

Evaluación del sistema de control de frecuencia en un convertidor grid-forming conectado a una red de baja inercia mediante un simulador en tiempo real

Fernando Sergio Ruiz-Esquide Palma

2024

Profesor Guía:
Dr. Andrés Mora Castro

Correferente:
Victor Hinojosa Mateus

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Santiago, 30/10/2024.

Evaluación del sistema de control de frecuencia en un convertidor grid-forming conectado a una red de baja inercia mediante un simulador en tiempo real

Fernando Sergio Ruiz-Esquide Palma

2024

Santiago, 30/10/2024.

Dedicatoria

A mi hija por darme tantas alegrías.

A mi madre por siempre confiar en mí.

A mi padre por enseñarme el valor del trabajo.

“Divide, y vencerás”
— *Julio César*

Agradecimientos

En primer lugar, quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mi madre y a mi padre, quienes han sido mi refugio y fortaleza en los momentos más oscuros. A lo largo de este largo y desafiante camino, lleno de altos y bajos, su amor incondicional y su apoyo constante han sido el motor que me impulsó a seguir adelante, incluso cuando parecía que todo se complicaba. Su ejemplo de perseverancia y generosidad ha sido mi inspiración diaria, y este logro es tan mío como suyo. Sin ustedes, este sueño jamás habría sido posible.

A mis amigos de la universidad, Alfonso Mendieta y Phillip McColl, mi más sincera gratitud por estar siempre dispuestos a ayudarme. Sus valiosos consejos y palabras de aliento me acompañaron incluso en los momentos más complicados del proceso. Me ofrecieron no solo su tiempo, sino también su confianza en mis capacidades, algo que resultó esencial para dar este último paso con seguridad. Su amistad ha sido un pilar fundamental en mi formación, y este logro también está construido sobre su generosidad.

A Vicente y Josefa Fica, quiero agradecerles de todo corazón por su apoyo incondicional durante este último año, especialmente en mis constantes viajes a Concepción para visitar a mi hija. Su hospitalidad no fue simplemente una ayuda práctica; fue una muestra de verdadera generosidad y cuidado, que me brindó tranquilidad y estabilidad cuando más lo necesitaba. Gracias por abrirme las puertas de su hogar y por crear un ambiente en el que siempre me sentí bienvenido. Su apoyo me permitió concentrarme en los aspectos más importantes de este proyecto sin descuidar aquello que más amo. Sin ustedes, este logro no habría sido posible.

Al profesor Andrés Mora, mi profundo agradecimiento por su guía excepcional a lo largo de este proceso. Su buena voluntad para orientarme, su capacidad para motivar y su dedicación para trabajar con meticulosidad en cada detalle fueron elementos clave para superar cada obstáculo que se presentó en el camino. Su apoyo profesional y humano dejó una huella imborrable en este proyecto y en mi aprendizaje.

Al profesor Víctor Hinojosa, mi reconocimiento por su compromiso inquebrantable y su disposición para atender cada una de mis consultas. Su paciencia y claridad para resolver mis dudas fueron un recurso invaluable que me ayudó a enfrentar los desafíos técnicos con confianza y determinación.

Finalmente, quiero extender mi agradecimiento al proyecto Fondecup EQM210117, cuyo aporte fue crucial para la realización de este trabajo. La disponibilidad del emulador en tiempo real MIL como plataforma de investigación no solo enriqueció enormemente el desarrollo técnico de este proyecto, sino que también me permitió explorar y enfrentar desafíos concretos relacionados con la transición energética, un tema de vital importancia en la actualidad. Este logro también es un reflejo de los esfuerzos colectivos por avanzar en el conocimiento y la tecnología en beneficio de la sociedad.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos	I
Índice de Figuras	III
Índice de Tablas	V
Resumen	1
Abstract	2
1. Introducción	1
1.1. Objetivos	2
1.1.1. Objetivo general	2
1.1.2. Objetivos específicos	2
1.2. Estructura documento	3
2. Teoría de control	4
2.1. Máquinas sincrónicas	4
2.1.1. Modelo electromagnético	4
2.1.2. Modelo mecánico	7
2.1.3. Esquema de control y regulación	8
2.1.4. Regulación de frecuencia	9
2.2. Convertidores eléctricos de potencia	10
2.2.1. Estrategia grid following	11
2.2.2. Estrategia grid forming	16
3. Caso de estudio	19
3.1. Datos nominales	20
3.1.1. Máquinas sincrónicas	20
3.1.2. Equipos de transmisión	20
3.2. Flujo de potencia	21
3.3. Condiciones iniciales máquina	21
3.4. Sintonización MATLAB & SIMULINK	22
3.4.1. Inercia y Amortiguación	22
3.4.2. Sistema motriz	22
3.4.2.a. Sistema de excitación	25
4. Resultados simulador tiempo real (RSCAD)	26
4.1. Escenario generación sincrónica completa	26
4.1.1. Inyección de 50 [MW]	27
4.1.2. Carga de 50 [MW]	28
4.1.3. Falla trifásica	29
4.2. Escenario grid following (25 %)	30
4.2.1. Desconexión MS	31

4.3. Escenario grid forming (25 %)	32
4.3.1. Inyección de 50 [MW]	33
4.3.2. Carga de 50 [MW]	35
4.3.3. Falla trifásica	37
4.4. Escenario grid forming (50 %)	39
4.4.1. Carga de 50 [MW]	39
4.5. Escenario grid forming (75 %)	40
4.5.1. Carga de 50 [MW]	40
4.6. Escenario grid forming (100 %)	41
4.6.1. Carga de 50 [MW]	41
5. Análisis de resultados	42
5.1. Desempeño dinámico	42
5.2. Fortaleza de la red	45
6. Conclusiones	46
6.1. Comentarios finales	46
6.2. Recomendaciones futuras	48
Bibliografía	49
A. RSCAD r2.3 Novacor	51
Apéndices	58
Power Factory Digsilent 2022 SP1	58
Simulink r2024a	65
Códigos Matlab r2024a	69

Índice de Figuras

1.1.	Sistema de estudio propuesto	1
1.2.	Esquema interacción HIL (controlador - red virtual)	3
2.1.	Devanados trifásicos estator y rotor	4
2.2.	Diagrama fasorial máquina	6
2.3.	Torques en el eje mecánico	7
2.4.	Esquema de control tradicional máquinas sincrónicas	8
2.5.	Etapas de regulación de velocidad y excitación	8
2.6.	Etapas control de frecuencia	9
2.7.	Modos de operación del convertidor eléctrico de potencia	10
2.8.	Señales de referencias GFL	11
2.9.	Curvas características GFL	11
2.10.	Lazo de bloqueo de fase (PLL)	12
2.11.	Esquema de control completo GFL	12
2.12.	Lazo control de fase PLL	13
2.13.	Lazo de corriente	13
2.14.	Lazo de potencia	14
2.15.	Modo Droop Control	15
2.16.	Modo VSG	15
2.17.	Característica de regulación Droop Control GFL	15
2.18.	Señales de referencia GFM	16
2.19.	Curvas características GFM	16
2.20.	Esquema de control completo GFM	17
2.21.	Modo Droop Control	18
2.22.	Modo VSG	18
3.1.	Sistema de 11 barras	19
3.2.	Modelo mecánico generador	22
3.3.	Modelo regulador de velocidad	22
3.4.	Lugar geométrico governor ($R_p = 0,05$)	23
3.5.	Respuesta escalón ganancia escogida ($R_p = 0,05$)	24
3.6.	Modelo regulador de tensión	25
3.7.	Torques electricos devanados rotor	25
4.1.	Topología red de 4 unidades sincrónicas	26
4.2.	Variables principales aumento de generación	27
4.3.	Variables principales aumento de carga	28
4.4.	Variables principales falla trifásica	29
4.5.	Zoom instante de la falla trifásica	29
4.6.	Topología red de 3 unidades sincrónicas más soporte convertidor Grid Following	30
4.7.	Maniobra inicial reemplazo unidad sincrónica por GFL-Droop PQ	30
4.8.	Modo Droop PQ Control	31
4.9.	Modo VSG Control	31
4.10.	PLL modo Droop PQ	31

4.11.	PLL modo VSG	31
4.12.	Topología red de 3 unidades sincrónicas más soporte convertidor Grid Forming .	32
4.13.	Maniobra reemplazo unidad sincrónica por GFM-VSG	32
4.14.	Modo Droop VF Control	33
4.15.	Modo VSG Control	33
4.16.	Modo Synch Control	34
4.17.	Modo Droop VF Control	35
4.18.	Modo VSG Control	35
4.19.	Modo Synch Control	36
4.20.	Modo Droop VF Control	37
4.21.	Modo VSG Control	37
4.22.	Modo Synch Control	38
4.23.	Modo Droop VF Control	39
4.24.	Modo VSG Control	39
4.25.	Modo Droop VF Control	40
4.26.	Modo VSG Control	40
4.27.	Modo Droop VF Control	41
4.28.	Modo VSG Control	41
5.1.	Resumen transitorios unidad 4 para cada escenario (modo Droop)	43
5.2.	Zoom transitorios unidad 4 para cada escenario (modo VSG)	43
5.3.	Comparación SCR para distintas ubicaciones del convertidor	45
A.1.	Sistema eléctrico modelado en RSCAD	51
A.2.	Panel de control convertidores RSCAD	51
A.3.	Esquema control Máquinas Sincrónicas	52
A.4.	Implementación del convertidor	52
A.5.	Lazo Corriente GFL	53
A.6.	Lazo Potencia GFL	53
A.7.	Lazo Droop Control GFL	54
A.8.	Lazo VSG Control GFL	54
A.9.	Esquema lazo de bloqueo de fase PLL en el bloque disponible del RSCAD	55
A.10.	Lazo Tensión GFM	56
A.11.	Lazo Droop Control GFM	56
A.12.	Lazo VSG Control GFM	57
1.13.	Flujo de potencia del sistema obtenido en PF Digsilent 2022 SP1	58
1.14.	Análisis de cortocircuito con 4 MS en PF Digsilent 2022 SP1 en barra 4	59
1.15.	Análisis de cortocircuito con 3 MS y 1 GFL PF Digsilent 2022 SP1 en barra 4 .	60
1.16.	Análisis de cortocircuito con 3 MS y 1 GFM PF Digsilent 2022 SP1 en barra 4 .	61
1.17.	Análisis de cortocircuito con 3 MS y 1 GFM PF Digsilent 2022 SP1 en barra 1 .	62
1.18.	Análisis de cortocircuito con 3 MS y 1 GFM PF Digsilent 2022 SP1 en barra 2 .	63
1.19.	Análisis de cortocircuito con 3 MS y 1 GFM PF Digsilent 2022 SP1 en barra 3 .	64
1.20.	Modelo linealizado 9º orden MS	65
1.21.	Modelo general convertidor GFL	66
1.22.	Modelo general convertidor GFM	67
1.23.	Caso de estudio utilizado para la validación de los modelos sintonizados	68

Índice de Tablas

3.1.	Bases del SEP	20
3.2.	Datos estator en (pu)	20
3.3.	Curva saturación	20
3.4.	Inductancias y constantes operacionales en (pu)	20
3.5.	Inercias y amortiguación de cada unidad	20
3.6.	Datos transformador	20
3.7.	Datos líneas	20
3.8.	Resultado flujo de potencia en las 4 barras generadoras	21
3.9.	Condiciones iniciales principales de cada máquina en (pu)	21
3.10.	Constantes turbina	23
3.11.	Constantes red	23
3.12.	Desempeño para distintos estatismos	24
5.1.	Características principales	42
5.2.	Indicadores dinámicos GFM 25 %	44
5.3.	Indicadores dinámicos GFM 50 %	44
5.4.	Indicadores dinámicos GFM 75 %	44
5.5.	Indicadores dinámicos GFM 100 %	44
5.6.	SCR con MS	45
5.7.	SCR con GFL	45
5.8.	SCR con GFM	45

Resumen

Actualmente, los sistemas eléctricos de potencia están experimentando una creciente penetración de energías renovables variables (ERV), las cuales están reemplazando progresivamente a los proyectos de generación síncrona tradicional basados en energías contaminantes. Este cambio implica una reducción de la inercia natural del sistema, lo que, si no se compensa adecuadamente, puede causar problemas técnicos en cuanto al control y la estabilidad de la red.

La nueva generación ERV utiliza tecnología basada en la electrónica de potencia para conectarse al sistema, operando de acuerdo con la estrategia de control implementada. Hasta la fecha, todos los convertidores de potencia en operación en grandes redes emplean una estrategia seguidora de red (*grid following*), que en general carece de inercia sintética, lo que afecta negativamente la regulación de frecuencia y tensión. Por esta razón, en otros países, como Escocia, se han desarrollado proyectos que adoptan una estrategia diferente, conocida como formadora de red (*grid forming*), la cual proporciona inercia sintética de manera efectiva. Un ejemplo destacado es el proyecto de almacenamiento a gran escala en Blackhillock [1]. No obstante, esta estrategia de control apenas se está implementando en redes aisladas y aún se requieren numerosos estudios eléctricos de alta resolución digital, que demandan considerables recursos computacionales, para abordar diversos fenómenos y transitorios antes de conectarla a las redes nacionales compartidas por múltiples participantes.

Esta investigación analizará los principales modelos de ambas estrategias, pero con un alto nivel de resolución poco explorado hasta ahora, conocido como Electromagnetic Transient(EMT), considerando el detalle completo de los convertidores de potencia. Esto va más allá de las simulaciones tradicionales de Root Mean Square(RMS), que son comúnmente utilizadas en estudios con máquinas síncronas o cuando no es relevante el detalle de los parques ERV. Para ello, se utilizarán dos softwares profesionales para estudios transitorios: el primero servirá para la verificación y sintonización de los modelos localizados, y el segundo actuará como emulador real, soportando la integración de todos los modelos, lo que implica una gran carga computacional.

Los alcances de este estudio son principalmente dos: en primer lugar, se asume idealmente que la generación eléctrica estará disponible de manera continua y que las reservas serán suficientes para controlar las perturbaciones desde el bus de corriente continua (DC) del convertidor, considerando una tensión constante en el mismo y eliminando la variabilidad propia de las tecnologías ERV. En segundo lugar, se analizarán los efectos de la primera de las tres etapas existentes en la regulación de frecuencia (Control Primario de Frecuencia, CPF), dejando de lado el control secundario (CSF) y terciario (CTF), ya que no son necesarios para el objetivo de este estudio y tienen consideraciones de optimización económica que no están dentro del ámbito técnico de esta investigación.

Abstract

Currently, power systems are experiencing an increasing penetration of variable renewable energies (VRE), which are progressively replacing traditional synchronous generation projects based on polluting energies. This change implies a reduction in the natural inertia of the system, which, if not adequately compensated, can cause technical problems regarding control and grid stability.

The new VRE generation uses technology based on power electronics to connect to the system, operating according to the implemented control strategy. To date, all power converters in operation on large grids employ a grid-following strategy, which generally lacks synthetic inertia, thus negatively affecting frequency and voltage regulation. For this reason, projects have been developed in other countries, such as Scotland, that adopt a different strategy, known as grid forming, which effectively provides synthetic inertia. A prominent example is the large-scale storage project in Blackhillock [1]. However, this control strategy is only just being implemented on isolated grids and numerous high-resolution digital electrical studies, demanding considerable computational resources, are still required to address various phenomena and transients before connecting it to national grids shared by multiple participants.

This research will analyze the main models of both strategies, but with a high level of resolution little explored until now, known as Electromagnetic Transient (EMT), considering the full detail of the power converters. This goes beyond the traditional Root Mean Square (RMS) simulations, which are commonly used in studies with synchronous machines or when the detail of the ERV parks is not relevant. For this, two professional softwares for transient studies will be used: the first will serve for the verification and tuning of the localized models, and the second will act as a real emulator, supporting the integration of all the models, which implies a large computational load.

The scope of this study is mainly twofold: first, it is ideally assumed that electric generation will be available continuously and that reserves will be sufficient to control disturbances from the DC bus of the converter, considering a constant voltage in it and eliminating the variability inherent to ERV technologies. Second, the effects of the first of the three existing stages in frequency regulation (Primary Frequency Control, CPF) will be analyzed, leaving aside secondary (CSF) and tertiary (CTF) control, since they are not necessary for the purpose of this study and have economic optimization considerations that are not within the technical scope of this research.

Nomenclatura

ERNC	: Energía renovable no convencional
ERV	: Energía renovable variable
RMS	: Root Mean Square
EMT	: Electromagnetic Transient
RTDS	: Real Time Digital Simulation
RSCAD	: Real Simulation Computer Aided Design
GFL	: Grid Following strategy
GFM	: Grid Forming strategy
PLL	: Phase Locked Loop
PSL	: Power Synchronization Loop
PCC	: Point of Common Coupling
SCR	: Sistema de Coordenadas Rotatorio
SCR 2	: Short Circuit Ratio
ESCR	: Equivalent Short Circuit Ratio
NPC	: Neutral Point Clamped
CPF	: Control Primario de Frecuencia
CSF	: Control Secundario de Frecuencia
ICC	: Índice de cortocircuito
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional
SEC	: Super Intendencia Electricidad y Combustibles
MIL	: Model in the Loop
SIL	: Software in the Loop
PIL	: Processor in the Loop
FIL	: FPGA in the Loop
HIL	: Hardware in the Loop

Capítulo 1

Introducción

Los convertidores del tipo grid forming y sus distintas técnicas de control han aparecido como una solución frente a los diversos problemas de estabilidad que causa la generación ERV. En cualquier caso, el principal freno que tiene esta tecnología al día de hoy es la falta investigación en los distintos casos de estudio presentes en la industria, paso necesario y previo para recién generar las conclusiones principales sobre su desempeño a gran escala.

Como parte de este estudio se implementaran los dos principales modelos utilizados en la literatura [2] y [6] conocidos como: modo control por caída (*Droop control*), control por emulación de máquina sincronica (*VSM*). Se analizará la estabilidad, amortiguación y sincronización de estas unidades de generación estáticas frente a diversas perturbaciones. El caso de estudio a utilizar sera el típico para analizar las oscilaciones interárea de sistemas multimáquina, como por ejemplo el utilizado en esta investigación citada en [7] sobre habilitación de plantas solares para amortiguar oscilaciones electromecánicas en una red multiarea.

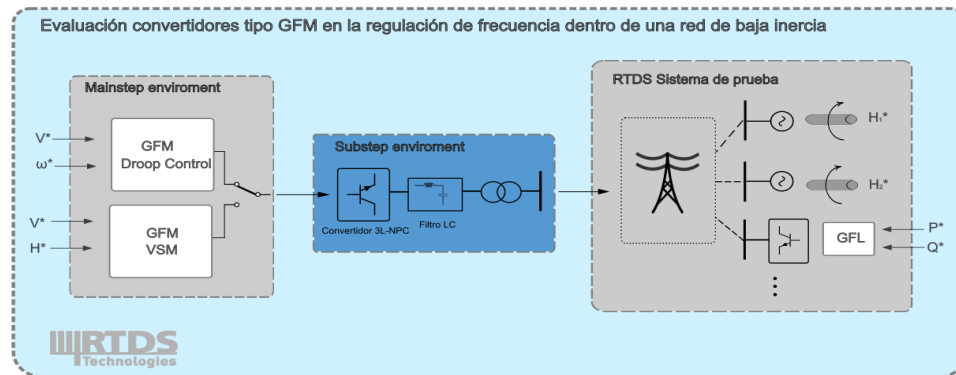


Figura 1.1: Sistema de estudio propuesto

Fuente: Elaboración propia

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

- Evaluar el desempeño dinámico de un convertidor del tipo grid forming (GFM) ante la ocurrencia de contingencias en el sistema de potencia, implementando diferentes escenarios de operación con alta participación de energías renovables mediante dos softwares de estudios dinámicos.

1.1.2. Objetivos específicos

- Revisar la literatura técnica relacionada con los diferentes esquemas de control desarrollados para gobernar los convertidores GFM.
- Implementar el esquema de control seleccionado dentro del software Matlab & Simulink utilizando como escenario base de prueba un sistema eléctrico tipo IEEE (9-bus y/o 11 bus).
- Levantar el modelo anterior en el mismo sistema eléctrico de prueba dentro de un software de simulación en tiempo real (RTDS).
- Analizar el desempeño dinámico del control de frecuencia mediante la comparación de los resultados obtenidos por ambos softwares de estudio utilizando diferentes puntos de operación, y considerando salida tanto de unidades de generación como de demanda.

1.2. Estructura documento

La metodología de este trabajo considera en primer lugar un análisis de los modelos matemáticos que conforman una unidad de generación sincronica tradicional conectados a un caso de estudio base. A modo de validación de modelos se planteará una topología de red típica de estudios eléctricos transitorios estándar *IEEE* en la plataforma digital *MATLAB & SIMULINK*, esta red esta compuesta de cuatro unidades de generación sincrónica concentradas en dos áreas diferentes unidas por una línea de transmisión débil. Luego se le irán añadiendo generadores estáticos mediante convertidores del tipo Grid Forming con lo cual se irá estudiando el desempeño de estas estrategias de control y sus distintas variantes.

Esta trabajo representa la primera etapa de estudio de la metodología internacional de verificación de diseños basados en modelos, conocida como Model in the Loop (*MIL*) y consiste principalmente en probar que los controladores simulados en un ambiente virtual cumplan correctamente su objetivo sobre el escenario de estudio. Por último, se implementaran estos mismos modelos en una plataforma de simulación en tiempo real *RTDS* (Real Time Digital Simulation) para evaluar el desempeño real que tendrían los controladores en caso de conectarse a una placa-hardware física. Este es un avance para el siguiente nivel de estudio, conocido como Hardware in the Loop (*HIL*) que implica probar la placa real con el código del esquema de control inserto en ella, conectado en paralelo con el simulador *RTDS* en donde una nube virtual contiene la red eléctrica *MIL* modelada previamente.

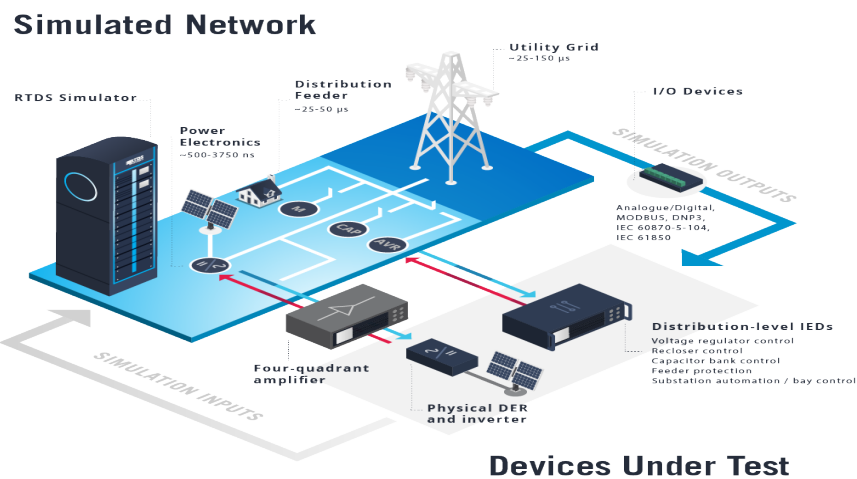


Figura 1.2: Esquema interacción HIL (controlador - red virtual)

Fuente: "RTDS HIL applications" [10]

Capítulo 2

Teoría de control

2.1. Máquinas sincrónicas

A continuación se presentará el modelo estándar de los devanados del estator y rotor de la máquina sincrónica. En primer lugar existen los devanados en coordenadas abc correspondientes a cada fase del estator conectados a la red, Después están los devanados del rotor aislados eléctricamente de los primeros en donde en el eje D del sistema de coordenadas están presentes los devanados de campo y amortiguación, luego en el eje Q coexisten otros dos devanados de amortiguación. Los devanados amortiguadores a diferencia del devanado de campo están eléctricamente cortocircuitados, en cambio, el campo, está conectado con una fuente de tensión que proporciona el flujo base para inducir las tensiones en los devanados del estator durante el movimiento, a continuación una ilustración de las distintas posiciones de estos devanados:

2.1.1. Modelo electromagnético

A partir del modelo de estator y rotor de la máquina se desarrollan las ecuaciones básicas de la máquina sincrónica que se utilizan luego en la teoría tanto para el control de velocidad como control de tensión:

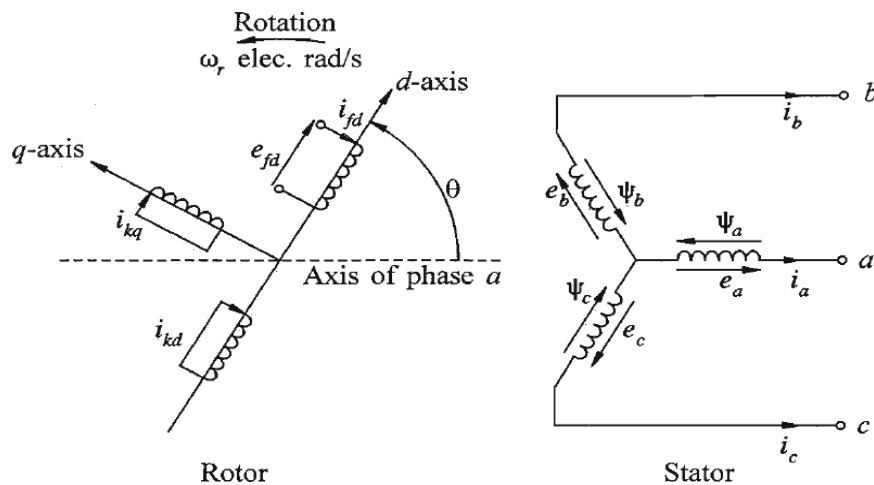


Figura 2.1: Devanados trifásicos estator y rotor
Fuente: "Power System Stability and Control" (Kundur) [16]

A continuación se plantean las ecuaciones de tensión abc transformadas a un sistema de coordenadas rotatorio común en donde la fase A esta orientada en fase con el eje D:

$$e_d = -R_a i_d - w\psi_q + p\psi_d \quad (2.1)$$

$$e_q = -R_a i_q + w\psi_q + p\psi_d \quad (2.2)$$

$$e_0 = -R_a i_0 \quad (2.3)$$

$$e_{fd} = -R_a i_{fd} + p\psi_d \quad (2.4)$$

$$0 = -R_a i_{1d} + p\psi_d \quad (2.5)$$

$$0 = -R_a i_{1q} + p\psi_d \quad (2.6)$$

Por otra parte, se deben desarrollar las ecuaciones de flujo resultantes de la transformación, expresadas mediante una combinación de corrientes e inductancias operacionales:

$$\psi_d = -L_d i_d + L_{ad} i_{fd} + L_{a1d} i_{1d} \quad (2.7)$$

$$\psi_q = -L_q i_q + L_{a1q} i_{1q} \quad (2.8)$$

$$\psi_0 = -L_a i_0 \quad (2.9)$$

$$\psi_{fd} = -L_{ad} i_d + L_{ffd} i_{fd} + L_{f1d} i_{1d} \quad (2.10)$$

$$\psi_{1d} = -L_{ad} i_d + L_{ad} i_{fd} + L_{11d} i_{1d} \quad (2.11)$$

$$\psi_{1q} = -L_{aq} i_q + L_{11q} i_{1q} \quad (2.12)$$

Por último, se desarrollarán las ecuaciones de potencia instantánea y torque electromecanicas importantes durante el modelado:

$$P = \begin{bmatrix} v_a & v_b & v_c \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

$$P = \left([T_{park}]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} \right)^T \cdot \left([T_{park}]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} \right) \quad (2.14)$$

$$P = \begin{bmatrix} v_d & v_q & v_0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{3}{2} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{3}{2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{3}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Asumiendo que se pueden despreciar las corrientes de secuencia cero, se obtiene que:

$$P = \frac{3}{2}(v_d \cdot i_d + v_q \cdot i_q) \quad (2.16)$$

De igual manera, considerando la ecuación de potencia aparente total, se obtiene:

$$S = k_{park} \cdot V \cdot I^* \quad (2.17)$$

$$S = \frac{3}{2} \cdot (v_d + jv_q) \cdot (i_d - ji_q) \quad (2.18)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_q \cdot i_d - v_d \cdot i_q) \quad (2.19)$$

Por otro lado, es importante señalar que como suposiciones fundamentalmente se tornarán dos: para objeto de este estudio se asumirán que las ecuaciones de secuencia cero (2.3) y (2.9) no tendrán relevancia. Y por último las derivadas transformatorias transitorias expresadas mediante "p" se simplificarán a cero ya que desde el punto de vista de estabilidad no tiene importancia ya que se contrapesan con otras simplificaciones como por ejemplo la suposición base de asumir que la velocidad se mantiene constante, los flujos equivalentes se anulan. Luego, para analizar la máquina con respecto a un SEP (barra infinita) se desarrolla un diagrama fasorial el cual muestra los distintos fasores involucrados en la operación de la máquina. El fasor de tensión interna (E_q), el fasor de tensión de terminales (E_t) y por último el fasor de la barra infinita:

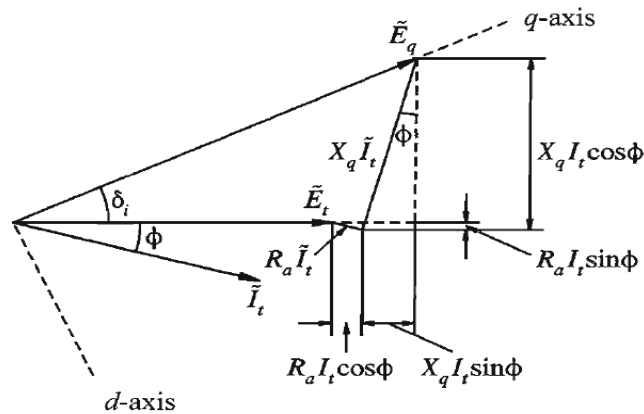


Figura 2.2: Diagrama fasorial máquina

Fuente: "Power System Stability and Control" (Kundur) [16]

Desde donde el fasor interno de tensión (E_q) depende principalmente del flujo impuesto por el campo representado proporcionalmente con la inductancia (x_{ad}) y corriente de campo (i_{fd}). La diferencia radica en una caída de tensión proporcional a la configuración del rotor si es polos salientes o rotor cilíndrico.

$$E_q = x_{ad} \cdot i_{fd} - (x_d - x_q) \cdot i_d \quad (2.20)$$

2.1.2. Modelo mecánico

La ecuación central desde el punto de vista de un SEP es la que relaciona la inercia con los desbalances de potencia durante la operación, es conocida como .ecuación de oscilación del rotor o swingz nace de la siguiente ilustración:

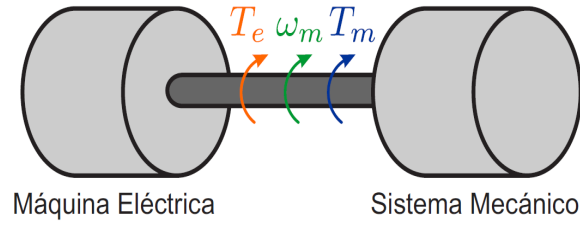


Figura 2.3: Torques en el eje mecánico

Fuente: "Control Vectorial para Máquinas de Campo Giratorio" (A. Mora) [5]

Considerando un eje rígido, la ecuación de swing es la siguiente:

$$J \frac{dw}{dt} = T_{mec} - T_{eli} \quad (2.21)$$

Desde el punto de vista del control lineal, estas ecuaciones deben ser linealizadas y normalizadas para poder ser aplicables. Se define una nueva constante de inercia que permite trabajar en (pu) las variables:

$$H = \frac{\frac{1}{2} J w_b^2}{S_b} \quad (2.22)$$

También hay que considerar que el torque eléctrico esta compuesto por diversas componentes en fase con distintas variables del sistema (como por ejemplo la frecuencia del SEP, el ángulo entre distintas barras, la reacción de los devanados amortiguantes), considerando estos aspectos y realizando la sustitución de la constante de inercia, se obtiene:

$$2H \frac{d(\Delta w)}{dt} = (\Delta T_{mec}) - (\Delta T_{sinc}) - (\Delta T_{amort}) - (\Delta T_{devanados}) \quad (2.23)$$

2.1.3. Esquema de control y regulación

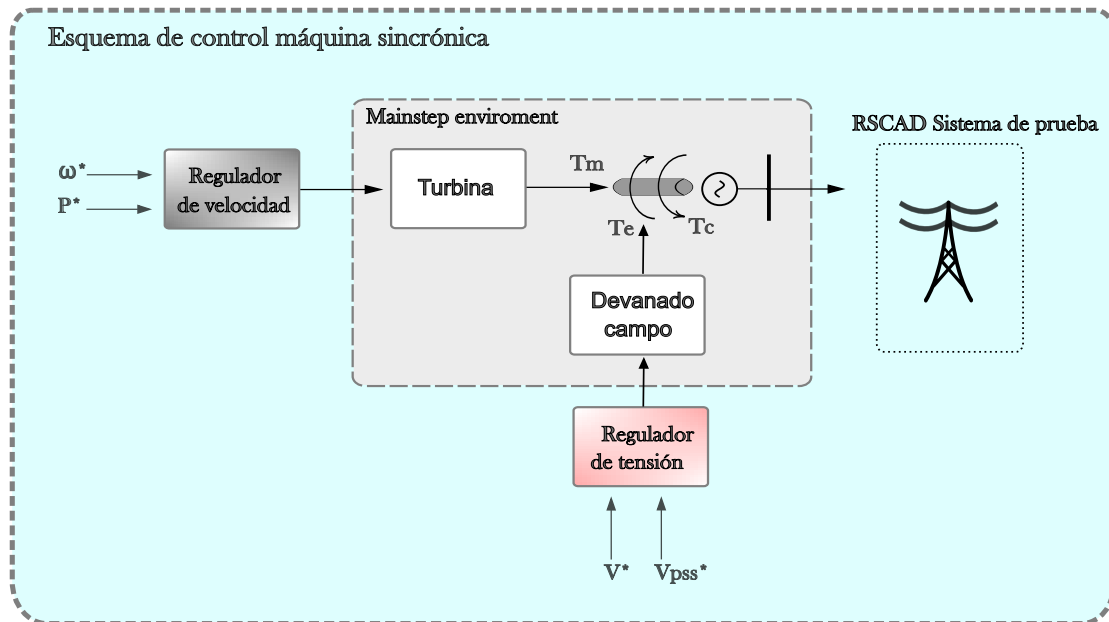


Figura 2.4: Esquema de control tradicional máquinas síncronas

Fuente: Elaboración propia

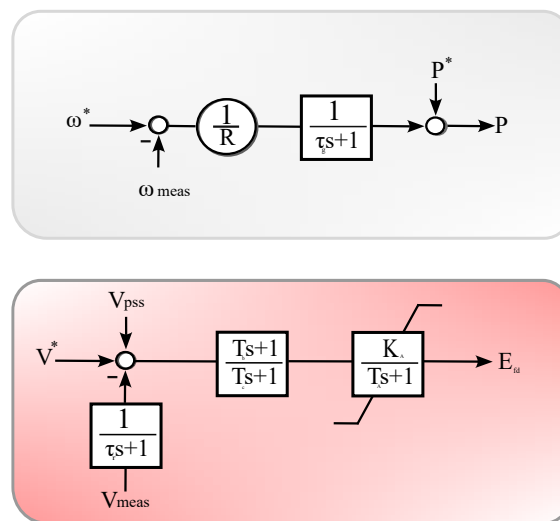


Figura 2.5: Etapas de regulación de velocidad y excitación

Fuente: Elaboración propia

2.1.4. Regulación de frecuencia

El control de frecuencia tradicional mediante máquinas sincrónicas se materializa actuando sobre el eje mecánico que impulsa al rotor mediante un torque aportado por la turbina. La operación tradicionalmente consta de 1 etapa natural de amortiguación mas 3 etapas de control las cuales se van manifestando según la rapidez de respuesta frente a una contingencia. A continuación una representación típica de la dinámica:

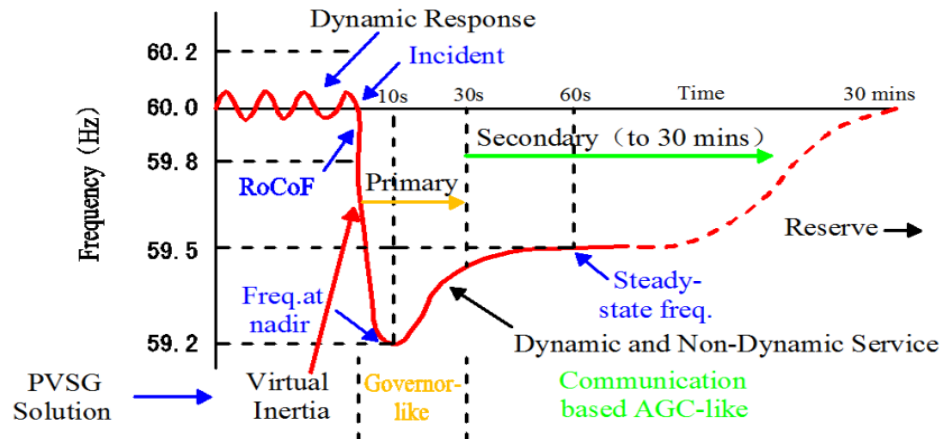


Figura 2.6: Etapas control de frecuencia

Fuente: "Photovoltaic Synchronous Generator" (NCSU) [13]

En el primer tramo de la respuesta dinámica se encuentra la **respuesta inercial** que representa la entrega momentánea de la energía cinética almacenada en las masas rotatorias en la red que se consume inmediatamente después del evento para frenar en parte a la caída de frecuencia. Luego, entra en acción la primera etapa de regulación de velocidad conocida como **control primario** la cual tiene por objetivo detener totalmente la caída de velocidad de la máquina de manera local y por ende estabilizar la frecuencia en la red, esta maniobra deja como resultado una diferencia entre el valor original de la variable de estado velocidad y el valor final. Después aparecen dos etapas de control que no se estudiarán en este documento (tal y como se advirtió en el resumen de este documento): una es el **control secundario** en donde una unidad de generación (distinta o no a la unidad que se enfrenta a la contingencia) controla indirectamente la frecuencia de la red mediante una señal proporcional al error entre el flujo de potencia de referencia y el flujo real la cual empuja a la unidad a reestablecer la señal previa a la perturbación. Por último, se encuentra el **control terciario**, que tiene por objetivo restaurar el nivel de generación de las unidades mas económicas y así indirectamente recuperar las reservas de las unidades de emergencia que actuaron durante el control secundario.

2.2. Convertidores eléctricos de potencia

Los convertidores eléctricos del tipo inversores al conectarse a un SEP deben controlarse mediante bloques que representan la respuesta en frecuencia de las señales. Estos bloques son los asociados a la mediciones en el punto de conexión (PCC), otro bloque asociado a las dinámicas de los filtros (uno o más), también otros que incorporan a los controladores y por último el bloque generador de pulsos que se destinan hacia el inversor. La estrategia propuesta a estudiar **Grid forming** considera una dinámica de controlares distinta que recibe como referencia la tensión y ángulo deseados. En cambio la estrategia tradicional utilizada conocida como **Grid following** o **Grid supporting**, solo reciben como referencias a las potencias deseadas y además ambas necesitan que un equipo externo les entregue una velocidad de red. La única diferencia entre ellas radica en que esta última se le incorporaron los lazos de droop para cada potencia pudiendo ahora este último ser capaz de regular potencia. Varios investigadores de hecho las considera similares, por lo mismo de ahora en adelante solo se analizarán las estrategias de seguidoras de red y formadoras de red.

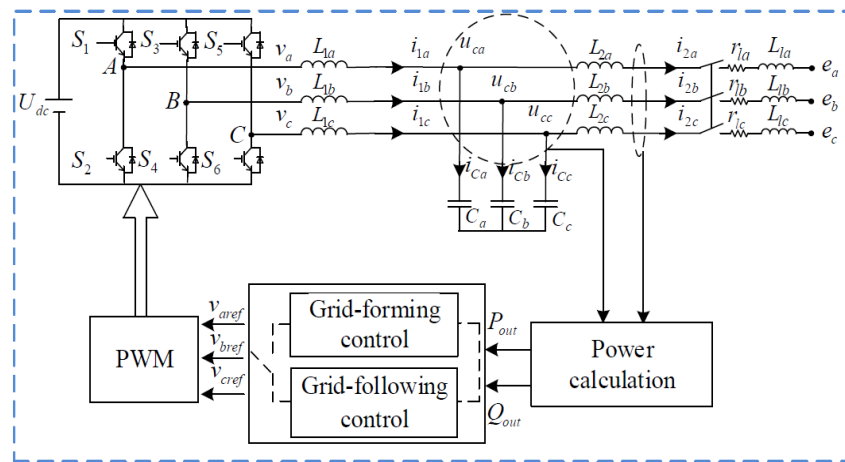


Figura 2.7: Modos de operación del convertidor eléctrico de potencia

Fuente: "Configuration Analysis of Grids Converters (IEEE)" [2]

La topología del convertidor puede ser de 2 niveles (como el mostrado en la figura (2.7)) o de multinivel. Ambas estrategias a estudiar pueden perfectamente compartir tanto la topología de convertidor como también el bloque de generación de pulsos.

2.2.1. Estrategia grid following

La estrategia GFL es la mas conocida y utilizada en las aplicaciones de SEP's al dia de hoy (hasta los últimos años, la única). Se caracteriza por contener un sistema de sincronización basado en la detección de fase de la red (PLL), un lazo interno de corriente y un lazo externo de potencia. Opcionalmente, puede contener un lazo interno de tensión para poder controlar la tensión de salida del condensador del filtro en caso de tenerlo y así aumentar la calidad de la corriente de salida del convertidor.

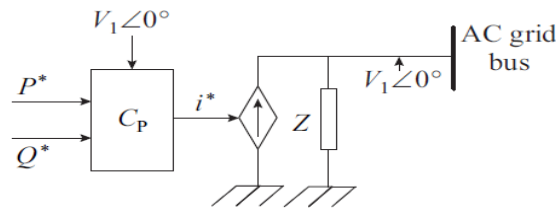


Figura 2.8: Señales de referencias GFL

Fuente: "Grid Forming Converters in Renewable Energy Src.(IEEE)" [3]

Este modo de control seguidor de red implementado se comporta como una fuente de corriente ya que sintetiza las corrientes de salida del filtro de interfase y no la tensión. No existe en ningún momento algo que modifique ni la magnitud de señal de entrada ni el ángulo de referencia de las transformaciones en el modulador, por lo que con este tipo de control la tensión de salida del filtro viene fija desde la misma tensión que impone la red. Este esquema de control permite poca regulación y es poco flexible frente a perturbaciones en la red. A continuación se presenta las características de regulación esenciales

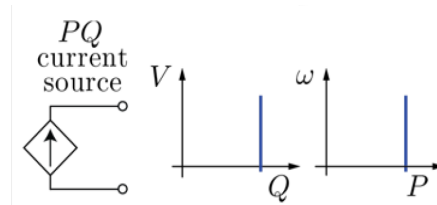


Figura 2.9: Curvas características GFL

Fuente: " Research Roadmap on Grid-Forming Inverters "(NREL) [8]

El bloque detector de fase conocido como PLL esta operando en todo momento y el sistema de control completo depende de él. La idea de este lazo se basa en controlar una de las dos señales de tensión de la red (eje d o q) ya transformadas en su respectivo sistema de coordenadas rotatorio (SCR) y orientarlas de manera que el valor de una de ellas sea nulo, mediante un controlador PI interno. Esto generará que el fasor de tensión de referencia del convertidor no estará desfasado con respecto a la tensión de la red. Este bloque entrega un ángulo de fase que le sirve al modulador para comenzar a disparar las señales de pulso de manera sincronizada con la red. Para obtener la variable de fase se debe utilizar un oscilador que integra la variable de velocidad de la red a la salida del controlador. Destacar que es importante normalizar la señal de tensión eje q con respecto a su misma tensión de salida para así no obtener grandes ganancias en el lazo principal cuando ocurran variaciones de tensión en la red importantes.

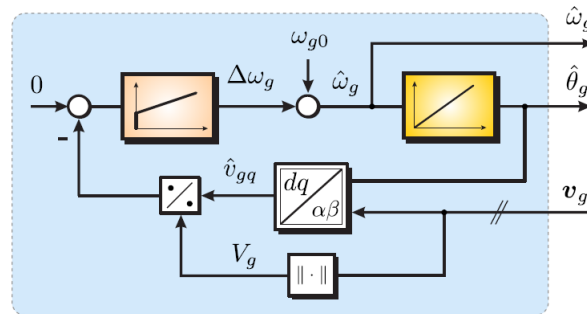


Figura 2.10: Lazo de bloqueo de fase (PLL)

Fuente: "Model predictive control of induction machines" (UTFSM) [4]

Como lazo interno se presenta un lazo de control de la corriente del filtro considerando sus propias dinámicas que recibe como referencia la señal de consigna de corriente proveniente o no de un lazo externo. En este caso, como lazo externo se utilizará un lazo de potencia el cual no tiene una dinámica asociada ya que se puede modelar solo mediante una ganancia debido a las mismas ecuaciones de potencias explicadas mas adelante en (2.16) y (2.19).

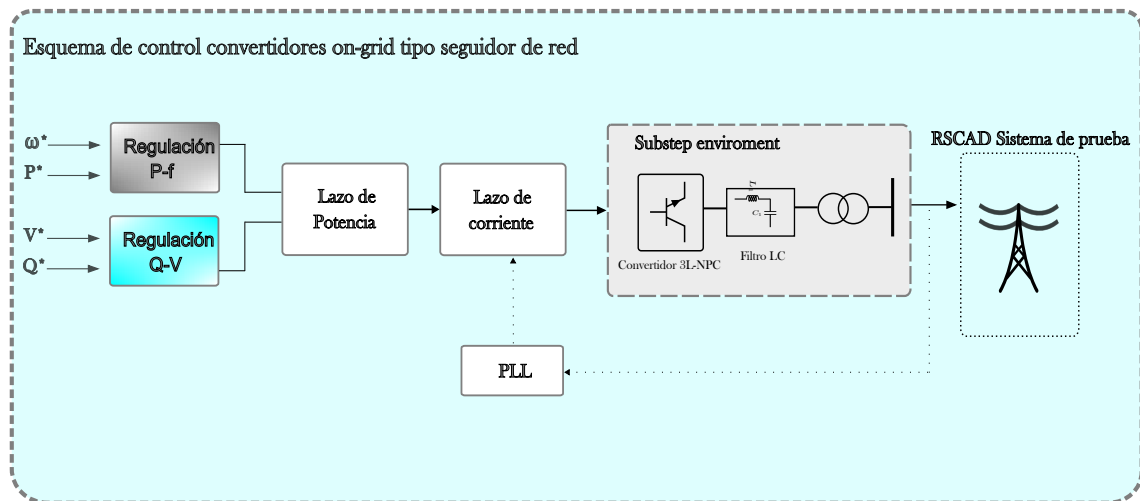


Figura 2.11: Esquema de control completo GFL

Fuente: Elaboración propia

EL mmodelamiento comienza con el lazo de bloque de fase conocido como PLL que tiene como objetivo sincronizar el fasor de tensión creado por la modulación con el mismo fasor de tensión que impone la red, tal y como se explico en el primer capítulo esto se logra orientando una de las dos componentes de cuadratura de la tensión de red con respecto a la equivalente tensión de convertidor virtual estimada. Todo esto mediante una transformada de Park basada en a la misma velocidad de giro (fase) estimada. Luego a la magnitud de este eje de tensión virtual se le obliga a valer 0 mediante un controlador PI. El planteamiento final utilizado en el simulador en tiempo real se puede observar en A.9. El procedimiento en el simulador de MATLAB se muestra a continuación:

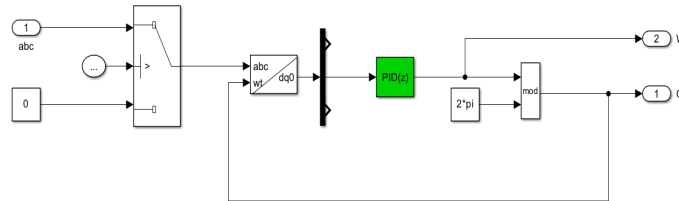


Figura 2.12: Lazo control de fase PLL

Fuente: Elaboración propia

Con respecto al lazo de corriente este contiene un controlador PI para controlar bien la corriente de salida y que esta no contenga errores, luego además estan las señales de consiga asociadas a las perturbaciones asociadas a los cambios de corriente en el mismo filtro. El planteamiento final utilizado en el simulador en tiempo real se puede observar en A.5.

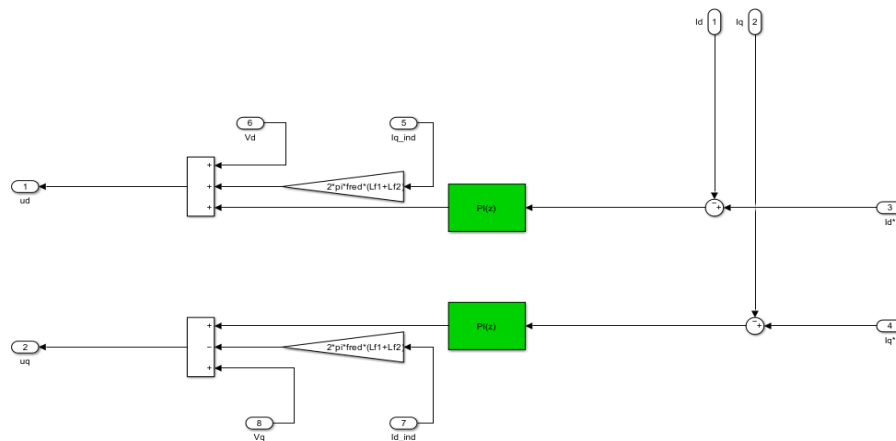


Figura 2.13: Lazo de corriente

Fuente: Elaboración propia

Con respecto a las referencias que entran al lazo de corriente estas se pueden obtener mediante la ecuación (2.16) y (2.19), que dependen fuertemente de la tensión de la barra. Agrupándolas se obtiene:

$$P = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} v_d & v_q \\ v_q & -v_d \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix}^* = \frac{2}{3} \cdot [V]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Como se puede observar, no existe dinámica al respecto y además se puede modelar como un lazo abierto de control. A continuación se muestra la figura que resume el lazo de potencia que entrega las referencias de corrientes respectivas, El planteamiento final utilizado en el simulador en tiempo real se puede observar en A.6.

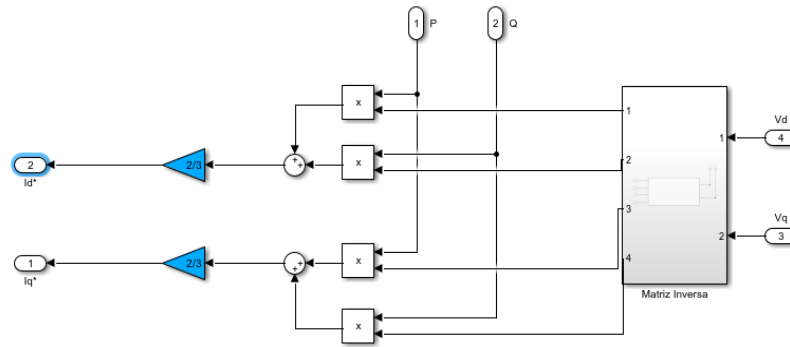


Figura 2.14: Lazo de potencia
Fuente: Elaboración propia

En última instancia se plantean a continuación la última etapa de control, asociada a la capa mas externa y tiene que ver con la regulación misma de las señales P y Q. Estos son los lazos externos asociados a los modos de operación mas utilizados: el Droop Control (Droop) y Virtual Synchronous Generator (VSG). Los esquemas presnetados se pueden observar en detalle en los anexos A.7 y A.8.

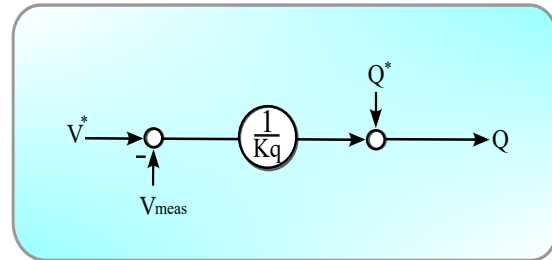
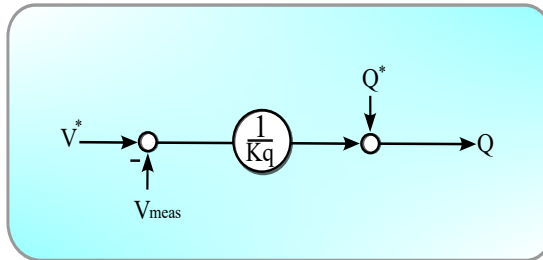
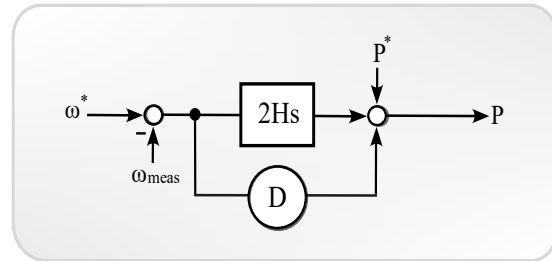
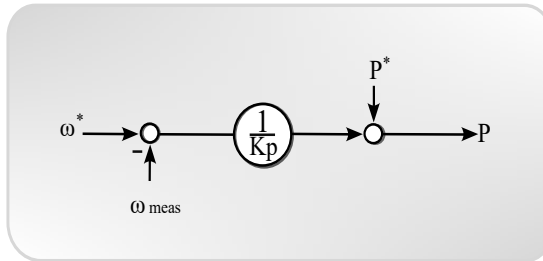


Figura 2.15: Modo Droop Control
Fuente: Elaboración propia

Figura 2.16: Modo VSG
Fuente: Elaboración propia

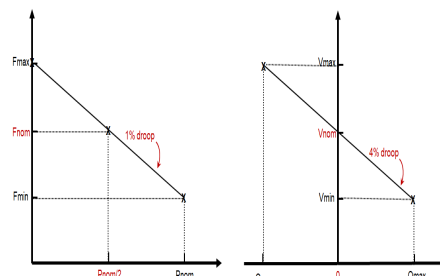


Figura 2.17: Característica de regulación Droop Control GFL
Fuente: "Introduction to the Droop Control on Electrical Machines" [21]

2.2.2. Estrategia grid forming

La estrategia GFM al día de hoy viene a ser la mas estudiada en el ámbito de la investigación ya que propone solucionar la inestabilidad de sincronización que tienen los convertidores GFL y consecuentemente permite ayudar de mejor manera a la estabilidad de la red mediante el aporte de inercia virtual y/o corrientes de cortocircuito. Se caracteriza por contener un sistema de sincronización basado en la lectura de potencia (PSL) que genera una consigna de ángulo de fase de manera independiente de la tension de la red, un lazo de corriente y de tensión interno.

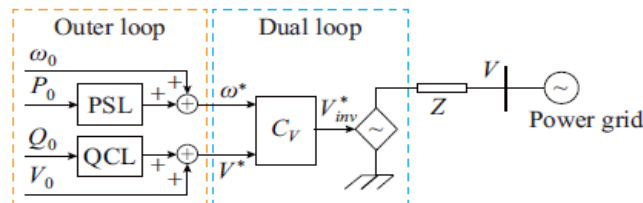


Figura 2.18: Señales de referencia GFM

Fuente: "Grid Forming Converters in Renewable Energy Src. " (IEEE) [3]

Este convertidor, a diferencia del antecesor, se comporta como fuente de tensión ya que sintetiza tanto la magnitud de tensión como también el ángulo de fase de ella a la salida del filtro de interfase y además lo hace de manera independiente de la misma tensión de la red.

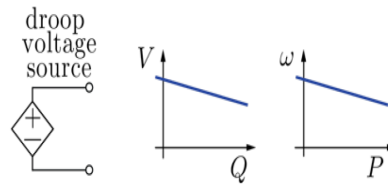


Figura 2.19: Curvas características GFM

Fuente: " Research Roadmap on Grid-Forming Inverters " (NREL) [8]

Tiene como referencias principales a la magnitud de tensión y angulo de tensión, y como setpoints secundarios a los valores de potencias buscados. Esta estrategia es capaz de imponer ella sola la tensión en la red y no depender de ningún otro equipo. Esto ya que no tiene un PLL, solo tiene un sincronizador al momento de conectarse a la red, también incluye obligatoriamente un nuevo lazo de control de tensión del capacitor del filtro.

El bloque sincronizador de potencia conocido como PSL consiste en la comparación de las señales de potencia y luego posteriormente esta diferencia se procesa con alguna ganancia o integración segun sea el modo de operación escogido. Desde ahí se obtiene la referencia de velocidad que posteriormente mediante un oscilador la referencia de fase que va a orientar todas las transformaciones de coordenadas del esquema de control GFM. Como lazo interno se presentan dos lazos: un lazo de control de la corriente del filtro y otro lazo de tensión del condensador del filtro considerando sus propias dinámicas. Ambas operando en cascada.

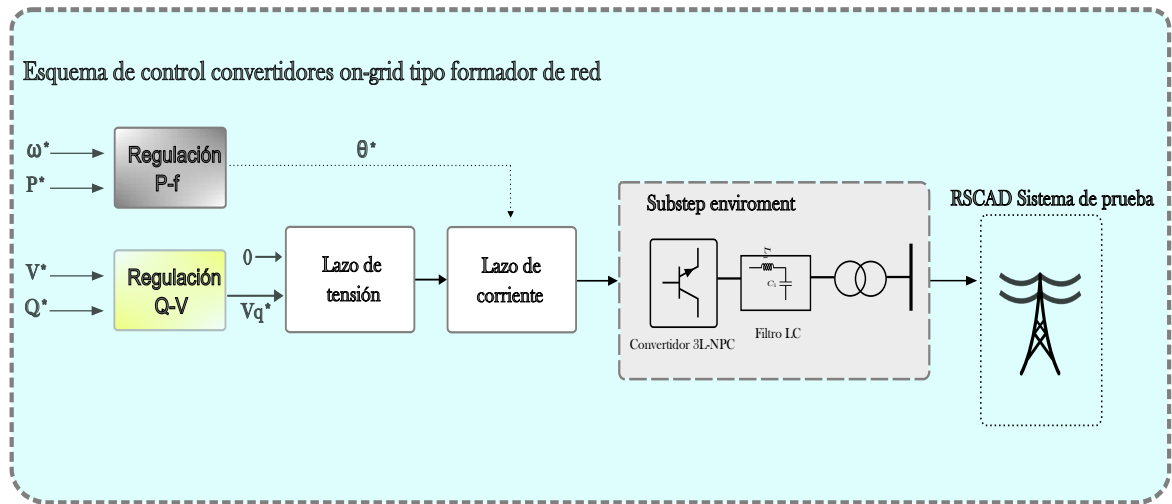


Figura 2.20: Esquema de control completo GFM
Fuente: Elaboración propia

Con respecto a los tres modos de regulación más utilizados en la estrategia esta el modo Droop Control (Droop), Virtual Synchronous Generator (VSG) y el modo Synchronverter (Synch). Los esquemas presnetados se pueden observar en detalle en los anexos A.11 y A.12.

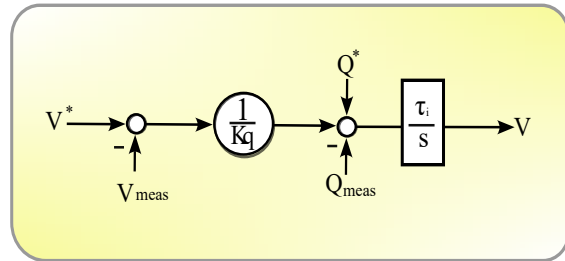
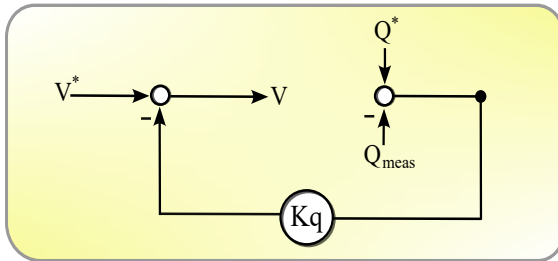
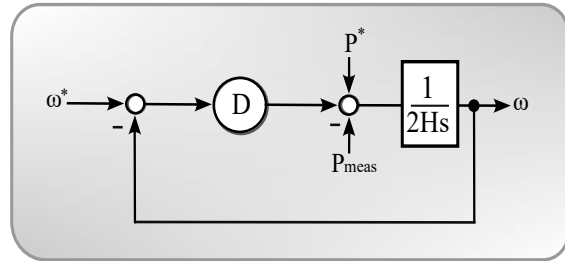
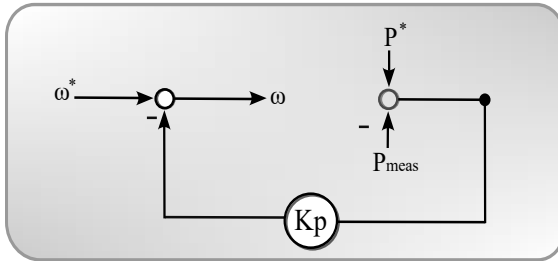


Figura 2.21: Modo Droop Control

Fuente: Elaboración propia

Figura 2.22: Modo VSG

Fuente: Elaboración propia

Las diferencias técnicas clave entre VSG (Virtual Synchronous Generator) y Droop radican en cómo manejan la inercia y la respuesta dinámica. VSG emula la inercia de un generador síncrono, proporcionando inercia sintética que ayuda a amortiguar las oscilaciones de frecuencia, lo que mejora la estabilidad del sistema ante perturbaciones. Por otro lado, el control Droop regula la frecuencia y el voltaje en función de la potencia activa y reactiva entregada, sin ofrecer inercia sintética, lo que puede resultar en una respuesta más abrupta y mayores tasas de cambio de frecuencia (RoCoF), especialmente en redes con baja inercia natural. Además las variables que se regulan en este caso V_{ref} y w_{ref} a diferencia del esquema grid following en donde se regulan P_{ref} y Q_{ref} .

Caso de estudio

Se ha escogido un sistema estándar con 4 unidades sincrónicas distribuidas en dos áreas conectadas mediante una línea de enlace entre ellas. Este caso es utilizado frecuentemente en investigación ya que considera el mínimo de máquinas necesarias dentro de un área para implementar el regulador de velocidad. Además, permite evaluar el control secundario conocido como AGC ya que permite la salida del flujo dentro de un área hacia la otra, permitiendo así estimar la caída de velocidad en estado estacionario mediante el mismo.

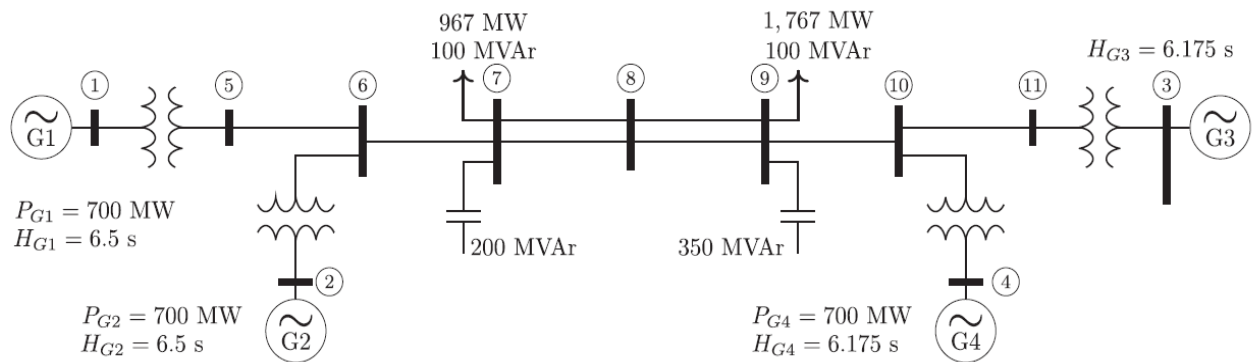


Figura 3.1: Sistema de 11 barras

Fuente: "Enabling Utility Scale Solar PV Plants" (IEEE) [7]

3.1. Datos nominales

3.1.1. Máquinas sincrónicas

Las máquinas consideran 2 devanados amortiguadores en ambos ejes, todos en valores (pu) con respecto a las bases:

S_b	900 [MVA]
V_b	20 [kV]

Tabla 3.1: Bases del SEP

A continuación los valores de los datos de placa de cada máquina transformados en sus unidades (pu):

R_a	0.0025
X_l	0.2

Tabla 3.2: Datos estator en (pu)

A_{sat}	0.015
B_{sat}	9.6
ψ_{delta}	0.9

Tabla 3.3: Curva saturación

Parámetro	Permanente	Transitoria	Subtransitoria
X_d	1.8	0.3	0.25
T_{d0}	*	8s	1.8s
X_q	1.7	0.55	0.25
T_{q0}	*	0.4s	0.05s

Tabla 3.4: Inductancias y constantes operacionales en (pu)

Unidad	Inercia [$s \cdot \frac{MW}{MVA}$]	Amortiguación [$\frac{MW}{Hz}$]
Máquina 1	6.5	0
Máquina 2	6.5	0
Máquina 3	6.125	0
Máquina 4	6.125	0

Tabla 3.5: Inercias y amortiguación de cada unidad

3.1.2. Equipos de transmisión

Parámetro	(pu)
x_l	0.15

Tabla 3.6: Datos transformador

Parámetro	$\frac{(pu)}{km}$
r_a	0.0001
x_l	0.001
b_c	0.00175

Tabla 3.7: Datos líneas

3.2. Flujo de potencia

A continuación se presentan los resultados de las incógnitas del problema de flujo de carga obtenidas mediante el software Digsilent, detalle mostrado en el Anexo 1.13:

Barra	Tensión (pu)	Ángulo [grad]	P. Activa [MW]	P. Reactiva [MVar]
Barra 1 (slack)	1.03	20.2 °	736.2	157.4
Barra 2	1.01	9.7 °	700	144.8
Barra 3	1.03	4.1 °	719	195.1
Barra 4	1.01	-6.2 °	700	245.6

Tabla 3.8: Resultado flujo de potencia en las 4 barras generadoras

3.3. Condiciones iniciales máquina

Desarrollando las ecuaciones de tensión y flujo de las máquinas y considerando el punto de operación calculado anteriormente, se pueden extraer las condiciones iniciales de cada máquina necesarias para realizar las linealizaciones de control y también para configurar las simulaciones. A partir de las ecuaciones desarrolladas en 2.1 y con ayuda de la figura 2.3, se derivan las ecuaciones que permiten obtener las condiciones iniciales de cada máquina:

$$e_d = E_t \sin(\delta_{int}) \quad (3.1)$$

$$e_q = E_t \cos(\delta_{int}) \quad (3.2)$$

$$E_{fd} = L_{ad} i_{fd} \quad (3.3)$$

$$i_d = I_t \sin(\delta_{int} + \phi) \quad (3.4)$$

$$i_q = I_t \cos(\delta_{int} + \phi) \quad (3.5)$$

Para calcularlas por cada unidad, se programó en MATLAB un código que trabaja con los fasores del sistema, adjunto en el Anexo en . A continuación los resultados mas relevantes:

Unidad	P_i	$\delta_{interno}$	i_d	i_q	E_{fd}
MS 1	0.82	62.06°	0.78	0.22	2.02
MS 2	0.78	54.78°	0.72	0.31	1.89
MS 3	0.80	37.09°	0.63	0.49	2.09
MS 4	0.78	34.04° ^a	0.65	0.48	2.10

Tabla 3.9: Condiciones iniciales principales de cada máquina en (pu)

3.4. Sintonización MATLAB & SIMULINK

3.4.1. Inercia y Amortiguación

A partir de la ecuación de oscilación mecánica mostrada en (2.23) se desprende el modelo mecánico del generador, el cual se conforma por dos integradores asociados a las variables de estado de frecuencia y ángulo de la red. Ambas variables aportan una realimentación amortiguante que se visualiza en la entrada del sistema conocidas como torque amortiguante y torque sincrónico respectivamente (se ilustran en las primeras dos entradas negativas de la figura). Además, existen otras realimentaciones asociadas a los diversos devanados del rotor (devanado de campo y amortiguantes), cada una de estas perturbaciones se visualiza en la siguiente figura:

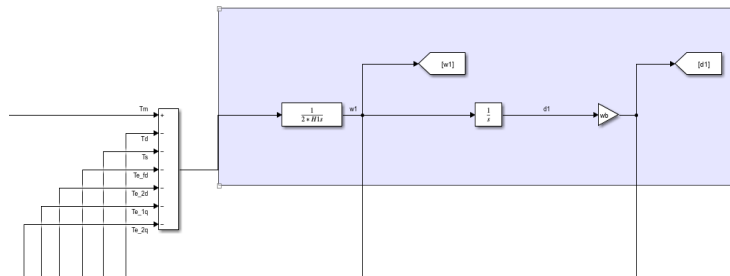


Figura 3.2: Modelo mecánico generador
Fuente: Elaboración propia

3.4.2. Sistema motriz

El torque mecánico que impulsa al generador eléctrico proviene de la turbina, esta puede ser de diversos tipos en función del tipo de fluido que impulsa al rodete. Para este estudio se seleccionó una turbina a vapor que puede modelarse dinámicamente como una función de transferencia de primer orden compuesta como un polo y un cero de fase mínima. En la siguiente figura se puede visualizar la ubicación de este bloque:

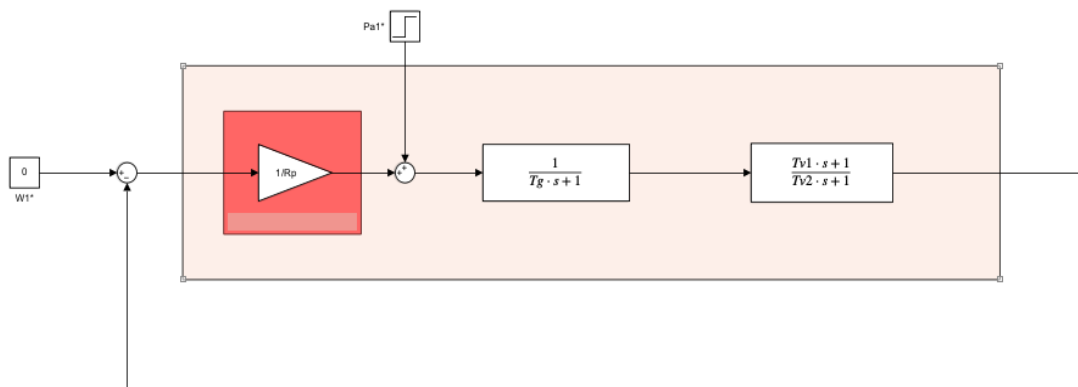


Figura 3.3: Modelo regulador de velocidad
Fuente: Elaboración propia

En color ojo oscuro esta la dinámica asociada al control de velocidad de la turbina, abajo se ubica el control primario de frecuencia (CPF) el cual esta compuesto por una ganancia permanente inversamente proporcional al estatismo de la unidad. Arriba, se ubica la consigna del control secundario (CSF) y actúa solo cuando aparece error en estado estacionario de la variable velocidad con respecto a su propia referencia, sin embargo en esta ocasión no se utilizará. Las constantes mecánicas tanto del generador como de la turbina son las siguientes:

T_{gate}	0.05
T_{vap1}	2.1
T_{vap2}	7

Tabla 3.10: Constantes turbina

$H_{inercia}$	6.5
$D_{amortiguación}$	0

Tabla 3.11: Constantes red

Luego, dibujando el lugar geométrico de raíces se pueden observar los lazos inestables que sobrepasan el semiplano derecho provocado por el comportamiento errático de la turbina hidráulica:

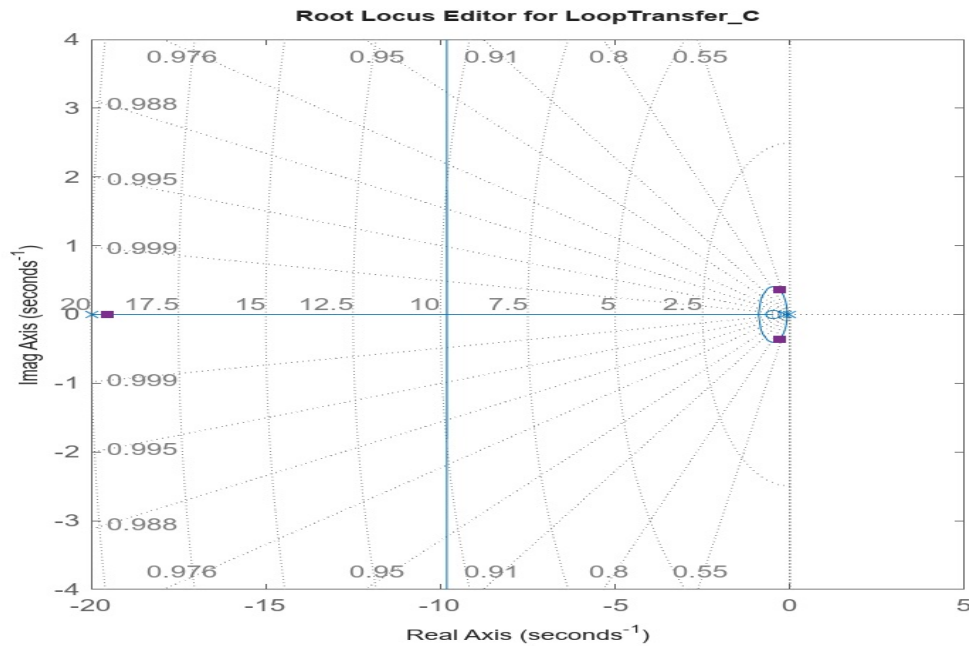


Figura 3.4: Lugar geométrico governor ($R_p = 0,05$)

Fuente: Elaboración propia

Es importante recordar que el modelo propuesto aquí es para perturbaciones de pequeña señal, para realizar estudios frente a fallas que impliquen un cambio de la topología importante es recomendable utilizar modelos mas avanzados. A continuación se presentan los márgenes de ganancia para la ganancia del governor para distintos niveles de estatismo:

Estatismo	K_{gov}	Overshoot	t_{est}	ω_{bw}
$R_p = 1$	1	1.7 %	47 [s]	0.083 [rad/s]
$R_p = 0,05$	20	15.8 %	9.4 [s]	0.304 [rad/s]
$R_p = 0,01$	100	8.2 %	3.13 [s]	0.586 [rad/s]

Tabla 3.12: Desempeño para distintos estatismos

Analizando distintos valores se obtiene que la respuesta ideal es con el estatismo de $R_p = 0,05$ ya que si bien no tiene el mejor overshoot, implica una ganancia pequeña para el CPF comparado con el estatismo mas pequeño, esto permite un margen de ganancia mas amplio durante el funcionamiento en multimáquina. Su respuesta escalón es la siguiente:

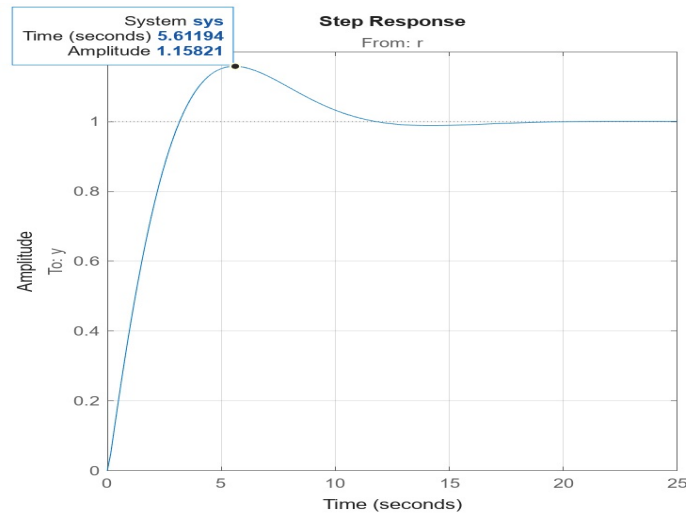


Figura 3.5: Respuesta escalón ganancia escogida ($R_p = 0,05$)

Fuente: Elaboración propia

Capítulo 4

Resultados simulador tiempo real (RSCAD)

En este capítulo se procederá a levantar el mismo caso de estudio en la plataforma de simulación en tiempo real conocida como **RSCAD** de la empresa canadiense **RTDS Technologies**. El plano eléctrico detallado con todas sus conexiones se puede visualizar en el apéndice (A.1). Todas las simulaciones se han realizado con un paso disceto de 50 $[\mu s]$.

4.1. Escenario generación sincrónica completa

Con la ubicación de 4 unidades sincrónicas en la red y con una inercia acumulada de ($H_{total} \approx 25$ [s]) distribuidas equitativamente en cada sector del SEP.

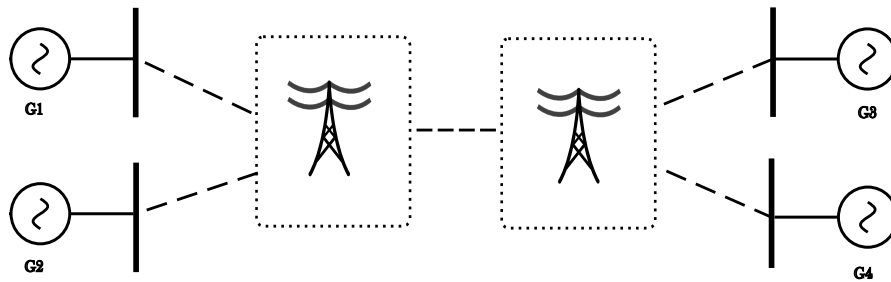


Figura 4.1: Topología red de 4 unidades sincrónicas
Fuente: Elaboración propia

4.1.1. Inyección de 50 [MW]

A continuación se aplicará un escalón creciente en la referencia de potencia mecánica del 6% en la unidad 4 para así observar los cambios en las principales variables dinámicas durante una ventana de tiempo de 1 minuto.

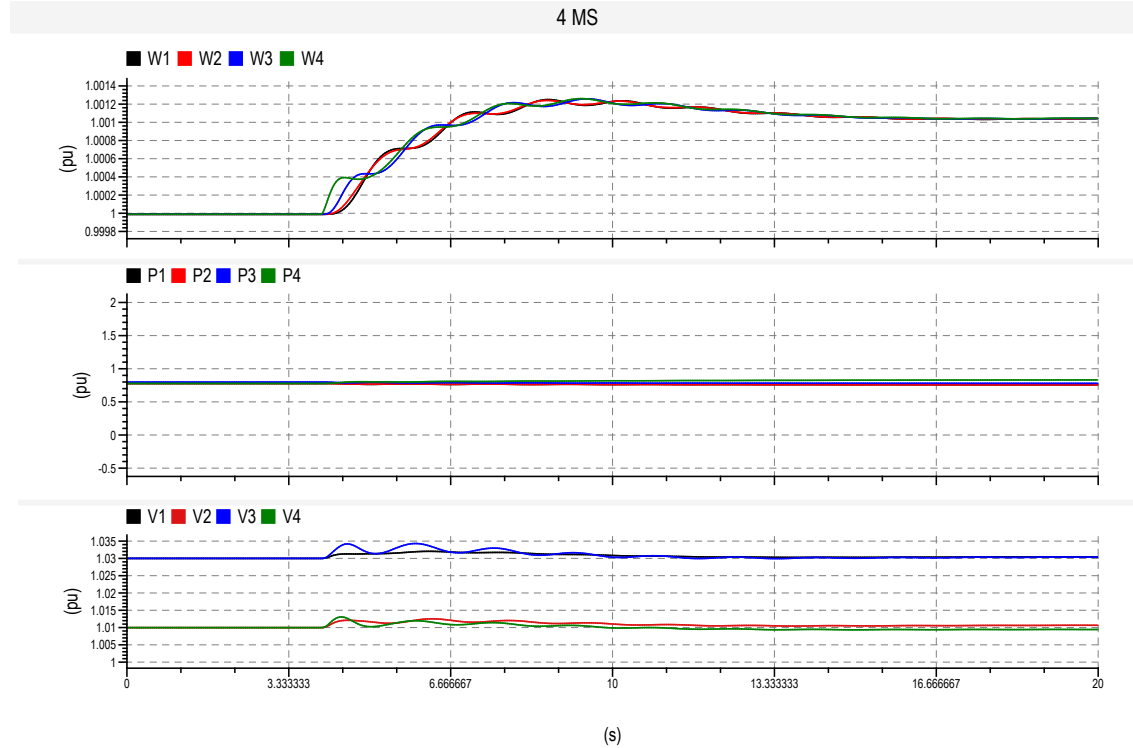


Figura 4.2: Variables principales aumento de generación

Se observa una elevación gradual de la velocidad de todas las unidades debido al cambio "setpoint" de potencia de la unidad 4. El transitorio presenta modos oscilantes debido a la leve falta de amortiguación que tienen los controladores de las máquinas, sin embargo, la señal logra estabilizarse perfectamente bajo esta sintonización. Se logra el aumento de generación de la unidad 4, la cual pasa de tener un 78% de carga a cerca de un 85% de su potencia nominal. Las otras unidades, en cambio, se ven obligadas a reducir su flujo de potencia. En la última gráfica se advierte un comportamiento oscilatorio en la tensión en fase con las oscilaciones de velocidad, esto en consecuencia de que las tensiones son directamente proporcionales a las velocidades de los ejes de las unidades sincrónicas.

4.1.2. Carga de 50 [MW]

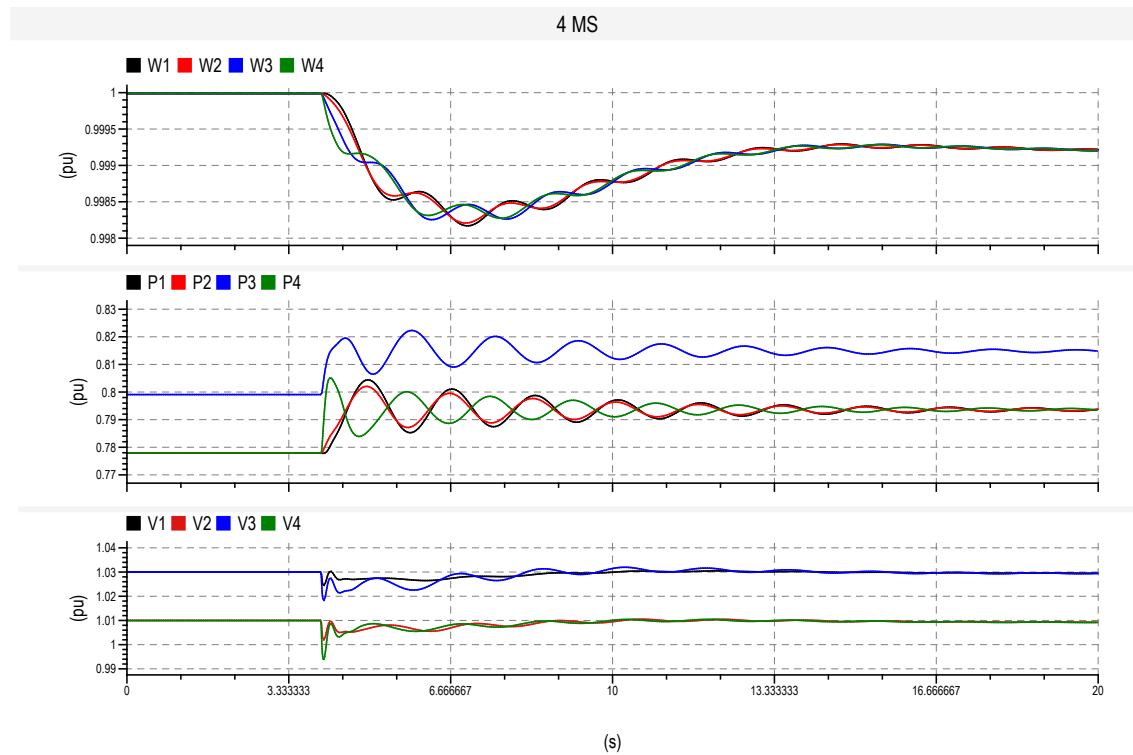


Figura 4.3: Variables principales aumento de carga

Se aprecia una disminución permanente de la velocidad de giro de las unidades debido al aumento de carga. Si bien, aparentemente se advierte un comportamiento mas inestable que en el caso anterior (4.2), esto es momentáneo y logran amortiguarse las grandes oscilaciones causadas principalmente por las cargas dinámicas que tienen un doble efecto al variar su consumo: dependencia de la potencia consumida con la tensión y frecuencia de la red.

4.1.3. Falla trifásica

Se aplicará una falla trifásica en la barra 8 debido a que es la ubicación mas lejana a todos los generadores posible sin que alguno tenga un impedancia nula que pueda provocar corrientes de cortocircuitos elevadas, con una duración de 1 ciclo para evitar mayores inestabilidades.

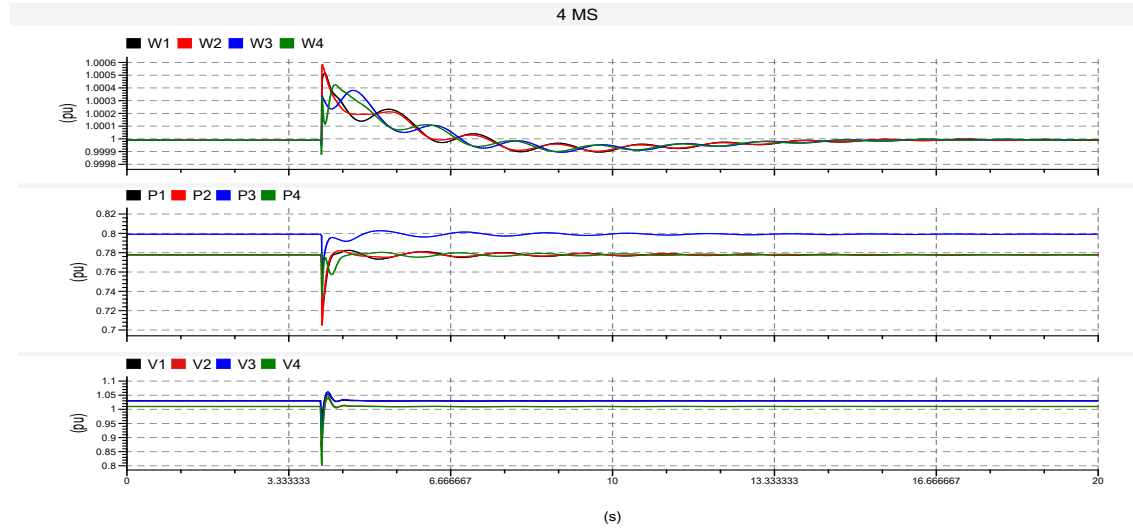


Figura 4.4: Variables principales falla trifásica

También se aplica un cambio en la escala de tiempo solo para observar en detalle el transitorio de tensión durante la falla de 0.01 [s].

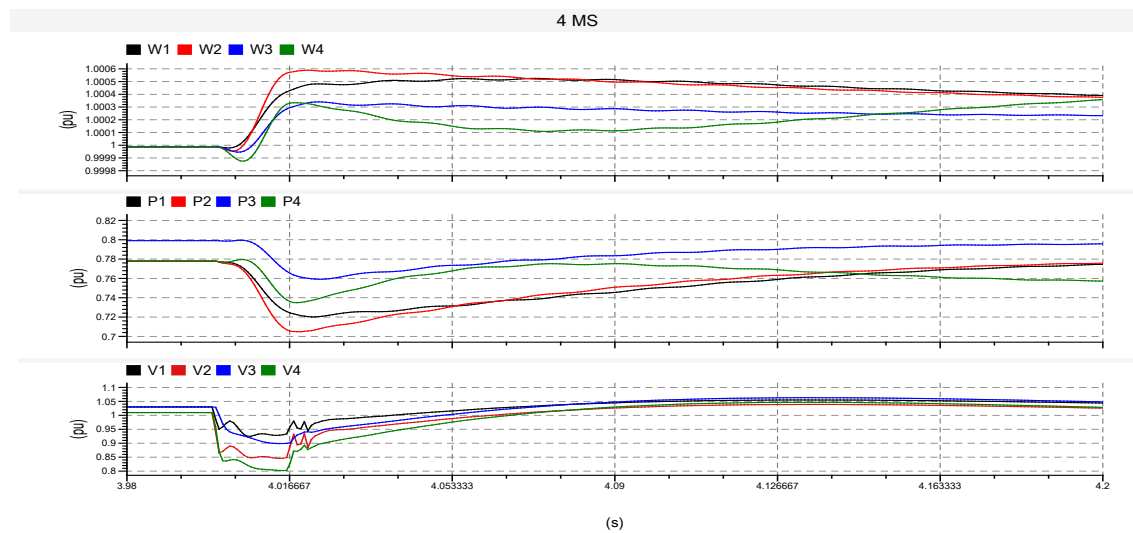


Figura 4.5: Zoom instante de la falla trifásica

A diferencia de la perturbación anterior (4.2), aquí se observa una elevación instantánea de la velocidad de todas las unidades debido al desprendimiento de carga repentino que representa una falla.

4.2. Escenario grid following (25 %)

Se comenzará el estudio probando la estrategia GFL y sus dos modos de operación revisados en (2.17) y (2.16) con el objetivo de reemplazar la generación sincrónica tradicional de 1 sola unidad. La inercia total disponible en esta prueba, luego de haber desconectado la MS, será de ($H_{total} \approx 19[s]$). La operación es lenta ya que la toma de carga por parte del convertidor debe ser paulatina ya que la referencia de los generadores aledaños debe ir reduciéndose cuidadosamente para mantener el control sobre la red.

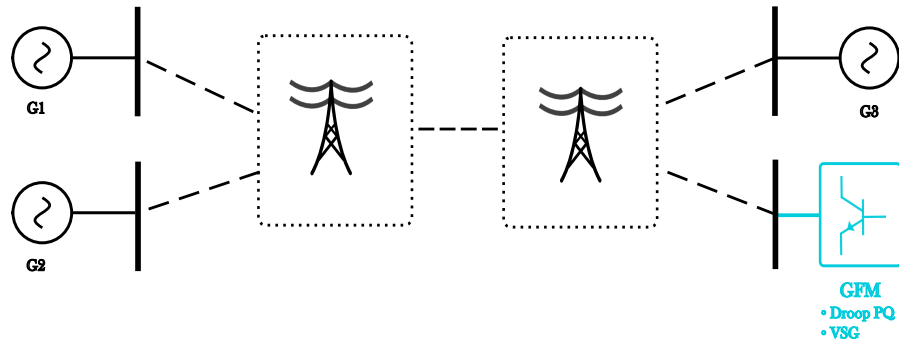


Figura 4.6: Topología red de 3 unidades sincrónicas más soporte convertidor Grid Following

Fuente: Elaboración propia

La operación consiste en conectar en paralelo a la unidad sincrónica N^o4 un convertidor del tipo seguidor de red (GFL). Luego se eleva la potencia de consigna de potencia hasta que la generación del equipo alcance y reemplace el despacho original de la unidad sincrónica mientras a esta última se le va disminuyendo su misma consigna de potencia hasta alcanzar la generación nula de 0 [MW], donde finalmente es desconectada del sistema. Se observa cuando justo al desconectar la MS el convertidor pierde estabilidad. En las proximas maniobras se detallará esta situación.

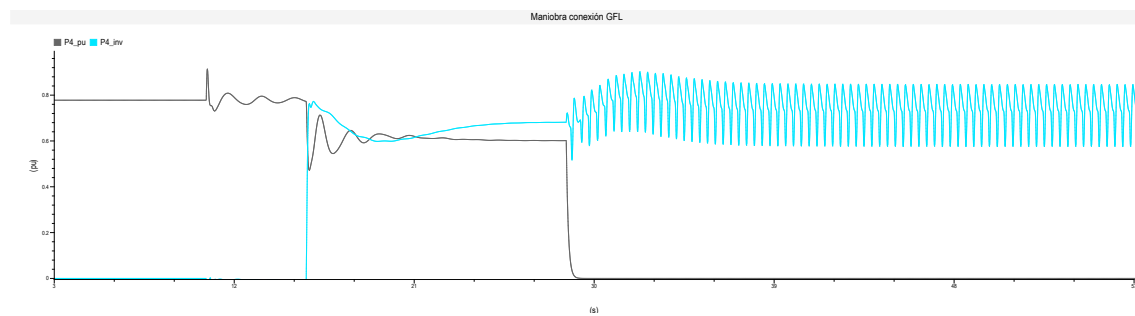


Figura 4.7: Maniobra inicial reemplazo unidad sincrónica por GFL-Droop PQ

Fuente: Elaboración propia

4.2.1. Desconexión MS

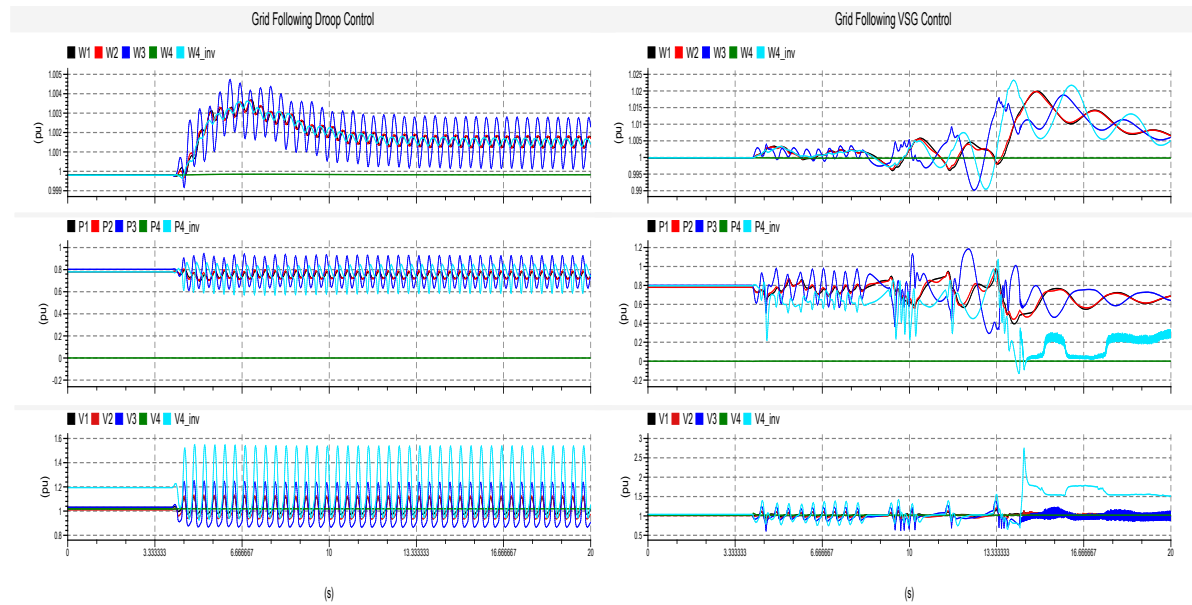


Figura 4.8: Modo Droop PQ Control

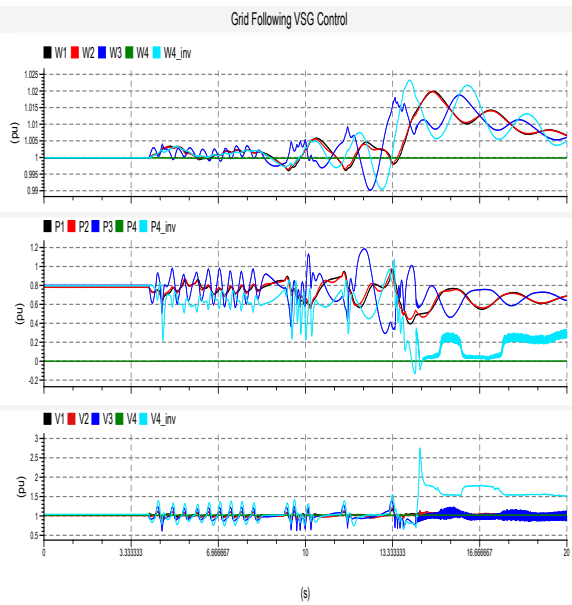


Figura 4.9: Modo VSG Control

Se visualiza un colapso de tensión y frecuencia en las principales barras del sistema en ambos modos de operación. Se intentó con distintas ganancias y constantes de tiempo en el PLL y ninguna combinación fue capaz de hacer que el GFL funcione correctamente de manera aislada en esa barra.

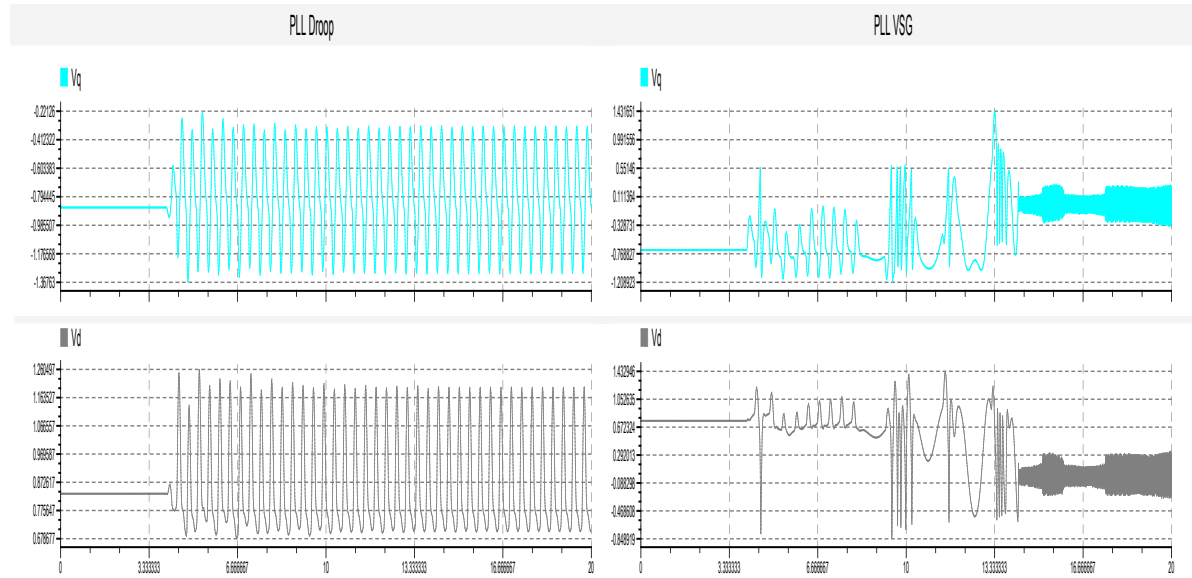


Figura 4.10: PLL modo Droop PQ

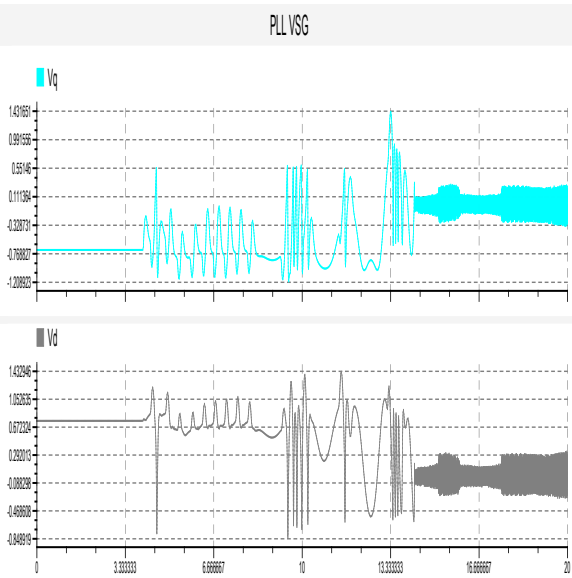


Figura 4.11: PLL modo VSG

Este problema surge debido a la desincronización del PLL ya que al operar en alta carga las desviaciones de tensión en el punto de conexión del convertidor (PCC) son pronunciadas y el sistema de detección de fase no sintetiza la referencia de fase de manera adecuada. Este comportamiento hace inviable la utilización de la estrategia Grid Following de manera aislada sin una unidad sincrónica aledaña en este caso de estudio.

4.3. Escenario grid forming (25 %)

El segundo caso a probar será similar al anterior pero ahora probando la estrategia GFM y sus tres modos de operación revisados en (2.21) y (2.22). La inercia total disponible en essta prueba, luego de haber desconectada la MS, será de ($H_{total} \approx 19[s]$). La operación es lenta ya que la toma de carga por parte del convertidor debe ser paulatina ya que la referencia de los generadores aledaños debe ir reduciéndose cuidadosamente para mantener el control sobre la red.

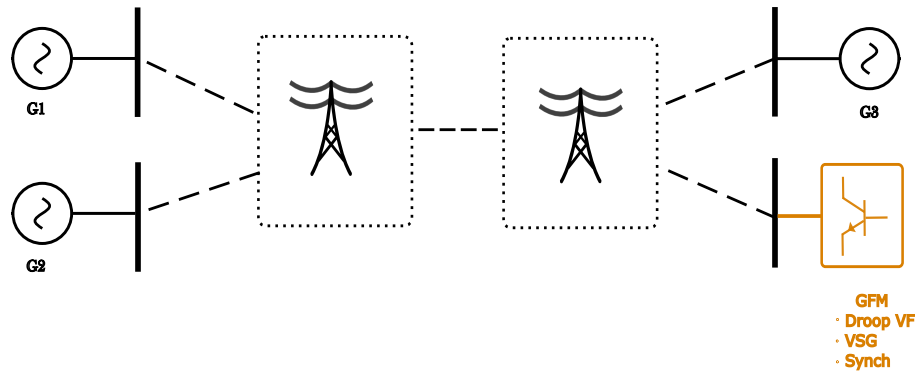


Figura 4.12: Topología red de 3 unidades sincrónicas más soporte convertidor Grid Forming
Fuente: Elaboración propia

A continuación se mostrará la maniobra de conexión con una duración total de 60 (s):

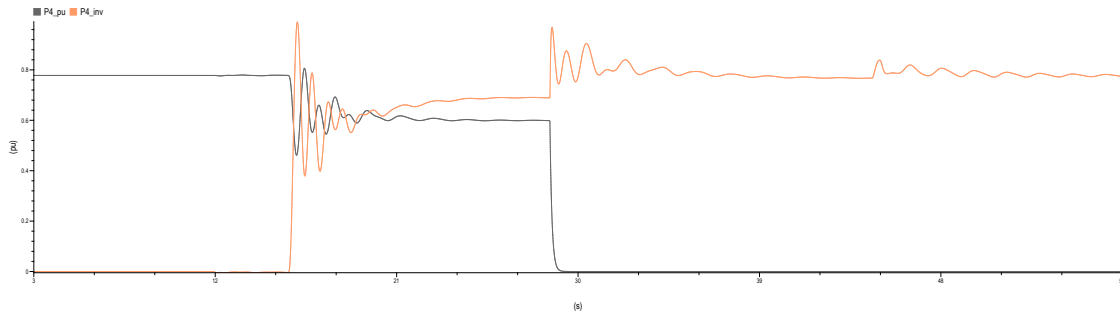


Figura 4.13: Maniobra reemplazo unidad sincrónica por GFM-VSG
Fuente: Elaboración propia

Se observa inicialmente de manera imperceptible la conexión del GFM alrededor de los 6s, luego el aumento de la consigna de potencia del convertidor (P^*) hasta alcanzar la misma potencia nominal que tiene la MS, después se desconecta la unidad sincrónica y se espera a que estabilice la red. Finalmente se hace un reajuste de la potencia reactiva y se aumenta la consigna de (Q^*). La operación es exitosa y el SEP está listo para realizar las maniobras de prueba.

4.3.1. Inyección de 50 [MW]

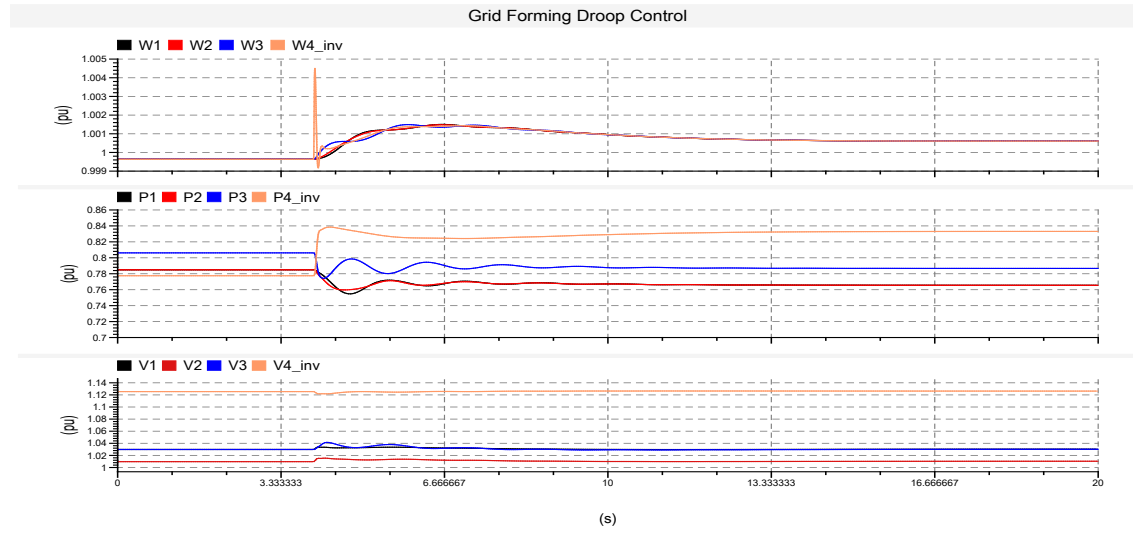


Figura 4.14: Modo Droop VF Control

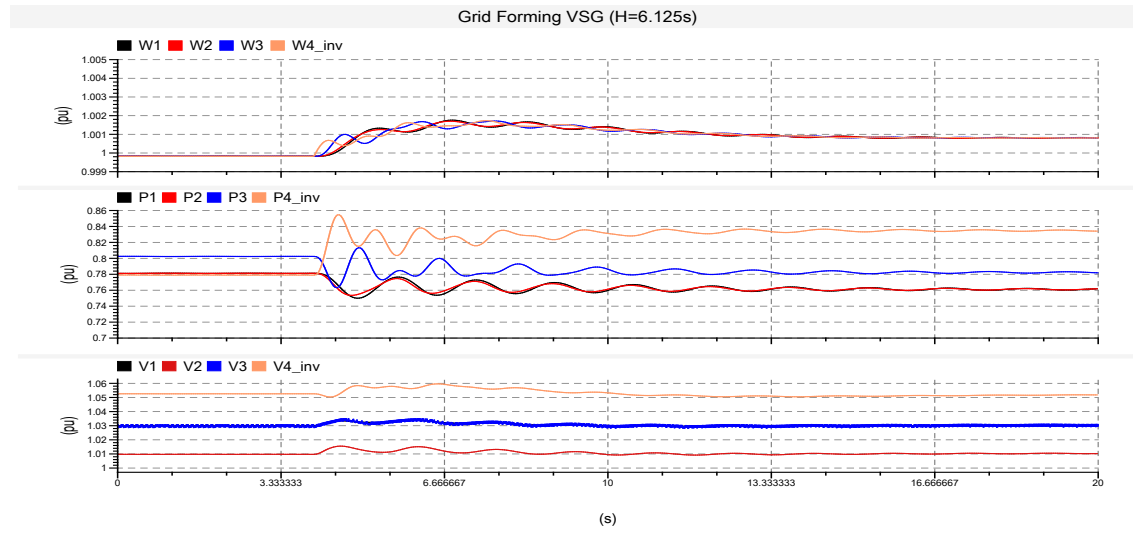


Figura 4.15: Modo VSG Control

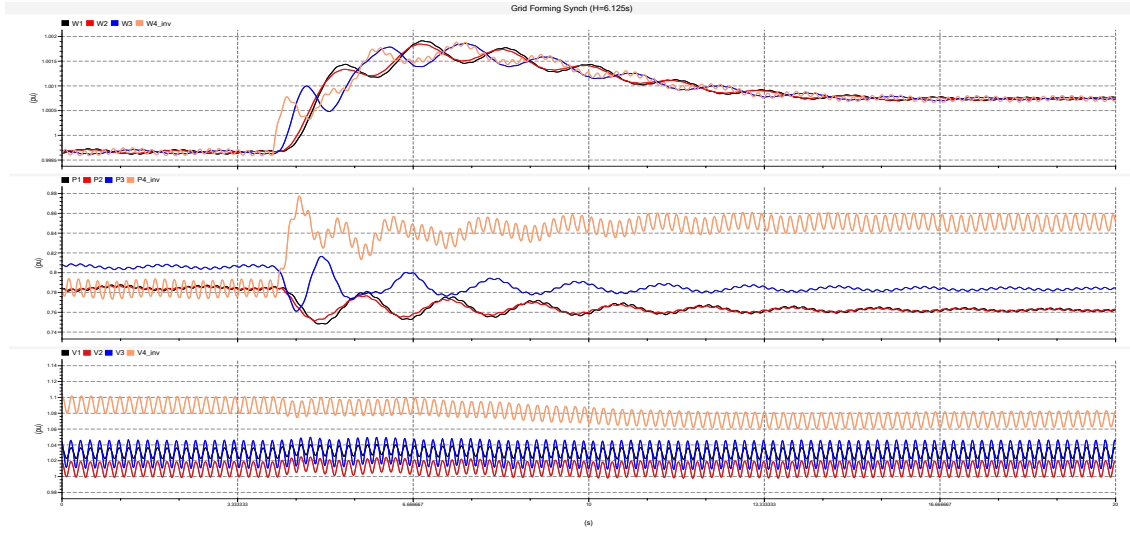


Figura 4.16: Modo Synch Control

Se probaron diversos valores para los parametros de amortiguacion e inercia como también en las ganancias de los droops y constantes de tiempo de los lazo pero en todos se observaron oscilaciones de potencia, por lo que se estima que este modo de control operando en paralelo con otras máquinas necesita de un **estabilizador de potencia (PPS)** propio al igual que sus pares las máquinas sincrónica.

4.3.2. Carga de 50 [MW]

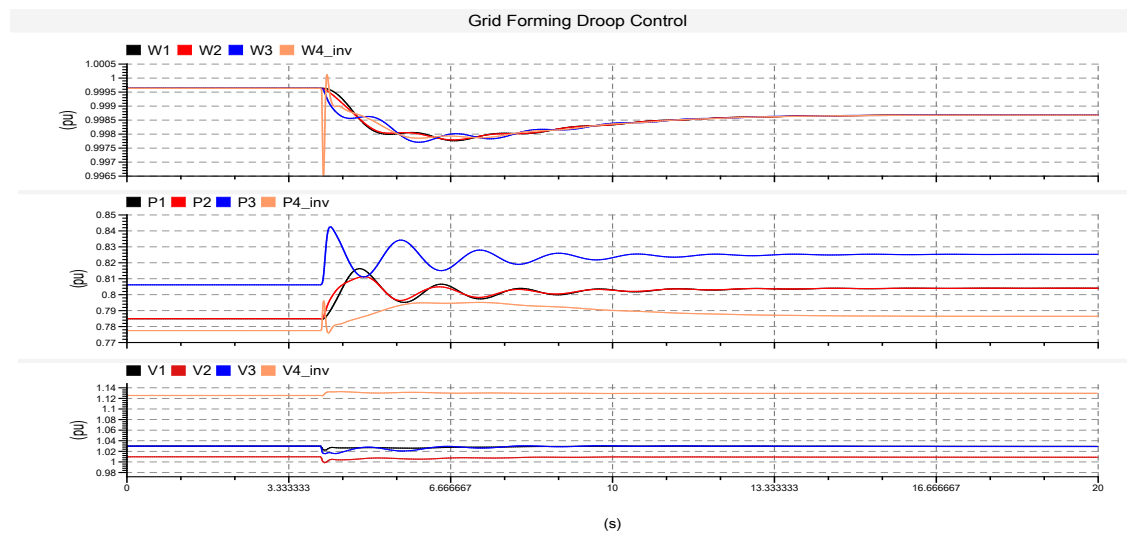


Figura 4.17: Modo Droop VF Control

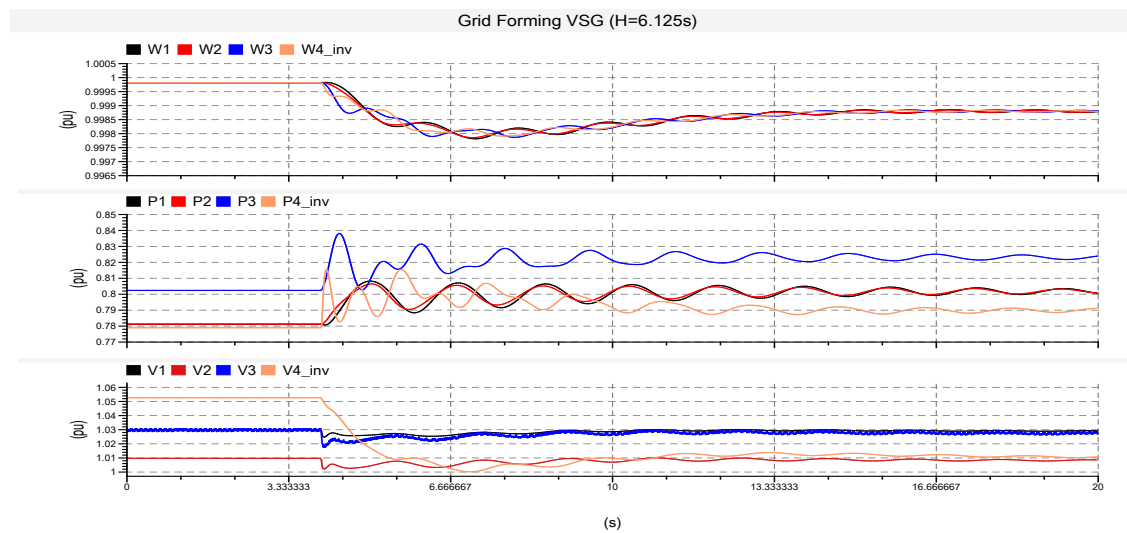


Figura 4.18: Modo VSG Control

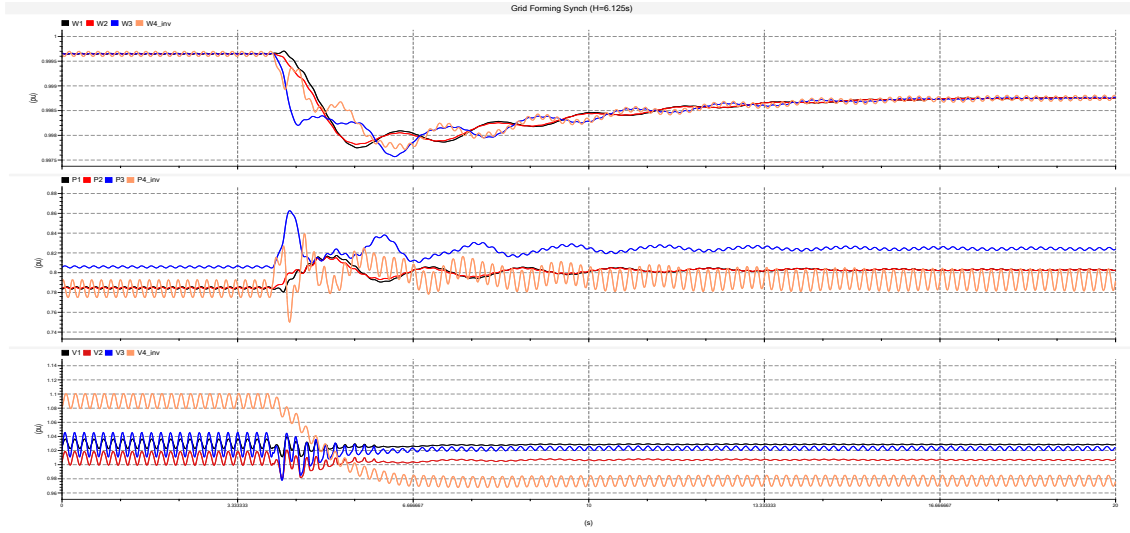


Figura 4.19: Modo Synch Control

Tensión barra convertidor baja significativamente debido al aumento de reactivos que inyecta la MS vecina debido a la respuesta automática de su propio control de tensión. Esto implica una reducción de tensión del sistema importante post perturbación.

4.3.3. Falla trifásica

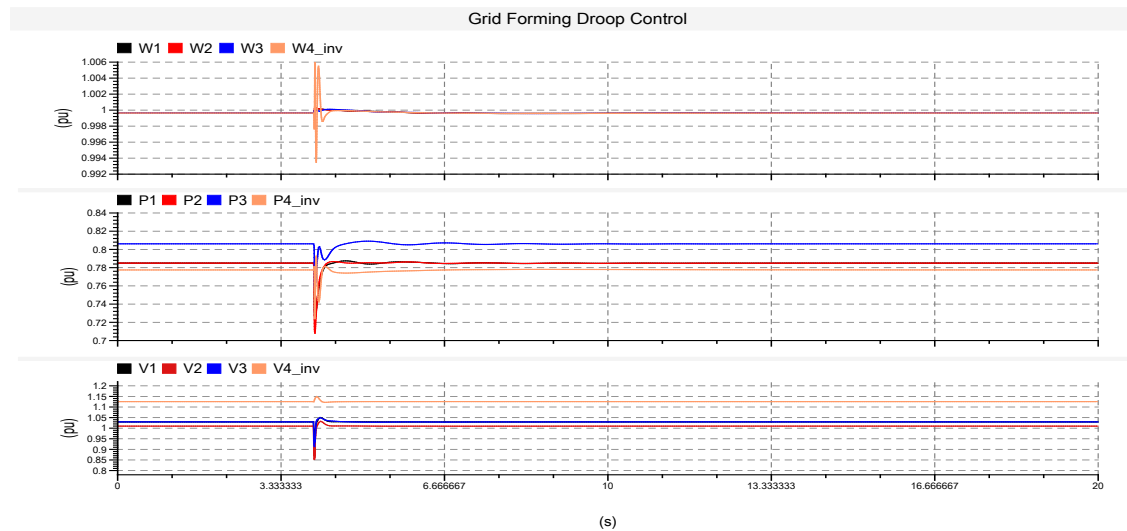


Figura 4.20: Modo Droop VF Control

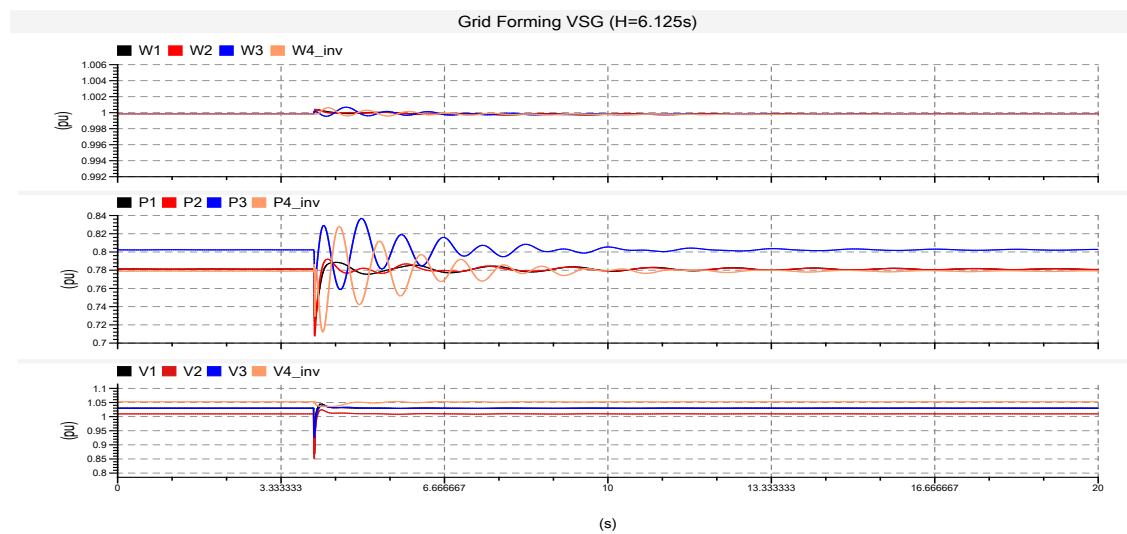


Figura 4.21: Modo VSG Control

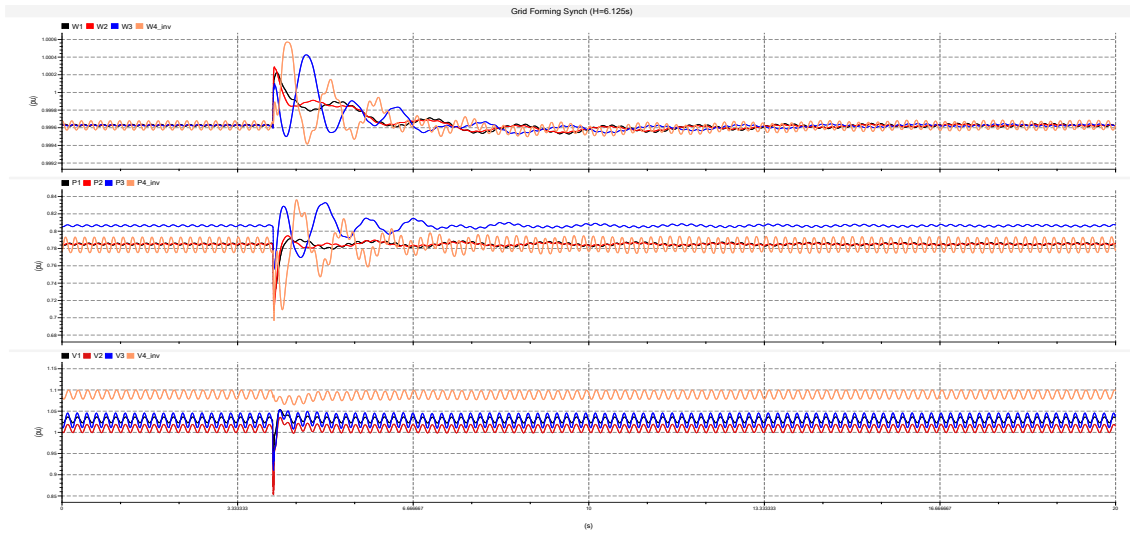


Figura 4.22: Modo Synch Control

4.4. Escenario grid forming (50 %)

4.4.1. Carga de 50 [MW]

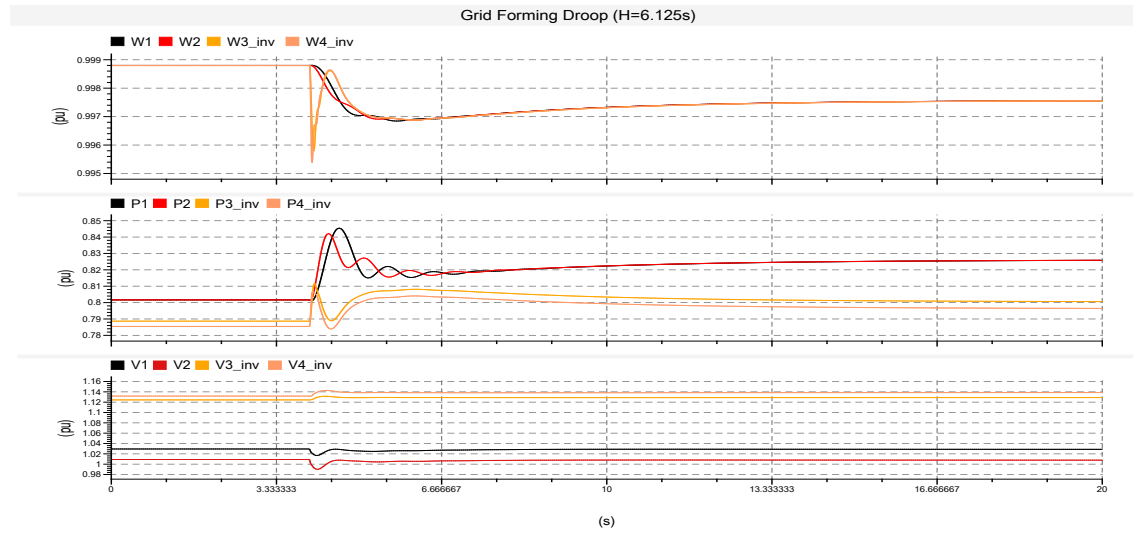


Figura 4.23: Modo Droop VF Control

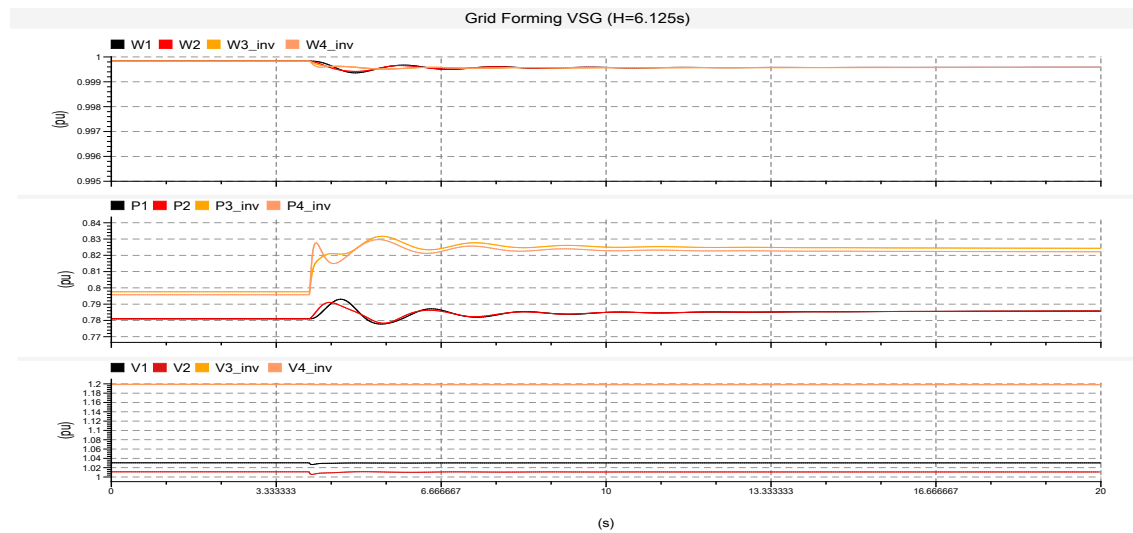


Figura 4.24: Modo VSG Control

4.5. Escenario grid forming (75 %)

4.5.1. Carga de 50 [MW]

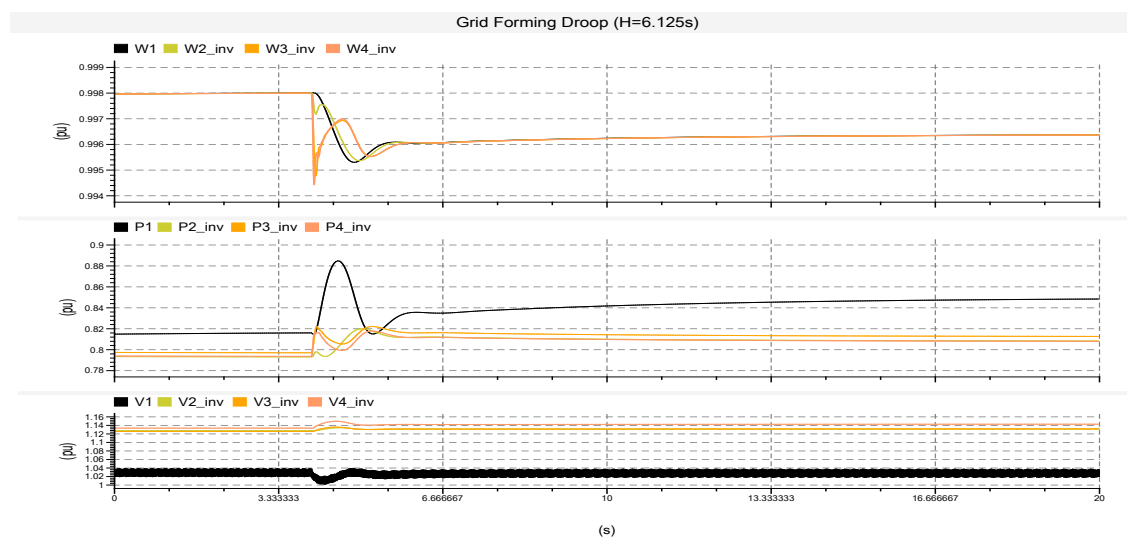


Figura 4.25: Modo Droop VF Control

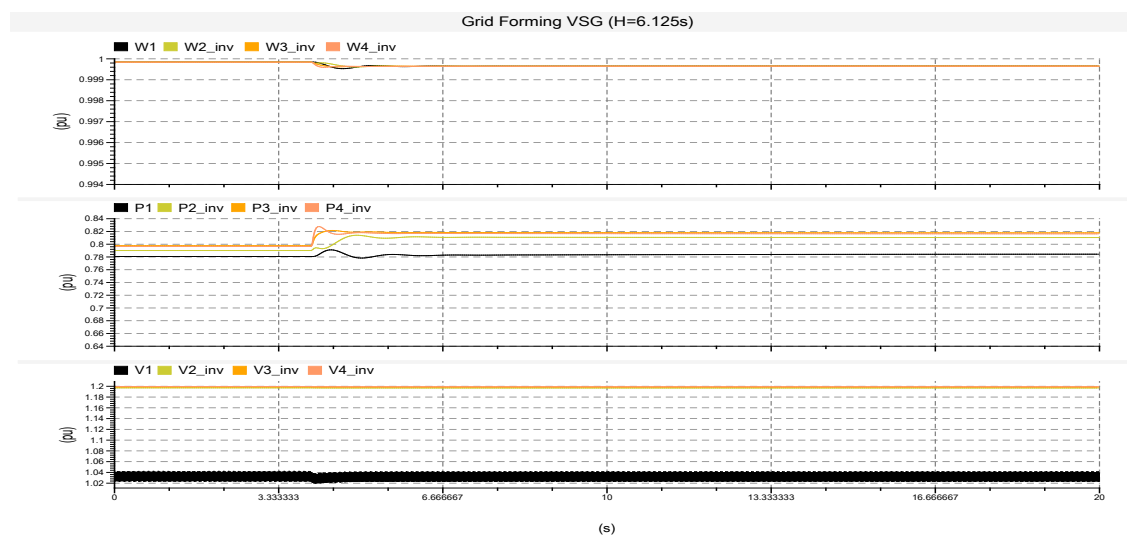


Figura 4.26: Modo VSG Control

4.6. Escenario grid forming (100 %)

4.6.1. Carga de 50 [MW]

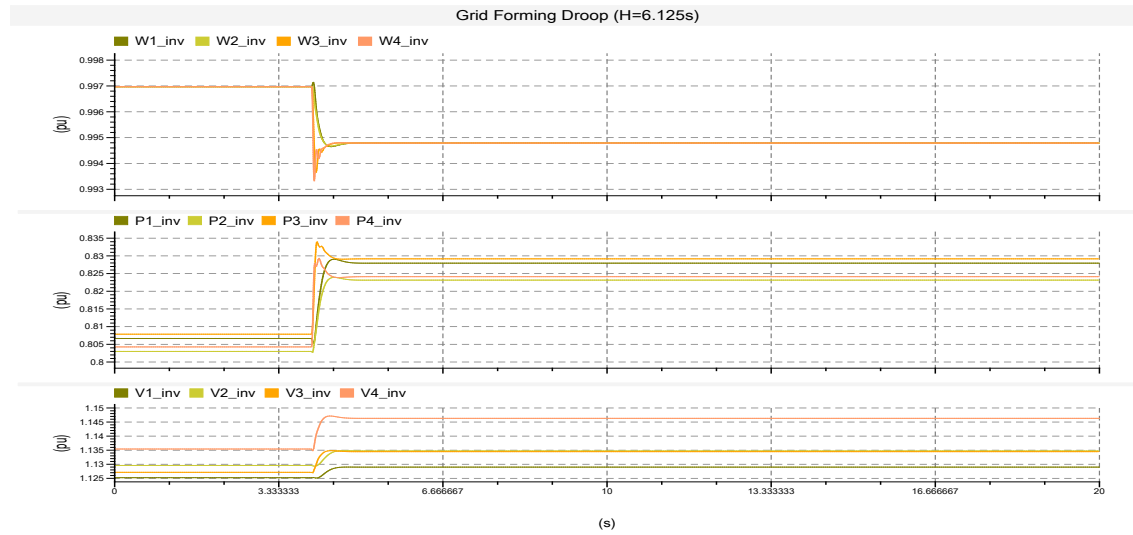


Figura 4.27: Modo Droop VF Control

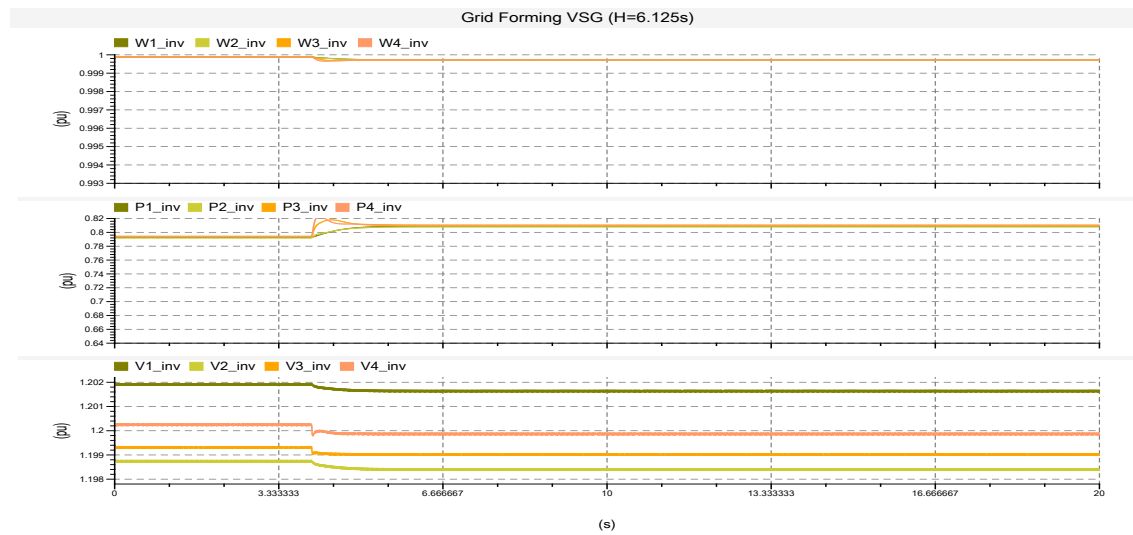


Figura 4.28: Modo VSG Control

Capítulo 5

Análisis de resultados

5.1. Desempeño dinámico

Las principales diferencias entre convertidores grid forming y máquinas síncronas se centran en su funcionamiento y características de control. Las máquinas síncronas proporcionan inercia natural al sistema, ya que su masa rotativa ayuda a estabilizar la frecuencia y amortiguar las oscilaciones en caso de perturbaciones. También tienen una respuesta automática ante variaciones de carga debido a su comportamiento físico inherente. En contraste, los convertidores grid forming no tienen inercia física, pero emulan inercia sintética a través de algoritmos de control, permitiendo que generen y mantengan la frecuencia y voltaje en la red. A diferencia de las máquinas síncronas, su desempeño depende de los parámetros de control y la capacidad de los algoritmos para adaptarse a distintas condiciones, lo que puede hacerlos más sensibles a variaciones bruscas en la red. Sin embargo, los convertidores grid forming ofrecen mayor flexibilidad en la configuración del sistema y pueden operar en entornos con alta penetración de energías renovables, donde la inercia de los generadores tradicionales es limitada. A continuación se muestra una tabla comparativa entre los dos principales modos de operación grid forming:

Modo	Droop Control	VSG Control
Orden respuesta	Primer orden	Segundo orden
Resonancia con SEP	No	No
Aporte inercia	No	Sí
Estabilidad transitoria	Sí	Sí

Tabla 5.1: Características principales

La principal diferencia entre VSG (Virtual Synchronous Generator) y Droop Control radica en su enfoque de operación y respuesta dinámica. Mientras que el VSG emula el comportamiento de un generador síncrono real, proporcionando inercia sintética y amortiguando las oscilaciones de frecuencia y voltaje para una respuesta más suave ante perturbaciones, el Droop Control ajusta la frecuencia y el voltaje en función de la potencia activa y reactiva entregada, siguiendo una relación predefinida. Esto hace que el Droop Control pueda generar tasas de cambio de frecuencia (RoCoF) más altas y transitorios abruptos, aumentando el riesgo de activar protecciones automáticas en la red, especialmente en condiciones de baja inercia.

En términos generales el VSG se destaca por su capacidad para emular el comportamiento de los generadores síncronos, proporcionando una mayor estabilidad en redes con baja inercia, mientras que el Droop Control es más simple y rápido, pero puede ser menos adecuado para situaciones con perturbaciones grandes o redes débiles. A continuación una tabla comparativa general:

A continuación se presentarán las principales curvas de todos los escenarios mostrados en la sección anterior de resultados. Se escogió la frecuencia del convertidor 4 ya que es la curva que más varía y además es la única que tiene registro sobre convertidores en todos los escenarios. Para este análisis se exportaron los datos (.csv) provenientes del simulador RSCAD hacia el software MATLAB para su posterior procesamiento.

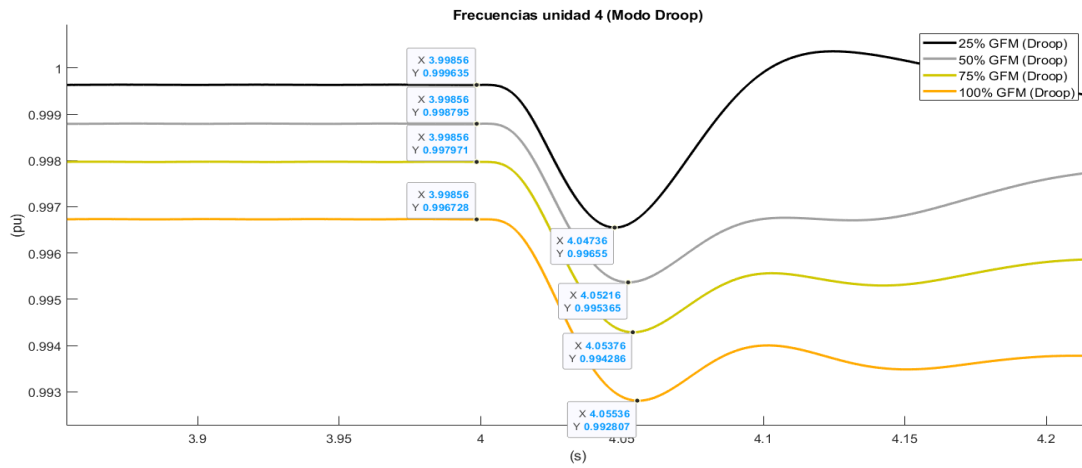


Figura 5.1: Resumen transitorios unidad 4 para cada escenario (modo Droop)

Luego se realiza el mismo procesamiento de datos, pero para la operación modo VSG. Es importante recalcar que las variaciones de magnitud en los ejes son menores en este modo pero pareciera de la misma escala que el caso anterior. Esto netamente es un efecto óptico para poder observar mas fácilmente los puntos específicos de cada gráfica.

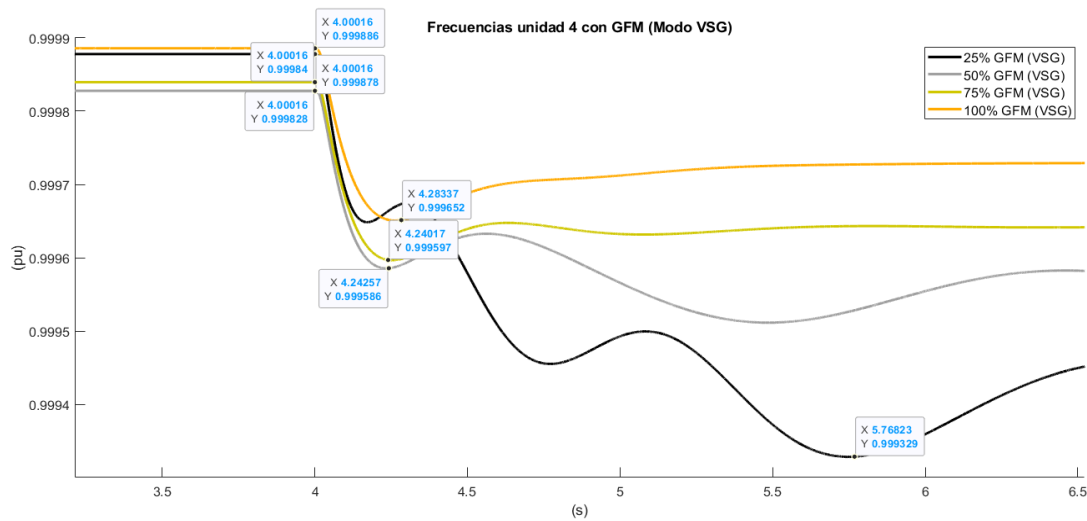


Figura 5.2: Zoom transitorios unidad 4 para cada escenario (modo VSG)

A continuación, se presentarán los resultados del desempeño de cada sistema de control en los diferentes escenarios comparados. Como resumen, se seleccionó el peor transitorio observado para obtener los datos respectivos.

Modo	Droop Control	VSG Control
ROCOF	0.0632 [Hz/s]	0.0003 [Hz/s]
NADIR	0.9966 (pu)	0.9932 (pu)
t_{est}	12.8 [s]	12 [s]

Tabla 5.2: Indicadores dinámicos GFM 25 %

Modo	Droop Control	VSG Control
ROCOF	0.0639 [Hz/s]	0.0008 [Hz/s]
NADIR	0.9954 (pu)	0.9996 (pu)
t_{est}	10.7 [s]	7.7 [s]

Tabla 5.3: Indicadores dinámicos GFM 50 %

Modo	Droop Control	VSG Control
ROCOF	0.0667 [Hz/s]	0.0010 [Hz/s]
NADIR	0.9943 (pu)	0.9995 (pu)
t_{est}	9 [s]	3 [s]

Tabla 5.4: Indicadores dinámicos GFM 75 %

Modo	Droop Control	VSG Control
ROCOF	0.0690 [Hz/s]	0.0009 [Hz/s]
NADIR	0.9928 (pu)	0.9995 (pu)
t_{est}	1.67 [s]	2.1 [s]

Tabla 5.5: Indicadores dinámicos GFM 100 %

Las figuras 4.14 y 4.15 muestran el comportamiento característico del modo Droop (salto de frecuencia con gran pendiente) y del VSG (respuesta más amortiguada). Además, confirman que la nueva impedancia en la red asociada al convertidor no desajusta los PSS de las máquinas sincrónicas.

Las figuras 4.23 y 4.24 muestran el beneficio dinámico del VSG implementado a mayor escala, evidenciado por la leve caída en frecuencia que desarrollan sus convertidores. También se observa la rapidez en la toma de carga, un parámetro ajustable, que no causa inestabilidad en el sistema eléctrico de potencia (SEP).

El análisis de 4.25 y 4.26 muestra que el ROCOF aumenta con más convertidores Droop, mientras que con el VSG se mantiene estable. Además, se observa el inicio de una resonancia en la máquina sincrónica debido a cambios en la impedancia de la red, lo que reduce la eficacia del PSS local.

El estudio de 4.27 y 4.28 indica que en modo Droop, aunque se observa la mayor desviación y pendiente de frecuencia, la estabilidad se mantiene incluso sin inercia. Un aspecto positivo es que las resonancias desaparecen, ya que existe poca subamortiguación entre los lazos de los convertidores

5.2. Fortaleza de la red

En los estudios eléctricos transitorios existen algunos indicadores que señalan zonas de la red que son débiles frente a alguna falla localizada. El indicador más utilizado para estudios con unidades de generación conectadas a una barra sin convertidores en las barras vecinas es "Short Circuit Ratio"(SCR) que muestra la capacidad que tiene cierta barra para mantener fallas sin caer en la desestabilización defrecuencia o tensión. Este indicador es utilizado generalmente en la industria [20]. La fórmula de cálculo es la siguiente:

$$SCR = \frac{S_{kssi}[MVA]}{P_i[MW]} \quad (5.1)$$

Un valor del indicador por debajo de 0.5 indica que la barra recibe poco aporte de corrientes de cortocircuito, lo que desestabiliza las unidades conectadas, requiriendo compensación. Si el índice está entre 0.5 y 2, existe riesgo moderado de desestabilización, por lo que basta ajustar los controles para evitar zonas no lineales. Barras con índices superiores a 2 no presentan riesgos.

A partir de las simulaciones de cortocircuito del software PF Digsilent mediante el método-Completo mostradas en el Anexo 1.14, 1.15 y 1.16 se obtienen los siguientes resultados considerando distintos escenarios en donde la unidad 4 se va reemplazando por los convertidores estáticos respectivos, el valor de P_i se asumirá al valor de potencia activa nominal de cada generador 700 [MW] por cada barra y la máxima corriente a aportar por el convertidor es de 0 (pu) para GFL y 1.2(pu) para GFM:

Barra	$S_{kssi}[MVA]$	SCR
1	5065	7,23
2	5241	7,48
3	5152	7,36
4	5481	7,83

Tabla 5.6: SCR con MS

Barra	$S_{kssi}[MVA]$	SCR
1	5074	7,24
2	5265	7,52
3	4393	6,27
GFL	1387	1,98

Tabla 5.7: SCR con GFL

Barra	$S_{kssi}[MVA]$	SCR
1	5107	7,29
2	5347	7,63
3	5241	7,48
GFM	2467	3,52

Tabla 5.8: SCR con GFM

Si bien la topología de la red es simétrica y los indicadores debiesen ser simétricos, los indicadores varían levemente debido a la configuración inicial del despacho programado para cada unidad, eso hace que los flujos y los niveles de cortocircuito varíen levemente. Ahora si se realiza el mismo ejercicio (1.17 , 1.18 y 1.19) pero en el resto de las barras del sistema los resultados son los siguientes:

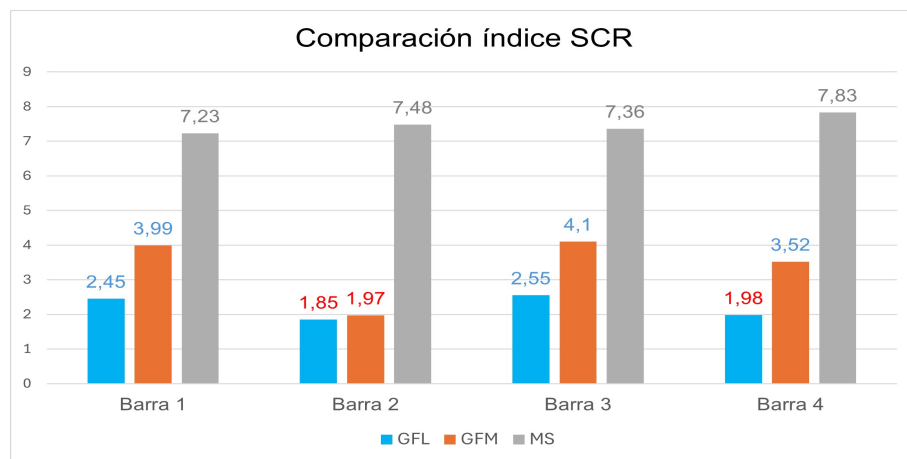


Figura 5.3: Comparación SCR para distintas ubicaciones del convertidor

Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Comentarios finales

El presente estudio tuvo como objetivo analizar la efectividad de las estrategias de control en convertidores grid forming para estabilizar sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables. Se utilizaron diversos modelos incluso de tecnologías anteriores para poder evaluar el impacto que tienen los convertidores formadores de red.

Inicialmente, se verifica el comportamiento estable de las unidades síncronas tradicionales, cuyos modelos de control dependen significativamente del punto de operación calculado, lo que puede llevar a un funcionamiento inadecuado bajo diferentes condiciones iniciales. Además, el desempeño del modelo puede variar considerablemente en situaciones de contingencias severas que involucren perturbaciones significativas, ya que los lazos de control lineales pueden no cumplir adecuadamente su función. En estos casos, es necesario realizar estudios de estabilidad de gran señal para evaluar correctamente la controlabilidad del sistema.

En cuanto a los métodos de corroboración basados en software, ambos programas utilizados ofrecen resultados transitorios similares. Sin embargo, la diferencia en la capacidad de procesamiento es notable. En MATLAB, simular un solo segundo puede llevar varios minutos, mientras que en RSCAD el mismo tiempo de simulación puede completarse en el tiempo real correspondiente. Aunque el rendimiento depende principalmente de la capacidad del hardware del computador utilizado, solo RSCAD proporciona una interfaz adecuada para comunicarse con grandes computadores.

Desde el punto de vista de la generación estática, los convertidores con la estrategia grid-following demostraron ser capaces de operar correctamente en paralelo con generadores síncronos. Sin embargo, no lograron mantener la estabilidad operando de forma aislada, especialmente en barras con bajo soporte de tensión y sin generadores síncronos conectados directamente. En estas condiciones, el controlador PLL no puede sincronizarse adecuadamente con la red debido a la alta variabilidad del fasor de tensión, como se observa en 4.10 y 4.11. Sería beneficioso que otras investigaciones estudien el desempeño de circuitos adaptativos que ralenticen el PLL durante situaciones de red débil.

En la práctica, cuando una contingencia es lo suficientemente severa como para alejar las variables de sus márgenes de seguridad, las unidades seguidoras de red se desconectan del sistema antes del colapso, como medida de emergencia para evitar la generación de distorsiones eléctricas. Esta desconexión provoca una disminución drástica del índice de cortocircuito en el área, ya que estos equipos no se consideran en el cálculo de cortocircuito, tal como se muestra en 5.3. Como resultado, se generan mayores variaciones de tensión en las barras, lo que empeora la calidad de la red.

Con respecto al enfoque principal del estudio, los resultados obtenidos demuestran que la estrategia de convertidores grid forming proporciona una mayor estabilidad en comparación con la estrategia grid following, especialmente durante la conexión o desconexión de cargas.

La estrategia del tipo formadoras de red puede operar de manera autónoma sin unidades síncronas vecinas. Esto debido principalmente a su lazo de sincronización PSL que orienta al sistema de control mediante la medición de potencia y no mediante el seguimiento de fase y frecuencia. El PSL sincroniza directamente con la potencia activa, lo que permite una regulación más efectiva en condiciones de red débil o cuando hay fluctuaciones de frecuencia. Además, este le permite ser menos sensible a distorsiones armónicas y fluctuaciones de voltaje, ya que su enfoque en la potencia permite un mejor filtrado de estas irregularidades.

Esta autonomía que tiene el grid forming le permite habilitar funcionalidades de soporte de red que no son posibles de implementar en la estrategia grid following. Como por ejemplo el aporte inercia virtual, inyección de corrientes de cortocircuito. La cantidad de asistencia proporcionada va a depender del modo de control grid forming escogido.

La primera opción es el modo Droop, el cual, gracias a la ganancia implementada en su lazo de control, regula las caídas de frecuencia. Sin embargo, esta estrategia genera importantes saltos de frecuencia, lo que provoca altas tasas de cambio de la frecuencia (RoCoF), aumentando el riesgo de desconexiones automáticas de los equipos debido a las protecciones por frecuencia, como las protecciones EDAC o EDAG instaladas previamente como medidas de seguridad. Esto se visualiza en los transitorios capturados en 4.17, 4.23, 4.25 y 4.27. La inercia proporcionada por las unidades síncronas amortigua las oscilaciones de frecuencia, y al reemplazar estos equipos por convertidores tipo Droop, la red puede volverse vulnerable al colapso frente a un desbalance.

Como solución aparece el modo de control VSG que genera un aporte de inercia virtual ya que este amortigua y minimiza la caída en frecuencia gracias a la disponibilidad inmediata de energía almacenada en el bus DC e implementada de manera directa mediante el integrador del lazo de regulación. Esto se corrobora en los transitorios capturados en 4.18, 4.24, 4.26 y 4.28. Este modo de control reduce el RoCoF y facilita la integración de generación renovable ya que no compromete la estabilidad de la red.

La estrategia formadora de red puede funcionar además sin los lazos de control de potencia reactiva adecuados. No obstante, la barra del convertidor conectada al sistema podría descompensarse en términos de reactivos, lo que implicaría una sobrecarga de las unidades síncronas vecinas. Esto puede llevar a que dichas unidades operen saturadas en zonas no lineales, desencadenando inestabilidades en el SEP.

La tecnología formadora de red no había sido objeto de estudio en investigaciones anteriores, debido a su mayor complejidad en el hardware en comparación con la alternativa seguidora de red. Esta complejidad implicaba una inversión más elevada en los proyectos, lo que desalentaba a los inversionistas a respaldar su investigación. Sin embargo, con la creciente penetración de energías renovables, la alternativa anterior ha demostrado ser inadecuada en ciertas circunstancias, lo que ha llevado a que muchos proyectos busquen reconvertirse y que nuevos desarrollos consideren activar las funcionalidades de los convertidores formadores de red.

Estas funciones permiten a los sistemas operar de manera estable y segura, incrementando la disponibilidad del servicio, lo que a su vez puede traducirse en mayores ganancias económicas. Además, la tecnología habilita la participación en servicios complementarios del mercado, como la regulación de frecuencia o tensión, aumentando el valor agregado de las instalaciones.

Estos hallazgos no solo corroboran estudios previos, sino que también aportan nuevos enfoques para mejorar la resiliencia de las redes eléctricas modernas.

6.2. Recomendaciones futuras

- Utilizar modelos dinámicos de turbinas diferentes tanto térmicas como hidráulicas en el mismo caso de estudio para comparar los distintos rangos de sintonización que puedan necesitar los convertidores.
- Ampliar el sistema de estudio a mas unidades, barras y áreas.
- Analizar el desempeño de circuitos adaptativos de PLL para redes débiles.
- Existen mas esquemas de control GFM (por ejemplo Synchronoconvertidor, VOC , dVOC, entre otros) que deben ser simulados para evaluar nuevas respuestas.
- Pasar al siguiente nivel de estudio conocido como HIL: implementar este modelo MIL en un controlador concreto y probar el desempeño en tiempo real.

Bibliografía

- [1] Blackhillcock Flexpower (2024) Proyecto de de almacenamiento de energia Grid-Forming con servicios de estabilidad https://www.blackhillcockflexpower.com/web/documents/planning_docs/Project_Information.pdf
- [2] IEEE (2023) Configuration Analysis of Grid-forming Converter Under 100 % Renewable Electricity Systems <https://ieeexplore.ieee.org/document/10345082>
- [3] Haobo Zhang (2021) Grid Forming Converters in Renewable Energy Sources Dominated Power Grid: Control Strategy, Stability, Application, and Challenges <https://ieeexplore.ieee.org/document/9627884>
- [4] Andrés Mora (2021). Model predictive control of induction machines (UTFSM)
- [5] Andrés Mora (2021). Control Vectorial para Máquinas de Campo Giratorios (UTFSM)
- [6] Claudia Rahmann (2022). Convertidores Grid Forming: Necesidades y desafíos https://4echile.cl/wp-content/uploads/2022/09/presentacion_claudia_rahmann.pdf
- [7] H.Pulgar (2020) Enabling Utility Scale Solar PV Plants for Electromechanical Oscillation Damping (IEEE) <https://ieeexplore.ieee.org/document/9637990>
- [8] NREL (2020) Research Roadmap on Grid-Forming Inverters <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/73476.pdf>
- [9] NREL (2016) Grupo de Investigación en Control, Electrónica, Modelado y Simulación - CEMOS <file:///C:/Users/ferna/Downloads/Types+of+inverters+and+topologies+for+microgrid+applications.pdf>
- [10] RTDS (2024) MIL and HIL testing. <https://www.rtds.com/applications/distribution-automation>
- [11] IEEE (2023) Configuration Analysis of Grid-forming Converter Under 100 % Renewable Electricity Systems <https://ieeexplore.ieee.org/document/10345082>
- [12] Zhou Wang (2021) Dynamic Performance Evaluation of Grid-Following and Grid-Forming Inverters for Frequency Support in Low Inertia Transmission Grids <https://ieeexplore.ieee.org/document/9640034>
- [13] NC STate University USA (2017) Photovoltaic Synchronous Generator (PVSG) https://caper-usa.com/wp-content/uploads/2017/08/Session-I-PVSG-AHuang_8-7-17.pdf
- [14] DIgSILENT GmbH (2021). Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/PF_1_Informe-Estabilidad-de-Frecuencia_nov2021.pdf
- [15] CEN (2022). Resumen de los Estudios y Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el SEN <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/09/Resumen-Estudios-de-Analisis-y-Definicion-Requerimientos-Minimos-SEN-2025-2030.pdf>

-
- [16] Prahba Kundur (1994) Power Systems Stability and Control
- [17] Anderson Fouad (1977) Power Systems Control and Stability
- [18] Energies (2024). Small-Signal Stability of Hybrid Inverters with Grid-Following and Grid-Forming Controls <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/7/1644>
- [19] DIgSILENT GmbH (2021). Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/PF_1_Informe-Estabilidad-de-Frecuencia_nov2021.pdf
- [20] CEN (2022). Resumen de los Estudios y Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el SEN <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/09/Resumen-Estudios-de-Analisis-y-Definicion-Requerimientos-Minimos-SEN-2025-2030.pdf>
- [21] MATLAB (2024). Introduction to Droop COntrol <https://la.mathworks.com/discovery/droop-control.html#:~:text=La%20t%C3%A9cnica%20de%20droop%20control,a%20su%20capacidad%20de%20potencia.>

Apéndice A

RSCAD r2.3 Novacor

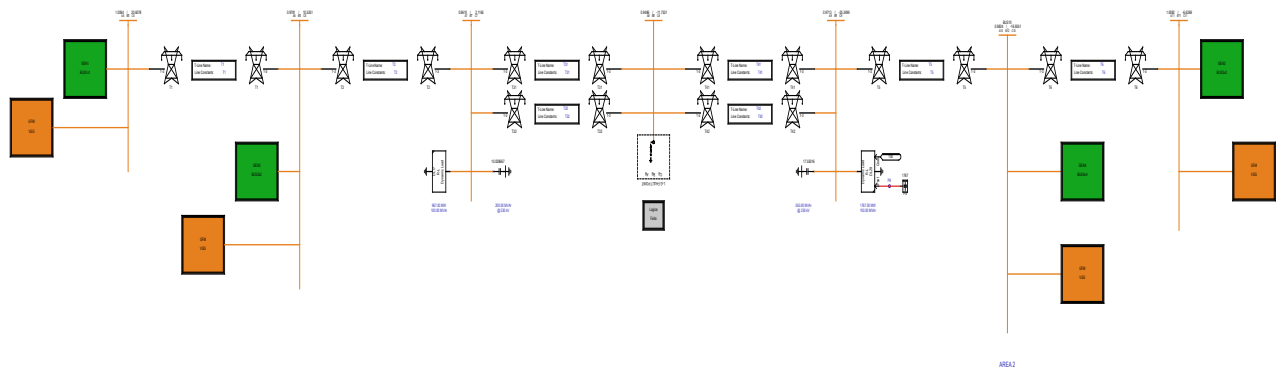


Figura A.1: Sistema eléctrico modelado en RSCAD

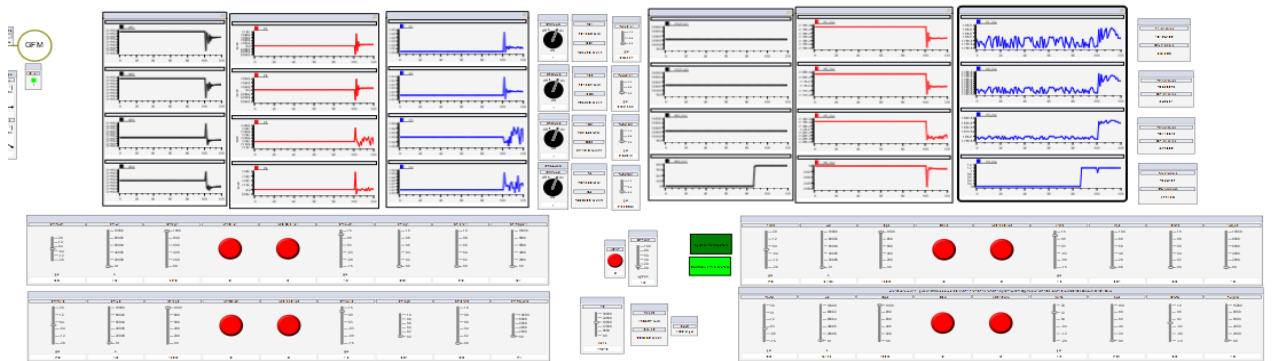


Figura A.2: Panel de control convertidores RSCAD

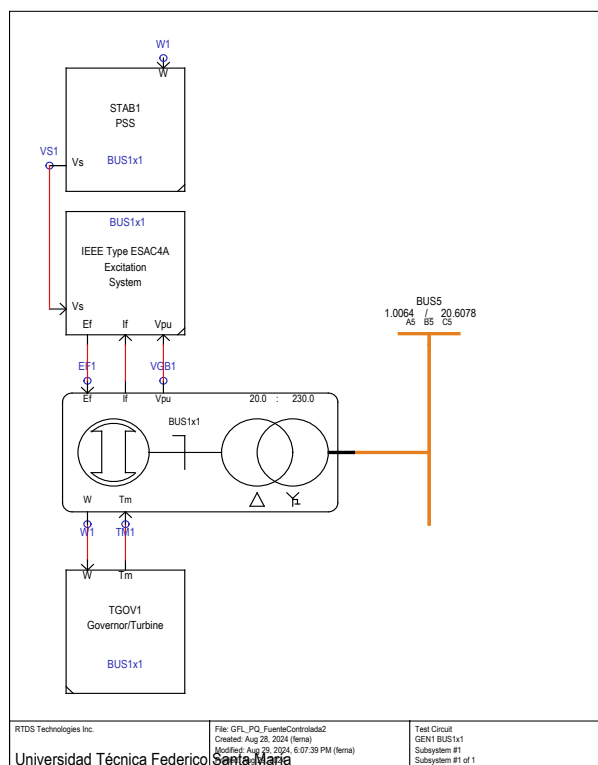


Figura A.3: Esquema control Máquinas Sincrónicas

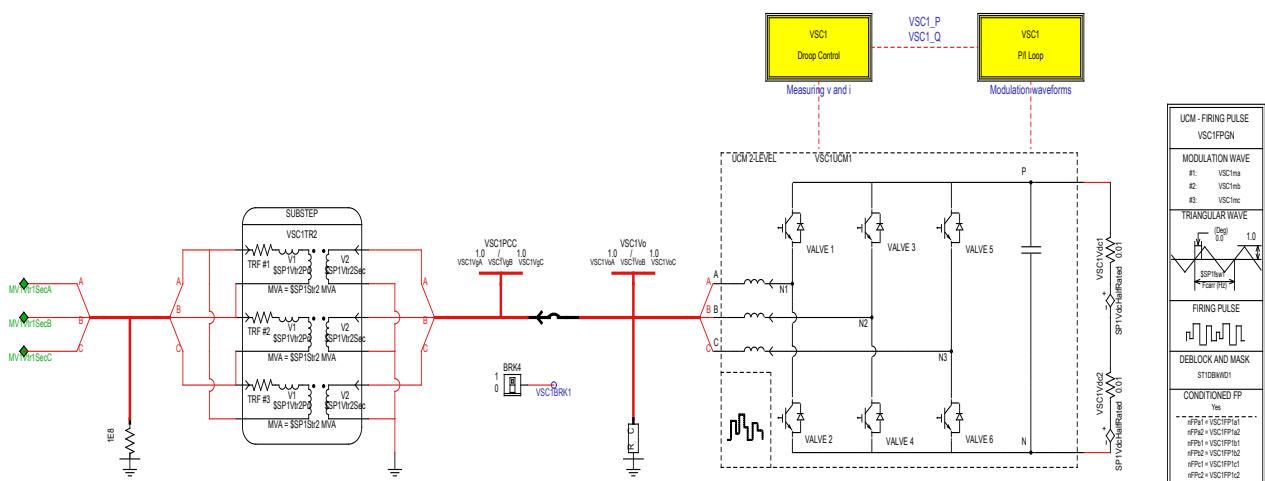


Figura A.4: Implementación del convertidor

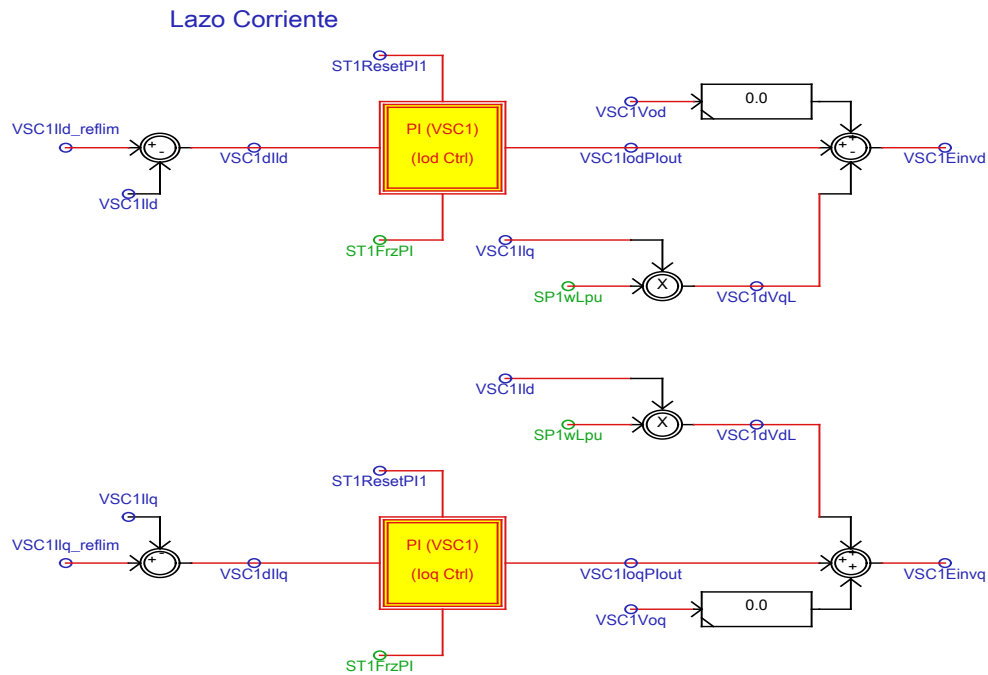


Figura A.5: Lazo Corriente GFL

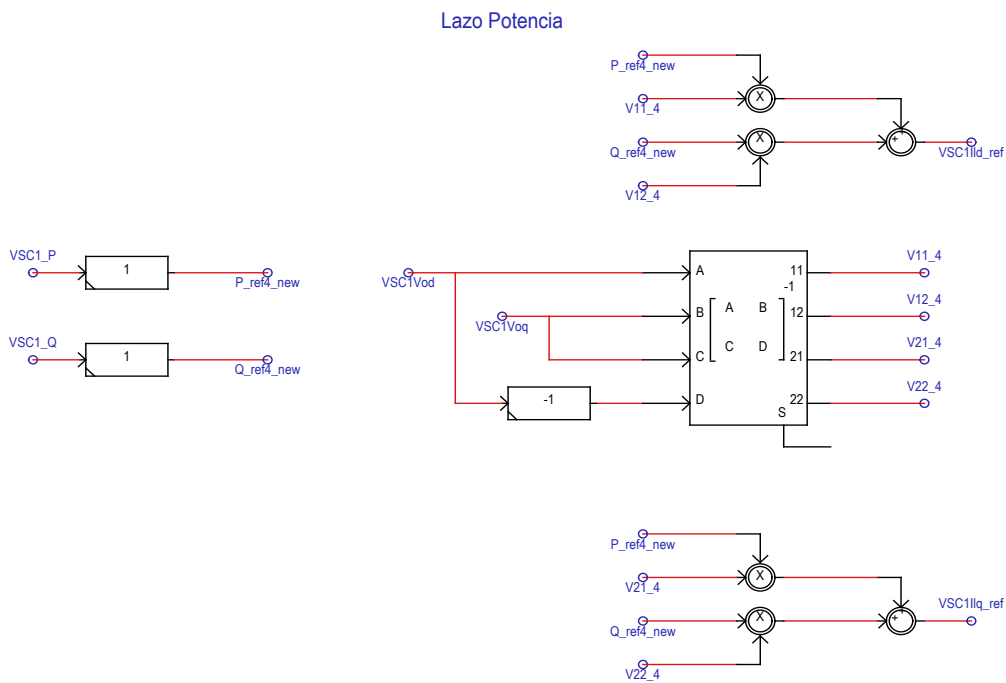


Figura A.6: Lazo Potencia GFL

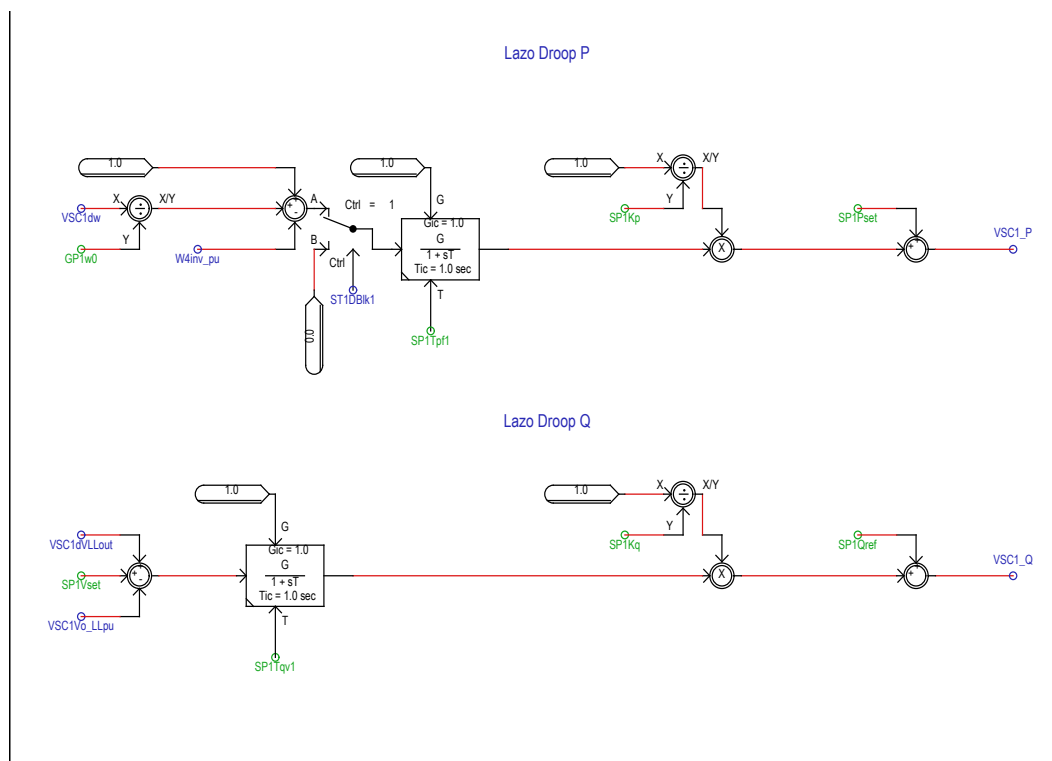


Figura A.7: Lazo Droop Control GFL

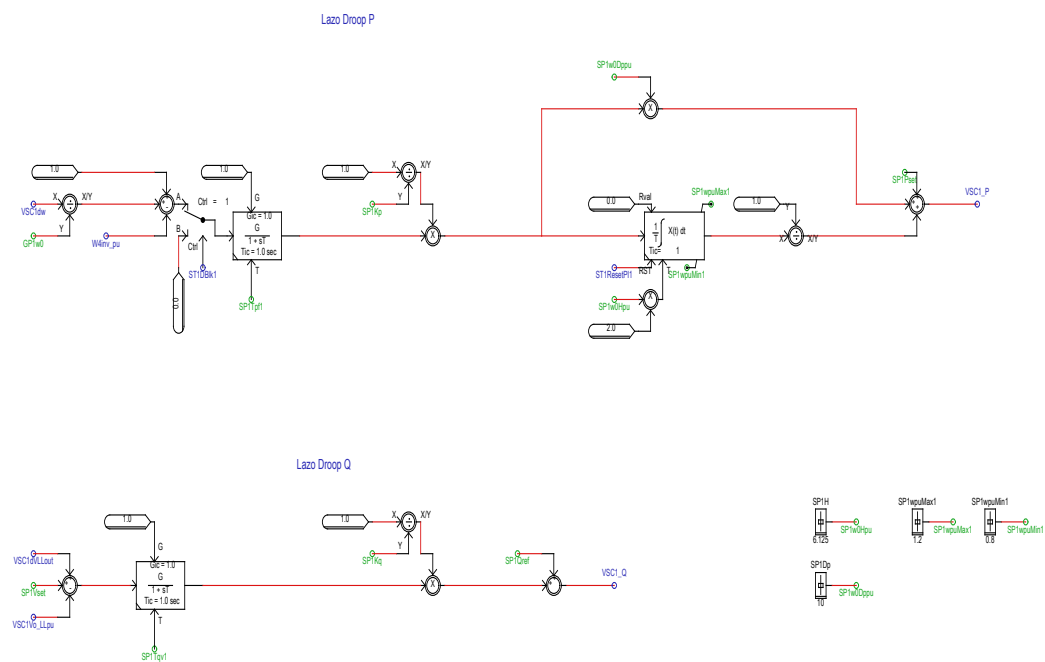


Figura A.8: Lazo VSG Control GFL

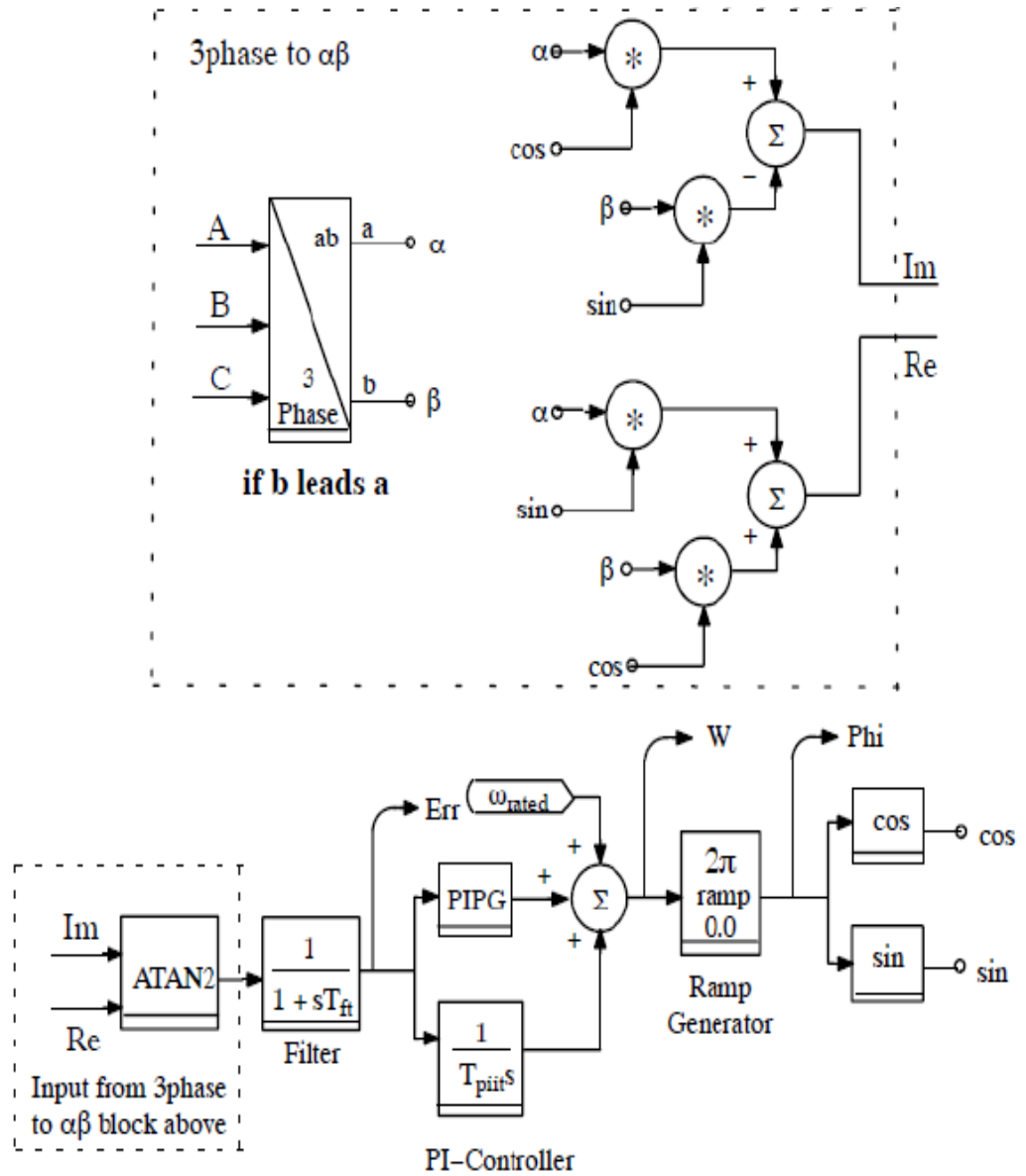


Figura A.9: Esquema lazo de bloqueo de fase PLL en el bloque disponible del RSCAD

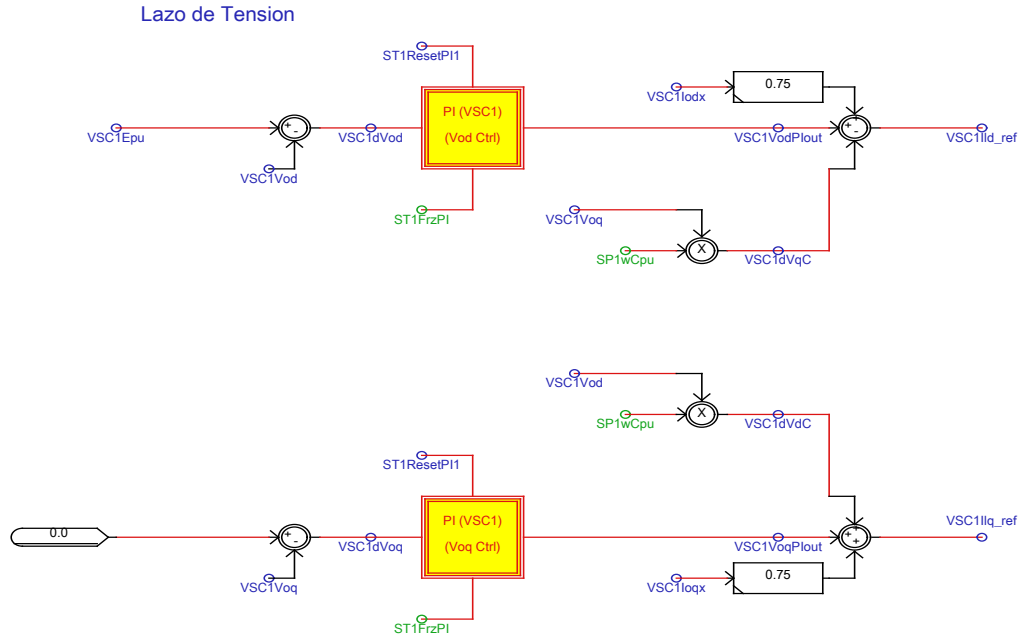


Figura A.10: Lazo Tensión GFM

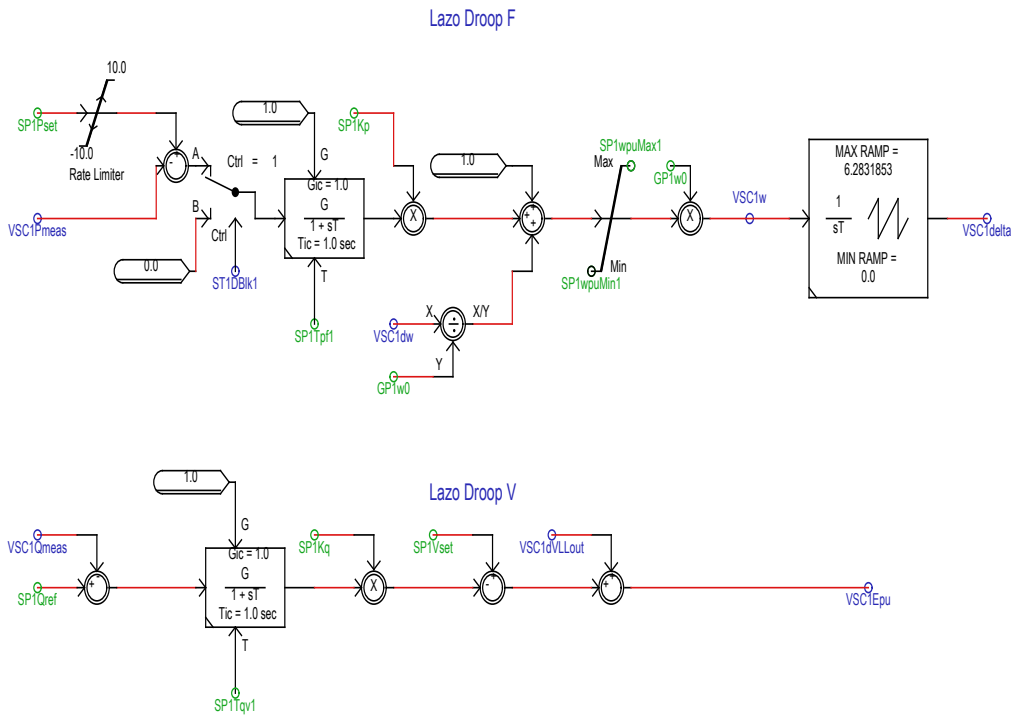


Figura A.11: Lazo Droop Control GFM

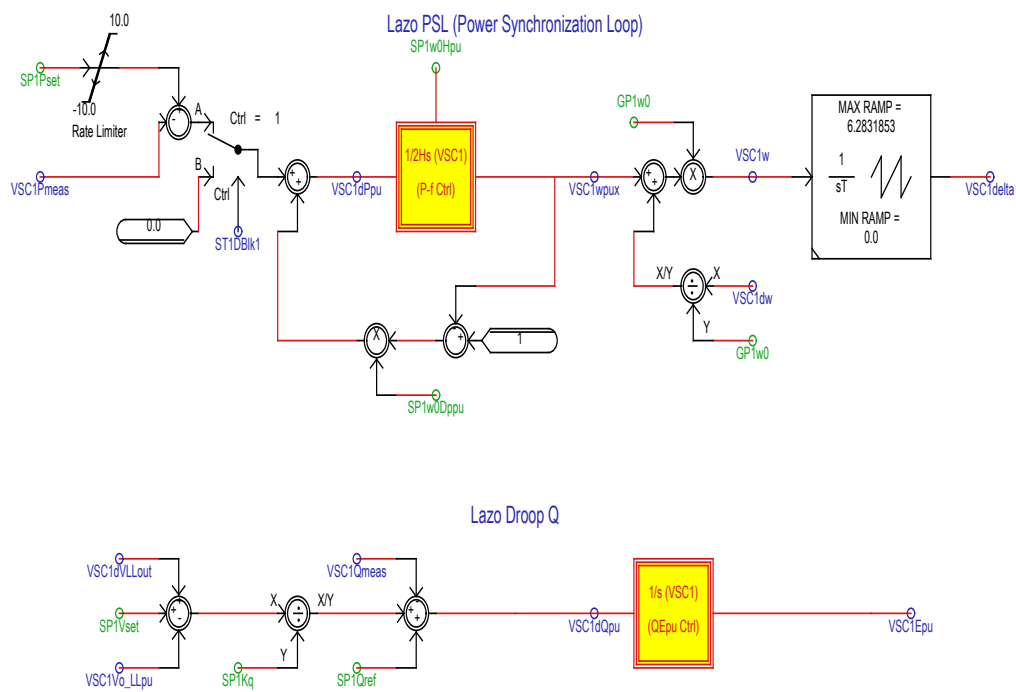


Figura A.12: Lazo VSG Control GFM

Power Factory Digsilent 2022 SP1

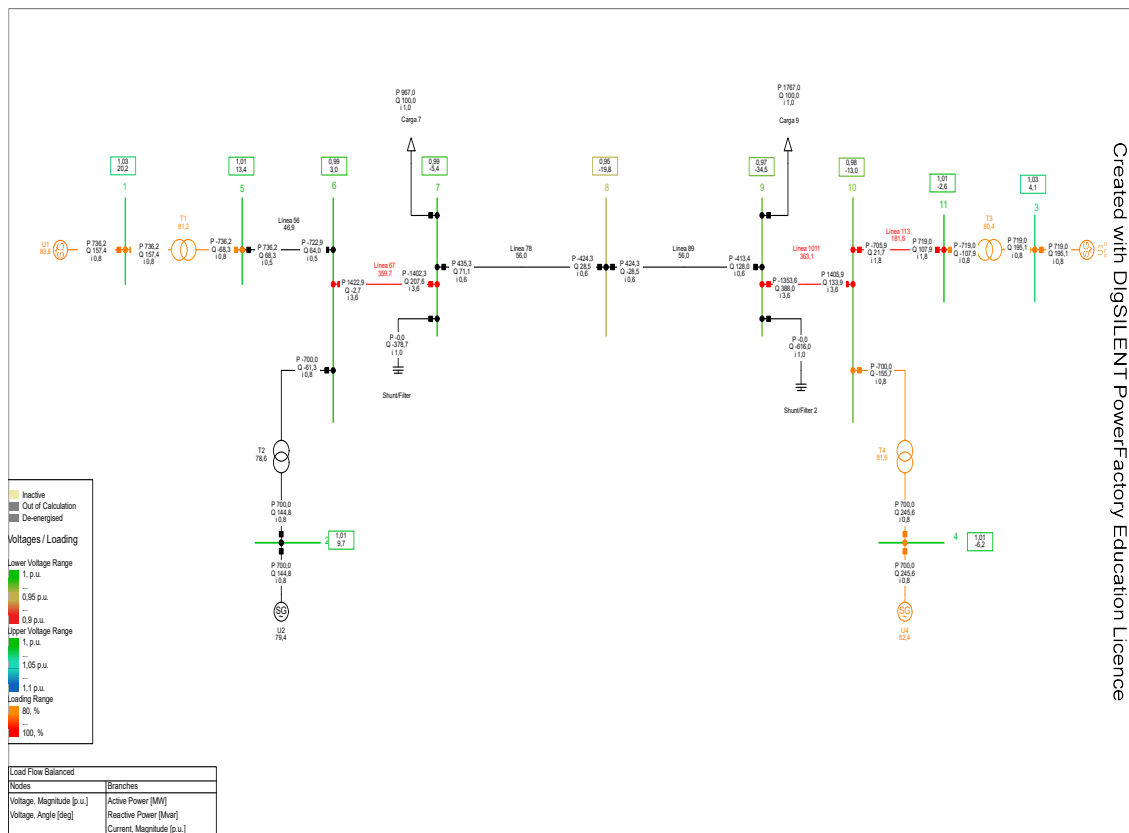


Figura 1.13: Flujo de potencia del sistema obtenido en PF Digsilent 2022 SP1

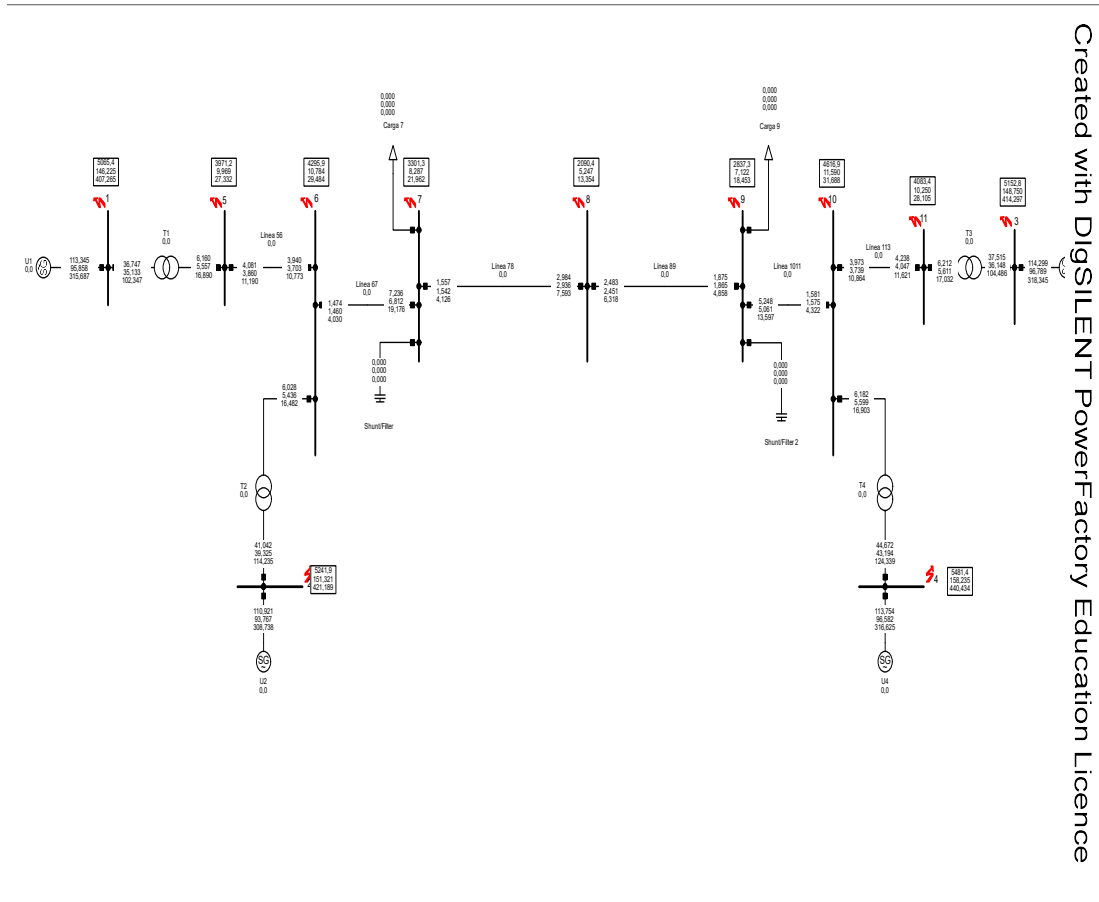
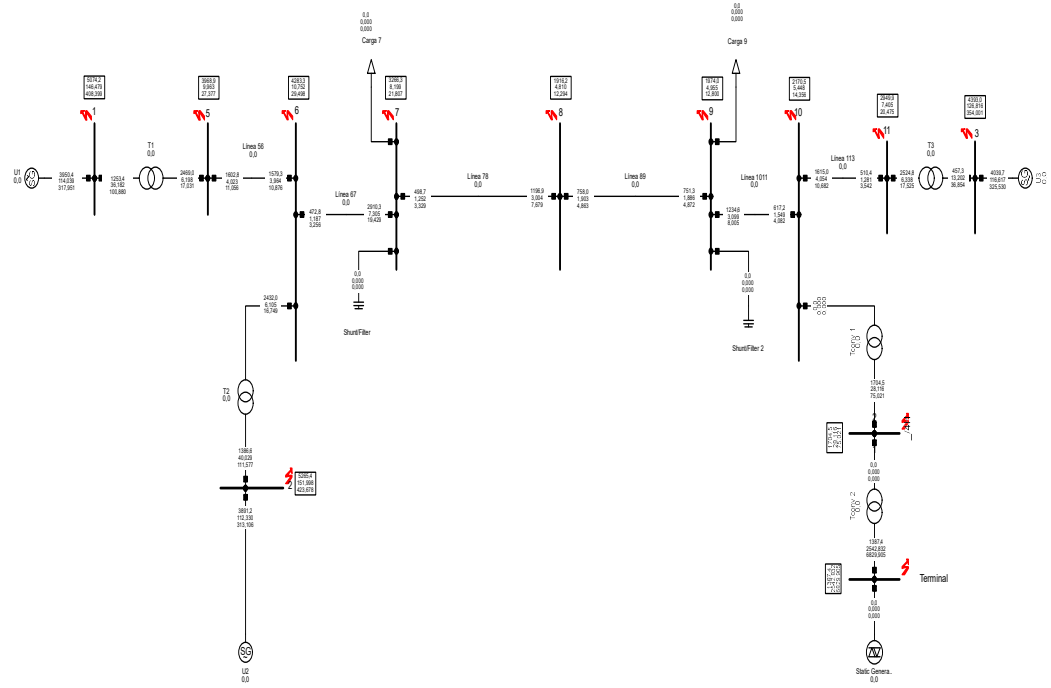


Figura 1.14: Análisis de cortocircuito con 4 MS en PF Digsilent 2022 SP1 en barra 4



Created with Digsilent PowerFactory Education Licence

Figura 1.15: Análisis de cortocircuito con 3 MS y 1 GFL PF Digsilent 2022 SP1 en barra 4

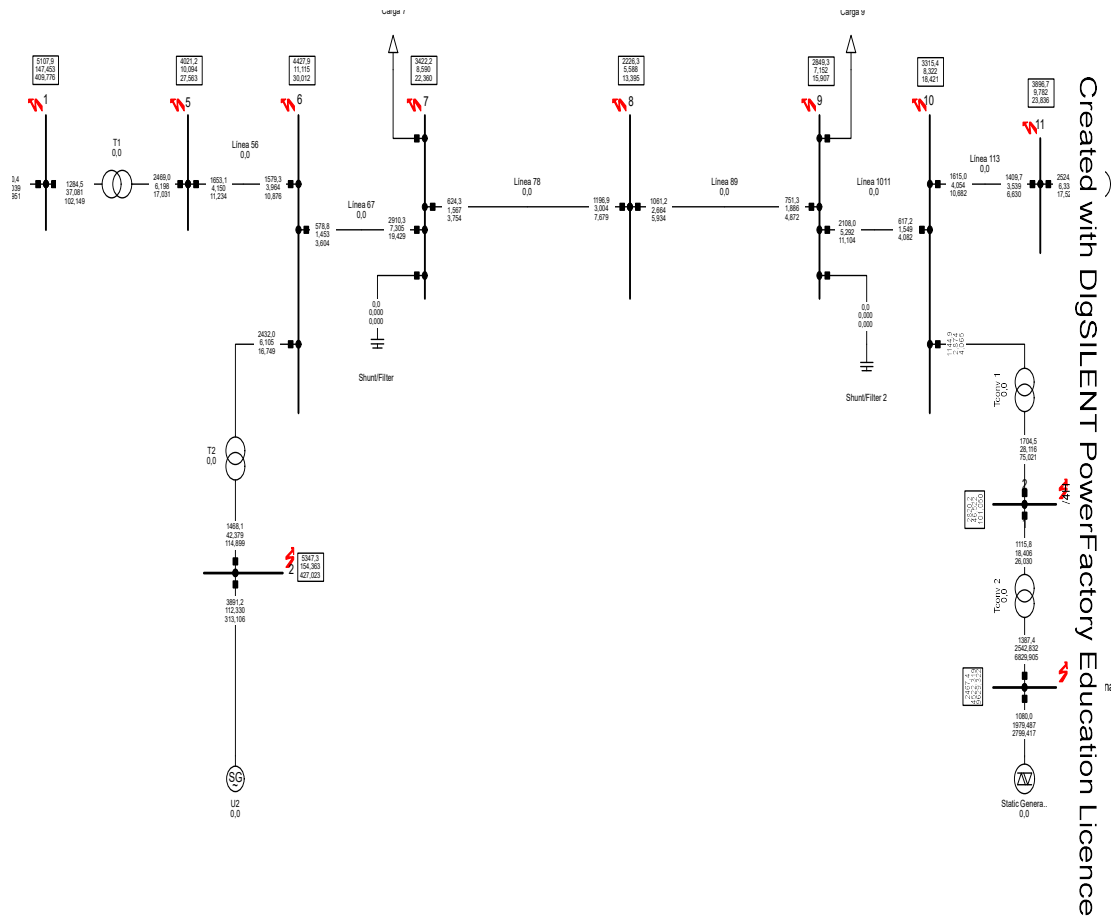
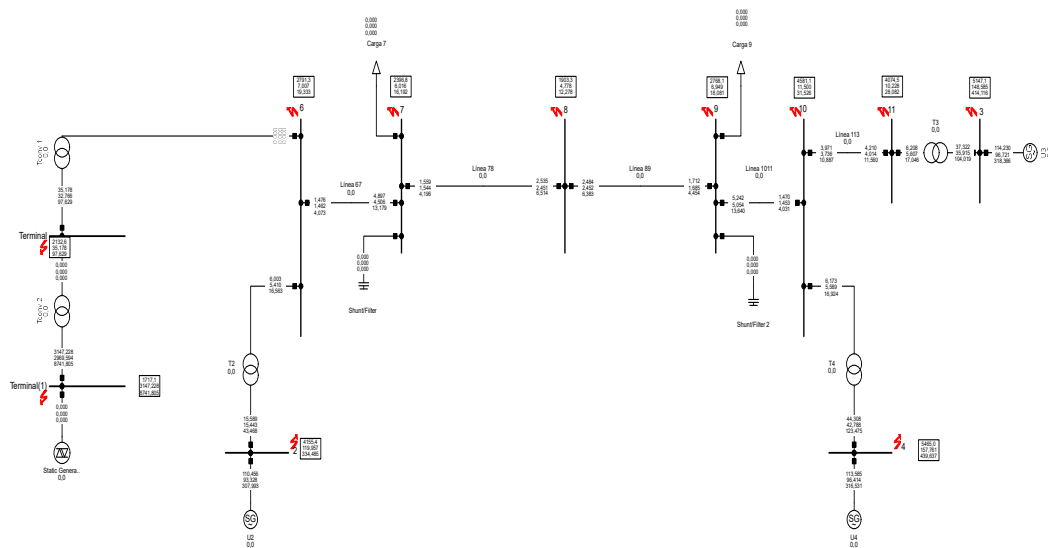


Figura 1.16: Análisis de cortocircuito con 3 MS y 1 GFM PF Digsilent 2022 SP1 en barra 4



Created with Digsilent PowerFactory Education Licence

Figura 1.17: Análisis de cortocircuito con 3 MS y 1 GFM PF Digsilent 2022 SP1 en barra 1

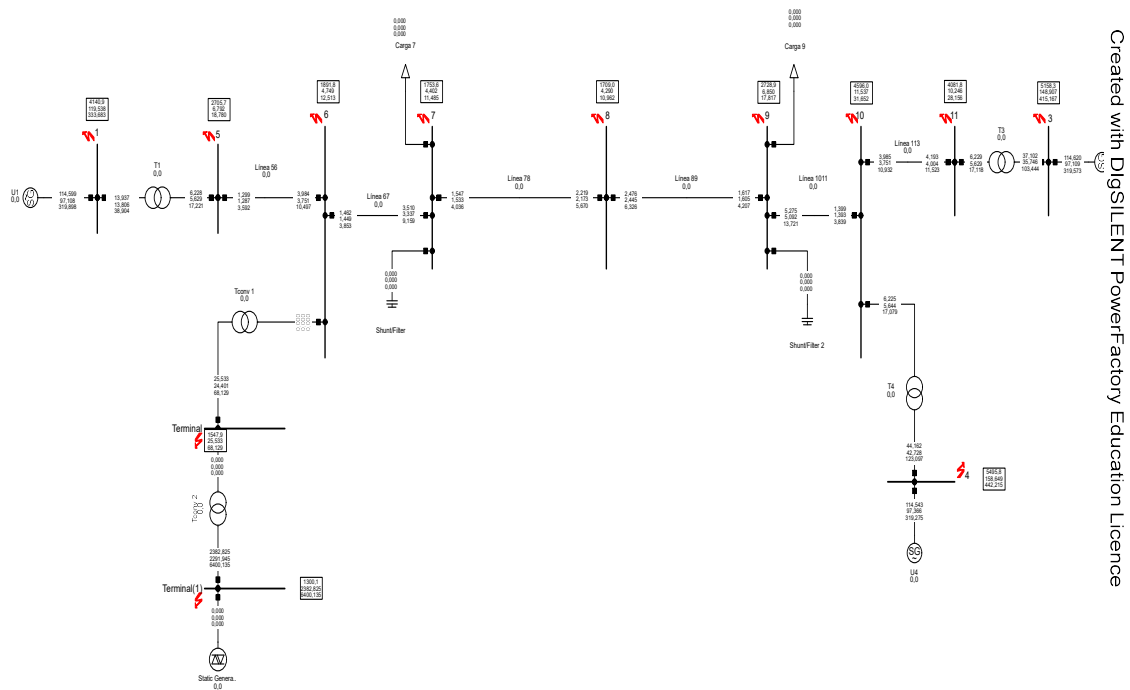
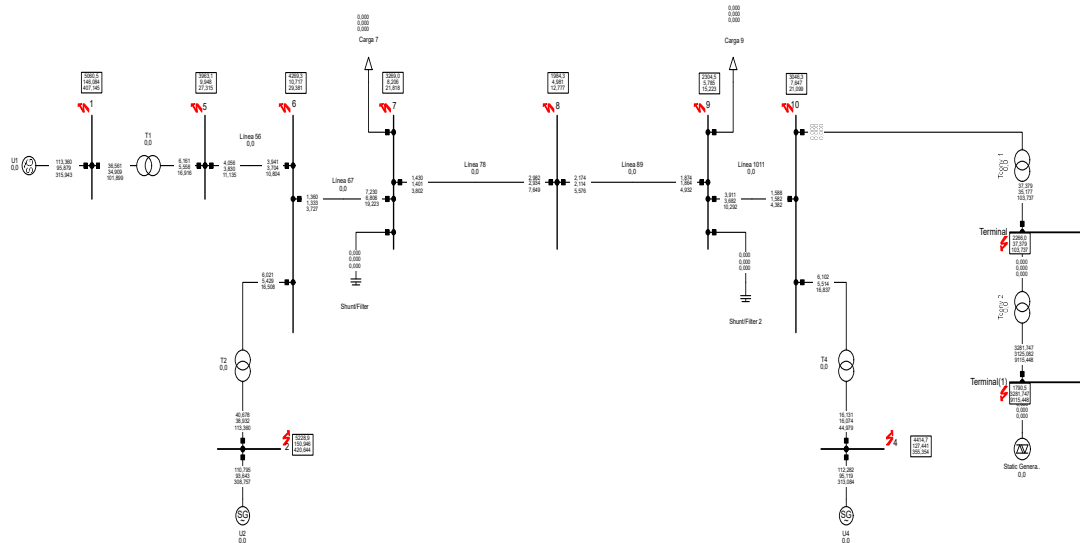


Figura 1.18: Análisis de cortocircuito con 3 MS y 1 GFM PF Digsilent 2022 SP1 en barra 2



Created with Digsilent PowerFactory Education Licence

Figura 1.19: Análisis de cortocircuito con 3 MS y 1 GFM PF Digsilent 2022 SP1 en barra 3

Simulink r2024a

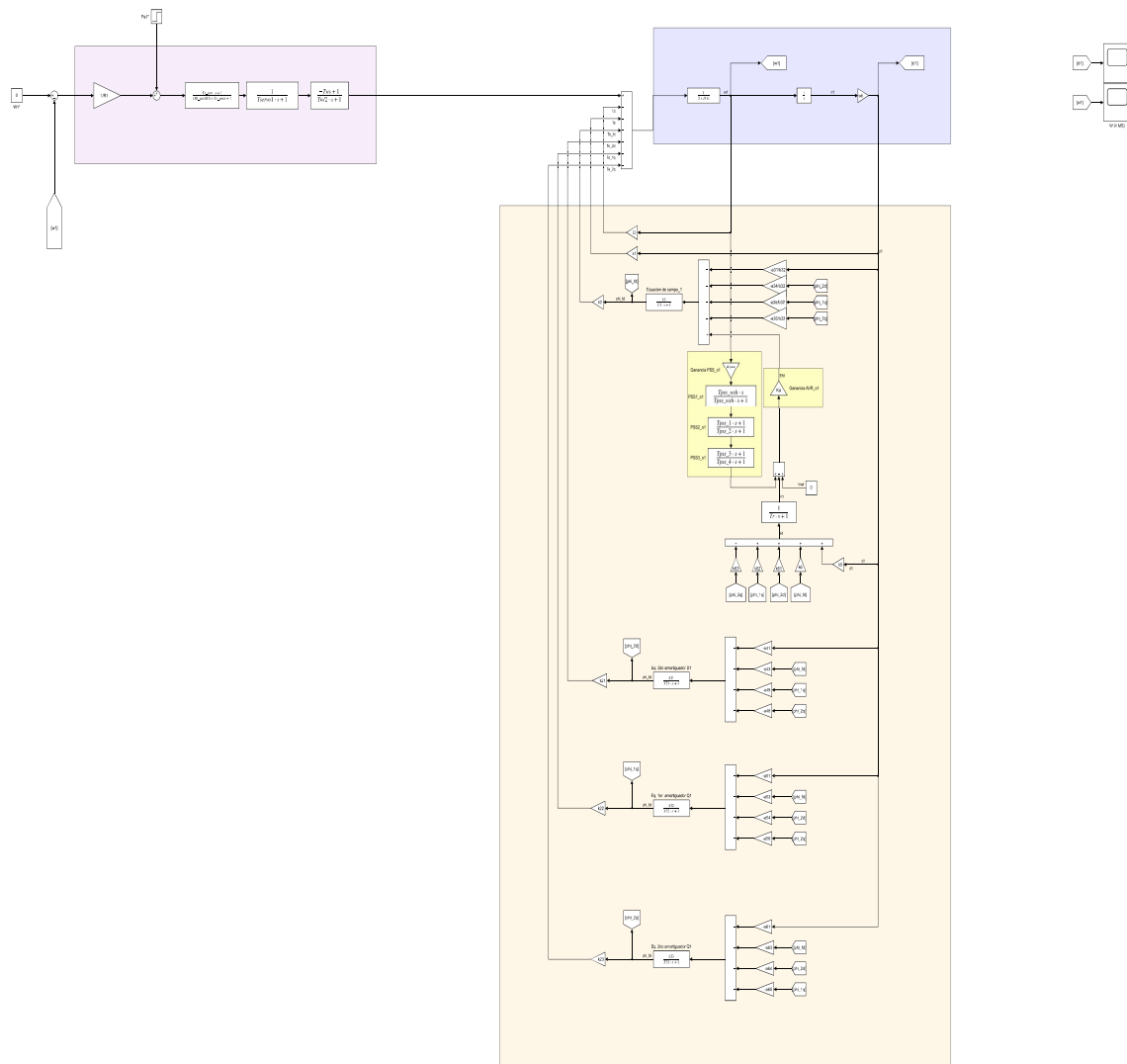


Figura 1.20: Modelo linealizado 9º orden MS

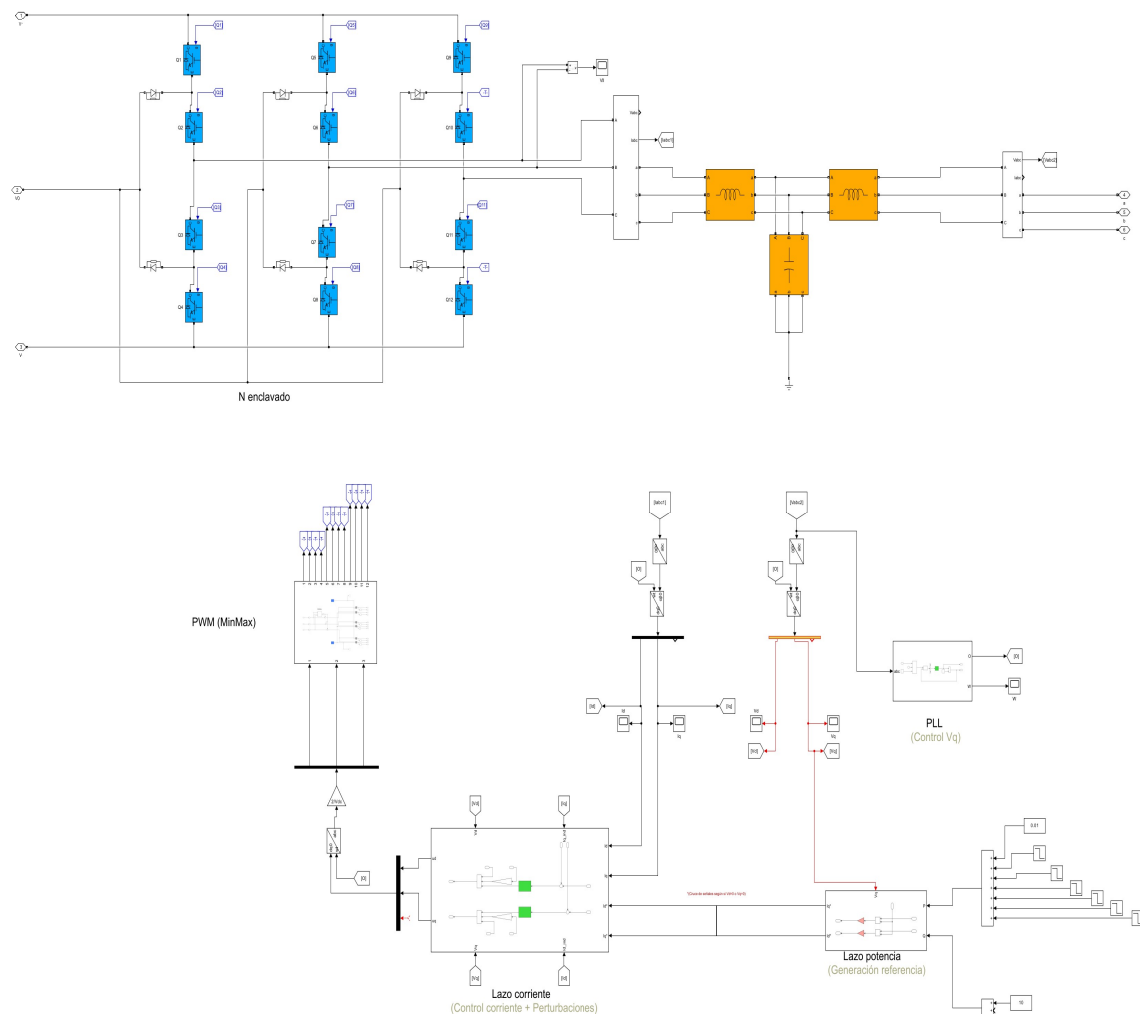


Figura 1.21: Modelo general convertidor GFL

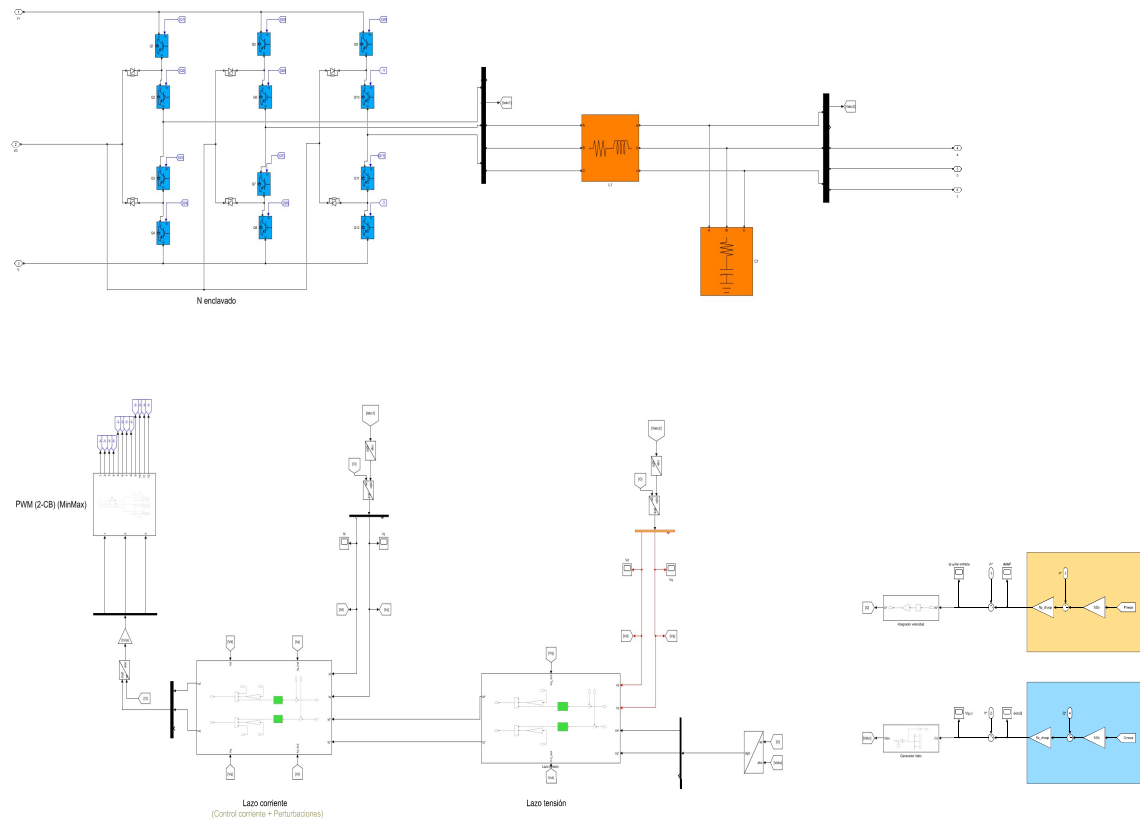


Figura 1.22: Modelo general convertidor GFM

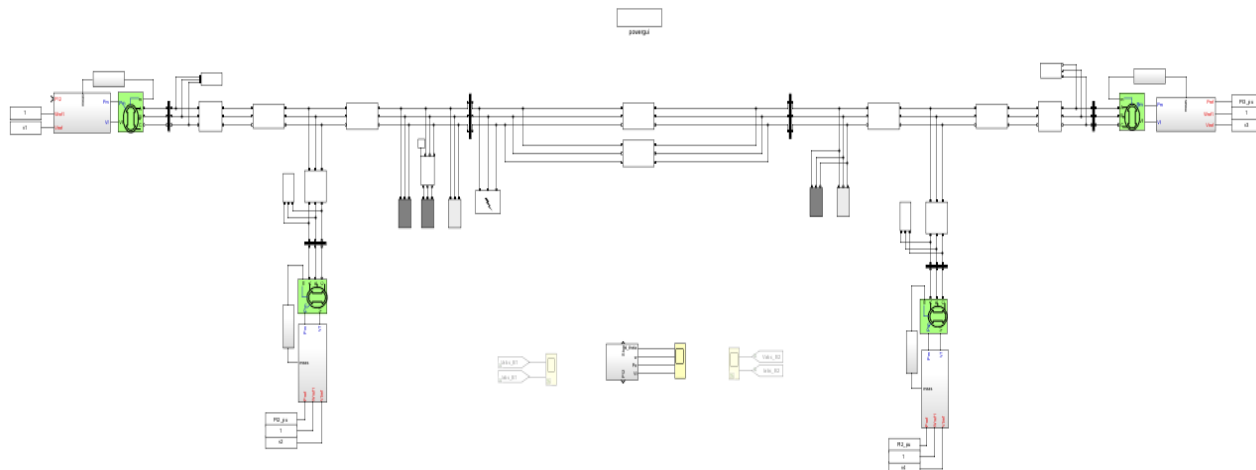


Figura 1.23: Caso de estudio utilizado para la validación de los modelos sintonizados

Códigos Matlab r2024a

```
1 clear all
2 clc
3
4 %% ----- SIMULINK -----
5 %%
6
7 Ts=5e-5;
8
9
10 tcarga=3;
11 Pcarga=1000*(10^6);
12
13 tfalla_in=20;
14 tfalla_out=20.1;
15
16
17 %% ----- M quina MS (punto operaci n) -----
18 %%
19
20 % Bases
21
22 Vb=20*(10^3);
23 Sb=900*(10^6);
24 fred=60;
25 wb=2*pi*fred;
26
27 % Inercia y Amortiguaci n
28
29 H1=6.5;
30 H2=6.5;
31 H3=6.175;
32 H4=6.175;
33
34 D1=0;
35 D2=0;
36 D3=0;
37 D4=0;
38
39 % Flujo de carga (Digsilent)
40
41 v1=1.03;
42 v2=1.01;
43 v3=1.03;
44 v4=1.01;
45
46 d1=20.2;
47 d2=10.5;
48 d3=-6.8;
49 d4=-17;
50
51 % d1=20.2;
52 % d2=13.06;
53 % d3=-4.84;
```

```

54 % d4=-12;
55
56 % d1=-31.4247;
57 % d2=-42.8075;
58 % d3=-56.3243;
59 % d4=-67.7513;
60
61 Pt1=700*(10^6);
62 Pt2=700*(10^6);
63 Pt3=719*(10^6);
64 Pt4=700*(10^6);
65
66 Qt1=185*(10^6);           % C lculo |I|, ang(I), fp, delta interno
67 Qt2=235*(10^6);
68 Qt3=176*(10^6);
69 Qt4=202*(10^6);
70
71 % (pu)
72 Pt1_pu=Pt1/Sb;
73 Pt2_pu=Pt2/Sb;
74 Pt3_pu=Pt3/Sb;
75 Pt4_pu=Pt4/Sb;
76 Qt1_pu=Qt1/Sb;
77 Qt2_pu=Qt2/Sb;
78 Qt3_pu=Qt3/Sb;
79 Qt4_pu=Qt4/Sb;
80
81 % Datos internos
82 % ----- Dev. ESTATOR -----
83
84 ra=0.0025;
85 x1=0.2;
86 xd=1.8;
87 xq=1.7;
88
89 %----- Dev. amortiguador d (Campo) -----
90
91 xd_i=0.3;
92 td0_i=8;
93
94 %----- Dev. amortiguador q -----
95
96 xq_i=0.55;
97 tq0_i=0.4;
98
99 %----- Dev. sub-amortiguador d -----
100
101 xd_ii=0.25;
102 td0_ii=0.03;
103
104 %----- Dev. sub-amortiguador q -----
105
106 xq_ii=0.25;
107 tq0_ii=0.05;
108
109 %----- Curva saturaci n -----
110
111 Asat=0.015;
112 Bsat=9.6;
113 Int_sat=0.9;
114
115 % ----- Dev. ESTATOR -----
116
117 xad=xd-x1;
118 xaq=xq-x1;
119
120
121 %----- Dev. amortiguadores -----

```

```

122
123 xfd=((xd_i-xl)*xad)/(xad-(xd_i-xl));
124 rfd=(xad+xfd)/(td0_i*wb);
125 x1q=((xq_i-xl)*xaq)/(xaq-(xq_i-xl));
126 r1q=(xaq+x1q)/(tq0_i*wb);
127
128 %----- Dev. sub- amortiguadores -----
129
130 x2d=((xd_ii-xl)*(xad)*(xfd))/((xad)*(xfd)-(xd_ii-xl)*(xad+xfd));
131 r2d=(x2d+(xad*xfd)/(xad+xfd))/(td0_ii*wb);
132 x2q=((xq_ii-xl)*(xaq)*(x1q))/((xaq)*(x1q)-(xq_ii-xl)*(xaq+x1q));
133 r2q=(x2q+(xaq*x1q)/(xaq+x1q))/(tq0_ii*wb);
134
135 % ----- Curva saturaci n -----
136 Asat=0.015;
137 Bs=9.6;
138 Int_sat=0.9;
139
140 %----- Condiciones iniciales (MS 1) -----
141
142 Et1=v1*exp(j*d1);
143 I1_mag=sqrt((Pt1_pu)^2+(Qt1_pu)^2)/v1;
144 I1_ang=-acos((Pt1_pu)/(v1*I1_mag));
145 I1=I1_mag*exp(j*I1_ang);
146 Eq1=Et1+(j*xd_i)*I1;
147
148 Eq11=Et1+(ra+j*xl)*I1;
149 Ksd=abs(Eq11)/(abs(Eq11)+Asat*exp(Bs*(abs(Eq11)-Int_sat)));
150 %Ksd=1; % (SIN Saturacion total)
151 xad_sat=Ksd*xad;
152 xaq_sat=Ksd*xaq;
153 xd_sat=xad_sat+xl;
154 xq_sat=xaq_sat+xl;
155
156 carga1=acos(Pt1_pu/(abs(Et1)*abs(I1)));
157 delta1_a=atan((xq_sat*abs(I1)*cos(carga1)-ra*abs(I1)*sin(carga1))/(abs(Et1)+ra*abs(
    I1)*cos(carga1)+xq_sat*abs(I1)*sin(carga1))); % ngulo interno inicial (
    rad)
158 delta1_b=d1*pi/180; % Angulo externo
159 delta1=(delta1_a+delta1_b);
160
161 ed1=abs(Et1)*sin(delta1);
162 eq1=abs(Et1)*cos(delta1);
163 id1=abs(I1)*sin(delta1+carga1);
164 iq1=abs(I1)*cos(delta1+carga1);
165 ifd1=(eq1+ra*iq1+xd_sat*id1)/xad_sat;
166 efd1=rfd*ifd1;
167 Efd1=efd1*xad/rfd % (Cambio de base: Se usa inductancia mutua
    SIN saturar)
168
169 iabc1_mag=sqrt((id1)^2+(iq1)^2)
170 ia1_ang=d1+30;
171 ib1_ang=d1+30-120;
172 ic1_ang=d1+30+120;
173
174
175 %----- Condiciones iniciales (MS 2) -----
176
177 Et2=v2*exp(j*d2);
178 I2_mag=sqrt((Pt2_pu)^2+(Qt2_pu)^2)/v2;
179 I2_ang=-acos((Pt2_pu)/(v2*I2_mag));
180 I2=I2_mag*exp(j*I2_ang);
181 Eq2=Et2+(j*xd_i)*I2;
182
183 Eq12=Et2+(ra+j*xl)*I2;
184 Ksd=abs(Eq12)/(abs(Eq12)+Asat*exp(Bs*(abs(Eq12)-Int_sat)));
185 %Ksd=1; % (SIN Saturacion total)
186 xad_sat=Ksd*xad;

```

```

187 xaq_sat=Ksd*xaq;
188 xd_sat=xad_sat+xl;
189 xq_sat=xaq_sat+xl;
190
191 carga2=acos(Pt2_pu/(abs(Et2)*abs(I2)));
192 delta2_a=atan((xq_sat*abs(I2)*cos(carga2)-ra*abs(I2)*sin(carga2))/(abs(Et2)+ra*abs(
    I2)*cos(carga2)+xq_sat*abs(I2)*sin(carga2))); % ngulo interno inicial (
    rad)
193 delta2_b=d2*pi/180; % Angulo externo
194 delta2=(delta2_a+delta2_b);
195
196 ed2=abs(Et2)*sin(delta2);
197 eq2=abs(Et2)*cos(delta2);
198 id2=abs(I2)*sin(delta2+carga2);
199 iq2=abs(I2)*cos(delta2+carga2);
200 ifd2=(eq2+ra*iq2+xd_sat*id2)/xad_sat;
201 efd2=rfd*ifd2;
202 Efd2=efd2*xad/rfd % (Cambio de base: Se usa inductancia mutua
    SIN saturar)
203
204 iabc2_mag=sqrt((id2)^2+(iq2)^2)
205 ia2_ang=d2+30;
206 ib2_ang=d2+30-120;
207 ic2_ang=d2+30+120;
208
209
210 %----- Condiciones iniciales (MS 3) -----
211
212 Et3=v3*exp(j*d3);
213 I3_mag=sqrt((Pt3_pu)^2+(Qt3_pu)^2)/v3;
214 I3_ang=-acos((Pt3_pu)/(v3*I3_mag));
215 I3=I3_mag*exp(j*I3_ang);
216 Eq3=Et3+(j*xd_i)*I3;
217
218 Eq13=Et3+(ra+j*xl)*I3;
219 Ksd=abs(Eq13)/(abs(Eq13)+Asat*exp(Bsat*(abs(Eq13)-Int_sat)));
220 %Ksd=1; % (SIN Saturacion total)
221 xad_sat=Ksd*xad;
222 xaq_sat=Ksd*xaq;
223 xd_sat=xad_sat+xl;
224 xq_sat=xaq_sat+xl;
225
226 carga3=acos(Pt3_pu/(abs(Et3)*abs(I3)));
227 delta3_a=atan((xq_sat*abs(I3)*cos(carga3)-ra*abs(I3)*sin(carga3))/(abs(Et3)+ra*abs(
    I3)*cos(carga3)+xq_sat*abs(I3)*sin(carga3))); % ngulo interno inicial (
    rad)
228 delta3_b=d3*pi/180; % Angulo externo
229 delta3=(delta3_a+delta3_b);
230
231 ed3=abs(Et3)*sin(delta3);
232 eq3=abs(Et3)*cos(delta3);
233 id3=abs(I3)*sin(delta3+carga3);
234 iq3=abs(I3)*cos(delta3+carga3);
235 ifd3=(eq3+ra*iq3+xd_sat*id3)/xad_sat;
236 efd3=rfd*ifd3;
237 Efd3=efd3*xad/rfd % (Cambio de base: Se usa inductancia mutua
    SIN saturar)
238
239 iabc3_mag=sqrt((id3)^2+(iq3)^2)
240 ia3_ang=d3+30;
241 ib3_ang=d3+30-120;
242 ic3_ang=d3+30+120;
243
244 %----- Condiciones iniciales (MS 4) -----
245
246 Et4=v4*exp(j*d4);
247 I4_mag=sqrt((Pt4_pu)^2+(Qt4_pu)^2)/v4;
248 I4_ang=-acos((Pt4_pu)/(v4*I4_mag));

```

```

249 I4=I4_mag*exp(j*I4_ang);
250 Eq4=Et4+(j*xd_i)*I4;
251
252 Eq14=Et4+(ra+j*x1)*I4;
253 Ksd=abs(Eq14)/((abs(Eq14)+Asat*exp(Bsat*(abs(Eq14)-Int_sat))));
254 %Ksd=1; % (SIN Saturacion total)
255 xad_sat=Ksd*xad;
256 xaq_sat=Ksd*xaq;
257 xd_sat=xad_sat+x1;
258 xq_sat=xaq_sat+x1;
259
260 carga4=acos(Pt4_pu/(abs(Et4)*abs(I4)));
261 delta4_a=atan((xq_sat*abs(I4)*cos(carga4)-ra*abs(I4)*sin(carga4))/(abs(Et4)+ra*abs(
    I4)*cos(carga4)+xq_sat*abs(I4)*sin(carga4))); % ngulo interno inicial (
    rad)
262 delta4_b=d4*pi/180; % Angulo externo
263 delta4=(delta4_a+delta4_b);
264
265 ed4=abs(Et4)*sin(delta4);
266 eq4=abs(Et4)*cos(delta4);
267 id4=abs(I4)*sin(delta4+carga4);
268 iq4=abs(I4)*cos(delta4+carga4);
269 ifd4=(eq4+ra*iq4+xd_sat*id4)/xad_sat;
270 efd4=rfd*ifd4;
271 Efd4=efd4*xad/rfd % (Cambio de base: Se usa inductancia mutua
    SIN saturar)
272
273 iabc4_mag=sqrt((id4)^2+(iq4)^2)
274 ia4_ang=d4+30;
275 ib4_ang=d4+30-120;
276 ic4_ang=d4+30+120;
277
278
279
280
281
282
283
284
285 %% ----- Sistema excitaci n (IEEE Type 1 St) -----
286 %%
287
288 % Valores iniciales DC (Filtros, discretizadores)
289 vt0_1=v1;
290 vt0_2=v2;
291 vt0_3=v3;
292 vt0_4=v4;
293
294 vfd0_1=Efd1;
295 vfd0_2=Efd2;
296 vfd0_3=Efd3;
297 vfd0_4=Efd4;
298
299
300 % Transductor
301 Tr=0.02;
302
303 % Regulador AVR
304 Ka=200;
305 Tc=0; % Compensador cascada transitorio (adelanto-retraso)
306 Tb=0;
307 Ta=0.001; % Filtro PB
308
309 % Saturaci n excitador (pu)
310 Efmax=12.3;
311 Kp=0;
312
313 % Excitador

```

```

314 Ke=1;
315 Te=0.00001; % Filtro PB
316
317 % Realimentaci n amortiguante (campo)
318 Kfd=0; % Compensador feedback
319 Tfd=0.1; % Filtro PA
320
321 % PSS
322
323 vpss0_1=0;
324 vpss0_2=0;
325 vpss0_3=0;
326 vpss0_4=0;
327
328 Tr_pss=0.015;
329
330 Kpss1=80;
331 Kpss2=80;
332 Kpss3=80;
333 Kpss4=80;
334
335 Tpss_wsh=10; % Filtro derivador PSS
336 Tpss_1=0.05; % Inicio pasabanda-adelantador PSS
337 Tpss_2=0.02;
338 Tpss_3=3;
339 Tpss_4=5.4;
340
341 vpss_max=0.15;
342
343 %% ----- Sistema motriz (Turbina hidr ulica) -----
344 %%
345
346 % Valores iniciales DC
347 g0_1=Pt1_pu;
348 g0_2=Pt2_pu;
349 g0_3=Pt3_pu;
350 g0_4=Pt4_pu;
351
352 % Cte. agua
353 %Tw=2;
354 Tw=0;
355
356 % CPF (Estatismo permanente)
357 R1=0.10; % (Unidad referencia slack)
358 R2=0.10; % No puede ser muy baja pq al haber turbina FNM implica
    inestabilidad rapidamente.
359 R3=0.005;
360 R4=0.10;
361
362 % CPF (Estatismo transitorio) (Funciona en SMIB)
363 % Rt_gov1=(2.3-(Tw-1)*0.15)*(Tw/(2*H1));
364 % Rt_gov2=(2.3-(Tw-1)*0.15)*(Tw/(2*H2));
365 % Rt_gov3=(2.3-(Tw-1)*0.15)*(Tw/(2*H3));
366 % Rt_gov4=(2.3-(Tw-1)*0.15)*(Tw/(2*H4));
367 % Tr_gov=(5-(Tw-1)*0.5)*(Tw);
368
369 Rt_gov1=0;
370 Rt_gov2=0;
371 Rt_gov3=0;
372 Rt_gov4=0;
373 Tr_gov=0;
374
375 % Filtro rel
376 Tsr=0.001;
377
378 % Servomotor
379 Tsm=0.15;
380 s_gmax=0.1;

```

```
381 gmax=4.496;  
382  
383 % ----- CSF -----  
384 %(Ganancia no muy alta pq act a r pido y rebota y muy baja rebota negativamente  
    igual)  
385  
386 Kace1=0.3;  
387 Bias1=(1/R1)+(1/R2)+D1+D2;  
388  
389 %Kace2=0;  
390 %Bias2=(1/R3)+(1/R4)+D3+D4;
```

Listing 1.1: Condiciones iniciales máquinas sincrónicas