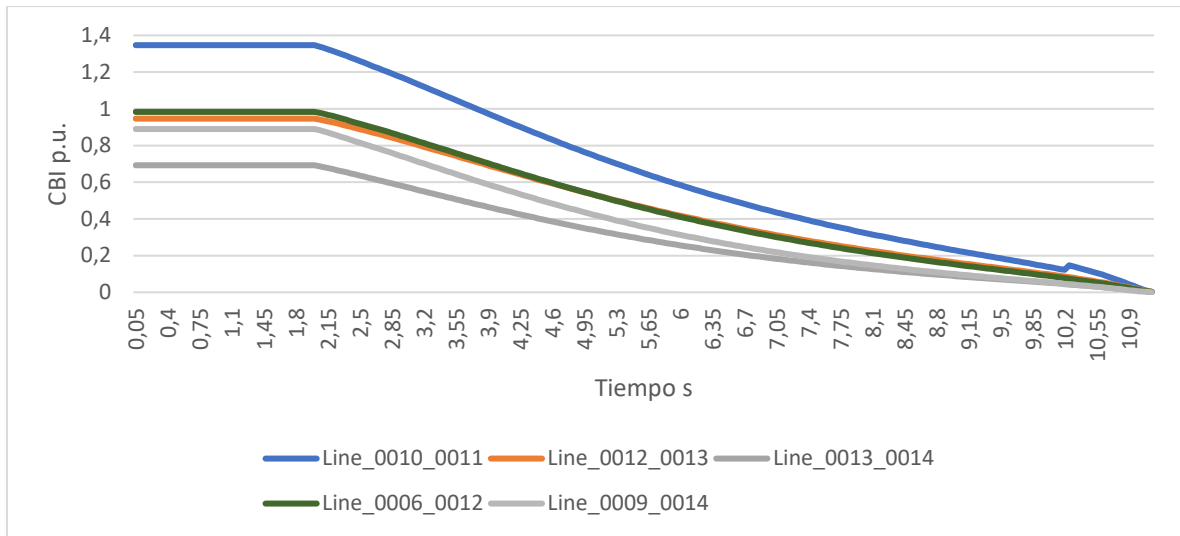


Figura 3.4: CBI de líneas más cercanas al colapso de tensión para aumento de cargas en MT.

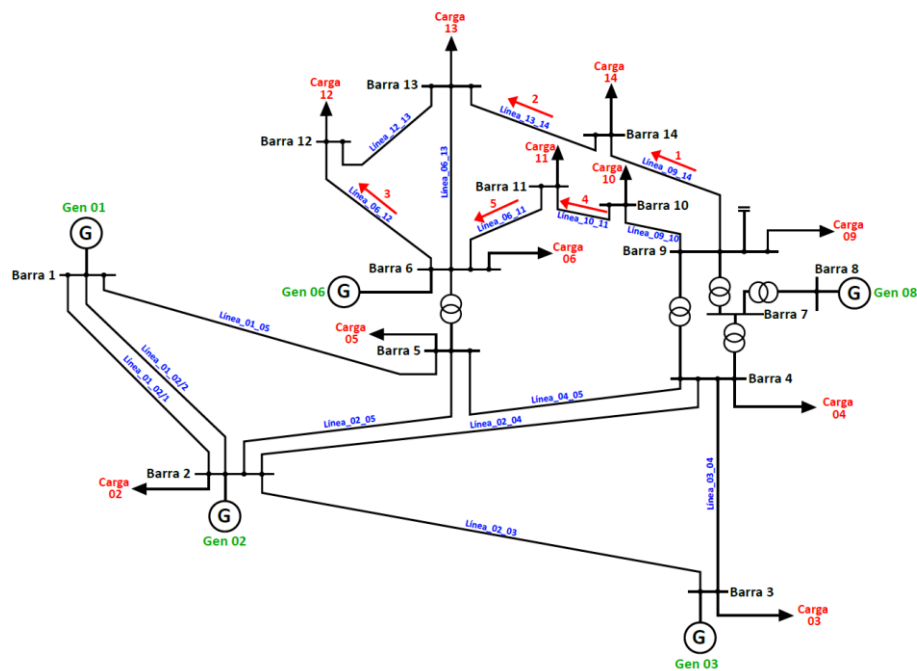


Figura 3.5: Orden de estabilidad de las líneas para perturbación por aumento de cargas.

De los resultados obtenidos, se identifica que las barras 12, 13 y 14 son las más cercanas al colapso de voltaje. Como resultado, estas líneas experimentan una mayor caída de voltaje en comparación con las otras barras. Por lo tanto, es necesario evaluar la estabilidad de cada una de estas barras, para lo cual se calculará el índice CBI del sistema en caso de un cortocircuito monofásico.

B. Cortocircuito monofásico en barras 12, 13 y 14

Para las barras 12, 13 y 14 se lleva a cabo la simulación de un cortocircuito monofásico a tierra sin impedancia de falla de una sección de barra, lo cual es considerado una contingencia extrema de severidad 9, según la NTSyCS [25]. No se considera un tiempo de despeje de la falla, ya que el objetivo es alcanzar el punto del colapso del sistema. Se considera un valor de resistencia total de malla a tierra de 2 Ohm. Los resultados obtenidos se presentan de la Figura 3.6 a la Figura 3.10.

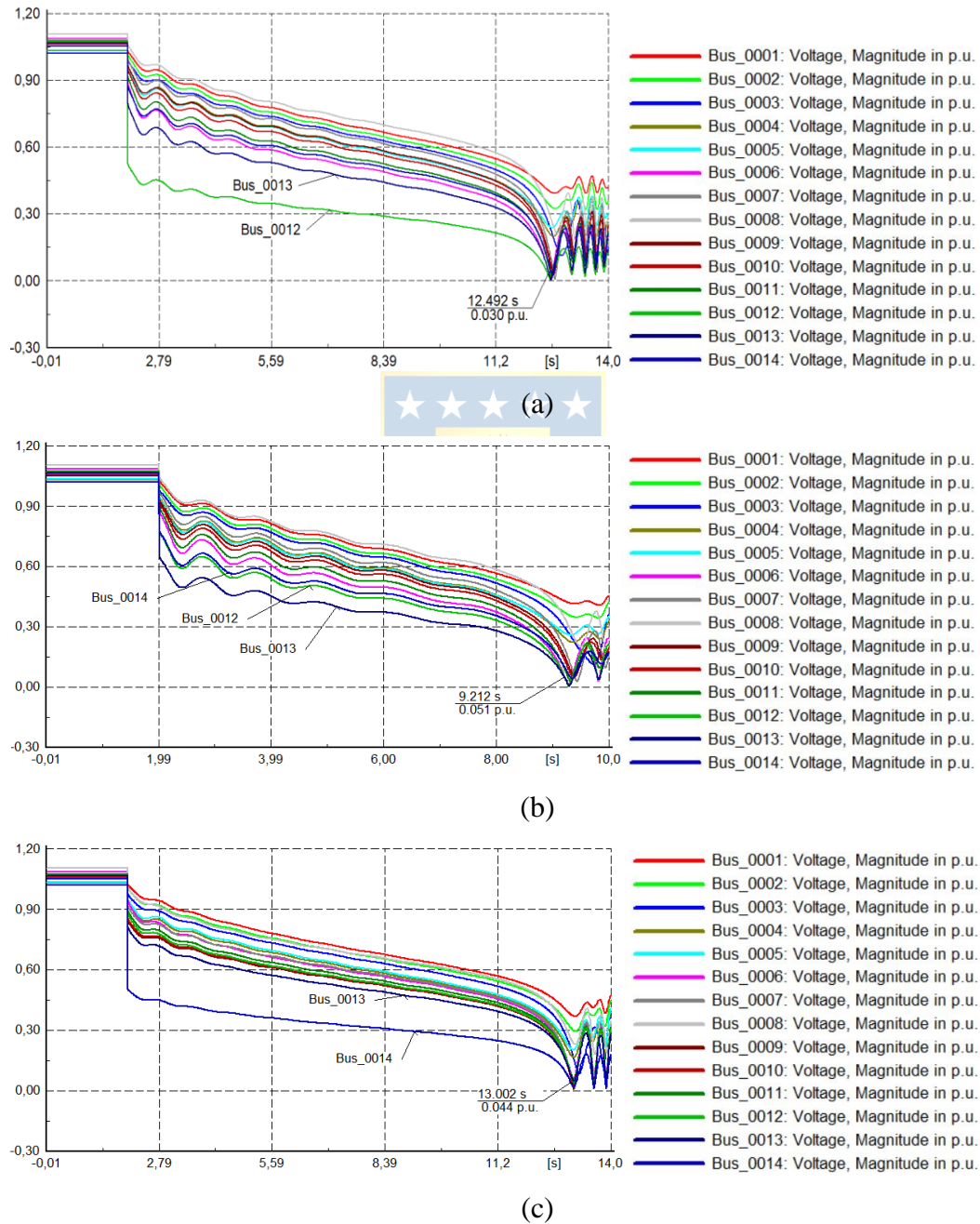
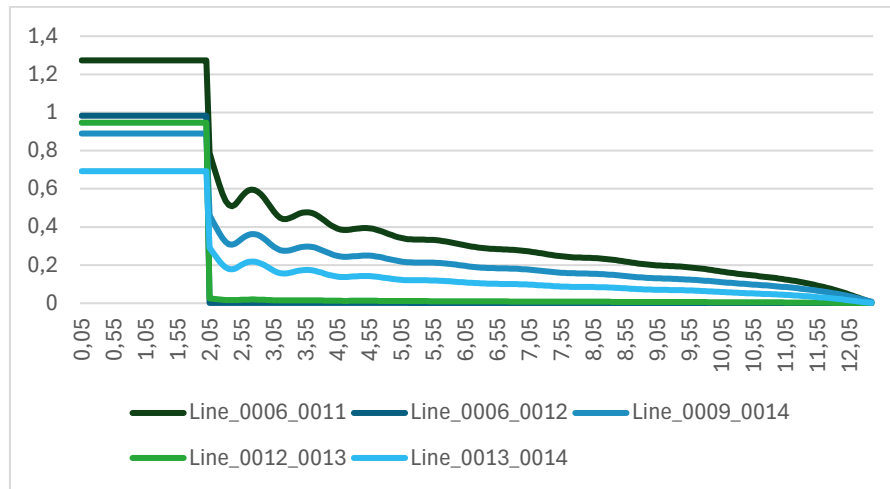
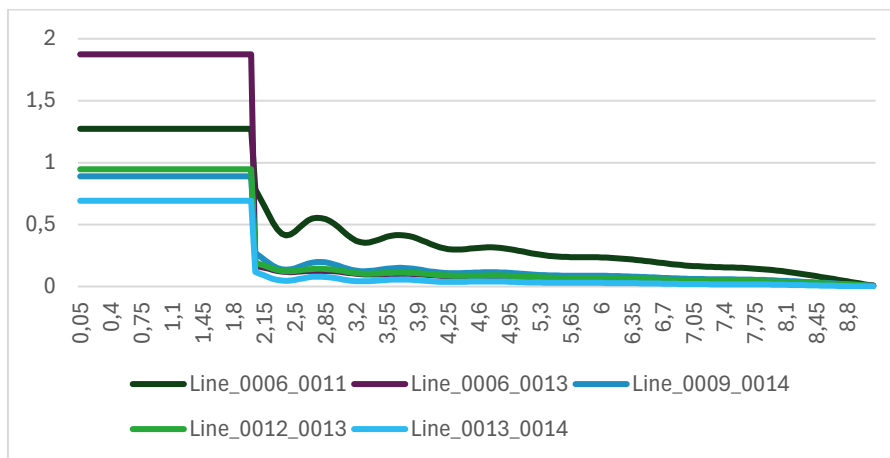


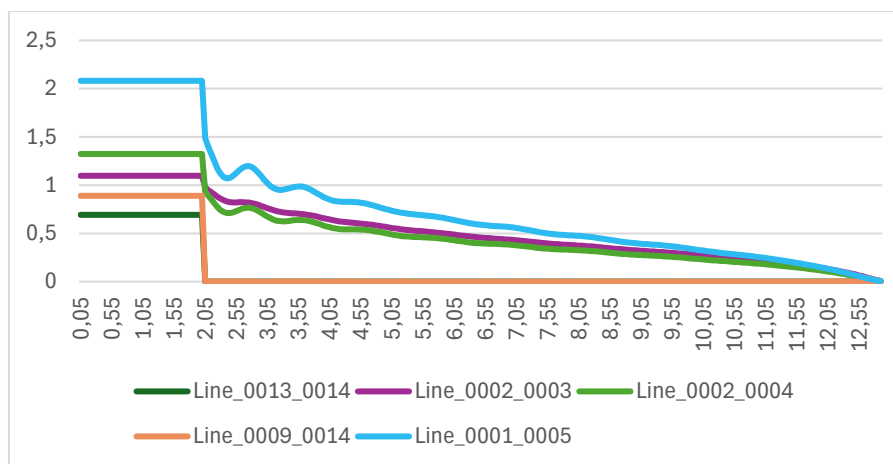
Figura 3.6: Voltaje en barras del sistema durante cortocircuito monofásico
 (a) Cortocircuito en barra 12; (b) Cortocircuito en barra 13; (c) Cortocircuito en barra 14.



(a)



(b)



(c)

Figura 3.7: Cálculo de CBI dinámico durante falla monofásica de las líneas más críticas para cada caso

(a) Cortocircuito en barra 12; (b) Cortocircuito en barra 13; (c) Cortocircuito en barra 14.

Tabla 3.2: Orden de estabilidad de las líneas para cortocircuito monofásico.

Orden de estabilidad	Cortocircuito B12		Cortocircuito B13		Cortocircuito B14	
	Línea	CBI	Línea	CBI	Línea	CBI
1	Line_0006_0012	0,000	Line_0013_0014	0,000	Line_0009_0014	0,000
2	Line_0012_0013	0,000	Line_0009_0014	0,006	Line_0013_0014	0,000
3	Line_0013_0014	0,002	Line_0012_0013	0,006	Line_0002_0004	0,001
4	Line_0006_0011	0,005	Line_0006_0011	0,007	Line_0002_0003	0,001
5	Line_0009_0014	0,008	Line_0006_0013	0,007	Line_0001_0005	0,002
6	Line_0010_0011	0,012	Line_0006_0012	0,009	Line_0012_0013	0,002
7	Line_0006_0013	0,018	Line_0010_0011	0,016	Line_0010_0011	0,003
8	Line_0002_0003	0,018	Line_0002_0004	0,027	Line_0006_0012	0,003
9	Line_0002_0004	0,019	Line_0001_0005	0,028	Line_0006_0013	0,004
10	Line_0001_0005	0,020	Line_0002_0003	0,036	Line_0009_0010	0,004
11	Line_0002_0005	0,039	Line_0002_0005	0,048	Line_0006_0011	0,006
12	Line_0009_0010	0,072	Line_0009_0010	0,091	Line_0003_0004	0,008
13	Line_0003_0004	0,101	Line_0003_0004	0,143	Line_0002_0005	0,014
14	Line_0001_0002/1	0,168	Line_0001_0002/1	0,200	Line_0001_0002/1	0,094
15	Line_0001_0002/2	0,168	Line_0001_0002/2	0,200	Line_0001_0002/2	0,094
16	Line_0004_0005	0,280	Line_0004_0005	0,359	Line_0004_0005	0,095

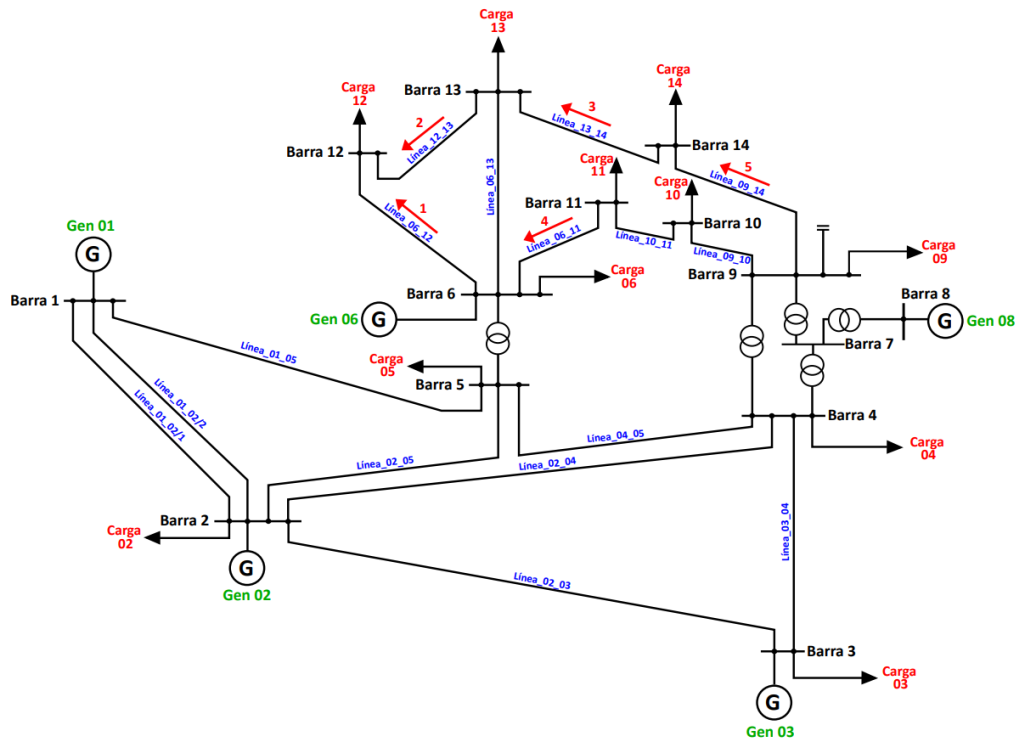


Figura 3.8: Orden de estabilidad en las líneas con un cortocircuito monofásico en la barra 12.

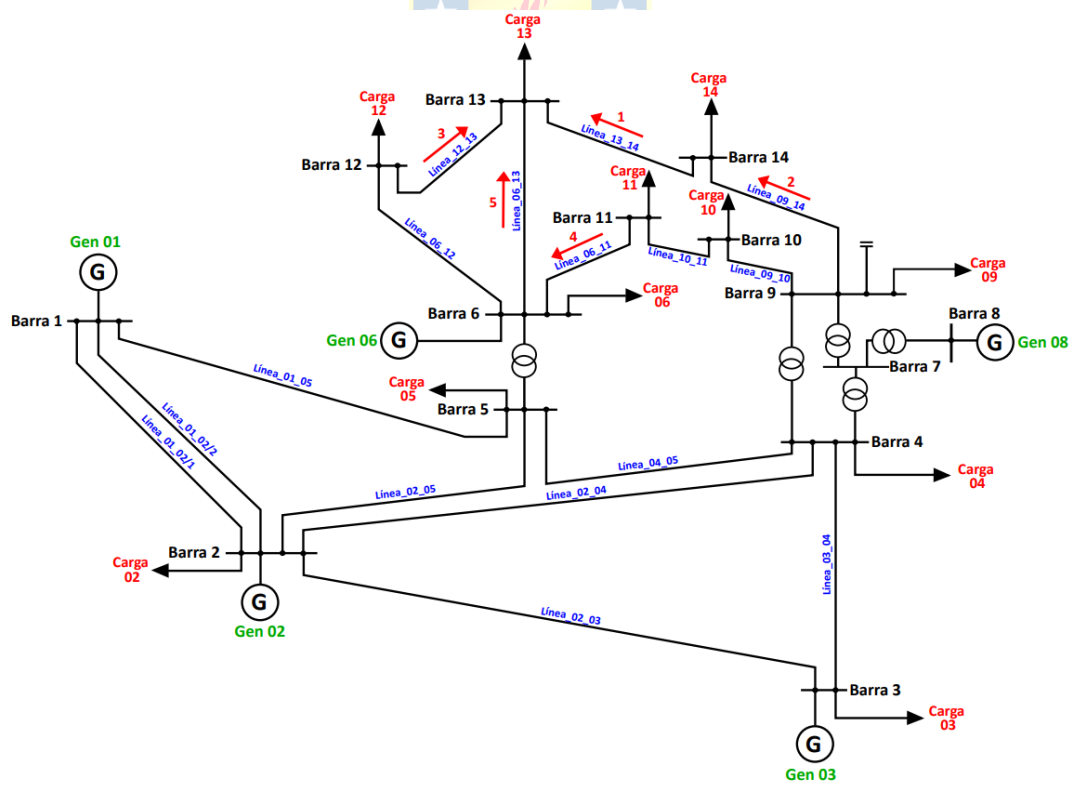


Figura 3.9: Orden de estabilidad en las líneas con un cortocircuito monofásico en la barra 13.

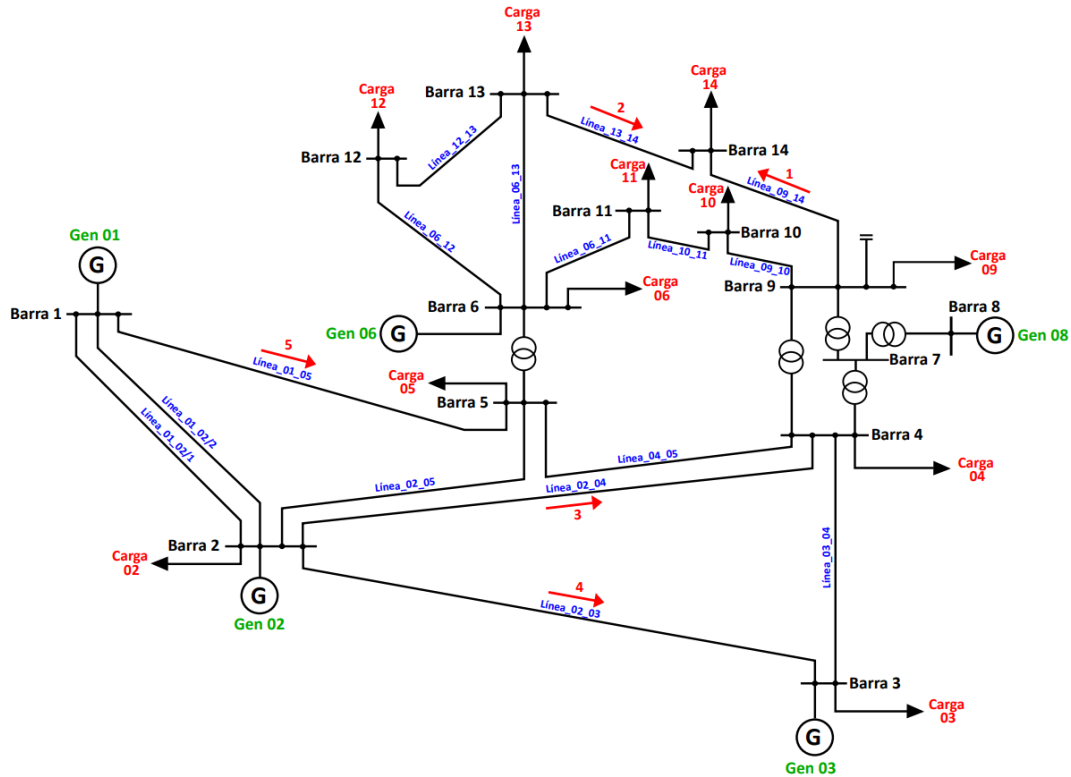


Figura 3.10: Orden de estabilidad en las líneas con un cortocircuito monofásico en la barra 14.

Al analizar los resultados obtenidos, se observa que, independientemente del tipo de falla en el sistema, las líneas 13-14 y 09-14 siempre se encuentran entre las más cercanas al colapso de voltaje. Por lo tanto, para mejorar la estabilidad del sistema, es crucial el BESS en una barra que beneficie la estabilidad de estas dos líneas. En este contexto, se decide ubicar el sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (BESS) en la barra 14, con el objetivo de fortalecer la estabilidad del sistema eléctrico y prevenir el colapso del voltaje en las líneas críticas identificadas. Este enfoque estratégico no solo apunta a optimizar la potencia del BESS, sino también a garantizar una operación más segura y confiable del sistema en situaciones adversas.

3.3. Mejora de estabilidad para diferentes métodos de compensación de BESS.

En esta sección, se lleva a cabo la simulación de los cortocircuitos previamente evaluados, pero esta vez se incorpora un BESS de 60MW/30MWh en la barra 14. Se comparan los resultados obtenidos con tres escenarios diferentes:

- El sistema sin BESS ni ningún método de compensación.
- El sistema con BESS utilizando el método convencional de control y compensación, el cual se muestra en el Anexo C.

- El sistema con BESS utilizando el método de compensación y control propuesto en este estudio.

Durante la simulación, se muestran los resultados del nivel de voltaje en la barra 14, y la cantidad de potencia activa y reactiva suministrada por el BESS para ambos métodos de compensación. El propósito principal de esta comparación es evaluar la efectividad del nuevo método de compensación propuesto en cuanto a la mejora de la estabilidad de voltaje tanto en la barra específica como en todo el sistema, en contraste con el método de control convencional ampliamente utilizado en la práctica.

3.3.1 Cortocircuito monofásico en Barra 12

Se lleva a cabo una simulación dinámica de un cortocircuito monofásico en la barra, con el objetivo de evaluar la respuesta del sistema durante esta contingencia. En la simulación se emplean los diferentes métodos de compensación mencionados previamente. Los resultados se muestran de la Figura 3.11 a la 3.13.

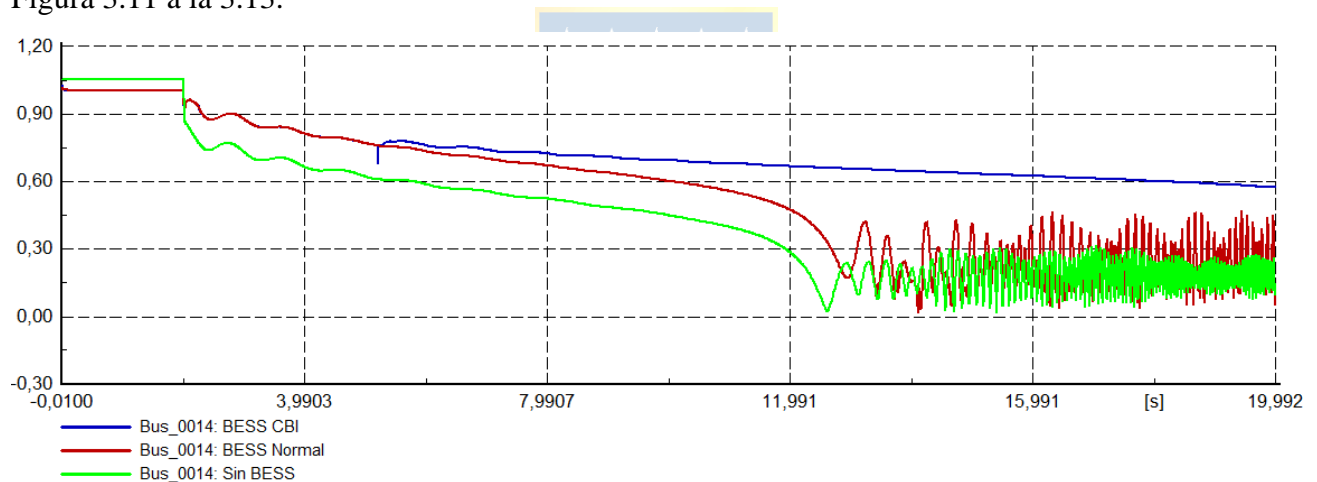


Figura 3.11: Voltaje en barra 14 durante cortocircuito monofásico en barra 12.

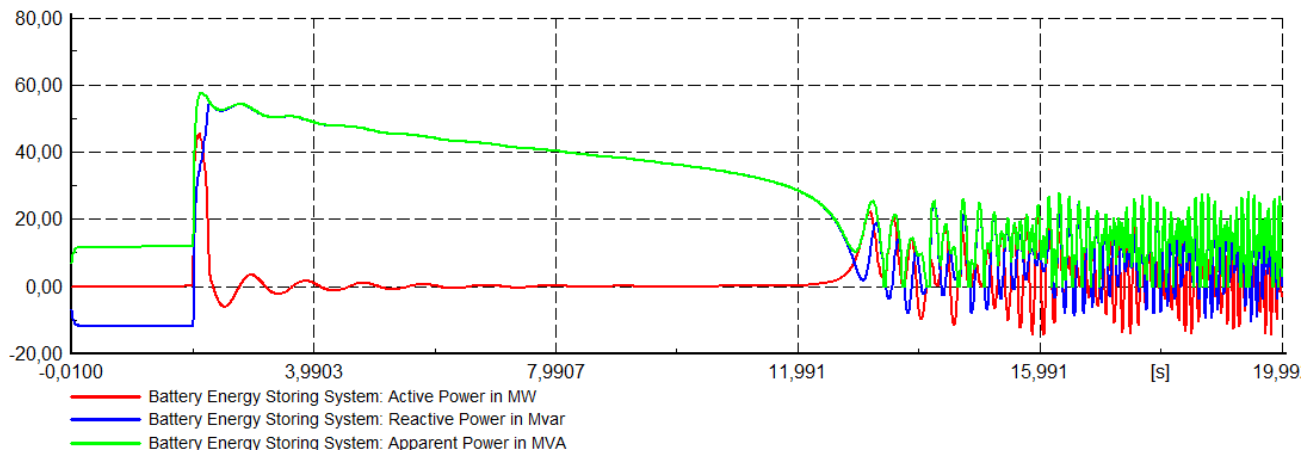


Figura 3.12: Potencia del BESS con sistema de control normal durante cortocircuito monofásico en barra 12.

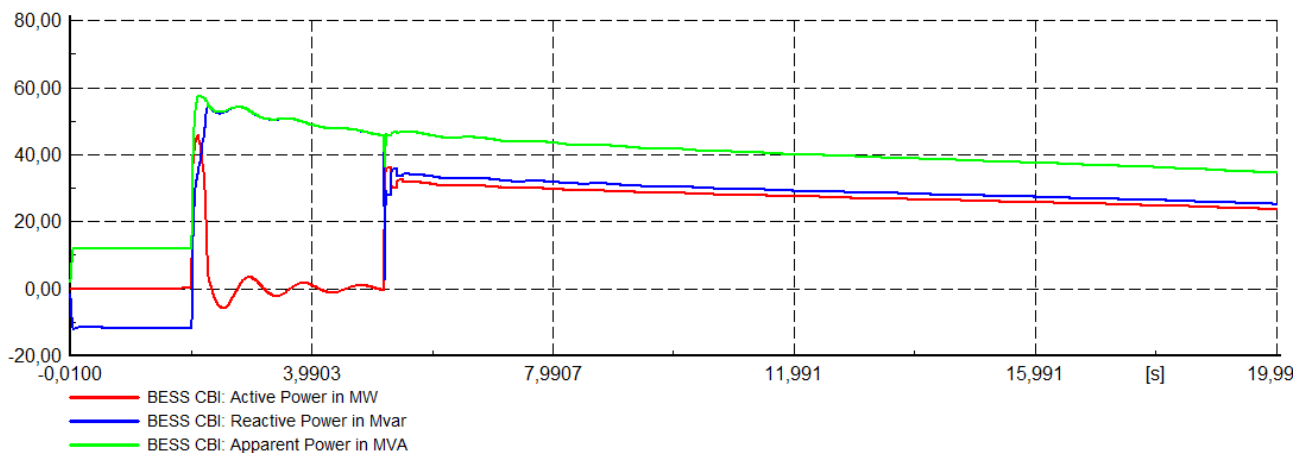


Figura 3.13: Potencia del BESS con sistema de control propuesto durante cortocircuito monofásico en barra 12.

La Figura 3.11 muestra que, sin la presencia de un sistema de compensación en la barra 14, el sistema colapsa a los 12,5 segundos. Al utilizar el método de compensación convencional de un BESS, no se observa una mejora significativa en la estabilidad del voltaje, ya que el sistema colapsa a los 12,6 segundos. Sin embargo, al conectar el BESS con el sistema de control propuesto, se logra mantener la estabilidad del sistema y se evita el colapso del voltaje.

En la Figura 3.12, se muestra que, con el control convencional de un BESS, frente una caída importante del nivel de voltaje, el BESS compensa únicamente con potencia reactiva. Por otro lado, en la Figura 3.13, se demuestra que, con el método de control propuesto, el BESS inicialmente actúa de manera estándar, proporcionando solo potencia reactiva para contrarrestar la caída de voltaje detectada. Sin embargo, a los 5 segundos, el sistema de control identifica un índice CBI por debajo del umbral permitido, en respuesta a esto el sistema de control cambia al otro método de

compensación, donde el BESS distribuye su potencia aparente tanto en potencia activa como reactiva para mejorar la estabilidad del voltaje, ajustándose continuamente según el cálculo del índice CBI.

Estos resultados indican que este enfoque de compensación y método de control con el BESS logra mantener la estabilidad del sistema durante una falla en la barra 12, lo cual mejora significativamente la estabilidad del sistema eléctrico.

3.3.2 Cortocircuito monofásico en barra 13

Se realiza una simulación dinámica de un cortocircuito monofásico en la barra 13, para evaluar la respuesta del sistema durante esta contingencia. Durante la simulación, se aplican los mismos métodos de compensación realizados anteriormente. Los resultados obtenidos se muestran en las Figuras 3.14 a 3.16.

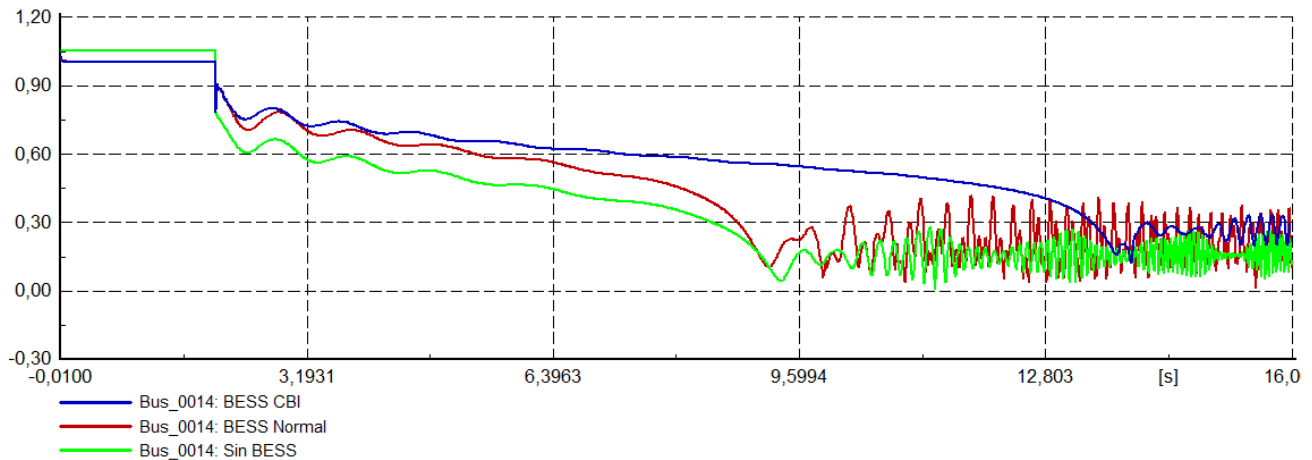


Figura 3.14: Voltaje en barra 14 durante cortocircuito monofásico en barra 13.

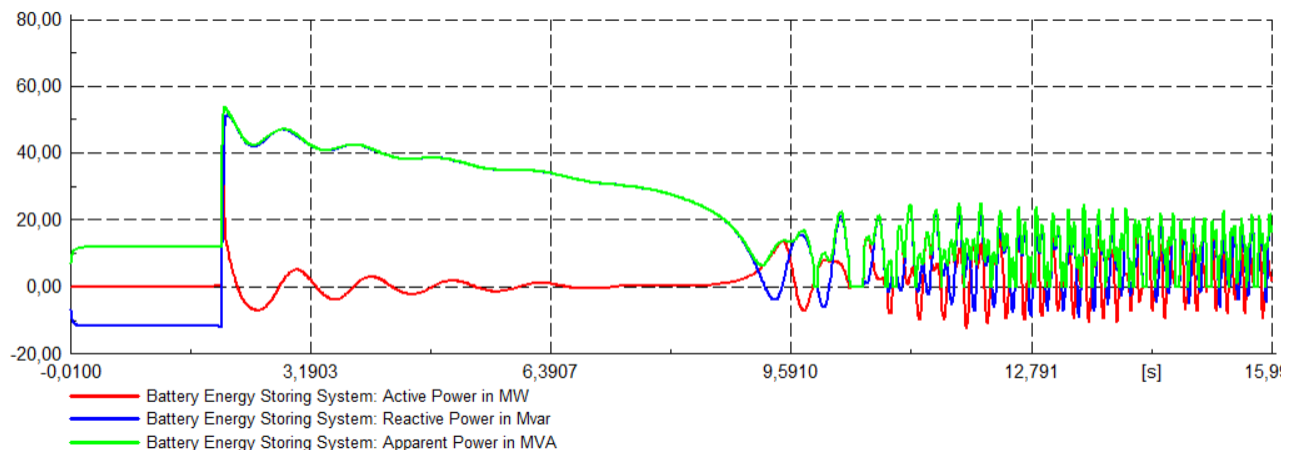


Figura 3.15: Potencia del BESS con sistema de control normal durante cortocircuito monofásico en barra 13.

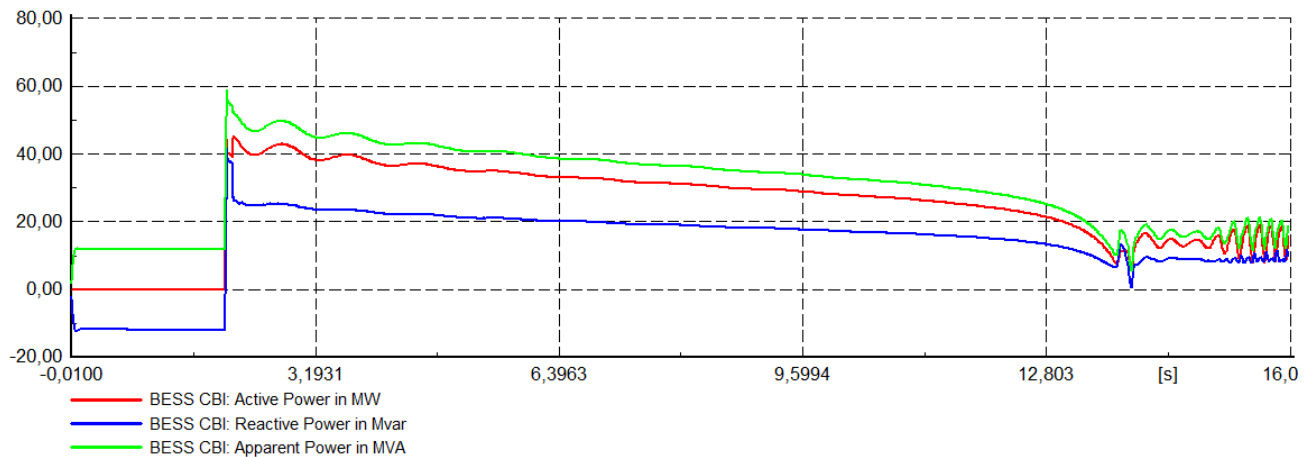


Figura 3.16: Potencia del BESS con sistema de control propuesto durante cortocircuito monofásico en barra 13.

En la Figura 3.14, se observa que, sin la presencia de un sistema de compensación en la barra 14, el sistema colapsa a los 9,2 segundos. Al utilizar el método de compensación convencional de un BESS, no se observa una mejora significativa en la estabilidad del voltaje, ya que el sistema colapsa al mismo tiempo. Sin embargo, cuando se emplea el sistema de control propuesto, el sistema logra resistir el colapso durante aproximadamente 4 segundos adicionales, lo que indica una mejora en la estabilidad de voltaje.

La Figura 3.15 muestra que el control convencional de un BESS, frente a una caída importante del nivel de voltaje, el BESS solo compensa el sistema con potencia reactiva. Por otro lado, en la Figura 3.16, se aprecia que, con el método de control propuesto, el BESS identifica instantáneamente un índice CBI por debajo del umbral permitido al producirse la falla. Esto produce el cambio al otro método de compensación, donde el BESS distribuye su potencia aparente tanto en potencia activa como reactiva para mejorar la estabilidad del voltaje, según el cálculo constante del índice CBI. Los resultados muestran que este método de compensación y sistema de control con el BESS logran mantener durante un mayor tiempo la estabilidad del sistema y mejora la regulación tensión para un cortocircuito en la barra 13, lo que representa una mejora significativa en la estabilidad del sistema eléctrico.

3.3.3 Cortocircuito monofásico en barra 14

Se llevó a cabo una simulación dinámica de un cortocircuito monofásico en la barra 14 del sistema eléctrico para evaluar la respuesta del sistema durante esta contingencia. Durante la

simulación, se aplicaron los mismos métodos de compensación utilizados anteriormente. Los resultados obtenidos se presentan en las Figuras 3.17 a 3.19.

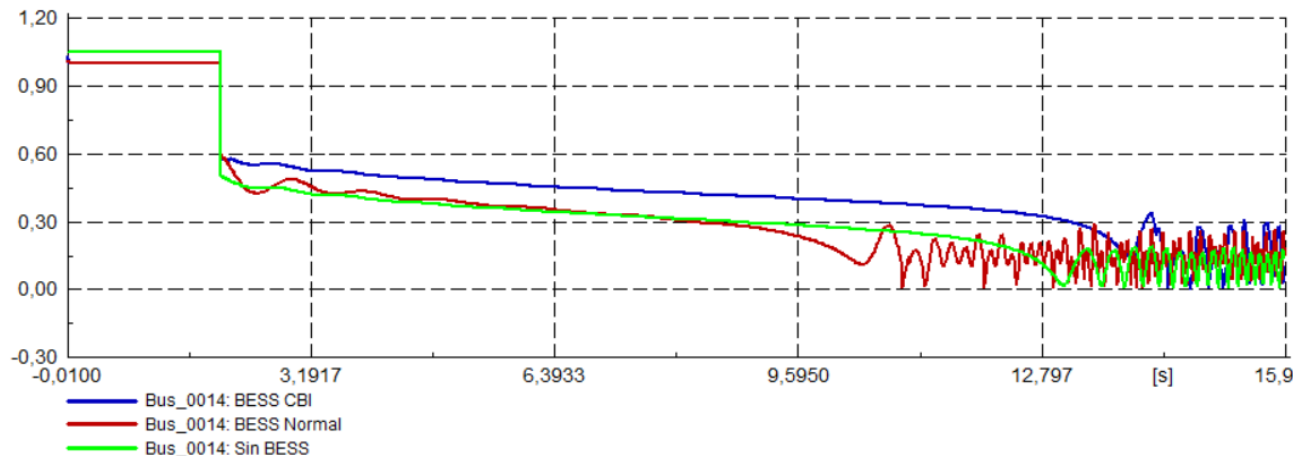


Figura 3.17: Voltaje en barra 14 durante cortocircuito monofásico en barra 14.

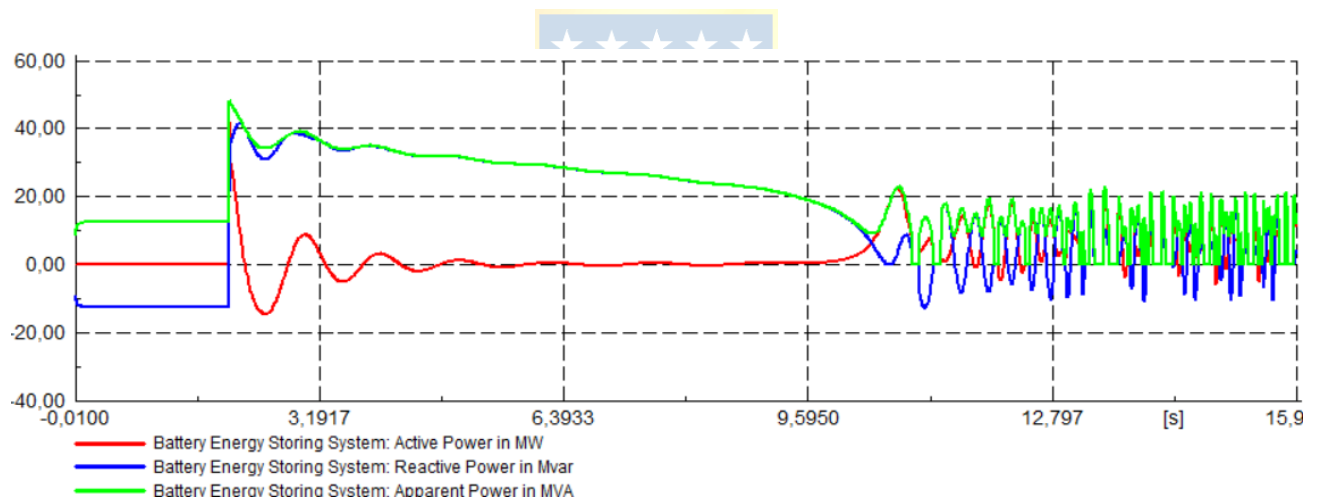


Figura 3.18: Potencia del BESS con sistema de control normal durante cortocircuito monofásico en barra 14.

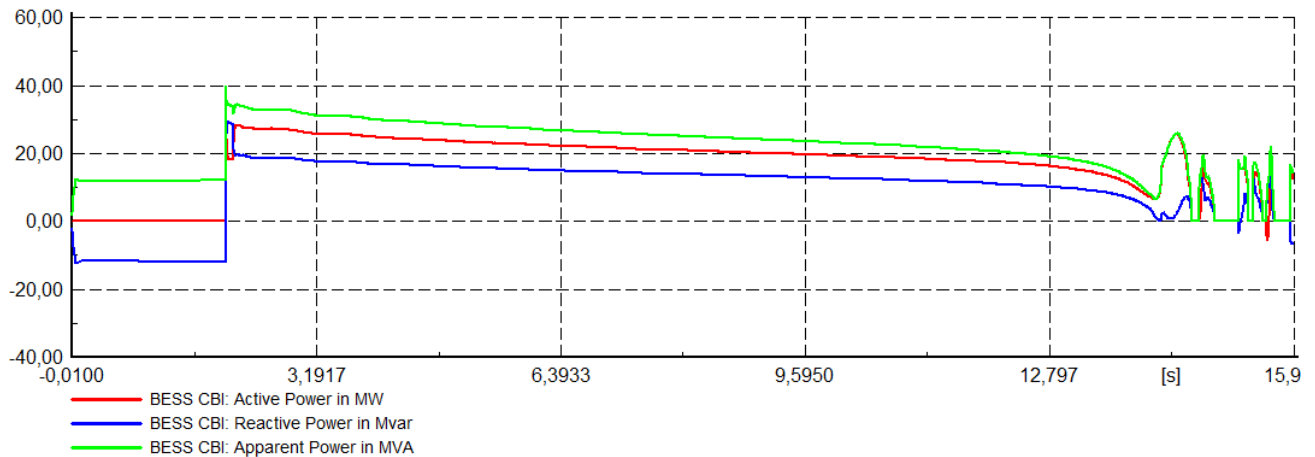


Figura 3.19: Potencia del BESS con sistema de control propuesto durante cortocircuito monofásico en barra 14.

En la Figura 3.17, se observa que, sin la presencia de un sistema de compensación en la barra 14, el sistema colapsa a los 13 segundos. Al utilizar el método de compensación convencional de un BESS, se observa que no favorece al sistema en temas de estabilidad de voltaje, ya que el sistema colapsa en tiempo menor de 10 segundos. Sin embargo, cuando se emplea el sistema de control propuesto, el sistema logra resistir el colapso durante aproximadamente 2 segundos adicionales, lo que indica una mejora significativa en el nivel de voltaje. Sin embargo, esta mejora se ve mitigada en comparación con los casos anteriores, por la reducción considerable del voltaje en la barra donde se instala el BESS, lo que limita su capacidad para entregar potencia.

La Figura 3.18 muestra que el control convencional de un BESS, durante una caída importante del nivel de voltaje, al igual que los casos anteriores, el BESS solo compensa el sistema con potencia reactiva. Por otro lado, en la Figura 3.19, se observa que, con el método propuesto, al producirse la falla el BESS cambia al otro método de compensación, donde el BESS distribuye su potencia aparente tanto en potencia activa como reactiva para mejorar la estabilidad del voltaje, según el cálculo constante del índice CBI. Estos resultados demuestran nuevamente que este método de compensación y sistema de control con el BESS logran mantener durante un mayor tiempo la estabilidad del sistema y mejorar la regulación de tensión para un cortocircuito en la barra 14, lo que representa una mejora significativa en la estabilidad del sistema eléctrico.

3.4. Discusión

Del análisis realizado sobre la estabilidad de voltaje en el sistema IEEE de 14 barras se ha obtenido resultados significativos que destaca la importancia de implementar una estrategia compensación dinámica enfocada en mejorar la estabilidad de los sistemas eléctricos. Al calcular el

índice CBI en diferentes escenarios de fallas y perturbaciones, se identificó la barra más crítica en términos de colapso de voltaje, lo que permitió una localización óptima y precisa del equipo de compensación utilizado para mejorar la estabilidad de voltaje.

Los resultados de la simulación para los distintos métodos de compensación realizados en la barra más crítica demostraron que durante fallas, el método de compensación dinámico propuesto para un BESS logra mantener la estabilidad del sistema eléctrico de manera efectiva. En comparación con el método convencional utilizado en la práctica, el nuevo método demuestra una mejora significativa en la regulación del voltaje y una reducción considerable del riesgo de colapso del sistema.

La ubicación estratégica del BESS en la barra 14, basado en la identificación de las barras críticas, junto a la implementación de un sistema de control dinámico permitió fortalecer la estabilidad del sistema, obteniendo una respuesta eficiente del BESS durante variaciones en la estabilidad del sistema eléctrico, previniendo el colapso de voltaje y garantizando una operación más segura y confiable.

En resumen, los resultados obtenidos validan la efectividad del método de compensación propuesto para mejorar la estabilidad del sistema eléctrico, lo que permite una nueva aplicación de BESS para sistemas eléctricos. Según los resultados obtenidos, se estima que este método de compensación puede ser aplicado en sistemas de distribución industriales que cuentan con generación propia, con el fin de mejorar su estabilidad de voltaje, siendo relevante dado que estos sistemas tienden a ser inestables durante cortocircuitos, y la implementación de esta estrategia de compensación podría contribuir significativamente a reducir este problema.

4. Caso Práctico

4.1. Introducción

Con el sistema de compensación propuesto y validado, resulta necesario demostrar su efectividad en un caso práctico utilizando como modelo el sistema de distribución eléctrica de una planta de celulosa. En este capítulo, se aborda el estudio de la estabilidad del sistema industrial, centrándose en el análisis comparativo del método de compensación propuesto y el método convencional utilizado en la práctica de compensación con STATCOM. El objetivo es evaluar la eficacia del método propuesto para mejorar la estabilidad del sistema.

En primer lugar, se presenta el modelo simplificado del sistema eléctrico de la planta, destacando que es un sistema con generación propia, lo que aumenta los niveles de corriente de cortocircuitos en media tensión y genera condiciones de inestabilidad durante este tipo de fallas. Se utiliza el índice CBI para identificar las barras más cercanas al colapso de voltaje, para definir la ubicación del equipo de compensación. Luego, se llevan a cabo simulaciones para analizar el comportamiento del sistema durante diferentes fallas, tanto sin compensación como utilizando el método convencional de compensación y el método propuesto.

Los resultados obtenidos de las simulaciones se analizan, destacando las mejoras en la regulación y estabilidad del voltaje logradas con el método propuesto en BESS. Se observa una mejora en comparación con el método de compensación dinámico normalmente utilizado del STATCOM, lo que demuestra la efectividad del BESS para prolongar el tiempo antes de que colapse el sistema e incluso evitando el colapso en algunos casos. Se resalta la versatilidad del método propuesto en sistemas industriales, así como su capacidad para optimizar el rendimiento del BESS, mejorar la calidad del suministro eléctrico y garantizar la estabilidad del sistema incluso frente a grandes perturbaciones.

4.2. Modelo del Sistema Industrial

Para este estudio, se utilizó el modelo del sistema de distribución de una planta de celulosa. El modelo simplificado del sistema eléctrico de la planta se muestra en la figura 4.1 [27].

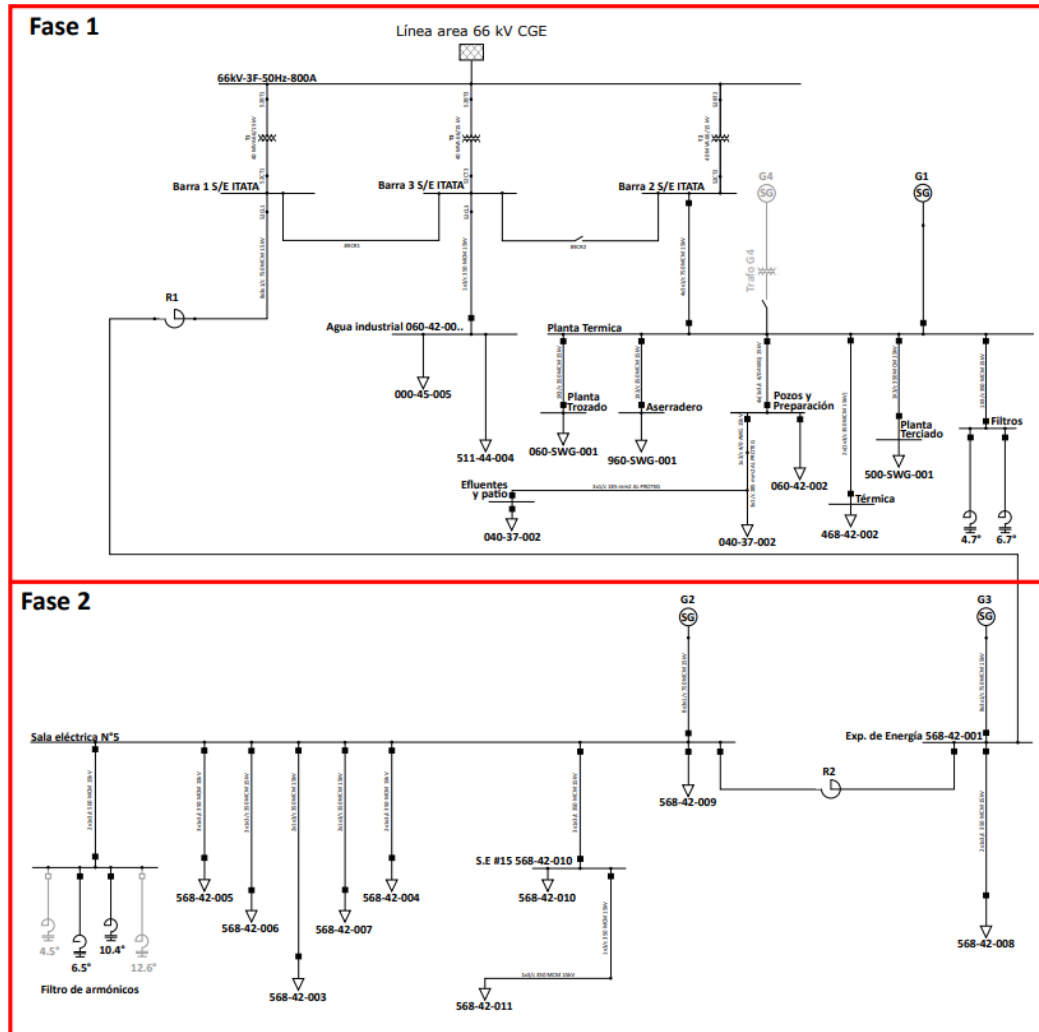


Figura 4.1: Modelo del sistema eléctrico industrial de la Planta de Celulosa.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se modeló a través de una red externa conectada a 66 kV, con un nivel de tensión de 1.06 p.u (modo generación), una capacidad de cortocircuito de 141.72 MVA y una relación X/R de red de 2.5. La impedancia equivalente del SEN y el nivel de tensión para condición de operación normal se obtuvieron considerando el modelo completo del Sistema Eléctrico Nacional.

Este sistema de distribución se divide principalmente en dos fases. La fase 1, alimentada por la red externa que está conectada a una línea de transmisión en 66 kV, el generador 1 de 36.6 MVA conectado en 15 kV y el generador 4 de 13.5 MVA conectado en 11.5 kV, utilizados como unidades de respaldo en caso de emergencia. La fase 2 está alimentada de los generadores G2 y G3, ambos de 87.5 MVA conectados en 15 kV. La presencia de estos generadores en el sistema de distribución de

la Planta aumenta las corrientes de cortocircuito en las barras de media tensión, haciendo a la planta más vulnerable durante cortocircuitos.

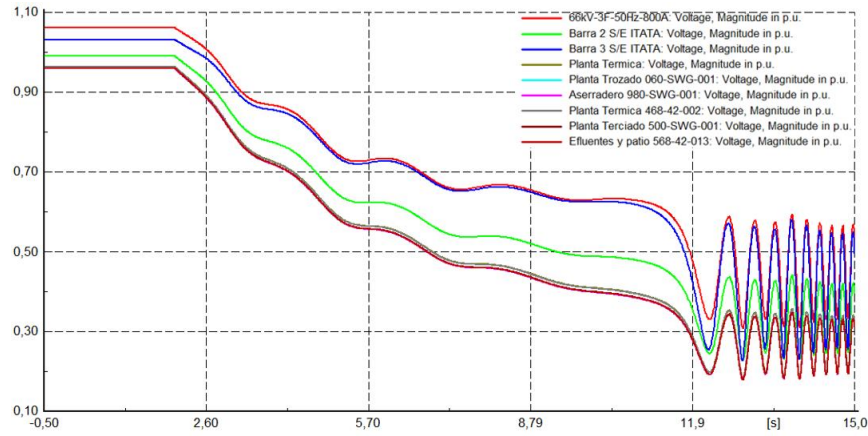
En condiciones normales de operación, el sistema funciona con la fase 1 siendo alimentada únicamente por la red Externa y la fase 2 siendo alimentada por los generadores G1 y G2. Sin embargo, en situaciones especiales de operación, la fase 1 se desconecta de la red externa y es alimentada por el generador G1. En este escenario, el sistema es más propenso a la inestabilidad durante un cortocircuito en media tensión y desconexiones de cargas, debido a la alta presencia de generadores en 15 kV y la baja inercia provocada por la falta de la red externa del sistema. Debido a esto, los problemas de estabilidad suelen ser muy comunes en estos sistemas industriales que cuentan con generación propia.

Los Generadores en el sistema tienen un VCO (controlador de voltaje), que compara la tensión de salida con un valor de referencia de tensión. El control de la tensión se realiza regulando la corriente de campo para variar la inyección o consumo de potencia reactiva del generador, modificando su comportamiento a sobreexcitado cuando debe entregar reactivos y sub excitado para absorberlos. En este trabajo no se considera el aporte del VCO en los generadores, con tal de evaluar la peor condición donde solo el sistema de compensación es el encargado de mantener los niveles de voltaje en el sistema.

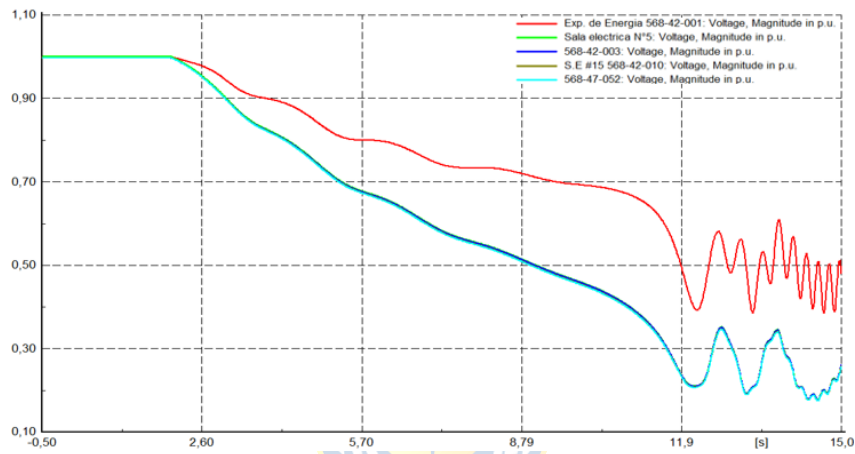
Los parámetros del sistema de distribución utilizados en el modelo de simulación de DIgSILENT se muestran en el Anexo B [27].

4.3. Estabilidad del sistema

Para determinar la eficiencia del método propuesto en un sistema industrial, es necesario realizar inicialmente un análisis del índice de estabilidad CBI. El primer paso consiste en identificar las líneas o barras más cercanas al colapso de voltaje. Para esto se utiliza el método utilizado en el capítulo 3, que implica un aumento gradual de la carga de manera proporcional con el tiempo, manteniendo dicho incremento hasta alcanzar el colapso de voltaje, como se muestra en la Figura 4.2.



(a)



(b)

Figura 4.2: Voltaje en las barras del Sistema Industrial

(a) Barras Fase 1; (b) Barras Fase 2.

Para la simulación dinámica realizada, se calcula el índice CBI hasta el punto antes del colapso de tensión. En la Tabla 4.1 se muestran los valores del índice CBI ordenado de menor a mayor en dicho instante. Para las líneas más cercanas al colapso de voltaje, se muestra el comportamiento dinámico del índice CBI durante la simulación (ver Figura 4.3). Además, dichas líneas se identifican en la Figura 4.4.

Tabla 4.1: Calculo CBI en el instante anterior del colapso de voltaje.

Orden de Estabilidad	Línea	CBI
1	4x(3x1/c 750 MCM 15kV	0,04
2	1x3/c 350 MCM 15kV(3)	0,13
3	1x3/c 350 MCM 15kV	0,22
4	3x1/c 185mm2 AL PROTEG(2)	0,24
5	4x(1x3/c 4/0 AWG) 15kV	0,26
6	1x3/c 350 MCM 15kV(10)	0,31
7	3x1/c 185mm2 AL PROTEG(1)	0,36
8	2x1x3/c 350 MCM 15kV(3)	0,40
9	1x3/c 350 MCM 15kV(5)	0,40
10	3x1x3/c 350 MCM 15kV(2)	0,42
11	1x3/c 350 MCM 15kV(4)	0,43
12	2x1x3/c 350 MCM 15kV(2)	0,46
13	2x1x3/c 350 MCM 15kV(4)	0,48
14	2x(1x3/c 350 MCM 15kV)	1,30
15	2x1x3/c 350 MCM 15kV(1)	1,49
16	1x3/c 4/0 AWG 15kV(1)	1,78
17	1x3/c 350 MCM 15kV(2)	2,52
18	8x3x1/c 750 MCM	3,00
19	8x3x1/c 750 MCM(5)	5,60
20	1x3/c 350 MCM 15kV(1)	5,68
21	2x1x3/c 350 MCM 15kV	7,54
22	2x1x3/c 500 MCM 15kV	12,04
23	3x1x3/c 350 MCM 15kV(1)	14,66
24	3x1x3/c 350 MCM 15kV	14,66
25	8x3x1/c 750 MCM(2)	19,59
26	2x1x3/c 350 MCM 15kV(5)	20,17

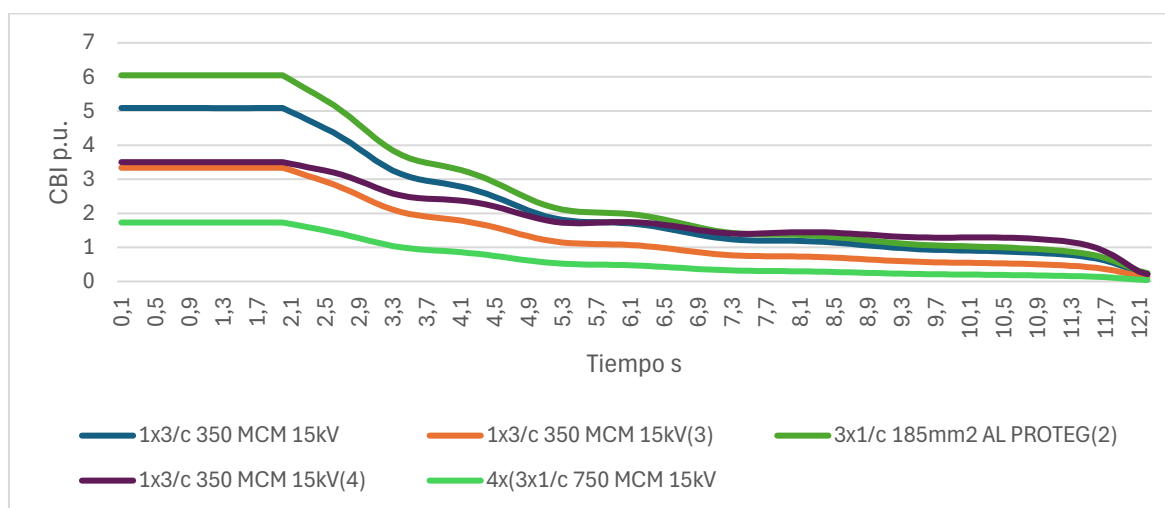


Figura 4.3: Cálculo CBI dinámico en las barras del sistema industrial.

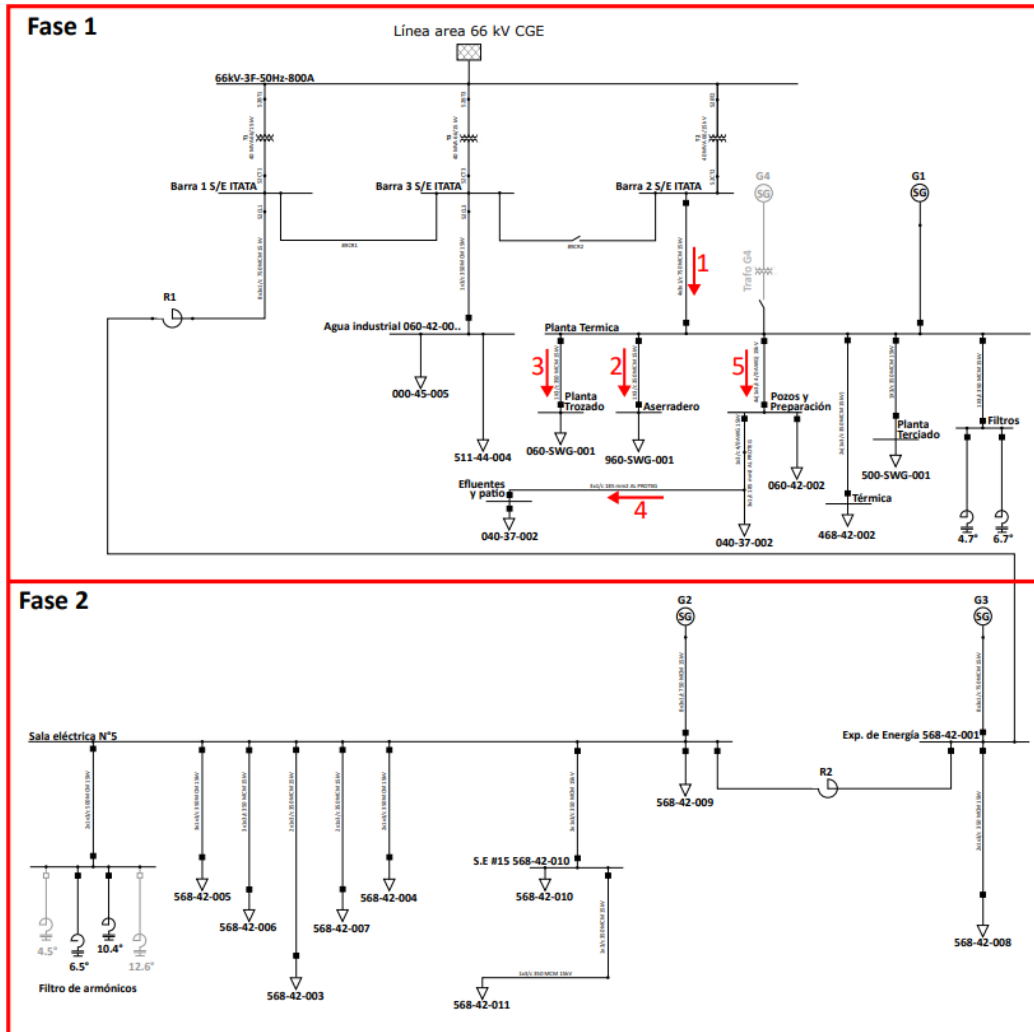


Figura 4.4: Líneas más cercanas al colapso de voltaje según cálculo CBI.

De los resultados obtenidos, se identifican las cuatro barras más cercanas a la inestabilidad de voltaje:

1. Planta Térmica.
2. Aserradero 980-SWG-001.
3. Planta trozada 060-SWG-001.
4. Efluentes y patio 568-42-013.

Por lo tanto, se decide conectar el sistema de compensación en la barra “Planta Térmica”, dado que es la barra más próxima al colapso de voltaje e influye en la estabilidad de las demás barras mencionadas. A continuación, se simula un cortocircuito monofásico en estas cuatro barras, considerando una impedancia de malla a tierra de 1 ohm, para evaluar el comportamiento dinámico del voltaje con diferentes métodos de compensación.

4.3.1 Sin Compensación

Se simula un cortocircuito monofásico en las diferentes barras, sin considerar un elemento de compensación en el sistema industrial. Para estas fallas no se considera un tiempo de despeje de las protecciones del sistema. En la Figura 4.5 se muestra el nivel de voltaje en la barra “Planta Térmica” para los diferentes cortocircuitos.

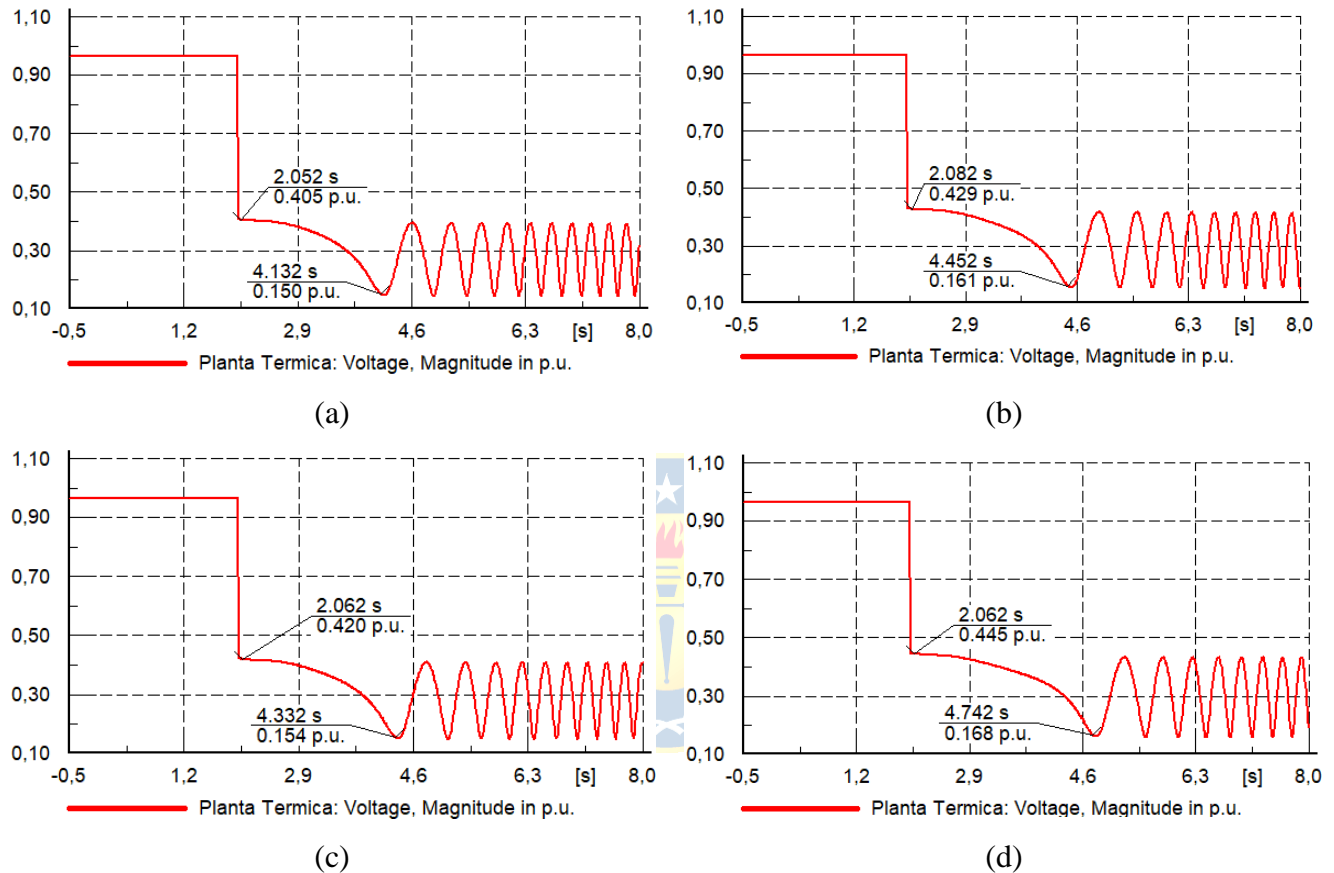


Figura 4.5: Voltaje en Planta Térmica para diferentes fallas monofásica en el Sistema.

(a) Falla en Planta Térmica; (b) Falla en Aserradero 980-SWG-001; (c) Falla en Planta trozado 060-SWG-001; (d) Falla en efluentes y patio 568-42-013.

De los resultados obtenidos se observa que, para una falla monofásica en las cuatro barras del sistema, el sistema colapsa después de los cuatro segundos. En las otras fallas el sistema colapsa antes de los 3 segundos. Se puede observar que un cortocircuito en la barra “Planta termina” provoca el colapso del sistema en el menor tiempo.

4.3.2 Compensación con STATCOM

Para este caso, se conecta un STATCOM de 35 MVar la barra “Planta Térmica” (ver Figura 4.6) con el propósito de mejorar la estabilidad del voltaje del sistema durante las contingencias

realizadas en el punto anterior. El sistema de control utilizado para el STATCOM se muestra en el Anexo D.

Los resultados obtenidos del voltaje en la barra “Planta Térmica” para los diferentes cortocircuitos se presentan en la Figura 4.7. En la Figura 4.8, se observa la potencia reactiva entregada por el STATCOM para las diferentes contingencias simuladas.

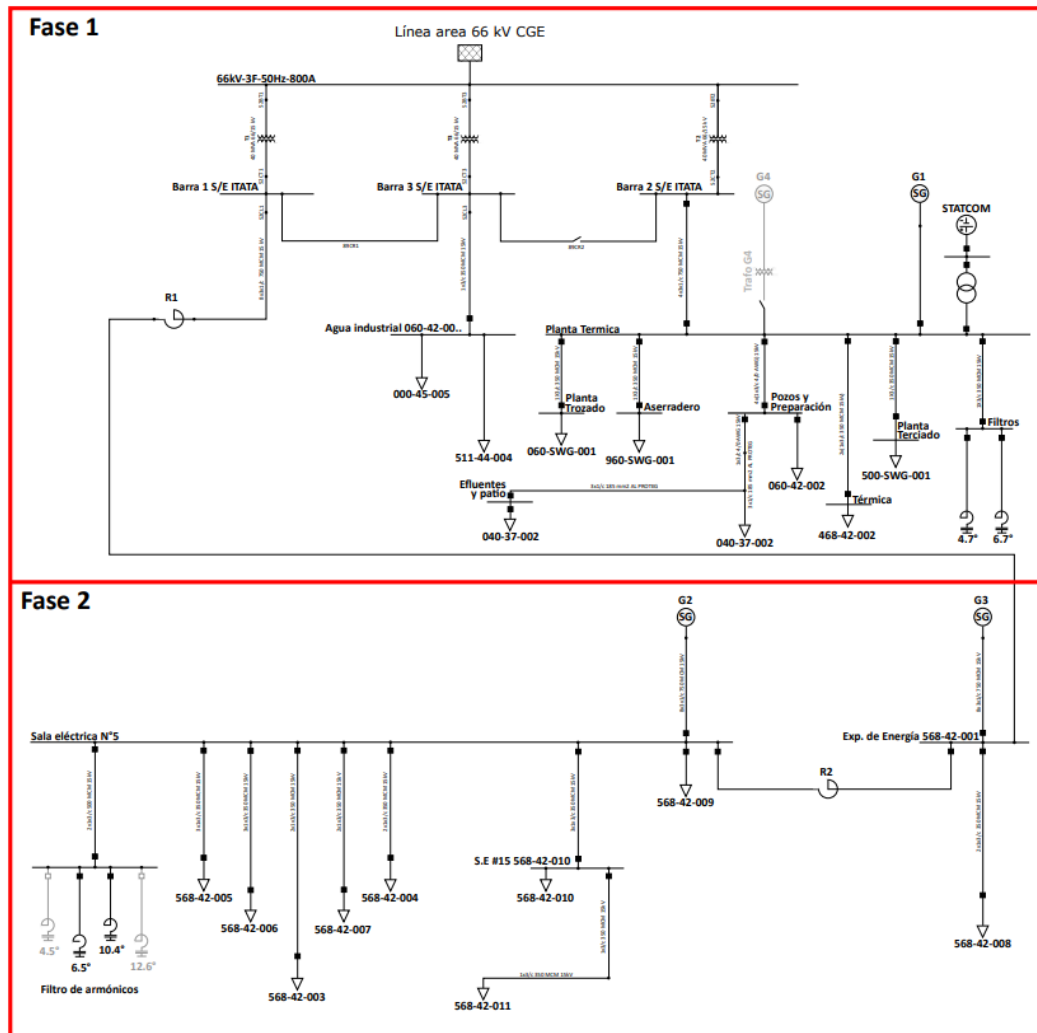


Figura 4.6: Conexión de STATCOM en sistema industrial.

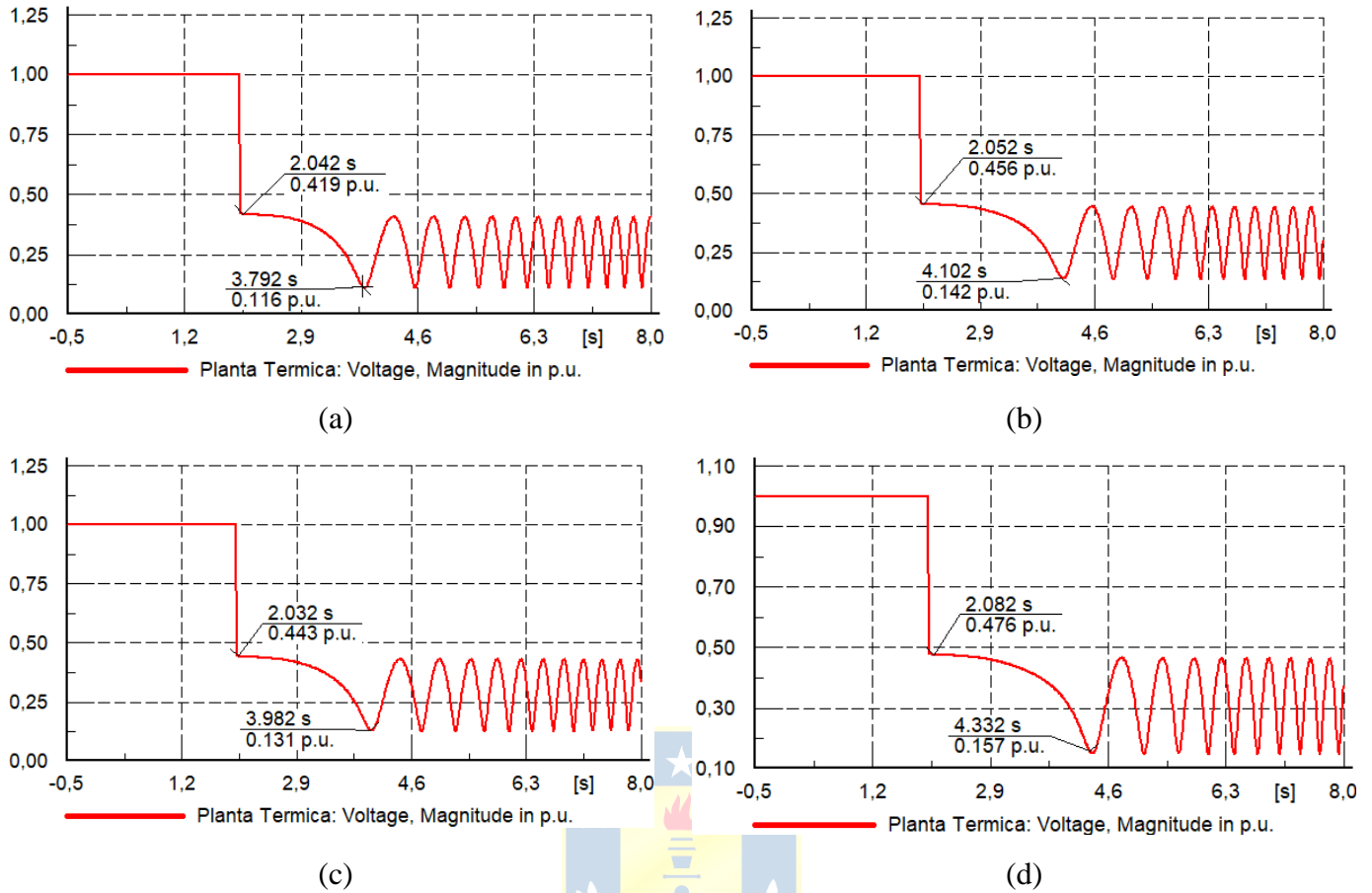


Figura 4.7: Voltaje en Planta Térmica para diferentes fallas monofásica en el Sistema con compensación con STATCOM.

(a) Falla en Planta Térmica; (b) Falla en Aserradero 980-SWG-001; (c) Falla en Planta trozado 060-SWG-001; (d) Falla en efluentes y patio 568-42-013.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la Figura 4.7 y 4.8, se observa que, aunque el sistema STATCOM logra mejorar ligeramente la regulación del voltaje del sistema al ocurrir una falla debido a la potencia reactiva que proporciona instantáneamente, esta potencia no es suficiente y disminuye a medida que el voltaje disminuye, y el STATCOM no logra mejorar el tiempo de colapso del voltaje del sistema. Por lo tanto, este equipo, con su compensación de potencia reactiva, no es efectivo para mejorar la estabilidad del voltaje durante estos tipos de fallas.

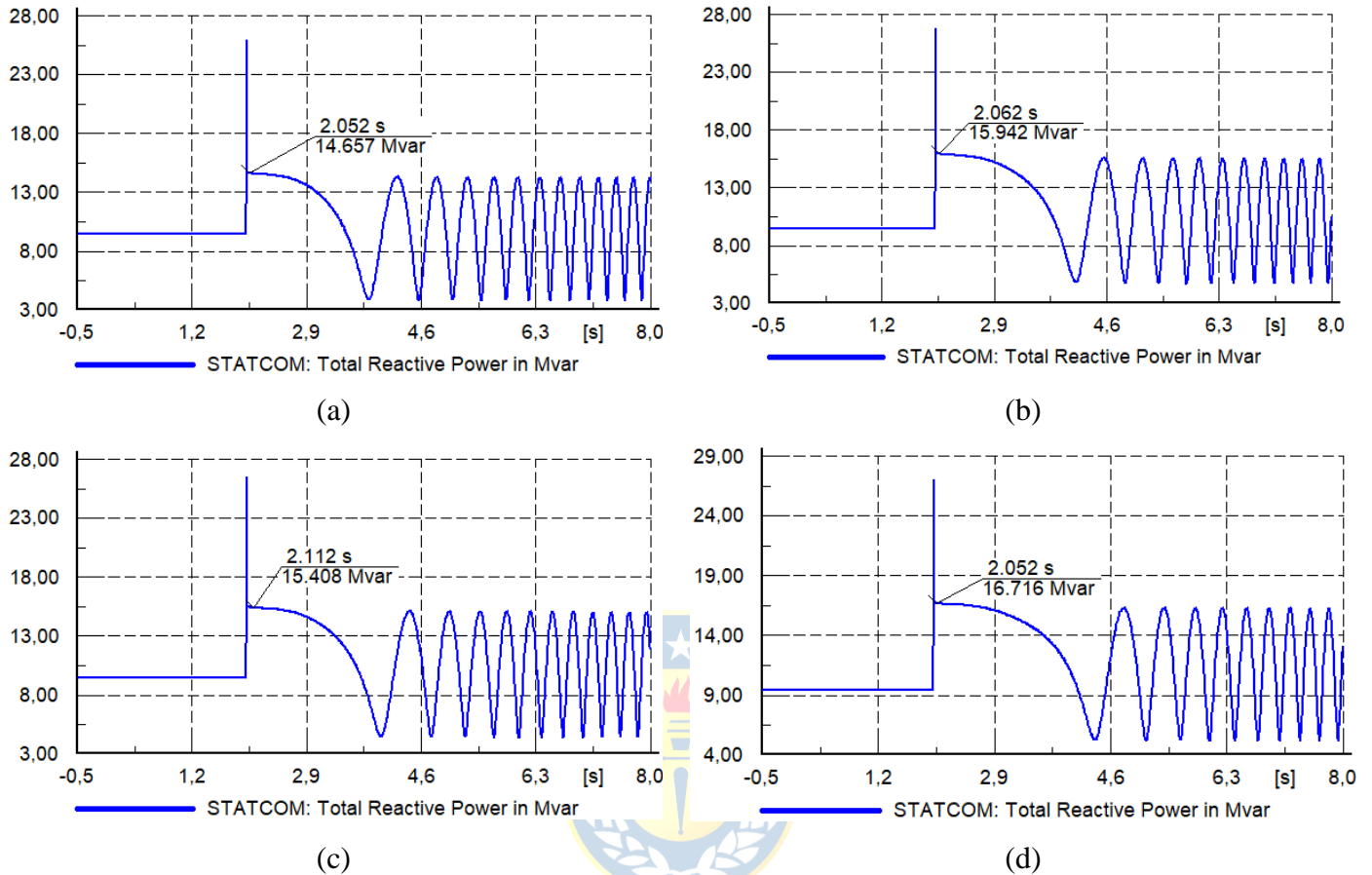


Figura 4.8: Respuesta dinámica del STATCOM para diferentes fallas monofásica en el Sistema con compensación con STATCOM.

(a) Falla en Planta Térmica; (b) Falla en Aserradero 980-SWG-001; (c) Falla en Planta trozado 060-SWG-001; (d) Falla en efluentes y patio 568-42-013.

4.3.3 Compensación con método propuesto en BESS

Se conecta un BESS con el método de compensación propuesto, de la misma potencia que el STATCOM (35 MVA), en la barra “Planta Térmica” (ver Figura 4.9) con el objetivo de comparar la mejora de la estabilidad de voltaje con el método propuesto para las mismas fallas realizadas anteriormente. El comportamiento dinámico del voltaje en la barra “Planta Térmica” con este método de compensación se muestra en la Figura 4.10, y en la Figura 4.11 se observa la potencia que entrega o absorbe el BESS durante las diferentes simulaciones.

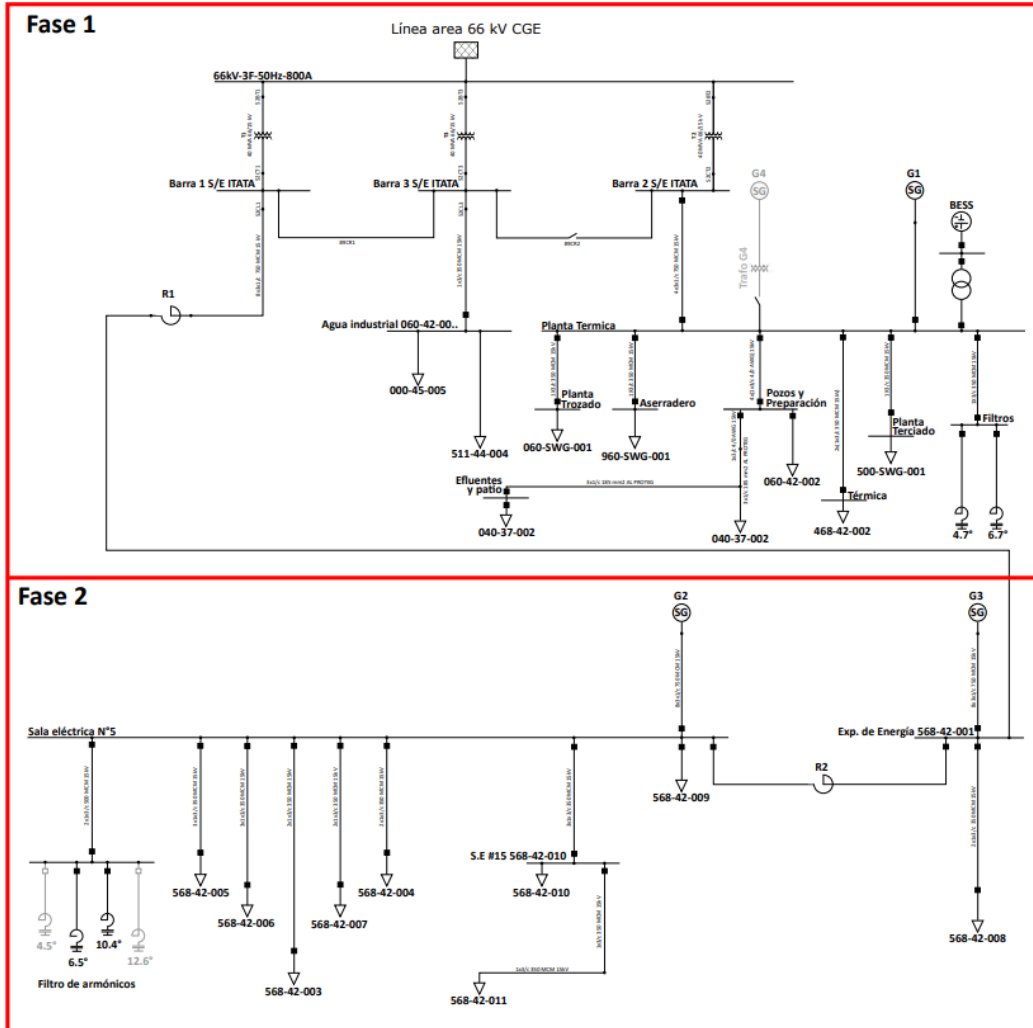
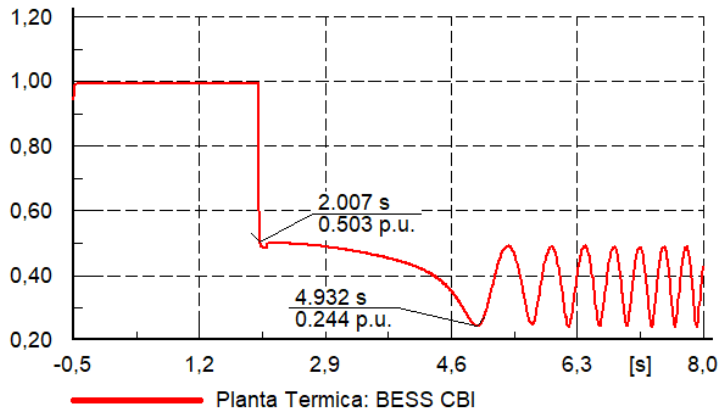
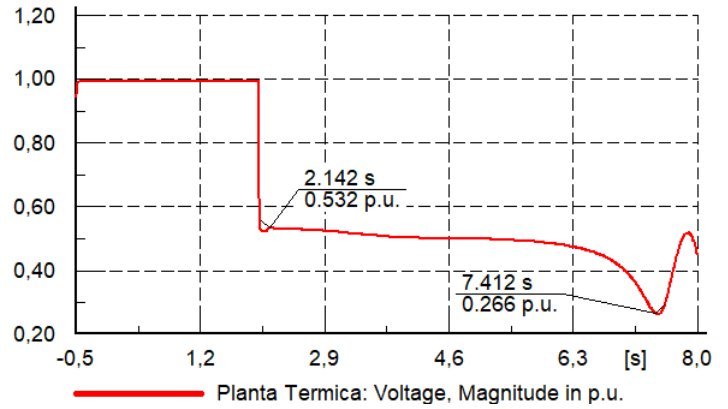


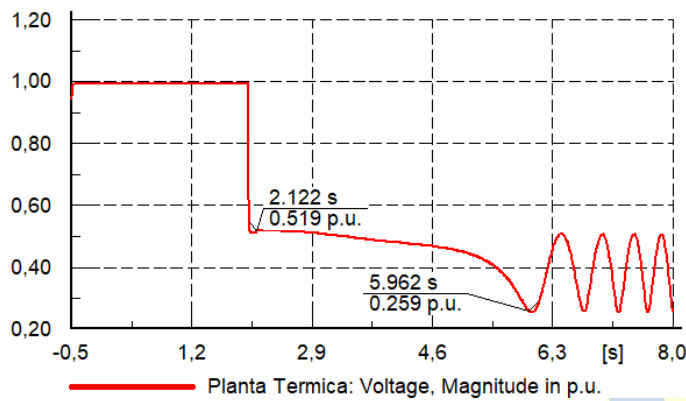
Figura 4.9: Conexión de BESS en sistema industrial.



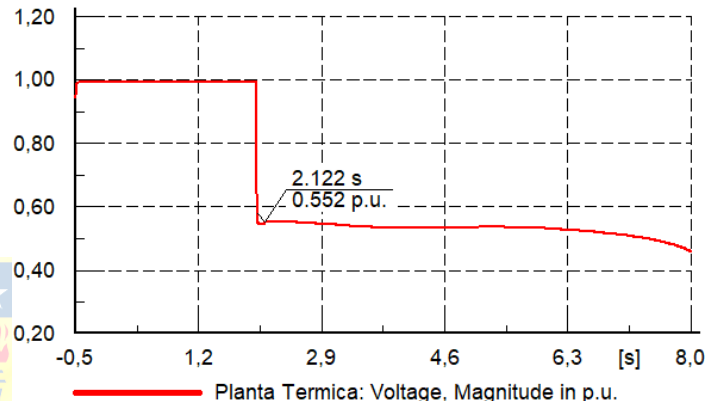
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4.10: Voltaje en Planta Térmica para diferentes fallas monofásica en el Sistema con compensación con método propuesto en BESS

(a) Falla en Planta Térmica; (b) Falla en Aserradero 980-SWG-001; (c) Falla en Planta trozado 060-SWG-001; (d) Falla en efluentes y patio 568-42-013.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la Figura 4.10, se observa que el BESS logra mejorar en gran porcentaje la regulación del voltaje al ocurrir la falla, además de aumentar considerablemente el tiempo que el sistema se mantiene antes del colapso de tensión, incluso, para una falla en la barra “efluentes y patio 568-42-013”, el sistema no colapsa durante el tiempo de simulación. De la Figura 4.11 se observa el comportamiento del BESS durante las simulaciones. Al principio de la simulación el BESS entrega solo potencia reactiva para mantener el voltaje en 1 p.u. en la barra donde está conectado. Sin embargo, cuando ocurre la falla, el BESS cambia al otro método de compensación en el que entrega la combinación óptima entre potencia activa y reactiva para mantener la estabilidad del sistema.

Por lo tanto, el BESS con el sistema de compensación dinámica propuesto demuestra ser efectivo para mejorar tanto la regulación como la estabilidad del voltaje del sistema durante las diferentes fallas simuladas.

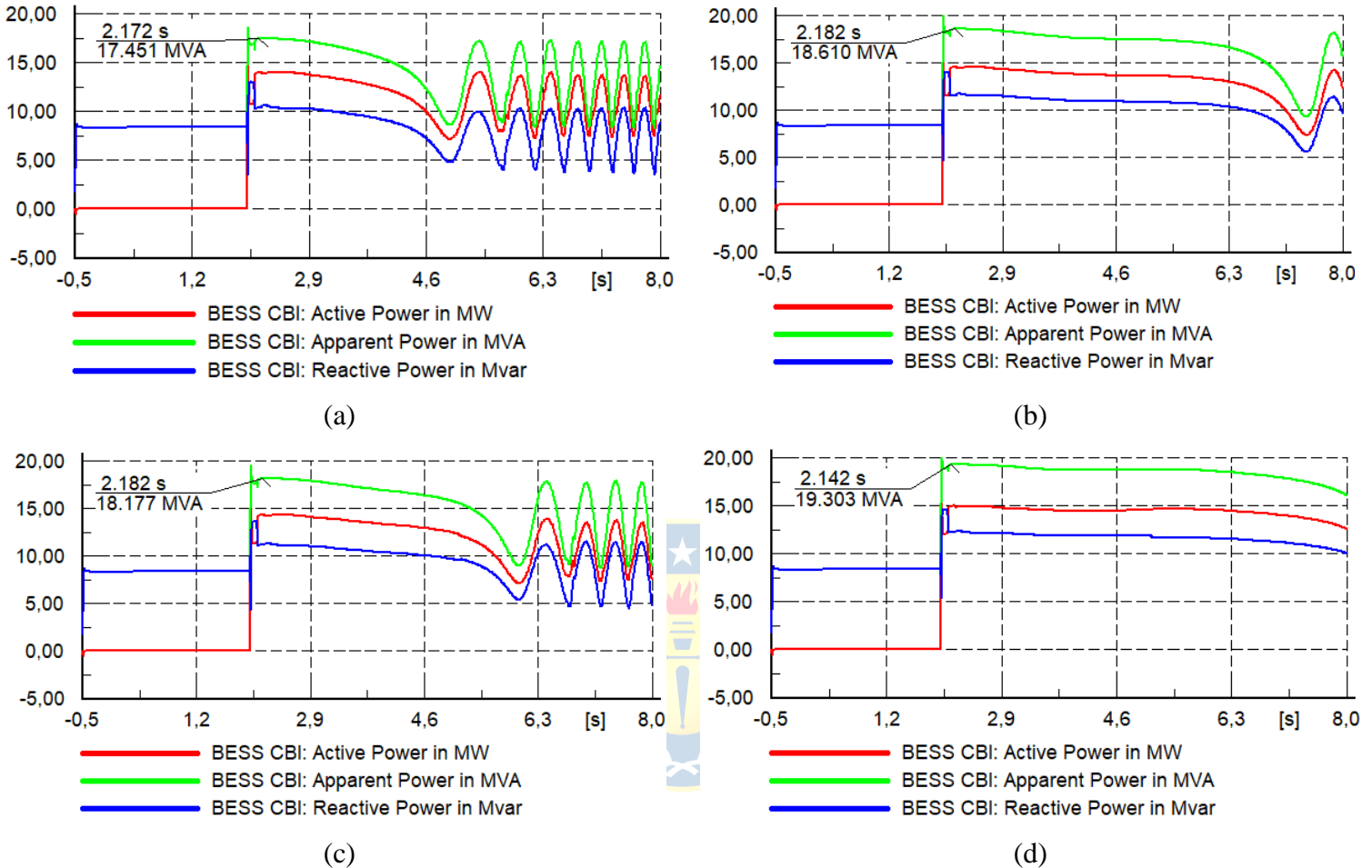


Figura 4.11: Respuesta dinámica del BESS para diferentes fallas monofásica en el Sistema con compensación con STATCOM

(a) Falla en Planta Térmica; (b) Falla en Aserradero 980-SWG-001; (c) Falla en Planta trozado 060-SWG-001; (d) Falla en efluentes y patio 568-42-013.

4.3.4 Comparación de resultados

Para determinar la efectividad del método propuesto en un sistema industrial, se compara las diferentes fallas para los distintos métodos de compensación utilizados. En la Tabla 4.3 se compara el nivel de voltaje de en la barra donde se conecta el sistema de compensación (“Planta Térmica”), además en la Tabla 4.3 se compara el tiempo de colapso del sistema.

Tabla 4.2: Voltaje al momento de la falla en la barra “Planta Térmica”

Ubicación de falla	Sin compensación	Compensación con STATCOM		Compensación con BESS	
	V p.u	V p.u.	% de mejora	V p.u.	% de mejora
Planta Térmica	0.405	0.419	3.5 %	0.503	24.2 %
Aserradero 980-SWG-001	0.429	0.456	6.3 %	0.532	24.0 %
Planta trozada 060-SWG-001	0.420	0.443	5.4 %	0.519	23.6 %
Efluentes y patio 568-42-013	0.445	0.476	6.7 %	0.552	24.0 %

Tabla 4.3: Tiempo de colapso del Sistema Industrial.

Ubicación de falla	Sin compensación	Compensación con STATCOM	Compensación con BESS
	Tiempo s	Tiempo s	Tiempo s
Planta Térmica	4.13	3.79	4.93
Aserradero 980-SWG-001	4.45	4.10	7.41
Planta trozada 060-SWG-001	4.33	3.98	5.96
Efluentes y patio 568-42-013	4.74	4.33	>8.00

Los resultados mostrados en la Tabla 4.2 indican que tanto el STATCOM como el BESS logran mejorar el voltaje al momento de la falla, con mejoras de entre el 3.5% y el 6.7% para el STATCOM y entre el 23.6% y el 24.2% para el BESS con el método de compensación propuesto. Sin embargo, el BESS con el método propuesto, muestra una mejora significativa en el voltaje en comparación con el STATCOM en todos los casos de falla, demostrando que el método de compensación propuesto es más efectivo para mejorar la regulación de voltaje para cortocircuitos en

el sistema industrial. Por otro lado, de la tabla 4.3 se observa que la compensación con STATCOM no logra prolongar el tiempo que el sistema se mantiene antes de colapsar, mientras que el BESS logra una mejora importante, incluso evitando el colapso durante el tiempo de simulación con una falla en “Efluentes y patio 568-42-013”. Estos resultados demuestran la eficacia del BESS para mejorar la estabilidad del sistema durante diversas fallas, soportando un cortocircuito con tiempo prolongado antes de colapsar.

De estos resultados, se demuestra la eficacia que tiene el BESS con el método de compensación propuesto para mejorar tanto la regulación de voltaje como el tiempo de colapso del sistema durante cortocircuitos en sistemas industriales con generación propia, mejorando la regulación de voltaje y el tiempo de colapso del sistema durante cortocircuitos. Sin embargo, es importante tener en cuenta que estos casos simulados representan situaciones extremas en las que el cortocircuito no se resuelve, por lo que se debe evaluar este método de compensación en condiciones más típicas de fallas industriales para una resolución definitiva de su eficacia y sus diferentes aplicaciones.

4.4. Caso Típico de falla en sistema Industrial

En este caso, el sistema industrial está conectado a la Red Externa y además los generadores G1, G2 y G3 están en operación, lo que aumenta el nivel de cortocircuito en media tensión en el sistema industrial. Esta configuración hace que el sistema sea más susceptible durante fallas de cortocircuito, por lo que se realiza una simulación de una falla típica en el sistema, la cual puede producir problemas de estabilidad.

La falla simulada se divide en diferentes perturbaciones. En primer lugar, a los 2 segundos, se produce un cortocircuito monofásico en la barra “Efluentes y patio 568-42-013”, el cual, después de 100 milisegundos, se transforma en un cortocircuito bifásico a tierra en la misma barra. Si se considera que la planta tiene una coordinación de protecciones deficiente, luego de producirse el cortocircuito bifásico, a los 500 milisegundos, se produce una apertura del interruptor que conecta la Red Externa del sistema. Posteriormente, 200 milisegundos después, se realiza el despeje correcto de la falla mediante la apertura del interruptor que conecta el sistema con la zona donde se produjo el cortocircuito, lo que permite eliminar la falla del sistema. La Tabla 4.4 resume estas perturbaciones en la simulación.

Tabla 4.4: Perturbaciones en el sistema.

Perturbación	Tiempo s
Cortocircuito Monofásico en “Efluentes y patio 568-42-013”	2
Cortocircuito Bifásico en “Efluentes y patio 568-42-013”	2.1
Desconexión de la Red Externa	2.6
Despeje de cortocircuito y desconexión de zona en falla	2.8

Para la simulación realizada, se emplearon distintos métodos, primero sin compensación, luego con compensación con STATCOM en la barra “Planta Térmica” y por último con compensación mediante BESS con el sistema de compensación propuesto en la misma barra “Planta Térmica”. La Figura 4.13 muestra el voltaje en la barra “Planta Térmica” durante las simulaciones con los diferentes tipos de compensación, mientras que la Figura 4.12 muestra la frecuencia del sistema. Además, se presentan las potencias entregadas por los sistemas de compensación, tanto por el STATCOM (Figura 4.14) como por el BESS (Figura 4.15).

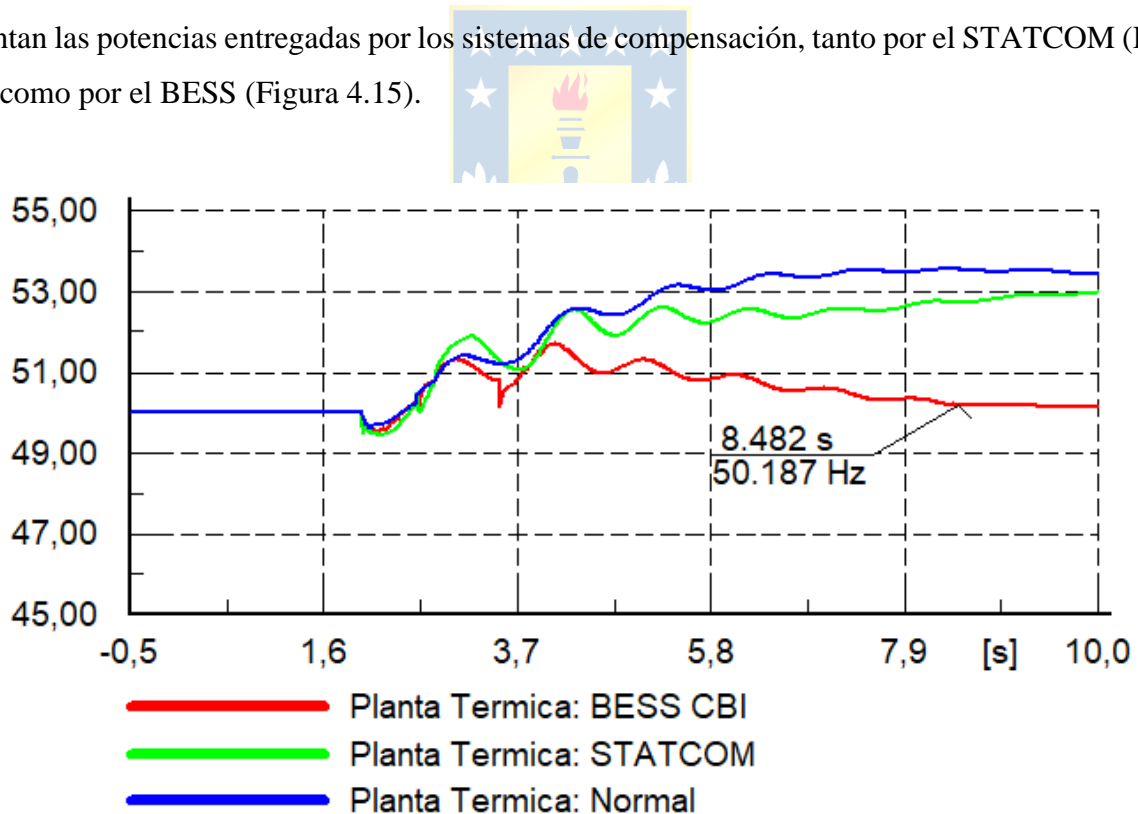
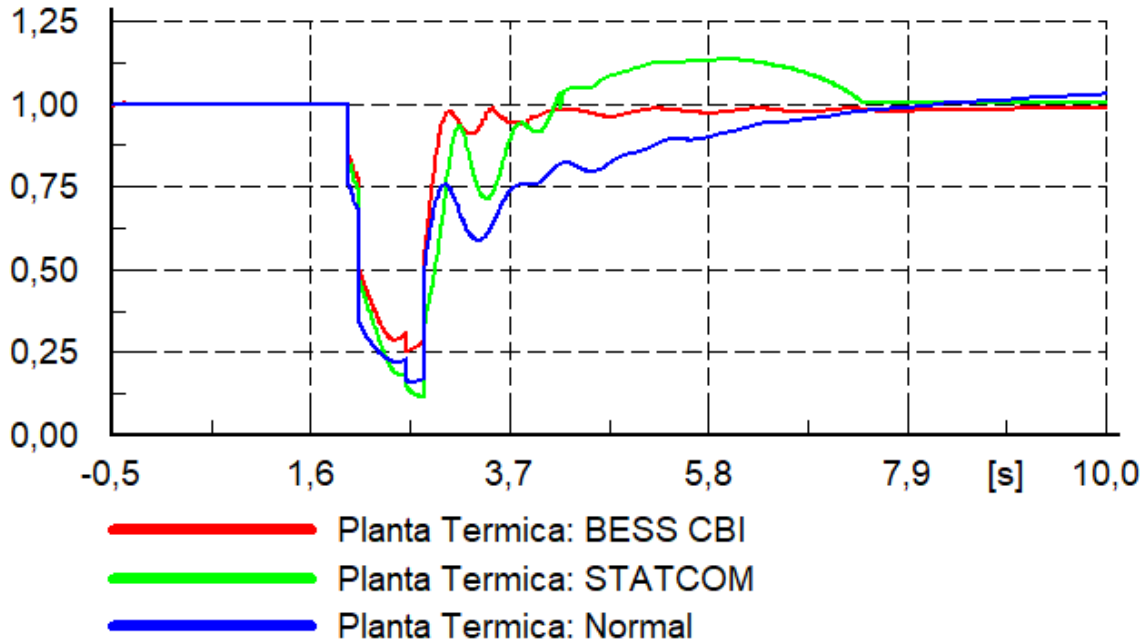
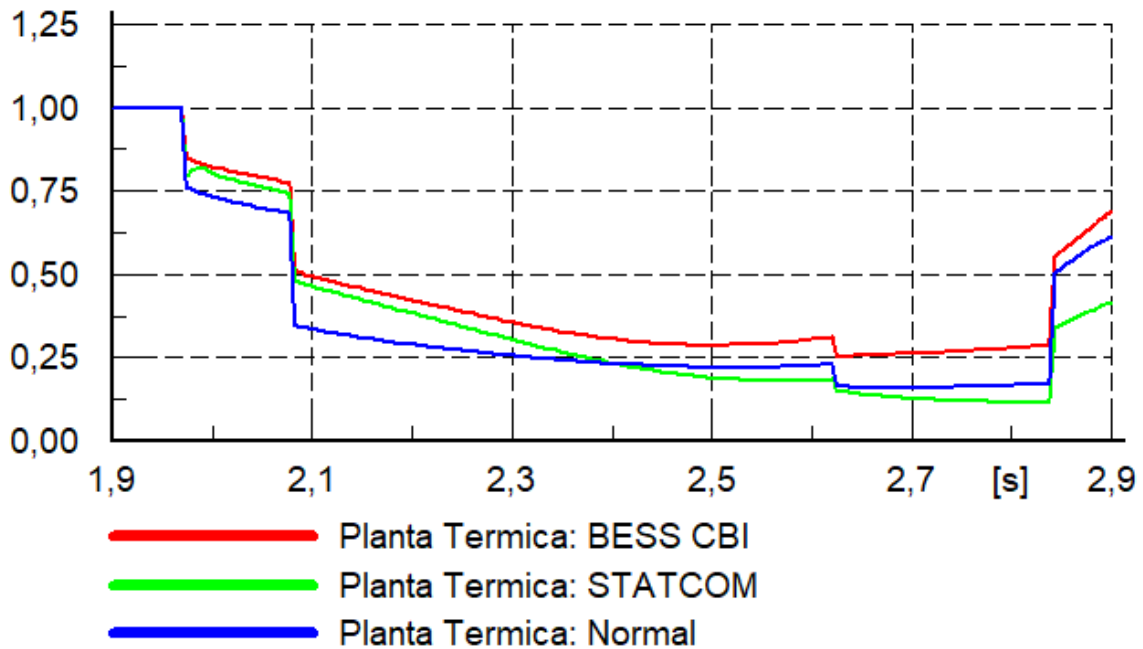


Figura 4.12: Frecuencia en el Sistema durante la falla.



(a)



(b)

Figura 4.13: Voltaje en “Planta Térmica” durante la falla en el Sistema Industrial

(a) Simulación completa; (b) Simulación ampliada durante la duración del cortocircuito.

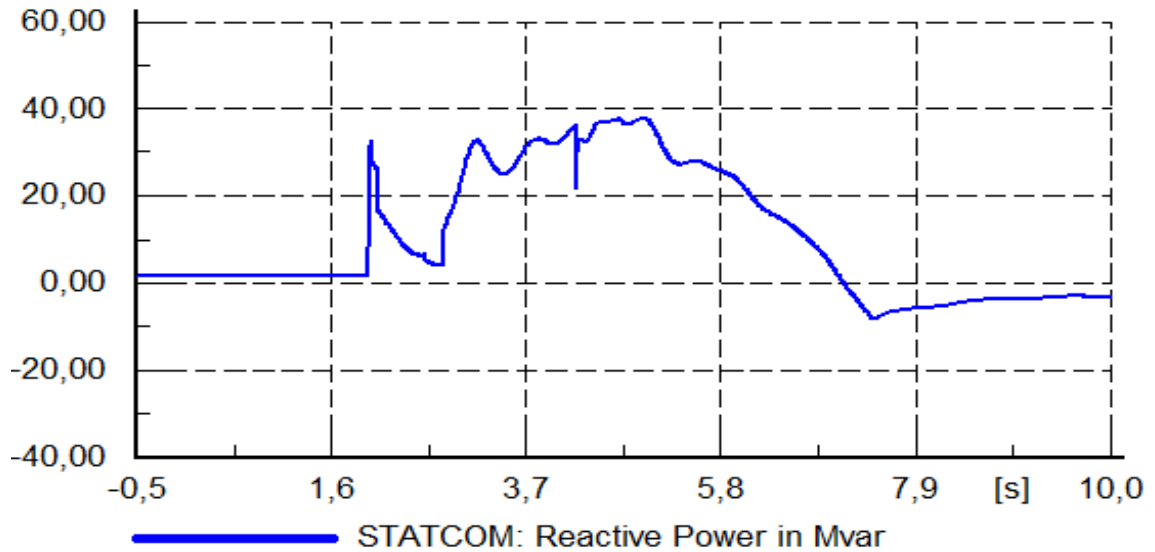


Figura 4.14: Potencia reactiva del STATCOM durante la falla.

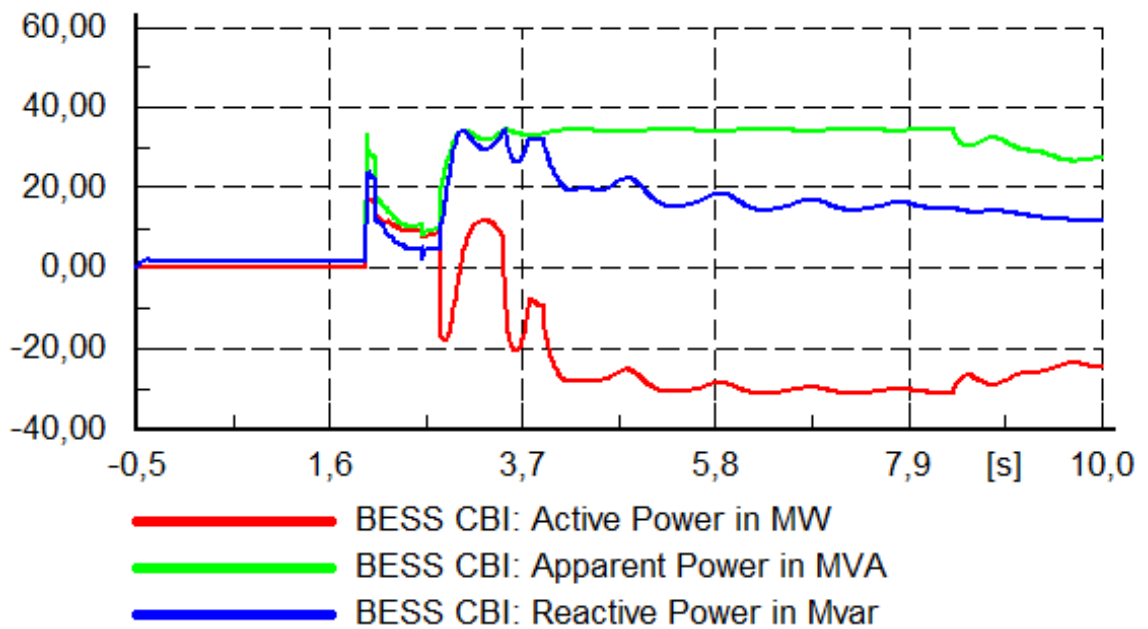


Figura 4.15: Potencia del BESS durante la falla.

De los resultados obtenidos, se observa que, en el caso sin compensación, después de despejar la falla, el voltaje se mantiene en niveles bajos y no se logra estabilizar hasta después de los 8 segundos. Además, la frecuencia no se estabiliza durante la simulación debido a la desconexión de la red externa en el sistema, lo que ocasiona una disminución de la inercia. Por otro lado, cuando se utiliza el sistema STATCOM, el voltaje aumenta durante y después de la falla, acercándose al voltaje nominal en un tiempo menor, una vez despejada la falla. Sin embargo, al igual que el caso anterior, la

frecuencia del sistema no se estabiliza debido a la falta de compensación de potencia activa del STATCOM. Finalmente, al utilizar el BESS con el sistema de control propuesto, se observa una mejora en la regulación de la tensión del sistema durante la falla en comparación con los otros dos casos. Además, una vez despejada la falla, se logra una recuperación y estabilización del voltaje en un menor tiempo. La frecuencia del sistema también se estabiliza debido a la compensación de potencia activa que realiza el BESS. De la Figura 4.15 se observa que, durante la falla, el BESS utiliza el método de compensación diseñado que proporciona tanto potencia activa como reactiva para mejorar la estabilidad del voltaje. Una vez despejada la falla, el BESS pasa al otro método de compensación donde primero utiliza solo la potencia reactiva para estabilizar el voltaje, y a medida que el voltaje se estabiliza y se requiere menos potencia reactiva, se utiliza potencia activa para estabilizar la frecuencia. Esto demuestra que el BESS utiliza ambos métodos de compensación según los requerimientos del sistema, mejorando tanto la calidad del suministro eléctrico y la estabilidad del voltaje para los sistemas industriales.

4.5. Discusión

En este capítulo se estudió la estabilidad de un sistema industrial, centrándose en un modelo simplificado de distribución eléctrica de una planta celulosa. Su análisis se basa en que la planta cuenta con generadores propios, lo que incrementa la susceptibilidad del sistema durante cortocircuitos. Se utiliza el índice CBI para identificar las barras más cercanas al colapso del voltaje, lo que permite seleccionar la ubicación óptima para la compensación.

Para demostrar la validez del método propuesto en BESS, se simuló cortocircuitos monofásicos en las barras críticas del sistema, tanto sin compensación como con dos diferentes métodos de compensación, STATCOM con compensación de potencia reactiva y BESS con el método de compensación propuesto. Los resultados revelan que el BESS, con el método propuesto, logra mejoras significativas en la regulación y estabilidad del voltaje en comparación con el STATCOM y la ausencia de compensación. Se destaca la capacidad del BESS para prolongar el tiempo antes del colapso del sistema, incluso evitando el colapso en algunos casos, lo que demuestra la efectividad del método propuesto durante cortocircuitos en el sistema industrial.

Además, se realizó la simulación de un caso donde se produce más de un tipo de falla en una barra del sistema, lo que conlleva a desconexiones de interruptores, generando problemas de estabilidad. Los resultados obtenidos demuestran la versatilidad del método propuesto, que adopta diferentes enfoques de compensación, donde el BESS proporciona tanto potencia activa como reactiva

según las necesidades del sistema. Esto no solo mejora la calidad del suministro eléctrico, sino que también fortalece la estabilidad del voltaje y la frecuencia en entornos industriales con generación propia.

En resumen, se demostró que el método de compensación propuesto logra una aplicación innovadora en sistemas industriales, optimizando el rendimiento del BESS, mejorando la calidad del suministro eléctrico y garantizando la estabilidad de estos sistemas que cuentan con generación propia durante grandes perturbaciones.



5. Conclusiones

En este trabajo se analizó la estabilidad de voltaje en sistemas tanto de distribución como de transmisión. Se demostró que en sistemas de transmisión el uso combinado de potencia activa y reactiva no aporta mejoras significativas en la estabilidad de voltaje en comparación con el uso exclusivo de potencia reactiva. Por otro lado, en sistemas de distribución, el uso de potencia activa se justifica para mejorar la estabilidad de voltaje y prevenir el colapso de la tensión.

Con el análisis realizado, se desarrolló una nueva estrategia de control para un sistema BESS. Esta estrategia optimiza la efectividad del BESS ajustando su compensación de forma dinámica según los requisitos del sistema y su evaluación de estabilidad. Este diseño de compensación no solo busca mejorar la calidad del suministro eléctrico, sino que también garantizar la estabilidad de los sistemas de distribución durante grandes perturbaciones, centrándose en la estabilidad de voltaje.

Por otro lado, mediante un análisis de estabilidad se logró identificar la zona correcta donde instalar el sistema de compensación según el cálculo del índice CBI del sistema. Esto, combinado con el método de compensación propuesto para el BESS, se logra mantener la estabilidad del sistema eléctrico de manera efectiva. En comparación con el método convencional, se observó una mejora significativa en la regulación del voltaje y una reducción del riesgo de colapso del sistema. Estos resultados validaron el diseño del sistema de compensación propuesto demostrando su eficacia frente a cambios en la estabilidad del sistema durante cortocircuitos, asegurando una operación más estable y confiable del sistema eléctrico en general.

Con el método propuesto ya validado, se evaluó su efectividad utilizando el sistema de distribución eléctrico de una planta de celulosa. Los resultados obtenidos destacan la eficacia del método propuesto en el BESS, superando al STATCOM en términos de regulación de voltaje, prolongación del tiempo antes del colapso del sistema e incluso evitando el colapso, durante diferentes tipos de fallas. Además, se demostró la versatilidad del método propuesto en adaptarse a diversas situaciones de fallas, utilizando diferentes enfoques de compensación según las necesidades del sistema.

La nueva estrategia de compensación propuesta para BESS optimiza su capacidad de compensación en sistemas industriales, mostrando mejoras significativas en la regulación de voltaje y en la estabilidad del sistema, adaptándose según las condiciones del sistema, superando métodos de compensación convencionales.

6. Trabajo Futuro

A partir de lo obtenido en este trabajo, este estudio se puede extender en diferentes puntos.

- Optimizar el método de ubicación del BESS mediante el empleo de un enfoque de compensación distribuida. Esto permitiría al BESS mantener su capacidad de entrega de potencia incluso cuando una barra experimenta una disminución significativa en sus niveles de voltaje, evitando así una disminución en la eficacia del método propuesto según el punto de ubicación de la falla.
- Evaluar cómo la integración de fuentes de energía renovable, como la energía solar o eólica, afecta la estabilidad de voltaje en el sistema y cómo el diseño de compensación dinámica podría adaptarse para abordar los desafíos específicos asociados con estas fuentes de energía intermitentes.
- Realizar un análisis detallado de los costos y beneficios asociados con la implementación de la compensación dinámica propuesta, incluyendo los costos del uso de potencia activa, y los beneficios económicos derivados de la mejora en la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico.
- Realizar pruebas y validaciones experimentales en un entorno de laboratorio para confirmar la eficacia y la viabilidad práctica de la compensación dinámica propuesta en condiciones reales de operación.
- Desarrollar algoritmos de control más avanzados, con el objetivo de mejorar el rendimiento y eficiencia en la compensación dinámica de potencia activa y reactiva.
- Mejorar el modelo del BESS mediante la incorporación de la dinámica de los equipos electrónicos que lo componen y de las baterías. Además, considerar el desgaste a través del uso de la batería para obtener un modelo más preciso y realista.

Referencias

- [1] A. Atputharajah and T. K. Saha, "Power system blackouts - literature review," 2009 International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS), 2009, pp. 460-465, doi: 10.1109/ICIINFS.2009.5429818.
- [2] N. Sharma, A. Acharya, I. Jacob, S. Yamujala, V. Gupta and R. Bhakar, "Major Blackouts of the Decade: Underlying Causes, Recommendations and Arising Challenges," 2021 9th IEEE International Conference on Power Systems (ICPS), 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICPS52420.2021.9670166.
- [3] Hossam S. Salama, István Vokony, "Voltage stability indices—A comparison and a review", Computers & Electrical Engineering, Volume 98, 2022, Article 107743, doi: 10.1016/j.compeleceng.2022.107743.
- [4] M. Furukakoi, O.B. Adewuyi, M.S.S. Danish, A.M. Howlader, T. Senjyu, T. Funabashi, "Critical boundary index (CBI) based on active and reactive power deviations", Int. J. Electr. Power Energy Syst., 100, 2018, pp. 50-57, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.02.010.
- [5] K. Oya, T. Senjyu, A. Nakadomari and R. Miyara, "Voltage Stability Improvement Method in Large Power System During Transmission Line Faults," 2020 12th IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2020, pp. 1-4, doi: 10.1109/APPEEC48164.2020.9220330.
- [6] Ryo Miyara, Natarajan Prabakaran, Shriram Srinivasarangan Rangarajan, Edward Randolph Collins, Hiroshi Takahashi, Eitaro Omine, Tomonobu Senjyu, "A virtual synchronous generator control method for remote island power system considering dynamic voltage stability", Energy Reports, Volume 9, Supplement 8, 2023, Pages 1041-1049, ISSN 2352-4847, doi: 10.1016/j.egyr.2023.05.043
- [7] M. Farrokhbadi et al., "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 1, pp. 13-29, Jan. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2925703

- [8] Smdani, G., Islam, M. R., Ahmad Yahaya, A. N., & Bin Safie, S. I. "Performance evaluation of advanced energy storage systems: A review". *Energy & Environment*, 2022. doi: 10.1177/0958305X22107472922.
- [9] A.G. Olabi, C. Onumaegbu, Tabbi Wilberforce, Mohamad Ramadan, Mohammad Ali Abdelkareem, Abdul Hai Al – Alami, "Critical review of energy storage systems", *Energy*, Volume 214, 2021, 118987, ISSN 0360-5442, doi: 10.1016/j.energy.2020.118987.
- [10] M. Stecca, L. R. Elizondo, T. B. Soeiro, P. Bauer and P. Palensky, "A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems Into Distribution Networks," in *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, vol. 1, pp. 46-65, 2020, doi: 10.1109/OJIES.2020.2981832.
- [11] S. Halilčević and P. S. Georgilakis, "How and Why the Batteries in the Sectors of Photovoltaics and Electric Vehicles Could Have Impact on the Society," 2019 IEEE Milan PowerTech, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810677.
- [12] M. Mditshwa, A. Almaktoof, Y. D. Mfoumboulou and M. T. Kahn, "Improving Distribution Network Voltage Stability through Battery Energy Storage System," 2023 IEEE PES/IAS PowerAfrica, Marrakech, Morocco, 2023, pp. 1-5, doi: 10.1109/PowerAfrica57932.2023.10363258.
- [13] E. Rabbi, S. Arif and T. Aziz, "Performance Comparison of STATCOM and BESS for Restoring Voltage Under Post Fault Scenario," 2019 IEEE Region 10 Symposium (TENSYMP), 2019, pp. 435-440, doi: 10.1109/TENSYMP46218.2019.8971165.
- [14] A. Jawad, Nahid-Al-Masood and S. Munim, "Optimal Sizing of BESS for Attaining Frequency Stability Under High PV Penetration," 2021 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP), 2021, pp. 348-353, doi: 10.1109/ICT-PEP53949.2021.9601074.

- [15] M. N. H. Shazon, Nahid-Al-Masood, H. M. Ahmed, S. R. Deeba and E. Hossain, "Exploring the Utilization of Energy Storage Systems for Frequency Response Adequacy of a Low Inertia Power Grid," in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 129933-129950, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3114216
- [16] J. -T. Gao, C. -H. Shih, C. -W. Lee and K. -Y. Lo, "An Active and Reactive Power Controller for Battery Energy Storage System in Microgrids," in *IEEE Access*, vol. 10, pp. 10490-10499, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3145009.
- [17] Habibullah Fedayi, Mikaeel Ahmadi, Abdul Basir Faiq, Naomitsu Urasaki, Tomonobu Senjyu, "BESS based voltage stability improvement enhancing the optimal control of real and reactive power compensation", *AIMS Energy*, Volume 10, Issue 3: 535-552, 2022, doi: 10.3934/energy.2022027.
- [18] M. Sagara, M. Furukakoi, T. Senjyu, M. S. S. Danish and T. Funabashi, "Voltage stability improvement to power systems with energy storage systems," 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2016, pp. 7-10, doi: 10.1109/ICHQP.2016.7783463.
- [19] B. Berezki and B. Hartmann, "LV Grid Voltage Control with Battery Energy Storage Systems," 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160823.
- [20] M. Ovaskainen, J. Öörni and A. Leinonen, "Superposed control strategies of a BESS for power exchange and microgrid power quality improvement," 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEEIC.2019.8783764.
- [21] S. Arif, A. E. Rabbi and T. Aziz, "Post-Fault Operation Scenerio in a Wind Integrated Microgrid: Voltage Recovery Issue and Solution," 2019 IEEE PES Asia-Pacific Power and

- Energy Engineering Conference (APPEEC), 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/APPEEC45492.2019.8994330.
- [22] S. Zafar, H. Sadiq, B. Javaid and H. A. Khalid, "On PQ Control of BESS in Grid-Connected Mode and Frequency Control in Islanded-Mode for Micro- Grid Application," 2018 International Conference on Computing, Electronic and Electrical Engineering (ICE Cube), 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICECUBE.2018.8610962.
- [23] S. Chen, T. Zhang, H. B. Gooi, R. D. Masiello and W. Katzenstein, "Penetration Rate and Effectiveness Studies of Aggregated BESS for Frequency Regulation," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 167-177, Jan. 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2426017.
- [24] J. Guillermo Calderon Guizar, "Assessment of the Dynamic Behavior of an Industrial Cogeneration System," in *IEEE Latin America Transactions*, vol. 11, no. 4, pp. 1060-1065, June 2013, doi: 10.1109/TLA.2013.6601750.
- [25] Comision -nacional de Energia-Chile, "Norma técnica de seguridad y calidad de servicio electrico," 2020.
- [26] Narada Power Source Co., Ltd. Battery Energy Storage System (BESS) NESP NWI (Outside Accessible) Series: Reliable Energy Storage Solution for Smart Grid. Narada Power Source Co., Ltd., 2020.
- [27] Laboratorio Calidad de Suministro, IIT UdeC, "Estudio de Coordinación de Protecciones Subestación Principal, para Condición de Operación sin TG1," 2021.
- [28] N. Hatziargyriou et al., "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271-3281, July 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.304.
- [29] Sameh Kamel Mena Kodsi, Claudio A. Cañizares. Modeling and Simulation of IEEE 14 Bus System with FACTS Controllers. Technical Report #2003-3. 2004.

Anexo A. Simulación Sistema IEEE de 14 Barras

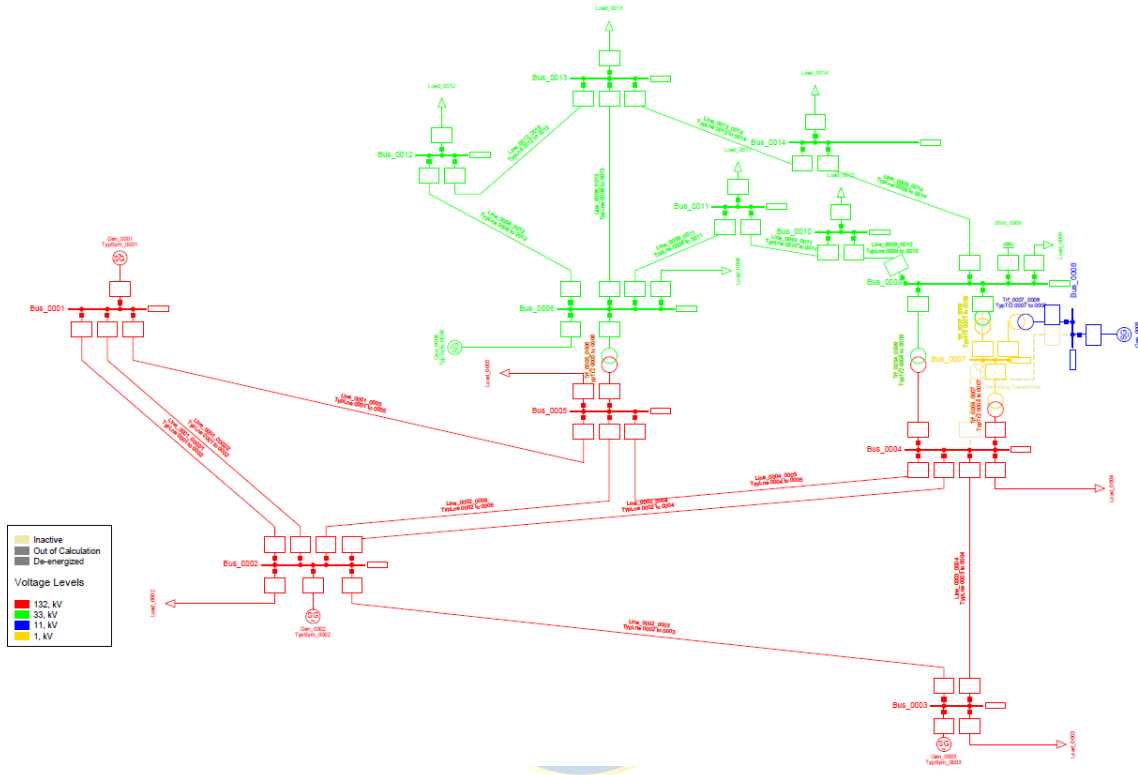


Figura A.1: Simulación del Sistema IEEE de 14 barras en DIgSILENT.

Tabla A.1: Barras del sistema IEEE de 14 Barras.

Barra	Voltaje nominal kV
Barra_01	132
Barra_02	132
Barra_03	132
Barra_04	132
Barra_05	132
Barra_06	33
Barra_07	1
Barra_08	11
Barra_09	33
Barra_10	33
Barra_11	33
Barra_12	33
Barra_13	33

Tabla A.2: Cargas del sistema IEEE de 14 Barras.

Cargas	Potencia aparente MVA	Potencia Activa MW	Potencia Reactiva MVAR
Carga_02	25,14319	21,7	12,7
Carga_03	96,09703	94,2	19,
Carga_04	47,95884	47,8	-3,9
Carga_05	7,766595	7,6	1,6
Carga_06	13,47924	11,2	7,5
Carga_09	33,84982	29,5	16,6
Carga_10	10,70701	9,	5,8
Carga_11	3,935734	3,5	1,8
Carga_12	6,306346	6,1	1,6
Carga_13	14,6932	13,5	5,8
Carga_14	15,71655	14,9	5,

Tabla A.3: Transformadores del sistema IEEE de 14 Barras.

Transformador	Potencia MVA	Voltaje AT kV	Voltaje BT kV	Conexión	Z p.u
Tr_04_07	100	132	1	YNyn0	0,20912
Tr_04_09	100	132	33	YNyn0	0,55618
Tr_05_06	100	132	33	YNyn0	0,25202
Tr_07_08	100	11	1	YNyn0	0,17615
Tr-07_09	100	33	1	YNyn0	0,11001

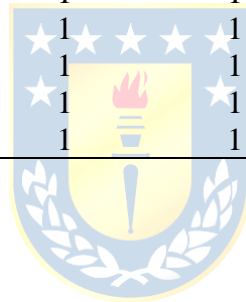
Tabla A.4 Generadores del sistema de distribución.

Parámetros	Gen 01	Gen 02	Gen 03	Gen 06	Gen 08
Potencia nominal MVA	400	100	100	100	100
Tensión nominal kV	132	132	132	33	11
Factor de potencia	0,8	0,8	1	1	1
X _d p.u	2	2	2	2	2
X _q p.u	2	2	2	2	2
X' _d p.u	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
X' _q p.u	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
X'' _d p.u	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
X'' _q p.u	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
T _d segundos	1	1	1	1	1
T _q segundos	1	1	1	1	1
T'' _d segundos	1	1	1	1	1
T'' _q segundos	1	1	1	1	1

H segundos	4	4	5	5	5
------------	---	---	---	---	---

Tabla A.5: Líneas del sistema de IEEE de 14 Barras.

Línea	Longitud km	N° Líneas paralelas	R Ohm	X Ohm
Linea_01_02/1	1	1	6,7535	20,619
Linea_01_02/2	1	1	6,7535	20,619
Linea_01_05	1	1	9,4141	38,862
Linea_02_03	1	1	8,1875	34,494
Linea_02_04	1	1	10,125	30,722
Linea_02_05	1	1	9,9229	30,296
Linea_03_04	1	1	11,675	29,800
Linea_04_05	1	1	2,3261	7,3372
Linea_06_11	1	1	1,0343	2,1660
Linea_06_12	1	1	1,3384	2,7857
Linea_06_13	1	1	0,7203	1,4186
Linea_09_10	1	1	0,3464	0,9202
Linea_09_14	1	1	1,3842	2,9444
Linea_10_11	1	1	0,8935	2,0916
Linea_12_13	1	1	2,4058	2,1766
Linea_13_14	1	1	1,8614	3,7899



Anexo B. Parámetros del Sistema Eléctrico Industrial

Tabla B.1 Barra del sistema de distribución.

Barra	Ubicación	Voltaje nominal kV
66kV-3F-50Hz-800A	Fase 1	66
Barra 1 S/E ITATA	Fase 1	15
Barra 2 S/E ITATA	Fase 1	15
Barra 3 S/E ITATA	Fase 1	15
Agua industrial 060-42-001	Fase 1	15
Planta Térmica	Fase 1	15
Exp. de Energía 568-42-001	Fase 2	15
Sala eléctrica N°5	Fase 2	15
S.E #15 568-42-010	Fase 2	15
568-42-003	Fase 2	15
B. 547-36-1911	Fase 2	0,69

Tabla B.2 Cargas del sistema de distribución.

Cargas	Potencia aparente MVA	Potencia Activa MW	Potencia Reactiva MVAR
000-45-005	0,218	0,198	0,091
040-37-002(1)	3,649	3,270	1,620
060-42-002	0,015	0,015	0,003
060-SWG-001	0,881	0,788	0,394
468-42-002	5,636	5,440	1,472
500-SWG-001	13,300	11,920	5,899
511-44-004	0,094	0,085	0,040
541-36-1911	2,371	2,190	0,909
546-36-1911	2,351	2,170	0,904
546-36-1912	1,886	1,740	0,727
547-36-1911	3,263	3,010	1,260
547-36-1912	2,232	2,060	0,860
568-42-003	12,373	11,197	5,265
568-42-004	11,498	10,420	4,860
568-42-005	10,061	9,110	4,270
568-42-006	8,870	8,048	3,729
568-42-007	11,569	10,412	5,044
568-42-008	11,544	10,400	5,010
568-42-009	10,770	9,780	4,510
568-42-010	6,345	5,710	2,766
568-42-011	1,572	1,430	0,652
980-SWG-001	6,433	5,820	2,740

Tabla B.3 Transformadores del sistema de distribución.

Transformador	Potencia MVA	Voltaje AT kV	Voltaje BT kV	Conexión	Resistencia NT	Z p.u
541-35-1901	3,75	15	0,69	Dyn1	199,18	6,75
546-35-1901	3,75	15	0,69	Dyn1	199,18	6,75
546-35-1902	2,5	15	0,69	Dyn1	199,18	6,75
547-35-1901	3,75	15	0,69	Dyn1	199,18	6,75
547-35-1902	3,75	15	0,69	Dyn1	199,18	6,75
T1	40	66	15	Ynyn1	86,6	10
T2	40	66	15	Ynyn1	866	10
T3	40	66	15	Ynyn1	86,6	10
Tr-BESS	35	15	10	Ynd0	-	3
Trafo G4	15	15	11,5	Ynd1	-	6,5

Tabla B.4 Generadores del sistema de distribución.

Parámetros	G1	G2	G3	G4
Potencia nominal MVA	36,6	87,5	87,5	13,5
Tensión nominal kV	15	15	15	11,5
Factor de potencia	0,8	0,8	0,8	0,9
Xd p.u	2	1,55	1,55	1,55
Xq p.u	2	1,55	1,55	1,55
X`d p.u	0,3	0,28	0,28	0,28
X`q p.u	0,3	0,65	0,65	0,65
X``d p.u	0,2	0,19	0,19	0,19
X``q p.u	0,2	0,19	0,19	0,19
T`d segundos	1	6,5	6,5	6,5
T`q segundos	1	6,5	6,5	6,5
T``d segundos	0,05	0,035	0,035	0,035
T``q segundos	0,05	0,035	0,035	0,035
H segundos	4	4	4	4,5

Tabla B.5 Voltajes del sistema de distribución.

Reactor	Voltaje nominal kV	Corriente nominal kA	R Ohm	X Ohm
R1	15	4	0.1	2.5
R2	15	4	0.1	2.5

Tabla B.6 Líneas del sistema de distribución.

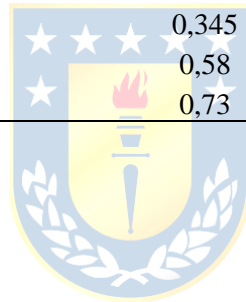
Línea	Tipo de línea	Longitud km	N° Líneas paralela s	Z Ohm	R Ohm	X Ohm
1x3/c 350 MCM 15 kV	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,085	1	0,0145	0,0112	0,0093
1x3/c 350 MCM 15 kV(1)	15 kV - 350 MCM (3x1)	1,000	1	0,1706	0,1313	0,1090
1x3/c 350 MCM 15 kV(3)	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,025	1	0,0043	0,0033	0,0027
1x3/c 350 MCM 15 kV(4)	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,350	1	0,0597	0,0460	0,0382
1x3/c 350 MCM 15kV	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,600	1	0,1024	0,0788	0,0654
1x3/c 350 MCM 15kV(10)	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,380	1	0,0648	0,0499	0,0414
1x3/c 350 MCM 15kV(11)	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,100	1	0,0171	0,0131	0,0109
1x3/c 350 MCM 15kV(12)	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,100	1	0,0171	0,0131	0,0109
1x3/c 350 MCM 15kV(3)	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,900	1	0,1536	0,1182	0,0981
1x3/c 4/0 AWG 15kV(1)	15 kV - 4/0 AWG (3x1)	0,050	1	0,0124	0,0109	0,0059
2x(1x3/c 350 MCM 15kV)	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,200	2	0,0171	0,0131	0,0109
2x1x3/c 350 MCM 15kV	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,035	2	0,0030	0,0023	0,0019
2x1x3/c 350 MCM 15kV(2)	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,600	2	0,0512	0,0394	0,0327
2x1x3/c 350 MCM 15kV(3)	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,680	2	0,0580	0,0446	0,0371
2x1x3/c 350 MCM 15kV(4)	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,600	2	0,0512	0,0394	0,0327
2x1x3/c 350 MCM 15kV(5)	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,050	2	0,0043	0,0033	0,0027
2x1x3/c 500 MCM 15 kV	15 kV - 500 MCM (3x1)	0,030	2	0,0021	0,0014	0,0016
3(3x1/c 750 MCM 750 kV)	15 kV - 750 MCM (3x1)	0,080	3	0,0031	0,0016	0,0026
3x1/c 185mm ² AL PROTEG(1)	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,350	1	0,0597	0,0460	0,0382
3x1/c 185mm ² AL PROTEG(2)	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,500	1	0,0853	0,0657	0,0545
3x1x3/c 350 MCM 15 kV	15 kV - 350 MCM (3x1)	1,000	3	0,0569	0,0438	0,0363
3x1x3/c 350 MCM 15kV	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,030	3	0,0017	0,0013	0,0011
3x1x3/c 350 MCM 15kV(1)	15 kV - 350 MCM (3x1)	0,030	3	0,0017	0,0013	0,0011
4x(1x3/c 4/0 AWG) 15 kV	15 kV - 4/0 AWG (3x1)	1,350	4	0,0834	0,0733	0,0398
4x(3x1/c 750 MCM 15kV	15 kV - 750 MCM (3x1)	0,720	4	0,0210	0,0111	0,0178
8x3x1/c 750 MCM	15 kV - 750 MCM (3x1)	0,800	8	0,0116	0,0061	0,0099
8x3x1/c 750 MCM(1)	15 kV - 750 MCM (3x1)	0,025	8	0,0004	0,0002	0,0003
8x3x1/c 750 MCM(2)	15 kV - 750 MCM (3x1)	0,300	8	0,0044	0,0023	0,0037
8x3x1/c 750 MCM(3)	15 kV - 750 MCM (3x1)	0,025	8	0,0004	0,0002	0,0003
8x3x1/c 750 MCM(4)	15 kV - 750 MCM (3x1)	0,025	8	0,0004	0,0002	0,0003
8x3x1/c 750 MCM(5)	15 kV - 750 MCM (3x1)	0,300	8	0,0044	0,0023	0,0037

Tabla B.7 Filtros del sistema de distribución.

Filtros	Voltaje nominal kV	Potencia reactiva MVAR	Capacitancia uF	Inductancia mH
10.4°	15	4,2	58,90	1,59
12.6°	15	3,7	52,00	1,22
4.5°	15	7,1	95,30	5,25
4.7°	15	3,5	47,27	9,70
6.5°	15	5,0	69,50	3,43
6.7°	15	2,5	34,58	6,53

Tabla B.8 Tipos de líneas del sistema de distribución.

Tipos de línea	Voltaje Nominal kV	Corriente nominal kA	R(AC,20°) Ohm/km	X Ohm/km
15 kV - 350 MCM (3x1)	15	0,47	0,1313	0,109
15 kV - 4/0 AWG (3x1)	15	0,345	0,2171	0,118
15 kV - 500 MCM (3x1)	15	0,58	0,092	0,104
15 kV - 750 MCM (3x1)	15	0,73	0,0614	0,099



Anexo C. Método de control convencional en BESS

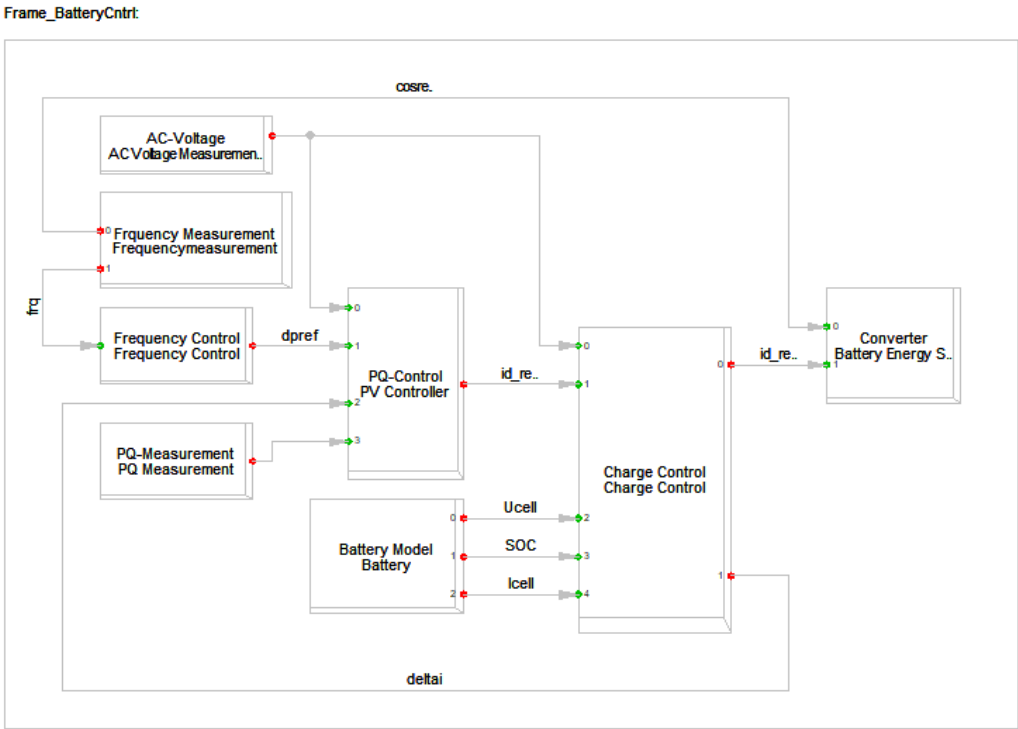


Figura C.1 Diagrama de bloques del control del BESS.

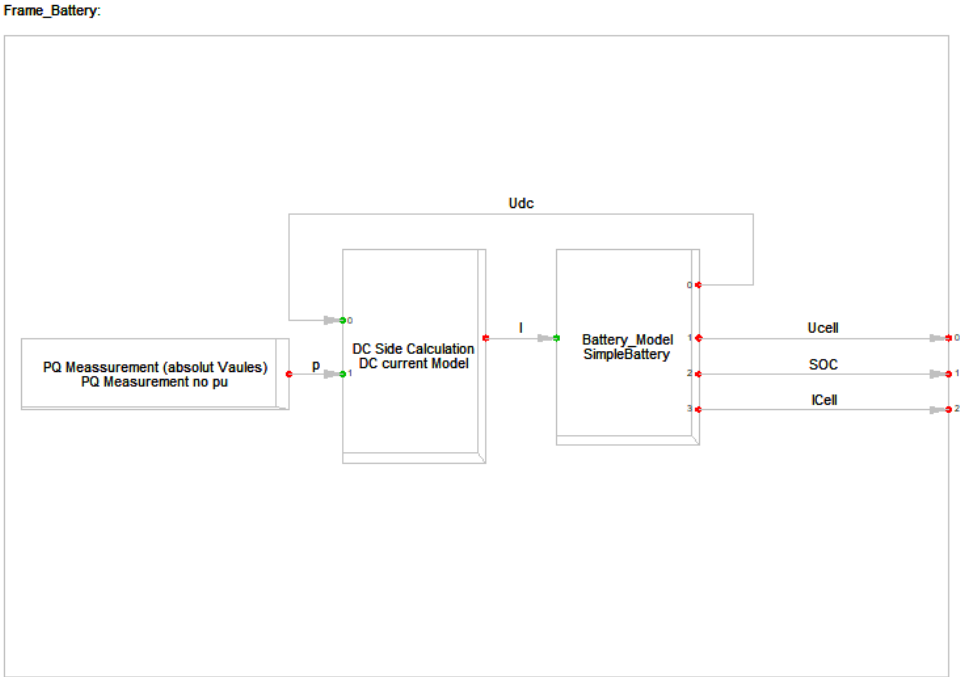


Figura C.2 Modelo de la batería.

SimpleBattery:

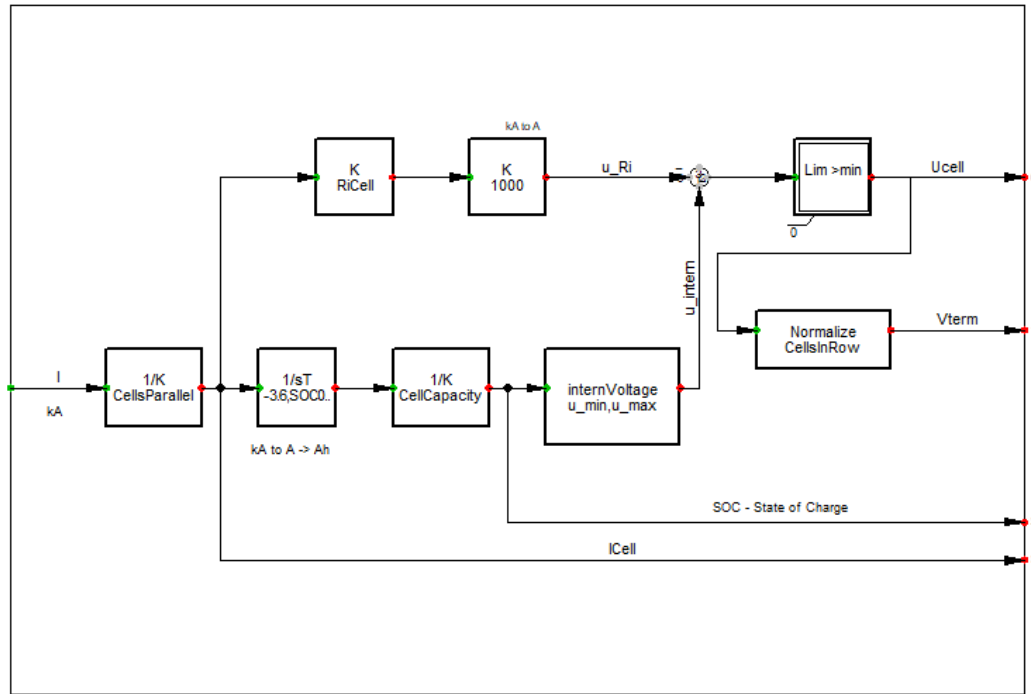


Figura C.3 Modelo del control básico de la batería.

Frequency Control:

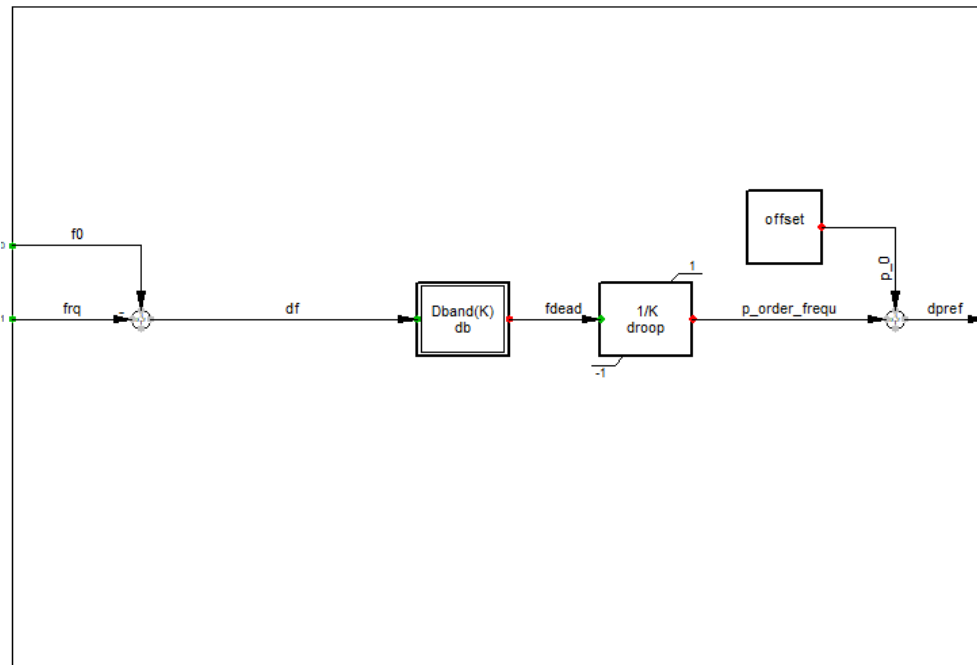


Figura C.4 Control de frecuencia.

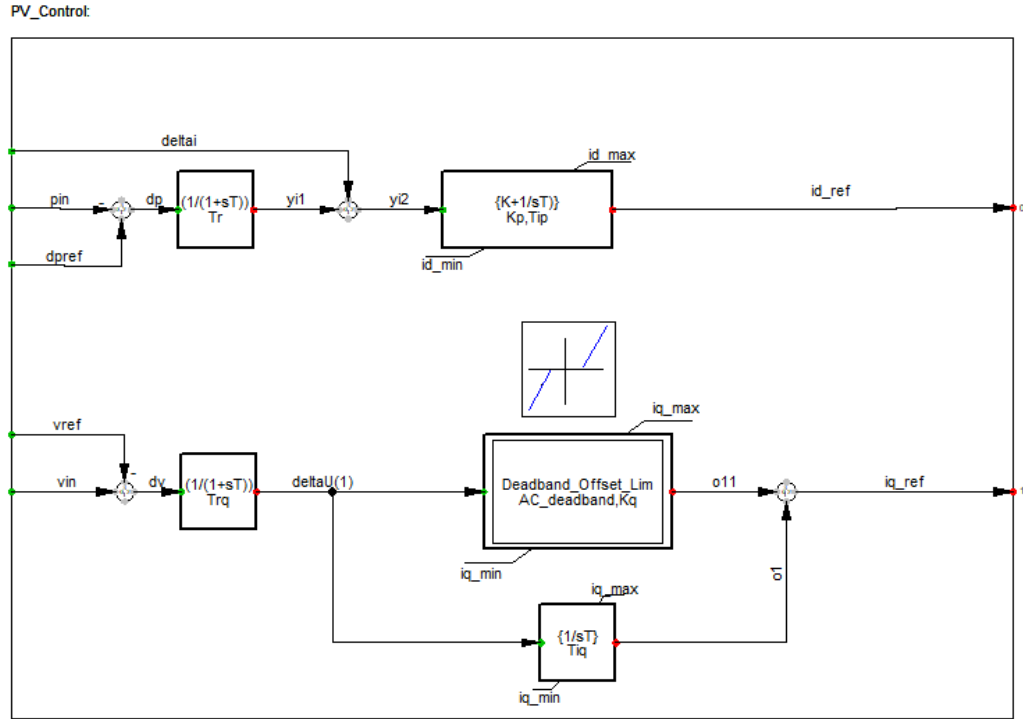


Figura C.5 Control de potencia activa y reactiva.



Charge Control_charging and FRT:

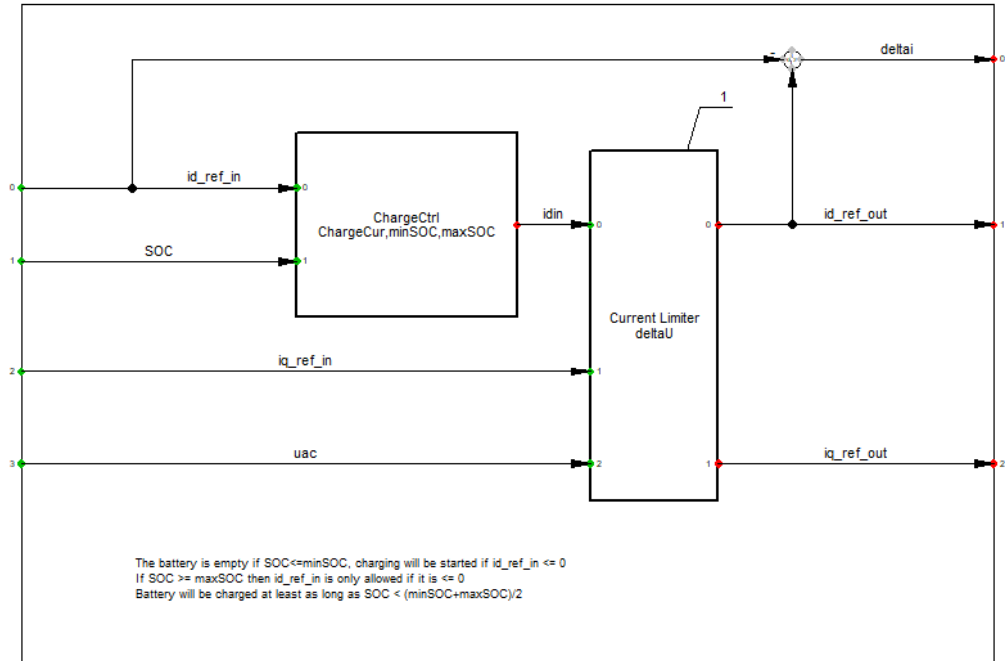


Figura C.6 Control de carga.

Anexo D. Método control STATCOM

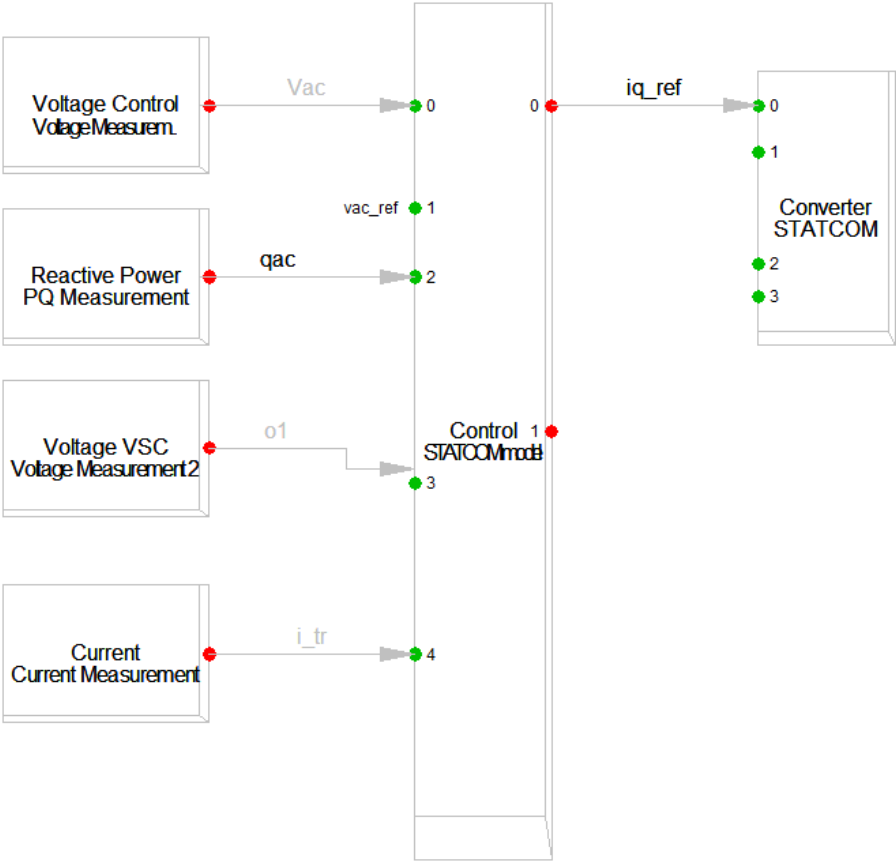


Figura D.1: Diagrama de bloques del control del STATCOM

Control - STATCOM:

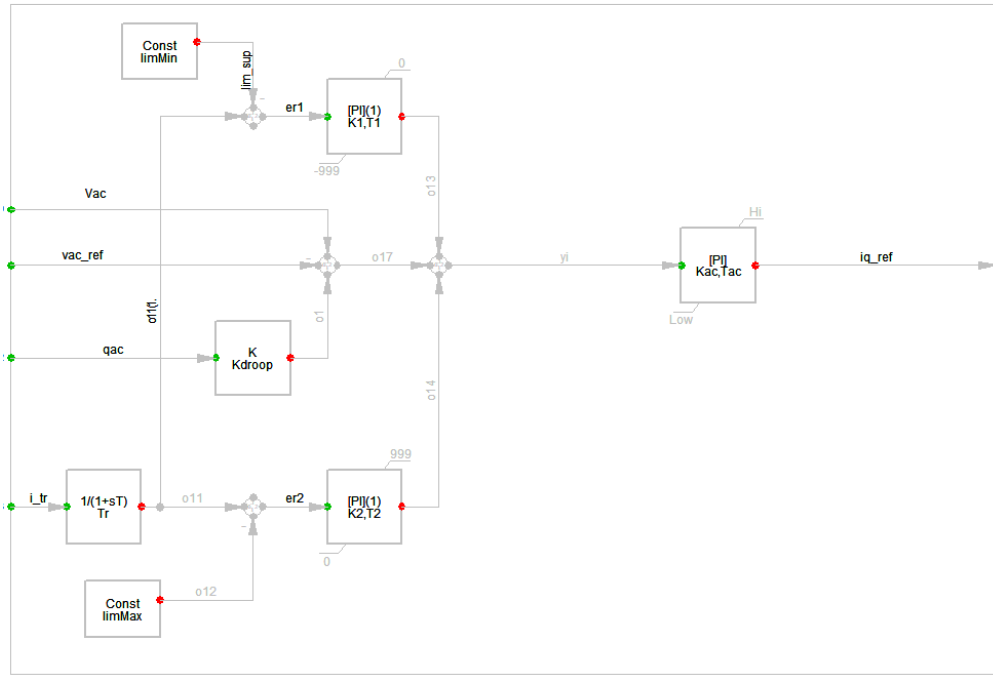


Figura D.2: Control del STATCOM.



Anexo E. Códigos DPL

CBI Simulación Dinámica:

```
double vi,rik,xik,Po,Qo;
object iniciales,simulacion,barra,controlPV;
object linea,trafo;
set lineas,trafos,Controls;
int serv,i,t;
double v,tiempo,DQc,DPc,CBIc,Angc,dtime,dtime2,Ang;
string valor;
double numero;
```

```
ClearOutput();
```

```
xlStart();
xlSetVisible(1); !abrir excel
xlNewWorkbook(); !Crear nuevo excel
xlActivateWorksheet(1);
xlSetWorksheetName(1,'CBI'); !poner nombre a hoja 1
```



```
!setear las lineas y trafos
lineas=AllRelevant('ElmLne');
trafos=AllRelevant('ElmTr2');
```

```
! Defino Mi Cabecera
xlSetValue(1,1,'Tiempo');
linea=lineas.First();
```

```
i=1;
while(linea){
    xlSetValue(i+1,1,linea:e:loc_name);
    xlSetValue(i+18,1,linea:e:loc_name);
    i=i+1;
    linea=lineas.Next();
}
```

```
iniciales=GetCaseObject('ComInc');
simulacion=GetCaseObject('ComSim');
```

```
Controls=PV.All();
```

```
!simulacion dinamica
```

```
iniciales.Execute();
```

```
t=1;
```

```
while(t<200){
```

```
  i=1;
```

```
  tiempo=t/10;
```

```
  simulacion:e:tstop=tiempo;
```

```
  xlSetValue(1,t+1,tiempo);
```

```
  simulacion.Execute();
```

```
!calculo del CBI en cada linea
```

```
linea=lineas.First();
```

```
while(linea){
```

```
  rik=linea:c:zline:r;
```

```
  rik=rik*100;
```

```
  xik=linea:c:zline:i;
```

```
  xik=xik*100;
```

```
if(linea:m:P:bus2<=0){
```

```
  Po=linea:m:P:bus2;
```

```
  Qo=linea:m:Q:bus2;
```

```
  vi=linea:m:u:bus1;
```

```
}
```

```
if(linea:m:P:bus2>0){
```

```
  Po=linea:m:P:bus1;
```

```
  Qo=linea:m:Q:bus1;
```

```
  vi=linea:m:u:bus2;
```

```
}
```

```
Po=-Po/100;
```



```
Qo=-Qo/100;
```

```
CBI.Execute(vi,rik,xik,Po,Qo);
```

```
DPc=CBI:DP;
```

```
DQc=CBI:DQ;
```

```
CBIc=CBI:CBI;
```

```
Angc=CBI:Ang;
```

```
if(i=15){
```

```
Ang=Angc/90;
```

```
valor=sprintf("%f",Ang);
```

```
}
```

```
! agregar los valores al excel
```

```
xlSetValue(i+1,t+1,CBIc);
```

```
xlSetValue(i+18,t+1,Angc);
```

```
xlSetValue(37,t+1,Ang);
```

```
i=i+1;
```

```
linea=lineas.Next();
```

```
}
```

```
! agregar evento en el tiempo
```

```
controlPV=Controls.First();
```

```
while(controlPV){
```

```
    dtime=controlPV:e.time-tiempo;
```

```
    if(-0.01<=dtime<=0.01){
```

```
        controlPV:e.value=valor;
```

```
    }
```

```
controlPV=Controls.Next();
```

```
}
```

```
t=t+1;
```

```
}
```



Calculo CBI

```

int n,c,it;
double X,Y,Z,fx11,fx21,fx31,jx11,jx12,jx13,jx21,jx22,jx23,jx31,jx32,jx33,jf11,jf21,jf31,X1,Y1,Z1,w,error;
int i,j,fila_pivote;
double divisor,A1,A2,A3,A4,A5,A6,factor,rem;

```

```

it=1;
error=1;
!valores iniciales
X=1;
Y=1;
Z=1;

```

```

!numero matriz nxn
n=3;

```

```

!matrices
X0.Init(n,1);
Fx.Init(n,n);
InvJ.Init(n,n);
InvJF.Init(n,n);

```



```

while(error>0.0000001){
!darle valores iniciales a las matrices

```

```

X0.Set (1, 1, X);
X0.Set (2, 1, Y);
X0.Set (3,1,Z);

```

```

!Fx0 (se pone la funcion inicial)

```

```

fx11=2*X-2*Po-2*sqr(rik)*X*Z-2*rik*xik*Y*Z+sqr(vi)*rik*Z+2*(sqr(rik)+sqr(xik))*X*Z;
fx21=2*Y-2*Qo-2*rik*xik*X*Z-2*sqr(xik)*Y*Z+sqr(vi)*xik*Z+2*(sqr(rik)+sqr(xik))*Y*Z;
fx31=-1*sqr(rik*X+xik*Y-sqr(vi)/2)+(sqr(rik)+sqr(xik))*(X*X+Y*Y);
Fx.Set(1, 1, fx11);
Fx.Set(2, 1, fx21);
Fx.Set(3, 1, fx31);

```

!Jacobiana (la derivada de las funciones)

$jx11=2-2*\text{sqr}(\text{rik})*Z+2*(\text{sqr}(\text{rik})+\text{sqr}(\text{xik}))*Z;$

$jx12=-2*\text{rik}*\text{xik}*Z;$

$jx13=-2*\text{sqr}(\text{rik})*X-2*\text{rik}*\text{xik}*Y+\text{sqr}(\text{vi})*\text{rik}+2*(\text{sqr}(\text{rik})+\text{sqr}(\text{xik}))*X;$

$jx21=-2*\text{rik}*\text{xik}*Z;$

$jx22=2-2*\text{sqr}(\text{xik})*Z+2*(\text{sqr}(\text{rik})+\text{sqr}(\text{xik}))*Z;$

$jx23=-2*\text{rik}*\text{xik}*X-2*\text{sqr}(\text{xik})*Y+\text{sqr}(\text{vi})*\text{xik}+2*(\text{sqr}(\text{rik})+\text{sqr}(\text{xik}))*Y;$

$jx31=-2*(\text{rik}*X+\text{xik}*Y-\text{vi}*\text{vi}/2)*(\text{rik})+(\text{sqr}(\text{rik})+\text{sqr}(\text{xik}))*2*X;$

$jx32=-2*(\text{rik}*X+\text{xik}*Y-\text{vi}*\text{vi}/2)*(\text{xik})+(\text{sqr}(\text{rik})+\text{sqr}(\text{xik}))*2*Y;$

$jx33=0;$

Jx.Set (1, 1, jx11);

Jx.Set (1, 2, jx12);

Jx.Set (1, 3, jx13);

Jx.Set (2, 1, jx21);

Jx.Set (2, 2, jx22);

Jx.Set (2, 3, jx23);

Jx.Set (3, 1, jx31);

Jx.Set (3, 2, jx32);

Jx.Set (3, 3, jx33);



!invertir la matriz

Ident.Init(n,n); !matriz identidad

Matriz.Init(n,n);

!hacer matriz que sera convertida para invertir

```
for(i=1;i<=n;i+=1){
```

```
  for(j=1;j<=n;j+=1){
```

```
    rem=Jx.Get(j,i);
```

```
    Matriz.Set(j,i,rem);
```

```
  }
```

```
}
```

!hacer matriz identidad

```
for(i=1;i<=n;i+=1){
```

```
  Ident.Set(i,i,1);
```

```
}
```

! aplicar la eliminación de gauss-jordan

```
for(fila_pivote=1; fila_pivote<=n; fila_pivote+=1){
```

!dividir la fila pivote por su elemento diagonal

```
divisor=Matriz.Get(fila_pivote,fila_pivote);
```

```
for(j=1;j<=n;j+=1){
```

```
A1=Matriz.Get(fila_pivote,j);
```

```
A1=A1/divisor;
```

```
Matriz.Set(fila_pivote,j,A1);
```

```
A2=Ident.Get(fila_pivote,j);
```

```
A2=A2/divisor;
```

```
Ident.Set(fila_pivote,j,A2);
```

```
}
```

!restar la fila pivote multiplicada por el elemento correspondiente en cada fila

```
for(i=1;i<=n;i+=1){
```

```
if(i=fila_pivote){
```

```
continue;
```

```
}
```

```
factor=Matriz.Get(i,fila_pivote);
```

```
for(j=1;j<=n;j+=1){
```

```
!A3=Matriz.Get(i,j);
```

```
!A4=Matriz.Get(fila_pivote,j);
```

```
!A5=A3-factor*A4;
```

```
!Matriz.Set(i,j,A5);
```

```
A3=Matriz.Get(i,j);
```

```
A4=Matriz.Get(fila_pivote,j);
```

```
A3=A3-factor*A4;
```

```
Matriz.Set(i,j,A3);
```

```
A5=Ident.Get(i,j);
```

```
A6=Ident.Get(fila_pivote,j);
```

```
A5=A5-factor*A6;
```



```

    Ident.Set(i,j,A5);
  }
}
!hacer la matriz invertida
for(i=1;i<=n;i+=1){
  for(j=1;j<=n;j+=1){
    rem=Ident.Get(j,i);
    InvJ.Set(j,i,rem);
  }
}
!invJ*Fx
InvJF.Multiply(InvJ, Fx);
jf11=InvJF.Get(1,1);
jf21=InvJF.Get(2,1);
jf31=InvJF.Get(3,1);

!X1
X1=X-jf11;
Y1=Y-jf21;
Z1=Z-jf31;
error=abs(X-X1);
it=it+1;
X=X1;
Y=Y1;
Z=Z1;
!printf('%f , %f y %f iteracion %i con un error de %f',X1,Y1,Z1,it,error);
}
!printf('%f , %f y %f iteracion %i con un error de %f',X1,Y1,Z1,it,error);
DP=X-Po;
DQ=Y-Qo;
CBI=sqrt(sqr(DP)+sqr(DQ));
Ang=180*atan(DQ/DP)/pi();

```

