

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:
Dr. Claudio A. Roa S.

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:
Ingeniero Civil Eléctrico

**Control de Frecuencia Mediante BESS Desarrollado en
DigSILENT PowerFactory**

Concepción, Enero de 2025

Cristóbal Guillermo Mellado Riquelme

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante:
Dr. Claudio A. Roa S.

Control de Frecuencia Mediante BESS Desarrollado en DigSILENT PowerFactory

Cristóbal Guillermo Mellado Riquelme

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Enero 2025

Resumen

Con el avance de las tecnologías y la transición hacia métodos de generación más limpios, como las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), la matriz energética en Chile experimenta una transformación significativa. Este proceso, enfocado en la descarbonización, implica la progresiva eliminación de generadores sincrónicos (máquinas rotantes), lo que plantea desafíos importantes para el control de la frecuencia en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). Los generadores sincrónicos proporcionan inercia, una propiedad inherente que otorga soporte al sistema para mitigar fluctuaciones en la respuesta en frecuencia debido a variaciones entre generación y demanda. Su reducción disminuye la robustez del sistema, lo que lo hace más vulnerable a contingencias y requiere soluciones innovadoras para fortalecerlo.

En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía por baterías (BESS) emergen como una alternativa prometedora para la regulación de frecuencia, ofreciendo una solución a la problemática asociada con la disminución de la inercia sintética en un SEP. Con su capacidad de absorber o inyectar potencia activa de manera rápida, los BESS permiten equilibrar generación y demanda, estabilizando así la frecuencia del sistema.

La problemática se aborda mediante la implementación de un BESS en DigSILENT PowerFactory, desarrollando y comparando dos sistemas: uno con predominancia de generación basada en máquinas rotatorias y otro basado en generación fotovoltaica. Se evalúan tres contingencias críticas mediante simulaciones dinámicas: pérdida de una generadora, cortocircuito trifásico y rechazo de carga.

Los resultados demuestran que los escenarios con BESS ofrecen las mejores respuestas en frecuencia, gracias a su capacidad para absorber o inyectar potencia activa según las necesidades del sistema. Esto confirma que los BESS constituyen una solución efectiva y complementaria para el control de frecuencia en SEP, especialmente en aquellos con alta penetración de ERNC y baja inercia.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero expresar mi gratitud a Dios, de quien emanan mi sabiduría, fortaleza e inteligencia. Sin él, no soy nada. Desde el momento en que llegué a este mundo, él ha sido mi sustento y guía. Bajo su control está mi vida y el cierre de esta importante etapa universitaria.

En segundo lugar, a mi familia que amo con todo el corazón. Mi mayor soporte emocional y pilar en mi desarrollo como persona y profesional. A mi madre, Noemí Riquelme, a mi padre, Héctor Mellado, y a mi hermana, Carol Mellado, quienes siempre han estado a mi lado para corregirme, consentirme y enseñarme a enfrentar la vida con valor y determinación.

En tercer lugar, un agradecimiento especial y honroso al profesor Claudio Roa. Desde que cursé las asignaturas electivas “*Modelación Dinámica de Redes Eléctricas*” y “*Planificación y Operación de Redes Eléctricas*”, su guía y disposición fueron cruciales para decidir que esta área sería el enfoque de mi memoria de título. Su apoyo constante, ofreciendo temas de interés, resolviendo dudas y realizando correcciones, fue fundamental para superar los desafíos de este proceso, especialmente en temas relacionados con la frecuencia de un sistema eléctrico y el software DigSILENT PowerFactory.

En cuarto lugar, a mi pareja, Silvana Figueroa, quien ha sido un pilar esencial en estos últimos dos años. Con su cariño, compañía, correcciones y apoyo incondicional, ha llenado mi día a día con alegría y motivación. Le pido a Dios que nos permita crecer juntos, tanto como pareja como personas. Aquél es el anhelo de mi corazón.

Finalmente, agradezco a todas las personas que conocí durante este proceso universitario: a los amigos que dejó el fútbol, el gimnasio, las asignaturas compartidas, los pasillos del TM y la experiencia de la pandemia. Cada uno de ellos contribuyó de alguna forma a mi crecimiento personal y profesional, dejando una huella imborrable en esta etapa de mi vida.

Tabla de Contenidos

Resumen	3
Agradecimientos	4
Lista de Tablas	7
Lista de Figuras.....	8
Abreviaciones	11
Capítulo 1. Estado del arte	12
1.1 Introducción General.....	12
1.2 Trabajos previos	13
1.2.1 <i>Literatura estudiada</i>	13
1.2.2 <i>Discusión</i>	22
1.3 Definición del Problema	23
1.4 Hipótesis de trabajo.....	24
1.5 Objetivos.....	24
1.5.1 <i>Objetivo General</i>	24
1.5.2 <i>Objetivos Específicos</i>	24
1.6 Alcances y limitaciones	25
1.7 Metodología de trabajo	25
1.8 Temario.....	25
Capítulo 2. Control de frecuencia	27
2.1 Introducción	27
2.2 Energía de Regulación	28
2.3 Inercia Sintética	29
2.4 Servicios complementarios en frecuencia.....	31
2.5 Indicadores de desempeño en frecuencia.....	33
2.6 Técnicas de regulación de frecuencia.....	34
2.7 Escenario Futuro.....	35
2.8 Artículos NTSyCS.....	35
Capítulo 3. Battery Energy Store Systems.....	36
3.1 Introducción	36
3.2 Sistemas de Almacenamiento de Energía mediante Baterías	36
3.2.1. <i>Convertidor</i>	37
3.2.1.1. <i>VSC</i>	38
3.2.1.2. <i>Pulse Width Modulation</i>	39
3.3 Modelos.....	39
3.4 Tipos de Baterías	41
3.5 Casos de uso	43
Capítulo 4. Modelo BESS en PowerFactory	44
4.1 Introducción	44
4.2 Lenguaje DSL.....	44
4.3 Modelo BESS genérico en Power factory	45
4.3.1 <i>BESS Control Frame</i>	46
4.3.2 <i>Voltage Source Converter</i>	49
4.3.3 <i>PWM Converter</i>	50
4.3.4 <i>Frequency Control</i>	51
4.3.5 <i>PQ Control</i>	52

4.3.6 Charge Control.....	54
4.3.7 Battery Frame.....	56
4.3.8 Simple Battery.....	57
4.3.9 AC Voltage Measurement.....	58
4.3.10 Frequency Measurement.....	58
4.3.11 PQ Measurement.....	58
4.4 Discusión.....	59
Capítulo 5. Modelos de estudio	61
5.1 Introducción	61
5.1.1. Dimensionamiento del BESS.	61
5.1.2. Máquina de referencia Ralco.....	62
5.2 Modelo de prueba	63
5.3 Modelo basado en generación de Máquinas Rotantes.....	65
5.3.1. Consumo.....	66
5.3.2. Generación.....	67
5.4 Modelo basado en Generación PV	68
5.4.1. Generación.....	70
Capítulo 6. Análisis y resultados de las simulaciones.....	71
6.1. Introducción	71
6.2. Contingencias	71
6.2.1. Pérdida de Generadora.....	71
6.2.2. Cortocircuito Trifásico.....	73
6.2.3. Rechazo de Carga	76
6.3. Matriz de Casos	77
6.4. Análisis Dinámicos	78
6.4.1. Señal Frecuencia.....	78
6.4.2. Señal Voltaje.....	85
6.4.3. Señal Potencia Activa	91
6.4.4. Señales Variables BESS	95
6.4.5. Discusión.....	99
Capítulo 7. Conclusiones	101
7.1 Conclusiones.....	101
7.2 Trabajo Futuro.....	102
Bibliografía.....	103
Anexo A.....	106
Anexo B.....	107
Anexo C.....	110
Anexo D.....	113
Anexo E.....	115
Anexo F.....	125

Lista de Tablas

Tabla 3.1 Análisis de principales tipos de baterías en el mercado	43
Tabla 5.1 Parámetros principales BESS	62
Tabla 5.2 Generación de sistema aislado de prueba.....	64
Tabla 5.3 Demanda del sistema aislado de prueba.....	65
Tabla 5.4 Tabla resumen de Cargas del Modelo basado en Máquinas rotantes y Modelo basado en generación PV.....	67
Tabla 5.5 Lista de mérito para Modelo basado en Máquinas rotantes	68
Tabla 5.6 Lista de mérito para despacho de unidades en Modelo basado en Generación PV	70
Tabla 6.1 Matriz de casos.....	77
Tabla A.1 Listado de cargas específico de Modelo basado en máquinas rotantes y modelo basado en generación PV	106

Lista de Figuras

Figura 2.1 Frecuencia de un SEP ante un impacto de carga, frente a distintos niveles de inercia	30
Figura 2.2 Servicios auxiliares encargados de regulación de frecuencia	32
Figura 2.3 Impacto de carga en un SEP	33
Figura 3.1 Modelo BESS completo	38
Figura 3.2 VSC en modelo del BESS	39
Figura 3.3 Ilustración de un PWM	39
Figura 3.4 Diagrama simplificado de un BESS	40
Figura 3.5 Batería con control de frecuencia (Static Generator).....	40
Figura 3.6 Sistema de almacenamiento de energía con batería (PWM & Battery)	41
Figura 3.7 Circuito básico de una batería.....	42
Figura 4.1 Modelo equivalente simple de la batería	46
Figura 4.2 Composite Model del Controlador BESS	47
Figura 4.3 Composite Frame del controlador BESS	48
Figura 4.4 Circuito equivalente PWM	49
Figura 4.5 Composite Frame Frequency Control	51
Figura 4.6 DSL Model Frequency Control	52
Figura 4.7 Composite Frame PV Control.....	53
Figura 4.8 DSL Model PV Controller.....	53
Figura 4.9 Composite Frame Charge Control	55
Figura 4.10 DSL Model Charge Control.....	55
Figura 4.11 Composite Model Battery System	56
Figura 4.12 Composite Frame Battery	57
Figura 4.13 DSL Model Simple Battery	57
Figura 4.14 Composite Frame Simple Battery	58
Figura 5.1 Composite Model Generador Sincrónico Ralco	62
Figura 5.2 PCU Ralco original. Sistema "MDRE"	63
Figura 5.3 PCU Ralco modificado. Sistema "Maquinas rotantes" y "Sistema PV".	63
Figura 5.4 Modelo de sistema aislado de prueba	63
Figura 5.5 Modelo basado en Máquinas rotantes en DigSILENT PowerFactory	66
Figura 5.6 Modelo basado en Generación PV en DigSILENT PowerFactory	69
Figura 6.1 Representación en simulación de Desconexión de generadora 52.3 [MVA]. Modelo máquinas rotantes	72
Figura 6.2 Representación en simulación de Desconexión de generadora 45 [MVA]. Modelo generación PV	72
Figura 6.3 Representación en simulación de Cortocircuito trifásico Línea 3.1 al 10%. Modelo máquinas rotantes	74
Figura 6.4 Representación en simulación de Cortocircuito trifásico Línea 3.1 al 10%. Modelo generación PV	75
Figura 6.5 Representación en simulación de Rechazo de carga 56 [MVA]. Modelo máquinas rotantes	76
Figura 6.6 Representación en simulación de Rechazo de carga 56 [MVA]. Modelo generación PV	76
Figura 6.7 Código de colores análisis dinámico - Frecuencia.....	78
Figura 6.8 Caso A. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia.....	79
Figura 6.9 Caso A. Modelo basado en generación PV - Frecuencia	79
Figura 6.10 Caso G. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia.....	80
Figura 6.11 Caso G. Modelo basado en generación PV - Frecuencia	80
Figura 6.12 Caso B. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia	81
Figura 6.13 Caso B. Modelo basado en generación PV - Frecuencia	81
Figura 6.14 Caso H. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia.....	82
Figura 6.15 Caso H. Modelo basado en generación PV - Frecuencia	82
Figura 6.16 Caso C. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia	83
Figura 6.17 Caso C. Modelo basado en generación PV - Frecuencia	83
Figura 6.18 Caso I. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia	84
Figura 6.19 Caso I. Modelo basado en generación PV - Frecuencia.....	84
Figura 6.20 Código de colores análisis dinámico - Voltaje.....	85
Figura 6.21 Caso A. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje	85
Figura 6.22 Caso A. Modelo basado en generación PV - Voltaje.....	86
Figura 6.23 Caso G. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje	86
Figura 6.24 Caso G. Modelo basado en generación PV - Voltaje.....	87
Figura 6.25 Caso B. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje.....	87
Figura 6.26 Caso B. Modelo basado en generación PV - Voltaje.....	88

Figura 6.27 Caso H. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje	88
Figura 6.28 Caso H. Modelo basado en generación PV - Voltaje.....	89
Figura 6.29 Caso C. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje.....	89
Figura 6.30 Caso C. Modelo basado en generación PV - Voltaje.....	90
Figura 6.31 Caso I. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje	90
Figura 6.32 Caso I. Modelo basado en generación PV - Voltaje	91
Figura 6.33 Código de colores análisis dinámico. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia activa.....	91
Figura 6.34 Código de colores análisis dinámico. Modelo basado en generación PV – Potencia activa.....	91
Figura 6.35 Caso A. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa	92
Figura 6.36 Caso A. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa.....	92
Figura 6.37 Caso B. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa	93
Figura 6.38 Caso B. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa.....	93
Figura 6.39 Caso C. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa	94
Figura 6.40 Caso C. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa.....	95
Figura 6.41 Código de colores análisis dinámico. – Potencia activa BESS	95
Figura 6.42 Código de colores análisis dinámico. – SOC Batería	95
Figura 6.43 Caso A. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa BESS	96
Figura 6.44 Caso A. Modelo basado en máquinas rotantes– SOC Batería	96
Figura 6.45 Caso A. Modelo basado en generación PV - SOC Batería	96
Figura 6.46 Caso A. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa BESS	96
Figura 6.47 Caso B. Modelo basado en máquinas rotantes– SOC Batería.....	97
Figura 6.48 Caso B. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa BESS	97
Figura 6.49 Caso B. Modelo basado en generación PV – SOC Batería.....	98
Figura 6.50 Caso B. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa BESS	98
Figura 6.51 Caso C. Modelo basado en máquinas rotantes– SOC Batería.....	99
Figura 6.52 Caso C. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa BESS	99
Figura 6.53 Caso C. Modelo basado en generación PV– SOC Batería.....	99
Figura 6.54 Caso C. Modelo basado en generación PV– Potencia Activa BESS	99
Figura B.1 Caso D. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia	107
Figura B.2 Caso D. Modelo basado en generación PV - Frecuencia	107
Figura B.3 Caso J. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia	107
Figura B.4 Caso J. Modelo basado en generación PV - Frecuencia.....	108
Figura B.5 Caso F. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia.....	108
Figura B.6 Caso F. Modelo basado en generación PV - Frecuencia	108
Figura B.7 Caso L. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia.....	109
Figura B.8 Caso L. Modelo basado en generación PV - Frecuencia.....	109
Figura C.1 Caso D. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje	110
Figura C.2 Caso D. Modelo basado en generación PV - Voltaje	110
Figura C.3 Caso J. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje	110
Figura C.4 Caso J. Modelo basado en generación PV - Voltaje	111
Figura C.5 Caso F. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje	111
Figura C.6 Caso F. Modelo basado en generación PV - Voltaje.....	111
Figura C.7 Caso L. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje	112
Figura C.8 Caso L. Modelo basado en generación PV - Voltaje.....	112
Figura D.1 Caso D. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa	113
Figura D.2 Caso D. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa.....	113
Figura D.3 Caso F. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa	113
Figura D.4 Caso F. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa	114
Figura E.1 Código de colores análisis dinámico – Id PV Controller	115
Figura E.2 Código de colores análisis dinámico – Id PV Controller	115
Figura E.3 Caso A. Modelo basado en máquinas rotantes – Id PV Controller	115
Figura E.4 Caso A. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Reactiva BESS	115
Figura E.5 Caso A. Modelo basado en generación PV – Id PV Controller.....	115
Figura E.6 Caso A. Modelo basado en generación PV – Potencia Reactiva BESS	116
Figura E.7 Caso B. Modelo basado en máquinas rotantes – Id PV Controller.....	116
Figura E.8 Caso B. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Reactiva BESS	116
Figura E.9 Caso B. Modelo basado en generación PV – Id PV Controller.....	117
Figura E.10 Caso B. Modelo basado en generación PV – Potencia Reactiva BESS.....	117
Figura E.11 Caso C. Modelo basado en máquinas rotantes – Id PV Controller.....	117
Figura E.12 Caso C. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Reactiva BESS	118
Figura E.13 Caso C. Modelo basado en generación PV – Id PV Controller	118

Figura E.14 Caso C. Modelo basado en generación PV – Potencia Reactiva BESS.....	118
Figura E.15 Caso D. Modelo basado en máquinas rotantes – Id PV Controller	119
Figura E.16 Caso D. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Reactiva BESS	119
Figura E.17 Caso D. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa BESS	119
Figura E.18 Caso D. Modelo basado en máquinas rotantes– SOC Batería	120
Figura E.19 Caso D. Modelo basado en generación PV – Id PV Controller.....	120
Figura E.20 Caso D. Modelo basado en generación PV – Potencia Reactiva BESS	120
Figura E.21 Caso D. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa BESS.....	121
Figura E. 22 Caso D. Modelo basado en generación PV – SOC Batería	121
Figura E.23 Caso F. Modelo basado en máquinas rotantes – Id PV Controller	121
Figura E.24 Caso F. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Reactiva BESS.....	122
Figura E.25 Caso F. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa BESS	122
Figura E.26 Caso F. Modelo basado en máquinas rotantes– SOC Batería.....	122
Figura E.27 Caso F. Modelo basado en generación PV – Id PV Controller	123
Figura E.28 Caso F. Modelo basado en generación PV – Potencia Reactiva BESS	123
Figura E.29 Caso F. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa BESS	123
Figura E.30 Caso F. Modelo basado en generación PV – SOC Batería.....	124

Abreviaciones

- BESS: Battery Energy Storage System.
- BMS: Battery Management System.
- CNE: Comisión Nacional de Energía.
- CPF: Control Primario de Frecuencia.
- CRF: Control Rápido de Frecuencia.
- CSF: Control Secundario de Frecuencia.
- CTF: Control Terciario de Frecuencia.
- DOD: Profundidad de Descarga.
- DSL: DigSilent Simulation Lenguaje.
- EDAC: Esquema de Desconexión Automática de Carga.
- EDAG: Esquema de Desconexión Automática de Generación.
- EFR: Enhanced Frequency Response.
- EMS: Energy Management System.
- EPO: Electrónica de Potencia.
- ERNC: Energía Renovable No Convencional.
- IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers
- MDRE: Modelación Dinámica de Redes Eléctricas.
- NTSyCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- PCS: Power Conversion System.
- PWM: Pulse Width Modulation.
- ROCOF: Rate of Change of Frequency.
- SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.
- SI: Sistema Interconectado.
- SOH: State of Health.
- SOC: State of Charge.
- SD: Sistema de Distribución.
- ST: Sistema de Transmisión.
- VSC: Voltage Source Converter.

Capítulo 1. Estado del arte

1.1 Introducción General

Hoy en día, con la creciente demanda energética y la integración de fuentes renovables, garantizar la confiabilidad y estabilidad de los sistemas eléctricos es fundamental. Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) se perfilan como una solución eficaz para estos desafíos. Cada vez se implementan más aplicaciones de sistemas mediante electrónica de potencia, como forma de mejorar el voltaje, la frecuencia, y la estabilidad oscilatoria y/o transitoria del sistema, lo que implica una mejora en la confiabilidad del suministro de energía eléctrica [14] [23].

La importancia de la eficiencia energética ha impulsado el desarrollo de nuevas tecnologías, como los sistemas de almacenamiento de baterías, que están desencadenando una revolución en el mundo industrial.

En el presente informe se realiza un análisis exhaustivo relacionado con los BESS, conectados al sistema eléctrico mediante convertidores de fuente de voltaje (VSC), con el objetivo de mejorar la frecuencia del sistema a través de la implementación de diversos lazos de control específicos, buscando la estabilidad del sistema ante diversas perturbaciones o contingencias.

La frecuencia de un sistema de potencia depende del balance entre generación y demanda del sistema. Un cambio en la potencia activa en un punto específico del sistema se refleja en un cambio en la frecuencia de este.

Gracias a su rápida velocidad de respuesta, los sistemas de almacenamiento por baterías son una solución efectiva para apoyar la estabilidad del sistema [2] [6] [19] [24]. Estos sistemas pueden almacenar energía cuando la demanda es baja o la generación es excesiva, y luego liberarla cuando la frecuencia es baja. Por lo tanto, el BESS debe actuar como un control primario de frecuencia, proporcionando al sistema potencia activa en respuesta a las variaciones de frecuencia, ajustando la potencia entregada de manera proporcional a las fluctuaciones de frecuencia.

Para evaluar la efectividad de los BESS en la regulación de frecuencia, se llevarán a cabo diversas simulaciones en el software DigSILENT Power Factory. En primer lugar, se realizarán estudios en un sistema de prueba con el BESS, basado en la memoria de título

del ingeniero civil eléctrico Nicolás González. Posteriormente, se llevará a cabo un análisis del sistema final utilizado para la entrevista n°4 de la asignatura “Modelación dinámica de redes eléctricas”, impartida por el Dr. Claudio Roa Sepúlveda, caracterizado por estar constituido en su mayoría por máquinas rotantes.

Finalmente, se estudiará un sistema basado en un BESS y en generación de energía a partir de fuentes renovables no convencionales (ERNC), específicamente centrales fotovoltaicas (PV-F). Se analizará en detalle la estructura interna de los BESS en DigSILENT Power Factory, encargada del control de frecuencia en el sistema eléctrico, y se determinará la función de cada bloque interno del BESS.

1.2 Trabajos previos

La presente memoria de título se desarrolló mediante un riguroso análisis de diversas publicaciones relacionadas con la regulación de frecuencia en sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS). Se revisaron y estudiaron múltiples materiales, tales como memorias de título, artículos científicos y webinars, destacando el trabajo de IEEE y otras instituciones vinculadas al ámbito de la ingeniería eléctrica.

Entre los documentos revisados, se destaca especialmente la memoria de Nicolás González titulada "Modelación y análisis de planta fotovoltaica con capacidad de control frecuencial y en tensión desarrollada en DigSILENT", realizada bajo la supervisión del Dr. Claudio A. Roa Sepúlveda.

1.2.1 Literatura estudiada

- ❖ “Videla, J., & Levano, R. (2022). *Modelamiento y estudios estáticos de BESS en DigSILENT PowerFactory* [Webinar]. INEL. <https://inelinc.com/cursos/webinar-modelamiento-y-estudios-estaticos-de-bess-en-digsilent-powerfactory-vzgjic>. [1]

Los autores presentan un webinar enfocado en el modelamiento y estudios estáticos de sistemas BESS utilizando DigSILENT PowerFactory. Abordan los fundamentos técnicos del BESS, los tipos de baterías disponibles en el mercado y estudios como cortocircuito, flujo de carga y variación de tensión. El contenido es desarrollado a través de la plataforma INEL, detallando herramientas y metodologías para modelar un BESS en el software. El resultado principal es una guía práctica para implementar estudios estáticos del BESS en DigSILENT PowerFactory. Esta publicación aporta a la memoria de título proporcionando fundamentos técnicos y metodológicos clave para modelar un BESS, facilitando el análisis

de su comportamiento en la red eléctrica y su aplicación en el control de frecuencia y estabilidad del sistema.

- ❖ Videla, J., & Rodríguez, L. (2022). *Estudios dinámicos de BESS en DIgSILENT PowerFactory* [Webinar]. INEL. <https://inelinc.com/curso/webinar-estudios-dinamicos-de-bess-en-digsilent-powerfactory-2wazg>. [2]

Los autores desarrollan un informe basado en un webinar donde describen estudios dinámicos de BESS en DigSILENT PowerFactory, enfocados en los requerimientos de seguridad y calidad del sistema eléctrico del Perú. Utilizan una base de datos estática y dinámica en formato PowerFactory para modelar y analizar el comportamiento de un BESS, evaluando su impacto en la estabilidad y frecuencia del sistema bajo diversas contingencias. Esta publicación aporta a la memoria de título al proporcionar herramientas y metodologías clave para realizar estudios dinámicos, esenciales para entender y optimizar el control de frecuencia en sistemas eléctricos con alta penetración de ERNC.

- ❖ Barría, C., Santander, A., Perez, M., Solís, L., & Astudillo, J. J. (2021). “Inercia sintética como servicio de seguridad” [Webinar]. 4e Chile GIZ. Recuperado de https://www.youtube.com/watch?v=7WmN7FVz1_A&t=5469s. [3]

Los autores presentan un webinar que aborda la transición hacia una matriz energética descarbonizada en Chile, destacando las metas nacionales para reducir emisiones mediante el impulso de las ERNC. El contenido incluye una discusión sobre la importancia de la inercia sintética en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) como un servicio esencial de seguridad, especialmente ante la disminución de generadores sincrónicos. Esta publicación aporta a la memoria de título al profundizar en el concepto de inercia sintética, su relevancia para la estabilidad y el control de frecuencia en SEP, y cómo tecnologías como los BESS pueden integrarse como soluciones para enfrentar estos desafíos.

- ❖ J. R. Espinoza C. (2022). “Apuntes Sistemas de Control”. Curso de pregrado “Sistemas de Control” impartido por el Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Concepción, Concepción. [4]

El autor presenta un apunte del curso "Sistemas de Control," impartido en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Concepción. Este documento proporciona herramientas fundamentales para el análisis de sistemas lineales continuos y discretos, dinámicos e invariantes en el tiempo, de tipo SISO. La publicación contribuye a

la memoria de título al proporcionar bases teóricas clave para modelar y analizar el comportamiento dinámico de los diversos “composite frame” de los controladores involucrados en el BESS. Lo que resulta esencial en el desarrollo y evaluación de BESS en DigSILENT PowerFactory para el control de frecuencia en sistemas eléctricos.

- ❖ González Araneda, N. A. (2023). “Modelación y análisis de planta fotovoltaica con capacidad de control frecuencial y en tensión desarrollada en DigSILENT.” Universidad de Concepción, Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica. [5]

El autor desarrolla una memoria de título enfocada en la modelación y análisis de una planta fotovoltaica con capacidad de control de frecuencia y tensión, utilizando DigSILENT. Este trabajo sirvió de inspiración para asignar el tema “Control de Frecuencia mediante BESS,” con modificaciones en la generación del sistema para permitir la comparación entre sistemas donde la generación de energía es en base a máquinas rotantes, y en base a generación fotovoltaica. La publicación aporta directamente a la memoria de título al proporcionar una base metodológica y conceptual para realizar simulaciones comparativas en DigSILENT, evaluando la eficacia del BESS en la estabilización del sistema eléctrico frente a contingencias. Además de el control de las generadoras fotovoltaicas, implementado en DigSILENT PowerFactory.

- ❖ Valverde Mora, G. (2022). Uso de BESS para apoyar la estabilidad y el control de los sistemas de potencia [Webinar]. CECACIER. Recuperado de <https://www.youtube.com/watch?v=TsOYjF-tfnw&t=4312s>. [6]

El autor presenta un webinar que analiza las oportunidades de los sistemas de almacenamiento por baterías (BESS) para ofrecer servicios de control y estabilización en sistemas de potencia. Además, se comparten experiencias internacionales que destacan la eficacia de los BESS en la prestación de estos servicios. Esta publicación aporta a la memoria de título al ofrecer un contexto práctico y global sobre la aplicación de BESS, reforzando su relevancia como una solución efectiva para el control de frecuencia y la estabilidad en sistemas eléctricos con alta penetración de ERNC.

- ❖ DigSILENT GmbH. (2020). Application Example: Battery Energy Storing Systems (BESS). Recuperado de <https://www.digsilent.de/en/faq-reader-powerfactory/do-you-have-an-application-example-for-a-battery-energy-storage-system-bess.html>. [7]

El autor presenta un ejemplo práctico para el modelamiento de un BESS utilizando un PWM y una batería en DigSILENT PowerFactory. El documento describe los controladores que deben calibrarse y analizarse antes de su implementación en un sistema de prueba y, posteriormente, en los dos sistemas finales, de la investigación. Esta publicación aporta a la memoria de título al proporcionar una guía técnica para el modelado y calibración de un BESS en DigSILENT, lo cual es esencial para desarrollar simulaciones precisas que evalúen el impacto del BESS en el control de frecuencia y la estabilidad del sistema eléctrico ante diversas perturbaciones de alto impacto en la red eléctrica.

- ❖ Coordinador Eléctrico Nacional. (2022, octubre). Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas. Parte 2 Informe Final. Gerencia de Operación. Recuperado de <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/11/Estudio-CFyDR-2022-Parte-2-Informe-Final-.pdf>. [8]

El Coordinador Eléctrico Nacional presenta un informe que analiza en detalle las reservas necesarias para efectuar un correcto control de frecuencia en situaciones operativas excepcionales, incluyendo actualizaciones sobre las reservas primarias, secundarias y terciarias de frecuencia. El documento también aborda definiciones clave para entender los factores y contingencias que afectan la frecuencia en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Esta publicación aporta a la memoria de título al proporcionar un marco teórico y técnico fundamental para comprender los requisitos de reserva de frecuencia, lo cual es esencial al evaluar la capacidad de los BESS para contribuir eficazmente al control de frecuencia en un SEP.

- ❖ Comisión Nacional de Energía. (2020, noviembre 23). Resolución exenta n° 442: Informe de Definición de Servicios Complementarios. Santiago, Chile. Recuperado de https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/02/Res.-Exta.-CNE-N%C2%B0442_Informe-Definici%C3%B3n-SSCC_23-11-2020.pdf. [9]

El informe generado por la Comisión Nacional de Energía detalla las normativas y regulaciones aplicables a los servicios complementarios en el sistema eléctrico chileno. Este documento incluye una serie de artículos clave que explican el marco legal que regula estos servicios. La publicación aporta a la memoria de título al proporcionar el contexto normativo necesario para analizar cómo los BESS pueden integrarse como un servicio complementario en el control de frecuencia del sistema eléctrico nacional, alineándose con

las regulaciones vigentes.

- ❖ Comisión Nacional de Energía. (2019, diciembre). Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Santiago, Chile. Recuperado de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/NTSyCS-Dic2019.pdf>. [10]

La Comisión Nacional de Energía (2019) publica la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, que establece los criterios y requisitos de seguridad y calidad que deben cumplir los sistemas eléctricos en Chile. Este documento detalla las exigencias para garantizar un suministro eléctrico confiable y establece estándares para la gestión de la calidad del servicio en un Sistema Eléctrico de Potencia. Esta publicación aporta a la memoria de título al proporcionar las bases técnicas y normativas necesarias para evaluar la implementación de un BESS en el contexto del control de frecuencia, asegurando el cumplimiento de los estándares de calidad exigidos en el sistema eléctrico chileno.

- ❖ Enlight. (2024). Control, seguridad e independencia energética: Guía sobre sistemas de almacenamiento de energía. México. Recuperado de <https://www.enlight.mx/soluciones/sistemas-de-almacenamiento-de-energia>. [11]

Enlight publica una guía sobre los sistemas de almacenamiento de energía por baterías (BESS), abordando temas como su funcionamiento, componentes, ventajas frente a otros sistemas de almacenamiento energético, y aspectos clave para evaluar su desempeño. Esta guía contribuye a la memoria de título al proporcionar una visión general sobre los fundamentos y beneficios de los BESS, así como información práctica para analizar su implementación y desempeño en el contexto del control de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia.

- ❖ Chamba, M. S., Vargas, W., Echeverría, D., & Riofrio, J. (2021). Primary Frequency Regulation with Battery Energy Storage Systems in the Ecuadorian Power System. Quito, Ecuador: Operador Nacional de Electricidad, CENACE. [12]

Los autores exploran los desafíos técnicos que enfrentan los sistemas eléctricos de potencia debido a cambios en los patrones de despacho y distribución de flujos de potencia. El paper aborda aspectos clave relacionados con la estabilidad y confiabilidad de los SEP, destacando el papel de los sistemas de almacenamiento por baterías (BESS) en la regulación de frecuencia. Esta publicación aporta a la memoria de título una perspectiva

técnica relevante sobre la estabilidad del sistema y el impacto positivo de los BESS en la regulación de frecuencia, y cómo estos equipos logran compensar pérdidas en la generación o demanda del sistema.

- ❖ Fuchs, D., & Prudencio, G. (2020, Diciembre). Sistemas de almacenamiento con energía solar fotovoltaica en Chile. Santiago de Chile: NAMA Chile, Ministerio de Energía. [13]

Los autores analizan las características de los sistemas de almacenamiento en sistemas de generación fotovoltaica, destacando aspectos técnicos y operativos de las baterías y los BESS. El documento incluye ejemplos de diseño y operación de bancos de baterías, normativas de almacenamiento, aspectos de seguridad y análisis técnico-económicos. Esta publicación contribuye a la memoria de título proporcionando información relevante sobre el diseño y operación de BESS en combinación con sistemas fotovoltaicos, lo que permite incorporar consideraciones prácticas y regulatorias al modelado y análisis en DigSILENT PowerFactory.

- ❖ Boles, J. D., Ma, Y., Wang, J., Osipov, D., Tolbert, L. M., & Wang, F. (2019). Converter-based emulation of battery energy storage systems (BESS) for grid applications. IEEE Transactions on Industry Applications. [14]

Los autores presentan el desarrollo, verificación y aplicación de un emulador de BESS en un banco de pruebas, detallando los aspectos clave de los controladores (en los composites frames) y la electrónica de potencia asociada (tales como convertidores de potencia, modulación por ancho de pulso, filtros activos, entre otros). Además, se abordan funciones automáticas de soporte de frecuencia y voltaje para sistemas energéticos. Esta publicación aporta a la memoria de título al proporcionar fundamentos técnicos sobre los controladores y la electrónica de potencia en los BESS, así como enfoques prácticos que involucran funciones de transferencia, retardos, bloques integradores, bandas muertas, y diversos componentes que nutren los “composite frame” de los controladores presentes en un BESS. Y así llevar a cabo un adecuado análisis dinámico en DigSILENT PowerFactory.

- ❖ Chatrun, N. (2019). Battery energy storage system (BESS) and development of grid scale BESS in EGAT. Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). Thailand. [15]

El autor analiza el desarrollo de plantas generadoras basadas en energías renovables,

destacando el equilibrio entre demanda y generación, con énfasis en los conceptos de frecuencia. También aborda el desafío que enfrenta Tailandia debido al aumento de la participación de las ERNC en su matriz energética. Esta publicación contribuye a la memoria de título al proporcionar una perspectiva internacional sobre los retos del control de frecuencia en sistemas con alta penetración de ERNC, así como estrategias aplicables mediante el uso de BESS.

- ❖ Akhil, A. A., Huff, G., Currier, A. B., Kaun, B. C., Rastler, D. M., Chen, S. B., Cotter, A. L., Bradshaw, D. T., & Gauntlett, W. D. (2023, julio). DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRE. Sandia National Reports. Recuperado de <https://www.sandia.gov/ess-ssl/publications/SAND2013-5131.pdf>. [16]

Los autores presentan un análisis exhaustivo sobre los servicios de almacenamiento de energía, destacando los beneficios asociados a su implementación. El documento profundiza en los sistemas de almacenamiento de energía por baterías y describe los diversos tipos de baterías disponibles en el mercado. Esta publicación es relevante para la memoria de título al ofrecer fundamentos técnicos sobre BESS y su papel en los sistemas eléctricos de potencia.

- ❖ Ananda, Y. R., Asfani, D. A., Priyadi, A., & Setiadi, H. (2003). Analysis of BESS Virtual Inertia Controller Effect on Frequency Stability Using DIgSILENT PowerFactory Modelling. International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA), Indonesia. [17]

Los autores analizan el efecto de los controladores de inercia virtual en la estabilidad de frecuencia de los sistemas de almacenamiento de energía por baterías. El estudio aborda la importancia de la inercia virtual en estos sistemas y presenta simulaciones realizadas en DIgSILENT PowerFactory que incluyen escenarios de contingencia en un sistema de prueba. Este documento es clave para comprender cómo los controladores de BESS pueden mejorar la respuesta ante variaciones de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia, y ayuda a analizar cada uno de los controladores del BESS y su interconexión en DigSILENT Power Factory.

- ❖ Fernandopulle, J., Meegahapola, L., & Nutkani, I. (2022). Analysis of Droop Control of BESS for VPP Based Frequency Control in Distribution Network.

IEEE PES 14th Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Australia. [18]

Los autores presentan un análisis del control en sistemas de almacenamiento de energía por baterías para la regulación de frecuencia en redes de distribución y transmisión, mediante plantas virtuales de potencia (VPP). El documento incluye investigaciones sobre la respuesta en frecuencia de los BESS, considerando su estado inicial de operación, y se apoya en estudios de simulación realizados en DIgSILENT PowerFactory para evaluar el desempeño en redes de distribución y transmisión. Este documento contribuye a la memoria de título al proporcionar el comportamiento de un BESS en sistemas de transmisión. Ya que los sistemas a evaluar involucran generación y transmisión en un SEP.

- ❖ Alsharif, H., Jalili, M., & Hasan, K. N. (2021). Participation of community-scale battery energy storage in power system frequency regulation. 31st Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC). Perth, Australia. [19]

Los autores abordan una investigación sobre la participación de los sistemas de almacenamiento de energía por baterías a escala comunitaria en la regulación de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia. El estudio se centra en escenarios con baja y alta penetración de energías renovables, utilizando un sistema de prueba australiano compuesto por 14 generadoras. Las simulaciones y análisis se realizaron mediante el software DIgSILENT PowerFactory, evaluando el impacto y el desempeño de los BESS en la estabilidad de frecuencia. Este documento contribuye a la memoria de título, en el análisis en escenarios con baja y alta penetración de ERNC, dado que los sistemas en que se evalúa el BESS en investigación, involucra sistemas con y sin ERNC.

- ❖ Denholm, Paul, Trieu Mai, Rick Wallace Kenyon, Ben Kroposki, and Mark O'Malley. (2020). Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin. Golden, National Renewable Energy Laboratory. Recuperado de: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73856.pdf>. [20]

Los autores presentan un análisis detallado sobre los conceptos clave relacionados con los generadores sincrónicos empleados en redes eléctricas. Este documento explora la inercia en los sistemas eléctricos de potencia (SEP), los factores que influyen en la estabilidad de frecuencia, el impacto de diferentes contingencias en las redes eléctricas y las respuestas en frecuencia de estos sistemas. El documento contribuye a la memoria de título, dado que es una guía para comprender cómo se gestiona la inercia en el contexto de redes

modernas con alta penetración de recursos renovables.

- ❖ National Grid. (2016). Enhanced frequency response FAQs (v5.0). Reino Unido. Recuperado de: https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/Enhanced%20Frequency%20Response%20FAQs%20v5.0_.pdf. [21]

Este documento presenta una serie de preguntas frecuentes sobre el servicio de respuesta en frecuencia mediante baterías (Enhanced Frequency Response, EFR). Este material está relacionado con uno de los primeros casos de uso de sistemas de baterías a nivel mundial para el control de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia. En el documento se abordan conceptos clave sobre el diseño, implementación y operación de los sistemas EFR, además de explicar su importancia para mantener la estabilidad de la red eléctrica. El documento contribuye a la memoria de título a modo de antecedente de los BESS en cuanto a la regulación en frecuencia eléctrica.

- ❖ Manamperi, I., Ahmad, I., Habibi, D., & Aziz, A. (2024). Optimising grid-forming inverters to prevent under-frequency load shedding with minimal energy storage. *Journal of Energy Storage*. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.112842>. [22]

Los autores analizan la optimización de inversores para minimizar el desprendimiento de carga por baja frecuencia, utilizando sistemas de almacenamiento por baterías. Este estudio aborda el impacto de la creciente penetración de energías renovables no convencionales en sistemas de distribución y presenta ejemplos prácticos donde se logra mantener la frecuencia del sistema eléctrico dentro de los estándares operativos mediante el uso de controladores avanzados para inversores. El documento contribuye a la memoria de título, en cuanto a los aspectos técnicos y topológicos de inversores involucrados en el BESS y posterior control de frecuencia.

- ❖ Gonzalez-Longatt, F.M., Rueda Torres, J.L. (2020) Modelling and Simulation of Power Electronic Converter Dominated Power Systems in PowerFactory. [23]

Los autores abordan el modelado y la simulación de sistemas eléctricos de potencia dominados por convertidores electrónicos de potencia. El documento detalla cómo

estas tecnologías se integran como interfaces en la red eléctrica y explora sus funcionalidades mediante simulaciones realizadas en DigSILENT PowerFactory. El documento contribuye a la memoria de título dado que abarca los principios de funcionamiento, los supuestos clave y la implementación de modelos de diferentes sistemas de potencia.

- ❖ Comisión Nacional de Energía. (2023, Mayo). “Estudio de levantamiento de metodologías, exigencias regulatorias y métricas para evaluar los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional”. Santiago, Chile. Recuperado de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/06/CNE_Estudio-Exigencias-y-Me%CC%81tricas-Inercia-y-CC_Informe-Final-VDef.pdf. [24]

La Comisión Nacional de Energía presenta un estudio que examina la robustez de los sistemas eléctricos de potencia, la estabilidad de las energías renovables no convencionales y experiencias internacionales sobre cómo los indicadores asociados al control de frecuencia de un sistema eléctrico varían según los niveles de inercia presentes. Este análisis incluye metodologías, exigencias regulatorias y métricas para evaluar la inercia en un SEP. El documento contribuye a la memoria de título mediante el análisis de diversos escenarios de un SEP, en cuanto a diferentes niveles de inercia en la red eléctrica.

1.2.2 Discusión

La incorporación de los sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías en la red eléctrica va tomando fuerza entre una de las diversas opciones que existen en el mercado eléctrico, relacionado con los desafíos que involucran escenarios relacionados a estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Gracias a la serie de análisis de webinars, papers, guías, documentos, normas y memorias de título, se concluye que los BESS juegan un papel crucial en la entrega y absorción de potencia activa en un SEP, y por consecuencia en la regulación de frecuencia. Especialmente en un contexto de abundancia de energías renovables, tales como la fotovoltaica, y así descarbonizar la matriz energética.

Los estudios dinámicos y estáticos en DigSILENT proporcionan un análisis detallado y una comprensión profunda en cuanto al comportamiento de un BESS en la regulación de frecuencia. Estos equipos permiten mitigar fluctuaciones de frecuencia mediante la

absorción/entrega de potencia activa al sistema. Lo cual se logra mediante el uso de controladores avanzados basados en lenguaje DPL. Dichos controladores permiten una respuesta rápida y eficaz a las variaciones de demanda y generación en el sistema.

En cuanto a normativas, se cuenta principalmente con la NTSyCS, la cual constituye la base para comprender las regulaciones de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia (SEP). Además, se consideran normativas de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que detallan la regulación de los Servicios Complementarios de Control (SSCC) y su papel en la regulación de frecuencia.

La investigación se profundizó en cuanto a casos de estudios, para aterrizar el control de frecuencia mediante BESS, en DigSILENT PowerFactory. Estos casos de estudios fueron casos de prueba obtenidos del IEEE y de la página oficial de DigSILENT PowerFactory. Donde se llevó a cabo el modelamiento de una red pequeña, junto al modelamiento adecuado del BESS, precisamente un PWM y una batería (y sus respectivos controladores). En estos estudios se destaca la importancia de la asignación adecuada de las diversas variables incluidas en los controladores, y realizar adecuadamente contingencias o eventos para así evaluar el BESS en un caso lo más cercano a la realidad.

1.3 Definición del Problema

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) poseen la capacidad de absorber o liberar potencia activa en fracción de milisegundos, dentro de un sistema eléctrico, lo que les confiere la flexibilidad necesaria para responder de manera rápida a las fluctuaciones en la generación y la demanda. Esta capacidad resulta particularmente relevante en situaciones en las que se produce una desconexión de una generadora o de una carga. En el contexto de generación compuesta por ERNC, donde la inercia del sistema es considerablemente baja respecto a un sistema compuesto por generadores sincrónicos. Los BESS juegan un papel crucial. Al ofrecer servicios como “regulación de frecuencia”, estos sistemas contribuyen a mantener la frecuencia eléctrica dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS. Este aspecto es fundamental para asegurar la operación estable del sistema eléctrico nacional, ya que minimiza el riesgo de desbalances que podrían dar lugar a interrupciones o daños en la infraestructura eléctrica.

Por lo tanto, la falta de una comprensión adecuada sobre el papel de los BESS en la regulación de frecuencia, así como su implementación efectiva en el contexto del SEP, representa un problema que debe ser abordado. A través de un modelado detallado en

DigSILENT PowerFactory, se busca evaluar y demostrar cómo los BESS pueden contribuir significativamente a la estabilidad del sistema, siendo un soporte fundamental para el control y/o regulación de frecuencia.

1.4 Hipótesis de trabajo

La incorporación de un “Battery Energy Storage System” en un modelo de simulación dinámica en DigSILENT PowerFactory contribuye de manera efectiva a la regulación de la frecuencia en un sistema eléctrico de potencia, mejorando su estabilidad ante diversas contingencias de alto impacto mediante la inyección o absorción de potencia activa. Esto permite mantener la frecuencia dentro de los márgenes establecidos en la NTSyCS, posicionando al BESS como una alternativa eficiente frente a una mayor integración de energías renovables no convencionales (ERNC) y una disminución de generación basada en máquinas rotantes.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo General

Modelar un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en DigSILENT PowerFactory para regular la frecuencia en un sistema multimáquina con alta penetración de energías renovables.

1.5.2 Objetivos Específicos

1. Determinar y analizar los componentes de un BESS.
2. Analizar controladores de un BESS en DigSILENT PowerFactory, en un programa de pruebas.
3. Modelar un sistema BESS para la regulación de frecuencia, con la finalidad de mitigar efectos de contingencias en el sistema.
4. Implementar un sistema multimáquina donde priman la generación en base a máquinas rotantes, en DigSILENT PowerFactory. Basado en el sistema final de la asignatura "Modelación dinámica de redes eléctricas".
5. Modificar el método de generación en el sistema multimáquina. De modo que el sistema se nutra principalmente de ERNC. Realizar comparaciones en ambos sistemas, a partir de determinadas contingencias. Y evaluar resultados.

1.6 Alcances y limitaciones

Este estudio contempla el modelado de un BESS en DigSILENT PowerFactory, orientado a la inyección y absorción de potencia activa en el sistema eléctrico, y, en consecuencia, a la regulación de su frecuencia.

1.7 Metodología de trabajo

El desarrollo del trabajo se llevará a cabo utilizando el software DigSILENT PowerFactory. En primer lugar, se realizará una revisión bibliográfica sobre la regulación de frecuencias y los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), con el fin de elaborar el estado del arte relacionado con el control de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia (SEP) mediante BESS. Posteriormente, se procederá a analizar, estudiar y comprender las simulaciones de un BESS en DigSILENT PowerFactory, en un sistema aislado de "prueba", para realizar las primeras simulaciones y aproximaciones al funcionamiento del BESS. Este análisis se centrará en las condiciones iniciales de la simulación, los controladores y la batería del BESS. Finalmente, se impulsará la implementación y análisis del control de frecuencia en un sistema multimáquina más complejo y real basado en generación en base a máquinas rotantes, para luego realizar el mismo análisis en un sistema en base a generación ERNC.

1.8 Temario

El trabajo realizado en la presente memoria de título se ha organizado en capítulos, en donde éstos se describen brevemente a continuación.

El **Capítulo 1** corresponde a una contextualización del trabajo desarrollado dando a conocer el estado del arte, la definición del problema, la hipótesis de trabajo y los objetivos a cumplir a lo largo de toda la memoria de título.

El **Capítulo 2** define los conceptos claves en el control de frecuencia en un SEP, además de técnicas empleadas para la regulación de frecuencia.

El **Capítulo 3** corresponde al desarrollo de las características básicas con las que se definen y operan los BESS.

El **Capítulo 4** presenta el modelo de estudio desarrollado a través de la plataforma de simulación en DigSILENT PowerFactory. Ahora bien, se dan a conocer los “composite frame” y los “composite model” con los que opera cada uno de los bloques de control del BESS.

El **Capítulo 5** presenta los modelos de estudio tales como el sistema de prueba. Y

dos modelos basados en el sistema final del curso de Modelación Dinámica de Redes Eléctricas. El primero consiste en un sistema donde prima la generación de energía en base a máquinas rotatorias (generadores sincrónicos) tales como hidráulicas y térmicas; y el segundo consiste en un sistema donde predomina la generación en base a ERNC, precisamente generación fotovoltaica.

El **capítulo 6** presenta los análisis y resultados de las simulaciones sujetos a una matriz de casos, que involucra diversas perturbaciones en los sistemas, y diversos escenarios de operación.

El **Capítulo 7** presenta las conclusiones y análisis finales del informe, como también, se enuncian posibles trabajos futuros.

Capítulo 2. Control de frecuencia

2.1 Introducción

Este capítulo introduce el concepto energía de regulación, y el de inercia en sistemas eléctricos de potencia que involucren máquinas rotantes, y su influencia directa en la estabilidad de la frecuencia. Se explora cómo los generadores sincrónicos y su torque proporcionan el soporte necesario para mantener la estabilidad de un SEP, donde la regulación de frecuencia es una prioridad en el diseño y la operación. La capacidad de mantener el equilibrio entre generación y demanda es esencial para preservar la estabilidad de un sistema eléctrico.

El control de la frecuencia en un sistema eléctrico es de suma importancia, ya que este parámetro es fundamental para garantizar la estabilidad de la red. Mantener una frecuencia constante permite que los diversos equipos y cargas conectadas a un sistema eléctrico, funcionen de manera normal y eficiente, evitando daños que podrían resultar catastróficos o irremediables. Además, es esencial mitigar las variaciones en la frecuencia ante perturbaciones, ya que estas pueden provocar apagones, blackouts y daños significativos en la infraestructura del suministro eléctrico.

En este proceso, los servicios auxiliares desempeñan un papel relevante al ayudar a mantener los parámetros dentro de los márgenes operativos definidos, apoyando la robustez del sistema.

La regulación de frecuencia puede llevarse a cabo mediante diversas técnicas; sin embargo, con la creciente integración de las ERNC y la disminución de generadoras sincrónicas (máquinas rotantes), estas técnicas se vuelven cada vez más limitadas. Ante este desafío, surge la necesidad de implementar un nuevo enfoque para el control de la frecuencia, que se basa en el uso de sistemas de almacenamiento por baterías. Este método representa una solución innovadora para mantener la estabilidad de la red eléctrica en un entorno de generación variable.

Donde los sistemas de almacenamiento de energía por baterías (BESS) contribuyen de manera significativa al control de frecuencia, ya que pueden inyectar o absorber potencia activa en respuesta a las variaciones, ayudando a equilibrar la generación y la demanda. Esta capacidad adicional fortalece el control de frecuencia en el SEP, brindando un mayor

soporte en situaciones de alta demanda o contingencias.

2.2 Energía de Regulación

La energía de regulación es fundamental como parámetro inicial en el control de frecuencia, ya que representa la capacidad del sistema eléctrico para responder rápidamente ante variaciones en la demanda o la generación. En sistemas donde la penetración de energías renovables es alta, esta capacidad es especialmente crucial para mitigar fluctuaciones y estabilizar la frecuencia, previniendo que una contingencia genere un desequilibrio en la red. A diferencia de los generadores convencionales basados en máquinas rotantes, las fuentes renovables como la energía eólica y solar no aportan inercia de forma convencional, lo cual requiere la implementación de estrategias adicionales para “amortiguar” las variaciones de frecuencia y minimizar el impacto de desequilibrios entre generación y demanda.

En sistemas eléctricos con predominio de generadores sincrónicos, la energía de regulación (ecuación (2.1)) almacenada en la rotación de estas máquinas actúa como un “amortiguador” natural, ayudando a absorber los cambios bruscos en la frecuencia que se producen tras una perturbación o contingencia. Esta función de amortiguación reduce los impactos o rechazos de carga, y facilita una respuesta estable del sistema, un aspecto que se ve menos presente en redes con alta penetración de energías renovables y que, por lo tanto, depende en mayor medida de la energía de regulación (E_{reg}).

$$E_{reg} = \frac{1}{2} \cdot J \omega^2 \quad (2.1)$$

Donde J representa el momento de inercia del rotor, expresado en $[\text{kg} \cdot \text{m}^2]$, y ω es la velocidad angular del rotor, medida en $[\text{rad}/\text{s}]$.

Existe una relación directa entre la energía de regulación y la energía cinética del sistema, denotada en la ecuación (2.2).

$$H = \frac{E_{reg}}{S} \quad (2.2)$$

Siendo H la constante de inercia de la máquina rotante, y S la potencia nominal de la máquina, expresada en $[\text{VA}]$.

Luego, se tiene la expresión $\frac{d\omega}{dt}$, que hace referencia a la variación de la velocidad angular del rotor. Esta variación está relacionada con el torque eléctrico y el torque mecánico de la máquina, respectivamente. Lo cual se ilustra en la ecuación (2.3).

$$J \cdot \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e \quad (2.3)$$

Esto da origen a la ecuación de oscilación del rotor, la cual se relaciona directamente con la potencia mecánica y la potencia eléctrica generada o suministrada por la máquina rotante. La ecuación (2.4) describe el comportamiento dinámico del rotor al equilibrar los torques y potencias involucrados, siendo fundamental para el análisis de estabilidad de la máquina en el sistema eléctrico.

$$2H \cdot \frac{dw}{dt} = P_m - P_e \quad (2.4)$$

Se concluye así, la ecuación que describe la dinámica rotacional (ecuación (2.4.)) de un sistema eléctrico de potencia, ligado a una máquina rotatoria (generador síncrono). Siendo “H” la constante de inercia, factor de $\frac{d\omega}{dt}$. Con lo que se afirma que la variación de frecuencia eléctrica es proporcional al valor de inercia, dado que la frecuencia eléctrica está directamente relacionada con la velocidad angular (ω) del generador síncrono, tal cómo se plasma en la ecuación (2.5).

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f \quad (2.5)$$

2.3 Inercia Sintética

La inercia sintética en una red eléctrica proporciona al sistema la capacidad de responder ante fallas o contingencias, lo cual es esencial para mantener la estabilidad operativa. Esta inercia funciona como un amortiguador, resistiendo los cambios en la frecuencia eléctrica y dando tiempo a otros mecanismos de respuesta para restaurar el equilibrio entre la generación y la demanda [20]. Al hacer esto, la inercia sintética ayuda a moderar el cambio en la frecuencia y evita variaciones bruscas que podrían comprometer la estabilidad del sistema. Para un control óptimo de la frecuencia, es ideal que el sistema eléctrico responda de manera progresiva, lo que se logra con un nivel adecuado de inercia sintética. Con mayor inercia, variables del sistema como la amplitud de voltaje y la frecuencia fluctúan de manera más lenta, lo que promueve una mayor robustez y

estabilidad. Tradicionalmente, esta inercia proviene de generadores sincrónicos, relacionados con los torques o potencias de la máquina, y se considera la fuente principal de estabilidad rotacional en sistemas eléctricos.

Sin embargo, con una mayor penetración de fuentes renovables, esta inercia convencional disminuye, lo que hace necesario implementar sistemas alternativos, como el almacenamiento de energía en baterías (BESS) y otros dispositivos de respuesta rápida, que pueden liberar o absorber potencia de manera inmediata. Estos sistemas de almacenamiento son fundamentales en redes de baja inercia, ya que permiten estabilizar el sistema casi instantáneamente frente a variaciones de frecuencia y previenen apagones o daños en la infraestructura [20]. Así, los BESS contribuyen a mitigar las caídas de frecuencia y aseguran una operación segura en redes que dependen en menor medida de la inercia rotacional.

A continuación, se presenta un ejemplo en la Figura 2.1, que consiste en un evento dinámico en frecuencia, específicamente un impacto de carga. Con la finalidad de comparar el nivel de inercia en un SEP.

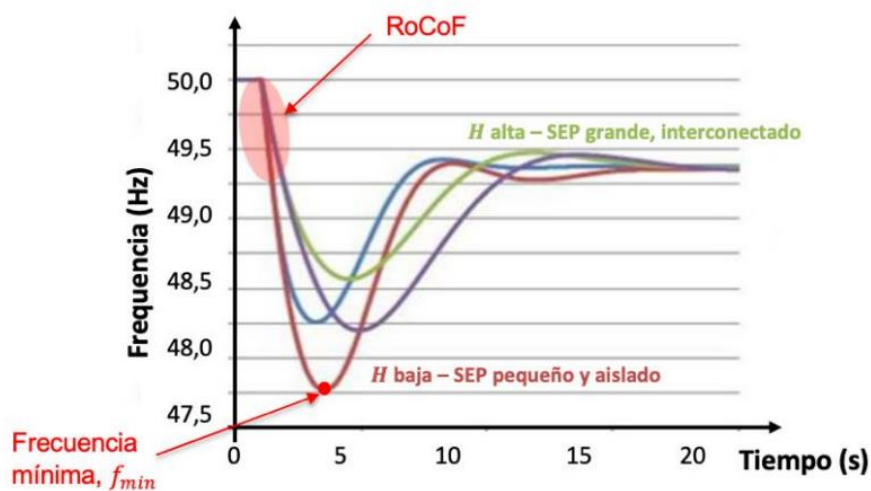


Figura 2.1 Frecuencia de un SEP ante un impacto de carga, frente a distintos niveles de inercia

Fuente: [23]

Se infiere de la Figura 2.1 que el sistema ilustrado presenta diferentes respuestas, ante diferentes niveles de inercia. Lo que permite concluir que la disminución de la frecuencia del sistema es inversamente proporcional al nivel de inercia; es decir, a mayor inercia, la caída en frecuencia del sistema será menor. En consecuencia, un sistema con mayor inercia se considera más robusto, ya que experimenta menos variaciones, ante una

contingencia.

Finalmente, se concluye que la inercia se trata de un sistema de control aplicado al convertidor de potencia de un generador sincrónico. Para funcionar correctamente, la inercia sintética requiere de potencia activa, es decir, necesita una reserva almacenada.

$$\frac{d J \cdot \omega}{dt} \frac{1}{2} = P_e - P_m \quad (2.6)$$

En la ecuación (2.6) se expresa la relación entre la frecuencia y la potencia de un generador sincrónico. La inercia sintética es controlada por el convertidor, el cual integra un bloque de control que restringe su operación. Así, la frecuencia a la que opera el convertidor está relacionada con la potencia que se le exige al sistema.

En todo sistema eléctrico de potencia, es fundamental contar con un método de reserva de potencia activa. Donde para efectos de regulación de frecuencia mediante BESS, se utilizará el método de "almacenamiento" por baterías. Este método ayuda a reducir la variabilidad en la generación y optimiza los picos de energía.

2.4 Servicios complementarios en frecuencia

La frecuencia en la red eléctrica es un indicador clave para detectar cambios significativos en la oferta de generación y la demanda de energía. Para mantener un sistema eléctrico estable, es fundamental regular esta frecuencia, y la variable principal para lograrlo es la potencia activa. En este sentido, la potencia activa generada por las máquinas generadoras cumple un rol esencial, ya que es la encargada de equilibrar la generación y la demanda en tiempo real. Este equilibrio no solo estabiliza la frecuencia del sistema, sino que también asegura un nivel adecuado de reservas de energía, lo cual es crucial para enfrentar variaciones o contingencias en el sistema.

En este escenario, los servicios auxiliares relacionados con frecuencia, también conocidos como servicios complementarios, juegan un rol clave al asegurar que la frecuencia se mantenga dentro de los márgenes establecidos en la normativa NTSyCS [10].

De acuerdo con la referencia, los servicios auxiliares relacionados con el control de la frecuencia en un SEP se definen de la siguiente manera [9]:

“CRF: Acciones de control automáticas locales que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Su tiempo total de activación será de 1 [s] y su mínimo tiempo de entrega de 5 [min].

CPF: Acciones de control automáticas locales orientadas a contener y corregir las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico. Su tiempo total de activación será de 10 [s] y su mínimo tiempo de entrega de 5 [min].

CSF: Acciones de control destinadas a restablecer la frecuencia del sistema eléctrico a su valor nominal. Su tiempo total de activación será de 5 [min] y su mínimo tiempo de entrega de 15 [min].

CTF: Acciones de control activadas por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador destinadas a restablecer las reservas del Control Secundario de Frecuencia o incorporar reservas adicionales. Su tiempo total de activación será de 5 [min] y su mínimo tiempo de entrega de 1 [hr]. ”

En la Figura 2.2 se presenta una ilustración de los SSCC en frecuencia, donde se plasman los tiempos en que cada “barrera” de control en frecuencia está activa.

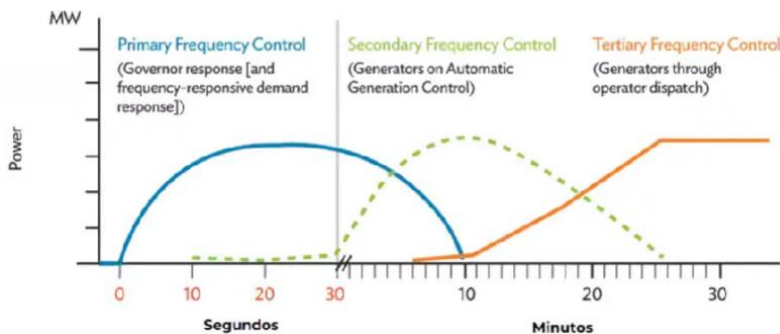


Figura 2.2 Servicios auxiliares encargados de regulación de frecuencia

Fuente [12]

Se concluye la importancia de los SSCC ante diversas perturbaciones que pueden afectar la frecuencia de un SEP. Estos servicios ofrecen múltiples barreras frente a las variaciones de la frecuencia. En este sentido, los SSCC son fundamentales para mantener la estabilidad del sistema, asegurando que la frecuencia se mantenga dentro de los límites operativos permitidos y proporcionando la flexibilidad necesaria para responder a las fluctuaciones en la generación y demanda de potencia.

2.5 Indicadores de desempeño en frecuencia

Se debe tener en consideración, ciertos indicadores de desempeño en frecuencia, los cuales son útiles para evaluar la respuesta de un SEP frente a diversas contingencias en el sistema. Estos indicadores permiten analizar la curva en frecuencia de un sistema ante una perturbación.

Para detallar los indicadores antes mencionados, se plasma la Figura 2.3. Donde se presenta una respuesta en frecuencia ante un impacto de carga en el sistema.

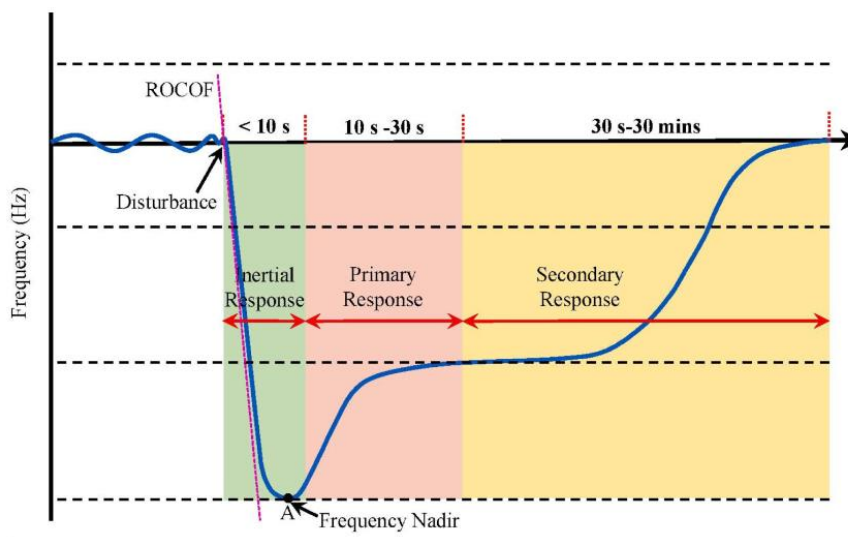


Figura 2.3 Impacto de carga en un SEP

Fuente: [22]

El primer indicador es el Rate of Change of Frequency, o más conocido como ROCOF, el cual se refiere al gradiente de frecuencia o la pendiente observada en la gráfica inmediatamente después de que ocurre la contingencia en el sistema. Este parámetro mide la rapidez con la que varía la frecuencia y es directamente influido por la inercia del sistema: a mayor inercia, el sistema presenta un cambio de frecuencia más gradual ante perturbaciones, es decir, el ROCOF es menos pronunciado. Por ende, se puede concluir de que el ROCOF es proporcional al nivel de inercia y a la magnitud de la perturbación.

El segundo indicador de desempeño a analizar es el NADIR, el cual corresponde al valor más bajo de la respuesta en frecuencia, alcanzado luego de la contingencia en el sistema. La profundidad del NADIR refleja la capacidad del sistema para contrarrestar las variaciones de frecuencia de manera efectiva.

Y finalmente, la desviación en régimen permanente. El cuál es el parámetro que

mide la diferencia entre la frecuencia inicial (pre-contingencia) y la frecuencia estable alcanzada luego de haber superado el transiente provocado por la contingencia. Este indicador denota el nivel de control que el sistema posee para regular la frecuencia. En palabras simples, corresponde a la región de la curva donde se alcanza el equilibrio en frecuencia "post-contingencia".

2.6 Técnicas de regulación de frecuencia

Es sabido que un sistema puede sufrir perturbaciones que desencadenen variaciones en su frecuencia eléctrica. Ya sea por la conexión o desconexión de una carga, el sistema experimentará un cambio en la frecuencia. Esta variación será proporcional a la inercia sintética del sistema y a diversos sistemas de control asociados a la regulación de frecuencia. Entre ellos, destacan principalmente las generadoras, los EDAC y EDAG.

Para hacer frente a las variaciones de frecuencia en el sistema eléctrico, se emplean diversas técnicas de regulación que permiten mantener el equilibrio entre la generación y la demanda. Entre las técnicas más utilizadas se encuentran:

- **Uso de inercia de máquinas rotantes:**

En sistemas eléctricos convencionales, donde priman las máquinas rotantes tales como las generadoras térmicas o hidráulicas. Los generadores sincrónicos aportan inercia natural al sistema. Como se especificó en el apartado 2.3, dicha inercia actúa como un amortiguador que absorbe y libera energía cuando se producen fluctuaciones en la frecuencia. La inercia resiste a cambios abruptos en frecuencia, logrando ser una gran acción inmediata de defensa de un SEP donde predominan generadores sincrónicos, ante un impacto o rechazo de carga.

- **Rechazo de carga:**

La desconexión de carga, también conocida como "shedding de carga", es un método comúnmente utilizado para regular la frecuencia en un SEP. Este método consiste en la desconexión de cargas no críticas del sistema eléctrico cuando se presenta un desequilibrio entre la generación y la demanda, como en un caso donde la demanda es mayor que la capacidad de generación disponible.

Al reducir la cantidad de carga conectada, se logra restablecer el equilibrio entre la potencia generada y la potencia demandada, lo que permite estabilizar la frecuencia del

sistema. La desconexión de carga actúa de manera rápida y efectiva para evitar que un déficit de generación cause un descenso peligroso en la frecuencia, contribuyendo así a la estabilidad general del sistema eléctrico. Este mecanismo es especialmente valioso en situaciones de emergencia, donde una respuesta inmediata es crucial para mantener la integridad y seguridad de la red eléctrica.

2.7 Escenario Futuro

A medida que los sistemas energéticos globales avanzan hacia una generación prioritaria con recursos renovables, surgen nuevos desafíos para asegurar su estabilidad operativa. Tradicionalmente, los generadores sincrónicos rotantes han aportado inercia al sistema, pero la creciente integración de generadores asincrónicos disminuye esta inercia. Esto plantea la necesidad de nuevas técnicas de soporte, como el “Enhanced Frequency Response”.

El EFR, introducido en 2016 en el Reino Unido, se orienta a activos de almacenamiento que brindan respuesta en frecuencia en menos de un segundo, con una duración máxima de 30 minutos [21]. Estas baterías operan mediante la conversión rápida de potencia en energía, y requieren mantenimiento ocasional para mantener su disponibilidad. Su instalación no depende de la ubicación dentro del sistema, pues la respuesta es universal. No existe ningún beneficio en conectarse a una barra de 220 kV, o a una barra del sistema de transmisión o distribución.

Las baterías de EFR, licitadas por su capacidad de potencia, han mostrado eficacia en escenarios de alta penetración de ERNC, estableciendo un ejemplo sobre cómo controlar la frecuencia en un futuro de descarbonización energética y neutralidad de carbono.

2.8 Artículos NTSyCS

Controlar la frecuencia ante perturbaciones en un sistema eléctrico, es vital, ya que así se logra garantizar la estabilidad y la seguridad operativa del SI. Por lo que es fundamental que las unidades generadoras cumplan con rangos establecidos y requisitos mínimos. Esto es crucial para asegurar un correcto funcionamiento ante contingencias o perturbaciones que puedan causar variaciones en la frecuencia, y minimizar el riesgo de falla en el sistema. Los principales artículos de la NTSyCS empleados en la presente memoria de título [10], en términos de frecuencia y voltaje de un SI, son: 3-10; 3-11; 5-19; 5-23; 5-34; 5-35; 5-40.

Capítulo 3. Battery Energy Store Systems

3.1 Introducción

A medida que los sistemas eléctricos avanzan hacia una generación de energía cada vez más basada en recursos renovables, la reducción de generadores sincrónicos plantea desafíos significativos para la estabilidad de la red, especialmente en términos de inercia. Ante esta disminución, los Sistemas de Almacenamiento de Energía por Baterías (BESS) emergen como una solución viable para la regulación de frecuencia.

Un sistema de almacenamiento de energía se clasifica según diversos factores, entre ellos el modo de transformación de la energía, el método de almacenamiento y la capacidad acumulativa. Los BESS, o sistemas de almacenamiento de energía en baterías, se destacan por su capacidad de operar en la escala de megavatios. Estos sistemas son reconocidos por su alta densidad de energía, que permite almacenar grandes cantidades en un espacio compacto, y por su bajo requerimiento de mantenimiento, lo que los hace eficientes en comparación con otros sistemas. Comúnmente, los BESS emplean baterías de iones de litio o de plomo ácido [7], y pueden funcionar de forma independiente o como complemento de fuentes de energía renovable.

3.2 Sistemas de Almacenamiento de Energía mediante Baterías

Un BESS (Battery Energy Storage System) está compuesto por un inversor bidireccional y una batería [11]. El inversor es responsable de conectar la batería con la red o la fuente de energía. Este inversor bidireccional permite que la energía fluya en ambas direcciones, facilitando la carga y descarga de la batería.

El sistema BESS incluye un controlador asociado que actúa en escenarios donde se requiere, especialmente en términos de frecuencia y potencia activa. En este contexto, los servicios auxiliares mencionados previamente juegan un papel crucial.

Todo equipo o sistema requiere una serie de componentes, y los componentes de un sistema BESS se pueden clasificar de la siguiente manera:

1. **Módulos de baterías:** Un conjunto de celdas de baterías que convierten la energía química en energía eléctrica.

2. **Sistema de gestión de la batería (BMS):** Garantiza la seguridad del sistema al supervisar el estado de las celdas de la batería y medir parámetros como el estado de carga (SOC) y el estado de salud (SOH).
3. **Inversor o PCS (Power Conversion System):** Encargado de la conversión de corriente continua (DC) producida por las baterías en corriente alterna (AC).
4. **Sistema de gestión de energía (EMS):** Responsable de monitorear y controlar el flujo de energía dentro del BESS.

Un BESS tiene diversas aplicaciones en el ámbito industrial, que implican el uso de convertidores electrónicos (inversores bidireccionales) como interfaz hacia la red. Entre las principales aplicaciones en generación y transmisión, se destacan:

- **Soporte de tensión.**
- **Soporte en frecuencia.**
- **Mejora de la estabilidad transitoria.**
- **Aplanamiento de la curva de carga.**

El presente estudio se centra en el soporte en frecuencia de un sistema eléctrico de potencia mediante BESS. Estos sistemas regulan la frecuencia en la red inyectando o absorbiendo potencia activa para equilibrar la cantidad de potencia generada y demandada, evitando que la frecuencia exceda o caiga por debajo de su valor nominal. Esto contribuye a prevenir fenómenos como desconexiones temporales, cortes de energía y daños a maquinaria.

Además, un BESS posee un control bifuncional, lo que significa que, en segundo plano, también garantiza la estabilidad de la tensión en el sistema.

3.2.1. Convertidor

En el contexto de los BESS, el equipo que conecta el banco de baterías con la red eléctrica es un convertidor DC-AC, el cual tiene la capacidad de absorber o entregar energía a la red, cargando o recargando la batería.

Cuando la energía fluye desde la batería hacia la red, el convertidor DC-AC se denomina "inversor". Por otro lado, cuando la energía se traslada desde la red hacia la

batería, se le conoce como "cargador".

Este convertidor es no lineal y presenta elementos no lineales tales como diodos o transistores IGBT o MOSFET. Debido a la naturaleza de los semiconductores. Al aplicarse una onda sinusoidal más pura como alimentación, se generará un efecto no lineal en la corriente y en componentes armónicas. Esta característica justifica la necesidad de filtros, como se ilustra en círculos rojos en la Figura 3.1 del convertidor.

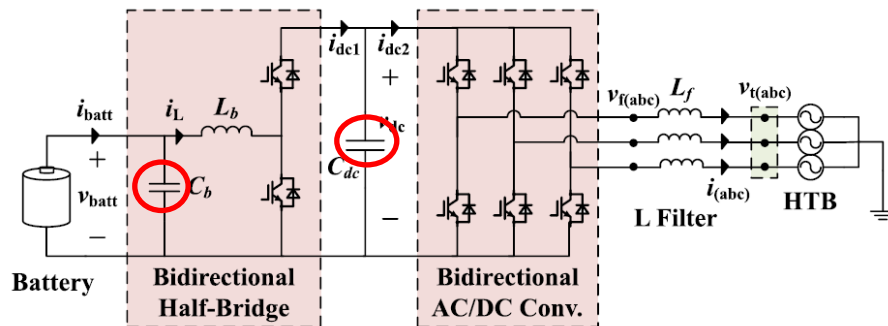


Figura 3.1 Modelo BESS completo

Fuente: [15]

En la Figura 3.1 se presenta el modelo completo de un BESS, que incluye la batería junto con una interfaz de electrónica de potencia en dos etapas. La incorporación de esta interfaz de electrónica de potencia en el modelo BESS facilita una integración sencilla del sistema en el Controlador de Fuente de Voltaje (VSC).

3.2.1.1. VSC

El Controlador de Fuente de Voltaje (VSC) es una tecnología empleada en la conversión de energía eléctrica, cuya función principal es convertir el voltaje de corriente continua (DC) de la batería en voltaje de corriente alterna (AC). Esta conversión se realiza mediante una conmutación rápida de válvulas IGBT.

Un VSC puede utilizar dispositivos como IGBT, GTO u otros tipos de transistores, y cuenta con un condensador de gran tamaño en el lado de corriente continua. Las principales ventajas de un VSC se pueden resumir en su capacidad para operar en cualquier combinación de potencia y su habilidad para funcionar en redes débiles. En la Figura 3.2 se plasma la topología general del VSC.

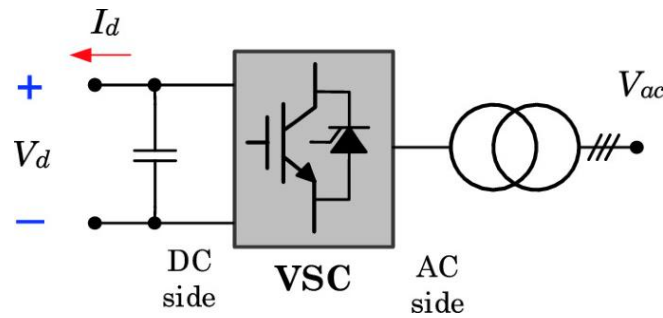


Figura 3.2 VSC en modelo del BESS

Fuente [23]

3.2.1.2. Pulse Width Modulation

La técnica de modulación por ancho de pulso (Pulse Width Modulation o PWM) se utiliza en los convertidores electrónicos de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS). Esta técnica opera a frecuencias de conmutación de hasta 20 kHz, con el objetivo de generar una onda sinusoidal más pura. Es importante destacar que el PWM presenta pérdidas de conmutación y estados de transición entre los estados de encendido (on) y apagado (off). En la Figura 3.3 se plasma un ejemplo de una señal de la técnica de modulación PWM.

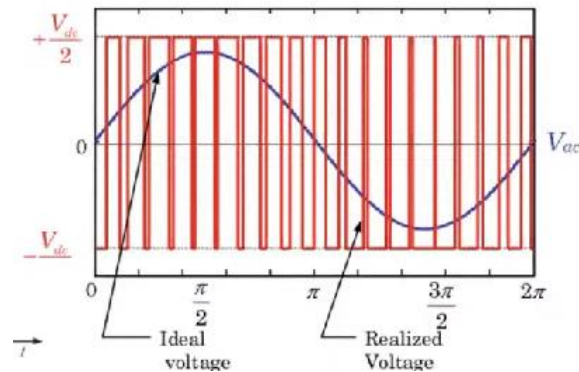


Figura 3.3 Ilustración de un PWM

Fuente: [1]

3.3 Modelos

En la Figura 3.4 se presenta una representación inicial de un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS). Esta ilustración proporciona un primer acercamiento a la configuración y componentes del sistema.

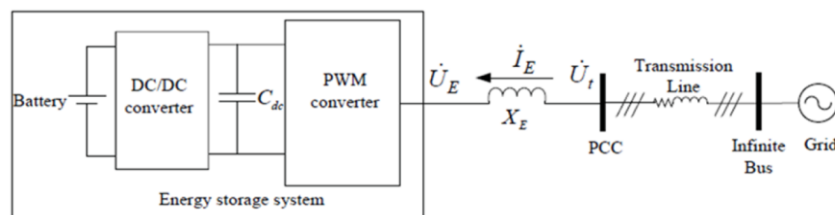


Figura 3.4 Diagrama simplificado de un BESS

Fuente: [15]

Existen diversas maneras de modelar o representar un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS) en DigSILENT PowerFactory. En esta sección se hará hincapié en dos de estas representaciones, de las cuales se utilizará la última para el desarrollo de la investigación.

1. Battery with frequency control

Este tipo de template, que representa un modelo genérico para un BESS, se denomina "Static Generator". Este modelo se caracteriza por no considerar los efectos de saturación y representa tanto el convertidor en el lado de la red como la batería. Además, incluye diversos modelos de los controladores del convertidor y de la batería, los cuales se encuentran en la sección de "modelos compuestos" del generador estático. En la Figura 3.5 se plasma la representación gráfica en DigSILENT PowerFactory.

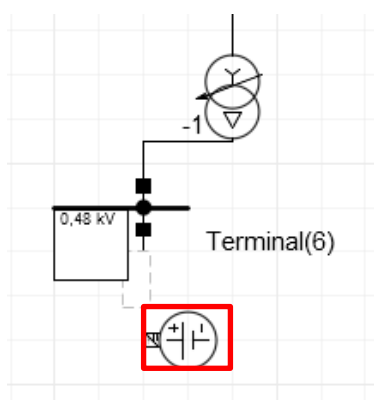


Figura 3.5 Batería con control de frecuencia (Static Generator)

Fuente: E.P.

2. Battery Energy Storing Systems

Este es el modelo implementado en las simulaciones del presente estudio. El modelo consiste en dos partes: una representación de la batería y un rectificador/inversor para la

interconexión con la red. El cual se plasma en la Figura 3.6.

El rectificador/inversor se representa como un convertidor tipo VSC (Convertidor Controlado por Voltaje) con modulación por ancho de pulso (PWM). Este enfoque permite una conversión eficiente de la energía y una integración efectiva del BESS en el sistema eléctrico de potencia.

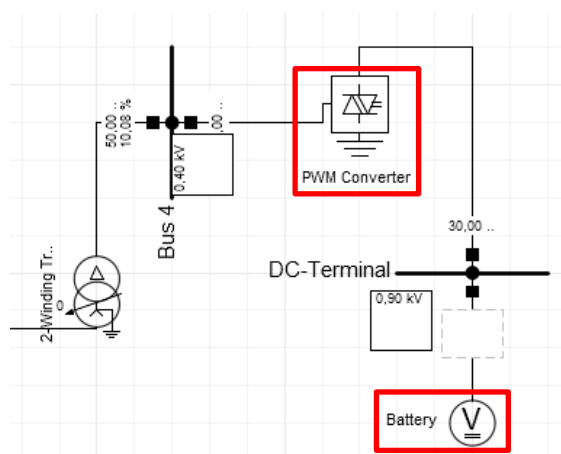


Figura 3.6 Sistema de almacenamiento de energía con batería (PWM & Battery)

Fuente: E.P.

3.4 Tipos de Baterías

El tipo de batería es crucial en los sistemas de almacenamiento de energía de baterías (BESS), ya que es el componente donde se almacena la energía, desempeñando así uno de los roles principales en un BESS.

Además, la elección del tipo de batería es fundamental debido al "ciclado de la batería", que se refiere a los procesos de carga y descarga de la misma. Este aspecto está íntimamente relacionado con las reacciones químicas que permiten la acumulación y descarga de energía en la batería. Este tema es vital al considerar la "vida útil de la batería", ya que la efectividad en términos de costos está directamente vinculada a la vida útil operativa de la batería.

La "descarga de la batería" está completamente ligada al DOD [7] (Depth of Discharge), que hace referencia al porcentaje de energía descargada de una batería en relación con su capacidad total. Un nivel bajo de DOD implica que hay una energía neta disponible menor en la batería [6]. El DOD se puede obtener a partir del SOC, utilizando la ecuación (3.1).

$$DOD = 100\% - SOC_{final} \quad (3.1)$$

El C-Rate es un factor crucial en el rendimiento de las baterías, ya que mide la velocidad a la cual una batería puede cargar o descargar energía [6]. Un C-Rate bajo implica una menor potencia de salida de la batería. Por ejemplo, en el caso de un Battery Energy Storage System (BESS) con una capacidad de 300 MWh que entrega 75 MW a la red, se puede calcular el C-Rate utilizando la relación (3.2).

$$C - Rate = \frac{Potencia\ de\ salida\ (MW)}{Capacidad\ Total\ (MWh)} \quad (3.2)$$

Donde, al sustituir los valores:

$$C - Rate = \frac{75\ MW}{300\ MWh} = 0.25$$

Esto indica que el BESS opera con un C-Rate de 0.25, lo que significa que está descargando energía a una tasa que es un cuarto de su capacidad total. Este aspecto es fundamental para entender la dinámica de carga y descarga de las baterías en un BESS.

A continuación, se presenta la topología de un circuito básico de una batería, la cual se ilustra en la Figura 3.7. Esta figura proporciona una representación visual del diseño del circuito.

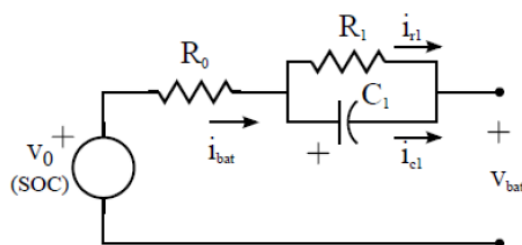


Figura 3.7 Circuito básico de una batería

Fuente: [17]

En la sección Anexo F, se presentan los principales tipos de baterías que podrían ser empleados para conformar un Battery Energy Storage System (BESS) [1] [6].

A modo de conclusión, se presenta en la Tabla 3.1, una tabla comparativa respecto a las baterías disponibles en el mercado eléctrico.

Tabla 3.1 Análisis de principales tipos de baterías en el mercado

Fuente: [1][6]

<i>Tipo de Batería</i>	<i>Costo</i>	<i>Cap. Específica (kWh/kg)</i>	<i>Eficiencia (%)</i>	<i>Vida útil (Años)</i>	<i>Auto-descarga</i>	<i>Amigable con el medioambiente</i>
<i>Plomo-Ácido</i>	Bajo	30-50	60-70	3-6	Baja	No
<i>Niquel-Cadmio</i>	Bajo	40-60	60-80	10-15	Alta	No
<i>Hidruro de Niquel-Metal</i>	Alto	60-120	66-80	3-5	Muy Alta	No
<i>Ion-Litio</i>	Alto	150-250	95	10-15	Baja	Sí
<i>Sodio-Azufre</i>	Medio	125-150	75-85	10-15	Baja	No
<i>Flujo-Redox</i>	Altos	60-80	70-75	5-10	Baja	No

3.5 Casos de uso

El principal caso de uso está directamente relacionado con la regulación de frecuencia, en particular con la gestión de la potencia activa y el mantenimiento de la estabilidad en frecuencia. En este contexto, los servicios complementarios en frecuencia desempeñan un papel fundamental.

De acuerdo con consideraciones técnicas de un BESS [16], para que este brinde un adecuado soporte a la frecuencia del sistema, se estima que su tamaño debería estar en un rango aproximado de 10 a 40 MW.

Los BESS también se implementan en microrredes o sistemas de distribución, donde aportan múltiples beneficios, como la provisión de servicios auxiliares, entre ellos la regulación de frecuencia y el control de tensión. Contribuyen a mejorar la integración de fuentes de energía distribuida y renovable, permitiendo el almacenamiento de energía para su uso durante horas pico y facilitando la modernización de la red.

Además, en cuanto al uso de los BESS, destaca su función como “Grid Backup” [1]. En este contexto, los BESS se emplean como reserva de energía en caso de interrupciones en el suministro o fallos en la red eléctrica (reserva operativa), además de contribuir a la nivelación de carga.

Capítulo 4. Modelo BESS en PowerFactory

4.1 Introducción

En esta sección se presenta el modelo del sistema de almacenamiento de energía por baterías (BESS) ilustrado en la Figura 3.6, implementado en DigSILENT PowerFactory. Este modelo integra un inversor de modulación por ancho de pulsos (PWM) y una batería, donde se destaca el uso de las herramientas "Composite Frame" y "Composite Model". Estos elementos resultan esenciales para estructurar y simular el comportamiento integral del BESS.

Se describe detalladamente cada bloque de control, permitiendo comprender cómo DigSILENT organiza y coordina estos bloques para representar con precisión la dinámica del sistema bajo diversas condiciones operativas. Este enfoque asegura una visión completa y coherente de las respuestas de frecuencia y potencia del BESS, facilitando su análisis en distintos escenarios.

En la simulación, el BESS se compone de dos grandes componentes: en primer lugar, una unidad de almacenamiento que opera mediante procesos electroquímicos para almacenar o liberar energía; en segundo lugar, un rectificador/inversor responsable de convertir el voltaje de corriente continua (DC) de la unidad de almacenamiento en voltaje de corriente alterna (AC) para la red eléctrica, y viceversa. La unidad de almacenamiento utiliza una batería recargable, mientras que el rectificador/inversor emplea un convertidor fuente de voltaje (VSC) con modulación por ancho de pulso (PWM) para gestionar la conversión de energía.

4.2 Lenguaje DSL

En PowerFactory, el lenguaje utilizado para modelar un BESS es DSL, que se estructura mediante varios "Composite Frame", representando diagramas de bloques que modelan las diferentes composiciones de un BESS. Un "Composite Frame" puede incluir tanto un "Composite Model" de carácter general como un "DSL Model" de mayor especificidad.

El lenguaje DSL permite la modelación de dispositivos basados en electrónica de potencia, utilizando la transformada de Laplace como base; por lo tanto, las ecuaciones

deben estar expresadas en el dominio de la frecuencia. Un modelo en DSL puede emplear cinco tipos de variables: señales de salida, señales de entrada, variables de estado, parámetros y variables internas. Entre los bloques más comunes en los "Composite Frame" se destacan: el bloque integrador y el retardo de primer orden. Los cuales se representan en las ecuaciones (4.1) y (4.2) en el dominio de la frecuencia. [4]

$$x = \frac{y_i}{s} \quad (4.1)$$

$$x = \frac{y_i}{1 + sT} \quad (4.2)$$

4.3 Modelo BESS genérico en Power factory

Existen dos desafíos principales en relación con los modelos de baterías. En primer lugar, es esencial lograr un modelo que sea preciso, pero no excesivamente complejo. En segundo lugar, resulta fundamental obtener los parámetros necesarios del fabricante para el modelo, ya que solo un modelo con los parámetros adecuados proporcionará los resultados esperados.

Las baterías de plomo-ácido son las más comunes en la industria; y es por eso que es el modelo de batería implementado en el modelo BESS en DigSILENT PowerFactory. Sin embargo, también se emplean otros tipos de baterías, tales como níquel-cadmio (NiCd), níquel-metal híbrido (NiMH), ion-litio (Li-ion) y flujo redox.

Un modelo de batería adecuado debe representar el voltaje terminal y la resistencia interna, los cuales dependen de varias variables internas, como el estado de carga de la batería (SOC), la antigüedad y la temperatura de la batería. De estas variables, se destaca el SOC, ya que refleja el estado de carga actual: un SOC=1 indica una batería completamente cargada, mientras que un SOC=0 representa una batería descargada.

El modelo equivalente de la batería [7], representado en la Figura 4.1, consiste en una resistencia interna constante $Z(s, SOC) = Z$ y una fuente de voltaje cuya magnitud depende del estado de carga (SOC). Este modelo captura la esencia del comportamiento de la batería en condiciones de operación. Dicho valor de la fuente dependiente U_{DC} viene dado a partir de la ecuación (4.3).

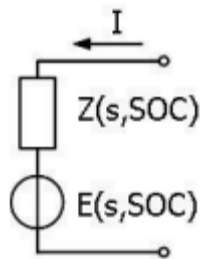


Figura 4.1 Modelo equivalente simple de la batería

Fuente: [7]

$$U_{DC} = U_{max} \cdot SOC + U_{min} \cdot (1 - SOC) - I \cdot Z_i \quad (4.3)$$

Se establece que U_{max} es el voltaje DC por celda, completamente cargada, U_{min} es el voltaje por celda DC completamente descargada y Z_i representa el valor de la resistencia interna.

La implementación del modelo de la batería se realiza utilizando el lenguaje DSL, el cual se especificará más adelante en relación con cada diagrama de bloques "DSL" del BESS. Para llevar a cabo esta implementación, se requiere la corriente DC como señal de corriente de entrada al modelo. Este modelo necesita también la tensión U_{dc} , el SOC y el voltaje por celda DC, los cuales son necesarios para el control de carga (DSL).

4.3.1 BESS Control Frame

El controlador BESS, creado en lenguaje DSL, tiene la función de controlar dos parámetros de corriente a través de un convertidor basado en IGBT, los cuales son en eje directo y en eje de cuadratura. Esto es equivalente a la potencia activa y reactiva. Con la potencia activa, es posible lograr una regulación o control de frecuencia en una red mediante generadores sincrónicos, mientras que con la potencia reactiva se puede controlar el voltaje AC.

Se establece que la potencia reactiva de salida del BESS no está vinculada a la capacidad de la batería, lo que permite un control continuo del voltaje AC.

El "Composite Frame" se refiere a un diagrama macro que representa el DSL en DigSILENT Power Factory. Este marco contiene una serie de bloques, cada uno con una funcionalidad específica. Un modelo DSL se define más bien como un tipo de línea o transformador (*.Blk.Def*). La entidad de un "Composite Frame" se denomina modelo compuesto (*.ElmComp*), y la entidad de un modelo DSL es un modelo común (**.ElmDsl*).

La funcionalidad más importante, ya que está conectada a la red, es el modelo del convertidor utilizando PWM, que se modela con un elemento VSC. Este convertidor está controlado mediante las corrientes en los ejes directo y cuadratura, lo que implica un control de inyección de corriente, considerando un sistema de referencia rotacional sobre los ejes d y q.

En el PWM Converter, que se visualiza en la Figura 3.6 en el capítulo 3, en el apartado “Modelos”. Se encuentra lo que se denomina el "composite model", donde se establecen los nexos entre los slots (BlkSlot) y los elementos de red (Elm*, Sta*, IntRef, IntVecObj), como se ilustra en la Figura 4.2 Composite Model del Controlador BESS. Además, se presentan los medidores de potencia, voltaje y frecuencia, los cuales están conectados a un determinado "Cub" de una barra específica del sistema. Luego en la Figura 4.3, se visualiza el “composite frame” general del controlador BESS.









	Slots BlkSlot	Net Elements Elm*,Sta*,IntRef,IntVecobj
1	PWM-Converter	✓  PWM Converter
2	PQ-Control	✓  PV Controller
3	Frequency Control	✓  Frequency Control
4	PQ-Measurement	✓  PQ Measurement
5	Frquency Measurement	✓  Frequencymeasurement
6	AC-Voltage	✓  AC Voltage Measurement
7	Charge Control	✓  Charge Control
8	Battery Model	✓  Battery-System

Figura 4.2 Composite Model del Controlador BESS

Fuente: [7]

En la Figura 4.3 se presenta el esquema general del controlador BESS, que se visualiza a través de su "Composite Frame" en DigSILENT PowerFactory. Esta representación gráfica ilustra los diferentes componentes y su interconexión dentro del sistema, proporcionando una visión clara de cómo se integran las funciones de control y monitoreo de un BESS.

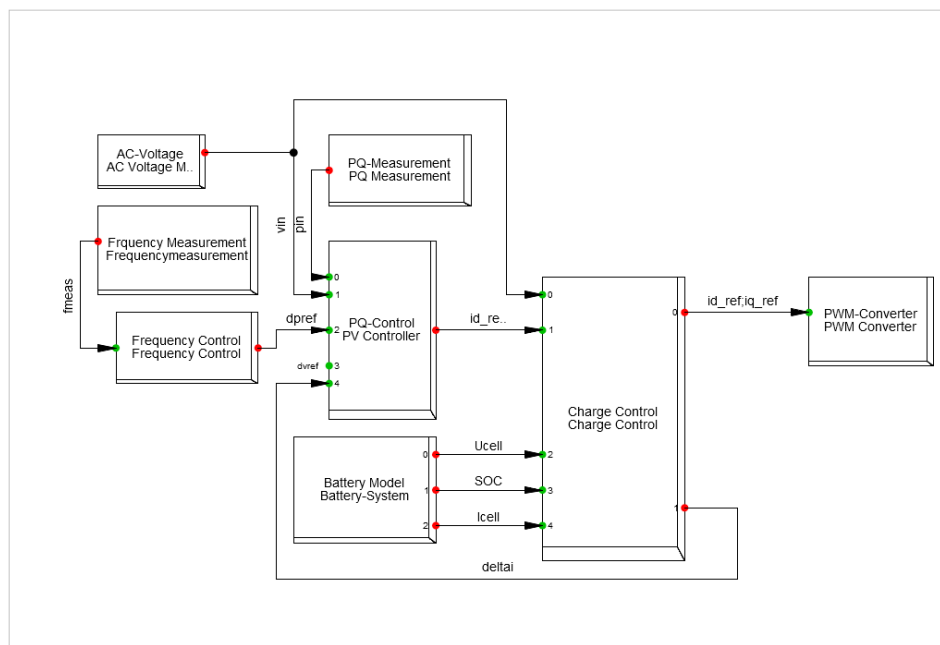


Figura 4.3 Composite Frame del controlador BESS

Fuente: [7]

Las referencias de corriente provienen del bloque de "control de carga" o "Charge control", como se ilustra más adelante en la Figura 4.9. El "Charge control" es el modelo que determina cuándo la batería debe ser cargada y cuándo debe ser descargada.

El control de carga recibe señales del modelo de la batería, también denominado "Battery System". Este modelo actúa como una fuente de corriente continua que suministra una cierta cantidad de voltaje, y la corriente es proporcional al estado de carga de la batería.

A este control de carga se le proporciona una señal que es una variable de salida del bloque de potencia activa-reactiva, también conocido como "PQ Control". Dependiendo de la configuración de los controles, este dispositivo puede entregar potencia activa o potencia reactiva. Se establece que la potencia activa está relacionada con el control de frecuencia, mientras que la potencia reactiva se asocia con el control de voltaje.

Para llevar a cabo estos controles, se requiere realizar una serie de mediciones, como el bloque de "AC-Voltage", que se utiliza como referencia de control de potencia activa en el bloque "PQ-Control". Asimismo, el bloque de "PQ Measurement" proporciona retroalimentación sobre el estado del sistema de batería. La señal $dpref$, que es la salida del bloque "Frequency control", indica la desviación de la potencia activa durante un evento de baja frecuencia. En este contexto, se implementa un control de respuesta inercial, el cual es impulsado por un bloque DSL (Frequency control). Además, se utilizan elementos PLL

para capturar medidas de frecuencia en DigSILENT PowerFactory.

4.3.2 Voltage Source Converter

En la Figura 4.4, se ilustra el circuito equivalente de un convertidor PWM.

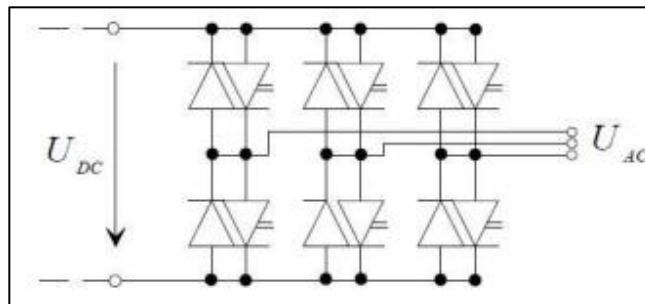


Figura 4.4 Circuito equivalente PWM

Fuente: [1]

Este convertidor cuenta con una señal de conmutación, conocida también como factor de amplificación (P_m), que proviene del sistema de control del VSC. Para valores de $P_m \leq 1$, se puede expresar como se establece en las ecuaciones (4.4) y (4.5) [7].

$$U_{ACr} = KO \cdot P_{m_r} \cdot U_{DC} \quad (4.4)$$

$$U_{ACi} = KO \cdot P_{m_i} \cdot U_{DC} \quad (4.5)$$

Donde U_{ACr} y U_{ACi} son la parte real e imaginaria del voltaje AC, U_{DC} es el voltaje DC de la batería, y KO un factor constante, dependiendo del método PWM utilizado. Si el método es modulación sinusoidal, el cálculo de KO sería según lo estipulado en la ecuación (4.6).

$$KO = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot \sqrt{3}} \quad (4.6)$$

En cambio, para valores de $P_m > 1$, es esencial garantizar que el voltaje DC se mantenga por encima de un nivel específico. Como se establece en la ecuación (4.7). Esto es fundamental, principalmente, para mitigar problemas relacionados con los armónicos generados en el proceso de conversión.

$$U_{DC} \geq \frac{2 \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot |U_{AC}| \quad (4.7)$$

4.3.3 PWM Converter

El modelo de convertidor PWM de PowerFactory permite diversas combinaciones de entradas. Sin embargo, para el BESS en estudio, se optará por utilizar las entradas $I_{d_{ref}}$ y $I_{q_{ref}}$. Esta elección se fundamenta en la ventaja que ofrecen en términos de transformación. Específicamente $I_{d_{ref}}$ corresponde a la potencia de salida activa del convertidor, mientras que $I_{q_{ref}}$ se relaciona con la potencia reactiva del convertidor PWM.

Es importante señalar que el modelo PWM implementado incorpora un controlador de corriente interno que se encarga de generar la señal real para el factor de modulación. Dado que la potencia aparente del convertidor está sujeta a limitaciones, la expresión de la potencia aparente del convertidor se puede expresar como se establece en la ecuación 4.8.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (4.8)$$

Existen varias condiciones de contorno que deben ser consideradas en la operación del BESS. Entre ellas se destacan las siguientes [7]:

1. **Consumo de potencia activa:** El BESS solo podrá consumir potencia activa si la batería no está completamente cargada, es decir, si $SOC < 1$.
2. **Suministro de potencia activa:** El BESS solo podrá suministrar potencia activa si la batería no está descargada, lo que se expresa como $SOC > 0$.
3. **Recarga de la batería:** La batería debe recargarse si el SOC se encuentra por debajo de un nivel específico. Esto garantiza que el BESS mantenga la capacidad de controlar la potencia activa en ambas direcciones.

Además, es crucial configurar correctamente el PWM antes de realizar la serie de estudios planificados. En la pestaña de datos básicos, se deberán ingresar la tensión AC y DC ($\frac{U_{nom}}{U_{nomdc}}$) y la potencia nominal (S_{nom}).

Las condiciones de control se establecen de la siguiente manera: se debe fijar $P = 0$ en el eje d, mientras que en el eje q se puede asignar un cierto valor de potencia reactiva o un voltaje AC en un nodo seleccionado. Asimismo, se debe activar la opción “use integrated current controller”, lo que hace referencia al uso de un controlador de corriente integrado.

Es recomendable que la ganancia se ajuste a 1 para ambos ejes. Las constantes de tiempo del integrador son de 1 ms en ambos ejes, lo que implica un control de corriente relativamente rápido.

4.3.4 Frequency Control

Todo el proceso de control de frecuencia, se representa en el *composite frame* mostrado en la Figura 4.5, donde se integran los distintos bloques de control del “frequency control”.

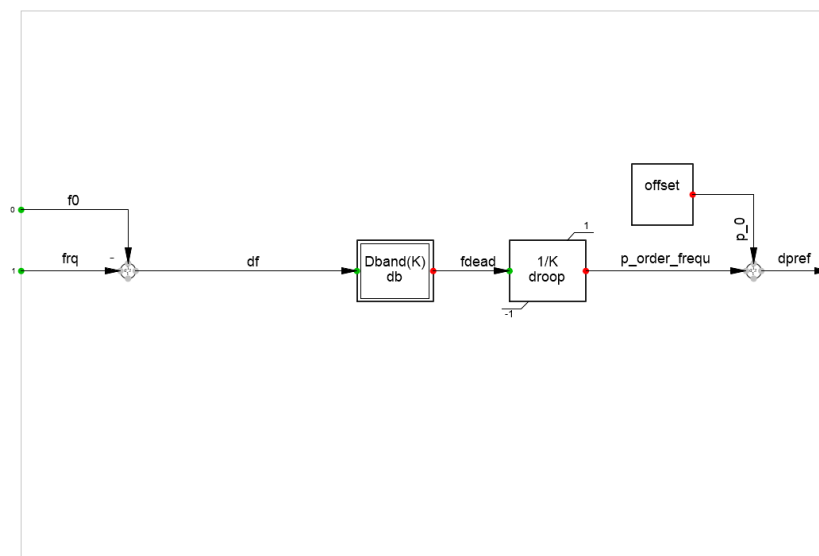


Figura 4.5 Composite Frame Frequency Control

Fuente: [7]

El controlador de frecuencia calcula continuamente la desviación en frecuencia comparando la frecuencia del sistema (f_0) con la frecuencia nominal del sistema ($freq$). Un valor de f_0 negativo indica que la generación supera el consumo, en cuyo caso el BESS absorberá energía. En caso contrario, si f_0 es positivo, el BESS suministrará energía.

Este control de frecuencia, también conocido como control de respuesta inercial, es un controlador proporcional simple que incorpora una pequeña banda muerta para evitar respuestas ante variaciones de frecuencia mínimas. La función del controlador droop (o "droop controller") dentro de este sistema es ajustar la cantidad de potencia activa (P) a proveer o absorber en respuesta a variaciones de frecuencia (Rdroop) en el sistema.

Es importante señalar que, en un sistema eléctrico real, solo debe haber un integrador que gestione la frecuencia, ya que la presencia de múltiples integradores podría generar problemas de oscilación. La desviación en frecuencia define la cantidad de potencia

activa que el sistema eléctrico debe inyectar o absorber para mantener la estabilidad de la red.

En la Figura 4.6 se observa que con un valor de $K = 0,001$, la potencia activa total del BESS se activa cuando la desviación de frecuencia alcanza o supera los 0.05 Hz. Este umbral es válido en un sistema de 50 Hz, como es el caso en Chile. Es importante destacar que todos los valores en este contexto están establecidos en por unidad, lo cual permite una comparación normalizada y simplifica el análisis de la respuesta del sistema ante variaciones de frecuencia.

	Parameter
droop 0.02/0.04 -> full active power within 1Hz/2Hz	0,001
db deadband for frequ. control [pu]	0,001

Figura 4.6 DSL Model Frequency Control

Fuente: [7]

En este esquema, la variable de comando es f_0 (frecuencia nominal), cuyo valor se establece en frq (normalmente 1) durante el proceso de inicialización mediante el comando $inc(f_0) = frq$ en la sección "*DSL model type => Equations*". El bloque "offset" con la salida p_0 se utiliza para compensar la variable " $dpref$ " si este valor no es igual a cero después del flujo de carga, ya que " p_order_frequ " siempre es cero después de la inicialización.

La frecuencia de entrada a este control es una señal proveniente de la red, obtenida a través del PLL (Phase-Locked Loop). Sin embargo, la derivada de la frecuencia puede ser extremadamente ruidosa, amplificando tanto el ruido como las oscilaciones no deseadas. Para mitigar estos efectos, se emplea un filtro básico, esencialmente un filtro de primer orden en términos de función de transferencia, multiplicado por una ganancia proporcional conocida como "inercia sintética". Esta inercia es la responsable de producir la referencia de potencia final en el sistema, lo que permite una respuesta ajustada a las variaciones de frecuencia y mejora la estabilidad en la operación del BESS.

4.3.5 PQ Control

El controlador PQ implementa un control combinado de potencia activa (P) y reactiva (Q), donde la rama superior presentada en la Figura 4.7, representa el control de potencia activa, generando una corriente de referencia en el eje d (I_d). A su vez, el control de potencia reactiva plasmado en la rama inferior presentada en la Figura 4.7, genera una

corriente de referencia en el eje q (I_q).

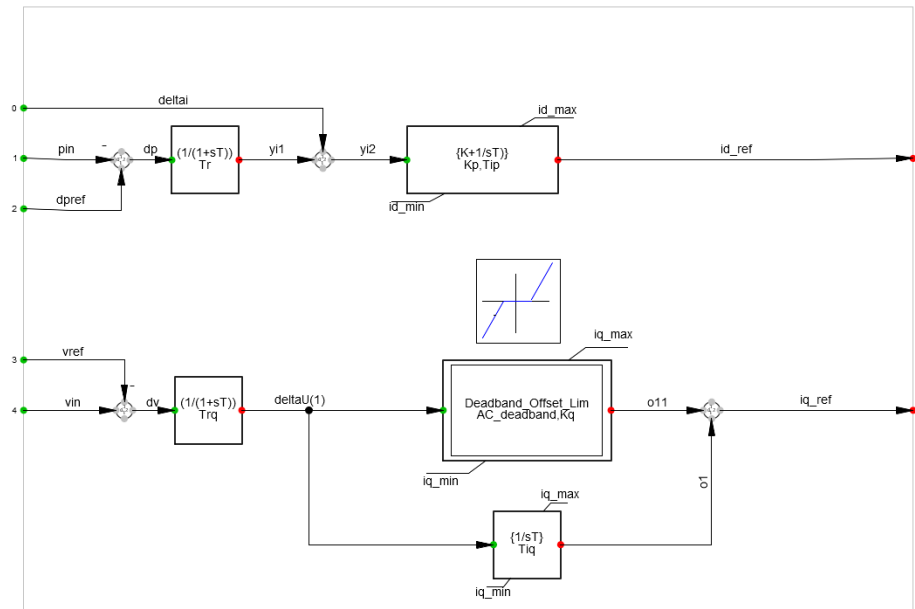


Figura 4.7 Composite Frame PV Control

Fuente: [7]

El modelo de los convertidores se construye en un sistema de referencia rotacional, en los ejes d y q. En este sistema, la corriente en el eje d (I_d) es la responsable de controlar la contribución de potencia activa del convertidor, mientras que la corriente en el eje q (I_q) controla la potencia reactiva.

En la Figura 4.8, se muestra el modelo DSL del *PV Controller*, que hace referencia al controlador PQ, donde se presentan todas las variables involucradas en el *frame* del controlador.

	Parameter	
Tr	Filter time constant, active path [s]	0,05
Trq	Filter time constant, reactive path [s]	0,01
Kp	Proportional gain - id-PI-controller [pu]	2,
Tip	Integrator time constant -id-PI-contr. [s]	0,1
AC_deadband	deadband for proportional gain [pu]	0,1
Kq	Proportional gain for AC-voltg. support [pu]	2,
Tiq	Integrator time constant -iq-I-contrl. [s]	1,
id_min		-1,
iq_min		-1,
id_max		1,
iq_max		1,

Figura 4.8 DSL Model PV Controller

Fuente: [7]

Se pueden observar que el controlador PQ ilustrado en la Figura 4.7, presenta dos lazos de control: uno para la potencia activa y otro para la potencia reactiva.

El lazo de control de potencia activa gestiona la referencia en el eje d de la corriente. La salida de esta referencia proviene de una función de transferencia de primer orden, que incluye una constante proporcional y una constante de tiempo. No obstante, la salida de este bloque está limitada por valores máximos y mínimos de corriente en el eje d , definidos según las características de diseño del convertidor. Este bloque limitador de corriente asegura que la corriente de carga y/o descarga del BESS se mantenga dentro de los límites permitidos.

A la entrada del lazo de control, se encuentra otra función de transferencia de primer orden, en la cual se calcula el error de potencia. Aquí se incluye un delta de potencia (ΔP) para adaptarse a posibles transitorios de frecuencia. Además, existe un punto de suma de una señal de referencia proveniente del control de carga. Este *delta i* es el incremento de potencia que debe añadirse a la referencia de potencia activa del convertidor para absorber variaciones en la frecuencia.

Por otro lado, el lazo de control de potencia reactiva utiliza un controlador de corriente más lento para seguir el punto de ajuste y presenta una pendiente con una banda muerta, que proporciona soporte de voltaje proporcional.

El controlador PQ influye directamente en la descarga de la batería, dado que algunas baterías pueden descargarse a corrientes mayores que las que pueden soportar en carga. En estos casos, se recomienda ajustar los límites del controlador PQ para la corriente positiva en el eje d , optimizando la descarga de la batería sin exceder los parámetros permitidos.

4.3.6 Charge Control

El controlador de carga del BESS plasmado en la Figura 4.9, se compone de dos partes clave. La primera se encarga de asegurar que se cumplan las condiciones de contorno ya especificadas, mientras que la segunda limita el valor absoluto de la corriente. En este sistema, la corriente activa (en el eje directo) siempre tiene prioridad sobre la corriente reactiva (en el eje de cuadratura).

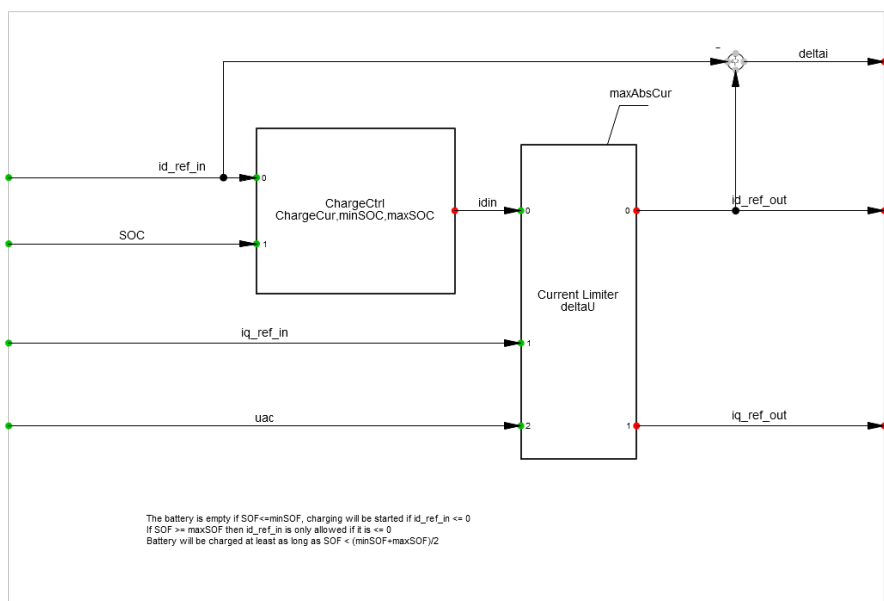


Figura 4.9 Composite Frame Charge Control

Fuente: [7]

Para operar correctamente, el controlador de carga plasmado en la Figura 4.9, requiere cuatro parámetros fundamentales: la corriente de carga ($ChargeCur$), el nivel mínimo de SOC ($\min SOC$), el nivel máximo de SOC ($\max SOC$), y la corriente máxima absoluta permitida ($\max AbsCur$). La señal $deltai$ representa la diferencia entre la corriente de referencia en el eje directo generada por el controlador PQ y la corriente en el eje directo ajustada por la lógica de carga. Esta señal se retroalimenta al controlador PQ, lo que permite mantener el controlador PI activo y evita su desactivación prematura.

En la Figura 4.10, se presentan todas las variables relevantes para el funcionamiento del frame de control de carga del BESS, proporcionando una visión integral del sistema.

	Parameter
ChargeCur min charging current [pu]	0,1
minSOC minimal SOC, discharging will be stopped [pu]	0,
maxSOC maximal SOC, charging will be stopped [pu]	1,
deltaU threshold for iq preference [pu]	0,1
maxAbsCur	1,

Figura 4.10 DSL Model Charge Control

Fuente: [7]

El controlador de carga incorpora un limitador de corriente, diseñado para proteger el sistema ante condiciones de sobrecorriente de la batería. Este limitador aplica al valor de $\max AbsCur$, esencial para respetar las condiciones de diseño del BESS y establecer un límite seguro de operación en unidades por unidad (p.u.).

Además, el parámetro *ChargeCur* guarda una relación directa con el tiempo de carga y descarga de la batería, lo cual se debe a que la batería, se carga o descarga de manera proporcional al valor de *ChargeCur* expresado en p.u. veces de corriente de la batería.

Es fundamental considerar que el BESS solo consumirá potencia activa (P) si la batería no está completamente cargada, es decir, cuando el SOC es inferior a 1 ($SOC < 1$). De manera similar, el BESS podrá suministrar potencia activa únicamente cuando la batería no esté descargada, es decir, si el SOC es mayor que 0 ($SOC > 0$). Estos límites aseguran que el BESS mantenga su capacidad para gestionar la potencia activa en ambas direcciones, sin comprometer su integridad o funcionalidad.

4.3.7 Battery Frame

El modelo de la batería es un modelo realimentado, donde la salida del modelo es el voltaje DC que se produce en la batería. Existen varias señales, como el voltaje de salida, el estado de carga (SOC) y la corriente que consume la batería. Este modelo tiene en cuenta las características dinámicas de la batería, lo que permite realizar simulaciones más precisas sobre su comportamiento en diferentes condiciones de operación. Se plasma a continuación en la Figura 4.11, el “Composite Model” del “Battery System”.




	Slots BlkSlot	Net Elements Elm*,Sta*,IntRef,IntVecobj
1	DC-Current Measurement	✓  Current Measurement
2	DC-Voltage Source	✓  Battery
3	Battery_Model	✓  SimpleBattery

Figura 4.11 Composite Model Battery System

Fuente: [7]

Se observa en la Figura 4.12 los elementos que componen el frame del sistema de batería, donde existe un medidor de corriente, la fuente de voltaje DC y el modelo de la batería en específico.

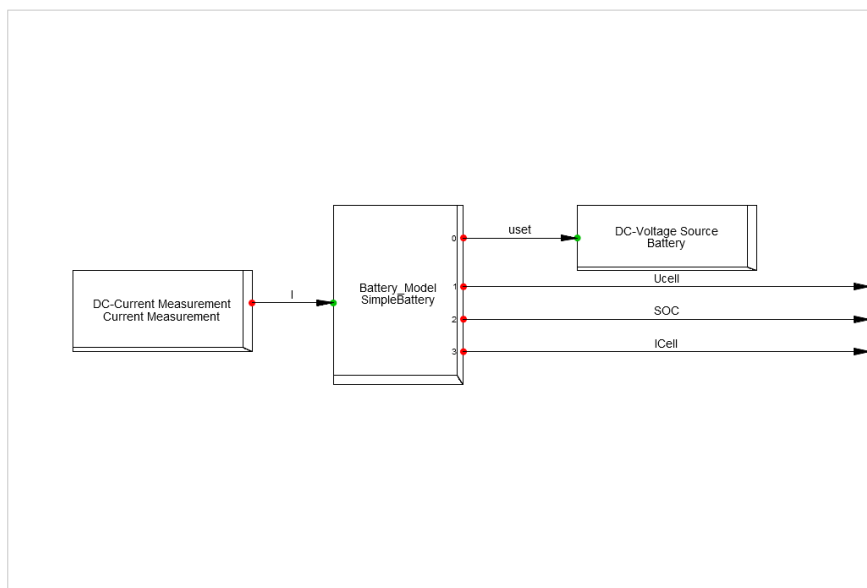


Figura 4.12 Composite Frame Battery

Fuente: [7]

4.3.8 Simple Battery

La variable de entrada al DSL se establece mediante la corriente de entrada. A continuación, un bloque integrador ($1/sT$) requiere una condición inicial (SOC0). Durante el proceso de inicialización, se asume que la batería no está en proceso de carga ni descarga, lo que implica que el intercambio de potencia activa es nulo.

En la Figura 4.13 se plasman las variables involucradas en el modelo de la batería, que es precisamente de una batería de plomo ácido, donde se destacan el SOC0, U_{nom} [kV], R_{iCell} [Ω] y la capacidad por celda en [Ah].

SOC0 State of Charge at Initialisation [int]	0,8
CellCapacity Capacity per cell [Ah]	120,
u_min Voltage of empty cell [V]	12,
u_max Voltage of full cell [V]	13,85
CellsParallel Amount of parallel cells [int]	60,
CellsInRow Amount of cells in row [int]	65,
Unom Nominal Voltage of Source [kV]	0,9
RiCell Intern Resistance per cell [ohm]	0,001

Figura 4.13 DSL Model Simple Battery

Fuente: [7]

Luego se tiene el diagrama de bloques del frame del modelo de la batería, cómo se ilustra en la Figura 4.14.

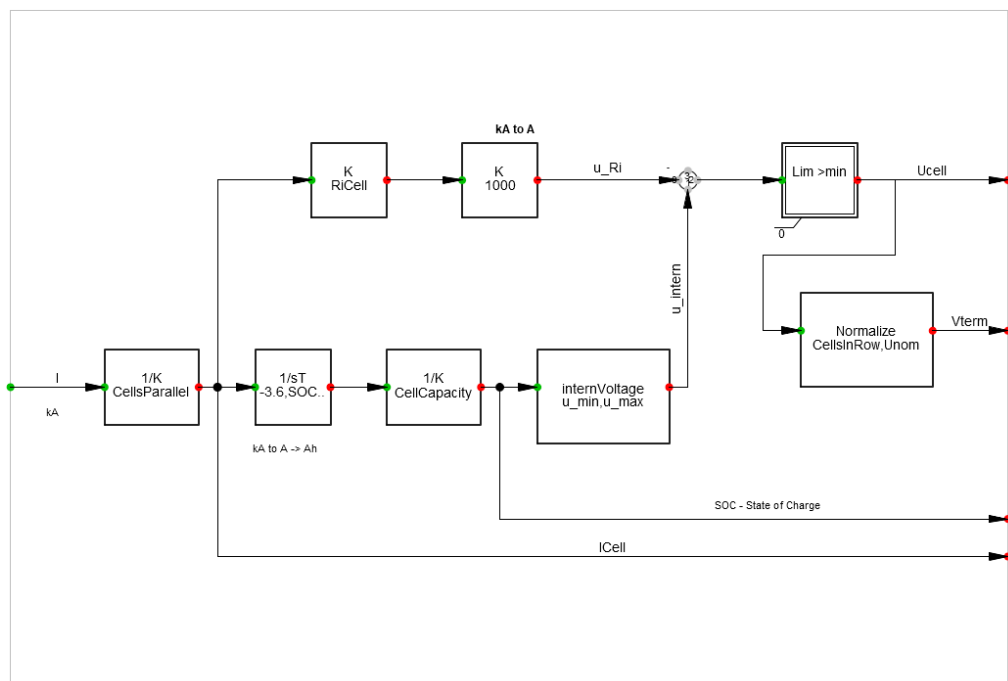


Figura 4.14 Composite Frame Simple Battery

Fuente: [7]

4.3.9 AC Voltage Measurement

El medidor de voltaje AC se encarga de realizar mediciones en el punto de conexión del BESS a la red. Está conectado al lazo que conecta el *composite frame* “Charge Control” junto al “PQ Control”. El medidor se puede apreciar en la Figura 4.4.

4.3.10 Frequency Measurement

El medidor de frecuencia es un dispositivo de medición PLL, que se encarga de realizar mediciones de frecuencia en el punto de conexión del BESS con la red. El “frequency measurement” está conectado a la entrada del *composite frame* “frequency control”, a través de la variable de entrada *fmeas*. Como aprecia en la Figura 4.4.

4.3.11 PQ Measurement

El medidor de potencia activa y reactiva va conectado en el punto de conexión del BESS con la red. El “PQ Measurement” está conectado a la entrada del *composite frame* “PQ- Control”, a través de la variable de entrada *pin*. Cómo se aprecia en la Figura 4.4.

4.4 Discusión

Para obtener un modelo funcional del controlador BESS en DigSILENT PowerFactory, es fundamental utilizar los nombres correctos para las señales en la definición del “frame”. Solo se conectarán aquellas señales que compartan el mismo nombre en el “frame” y en el modelo insertado en este (mediante librerías).

El primer paso antes de llevar a cabo las simulaciones en el estudio de control de frecuencia es comprender a fondo el proceso de inicialización. DigSILENT PowerFactory utiliza un flujo de carga para este fin. Si el flujo de carga converge, los resultados se emplean en los distintos modelos DSL para configurar las salidas de los bloques integradores.

El proceso de inicialización, que ocurre entre -0,1 s y 0 s, debe representar un estado de equilibrio, lo que significa que las derivadas deben ser cero, implicando que todas las entradas de los integradores deben ser también nulas.

La selección adecuada de la ubicación de los medidores de frecuencia, voltaje AC y potencia activa y reactiva resulta fundamental, ya que una asignación incorrecta en un terminal inapropiado de una barra puede provocar problemas en las gráficas de las señales generadas durante la simulación dinámica.

Las entradas del modelo, conocidas a partir de los resultados del flujo de carga, se encuentran en la Figura 4.4 "*Frame del controlador BESS*", las cuales se detallan a continuación [7]:

- **$I_{d_{ref}}$ y $I_{q_{ref}}$ (corrientes en el marco dq en p.u.).** Conocidas del convertidor PWM.
- **f_{meas} (frecuencia en p.u.).** Conocida desde un dispositivo de medición PLL.
- **u (voltaje AC en p.u.).** Conocido a partir de un dispositivo de medición de voltaje.
- **P (potencia activa en p.u.).** Conocida por un dispositivo de medición de potencia.

Es importante que los dispositivos de medición se conecten de forma adecuada. El dispositivo de medición de voltaje debe conectarse únicamente al bus adecuado. Para un dispositivo de medición de corriente o de potencia, también es importante la selección del

cabículo adecuado en el bus. De lo contrario, el prefijo de la señal medida puede ser erróneo y, por consecuencia, toda la estrategia de control.

Para la fuente de tensión DC, solo se deben configurar los datos básicos, interesando únicamente el valor de la tensión nominal (U_{nom}). Los datos del modelo de la batería deben satisfacer la ecuación 4.7; de lo contrario, el convertidor PWM se satura y el control del BESS no se llevará a cabo de la forma adecuada.

Los parámetros de frecuencia, PQ y el controlador de carga dependen del caso de estudio. Los parámetros de la batería dependen de la batería seleccionada y del modelo utilizado de la batería.

Es sumamente importante la existencia de ciertos limitadores en la batería y en el convertidor PWM, los cuales están presentes en distintos controladores involucrados en el modelo. Estos limitadores son necesarios para que los resultados de las simulaciones sean lo más cercanos a un escenario real, razón por la cual es vital establecer estos valores correctamente.

Capítulo 5. Modelos de estudio

5.1 Introducción

En este capítulo se realiza una revisión de los modelos empleados para garantizar el correcto funcionamiento de un sistema de almacenamiento de energía por baterías. En primer lugar, se aborda un modelo de prueba que sirve como un primer acercamiento al comportamiento del BESS, y sus respectivos controladores. Posteriormente, se desarrolla un análisis comparativo de dos sistemas, cada uno equipado con dos BESS operativos. Este análisis se lleva a cabo utilizando el software DigSILENT PowerFactory y considera dos escenarios distintos. El primero corresponde a un modelo cuya generación de energía se basa exclusivamente en máquinas rotantes (generadores sincrónicos). El segundo escenario representa un modelo más actual y orientado hacia el futuro, donde el 98.3% de la generación corresponde a energías renovables no convencionales (ERNC), específicamente generación fotovoltaica.

5.1.1. Dimensionamiento del BESS.

Respecto al dimensionamiento de un BESS, se establece que, para aplicaciones como la regulación de frecuencia y el *black start*, éste se dimensiona en función de la capacidad del convertidor electrónico, expresada en MVA. Se espera que, ante eventos como la desconexión de una generadora en el sistema o el rechazo de una carga, el BESS actúe equilibrando la demanda y generación. De esta manera, el BESS es capaz de inyectar o absorber potencia activa, evitando oscilaciones excesivas o caídas significativas en la frecuencia del sistema.

El dimensionamiento del BESS se detalla en la Tabla 5.1, donde se asigna una capacidad de 30 MVA, seleccionada con base en criterios de estabilidad del controlador. Este valor de potencia se encuentra dentro de los parámetros técnicos necesarios para garantizar el correcto funcionamiento del BESS en el control de frecuencia de un SEP, según lo indicado en [16].

Tabla 5.1 Parámetros principales BESS

Fuente: E.P.

<i>Elemento</i>	<i>Potencia [MVA]</i>	<i>Voltaje AC [kV]</i>	<i>Voltaje DC [kV]</i>
<i>BESS</i>	30	0.4	0.9

5.1.2. Máquina de referencia Ralco

Se implementaron modificaciones en el control del generador sincrónico Ralco, considerado la máquina de referencia en los modelos analizados en los apartados 5.3 y 5.4, con el objetivo de reducir su influencia en el aporte de potencia activa durante contingencias. Estas modificaciones buscan que el sistema mantenga el equilibrio entre demanda y generación sin depender excesivamente de la máquina de referencia. De este modo, se otorga un papel más relevante a los controladores de las demás generadoras involucradas en los sistemas analizados, incluyendo los BESS.

Específicamente, se ajustaron los estatismos permanente y transitorio (ver Figura 5.2 y Figura 5.3) de la máquina de referencia Ralco en el *composite model*, el cual se plasma en la Figura 5.1, precisamente en el “*PCUralco1*”, incrementando sus valores en unidades por unidad ([p.u.]). Este ajuste tiene como propósito que, ante eventos como la desconexión de una generadora, la pérdida de potencia sea compensada principalmente por los generadores a través de sus respectivos controladores y por los BESS, reduciendo la dependencia del aporte en potencia activa de la máquina de referencia.








	Slots BikSlot	Net Elements Elm*,Sta*,IntRef,IntVecobj
1	sym Slot	✓  GS Ralco
2	nom Slot	✓  Model GS Ralco
3	vco slot	✓  vcoRALCO1
4	pcu Slot	✓  pcuRALCO1
5	pss slot	✓  pssRALCO1
6	oel Slot	
7	uel Slot	
8	drp slot	✓  drpIEEEVC
9	meas1 Slot	✓  Voltage 01 GS Ralco

Figura 5.1 Composite Model Generador Sincrónico Ralco

Fuente [5]

Bp	Estatismo Permanente [pu]	0,07
Bt	Estatismo Transitorio [pu]	0,2
Kc	Ganancia Proporcional [pu]	0,4286
Tdc	Constante de Tiempo de Integración [s]	6,
Ti	Constante de Integración Controlador de Fuerza [s]	1,
Td	Constante de Tiempo Derivador [s]	2,
Tu	Constante de Tiempo Posicionador [s]	1,
Ty	Constante de Tiempo Actuador de Fuerza [s]	1,
G	Ganancia Proporcional Controlador de Fuerza [pu]	1,5
qNL	Caudal de Vacío [pu]	0,0001
Tw	Constante de Tiempo del Agua [s]	1,95
Href	Altura de Referencia [pu]	1,
Dturb	Constante de Amortiguación de la Turbina [pu]	1,
Kt	Ganancia (Turbina) [pu]	1,
Trate	Potencia de la Turbina [MW]	381,9
Db	Banda Muerta Backlash [pu]	0,003

Figura 5.2 PCU Ralco original. Sistema "MDRE"
Fuente: [5]

Bp	Estatismo Permanente [pu]	0,5
Bt	Estatismo Transitorio [pu]	0,5
Kc	Ganancia Proporcional [pu]	0,4286
Tdc	Constante de Tiempo de Integración [s]	6,
Ti	Constante de Integración Controlador de Fuerza [s]	1,
Td	Constante de Tiempo Derivador [s]	2,
Tu	Constante de Tiempo Posicionador [s]	1,
Ty	Constante de Tiempo Actuador de Fuerza [s]	1,
G	Ganancia Proporcional Controlador de Fuerza [pu]	1,5
qNL	Caudal de Vacío [pu]	0,0001
Tw	Constante de Tiempo del Agua [s]	1,95
Href	Altura de Referencia [pu]	1,
Dturb	Constante de Amortiguación de la Turbina [pu]	1,
Kt	Ganancia (Turbina) [pu]	1,
Trate	Potencia de la Turbina [MW]	381,9
Db	Banda Muerta Backlash [pu]	0,003

Figura 5.3 PCU Ralco modificado. Sistema
"Maquinas rotantes" y "Sistema PV"
Fuente: E.P.

5.2 Modelo de prueba

El análisis del sistema de almacenamiento de energía por baterías (BESS) en el software DigSILENT PowerFactory se llevó a cabo utilizando un sistema de prueba [5] (ver Figura 5.4). Esta elección se fundamentó en que un sistema reducido, de menor escala, facilita la identificación y corrección de errores en comparación con un sistema de mayor complejidad, que será estudiado en etapas posteriores del trabajo.

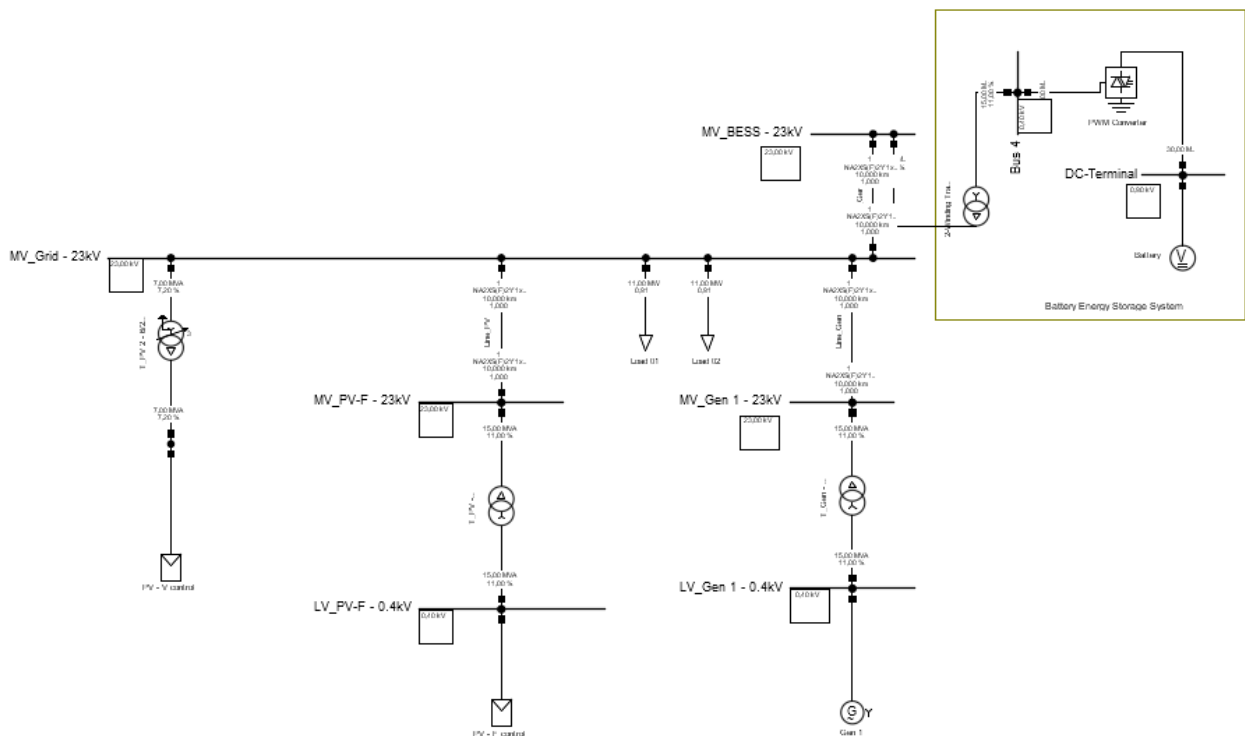


Figura 5.4 Modelo de sistema aislado de prueba

Fuente: [5]

“Modelación y Análisis de Planta Fotovoltaica con Capacidad de Control Frecuencial y en Tensión Desarrollada en DigSILENT“ [5]. La Figura 5.4 muestra que el sistema tiene una estructura básica y está compuesto por tres generadores: dos de ellos son plantas fotovoltaicas (FV) con control de tensión y frecuencia respectivamente, y una carga que se ha ajustado mediante un factor de escalamiento. Cada planta FV tiene una potencia nominal de 5 MVA y un factor de potencia de 0.95. Con estas condiciones, se establece el despacho para cada planta FV, denominadas "PV - F" y "PV - V", con sus correspondientes reservas de potencia activa y reactiva.

El generador sincrónico actúa como la máquina de referencia para el sistema aislado de prueba, con una potencia nominal de 5.5 MVA y un factor de potencia de 0.8.

Este sistema aislado de prueba no cuenta con controles adicionales de frecuencia y tensión más allá de lo que se observa en el modelo, es decir, no incluye *STATCOM*, *reactores shunt*, *transformadores desfasadores* ni sistemas de *taps* en los transformadores. Esta configuración busca responsabilizar a las plantas FV de la estabilidad del sistema y llevarlas a sus límites operacionales máximos.

Tabla 5.2 Generación de sistema aislado de prueba

Fuente: [5]

<i>Central</i>	<i>Potencia Activa [MW]</i>	<i>Potencia Reactiva [MW]</i>
<i>PV-V Control</i>	4.275	1.3
<i>PV-F Control</i>	4.275	1.3
<i>Gen 1</i>	2.5	1.8

De la Tabla 5.2 se deduce que el sistema cuenta predominantemente con generación a partir de fuentes fotovoltaicas. Cabe destacar que ambas centrales fotovoltaicas aportan una proporción significativa al suministro del sistema; sin embargo, su principal diferencia radica en el control de la dirección hacia donde se destina la energía generada por cada una.

A continuación, se plasma la Tabla 5.3, la cual hace referencia a la demanda del sistema aislado de prueba.

Tabla 5.3 Demanda del sistema aislado de prueba

Fuente: [5]

<i>Carga</i>	<i>Potencia activa [MW]</i>	<i>Potencia Reactiva [MVar]</i>	<i>Factor de escalamiento</i>
<i>Load 01</i>	11	5	0.65
<i>Load 02</i>	11	5	0.35

El principal desafío identificado fue la implementación del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) en un sistema de menor escala. En este contexto, se realizó un análisis dinámico “sin evento”, en el cual el sistema se encontraba estabilizado bajo sus condiciones iniciales.

5.3 Modelo basado en generación de Máquinas Rotantes

En este apartado se describe la topología del sistema centrado en generación basada en máquinas rotantes, donde prima la generación Hidroeléctrica y Termoeléctrica. El sistema se genera en base al modelo final de la asignatura "Modelación Dinámica de Redes Eléctricas".

Este sistema se representa en la Figura 5.5 y corresponde a una red compuesta por 31 barras con diferentes niveles de tensión, 19 transformadores con cambiador de taps, incluido un transformador desfasador, un STATCOM y 26 líneas de transmisión.

Respecto al consumo, el sistema cuenta con tres sectores de carga, cada uno con un consumo de 100 MVA y sus respectivos EDAC. Para asegurar la confiabilidad de la red, cada transformador está respaldado, lo cual es una práctica común en sistemas de transmisión. Las cargas presentan variaciones en su naturaleza, pudiendo ser de impedancia, potencia o corriente constante, así como cargas mixtas y motores de inducción, cada carga con su correspondiente EDAC.

En el sistema, el predominio de la generación basada en máquinas rotantes crea un escenario en el que cada generadora aporta un nivel de inercia. Esta contribución proporciona al sistema un elevado nivel de inercia, lo que a su vez incrementa la estabilidad haciéndolo más robusto.

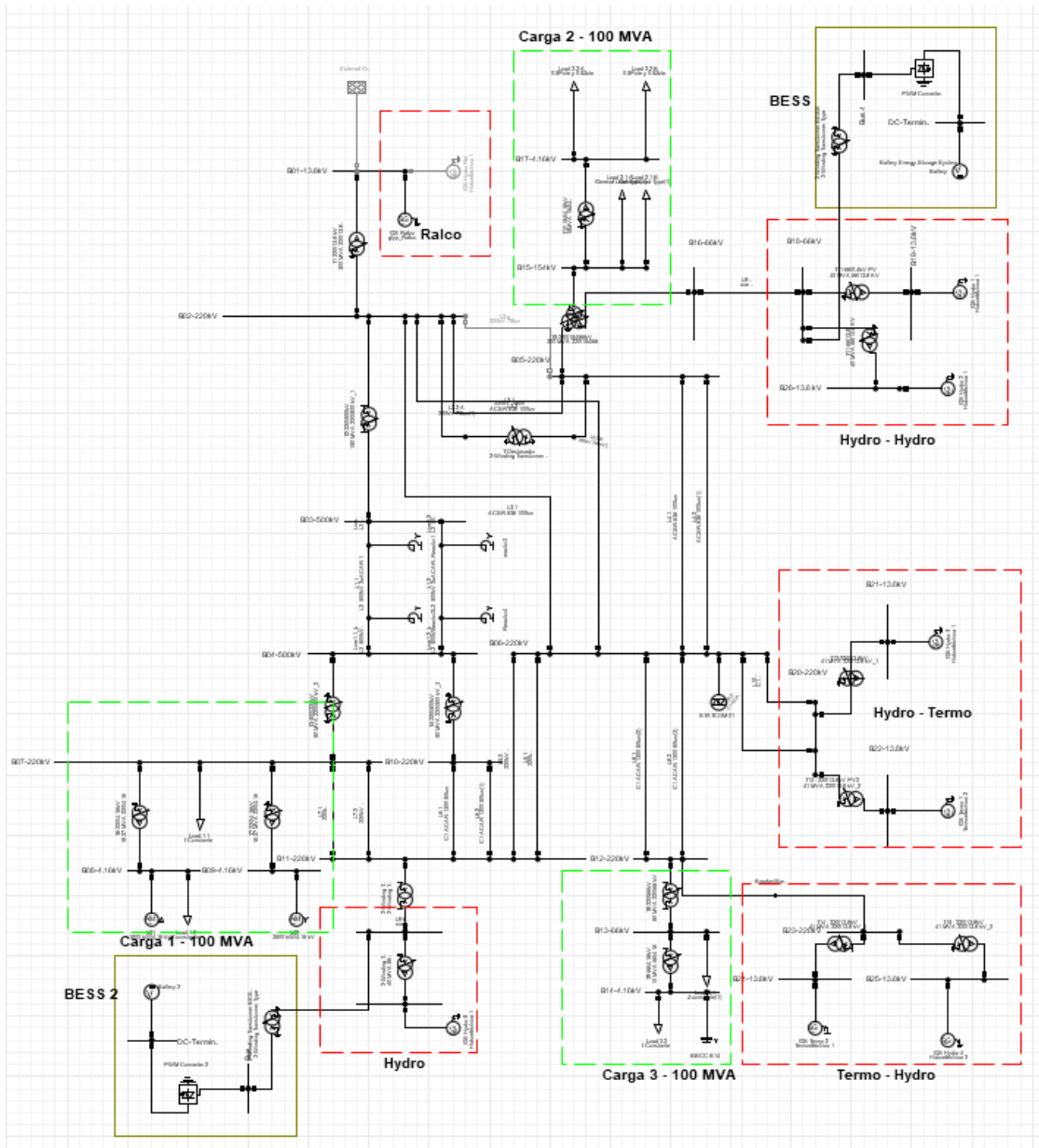


Figura 5.5 Modelo basado en Máquinas rotantes en DigSILENT PowerFactory

Fuente: E.P.

5.3.1. Consumo

Se consideran tres centros de consumo en el sistema, los cuales se detallan a continuación como grupo de carga 1, 2 y 3.

El grupo de carga 1, está compuesto por cuatro cargas independientes. Cabe recalcar que incluye cargas del tipo corriente constante e impedancia constante, además de contar con dos motores de inducción. En conjunto, considerando el centro de consumo como un solo elemento, la potencia demandada corresponde al orden de 100 [MVA].

Para el grupo de carga 2, se utiliza un factor de escalamiento en las cargas, ya que

en los apartados siguientes se emulan contingencias en la red mediante simulaciones. Las cargas son del tipo 50% impedancia constante y 50% potencia constante. Por otro lado, la carga vista como un solo elemento corresponde a una demanda de 100 [MVA].

Para el grupo de carga 3, se tiene que está compuesto por dos cargas independientes de impedancia constante y corriente constante, que, vistas como un solo elemento, agrupan una potencia equivalente a 100 [MVA].

Por lo tanto, los tres grupos de cargas mencionados anteriormente poseen un consumo total del sistema equivalente a 300 [MVA] o 276 MW, en un estado normal de operación. A continuación, se presenta la Tabla 5.4 Tabla resumen de Cargas del Modelo basado en Máquinas rotantes y Modelo basado en generación PV, que resume los consumos de cada grupo de carga. Se presenta una tabla más general en la Tabla A.1, en la sección “Anexo A”.

Tabla 5.4 Tabla resumen de Cargas del Modelo basado en Máquinas rotantes y Modelo basado en generación PV
Fuente: E.P.

<i>Centro de carga</i>	<i>Tipo de Carga</i>	<i>Demanda Total [MW]</i>
<i>Carga 1</i>	Estática	90
<i>Carga 2</i>	Estática	95
<i>Carga 3</i>	Estática	86.5
<i>Motores</i>	MI	4.47

5.3.2. Generación

El modelo de estudio cuenta con 8 centrales generadoras, de las cuales 6 corresponden a hidroeléctricas y 2 centrales termoeléctricas.

En la Tabla 5.5, se presenta el despacho de unidades del sistema, implementado en el modelo desarrollado en DigSILENT PowerFactory. Esto debido a lo esencial que es satisfacer la demanda, de modo que la balanza entre la generación y la demanda del sistema se mantenga equitativa.

Tabla 5.5 Lista de mérito para Modelo basado en Máquinas rotantes**Fuente: E.P.**

<i>Unidad generadora</i>	<i>Potencia aparente (MVA)</i>	<i>Potencia despachada (MW)</i>	<i>Tipo de central</i>	<i>Estatismo permanente</i>	<i>Control</i>	<i>Prioridad predespacho</i>
<i>Hydro 01</i>	53.2	45	Hidráulica	0.05	Sí	1
<i>Hydro 02</i>	53.2	45	Hidráulica	0.05	Sí	1
<i>Hydro 03</i>	53.2	45	Hidráulica	0.05	Sí	1
<i>Hydro 04</i>	53.2	45	Hidráulica	0.05	Sí	1
<i>Hydro 05</i>	53.2	45	Hidráulica	0.05	Sí	1
<i>Termo 01</i>	55.53	30	Térmica	0.04	Sí	2
<i>Termo 02</i>	55.53	30	Térmica	0.04	Sí	2
<i>Ralco</i>	402	3.1	Hidráulica	0.5	Sí	3

Cabe destacar que, en cuanto a las generadoras termoeléctricas, éstas no se despachan en su totalidad debido a motivos de estabilidad del controlador.

Finalmente, se concluye que todas las generadoras aportan inercia sintética al sistema, ya que el sistema está compuesto 100% por generación en base a máquinas rotantes (generadores sincrónicos).

5.4 Modelo basado en Generación PV

En este apartado se detalla la topología del sistema de análisis, el cual pone un fuerte énfasis en energías renovables. A diferencia del sistema centrado en máquinas rotantes descrito en la sección 5.3, el sistema se caracteriza por estar altamente constituido por ERNC, constituido fuertemente por electrónica de potencia. Sin embargo, mantiene la misma demanda que el sistema anterior.

El sistema simulado en DigSILENT PowerFactory plasmado en la figura 5.6, presenta la adición de 6 barras, 3 transformadores y 3 líneas de transmisión, respecto al sistema anterior. Además, en el sistema basado en máquinas rotantes existían diversos tipos de generadoras (hidroeléctricas y térmicas).

Pero en la actualidad las ERNC se están impulsando en gran manera en el SEN. Por lo que para que el sistema sea lo más cercano a la actualidad se llevará a cabo el estudio mediante generadoras en su mayoría fotovoltaicas, las cuales cada una tiene incorporado un control de frecuencia, o de voltaje [5]. Salvo la existencia de la máquina de referencia

Ralco.

Respecto a la demanda del sistema, ésta permanece inalterada respecto al sistema basado en máquinas rotantes, ya que las cargas y motores continúan siendo los mismos.

Dado que el sistema cuenta con múltiples fuentes de energía sin generadores síncronos, es esencial incorporar un nivel de inercia adicional para amortiguar las oscilaciones y reducir la desviación de frecuencia [18]. Por este motivo, la incorporación del BESS se justifica en gran medida. Lo cual se ilustra en la Figura 5.6.

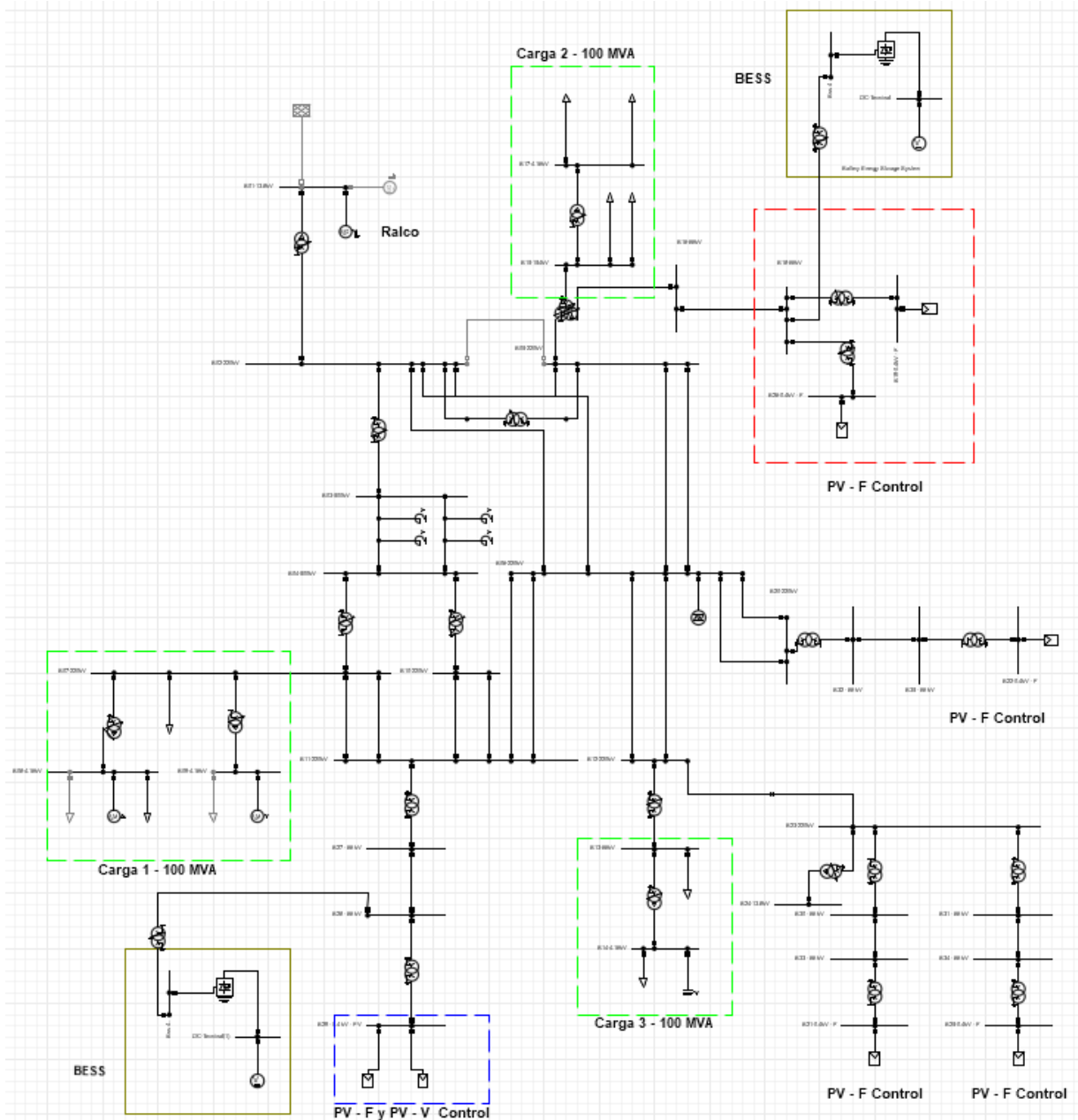


Figura 5.6 Modelo basado en Generación PV en DigSILENT PowerFactory

Fuente: E.P.

5.4.1. Generación.

El modelo descrito en la Figura 5.6, posee un respectivo despacho de unidades, el cual se plasma en la Tabla 5.6. Análogo al apartado 5.3.2, relacionado con la generación del sistema basado en máquinas rotantes, con la finalidad de equilibrar la balanza entre generación y demanda. De lo contrario, el sistema podrá tener problemas de convergencia, y no será posible llevar a cabo las simulaciones dinámicas correctamente.

Tabla 5.6 Lista de mérito para despacho de unidades en Modelo basado en Generación PV

Fuente: E.P.

<i>Unidad generadora</i>	<i>Potencia Aparente (MVA)</i>	<i>Potencia despachada (MW)</i>	<i>Tipo de central</i>	<i>Estatismo</i>	<i>Control</i>	<i>Prioridad del predespacho</i>
<i>PV-F Control 1</i>	45	40.5	Fotovoltaica	0	Sí	1
<i>PV-F Control 2</i>	45	40.5	Fotovoltaica	0	Sí	1
<i>PV-F Control 3</i>	45	40.5	Fotovoltaica	0	Sí	1
<i>PV-F Control 4</i>	45	40.5	Fotovoltaica	0	Sí	1
<i>PV-F Control 5</i>	45	40.5	Fotovoltaica	0	Sí	1
<i>PV-F Control 6</i>	45	40.5	Fotovoltaica	0	Sí	1
<i>PV-V Control</i>	45	40.5	Fotovoltaica	0	Sí	1
<i>Ralco</i>	402	5	Hidráulica	0.05	Sí	2

En el sistema bajo a análisis, las centrales fotovoltaicas, denominadas PV-F Control y PV-V Control, son las responsables de satisfacer casi completamente, la demanda del sistema. Estas centrales contribuyen al control de frecuencia y voltaje, aunque su aporte es menor en comparación con otros tipos de generación.

El despacho de unidades en este sistema es liderado por generadoras fotovoltaicas, mientras que la máquina de referencia, que se encuentra en el último lugar de la tabla 5.6, aporta generación basada en un generador sincrónico en una menor proporción (1,7%), en comparación a la generación fotovoltaica (98,3%) en el sistema. Lo cual representa el escenario ideal desde el punto de vista económico, debido al costo variable de 0 USD/MWh de las ERNC, y en términos de descarbonización de la matriz energética.

Capítulo 6. Análisis y resultados de las simulaciones.

6.1. Introducción

En esta sección se presentan los análisis y resultados de las simulaciones dinámicas realizadas para evaluar la eficacia del BESS en la regulación de la frecuencia del sistema eléctrico, principalmente mediante la NTSyCS [10]. Para ello, se consideran dos configuraciones de sistemas de estudio: uno basado en generación a partir de máquinas rotantes, y otro basado en generación con alta penetración de ERNC, especialmente generación fotovoltaica. En cada sistema se examinan diferentes contingencias, contemplando 4 escenarios de estudio en cada una. Los cuales son:

- Con BESS y con control de generadoras.
- Con BESS y sin control de generadoras.
- Sin BESS y con control de generadoras.
- Sin BESS y sin control de generadoras.

Los resultados obtenidos serán esenciales para comparar las respuestas de sistemas basados en máquinas rotantes frente a los modelos basados en ERNC.

6.2. Contingencias

A lo largo de los estudios realizados para evaluar el funcionamiento óptimo del BESS se estudian las respuestas dinámicas de los modelos mencionados en los apartados 5.3 y 5.4 en base a 3 contingencias principales:

1. Desconexión de Generadora.
2. Cortocircuito Trifásico.
3. Desconexión de Carga (Rechazo de carga).

6.2.1. Pérdida de Generadora

Esta contingencia evalúa el impacto en la estabilidad del sistema eléctrico ante la desconexión súbita de una central generadora de energía a los 10 segundos. En el caso del modelo basado en máquinas rotantes, la pérdida de generación se simula con la central hidráulica "Hydro 4", la cual cuenta con una potencia de 52,3 [MVA], representando el 15,6 % de la generación total del sistema. Dicha simulación se plasma en las Figura 6.1.

Por otro lado, en el modelo basado en generación fotovoltaica que se ilustra en la Figura 6.2, la desconexión no involucra una central hidráulica, sino una generadora fotovoltaica denominada "PV-F Control 4", que posee una potencia de 45 [MVA], equivalente al 14 % de la generación total del sistema.

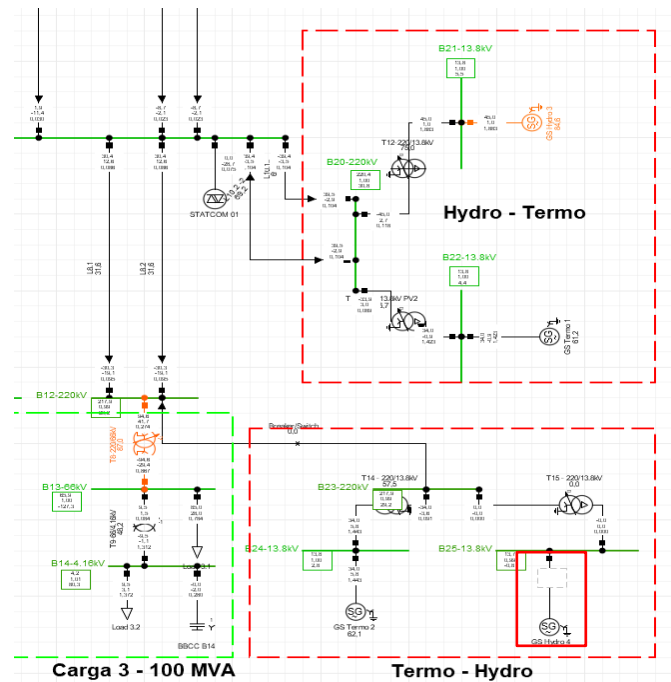


Figura 6.1 Representación en simulación de Desconexión de generadora 52.3 [MVA]. Modelo máquinas rotantes

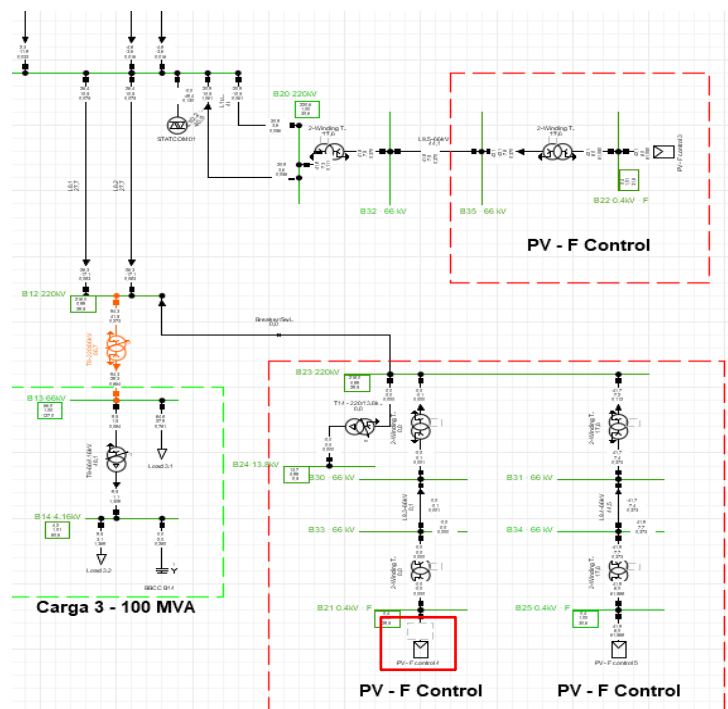


Figura 6.2 Representación en simulación de Desconexión de generadora 45 [MVA]. Modelo generación PV

6.2.2. Cortocircuito Trifásico

Se realiza un cortocircuito trifásico como contingencia, dado que este tipo de falla es el más severo y genera las peores condiciones para un sistema eléctrico de potencia (SEP) en comparación con un cortocircuito monofásico o bifásico a tierra. La contingencia se lleva a cabo en el 10 % de la línea 3.1, ubicada en el centro de la red. Dicho % se traduce en una falla severa en el sistema, debido a la cercanía de la falla con la barra 06. La contingencia se plasma en la Figura 6.3 y Figura 6.4, para los respectivos modelos de estudio.

La línea en cuestión tiene una longitud de 180 km, una impedancia de 94,31 [Ω], una corriente nominal de 0,2 [kA] y un voltaje nominal de 220 [kV]. En la Figura 6.3 y Figura 6.4 se detalla la ubicación de la línea involucrada en la contingencia y el punto exacto donde se produce el cortocircuito trifásico, para el modelo basado en “máquinas rotantes” y el modelo basado en “generación PV”, respectivamente.

El evento de cortocircuito se simula a los 10 segundos y posteriormente se abre la línea a los 120 [ms]. Este procedimiento se realiza en cumplimiento con el artículo 5-40 de la NTSyCS, ya que la falla analizada se clasifica como una contingencia simple.

Respecto a los escenarios de la matriz de casos. Los casos E y K, no se expondrán en la investigación. Ni en el cuerpo del informe ni en el Anexo. Esto debido a que dichos casos, no poseen viabilidad técnica. Sin control de las generadoras, el sistema colapsa ante una falla abrupta tal cómo un cortocircuito trifásico. En especial, si es tan cerca de la barra 06 cómo lo es al 10% de la línea.

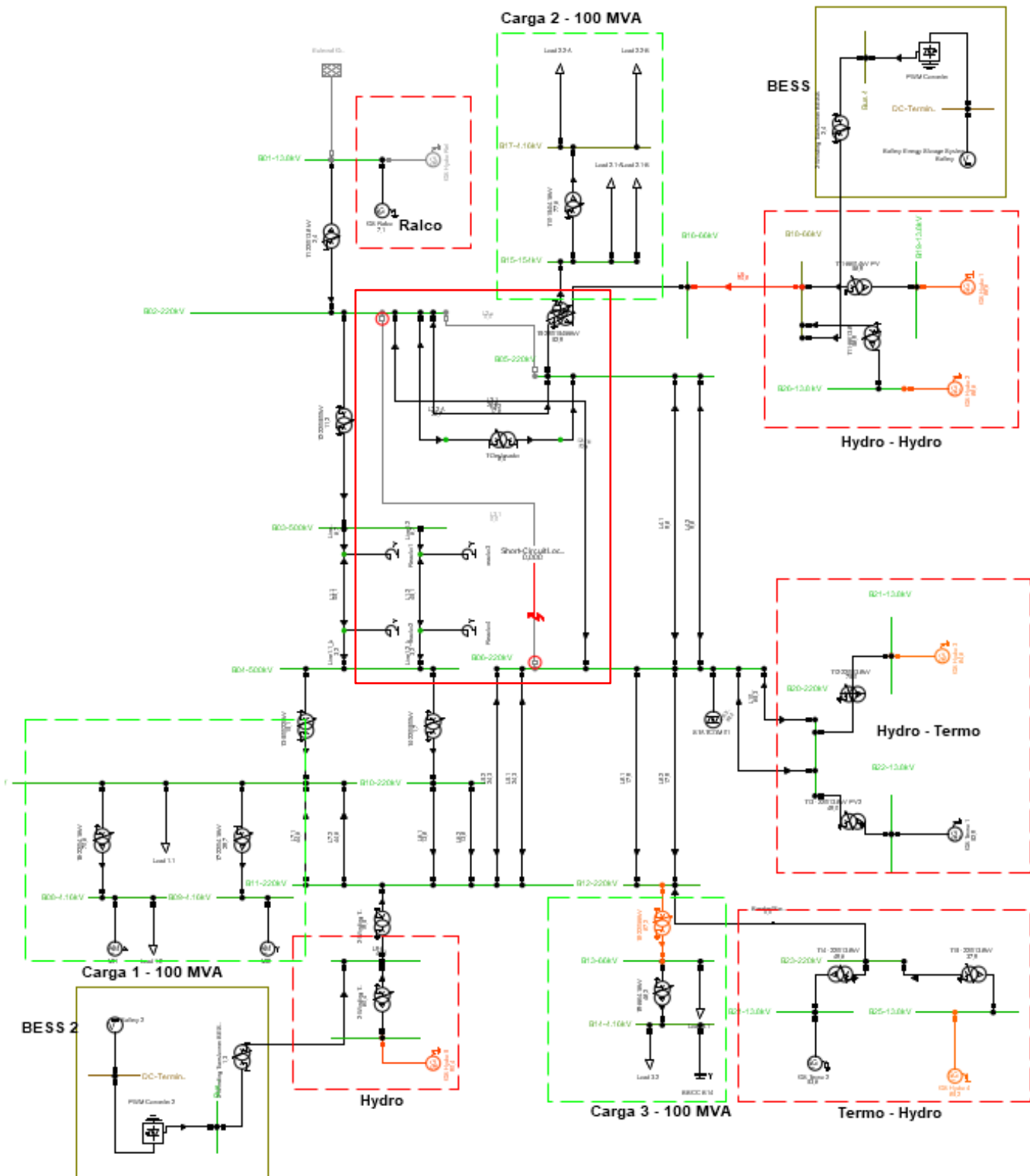


Figura 6.3 Representación en simulación de Cortocircuito trifásico Línea 3.1 al 10%. Modelo máquinas rotantes

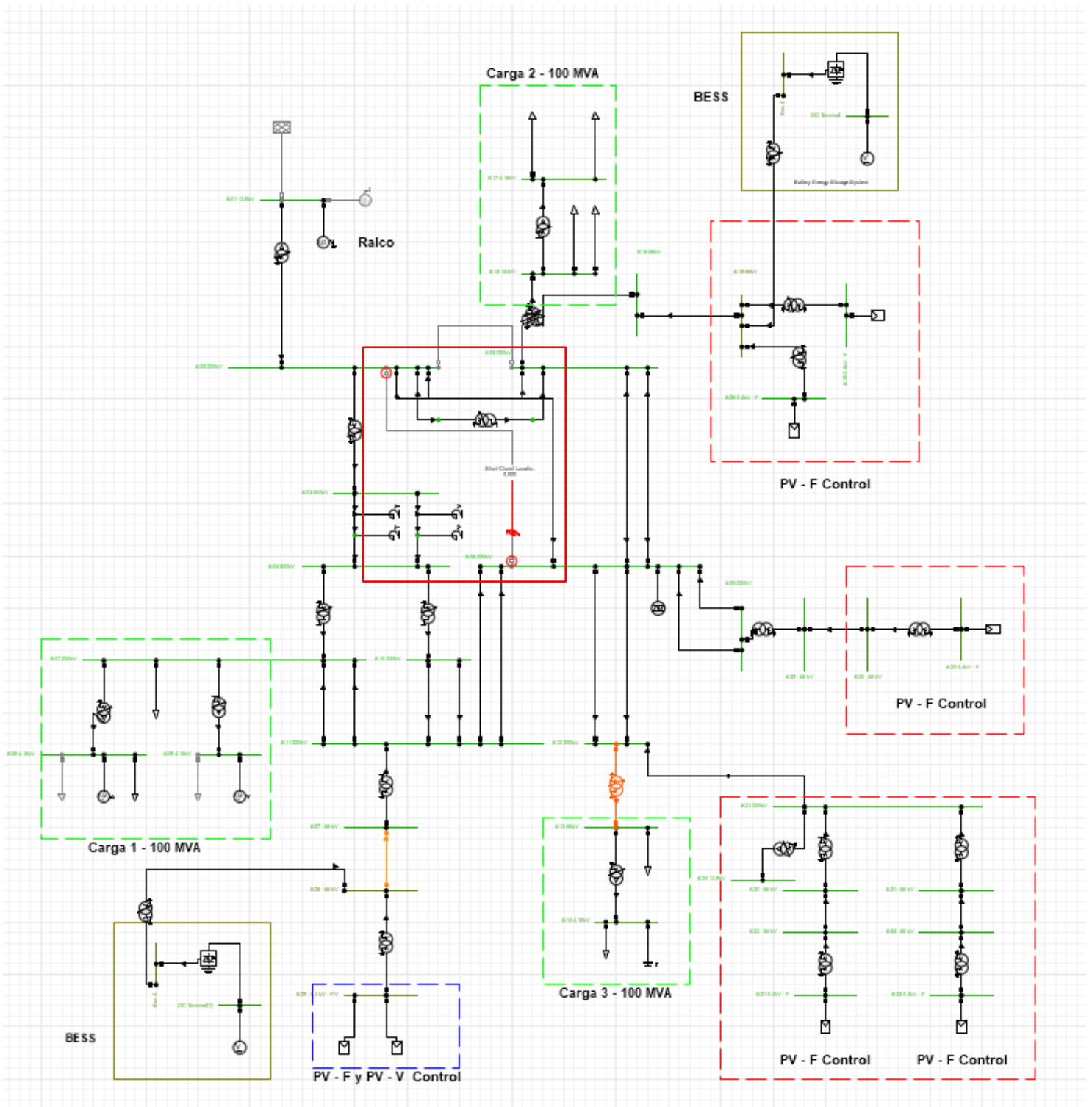


Figura 6.4 Representación en simulación de Cortocircuito trifásico Línea 3.1 al 10%. Modelo generación PV

6.2.3. Rechazo de Carga

La contingencia implica la acción de desconexión de una carga del sistema. Precisamente de la carga 2.1 B a los 10 [s], lo que representa el 18,2 % de la demanda total del sistema, un porcentaje significativo y crítico. Dicha acción se plasma en la Figura 6.5 y Figura 6.6 en los respectivos modelos simulados en DigSILENT PowerFactory.

El porcentaje mencionado equivale a una potencia de 56 [MVA], que se desglosa en 50,4 [MW] de potencia activa y 24,4 [Mvar] de potencia reactiva.

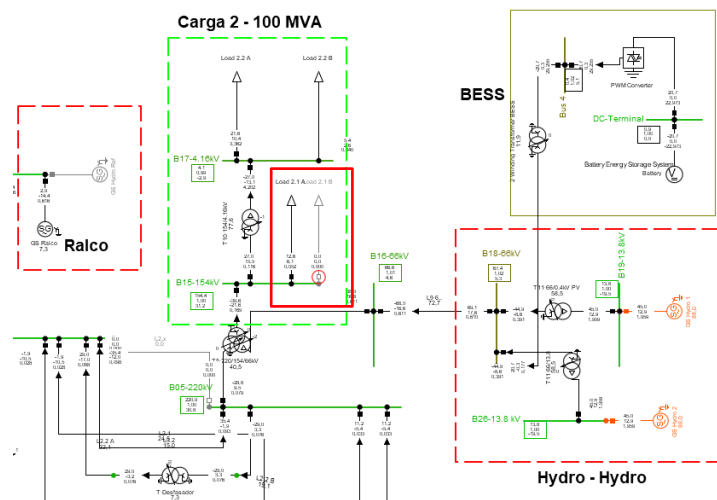


Figura 6.5 Representación en simulación de Rechazo de carga 56 [MVA]. Modelo máquinas rotantes

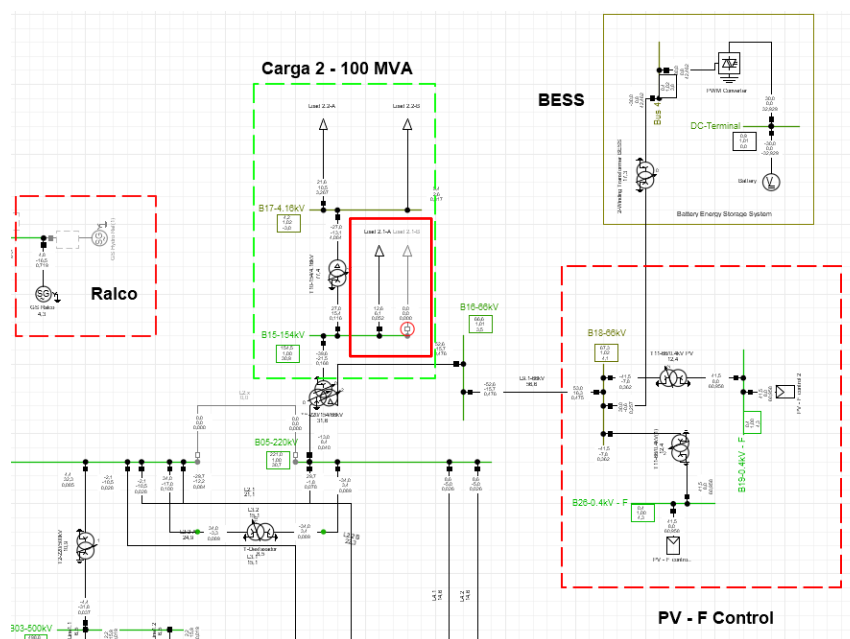


Figura 6.6 Representación en simulación de Rechazo de carga 56 [MVA]. Modelo generación PV

Estos escenarios permitirán corroborar el impacto y la efectividad del BESS en la estabilización de la frecuencia del sistema frente a contingencias.

Los resultados y características asociadas a cada contingencia se presentan mediante una matriz de casos en la sección 6.3. Cabe destacar que las perturbaciones mencionadas corresponden a fallas típicas y probables en sistemas eléctricos de potencia.

6.3. Matriz de Casos

A continuación, se presenta la matriz de casos utilizada para analizar los resultados de las simulaciones. En la Tabla 6.1 se incluyen las contingencias correspondientes a cada escenario de estudio. Cada caso se presenta plasmado en el “modelo basado en máquinas rotantes”, y en el “modelo basado en generación PV”.

Tabla 6.1 Matriz de casos

Fuente: E.P.

<i>Contingencia</i> <i>Escenario</i>	<i>Pérdida de generadora</i>	<i>Cortocircuito trifásico</i>	<i>Rechazo de carga</i>
<i>Con BESS y con Control</i>	A	B	C
<i>Con BESS y sin Control</i>	D	E	F
<i>Sin BESS y con Control</i>	G	H	I
<i>Sin BESS y sin Control</i>	J	K	L

Los casos marcados con gris en la Tabla 6.1, son los que se plasman en los apartados siguientes. Ya que son los casos más cercanos a la realidad. Cabe recalcar que no todos los casos existentes en la Tabla 6.1 se presentan en el cuerpo del informe, debido a que algunos casos son redundantes y otros no son técnicamente viables (casos E y K). Para fines de la MT, los casos D, F, J y L se plasman en Anexo.

6.4. Análisis Dinámicos

En esta sección se lleva a cabo el desglose de los casos que son técnicamente viables, tales como lo son los casos A, B, C, G, H e I. Figurados en la matriz de casos plasmada en la Tabla 6.1. Se analizan diversas variables tales como frecuencia, voltaje, potencia activa. Además de las principales variables de interés de los BESS involucrados en los sistemas, para las diversas contingencias sujetas al estudio.

El orden de los análisis se organiza en función de las contingencias simuladas. Las contingencias A y G se enfocan en la pérdida de una generadora, mientras que las contingencias B y H están relacionadas con la ocurrencia de un cortocircuito trifásico. Finalmente, las contingencias C e I abordan escenarios asociados a la desconexión de carga.

6.4.1. Señal Frecuencia

Para el análisis en frecuencia de los casos sujetos a estudio, se presenta la Figura 6.7, la cual se refiere a los códigos de colores de las diversas gráficas. Se observa que sólo están involucradas las barras de voltaje en AT.

B02-220kV: Electrical Frequency	B05-220kV: Electrical Frequency	B10-220kV: Electrical Frequency	B15-154kV: Electrical Frequency
B03-500kV: Electrical Frequency	B06-220kV: Electrical Frequency	B11-220kV: Electrical Frequency	B20-220kV: Electrical Frequency
B04-500kV: Electrical Frequency	B07-220kV: Electrical Frequency	B12-220kV: Electrical Frequency	B23-220kV: Electrical Frequency

Figura 6.7 Código de colores análisis dinámico - Frecuencia

6.4.1.1. Caso A

En la Figura 6.8 y Figura 6.9 se presentan las respuestas en frecuencia del sistema ante la pérdida de una generadora, en un escenario óptimo e ideal donde los BESS están operativos y los controles de las generadoras se encuentran activos. Esto otorga al sistema una notable robustez.

En la Figura 6.8 se aprecia una caída en frecuencia con un NADIR de 49.76 [Hz] y una desviación en régimen permanente de 49.8 [Hz]. Por su parte, en la Figura 6.9 se observa una respuesta en frecuencia con un NADIR de 49.91 [Hz] y una desviación en régimen permanente de 49.92 [Hz]. Estas diferencias se explican por el tipo de control empleado en las generadoras: en la Figura 6.8, el control se basa a partir de generadoras “rotantes” + BESS, el cual posee un enfoque en tensión y en velocidad, mientras que en la Figura 6.9 el control se basa a partir de generadoras fotovoltaicas + BESS. Este control

prioriza la regulación de frecuencia mediante generadoras fotovoltaicas (PV).

Las frecuencias obtenidas se encuentran dentro de los márgenes establecidos en el artículo 3-10 de la NTSyCS, lo que confirma que el sistema se encuentra en estado normal. Además, el sistema muestra una mejor respuesta en frecuencia, tanto respecto el índice NADIR como en la desviación en régimen permanente, en comparación con el caso D representado en la Figura B.1 y en la Figura B.2

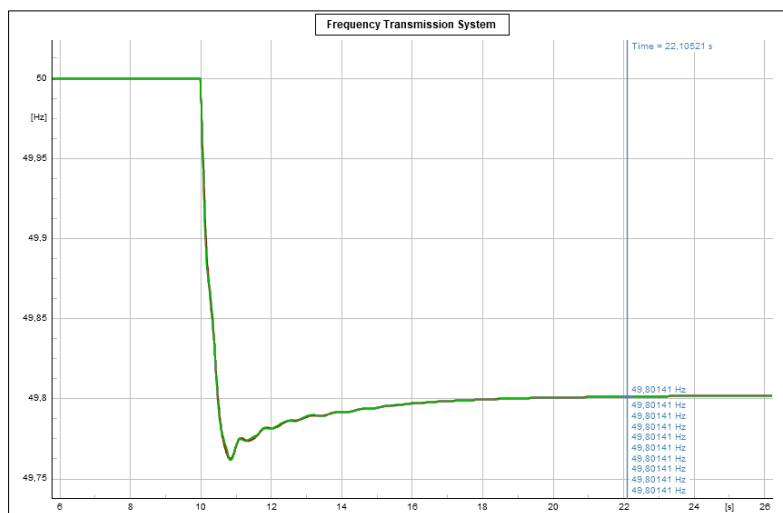


Figura 6.8 Caso A. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia

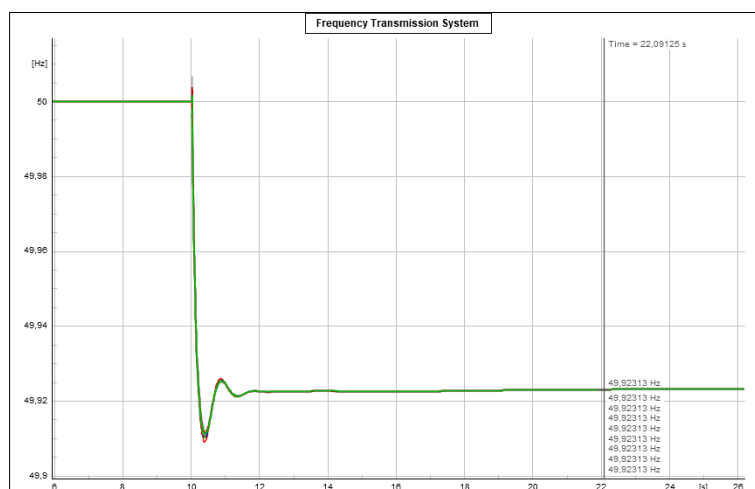


Figura 6.9 Caso A. Modelo basado en generación PV - Frecuencia

6.4.1.2. Caso G

En la Figura 6.10 y Figura 6.11 se presentan escenarios en los que no se encuentran operativos los BESS, pero sí el control de las generadoras. En ambas figuras se observa un NADIR similar, en torno a 49.1 [Hz], y un ROCOF comparable. Sin embargo, en la Figura

6.11 se aprecia una leve mejora en la desviación en régimen permanente respecto a la Figura 6.10 con una diferencia de aproximadamente 6 centésimas. Gracias al control proporcionado por las generadoras, el sistema logra estabilizarse en 49.8 [Hz].

Asimismo, se cumple con lo establecido en el artículo 5-35 de la NTSyCS, ya que la frecuencia en las instalaciones del Sistema de Transmisión (ST) por encima de los 200 kV permanece superior a 48.3 Hz.

A pesar de esto, el sistema evidencia oscilaciones, a diferencia del caso A, donde la presencia de los BESS contribuye significativamente a la estabilización del sistema y a la mejora en la desviación en régimen permanente.

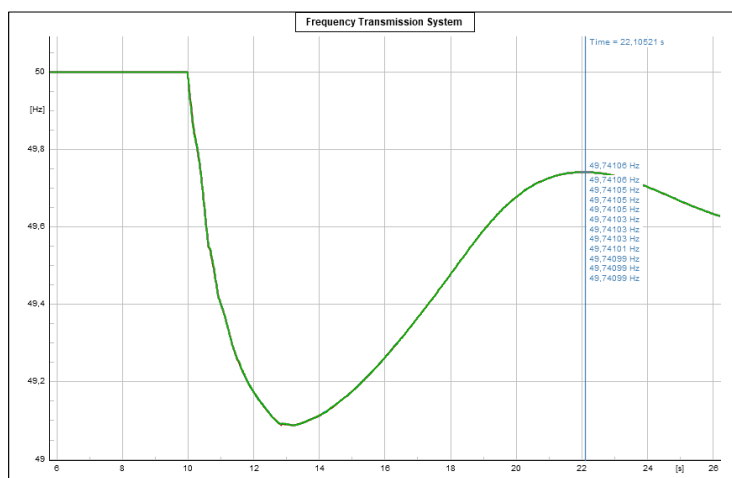


Figura 6.10 Caso G. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia

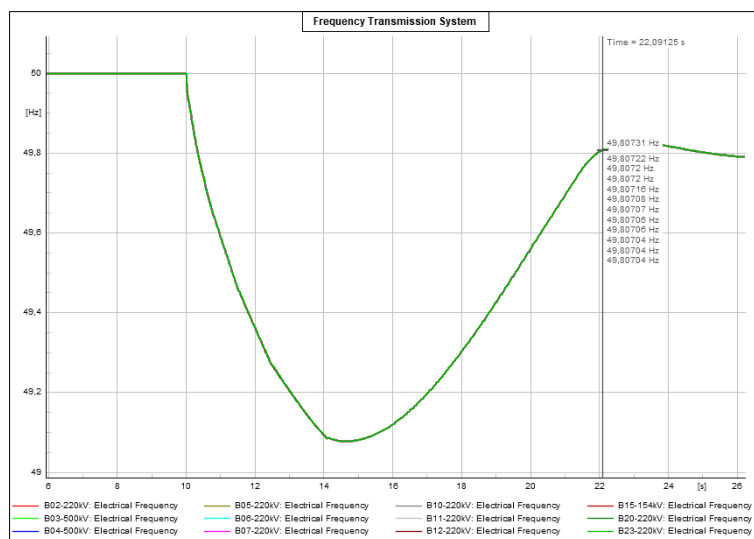


Figura 6.11 Caso G. Modelo basado en generación PV - Frecuencia

6.4.1.3. Caso B

En este caso se analiza el comportamiento del sistema tras la ocurrencia de un cortocircuito trifásico a los 10 segundos, el cual es despejado 120 ms después, conforme a lo establecido en el artículo 5-40 de la NTSyCS. Lo cual se plasma en la Figura 6.12 y Figura 6.13. Donde se observa una respuesta óptima en frecuencia, en torno a la desviación en régimen permanente.

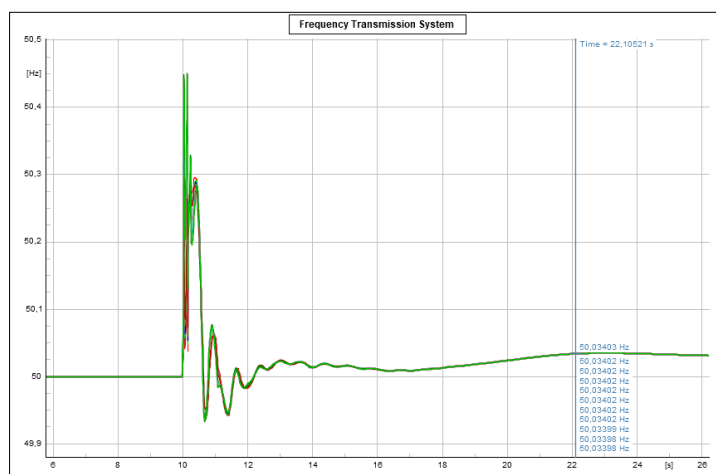


Figura 6.12 Caso B. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia

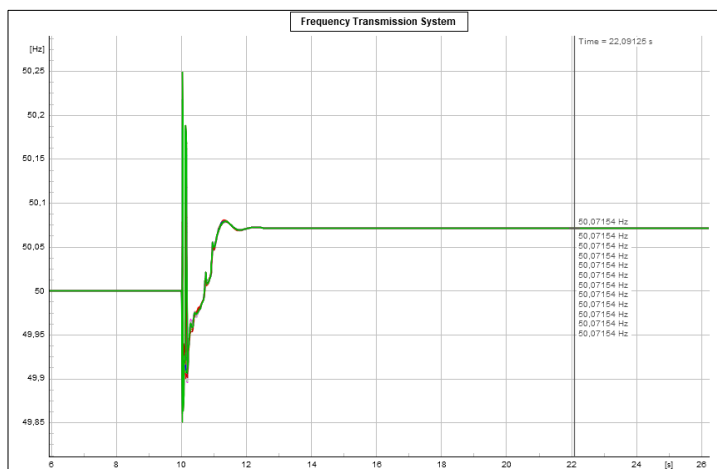


Figura 6.13 Caso B. Modelo basado en generación PV - Frecuencia

6.4.1.4. Caso H

Se cumple con lo estipulado en el artículo 3-10 de la NTSyCS, ya que ninguna generadora se desconecta tras el evento. En la Figura 6.15 se observa que el sistema se estabiliza en 5 segundos, lo que representa un tiempo de estabilización significativamente menor en comparación con el sistema ilustrado en la Figura 6.14. Sin embargo, el sistema representado en la Figura 6.14 muestra una mejor respuesta en cuanto a la desviación en

De manera similar, al analizar la desviación en régimen permanente, se concluye que el desempeño es mejor en la Figura 6.17, lo cual se debe principalmente a la electrónica de potencia. Donde el sistema logra estabilizarse en 50.195 [Hz], en comparación con el sistema representado en la Figura 6.16.

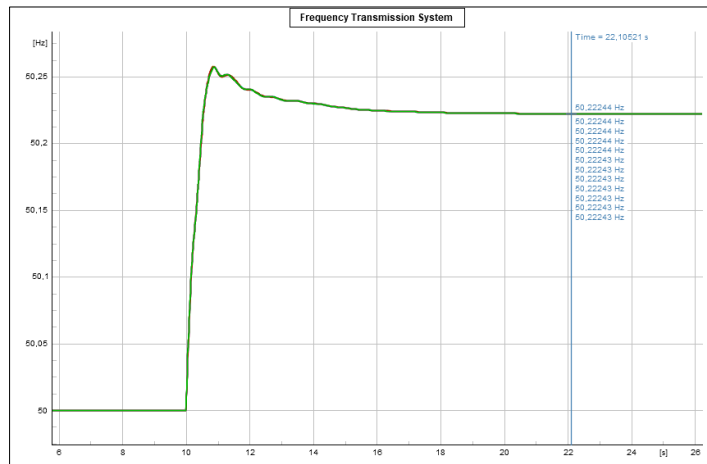


Figura 6.16 Caso C. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia

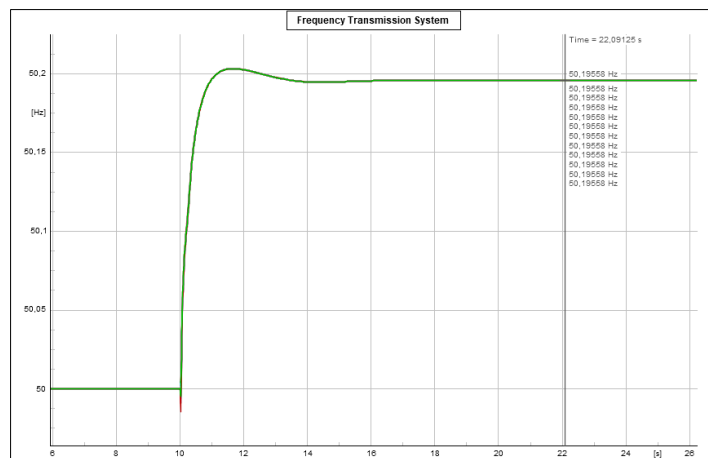


Figura 6.17 Caso C. Modelo basado en generación PV - Frecuencia

6.4.1.6. Caso I

En la Figura 6.18, se observa que el sistema alcanza un peak en frecuencia superior a los 52 [Hz], pero sólo durante un periodo de 2 [s]. A pesar de ello, el sistema no cumple con lo estipulado en el artículo 3-11 de la NTSyCS, ya que este valor excede los márgenes establecidos.

Por otro lado, en la Figura 6.19, el sistema muestra un desempeño adecuado en cuanto a su respuesta en frecuencia, cumpliendo con lo señalado en el artículo 3-11 de la NTSyCS. Asimismo, se evidencia que el tiempo mínimo de operación de una generadora

hidráulica y térmica se mantiene de forma permanente en el rango de 50 a 51 [Hz], cumpliendo con lo dispuesto en el artículo 3-10 de la NTSyCS.

En cuanto a la desviación en régimen permanente, el sistema representado en la Figura 6.19 presenta un mejor comportamiento, alcanzando un valor de estabilización en torno a 50.64 [Hz]. En contraste, el sistema mostrado en la Figura 6.18 presenta una leve oscilación en su respuesta en frecuencia y un tiempo de estabilización mayor en comparación con el sistema que incluye BESS, como se ilustra en el caso C.

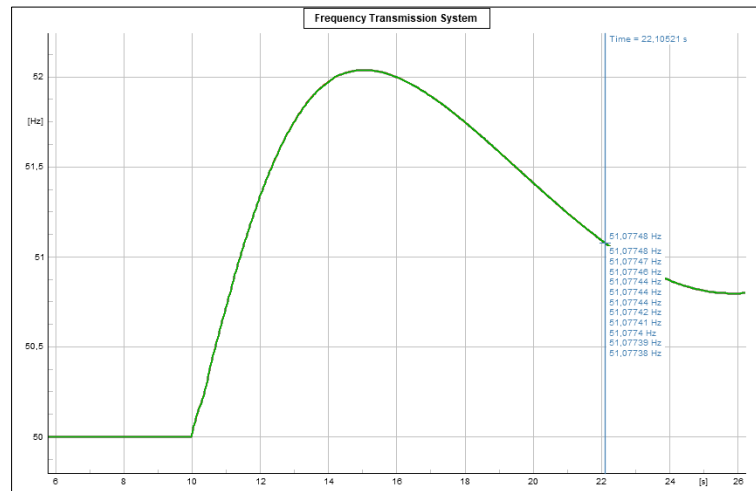


Figura 6.18 Caso I. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia

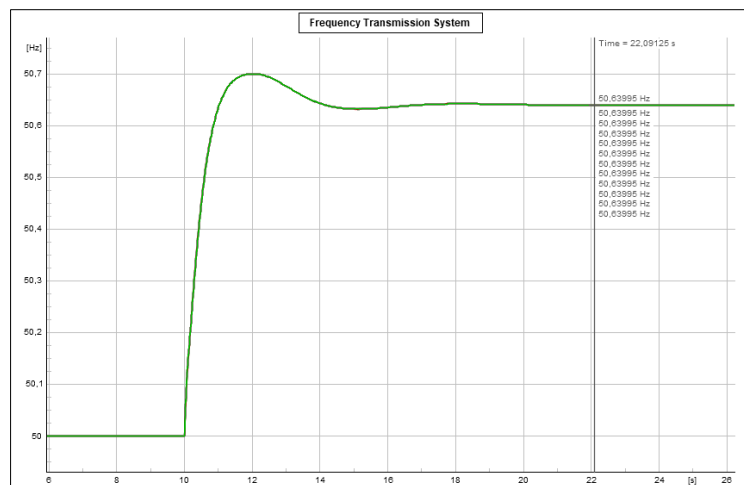


Figura 6.19 Caso I. Modelo basado en generación PV - Frecuencia

6.4.2. Señal Voltaje

Para el análisis relacionado con la tensión de las barras que involucran alta tensión (AT), se presenta la Figura 6.20. Esta figura detalla los códigos de colores utilizados en las distintas gráficas, los cuales representan los voltajes de cada barra, asociados a los diversos casos de estudio derivados de la matriz de casos.

— B02-220kV: Voltage, Magnitude	— B05-220kV: Voltage, Magnitude	— B10-220kV: Voltage, Magnitude	— B15-154kV: Voltage, Magnitude
— B03-500kV: Voltage, Magnitude	— B06-220kV: Voltage, Magnitude	— B11-220kV: Voltage, Magnitude	— B20-220kV: Voltage, Magnitude
— B04-500kV: Voltage, Magnitude	— B07-220kV: Voltage, Magnitude	— B12-220kV: Voltage, Magnitude	— B23-220kV: Voltage, Magnitude

Figura 6.20 Código de colores análisis dinámico - Voltaje

6.4.2.1. Caso A

Se realiza un análisis ante la pérdida de una generadora, lo que provoca una reducción del 15,6 % en la generación del sistema. Como consecuencia, se espera una disminución en los voltajes del sistema. Tal como se observa en la Figura 6.21 y Figura 6.22, en ambos casos la barra que experimenta la mayor caída de tensión es la barra 23-220 kV. Esta barra es la más cercana a la barra de 13.8 kV, donde estaba conectada la generadora, en la cual la contingencia, implicando la desconexión de esta.

Se concluye que el sistema cumple con lo estipulado en el artículo 3-11 de la NTSyCS. Además, el sistema se encuentra en estado normal, ya que las tensiones permanecen dentro de los límites establecidos en el artículo 5-19 de la NTSyCS.

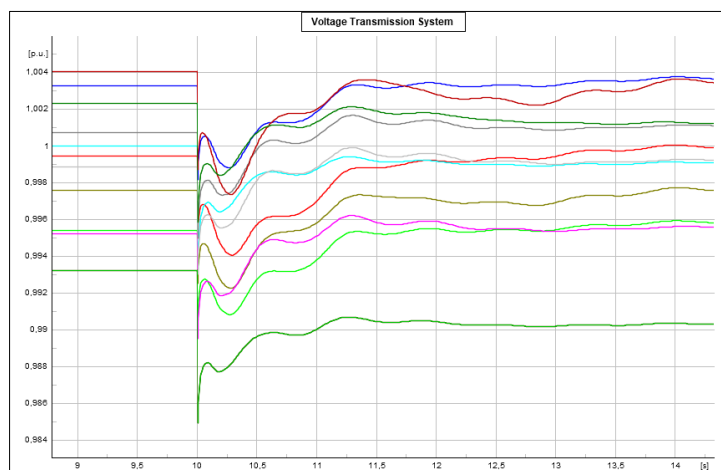


Figura 6.21 Caso A. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje

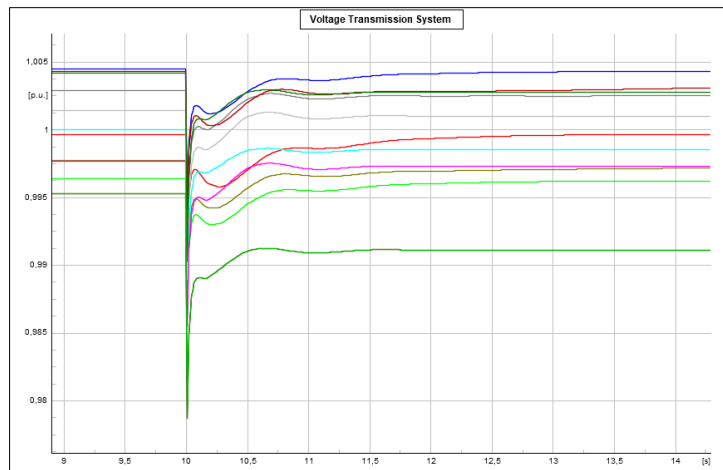


Figura 6.22 Caso A. Modelo basado en generación PV - Voltaje

6.4.2.2. Caso G

De manera análoga al caso A, se observa en la Figura 6.23 y Figura 6.24 que la barra 23-220 kV es la que se ve más afectada por la contingencia. Sin embargo, el sistema cumple con lo estipulado en el artículo 3-11 de la NTSyCS, ya que las tensiones se mantienen dentro del rango de 0.95 a 1.05 [p.u.], operando de manera estable entre 49.0 y 51.0 [Hz].

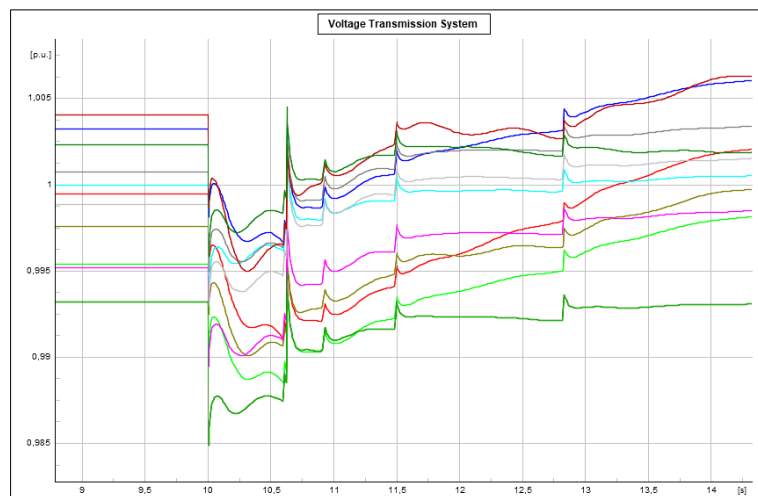


Figura 6.23 Caso G. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje

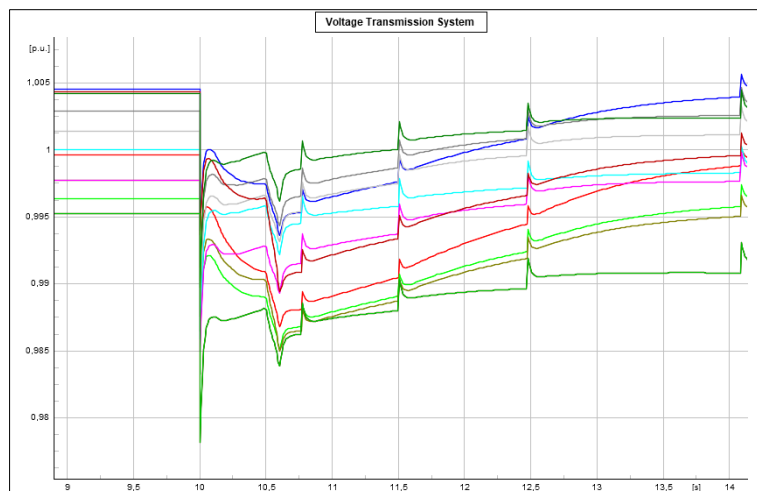


Figura 6.24 Caso G. Modelo basado en generación PV - Voltaje

6.4.2.3. Caso B

En la Figura 6.25 y Figura 6.26, se observan huecos de tensión, provocado por el cortocircuito trifásico en la línea 3.1 a los 10 [s]. Se observa que los sistemas cumplen con el artículo 5-34 de la NTSyCS, debido a que 50[ms] luego de que se abre la línea para aislar el cortocircuito, los niveles de tensión se encuentran sobre el 0.7 [p.u.].

La Figura 6.25 difiere de la Figura 6.26, por el peak en frecuencia alcanzado luego de aislada la falla. En la Figura 6.26, se evidencia un peak superior a los 1.2 [p.u] en tensión, pero dicho valor se estabiliza antes de los 100 [ms]. Esta respuesta se debe principalmente a la electrónica de potencia empleada en los generadores fotovoltaicos (PV).

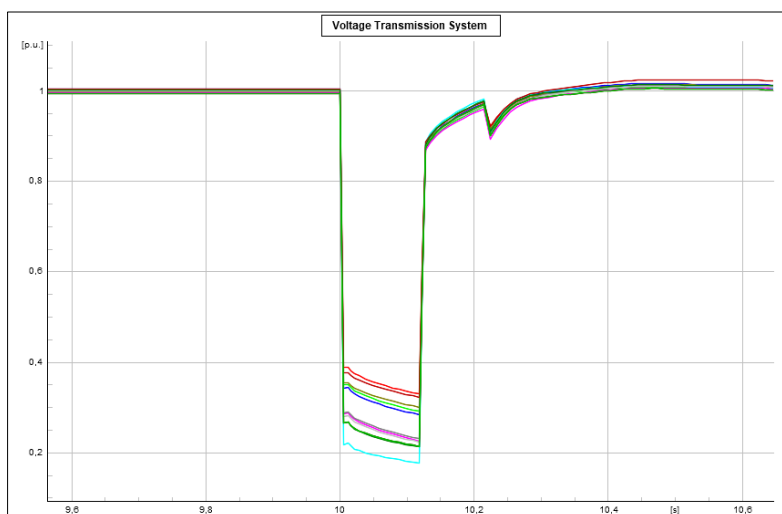


Figura 6.25 Caso B. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje

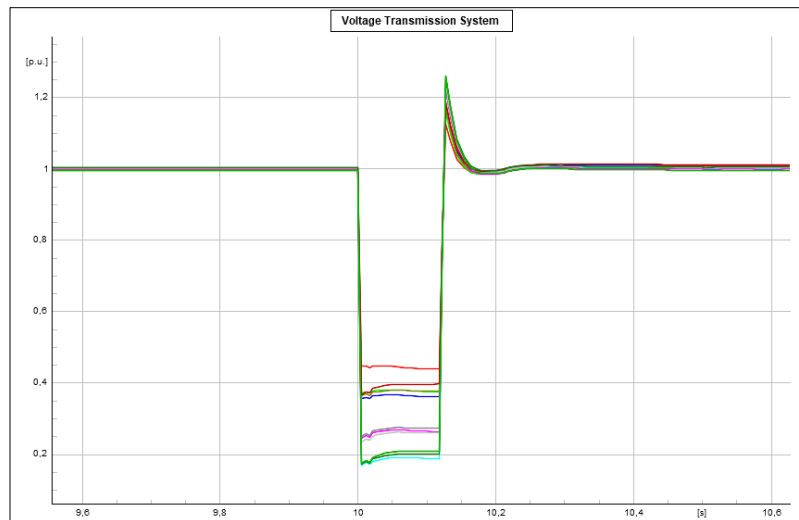


Figura 6.26 Caso B. Modelo basado en generación PV - Voltaje

6.4.2.4. Caso H

En las Figura 6.27 y Figura 6.28, se infiere que las respuestas en tensión del sistema son muy similares a las observadas en el caso B, que corresponde al escenario con BESS y control. La ausencia de BESS, pero la presencia de control no provoca grandes variaciones en la tensión durante la contingencia asociada al cortocircuito trifásico.

Además, se concluye que las barras no presentan límites operacionales adversos que puedan afectar el correcto funcionamiento del sistema en condiciones normales.

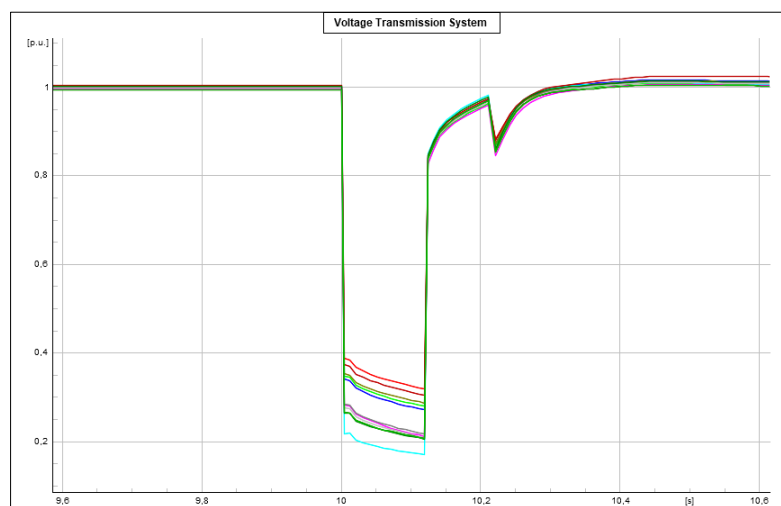


Figura 6.27 Caso H. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje

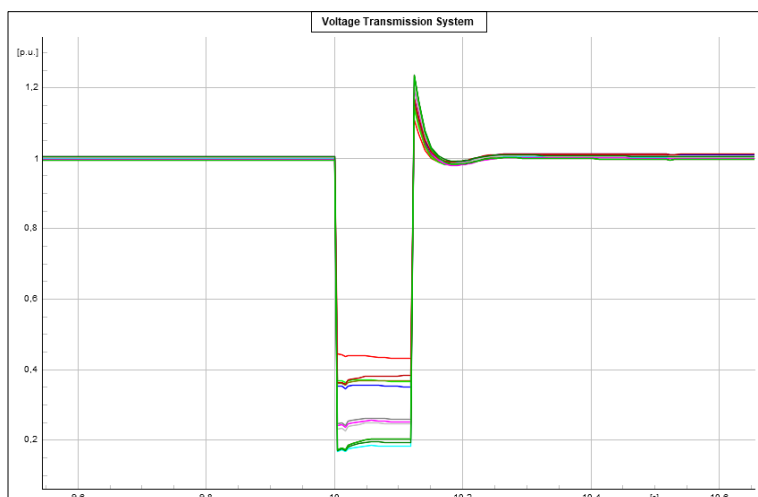


Figura 6.28 Caso H. Modelo basado en generación PV - Voltaje

6.4.2.5. Caso C

Se presentan los voltajes después de realizar la desconexión de carga. En la Figura 6.29 y Figura 6.30, se observa que los sistemas mantienen sus tensiones dentro del rango aceptable establecido en el artículo 3-11 de la NTSyCS, con valores entre 0.95 [p.u.] y 1.05 [p.u.].

Además, se observa que la tensión que se ve más afectada con un aumento respecto a tensión es la barra 15 – 154 kV. Barra a la cual está conectada la carga 2.1 B, la cual luego se desconectará mediante la contingencia “Rechazo de carga”.

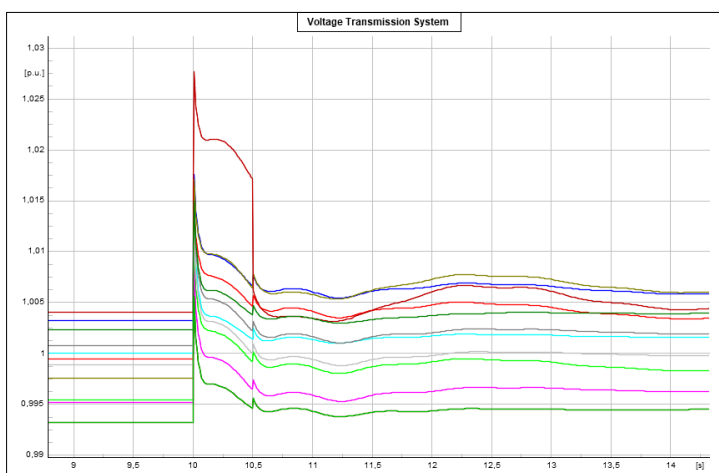


Figura 6.29 Caso C. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje

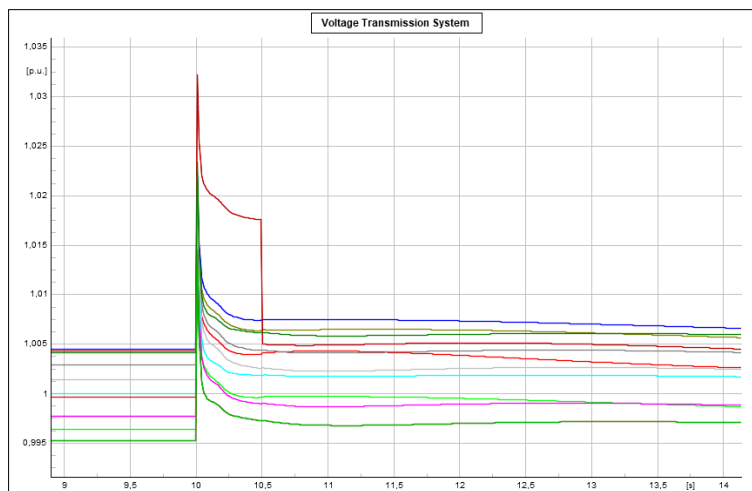


Figura 6.30 Caso C. Modelo basado en generación PV - Voltaje

6.4.2.6. Caso I

En la Figura 6.31 y Figura 6.32, se presentan cambios irrelevantes respecto al caso C. Debido a que los reactivos que aporta el BESS son bastante bajos, por ende, las respuestas en tensión respecto a la comparativa “con BESS” o “sin BESS” es similar.

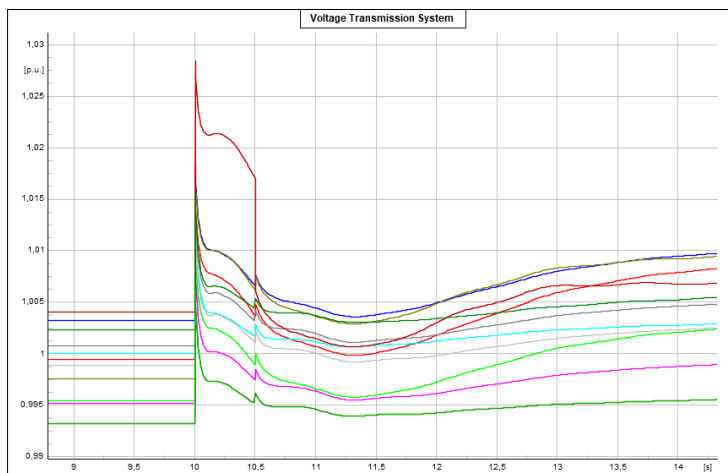


Figura 6.31 Caso I. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje

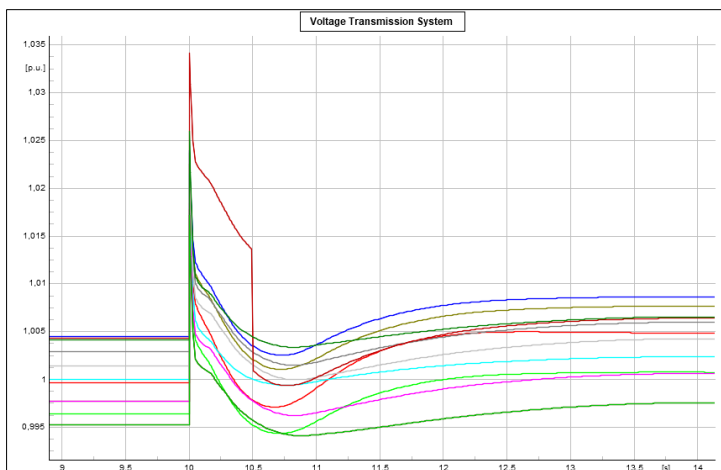


Figura 6.32 Caso I. Modelo basado en generación PV - Voltaje

6.4.3. Señal Potencia Activa

Para el análisis relacionado con la potencia activa, se presenta la Figura 6.33 y Figura 6.34, donde se ilustran los códigos de colores utilizados en el análisis dinámico de la potencia activa en los escenarios que involucran BESS.

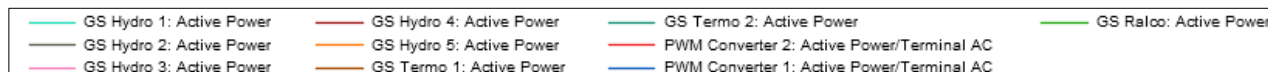


Figura 6.33 Código de colores análisis dinámico. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia activa



Figura 6.34 Código de colores análisis dinámico. Modelo basado en generación PV – Potencia activa

6.4.3.1. Caso A

El sistema, al estar compuesto por BESS y por control, cuenta con una doble medida de mitigación para equilibrar la potencia perdida por una generadora. Por ende, en la Figura 6.35 y Figura 6.36 se observan cómo los BESS inyectan una determinada cantidad de potencia para suplir la pérdida de potencia activa, de modo que la frecuencia se mantenga lo más cerca posible de su valor nominal de 50 [Hz], gracias al equilibrio entre la generación y la demanda del sistema.

En la Figura 6.35, se observa que la inyección de potencia de los BESS disminuye tras la contingencia, lo que se atribuye al control ejercido por las generadoras térmicas. Este fenómeno no se presenta en la Figura D.1, correspondiente al caso D, donde el control de

las generadoras está fuera de servicio y, por lo tanto, la entrega de potencia activa se mantiene constante una vez estabilizado el sistema tras la contingencia. Por esta razón, la potencia inyectada por los BESS en el caso A es menor que en el caso D.

En la Figura 6.36, se observa que la inyección de potencia activa de los BESS es menor en comparación con el caso D. Esto se debe a que, en el caso D, no hay control de las generadoras. En cambio, en la Figura 6.36, las potencias entregadas por las generadoras PV superan los 40.5 [MW], que corresponde al valor nominal de potencia activa. Al incrementarse este valor, los BESS deben inyectar un nivel menor de potencia activa en comparación con el caso D, como se muestra en la Figura D.2.

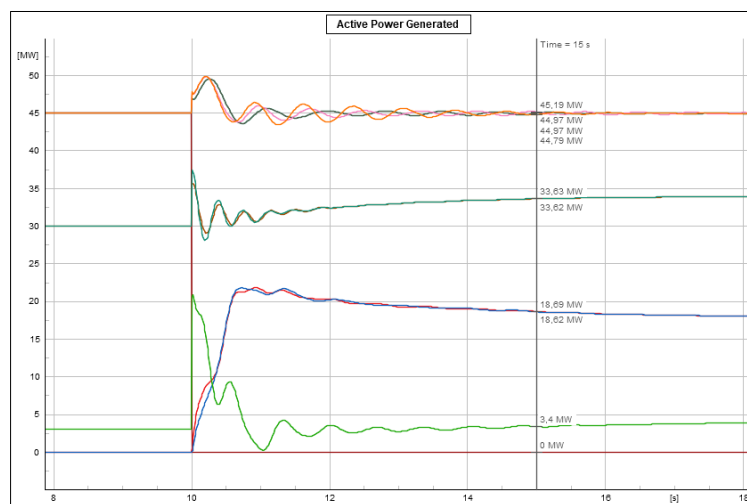


Figura 6.35 Caso A. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa

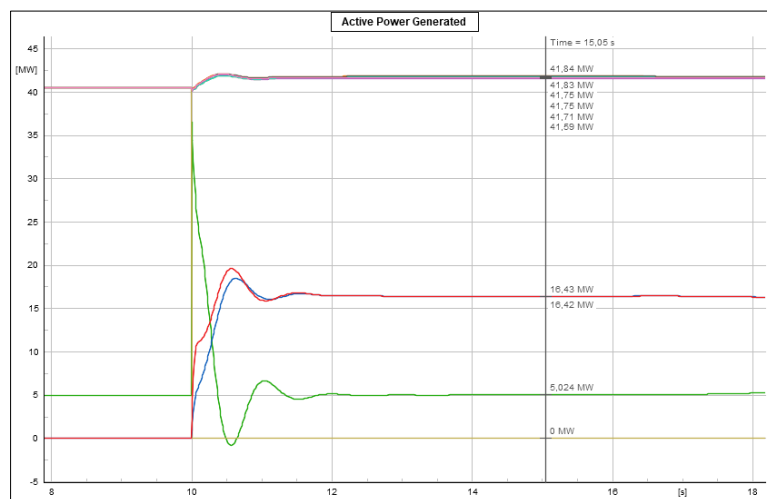


Figura 6.36 Caso A. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa

6.4.3.2. Caso B

En la Figura 6.37 y Figura 6.38 se presentan las potencias entregadas por las generadoras y los BESS durante la contingencia relacionada al cortocircuito trifásico en la línea 3.1, ocurrido a los 10 segundos y aislado a los 120 [ms].

En la Figura 6.37, se observa que el sistema comienza a oscilar tras el evento, pero logra estabilizarse posteriormente. El sistema experimenta fluctuaciones antes de alcanzar un estado estable.

Por otro lado, en la Figura 6.38, se muestra que el sistema, después de la contingencia, presente una disminución considerable respecto oscilaciones, lo que evidencia una respuesta más estable. Esta diferencia en el comportamiento se atribuye a la tecnología avanzada de la electrónica de potencia implementada en las generadoras PV.

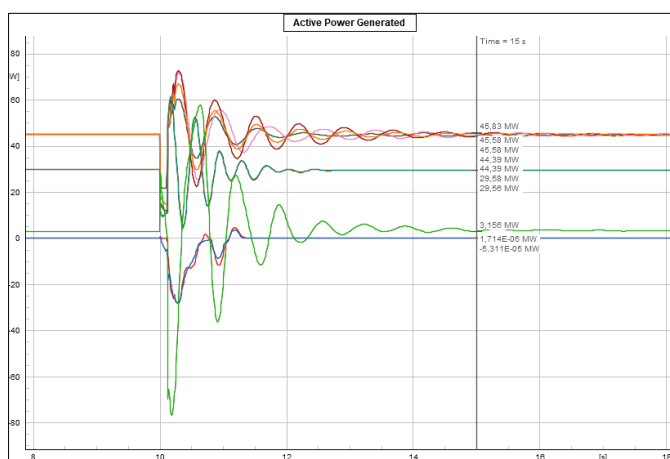


Figura 6.37 Caso B. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa

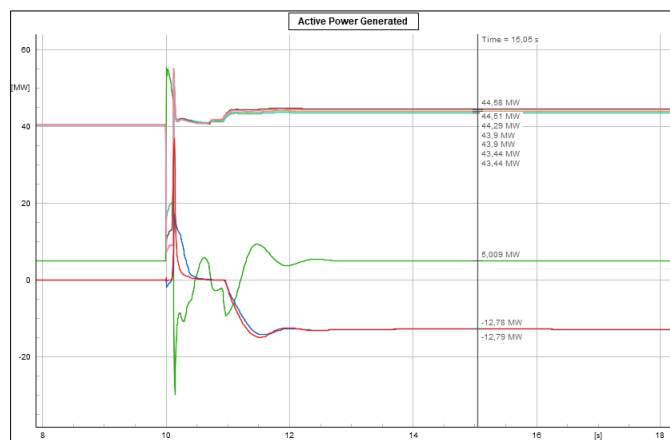


Figura 6.38 Caso B. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa

6.4.3.3. Caso C

En la Figura 6.39 y Figura 6.40 se plasma cómo los BESS actúan para contrarrestar la pérdida de demanda en el sistema durante un evento de rechazo de carga, absorbiendo potencia de la red y ayudando a mantener el equilibrio entre generación y demanda, lo que a su vez estabiliza la frecuencia del SEP.

En la Figura 6.39, se observa que el control de las generadoras térmicas permite una reducción progresiva de la inyección de potencia activa con el tiempo. Como resultado, el controlador del BESS manda la señal al inversor, para que disminuya la potencia activa a absorber, conforme evoluciona la contingencia con el paso del tiempo. Este comportamiento contrasta con el caso F, ilustrado en la Figura D.3 plasmada en el Anexo D, donde la potencia activa entregada por las generadoras térmicas permanece constante debido no tener en servicio sus respectivos controladores. En este escenario, el BESS necesita absorber una mayor cantidad de potencia activa, ya que la potencia entregada por las generadoras permanece constante conforme evoluciona el evento. Lo que implica un mayor esfuerzo de absorción en comparación con el caso C.

En la Figura 6.40, se observa que el BESS inyecta su capacidad nominal de potencia activa, lo cual se debe al control de las generadoras PV. El aumento en la potencia entregada por estas generadoras implica que el BESS debe absorber un mayor delta de potencia en comparación con el caso F, mostrado en la Figura D.4 plasmada en el Anexo D.

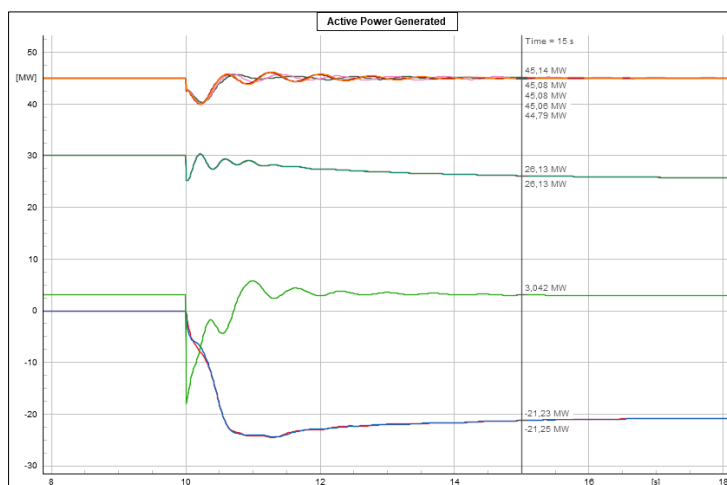


Figura 6.39 Caso C. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa

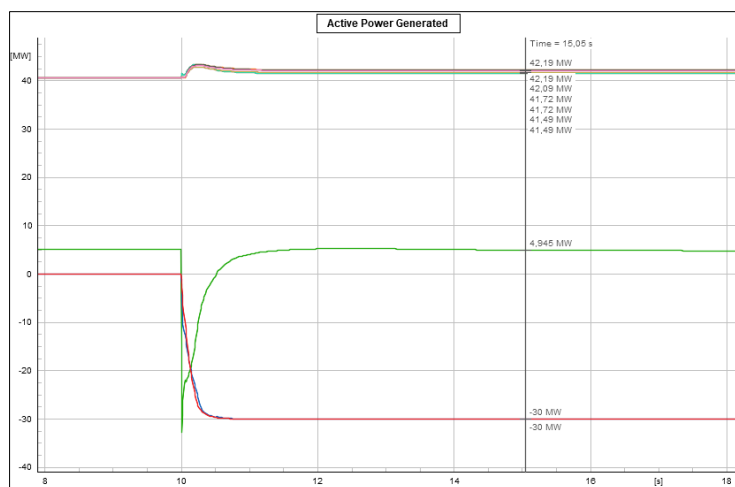


Figura 6.40 Caso C. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa

6.4.4. Señales Variables BESS

La Figura 6.41 y Figura 6.42, presentan los códigos de colores utilizados para ilustrar las principales variables sujetas a estudio en los análisis dinámicos respecto al control del BESS. Las variables por analizar son la potencia activa [MW] y el SOC de la batería [p.u.].



Figura 6.41 Código de colores análisis dinámico. – Potencia activa BESS

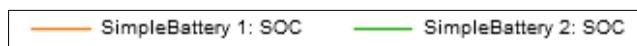


Figura 6.42 Código de colores análisis dinámico. – SOC Batería

6.4.4.1. Caso A

En la Figura 6.43 y Figura 6.44, se ilustra cómo el controlador del BESS ordena al inversor que inyecte potencia activa a la red tras la pérdida de la generadora. Esta respuesta se refleja en el comportamiento de la corriente en eje directo I_d , plasmado en la figura Figura E.3 y en la Figura E.5, ilustradas en el Anexo E. Al inyectar potencia activa a la red, se produce una descarga gradual de la batería, lo que se traduce en una disminución del estado de carga (SOC) del BESS.

En la Figura 6.46 y Figura 6.45, se aprecia un comportamiento análogo al de la Figura 6.43 y Figura 6.44, donde se confirma que el BESS inyecta potencia activa tras la pérdida de la generadora. Sin embargo, en el modelo basado en máquinas rotantes, la potencia activa inyectada es menor en comparación con el modelo basado en generación PV. Esta diferencia se debe a la respuesta de los controladores de las generadoras en los respectivos modelos.

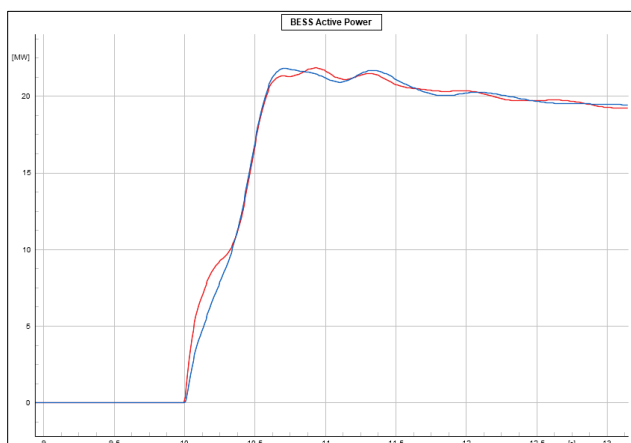


Figura 6.43 Caso A. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa BESS

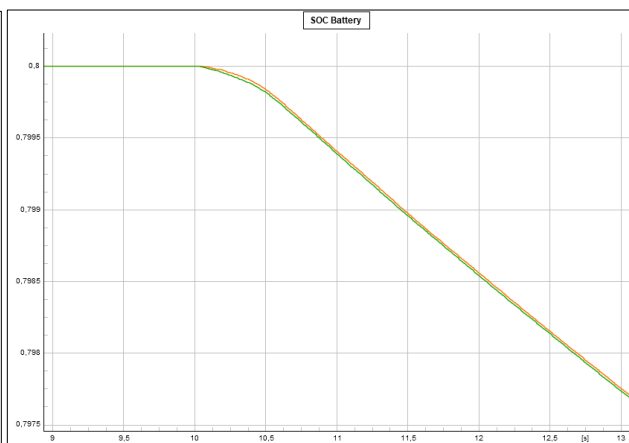


Figura 6.44 Caso A. Modelo basado en máquinas rotantes– SOC Batería

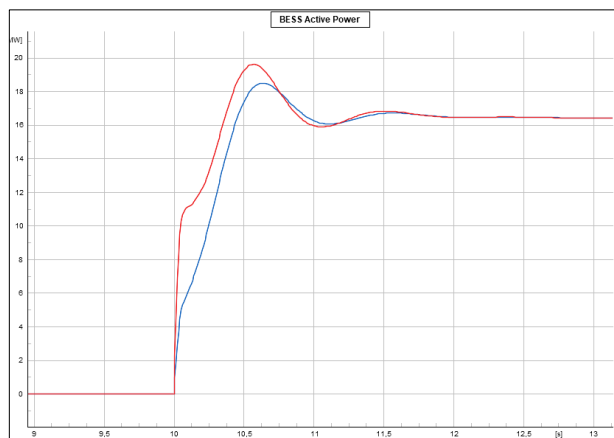


Figura 6.46 Caso A. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa BESS

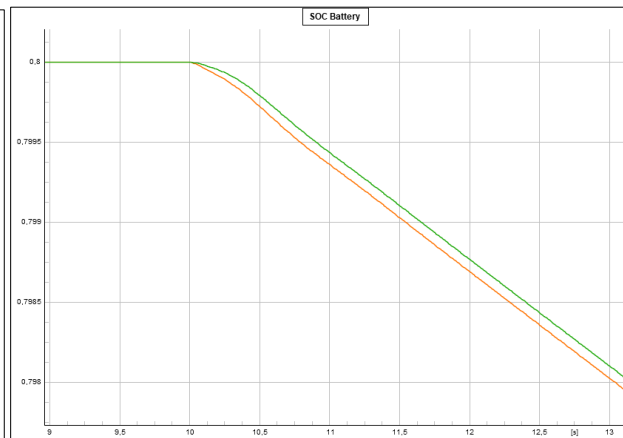


Figura 6.45 Caso A. Modelo basado en generación PV - SOC Batería

6.4.4.2. Caso B

En la Figura 6.48, Figura 6.47, Figura 6.50 y Figura 6.49, se observa que los BESS se desconectan en determinados momentos, despachando 0 [MW] en instantes específicos. Este comportamiento se debe a que el sistema supera sus límites operacionales. Además, se infiere que el estado de carga (SOC) de la batería disminuye conforme el BESS inyecta potencia activa y aumenta cuando este absorbe potencia activa, evidenciando la relación

directa entre la potencia manejada por el BESS y el balance energético del sistema.

La potencia inyectada o absorbida por los BESS guarda una relación directa con la potencia generada o absorbida por la máquina de referencia Ralco, como se aprecia en la Figura 6.48 y en la Figura 6.50. Durante la fase post contingencia, mientras el sistema aún no se estabiliza, el valor de potencia aportado por los BESS se calcula como $\frac{\text{„Valor pico-pico,,}}{2}$ de la potencia entregada por Ralco. Una vez estabilizado el sistema, la potencia entregada por los BESS es inversamente proporcional a la potencia entregada por Ralco. Este comportamiento asegura que el equilibrio entre generación y demanda se mantenga tras la inestabilidad provocada por el cortocircuito. Esto explica las respuestas en potencia activa observadas en la Figura 6.48 y Figura 6.50, donde los BESS actúan en función de la dinámica del sistema para garantizar la estabilidad.

Asimismo, en la Figura 6.48 se evidencia que los BESS post contingencia, se encuentran en modo “absorber” potencia activa de la red. Este accionar se da por finalizado una vez el SOC alcanza el valor de 1 [p.u.]. Debido a que mientras absorba potencia act Este proceso es lento debido al bajo valor del parámetro "ChargeCur", mostrado en la Figura 4.10, que indica una tasa de carga reducida para la batería (0.1 [p.u.]), lo cual limita la rapidez con la que el SOC se incrementa.

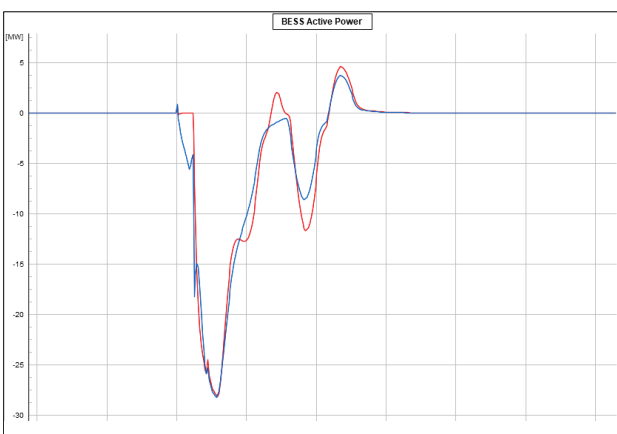


Figura 6.48 Caso B. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa BESS

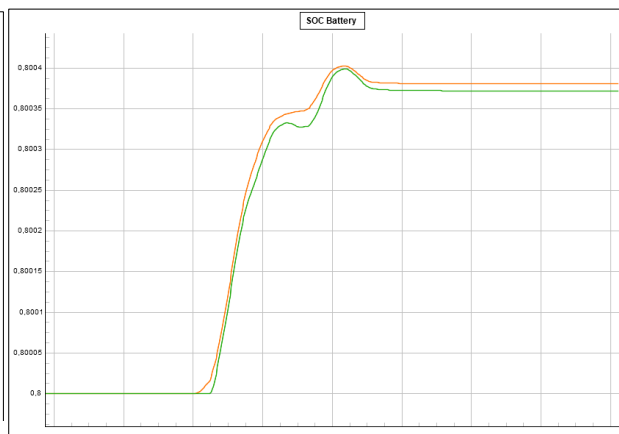


Figura 6.47 Caso B. Modelo basado en máquinas rotantes– SOC Batería

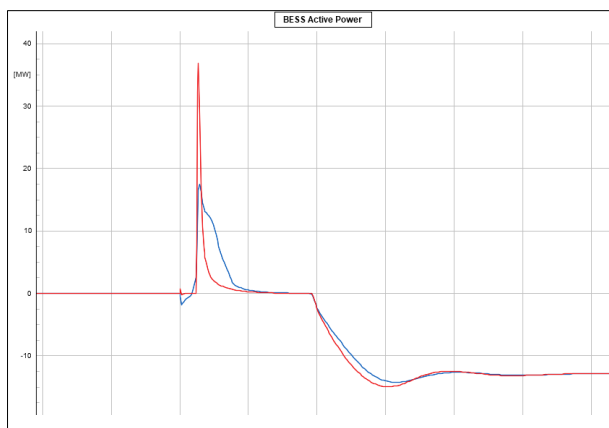


Figura 6.50 Caso B. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa BESS

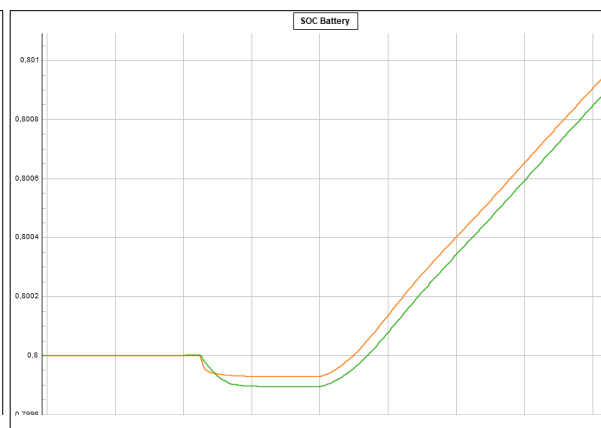


Figura 6.49 Caso B. Modelo basado en generación PV – SOC Batería

6.4.4.3. Caso C

En la Figura 6.52 y Figura 6.54 se evidencia cómo el controlador del BESS ordena al inversor que absorba potencia activa de la red, representando el proceso inverso al observado en el caso A. Tras la desconexión de la carga 2.1 B, los BESS comienzan a absorber potencia activa, como respuesta al comportamiento de la corriente en el eje directo I_d representado en la Figura E.11 y en la Figura E.13, plasmadas en el Anexo E. La absorción de potencia activa implica un aumento en el estado de carga (SOC) del BESS, dado que la batería inicia un proceso de carga de forma gradual. Este incremento del SOC refleja la capacidad de los BESS para almacenar la potencia excedente de la red, estabilizando el sistema.

En la Figura 6.52 se observa que la potencia absorbida por los BESS disminuye con el tiempo. Este comportamiento se debe al control ejercido por las generadoras térmicas, las cuales reducen gradualmente su inyección de potencia activa. Este ajuste asegura que el sistema cumpla con el equilibrio entre generación y demanda, lo que minimiza el rol del BESS conforme pasa el tiempo.

Por otro lado, la Figura 6.54 muestra que los BESS absorben potencia activa de manera constante. Esto se debe a la estabilidad proporcionada por los controles de las generadoras fotovoltaicas (PV), las cuales mantienen una inyección constante de potencia activa post contingencia. Este control contribuye a que el sistema no experimente variaciones significativas, logrando una respuesta más estable en comparación con los escenarios donde predominan generadoras térmicas e hidráulicas.

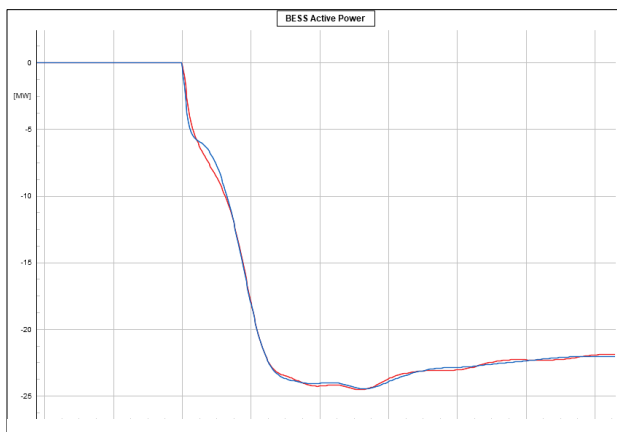


Figura 6.52 Caso C. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa BESS

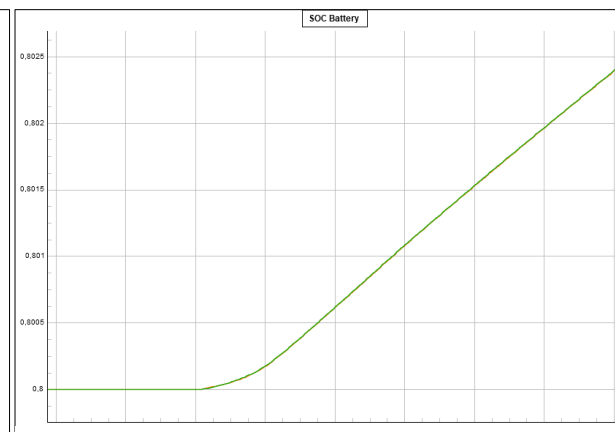


Figura 6.51 Caso C. Modelo basado en máquinas rotantes– SOC Batería

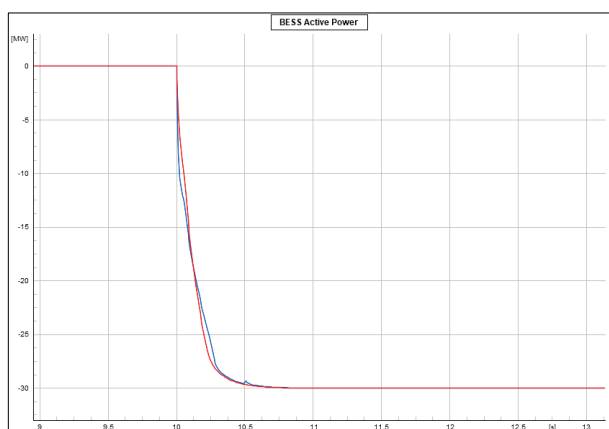


Figura 6.54 Caso C. Modelo basado en generación PV– Potencia Activa BESS

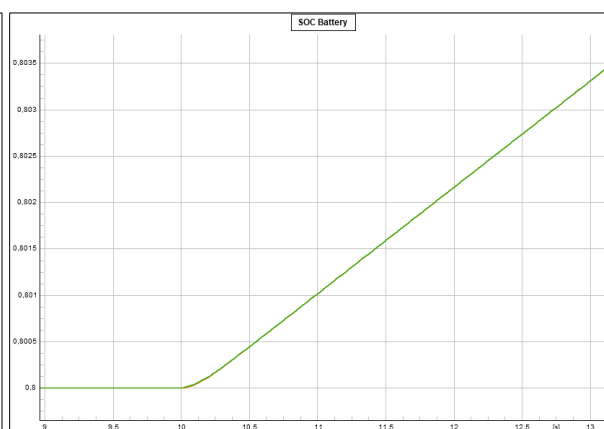


Figura 6.53 Caso C. Modelo basado en generación PV– SOC Batería

6.4.5. Discusión

El análisis de los diferentes casos permite concluir que el BESS desempeña un papel crucial en el control de frecuencia y en la estabilización del sistema eléctrico. Este sistema de almacenamiento responde rápidamente ante cambios bruscos en la generación o demanda, inyectando o absorbiendo potencia activa para mantener el equilibrio entre generación y consumo. Además, contribuye a estabilizar el sistema y a mitigar fluctuaciones significativas en la respuesta en frecuencia ante posibles contingencias.

Los resultados reflejados en la matriz de casos indican que los escenarios donde se combinan los BESS con los controles "en servicio" de las generadoras del sistema presentan un mejor desempeño, especialmente en términos de una respuesta en frecuencia óptima. Por el contrario, cuando las generadoras operan con sus respectivos controles

"fuera de servicio", el BESS debe asumir una mayor carga de trabajo, lo que puede comprometer sus límites operacionales y acelerar el incremento o la disminución del SOC.

Cabe destacar que la presencia del BESS en los diversos escenarios, con o sin este sistema, no genera variaciones significativas en las respuestas del sistema en términos de tensión. Sin embargo, su impacto se observa claramente en las contingencias específicas. En el caso de pérdida de una generadora, el escenario A presenta las mejores condiciones, mostrando un NADIR más favorable y una menor desviación en régimen permanente en comparación con los casos D, G y J. Por otro lado, ante un rechazo de carga, el caso A también destaca por alcanzar un valor peak óptimo respecto a la respuesta en frecuencia. Y a su vez, una mejor desviación en régimen permanente respecto a los casos F, I y L.

Finalmente, frente a contingencias relacionadas con cortocircuitos, el BESS demuestra su efectividad al reducir los tiempos de estabilización del sistema. Un sistema equipado con BESS logra estabilizarse más rápidamente que uno sin este sistema tras un evento de cortocircuito.

En general, el BESS actúa como una línea de defensa adicional en la regulación de frecuencia ante contingencias, fortaleciendo la robustez del sistema y mejorando su confiabilidad.

Capítulo 7. Conclusiones

7.1 Conclusiones

El análisis del controlador del BESS y del control de la batería mediante los "composite models" y "composite frames" permitió estudiar los principales lazos de control involucrados y comprender su funcionamiento a través de variables clave. Se verificó que, bajo las condiciones establecidas en el modelo del convertidor PWM y la batería en DigSILENT PowerFactory, los BESS operan al detectar desviaciones de frecuencia en el orden de las centésimas de hercios, lo cual se debe al control específico. Al operar, los BESS reducen las oscilaciones en la frecuencia y mejoran la estabilidad del sistema eléctrico.

A través de una serie de contingencias simuladas dinámicamente en DigSILENT PowerFactory, se corrobora que un BESS contribuye de manera significativa a la respuesta en frecuencia de SEP. Su capacidad para absorber o inyectar potencia activa tras perturbaciones en el sistema mejora notablemente la estabilidad del mismo. Esto posiciona al BESS como una solución óptima y eficaz para el control de frecuencia en sistemas eléctricos más actualizados.

Para evaluar el desempeño del BESS en un sistema a una escala considerable, se lleva a cabo un análisis en un sistema multimáquina basado en generación mediante "máquinas rotantes" en DigSILENT PowerFactory. Este estudio permitió integrar conocimientos relacionados con el control de generadoras hidráulicas y térmicas, destacando la relevancia de la inercia sintética y su papel fundamental en la estabilidad de la frecuencia de un sistema. Además, se analizaron otras líneas de defensa que contribuyen a la robustez del sistema, tales como los SSCC y los EDAC. En este contexto, la transición energética y el avance tecnológico posicionan a los BESS como un complemento valioso que refuerza la estabilidad y resiliencia de un SEP. Se concluyó que un sistema con BESS, presenta respuestas a determinadas señales, más ágiles.

Finalmente, se integra el BESS en un escenario donde priman las ERNC, específicamente en un modelo basado en generación fotovoltaica (PV). Esta integración está alineada con los métodos de generación actuales y las proyecciones futuras hacia la descarbonización de la matriz energética. En este contexto, el BESS demuestra su capacidad para mitigar perturbaciones, contrarrestando variaciones tanto en la generación

como en la demanda del sistema. Esto lo consolida como un elemento clave en la línea de defensa frente a contingencias, minimizando los efectos adversos que estas pueden generar en el sistema. Además, se destaca la flexibilidad del BESS, cuya capacidad de respuesta en fracciones de milisegundos ante desviaciones de frecuencia refuerza su importancia para garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

7.2 Trabajo Futuro

- Efectuar un análisis exhaustivo relacionado con los tiempos de integración en simulaciones dinámicas, en sistemas que incorporan múltiples equipos o generadores basados en electrónica de potencia, como los IGBT.
- Analizar el impacto técnico de los BESS en redes de distribución (SD), con un enfoque en la estabilidad operativa de microrredes.
- Efectuar un estudio que involucre el análisis de degradación de las baterías involucradas en los BESS, considerando diversas condiciones de operación.

Bibliografía

- [1] Videla, J., & Levano, R. (2022). Modelamiento y estudios estáticos de BESS en DIgSILENT PowerFactory [Webinar]. INEL. <https://inelinc.com/curso/webinar-modelamiento-y-estudios-estaticos-de-bess-en-digsilent-powerfactory-vzgjc>.
- [2] Videla, J., & Rodriguez, L. (2022). Estudios dinámicos de BESS en DIgSILENT PowerFactory [Webinar]. INEL. <https://inelinc.com/curso/webinar-estudios-dinamicos-de-bess-en-digsilent-powerfactory-2wazg>.
- [3] Barría, C., Santander, A., Perez, M., Solís, L., & Astudillo, J. J. (2021). “Inercia sintética como servicio de seguridad” [Webinar]. 4e Chile GIZ. Recuperado de https://www.youtube.com/watch?v=7WmN7FVz1_A&t=5469s.
- [4] J. R. Espinoza C. (2022). “Apuntes Sistemas de Control,” Curso de pregrado “Sistemas de Control” impartido por el Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Concepción, Concepción
- [5] González Araneda, N. A. (2023). “Modelación y análisis de planta fotovoltaica con capacidad de control frecuencial y en tensión desarrollada en DigSILENT.” Universidad de Concepción, Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- [6] Valverde Mora, G. (2022). Uso de BESS para apoyar la estabilidad y el control de los sistemas de potencia [Webinar]. CECACIER. Recuperado de <https://www.youtube.com/watch?v=TsOYjF-tfnw&t=4312s>.
- [7] DigSILENT GmbH. (2020). Application Example: Battery Energy Storing Systems (BESS). Recuperado de <https://www.digsilent.de/en/faq-reader-powerfactory/do-you-have-an-application-example-for-a-battery-energy-storage-system-bess.html>.
- [8] Coordinador Eléctrico Nacional. (2022, octubre). Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas. Parte 2 Informe Final. Gerencia de Operación. Recuperado de <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/11/Estudio-CFyDR-2022-Parte-2-Informe-Final-.pdf>.
- [9] Comisión Nacional de Energía. (2020, noviembre 23). Resolución exenta n° 442: Informe de Definición de Servicios Complementarios. Santiago, Chile. Recuperado de https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/02/Res.-Exta.-CNE-N%C2%B0442_Informe-Definici%C3%B3n-SSCC_23-11-2020.pdf.

- [10] Comisión Nacional de Energía. (2019, diciembre). Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Santiago, Chile. Recuperado de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/NTSyCS-Dic2019.pdf>.
- [11] Enlight. (2024). Control, seguridad e independencia energética: Guía sobre sistemas de almacenamiento de energía. México. Recuperado de <https://www.enlight.mx/soluciones/sistemas-de-almacenamiento-de-energia>.
- [12] Chamba, M. S., Vargas, W., Echeverría, D., & Riofrio, J. (2021). Primary Frequency Regulation with Battery Energy Storage Systems in the Ecuadorian Power System. Quito, Ecuador: Operador Nacional de Electricidad, CENACE.
- [13] Fuchs, D., & Prudencio, G. (2020, diciembre). Sistemas de almacenamiento con energía solar fotovoltaica en Chile. Santiago de Chile: NAMA Chile, Ministerio de Energía.
- [14] Boles, J. D., Ma, Y., Wang, J., Osipov, D., Tolbert, L. M., & Wang, F. (2019). Converter-based emulation of battery energy storage systems (BESS) for grid applications. *IEEE Transactions on Industry Applications*.
- [15] Chatrun, N. (2019). Battery energy storage system (BESS) and development of grid scale BESS in EGAT. Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). Thailand.
- [16] Akhil, A. A., Huff, G., Currier, A. B., Kaun, B. C., Rastler, D. M., Chen, S. B., Cotter, A. L., Bradshaw, D. T., & Gauntlett, W. D. (2023, julio). DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRE. Sandia National Reports. Recuperado de <https://www.sandia.gov/ess-ssl/publications/SAND2013-5131.pdf>.
- [17] Ananda, Y. R., Asfani, D. A., Priyadi, A., & Setiadi, H. (2003). Analysis of BESS Virtual Inertia Controller Effect on Frequency Stability Using DIgSILENT PowerFactory Modelling. International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA), Indonesia.
- [18] Fernandopulle, J., Meegahapola, L., & Nutkani, I. (2022). Analysis of Droop Control of BESS for VPP Based Frequency Control in Distribution Network. *IEEE PES 14th Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Australia.
- [19] Alsharif, H., Jalili, M., & Hasan, K. N. (2021). Participation of community-scale battery energy storage in power system frequency regulation. *31st Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*. Perth, Australia.
- [20] Denholm, Paul, Trieu Mai, Rick Wallace Kenyon, Ben Kroposki, and Mark O'Malley. (2020). *Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin*. Golden, CO: National

Renewable Energy Laboratory. Recuperado de: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73856.pdf>.

- [21] National Grid. (2016). Enhanced frequency response FAQs (v5.0). Reino Unido. Recuperado de: https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/Enhanced%20Frequency%20Response%20FAQs%20v5.0_.pdf.
- [22] Manamperi, I., Ahmad, I., Habibi, D., & Aziz, A. (2024). Optimising grid-forming inverters to prevent under-frequency load shedding with minimal energy storage. *Journal of Energy Storage*. Recuperado de: <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.112842>.
- [23] Gonzalez-Longatt, F.M., Rueda Torres, J.L. (2020) Modelling and Simulation of Power Electronic Converter Dominated Power Systems in PowerFactory.
- [24] Comisión Nacional de Energía. (2023, Mayo). “Estudio de levantamiento de metodologías, exigencias regulatorias y métricas para evaluar los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional”. Santiago, Chile. Recuperado de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/06/CNE_Estudio-Exigencias-y-Me%CC%81tricas-Inercia-y-CC_Informe-Final-VDef.pdf.

Anexo A

Tabla A.1 Listado de cargas específico de Modelo basado en máquinas rotantes y modelo basado en generación PV

Fuente: E.P.

<i>Carga</i>	<i>Potencia activa [MW]</i>	<i>Potencia Reactiva [MVar]</i>	<i>Factor de escalamiento</i>	<i>Tipo de Carga</i>
Load 1.1	67.5	32.7	1	<i>I cte.</i>
Load 1.2	19	6.2	1	<i>Z cte.</i>
MI 1	4.4	0.9	-	-
MI 2	9.0	5.4	-	-
Load 2.1 A	12.6	6.1	0.2	<i>0.5P cte. y 0.5 Z cte.</i>
Load 2.1 B	50.4	24.4	0.8	<i>0.5P cte. y 0.5 Z cte.</i>
Load 2.2 A	21.6	10.5	0.8	<i>0.5P cte. y 0.5 Z cte.</i>
Load 2.2 B	5.4	2.6	0.2	<i>0.5P cte. y 0.5 Z cte.</i>
Load 3.1	85.5	28.1	1	<i>Z cte.</i>
Load 3.2	9.5	3.1	1	<i>I cte.</i>

Anexo B

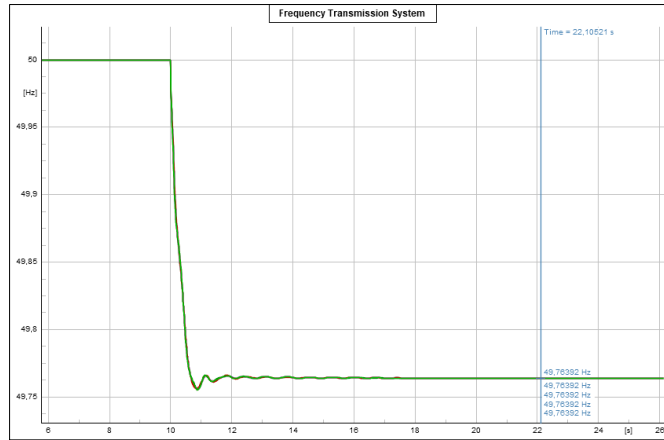


Figura B.1 Caso D. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia

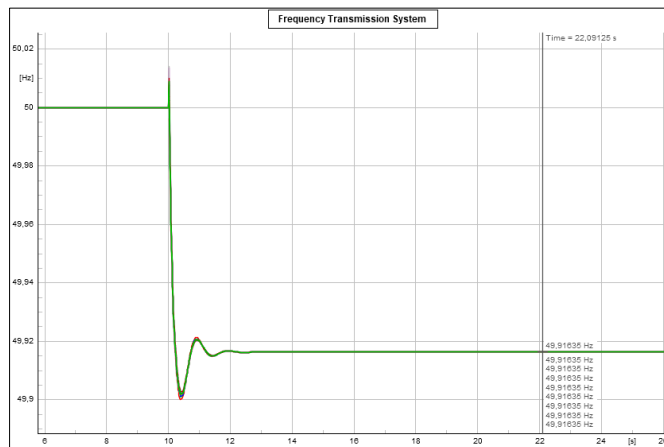


Figura B.2 Caso D. Modelo basado en generación PV - Frecuencia

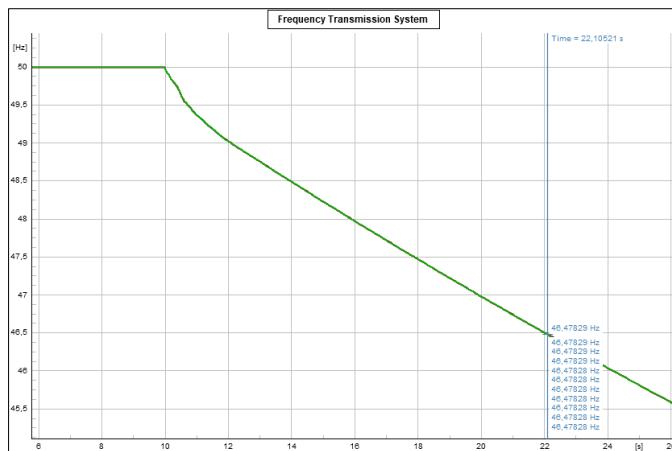


Figura B.3 Caso J. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia

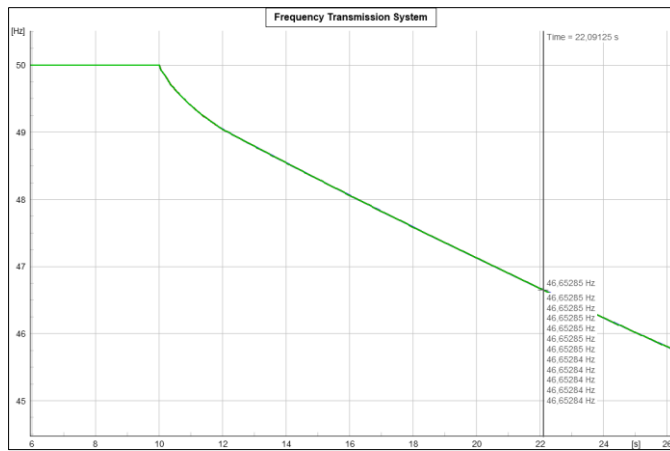


Figura B.4 Caso J. Modelo basado en generación PV - Frecuencia

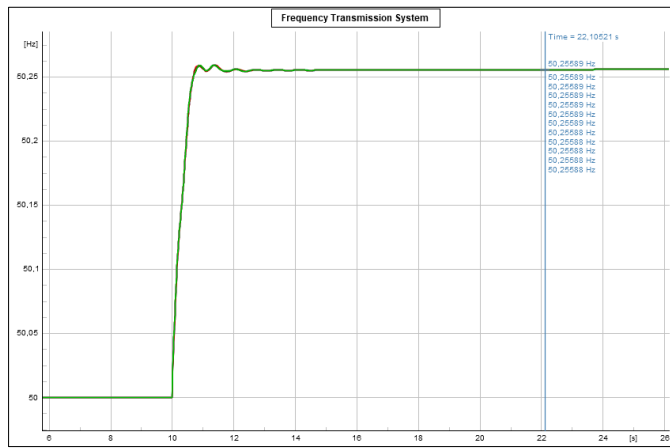


Figura B.5 Caso F. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia

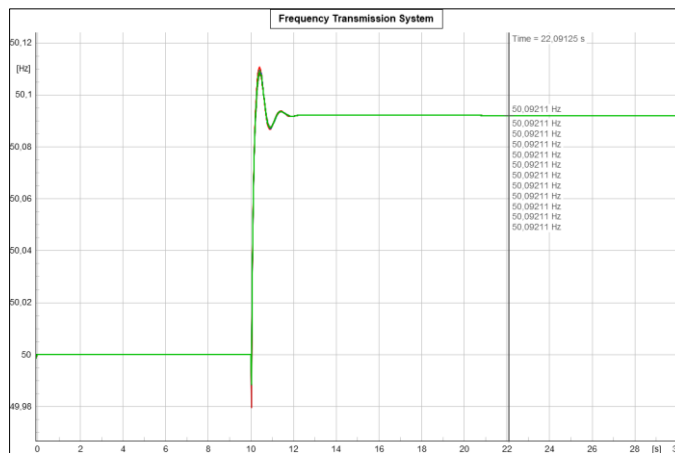


Figura B.6 Caso F. Modelo basado en generación PV - Frecuencia

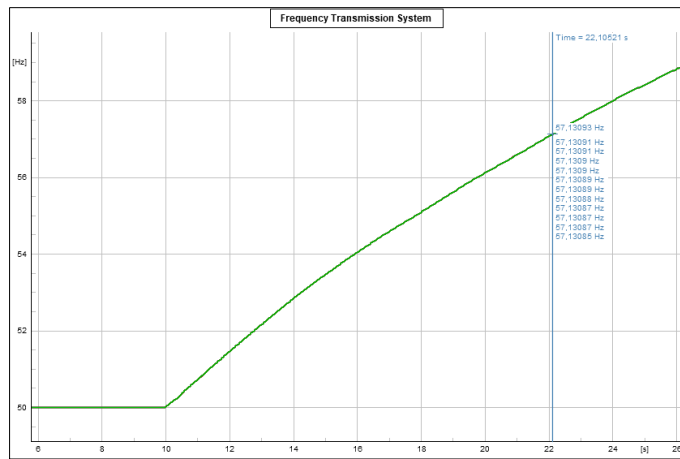


Figura B.7 Caso L. Modelo basado en máquinas rotantes - Frecuencia

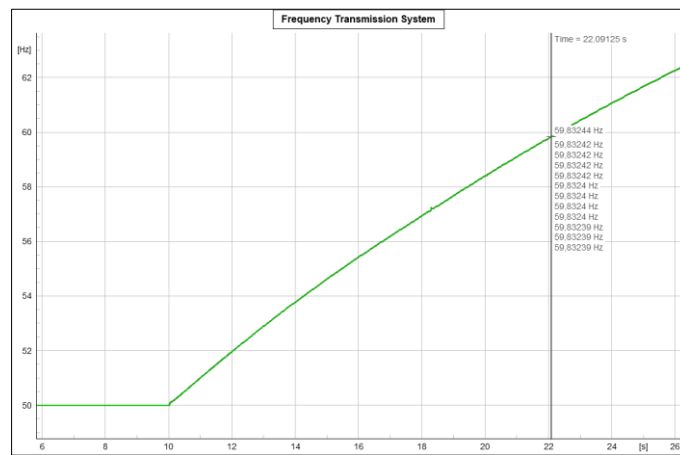


Figura B.8 Caso L. Modelo basado en generación PV - Frecuencia

Anexo C

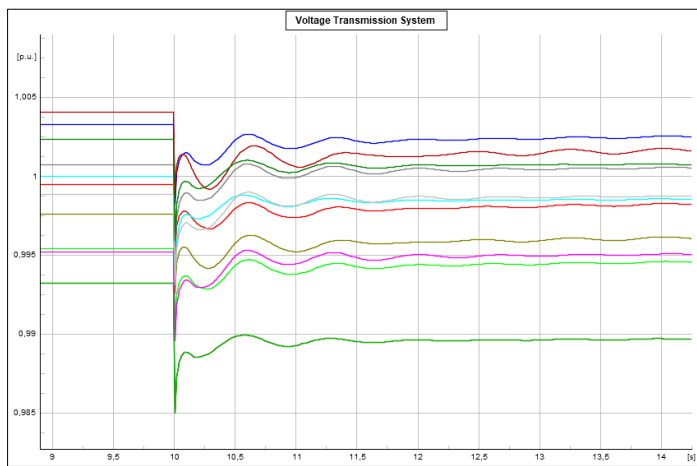


Figura C.1 Caso D. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje

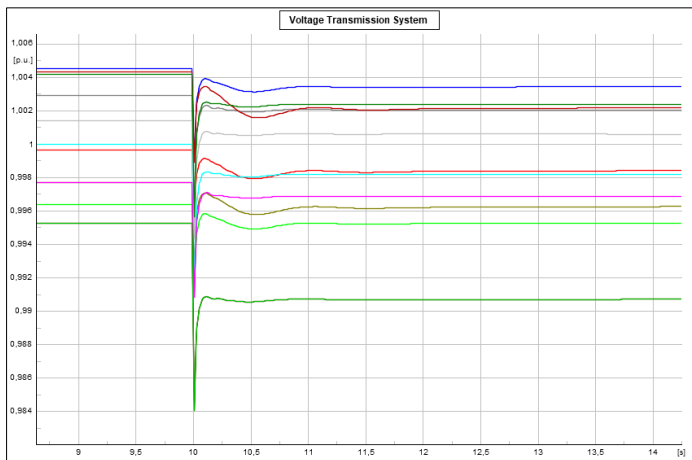


Figura C.2 Caso D. Modelo basado en generación PV - Voltaje

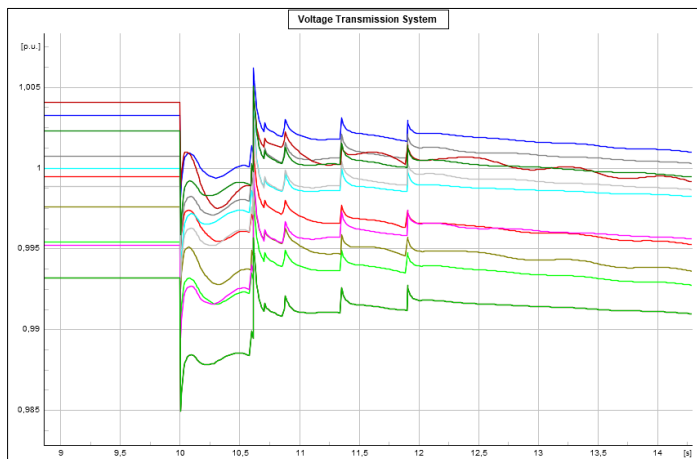


Figura C.3 Caso J. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje

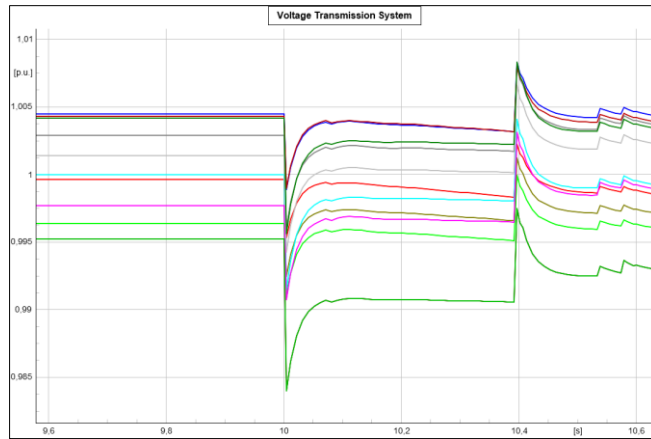


Figura C.4 Caso J. Modelo basado en generación PV - Voltaje

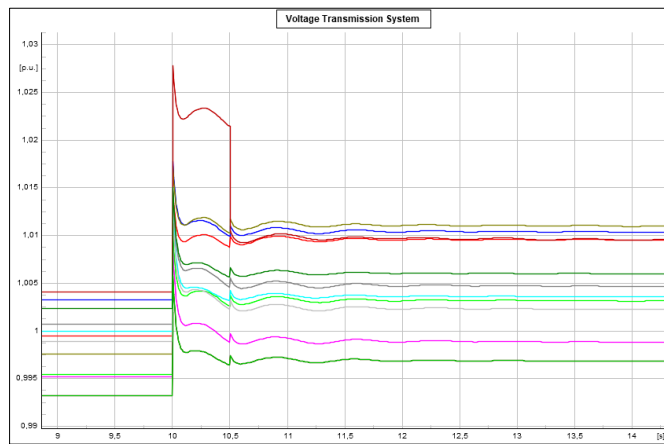


Figura C.5 Caso F. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje

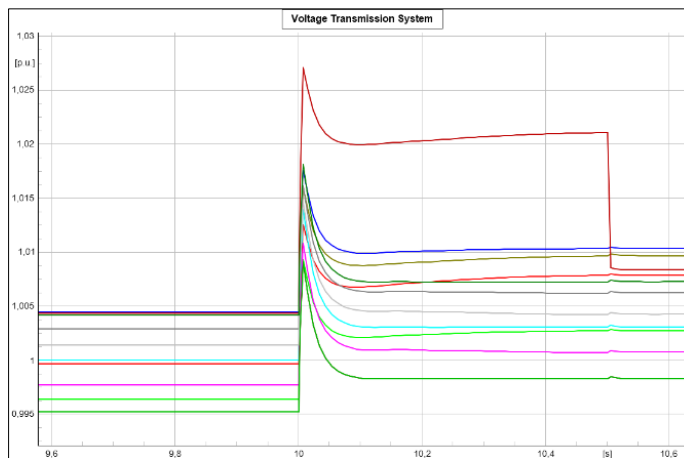


Figura C.6 Caso F. Modelo basado en generación PV - Voltaje

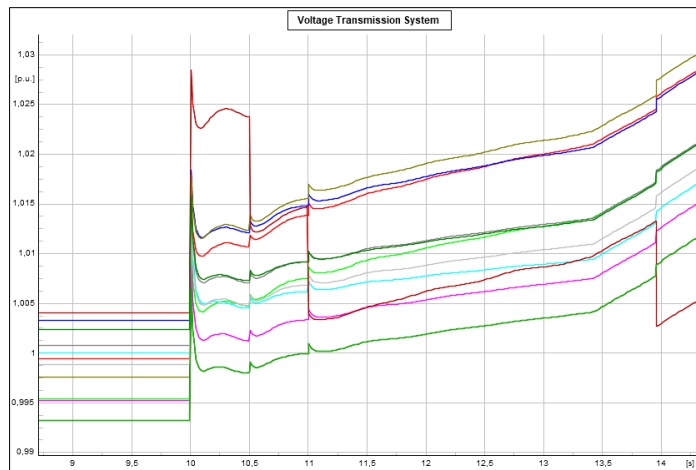


Figura C.7 Caso L. Modelo basado en máquinas rotantes - Voltaje

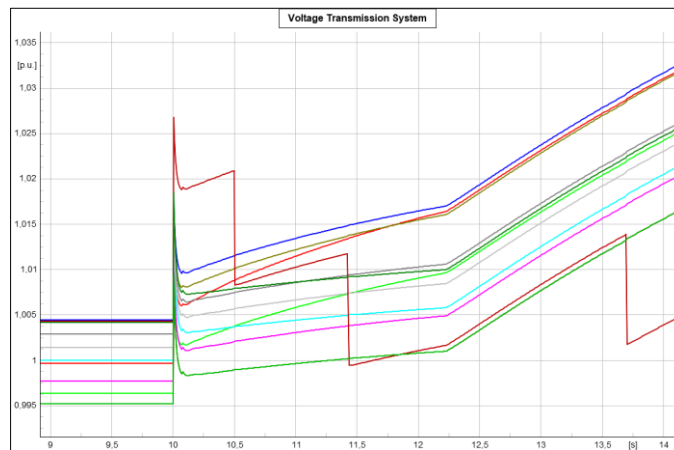


Figura C.8 Caso L. Modelo basado en generación PV - Voltaje

Anexo D

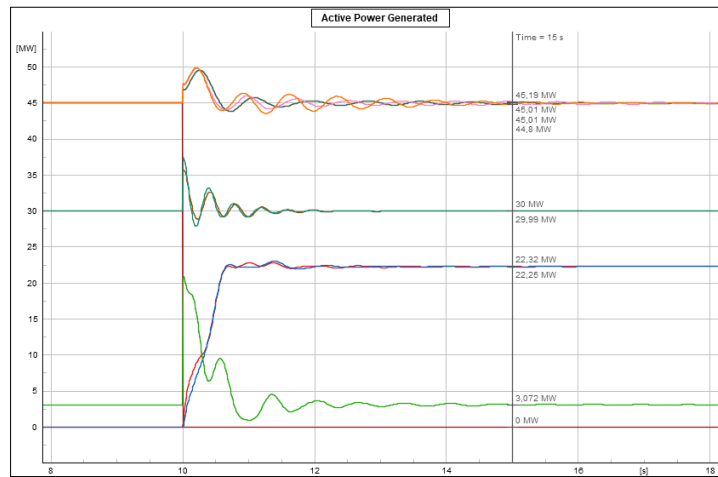


Figura D.1 Caso D. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa

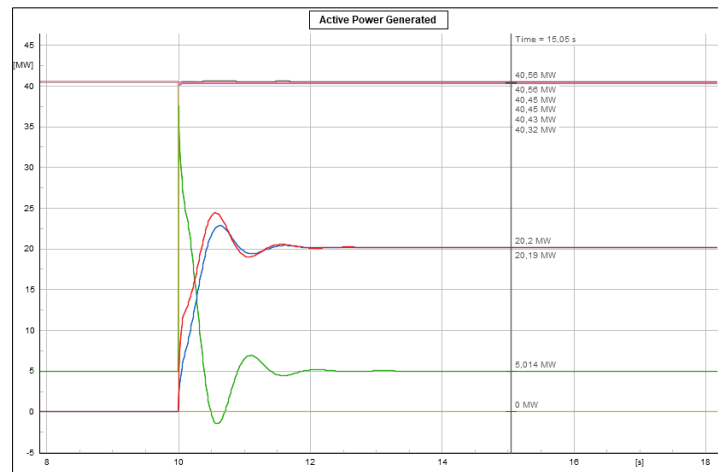


Figura D.2 Caso D. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa

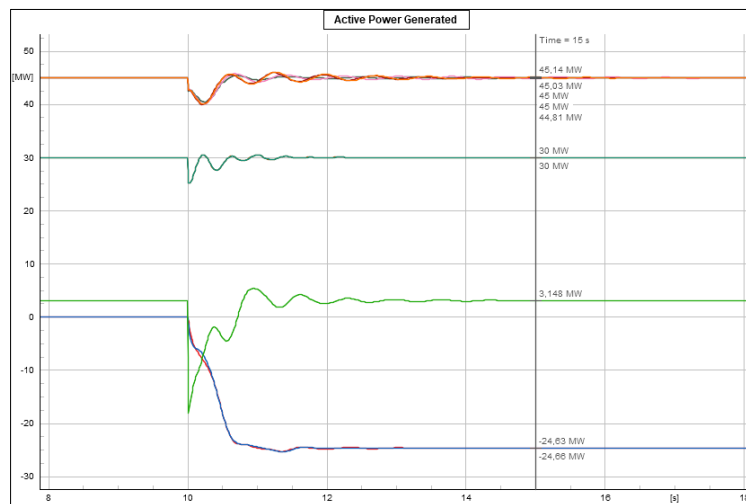


Figura D.3 Caso F. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa

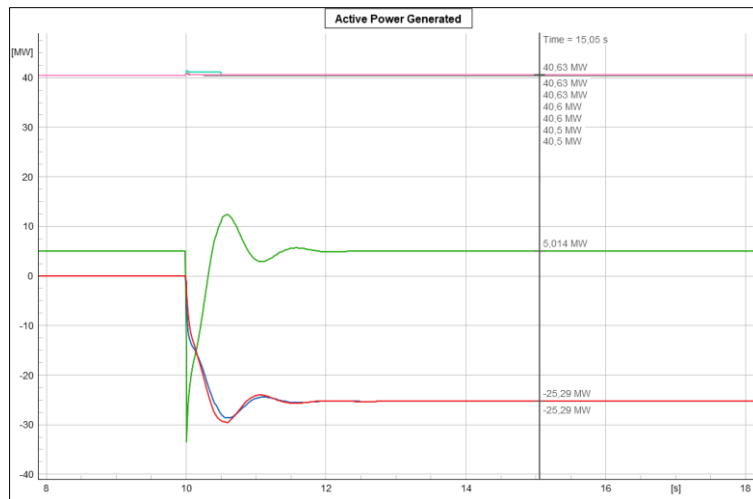


Figura D.4 Caso F. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa

Anexo E



Figura E.1 Código de colores análisis dinámico – Id PV Controller



Figura E.2 Código de colores análisis dinámico – Id PV Controller

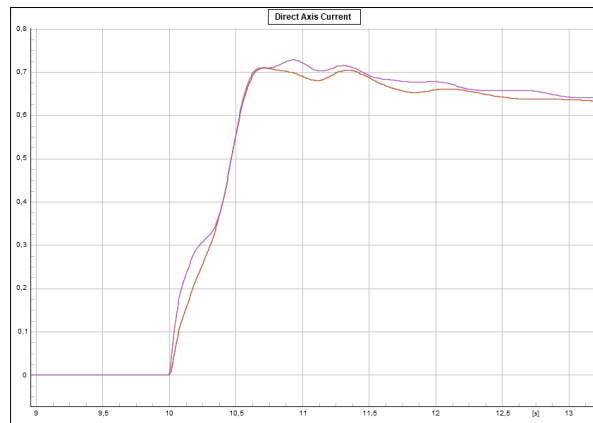


Figura E.3 Caso A. Modelo basado en máquinas rotantes – Id PV Controller

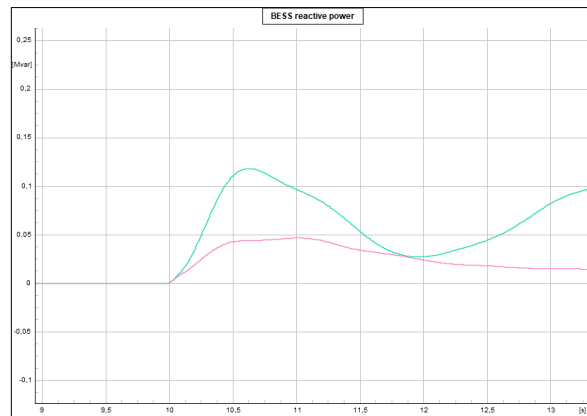


Figura E.4 Caso A. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Reactiva BESS

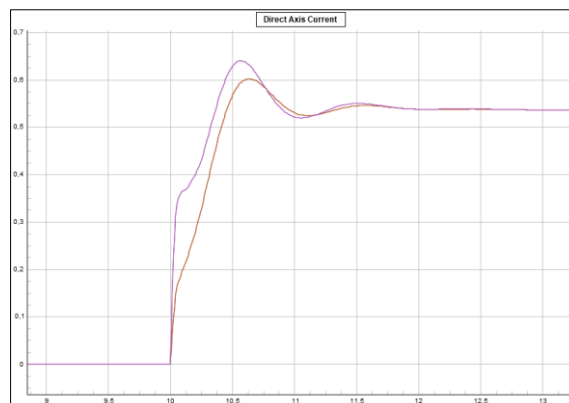


Figura E.5 Caso A. Modelo basado en generación PV – Id PV Controller

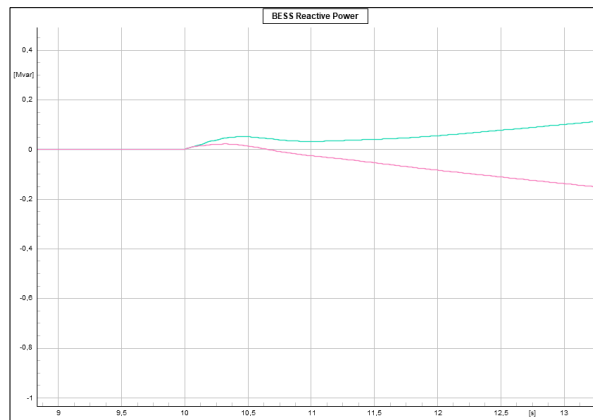


Figura E.6 Caso A. Modelo basado en generación PV – Potencia Reactiva BESS

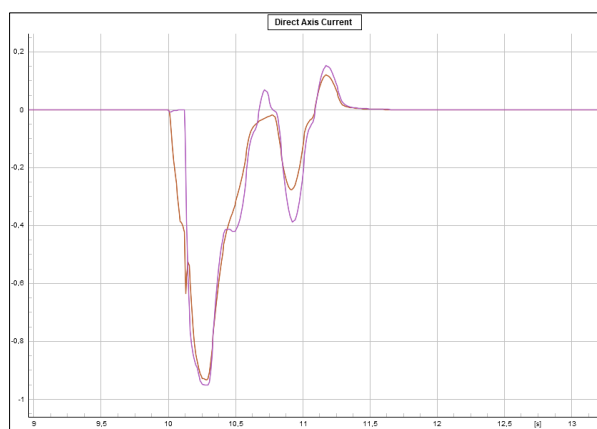


Figura E.7 Caso B. Modelo basado en máquinas rotantes – Id PV Controller

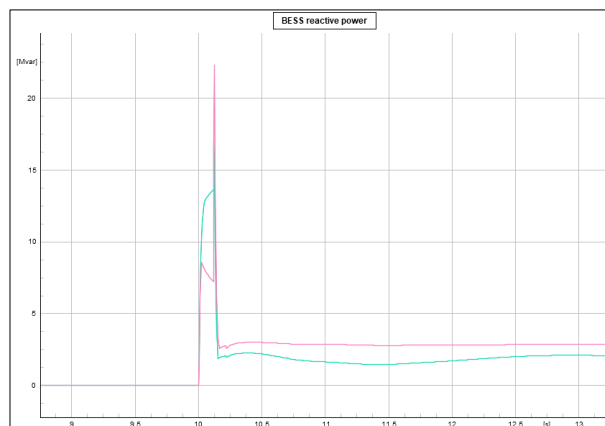


Figura E.8 Caso B. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Reactiva BESS

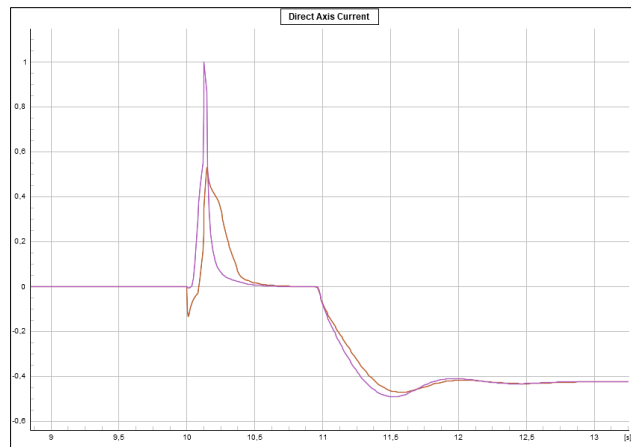


Figura E.9 Caso B. Modelo basado en generación PV – Id PV Controller

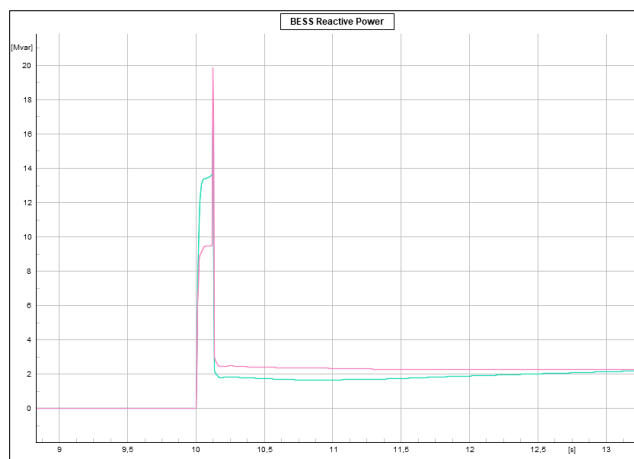


Figura E.10 Caso B. Modelo basado en generación PV – Potencia Reactiva BESS

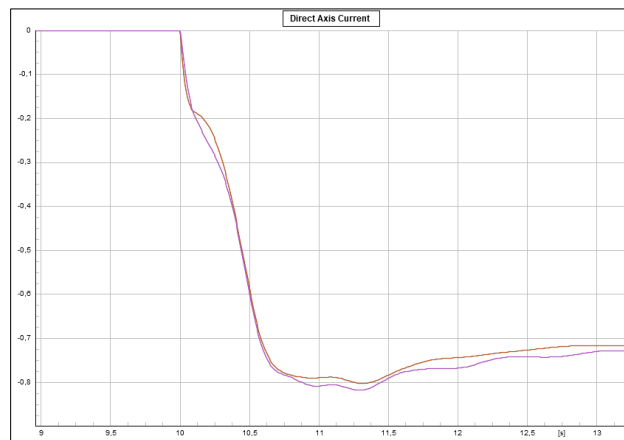


Figura E.11 Caso C. Modelo basado en máquinas rotantes – Id PV Controller

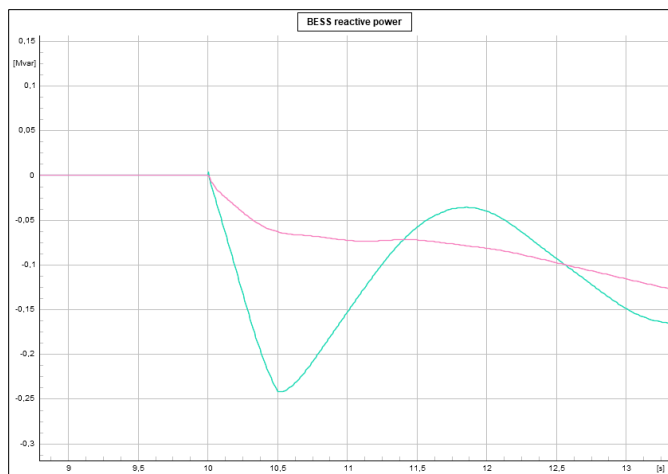


Figura E.12 Caso C. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Reactiva BESS

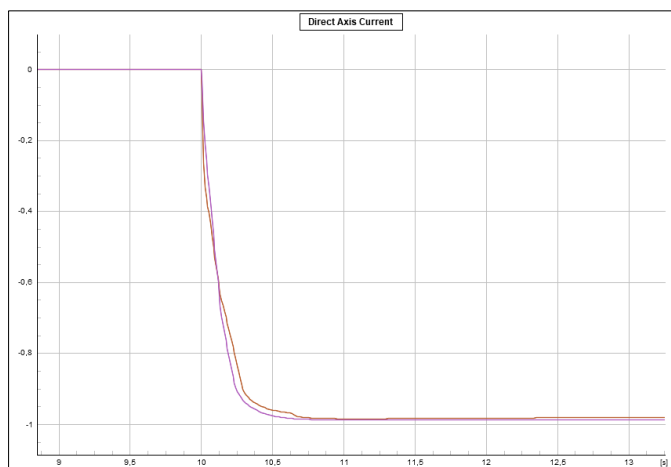


Figura E.13 Caso C. Modelo basado en generación PV – Id PV Controller

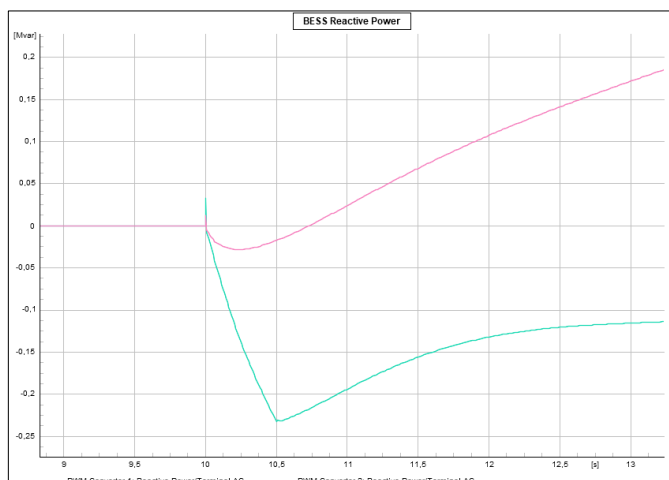


Figura E.14 Caso C. Modelo basado en generación PV – Potencia Reactiva BESS

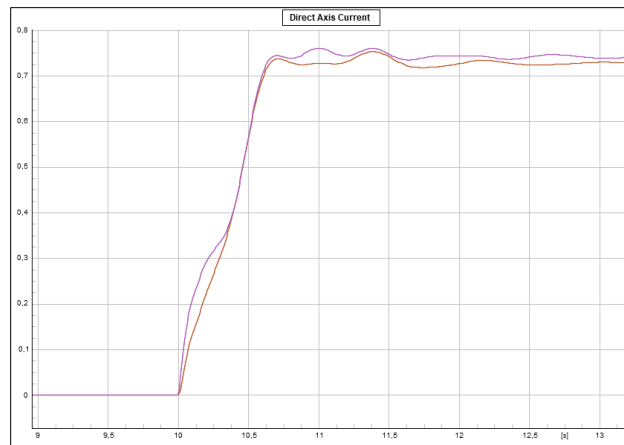


Figura E.15 Caso D. Modelo basado en máquinas rotantes – Id PV Controller

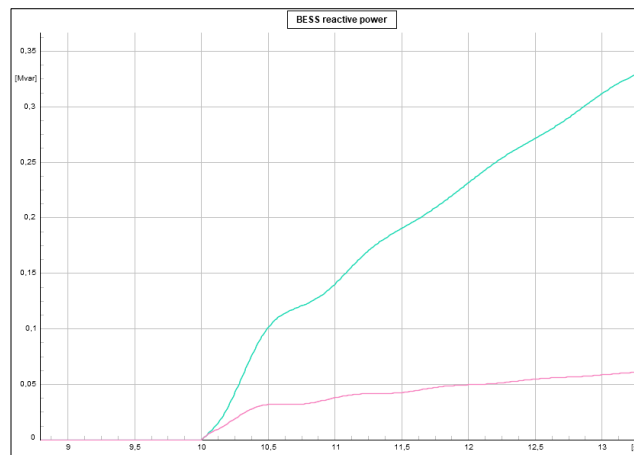


Figura E.16 Caso D. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Reactiva BESS

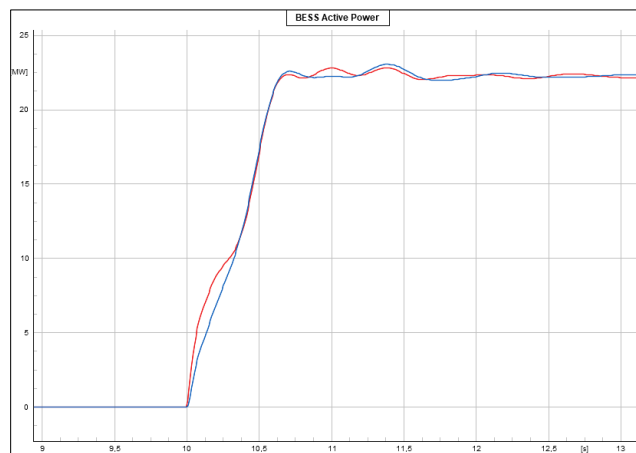


Figura E.17 Caso D. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa BESS

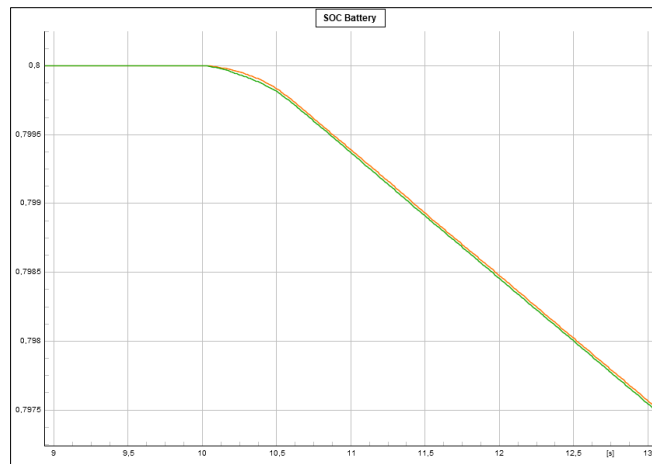


Figura E.18 Caso D. Modelo basado en máquinas rotantes– SOC Batería

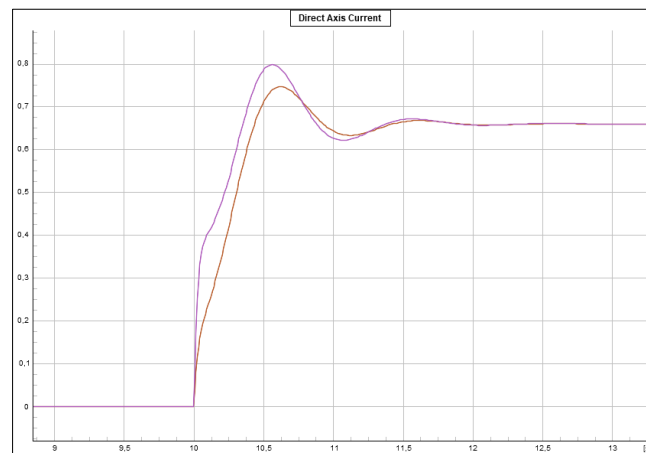


Figura E.19 Caso D. Modelo basado en generación PV – Id PV Controller

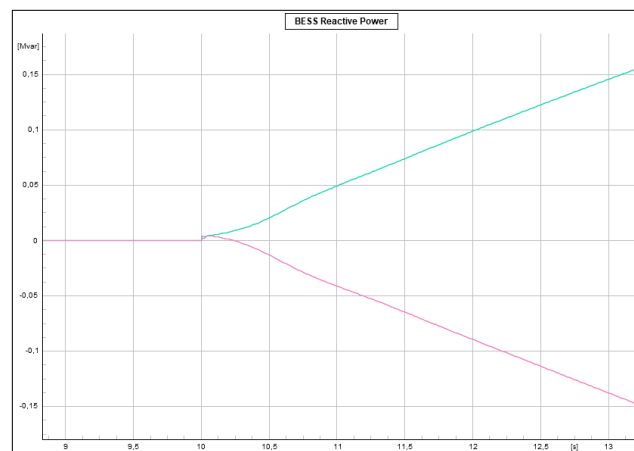


Figura E.20 Caso D. Modelo basado en generación PV – Potencia Reactiva BESS

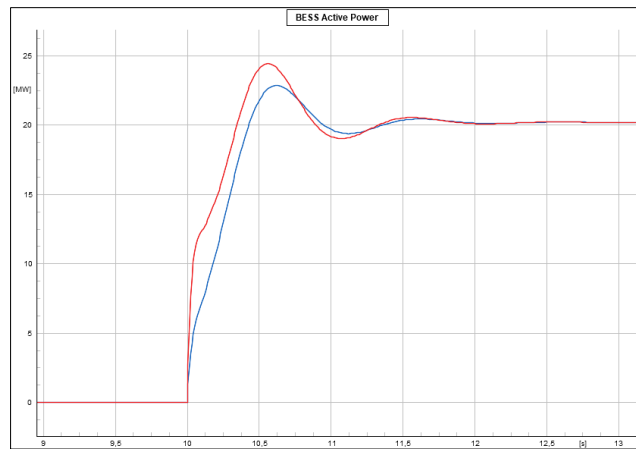


Figura E.21 Caso D. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa BESS

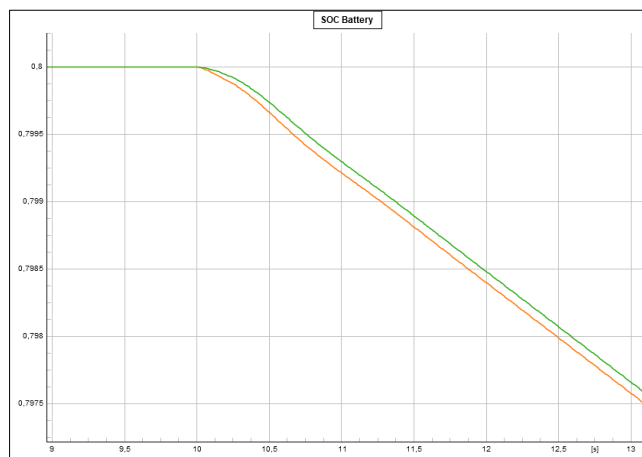


Figura E. 22 Caso D. Modelo basado en generación PV – SOC Batería

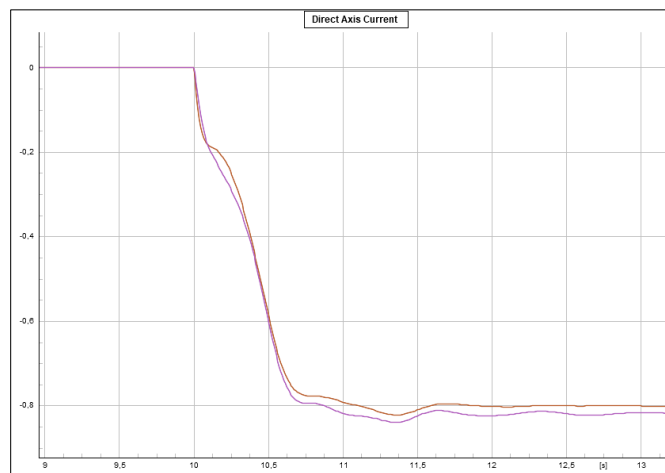


Figura E.23 Caso F. Modelo basado en máquinas rotantes – Id PV Controller

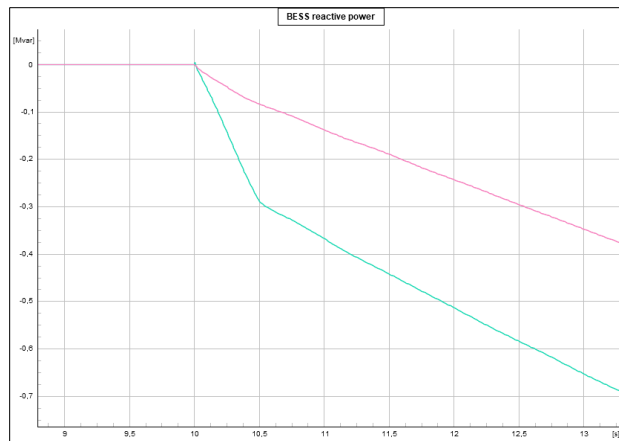


Figura E.24 Caso F. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Reactiva BESS

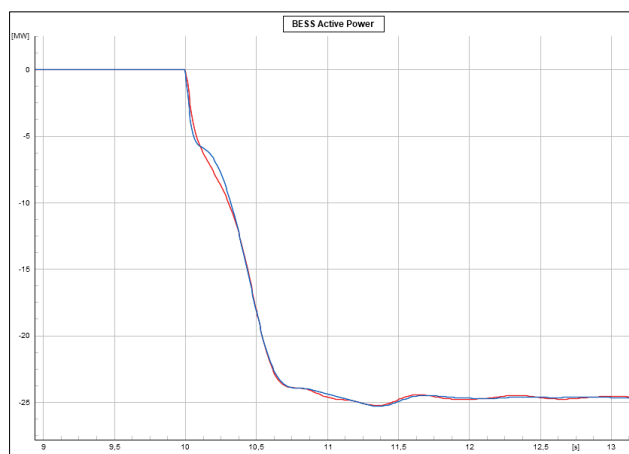


Figura E.25 Caso F. Modelo basado en máquinas rotantes – Potencia Activa BESS

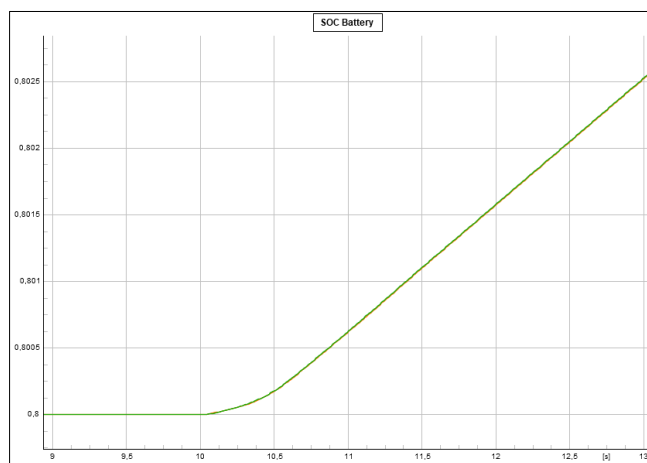


Figura E.26 Caso F. Modelo basado en máquinas rotantes – SOC Batería

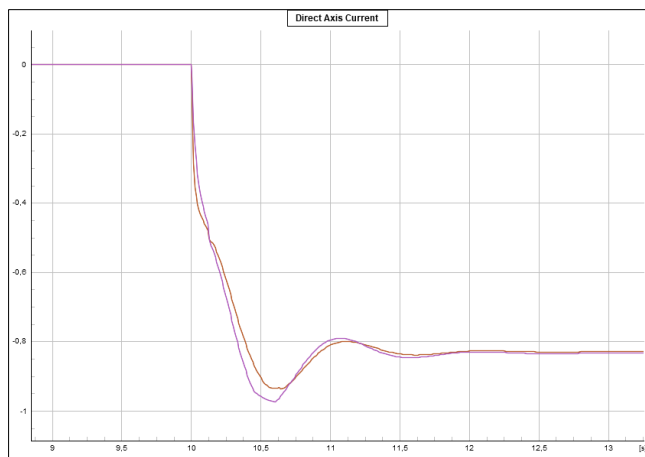


Figura E.27 Caso F. Modelo basado en generación PV – Id PV Controller

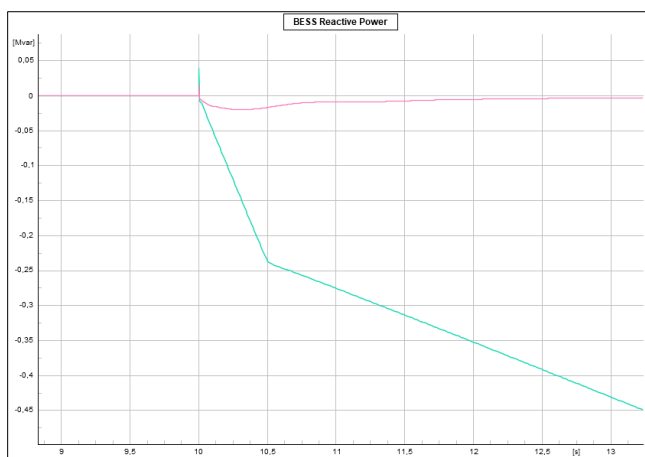


Figura E.28 Caso F. Modelo basado en generación PV – Potencia Reactiva BESS

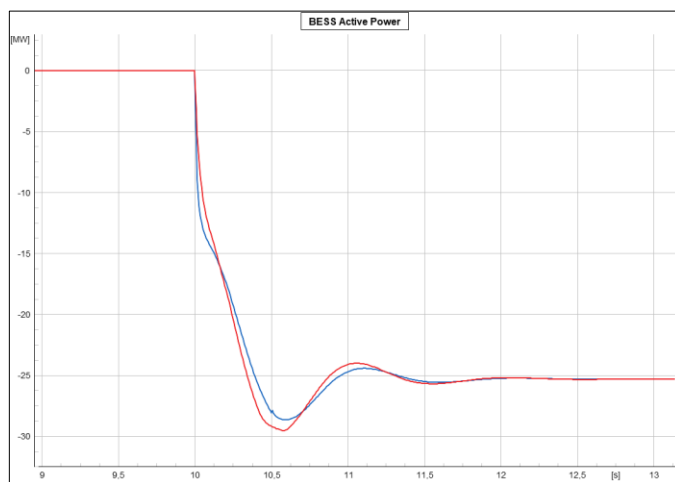


Figura E.29 Caso F. Modelo basado en generación PV – Potencia Activa BESS

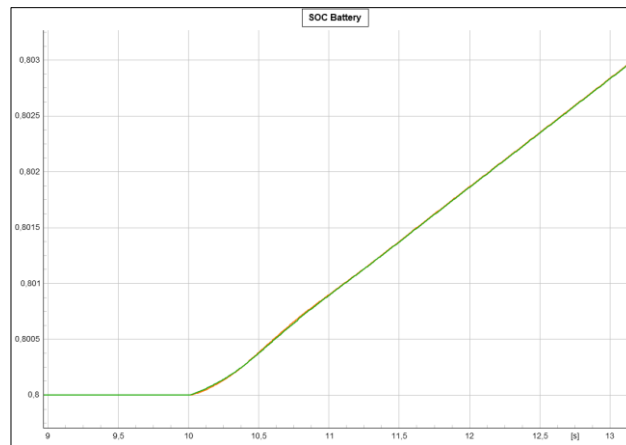


Figura E.30 Caso F. Modelo basado en generación PV – SOC Batería

Anexo F

- **Baterías de plomo ácido (PbA):**

Las baterías de plomo ácido ofrecen varias ventajas, entre ellas su bajo costo, alta capacidad de potencia y corrientes de carga, así como un buen rendimiento en temperaturas extremas, tanto bajas como altas. Sin embargo, presentan ciertas desventajas, como tiempos de carga lentos, de 14 a 16 horas, la necesidad de mantenerlas en estado cargado para evitar la sulfatación y un ciclo de vida relativamente limitado.

- **Níquel-Cadmio (Ni-Cd):**

Las baterías de níquel-cadmio destacan por su robustez y alto número de ciclos de carga, además de la capacidad de ser recargadas de manera ultra-rápida con efectos mínimos, su buen rendimiento en bajas temperaturas, y su bajo costo por ciclo. Entre sus desventajas se encuentran una energía específica relativamente baja en comparación con tecnologías más recientes, el uso de cadmio, un metal tóxico que no puede desecharse en vertederos, una alta tasa de auto-descarga que requiere recarga tras su almacenamiento, y un bajo voltaje de celda de 1.2V, lo cual implica el uso de múltiples celdas para alcanzar el nivel de tensión deseado.

- **Hidruro de Níquel-Metal (Ni-MH):**

Las baterías de hidruro de níquel-metal presentan una alta densidad de energía y no tienen restricciones de fabricación debido a la toxicidad del cadmio. También destacan por su buen rendimiento en temperaturas extremadamente bajas, alcanzando hasta -20°C . No obstante, presentan limitaciones en el ciclo de vida, con una duración de entre 200 a 300 ciclos de carga, una corriente de descarga limitada de 0.2-0.5 C, y una tasa de auto-descarga significativamente alta, alrededor de un 50% mayor en comparación con las baterías de Ni-Cd.

- **Ion-Litio (Li-Ion):**

Las baterías de ion litio ofrecen grandes ventajas, como alta capacidad, baja resistencia interna, alta eficiencia, algoritmos de carga simples y tiempos de carga razonablemente cortos. Aun así, tienen desventajas, como la degradación cuando se

almacenan a alta temperatura con un nivel elevado de carga, además de que no pueden cargarse rápidamente a temperaturas bajo cero.

- **Sodio-Azufre (NaS):**

Ideales para aplicaciones de gran escala, las baterías de sodio-azufre operan en un rango de temperatura de 300°-350°C, tienen una vida útil de hasta 15 años (alrededor de 400 ciclos), no presentan autodescarga y ofrecen una buena eficiencia de aproximadamente el 80%.

- **Flujo-Redox:**

Las baterías de flujo redox, un tipo de batería recargable, almacenan energía en compuestos electroactivos disueltos en un electrolito líquido. Se destacan por su capacidad de almacenamiento a gran escala, su larga vida útil y su escalabilidad para aplicaciones de red y almacenamiento de energía renovable.