
UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO-CHILE



“ESTIMACIÓN DEL PORCENTAJE MÍNIMO NECESARIO
DE INVERSORES TIPO GRID-FORMING EN UN
CONTEXTO DE DESCARBONIZACIÓN DEL SISTEMA
ELÉCTRICO NACIONAL”

DAVID RENÉ ALEJANDRO MARAMBIO ÁLVAREZ

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
CIVIL ELECTRICISTA

PROFESOR GUÍA:
VICTOR HINOJOSA MATEUS
CO-REFERENTEE:
EUGENIO QUINTANA PAINEMAL

agosto de 2025

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO-CHILE



**“ESTIMACIÓN DEL PORCENTAJE MÍNIMO
NECESARIO DE INVERSORES TIPO GRID-FORMING
EN UN CONTEXTO DE DESCARBONIZACIÓN DEL
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL”**

DAVID RENÉ ALEJANDRO MARAMBIO ÁLVAREZ

**COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

Profesor Guía: Víctor Hinojosa Mateus

Co-Referente: Eugenio Quintana Painemal

agosto de 2025



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): Memoria o trabajo de título; Tesis de Postgrado;

Título del trabajo: Estimación del porcentaje mínimo necesario de inversores tipo grid-forming en un contexto de descarbonización del Sistema Eléctrico Nacional.

Nombre del candidato(a): David René Alejandro Marambio Álvarez

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica

Campus: Santiago San Joaquín ; **Departamento:** Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Víctor Hugo Hinojosa Mateus, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

El trabajo **NO contiene información que amerite confidencialidad** y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por:

6 meses; 12 meses; 2 años; 3 años; 5 años; 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

Es un trabajo en conjunto con el coordinador

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 13-8-202

; Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 12-8-2025

; Firma:

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Agradecimientos

Quiero comenzar agradeciendo profundamente a todas las personas que me han apoyado y acompañado durante este proceso. A mis padres, Astrid y César por su paciencia y apoyo incondicional. A mi hermana Ema, por su comprensión y cariño. A mi abuelo René, quien ha sido mi modelo a seguir y un pilar fundamental tanto en mi desarrollo profesional como personal.

A mi pareja Camila, por su apoyo inquebrantable, y por su paciencia y comprensión. Su compañía ha sido esencial en los momentos de mayor carga emocional, académica y laboral, entregándome ánimo, contención y confianza cuando más lo necesitaba. A mis amigos del colegio, Joaquín, Cristian, Franco y Manuel, por estar siempre ahí, con su amistad sincera y su apoyo desinteresado.

Agradezco también al Coordinador Eléctrico Nacional, por facilitar el modelo utilizado y entregar las herramientas necesarias para llevar a cabo este trabajo. En especial, a Eugenio, por su guía, disposición y orientación constante a lo largo del proceso.

Finalmente, al profesor Víctor Hinojosa, por su tiempo, dedicación y compromiso como guía académico.

¡Gracias a todos por haber hecho esto posible!

Resumen

La creciente participación de recursos energéticos basados en convertidores en el sistema eléctrico nacional, impulsada por el proceso de descarbonización, ha reducido de manera significativa la inercia y la capacidad de cortocircuito del sistema, comprometiendo su estabilidad frente a perturbaciones severas. Frente a este escenario, los inversores tipo *grid-forming* se presentan como una alternativa técnica que permite formar la red estableciendo una tensión y frecuencia de referencia al mismo tiempo que contribuye tanto a la regulación de tensión como a la estabilidad dinámica.

El objetivo de este trabajo es determinar el porcentaje mínimo de participación de generación basada en *grid-forming* en relación con la capacidad total de generación con convertidores en la zona norte del sistema eléctrico nacional, de modo que se cumpla con los requisitos de recuperación dinámica de tensión establecidos por la normativa técnica vigente. Para ello, se realizaron simulaciones dinámicas utilizando un modelo del sistema eléctrico nacional proyectado por el Coordinador Eléctrico Nacional al año 2030, desarrollado en el software *DIgSILENT PowerFactory* a partir de una base de datos proporcionada por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Los resultados muestran que, sin la presencia de *grid-forming*, el sistema no logra cumplir con los estándares mínimos exigidos. Sin embargo, al incorporar inversores *grid-forming* con almacenamiento en ubicaciones estratégicas, se logra una recuperación de tensión adecuada. Se identifica un porcentaje mínimo de participación del 1% al 6% de participación de *grid-forming* dependiendo de la capacidad de condensadores síncronos conectados al sistema.

Del análisis se destaca la importancia de la barra Kimal en la ubicación de los inversores donde variaciones pequeñas de capacidad de *grid-forming* esta barra producen cambios importantes en la estabilidad de la tensión. En base a los resultados de las simulaciones se concluye que la incorporación planificada de *grid-forming* constituye una solución viable para complementar o reemplazar tecnologías convencionales como los condensadores síncronos, aportando significativamente a la seguridad y flexibilidad del sistema eléctrico nacional en un escenario de descarbonización y alta penetración de energías renovables.

Abstract

The increasing penetration of converter-based resources in the Chilean National Electric System, driven by the decarbonization process, has significantly reduced system inertia and short-circuit capacity, compromising stability under severe disturbances. In this context, grid-forming inverters emerge as a technical alternative capable of establishing reference voltage and frequency while contributing to both voltage regulation and dynamic stability.

This study aims to determine the minimum share of generation based on grid-forming inverters, relative to the total converter-based generation capacity in the northern area of the Chilean National Electric System, required to meet the dynamic voltage recovery requirements established by current technical standards. Dynamic simulations were carried out using a projected 2030 system model developed by the Chilean Independent System Operator in DIgSILENT PowerFactory, based on the official system database.

The results indicate that, without grid-forming inverters, the system fails to meet minimum voltage recovery standards. However, incorporating grid-forming inverters with energy storage at strategic locations enables adequate voltage recovery. The minimum required share of generation based on grid-forming inverters ranges from 1% to 6%, depending on the synchronous condenser capacity connected to the system.

The analysis highlights the critical role of the Kimal substation, where small variations in grid-forming inverter capacity have a significant impact on voltage stability. Based on the simulation results, the planned deployment of grid-forming inverters is identified as a viable solution to complement or replace conventional technologies such as synchronous condensers, providing substantial contributions to the security and flexibility of the Chilean National Electric System in a decarbonized, high-renewable penetration scenario.

Índice de contenidos

1. Introducción	14
1.1. Motivación	14
1.2. Objetivos.....	17
1) Objetivo general.....	17
2) Objetivos específicos.....	17
1.3. Alcance	17
2. Revisión de la literatura y marco teórico.....	18
2.1. Conceptos de estabilidad en los SEP	18
1) Estabilidad de frecuencia	19
2) Estabilidad de ángulo de rotor.....	20
3) Estabilidad de tensión	20
4) Estabilidad impulsada por convertidores	21
5) Estabilidad de resonancia	22
2.2. Normativa Chilena.....	23
2.3. Fortaleza de la red.....	25
1) Indicadores de fortaleza de la red.....	25
2) Indicadores de Fortaleza para Redes con Convertidores	26
3) Comparación de Indicadores	28
3. Integración de ERV a la red mediante inversores	29
3.1. Clasificación de modos de operación de los IBR.....	30
3.2. Inversores tipo grid-following (GFL).....	31
3.3. Inversores tipo grid-forming (GFM)	32
3.4. Modos de control inversores grid-forming.....	34
1) Generador síncrono virtual	36
2) Máquina síncrona virtual sin inercia.....	36
3) Control por adaptación o <i>Matching Control</i>	37
4) Virtual Oscillator Control.....	38
5) Control directo de tensión.....	39
3.5. Grid-following vs grid-forming	40

3.6.	Grid-forming vs GS	41
3.7.	Grid-forming y BESS.....	42
1)	Proyectos BESS con GFM alrededor del mundo.....	43
3.8.	Normativa internacional en requerimientos para inversores grid-forming en redes con alta penetración de IBR.....	46
1)	Alemania	46
2)	Gran Bretaña:	46
3)	Finlandia.....	47
4)	Australia	47
5)	Estados Unidos	48
6)	Unión Europea.....	48
7)	UNIFI Consortium	49
8)	ESIG.....	50
3.9.	Requerimientos de inercia y potencia de cortocircuito en el SEN.....	52
1)	Escenarios de inercia y compensación	52
2)	CS propuestos	52
3)	Conclusiones y recomendaciones del estudio [45].....	53
4.	Metodología.....	54
4.1.	Sistema de prueba tipo IEEE de 9 barras.....	54
1)	Etapas 1: Definición del SEP	54
2)	Etapas 2: Definición de modelos GFM y CS.....	55
3)	Etapas 3: Simulación y comparación de resultados.....	56
4.2.	Sistema Eléctrico Nacional.....	56
1)	Etapas 1: Definición del modelo.....	57
2)	Etapas 2: Simulación del caso base.....	59
3)	Etapas 3: Simulación escenarios con GFM	62
4)	Etapas 4: Simulación de sensibilidades.....	62
5)	Etapas 5: Análisis de resultados y conclusiones.....	63
5.	Análisis de resultados	64
5.1.	Resultados y análisis obtenidos en el sistema IEEE 9 barras.....	64
5.2.	Resultados y análisis modelo SEN 2030	70
1)	Caso base.....	70

2) Caso mínimo GFM necesario	73
3) Sensibilidades: Engie U15.....	77
4) Sensibilidad: Alupar	81
5) Porcentaje mínimo de GFM	85
6. Resumen final y conclusiones	87
Bibliografía	89
Anexo	93
A. Modelo GFM Utilizado	93
B: Detalle de contingencias críticas	96
1) Caso base.....	96
2) Caso GFM mínimo.....	98
3) Sensibilidad U15.....	100
4) Sensibilidad Alupar	102

Índice de figuras

Figura 1 Clasificación de estabilidad en los SEP. Elaboración propia.....	19
Figura 2: Respuesta de la frecuencia de un SEP considerando distintos niveles de inercia [14].....	20
Figura 3: Esquema típico de control para un inversor [21].	29
Figura 4: Clasificación propuesta para modos de operación de inversores Elaboración propia.....	30
Figura 5: Representación simplificada del modo de operación GFL.....	31
Figura 6: Esquema de control típico para inversores GFL [27].....	31
Figura 7: Representación simplificada del modo de operación GFM [24].....	32
Figura 8: Esquema de control típico para inversores GFM (incluyendo control <i>Droop</i>) [27].....	33
Figura 9: Enfoques de control para inversores GFM. Elaboración propia.....	35
Figura 10: Esquema de control VSG [28].	36
Figura 11: Esquema general control VSM0H [31].	37
Figura 12: Esquema general <i>Matching Control</i> [32].....	38
Figura 13: Esquema general de control VOC [30].....	39
Figura 14: Esquema general de control directo de tensión [33].....	39
Figura 15: Metodología propuesta para el modelo IEEE de 9 barras. Elaboración propia.	54
Figura 16: Sistema 9 barras IEEE.	55
Figura 17: Esquema metodológico para el modelo del SEN. Elaboración propia.	57
Figura 18: Respuesta transitoria de la tensión medida en el Generador 3 frente a los distintos modelos de control GFM implementados.	64
Figura 19: Respuesta de la potencia reactiva en los distintos modos de control de inversores GFM.....	65
Figura 20: Respuesta transitoria de la tensión medida en el Generador 3 frente a los CS incluidos...66	66
Figura 21: Respuesta de la potencia reactiva en los CS incluidos.	67
Figura 22: Respuesta transitoria de la tensión medida en el Generador 3 frente al modelo de CS de Transelec y VSM DMA.....	68
Figura 23: Respuesta transitoria de la potencia reactiva del modelo de CS de Transelec y el VSM DMA.	68
Figura 24: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 sin GFM, escenario día.	70
Figura 25: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 500 [kV] en modelo SEN 2030 sin GFM, escenario de día.	71
Figura 26: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 sin GFM, escenario de noche.....	72
Figura 27: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 sin GFM, escenario de noche.....	72
Figura 28: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 con GFM mínimo, escenario de día.....	74
Figura 29: Mínimo de tensión durante el transitorio de recuperación dinámica una vez despejada la falla.	74
Figura 30: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 500 [kV] en modelo SEN 2030 con GFM mínimo, escenario de día.....	75

Figura 31: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 con GFM mínimo, escenario de noche.	76
Figura 32: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 500 [kV] en modelo SEN 2030 con GFM mínimo, escenario de noche.	77
Figura 33: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 Sensibilidad Engie, escenario de día.	78
Figura 34: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 500 [kV] en modelo SEN 2030 Sensibilidad Engie, escenario de día.	79
Figura 35: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 Sensibilidad Engie, escenario de noche.	80
Figura 36: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 500 [kV] en modelo SEN 2030 Sensibilidad Engie, escenario de noche.	81
Figura 37: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 Sensibilidad Alupar, escenario de día.	82
Figura 38: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 500 [kV] en modelo SEN 2030 Sensibilidad Alupar, escenario de día.	83
Figura 39: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 Sensibilidad Alupar, escenario de noche.	84
Figura 40: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 500 [kV] en modelo SEN 2030 Sensibilidad Alupar, escenario de noche.	85
Figura 41: Modelo de control GFM VSM.	93
Figura 42: Parámetros modelo DSL del controlador GFM VSM.	94
Figura 43: Parámetros de la impedancia virtual del controlador GFM VSM.	95
Figura 44: Recuperación dinámica de la tensión para el caso base, contingencia C16, escenario 30PLP.	96
Figura 45: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Base Sin GFM, contingencia C17, escenario 30PLP.	97
Figura 46: Recuperación dinámica de la tensión para el caso base, contingencia C16, escenario 30T2.	97
Figura 47: Recuperación dinámica de la tensión para el caso base, contingencia C17, escenario 30T2.	98
Figura 48: Recuperación dinámica de la tensión para el caso GFM mínimo, contingencia C16, escenario 30PLP.	98
Figura 49: Recuperación dinámica de la tensión para el caso GFM mínimo, contingencia C17, escenario 30PLP.	99
Figura 50: Recuperación dinámica de la tensión para el caso GFM mínimo, contingencia C16, escenario 30T2.	99
Figura 51: Recuperación dinámica de la tensión para el caso GFM mínimo, contingencia C17, escenario 30T2.	100
Figura 52: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Sensibilidad U15, contingencia C16, escenario 30PLP.	100
Figura 53: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Sensibilidad U15, contingencia C17, escenario 30PLP.	101

Figura 54: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Sensibilidad U15, contingencia C16, escenario 30T2.....	101
Figura 55: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Sensibilidad U15, contingencia C17, escenario 30T2.....	102
Figura 56: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Sensibilidad Alupar, contingencia C16, escenario 3OPLP.	102
Figura 57: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Sensibilidad Alupar, contingencia C17, escenario 30PLP.....	103
Figura 58: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Sensibilidad Alupar, contingencia C16, escenario 30T2.....	103
Figura 59: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Sensibilidad Alupar, contingencia C17, escenario 30T2.....	104

Índice de tablas

Tabla 1: Comparación principales indicadores SCR [16].	28
Tabla 2: Comparación inversores GFL Y GFM Parte 1 [34].	40
Tabla 3: Comparación inversores GFL Y GFM Parte 2 [34].	40
Tabla 4: Comparación IBR GFM y GS [9,23,35].	41
Tabla 5: Proyectos BESS con GFM [9].	43
Tabla 6: Resumen de pruebas para inversores GFM [44].	51
Tabla 7: CS propuestos para el año 2025.	53
Tabla 8: CS propuestos para el año 2030.	53
Tabla 9: CS licitados para el año 2028.	55
Tabla 10: Resumen de generación, demanda y transferencias de potencia en los casos de estudio.	58
Tabla 11: CS licitados al 2028. CEN.	59
Tabla 12: Contingencias a realizar en el SEN.	60
Tabla 13: Barras monitoreadas en 200 [kV].	61
Tabla 14: Barras monitoreadas en 500 [kV].	61
Tabla 15: GFM mínimo obtenido para el caso base.	73
Tabla 16: GFM mínimo obtenido para la sensibilidad de Engie.	78
Tabla 17: GFM mínimo obtenido para la sensibilidad de Alupar.	82
Tabla 18: Porcentaje de GFM mínimo establecido.	85

Nomenclatura

BESS: del inglés “Battery Energy Storage System”.

CNE: Comisión: Comisión Nacional de Energía.

CEN: Coordinador Eléctrico Nacional.

CS: Condensadores sincrónicos.

CSCR: del inglés “Composite Short-Circuit Ratio”

EDAC: esquemas de desconexión automática de carga.

EDAG esquemas de desconexión automática de generación.

ERV: Energías renovables variables.

ESCR: del inglés “Equivalent Short-Circuit Ratio”

GFL: del inglés “Grid-Following”

GFM: del inglés “Grid-Forming”

GS: Generadores Sincrónicos.

IBR: del inglés “Inverter based resources”.

PCC: del inglés “Point of common coupling”.

PLL: del inglés “Phase-locked loop”.

Potencia CC o Skss: Potencia de cortocircuito

SCR: del inglés “Short-Circuito Ratio”

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia

VSM: del inglés “Virtual Synchronous Machine”

WSCR: del inglés “Weighted Short-Circuit Ratio”

Capítulo 1

1. Introducción

1.1. Motivación

Hoy en día Chile está viviendo una transición energética acelerada, con un plan de descarbonización el cual está orientado hacia una matriz con mayor participación de energías renovables variables (ERV) [1]. La propuesta de este cambio es aprovechar el gran potencial existente en la zona norte de nuestro país, siendo este uno de los lugares que reciben más radiación en el mundo y con un potencial solar disponible de aproximadamente 1600 GW [2].

Dentro de este ámbito, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) ha realizado estudios proyectando la participación del 100% de las energías renovables, incluyendo generación hidráulica, en la matriz de generación [1]. Esta propuesta conlleva un cambio en la forma en que se operan los sistemas eléctricos de potencia (SEP), y a una serie de desafíos para asegurar la estabilidad y seguridad del sistema. Muchos de estos desafíos se encuentran siendo abordados actualmente, siendo uno de los principales el asociado a la estabilidad y control del SEP cuando existe una alta penetración de ERV. Hay que mencionar que este tipo de tecnología requiere de convertidores para ser conectados a la red, por lo que también se las conoce como IBR, del inglés “*Inverter-Based Resources*” [3].

Uno de los problemas que conlleva el reemplazo de generación síncrona por estas tecnologías es la disminución en la capacidad de cortocircuito e inercia del SEP, es decir, la capacidad de regulación de tensión y frecuencia. Para cuantificar la fortaleza del sistema, en la literatura se utilizan indicadores. Los dos indicadores más utilizados son la razón de corriente de cortocircuito en las barras, comúnmente llamado SCR (nivel de cortocircuito, por sus siglas en inglés “*Short-Circuit Ratio*”), y la inercia del sistema medida en GVAs [4]. El SCR corresponde a un indicador de estabilidad local, es decir, zonas con un alto SCR son más robustas y, por ende, menos propensas a presentar inestabilidad de tensión [4], mientras que la inercia puede ser un indicador tanto a nivel sistémico como local.

Bajo la misma premisa, áreas con una mayor concentración de generadores síncronos (GS) son consideradas con mayor fortaleza exhibiendo una respuesta inercial sólida, es decir, una mayor capacidad de resistir perturbaciones lo que se ve reflejado en un menor RoCoF. del inglés “*Rate of Change of Frequency*”). En resumen, zonas con una mayor presencia de IBR, muestran niveles inferiores de SCR y una menor inercia en el sistema, lo que resulta en una menor capacidad de control de tensión y mayor riesgo de problemas de estabilidad de frecuencia [5].

En consecuencia, se han planteado diferentes alternativas para dar solución a mediano y largo plazo para este déficit de fortaleza de la red. En el documento “Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada” realizado por el CEN se plantea la integración de baterías, condensadores síncronos (CS)

y el uso de inversores formadores de red (“Grid-forming”, de ahora en adelante GFM) como medidas para asegurar la seguridad y flexibilidad necesaria en la red [1].

Siguiendo este enfoque, en el estudio “Análisis de alternativas tecnológicas que aporten servicios de seguridad al Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”, elaborado por el Centro Avanzado de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (AC3E) de la Universidad Técnica Federico Santa María, se identifica como oportunidad para el SEN el desarrollar y afrontar los desafíos que utiliza la tecnología GFM pudiendo así liderar la transición energética hacia una red con alta penetración de IBR [6].

Actualmente, la mayoría de los SEP con IBR cuentan con inversores con el modo de control grid-following (GFL), el cual como su nombre lo indica “sigue” la frecuencia y la tensión establecida por la red. Para esto es esencial el uso de un lazo de seguimiento de fase (PLL por sus siglas en inglés “*Phase-Locked Loop*”), el cual sincroniza el controlador con la red, al medir el ángulo de desfase con el punto de conexión. A partir de esto, el controlador regula los lazos internos y externos para poder ajustar la tensión y la frecuencia con las de la red [7].

Los inversores con control GFL requieren una referencia estable de tensión y frecuencia. En un sistema compuesto solo por IBR de este tipo, esa referencia no existe, lo que impide estimar correctamente el ángulo de la tensión. Esto afecta el funcionamiento del PLL, generando oscilaciones e inestabilidad. La falta de una señal clara provoca variaciones en frecuencia y tensión, haciendo que los controladores fallen y comprometan la estabilidad del sistema [7].

A diferencia de los inversores GFL, los GFM actúan como fuentes de tensión, capaces de imponer una tensión y frecuencia de referencia en el punto de conexión. Por ello se les denomina “formadores” de red. Según [7], es teóricamente posible una operación 100 % basada en IBR si una parte utiliza control GFM, ya que estos inversores pueden estabilizar el sistema frente a desbalances de tensión y frecuencia gracias a su control y aporte inercial.

Por otra parte, se ha comprobado que los inversores GFM se pueden implementar en cualquier tipo de tecnología ERV. No obstante, para el funcionamiento óptimo del control se requiere una reserva de energía. En sistemas eólicos y solares, esto implica el funcionamiento por debajo de su capacidad total de forma permanente, es decir, mediante vertimiento [8].

Para evitar esto, resulta conveniente combinarlo con sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (BESS por sus siglas en inglés “*Battery Energy Storage System*”). Además, como se indica en [37], los BESS solo necesitan modificaciones de software en su control para poder utilizar un esquema GFM, y poseen la capacidad intrínseca de mantener energía para actuar frente a perturbaciones en cualquier momento. De esta forma, se reconoce la ventaja de realizar un estudio de la tecnología GFM en conjunto con BESS.

No obstante, uno de los principales desafíos hoy en día a nivel internacional, es definir los requerimientos para la integración de inversores tipo GFM. En el estudio llevado a cabo en [9] por la North American Electric Reliability Corporation (NERC), se comenta la necesidad de tener un valor

mínimo recomendado (presumiblemente en porcentaje) de IBR habilitados con GFM en relación con la capacidad total de IBRs

Por otro lado, estudios realizados por la Hawaii Electric Company (HECO) [9], así como los realizados por el proyecto de la unión europea MIGRATE [9], y también estudios realizados con la red irlandesa [10], muestran que, cuando el sistema está formado en un 100% por IBRs, se necesita alrededor de un 30% de GFM para ser estable frente a perturbaciones.

Para Chile, sin embargo, no se han explorado estos requerimientos. El estudio realizado en [4] por *DIgSILENT PowerFactory* a petición del CEN en el año 2021, explora el uso de esta tecnología como sustituto a los CS, concluyendo que estos representan una alternativa al 2030. No obstante, el adelanto de la descarbonización, en conjunto con el desarrollo que ha tenido la tecnología GFM en los últimos tres años, representan un cambio de paradigma al estudiado previamente.

Por otro lado, a pesar de que actualmente los CS se posicionan como la principal opción para asegurar la calidad y seguridad de la red frente a la descarbonización, resulta imperativo estudiar otras alternativas y sus requerimientos considerando la situación energética actual [1].

Bajo este contexto, se identifica la necesidad de evaluar el uso de los inversores GFM con BESS como alternativa, y determinar sus requerimientos funcionales en cuanto a capacidad en una perspectiva de descarbonización.

El estudio se centrará en dimensionar las baterías necesarias, conectadas a inversores GFM, de modo que permitan cumplir con los estándares de recuperación dinámica del sistema conforme a la norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTSyCS). Finalmente, se deberá determinar el porcentaje de GFM considerando un escenario de descarbonización en el SEN. El estudio deberá demostrar la viabilidad de esta tecnología, a partir de los resultados obtenidos, y entregar una prospectiva de estos inversores a mediano plazo como alternativa a los CS.

Para lograrlo se propone, en primera instancia, estudiar los conceptos de estabilidad y fortaleza de la red. En conjunto con esto se revisará la literatura para los inversores con control GFL y GFM, analizando su comportamiento, sus principales ventajas, desventajas y diferencias entre ambos. Además, se propone estudiar el comportamiento de los inversores GFM combinados con sistemas de almacenamiento BESS y su situación actual en los sistemas internacionales.

La base de datos del SEN a utilizar será proporcionada por el CEN en el software *DIgSILENT PowerFactory*. Este modelo viene adaptado con escenarios de descarbonización diseñados por el CEN. Para el análisis, se propone estudiar la respuesta dinámica de la tensión frente a grandes perturbaciones, para distintos porcentajes de generación aportada por inversores GFM con BESS, en simulaciones hechas a frecuencia fundamental o en el dominio fasorial (RMS).

1.2. Objetivos

1) Objetivo general

Establecer el porcentaje mínimo de generación basada en inversores tipo *grid-forming* con respecto a la generación IBR total en la zona norte, tal que ante cortocircuitos la dinámica del perfil de tensión cumpla con lo establecido en la Normativa, ante escenarios de disminución de generación síncrona en la matriz energética.

2) Objetivos específicos

1. Revisar la literatura técnica asociada a conceptos de estabilidad y fortaleza de la red en los sistemas de potencia, con enfoque en la incorporación de inversores con tecnologías *grid-forming* y *grid-following*.
2. Generar diversos escenarios energéticos proyectados hacia la descarbonización del Sistema, con el fin de utilizarlos como casos de estudio en las posteriores simulaciones.
3. Estudiar el desempeño dinámico del Sistema Eléctrico Nacional mediante simulaciones a frecuencia fundamental en el software *DigSILENT PowerFactory*, sometiendo al sistema a diferentes perturbaciones, principalmente cortocircuitos en la zona Norte Grande.
4. Analizar los resultados obtenidos para distintos escenarios de participación de inversores *grid-forming*, con la finalidad de identificar las barras cuya tensión no cumpla con lo establecido en la normativa, las cuales serán candidatas para incluir baterías con inversores *grid-forming*.
5. Dimensionar las baterías a incluir en las barras propuestas, de manera de garantizar que los perfiles de tensión dinámicos se ajusten a la normativa. En base a este dimensionamiento se determinará el porcentaje mínimo de capacidad de estas baterías en función de la capacidad total de generación basada en convertidores utilizando diferentes puntos de operación.

1.3. Alcance

La finalidad de esta memoria es analizar la estabilidad de la tensión en sistemas eléctricos con alta participación de IBR. Utilizando un software especializado, se simularán perturbaciones causadas por cortocircuitos, con el fin de observar la recuperación dinámica de la tensión. No se considerarán desbalances de generación o carga, ya que estos están más relacionados a la estabilidad de la frecuencia del sistema.

El estudio se enfocará en inversores *grid-forming*, para un modelo del SEN con un alto porcentaje de IBR conectados a la red. Además en el modelo se incluirán los CS licitados para el 2028. Finalmente, el modelo incorpora la línea HVDC cuya modelación dinámica fue hecha por el CEN.

Finalmente, las simulaciones se llevarán a cabo a frecuencia fundamental (RMS) utilizando el software *DigSILENT PowerFactory*, con el propósito de analizar la recuperación dinámica de la tensión en el SEN. Este enfoque será utilizado para mayor simplicidad por lo que queda como trabajo futuro el utilizar algoritmos de optimización para la comprobación de la estabilidad de la tensión del sistema.

Capítulo 2

2. Revisión de la literatura y marco teórico

2.1. Conceptos de estabilidad en los SEP

La estabilidad en los SEP ha sido definida por el IEEE (por sus siglas en inglés “*Institute of Electrical and Electronics Engineers*”) como “La capacidad de un sistema eléctrico, de recuperar un estado de equilibrio operativo después de ser sometido a una perturbación física, para una condición de operación inicial dada, con variables del sistema limitadas de manera que la mayor parte del sistema permanezca intacta” [11].

Tradicionalmente, los conceptos de estabilidad se han clasificado para sistemas dominados por GS, por ende, el comportamiento del sistema se encontraba determinado por el comportamiento dinámico de estas máquinas. Por lo tanto, la estabilidad de un SEP se dividía principalmente en la estabilidad del ángulo del rotor, estabilidad de tensión, estabilidad de frecuencia y estabilidad por resonancia [12]. Sin embargo, el gran aumento en los últimos años de los IBR ha hecho necesaria la incorporación de nuevos conceptos para la estabilidad en los SEP. Esto es debido a que el comportamiento dinámico de la electrónica de potencia utilizada para conectar las ERV a la red es completamente diferente al comportamiento de los GS [12].

Para poder abordar esto, en el 2020, el IEEE introdujo una nueva clasificación en el informe técnico "Definiciones de Estabilidad y Caracterización del Comportamiento Dinámico en Sistemas con Alta Penetración de Tecnologías Interfaz Electrónica de Potencia" [11]. Esta corresponde a la estabilidad impulsada por convertidores.

Históricamente, las dinámicas relevantes en los SEP estaban asociadas principalmente a fenómenos electromecánicos de duración prolongada, propios de los GS y sus sistemas de control [6]. Los fenómenos de respuesta rápida como transitorios en redes o estatores, y dispositivos de conversión rápida se disipaban con tal velocidad que no se consideraban en los análisis de estabilidad. Esta simplificación fue válida por décadas, pero solo en sistemas dominados por GS convencionales [6].

No obstante, a medida que los IBR ganan protagonismo en la matriz eléctrica, el comportamiento dinámico del sistema pasa a estar fuertemente influenciado por estos dispositivos de rápida respuesta, lo que genera una dinámica general más ágil. En consecuencia, los análisis de estabilidad deben extender su horizonte temporal para incluir también las dinámicas electromagnéticas rápidas, que ahora sí tienen un impacto relevante en la estabilidad general del SEP [6].

En la Figura 1 se muestra el diagrama de clasificación, donde se identifican las principales divisiones y subdivisiones:

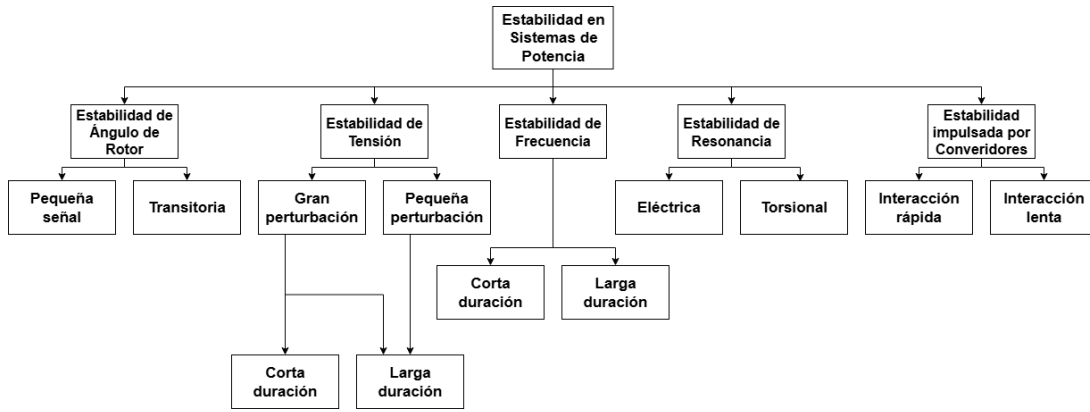


Figura 1 Clasificación de estabilidad en los SEP [12].

1) Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se define como la capacidad del SEP para mantener la frecuencia dentro de rangos aceptables tras una perturbación que provoque un desequilibrio significativo entre generación y demanda. Esta estabilidad depende directamente de la rapidez con que el sistema pueda restablecer el equilibrio potencia-generación sin incurrir en pérdidas involuntarias de carga. Una pérdida de estabilidad se manifiesta mediante oscilaciones de frecuencia persistentes que pueden activar esquemas de desconexión, comprometiendo la continuidad del suministro eléctrico [13].

Las perturbaciones significativas en el sistema suelen causar importantes alteraciones en la frecuencia, en los flujos de potencia, la tensión y otras variables del sistema. En sistemas eléctricos interconectados de gran escala, este escenario se observa con mayor frecuencia tras la separación de los sistemas en islas.

Conforme aumenta la penetración de IBR, sustituyendo a los GS, la disminución de la inercia conlleva una reducción en la robustez del sistema. Esto puede poner en riesgo tanto la estabilidad del sistema como el suministro de energía, dado que las variaciones de frecuencia pueden ser más rápidas y pronunciadas, lo que dificulta la actuación efectiva de los controles automáticos y puede generar desconexiones masivas o daños en equipos.

La Figura 2 ilustra la respuesta de la frecuencia para dos niveles de inercia en un sistema, frente a la misma contingencia

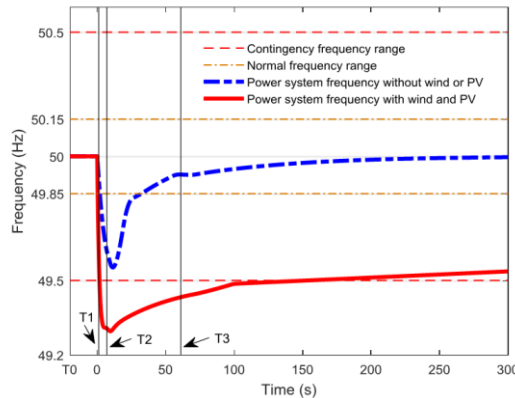


Figura 2: Respuesta de la frecuencia de un SEP considerando distintos niveles de inercia [14].

En la curva azul se presenta el escenario de alta inercia, donde la frecuencia muestra un desempeño dinámico satisfactorio, manteniéndose dentro de los límites aceptables y posteriormente regresando a su valor nominal. Por otro lado, la curva roja ilustra el escenario con baja inercia donde la disminución inicial de la frecuencia es considerablemente más marcada, superando el límite establecido y, por tanto, activando esquemas de desconexión de carga [6].

2) Estabilidad de ángulo de rotor

La estabilidad del ángulo de rotor se define como la capacidad de las máquinas síncronas conectadas a un SEP para permanecer sincronizadas luego de haber sido sometidas a una perturbación. Esta capacidad depende de mantener o restaurar el equilibrio entre el torque electromagnético y el mecánico de cada máquina síncrona en el sistema. La inestabilidad que podría surgir se manifiesta en forma de aumento en las oscilaciones angulares de algunos generadores. Esto puede llevar a que el ángulo del rotor supere límites críticos, como los 90° eléctricos en relación con la red provocando variaciones de velocidad importantes y la posterior pérdida de sincronismo o desconexión del sistema [13].

El aumento de las IBR en el sistema puede conducir a oscilaciones más pronunciadas en el rotor del generador. Esto produce que el sistema sea más propenso a experimentar problemas de estabilidad transitoria de ángulo. Por otro lado, el retiro de unidades sincrónicas de gran escala puede ocasionar alteraciones significativas en los modos oscilatorios, los valores característicos y el amortiguamiento de los modos electromecánicos del sistema [6].

3) Estabilidad de tensión

El concepto de estabilidad de tensión es definido como, la capacidad de un SEP de mantener las tensiones de forma estable en todas las barras del sistema luego de haber sido sujeto una perturbación a partir de una condición de operación inicial.

La inestabilidad prolongada de tensión suele manifestarse como una disminución gradual de tensión en ciertas barras de la red, lo que puede llevar a la pérdida de carga en un área específica o inclusive desencadenar las protecciones de líneas y otros dispositivos de seguridad. Este escenario puede resultar en un apagón en cascada o en tensiones inusualmente bajas en una parte considerable del SEP [15].

Como se puede observar en la Figura 1, es beneficioso dividir la estabilidad de tensión en dos categorías: estabilidad de tensión ante perturbaciones pequeñas y grandes. La estabilidad de tensión ante grandes perturbaciones es la capacidad del sistema para mantener niveles de tensión adecuados tras eventos como fallas o pérdida de generación. El análisis de esta estabilidad requiere evaluar la respuesta no lineal del sistema durante varios segundos o minutos, considerando el comportamiento de elementos como motores y transformadores [6].

La estabilidad de tensión ante pequeñas perturbaciones se refiere a la respuesta del sistema frente a fluctuaciones menores, como cambios de carga. Esta estabilidad se analiza con modelos lineales y no lineales para considerar efectos dinámicos que influyen en la tensión [6].

Según el horizonte temporal, la estabilidad de tensión puede ser de corto o largo plazo. La estabilidad de largo plazo involucra acciones lentas, como las de transformadores con cambiadores de tapa, y suele evaluarse con métodos estáticos y simulaciones temporales. La estabilidad de corto plazo considera respuestas rápidas de cargas dinámicas y requiere modelación detallada [6].

Con el reemplazo de GS por IBR, en el sistema se han disminuido los niveles de cortocircuito e inercia, lo que debilita la capacidad del sistema para regular y mantener la tensión.

4) Estabilidad impulsada por convertidores

Dependiendo del modo de control utilizado en los convertidores, el desempeño dinámico de los IBR depende en gran medida de la existencia de una referencia de tensión estable de la red [11]. En este sentido, la mayoría de los convertidores de potencia usados en las centrales ERV modernas dependen de una fuente de tensión externa para operar y de un PLL para estimar el ángulo de la tensión medido en el punto de conexión.

Estos convertidores necesitan que existan GS que regulen la tensión y frecuencia del sistema para operar. Sin una tensión bien definida en bornes, el PLL no podrá “seguir” correctamente la fase de la tensión, lo que podría llevar a un mal desempeño de la central. Este tipo de convertidores es conocido como “seguidores de red”. La experiencia ha mostrado que en el caso de redes débiles, con bajos SCR e inercia, el control del PLL se encuentra entre las principales causas de inestabilidad [6].

En [11] se categorizan dos subdivisiones. Por un lado, las oscilaciones de baja frecuencia, típicamente por debajo de los 10 Hz, están asociadas a interacciones lentas entre los IBR y el sistema, y se clasifican como estabilidad impulsada por convertidores con interacción lenta. Este tipo de inestabilidad suele estar relacionada con el acoplamiento entre IBR y GS, afectando el comportamiento de largo plazo del sistema, como la estabilidad de tensión y frecuencia, especialmente en sistemas con baja inercia.

Por otro lado, se presenta la estabilidad impulsada por convertidores con interacción rápida, caracterizada por oscilaciones de frecuencia más alta, que pueden ir desde decenas hasta cientos de Hz, e incluso llegar a frecuencias del orden de los kHz. Este fenómeno está relacionado con la respuesta rápida de los controles internos del convertidor y su interacción con la red, pudiendo dar lugar a inestabilidades en sistemas donde coexisten múltiples IBR con controles mal coordinados o desacoplados de la dinámica del sistema.

5) Estabilidad de resonancia

La estabilidad de resonancia ocurre cuando se producen intercambios de energía oscilatorios en el sistema eléctrico. Si no hay suficiente disipación, estas oscilaciones pueden amplificar tensiones, corrientes o torques, superando los límites aceptables y provocando inestabilidad [11].

Esta forma de inestabilidad se clasifica en dos tipos: resonancia torsional y resonancia eléctrica. En ambos casos, las oscilaciones pueden crecer si no se controlan adecuadamente.

La resonancia torsional se produce por la interacción entre las frecuencias mecánicas del eje del generador y líneas compensadas en serie. Esto puede generar fatiga en el eje y riesgo de fallo. Dispositivos como HVDC, compensadores estáticos de reactivos (SVC por sus siglas en inglés *Static Var Compensator*) y compensadores estáticos síncronos (STATCOM por sus siglas en inglés *Static Synchronous Compensator*) también pueden interactuar con generadores síncronos cercanos, contribuyendo o mitigando estas oscilaciones. En algunos casos, los SVC pueden utilizarse intencionalmente para amortiguar la resonancia sub-sincrónica [11].

La resonancia eléctrica, en cambio, se ha observado principalmente en generadores de doble alimentación (DFIG) utilizados en turbinas eólicas tipo 3. Estos pueden ser susceptibles a autoexcitación sub-sincrónica cuando interactúan con elementos como compensadores en serie, debido a su conexión directa a la red [11].

2.2. Normativa Chilena

La NTSyCS posee varios artículos relacionados con la estabilidad y el control de tensión en el sistema. A partir de estos artículos se definirán las exigencias mínimas para la estabilidad de tensión que deben cumplir las barras del sistema, en las posteriores simulaciones. Adicionalmente, se incluyen artículos en los que se definen conceptos relacionados al tipo de falla visto en las posteriores simulaciones con el fin de analizar la recuperación dinámica en las barras.

Estos artículos se detallan a continuación [17]:

Artículo 1-7 (extracto)

19. Contingencia Extrema: Falla de baja probabilidad de ocurrencia que afecta una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los recursos generales de control de contingencias, debiéndose aplicar recursos adicionales de control de contingencias para evitar un apagón total. Se entiende que la contingencia no puede ser controlada cuando ésta se propaga a las restantes instalaciones del SI, produciéndose la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.

A los efectos de la presente NT, son fallas de baja probabilidad de ocurrencia:

- a) Las fallas o desconexiones intempestivas de transformadores de poder o secciones de barras (severidades 8 y 9).*
- b) La falla que provoca apertura simultánea de ambos circuitos de una línea de doble circuito (severidad 6).*
- c) La falla de un elemento serie seguida de la operación errónea del sistema de protecciones en un extremo, debiendo operar las protecciones de respaldo local o remoto (severidad 7).*

20. Contingencia simple: Falla o desconexión intempestiva de un elemento del SI, pudiendo ser este último una unidad generadora, un elemento serie del ST, una barra de consumo, o elemento paralelo del ST, entre otros y que puede ser controlada con los recursos generales de control de contingencias. Se entiende que la contingencia puede ser controlada cuando no se propaga a otras instalaciones del SI.

92. Severidad 4: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en un circuito de líneas de doble circuito, o en una línea de simple circuito con enmallamiento, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de su sistema de protecciones; o, falla permanente de un polo de un enlace HVDC de más de un polo.

94. Severidad 6: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en uno de los circuitos de líneas de doble circuito, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de su sistema de protecciones y la salida intempestiva simultánea del circuito sano en paralelo por actuación errónea de los sistemas de protecciones de este último; o falla permanente de todos los polos de un enlace HVDC de más de un polo.

Artículo 5-24 (extracto)

El SI deberá operar en estado normal con todos los elementos e instalaciones del ST y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el Coordinador y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) *0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].*
- b) *0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].*
- c) *0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].*

Artículo 5-36

En estado normal y frente a la ocurrencia de una contingencia simple, el SI deberá mantenerse transitoriamente estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo o disgregación en islas eléctricas.

Artículo 5-37 (extracto)

Adicionalmente, las contingencias simples que deberán ser consideradas y superadas sin pérdida de sincronismo de las unidades generadoras del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares de tensión definidos en el artículo 5-52 para el estado de emergencia, serán las de severidad 4 y 5.

Artículo 5-39

*Encontrándose en estado normal al ocurrir una contingencia hasta severidad 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de **0,70 por unidad luego de 50 [ms]** de despejada la contingencia, en ninguna barra del ST, admitiendo en caso necesario la utilización de recursos generales y adicionales de control de contingencias. La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de **0,80 por unidad, por un tiempo superior a 1 segundo.***

La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de $\pm 10\%$ en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia.

2.3. Fortaleza de la red

En la literatura [16], la fortaleza de la red en los SEP se define como la capacidad del sistema para mantener la estabilidad y operar de manera confiable incluso frente a condiciones adversas, como fallas en equipos o contingencias en la red. Una red eléctrica robusta puede resistir perturbaciones sin perder la estabilidad del sistema, garantizando así un suministro continuo y seguro de energía eléctrica.

En otras palabras, SEP robustos son redes “fuertes”, con tensiones y frecuencias “rígidas”, capaces de soportar contingencias sin perder estabilidad. Para cuantificar la fortaleza de los SEP, los indicadores comúnmente utilizados son el nivel de cortocircuito en una barra dada o SCR y la inercia del sistema [6].

1) Indicadores de fortaleza de la red

A continuación, se detallan los principales indicadores de fortaleza de la red:

a) Inercia del sistema

La inercia en un sistema de potencia se refiere a la capacidad del sistema para mantener su estabilidad frente a cambios en la demanda de carga o en las condiciones de operación. Esta propiedad está estrechamente relacionada con la energía cinética almacenada en los generadores y otros elementos rotativos del sistema [19].

Cuando ocurre una perturbación, como un aumento repentino en la demanda de carga o una pérdida de generación, la inercia actúa como primera respuesta del sistema para amortiguar los cambios en la frecuencia eléctrica. El nadir de frecuencia representa el punto más bajo al que puede caer la frecuencia durante una perturbación, mientras que el RoCoF (indica la tasa de cambio de la frecuencia durante una perturbación) [19]. La inercia se encuentra directamente relacionada con estos valores, dado que, a menor inercia, ante perturbaciones la frecuencia descenderá más rápido (mayor RoCoF) y hasta un punto más bajo (menor nadir).

b) Relación de cortocircuito SCR

Es el indicador más básico y el más utilizado. Se define como la relación entre la potencia aparente de un cortocircuito trifásico en una barra ($S_{ccMVA_{PCC}}$) y la potencia inyectada en ese punto (P_{MW}), tal y como se presenta en (1). Este indicador no tiene en cuenta otros IBR conectados a la red.

$$SCR_{PCC} = \frac{S_{ccMVA_{PCC}}}{P_{MW}} \quad (1)$$

2) Indicadores de Fortaleza para Redes con Convertidores

Como se mencionó previamente, el SCR no proporciona información sobre otros IBR conectados a la red. A continuación, se presentan indicadores que toman en cuenta otros convertidores conectados a la red [16]:

a) Relación efectiva de cortocircuito RECC

La NTSyCS [19], define la RECC en el artículo 3-34 a raíz de la futura interconexión de enlaces HVDC (por sus siglas en inglés “High Voltage Direct Current”). Esta se calcula a partir de la capacidad de cortocircuito del sistema en CA ($S_{ccMVA_{AC}}$), la capacidad reactiva del enlace HVDC ($QMVA_{HVDC}$) y la potencia transmitida por el sistema HVDC (P_{HVDC}).

$$RECC = \frac{S_{ccMVA_{AC}} - QMVA_{HVDC}}{P_{HVDC}} \quad (2)$$

b) Relación compuesta de cortocircuito CSCR

El CSCR considera la capacidad de cortocircuito para todo el sistema en el punto de conexión y la potencia de IBR conectada en la zona. Esto se logra creando una barra de ficticia que sirve como punto común de conexión para los IBR.

$$CSCR = \frac{S_{ccMVA_{PCC}}}{\sum_i P_{IBR_i}} \quad (3)$$

En la ecuación (3) el numerador representa la capacidad de cortocircuito trifásico en el punto de conexión y el denominador corresponde a la suma de todas las potencias provenientes de IBR en la zona.

Este método se basa en un fuerte acoplamiento eléctrico, a pesar de esto muchas veces existen distancias físicas considerables entre los IBR, lo que puede provocar que esta interacción no sea evidente. Sin embargo, esta aproximación resulta más conveniente que solo utilizar el SCR.

c) Relación ponderada de cortocircuito WSCR

Al igual que el CSCR, este indicador considera IBR cercanos la diferencia se encuentra en que este indicador se utiliza para ponderar el aporte de cada IBR al sistema que se conecta. Existen dos versiones distintas para este método, el $WSCR_{MVA}$ se calcula según (4) y el indicador $WSCR_{MW}$, el cual se calcula según (5).

$$WSCR_{MVA} = \frac{\sum_i SCC_{iMVA} * P_{IBRiMVA}}{(\sum_i P_{IBRiMVA})^2} \quad (4)$$

$$WSCR_{MW} = \frac{\sum_i SCC_{iMVA} * P_{IBRiMW}}{(\sum_i P_{IBRiMW})^2} \quad (5)$$

El $WSCR_{MVA}$, que sí toma en cuenta la potencia reactiva, resulta conveniente cuando existen ciertos equipos conectados al sistema (SVC o STATCOM), debido a que estos equipos pueden introducir inestabilidades angulares al sistema debido a la rapidez de su control de reactivos, para el caso contrario si no se presentan este tipo de equipos resulta más conveniente utilizar el $WSCR_{MW}$.

d) Relación de cortocircuito equivalente ESCR

En este caso se consideran los IBR cuando no comparten el punto de conexión ni en media ni alta tensión. Este indicador se ha propuesto para considerar el cambio de tensión en la barra estudiada debido al cambio de tensión de otras barras con IBR. Debido a esto, otras barras cercanas con IBR tendrán un factor de interacción (IF) relativamente más altos que aquellas que estén eléctricamente separadas.

El factor de interacción es definido a partir de la variación de tensión en una barra “i”, a partir de la variación de tensión en otra barra “j”. El ESCR y el IF se calculan a partir de (6) y (7) respectivamente.

$$ESCR = \frac{SCC_{MVA}}{P_{IBRi} + \sum_j IF_{ji} * P_{IBRj}} \quad (6)$$

Donde:

$$IF_{ij} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j} \quad (7)$$

Otros indicadores propuestos pueden ser más simples en el cálculo, pero el ESCR permite analizar cada IBR de forma individual en relación con los demás conectados a su alrededor. Una de las ventajas de este indicador es que se puede adaptar fácilmente a cualquier configuración posible para la conexión de múltiples IBR.

Adicionalmente, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones [20]:

- Para los indicadores ESCR, CSCR y WSCR, es necesario definir la zona de influencia para realizar el cálculo, lo cual no es sencillo. La literatura menciona el índice IF, pero este tiene la limitación de considerar únicamente las interacciones relacionadas con la tensión, por lo que no contempla las relacionadas con la frecuencia.

- Los índices CSCR y ESCR calculan el SCR en la barra de AT/MT, mientras que WSCR proporciona el SCR en un punto de conexión virtual.
- El índice WSCR suele ser más flexible (entregando valores mayores), que los índices CSCR y ESCR, aunque el valor final depende significativamente del valor de la capacidad de cortocircuito (Scc) empleado en el cálculo.

3) Comparación de Indicadores

Cada uno de los indicadores revisados anteriormente presenta distintas ventajas y desventajas a la hora de utilizarlos como herramienta para la evaluación de la fortaleza de la red. En la Tabla 1 se presenta una comparación entre los distintos indicadores, mostrando de forma gráfica sus similitudes, diferencias, ventajas y desventajas. La “X” representa que la métrica no puede utilizarse para el fin propuesto, la estrella “★” indica que puede aplicarse, pero es necesario adaptar el indicador o solo puede aplicarse de forma limitada y las dos estrellas “★★” indican que el indicador es apto y/o fácil de aplicar

Tabla 1: Comparación principales indicadores SCR [16].

Indicador	Simplicidad de cálculo	Considera IBR cercanos	Sirve como indicador común para un grupo mayor de IBR	Considera el acoplamiento eléctrico entre la generación	Considera equipos como STATCOM o SVC	Permite analizar de forma individual cada IBR dentro un grupo más grande
SCR	★★	X	X	X	X	X
CSCR	★	★★	★★	X	X	X
WSCR - MVA	★	★★	★★	★	★★	X
WSCR - MW	★	★★	★★	★	X	X
ESCR	X	★★	X	★★	★★	★★

La Tabla 1 resume lo explicado anteriormente y permite observar que el SCR, pese a su simplicidad, presenta importantes limitaciones al no incorporar información sobre la ubicación de los IBR ni permitir un análisis desagregado por unidad o grupo. El CSCR mejora parcialmente estas limitaciones al considerar la cercanía entre IBR y aplicar una métrica común para agrupaciones. Sin embargo, sigue sin representar el acoplamiento eléctrico entre fuentes ni la presencia de equipos como STATCOM o SVC.

En cuanto al WSCR, tanto en su versión MVA como MW, se observa una mayor versatilidad. Ambos consideran IBR cercanos y agrupaciones, pero solo el WSCR-MVA incluye dispositivos como SVC o STATCOM, lo que lo hace más adecuado para entornos con compensación dinámica. Finalmente, el ESCR destaca como el indicador más completo dentro de la Tabla 1, al ser el único que aborda todos los criterios técnicos evaluados, incluyendo el análisis individual de cada IBR, aunque requiere un mayor esfuerzo de implementación.

Capítulo 3

3. Integración de ERV a la red mediante inversores

Los inversores son dispositivos de electrónica de potencia que convierte la corriente continua en corriente alterna. Estos son utilizados para poder conectar las ERV al SEP, por lo que la interacción de estas fuentes de energía con el sistema se encuentra determinada por la estrategia de control que haya sido implementada en el inversor [21]. En la Figura 3 se presenta el esquema típico de control para un convertidor conectado a la red.

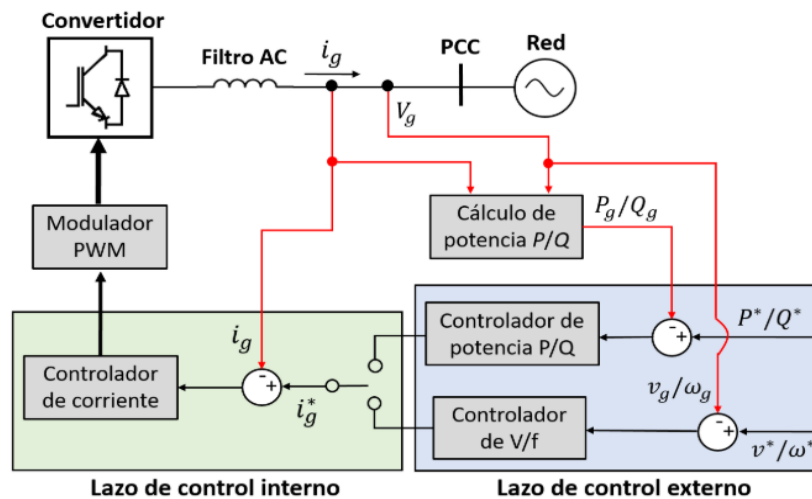


Figura 3: Esquema típico de control para un inversor [21].

Pese a que existen múltiples esquemas de control, de forma general todos los inversores presentan un esquema de control con dos lazos. Como se aprecia en la Figura 3 el lazo externo entrega valores de referencia para la corriente de lazo interno, el cual regula la corriente que el inversor inyecta a la red y no depende del modo de operación del inversor.

Por otra parte, el lazo externo puede controlar la potencia activa/reactiva inyectada, o también puede regular la tensión de salida del inversor y la frecuencia, dependiendo del modo de operación deseado para el inversor [22].

Para un sistema donde predominen los GS, es común utilizar un esquema de control que regule la inyección de potencia activa/reactiva de forma constante al sistema. Esto supone que la planta no es capaz de reaccionar frente a contingencias ni controlar la tensión en la red. Por otro lado, en un sistema donde predominen los IBR, resulta conveniente el utilizar un sistema de control que regule la tensión y la frecuencia a la salida de la planta. De esta forma, la planta sí podría reaccionar frente a contingencias que afecten a la frecuencia y a la tensión de la red [21].

3.1. Clasificación de modos de operación de los IBR

Existen diversos modos de operación para los inversores, definidos principalmente por la estrategia de control escogida. En la literatura reciente [23]. En la Figura 4 se ha propuesto una clasificación para los modos de operación de los inversores.

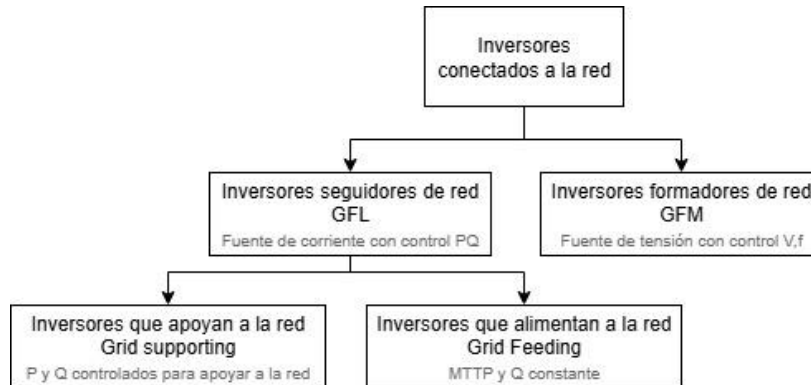


Figura 4: Clasificación propuesta para modos de operación de inversores [23].

Como se aprecia en la figura, basados en la interacción con la red y el esquema de control, existen dos tipos principales: *grid-following* (GFL) y *grid-forming* (GFM). En el sistema chileno y en forma general la mayor parte de los IBR utilizan inversores con control tipo GFL [7,23,24], este control se basa en seguir la referencia de tensión de la red e inyectar corriente a esta.

Luego, basados en el aporte de potencia reactiva, el control GFL se puede dividir en dos modos de operación. El primero cuando la potencia reactiva es cero, conocido como *grid-feeding*, el cual se centra en inyectar potencia activa a la red con algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT por sus siglas en inglés “*máximum Power Point Tracking*”), este modo busca maximizar la eficiencia en la inyección de potencia activa del controlador [23].

El segundo corresponde al modo de operación *grid-supporting*, el cual como su nombre lo indica, controla la potencia activa y reactiva para responder frente a desbalances y ayudar a la red. La literatura indica que este modo de operación puede actuar tanto como GFL y GFM dependiendo de cómo se ajuste el controlador, puesto que se puede configurar para controlar tanto la potencia activa/reactiva como la tensión y frecuencia de la red en el punto de conexión [23].

El modo de control GFM por otra parte, está diseñado para establecer la tensión y la frecuencia en el punto de conexión, actuando así, como una fuente de tensión, a diferencia del modo de control GFL el cual actúa como una fuente de corriente [23,24].

Este trabajo se centra en los modos de control tipo GFL y GFM, sin profundizar en los subtipos de control *grid-feeding* y *grid-supporting*.

3.2. Inversores tipo grid-following (GFL)

Tal y como se mencionó en el apartado anterior, este modo de operación corresponde al más utilizado en la actualidad por los IBR que se encuentran operando en el SEN. Este tipo de inversor se basa en el seguimiento de la tensión y la frecuencia de la red, inyectando una cantidad fija de potencia activa y reactiva al SEP. El comportamiento de estos es similar al de una fuente de corriente como se aprecia en la Figura 5 [24].

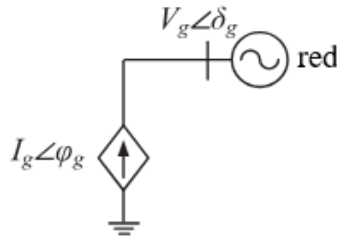


Figura 5: Representación simplificada del modo de operación GFL.

El inversor en este modo de control se sincroniza con la tensión y la frecuencia de la red a través de un lazo de seguimiento de fase PLL, el cual mide las señales de frecuencia y tensión, para utilizarlas como referencia en el sistema de control. Además, estas mediciones se utilizan para compensar posibles cambios en la potencia activa o reactiva de la red [23].

De acuerdo con lo anterior, estos inversores operan bajo el supuesto de que existe una referencia de tensión estable en la red a la cual sincronizarse (normalmente proporcionada por GS cercanos), es por esto por lo que la operación con una penetración del 100% de estos inversores en la red no es factible [7,23,24]. El mayor problema que presentan los inversores GFL, es que al aumentar las ERV se disminuye progresivamente la participación de la generación convencional y en consecuencia de los GS, por lo que no se podrían seguir utilizando [26].

En la Figura 6 se presenta un esquema completo para el control de los inversores GFL.

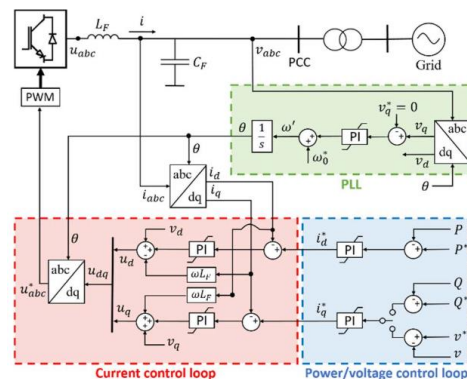


Figura 6: Esquema de control típico para inversores GFL [27].

El esquema mostrado utiliza dos lazos de control en cascada con controladores PI orientados en ejes dq , sincronizados a la red mediante un lazo PLL que estima la frecuencia de la red y extrae la fase de la tensión en el PCC. Esta fase transforma las mediciones de corriente y tensión de ejes abc a dq [21,23]. El PLL es el más utilizado en aplicaciones reales por su simplicidad y buen desempeño [21].

El lazo externo de control (azul) regula la potencia activa a través de la corriente en el eje d (id) y la potencia reactiva o la magnitud de la tensión en el PCC mediante la corriente en el eje q (iq). Este lazo establece las corrientes de referencia que deben seguirse para cumplir con los valores deseados de potencia o tensión [23].

El lazo interno de corriente (rojo) utiliza controladores PI para ajustar las señales vd y vq , que corresponden a las componentes de tensión que el inversor debe generar en los ejes dq para controlar las corrientes id e iq . En este sentido, vd y vq son las variables de salida del controlador interno que, al aplicarse al inversor, permiten compensar la dinámica del sistema y las impedancias de la red, logrando que las corrientes reales sigan las referencias.

El controlador ajusta vd y vq basándose en el error entre las corrientes de referencia y las corrientes medidas, actuando sobre la tensión que el inversor inyecta para controlar el flujo de corriente en ambos ejes.

Además, las corrientes de referencia id e iq se limitan para no exceder los límites térmicos y eléctricos del convertidor, aplicando estrategias que mantienen la corriente de salida dentro de valores seguros y permitidos [21].

3.3. Inversores tipo grid-forming (GFM)

Mientras que el comportamiento de un inversor GFL puede ser aproximado a una fuente de corriente controlada, el comportamiento de un inversor tipo GFM es más cercano al de una fuente de tensión controlada y por consiguiente, puede replicar a un GS [24]. La sincronización en la arquitectura de control GFM, al inicio de la operación, se logra de manera similar a la sincronización en un GS, luego, durante la operación normal, no se requiere volver a sincronizar el inversor [23]. Adicionalmente, el modo de operación GFM permite la partida en negro o *black-start* para la recuperación de la red [23,30]. En la Figura 7 se muestra una simplificación del modo de operación GFM.

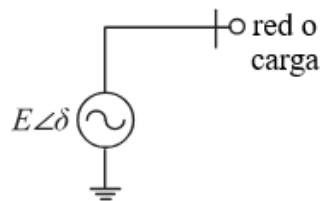


Figura 7: Representación simplificada del modo de operación GFM [24].

Los inversores GFM son responsables de establecer la tensión y la frecuencia en el punto de conexión a la red a la cual se conecta, al funcionar como una fuente de tensión con tensión y frecuencias definidas como se muestra en la figura. Esto le permite, como su nombre lo indica, formar la red [7].

Este tipo de inversores, a diferencia de los inversores GFL, no necesita conectarse a una red con GS cercanos, y, en consecuencia, tampoco necesita un PLL para su funcionamiento [7,24]. Como se observa en la Figura 8, debido a estas características los inversores GFM pueden conectarse tanto a una red como directamente a una carga al generar una referencia de tensión y frecuencia.

Dependiendo del modo de control, el inversor GFM es capaz de aportar inercia a la red y potencia de cortocircuito, así como participar en la regulación de tensión y contrarrestar distorsiones ocasionadas por armónicos y desbalances de carga [7,23,25]. Esto último se puede lograr, por ejemplo, incluyendo controladores *Droop*, que regulan la frecuencia y la tensión del inversor mediante la modificación de los set-points de la potencia activa y reactiva, respectivamente [23].

Los controladores *Droop* ajustan la frecuencia y la tensión según las variaciones de potencia activa y reactiva siguiendo una relación lineal definida por los coeficientes m y n . El coeficiente m representa la pendiente de la característica *Droop* de frecuencia-potencia activa, donde un aumento en la potencia activa genera una disminución proporcional en la frecuencia.

De forma similar, el coeficiente n define la pendiente de la característica *Droop* de tensión-potencia reactiva, con una respuesta análoga para la tensión en función de la potencia reactiva. Estas pendientes son típicamente negativas, lo que significa que el controlador reduce la frecuencia o la tensión cuando la potencia entregada aumenta, imitando el comportamiento natural de un generador síncrono y facilitando el equilibrio y la estabilidad del sistema.

En la Figura 8 se muestra el esquema de control típico de los inversores GFM incluyendo los controladores *Droop*.

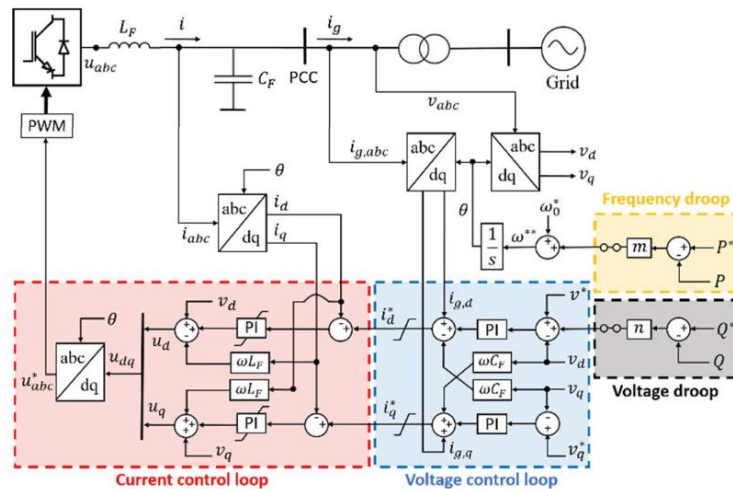


Figura 8: Esquema de control típico para inversores GFM (incluyendo control *Droop*) [27].

Como se aprecia en la figura, en el control GFM se utiliza la frecuencia nominal (ω_0^*) del sistema como punto de referencia. Este valor sirve como base para el ajuste dinámico de la frecuencia en respuesta a las condiciones de carga y red. [21].

El lazo de control de corriente (rojo) es el encargado de regular las corrientes en los ejes d y q , asegurando que el inversor entregue la corriente requerida para cumplir con las referencias de potencia activa y reactiva. Este lazo utiliza controladores PI que ajustan las señales de tensión v_d y v_q para que las corrientes reales sigan las corrientes de referencia.

El lazo de control de tensión (azul) regula la magnitud de la tensión en el PCC, asegurando que el inversor mantenga un voltaje estable y dentro de los rangos permitidos. Este lazo externo genera las referencias necesarias para el lazo de corriente y se adapta a las variaciones de carga y condiciones de la red.

Por otro lado, los controladores *Droop* actúan como lazos externos adicionales que modifican las referencias de frecuencia y tensión para permitir la participación del inversor en la regulación y reparto de carga con otros generadores.

El *Droop* de frecuencia (amarillo) ajusta la frecuencia de salida en función de la potencia activa entregada. El coeficiente m define la pendiente de esta relación: a mayor potencia activa, la frecuencia disminuye proporcionalmente, imitando el comportamiento natural de los generadores síncronos y facilitando el equilibrio entre generación y demanda.

El *Droop* de tensión (gris) regula la magnitud de la tensión en función de la potencia reactiva entregada. El coeficiente n establece la pendiente de esta característica, permitiendo que el inversor ajuste el voltaje para colaborar en el control de potencia reactiva y la estabilidad del sistema.

Estos lazos de control *Droop* permiten que los inversores GFM no solo mantengan sus propias variables eléctricas, sino que también participen activamente en la coordinación y estabilidad del sistema eléctrico a nivel global.

3.4. Modos de control inversores grid-forming

Existen múltiples tipos de implementaciones para el control GFM, en la literatura se indican 3 subdivisiones principales de enfoque de control para los inversores GFM [23,28]. La Figura 9 muestra los distintos tipos de control aplicables a los inversores GFM.

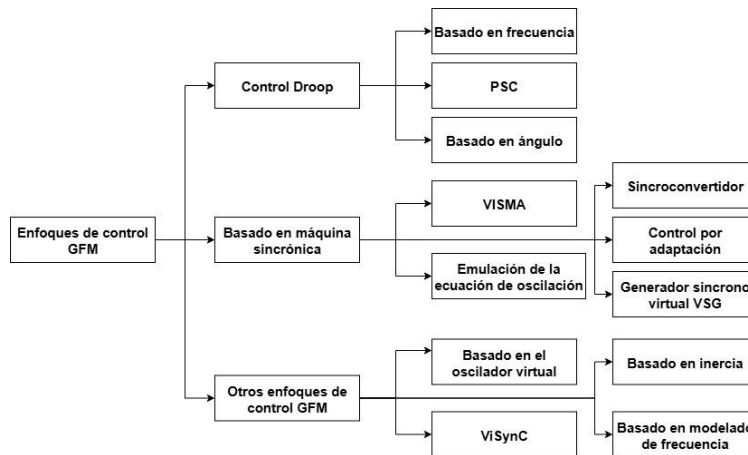


Figura 9: Enfoques de control para inversores GFM. Elaboración propia.

Dentro de esta clasificación, el control *Droop* adicional a lo ya dicho, este puede implementarse de distintas formas según la variable utilizada para regular la potencia activa. El enfoque basado en frecuencia ajusta la frecuencia del inversor según su potencia activa, facilitando el reparto de carga sin comunicación.

El enfoque *PSC* (*Power Synchronization Control*) modifica la fase del inversor con un controlador proporcional, siendo útil en redes débiles. Por último, el enfoque basado en ángulo regula directamente el ángulo eléctrico como función de la potencia activa, mejorando la sincronización y la respuesta ante perturbaciones.

Los enfoques basados en máquina síncrona incluyen el control *VISMA* (*Virtual Synchronous Machine*), que imita la dinámica completa de una máquina síncrona. La emulación de la ecuación de oscilación reproduce la respuesta inercial del rotor. El *Synchroconverter* simula un generador síncrono digitalmente. El control por adaptación ajusta parámetros del modelo en tiempo real. Finalmente, el *Virtual Synchronous Generator* (VSG) replica funciones básicas de regulación de frecuencia y tensión.

Entre otros enfoques, el control basado en oscilador virtual usa señales no lineales para generar la tensión y sincronizarse con la red de forma autónoma. El control basado en inercia emula la energía cinética para aportar estabilidad dinámica. El enfoque de modelado de frecuencia ajusta la respuesta del inversor mediante la conformación intencional de la frecuencia. Por último, ViSync (*Virtual Synchronous Control*) combina características de sincronización y respuesta inercial para mejorar la estabilidad en redes con alta penetración de inversores [7,29].

A continuación, se detallan los tipos de control más importantes previamente nombrados, omitiendo el esquema de control *Droop* el cual ya fue explicado:

1) Generador síncrono virtual

Aunque los inversores GFM pueden formar y mantener la tensión y la frecuencia en la red, no pueden imitar por completo el comportamiento dinámico de los GS al momento de ocurrir perturbaciones en la red. Un inversor GFM genérico tiene una capacidad limitada de aumentar la fortaleza de la red debido a su falta de inercia.

Como resultado de esto surge el control VSG, el cual es capaz de crear inercia “sintética” replicando la dinámica de un GS sin tener la masa rotacional de este [23,28][27]. El VSG responde al cambio de frecuencia en la red de forma simultánea, similar a la respuesta causada por la acción de un control secundario de frecuencia [23]. A su vez, este reacciona al cambio en la tensión de la misma forma que un regulador automático de tensión (AVR, por sus siglas del inglés “*automatic voltage regulator*”). Sin embargo, un factor clave a tener en cuenta es que este control depende de la disponibilidad de recurso que tenga disponible el inversor [8,23].

Por otra parte, su principio de funcionamiento es similar al del control *Droop* con los lazos de control de P-f y Q-V, pero le añade componentes de control adicionales al lazo de control de P-f, tales como la inercia sintética y los factores de amortiguamiento [30], como se aprecia en la Figura 10.

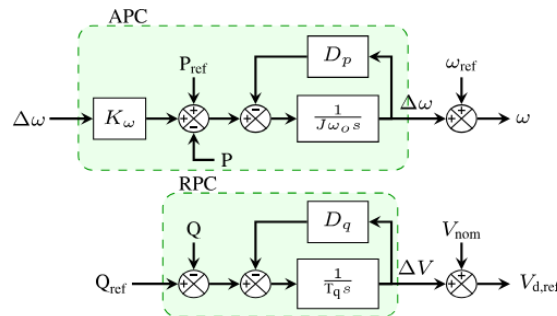


Figura 10: Esquema de control VSG [28].

2) Máquina síncrona virtual sin inercia

Este método de control comparte bastante similitud con el VSG, ambos intentando emular ciertas características de los GS. La principal diferencia entre estos dos métodos de control es que el VSM0H no añade la inercia sintética [30]. El beneficio de esto es que mejora la rapidez de respuesta del inversor frente a perturbaciones en el sistema.

También elimina el bucle de corriente interno para generar señales de conmutación equilibradas, en su lugar utiliza un filtro de promedio aplicado a la potencia activa y reactiva medida, es decir, calculando el valor medio de estas potencias en un intervalo y así suavizando las variaciones rápidas lo que permite obtener mediciones estables incluso en situaciones de desequilibrio en el sistema [30,31]. En la Figura 11 se presenta el esquema general de un VSM0H.

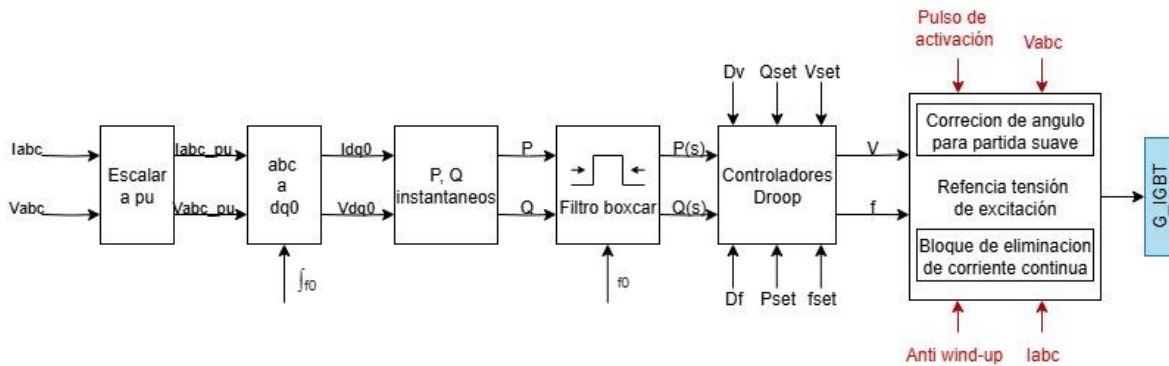


Figura 11: Esquema general control VSM0H [31].

El esquema de control del VSM0H recibe las señales de corriente I_{abc} y tensión V_{abc} , que primero se escalan a pu para normalizar sus magnitudes. Luego, estas señales se transforman de coordenadas abc a $dq0$ para separar las componentes de potencia activa y reactiva.

A partir de esto, se calculan las potencias instantáneas p y q , que pasan por un filtro *Boxcar* para obtener valores promediados y estables, minimizando fluctuaciones rápidas. Estas potencias filtradas son utilizadas por controladores *Droop* para ajustar la referencia de tensión de excitación del inversor, que finalmente genera las señales de conmutación para los IGBT, asegurando que la salida sea estable y sincronizada con la red.

3) Control por adaptación o *Matching Control*

Este modo de control iguala la transferencia de energía electromecánica utilizando la tensión del enlace CC del convertidor. Esto lo logra a través de un oscilador armónico conectado al convertidor, donde la tensión de enlace CC impulsa la frecuencia del oscilador, el cual a su vez dirige la modulación del inversor [28,29].

Por lo tanto, las cantidades físicas de las máquinas síncronas, como el momento de inercia y el coeficiente de amortiguamiento del rotor, están representadas por cantidades físicas análogas del inversor de la fuente de tensión CC [28]. En la Figura 12 se muestra el esquema general del *matching control*.

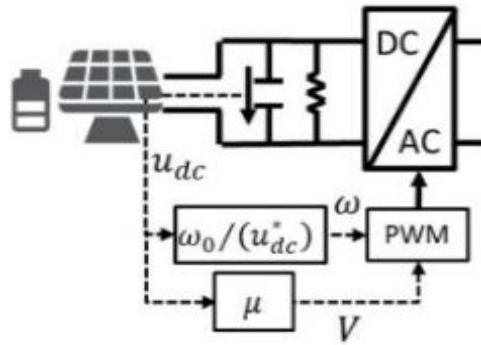


Figura 12: Esquema general *Matching Control* [32].

En este esquema, la tensión de salida del inversor se genera ajustando una referencia de tensión interna que depende de la frecuencia nominal (ω_0) y de un parámetro de acoplamiento μ , que modula la respuesta del sistema.

La señal de tensión generada se compara con la tensión medida en el lado de CC (u_{dc}) para calcular la diferencia necesaria para controlar el flujo de energía. El inversor utiliza modulación por ancho de pulso (PWM) para convertir esta referencia de tensión en señales de conmutación que controlan los dispositivos IGBT, permitiendo así entregar una tensión sincronizada y estable al sistema.

4) Virtual Oscillator Control

Este método de control al igual que el método *matching control* utiliza un oscilador, pero a diferencia de este, el VOC utiliza funciones con señales en el dominio del tiempo (en vez de fasores) para regular la tensión de salida, por lo que no utiliza el sistema dq ni $\alpha\beta$ [23,28,29]. Está diseñado para funcionar como una fuente de corriente dependiente de la tensión, conectada a un filtro LCR. L y C están diseñados para ajustar el oscilador y la resistencia se elige para garantizar un funcionamiento estable [29,30].

Debido a su diseño simple, sin cambios en el sistema de coordenadas y sin parámetros de regulación, resulta un control rápido y que actúa directamente sobre las perturbaciones [30]. En la Figura 13 se muestra esquema general de un control VOC.

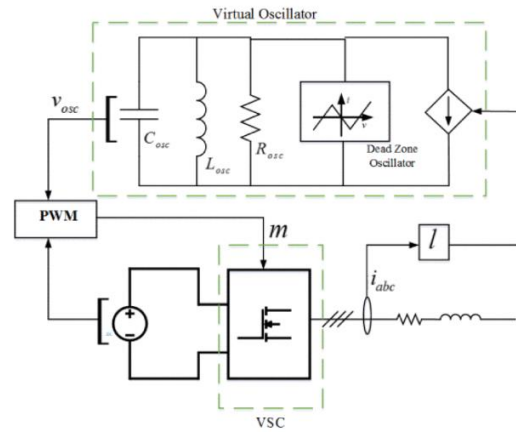


Figura 13: Esquema general de control VOC [30].

El control GFM basado en oscilador virtual (VOC) utiliza un modelo de oscilador no lineal para generar la señal de tensión del inversor. Este oscilador produce una referencia de tensión que se ajusta automáticamente para sincronizarse con la red y mantener la estabilidad. La señal de referencia se convierte en pulsos mediante PWM para controlar los IGBT. Este método permite una sincronización autónoma y una respuesta rápida ante cambios en la red, imitando el comportamiento de sistemas oscilatorios naturales.

5) Control directo de tensión

También conocido como control V/f, corresponde al método de control más directo para implementar en los inversores GFM. En este modo de control, tanto la referencia en la magnitud de la tensión como en la frecuencia son constantes [29,33]. Este control utiliza un único lazo para controlar la tensión del enlace de CC en control GFL y para controlar la tensión de CA en el control del GFM [29].

Este esquema de control resulta más útil en topologías del tipo líder/seguidor, en donde varios inversores con control GFL siguen a un inversor GFM líder. En el caso de múltiples inversores GFM, el ángulo de fase de sincronización debe ser compartido entre ellos a través de canales de comunicación [29]. Por lo tanto, este tipo de control no permite una operación descentralizada o la capacidad de ser despachado. Para terminar, en la Figura 14 se presenta un ejemplo del esquema de funcionamiento general para un control directo de tensión.

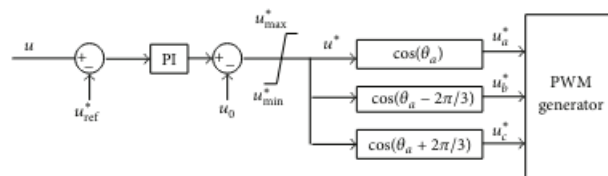


Figura 14: Esquema general de control directo de tensión [33].

3.5. Grid-following vs grid-forming

A modo de resumen, en las Tablas 2 y 3 se incluyen comparativas entre los inversores GFM y GFL [34].

Tabla 2: Comparación inversores GFL Y GFM Parte 1[34].

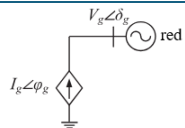
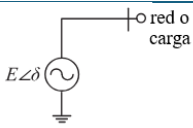
Punto de comparación	Inversores GFL	Inversores GFM
Función	Seguir la red	Formar la red
Representación		
¿Qué controla?	Corriente y fase de ángulo	Magnitud de la tensión y frecuencia/fase
Acoplamiento P y Q	Control desacoplado de P y Q	Leve acoplamiento entre P y Q
Qué asume de la operación de la red o confianza de la tensión de la Red.	Asume que la red opera bajo comportamiento normal (bien definido) y que el control está estrictamente regulado por otros (GS y GFM).	Asume la responsabilidad de formar y mantener segura le red. (Mantiene activamente su magnitud la tensión y frecuencia)
Comportamiento	Fuente de Corriente	Fuente de Tensión
Establecer Tensión y Frecuencia de la red	No	Si
Operación en escenarios de 100% penetración de IBR	No puede	Si puede (teóricamente) y puede coexistir con GFL
Respuesta de Inercia	No	Si
Operación modo isla	No	Si

Tabla 3: Comparación inversores GFL Y GFM Parte 2 [34].

Punto de comparación	Inversores GFL	Inversores GFM
Dependencia del PLL para sincronización	Necesita PLL o un control rápido equivalente para la sincronización	No necesita PLL para sincronización, pero puede utilizar para aplicaciones específicas.
Capacidad de proveer partida en negro (black-start)	No es posible (usualmente). Necesita voltaje en el punto de acoplamiento común para entregar P y Q.	Puede autoiniciarse en ausencia de tensión de red. Dependiendo de las capacidades de diseño, también puede reiniciar el sistema de energía en condiciones de apagón (<i>Black-out</i>)
Operación en sistema con condiciones de baja fortaleza	El rango de operación estable se puede mejorar con controles avanzados, pero aún está limitado a que necesita un mínimo nivel de fuerza del sistema	El rango de operación estable se puede lograr sin un mínimo requisito de fuerza del sistema (incluido operación isla)
Campo y estándares	Se ha estado usando comercialmente. Los estándares existentes y los estándares en desarrollo definen bien su comportamiento y las funcionalidades requeridas	Se ha implementado en combinación con el almacenamiento de baterías principalmente para aplicaciones aisladas. Los estándares existentes aún no definen bien su comportamiento y las funcionalidades requeridas

3.6. Grid-forming vs GS

Si bien tanto los IBR como los GS pueden ofrecer los servicios de seguridad esenciales para el SEP, aún existen desafíos para integrar niveles significativos de IBR. Esto es debido a las diferencias que presentan en comparación a los GS. Por ende, tanto el diseño como la planificación, las protecciones y el modo en que se opera el SEP deberán evolucionar y adaptarse para permitir el aumento en la penetración de los IBR, garantizando la seguridad y resiliencia del sistema frente a esta transición [1, 35]. En la Tabla 4 se presenta una comparación entre los IBR con control GFM y los GS.

Tabla 4: Comparación IBR GFM y GS [9,23,35].

Aspecto	IBR-GFM	GS
Impulsado por	Electrónica de potencia y software	Propiedades físicas de la máquina
Capacidad de respuesta	Muy Rápida	Rápida
Regulación de tensión	Excelente	Buena
Inercia	Poca o nula inercia	Gran inercia rotativa

Corriente de falla	Muy baja (depende de la estrategia de control)	Alta
Equipamiento	Interruptores electrónicos de potencia sensibles	Equipamiento resistente a valores extremos durante perturbaciones
Equipamiento auxiliar	Mínimo y propenso a desconexiones	Sensible
Servicios de fiabilidad	Puede proporcionar	Puede proporcionar
Implementación en sistemas aislados	Puede operar independientemente de la red principal en sistemas aislados o microrredes	Requiere conexión a la red principal para su sincronización y estabilidad

3.7. Grid-forming y BESS

Como se mencionó anteriormente, para que el control GFM pueda actuar frente a contingencias, este necesita tener disponibilidad de despacho, es decir, depende de la fuente de energía a la que esté conectado el inversor. Por esta razón en la literatura se señalan múltiples beneficios de combinar sistemas de almacenamiento BESS con control GFM [8,9,23,36-40].

Dentro de las características que ofrece esta configuración, destacan las siguientes:

- **Disponibilidad de energía:** Para los recursos eólicos y solares, el control GFM implica que deben operar continuamente por debajo de su capacidad máxima para poder actuar frente a perturbaciones. Con los sistemas BESS puede mantener una reserva constante de energía sin la necesidad de verter energía [8,37].
- **Facilidad de implementación y uso:** El control GFM en las turbinas eólicas puede resultar en un mayor y más frecuente estrés mecánico [37]. En cambio, las baterías de mayor escala no tienen es problema y solo necesitan modificaciones de software en los controles del BESS para implementar el control GFM siempre y cuando el hardware lo soporte [36,37].
- **Capacidad de partida en negro (*black-start*):** Los BESS con control GFM pueden apoyar en operaciones de *black-start*. Restaurando la red después de un apagón completo (*blackout*), sin la necesidad de depender de fuentes de energía externas. La flexibilidad que añade el control GFM tiene relación con la mejor capacidad de las baterías para apoyar en estas situaciones como se muestra en [37,41].
- **Capacidad de proveer inercia a la red:** En los BESS con GFM la característica inercial es programable y se implementa directamente en los terminales del inversor, por lo que no necesita controladores externos. Estas contribuciones de inercia pueden teóricamente variar

en un amplio rango de segundos, por lo que pueden ser ajustadas para distintas condiciones de operación y para contingencias [8].

- **Capacidad de control de frecuencia:** Al tener reserva de energía, los sistemas BESS con control GFM pueden responder de forma rápida a las desviaciones de frecuencia, pudiendo actuar en el control rápido y el control primario de frecuencia, ayudando a mantener la estabilidad del sistema durante periodos de tiempo mayores [37].
- **Capacidad de regulación de tensión:** Combinado con sistemas BESS, el control GFM puede regular tensión casi de manera instantánea mientras existan reservas de energía, inyectando o absorbiendo rápidamente la potencia reactiva, con el fin de mantener la tensión dentro de sus límites establecidos [8,37,40].

1) Proyectos BESS con GFM alrededor del mundo

En los últimos años se han implementado múltiples proyectos de BESS con GFM por todo el mundo, y aún más en proceso de adquisición. No obstante, la creación de proyectos a gran escala no ha tenido el mismo crecimiento, debido a que existe una escasez de proyectos piloto, en especial los que involucran una gran cantidad de inversores GFM en un mismo lugar.

Además, para poder realizar estudios más detallados sobre esta tecnología se requieren modelados que sean capaces de mostrar con mayor detalle el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos como lo es el modelado de transitorio electromagnético o electromagnetic transient modeling (EMT), lo cual presenta un desafío debido a las limitaciones computacionales actuales y a la falta de experiencia [9,40]. En la Tabla 5 se presentan algunos de los proyectos BESS con GFM que están en operación y algunos en construcción.

Tabla 5: Proyectos BESS con GFM [9].

Nombre del Proyecto	Ubicación	Tamaño (MW)	Fecha
Project #1	Kauai, EE. UU.	13	2018
Kauai PMRF	Kauai, EE. UU.	14	2022
Kapolei Energy Storage	Hawaii, EE. UU.	185	2023
Hornsedale Power Reserve	Australia	150	2022
Wallgrove	Australia	50	2022
Broken Hill BESS	Australia	50	2023
Riverina and Darlington Point	Australia	150	2023
New England BESS	Australia	50	2023
Dalrymple	Australia	30	2018
Blackhillock	Gran Bretaña	300	2024
Bordesholm	Inglaterra	15	2019
Kilmmrock	Gran Bretaña	300	2025
Eccles	Gran Bretaña	400	2026
Coyston	Gran Bretaña	50	2024
Neilston	Gran Bretaña	50	2024

A continuación, se detallan algunas de las experiencias internacionales más importantes en la implementación de equipos BESS con GFM [9,41,42]:

a) Kauai

Desde 2018 ha estado operando el sistema de almacenamiento BESS con GFM de 13 MW como parte de una planta solar fotovoltaica en Kauai. La capacidad máxima de la planta es 70 MW. La planta ha operado de manera estable durante las contingencias en la red, proporcionando una respuesta instantánea a desviaciones en la frecuencia y en la tensión.

Por otro lado, desde abril de 2022 se han reconvertido partes de una segunda PFV+BESS a control GFM. Esta segunda planta posee 14 MW con un control GFM diferente al de la primera. Desde agosto, la planta se ha reconvertido en su totalidad a inversores GFM, y no se han observado interacciones negativas entre las dos plantas con control GFM.

b) Hawái

La compañía eléctrica de Hawái (HECO por sus siglas del inglés “*Hawaiian Electric Company*”) ha realizado múltiples estudios en EMT para plantas fotovoltaicas con BESS, tanto para modos de operación GFL como GFM. Estos estudios dieron como resultado que los BESS con control GFM eran cruciales para la estabilidad del sistema en un futuro cercano. Es por esto por lo que actualmente GFM en HECO está implementando proyectos BESS con una capacidad instalada proyectada de 185 MW.

c) Australia

El proyecto *Dalrymple BESS* (30 MW/8 MWh) fue el primer proyecto de GFM conectado a la transmisión en el mercado nacional de electricidad (NEM). La planta *South Australia Hornsdale Power Reserve* (HPR) BESS ha sido actualizada de control GFL a control GFM con capacidades para proporcionar servicio de inercia a la red en julio de 2022. Además, se presentan los siguientes sistemas de almacenamiento BESS con control GFM:

Wallgrove BESS GFM: desarrollada por Tesla con una capacidad de 50MW/75MWh, comenzó su operación comercial en diciembre de 2022.

Broken Hill BESS: *Australian gas light Energy* puso en marcha el proyecto BESS con GFM de 50MW/100MWh. Este proyecto comenzó su construcción en 2022, y comenzó su operación en 2023.

Sistema de almacenamiento de energía *Riverina y Darlington Point*: Edify Energy aseguró el financiamiento para tres proyectos BESS con GFM de Tesla con una capacidad total de 150MW/300MWh.

New England BESS: *Ayala corporation energy* comenzó la construcción de la BESS con GFM de 50MW/50MWh en primavera de 2022, y se encuentra operativa desde 2023.

El 17 de diciembre de 2022, la Agencia Australiana de Energía Renovable (ARENA) anunció la cofinanciación de ocho baterías GFM adicionales de gran escala en Australia con una capacidad total del proyecto de 2 GW/4m2 GWh, que estarán operativas para 2025.

d) Gran Bretaña

En Gran Bretaña se encuentran los proyectos derivados del *Stability Pathfinder*, de los que destaca el BESS *Blackhillock* el cual está diseñado para proporcionar 380 MW de inercia al sistema (1,6 s de constante de inercia) y una capacidad de cortocircuito aproximada de 84 MVA. Actualmente se encuentra en desarrollo la primera etapa, la cual conlleva una potencia de 200 MW conectados al sistema de transmisión de 275 [kV], y su puesta en servicio está prevista para finales de 2024. Además, se prevé su expansión a 300 MW en el año 2024.

Por otra parte, se encuentra en desarrollo el proyecto *Kilmrnoch south* BESS, el cual contará con una capacidad de 300 MW y estará conectado al sistema de transmisión de 400 [kV], y se espera su puesta en marcha en 2025. Finalmente se encuentra el proyecto *Eccles* BESS con GFM, diseñado para tener una capacidad de 400 MW y conexión al sistema de transmisión de 400 [kV]. Se espera su puesta en marcha para el año 2026.

3.8. Normativa internacional en requerimientos para inversores grid-forming en redes con alta penetración de IBR

Un desafío que enfrentan actualmente los fabricantes y desarrolladores es la falta de especificaciones técnicas detalladas para las capacidades GFM requeridas por los operadores de sistemas independientes, las organizaciones regionales de transmisión y las compañías de servicios públicos. Además, no existen suficientes incentivos para que los desarrolladores y propietarios de almacenamiento en baterías implementen la funcionalidad GFM [8,37,42].

Para abordar este problema, muchos operadores y entidades internacionales han comenzado a entregar sus requisitos técnicos y requerimientos para la integración de GFM. En la revisión de la literatura disponible en [9] realizado por la *North American Electric Reliability Corporation* se detallan las distintas experiencias y requerimientos de GFM hasta la fecha.

1) Alemania

El Instituto Alemán FNN (*Forum Network Technology/Network Operation*) publicó el año 2020 una guía sobre el comportamiento de GFM en sistemas HVDC y plantas conectadas en CC. Esta guía sirve como complemento a la guía de conexión a sistemas HVDC VDE-AR-N-4131, y en ella se describe el comportamiento dinámico de la potencia activa con la frecuencia y el control dinámico de tensión sin una corriente reactiva específica.

El estudio consiste en un procedimiento de verificación de conformidad para recursos GFM, incluyendo métodos para especificar el comportamiento de las referencias, descripción de pruebas (como redes y escenarios) y añadiendo criterios de validación. El estudio obtuvo como resultado que los inversores GFM presentaban una respuesta inmediata y un comportamiento estabilizador de la red al momento de contrarrestar perturbaciones en el sistema.

2) Gran Bretaña:

El código de red de Gran Bretaña GC0137 donde se entregan las especificaciones mínimas requeridas para la capacidad de GFM fue aprobado en febrero de 2022. La normativa fue aplicada por el operador de red NGENSO (*National Grid Electricity System Operator*) para abordar los problemas de estabilidad en la red, causados por el aumento en la penetración de IBR.

Con el fin de ayudar a los interesados en comprender los requisitos de GFM, NGEZO publicó la guía de mejores prácticas de GBGF (de las siglas “*Great Britain Grid-Forming*”) en abril de 2023. En esta guía se establece un comportamiento esperado para los inversores con GFM, el cual debe ser equivalente a un GS con relación a limitar la tasa de cambio de la frecuencia, inyectar potencia activa y corriente de falla de forma instantánea a la red, entre otras características.

Por otra parte, mientras se desarrolla el mercado para la capacidad de GFM, NGEZO ha propuesto una serie de licitaciones llamadas “*Stability PathFinder*” con el fin de obtener servicios de fortaleza de red e inercia en determinados lugares. La primera fase solo estuvo abierta a soluciones síncronas donde se adjudicaron múltiples GS.

En la segunda fase, la cual estaba abierta a nuevas tecnologías se adjudicaron 5 proyectos BESS con GFM, los ya mencionados de *Blackhillock*, *Kilmmrock* y *Eccles*, adjudicados por la empresa Zenobe y *Coylton Greener Grid Park* y *Neilston Greener Grid Park*, ambos de 50 MW y adjudicados por la empresa Starkraft. Estos proyectos deberían entrar en funcionamiento antes del 2026.

3) Finlandia

En este país, se planea la conexión de un gran número de sistemas BESS a la red. Sin embargo, estudios comprobaron que el control GFL no es capaz de establecer una operación estable, por lo que la medida propuesta es utilizar sistemas BESS con control GFM. Actualmente, se planea que uno de los requerimientos para que los proyectos BESS se conecten a la red, es que utilicen un control del tipo GFM.

Dentro de este ámbito el operador de red, *Fingrid*, ha determinado ciertos requisitos para la incorporación de GFM, los cuales deben ser capaces de auto-sincronizarse, operar de manera independiente y proporcionar varios servicios de sincronización, como potencia de sincronización, corriente de falla, inercia virtual, soporte autónomo y control de tensión y de frecuencia, entre otros.

4) Australia

El operador de red de Australia AEMO (*Australian Energy Market Operator*) publicó en mayo de 2023 un documento llamado “*Voluntary Specification for Grid-forming Inverters*”. Dentro de los requisitos propuestos en este documento se encuentran:

- Una respuesta reactiva casi instantánea (<5 ms) a un paso de magnitud de tensión extremo con el fin de oponerse en el cambio de tensión en la red.
- La respuesta inercial de los inversores GFM debe ser inherente (sin cálculo de frecuencia), es decir, debe reaccionar de forma casi instantánea a cualquier desbalance de potencia activa en la red. Para el caso que la inercia sea configurable, esta debe ajustarse según las condiciones y requisitos de la red.
- Operar de manera estable con un SCR muy bajo, según lo definido por el operador del sistema.

- Proporcionar amortiguación frente oscilaciones, entre otras.

AEMO actualmente está trabajando en el desarrollo de un plan de prueba y métricas para cada una de las capacidades cualitativas para cuantificar los requisitos y demostrar que un dispositivo cumple con las especificaciones, que se publicó en 2024.

5) Estados Unidos

El operador de red de Texas ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*) ha enfrentado desafíos significativos, como lo fueron los eventos Odessa 1 y 2 en 2021 y 2022 respectivamente. A raíz de esto, ERCOT ha enfocado sus esfuerzos en mejorar la capacidad y el rendimiento de los IBR, así como en mejorar el sistema de transmisión.

ERCOT, siguiendo las pautas de NERC e IEEE 2800, está desarrollando requisitos para implementar sistemas de almacenamiento con control GFM, incluyendo rendimiento, modelos y verificación.

6) Unión Europea

a) MIGRATE

En 2019, el proyecto financiado por la unión europea MIGRATE propuso un alto nivel de definición de las funciones esperadas en un inversor GFM, que incluyen:

- Comportarse como una fuente de tensión.
- Sincronizarse con otras fuentes de GFM.
- Operar de manera autónoma tras una desconexión que provoque la operación en isla.
- Limitar la magnitud de la corriente de salida.
- Ser compatible con todos los dispositivos conectados al sistema, especialmente las máquinas síncronas y fuentes de generación con inversores GFL.

b) ENTSO-E

Por su parte la red europea de operadores del sistema de transmisión ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), publicó en el 2023 el reporte “*High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters*”, donde define siete propiedades fundamentales de un inversor GFM:

- Establece la tensión del sistema, no depende de que se le proporcione una tensión estable.
- Contribuye a las corrientes de falla, secuencia positiva y negativa dentro del primer ciclo.
- Contribuye a la inercia total del sistema, limitado por la capacidad de almacenamiento de energía.

- Apoya la supervivencia del sistema para permitir la operación efectiva de la desconexión de demanda de baja frecuencia para la operación en islas.
- Contrarresta desequilibrios en la tensión del sistema.

c) OSMOSE

El proyecto financiado por la unión europea OSMOSE en su informe “*Analysis of Synchronization Capabilities of BESS Power Converters*” del año 2022, definió capacidades técnicas mínimas para inversores GFM. Según esta especificación, una unidad GFM debe, dentro de su potencia y corriente nominales, ser capaz de auto-sincronización, operación independiente y proporcionar servicios de sincronización. Además, las capacidades GFM deben incluir:

- Respuesta inercial: salida inmediata de potencia activa tras un cambio de frecuencia.
- Fuerza de red: Salida inmediata de potencia reactiva en respuesta a una variación de la tensión de la red
- Corriente de falla inyección inmediata de corriente tras una caída de tensión, limitada por las capacidades del convertidor. Esta corriente debe distribuirse entre componentes activos y reactivos en los primeros instantes de la falla, de forma dependiente de la impedancia del sistema (y no del controlador). En casos de fallas asimétricas, el sistema debe ser capaz de manejar componentes de secuencia positiva y negativa, cuya prioridad puede ser definida por el operador del sistema.

7) UNIFI Consortium

El Consorcio de Interoperabilidad Universal para inversores GFM (UNIFI) es un proyecto financiado por el Departamento de Energía de EE. UU. para avanzar en el desarrollo de la tecnología GFM. El consorcio desarrolló la primera versión de un conjunto de especificaciones que describen requisitos de rendimiento a nivel de planta y unidad para tecnologías GFM. Dentro de estos requisitos se encuentran:

- Soporte autónomo de tensión y frecuencia de la red.
- Reparto de potencia activa y reactiva.
- Operación robusta en redes con bajo SCR.
- Soporte de operación en redes desequilibradas.
- Tolerancia y respuesta a fallas, incluyendo respuesta a fallas asimétricas.
- Respuesta a saltos de fase.
- Operación en isla de forma intencional.

Los requisitos se consideran la capacidad mínima de los recursos GFM. Otras capacidades adicionales como la capacidad de *blackstart* y la capacidad de sobre corriente a corto plazo también se encuentran en las especificaciones.

8) ESIG

El Grupo de Integración de Sistemas Energéticos (ESIG) publicó en marzo de 2022 un informe técnico sobre la tecnología GFM. En este informe, se abarca los principios básicos de los inversores GFM y GFL, el cambio en las necesidades del sistema de energía con el aumento de los IBR y los compromisos entre las necesidades del sistema y los recursos.

También detalla los servicios proporcionados por GFM y los requisitos técnicos globales, especialmente en relación con el problema del “huevo y la gallina” en el despliegue de GFM y los incentivos necesarios, donde por un lado no existe una demanda clara en cuanto a especificaciones técnicas para los inversores GFM, y a su vez a los operadores de red se les dificulta el exigir funcionalidades a los IBR que no estén ampliamente disponibles. Además, se abordan la caracterización avanzada y las pruebas de recursos GFM.

Capacidades mínimas para los inversores GFM

Dentro de los requerimientos mencionados en la sección anterior destacan los presentados por el operador australiano AEMO en su documento “*Voluntary Specification for Grid-forming Inverters*” del 2023 y el documento de enero del 2024 “*Voluntary Specification for Grid-forming Inverters: Core Requirements Test Framework*” donde se detallan las pruebas realizadas para comprobar las capacidades mínimas de los inversores [43,44]. En ambos documentos se definen las siguientes capacidades mínimas:

- Comportamiento de la fuente de tensión (*voltage source behaviour*)
- Respuesta en el dominio de frecuencia (*frequency domain response*)
- Respuesta inercial (*inertial response*)
- Sobrevive a la última conexión sincrónica (*surviving the last synchronous connection*)
- Operación en redes débiles y soporte de la fortaleza del sistema (*weak grid operation and system strength support*)
- Amortiguación de oscilaciones (*oscillation damping*)

El inversor debe comportarse como una fuente de tensión regulada, similar a una máquina síncrona, estableciendo una referencia propia de voltaje. Esta capacidad es esencial para operar sin depender de una fuente externa y para formar la red en condiciones de baja inercia.

También debe responder adecuadamente ante perturbaciones en el dominio de frecuencia, mostrando un comportamiento estable frente a distorsiones armónicas o cambios rápidos, lo que garantiza un desempeño robusto del control en condiciones dinámicas.

Pese a no tener masa rotante, el inversor debe emular una respuesta inercial, entregando o absorbiendo potencia ante variaciones bruscas de frecuencia. Esto permite limitar el RoCoF y estabilizar el sistema en los primeros segundos tras una contingencia.

Debe ser capaz de operar de forma autónoma incluso si se desconecta la última máquina síncrona. Esta capacidad asegura que el inversor pueda mantener el control de tensión y frecuencia sin depender de generación convencional.

Los inversores GFM deben funcionar correctamente en redes con bajo nivel de cortocircuito, manteniendo la estabilidad y aportando soporte a la fortaleza del sistema. Esto es especialmente relevante en escenarios con alta penetración renovable y baja rigidez de red.

Además, deben contribuir a la amortiguación de oscilaciones de potencia y tensión después de eventos transitorios, ayudando a evitar resonancias y mejorando la estabilidad dinámica del sistema.

A partir de esto, se definen las siguientes pruebas detalladas en la Tabla 6:

Tabla 6: Resumen de pruebas para inversores GFM [44].

Número de Prueba	Nombre de la Prueba	Prueba	Capacidad a evaluar
1	Pérdida de máquina síncrona – descarga	Funciones básicas para inversores GFM (solo BESS)	A, C, D, E, F
2	Pérdida de máquina síncrona – carga	Funciones básicas para inversores GFM (solo BESS)	A, C, D, E, F
3	Pérdida de máquina síncrona – límites	Funciones básicas para inversores GFM, límites (solo BESS)	A, C, D, E, F
4	Pérdida de máquina síncrona - equilibrio de potencia	Funciones básicas para inversores GFM	A, C, D, E, F
5	RoCoF arriba y abajo	Estabilidad del control	C, E
6	Reducción de SCR con falla	Estabilidad del control	A, C, E, F
7	Cambio de paso de ángulo	Funciones básicas para inversores GFM	A, C, E, F

Las pruebas descritas en la Tabla 6 permiten verificar de manera práctica estas capacidades mínimas. Las primeras pruebas simulan la pérdida de máquinas síncronas para evaluar si el inversor puede sostener la red como fuente de tensión, operar en redes débiles y responder con inercia.

Las pruebas restantes analizan el comportamiento ante variaciones rápidas de frecuencia o ángulo, comprobando si el inversor puede mantener el control y amortiguar oscilaciones. Cada prueba está asociada a capacidades específicas, asegurando una evaluación integral del desempeño de los inversores GFM.

3.9. Requerimientos de inercia y potencia de cortocircuito en el SEN

El informe "Requerimientos de Inercia y Potencia de Cortocircuito al año 2030 en el SEN" [45] desarrollado por *DIGSILENT PowerFactory* para el Coordinador Eléctrico Nacional presenta una serie de escenarios proyectados, evaluando la inercia disponible en el sistema y su impacto en la estabilidad de frecuencia y tensión.

Los resultados del estudio indican que, sin la incorporación de medidas de mitigación, la reducción de unidades sincrónicas podría comprometer la estabilidad operativa. En particular, se identificaron áreas del sistema con valores críticos de inercia y potencia de cortocircuito, las cuales podrían requerir la implementación de dispositivos adicionales como inversores GFM, CS o BESS. Esto en conjunto con los escenarios y contingencias, se ocupan como base para el desarrollo de esta memoria.

1) Escenarios de inercia y compensación

El estudio modela distintos escenarios en función de la generación renovable proyectada y la capacidad de los recursos sincrónicos remanentes. Además, analiza contingencias de severidad 4 y 5 bajo diferentes configuraciones, evaluando la respuesta del sistema ante pérdidas de generación y eventos de alta demanda.

Las iteraciones realizadas en el estudio muestran que el SEN requerirá una combinación de estrategias para mantener su estabilidad. En particular, los resultados sugieren que la inercia total del sistema podría verse comprometida en escenarios donde la generación basada en IBR supere el 70% sin mecanismos de compensación adecuados.

2) CS propuestos

En el estudio, se proponen los siguientes CS como medida de solución para mantener la estabilidad del sistema. El análisis involucra dos periodos representando el 2025 y 2030 donde se obtienen distintos conjuntos de CS.

El estudio utilizó simulaciones dinámicas en RMS con un modelo del SEN ajustado a condiciones de generación y demanda para 2025 y 2030, considerando distintas configuraciones renovables y niveles de recursos sincrónicos. Se evaluó la estabilidad de tensión y frecuencia aplicando contingencias de severidad 4 y 5, correspondientes a cortocircuitos bifásicos y desconexión de grandes unidades o agrupaciones, para medir la capacidad del sistema de mantener márgenes adecuados bajo alta penetración renovable.

A continuación, se presenta la Tabla 7 con los CS para el año 2025.

Tabla 7: CS propuestos para el año 2025.

No.	Condensador	Red	Potencia Nominal (MVA)	Observaciones
1	CS Ana María	00-Norte Grande	416	Refuerza zonas críticas en el Norte
2	CS Illapa	01-Atacama	259	Contribuye a la compensación regional
3	CS Likanantai	00-Norte Grande	266	Mejora la fortaleza de red local
4	CS Nueva Chuquicamata	00-Norte Grande	81	Optimización de potencia en subestación

En el escenario 2025, la incorporación de CS permitió mejorar la respuesta de frecuencia del sistema ante contingencias graves. La inclusión de estos CS aportó mayor inercia efectiva, reduciendo el RoCoF y mejorando el nadir de frecuencia. En particular, se logró mantener la frecuencia por encima de los límites operativos críticos en la mayoría de las contingencias evaluadas.

En la Tabla 8 se presentan los CS propuestos para el año 2030.

Tabla 8: CS propuestos para el año 2030.

Condensador	Red	Potencia Nominal (MVA)	Observaciones
CS Algarrobal	01-Atacama	90	Refuerzo en áreas con alta penetración de ERV
CS Kimal	00-Norte Grande	768	Compensación principal en el Norte
CS Nueva Pozo Almonte	00-Norte Grande	90	Incremento de la estabilidad en conexión crítica
CS Parinas	00-Norte Grande	94	Mejora el soporte de inercia en la zona

Para 2030, con mayor penetración de generación basada en convertidores y menor aporte síncrono, los condensadores síncronos fueron fundamentales para mitigar la pérdida de inercia y mantener la estabilidad primaria, aunque en escenarios extremos requirieron apoyo de control GFM o respuesta rápida.

3) Conclusiones y recomendaciones del estudio [45].

Los hallazgos del estudio resaltan la necesidad de una planificación estratégica para garantizar la estabilidad del SEN al 2030. Los autores recomiendan la incorporación de tecnologías de respaldo, incluyendo:

- Implementación de inversores GFM con capacidad de proporcionar inercia sintética.
- Uso de CS en puntos claves del sistema para mejorar la fortaleza de la red.
- Integración de sistemas BESS con estrategias de control que permitan una rápida respuesta ante perturbaciones.

Capítulo 4

4. Metodología

La metodología propuesta para lograr los objetivos planteados se dividirá en 2 partes. La primera se realizará utilizando el modelo de 9 barras de la IEEE, con el objetivo de determinar el esquema de control GFM a utilizar para las simulaciones en el SEN y poder compararlos con los CS. La segunda parte de la metodología se centrará en el modelo del SEN y las simulaciones a realizar en este.

4.1. Sistema de prueba tipo IEEE de 9 barras

Para el modelo de 9 barras de IEEE la metodología consta de tres etapas las cuales se presentan en la Figura 15.

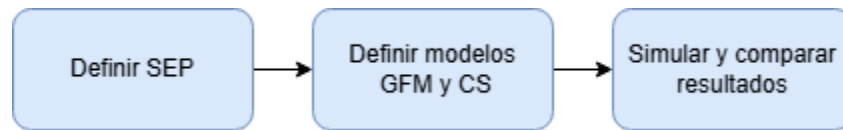


Figura 15: Metodología propuesta para el modelo IEEE de 9 barras. Elaboración propia.

1) Etapa 1: Definición del SEP

Para determinar el modo de control de GFM a utilizar y compararlo con los CS licitados al 2028, se realizarán pruebas preliminares utilizando el modelo de 9 barras de la IEEE.

El sistema de estudio considera tres generadores síncronos conectados en las barras 1, 2 y 3, respectivamente. Además, el modelo considera tres transformadores que vinculan las barras 1–4, 2–7 y 3–9. Complementariamente, el sistema incorpora tres cargas distribuidas en las barras 5, 6 y 8, conformando así una topología representativa para el análisis de estabilidad dinámica de tensión frente a perturbaciones. El diagrama unilineal del sistema se muestra en la Figura 16

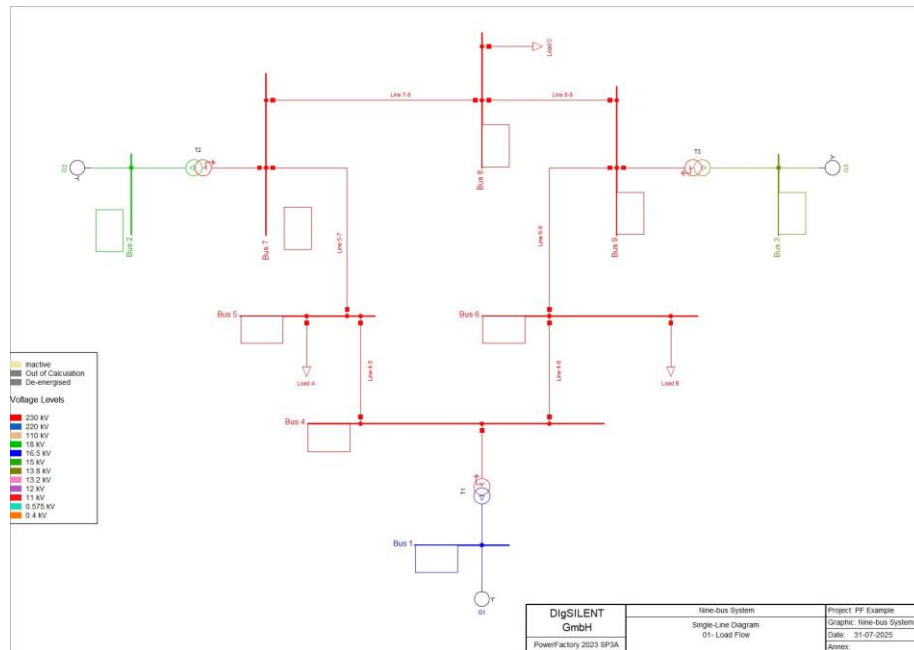


Figura 16: Sistema 9 barras IEEE.

2) Etapa 2: Definición de modelos GFM y CS

Los modelos de GFM a utilizar solo serán los disponibles en la librería de *DIGSILENT PowerFactory* correspondientes al control *VSM* y al control *Droop*. Es importante mencionar que la librería incluye el controlador sincro-convertidor, pero este requiere de modelado *EMT* para poder capturar su dinámica completa. En cambio, los esquemas *VSM* y *Droop* han sido ampliamente validados para estudios de gran tamaño como lo es el SEN, además de su compatibilidad en el marco del modelado RMS.

Por otra parte, los modelos de los CS serán proporcionados por el Coordinador Eléctrico Nacional y se encuentran detallados en la Tabla 9:

Tabla 9: CS licitados para el año 2028

No.	Condensador	Modelo eléctrico/Empresa
1	CS Ana María	Transelec
2	CS Monte Mina	Transelec
3	CS Ana María	Alupar
4	CS Illapa	Alupar
5	CS U15	Engie

Si bien son 5 los CS licitados para el año 2028, los modelos eléctricos utilizados para evaluar el desempeño dinámico son 3, uno por cada empresa. Estos modelos se simularán por separado en el punto de conexión para después ser comparados con los esquemas de control GFM.

3) Etapa 3: Simulación y comparación de resultados

Utilizando el software *DIgSILENT PowerFactory* se realizarán simulaciones RMS, ejecutando fallas trifásicas con una duración de 140 [ms] en el punto de conexión de los GFM o CS.

La contingencia más exigente, establecida con simulaciones previas corresponde a un cortocircuito trifásico en la línea que conecta las barras 5 y 7. Esto se determinó a partir de la respuesta en la tensión de los generadores donde se observa que solo para esta falla hay pérdida completa del sincronismo y de tensión en las barras. Para el análisis, la compensación, ya sea mediante CS o inversor GFM, será conectada en la barra 7 por su cercanía a la falla al ser un control local.

Por otra parte, se monitoreará la evolución de la tensión en la barra 3, dado que esta presenta la respuesta dinámica más crítica frente a la perturbación considerada. Además. Para tener una variable extra en la comparación del desempeño de los inversores GFM y los CS se verificará la respuesta de cada uno de estos en potencia reactiva durante la falla.

Para fines comparativos, se normalizaron las potencias máximas de los CS y de las baterías con GFM a 100 MVA. Es decir, a cada modelo eléctrico, ya sea de GFM o CS se le asignó una potencia de 100 MVA para poder comparar su respuesta de manera correcta.

4.2. Sistema Eléctrico Nacional

Para el modelo del SEN, la metodología constará de cinco etapas principales realizando iteraciones en dos de ellas. La Figura 17 presenta el esquema metodológico para el modelo del SEN:

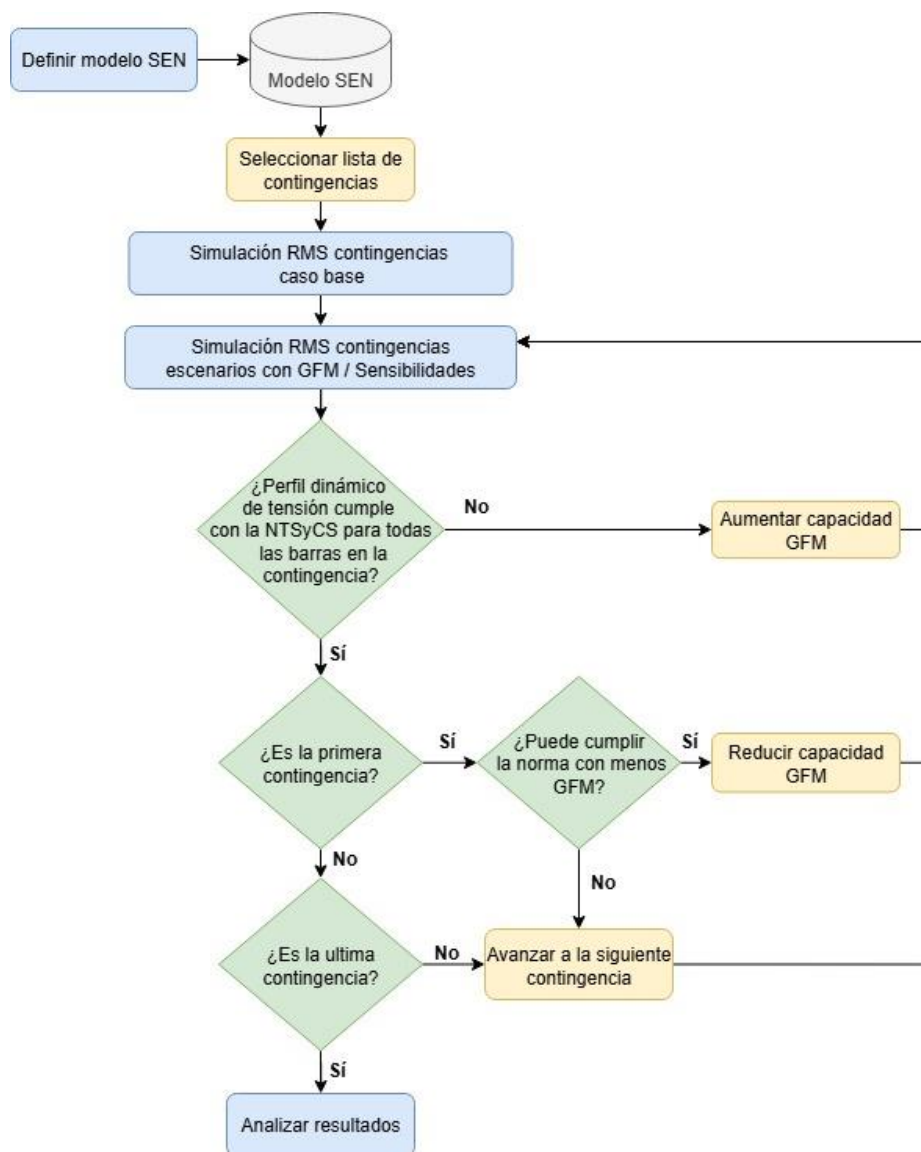


Figura 17: Esquema metodológico para el modelo del SEN. Elaboración propia.

Como se observa en la Figura 17, las etapas de simulación de escenarios con GFM y simulación de sensibilidades comparten la parte iterativa del flujo y ambos llegan al análisis de resultados.

1) Etapa 1: Definición del modelo

Para el modelo del SEN se definen los escenarios a estudiar, basados en un modelo del SEN actual proyectado a una transición energética acelerada en el año 2030. Es decir, se contemplará el retiro anticipado de centrales de generación síncrona, más específicamente, centrales térmicas. Los

escenarios por estudiar serán similares a los planteados en [7], considerando un escenario de demanda alta de día y un escenario de demanda baja de noche.

Previo a la simulación del caso base, se deben seleccionar las contingencias a evaluar en el estudio dinámico. Al estar este trabajo orientado al estudio de la recuperación dinámica de la tensión se escoge como contingencia cortocircuitos, los cuales vienen detallados en la NTSyCS como contingencias de severidad 4 (contingencia simple). De esta forma se podrá evaluar sus efectos en los perfiles dinámicos de tensión en las barras del SEN.

Para el caso base, al ser para el año 2030, se incorporarán los CS al modelo del SEN, y se ejecutarán las fallas de severidad 4 con el fin de identificar en cuales fallas existen tensiones que no cumplan con lo estipulado en la norma técnica.

La base de datos que contiene el modelo del SEN proyectado al 2030 corresponde a la mencionada en el documento “Requerimientos de Inercia y Potencia de Cortocircuito al año 2030 en el SEN” [45]. Para esta memoria, se utilizarán 2 escenarios base al 2030, el escenario 30PLP y el escenario 30T2. El escenario 30T2 corresponde a un escenario de noche. Por otra parte, el escenario 30 PLP a un escenario de día propuesto por el Coordinador. El detalle de estos escenarios se presenta en la Tabla 10:

Tabla 10: Resumen de generación, demanda y transferencias de potencia en los casos de estudio.

Generación	Escenario	
	Día 2030 (30PLP)	Noche 2030 (30T2)
Térmica [MW]	163 (1,3%)	1094 (11,7%)
Hidro [MW]	2443 (19,5%)	5179 (55,7%)
PV [MW]	7636 (60,9%)	0 (0%)
Eólica [MW]	2277 (18,3%)	3026 (32,6%)
Total [MW]	12521 (100%)	9299 (100%)
Generación estática [% del total]	79,2%	32,6%
Inercia total (Sin GFM ni CCSS) [GVAs]	15,6	33,1
Inercia norte grande [GVAs]	0,13	1,4
Transferencias. Norte ->Centro [MW]	3747	-2801
Transferencias. Sur->Centro [MW]	-324	4052
Transferencias. HVDC Lado Kimal [MW]	2509	-1456

Para las simulaciones se selecciona el escenario 30T2 para representar condiciones de operación nocturna, caracterizadas por una alta participación hidroeléctrica (55,7%) y eólica (32,6%), con baja generación térmica (11,7%). En contraste, el escenario 30PLP que representa el periodo diurno, destacando por una alta penetración solar fotovoltaica (60,9%) y un mínimo aporte térmico (1,3%), lo que da lugar a una mayor participación de generación renovable (79,2%). Esta última condición se considera crítica desde el punto de vista de la estabilidad de tensión.

Ambos escenarios presentan diferencias significativas en la inercia del sistema. En el escenario 30 PLP, la inercia total es de 15,6 GVAs, mientras que en el escenario 30T2 alcanza 33,1 GVAs. En particular, la inercia en el norte grande es muy baja en el caso diurno (0,13 GVAs), lo que agrava la vulnerabilidad ante contingencias en esa zona.

Las transferencias de potencia también reflejan un comportamiento contrastante entre escenarios, destacando flujos Norte–Centro de 3747 MW en el escenario 30PLP y flujos inversos en el escenario 30T2. Estos valores permiten contextualizar la necesidad de evaluar configuraciones con distintos niveles de soporte inercial, como los proporcionados por GFM o CS.

La fortaleza de la red para el modelo es insuficiente en región del Norte Grande y el Norte Chico del SEN para el escenario 30PLP como se indicó en [45]. En efecto, el ESCR es menor a 1 en numerosas barras de 220 [kV] y 500 [kV] en la región del Norte Grande. Recordando que el ESCR debe ser mayor a 1.5 para no ser inestable. Esto debido a la baja generación sincrónica de la zona. Como resultado se espera ver una mayor inestabilidad en la tensión para las contingencias en el Norte Grande.

Otro detalle a notar del modelo es que la línea HVDC Kimal -Lo Aguirre el sistema no cumple con los requerimientos mínimos de fortaleza de la red. El índice ESCR es de 0,24 en la barra Kimal 220 [kV] para el escenario 30PLP y 1,98 en escenario 30T2. Para la barra Lo Aguirre es de 1,06 en el escenario 30T1 y 3,29 en el escenario 30T2 siendo este último el único que cumple con la normativa [7].

2) Etapa 2: Simulación del caso base

Inicialmente, se implementarán en el modelo los CS licitados al 2028, según lo especificado en la Tabla 11, con el fin de realizar simulaciones de cortocircuito y evaluar el comportamiento dinámico de la tensión en las distintas barras del sistema.

Tabla 11: CS licitados al 2028. CEN.

No.	Condensador	Red	Potencia Nominal [MVA]	Empresa
1	CS Ana María	00-Norte Grande	92	Transelec
2	CS Monte Mina	00-Norte Grande	92	Transelec
3	CS Ana María	00-Norte Grande	360	Alupar
4	CS Illapa	01-Atacama	270	Alupar
5	CS U15	00-Norte Grande	147	Engie

Las simulaciones dinámicas realizadas para el estudio tendrán una duración de 2 [s], considerando que la norma establece que luego de superada la contingencia, la tensión no debe descender de los 0,8 [pu] pasados 1 [s] lo cual se encuentra explícito en el artículo 5-39 disponible en la sección 2.2 de este documento. Por otra parte, el paso de simulación utilizado es establecido en 0,2 [ms], con el objetivo de garantizar una adecuada resolución temporal, especialmente en los primeros instantes posteriores al despeje de la falla.

Adicionalmente, se determina el error máximo permitido de 0,1 [%] para las ecuaciones del modelo dinámico, con el fin de asegurar la precisión numérica de los resultados. Este criterio fue aplicado a las variables internas de los modelos de control de inversores, generadores, compensadores y elementos de red, siguiendo las recomendaciones del software *DIgSILENT PowerFactory* para simulaciones RMS con dispositivos de electrónicos de potencia.

a) Contingencias

Para ambos escenarios se realizarán cortocircuitos en un circuito de las principales barras de 220 [kV] del Norte Grande y otras zonas del sistema, incluyendo una falla en un polo de la línea HVDC y todo el corredor de 500 [kV]. Estas contingencias se extraen de [45], y se detallan en la Tabla 12.

Tabla 12: Contingencias a realizar en el SEN.

Código Base de datos	Línea afectada	Nivel de tensión [kV]	Zona
C1	Kimal - Los Changos	500	Norte Grande
C2	Los Changos – Parinas	500	Norte Grande
C3	Parinas – Cumbres	500	Norte Grande
C4	Cumbres – Nva Cardones	500	Norte Chico
C5	Nva Cardones – Nva Maitencillo	500	Norte Chico
C6	Nva Maitencillo – Nva Pan de Azúcar	500	Norte Chico
C7	Nva Pan de Azúcar – Polpaico	500	Norte Chico
C8	Polpaico – Lo Aguirre	500	Centro
C9	Lo Aguirre – Alto Jahuel	500	Centro
C10	Alto Jahuel – Ancoa	500	Centro
C11	Ancoa - Charrúa	500	Sur
C15	Tarapacá -Lagunas	220	Norte Grande
C16	Encuentro -Kimal	220	Norte Grande
C17	Crucero – María Elena	220	Norte Grande
C18	Changos Kapatur	220	Norte Grande
C19	Maitencillo Don Héctor	220	Norte Chico
C20	C. Navia – Lo Aguirre	220	Centro
C21	Charrúa – Mulchén	220	Sur
C25a	HVDC	600	HVDC

Las contingencias por simular son 19 para cada escenario, de las cuales 7 corresponden a cortocircuitos en el Norte Grande, 5 en el Norte Chico, 5 en el Centro, 2 en el sur y una en un polo de la línea HVDC. Esto con el fin de evaluar principalmente el Norte Grande, pero también tener una perspectiva del aporte de los inversores frente a fallas en el resto del sistema.

Es importante mencionar que en las simulaciones se debe verificar que la tensión cumpla con lo establecido en la normativa sin importar la barra estudiada o la línea afectada por el cortocircuito. La zona Norte del sistema corresponde a la zona con mayor número de contingencias a realizar, pues es

esta donde se espera una reducción significativa de la generación síncrona en el horizonte temporal considerado.

b) Barras monitoreadas

Las barras monitoreadas en 220 [kV] se presentan en la tabla 13:

Tabla 13: Barras monitoreadas en 220 [kV].

Barra	Zona
Nueva Pozo Almonte	Norte Grande
Domeyko	Norte Grande
Lagunas	Norte Grande
María Helena	Norte Grande
Miraje	Norte Grande
Parinacota	Norte Grande
Illapa	Norte Chico
Cardones	Norte Chico
Diego de Almagro	Norte Chico
Algarrobal	Norte Chico

Como se observa en la Tabla 13 todas las barras monitoreadas en 220 [kV] puesto a que estas corresponden a las zonas más críticas del sistema, debido a su bajo nivel de inercia y de capacidad de cortocircuito. Por otra parte las zonas más al sur serán monitoreadas a través de las barras en 500 [kV], las cuales son presentadas en la Tabla 14.

Tabla 14: Barras monitoreadas en 500 [kV]

Barra	Zona
Kimal	Norte Grande
Los Changos	Norte Grande
Parinas	Norte Chico
Cumbres	Norte Chico
Nueva Cardones	Interconexión
Nueva Maitencillo	Interconexión
Nueva Pan de Azúcar	Interconexión
Polpaico	Interconexión
Lo Aguirre	Centro
Alto Jahuel	Centro
Ancoa	Sur
Entre Ríos	Sur
Charrúa	Sur

3) Etapa 3: Simulación escenarios con GFM

En la tercera etapa, se implementará el control GFM de manera incremental en las barras seleccionadas, a través de la inclusión representativa de sistemas de almacenamiento BESS en paralelo hasta que las barras cumplan con la normativa. Para esto, se utilizarán como referencia las barras propuestas para la instalación de CS al 2030. En caso de no alcanzarse el cumplimiento normativo con estas ubicaciones, se considerará la evaluación de otras barras identificadas a partir del análisis del caso base.

Los inversores GFM considerados en el estudio fueron modelados utilizando la topología VSM DMA. Estos inversores fueron representados como baterías conectadas en paralelo, con una potencia aparente unitaria de 1 MVA y operando con un factor de potencia de 0,8, lo cual les permite entregar tanto soporte de potencia activa como reactiva durante eventos transitorios. Mayor detalle del modelo del controlador se encuentra en el Anexo A

La simulación seguirá el esquema planteado en la Figura 17 donde se simulará la lista de contingencias al igual que en caso base. Para la primera contingencia se propondrá un mínimo de GFM en las barras candidatas.

En caso de que el perfil dinámico de la tensión cumpla con la NTSyCS para todas las barras se verá la posibilidad de reducir la capacidad de GFM. Esto último solo en caso de que la tensión de todas las barras se encuentre sobre 0.7 [pu] una vez despejada la falla. Posteriormente se simulará nuevamente hasta que la capacidad de GFM no pueda reducirse más sin incumplir la norma.

Por otra parte, si el perfil dinámico de tensión no cumple con la NTSyCS. se aumentará progresivamente la capacidad de GFM hasta que ninguna tensión esté por debajo de los 0.7 [pu] una vez despejada la falla. En caso de que sea la primera simulación y ya no se pueda reducir la capacidad de GFM se avanzará a la siguiente contingencia simulando nuevamente.

Luego de la primera simulación, en caso de cumplirse con la NTSyCS se avanzará a la siguiente contingencia sin reducir la capacidad de GFM puesto que el mínimo ya fue determinado por la contingencia anterior. En caso contrario se aumentará la capacidad de GFM.

Finalmente, al llegar a la última contingencia, si el perfil de tensión cumple con la NTSyCS se darán por finalizadas las simulaciones y se procederá a analizar los resultados.

4) Etapa 4: Simulación de sensibilidades

Las sensibilidades contempladas para la cuarta etapa corresponden al caso hipotético del retiro o retraso de los CS licitados por cada empresa. En caso de que no se pueda determinar un mínimo de capacidad de GFM frente al retiro de los CS por limitaciones del modelo, este se dejará como trabajo futuro. Se realizarán sensibilidades contemplando el retiro de los CS de Alupar, el CS de Engie y los de Transelec.

La metodología para las sensibilidades será la misma que para las simulaciones de los escenarios con GFM, partiendo con el retiro de los CS y una propuesta mínima de GFM. Una vez llegada a la última contingencia de la sensibilidad, si esta cumple con la NTSyCS se avanzará a la siguiente sensibilidad hasta terminar con las sensibilidades. Finalmente se analizarán los resultados obtenidos a partir de las sensibilidades.

5) Etapa 5: Análisis de resultados y conclusiones

En la quinta etapa se evaluarán los resultados obtenidos con el objetivo de determinar el porcentaje mínimo de penetración de inversores GFM necesario para cumplir con lo establecido en la NTSyCS. Este porcentaje se definirá en función de la generación total basada en convertidores conectada al SEN, verificando que el sistema cumpla los requerimientos de recuperación dinámica de la tensión frente a contingencias.

Para esta evaluación se considerará exclusivamente el comportamiento dinámico de la tensión como variable de análisis. La metodología contempla realizar ajustes iterativos en la ubicación y capacidad de los inversores GFM, con el fin de observar su efecto sobre la evolución de la tensión en distintas barras del sistema.

Aunque en el modelo IEEE de 9 barras, se analizó también la respuesta en potencia reactiva para comparar distintos controles, en esta fase se prescindirá de esa información. Esto último debido a que el enfoque estará centrado en la dinámica de la tensión.

A partir de estos resultados se evaluará el impacto que tiene la ubicación de los inversores GFM en conjunto con los condensadores síncronos incorporados al sistema. Con ello, se buscará identificar configuraciones que permitan cumplir con la NTSyCS utilizando el menor porcentaje posible de recursos GFM. El análisis se repetirá para cada una de las sensibilidades consideradas.

5. Análisis de resultados

En este capítulo se analizan los resultados obtenidos de las simulaciones. Cabe destacar que, si bien existen múltiples indicadores propuestos en la literatura para evaluar la fortaleza de la red, como el SCR, CSCR, WSCR o el ESCR, en este estudio se ha optado por no utilizarlos como criterio principal de evaluación. Lo anterior se debe a que el enfoque de este trabajo está centrado exclusivamente en el comportamiento dinámico de la tensión posterior a perturbaciones severas.

Comenzando con las simulaciones de pruebas de desempeño de los inversores GFM y comparándolos con los CS licitados al 2028 en el modelo de 9 barras IEEE.

5.1. Resultados y análisis obtenidos en el sistema IEEE 9 barras

En la Figura 18 se puede observar la respuesta transitoria de tensión de los modelos de control GFM implementados en el modelo de 9 barras. Para la comparación entre los casos, se utiliza la tensión de la barra donde se conecta el generador 3, ya que corresponde a la más inestable frente a contingencias.

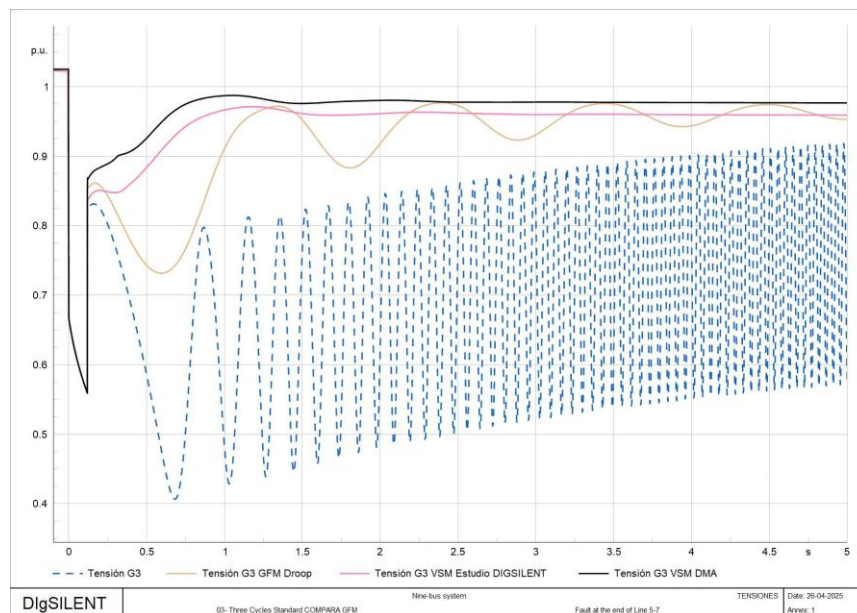


Figura 18: Respuesta transitoria de la tensión medida en el Generador 3 frente a los distintos modelos de control GFM implementados.

A partir de la comparación de los resultados, se pueden observar las distintas respuestas transitorias de los modelos GFM implementados, comprobándose que todos cumplen con lo estipulado en la norma técnica. Una vez despejada la falla, ninguna de las tensiones cae por debajo de 0,7 [pu], ni permanece bajo 0,8 [pu] después de transcurrido 1 [s].

Por otra parte, se observa que el ajuste realizado al modelo VSM disponible en la biblioteca de *DIgSILENT PowerFactory 2023* (llamado VSM DMA) es el que presenta la mejor respuesta transitoria, alcanzando un nivel de tensión más cercano al previo a la falla y estabilizándose en el menor tiempo. Recordando que ese controlador corresponde al modelo de 2023 con los parámetros utilizados en el estudio de *DIgSILENT PowerFactory*.

En contraste, el control *Droop* muestra el peor desempeño, ya que presenta mayores oscilaciones, demora más en estabilizarse y lo hace en un nivel de tensión inferior en comparación con los otros dos inversores GFM.

En la Figura 19 se muestra una comparativa de la respuesta en la potencia reactiva de los inversores al momento de la contingencia.

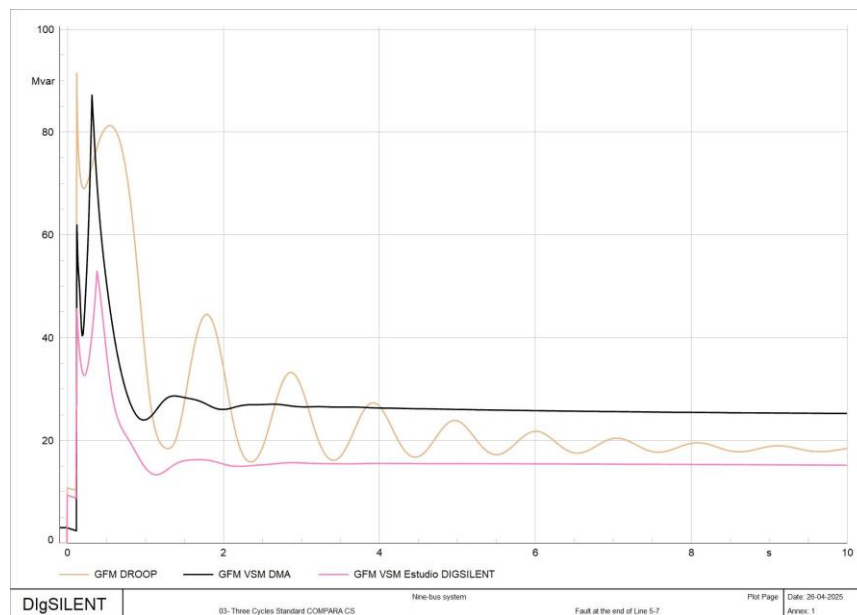


Figura 19: Respuesta de la potencia reactiva en los distintos modos de control de inversores GFM.

En la Figura 19 se observa que los tres modos de control responden casi de forma instantánea ante la ocurrencia de la falla, compensando la caída de tensión mediante el aporte de potencia reactiva. Al igual que en la respuesta de tensión, el inversor GFM con control *Droop* presenta oscilaciones mucho más prolongadas. En cambio, ambos inversores con control VSM logran estabilizarse en un tiempo cercano a los 3 segundos.

Por otro lado, si bien los tres inversores contaban con una capacidad instalada de 100 MVA, el controlador VSM DMA, en comparación al VSM original del estudio de *DIgSILENT PowerFactory* presenta casi el doble de respuesta en reactivos, solo con la actualización del modelo.

En el caso del inversor con control *Droop*, este alcanza un mayor valor de potencia reactiva en el instante inicial; sin embargo, su respuesta posterior es oscilatoria y sostenida en el tiempo. Esta característica se refleja en la evolución de la tensión, la cual finalmente se estabiliza en un nivel inferior al observado con el inversor VSM DMA.

Posteriormente se repitió el mismo proceso con los modelos de los CS, implementándolos en el modelo de 9 barras y ajustando su potencia a 100 [MVA]. La recuperación transitoria de la tensión para este caso se puede observar en la Figura 20. Y del mismo modo la respuesta de los reactivos se observa en la Figura 21.

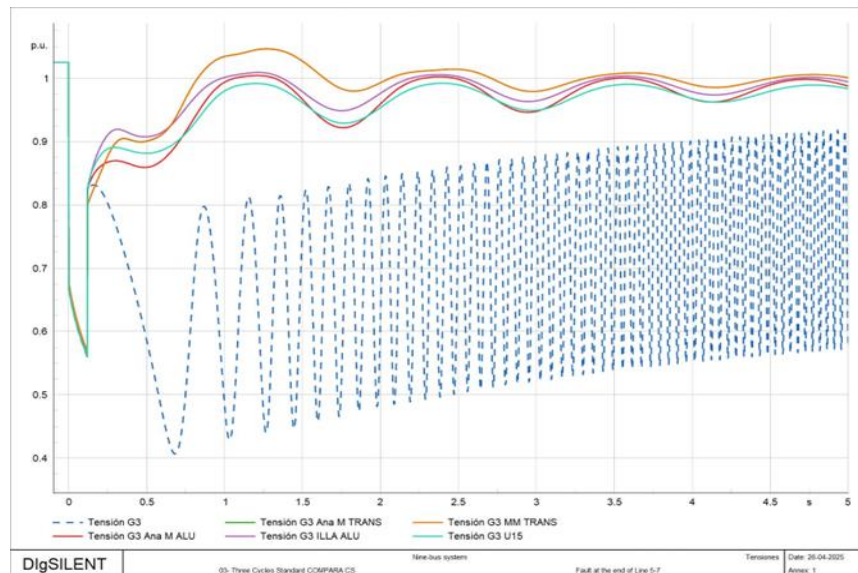


Figura 20: Respuesta transitoria de la tensión medida en el Generador 3 frente a los CS incluidos.

En la Figura 20 se puede apreciar que todos los CS son capaces de cumplir con lo exigido por la norma técnica en cuanto a la recuperación dinámica de la tensión para esta base de prueba. Asimismo, se observa que los CS que alcanzan un mayor nivel de tensión al estabilizarse corresponden a los modelos de la empresa Transelec.

Estos CS son detallados como Ana M y MM TRANS en la figura, haciendo relación a la ubicación del SEN para la que fueron licitados, siendo estas la subestación Ana María y Monte Mina.

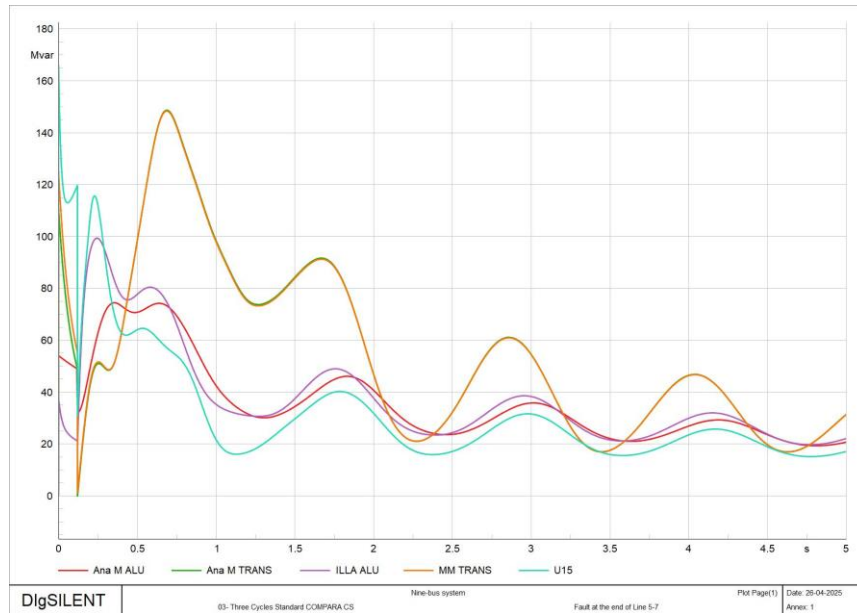


Figura 21: Respuesta de la potencia reactiva en los CS incluidos.

De manera similar, en la respuesta de potencia reactiva observable en la Figura 21, se evidencia una diferencia clara en el transitorio presentado por los CS licitados por la empresa Transelec en comparación con los demás. La respuesta inicial es ligeramente más lenta, debido a que estos CS presentan una inercia del doble en magnitud respecto a los otros.

Esta característica, junto con sus demás propiedades eléctricas, permite un mejor aprovechamiento de los reactivos en los segundos posteriores.

En la Figura 22 se puede observar la comparativa en la recuperación transitoria de la tensión en el sistema con el inversor VSM ajustado versus el sistema el modelo de CS de la empresa Transelec.

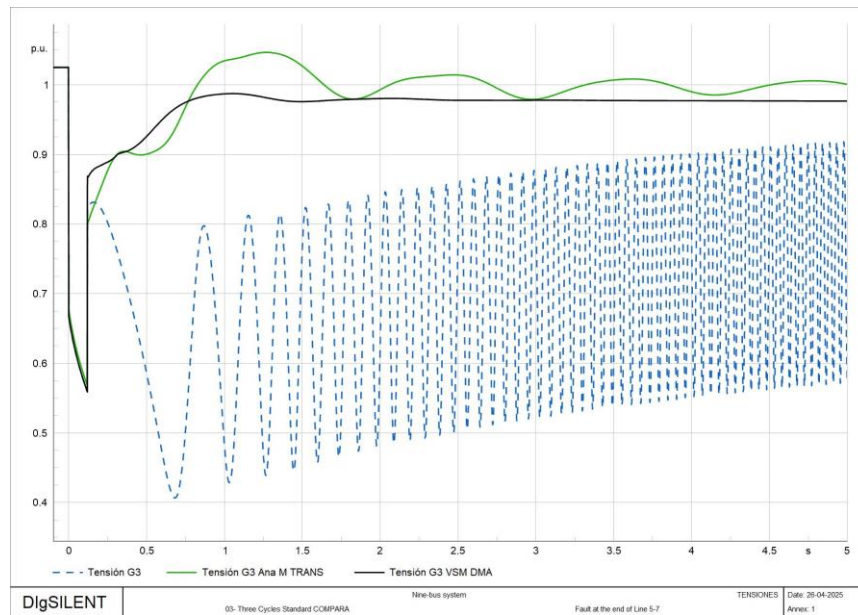


Figura 22: Respuesta transitoria de la tensión medida en el Generador 3 frente al modelo de CS de Transelec y VSM DMA.

De la Figura 22 se observa que, por un lado, el inversor actúa mucho más rápido que el CS, comenzando con una tensión mayor y alcanzando la estabilización mucho antes. Sin embargo, el CS logra una tensión postfalla más cercana a la tensión prefalla de 1 [pu]. De manera similar, en la Figura 24 se puede observar la comparación de la respuesta de potencia reactiva entre este inversor y el CS.

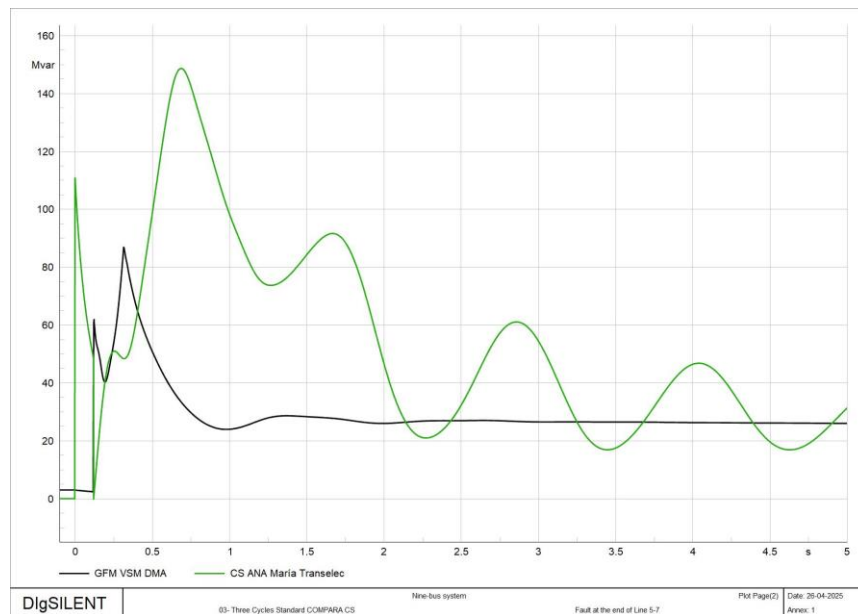


Figura 23: Respuesta transitoria de la potencia reactiva del modelo de CS de Transelec y el VSM DMA.

En la Figura 23 se observa que, incluso antes de la falla, el modelo de CS de la empresa Transelec ya estaba aportando potencia reactiva. En cambio, el inversor comienza a aportar justo en el momento de la falla; al igual que con la tensión, actúa mucho más rápido que el condensador, pero su nivel de aporte reactivo es considerablemente menor y menos sostenido en el tiempo, debido a la ausencia de aporte inercial que sí posee el condensador.

El análisis comparativo revela que, si bien todos los sistemas evaluados cumplen con los umbrales normativos para la recuperación de tensión. Las diferencias en su dinámica transitoria determinan su eficacia en distintos horizontes temporales.

El VSM ajustado destaca por una restitución rápida de la tensión, gracias a su elevada ganancia de control y parámetros de inercia optimizados, lo que minimiza el desvío respecto a 1 [pu] en los primeros instantes. Sin embargo, aunque su aporte reactivo es inmediato, este se atenúa antes de alcanzar una estabilización prolongada.

En el mismo caso, el modelo de CS de la empresa Transelec, que cuentan con una inercia rotórica doble respecto a otros CS, muestran una curva de recuperación más pausada, pero significativamente más sostenida. Alcanzan un nivel de tensión final más cercano al prefalla y aseguran un soporte reactivo durante las fases críticas posteriores a la contingencia.

Este comportamiento sugiere que una arquitectura híbrida, en la que un inversor GFM optimizado enfrente el choque inicial y los CS mantengan la estabilidad a mediano plazo, podría maximizar tanto la rapidez de respuesta como la robustez del sistema eléctrico moderno.

5.2. Resultados y análisis modelo SEN 2030

A continuación, se presentan los resultados luego de incorporar los inversores GFM y los CS. El primer caso será el base, el cual se obtiene al tomar el modelo e incluir todos los CS detallados en la Tabla 11. Por otra parte, se deja detalle de las dos contingencias con recuperación dinámica más baja en el anexo B.

1) Caso base

a) Escenario de día 30PLP

Luego de incorporar los CS a la base del SEN, se realizaron las contingencias de severidad 4, con las contingencias realizadas en las líneas de 220 [kV] y las realizadas en las líneas de 500 [kV]. En la Figura 24 se muestra la recuperación transitoria de la tensión para las fallas ocurridas en las líneas de 220 [kV] durante el escenario 30PLP, en dos barras donde la tensión alcanzó su nivel más bajo durante el transitorio: la barra Domeyko en 220 [kV] y la barra Parinas (actualmente Jadresic) en 500 [kV].

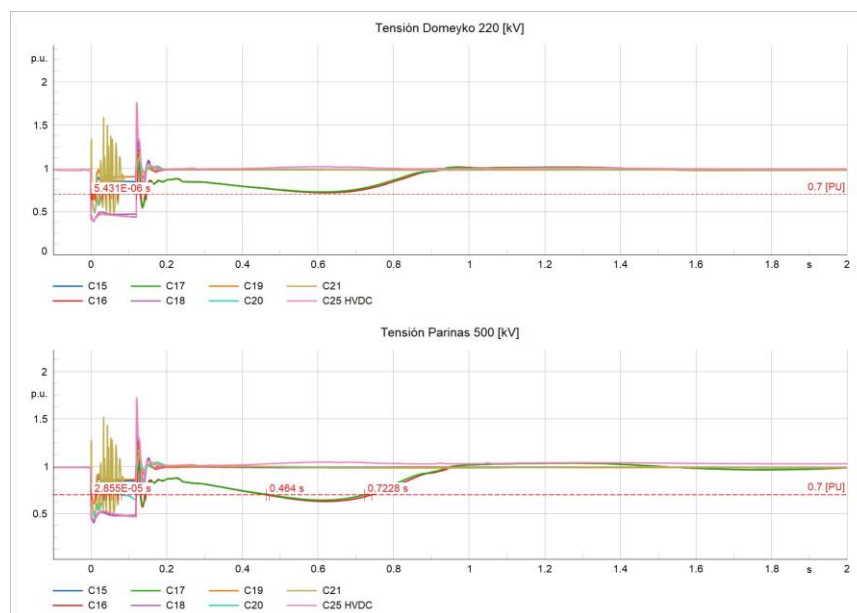


Figura 24: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 sin GFM, escenario día.

A partir de estos resultados, se observa que en las contingencias 16 y 17, ocurridas en líneas de 220 [kV], las tensiones en Parinas 500 [kV] caen por debajo de 0,7 [pu] durante 258 [ms], superando el máximo permitido de 50 [ms] establecido en la NTSyCS, Artículo 5-39 (disponible en la sección 2.2).

Esto evidencia la necesidad de incorporar elementos adicionales al SEN para mejorar la estabilidad de tensión y asegurar el cumplimiento de la normativa vigente. Tomando en cuenta lo anterior, se obtendrá un mínimo de GFM a incorporar en el sistema.

De la misma forma, en la Figura 25 se presentan los resultados para las contingencias en las líneas de 500 [kV] para el mismo caso base y en el escenario de día 30PLP.

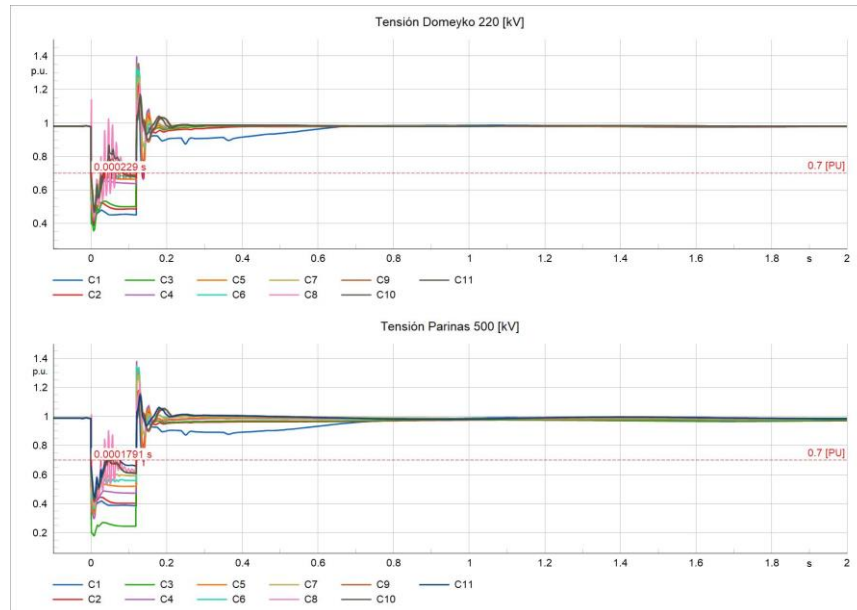


Figura 25: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 500 [kV] en modelo SEN 2030 sin GFM, escenario de día.

En las contingencias de 500 kV, el sistema cumple con la normativa, ya que estas barras se ubican en zonas eléctricamente más robustas, con mayor capacidad de cortocircuito y menor impedancia relativa. En contraste, las fallas en 220 kV resultan más exigentes para la recuperación de tensión, alcanzando mínimos cercanos a 0,63 pu, mientras que en 500 kV no descendieron de 0,85 pu.

En línea con lo anterior, se observa que, durante las fallas en líneas de 220 kV, las barras de 500 kV también experimentan caídas importantes de tensión. Esto se explica porque la falla puede reflejarse hacia el nivel de 500 kV, y debido a la diferencia de niveles de tensión y a la transformación a través de autotransformadores, la impedancia equivalente que se ve desde las barras de 500 kV es mayor. Esta mayor impedancia reflejada provoca una mayor desviación en la tensión, a pesar de que la falla se origine en el nivel de 220 kV.

b) Escenario de noche 30T2

Ahora, en la Figura 26 se presentan los resultados obtenidos para el caso sin GFM con el escenario de noche partiendo con las contingencias en 220 [kV], las cuales corresponden a las mismas que en el escenario de día.

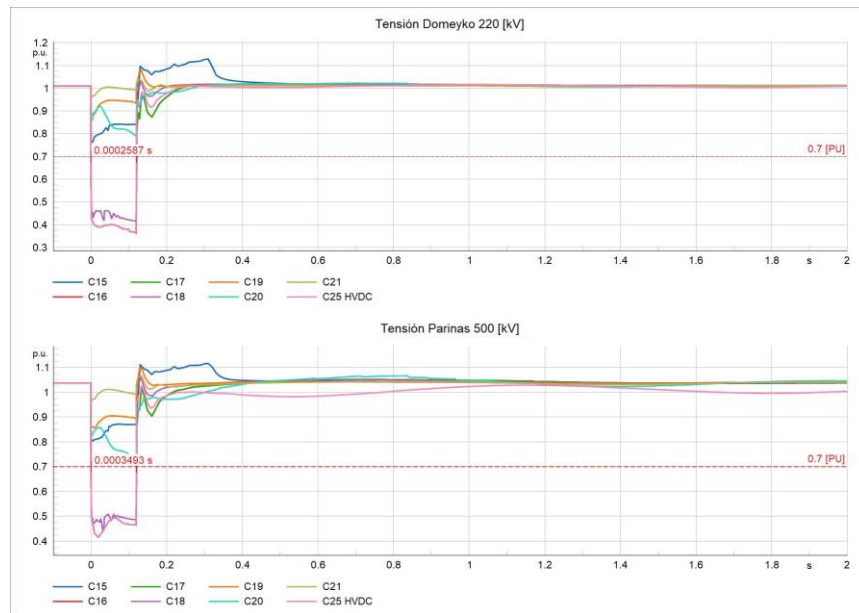


Figura 26: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 sin GFM, escenario de noche.

Para este caso, el comportamiento dinámico de la tensión ya cumple con la normativa actual, esto debido a que el escenario de noche presenta un nivel mayor de generación síncrona y por tanto de inercia y potencia de cortocircuito conectados a la red, en comparación al escenario de día.

En la Figura 27 se presentan las contingencias en 500 [kV].

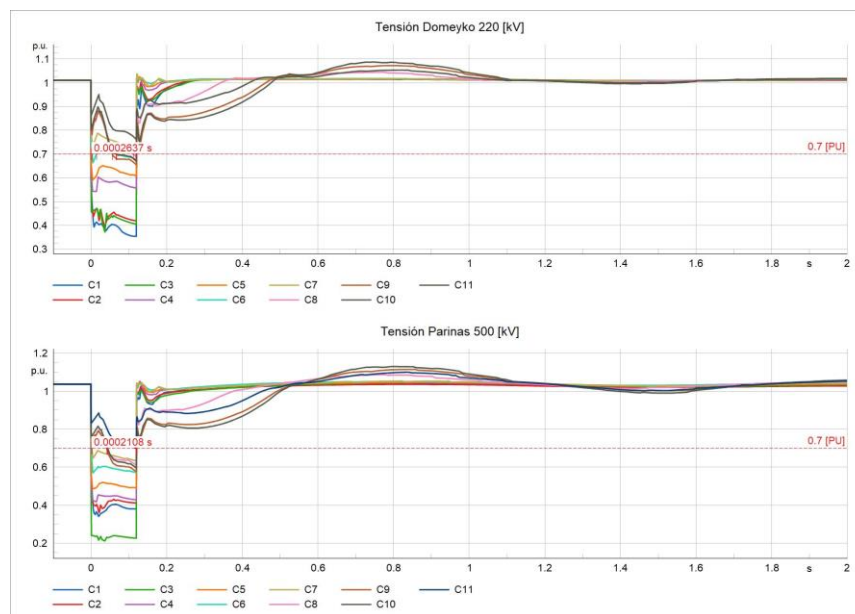


Figura 27: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 sin GFM, escenario de noche.

En este caso, aunque se observan algunas oscilaciones en ciertas contingencias, estas cumplen con lo estipulado en la normativa, ya que la tensión desde el momento en que se despeja la falla está sobre los 0,8 [pu].

Por lo tanto, en el caso base sin GFM, solo el escenario diurno presenta contingencias donde la recuperación dinámica de la tensión incumple con la norma técnica. Esto es suficiente para justificar la incorporación de GFM hasta que se garantice el cumplimiento de la normativa.

2) Caso mínimo GFM necesario

Para abordar este caso se evaluaron distintas barras del sistema; finalmente, se seleccionaron las mismas barras candidatas que en el estudio realizado con *DIGSILENT PowerFactory*, donde se proponían CS para el año 2030 (Tabla 8). Como se menciona en la metodología, se llevó a cabo un proceso iterativo, aumentando paulatinamente la cantidad de MVA de inversores GFM hasta cumplir con la normativa

Los inversores GFM determinados junto con su valor de potencia se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15: GFM mínimo obtenido para el caso base.

No.	Inversor	Red	Potencia Nominal (MVA)
1	GFM VSM Algarrobal	01-Atacama	6
2	GFM VSM Kimal	00-Norte Grande	54
3	GFM VSM Nueva Pozo Almonte	00-Norte Grande	6
4	GFM VSM Parinas	00-Norte Grande	7

Esto implica un total de 73 [MVA] proveniente de GFM conectado en la red para cumplir con la norma técnica.

Si bien esta cantidad puede parecer escasa, cabe recordar que el objetivo de esta memoria es establecer un mínimo con tal de que se cumpla normativa vigente, además de que la presencia de los CS licitados aporta en gran medida a la estabilidad de la tensión del sistema.

a) Escenario de día 30PLP

Este resulta ser el escenario más crítico debido a su baja inercia a causa del bajo porcentaje de generación síncrona presente y por ende alto porcentaje de IBR.

En la Figura 28 se muestran los resultados de las contingencias en 220 [kV] y en la Figura 29 se aprecia con mayor detalle la tensión en la barra de Parinas 500 [kV] en el momento más crítico de la recuperación dinámica de la tensión.

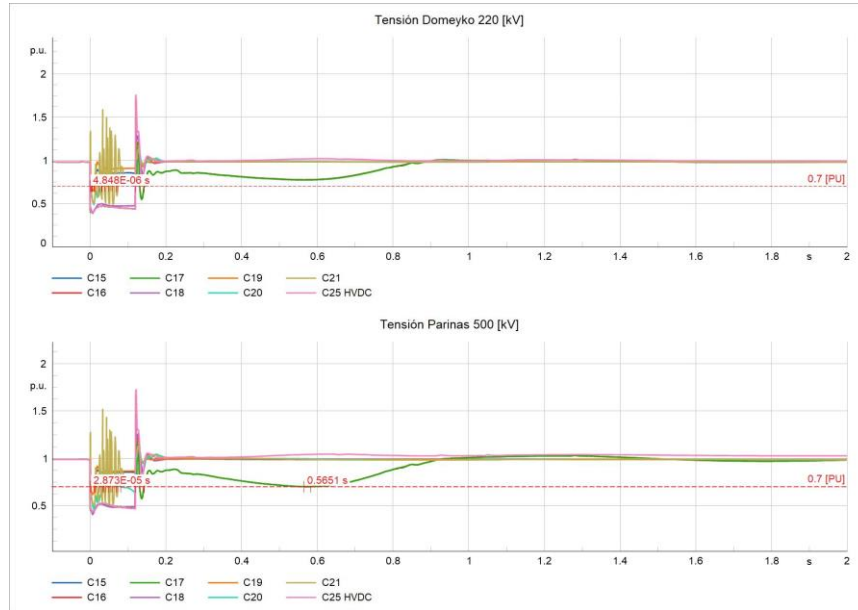


Figura 28: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 con GFM mínimo, escenario de día.

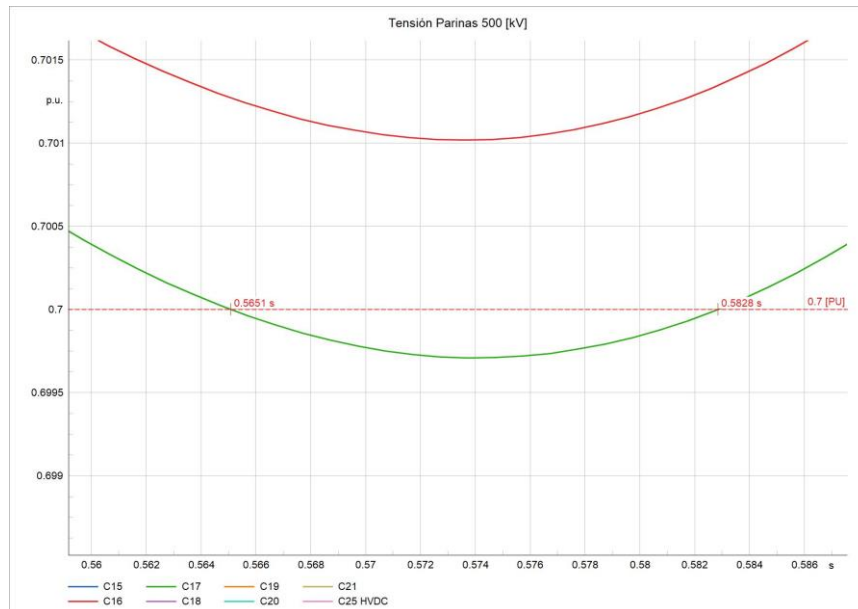


Figura 29: Mínimo de tensión durante el transitorio de recuperación dinámica una vez despejada la falla.

De la Figura 28 es posible observar que, ahora, las tensiones en la barra Domeyko en 220 [kV] cumplen con la normativa. Además, como se muestra en la Figura 29, la tensión en la barra de Parinas desciende por debajo de 0,7 [pu] durante la contingencia 17, desde los 0,561 [s] hasta los 0,5828 [s]. Es decir, se mantiene bajo ese umbral por 17,7 [ms], lo que está dentro de la tolerancia máxima de 50 [ms] establecida por la normativa.

En este caso específico, reducir 1 [MVA] en cualquiera de los inversores con GFM conectados implica no cumplir con la normativa, especialmente en la barra de Kimal, que, como se menciona en [45]. Esta barra corresponde a un punto crítico en el modelo del SEN para 2030 para un escenario de descarbonización acelerada. Por ello, Kimal debe contar con la principal compensación en el Norte Grande para cualquier escenario.

Por otra parte, en la Figura 30 se muestran los resultados para las contingencias en 500 [kV].

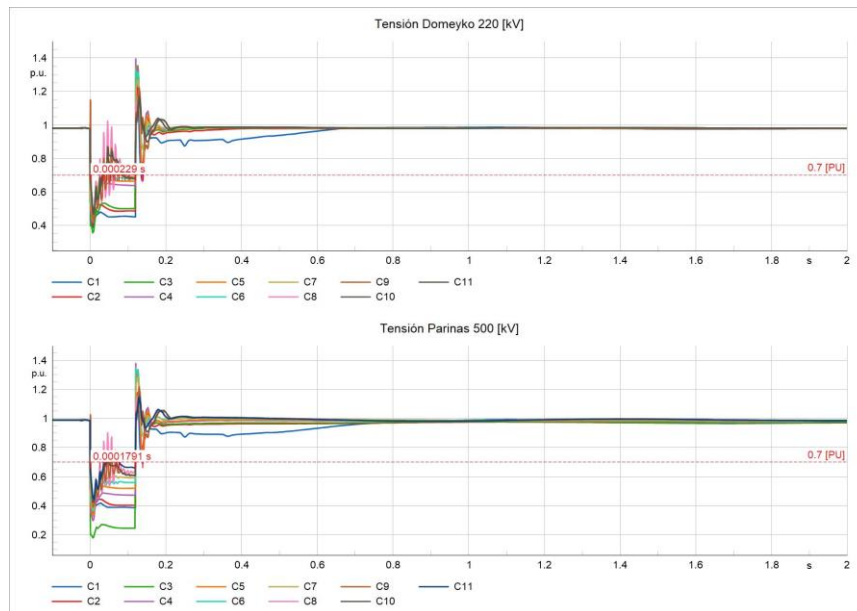


Figura 30: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 500 [kV] en modelo SEN 2030 con GFM mínimo, escenario de día.

Tal como muestra la Figura 30 las tensiones para este caso muestran el mismo comportamiento que para el caso sin GFM, aunque ahora presenta un leve aumento en la tensión a la que llega en las distintas contingencias. El caso más crítico corresponde a la contingencia 1 que llega a aproximadamente 0,88 [pu] a los 0,25 [s], en comparación al caso anterior que había llegado a los 0,87 [pu] en ese instante.

Por ende, al igual que en el caso sin GFM se puede notar que las contingencias que ocurren en líneas de 500 [kV] no suponen tanto estrés en el sistema como las de 220 [kV] y por ende la tensión se recupera sin llegar a tocar el umbral establecido por la normativa.

b) Escenario de noche 30T2

En la Figura 31 se presentan a continuación los resultados de la recuperación dinámica de la tensión para las contingencias en 220 [kV].

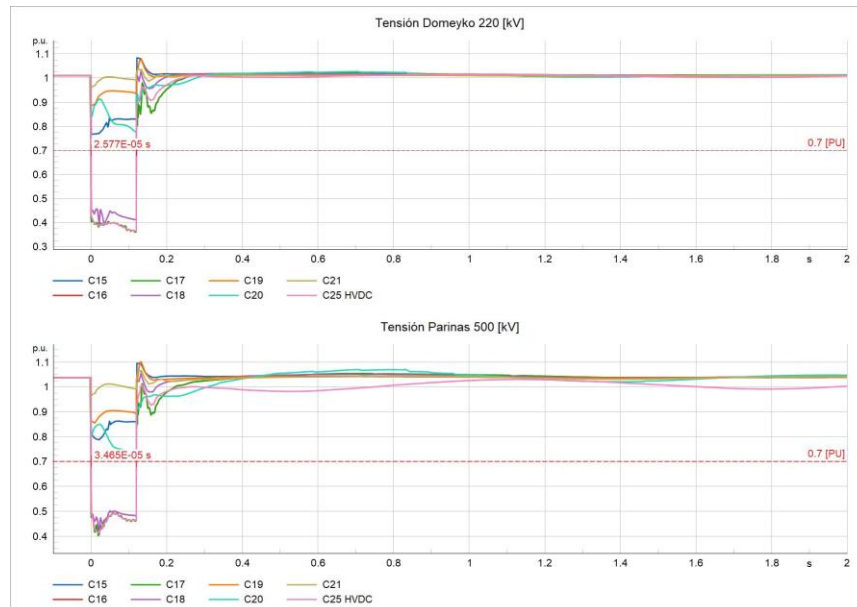


Figura 31: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 con GFM mínimo, escenario de noche.

Para el escenario 30T2, se observa un comportamiento ideal en la tensión de la barra de Domeyko en 220 [kV] para todas las contingencias, estabilizándose en rangos permitidos en menos de 0,3 [s]. Esto contrasta con el caso anterior sin GFM, donde en los primeros instantes se registraba una pequeña sobretensión en la contingencia 1. Por lo tanto, aunque en el caso base ya se cumplía con la normativa, la incorporación de GFM contribuye a estabilizar aún más la tensión en las barras para este escenario.

Por otra parte, en las tensiones de 500 [kV], representadas por la barra de Parinas, se observan pequeñas oscilaciones durante la contingencia en la línea HVDC, pero estas solo descienden hasta 0,98 [pu] después de la oscilación inicial. En la contingencia 20, se registra únicamente una subida de tensión hasta 1,069 [pu] tras la oscilación inicial. En otras palabras, después de los 0,2 [s] (considerando que la falla se despeja a los 120 [ms]), la tensión en Parinas 500 [kV] se mantiene dentro del rango entre 0,98 y 1,069 [pu].

En resumen, al igual que en el caso anterior para el escenario nocturno, el caso con el mínimo necesario de GFM satisface plenamente los límites establecidos por la normativa. Sin embargo, a diferencia del caso anterior, en este se observa un aumento en la estabilidad de las tensiones para todas las contingencias, tanto en 220 como en 500 [kV].

En la Figura 32 se presentan los resultados de las contingencias en 500 [kV].

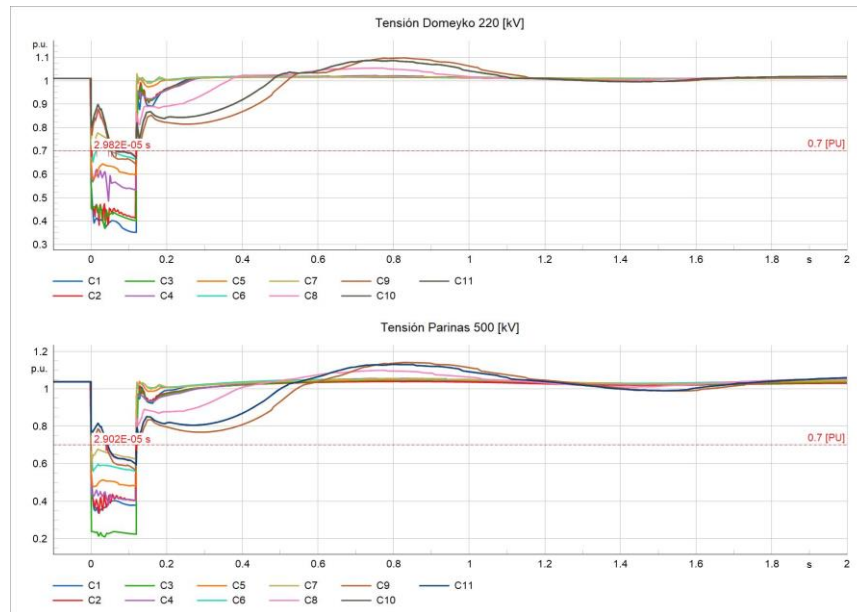


Figura 32: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 500 [kV] en modelo SEN 2030 con GFM mínimo, escenario de noche.

Al igual que en el caso anterior, en el caso de las contingencias de 500 [kV], es decir, en la Figura 32, se observan algunas oscilaciones siendo estas de mayor magnitud en la barra Parinas 500 [kV] a diferencia de las contingencias en 220 [kV]. Sin embargo, el comportamiento de la recuperación dinámica de la tensión sigue siendo acorde a lo que indica la normativa.

Por ende, se verifica que, al cumplir con la estabilidad en el caso más crítico visto, el resto de los escenarios y contingencias mantienen la estabilidad en la recuperación de la tensión y, en consecuencia, es comprobado el mínimo necesario de GFM.

3) Sensibilidades: Engie U15

Ahora, con el propósito de ampliar el estudio, se proponen dos sensibilidades suponiendo el retraso al 2030 de los CS licitados para el año 2028, específicamente, los licitados por la empresa Alupar, y los licitados por la empresa Engie. Si bien se simuló la sensibilidad del retraso de los CS de Transelec, debido a limitaciones del modelo no fue posible obtener un mínimo de GFM. La sensibilidad queda entonces como trabajo futuro.

Para esta primera sensibilidad se retira del modelo el CS de la empresa Engie, correspondiente a la reconversión de la ex unidad carbonera U15, ubicada en la subestación Tocopilla en el Norte Grande.

En la Tabla 16 se presentan los inversores obtenidos para el mínimo en estabilidad para este caso.

Tabla 16: GFM mínimo obtenido para la sensibilidad de Engie.

No.	Inversor	Red	Potencia Nominal (MVA)
1	GFM VSM Kimal	00-Norte Grande	180

Para este caso solo fue necesario incorporar GFM en la subestación Kimal, llegando al mínimo de la misma forma que en el caso anterior pero ahora resultando en 180 [MVA] debido al retiro del CS U15 el cual era de 147 [MVA].

Si bien la ubicación en este caso juega un punto crucial, no resulta menor notar que solo existe una diferencia de 33 [MVA] de compensación entre el GFM y el CS. Es decir, si consideramos los 147 [MVA] como los del CS retirado, ahora solo se necesitan 33 [MVA] extra de compensación para cumplir con la normativa, a diferencia del caso anterior donde eran 73[MVA]

Por tanto, aunque el inversor no entrega inercia ni aporta potencia de cortocircuito como lo hacen los CS, logra efectos similares e incluso mejores en este caso. Esto se debe a que requirió una menor potencia instalada en [MVA] para alcanzar la estabilidad. Sin embargo, este análisis no considera el factor de ubicación, ya que la barra Kimal representa uno de los puntos más relevantes de compensación en el Norte Grande.

a) Escenario de día 30PLP

En la Figura 33 se presentan los resultados obtenidos para el escenario de día, partiendo con las contingencias en 220 [kV], luego de haber retirado el CS de Engie e incorporado el inversor GFM.

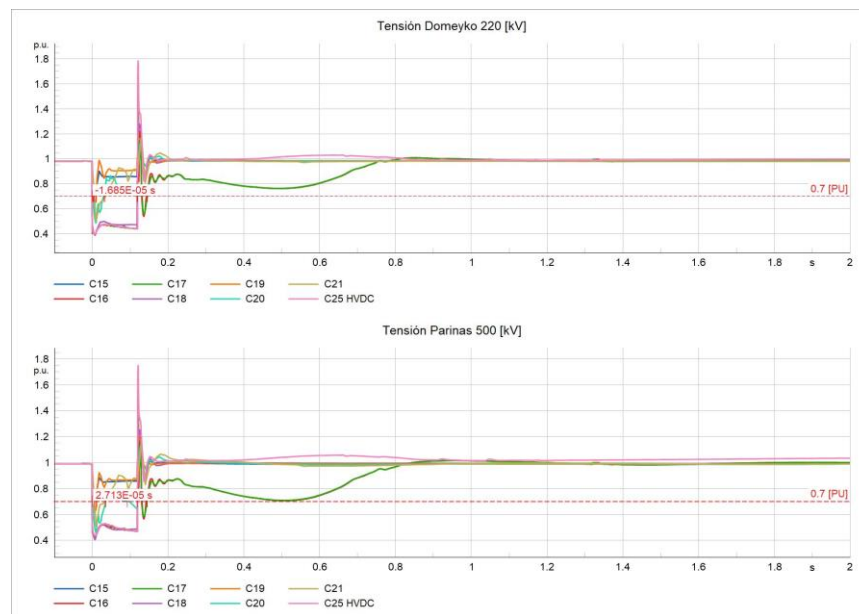


Figura 33: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 Sensibilidad Engie, escenario de día.

Como se aprecia en la Figura 33, la tensión presenta un peak mayor en los primeros instantes en comparación a los casos anteriores, llegando a casi los 1,8 [pu] durante los primeros milisegundos. De los resultados se observa una bajada en la recuperación dinámica de la tensión para las contingencias C16 y C17 para las cuales llega a aproximadamente 0,708 [pu], por lo que no alcanzan a tocar el umbral establecido por la norma.

Sin embargo, una reducción de 1 [MVA] implicaría que la tensión en esas contingencias deje de satisfacer lo establecido por la norma. Así mismo, el estudio evaluó utilizar otras barras para incorporar GFM. En todas las barras evaluadas, ya fuera una sola barra o una combinación de estas, el total de MVA siempre resultó mayor al de solo incorporar GFM en la barra Kimal.

En la Figura 34 se muestran las contingencias realizadas en barras de 500 [kV].

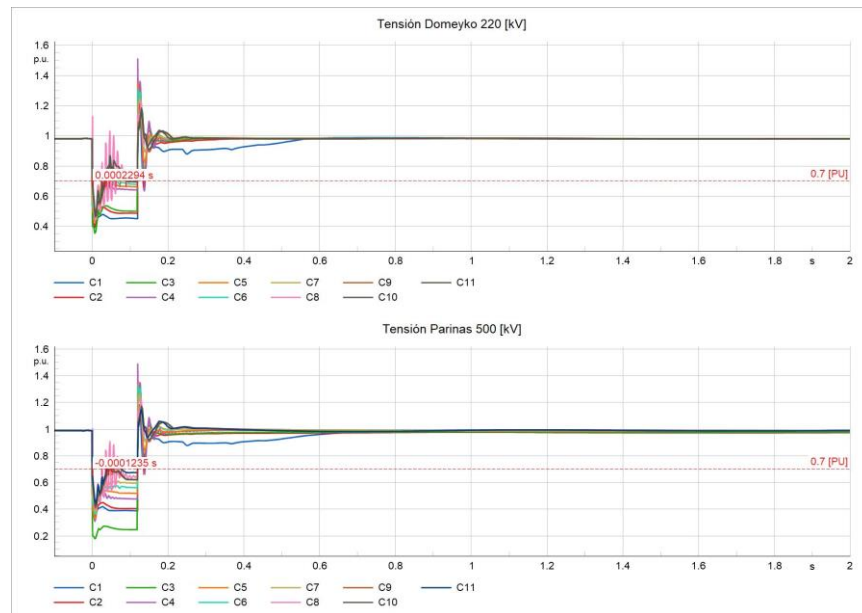


Figura 34: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 500 [kV] en modelo SEN 2030 Sensibilidad Engie, escenario de día.

En estos resultados, el comportamiento es el mismo que en los casos anteriores. En la Figura 34 se observa que el retiro del CS de Engie no influye en la forma de la tensión al despejar la falla.

Por otra parte, al igual que en las contingencias en 220 [kV] al despejarse la falla se produce un peak de tensión mayor en los primeros instantes en comparación a los casos anteriores, luego de eso el comportamiento es el mismo, cumpliendo con la normativa.

b) Escenario de noche 30T2

La Figura 35 muestra el comportamiento del sistema ante contingencias en líneas de 220 [kV], en el escenario nocturno 30T2. Estos resultados fueron obtenidos aplicando el mismo procedimiento utilizado en los casos anteriores.

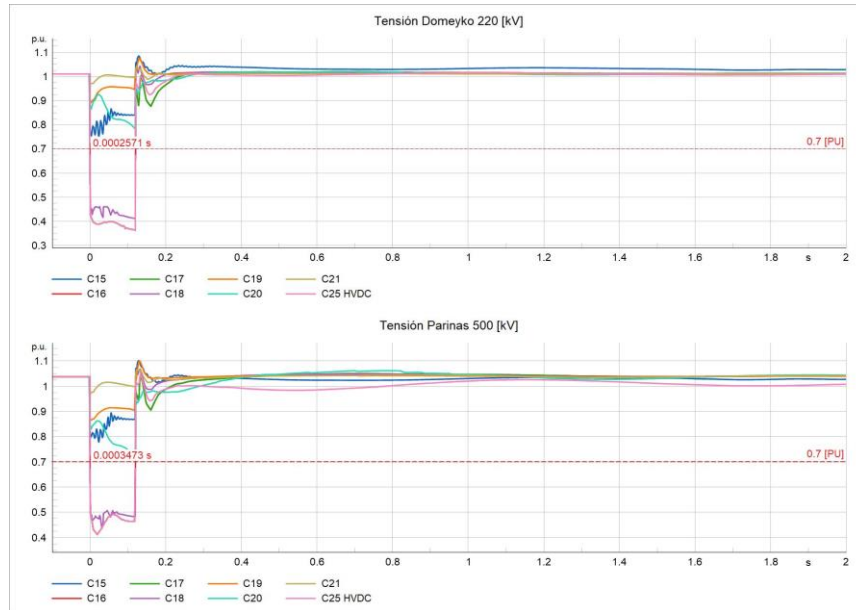


Figura 35: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 Sensibilidad Engie, escenario de noche.

Como se observa en la Figura 35, la tensión en la barra Domeyko de 220 [kV] presenta un comportamiento ideal frente a todas las contingencias. La tensión se estabiliza en menos de 0,3 [s]. Este comportamiento contrasta con el caso anterior, sin GFM, donde se observaba una leve sobretensión en la contingencia 1. Aunque el caso base ya cumplía con los requisitos normativos, la incorporación de GFM mejora aún más la estabilidad de la tensión en las barras para este escenario.

Por otra parte, en las tensiones de 500 [kV], representadas por la barra Parinas, se observan pequeñas oscilaciones durante la contingencia en la línea HVDC. Pero estas solo descienden hasta 0,98 [pu] después de la oscilación inicial. En la contingencia 20, se registra únicamente una subida de tensión hasta 1,069 [pu] tras la oscilación inicial. En otras palabras, después de los 0,2 [s] (considerando que la falla se despeja a los 120 [ms]), la tensión en Parinas 500 [kV] se mantiene dentro del rango entre 0,98 y 1,069 [pu].

En resumen, al igual que en el caso anterior para el escenario nocturno, el caso con el mínimo necesario de GFM satisface plenamente los límites establecidos por la normativa. Sin embargo, a diferencia del caso anterior, en este se observa un aumento en la estabilidad de las tensiones para todas las contingencias, tanto en 220 como en 500 [kV].

La Figura 36 muestra los resultados para las contingencias en 500 [kV].

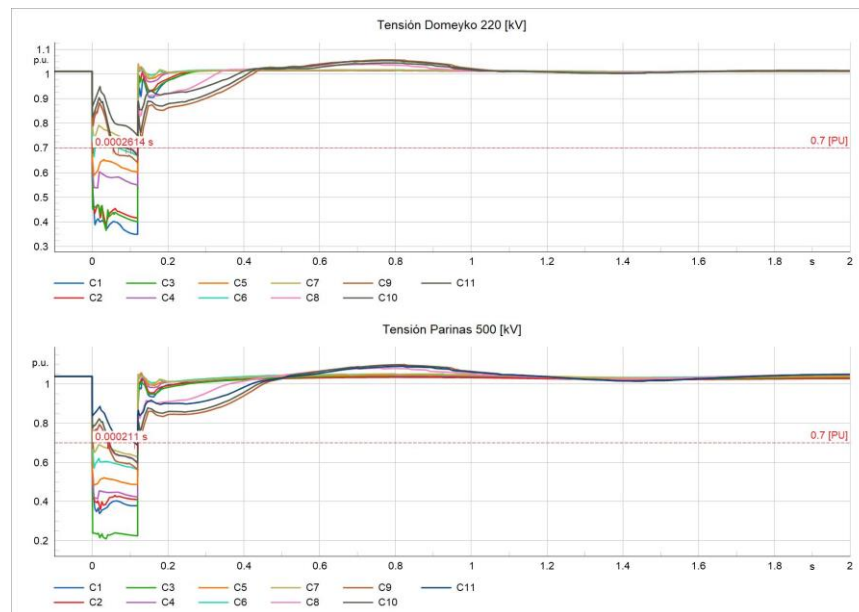


Figura 36: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 500 [kV] en modelo SEN 2030 Sensibilidad Engie, escenario de noche.

En este caso, a diferencia de los anteriores, aunque el comportamiento dinámico de la tensión es similar, se observa claramente en la Figura 36 una diferencia en los límites que alcanza. Las sub- y sobretensiones de la oscilación inicial se reducen considerablemente, llegando la subtensión hasta 0,85 [pu], mientras que la sobretensión posterior solo alcanza 1,08 [pu], en comparación con los 1,2 [pu] del caso anterior.

Con lo anterior, se confirma que, al igual que en el escenario previo, la incorporación de GFM, tras retirar el CS de Engie, incrementó la estabilidad de tensión durante la recuperación dinámica para todos los escenarios y niveles de tensión.

4) Sensibilidad: Alupar

Finalmente, en esta sensibilidad se evalúa el retraso o retiro inesperado de los CS licitados por la empresa Alupar para el año 2028. Es decir, se repetirá el proceso iterativo para encontrar la configuración de barras y la capacidad instalada de GFM que cumpla con la normativa técnica en todas las contingencias.

Para esto se retiran del modelo los CS de la empresa Alupar ubicados en las barras Ana María e Illapa, con capacidades de 360 y 270 [MVA], respectivamente. En conjunto, estos suman un total de 630 [MVA] de compensación reactiva que será removida del sistema.

En la Tabla 17 se presentan los inversores obtenidos para el mínimo en estabilidad de tensión transitoria para este caso.

Tabla 17: GFM mínimo obtenido para la sensibilidad de Alupar.

No.	Inversor	Red	Potencia Nominal (MVA)
1	GFM VSM Kimal	00-Norte Grande	550
2	GFM VSM Nva Pozo Almonte	00-Norte Grande	45

Por ende, para este caso fue necesario un total de 595 [MVA] de GFM entre las barras Kimal y Nva Pozo Almonte, con un mayor porcentaje en la barra Kimal al igual que en los casos anteriores. Todo esto considerando el retiro de 630 [MVA] de compensación síncrona por los CS instalados en las barras Ana María e Illapa.

De manera similar al caso anterior, la ubicación donde se incorpora la compensación es uno de los puntos más importantes en los efectos producidos en la estabilización de la tensión. La cantidad de MVA de compensación con la que se alcanza la estabilidad es menor a la cantidad de compensación del caso base, donde el sistema era inestable.

a) Escenario de día 30PLP

En la Figura 37 se presentan los resultados obtenidos para el escenario de día, partiendo con las contingencias en 220 [kV]. Esto luego de haber retirado los CS de Alupar e incorporado los inversores GFM.

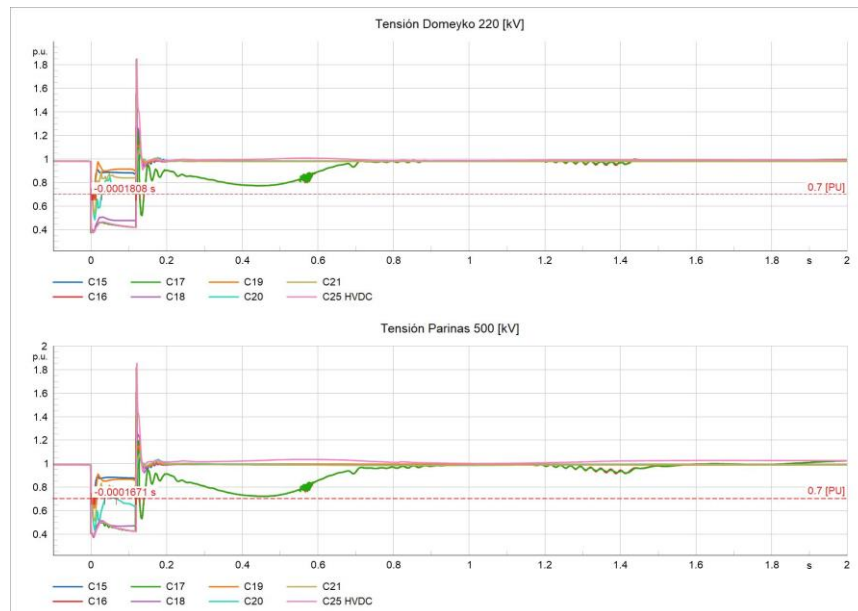


Figura 37: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 Sensibilidad Alupar, escenario de día.

En la Figura 37 se observa una subida inicial mayor que en casos anteriores, alcanzando casi 1,8 [pu]. Esto puede deberse a la mayor rapidez en la inyección inicial de reactivos que proporcionan los inversores GFM, como se evidenció en las pruebas realizadas con el modelo de 9 barras de la IEEE. Estos inversores, al tratar de controlar la tensión interna y funcionar más rápido que un CS, tienden a compensar en exceso la caída de tensión provocada durante el cortocircuito, llevando a una mayor inyección inicial de potencia reactiva para restablecer la tensión a su estado original.

Por otra parte, más adelante en la simulación se observa que, en las contingencias 16 y 17, la tensión desciende casi hasta 0,7 [pu], seguida de oscilaciones. Estas oscilaciones no se deben necesariamente a la mayor presencia de GFM, sino más bien a limitaciones del software *DIGSILENT PowerFactory*. Durante las simulaciones, se notó que, al reducir la inercia aportada por los CS, aumenta la exigencia sobre el solver. Lo anterior requirió relajar algunas restricciones y aumentar el número de iteraciones para concluir la simulación.

Lo mismo ocurre con las pequeñas oscilaciones observadas después del segundo. Sin embargo, estas oscilaciones no infringen la normativa, ya que el decaimiento de la tensión por debajo de los 0,8 [pu] tiene una duración menor a 1 [s].

Siguiendo con el resto de las simulaciones, en la Figura 38 se presentan los resultados para las contingencias en líneas de 500 [kV].

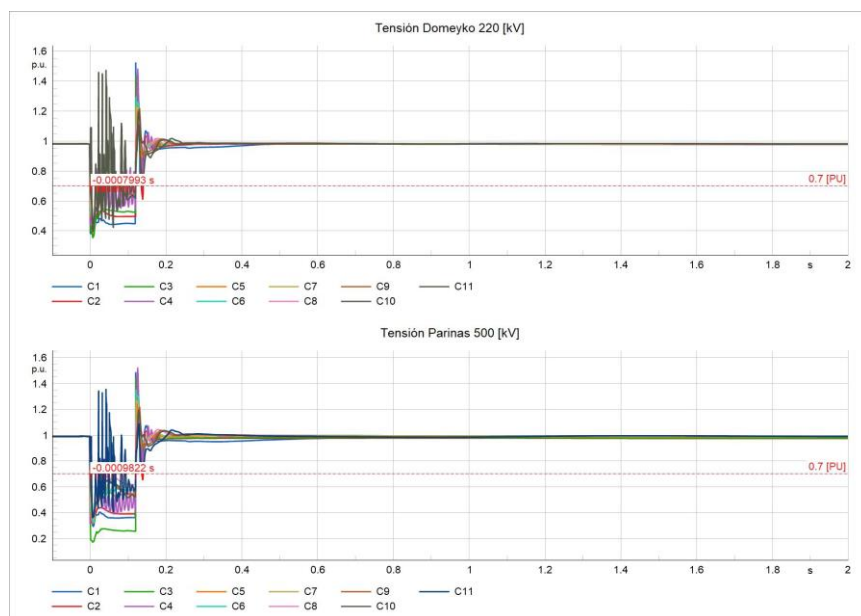


Figura 38: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 500 [kV] en modelo SEN 2030 Sensibilidad Alupar, escenario de día.

En primera instancia, la Figura 38 muestra un comportamiento diferente en la dinámica de estabilización de la tensión, que había sido similar en casos anteriores. Esto evidencia la influencia de los CS de Alupar en el sistema.

Por otro lado, y aún más relevante, después de las oscilaciones iniciales, que son de mayor magnitud, el sistema se estabiliza mucho más rápido que en los otros casos. Esto refleja la mayor rapidez en la dinámica de los inversores, que permiten estabilizar el sistema y restaurar la tensión a su estado previo de forma mucho más rápida que en los casos con menor presencia de GFM.

b) Escenario de noche 30T2

Para este caso, los resultados para el escenario de noche o 30T2 son mostrados en la Figura 39.

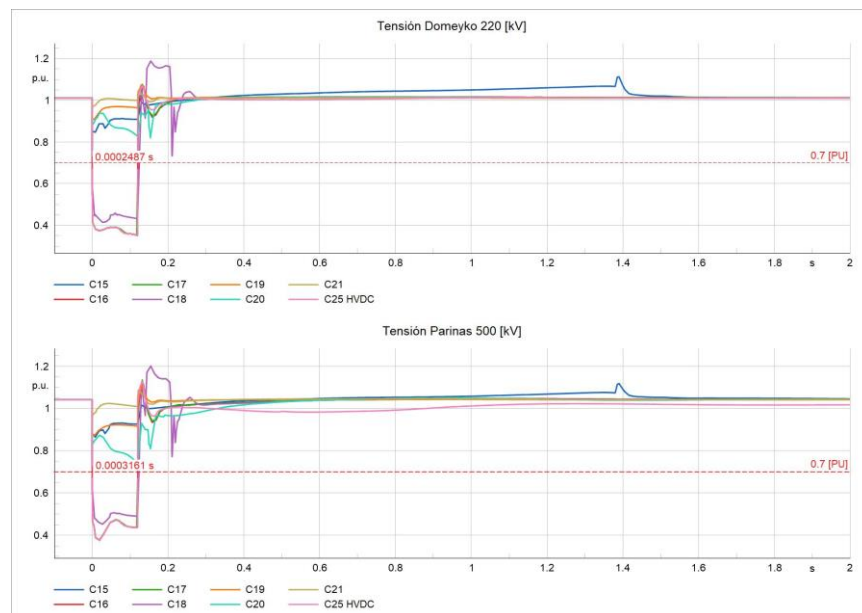


Figura 39: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 220 [kV] en modelo SEN 2030 Sensibilidad Alupar, escenario de noche.

En la Figura 39 se presenta un comportamiento diferente al de los casos anteriores, debido al aumento de GFM y a la disminución de la compensación síncrona de los CS. Como consecuencia, se aprecian mayores oscilaciones al momento del despeje de la falla, especialmente en la contingencia 18, además de una pequeña oscilación después del segundo en la contingencia 1.

Para este escenario, no resulta tan evidente determinar si el incremento de GFM conlleva una mayor estabilización de las tensiones. Sin embargo, es posible decir que se cumple satisfactoriamente con lo establecido por la normativa.

Por otra parte, dejando de lado las oscilaciones en las contingencias 1 y 18, el resto de las tensiones se estabilizan completamente en menos de 50 [ms] después de despejada la falla. Por otro lado, la tensión no desciende en ningún momento por debajo de 0,8 [pu]. En algunos casos, la tensión incluso se mantiene por encima de 0,95 [pu] tras el despeje de la falla, lo que corrobora la eficacia y rapidez de los inversores para estabilizar la tensión.

Finalmente, en la Figura 40 es posible observar los resultados de las contingencias en 500 [kV] para la sensibilidad de Alupar en el escenario de Noche.

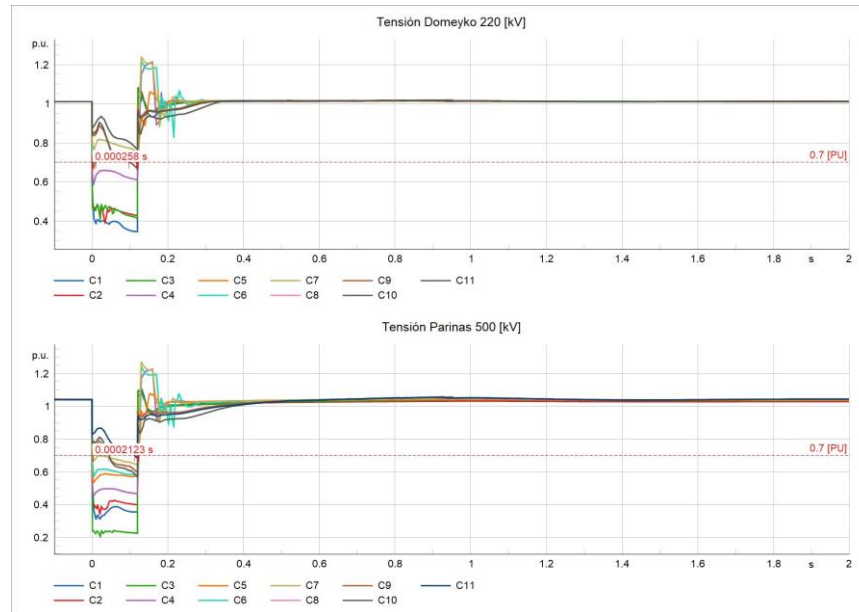


Figura 40: Recuperación transitoria de la tensión para contingencias en 500 [kV] en modelo SEN 2030 Sensibilidad Alupar, escenario de noche.

En este caso, se presentan algunas oscilaciones en los primeros instantes, como se observa en la Figura 40, pero la tensión no desciende en ningún momento por debajo de 0,9 [pu]. A partir de los 0,3 [s], las tensiones en todas las contingencias se encuentran completamente estabilizadas, por lo que, además de cumplir con la normativa, se maximiza la estabilidad de la tensión gracias al accionar de los inversores, dado que ya no se observan las oscilaciones presentes en los casos anteriores.

5) Porcentaje mínimo de GFM

Como resultado final, en la Tabla 18 se presentan los porcentajes de GFM mínimos obtenidos para cada caso.

Tabla 18: Porcentaje de GFM mínimo establecido.

Caso	GFM[MVA]	%GFM
Mínimo GFM	73	0,8%
Sensibilidad Engie	180	1,95%
Sensibilidad Alupar	595	6,19%

Cabe notar que estos porcentajes se han visto disminuidos en gran medida por la introducción de los CS. Además, se refieren a la capacidad total conectada con GFL y, junto con ello, fueron determinados únicamente a partir de la estabilidad de la tensión en las barras frente a contingencias de severidad 4 (cortocircuitos).

Por otra parte, si bien no se calcularon explícitamente indicadores como el ESCR o el RECC, es posible realizar una evaluación cualitativa a partir de los resultados obtenidos. En particular, en los escenarios con alta participación de IBR y baja presencia de GS. Como el escenario 30PLP, el cual de base presentaba un bajo ESCR de forma general. Esto se vio reflejado en la inestabilidad dinámica de la tensión del caso base, especialmente en las contingencias correspondientes a la zona Norte Grande.

Asimismo, la mejora progresiva en la respuesta dinámica al aumentar la participación de inversores GFM sugiere un aumento efectivo en la fortaleza del sistema, lo cual equivaldría, desde un punto de vista cualitativo, a un incremento en el ESCR local. Un ejemplo claro es la barra Kimal, la cual presentaba un ESCR de 0,26, a pesar de esto al instalar GFM en esta barra se observa una mejora importante en la estabilidad dinámica de la tensión.

6. Resumen final y conclusiones

El presente trabajo tuvo como objetivo principal establecer el porcentaje mínimo de generación basada en inversores GFM. Este porcentaje fue calculado respecto al total de generación con convertidores en la zona norte del SEN. Con el fin de asegurar que el sistema sea capaz de recuperar adecuadamente los perfiles de tensión frente a contingencias. Todo esto cumpliendo con los requerimientos establecidos en la NTSyCS.

Se compararon distintos esquemas de control GFM en el modelo IEEE de 9 barras. Las simulaciones mostraron que el controlador VSM estabiliza la tensión en menos de 3 [s] y con mínimas oscilaciones. En cambio, el esquema *Droop*, a pesar de reaccionar rápido en la inyección inicial de reactivos, tarda más en asentarse y presenta oscilaciones prolongadas. Con base en estos resultados, VSM se seleccionó para su aplicación en el modelo del SEN.

Los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas en el modelo del SEN proyectado al año 2030, permitieron identificar las limitaciones del sistema en escenarios con alta participación de IBR y sin presencia de GFM. En particular, se observó que, en estos casos, las tensiones no lograban recuperarse dentro de los márgenes exigidos por la normativa, especialmente ante fallas ubicadas en niveles de tensión de 220 kV y 500 kV en horarios de alta demanda. Esta condición pone en evidencia la necesidad de incorporar elementos que aporten soporte de tensión e inercia al sistema.

Al introducir progresivamente generación basada en GFM en puntos estratégicos del sistema, se evidenció una mejora significativa en el desempeño dinámico. Las simulaciones mostraron que, a partir de ciertos umbrales de participación, el sistema logra mantener los perfiles de tensión dentro de los rangos aceptables definidos por la normativa tanto en escenarios diurnos como nocturnos. En concreto, se identificó que un valor del orden de entre 1% y 6% de participación mínima de GFM en relación con la capacidad total de IBR es suficiente para alcanzar los niveles requeridos de recuperación de tensión. Este valor depende de la cantidad de CS incluidos en el sistema.

Además, el análisis de sensibilidad permitió evaluar distintos escenarios de ubicación y tecnología para los GFM, considerando casos específicos como los aportes de Engie y Alupar. Estos análisis confirmaron que la ubicación estratégica de los GFM, así como la correcta dimensión de los sistemas de almacenamiento asociados, tienen un efecto directo en la efectividad de la recuperación de tensión. Mientras que para la sensibilidad de Transelec, no fue posible establecer un mínimo de GFM pues su retiro imposibilitaba la simulación con el modelo actual en *DIgSILENT Powerfactory*.

Se observó que algunas barras del sistema requieren refuerzos adicionales, mientras que otras resultan más críticas para la ubicación de estos dispositivos, como lo es la barra Kimal, lo cual destaca la importancia de considerar criterios técnicos detallados en los futuros procesos de operación y planificación.

En función de los resultados, se concluye que los GFM, combinados con sistemas de almacenamiento basado en baterías, constituyen una solución técnicamente viable y eficiente para enfrentar los desafíos de estabilidad que impone la transición energética hacia una matriz dominada por IBR. Asimismo, se evidencia su capacidad para complementar o eventualmente reemplazar a tecnologías tradicionales como los CS, siempre que se definan criterios claros de dimensionamiento y localización.

Trabajo futuro

Como proyección del presente estudio, se plantea la incorporación de una base de datos más completa y actualizada que considere de forma explícita la integración de los sistemas de almacenamiento en base a baterías que han sido conectados al SEN durante los últimos años. Esto permitiría una representación más precisa del sistema real, especialmente en lo que respecta al comportamiento dinámico frente a contingencias y la capacidad de soporte de tensión de estos recursos. Una caracterización detallada de la ubicación, capacidad y lógica de control implementada en los BESS actualmente operativos sería fundamental para evaluar su real contribución a la estabilidad del sistema y su interacción con tecnologías GFM.

Adicionalmente, se propone desarrollar un análisis de sensibilidad enfocado en el retiro progresivo de los compensadores síncronos actualmente licitados por la empresa Transelec. Este estudio permitiría entender el grado de dependencia del sistema respecto de estas unidades, y evaluar en qué condiciones los inversores GFM podrían sustituir completamente su función sin comprometer los requerimientos normativos de calidad y seguridad de servicio. Particularmente relevante será simular escenarios en los cuales los compensadores síncronos no se encuentran disponibles, de modo de identificar las brechas operacionales que deberían ser cubiertas por nuevas tecnologías de soporte.

Otra línea de trabajo futuro consiste en evaluar un escenario extremo en el cual el SEN esté compuesto en un 100% por generación a partir de recursos con convertidores, considerando una proporción significativa de este operando bajo esquemas GFM. Esta sensibilidad permitiría explorar los límites técnicos de operación sin generación síncrona, y sería útil para definir marcos regulatorios y técnicos de largo plazo en función de un sistema completamente descarbonizado. El uso del modelo del SEN, enriquecido con estas nuevas características, junto con metodologías de optimización que consideren múltiples objetivos y restricciones técnicas, será clave para desarrollar un análisis robusto y con mayor validez práctica.

Bibliografía

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional, «Hoja de ruta para una transición energética acelerada», pp. 1-20, 2022.
- [2] C. Vásquez Páez, D. Valdivia Armijo, H. Sepúlveda Contreras y M. García Herrera, «Identificación y cuantificación de potenciales de energías renovables», Unidad Gestión de Información, División Energías Sostenibles – Ministerio de Energía, pp. 8-12, 2021.
- [3] G. Yuan, «Grid-forming technologies enabling a decarbonized power system [Technology Leaders]», IEEE Electrification Magazine, vol. 10, n° 1, pp. 7-9, 2022.
- [4] Coordinador Eléctrico Nacional, «Resumen de los estudios y definición de requerimientos para el fortalecimiento de la red en el SEN», 2022.
- [5] Energie, «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», 2023.
- [6] GIZ, Ministerio de Energía y AC3E, «Análisis de alternativas tecnológicas que aporten servicios de seguridad al sistema eléctrico nacional», Santiago, 2021.
- [7] DIgSILENT GmbH, «Estudio de requerimientos mínimos de seguridad y calidad para el SEN, informe final actividad 3 - inversores formadores de red», 2021.
- [8] J. Matevosyan, «GFM need, drivers, technology landscape», presentation to MISO Interconnection Planning Working Group, Marzo, 2024, ESIG.
- [9] North American Electric Reliability Corporation, «White paper: grid forming functional specifications for BPS-connected battery energy storage systems», 2023.
- [10] X. Zhao y D. Flynn, «Stability enhancement strategies for a 100% grid-forming and grid-following converter-based Irish power system», IET Renewable Power Generation, vol. 16, 2022.
- [11] N. Hatziargyriou et al., «Definition and classification of power system stability – revisited & extended», IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, Julio 2021.
- [12] J. Shair, H. Li, J. Hu y X. Xie, «Power system stability issues, classifications and research prospects in the context of high-penetration of renewables and power electronics», Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 145, p. 111111, 2021.
- [13] P. Kundur et al., «Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions», IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, 2004.

- [14] H. Gu, R. Yan y T. K. Saha, «Minimum synchronous inertia requirement of renewable power systems», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 1533-1543, Mar. 2018.
- [15] N. Hatziaargyriou, J. Milanović, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Cañizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, A. Stanković, T. Van Cutsem, V. Vittal y C. Vournas, «Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies», *IEEE Power & Energy Society*, pp. 1-42, 2020.
- [16] North American Electric Reliability Corporation, «Integrating inverter based resources into weak power systems reliability guideline», NERC, 2017.
- [17] C. de Energía, «Norma técnica de seguridad y calidad de servicio», mayo 2018.
- [18] P. Kundur, «Power system stability and control», McGraw-Hill Education, 1994.
- [19] M. Noroozian, «Understanding power system inertia and rate of change of frequency», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 3, pp. 1154-1162, 1995.
- [20] Red eléctrica de España, «Criterios técnicos de evaluación de fortaleza de red para integración de MPE de acuerdo a la literatura técnica existente», Dirección Desarrollo de la Red, Dpto. Fiabilidad del sistema eléctrico, pp. 1-11, 2019.
- [21] B. Vega, «Estrategias y modos de control de convertidores para la regulación de frecuencia en sistemas de potencia sin inercia», Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico, Universidad de Chile, pp. 1-143, 2021.
- [22] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg y P. Rodríguez, «Control of power converters in AC microgrids», *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, Nov. 2012.
- [23] N. Mohammed, H. H. Alhelou y B. Bahrani, Eds., «Grid-forming power inverters: control and applications», 1st ed., CRC Press, 2023.
- [24] W. Du et al., «Modeling of grid-forming and grid-following inverters for dynamic simulation of large-scale distribution systems», *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 4, pp. 2035-2045, Agosto 2021.
- [25] J. Matevosyan, B. Badrzadeh, T. Prevost, E. Quitmann, D. Ramasubramanian, H. Urdal, S. Achilles, J. MacDowell, S. H. Huang, V. Vital, J. O’Sullivan y R. Quint, «Grid-forming inverters: are they the key for high renewable penetration?», *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 17, no. 6, pp. 89–98, 2019.
- [26] G. Denis, T. Prevost, M.-S. Debry, F. Xavier, X. Guillaud y A. Menze, «The migrate project: the challenges of operating a transmission grid with only inverter-based generation. a grid-forming control improvement with transient current limiting control», vol. 12, pp. 523–529, 2018.

- [27] T. Jouini, U. Markovic y D. Grob, «New options for existing system services and needs for new system services», 2018.
- [28] D. B. Rathnayake, M. Akrami, C. Phurailatpam, S. P. Me, S. Hadavi, G. Jayasinghe, S. Zabihi y B. Bahrani, «Grid forming inverter modeling, control, and applications», IEEE Power & Energy Society Section (IEEE Access), pp. 114781–114807, 2021.
- [29] R. Ishita, «Grid-forming converter control method to improve DC-link stability in inverter-based AC», PhD diss., University of Tennessee, 2021.
- [30] M. Westman y E. Nordén, «Modeling and comparative analysis of different grid-forming converter control concepts for very low inertia systems», 2020.
- [31] L. Castillo y A. Roscoe, «Experimental validation of a novel inertia-less VSM algorithm», 2018 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), Washington, DC, USA, 2018.
- [32] North American Electric Reliability Corporation, «Grid forming technology bulk power system reliability considerations», NERC, 2021.
- [33] Z. Zhang, W. Chen y Z. Zhang, «A new seamless transfer control strategy of the microgrid», The Scientific World Journal, 2014.
- [34] R. Molinari, «Prospectiva de la tecnología de los inversores tipo grid-forming y su integración a los sistemas eléctricos», Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico, Universidad de Chile, 2023.
- [35] North American Electric Reliability Corporation, «An introduction to inverter-based resources on the bulk power system», NERC, 2023.
- [36] Y. Lin, J. Eto, B. Johnson, J. Flicker, R. Lasseter, H. Villegas, G. Seo, B. Pierre y A. Ellis, «Research roadmap on grid-forming inverters, National Renewable Energy Laboratory», NREL, 2020.
- [37] Energy Systems Integration Group, «A unique window of opportunity: capturing the reliability benefits of grid-forming batteries», ESIG, 2023.
- [38] Australian Energy Market Operator, «Grid-forming BESS connections», AEMO, 2022.
- [39] Q. Xu, J. You, W. Zhao, Y. Zhou y L. Shen, «Grid-forming battery storage system applications in power systems with high renewable energy shares», IOS Press, 2023.
- [40] B. Chaudhuri et al., «Rebalancing needs and services for future grids: system needs and service provisions with increasing shares of inverter-based resources», IEEE Power and Energy Magazine, vol. 22, no. 2, pp. 30-41, 2024.

- [41] S. D. Rao et al., «Grid-forming inverters—real-life implementation experience and lessons learned», The 9th Renewable Power Generation Conference (RPG Dublin Online 2021), online conference, 2021.
- [42] B. Badrzadeh et al., «Grid-forming inverters: project demonstrations and pilots», IEEE Power and Energy Magazine, vol. 22, no. 2, pp. 66-77, Mar.-Abr. 2024.
- [43] Australian Energy Market Operator, «Voluntary specification for grid-forming inverters», AEMO, mayo 2023.
- [44] Australian Energy Market Operator, «Voluntary specification for grid-forming inverters: core requirements test framework», AEMO, enero 2024.
- [45] DIgSILENT, «Requerimientos de inercia y potencia de cortocircuito al año 2030 en el SEN», Coordinador Eléctrico Nacional, marzo 2023.
- [46] North European System Operator, «Guidance notes on modelling requirements - GC0141 grid code modification», EU Code Users, Issue, marzo 2024.
- .

Anexo

A. Modelo GFM Utilizado

En esta sección, se presentan detalles del modelo GFM utilizado en las simulaciones.

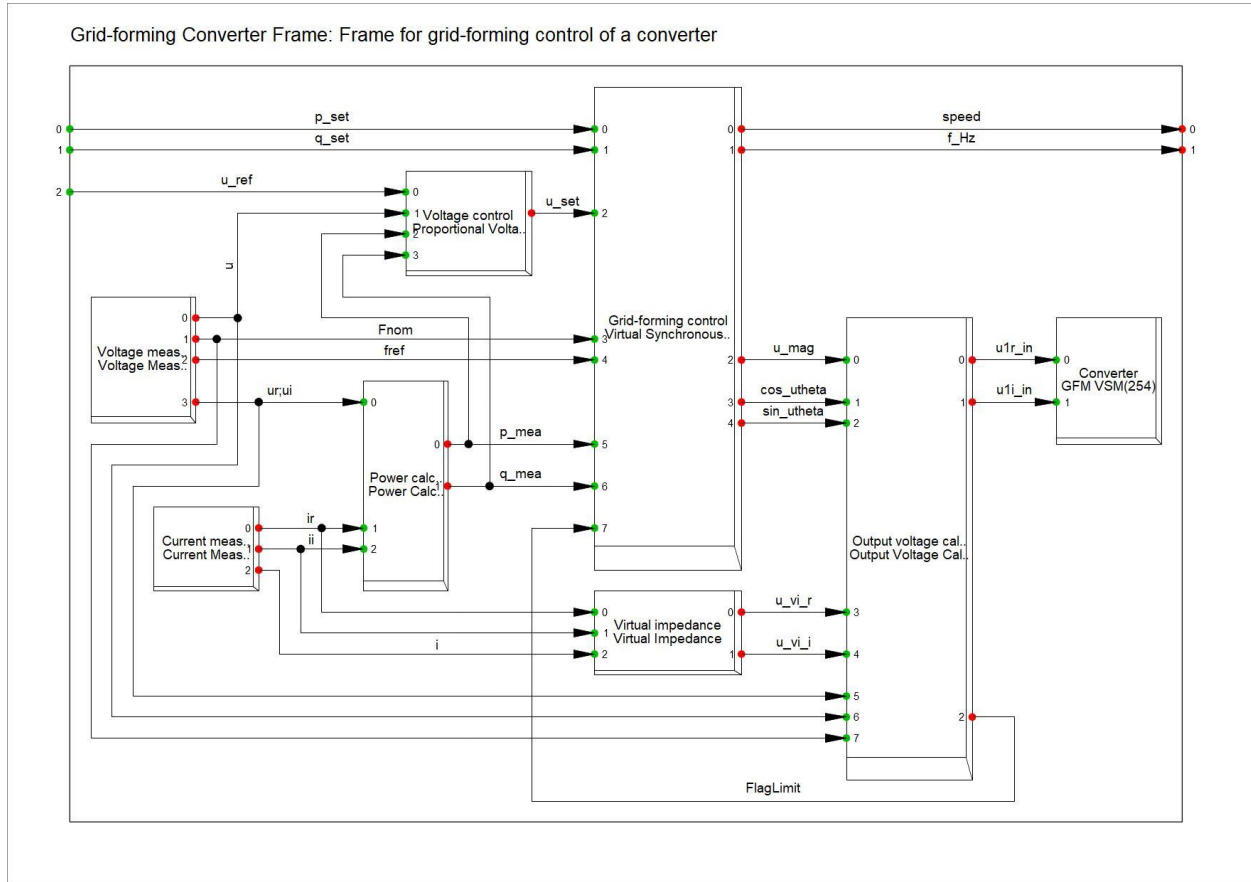


Figura 41: Modelo de control GFM VSM.

Y los parámetros del modelo DSL del control VSM.

General Advanced 1 Advanced 2 Advanced 3

Name

Type ...ls\gfc_virtual synchronous machine

Configuration Script

Out of Service A-stable integration algorithm

	Parameter
Ta Acceleration time constant [s]	3.
Dp Damping coefficient [p.u.]	100.
w_c Damping filter cut-off frequency [rad/s]	0.
T_LPF_u Voltage setpoint low-pass filter time constant [s]	0.003
f_setpoint Initial speed setting [p.u.]	1.

Figura 42: Parámetros modelo DSL del controlador GFM VSM.

Y los parámetros de la impedancia virtual.

General Advanced 1 Advanced 2 Advanced 3

Name: Virtual Impedance

Type: ...ls\vim_controlled virtual impedance

Configuration Script:

Out of Service A-stable integration algorithm

	Parameter
r Basic virtual resistance [p.u.]	0.006
x Basic virtual reactance [p.u.]	0.006
Mode Control mode: 0 = const. Z; 1 = Proportional over...	1.
i_lim Over-current threshold [p.u.]	1.01
kpr Proportional factor for additional resistance [p.u.]	8.
kpx Proportional factor for additional reactance [p.u.]	8.
T_lpf Time constant of low-pass filter [s]	0.0001

Figura 43: Parámetros de la impedancia virtual del controlador GFM VSM.

B: Detalle de contingencias críticas

A continuación se presenta el detalle de cada caso para las contingencias C16 Encuentro-Kimal y C17 Crucero Ana María.

1) Caso base

a) Escenario 30PLP

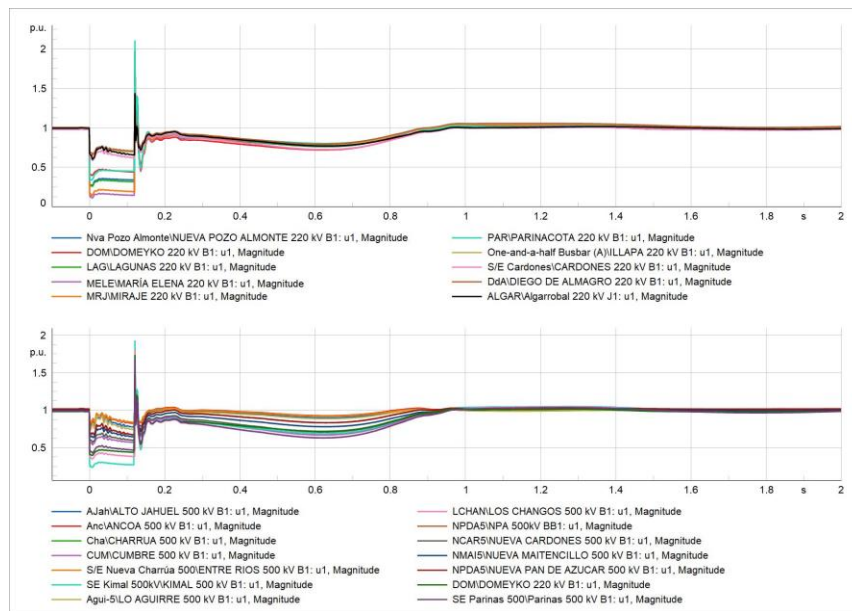


Figura 44: Recuperación dinámica de la tensión para el caso base, contingencia C16, escenario 30PLP.

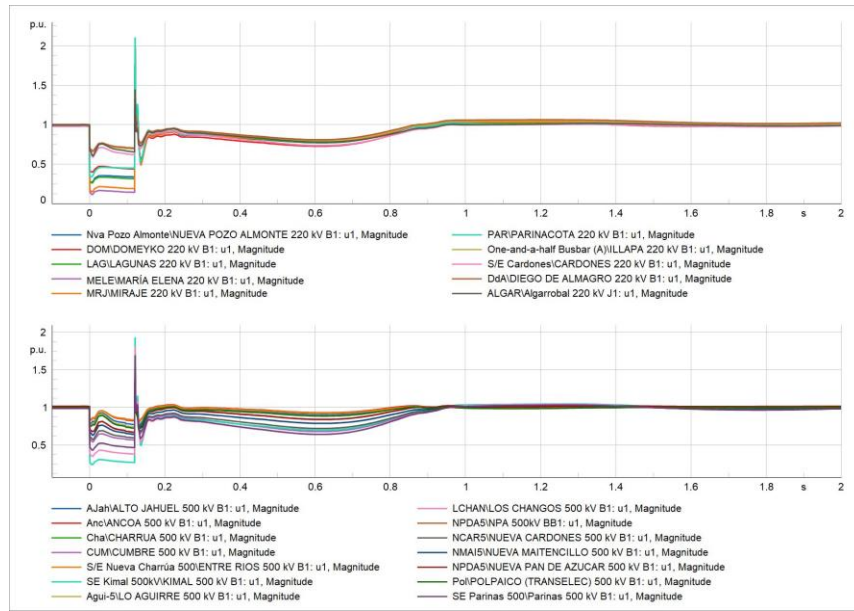


Figura 45: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Base Sin GFM, contingencia C17, escenario 30PLP

b) Escenario 30T2

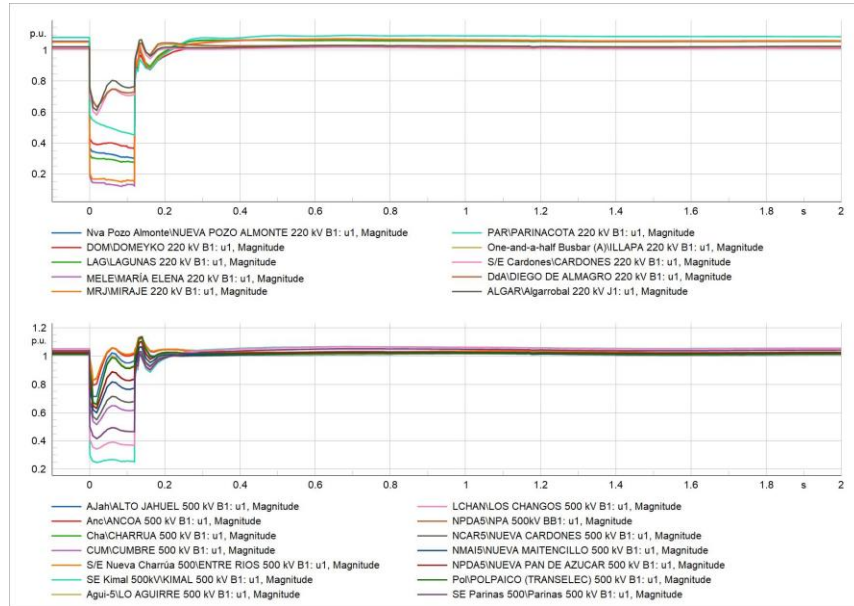


Figura 46: Recuperación dinámica de la tensión para el caso base, contingencia C16, escenario 30T2.

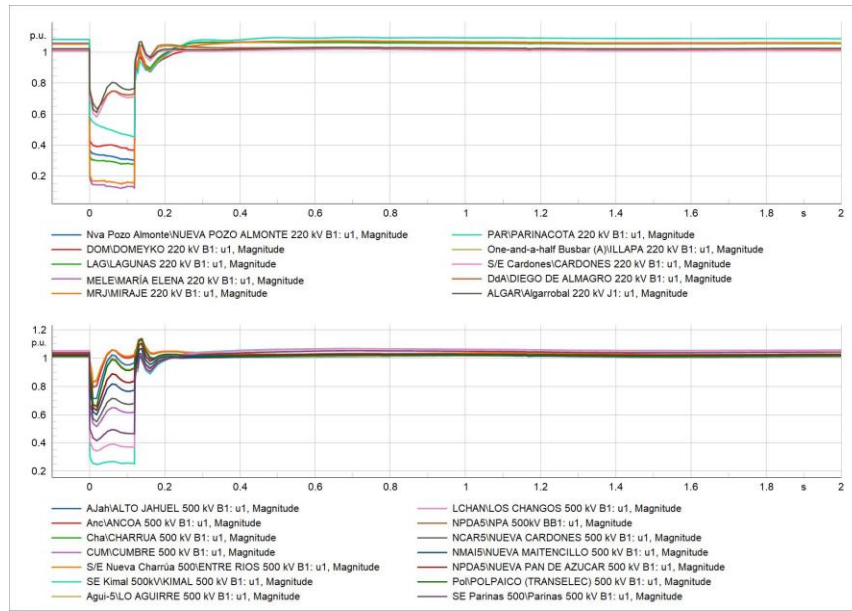


Figura 47: Recuperación dinámica de la tensión para el caso base, contingencia C17, escenario 30T2.

2) Caso GFM mínimo

a) Escenario 30PLP

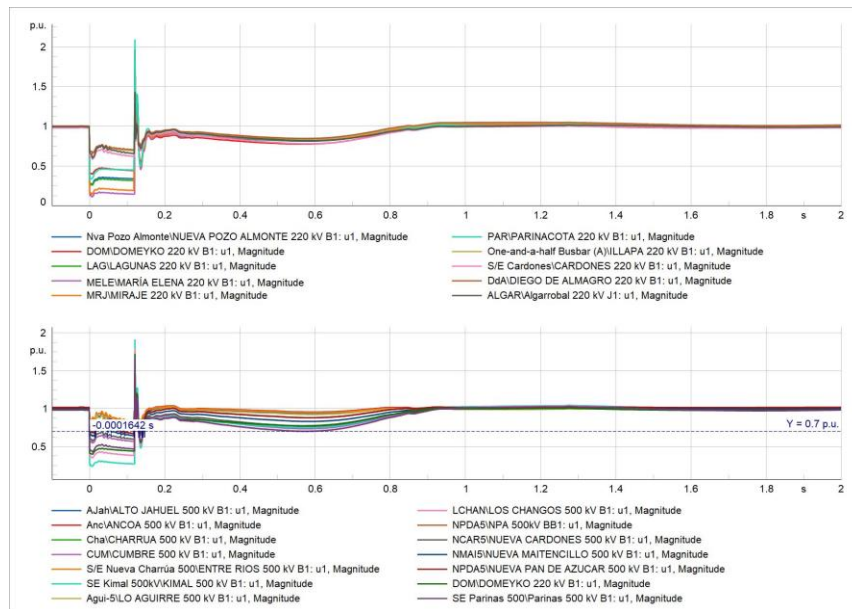


Figura 48: Recuperación dinámica de la tensión para el caso GFM mínimo, contingencia C16, escenario 30PLP.

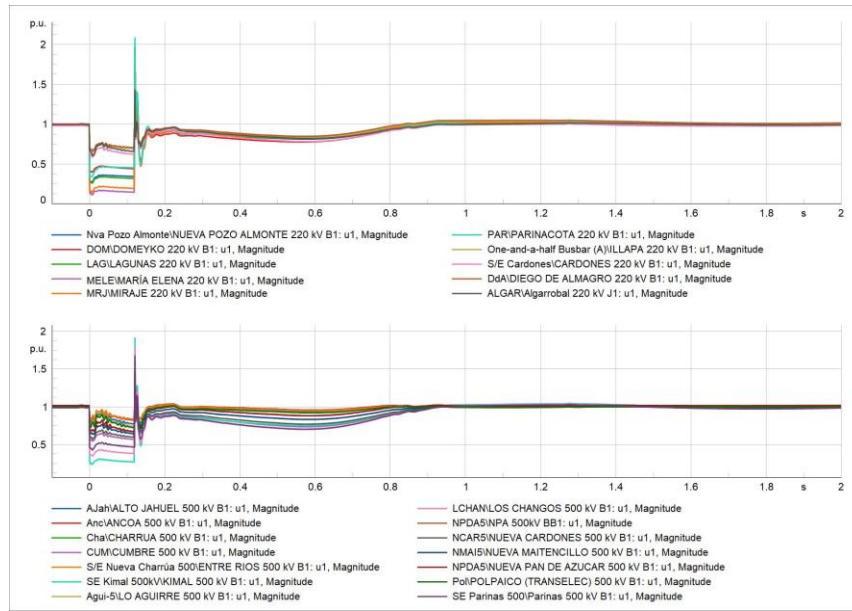


Figura 49: Recuperación dinámica de la tensión para el caso GFM mínimo, contingencia C17, escenario 30PLP.

b) Escenario 30T2

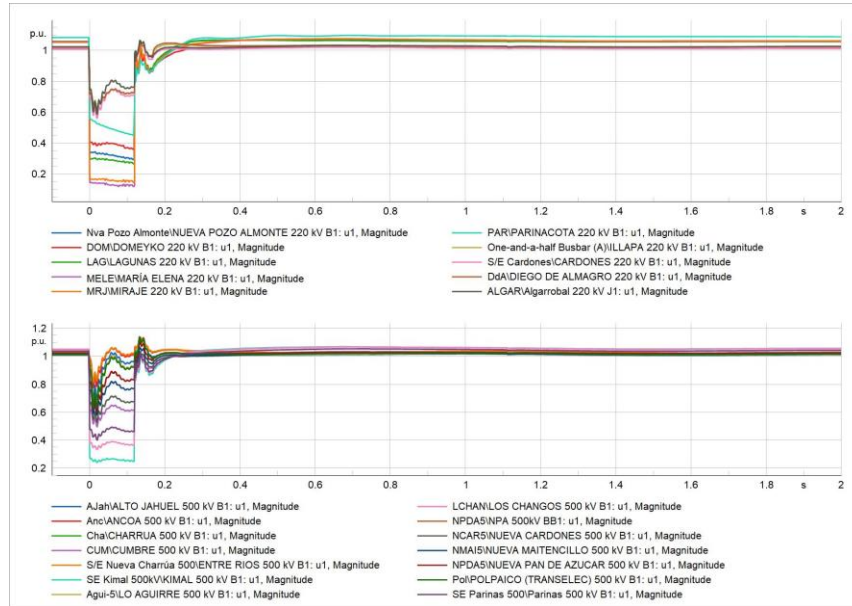


Figura 50: Recuperación dinámica de la tensión para el caso GFM mínimo, contingencia C16, escenario 30T2.

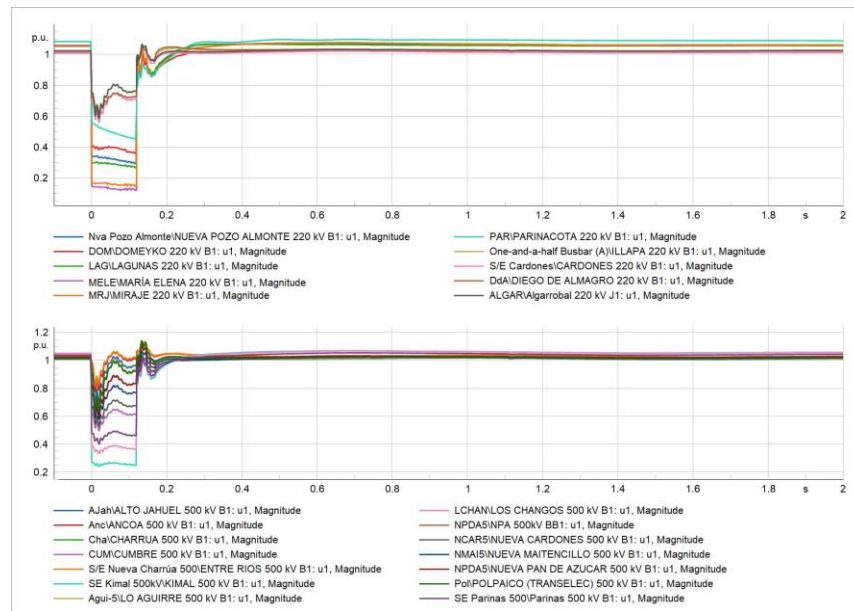


Figura 51: Recuperación dinámica de la tensión para el caso GFM mínimo, contingencia C17, escenario 30T2.

3) Sensibilidad U15

a) Escenario 30PLP

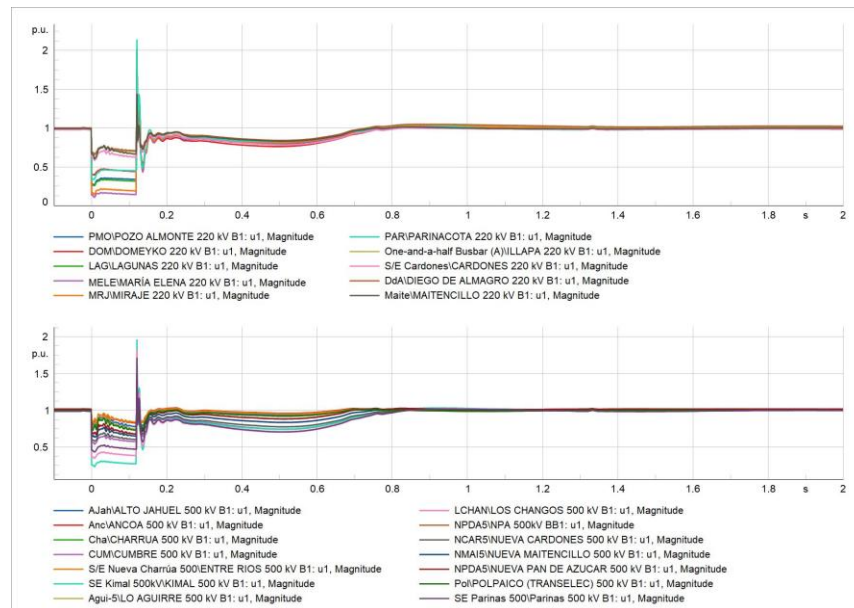


Figura 52: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Sensibilidad U15, contingencia C16, escenario 30PLP.

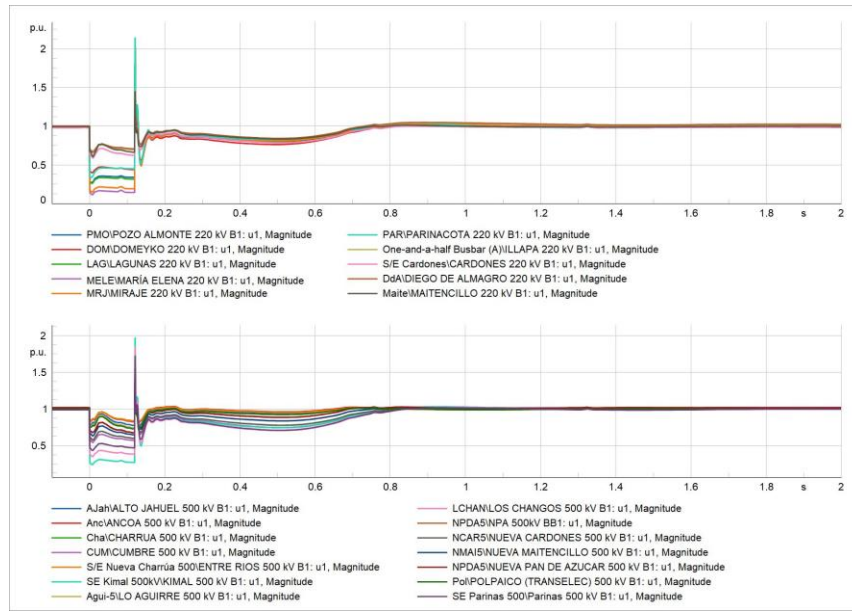


Figura 53: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Sensibilidad U15, contingencia C17, escenario 30PLP.

b) Escenario 30T2

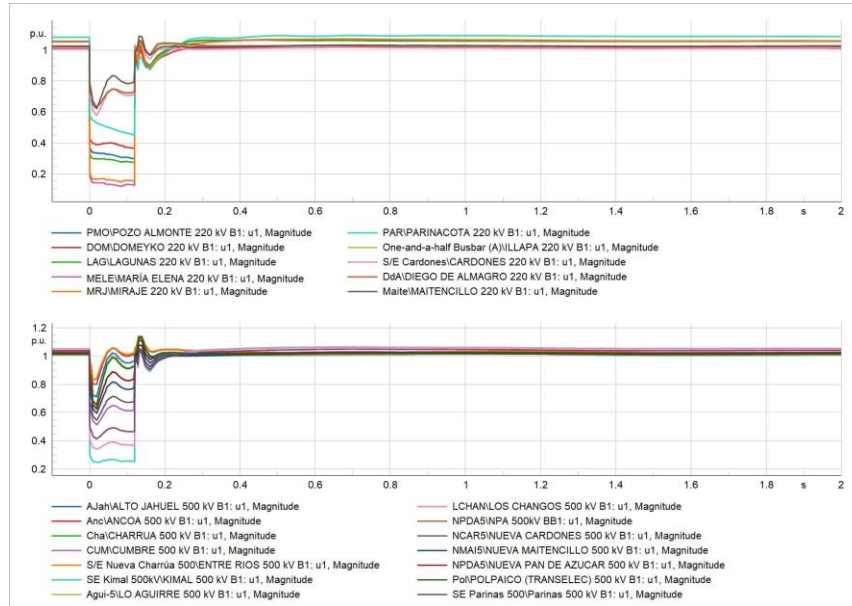


Figura 54: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Sensibilidad U15, contingencia C16, escenario 30T2.

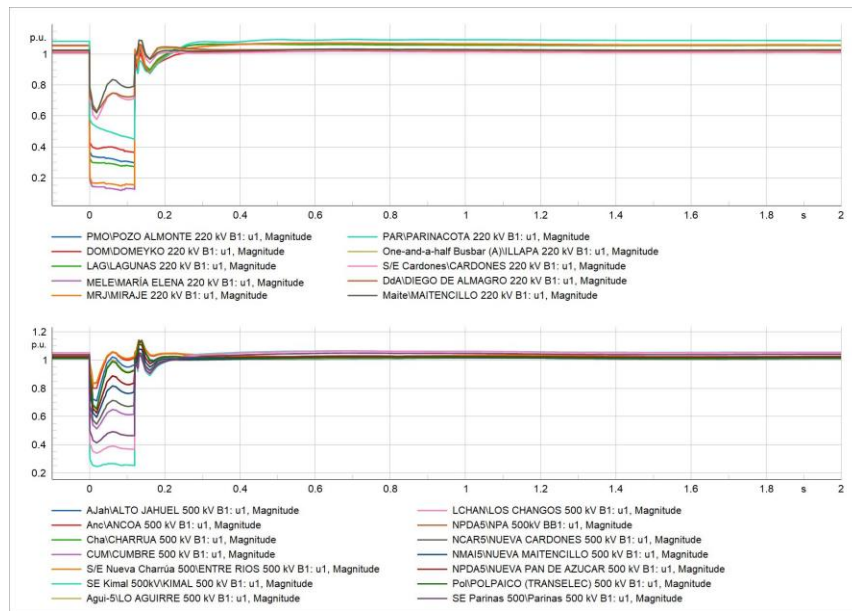


Figura 55: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Sensibilidad U15, contingencia C17, escenario 30T2.

4) Sensibilidad Alupar

a) Escenario 30PLP

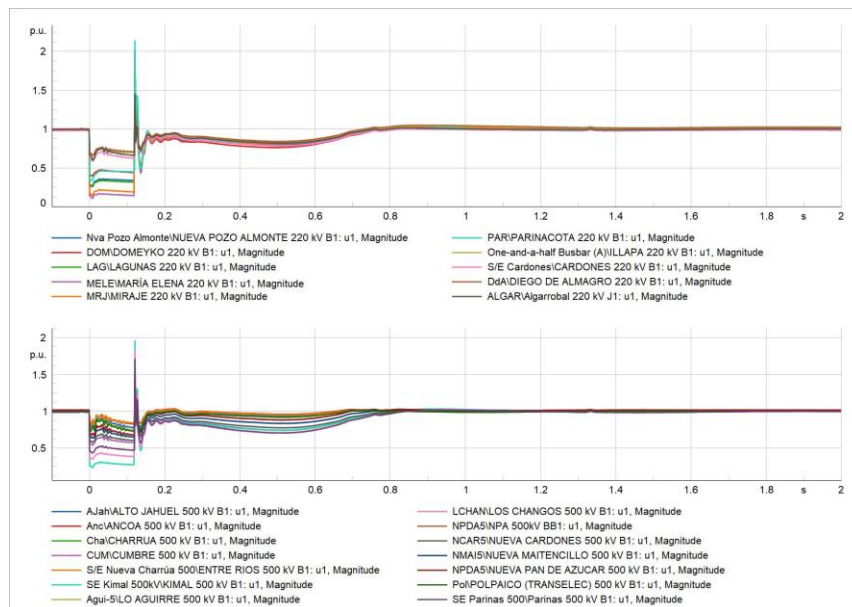


Figura 56: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Sensibilidad Alupar, contingencia C16, escenario 30PLP.

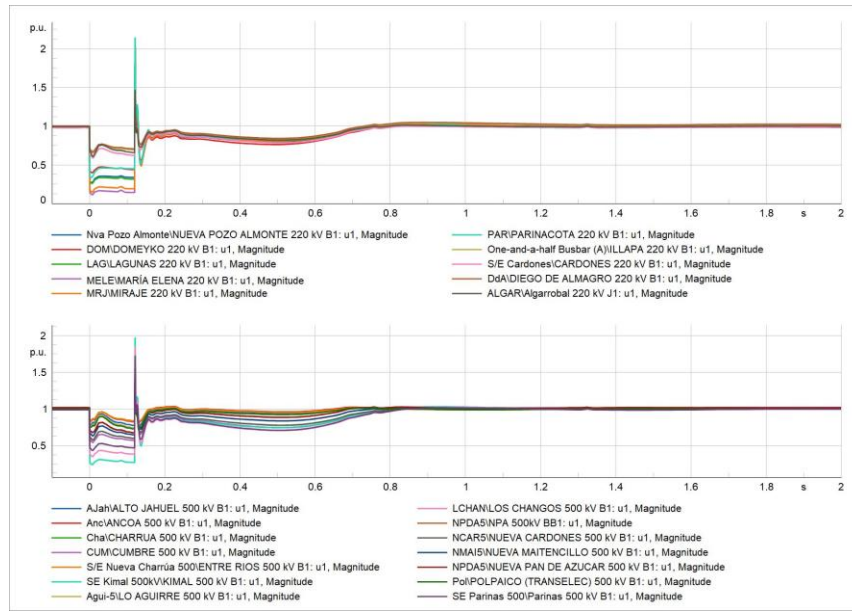


Figura 57: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Sensibilidad Alupar, contingencia C17, escenario 30PLP.

b) Escenario 30T2

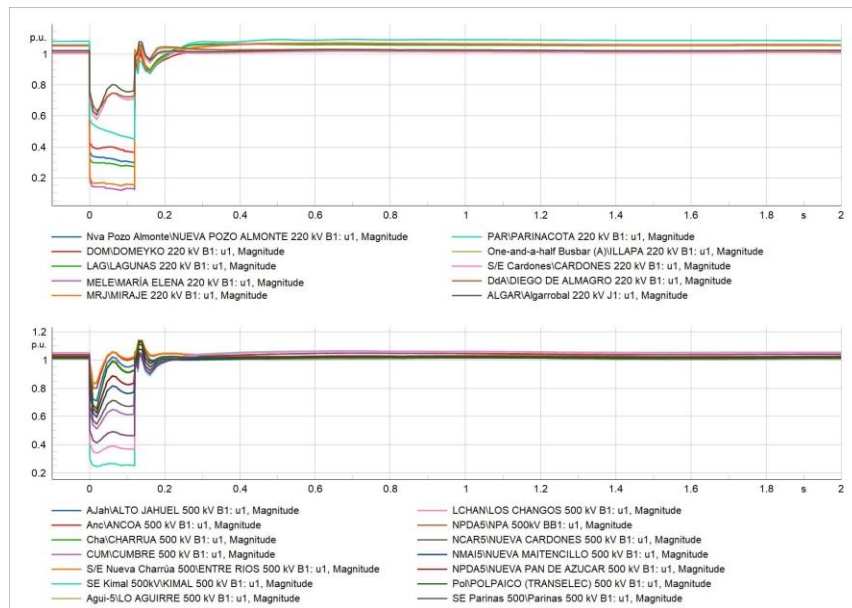


Figura 58: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Sensibilidad Alupar, contingencia C16, escenario 30T2.

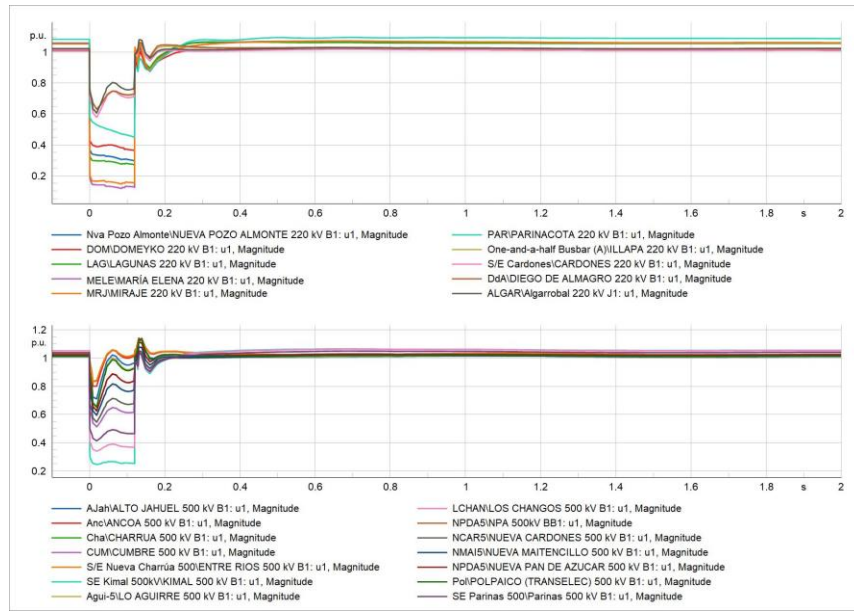


Figura 59: Recuperación dinámica de la tensión para el caso Sensibilidad Alupar, contingencia C17, escenario 30T2.