



UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Análisis y evaluación de un sistema de almacenamiento a baterías para el control
de tensión en una mina a cielo abierto

POR

Víctor Antonio Aguilera Muñoz

Memoria de Título presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción
para optar al título profesional de Ingeniero Civil Eléctrico

Profesor Guía
Dr. Daniel Sbarbaro H.

Mayo 2024
Concepción (Chile)

© 2024 Víctor Antonio Aguilera Muñoz

© 2024, Víctor Antonio Aguilera Muñoz

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica del documento

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia que fue un soporte vital para mí durante la carrera y que a pesar de la distancia, siempre estaban pendientes de mi bienestar. En particular, agradezco a mi padre por motivarme siempre a ser la mejor versión de mí mismo y por ayudarme a alcanzar mis metas. A mi madre, le agradezco su incondicional cariño y las innumerables veces que compartimos una once, alegrando mis semanas cuando ella viajaba a Concepción. También a mi hermano, por siempre apoyarme y vivir buenas experiencias juntos, y a mi abuela, por su constante preocupación por mí.

Agradezco a mis amigos del colegio, por seguir manteniendo el contacto y una buena relación de amistad. Siempre me alegraba la tarde encontrarlos en momentos random en la UDEC, además fueron una gran ayuda durante la pandemia haciéndola más llevadera.

También a mis amigos que hice en la universidad, los cuales fueron parte fundamental de mi vida universitaria, gracias por haberme acompañado en este camino.

Agradecer a mi profesor guía Daniel Sbarbaro, por su buena disposición y ayuda con las dudas que tuve durante este trabajo.

Resumen

Los desafíos en la calidad del suministro eléctrico en las minas a cielo abierto son objeto de estudio debido a sus implicaciones en la red eléctrica interna. Los problemas generalmente se relacionan a la regulación de tensión y a la distorsión armónica lo cual perjudica a la operación eficiente de la mina. Estos problemas son generados por las cargas de gran potencia que posee la industria, en particular para la etapa de extracción, las palas y perforadoras son equipos esenciales, pero debido a sus características dinámicas, causan fluctuaciones en la regulación de tensión asociados a sus ciclos de trabajo.

El creciente interés por parte de la industria minera en la gestión eficiente de la energía y la disminución de su dependencia de combustibles fósiles ha potenciado la electrificación. El concepto de microrredes representa una alternativa realista a implementar, y se han desarrollado numerosos estudios que reafirman sus beneficios potenciales en sectores industriales pesados como la minería.

En este trabajo se proponen mejoras en la regulación de tensión mediante el control del flujo de potencia de un BESS, el cual opera a través de su inversor en una configuración grid-supporting, por lo tanto, se desarrolló un modelo de una red de distribución de una mina a cielo abierto basado en datos reales, con la finalidad de poder comparar el BESS con respecto a los bancos de condensadores.

Los resultados indican que el BESS es una buena alternativa para reducir la caída de tensión en las barras de la red de distribución mediante la inyección de potencia activa y reactiva. Sin embargo, no es una solución efectiva para controlar la frecuencia debido a que su capacidad está limitada por la operación de la mina, lo que significa que no se observan efectos significativos en la frecuencia. Aun así, la capacidad de inyección de potencia activa puede ayudar a disminuir la regulación de tensión en las barras.

Abstract

The challenges in the quality of electrical supply in open pit mines are the subject of study due to their implications on the internal electrical network. In general, the problems are related to voltage regulation and harmonic distortion, which are detrimental to the efficient operation of the mine. These problems are generated by the high power loads of the industry, in particular for the mineral extraction, the shovels and drills are essential equipment, but due to their dynamic characteristics, cause fluctuations in voltage regulation associated with their duty cycles.

The mining industry's growing interest in efficient energy management and decreasing its dependence on fossil fuels has driven electrification. The concept of microgrids represents a realistic alternative to implement, and numerous studies have been conducted to reaffirm their potential benefits in heavy industrial sectors such as mining.

This work proposes improvements in voltage regulation by controlling the power flow of a BESS, which operates through its inverter in a grid support configuration, so a model of an open pit mine distribution network was developed based on real data to compare the BESS with capacitor banks.

The results indicate that the BESS is a good alternative to reduce the voltage drop at the busbars of the distribution network by injecting active and reactive power. However, it's not an effective solution for frequency control because its capacity is limited by the mine operation, which means that no significant effects on frequency are observed. Even so, the active power injection capability can help to reduce voltage regulation at the busbars.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Introducción General	1
1.2. Trabajos Previos	2
1.3. Discusión	7
1.4. Hipótesis de Trabajo	7
1.5. Objetivos	7
1.5.1. Objetivo General	7
1.5.2. Objetivos Específicos	8
1.6. Alcances y Limitaciones	8
1.7. Temario y Metodología	9
2. Marco Teórico	10
2.1. Introducción	10
2.2. Convertidores de Potencia	10
2.2.1. Inversor trifásico de dos niveles	11
2.3. Microrredes	11
2.3.1. Definición y Funcionamiento	11
2.3.2. Control de Microrredes	13
2.3.2.1. Control Primario	14
2.3.2.2. Control Secundario	14
2.3.2.3. Control Terciario	15
2.3.3. Clasificación de inversores	15
2.3.3.1. Inversor grid-following	16
2.3.3.2. Inversor grid-forming	17
2.3.3.3. Inversor grid-supporting	18
2.4. Diseño de la Estrategia de Control de un inversor grid-supporting	19
2.4.1. Control Droop	19
2.4.2. Control de Potencia	21
2.4.3. Control de corriente	23
2.5. Filtro LCL	25
2.6. Sistemas de almacenamiento de energía	27
2.7. Modelación de transformadores	29
2.8. Modelación de Cargas	31
2.8.1. Palas	31
2.8.2. Perforadora	32

3. Escenarios Propuestos y Simulación del Sistema	34
3.1. Introducción	34
3.2. Red Eléctrica Base	34
3.2.1. Descripción	34
3.2.2. Simulación Cargas	35
3.2.3. Simulación Conductores	41
3.2.4. Simulación Transformadores	41
3.3. Escenario 1: Efectos en el perfil de tensión de las barras de la red con inyección de reactivos	42
3.3.1. Descripción	42
3.3.2. Simulación bancos de condensadores	43
3.3.3. Simulación BESS	44
3.4. Escenario 2: Evaluación del BESS y red base durante cortocircuito trifásico a tierra	48
3.4.1. Descripción	48
3.4.2. Simulación Cortocircuito	49
4. Resultados	51
4.1. Introducción	51
4.2. Resultados Red Eléctrica Base	51
4.2.1. Resultados de la simulación	51
4.3. Resultados Escenario 1: Efectos en el perfil de tensión de las barras de la red con inyección de reactivos	53
4.3.1. Resultados de la simulación con banco de condensadores.	53
4.3.2. Resultados de la simulación con BESS	57
4.3.3. Comparación de resultados	61
4.4. Resultados Escenario 2: Evaluación del BESS y red base durante cortocircuito trifásico a tierra	62
4.4.1. Resultados de la simulación del cortocircuito trifásico a tierra en la red base	62
4.4.2. Resultados de la simulación del cortocircuito trifásico a tierra con BESS .	63
5. Conclusión	68
5.1. Sumario	68
5.2. Discusión y Conclusiones	68
5.3. Trabajo futuro	70
Referencias	71
Apéndices	74
A. Datos sistema en estudio	74
A1. Ciclo de trabajo de pala y perforadora	74
B. Memoria de cálculo	76
B1. Impedancia de la red externa	76
B2. Impedancia transformadores	77
B3. Filtro LCL	79
B4. Coeficientes K_i y K_p de los PI del lazo de corriente	80

C. Parámetros del sistema empleado	81
C1. Parámetros de líneas de transmisión	81
C2. Parámetros de transformadores	81
C3. Parámetros de red externa	82
C4. Parámetros banco de condensadores	82
C5. Parámetros BESS	82
D. Gráficas adicionales	84
C1. Resultados de simulación red base	84
C2. Resultados de simulación escenario 1	86
C2.1. Resultados de simulación con aporte de los bancos de condensadores . . .	86
C2.2. Resultados de simulación con aporte de BESS	87
C3. Resultados de simulación escenario 2	90
C3.1. Resultados simulación red base	90
C3.2. Resultados simulación con BESS	92

Lista de Tablas

2.8.1.Movimientos realizados durante un ciclo de carga.	32
4.2.1.Caída de tensión máxima y mínima en las barras de la red base.	52
4.3.1.Caída de tensión máxima y mínima en las barras de la red con bancos de condensadores.	54
4.3.2.Caída de tensión máxima y mínima en las barras de la red con aporte del BESS.	57
4.3.3. THD_v y TDD_i promedio en las barras de la red de distribución con aporte del BESS	61
4.3.4.Regulación de tensión promedio en las barras del sistema en escenario 1	61
4.4.1.Voltaje mínimo entre 3,8 y 4,2 segundos cortocircuito trifásico a tierra en red base.	63
4.4.2.Voltaje mínimo y máximo entre 3,8 y 4,2 segundos con aporte del BESS.	64
C1.1.Parámetros línea de transmisión	81
C2.1.Parámetros transformadores	81
C3.1.Parámetros red externa	82
C4.1.Parámetros banco de condensadores	82
C5.1.Parámetros del inversor	82
C5.2.Parámetros del control del inversor	83
C5.3.Parámetros del filtro LCL	83

Lista de Figuras

2.2.1.Estructura básica de un convertidor de energía	10
2.2.2.Inversor trifásico de dos niveles y filtro LC	11
2.3.1.Estructura de una microrred	12
2.3.2.Funciones de control principales de la microrred en una escala de tiempo.	14
2.3.3.Representación simplificada del control de inversores (a) grid-forming, (b) grid-feeding, (c) grid-supporting basado en fuente de voltaje y (d) grid-supporting basado en fuente de corriente	16
2.3.4.Esquema general de control de un inversor grid-following	17
2.3.5.Esquema general de control de un inversor grid-forming	17
2.3.6.Diagrama del algoritmo VSG	18
2.3.7.Esquema general de control de un inversor grid-supporting	19
2.4.1.Esquema de un generador conectado a una barra	20
2.4.2.Cálculo de potencia promedio en la salida del inversor	22
2.4.3.Curva de capacidad inversor	23
2.4.4.Esquema de control de corriente	24
2.5.1.Estructura básica de un filtro LCL	26
2.6.1.Componentes de un BESS y sus comunicaciones	28
2.7.1.Circuito equivalente del transformador referido al primario	29
2.7.2.Curva de valores X/R de transformadores, dependientes de su potencia aparente nominal	30
2.8.1.Registro de demanda de potencia activa de pala durante un ciclo de carga	31
2.8.2.Registros de demanda de potencia perforadora minera.	33
3.2.1.Diagrama Unilineal de Mina a Rajo	35
3.2.2.Potencia activa y reactiva de la pala durante un ciclo de trabajo	36
3.2.3.Diagramas de conexión en PLECS de las palas	37
3.2.4.Cálculo de la corriente de referencia en la fase c de la pala BS1	38

3.2.5. Corrientes de referencia I_p de las 6 palas, con tensión nominal de 22 [kV].	38
3.2.6. Corrientes de referencia I_q de las 6 palas, con tensión nominal de 22 [kV].	39
3.2.7. Potencia activa y reactiva de la perforadora durante un ciclo de trabajo.	40
3.2.8. Corrientes de referencia I_p de las 6 perforadoras, con tensión nominal de 22 [kV].	40
3.2.9. Corrientes de referencia I_q de las 6 perforadoras, con tensión nominal de 22 [kV].	41
3.2.10. Esquema de simulación de una línea.	41
3.2.11. Esquema de simulación de un transformador.	42
3.3.1. Esquema de red incluyendo banco de condensadores.	43
3.3.2. Esquema de red incluyendo BESS.	43
3.3.3. Esquema de simulación de banco de condensadores.	44
3.3.4. Esquema de conexión del inversor a la red.	45
3.3.5. Esquema de etapa DC del inversor.	45
3.3.6. Esquema control de potencia.	46
3.3.7. Esquema limitación Q_{ref}	46
3.3.8. Esquema limitación de P_{ref}	47
3.3.9. Esquema lazo de control corriente.	48
3.4.1. Esquema de red incluyendo el punto donde ocurre el cortocircuito trifásico a tierra.	49
3.4.2. Esquema de simulación del cortocircuito.	50
4.2.1. Voltaje en barras de la red de distribución base.	52
4.2.2. Regulación de voltaje en las barras de la red base.	53
4.3.1. Voltaje en barras de la red de distribución con bancos de condensadores.	54
4.3.2. Regulación de tensión en las barras de la red con bancos de condensadores.	55
4.3.3. Potencia reactiva suministrada por bancos de condensadores.	56
4.3.4. Voltaje en barras de la red con aporte del BESS.	57
4.3.5. Regulación de tensión en las barras de la red con BESS.	58
4.3.6. Potencia reactiva en el PCC filtrada por filtro pasabajos, potencia reactiva de referencia en el BESS y potencia reactiva del condensador en el filtro LCL.	59
4.3.7. Frecuencia eléctrica en el PCC, potencia activa en el PCC filtrados por el filtro pasabajos y potencia activa de referencia en el BESS.	60
4.4.1. Zoom del hueco de tensión en barras de la red base.	62
4.4.2. Zoom del hueco de tensión en barras de la red de distribución con aporte del BESS.	64
4.4.3. Zoom de la potencia reactiva durante el cortocircuito trifásico a tierra con aporte del BESS.	65
4.4.4. Zoom de la frecuencia y potencia activa durante el cortocircuito trifásico a tierra con aporte del BESS.	66

A1.1.Ciclo de trabajo real pala P&H 4100 xpc.	74
A1.2.Predicción de demanda de potencia activa durante un ciclo de trabajo para pala P&H 4100 xpc.	75
A1.3.Ciclo de trabajo real perforadora.	75
B1.1.Cálculo de la impedancia de la red externa.	76
B2.1.Cálculo de la impedancia del transformador T1.	77
B2.2.Cálculo de la impedancia del transformador T2.	78
B2.3.Cálculo de la impedancia del transformador del BESS.	78
B3.1.Cálculo de impedancia del filtro LCL.	79
B4.1.Cálculo de las constantes integral y proporcional de los PI del lazo de corriente.	80
C1.1.Corriente en la barra 3 red base.	84
C1.2.Corriente en la barra 4 red base	85
C1.3.Corriente en la barra 5 red base	85
C2.1.Corriente en la barra 3 con aporte de banco de condensadores.	86
C2.2.Corriente en la barra 4 con aporte de banco de condensadores.	86
C2.3.Corriente en la barra 5 con aporte de banco de condensadores.	87
C2.4.Corriente en la barra 3 con aporte de BESS.	87
C2.5.Corriente en la barra 4 con aporte de BESS.	88
C2.6.Corriente en la barra 5 con aporte de BESS.	88
C2.7.Potencia reactiva aportada por los condensadores del filtro LCL	89
C2.8. THD_v en la barra 1	89
C2.9. TDD_i en la barra 1	90
C3.1.Voltaje en barras durante cortocircuito en barra 5 red base	90
C3.2.Corriente en barra 3 durante cortocircuito en barra 5 red base	91
C3.3.Corriente en barra 4 durante cortocircuito en barra 5 red base	91
C3.4.Corriente en barra 5 durante cortocircuito red base	92
C3.5.Voltaje en barras durante cortocircuito en barra 5 con aporte de BESS	92
C3.6.Potencia reactiva durante cortocircuito en barra 5	93
C3.7.Potencia activa y frecuencia durante cortocircuito en barra 5	94
C3.8.Corriente en barra 3 durante cortocircuito en barra 5 con aporte de BESS	95
C3.9.Corriente en barra 4 durante cortocircuito en barra 5 con aporte de BESS	95
C3.10Corriente en barra 3 durante cortocircuito con aporte de BESS	96

Abreviaciones

DC	Corriente directa (del inglés <i>Direct Current</i>)
AC	Corriente alterna (del inglés <i>Alternating Current</i>)
BESS	Sistema de almacenamiento de energía por baterías (del inglés <i>Battery Energy Storage System</i>)
TBESS	Sistema transportable de almacenamiento de energía por baterías (del inglés <i>Transportable Battery Energy Storage System</i>)
PLL	Lazo de seguimiento de fase (del inglés <i>Phase Locked Loop</i>)
THD	Distorsión armónica total (del inglés <i>Total Harmonic Distortion</i>)
TDD	Distorsión total de demanda (del inglés <i>Total Demand Distortion</i>)
SVC	Compensador estático de reactivos (del inglés <i>Static Var Compensator</i>)
STATCOM	Compensador síncrono estático (del inglés <i>Static Synchronous Compensator</i>)
VSC	Convertidor fuente de voltaje (del inglés <i>Voltage Source Converter</i>)
PWM	Modulación por ancho de pulsos (del inglés <i>Pulse Width Modulation</i>)
SPWM	Modulación por ancho de pulso senoidal (del inglés <i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>)
SVM	Modulación de vector espacial (del inglés <i>Space Vector Modulation</i>)
IGBT	Transistor bipolar de puerta aislada (del inglés <i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>)
PCC	Punto de acoplamiento común
ESS	Sistema de almacenamiento de energía (del inglés <i>Energy Storage System</i>)
VSG	Generador síncrono virtual (del inglés <i>Virtual Synchronous Generator</i>)
VSM	Máquina síncrona virtual (del inglés <i>Virtual Synchronous Machine</i>)
ZSI	Inversor de fuente Z (del inglés <i>Z Source Inverter</i>)
qZSI	Quasi inversor fuente Z (del inglés <i>quasi-Z Source Inverter</i>)

DER	Recursos energéticos distribuidos (del inglés <i>Distributed Energy Resources</i>)
MG	Microrred (del inglés <i>Microgrid</i>)
ZOH	Retención de orden cero (del inglés <i>Zero Order Hold</i>)
DG	Generación distribuida (del inglés <i>Distributed Generation</i>)
SoC	Estado de Carga de Batería (del inglés <i>State of Charge</i>)
SoH	Estado de Salud de Batería (del inglés <i>State of Health</i>)
GS	Generador Síncrono

Capítulo 1

Introducción

1.1. Introducción General

Las industrias pesadas como la minería son grandes consumidores de energía y se espera que su demanda siga creciendo, por lo tanto, se han realizado esfuerzos en la inclusión de fuentes de energías renovables para hacer frente a esta creciente demanda. En la reunión anual de world economic forum de 2020 se reconoció que las emisiones netas cero no son un desafío sencillo para las industrias pesadas, por esta razón, se instó a los responsables políticos a promover el uso de energías renovables [1].

La creciente demanda de energía es la consecuencia de la degradación de la ley del mineral, explotaciones mineras cada vez más complejas y el aumento de la electrificación de sus operaciones, por lo tanto, la industria ha impulsado iniciativas que van en la senda de la reducción de las emisiones de CO₂ mediante la integración de fuentes de energía renovables.

Es por esto, que las microrredes surgen como una alternativa real en la transición hacia una minería más amigable con el medio ambiente, generando redes más confiables e integrando las diversas tecnologías de generación renovables para una gestión energética eficaz. Incluso cuando cesa la operación de la mina, las microrredes pueden seguir siendo beneficiosas como fuente de energía renovable para las comunidades aledañas.

Los beneficios del concepto microrred pueden ser aplicados en las distintas zonas de operación minera, como ejemplo, se puede implementar una gestión de la demanda mediante la gestión de las reservas de mineral en el proceso de molienda, lo cual ayuda en la optimización de los costos, bajo la misma microrred, se puede mejorar la calidad de suministro en la zona de extracción del mineral mediante la implementación de un BESS, el cual puede mejorar la regulación de tensión, como también suministrar potencia activa cuando la demanda aumenta.

Los problemas de calidad de suministro son un problema serio los cuales son provocados

debido a la gran potencia de las cargas que componen el proceso minero y la dinámica de operación de las cargas en la zona de extracción del mineral, por lo que existen una variedad de alternativas para mitigar dichos problemas, entre los cuales se encuentran los compensadores de reactivos como los SVC y STATCOM.

Dado el creciente interés por parte de las empresas mineras en la integración de fuentes de energía renovables, el presente trabajo abordará los problemas de regulación de tensión mediante el uso de BESS que permite su integración en la microrred y por lo tanto va en concordancia con los planes a futuro de reducción de emisiones.

1.2. Trabajos Previos

- J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodriguez, “Control of power converters in ac microgrids,” *IEEE transactions on power electronics*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334 [2].

En este documento se realiza un análisis de los principales modos de funcionamiento y control de los convertidores de potencia asociados a microrredes, centrándose en las configuraciones grid-forming, grid-feeding y grid-supporting. Para ello, se indica el modo de sincronización de los convertidores con la red y la estrategia droop a implementar. Además, se incluyen aspectos relacionados con el control jerárquico de las microrredes CA, seguido de una revisión de las tendencias en el control de microrredes.

- A. Momesso, P. Barra, P. Barbalho, E. Asada, D. Coury, J. Vieira, M. Oleskovicz, and M. Biczkowski, “Impact analysis of a transportable bess on the short-circuit behavior in a distribution system,” in *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2020, pp. 1–5, doi: 10.1109/PESGM41954.2020.9281481 [3].

Este artículo aborda el impacto de un TBESS (del inglés Transportable Battery Energy Storage Systems) en el perfil de tensión de las barras que componen un sistema de distribución. Específicamente, se realiza un análisis del TBESS durante la ocurrencia de un cortocircuito trifásico. La metodología empleada consiste en variar la posición del cortocircuito, así como la ubicación del TBESS en el sistema y su estado de operación (carga y descarga). A partir de los resultados de las simulaciones, se presentan diagramas de caja que muestran la distribución de la diferencia de tensión para cada uno de los puntos de medición, además de la distribución de las corrientes de cortocircuito. Además, se seleccionan el mejor y peor escenario para realizar un análisis individual.

- L. Xavier, W. Amorim, A. Cupertino, V. Mendes, W. do Boaventura, and H. Pereira,

“Power converters for battery energy storage systems connected to medium voltage systems: a comprehensive review,” *BMC Energy*, vol. 1, pp. 1–15, 2019, doi: 10.1186/s42500-019-0006-5 [4].

En este documento se presenta una revisión bibliográfica de las topologías de convertidores utilizadas para la conexión de un BESS a las redes de MT. Para ello, se realizan comparaciones entre los convertidores ZSI, qZSI y VSC, destacando la amplia utilización del convertidor VSC debido a su simplicidad. Luego, se presenta un caso de estudio asociado a la conexión de un BESS mediante el uso de los diversos convertidores analizados previamente, obteniendo resultados comparables que se centran en el análisis de la eficiencia. Además, se describen los servicios que pueden ser prestados por los BESS.

- J. S. Gómez, J. Rodriguez, C. Garcia, L. Tarisciotti, F. Flores-Bahamonde, J. Pereda, F. Nuñez, A. Z. Cipriano, and J. C. Salas, “An overview of microgrids challenges in the mining industry,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 191 378–191 393, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3032281 [5].

Este artículo presenta una descripción general de la integración de las microrredes en la industria minera. Los autores realizan una descripción detallada del control jerárquico de microrredes, indicando los problemas que abordan cada uno de los niveles y las topologías de convertidores empleadas. Además, se realiza un análisis de la integración de las microrredes en industrias pesadas, centrándose en la industria minera. Para ello, se identifican los equipos de gran consumo presentes en la minería y se especifican las potenciales aplicaciones de las microrredes en la gestión de la energía para cada uno de los procesos y subprocesos mineros. Adicionalmente, se realiza una revisión de las microrredes implementadas en la minería internacional, incluyendo casos en Chile, destacando los beneficios que otorgan a la operación. Lo anterior es utilizado como base para identificar las oportunidades a futuro en la integración de fuentes de energía renovables a los procesos mineros.

- A. Alvarez, “Study of a current limitation strategy for grid-forming inverters in case of short-circuit faults,” Master’s thesis, Universitat Politècnica de Catalunya, 2022. [Online]. Available: <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/383399> [6].

En este trabajo se realiza una revisión de los métodos de limitación de corriente del convertidor durante cortocircuitos. El autor introduce el trabajo mediante la descripción de la clasificación de los inversores, tales como inversores grid-following, grid-forming y grid-supporting, los cuales son controlados mediante droop. Además, el autor propone varios métodos que limitan el control droop para evitar la saturación de los lazos de control superiores durante cortocircuitos. También se incluyen casos de estudio en los cuales se

evalúan los métodos mediante la simulación en PLECS.

- L. Morán, D. Sbarbaro, F. Ortega, and J. Espinoza, “Electrical energy consumption characterization of open-pit mining and mineral processing operations towards the use of renewable energy sources,” in *2019 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*. IEEE, 2019, pp. 1–6, doi: 10.1109/IAS.2019.8911978 [7].

En este documento se caracteriza el consumo energético de áreas y maquinarias que componen la operación minera. Se muestran a detalle registros obtenidos de palas, perforadoras, cintas transportadoras, trituradoras, sistemas de flotación y sistema de bombeo de agua. En particular se detallan los movimientos realizados durante un ciclo de trabajo de la pala a partir de su gráfico de potencia activa. Se menciona que la etapa de extracción posee una alta variación en los requerimientos de energía y el uso de BESS puede ayudar durante peaks de consumo, además la etapa de molienda es una de las que más requiere energía. Por último, se menciona que la gestión de la reserva de mineral que actualmente es ocupada para evitar detenciones en la producción aguas abajo, puede ser utilizada para gestionar la demanda de energía de la operación.

- E. Velilla, “Análisis de alternativas de regulación de voltaje en una red de distribución de una mina a rajo abierto,” 2022. [8].

En este trabajo se modela una red de distribución de una mina a cielo abierto considerando la operación de cargas asociadas a la etapa de extracción. El autor realiza el modelo en Matlab/Simulink y propuso 3 escenarios relacionados a la evaluación de la regulación de tensión a partir del modelo base y modelos con inyección de reactivos mediante bancos de condensadores y BESS. Respecto a la simulación del BESS, el trabajo se limitó a implementar un control droop V-Q manteniendo una referencia de potencia activa en 0.

- L. C. Hau, Y. S. Lim, and K. H. Chua, “Active control strategy of energy storage system for reducing maximum demand charges under limited storage capacity,” *Journal of Energy Engineering*, vol. 143, no. 4, p. 04017010, 2017, doi: 10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000440 [9]

En este artículo de la revista “Energy Engineering (American Society of Civil Engineering)” se presenta una estrategia de control activa para el recorte de demanda máxima mediante el suministro de potencia activa dinámica de un BESS, el diseño se enfoca en el caso que el BESS posee un bajo nivel de carga y por lo tanto métodos tradicionales resultarían ineficientes en la reducción de demanda máxima diaria y mensual, además se indica que la motivación detrás de este método es la reducción de la factura eléctrica debido a cobros por potencia máxima, por ende los clientes comerciales e industriales tienen la necesidad de

disminuir su potencia máxima diaria. El método propuesto consta de un ajuste dinámico durante el día del umbral de potencia, este ajuste del umbral está basado en el pronóstico diario de demanda obteniendo los niveles de carga que debe poseer el BESS y por lo tanto, determina los umbrales para cada instante del día, además este umbral varía conforme a las diferencias entre la potencia suministrada por el BESS y lo pronosticado. Finalmente, se evalúa una situación experimental asociado a una red eléctrica en baja tensión de una universidad, obteniendo que el método es efectivo en la reducción de la demanda máxima incluido los casos en los cuales la potencia real requerida es mayor a la pronosticada, demostrando adaptabilidad del control activo y minimizando el riesgo de baja carga del BESS.

- B. Singh and Z. Hussain, “Application of battery energy storage system (bess) in voltage control and damping of power oscillations,” in *2010 5th International Conference on Industrial and Information Systems*. IEEE, 2010, pp. 514–519, doi: 10.1109/ICIINFS.2010.5578649 [10].

En este artículo se presentan las ecuaciones que gobiernan el comportamiento de los controladores de un STATCOM y un BESS, con la finalidad de simular contingencias y comparar sus resultados en el control de voltaje y la reducción de oscilaciones. Los resultados obtenidos de la simulación de una red eléctrica de 10 barras, indican que el BESS tuvo un mejor desempeño en el control de voltaje debido a un comportamiento más rápido en comparación al STATCOM, además se observó una reducción de las oscilaciones de tensión significativa en la operación del BESS, lo anterior es fundamentado debido a la operación en 4 cuadrantes del BESS, lo que representa una ventaja frente al STATCOM, es decir, el BESS puede suministrar potencia activa y reactiva para lograr los objetivos de control de voltaje y amortiguación de oscilaciones.

- S. F. Zarei, M. A. Ghasemi, and S. Khankalantary, “Current limiting strategy for grid-connected inverters under asymmetrical short circuit faults,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 131, p. 107020, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107020 [11].

En este artículo se presenta una estrategia para la limitación de la corriente en inversores durante cortocircuito asimétrico. El autor menciona que la limitación actual de fallas simétricas es relativamente sencilla debido a la ausencia de corrientes de secuencia negativa, por lo tanto, su estudio se basará en la limitación de la inyección de corrientes de secuencia positiva y negativa en casos de falla asimétrica. Se propone 2 estrategias que coexistirán entre sí. La primera es la eliminación de la componente de $2w_0$ de la potencia de la salida

del inversor para suprimir los armónicos múltiplos de 3 en el voltaje y corriente de salida del inversor. La segunda consiste en la inyección de corriente reactiva según una función definida a trozos la cual múltiples códigos eléctricos de países incluyen, en este caso se toma como base la curva de acuerdo con el código eléctrico de Dinamarca, el cual establece la inyección de corriente nominal reactiva para contingencias con un voltaje menor a 0.5 pu, para luego trazar una recta con pendiente $-2.5I_{nom}$ para voltajes ante contingencias entre 0.5 y 0.9 pu. La estrategia de control se enfoca en 4 estados dados por la relación entre los voltajes de secuencia positiva y negativa (2 estados), junto con la comparación de la corriente reactiva con una expresión asociada a los voltajes de secuencia positiva y negativa (2 estados). Finalmente se simula un caso de estudio en el cual se inyectará potencia activa y reactiva ante una falla a tierra de una de las fases, lo cual genera corrientes de falla asimétricas, obteniendo que el método propuesto de limitación de corriente es efectivo ante fallas asimétricas.

- Y.-S. Kim, E.-S. Kim, and S.-I. Moon, “Frequency and voltage control strategy of standalone microgrids with high penetration of intermittent renewable generation systems,” *IEEE Transactions on Power systems*, vol. 31, no. 1, pp. 718–728, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2407392 [12].

En este artículo, se plantea una estrategia de control de frecuencia y voltaje de una red eléctrica con alta penetración de generación renovable intermitente, por lo tanto se plantea una red eléctrica compuesta por generación eólica, solar y diésel, además de un BESS para almacenar energía, para controlar efectivamente los parámetros de la red, se implementa el control droop de frecuencia mediante el BESS y el control de droop de voltaje a través de las plantas fotovoltaicas y eólicas con diferentes coeficientes. Además, se establece una limitación de la potencia reactiva de salida dada por la potencia activa de referencia y la potencia nominal de la planta. Dado que el BESS es más efectivo para controlar las fluctuaciones en la potencia en comparación al generador diésel, este último se utilizará en paralelo al BESS para mantener el SoC en su referencia. Los casos de estudio abarcan la mayoría de las situaciones posibles tales como, días soleados y con viento, noches con viento, noches sin viento, días con desconexión del BESS, días solo considerando el aporte fotovoltaico y el ajuste de la generación a base de diésel para controlar el SoC del BESS. El autor obtuvo resultados favorables de la estrategia de control propuesta.

1.3. Discusión

La revisión realizada indica que las cargas de gran potencia afectan a la regulación de tensión de la red y, debido a su uso intensivo de electrónica de potencia, también afectan a la distorsión armónica de la red, lo anterior representan los principales problemas de calidad de suministro que afectan a la operación eficiente de la red eléctrica.

Entre las estrategias existentes para la mitigación de los problemas de calidad de suministro se encuentran aquellas basadas en el uso de microrredes, las cuales mediante el uso de fuentes de energía renovables, pueden contribuir a mejorar la regulación de tensión en la red de distribución.

Existen diversas ventajas relacionadas a la utilización de microrredes en la industria minera, las cuales facilitan la gestión de los recursos energéticos y aumentan la confiabilidad de la red, siendo esto último de gran importancia debido a la operación continua de las faenas mineras.

Las microrredes también están expuestas a la ocurrencia de cortocircuitos, es por esto que deben existir limitaciones en la inyección de corriente a la red por parte de los inversores, previniendo de esa forma daños en la electrónica de potencia, para lo cual existen diversos enfoques basados en el comportamiento que se espera ante dichos eventos.

1.4. Hipótesis de Trabajo

Se puede lograr un control eficaz de la tensión en las barras, mediante la implementación de inversores asociados a un BESS operando en control de tensión, es decir, controlando el flujo de potencia activa y reactiva. De esa forma, se puede reducir la caída de tensión producto de la operación de las cargas dinámicas en el proceso de extracción del mineral.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Modelar y simular un sistema de distribución de una mina a rajo utilizando PLECS, para evaluar el desempeño de un BESS en el mejoramiento de la calidad de suministro mediante la implementación de un convertidor grid-supporting basado en control droop de voltaje y frecuencia.

1.5.2. Objetivos Específicos

- Simulación de un sistema acotado con cargas características de una mina a rajo, en específico, palas y perforadoras mineras.
- Analizar el comportamiento de la red ante impactos de carga característicos.
- Mejorar la regulación de tensión de la red de distribución mediante el uso de BESS.
- Disminuir el impacto a la red de un cortocircuito trifásico a tierra.
- Determinar los beneficios que implica el control del flujo de potencia en la red de distribución de la mina a rajo.

1.6. Alcances y Limitaciones

- Las simulaciones son realizadas haciendo uso del software PLECS.
- Las simulaciones del BESS sólo se limitan a la utilización del inversor trifásico de 2 puentes, en el cual la etapa DC está conformada por una fuente de tensión continua, que acota el diseño del inversor al suprimir el conversor buck-boost y la dinámica interna de las celdas de batería. Para eliminar los armónicos provocados por la conmutación de los IGBT's se conecta un filtro LCL a la salida alterna del convertidor y finalmente es conectado a un transformador que eleva la tensión para ser conectado al PCC.
- El sistema de control que se diseña considera solo el control primario de tensión, estando en un modo de operación on-grid.
- Las simulaciones de las cargas e inversores consideran una limitación de corriente durante los cortocircuitos, por ello se asumirá que las protecciones, despejarán la falla antes de que actúen las protecciones internas de la electrónica de control de las cargas e inversores.
- Las simulaciones no consideran el efecto de la inercia de la red externa en la frecuencia.
- La simulación de la cargas contempla considerar sus ciclos de carga conectados directamente a $22[kV]$ sin considerar los efectos de las barras internas.
- Se evaluará solo un cortocircuito trifásico a tierra debido a limitaciones del software.

1.7. Temario y Metodología

La presente memoria de título está compuesta de 5 capítulos, los cuales se describen a continuación,

En el Capítulo 1 (Introducción) Se incluye una revisión bibliográfica de trabajos previos. Además, se presenta la hipótesis de trabajo junto con los objetivos, alcances y limitaciones de la memoria de título.

En el Capítulo 2 (Marco Teórico) Entrega los fundamentos teóricos que sustentan la memoria de título. En este sentido, se define lo que es una microrred y se presenta un breve resumen de los elementos que la componen, junto a las estrategias de control disponibles.

En el Capítulo 3 (Escenarios Propuestos y Simulación del Sistema) Se presentan los escenarios a evaluar junto a la descripción de las características de la red a implementar en el software. Además, se representa gráficamente el modelo mediante su implementación a través de los bloques de simulación de PLECS.

En el Capítulo 4 (Resultados) Se presenta los resultados de los distintos escenarios evaluados. En este capítulo, se grafican los parámetros principales asociados al comportamiento de la red, tales como los voltajes en las barras de la red y los flujos de potencia.

En el Capítulo 5 (Conclusión), se presentan las principales conclusiones del trabajo, basadas en la evaluación de los escenarios. Además, se proponen trabajos futuros.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Introducción

En este capítulo, se establecen los fundamentos teóricos esenciales para comprender la memoria. En un principio, se define el concepto de microrred y se ilustra su funcionamiento a través de la explicación detallada de su control. Luego, se detallan los componentes básicos de una microrred, con énfasis en la descripción del inversor y su filtro. Finalmente, se realiza una exposición de los elementos que integran la red de distribución fundamentales para la simulación de los escenarios.

2.2. Convertidores de Potencia

Los convertidores de potencia son equipos cuyo objetivo es la conversión de energía eléctrica de una forma a otra, para lograr esto se utilizan dispositivos electrónicos que conmutan de acuerdo a una señal de control y cumplen un rol fundamental en la actualidad debido a las necesidad de gestión de la energía [13], facilitando el cumplimiento de los requisitos de la red al gestionar aspectos como el control de frecuencia, control de tensión, control de potencia activa y reactiva, etc. En la Figura 2.2.1 se muestra la estructura básica de un conversor.

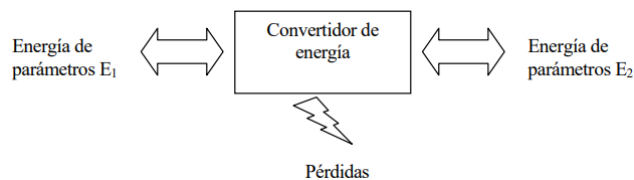


Figura 2.2.1: Estructura básica de un convertidor de energía [13].

2.2.1. Inversor trifásico de dos niveles

El VSC (Voltage Source Converter) trifásica de dos niveles es un convertidor de potencia de DC a AC, el cual consta de un arreglo de 6 semiconductores de potencia, dos por fase. Durante su operación, la carga es conectada al polo positivo o negativo de la fuente mediante la conmutación de los interruptores asociados a una estrategia de control, lo cual genera una tensión trifásica dependiente de la tensión del bus DC y del tipo de modulación empleada.

En la Figura 2.2.2 se muestra la estructura del inversor trifásico de dos niveles, se puede observar que cada semiconductor posee un diodo conectado en paralelo, los cuales forman un arreglo de seis diodos, lo que permite un funcionamiento bidireccional del inversor dado que el arreglo actúa como un rectificador de seis pulsos cuando existe un flujo de potencia del lado AC al DC.

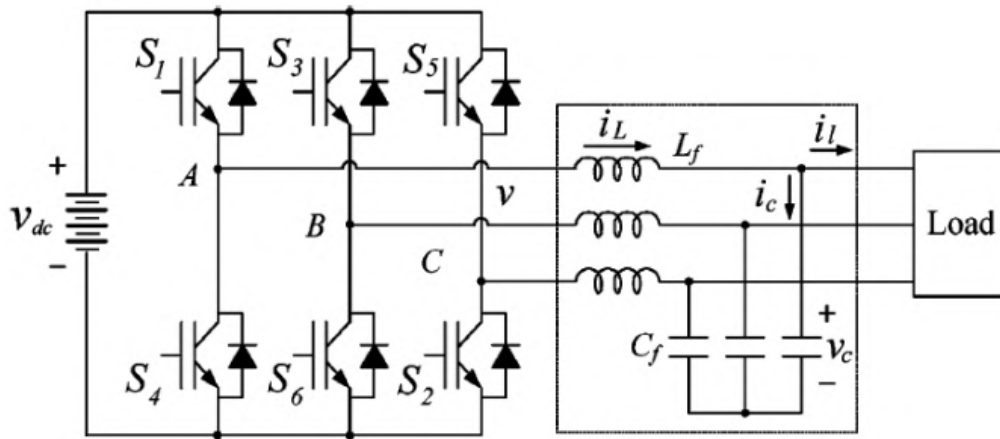


Figura 2.2.2: Inversor trifásico de dos niveles y filtro LC [14].

Existen diferentes técnicas de control que permiten obtener una forma de tensión deseada, entre ellos se encuentra la modulación PWM (Pulse Width Modulation), SWM (Square Wave Modulation) y SVM (Space Vector Modulation), los cuales generan una tensión de salida con una gran cantidad de armónicos que pueden ser mitigados por filtros conectados entre el inversor y la red.

2.3. Microrredes

2.3.1. Definición y Funcionamiento

Una microrred es un sistema eléctrico en una escala reducida, el cual contiene generadores distribuidos (DG), sistemas de almacenamiento (ESS) y cargas, los cuales, mediante un sistema

de control, permite gestionar el sistema según el objetivo que se establezca.

La estructura de una microrred grid-on consiste en un grupo localizado de generación distribuida y cargas que se conectan a la red a través de un punto, el cual usualmente es llamado punto de acoplamiento común (PCC), en dicho punto existe un interruptor que permite conmutar entre los estados grid-on y grid-off, como se muestra en la Figura 2.3.1. Para mejorar la velocidad de respuesta, se utilizan tecnologías basadas en la electrónica de potencia, como tiristores e IGBT [15].

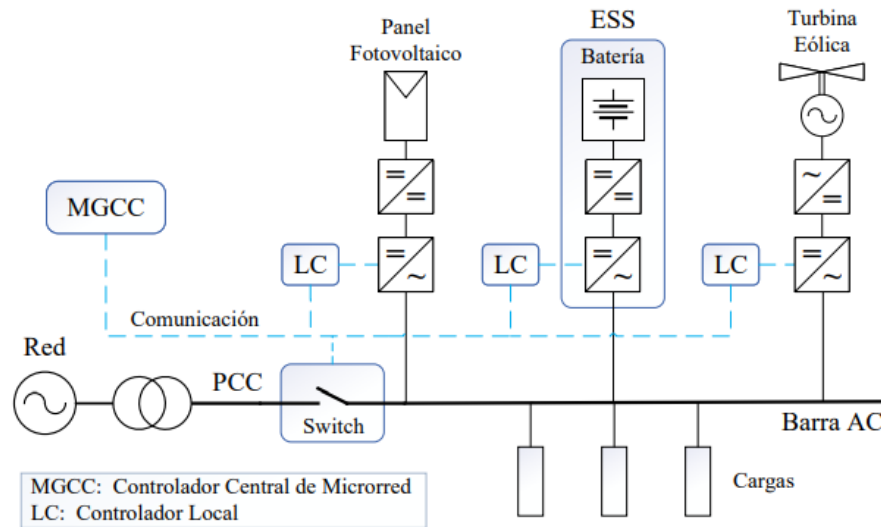


Figura 2.3.1: Estructura de una microrred [8].

Las microrredes tienen la capacidad de operar conectados a la red (Grid-On), o de forma aislada (Grid-off), cada uno de esos modos de operación requerirá de un sistema de control específico, ya que al estar operando en una isla, es necesario que un generador fije la referencia de voltaje y frecuencia, en cambio en las operaciones conectadas a la red, la frecuencia y la tensión en el PCC vienen determinadas por la red a la cual está conectado[16].

El objetivo de los mecanismos de control de las microrredes es regular la tensión y la frecuencia en el PCC, así como la potencia reactiva y activa. La inyección de potencia reactiva de una unidad DER puede emplearse para corregir el factor de potencia, suministrar potencia reactiva (disminuyendo la congestión de la línea) o controlar la tensión en el punto de conexión PCC. La inyección de potencia activa puede utilizarse para disminuir las pérdidas en las líneas y ayudar al control de frecuencia restableciendo el balance de potencia.

La generación de una microrred generalmente proviene de energías renovables, como las plantas fotovoltaicas y eólicas, ya que son una tecnología escalable y sus costos de operación y mantenimiento son bajos en comparación a otras tecnología basadas en energía no renovable, pero presentan la desventaja de que se tratan de fuentes de energía intermitentes, las cuales

dependen de las condiciones ambientales, es por esto que también dentro de una microrred existen las ESS, donde la más común son los BESS, por último los generadores a base de energía no renovable como los equipos a base de diésel o gas también son utilizados, ya que son unidades fácilmente controlables y pueden dotar de estabilidad al sistema.

2.3.2. Control de Microrredes

En el control de la microrred existen dos enfoques, el control centralizado o descentralizado.

El control centralizado está basado en los datos obtenidos por los equipos que componen la microrred, que a través de un sistema de comunicación envían los datos a un controlador central, el cual se encarga de realizar los cálculos y determinar las acciones de control para cada uno de ellos (control maestro-esclavo), es por esto que requiere una amplia red de comunicación lo cual puede resultar poco práctico en sistemas que abarcan amplias zonas geográficas.

El control descentralizado consiste en llevar a cabo la estrategia de control en el mismo equipo que recaba los datos, para ello cuenta con un controlador local que realiza los cálculos y determina las acciones a seguir del equipo, este control presenta el inconveniente de que dado el acoplamiento de la operación de varias unidades del sistema, se requiere una mínima coordinación entre las unidades y en este caso el controlador local no tiene información respecto a las variables de todo el sistema, ni de las acciones de los demás controladores locales[16].

Dicho esto, el desarrollo de un control adecuado para la MG es un desafío importante para la gestión de la red, ya que se requiere considerar múltiples variables que no están en la misma escala de tiempo y por ende existen una multiplicidad de objetivos en los cuales se enfoca la estrategia de control, para abordar lo anterior se segmentaron los objetivos del control mediante una jerarquía, en la Figura 2.3.2 se tiene la jerarquía, la cual consta del control primario, secundario y terciario.

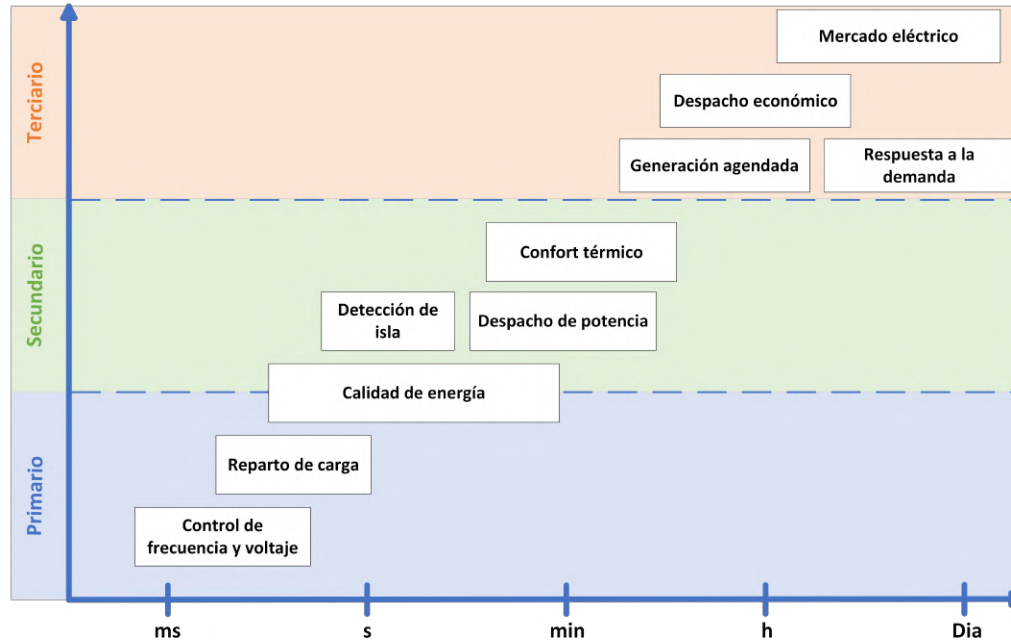


Figura 2.3.2: Funciones de control principales de la microrred en una escala de tiempo. (Elaboración propia con datos de [17]).

2.3.2.1. Control Primario

El control primario es el primer nivel de la jerarquía de control y ofrece una respuesta rápida del orden de los milisegundos o segundos, ya que interactúa directamente con los convertidores de potencia con el objetivo de estabilizar el voltaje y la frecuencia, realizar el reparto de carga en la generación distribuida y abordar algunos problemas en la calidad de la energía, es por esto que comúnmente este control está basado en controles locales ante la escasa presencia de comunicación implementando un control droop, sin embargo, también existen estrategias basadas en la comunicación como el control maestro-esclavo, en el cual se selecciona una unidad maestro (generalmente la de mayor capacidad) que opera en modo fuente de voltaje, mientras que las unidades esclavos siguen al maestro garantizando un reparto de la carga operando como fuentes de corriente.

2.3.2.2. Control Secundario

El control secundario se encarga de subsanar las desviaciones de tensión y frecuencia que no hayan sido corregidas por el control primario, además al tratarse de una etapa intermedia entre el control primario y terciario, actúa como moderador entre las etapas dado la diferencia entre las escalas de tiempo, ya que las referencias de potencia óptimas determinadas por el control terciario, no necesariamente corresponden a una situación real del sistema, ya que pueden existir

limitaciones de la potencia instantánea por contingencias, es por esto que el nivel secundario se encarga de modificar la referencia del control terciario con la finalidad de mantener a la MG confiable y económicamente eficiente[17]. Además, el control secundario es el nivel jerárquico más alto en MG aisladas de la red [16].

2.3.2.3. Control Terciario

El control terciario es el nivel más alto de control, el cual define las referencias óptimas de potencia activa y reactiva de cada generador distribuido, y la cantidad de energía y a qué precio la MG está dispuesto a negociar en el mercado eléctrico para satisfacer el equilibrio de potencia entre consumo y generación en el rango del día, si bien comparten el despacho de energía el control terciario y secundario, en este caso el despacho se realiza desde una perspectiva económica participando en el mercado de la energía, la gestión de reserva giratoria y los servicios auxiliares[18].

2.3.3. Clasificación de inversores

La dinámica de operación de un inversor con respecto al sistema, depende de los esquemas de control utilizados, los cuales son clasificados por el objetivo que poseen con respecto a los requerimientos propios de la red representados en la Figura 2.3.3.

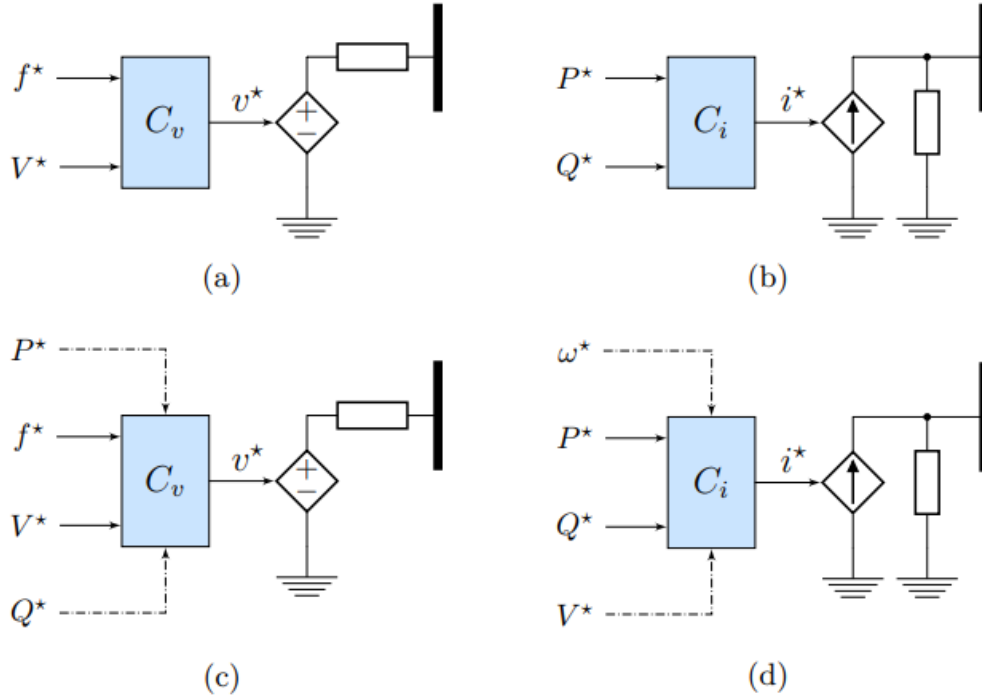


Figura 2.3.3: Representación simplificada del control de inversores (a) grid-forming, (b) grid-feeding, (c) grid-supporting basado en fuente de voltaje y (d) grid-supporting basado en fuente de corriente [19].

2.3.3.1. Inversor grid-following

El control grid-following es ampliamente utilizado por los inversores conectados a la red, ya que es utilizado en plantas fotovoltaicas, eólicas y BESS, su control no requiere de gran complejidad en comparación a los demás modos de control. Como su nombre indica, este método implica el seguimiento de las condiciones de la red, que incluyen fase, voltaje y frecuencia, con el objetivo de inyectar potencia activa y/o reactiva de acuerdo con una referencia establecida. En la Figura 2.3.4 se muestra la estructura general de un inversor grid-following.

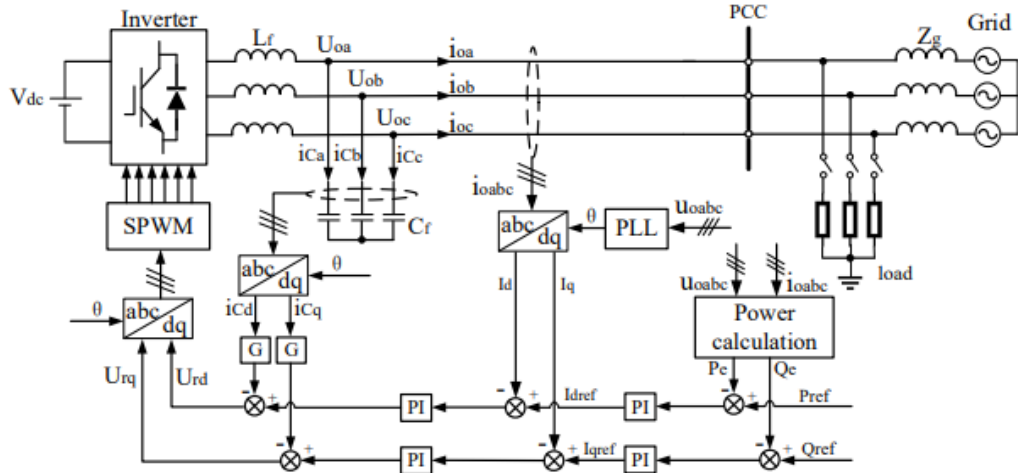


Figura 2.3.4: Esquema general de control de un inversor grid-following [20].

La sincronización del inversor con la red es realizada mediante el PLL (phase locked-loop), el cual estima el ángulo de la red en el PCC, información que es utilizada por los lazos de control de potencia y corriente, los cuales generan la señal de control SPWM que hace conmutar a los semiconductores del inversor para cumplir con la referencia de potencia impuesta.

2.3.3.2. Inversor grid-forming

El modo grid-forming de los inversores está enfocado en el control del voltaje y frecuencia en el PCC, es por ello que, mediante la medición de los parámetros de la red, se calculan las potencias de referencia para que mediante su control interno, se logre la tensión y frecuencia previstas. En la Figura 2.3.5 se muestra la estructura general de un inversor grid-forming.

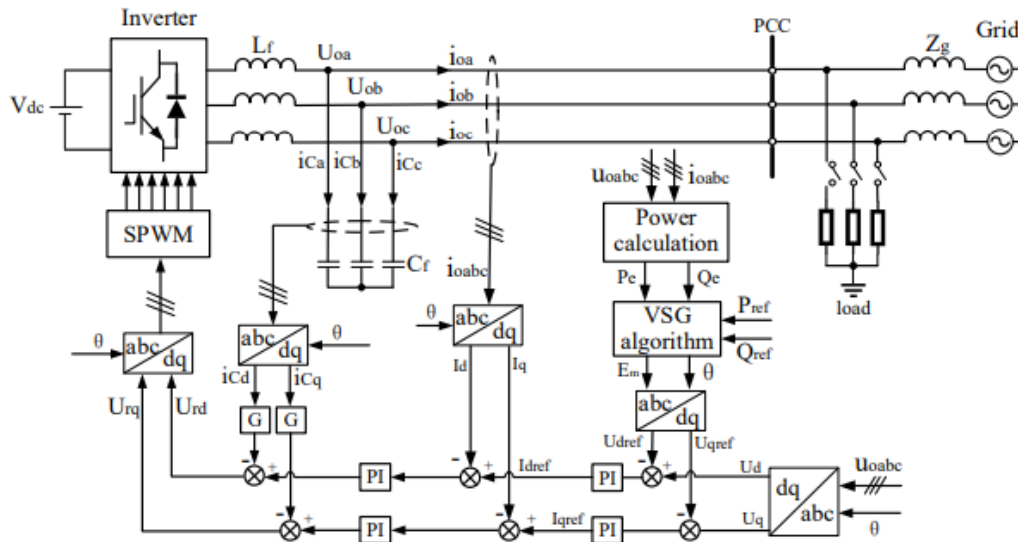


Figura 2.3.5: Esquema general de control de un inversor grid-forming [20].

Dado la creciente penetración de los ESS distribuidos, la estabilidad de la red se ve afectada por la disminución de la inercia propia del sistema que antes era impuesta por las máquinas sincrónicas. Es por esto que el control del inversor grid-forming implementa un algoritmo que intenta emular la inercia y amortiguación de las máquinas rotativas[20]. En la Figura 2.3.6 se muestra la estructura del algoritmo VSG.

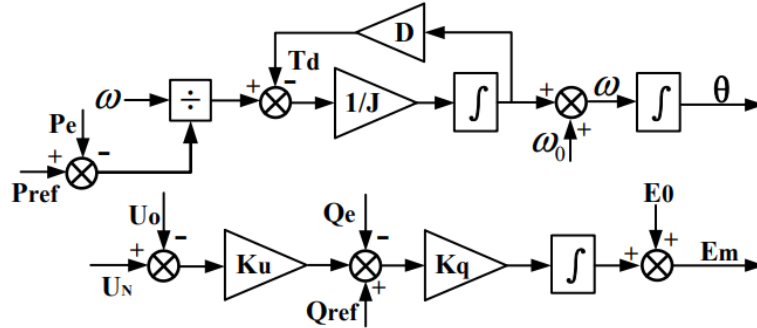


Figura 2.3.6: Diagrama del algoritmo VSG [20].

Dicho algoritmo tiene el objetivo de mejorar la estabilidad de la red en la cual esté conectada el inversor, para ello el control emplea parámetros característicos de las máquinas sincrónicas, tales como el momento de inercia J y el coeficiente de damping D .

2.3.3.3. Inversor grid-supporting

El modo grid-supporting del inversor está basado en participar de la regulación de frecuencia y tensión del sistema en el PCC, su definición es similar a la de grid-forming, con la diferencia de que en este caso el objetivo es ayudar al control de frecuencia y voltaje de la red mediante el control droop, sin participar en la regulación de la inercia propia de la red.

En la Figura 2.3.7 se muestra la estructura general del control para un inversor grid-supporting.

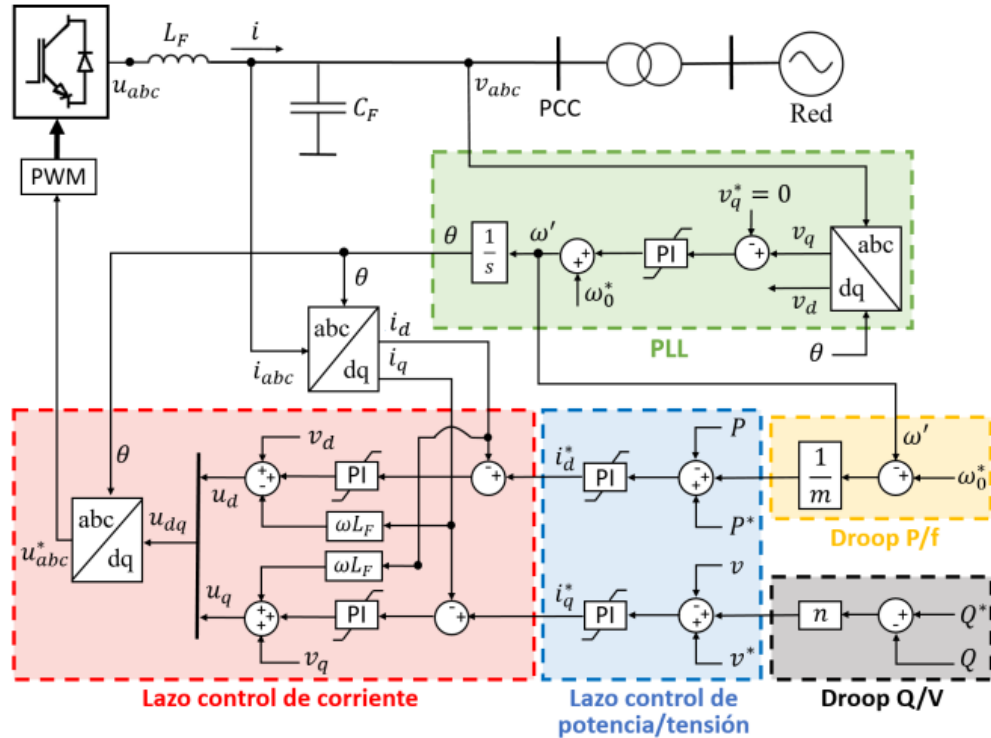


Figura 2.3.7: Esquema general de control de un inversor grid-supporting [21].

2.4. Diseño de la Estrategia de Control de un inversor grid-supporting

El diseño de la estrategia de control representado por la Figura 2.3.7 toma en consideración la sintonización de los lazos de control de corriente y potencia, además de determinar el coeficiente de droop adecuado para el correcto funcionamiento del inversor. Además, notar que las variables empleadas en el control están en los ejes dq, lo que permite un control desacoplado de las corrientes i_d e i_q .

2.4.1. Control Droop

El control droop convencional está basado en los reguladores de velocidad de las máquinas síncronas, los cuales modifican la potencia mecánica en respuesta a cambios en la frecuencia de la red con el objetivo de restablecer el balance entre generación y demanda.

Tomando como base un GS conectado a una barra que entregara potencia a la red representado por la Figura 2.4.1, se puede determinar las ecuaciones que representan la potencia activa y reactiva suministrada en ese instante.

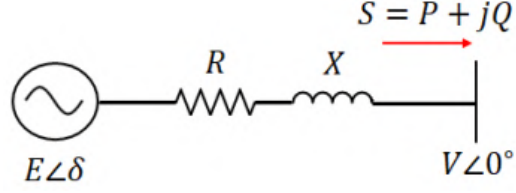


Figura 2.4.1: Esquema de un generador conectado a una barra [21].

Dado lo anterior, la potencia activa y reactiva puede ser descrita por las ecuaciones 2.4.1 y 2.4.2.

$$P = \frac{R \cdot (EV \cos(\delta) - V^2) + X \cdot EV \sin(\delta)}{X^2 + R^2} \quad (2.4.1)$$

$$Q = \frac{X \cdot (EV \cos(\delta) - V^2) - R \cdot EV \sin(\delta)}{X^2 + R^2} \quad (2.4.2)$$

Dado que la salida del generador es altamente inductiva ($X \gg R$) debido a la línea y un ángulo de potencia δ reducido ($\cos(\delta) \approx 1$ y $\sin(\delta) \approx 0$), se tiene que las potencias activas y reactivas están representadas por,

$$P \approx \frac{EV}{X} \cdot \delta \quad (2.4.3)$$

$$Q \approx \frac{V}{X} \cdot (E - V) \quad (2.4.4)$$

Entonces, dado las ecuaciones 2.4.3 y 2.4.4 existe una relación entre P y δ , y entre Q y V , por lo tanto, se puede controlar la frecuencia y el voltaje en el PCC mediante la inyección de potencia activa y reactiva, respectivamente. De esta forma, se puede seguir el comportamiento del estatismo de los GS mediante droop control.

Las ecuaciones 2.4.5 y 2.4.6 gobiernan el comportamiento del droop control .

$$\omega = \omega_{nom} - m \cdot P \quad (2.4.5)$$

$$E = E_{nom} - n \cdot Q \quad (2.4.6)$$

Donde P , Q , m y n son la potencia activa de salida, la potencia reactiva de salida, el coeficiente de droop de frecuencia y el coeficiente de droop de voltaje del inversor, respectivamente. Además, ω_{nom} es la frecuencia nominal, y E_{nom} es el voltaje nominal en el PCC. Los coeficientes droop se pueden obtener reordenando las ecuaciones 2.4.5 y 2.4.6.

$$m = \frac{\Delta\omega}{P_{max}} \quad (2.4.7)$$

$$n = \frac{E}{Q_{max}} \quad (2.4.8)$$

Entonces, el coeficiente droop de frecuencia m está dado por el máximo desvío permitido de la frecuencia de la red con respecto a la frecuencia nominal $\Delta\omega$ dividido por la potencia activa nominal suministrada por el sistema P_{max} , y el coeficiente droop de voltaje n está dado por la máxima variación de tensión permitida ΔE dividido por la potencia reactiva nominal suministrada por el sistema Q_{max} .

2.4.2. Control de Potencia

A partir de la medición del voltaje y la corriente en el PCC se realiza el cálculo de la potencia activa y reactiva instantánea que suministra o absorbe el inversor, entonces, a través de sus valores en el eje dq, las potencias están representadas por las ecuaciones 2.4.9 y 2.4.10.

$$P = \frac{3}{2} \cdot (V_d \cdot i_d + V_q \cdot i_q) \quad (2.4.9)$$

$$Q = \frac{3}{2} \cdot (V_d \cdot i_q - V_q \cdot i_d) \quad (2.4.10)$$

Dichas potencias son filtradas mediante un filtro pasabajo que atenúa los armónicos de alta frecuencia provenientes de la conmutación de los semiconductores, el cual está dado por,

$$FPB(s) = \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \quad (2.4.11)$$

Donde ω_c es la frecuencia de corte del filtro. El control de potencia puede ser resumido por la Figura 2.4.2, en el cual se obtienen valores de potencia promedios.

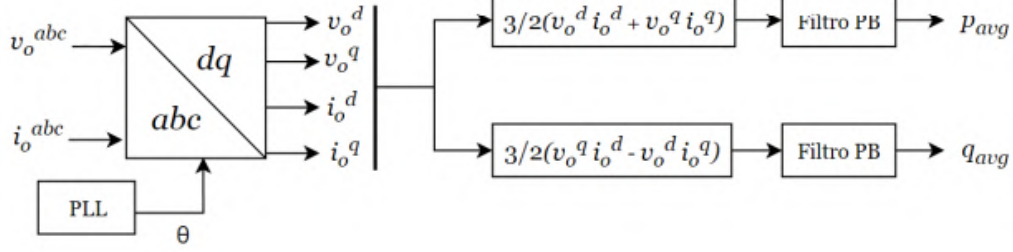


Figura 2.4.2: Cálculo de potencia promedio en la salida del inversor[22].

A partir de las ecuaciones 2.4.9 y 2.4.10, se puede calcular las corrientes de referencia i_d^* e i_q^* , entonces se tiene que i_d^* estará representado por la ecuación 2.4.12.

$$i_d^* = \frac{\frac{2}{3} \cdot P^* - V_q \cdot i_q^*}{V_d} \quad (2.4.12)$$

Reemplazando la ecuación 2.4.12 en 2.4.10 se puede obtener la corriente de referencia i_q^* .

$$i_q^* = \frac{2}{3} \cdot \left(\frac{Q^* \cdot V_d + P^* \cdot V_q}{V_d^2 + V_q^2} \right) \quad (2.4.13)$$

Adicionalmente, se debe limitar la potencia para evitar que el inversor opere en una zona distinta para la cual fue diseñado, por lo tanto al limitar la potencia, se está limitando al mismo tiempo las corrientes de referencia y por ende se previene dañar el inversor, sin embargo, implementar un límite fijo no asegura que se esté operando en una zona segura para el inversor, ya que, tanto la potencia activa como la reactiva contribuyen a la corriente total y por ende, dicho límite es dinámico para cada uno.

Se puede circunscribir las potencias a una semicircunferencia representado en la Figura 2.4.3.

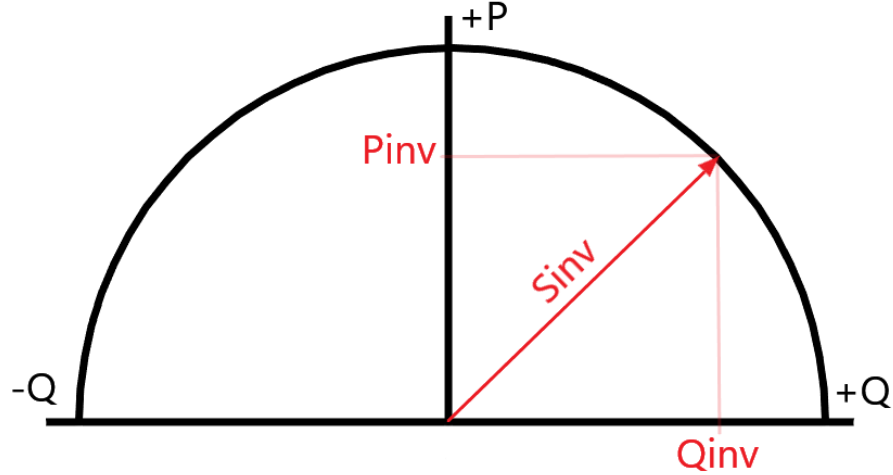


Figura 2.4.3: Curva de capacidad inversor

Entonces el borde externo representa los límites de potencia que se debe implementar, dicho caso puede ser resumido a través de la ecuación 2.4.14.

$$S_{inv}^2 = P_{inv}^2 + Q_{inv}^2 \quad (2.4.14)$$

Por lo tanto, la estrategia debe considerar ambas potencias, entonces la limitación propuesta está basada en priorizar la inyección de potencia reactiva limitándolo al valor máximo y por ende, la potencia activa estará limitada por el valor de la potencia reactiva.

Tomando un límite de $S_{max} = 1,15 \cdot S_{nom}$, se tiene que,

$$Q_{ref} = \min(S_{max}, |Q^*|) \quad (2.4.15)$$

$$P_{ref} = \min(\sqrt{S_{max}^2 - Q_{ref}^2}, |P^*|) \quad (2.4.16)$$

Notar que el inversor puede operar en los 4 cuadrantes, entonces el signo de P^* y Q^* se debe mantener en las potencias de referencia limitadas Q_{ref} y P_{ref} .

2.4.3. Control de corriente

En la Figura 2.4.4 se puede ver el esquema del controlador de corriente, el cual a través de controladores PI, fijan el voltaje de referencia para la modulación PWM, dichas corrientes provienen de el lazo de potencia, las ecuaciones 2.4.17 y 2.4.18 representa el cálculo de los voltajes de referencia.

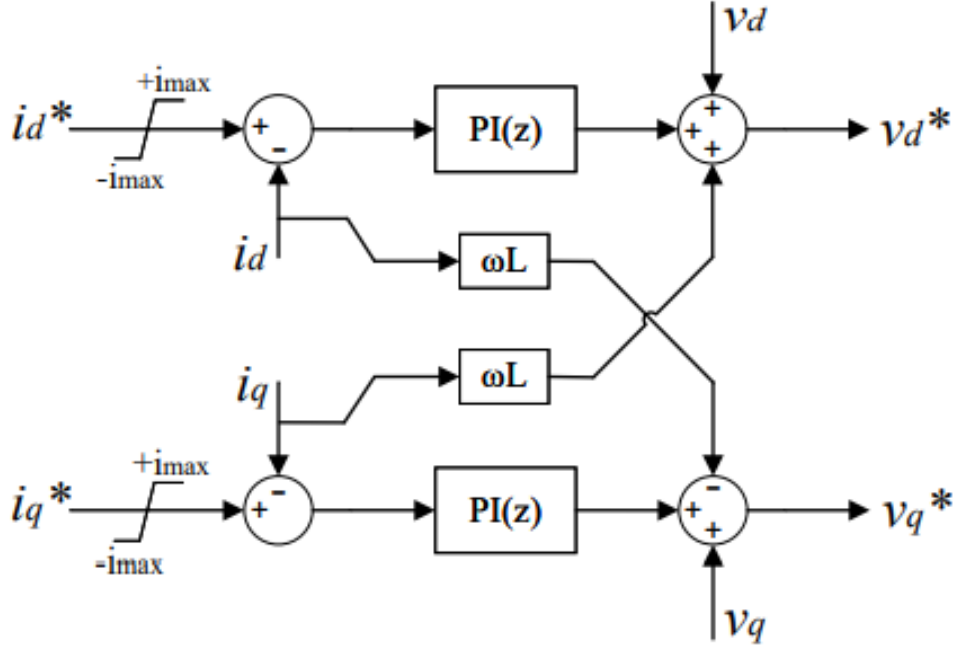


Figura 2.4.4: Esquema de control de corriente [8].

$$v_d^* = -\omega L_f i_q + kp_d(i_d^* - i_d) + ki_d \int i_d^* - i_d \quad (2.4.17)$$

$$v_q^* = -\omega L_f i_d + kp_q(i_q^* - i_q) + ki_q \int i_q^* - i_q \quad (2.4.18)$$

Si se considera un lazo cerrado formado por la función de transferencia del controlador $C(s)$ y la función de transferencia de la planta $G(s)$, la función de transferencia del lazo cerrado $R(s)$ está representado por la ecuación 2.4.19.

$$R(s) = \frac{C(s) \cdot G(s)}{1 + C(s) \cdot G(s)} \quad (2.4.19)$$

Considerando una planta de primer orden, la función de transferencia está representado por 2.4.20 y la función de transferencia del controlador PI está asociada a la ecuación 2.4.21.

$$G_i = \frac{1}{sL_f + R_f} \quad (2.4.20)$$

$$C(s) = k_p + \frac{k_i}{s} \quad (2.4.21)$$

Entonces, para el lazo de corriente utilizando la ecuación 2.4.19 se obtiene el siguiente sistema,

$$R(s) = \frac{\frac{K_p s + K_i}{L}}{s^2 + s\left(\frac{R + K_p}{L}\right) + \frac{K_i}{L}} \quad (2.4.22)$$

Este sistema posee un cero y dos polos. Los polos de lazo cerrado pueden ser ajustados por la frecuencia natural del sistema (ω_n) y su coeficiente de amortiguamiento (ζ), tomando como referencia un denominador asociado a 2.4.23.

$$s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2 \quad (2.4.23)$$

Cuyos polos son,

$$p_{1,2} = -\zeta\omega_n \pm \omega_n \sqrt{\zeta^2 - 1} \quad (2.4.24)$$

Se pueden obtener las ecuaciones que determinan las constantes del controlador PI igualando el denominador de la ecuación 2.4.22 a 2.4.23, entonces se tendrá lo siguiente,

$$K_i = \omega_n^2 L_f \quad (2.4.25)$$

$$K_p = 2\zeta\omega_n L_f - R_f \quad (2.4.26)$$

El ancho de banda del lazo cerrado está dado por la ecuación 2.4.27.

$$\omega_{BW} = \omega_n \cdot \sqrt{1 + 2\zeta^2 + \sqrt{4\zeta^4 + 5\zeta^2 + 2}} \quad (2.4.27)$$

2.5. Filtro LCL

La estructura del filtro LCL está compuesta por dos inductores en series y un condensador en conexión shunt entre ellos, en la Figura 2.5.1 se tiene su esquema básico.

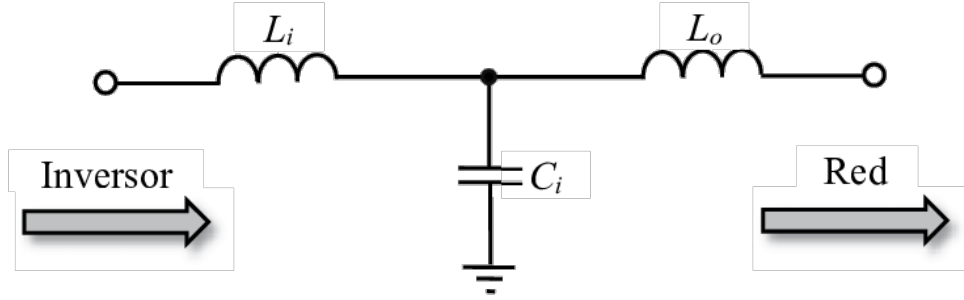


Figura 2.5.1: Estructura básica de un filtro LCL [23].

Este tipo de filtro presenta gran ventaja frente a los filtros L y LC, tales como una baja distorsión de la corriente y generación de potencia reactiva. Además, una alta atenuación de las frecuencias superiores a la frecuencia de resonancia, ya que, desde ese punto, la pendiente de atenuación es de $60dB/dec$, pero tiene la desventaja de introducir una frecuencia de resonancia en el sistema, siendo necesario el amortiguamiento de esa frecuencia.

Existen múltiples formas de diseñar un filtro LCL, los cuales dependen del objetivo que se quiera lograr, en específico en esta memoria se seguirá el método empleado en [24].

Se comienza realizando el cálculo de valores base, dados por las ecuaciones 2.5.1, 2.5.2 y 2.5.3.

$$Z_b = \frac{V_{fn}^2}{P} \quad (2.5.1)$$

$$C_b = \frac{1}{\omega_g \cdot Z_b} \quad (2.5.2)$$

$$I_{max} = \frac{P \cdot \sqrt{2}}{3 \cdot V_f} \quad (2.5.3)$$

Donde, V_{fn} es el voltaje rms en una fase, P es la potencia activa, C_b es la capacitancia base, ω_g es la velocidad angular de la red ($2\pi f_g$), Z_b es la impedancia base y V_f es el voltaje en el filtro.

Escogiendo un valor de corriente de rizado de 6 %, se pueden calcular el valor de la inductancia L_i ,

$$\Delta I_{L_{max}} = 6\% \cdot I_{max} \quad (2.5.4)$$

$$L_i = \frac{V_{DC}}{6F_{sw}\Delta I_{L_{max}}} \quad (2.5.5)$$

El valor de la capacitancia C_f es limitado por la reducción del factor de potencia (menos del 5% de la capacitancia base).

$$C_f = 0,05 \cdot C_b \quad (2.5.6)$$

Tomando un factor de atenuación k_a del 20%, se tiene que,

$$L_o = \frac{\sqrt{\frac{1}{k_a^2} + 1}}{C_f \cdot \omega_{sw}^2} \quad (2.5.7)$$

$$\omega_{res} = \sqrt{\frac{L_i + L_o}{L_i \cdot L_o \cdot C_f}} \quad (2.5.8)$$

$$f_{res} = \frac{\omega_{res}}{2\pi} \quad (2.5.9)$$

Para evitar problemas de resonancia, el valor seleccionado debe cumplir lo siguiente:

$$10f_g < f_{res} < 0,5f_{sw} \quad (2.5.10)$$

Por último, se tiene una resistencia R_f conectada en serie al condensador, calculado de la siguiente forma,

$$R_f = \frac{1}{3 \cdot C_f \cdot \omega_{res}} \quad (2.5.11)$$

2.6. Sistemas de almacenamiento de energía

Dado la alta penetración de energías renovables en el mix de generación, se hace necesario encontrar soluciones a la intermitencia que poseen, ya que en el caso de plantas fotovoltaicas, son ineficientes durante días nublados y las plantas eólicas pueden resultar ineficientes en climas tranquilos. Por lo tanto, es necesario contar con sistemas de almacenamiento de energía (ESS), que permitan garantizar un equilibrio adecuado entre generación y demanda, ante la intermitencia de las fuentes renovables. Las ESS tienen un gran potencial, porque, así como existen periodos de intermitencia de los renovables, también existen periodos en los cuales la generación es mayor a la demanda producto a un día soleado o ventoso, lo cual puede generar vertimiento de la energía producto a la congestión de las líneas de transmisión, en ese caso las ESS puede cumplir un papel fundamental en la gestión y control de la energía [25].

Dentro de los ESS se encuentran sistemas mecánicos, químicos o térmicos que almacenan energía para su uso posterior.

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (o BESS por sus siglas en inglés) han tomado relevancia últimamente debido al desarrollo de las energías renovables, lo cual permite almacenar la energía de fuentes renovables intermitentes para asegurar un suministro más fiable de electricidad, ya que son una fuente de respaldo instantánea, además puede ayudar a la estabilización de la red y participar en los servicios complementarios.

Las celdas de batería están compuestas principalmente de litio y corresponde a uno de los elementos ampliamente utilizados en la fabricación de baterías, sin embargo, el BESS no solo está compuesto de celdas de batería, sino que también requiere de elementos de control y gestión que en conjunto forman el sistema representado en la Figura 2.6.1.

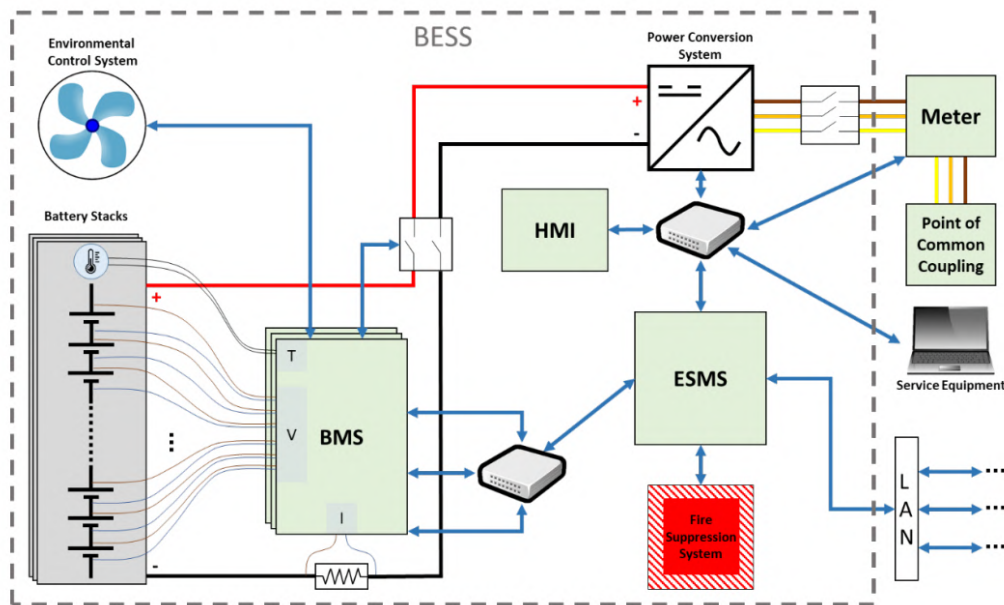


Figura 2.6.1: Componentes de un BESS y sus comunicaciones [26].

El BESS cuenta con un sistema de gestión de batería (BMS), el cual es el encargado de medir sus parámetros y estados, como el estado de carga (SoC) y el estado de salud (SoH). Al monitorear continuamente los parámetros, previene estados de operación perjudiciales para la batería que pueden desencadenar un incendio o disminuir seriamente su vida útil. Además, cuenta con un sistema de gestión de energía (ESMS o también conocido como EMS), el cual es responsable de monitorear y controlar el flujo de potencia en el BESS, de esa forma coordina el trabajo entre el BMS y el inversor (PCS), por lo tanto la lógica de control está localizada en el ESMS y envía la señal de referencia al PCS según datos obtenidos de las comunicaciones y su equipo de medición local.

2.7. Modelación de transformadores

Los transformadores son uno de los componentes principales de las redes eléctricas, ya que su operación permite elevar o disminuir el nivel de tensión entre dos zonas, lo cual es fundamental para el transporte de energía en grandes niveles de tensión con bajas pérdidas y el suministro a equipamiento en niveles de tensiones medios y bajos.

En la actualidad, uno de los transformadores utilizados en redes de distribución es el del tipo trifásico, el cual puede ser modelado a través de su circuito equivalente de una de las fases representado en la Figura 2.7.1.

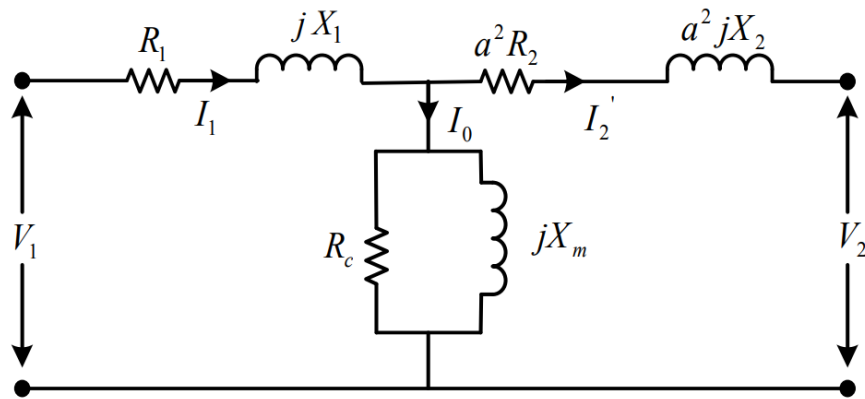


Figura 2.7.1: Circuito equivalente del transformador referido al primario [27].

Además, se pueden obtener diferentes topologías de transformadores mediante la conexión de sus bobinados en estrella o delta, obteniendo distintos desfases según la aplicación a la cual se deba integrar.

Los valores de impedancia de los transformadores se pueden obtener de las pruebas en vacío y cortocircuito, valores que generalmente son entregados por el fabricante, además se tiene un gráfico de referencia de la IEEE asociado al std 141 [28] relativo a las razones X/R dependiendo del nivel de potencia del transformador representados en la Figura 2.7.2.

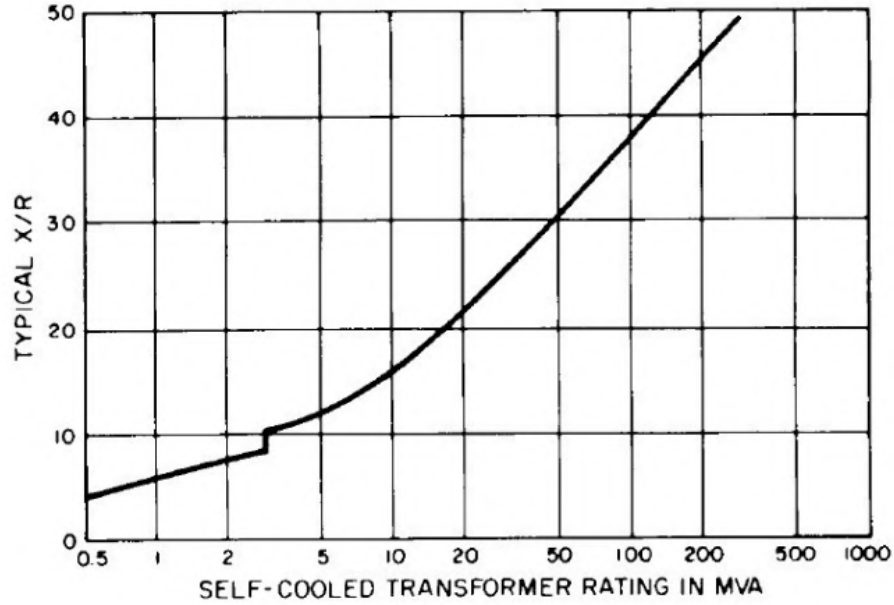


Figura 2.7.2: Curva de valores X/R de transformadores, dependientes de su potencia aparente nominal [28].

En base a la curva representada por la Figura 2.7.2, se puede calcular la impedancia de los transformadores mediante la razón XR k_{XR} con la ecuación 2.7.1.

$$X = k_{XR} \cdot R \quad (2.7.1)$$

Dado lo anterior, teniendo la impedancia del transformador Z_t en [pu] y su potencia S_t , se debe fijar una potencia base S_b , un voltaje base V_b , con ello se puede calcular una impedancia base Z_b y obtener la impedancia del transformador resolviendo la ecuación cuadrática asociada a la ecuación 2.7.2.

$$\begin{aligned} Z_{t_{ref}} &= Z_t \cdot \frac{S_b}{S_t} \\ Z_{t_{ref}} &= \sqrt{R^2 + (k_{XR} \cdot R)^2} \end{aligned} \quad (2.7.2)$$

Obteniendo de esa forma los valores de resistencia R y reactancia X del transformador en [pu]. Además, a través de la impedancia base, se puede obtener los valores en Ohmios y Henrios de la impedancia del transformador.

$$R[\Omega] = R[pu] \cdot Z_b \quad L[H] = \frac{X[pu]}{2 \cdot \pi \cdot 50} \cdot Z_b \quad (2.7.3)$$

Finalmente, se obtienen valores que están referenciados al primario del transformador si se

escogió como voltaje base dicha zona, luego para el cálculo de la impedancia en el primario (R_{prim} y L_{prim}) y secundario (R_{sec} y L_{sec}) se debe considerar la razón de transformación a ,

$$R_{prim} = \frac{R[\Omega]}{2} \quad L_{prim} = \frac{L[H]}{2} \quad (2.7.4)$$

$$R_{sec} = \frac{R[\Omega]}{2 \cdot a^2} \quad L_{sec} = \frac{L[H]}{2 \cdot a^2} \quad (2.7.5)$$

2.8. Modelación de Cargas

2.8.1. Palas

La pala minera es un equipamiento de grandes dimensiones, con una gran cantidad de componentes y sistemas que en conjunto le otorgan su funcionalidad, existen una variedad de modelos que son ofrecidos por proveedores los cuales difieren en tamaños y tecnologías, lo cual debe ser planificado en concordancia con la capacidad de carga de los camiones mineros.

Dado que la capacidad de carga de los camiones suele ser mayor que la capacidad del balde de la carga, la pala debe realizar varias pasadas para llenar completamente el camión, por lo tanto, cada una de esas pasadas corresponde a un ciclo de carga el cual está definido eléctricamente por la Figura 2.8.1 y mecánicamente por la Tabla 2.8.1.

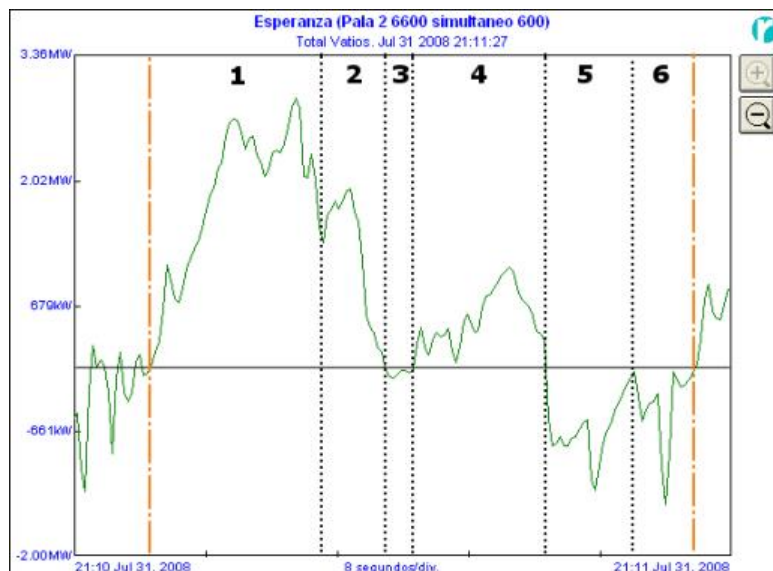


Figura 2.8.1: Registro de demanda de potencia activa de pala durante un ciclo de carga.

Tabla 2.8.1: Movimientos realizados durante un ciclo de carga.

Acción	Movimiento
1	El balde es cargado con rocas
2	El sistema de giro lleva el balde cargado hacia el camión
3	Frenado del sistema de giro (regeneración)
4	Descarga del mineral, elevación del balde y luego giro hacia el lado del mineral
5	Frenado del sistema de giro (regeneración)
6	Bajada del balde (regeneración)

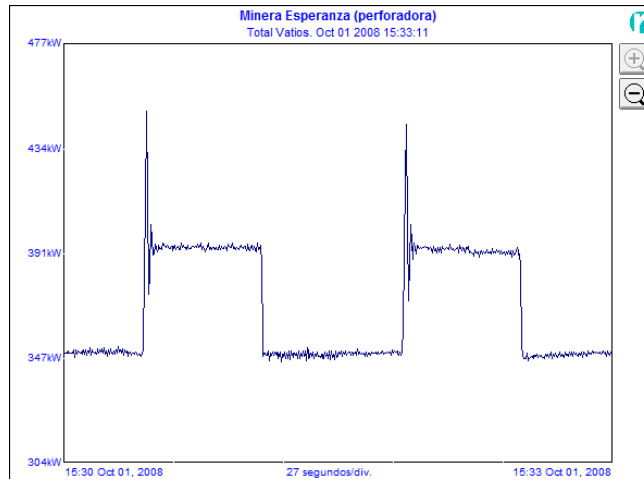
Las palas operan mediante varios motores que le otorgan la capacidad de empujar o retraer el balde, izar el balde y girar, dichos motores pueden ser AC o DC y se conectan a través de un transformador interno a la subestación móvil.

Como se puede observar en la Figura 2.8.1, existirán momentos en los cuales la pala inyectara potencia activa a la red, lo cual se llama regeneración, esto se debe a que en casos donde se debe bajar el balde, la energía potencial es convertida en energía eléctrica mediante el accionar del motor producto del peso del balde, dando como resultado una inversión en el flujo de potencia activa. Así mismo, en el caso de que se quiera frenar el giro, la energía cinética es convertida en energía eléctrica mediante el frenado regenerativo de la pala, lo que da a lugar a una inyección de potencia activa a la red.

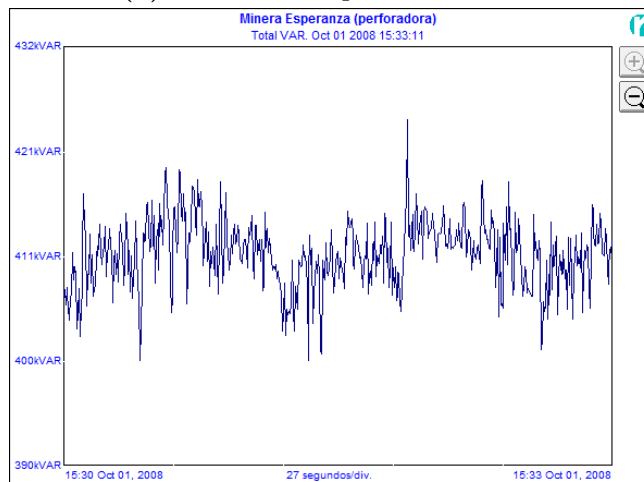
2.8.2. Perforadora

Las perforadoras son un equipo fundamental en la etapa de extracción del mineral, ya que son necesarias en el proceso de preparación de la tronadura.

Su ciclo de trabajo se caracteriza por durar minutos y por mantenerse relativamente estable, lo cual deriva en un consumo de potencia acorde como se observa en la Figura 2.8.2.



(a) Demanda de potencia activa.



(b) Demanda de potencia reactiva.

Figura 2.8.2: Registros de demanda de potencia perforadora minera.

Capítulo 3

Escenarios Propuestos y Simulación del Sistema

3.1. Introducción

En este capítulo se presentan los escenarios a evaluar, además del modelo de la red de distribución eléctrica y sus componentes implementados en el software PLECS que utiliza un solver discreto con un paso fijo de 10^{-5} .

3.2. Red Eléctrica Base

3.2.1. Descripción

El sistema consta de 3 niveles de tensión (275 [kV], 132 [kV] y 22 [kV]) representados en la Figura 3.2.1, la Barra 1 está conectado a la Barra 2 mediante un transformador de 50 [MVA], reduciendo la tensión de 275 [kV] a 132 [kV], dicha Barra provee energía a las subestaciones A, B y C mediante sus propias líneas, energizando transformadores de 10 [MVA] correspondientes a cada subestación, de esa forma, se reduce la tensión de 132 [kV] a 22 [kV], con lo cual mediante líneas aéreas se conectan a las cargas. Por cada subestación se tienen 2 palas y 2 perforadoras conectadas.

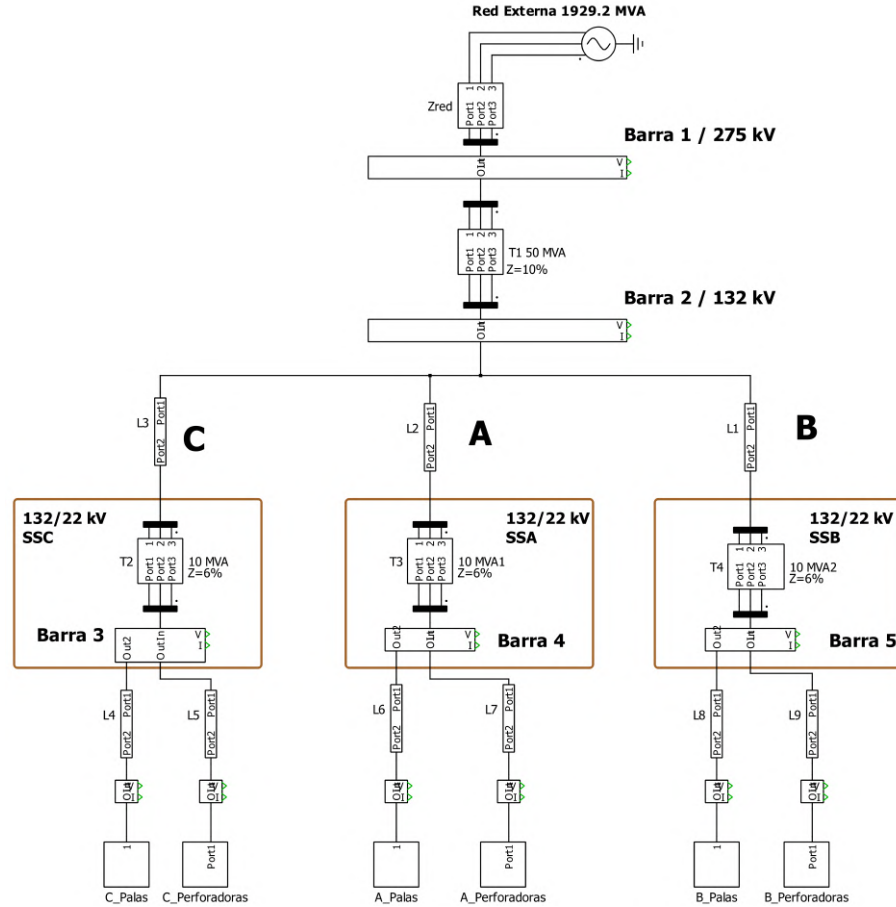


Figura 3.2.1: Diagrama Unilineal de Mina a Rajo.

3.2.2. Simulación Cargas

La red de distribución de la mina cuenta con cargas eléctricas asociados a las palas y perforadoras, conectadas a las subestaciones A, B y C.

La demanda de potencia de las palas en el tiempo no es homogénea, ya que se puede distinguir del ciclo de trabajo cuando está llenando un camión, el ciclo cuando está en reposo o el ciclo cuando está en movimiento hacia una nueva posición. Además, dentro del ciclo de llenado del camión, según la capacidad del balde y el camión, la pala requerirá de 3 a 4 ciclos de trabajos representados por la Figura 2.8.1 para llenar completamente al camión, por lo tanto, la presente simulación solo considera un ciclo de trabajo de llenado.

Respecto al modelamiento de las palas, su dinámica de operación está basada principalmente en fuentes de corriente que imponen una demanda específica de corriente a la red, para lograr esto se seleccionaron puntos del ciclo de trabajo asociados al Anexo A, recreando el consumo de potencia activa y reactiva mediante el bloque *1DLook – UpTable*. La Figura 3.2.2 muestra las potencias instantáneas asociadas a un ciclo de trabajo de 32 [s].

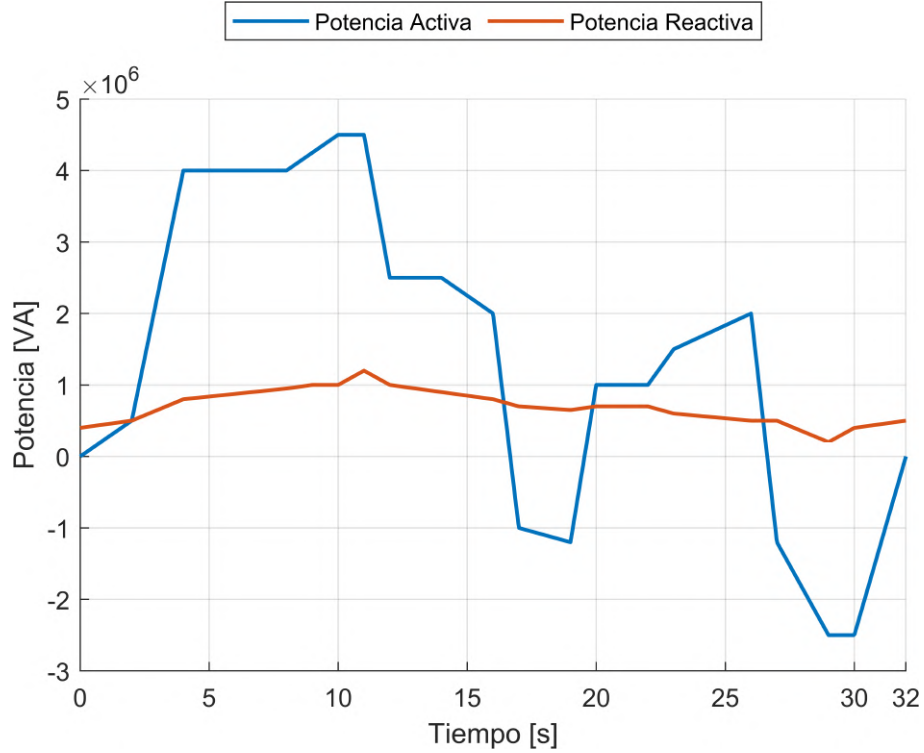


Figura 3.2.2: Potencia activa y reactiva de la pala durante un ciclo de trabajo.

Para lograr obtener las referencias de corriente acordes al ciclo de trabajo, se realiza el cálculo de la corriente con las ecuaciones 3.2.1 y 3.2.2, las corrientes de referencia asociadas al ciclo de trabajo se abordarán mediante dos cargas acopladas del tipo puramente resistiva y puramente inductiva. La potencia activa de la pala estará representada por una carga puramente resistiva, con una corriente de referencia asociada a la ecuación 3.2.1, del mismo modo, la potencia reactiva de la pala estará representada por una carga puramente inductiva, con una corriente de referencia asociada a la ecuación 3.2.2, las cargas al ser del tipo trifásicas, el desfase de sus corrientes de referencia es implementado en la ecuación matricial 3.2.3.

$$i_P(t) = \frac{P(t)}{\sqrt{3} \cdot V_L(t) \cdot \cos(0^\circ)} \quad (3.2.1)$$

$$i_Q(t) = \frac{Q(t)}{\sqrt{3} \cdot V_L(t) \cdot \sen(90^\circ)} \quad (3.2.2)$$

Notar que, como se consideró una carga puramente resistiva para la representación de la potencia activa de la pala, el ángulo tomado en el cálculo es de 0° . Adicionalmente, como se consideró una carga puramente inductiva para la representación de la potencia reactiva de la pala, el ángulo considerado para el cálculo es de 90° .

Teniendo ambas corrientes 3.2.1 y 3.2.2 en función del tiempo asociadas al ciclo de trabajo

representado por las potencias instantáneas en la Figura 3.2.2 , se puede calcular finalmente una sola corriente de referencia que emulara la dinámica de la pala, tanto en su potencia activa y reactiva, se debe considerar que actualmente las corrientes están en un sistema de referencia con $V_{aL} \angle 0^\circ$, $V_{bL} \angle 120^\circ$ y $V_{cL} \angle 240^\circ$, lo cual no es representativo de la realidad, ya que la propia impedancia de las líneas y transformadores generan un desfase entre la red externa y la carga, para solucionar este problema, se debe implementar un PLL trifásico en la entrada a la carga, que permita fijar la referencia angular, evitando de esa forma un aumento de la carga inductiva producto a un desfase mayor del calculado. Entonces las ecuación 3.2.3 representan las corrientes de línea de referencia para cada fase de la carga.

$$\begin{bmatrix} I_{a_{ref}} \\ I_{b_{ref}} \\ I_{c_{ref}} \end{bmatrix} (t) = \sqrt{2} \cdot \begin{bmatrix} I_P \\ I_Q \end{bmatrix} (t) \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta_{red}) & \text{sen}(\theta_{red}) \\ \cos(\theta_{red} - 120^\circ \cdot \frac{\pi}{180^\circ}) & \text{sen}(\theta_{red} - 120^\circ \cdot \frac{\pi}{180^\circ}) \\ \cos(\theta_{red} - 240^\circ \cdot \frac{\pi}{180^\circ}) & \text{sen}(\theta_{red} - 240^\circ \cdot \frac{\pi}{180^\circ}) \end{bmatrix} (t) \quad (3.2.3)$$

La Figura 3.2.3 representa la implementación de las ecuaciones asociadas a la corriente de referencia, en un modelo en bloques de PLECS, para ello la pala es representada como fuentes de corriente controladas.

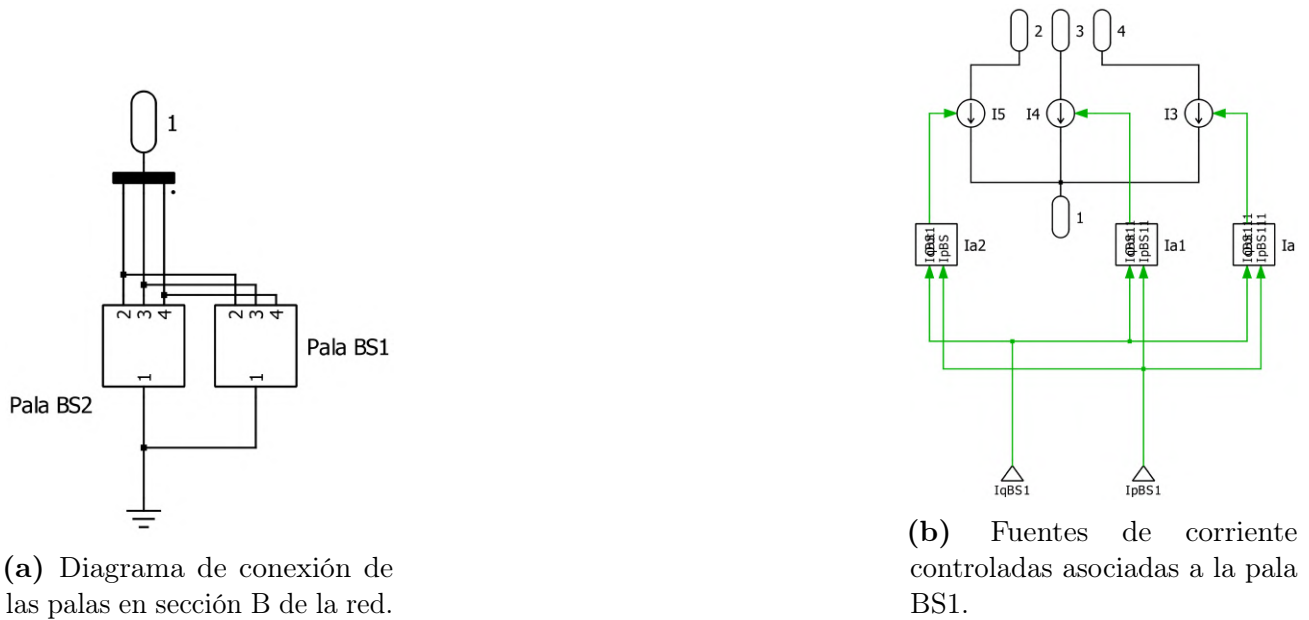


Figura 3.2.3: Diagramas de conexión en PLECS de las palas.

La Figura 3.2.4 representa el cálculo de la corriente de referencia en la fase c de la pala, en un modelo en bloques de PLECS, lo cual está asociado directamente a la ecuación matricial 3.2.3. Notar que, SB representa la referencia de ángulo medido por el PLL en la entrada de la carga.

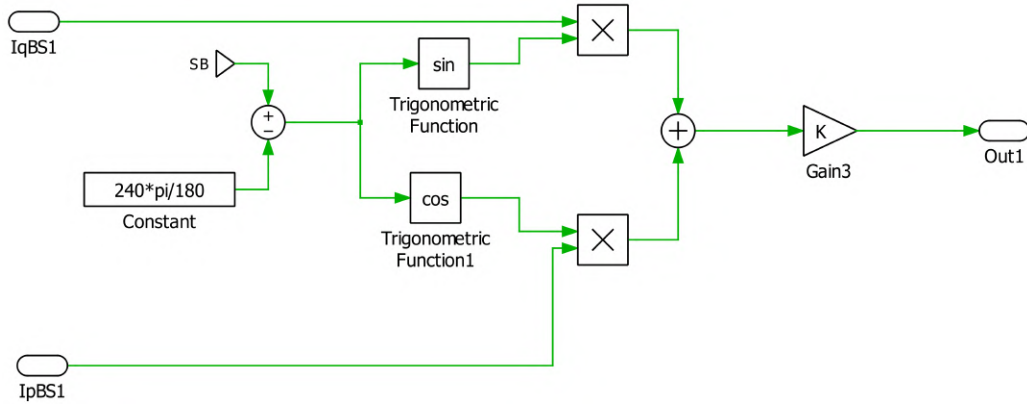


Figura 3.2.4: Cálculo de la corriente de referencia en la fase c de la pala BS1 (Bloque Ia2 Figura 3.2.3b).

Finalmente, las 6 palas presentes en la red no operan de forma exactamente simultánea entre ellas, por lo tanto, en el mismo bloque que genera las potencias activas y reactivas, se puede implementar un desfase de los ciclos de carga, lo cual dará lugar a una multiplicidad de situaciones que se pueden simular. La Figura 3.2.5 representa las corrientes de referencia asociadas a la potencia activa de las palas, desfasadas en 5 segundos.

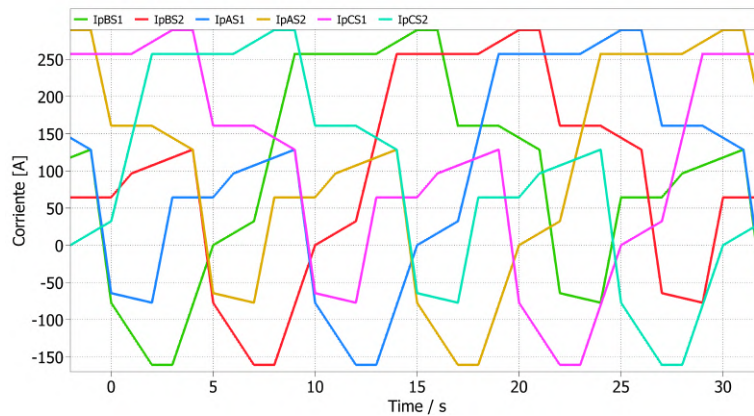


Figura 3.2.5: Corrientes de referencia I_p de las 6 palas, con tensión nominal de 22 [kV].

La Figura 3.2.6 representa las corrientes de referencia asociadas a la potencia reactiva de las palas, desfasadas en 5 segundos.

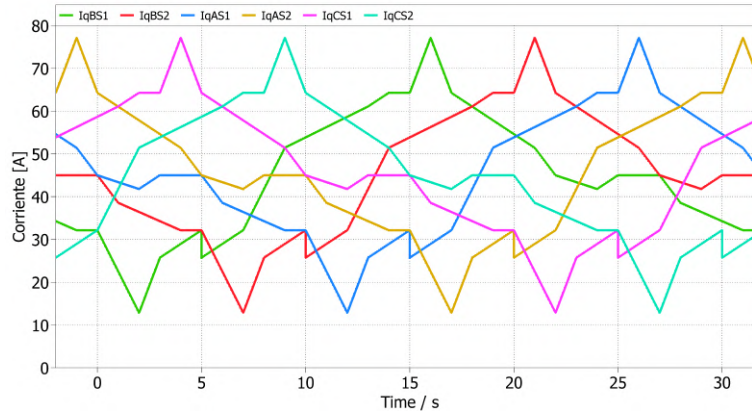


Figura 3.2.6: Corrientes de referencia I_q de las 6 palas, con tensión nominal de 22 [kV].

Existirán una gran cantidad de escenarios posibles, pero en particular se escogió un desfase de 5 segundos para la simulación de las cargas, en la Figura 3.2.5 se puede observar que, para una determinada escala de tiempo, una pala puede estar en su punto de máxima potencia, mientras que otra pala puede estar en ese mismo momento regenerando energía a la red, no necesariamente dichas palas serán parte de una misma subestación, pero son parte de la red eléctrica que compone la mina.

La simulación en PLECS de las perforadoras es análogo a lo explicado en el caso de las palas, por lo tanto, los cálculos realizados mediante las ecuaciones 3.2.1, 3.2.2 y 3.2.3 son aplicables en el modelamiento de la perforadora.

La Figura 3.2.7 corresponde al ciclo de trabajo de una perforadora, representada por sus potencias instantáneas activa y reactiva.

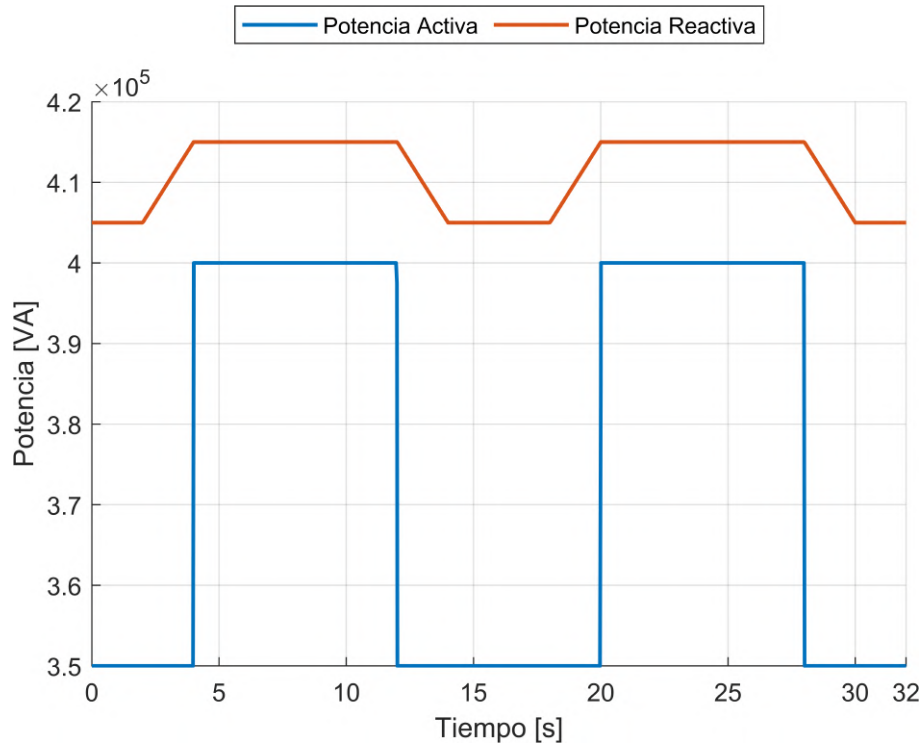


Figura 3.2.7: Potencia activa y reactiva de la perforadora durante un ciclo de trabajo.

Finalmente, dado los cálculos de las corrientes de referencia, la Figura 3.2.8 y 3.2.9 representa las corrientes asociadas a la potencia activa y reactiva respectivamente de las 6 perforadoras presentes en la red con un desfase de 5[s] entre los ciclos de trabajo, considerando una tensión nominal de 22 [kV].

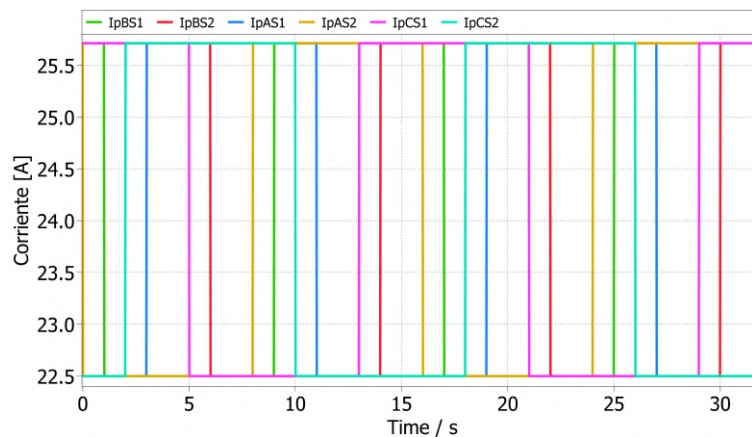


Figura 3.2.8: Corrientes de referencia I_p de las 6 perforadoras, con tensión nominal de 22 [kV].

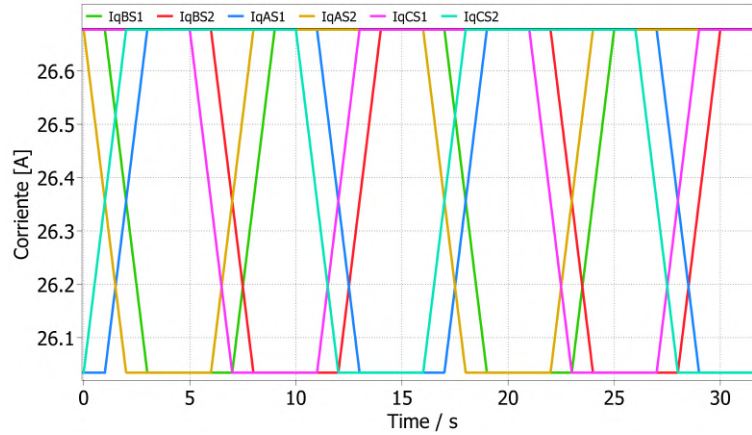


Figura 3.2.9: Corrientes de referencia I_q de las 6 perforadoras, con tensión nominal de 22 [kV].

3.2.3. Simulación Conductores

En la Figura 3.2.10, se tiene el modelo de los conductores asociado al modelo de una línea tipo π en PLECS.

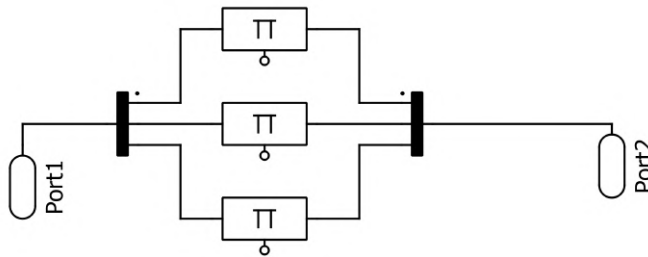


Figura 3.2.10: Esquema de simulación de una línea.

Los parámetros asociados a las líneas que componen la red de distribución están representados por la Tabla C1.1 en el Anexo C.

3.2.4. Simulación Transformadores

En la Figura 3.2.11 se representa el esquema de simulación de los transformadores.

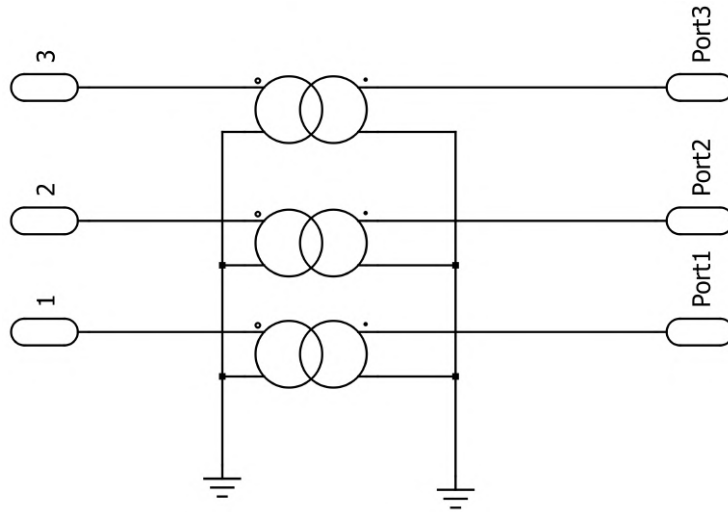


Figura 3.2.11: Esquema de simulación de un transformador.

Notar que se emplean transformadores monofásicos por fase para representar un transformador trifásico conexión estrella-estrella.

Los parámetros asociados a los transformadores que componen la red de distribución están representados por la Tabla C2.1 en el Anexo C.

3.3. Escenario 1: Efectos en el perfil de tensión de las barras de la red con inyección de reactivos

3.3.1. Descripción

El escenario consiste en realizar una comparación entre el uso de banco de condensadores y el uso de BESS para la inyección de reactivos, con la finalidad de disminuir la regulación de tensión en las barras que componen el sistema.

En específico, para la compensación de reactivos mediante banco de condensadores, la potencia fue escogida en base a simulaciones previas, dando como resultado que la potencia escogida representa un caso en el cual la tensión máxima en las barras es de 1 [pu], entonces se tendrán bancos de condensadores de 3[MVA_r] conectados de forma paralela a las cargas asociadas a cada subestación representados en la Figura 3.3.1.

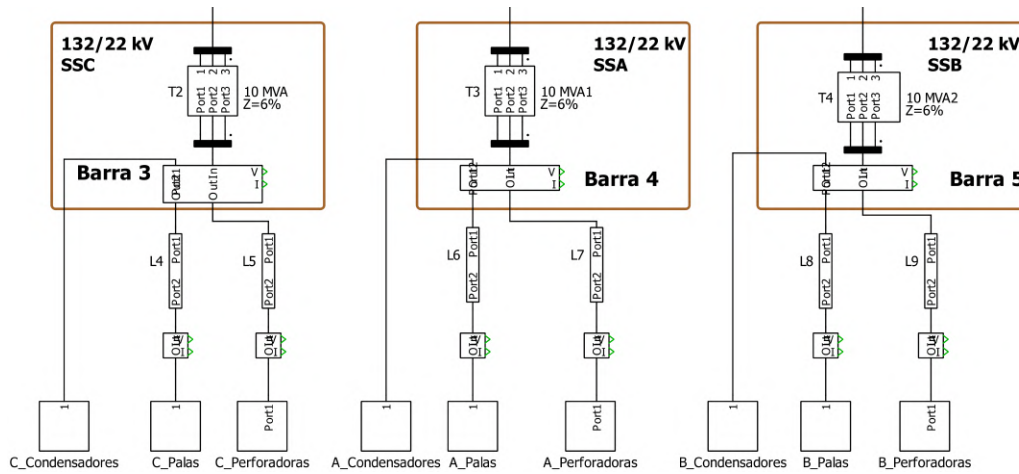


Figura 3.3.1: Esquema de red incluyendo banco de condensadores.

Respecto al uso de BESS, el caso consta de el control del flujo de potencia activa y reactiva para el control del voltaje en el PCC, además se inyectará potencia activa según el droop de frecuencia, con una potencia activa de referencia de $1,5 [MVA]$. Entonces se tienen 3 BESS con una potencia nominal de $4,5 [MVA]$ conectados a las subestaciones A, B y C representados en la Figura 3.3.2.

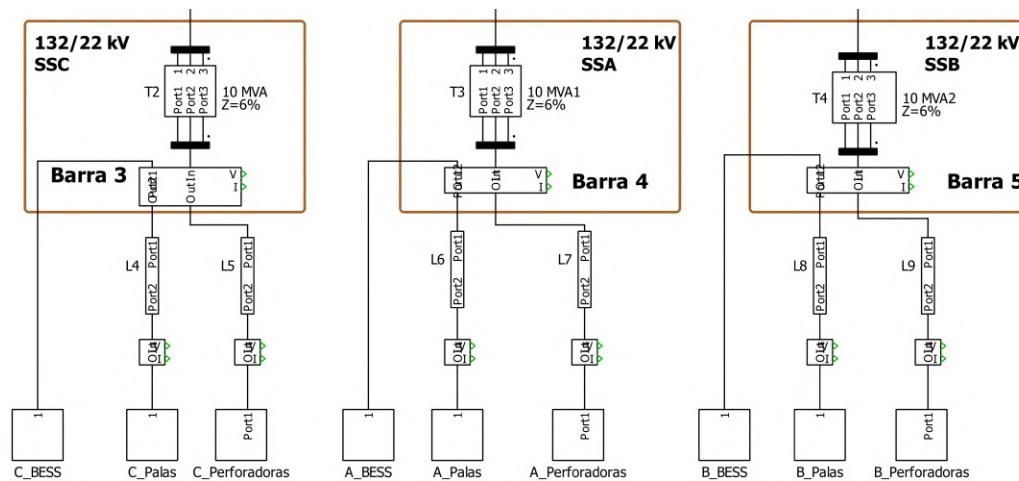


Figura 3.3.2: Esquema de red incluyendo BESS.

3.3.2. Simulación bancos de condensadores

El diagrama de los bancos de condensadores está representado por la Figura 3.3.3. Los condensadores están conectados en configuración delta.

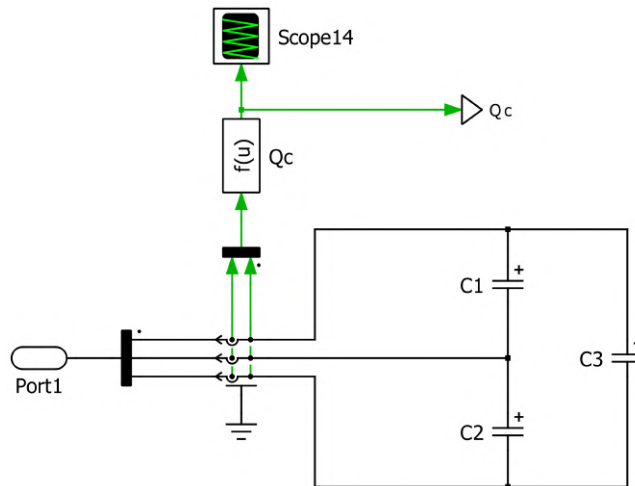


Figura 3.3.3: Esquema de simulación de banco de condensadores.

3.3.3. Simulación BESS

El diagrama general del BESS está representado por la Figura 3.3.4. En la simulación se miden los voltajes y corrientes en el PCC, además cuenta con un transformador de $5[MVA]$ que eleva la tensión de salida del inversor representada por el filtro LCL de $2,1[kV]$ a $22[kV]$.

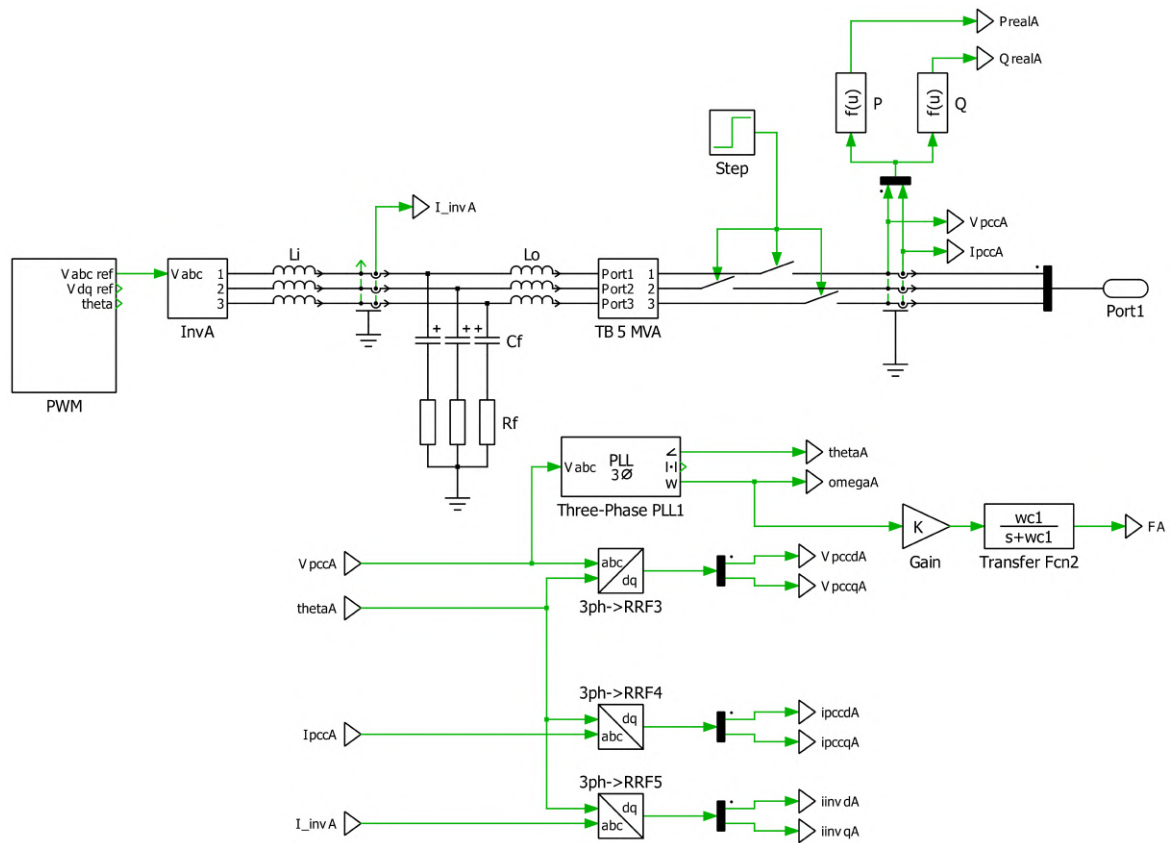


Figura 3.3.4: Esquema de conexión del inversor a la red.

Para la implementación del BESS, se utiliza una fuente de tensión DC conectada a un inversor de IGBT's de dos niveles representados por la Figura 3.3.5.

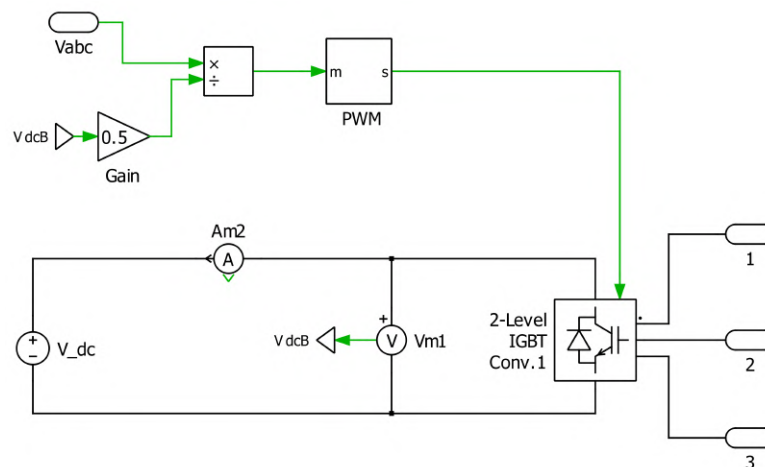


Figura 3.3.5: Esquema de etapa DC del inversor.

Los IGBT's conmutan acorde a una modulación PWM basado en el control droop de voltaje y frecuencia representados en la Figura 3.3.6.

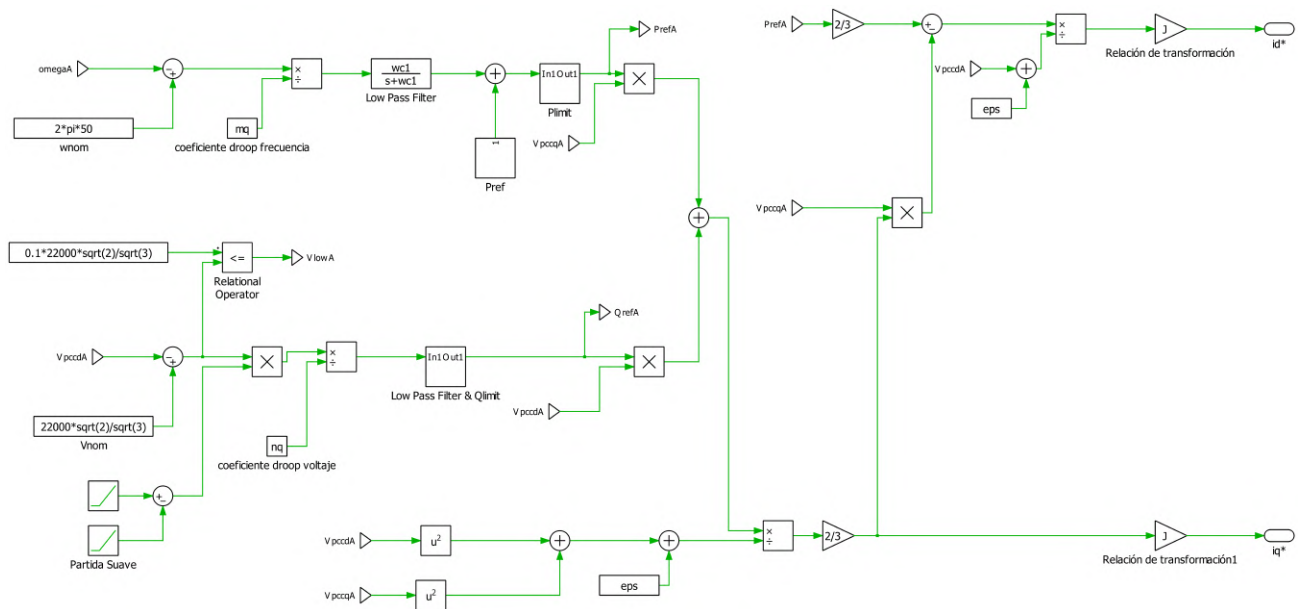


Figura 3.3.6: Esquema control de potencia.

Dado que se debe limitar la corriente del inversor para evitar daños, se tiene que la limitación de P y Q está representada por las Figuras 3.3.7 y 3.3.8

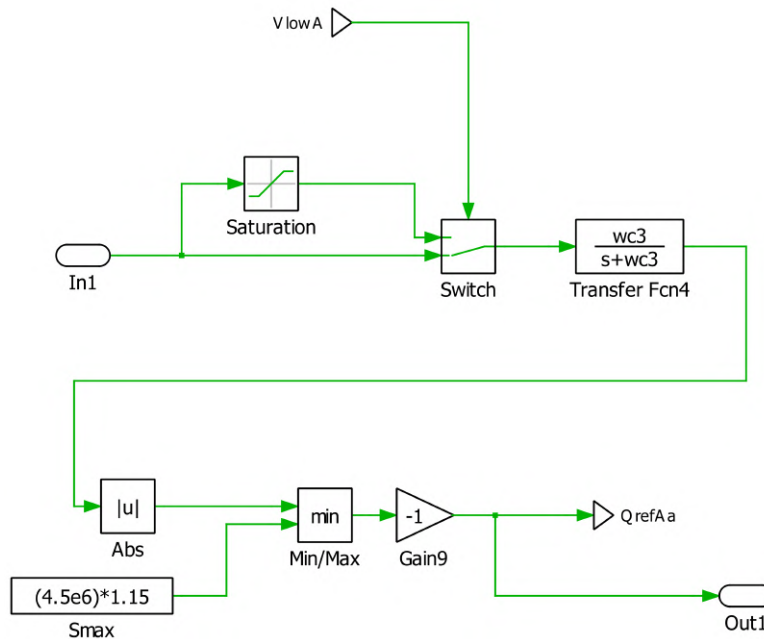


Figura 3.3.7: Esquema limitación Qref.

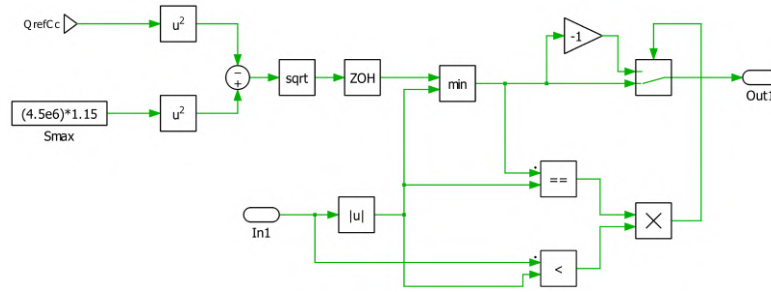


Figura 3.3.8: Esquema limitación de Pref.

Notar que la limitación de la entrada al filtro pasabajos de Q , se debe a que la entrada puede crecer indefinidamente por el droop de voltaje en casos relacionados a cortocircuitos, por lo tanto es necesaria esa limitación, ya que, de lo contrario existiría un retardo en la referencia de Q . Entonces se mide el voltaje en el PCC y si este baja más allá de $0.9[\text{pu}]$, se asume una condición crítica de operación, donde es necesario limitar el droop de voltaje. Luego, se implementa una limitación sobre las señales de referencia de P y Q para evitar sobrepasar el valor de corriente máximo, para ello se estipula un valor límite de $1,15S_{nom_{BESS}}$, se tiene que el límite de Pref dependerá de Q_{ref} según la ecuación 2.4.16, además se incluirá un ZOH de $0,02[s]$ para evitar inestabilidades en Pref debido a Q_{ref} , por último, se incluirá la detección del signo de Pref, ya que puede ser positivo o negativo, pero si se limita sobre el valor absoluto, la limitación de corriente no sería efectiva en casos donde el BESS está absorbiendo potencia activa.

Además, el lazo de control de corriente está representado por la Figura 3.3.9.

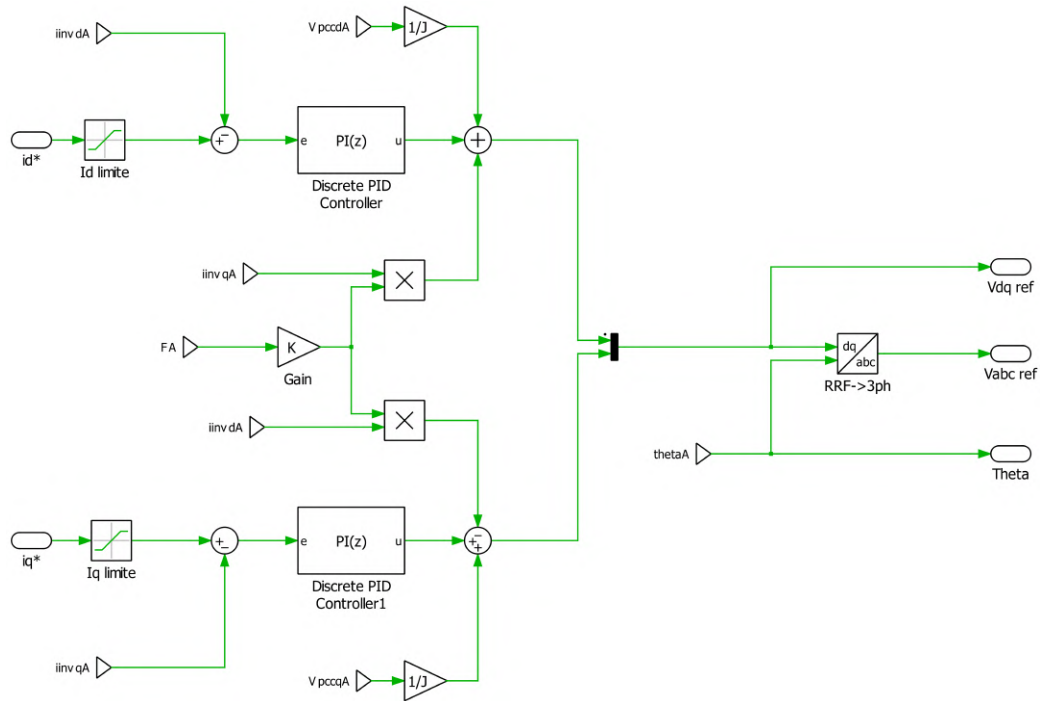


Figura 3.3.9: Esquema lazo de control corriente.

Notar que, las corrientes y voltajes medidos en el PCC están ponderados por un factor $\frac{1}{J}$, siendo J la razón de transformación del transformador asociado al BESS, esto se debe a que las mediciones son realizadas en $22[kV]$, pero los cálculos de referencia deben estar en base al voltaje de salida del inversor, es decir, en $2,1[kV]$.

3.4. Escenario 2: Evaluación del BESS y red base durante cortocircuito trifásico a tierra

3.4.1. Descripción

El escenario consiste en realizar un cortocircuito trifásico a tierra en la barra 5 (subestación B) representado en la Figura 3.4.1, el cual empieza en $t = 3,8[s]$, para luego ser despejado por protecciones aguas arriba en $t = 4[s]$, que simulan el funcionamiento de un sistema de protección, la impedancia de falla es $0[\Omega]$.

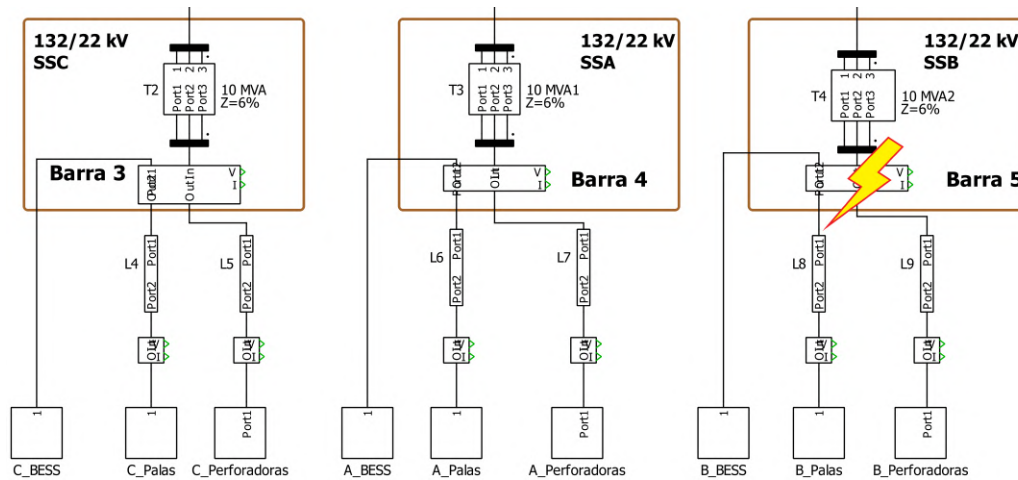


Figura 3.4.1: Esquema de red incluyendo el punto donde ocurre el cortocircuito trifásico a tierra.

Se evaluará el funcionamiento del BESS durante el cortocircuito, realizando una comparación con un cortocircuito en la red base.

3.4.2. Simulación Cortocircuito

En la Figura 3.4.2, se muestra la forma de lograr un cortocircuito trifásico a tierra, el cual contiene contactores que simulan la conexión de las fases a tierra, para luego ser despejado por las protecciones aguas arriba.

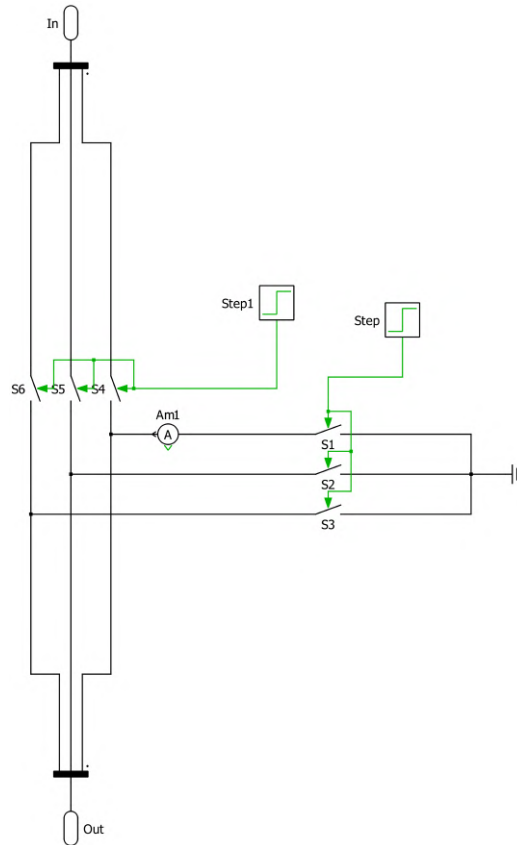


Figura 3.4.2: Esquema de simulación del cortocircuito.

El momento en el que ocurre el cortocircuito es controlado por señales escalón que dan en primera instancia la señal de conectar las 3 fases a tierra y en segunda instancia, la señal de desconectar el tramo donde ocurrió el cortocircuito junto a las cargas conectadas en dicho punto correspondiente a la Barra 5.

Capítulo 4

Resultados

4.1. Introducción

En este capítulo se presentan los resultados de los escenarios propuestos, los cuales constan de la simulación del sistema de distribución con compensación de reactivos mediante el uso de bancos de condensadores, para luego compararlo con el caso de una compensación dinámica mediante el uso de BESS.

Los resultados se presentan a través de gráficos de la simulación obtenida y tablas que indican los valores promedios, máximos y mínimos de las variables a evaluar, dichos resultados estarán basados principalmente en el perfil de voltaje de las barras del sistema, además del flujo de potencia del BESS.

Además, se evaluará el comportamiento del sistema ante cortocircuito trifásico a tierra, para ello se implementó una limitación de $1,15[pu]$ en la corriente del inversor, para evitar daños.

4.2. Resultados Red Eléctrica Base

4.2.1. Resultados de la simulación

Como se puede observar en la Figura 4.2.1, la tensión en las barras del sistema es variable debido a la característica dinámica de las palas y perforadoras, generando una caída de tensión en las distintas barras que compone el sistema.

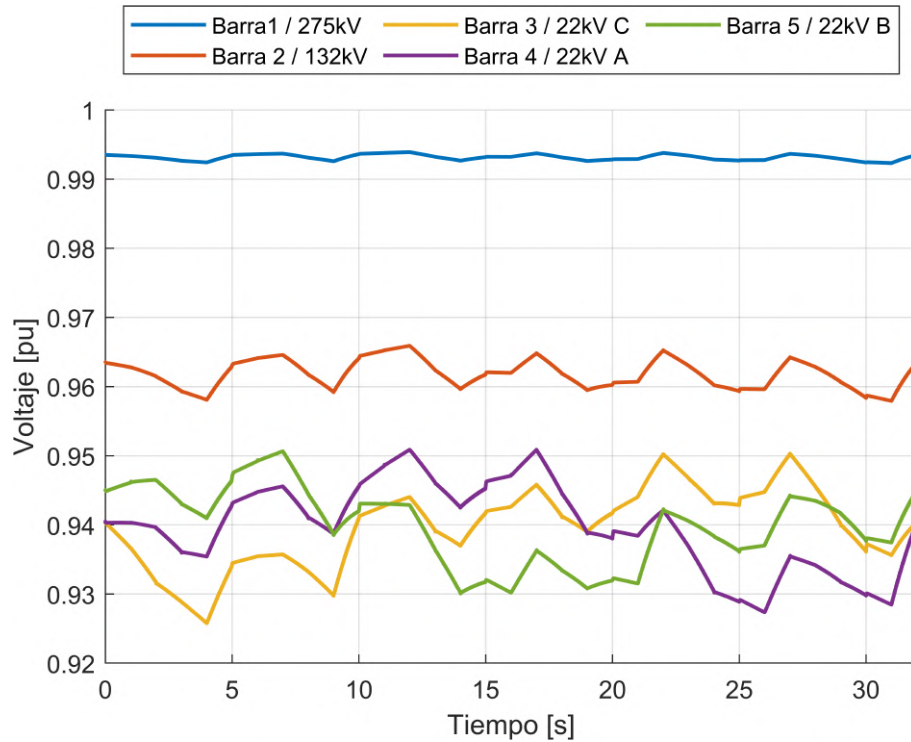


Figura 4.2.1: Voltaje en barras de la red de distribución base.

Luego, en la Tabla 4.2.1 se resumen los valores mínimos y máximos de los perfiles de tensión en las barras del sistema.

Tabla 4.2.1: Caída de tensión máxima y mínima en las barras de la red base.

Barra	$V_{min}[pu]$	$V_{max}[pu]$
Barra 1 275 kV	0,9923	0,9939
Barra 2 132 kV	0,9579	0,9659
Barra 3 22 kV	0,9258	0,9503
Barra 4 22 kV	0,9274	0,9508
Barra 5 22 kV	0,9302	0,9506

La tensión en las barras del caso base es bajo, esto es debido a la gran potencia de las cargas que componen la mina, lo cual se explica en la caída de tensión en los elementos que componen la mina, tales como, líneas y transformadores, además de la demanda de potencia reactiva de las cargas.

Adicionalmente, la dinámica en la operación de las cargas afecta significativamente a la diferencia entre los voltajes máximos y mínimos en un periodo de tiempo.

Entonces, la regulación de tensión en el tiempo está dada por la Figura 4.2.2.

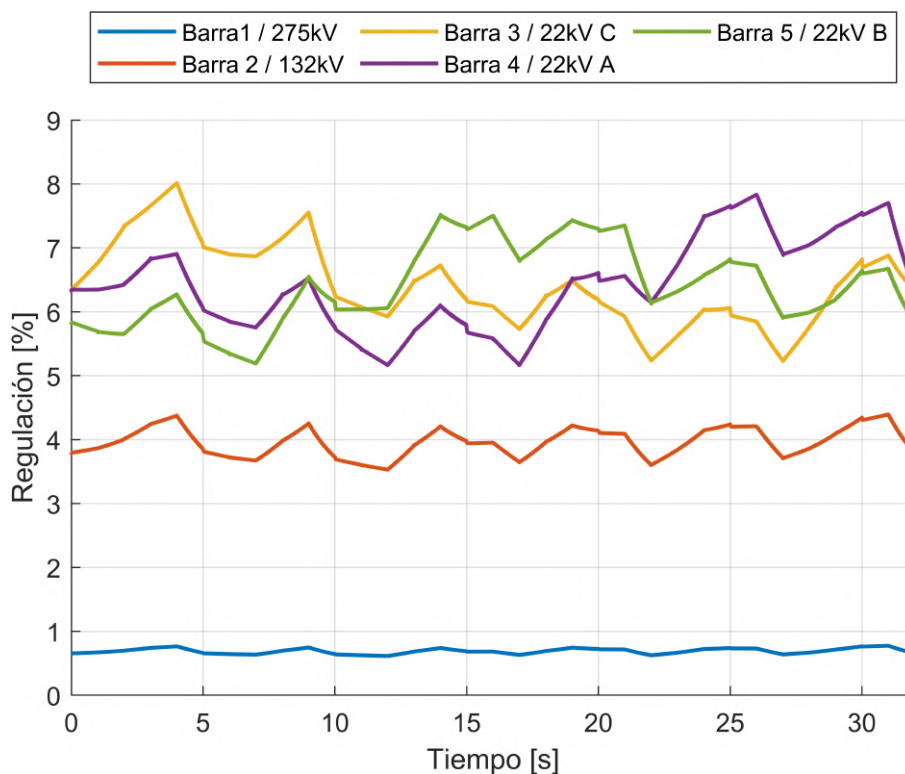


Figura 4.2.2: Regulación de voltaje en las barras de la red base.

Notar que la regulación de tensión en cada una de las barras varía conforme al tiempo y su comportamiento es distinto a las demás barras, esto se debe a que se implementó un desfase de 5 segundos entre las cargas, lo cual se puede ver claramente en las Figuras 3.2.5 y 3.2.6 en el caso de las palas, y en las Figuras 3.2.8 y 3.2.9 en el caso de las perforadoras.

4.3. Resultados Escenario 1: Efectos en el perfil de tensión de las barras de la red con inyección de reactivos

4.3.1. Resultados de la simulación con banco de condensadores.

A continuación, se presentan los resultados asociados a la simulación del sistema de distribución con compensación de reactivos mediante bancos de condensadores de 3 [MVar] conectados a las barras 3, 4 y 5.

Entonces, dado la simulación del sistema durante 32 [s], la Figura 4.3.1 representa el voltaje en las barras de la red considerando el aporte de los bancos de condensadores.

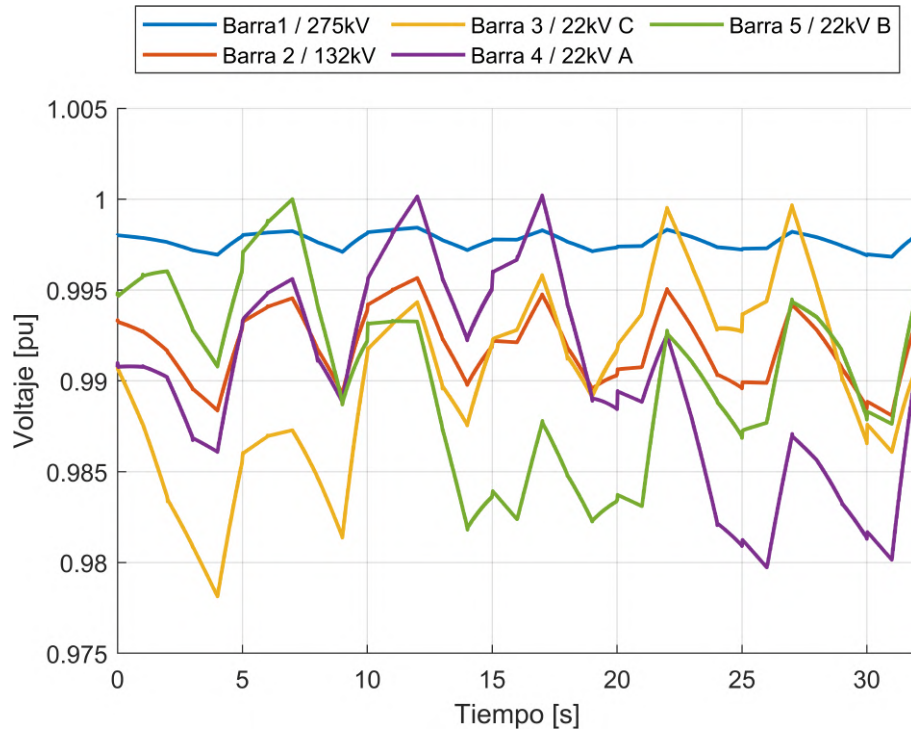


Figura 4.3.1: Voltaje en barras de la red de distribución con bancos de condensadores.

Luego, en la Tabla 4.3.1 se muestran los valores de voltaje máximo y mínimo alcanzados en las barras del sistema.

Tabla 4.3.1: Caída de tensión máxima y mínima en las barras de la red con bancos de condensadores.

Barra	$V_{min}[pu]$	$V_{max}[pu]$
Barra 1 275 kV	0,9968	0,9984
Barra 2 132 kV	0,988	0,9957
Barra 3 22 kV	0,9783	0,9996
Barra 4 22 kV	0,9798	1
Barra 5 22 kV	0,9821	1

Entonces, la regulación de tensión está dada por la Figura 4.3.2.

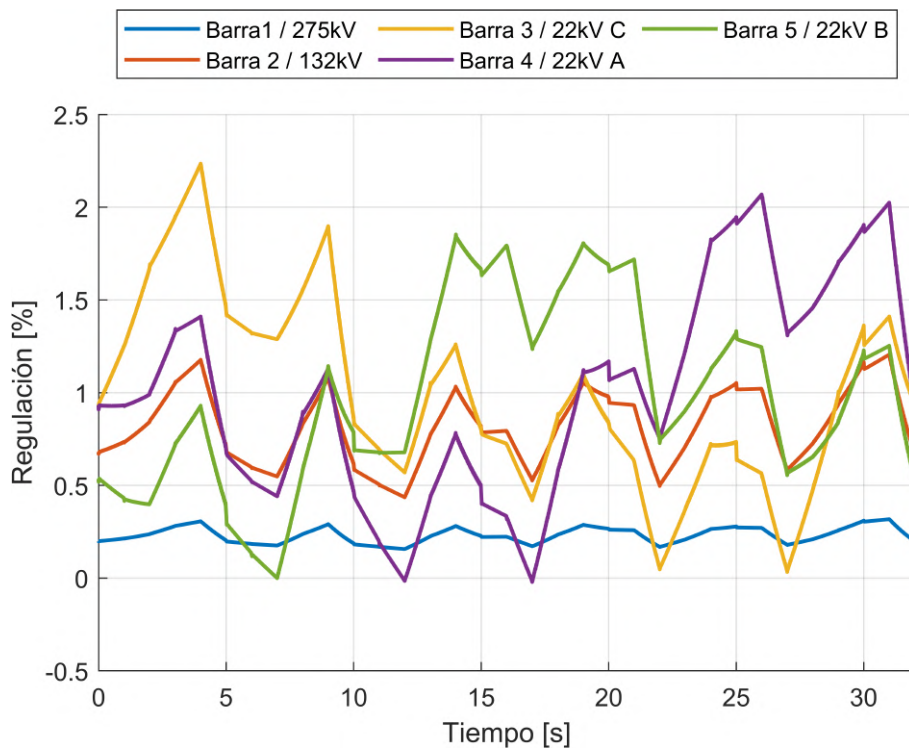


Figura 4.3.2: Regulación de tensión en las barras de la red con bancos de condensadores.

Además, la Figura 4.3.3 representa la potencia reactiva entregada por los bancos de condensadores.

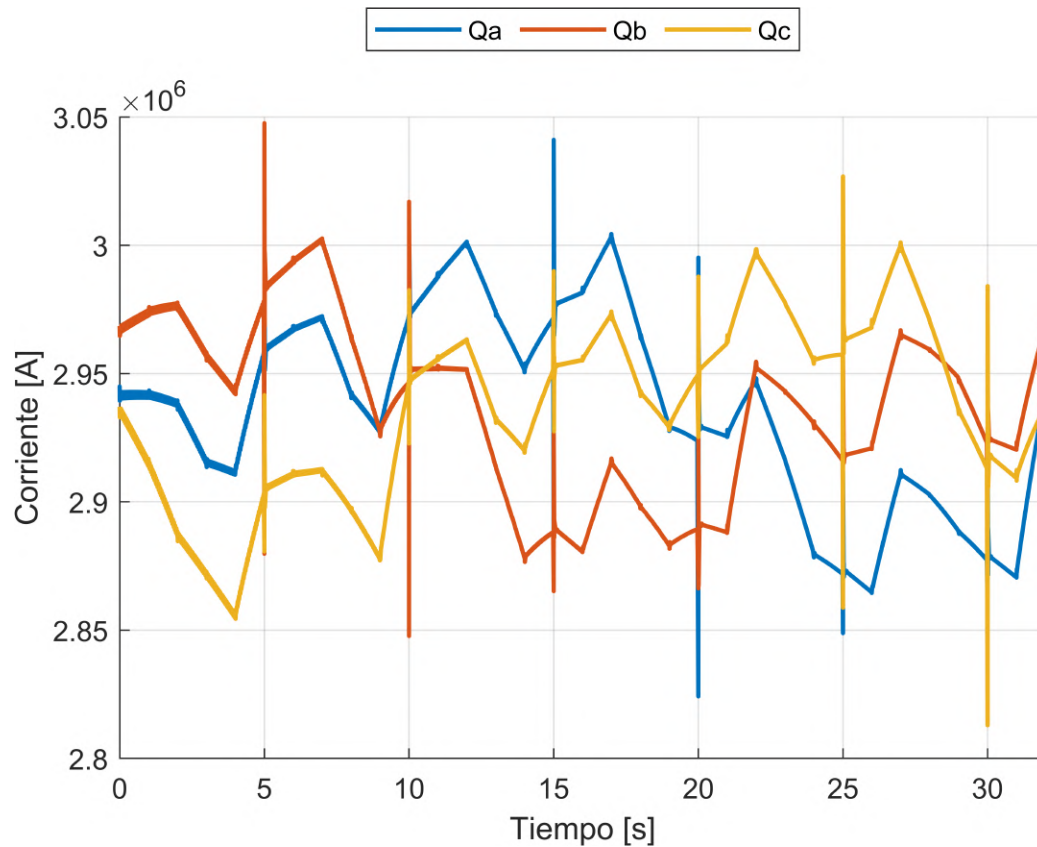


Figura 4.3.3: Potencia reactiva suministrada por bancos de condensadores.

Dado el resultado obtenido, se tiene que existe una mejora en el perfil de tensión de todas las barras que componen el sistema en estudio, sin embargo, se observa una gran variabilidad en la tensión debido a que las cargas operan a través de ciclos de trabajo, lo cual les otorga un dinamismo en el consumo, que se puede apreciar en los efectos de la tensión, además se tiene que a pesar de que los bancos de condensadores tienen un valor fijo de capacitancia, la potencia reactiva que suministran, varía conforme el tiempo, ya que se relacionan cuadráticamente con respecto a la tensión en el punto donde se conectan.

Notar que existirán transientes en la potencia que suministran, esto se debe a que existirá una variación rápida en dichos puntos de la demanda de potencia reactiva en las palas.

Finalmente, la simulación representa uno de los ciclos de trabajo de 32[s] que pueden ocurrir en la operación minera, pero existen casos en que tener un banco de condensadores fijo no resulta una buena opción, uno de esos casos es cuando existe un bajo nivel de demanda debido a mantenimientos al equipamiento o una decisión del equipo de operaciones debido a mal clima o tronaduras, esto puede generar sobre tensiones en las barras debido a una sobre compensación de reactivos. Adicionalmente, una situación donde se aplique una demanda mayor al simulado, puede derivar en el uso no eficiente de los bancos de condensadores y que se genere una alta

regulación de tensión.

4.3.2. Resultados de la simulación con BESS

A continuación se presentan los resultados asociados a la simulación del sistema de distribución incluyendo BESS en las barras 3, 4 y 5.

El voltaje en las barras de la red en pu con aporte del BESS está dado por la Figura 4.3.4.

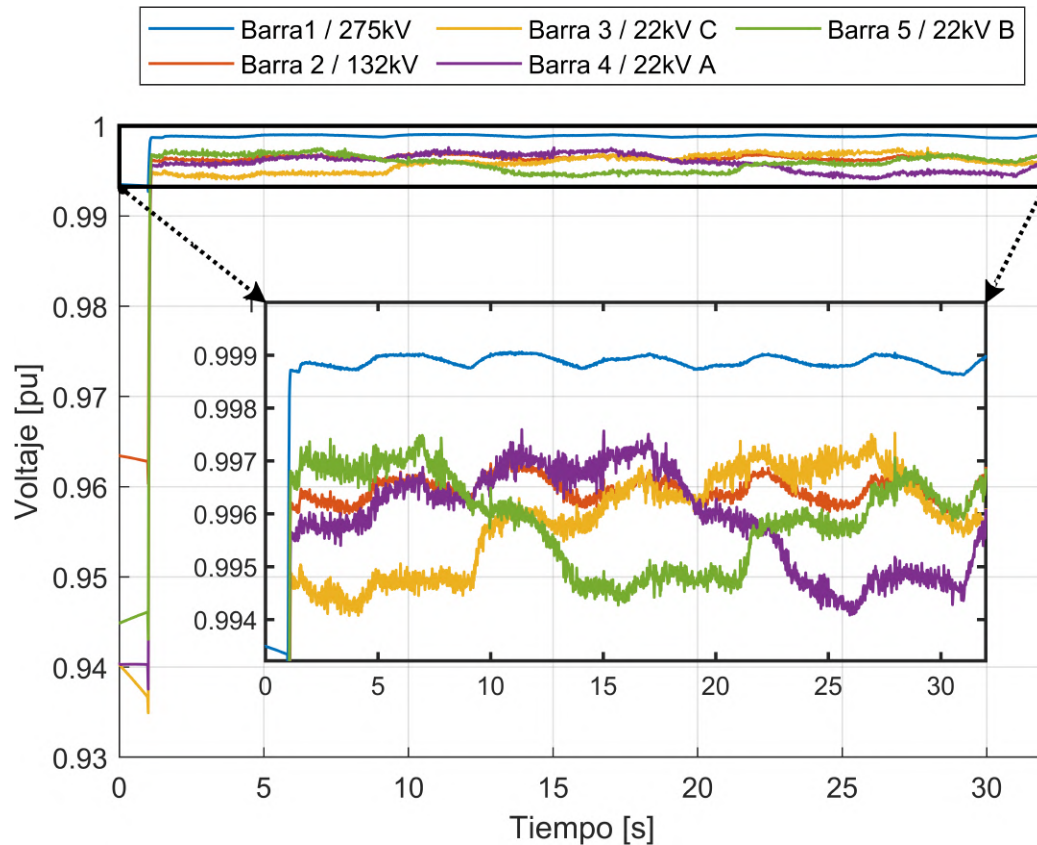


Figura 4.3.4: Voltaje en barras de la red con aporte del BESS.

Entonces, basado en los resultados de la Figura 4.3.4, se pueden obtener los voltajes mínimos y máximos en las barras, que están representados en la Tabla 4.3.2.

Tabla 4.3.2: Caída de tensión máxima y mínima en las barras de la red con aporte del BESS.

Barra	$V_{min}[pu]$	$V_{max}[pu]$
Barra 1 275 kV	0,9986	0,999
Barra 2 132 kV	0,9955	0,997
Barra 3 22 kV	0,9941	0,9975
Barra 4 22 kV	0,9941	0,9976
Barra 5 22 kV	0,9943	0,9975

Por lo tanto, la regulación de tensión está representada por la Figura 4.3.5.

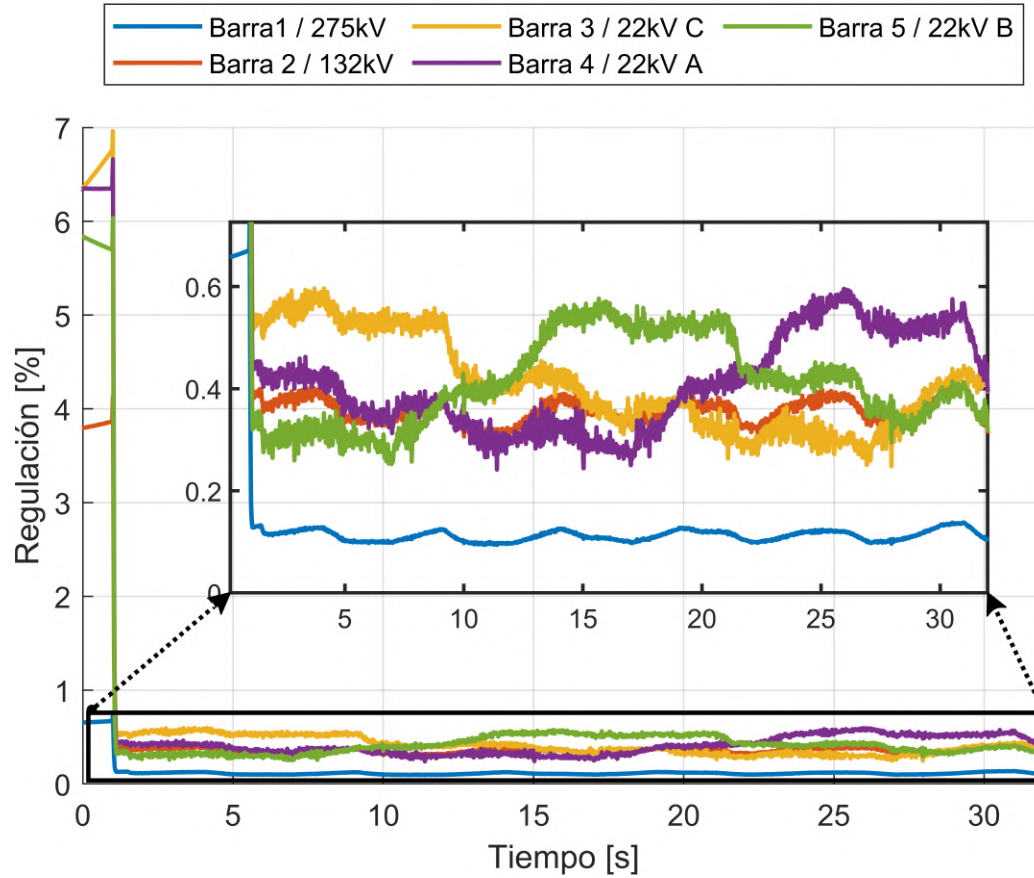


Figura 4.3.5: Regulación de tensión en las barras de la red con BESS.

En la Figura 4.3.6 se muestra la potencia reactiva inyectada por el inversor del BESS, dicha gráfica incluye la potencia reactiva en el PCC filtrada (Q_{pccavg}), la potencia reactiva de referencia (Q_{ref}) y la potencia reactiva que suministran los condensadores del filtro LCL (Q_{filtro}).

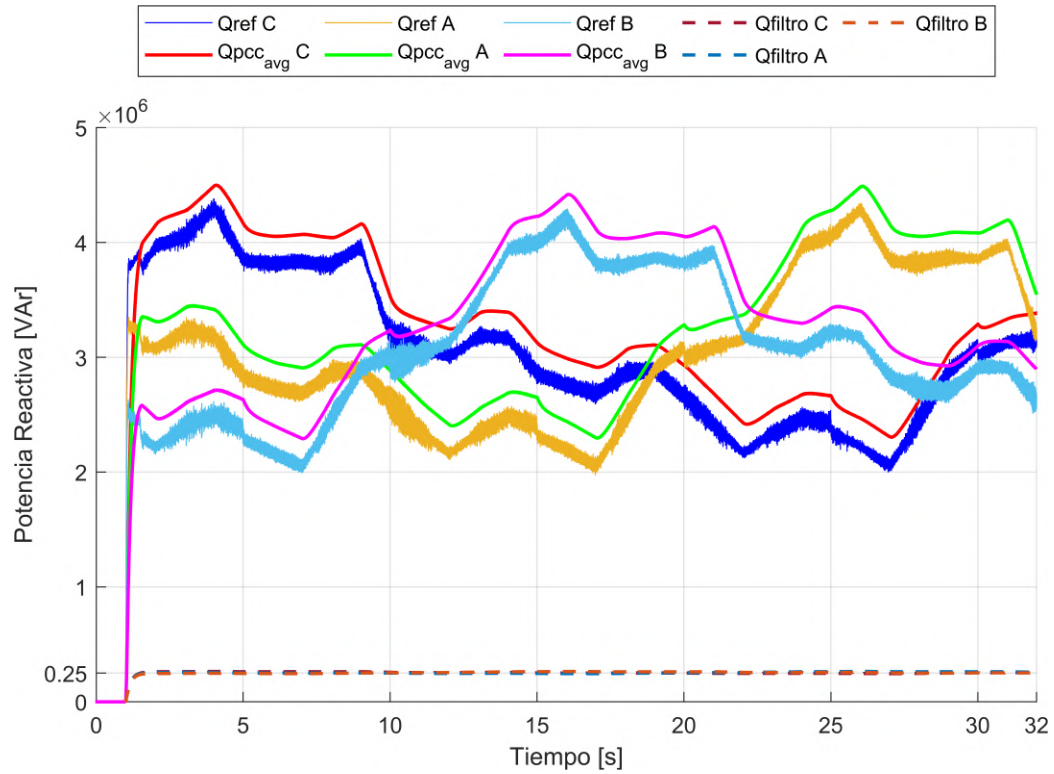


Figura 4.3.6: Potencia reactiva en el PCC filtrada por filtro pasabajos, potencia reactiva de referencia en el BESS y potencia reactiva del condensador en el filtro LCL.

Notar que la potencia reactiva inyectada al PCC es mayor que la potencia reactiva de referencia en el inversor del BESS, esto se debe a que los condensadores asociados al filtro LCL aportan potencia reactiva al PCC, por ende, la suma de las potencias reactivas que aporta el filtro y el inversor del BESS, da como resultado un valor cercano a la potencia que es medida en el PCC, por lo tanto el inversor sigue efectivamente la referencia que es calculada mediante droop de voltaje.

La Figura 4.3.7 representa la frecuencia eléctrica en el PCC y la potencia activa que suministra el BESS al PCC.

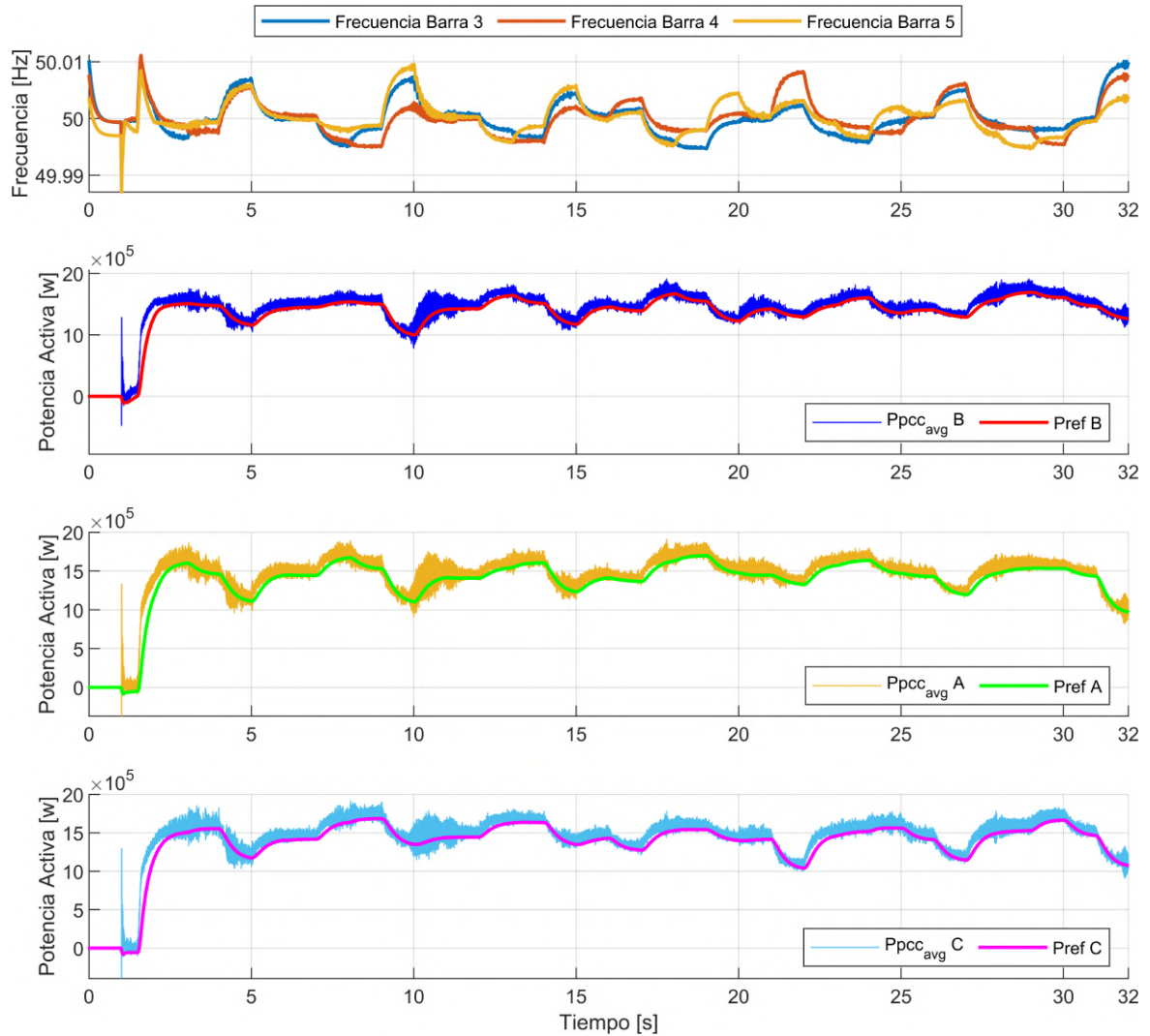


Figura 4.3.7: Frecuencia eléctrica en el PCC, potencia activa en el PCC filtrados por el filtro pasabajos y potencia activa de referencia en el BESS.

La frecuencia eléctrica en el PCC de cada BESS no varía en gran medida debido a que la simulación no contempla la inercia de la red externa, por lo tanto, no se pueden evidenciar los efectos de los desbalances entre generación y demanda, aun así existirá una variación acotada de la frecuencia, la cual es compensada por la inyección de potencia activa por parte del BESS, se puede observar que la potencia medida en el PCC sigue la referencia asociado al droop de frecuencia, al inicio se fijó la potencia que inyecta en $1,5[MVA]$ y se observa que efectivamente el valor se mantiene cercano a dicha potencia de referencia.

La Tabla 4.3.3 representa los valores de THD_v y TDD_i promedio en las barras del sistema de distribución,

Tabla 4.3.3: THD_v y TDD_i promedio en las barras de la red de distribución con aporte del BESS

Barra	THD_v [%]	TDD_i [%]
Barra 1 275 kV	0,073	1,34
Barra 2 132 kV	0,45	1,35
Barra 3 22 kV	0,84	1,62
Barra 4 22 kV	0,84	1,62
Barra 5 22 kV	0,83	1,55

Los valores de THD_v y TDD_i satisfacen los valores recomendados por la norma IEEE std. 519 [29], tales valores de distorsión son generados por la conmutación de los IGBT's y son filtrados mediante el filtro LCL a la salida del inversor del BESS.

4.3.3. Comparación de resultados

En esta sección se presenta la comparación de los resultados obtenidos en la simulación del escenario 1.

La Tabla 4.3.4 represente las regulaciones de tensión promedio asociado a las simulaciones realizadas.

Tabla 4.3.4: Regulación de tensión promedio en las barras del sistema en escenario 1

Barra	Red base	Red con banco de condensadores	Red con BESS
Barra 1 275 kV	0,69 %	0,232 %	0,113 %
Barra 2 132 kV	3,964 %	0,817 %	0,36 %
Barra 3 22 kV	6,418 %	0,991 %	0,416 %
Barra 4 22 kV	6,42 %	0,992 %	0,417 %
Barra 5 22 kV	6,406 %	0,983 %	0,418 %

Al comparar los 3 resultados obtenidos, se tiene que en los casos donde se inyecta potencia reactiva a la red, existirá una menor caída de tensión en las barras y por ende, la red funcionará de manera más eficiente. Los valores de regulación en el caso del aporte de bancos de condensadores y BESS, están dentro de la normativa, sin embargo, existen diferencias notorias en la inyección de reactivos, se puede evidenciar que al ser condensadores con un valor de capacitancia fijo, la tensión tendrá una gran variabilidad con respecto al caso con BESS, entonces resulta poco eficiente intentar mantener el voltaje en las barras con un banco de condensadores fijo, cuando las cargas son de gran potencia dinámicas.

Respecto al BESS, debido a su característica dinámica, puede suministrar potencia reactiva de forma continua ajustándola a los requerimientos de la red, lo cual representa una clara ventaja sobre los bancos de condensadores fijos, además tiene la capacidad de suministrar potencia activa

mediante el control droop de frecuencia o a través de una referencia impuesta por el operador, lo cual también favorece a la regulación de tensión, debido a que por las líneas y transformadores fluirá una potencia activa menor al caso base y por consiguiente, disminuirá la caída de tensión en las líneas y transformadores que componen la red de distribución de la mina.

4.4. Resultados Escenario 2: Evaluación del BESS y red base durante cortocircuito trifásico a tierra

4.4.1. Resultados de la simulación del cortocircuito trifásico a tierra en la red base

A continuación se muestra el resultado de la simulación de un cortocircuito trifásico a tierra en el caso base,

El resultado de los voltajes en la red de distribución está dado por la Figura C3.1, en particular, la zona de interés relativa al rango temporal donde ocurre el cortocircuito es representado por la Figura 4.4.1.

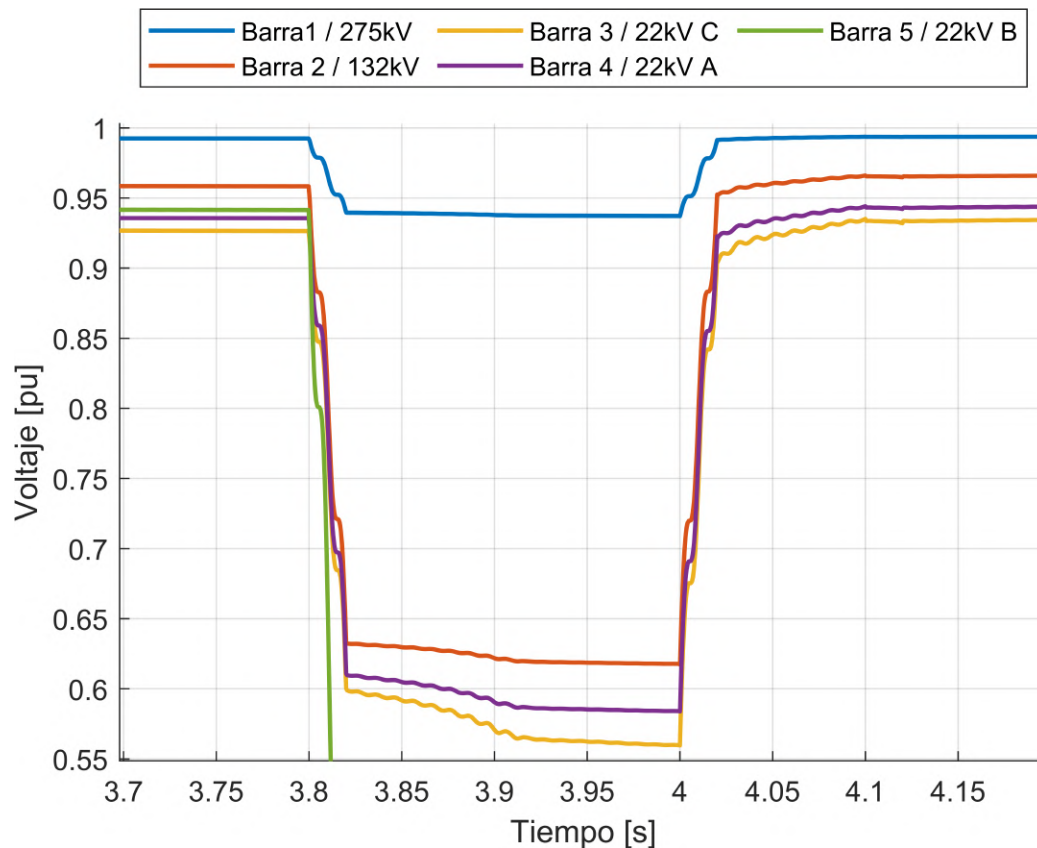


Figura 4.4.1: Zoom del hueco de tensión en barras de la red base.

Entonces, dado el análisis de la zona temporal donde ocurre el cortocircuito, se pueden obtener los valores de voltaje mínimo y máximo que alcanzan las barras de la red representados por los datos de la Tabla 4.4.1.

Tabla 4.4.1: Voltaje mínimo entre 3,8 y 4,2 segundos cortocircuito trifásico a tierra en red base.

Barra	$V_{min} [pu]$
Barra 1 275 kV	0,9372
Barra 2 132 kV	0,6178
Barra 3 22 kV	0,5841
Barra 4 22 kV	0,56

El cortocircuito al ocurrir en la barra 5, provoca una gran caída de tensión en dicho punto y luego del despeje de la falla, el voltaje será de 0 [V] para los elementos aguas abajo de la barra 5, además la red eléctrica se verá afectada por la corriente de cortocircuito que circula y que proviene principalmente de la red externa, debido a que las cargas al ser controladas, poseen una sobrecarga limitada por la electrónica de potencia, por lo tanto no aportan al cortocircuito en gran medida como si lo haría un motor conectado de forma directa.

4.4.2. Resultados de la simulación del cortocircuito trifásico a tierra con BESS

A continuación están los resultados derivados de la simulación del sistema de distribución con inyección de reactivos dinámica mediante el uso de BESS.

La Figura C3.5 representa el comportamiento del voltaje en las barras de la red durante los 32[s] de simulación con aporte del BESS, en particular, la Figura 4.4.2 representa el voltaje en las barras de la red en la zona de interés temporal en el cual ocurre el cortocircuito trifásico a tierra.

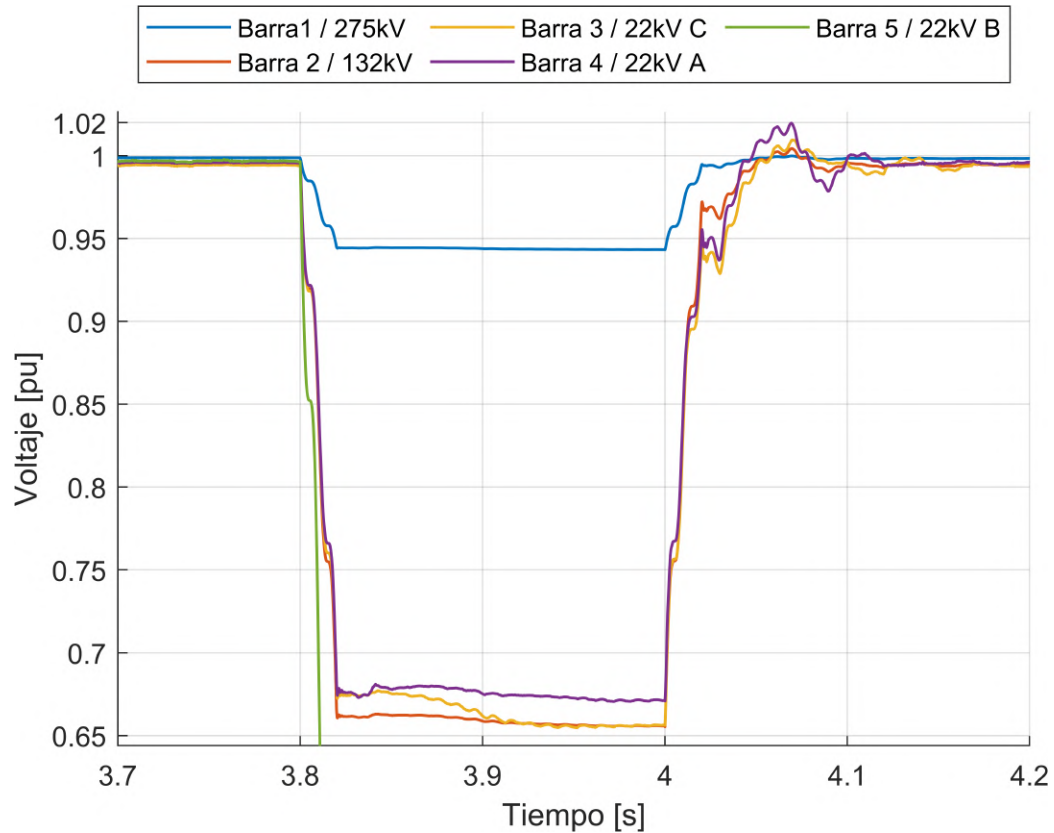


Figura 4.4.2: Zoom del hueco de tensión en barras de la red de distribución con aporte del BESS.

Dado la Figura 4.4.2, los valores de voltaje mínimo y máximo están representados por la Tabla 4.4.2.

Tabla 4.4.2: Voltaje mínimo y máximo entre 3,8 y 4,2 segundos con aporte del BESS.

Barra	V_{min} [pu]	V_{max} [pu]
Barra 1 275 kV	0,9433	0,9998
Barra 2 132 kV	0,6554	1,004
Barra 3 22 kV	0,6545	1,008
Barra 4 22 kV	0,67	1,018

Al despejar la falla en la barra 5, el BESS conectado a dicha barra se desconecta por efecto de sus protecciones internas.

Durante el cortocircuito, los BESS en la barra 3 y 4 se mantendrán conectados e inyectando potencia a la red según el límite impuesto por el control para evitar daños a la electrónica de potencia, además notar que después de despejada la falla, existirá una sobretensión momentánea debido al retardo impuesto por el control, en específico, dicha sobretensión estará representado por la potencia reactiva en la Figura 4.4.3, la cual transcurrido el retardo, se normalizará.

La potencia reactiva proporcionada por el BESS durante el cortocircuito trifásico a tierra está dada por la Figura 4.4.3.

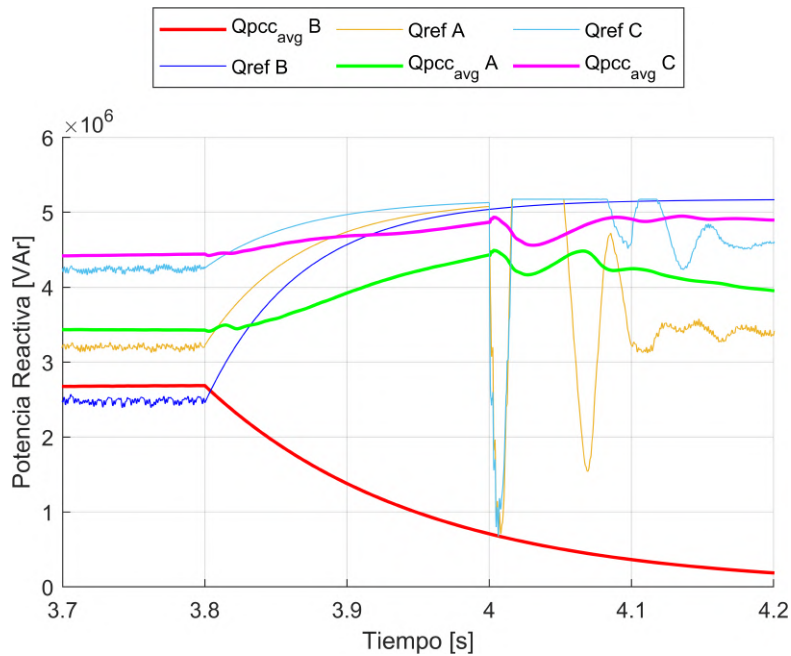


Figura 4.4.3: Zoom de la potencia reactiva durante el cortocircuito trifásico a tierra con aporte del BESS.

Se puede observar en la Figura 4.4.3 que cuando ocurre el cortocircuito en $t = 3,8[s]$, la potencia reactiva aumentará hasta llegar a su límite de $1,15 \cdot S_{nom}$, además se tiene que dicho aumento no es instantáneo debido al retardo impuesto por el filtro pasa bajo, el cual ha sido limitado de igual forma en su entrada, para evitar un retardo mayor debido al crecimiento indefinido de la potencia de referencia sin la capacidad del inversor para seguir la referencia.

Luego, la frecuencia en el PCC de cada BESS y la potencia activa que suministran durante el cortocircuito está representado por la Figura 4.4.4.

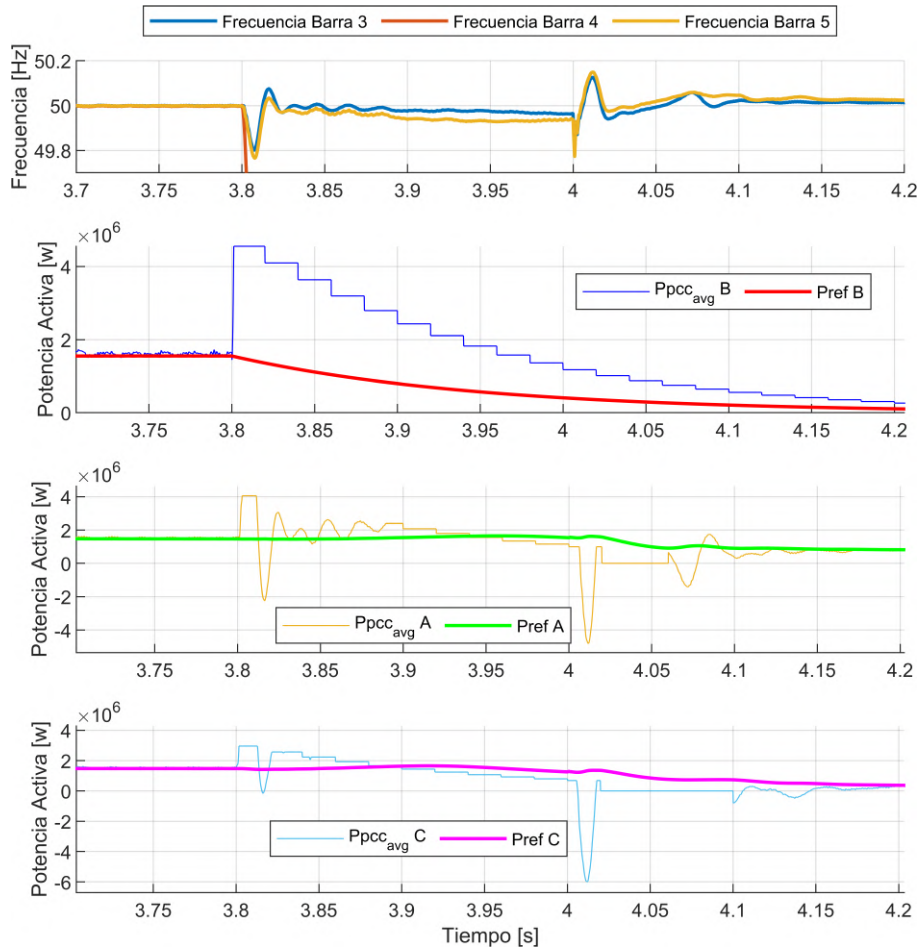


Figura 4.4.4: Zoom de la frecuencia y potencia activa durante el cortocircuito trifásico a tierra con aporte del BESS.

Durante el cortocircuito, la frecuencia eléctrica disminuirá, por lo tanto el inversor suministrará potencia activa según el droop de frecuencia, aparentemente la potencia activa medida no sigue la referencia, pero esto se debe al filtrado de la potencia medida en el PCC, dado que se trata de una perturbación rápida, el retardo del filtro afecta al resultado, sin embargo, la potencia medida sin filtrar sigue efectivamente la referencia, notar además que la referencia a medida que transcurre el cortocircuito va siendo limitada por el aumento de la potencia reactiva, lo cual hace que en algunas zonas llegue a 0, a pesar de que debería ser el valor máximo dado la gran caída en la frecuencia, lo cual valida el enfoque en la limitación de corriente implementado.

Por último, la gráfica de potencia del BESS conectado a la barra donde ocurre el cortocircuito, son valores calculados, por ende el retardo en el filtro pasa bajos, genera que la potencia medida filtrada no caiga inmediatamente a 0, de igual manera la potencia de referencia disminuirá debido a que está limitado por la referencia de potencia reactiva y como se puede apreciar en la Figura 4.4.3, la potencia reactiva de referencia crece hasta su límite debido a que el voltaje en el

PCC es 0, está situación valida la limitación de corriente implementada, ya que también existirá una frecuencia 0 en el PCC y por ende la potencia activa de referencia debería ser la máxima, pero dado el enfoque implementado donde se prioriza la potencia reactiva, la potencia activa de referencia converge a 0.

Capítulo 5

Conclusión

5.1. Sumario

En este trabajo, se abordó la modelación de una red de distribución eléctrica de una mina a cielo abierto a partir de un conjunto de datos reales. Se revisaron conceptos necesarios para el entendimiento del trabajo, relacionados con microrredes, inversores y las estrategias de control disponibles. Una vez realizados los cálculos de los componentes que forman parte de la red, se procedió con la elaboración de la red en el software PLECS, el cual se mostró en el capítulo 3 mediante la explicación de los escenarios a evaluar.

Dado lo anterior, se procedió con la simulación de los escenarios expuestos, realizando mediciones en distintos puntos de la red de corriente, voltaje, frecuencia, potencia, señales de control y distorsión armónica, para posteriormente realizar los análisis y comparaciones requeridos.

Además, se mencionaron las ventajas y desventajas que poseen la utilización de los bancos de condensadores y BESS en los escenarios propuestos, basados en las demás mediciones realizadas. También se proporcionaron datos complementarios que ayudan a entender de forma integral los escenarios.

5.2. Discusión y Conclusiones

Se realizó un análisis de una red de distribución eléctrica de una mina a cielo abierto, la cual presenta problemas típicos de calidad de suministro, específicamente en la regulación de tensión, problemas que son causados por sus cargas dinámicas de alta potencia, como las palas y perforadoras mineras. Estos problemas de calidad de suministro afectan directamente a las cargas y a las barras que componen el sistema. Si bien, en esta MdT no se simulan barras asociadas a

otras zonas de operación, como molienda, refinación u oficinas, el impacto puede ser significativo.

Dada la naturaleza dinámica de las cargas y la operación ininterrumpida de la minería, se necesitan soluciones que se adapten a este entorno. Aunque la utilización de bancos de condensadores es una opción bien estudiada y fiable para corregir el factor de potencia; y reducir la regulación de tensión en el punto de conexión, su valor fijo puede resultar ineficiente. Actualmente, existen equipos como los VSC o STATCOM que pueden suministrar potencia reactiva de forma dinámica.

A pesar de que, si se compara la utilización de un BESS y un VSC o STATCOM, los resultados en la regulación de tensión pueden ser similares, las proyecciones de las mineras en el ámbito de la descarbonización y gestión energética, benefician a la opción de usar un BESS, ya que facilitaría la integración de recursos energéticos que componen la microrred y por ende, se alinea con las expectativas futuras. Además, la capacidad de suministrar potencia activa representa una ventaja comparativa importante y su control puede ayudar también en el ámbito de la regulación de tensión, control de frecuencia y recorte de picos de demanda.

Se demostró que el BESS es una alternativa mejor para la regulación de tensión que los bancos de condensadores fijos, ya que mantienen el nivel de tensión estable ante los consumos dinámicos de las cargas, además cuentan con la capacidad de inyectar potencia activa para satisfacer aumentos en la demanda y reducir la caída de tensión. Se abordó también la participación del BESS en el control de la frecuencia, pero debido a que su capacidad es acotada a la operación de las cargas, no influye significativamente en el control de la frecuencia, además que su efecto no se puede evaluar completamente, debido a que no se toma en cuenta la inercia de la red externa.

El diseño del filtro LCL resultó ser eficaz, ya que, en el punto de conexión con la red externa, se midieron valores de $THD_v = 0,073\%$ y $TDD_i = 1,34\%$ promedio durante el ciclo de trabajo, distorsiones que están dentro de la norma.

Además, respecto al escenario durante un cortocircuito trifásico a tierra, las evaluaciones no contemplaron a los bancos de condensadores, ya que su capacidad de inyección de potencia reactiva es cuadráticamente dependiente del voltaje en el punto de conexión, por lo tanto, no afectaría en gran medida a dicho escenario. Al contrario, el BESS puede continuar suministrando potencia durante el cortocircuito y ayudar a la estabilización del sistema después de despejado el cortocircuito.

Adicionalmente, la limitación de la corriente resulta esencial para un correcto funcionamiento del BESS. Se optó por un enfoque simple basado en la priorización de la inyección de la potencia reactiva, limitando la potencia activa en base a la referencia de potencia reactiva, por otro lado, en base a las simulaciones preliminares, se evidenciaron problemas de windup en específico para el escenario de cortocircuito. Se comprobó que dicho problema era causado por los filtros

pasabajos, que en situaciones como un cortocircuito, el valor de entrada crecía indefinidamente, generando retardos en la salida cuando la falla era despejada.

Por último, respecto a PLECS, resultó ser un software apropiado para los escenarios propuestos, sin embargo, la simulación de la inercia de la red externa requiere de un desarrollo más extenso que excede los límites de esta memoria de título, además, existen complicaciones para simular un cortocircuito trifásico, ya que la conexión intempestiva de las tres fases provoca interrupciones de la simulación.

5.3. Trabajo futuro

- Evaluación de un BESS de gran capacidad operando como virtual synchronous machine (VSM) y analizar sus impactos en la estabilidad de la red del norte grande de Chile.
- Realizar una evaluación económica de la incorporación de generación renovable en cercanías de la operación minera incluyendo almacenamiento.
- Identificar los potenciales beneficios que tendría un transportable battery energy storage (TBESS) en aplicaciones industriales y realizar simulaciones para comprobar los beneficios.
- Realizar un estudio de la localización óptima de un BESS utilizando algoritmos de enjambre considerando la topología de las redes eléctricas en minería.
- Realizar un estudio de la implementación de una microrred con control de voltaje y frecuencia, además de peak shaving en minería.

Bibliografía

- [1] S. Miyanaga, “Achieving net-zero emissions by 2050 will rest on these 3 pillars,” 2020. [Online]. Available: <https://www.weforum.org/agenda/2020/01/whether-we-achieve-zero-emissions-rests-on-these-3-pillars/>
- [2] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodriguez, “Control of power converters in ac microgrids,” *IEEE transactions on power electronics*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [3] A. Momesso, P. Barra, P. Barbalho, E. Asada, D. Coury, J. Vieira, M. Oleskovicz, and M. Biczkowski, “Impact analysis of a transportable bess on the short-circuit behavior in a distribution system,” in *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2020, pp. 1–5, doi: 10.1109/PESGM41954.2020.9281481.
- [4] L. Xavier, W. Amorim, A. Cupertino, V. Mendes, W. do Boaventura, and H. Pereira, “Power converters for battery energy storage systems connected to medium voltage systems: a comprehensive review,” *BMC Energy*, vol. 1, pp. 1–15, 2019, doi: 10.1186/s42500-019-0006-5.
- [5] J. S. Gómez, J. Rodriguez, C. Garcia, L. Tarisciotti, F. Flores-Bahamonde, J. Pereda, F. Nuñez, A. Z. Cipriano, and J. C. Salas, “An overview of microgrids challenges in the mining industry,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 191 378–191 393, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3032281.
- [6] A. Alvarez, “Study of a current limitation strategy for grid-forming inverters in case of short-circuit faults,” Master’s thesis, Universitat Politècnica de Catalunya, 2022. [Online]. Available: <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/383399>
- [7] L. Morán, D. Sbarbaro, F. Ortega, and J. Espinoza, “Electrical energy consumption characterization of open-pit mining and mineral processing operations towards the use of renewable energy sources,” in *2019 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting. IEEE*, 2019, pp. 1–6, doi: 10.1109/IAS.2019.8911978.
- [8] E. Velilla, “Análisis de alternativas de regulación de voltaje en una red de distribución de una mina a rajo abierto,” 2022.
- [9] L. C. Hau, Y. S. Lim, and K. H. Chua, “Active control strategy of energy storage system for reducing maximum demand charges under limited storage capacity,” *Journal of Energy Engineering*, vol. 143, no. 4, p. 04017010, 2017, doi: 10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000440.
- [10] B. Singh and Z. Hussain, “Application of battery energy storage system (bess) in voltage control and damping of power oscillations,” in *2010 5th International*

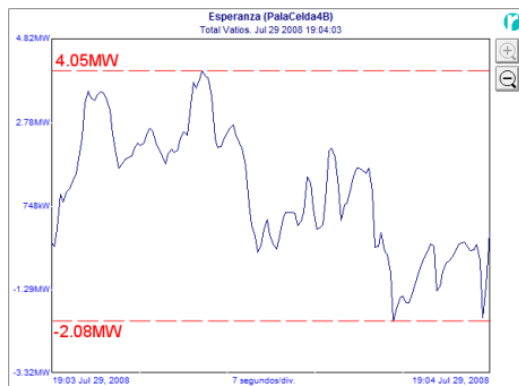
- Conference on Industrial and Information Systems.* IEEE, 2010, pp. 514–519, doi: 10.1109/ICIINFS.2010.5578649.
- [11] S. F. Zarei, M. A. Ghasemi, and S. Khankalantary, “Current limiting strategy for grid-connected inverters under asymmetrical short circuit faults,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 131, p. 107020, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107020.
- [12] Y.-S. Kim, E.-S. Kim, and S.-I. Moon, “Frequency and voltage control strategy of standalone microgrids with high penetration of intermittent renewable generation systems,” *IEEE Transactions on Power systems*, vol. 31, no. 1, pp. 718–728, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2407392.
- [13] M. Mañana, *Convertidores electrónicos de potencia*, Universidad de Cantabria, 2011. [Online]. Available: <https://ocw.unican.es/pluginfile.php/2264/course/section/2183/convertidores.pdf>
- [14] C. Montero, “Control predictivo con horizonte variable para convertidores de potencia,” 2011. [Online]. Available: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/70261>
- [15] B. Hartono, Y. Budiyanto, and R. Setiabudy, “Review of microgrid technology,” in *2013 international conference on QiR*. IEEE, 2013, pp. 127–132, doi: 10.1109/QiR.2013.6632550.
- [16] D. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. Etemadi, C. Cañizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke *et al.*, “Trends in microgrid control,” *IEEE Transactions on smart grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2295514.
- [17] D. Yamashita, I. Vechiu, and J.-P. Gaubert, “A review of hierarchical control for building microgrids,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 118, p. 109523, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109523.
- [18] F. García, “Advanced control of renewable energy microgrids with hybrid energy storage system,” 2015. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/11441/32946>
- [19] U. Markovic, “Towards reliable operation of converter-dominated power systems: Dynamics, optimization and control,” Ph.D. dissertation, ETH Zurich, 2020, doi: 10.3929/ethz-b-000432013.
- [20] X. Gao, Z. Dao, A. Anvari-Moghaddam, and F. Blaabjerg, “Grid-following and grid-forming control in power electronic based power systems: A comparative study,” *IECON 2021 – 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 1–6, 2021, doi: 10.1109/IECON48115.2021.9589432.
- [21] B. Vega, “Estrategias y modos de control de convertidores para la regulación de frecuencia en sistemas de potencia sin inercia,” 2021. [Online]. Available: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/181886>
- [22] F. Bugueño, “Modelos reducidos y agregados de inversores para su uso en simulaciones de sistemas eléctricos de potencia,” 2023. [Online]. Available: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/193420>

- [23] J. J. Marulanda Durango, A. Escobar Mejía, and A. Alzate Gómez, “Estudio comparativo de cinco estrategias de compensación de armónicos en filtros activos de potencia,” *Tecnura*, vol. 21, no. 52, pp. 15–31, 2017, doi: 10.14483/udistrital.jour.tecnura.2017.2.a01.
- [24] M. Dursun and M. K. DÖŞOĞLU, “Lcl filter design for grid connected three-phase inverter,” in *2018 2nd International Symposium on Multidisciplinary Studies and Innovative Technologies (ISMSIT)*. IEEE, 2018, pp. 1–4, doi: 10.1109/ISMSIT.2018.8567054.
- [25] J. Mitali, S. Dhinakaran, and A. Mohamad, “Energy storage systems: A review,” *Energy Storage and Saving*, 2022, doi: 10.1016/j.enss.2022.07.002.
- [26] J. Johnson, J. Hoaglund, R. Trevizan, T. A. Nguyen *et al.*, “Physical security and cybersecurity of energy storage systems,” *US DOE Energy Storage Handbook; Sandia National Laboratories: Albuquerque, NM, USA*, 2020. [Online]. Available: https://www.sandia.gov/app/uploads/sites/163/2021/09/ESHB_Ch18_Physical-Security_Johnson.pdf
- [27] D. Bhowmick, M. Manna, and S. K. Chowdhury, “Estimation of equivalent circuit parameters of transformer and induction motor using pso,” in *2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*. IEEE, 2016, pp. 1–6, doi: 10.1109/PEDES.2016.7914531.
- [28] “Ieee recommended practice for electric power distribution for industrial plants,” *IEEE Std 141-1993*, pp. 1–768, 1994, doi: 10.1109/IEEESTD.1994.121642.
- [29] “Ieee recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems,” *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*, pp. 1–29, 2014, doi: 10.1109/IEEESTD.2014.6826459.

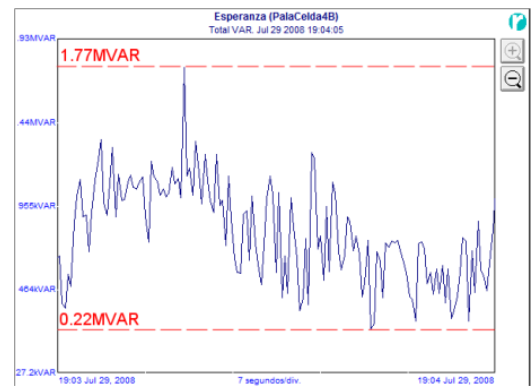
Apéndice A

Datos sistema en estudio

A1. Ciclo de trabajo de pala y perforadora



(a) Registro de demanda de potencia activa



(b) Registro de demanda de potencia reactiva

Figura A1.1: Ciclo de trabajo real pala P&H 4100 xpc.

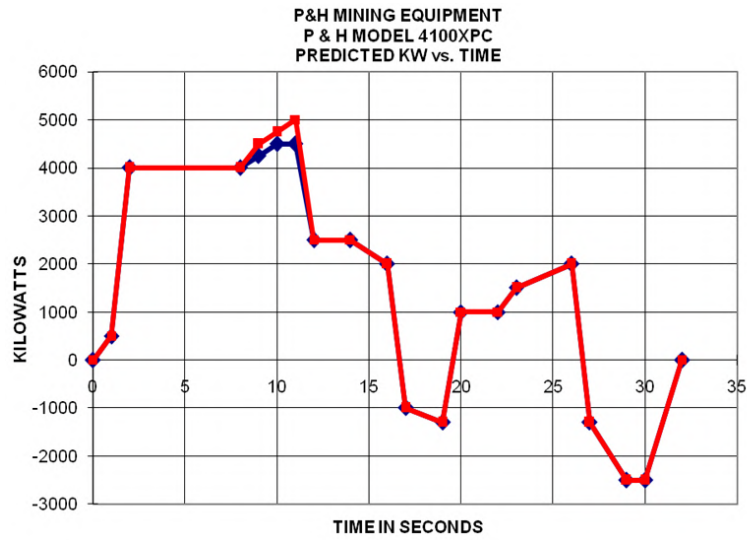
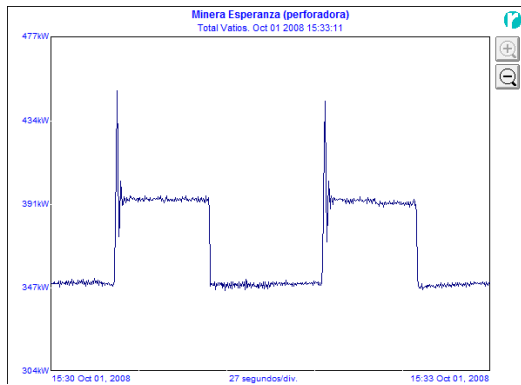
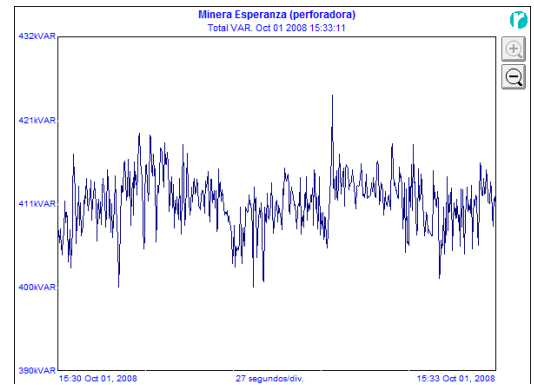


Figura A1.2: Predicción de demanda de potencia activa durante un ciclo de trabajo para pala P&H 4100 xpc.



(a) Registro de demanda de potencia activa.



(b) Registro de demanda de potencia reactiva.

Figura A1.3: Ciclo de trabajo real perforadora.

Apéndice B

Memoria de cálculo

B1. Impedancia de la red externa

```
Scoci:=1929200000
XRred:=15

Zred_pu:= $\frac{Sb}{Scoci}$ =0.052

Zred_pu:= $\sqrt{R_{red\_pu}^2 + (XR_{red} \cdot R_{red\_pu})^2}$  - Zred_pu  $\xrightarrow[\text{float, 4}]{\text{solve, } R_{red\_pu}}$   $\begin{bmatrix} 0.003448 \\ -0.003448 \end{bmatrix}$ 

Zred_ohm:= $(Z_{red\_pu}(0) + \sqrt{-1} \cdot 15 \cdot Z_{red\_pu}(0)) \cdot Zb1$ =2.608+39.113i

Rred_ohm:=Re(Zred_ohm)=2.608      Lred_H:= $\frac{\text{Im}(Z_{red\_ohm})}{2 \cdot \text{pi} \cdot 50}$ =0.125
```

Figura B1.1: Cálculo de la impedancia de la red externa.

B2. Impedancia transformadores

$$\begin{aligned}
 ST1 &:= 50 \cdot 10^6 \\
 ZT1 &:= 0.1 \\
 XRT1 &:= 30 \\
 Vp1 &:= 275000 \\
 Vs1 &:= 132000 \\
 pi &:= 3.1415926 \\
 \\
 Sb &:= 100 \cdot 10^6 \\
 \\
 Zb1 &:= \frac{Vp1^2}{Sb} = 756.25 \\
 \\
 ZT1_{sist} &:= ZT1 \cdot \frac{Sb}{ST1} = 0.2 \\
 \\
 ZT1_{ref} &:= \sqrt{xk^2 + (XRT1 \cdot xk)^2} - ZT1_{sist} \xrightarrow{\text{solve, } xk} \begin{bmatrix} 0.006662966046527695619 \\ -0.006662966046527695619 \end{bmatrix} \\
 \\
 RT1 &:= ZT1_{ref}(0) = 0.006663 \\
 \\
 XT1 &:= ZT1_{ref}(0) \cdot 40 = 0.266519 & XT1_{ohm} &:= XT1 \cdot Zb1 = 201.554723 \\
 \\
 RT1_{ohm} &:= RT1 \cdot Zb1 = 5.038868 & LT1_h &:= \frac{XT1_{ohm}}{2 \cdot pi \cdot 50} = 0.641569 \\
 \\
 RT1_{ohm_{primario}} &:= \frac{RT1_{ohm}}{2} = 2.519 & LT1_{h_{primario}} &:= \frac{LT1_h}{2} = 0.321 \\
 \\
 RT1_{ohm_{secundario}} &:= \frac{RT1_{ohm}}{2 \cdot n^2} = 0.58 & LT1_{h_{secundario}} &:= \frac{LT1_h}{2 \cdot n^2} = 0.074
 \end{aligned}$$

Figura B2.1: Cálculo de la impedancia del transformador T1.

$$\begin{aligned}
ST2 &:= 10 \cdot 10^6 & Vp2 &:= 132000 \\
XRT2 &:= 17 & Vs2 &:= 22000 \\
ZT2 &:= 0.06 & n2 &:= \frac{Vp2}{Vs2} = 6 \\
Zb2 &:= \frac{Vp2^2}{Sb} = 174.24 \\
ZT2_{sist} &:= ZT2 \cdot \frac{Sb}{ST2} = 0.6 \\
ZT2_{ref} &:= \sqrt{y^2 + (XRT2 \cdot y)^2} - ZT2_{sist} \xrightarrow[\text{float, 4}]{\text{solve, y}} \begin{bmatrix} 0.03523 \\ -0.03523 \end{bmatrix} \\
RT2 &:= ZT2_{ref}(0) = 0.03523 \\
XT2 &:= RT2 \cdot XRT2 = 0.59891 & XT2_{ohm} &:= XT2 \cdot Zb2 = 104.354078 \\
RT2_{ohm} &:= RT2 \cdot Zb2 = 6.138475 & LT2_h &:= \frac{XT2_{ohm}}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 0.332169 \\
RT2_{ohm_{primario}} &:= \frac{RT2_{ohm}}{2} = 3.0692 & LT2_{h_{primario}} &:= \frac{LT2_h}{2} = 1.6608 \cdot 10^{-1} \\
RT2_{ohm_{secundario}} &:= \frac{RT2_{ohm}}{2 \cdot n2^2} = 0.0853 & LT2_{h_{secundario}} &:= \frac{LT2_h}{2 \cdot n2^2} = 4.6135 \cdot 10^{-3}
\end{aligned}$$

Figura B2.2: Cálculo de la impedancia del transformador T2.

$$\begin{aligned}
ST3 &:= 5 \cdot 10^6 & Vp3 &:= 22000 \\
XRT3 &:= 12 & Vs3 &:= 2100 \\
ZT3 &:= 0.08 & n3 &:= \frac{Vp3}{Vs3} = 10.476 \\
Zb3 &:= \frac{Vp3^2}{Sb} = 4.84 \\
ZT3_{sist} &:= ZT3 \cdot \frac{Sb}{ST3} = 1.6 \\
ZT3_{ref} &:= \sqrt{z^2 + (XRT3 \cdot z)^2} - ZT3_{sist} \xrightarrow[\text{float, 4}]{\text{solve, z}} \begin{bmatrix} 0.1329 \\ -0.1329 \end{bmatrix} \\
RT3 &:= ZT3_{ref}(0) = 0.1329 \\
XT3 &:= RT3 \cdot XRT3 = 1.5948 & XT3_{ohm} &:= XT3 \cdot Zb3 = 7.7188 \\
RT3_{ohm} &:= RT3 \cdot Zb3 = 0.6432 & LT3_h &:= \frac{XT3_{ohm}}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 0.0246 \\
RT3_{ohm_{primario}} &:= \frac{RT3_{ohm}}{2} = 0.3216 & LT3_{h_{primario}} &:= \frac{LT3_h}{2} = 0.0123 \\
RT3_{ohm_{secundario}} &:= \frac{RT3_{ohm}}{2 \cdot n3^2} = 0.0029 & LT3_{h_{secundario}} &:= \frac{LT3_h}{2 \cdot n3^2} = 0.0001
\end{aligned}$$

Figura B2.3: Cálculo de la impedancia del transformador del BESS.

B3. Filtro LCL

$$\begin{aligned}
 \pi &:= 3.14159265 & S_n &:= 4.5 \cdot 10^6 & E_n &:= 2100 & U_{dc} &:= 3.5 \cdot E_n = 7.35 \cdot 10^3 \\
 f_{sw} &:= 5000 & f_n &:= 50 & \omega_n &:= 2 \cdot \pi \cdot f_n = 314.159 \\
 P_b &:= \frac{S_n}{3} = 1.5 \cdot 10^6 \\
 V_b &:= \frac{E_n}{\sqrt{3}} = 1.212 \cdot 10^3 \\
 I_b &:= \frac{P_b}{V_b} = 1.237 \cdot 10^3 \\
 Z_b &:= \frac{V_b}{I_b} = 0.98 \\
 C_b &:= \frac{1}{\omega_n \cdot Z_b} = 3.248 \cdot 10^{-3} \\
 i_{Lripple} &:= I_b \cdot 0.06 = 74.231 \\
 L_1 &:= \frac{U_{dc}}{6 \cdot f_{sw} \cdot i_{Lripple}} = 3.301 \cdot 10^{-3} \\
 C_f &:= 0.05 \cdot C_b = 1.624 \cdot 10^{-4} \\
 k_a &:= 0.2 \\
 L_2 &:= \frac{\sqrt{\frac{1}{k_a^2} + 1}}{C_f \cdot (2 \cdot \pi \cdot f_{sw})^2} = 3.743 \cdot 10^{-5} \\
 \omega_{res} &:= \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 \cdot L_2 \cdot C_f}} = 1.29 \cdot 10^4 \\
 f_{res} &:= \frac{\omega_{res}}{2 \cdot \pi} = 2.053 \cdot 10^3 \\
 R_f &:= \frac{1}{3 \cdot C_f \cdot \omega_{res}} = 0.159
 \end{aligned}$$

Figura B3.1: Cálculo de impedancia del filtro LCL.

B4. Coeficientes K_i y K_p de los PI del lazo de corriente

$$\zeta := 0.707$$

$$wnat := 300$$

$$K_i := L1 \cdot wnat^2 = 297.047$$

$$K_p := 2 \cdot \zeta \cdot wnat \cdot L1 = 1.4$$

Figura B4.1: Cálculo de las constantes integral y proporcional de los PI del lazo de corriente.

Apéndice C

Parámetros del sistema empleado

C1. Parámetros de líneas de transmisión

Tabla C1.1: Parámetros línea de transmisión

Línea	Resistencia [Ω]	Inductancia [H]	Capacitancia [F]
L1	0,15	0,002	$14,7974 \cdot 10^{-12}$
L2	0,15	0,002	$14,7974 \cdot 10^{-12}$
L3	0,15	0,002	$14,7974 \cdot 10^{-12}$
L4	1,038	$9,262882 \cdot 10^{-4}$	$0,1 \cdot 10^{-6}$
L5	1,038	$9,262882 \cdot 10^{-4}$	$0,1 \cdot 10^{-6}$
L6	1,038	$9,262882 \cdot 10^{-4}$	$0,1 \cdot 10^{-6}$
L7	1,038	$9,262882 \cdot 10^{-4}$	$0,1 \cdot 10^{-6}$
L8	0,046	$4,385 \cdot 10^{-4}$	$0,1 \cdot 10^{-6}$
L9	1,038	$9,262882 \cdot 10^{-4}$	$0,1 \cdot 10^{-6}$

C2. Parámetros de transformadores

Tabla C2.1: Parámetros transformadores

Transformador	Potencia [MVA]	Z [%]	X/R	R_{prim} [Ω]	R_{sec} [Ω]	L_{prim} [H]	L_{sec} [H]
T1	50	10	30	2,519	0,58	0,321	0,074
T2	10	6	17	3,0692	0,0853	0,166	0,00461
T3	10	6	17	3,0692	0,0853	0,166	0,00461
T4	10	6	17	3,0692	0,0853	0,166	0,00461
T _{BESS}	5	8	12	0,3216	0,029	0,0123	$1,1193 \cdot 10^{-4}$

C3. Parámetros de red externa

Tabla C3.1: Parámetros red externa

Parámetro	Valor
S_{coci}	1929,2 [MVA]
X/R_{red}	15
Z_{redpu}	0,052 [pu]
R_{red}	2,608 [Ω]
L_{red}	0,125 [H]

C4. Parámetros banco de condensadores

Tabla C4.1: Parámetros banco de condensadores

Parámetro	Valor
Voltaje de línea	22000 [V]
Capacitancia	$6,5768 \cdot 10^{-6}$ [F]
Tipo de conexión	Delta
Q_{nom}	3 [MVA]

C5. Parámetros BESS

Tabla C5.1: Parámetros del inversor

Parámetro	Valor
V_{dc}	7350 [V_{dc}]
V_{acL}	2100 [V_{ac}]
f_{sw}	5 [kHz]
Transformador	2,1/22 [kV] 5 [MVA]
S_{nom}	4,5 [MVA]
S_{max}	5,175 [MVA]

Tabla C5.2: Parámetros del control del inversor

	Parámetro	Valor
Filtro pasa bajo	ω_c Potencia Activa	7
	ω_c Potencia Reactiva	15
Control droop	Coefficiente droop V-Q	$-2,444 \cdot 10^{-5}$
	Coefficiente droop f-P	$1,25 \cdot 10^{-7}$
Control de Corriente	Ganancia proporcional k_p	1,4
	Ganancia integral k_i	297,047

Tabla C5.3: Parámetros del filtro LCL

Parámetro	Valor
L_1	$3,301 \cdot 10^{-3}$ [H]
L_2	$3,743 \cdot 10^{-5}$ [H]
C_f	$1,624 \cdot 10^{-4}$ [F]
R_f	0,159 [Ω]
f_{res}	2053 [Hz]

Apéndice D

Gráficas adicionales

C1. Resultados de simulación red base

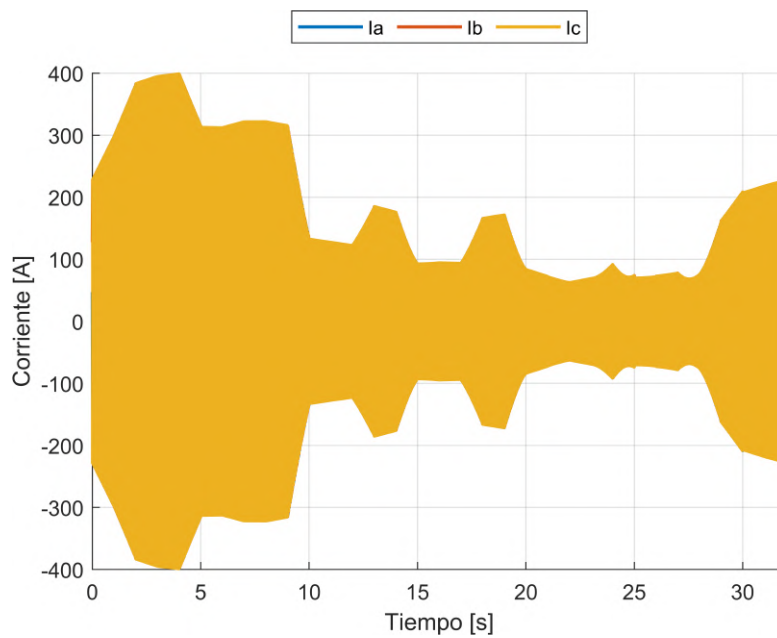


Figura C1.1: Corriente en la barra 3 red base.

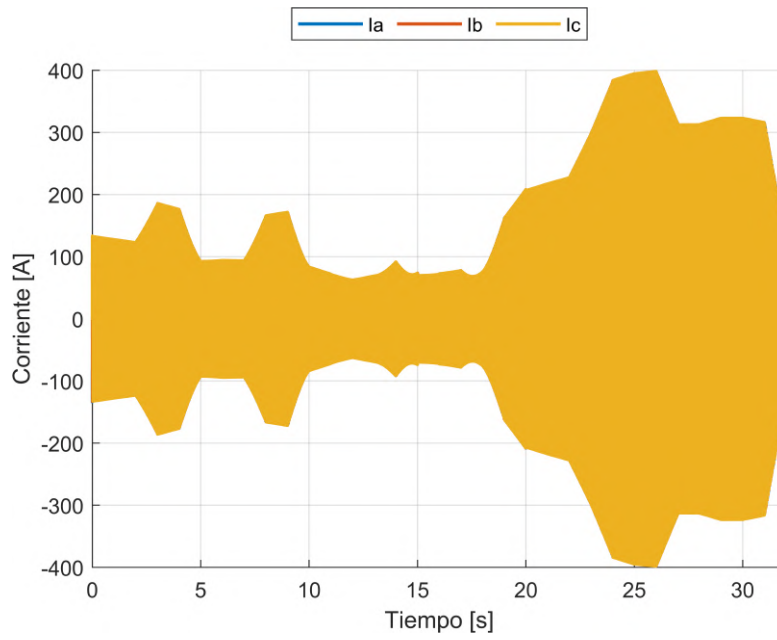


Figura C1.2: Corriente en la barra 4 red base

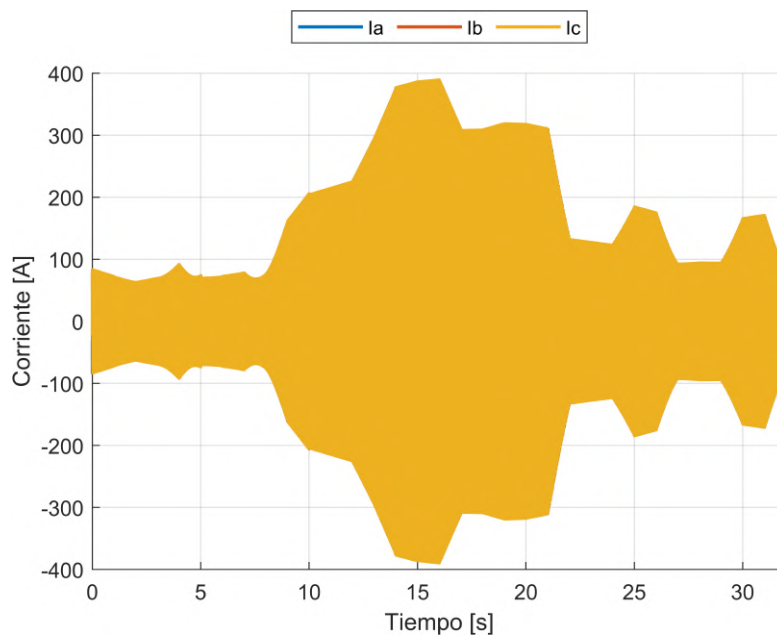


Figura C1.3: Corriente en la barra 5 red base

C2. Resultados de simulación escenario 1

C2.1. Resultados de simulación con aporte de los bancos de condensadores

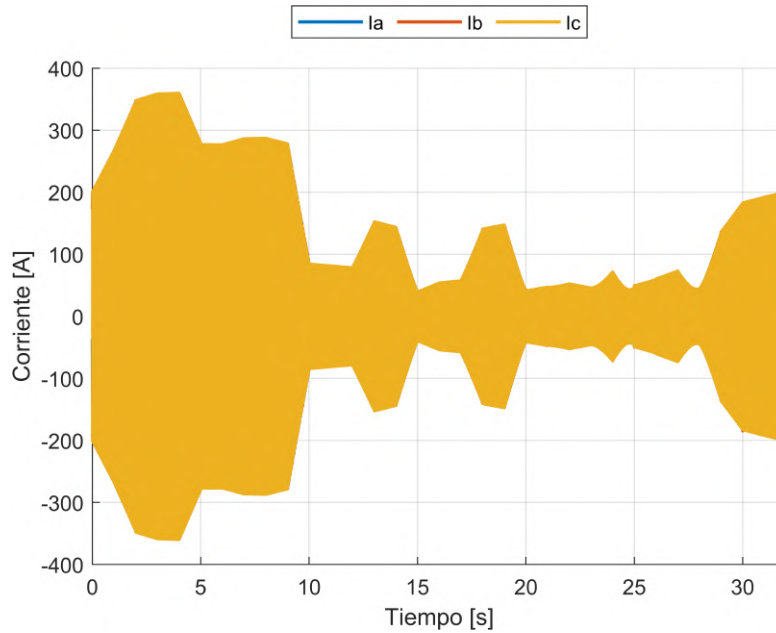


Figura C2.1: Corriente en la barra 3 con aporte de banco de condensadores.

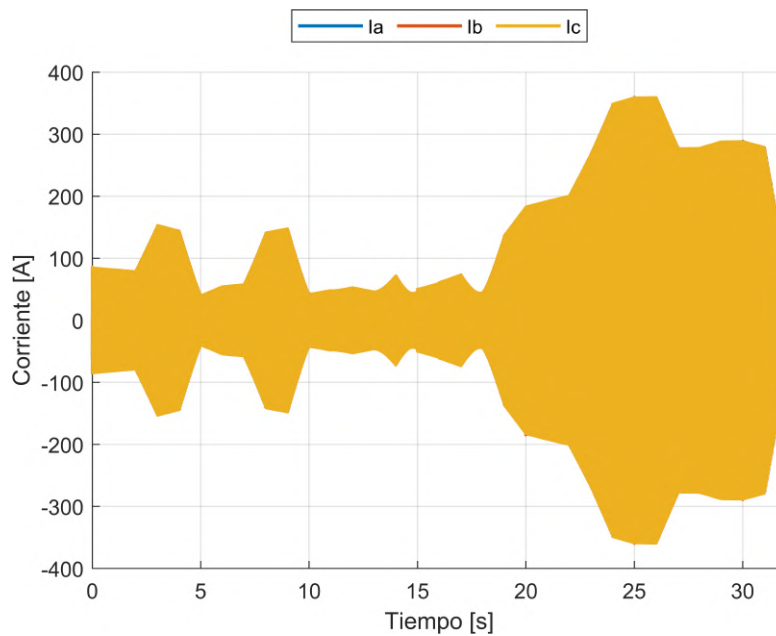


Figura C2.2: Corriente en la barra 4 con aporte de banco de condensadores.

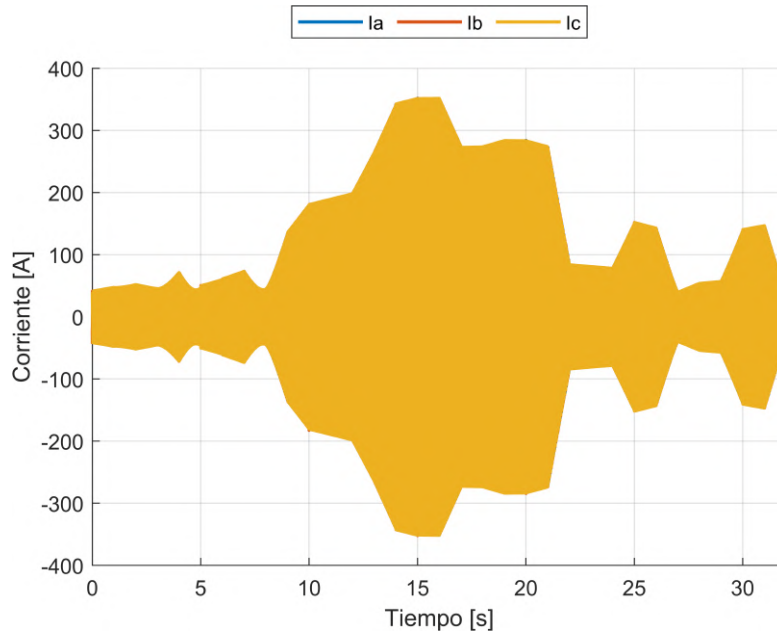


Figura C2.3: Corriente en la barra 5 con aporte de banco de condensadores.

C2.2. Resultados de simulación con aporte de BESS

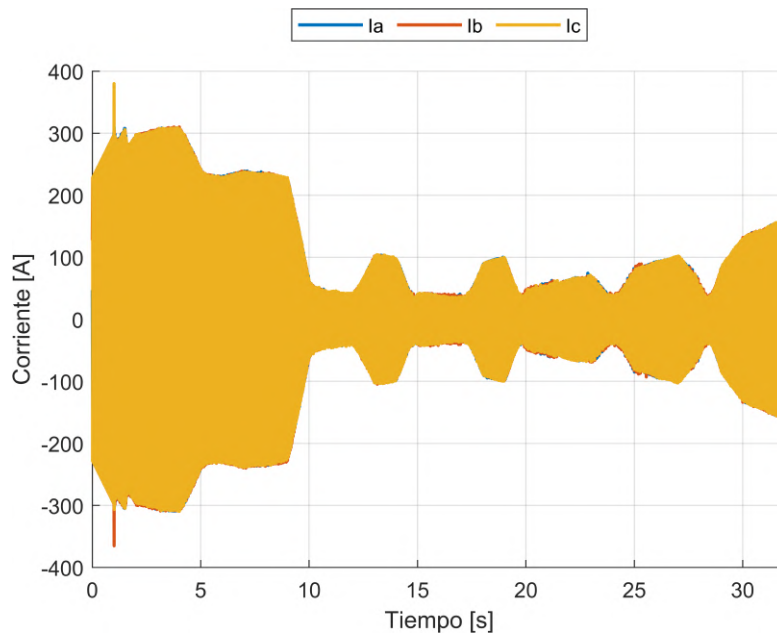


Figura C2.4: Corriente en la barra 3 con aporte de BESS.

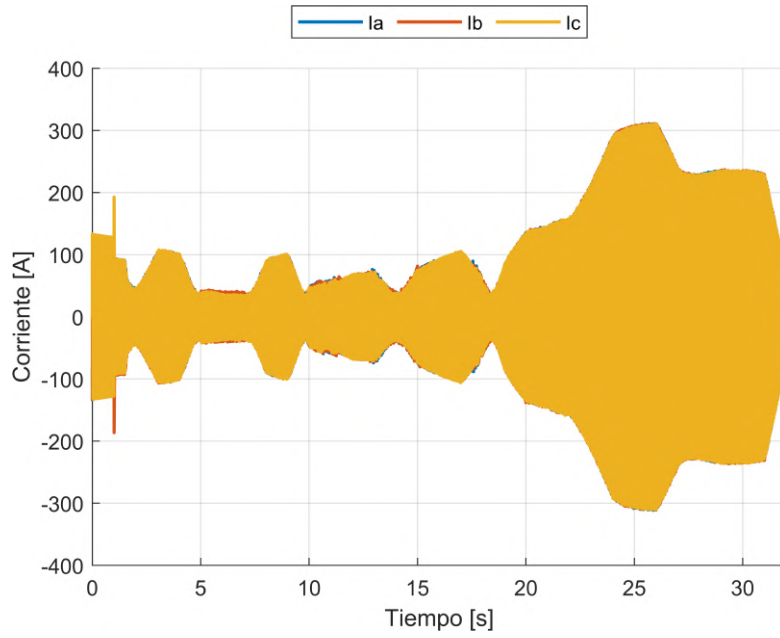


Figura C2.5: Corriente en la barra 4 con aporte de BESS.

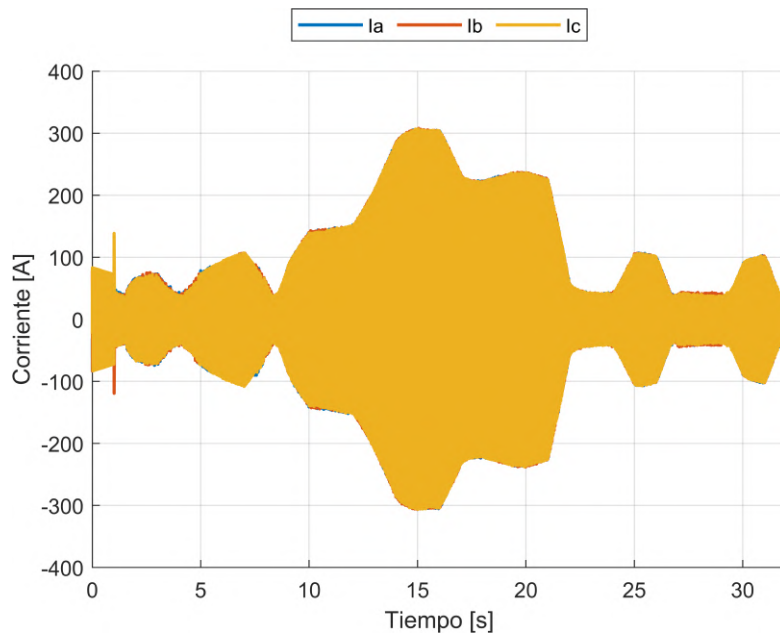


Figura C2.6: Corriente en la barra 5 con aporte de BESS.

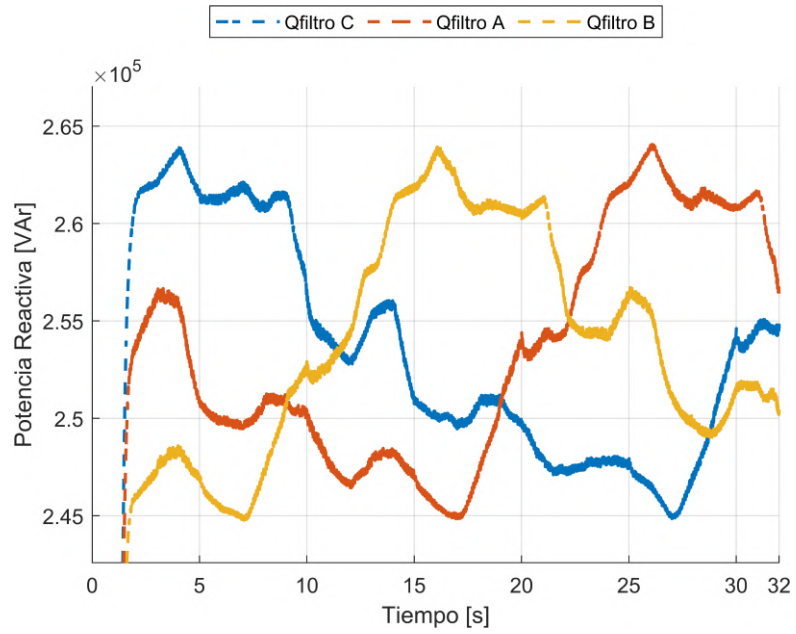


Figura C2.7: Potencia reactiva aportada por los condensadores del filtro LCL

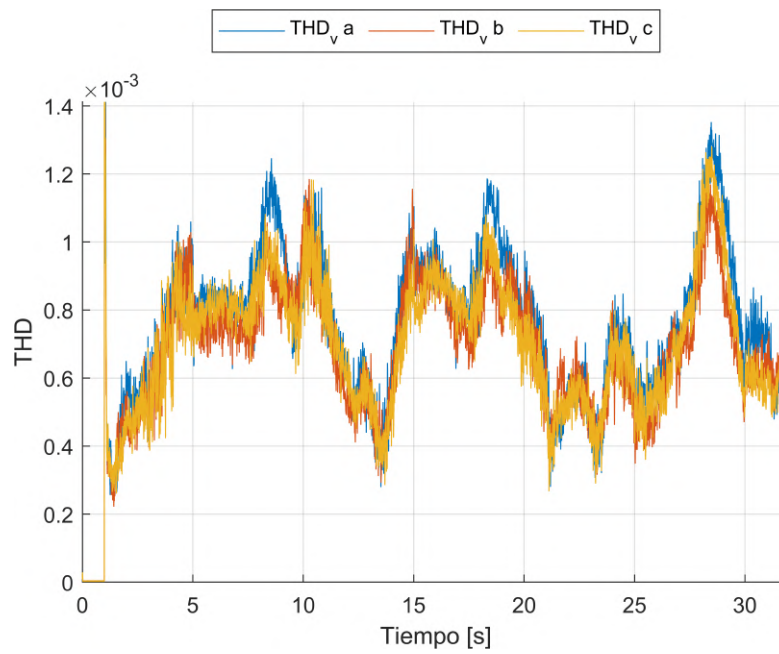


Figura C2.8: THD_v en la barra 1

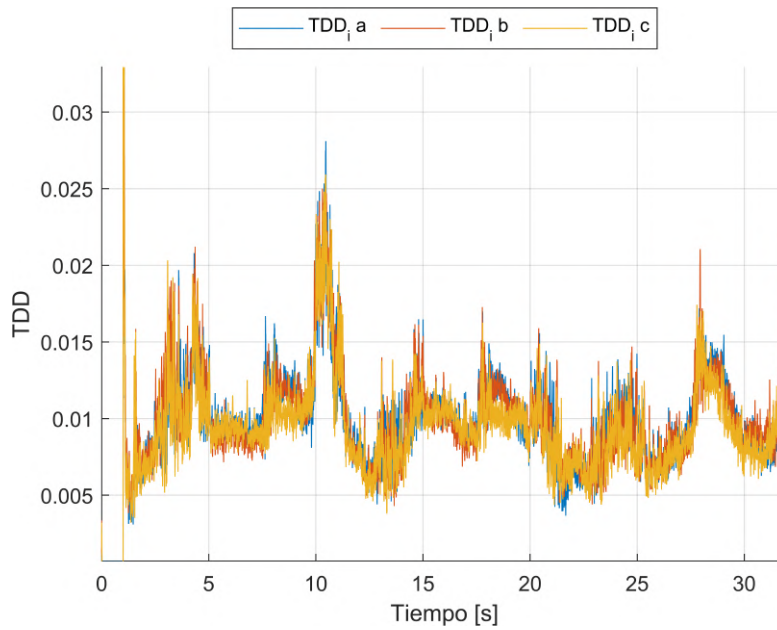


Figura C2.9: TDD_i en la barra 1

C3. Resultados de simulación escenario 2

C3.1. Resultados simulación red base

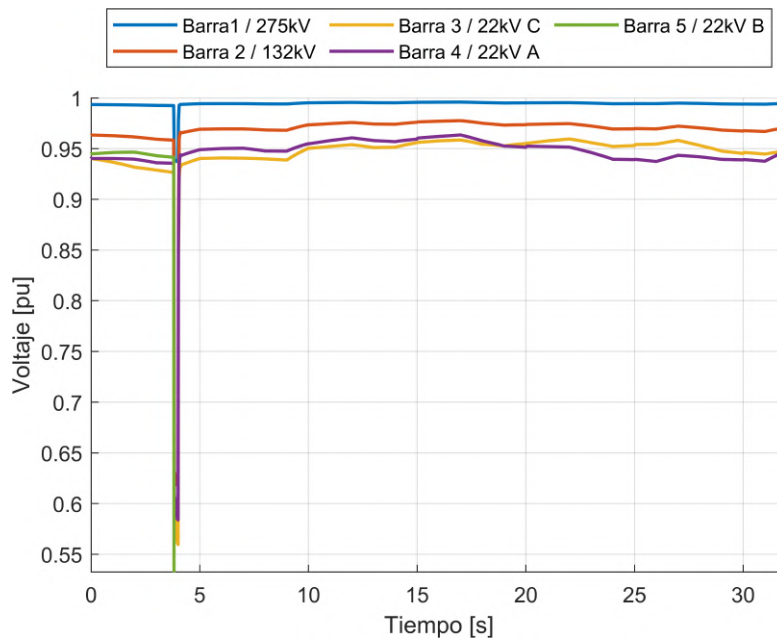


Figura C3.1: Voltaje en barras durante cortocircuito en barra 5 red base

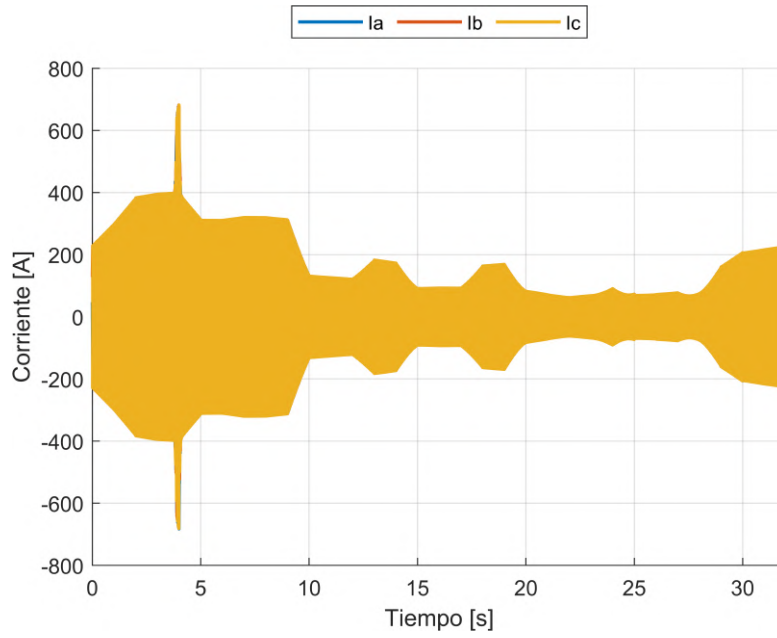


Figura C3.2: Corriente en barra 3 durante cortocircuito en barra 5 red base

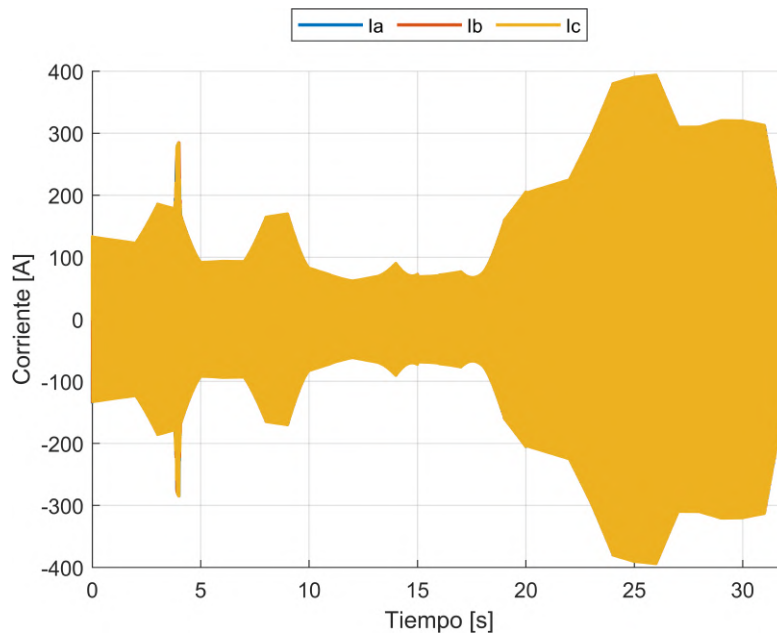


Figura C3.3: Corriente en barra 4 durante cortocircuito en barra 5 red base

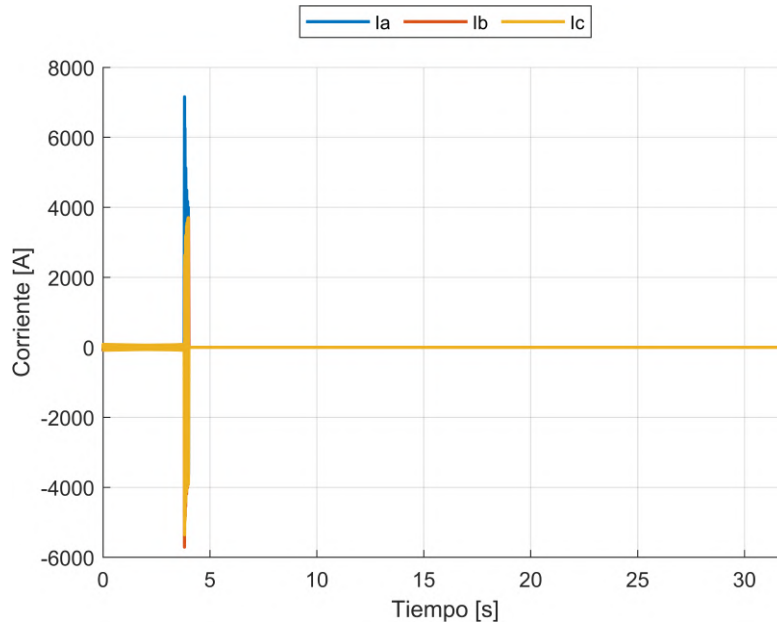


Figura C3.4: Corriente en barra 5 durante cortocircuito red base

C3.2. Resultados simulación con BESS

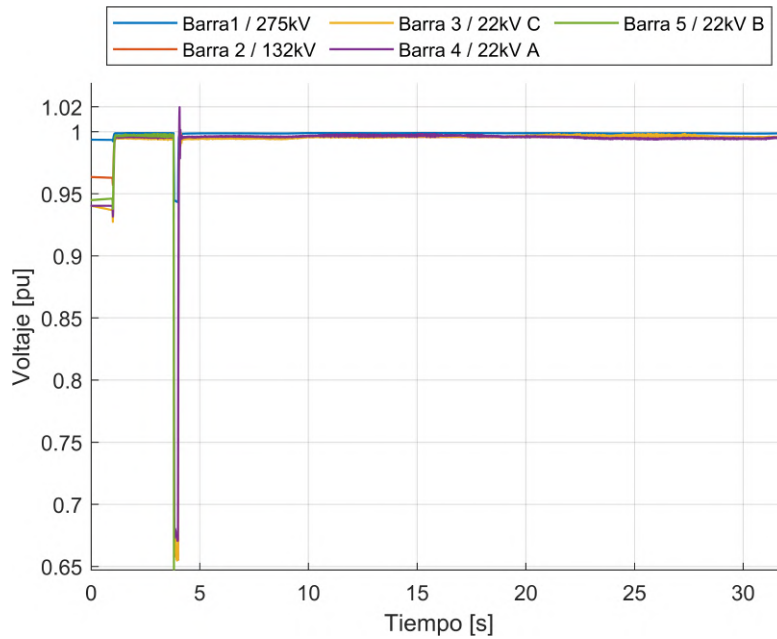


Figura C3.5: Voltaje en barras durante cortocircuito en barra 5 con aporte de BESS

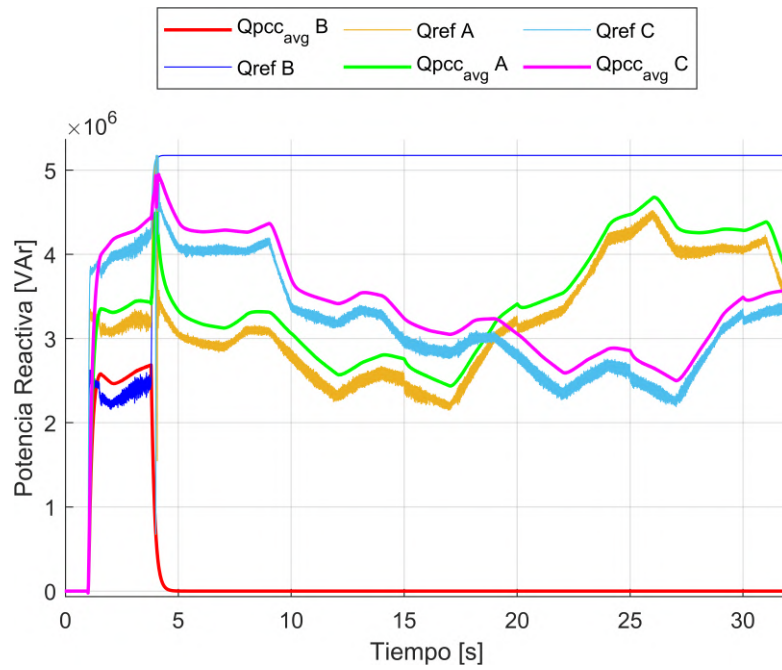


Figura C3.6: Potencia reactiva durante cortocircuito en barra 5

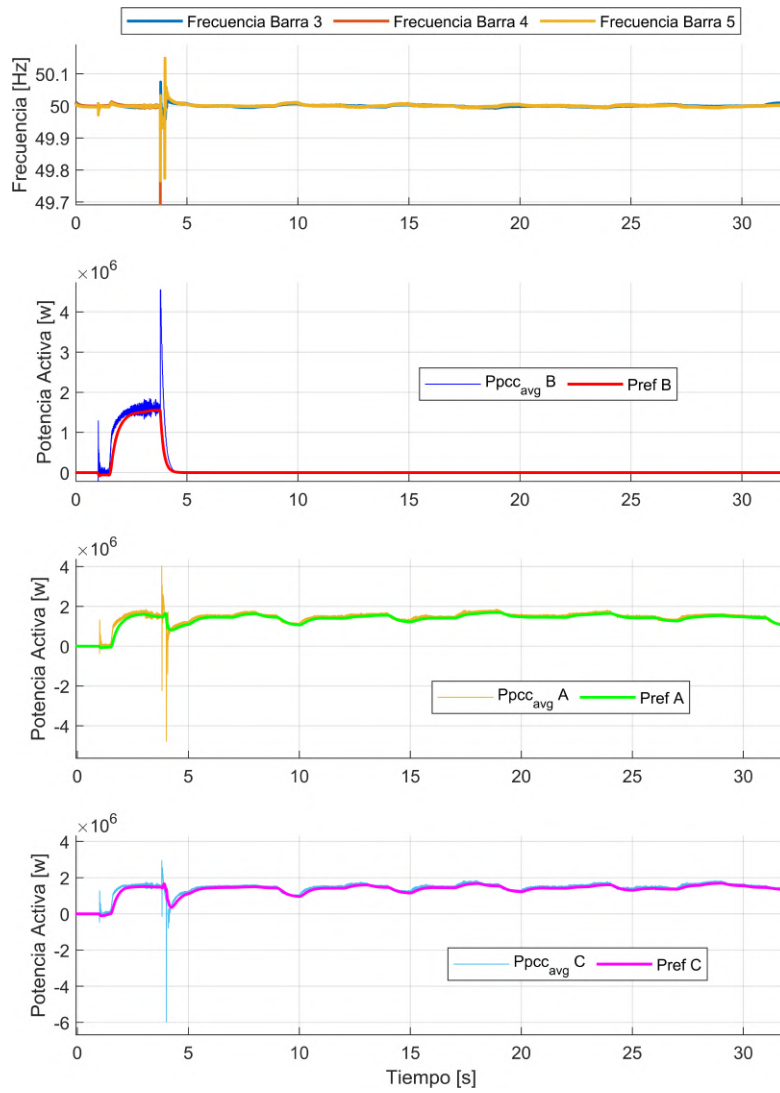


Figura C3.7: Potencia activa y frecuencia durante cortocircuito en barra 5

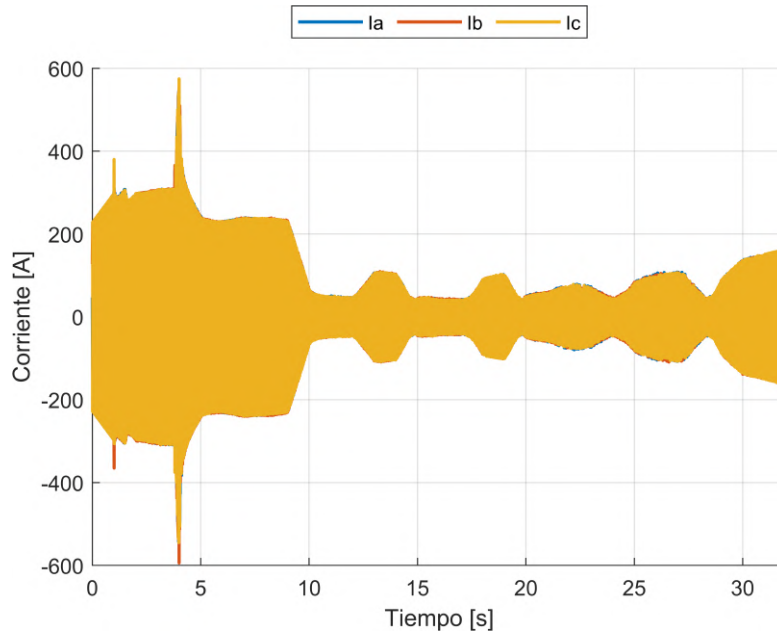


Figura C3.8: Corriente en barra 3 durante cortocircuito en barra 5 con aporte de BESS

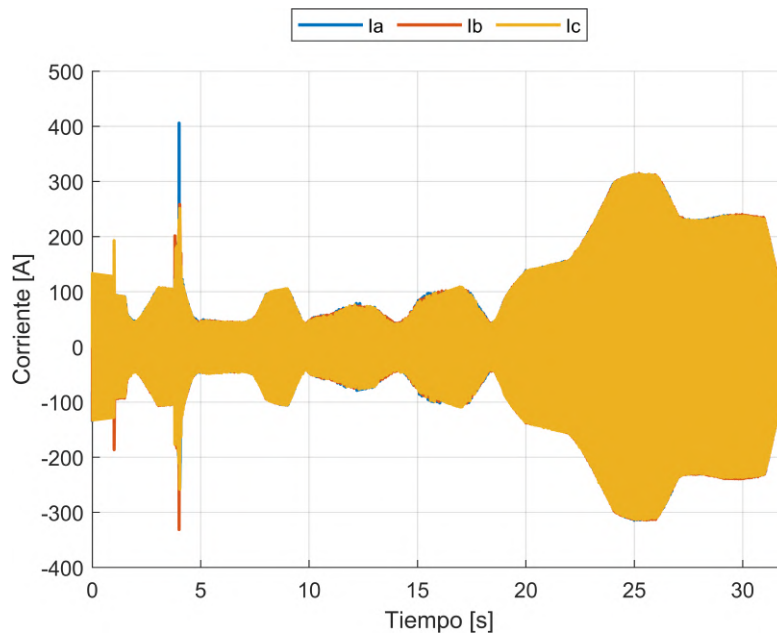


Figura C3.9: Corriente en barra 4 durante cortocircuito en barra 5 con aporte de BESS

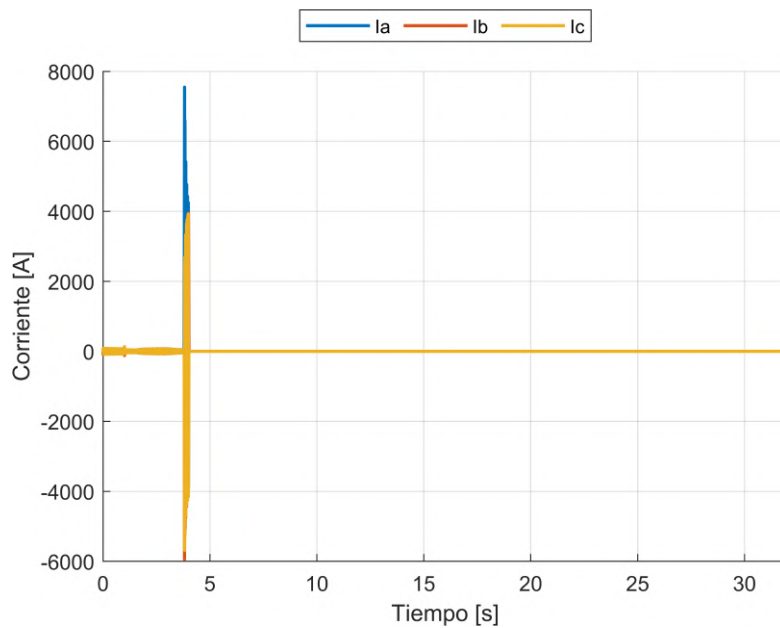


Figura C3.10: Corriente en barra 3 durante cortocircuito con aporte de BESS