



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Estado del arte de inversores Grid-
Following, Grid-Forming y sus
normativas existentes**

TESINA

Que para obtener el título de
Ingeniera Eléctrica Electrónica

P R E S E N T A

Jimena Gonthier Bastida

DIRECTOR DE TESINA

Dr. Juan Ramón Rodríguez Rodríguez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado ESTADO DEL ARTE DE INVERSORES GRID-FOLLOWING, GRID-FORMING Y SUS NORMATIVAS EXISTENTES, que presenté para obtener el título de INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

JIMENA GONTHIER BASTIDA
Número de cuenta: 317185096

Índice

Índice de Figuras	4
Índice de Tablas	6
Protocolo	7
Capítulo 1: Fundamentos de Electrónica de Potencia.....	10
1.1 Introducción a la Electrónica de Potencia	10
1.2 Componentes de la Electrónica de Potencia	12
1.3 Conversión de Potencia	13
Capítulo 2: Tipos de Inversores	16
2.1 Clasificación de Inversores.....	16
2.2 Control de Inversores	17
2.3 Modelado de VSC para estudios de integración a la red	21
Capítulo 3: Inversores en Aplicaciones Renovables.....	32
3.1 Inversores para Sistemas Fotovoltaicos	32
3.2 Inversores en Sistemas de Almacenamiento de Energía.....	36
Capítulo 4: Inversores Grid-Following, Grid-Forming y sus normativas existentes	42
4.1 Inversores Seguidores de Red o Grid-Following (GFL)	43
4.2 Inversores Formadores de Red o Grid-Forming (GFM)	47
4.3 Comparación entre Inversores Formadores de Red y Seguidores de Red	55
4.4 Normativas y Estándares Internacionales.....	58
Capítulo 5: Conclusiones y Trabajo Futuro	87
Referencias	89

Índice de Figuras

Figura 1. Diagrama de Electrónica de Potencia [1].	10
Figura 2. Clasificación de Estabilidad de un Sistema de Potencia [8].	11
Figura 3. Diagrama de Bloques de Lazo de Control Cerrado.	19
Figura 4. Diagrama de Bloques de Controlador PI.	19
Figura 5. Diagrama General del Convertidor VSC [15].	21
Figura 6. Esquema de Control de Técnica Phase Locked Loop (PLL).	22
Figura 7. Modelo EMT SW del VSC.	24
Figura 8. Lazo PLL para el modelo EMT-SW del VSC.	25
Figura 9. Lazo Externo para el modelo EMT-SW del VSC.	25
Figura 10. Lazo Interno para el modelo EMT-SW del VSC.	25
Figura 11. Transformación dq0-abc para el modelo EMT SW del VSC.	25
Figura 12. Modelo EMT AVG del VSC.	25
Figura 13. Transformación dq0-abc para el modelo EMT AVG del VSC.	26
Figura 14. Modelo Fasorial Completo del VSC.	27
Figura 15. Lazo PLL para el Modelo Fasorial Completo del VSC.	27
Figura 16. Entrada para el VSC con el Modelo Fasorial Completo.	27
Figura 17. Lazo Interno para el VSC con el Modelo Fasorial I1.	28
Figura 18. Entrada para el VSC con el Modelo Fasorial I1.	28
Figura 19. Lazo Externo con Entrada para el VSC con el Modelo Fasorial I0.	29
Figura 20. Lazo Externo con Entrada para el VSC con el Modelo Fasorial PQ1.	29
Figura 21. Circuito equivalente del modelo matemático de un arreglo fotovoltaico [18].	33
Figura 22. Relación V-I en SFV.	34
Figura 23. Diagrama simple de un sistema MPPT [19].	34
Figura 24. Diagrama de Flujo del Algoritmo para Método de P&O [20].	35
Figura 25. Esquemático de componentes de sistemas BESS. Obtenido de Korea Battery Industry Association 2017 “Energy storage system technology and business model”.	37
Figura 26. Circuito Equivalente de Paquete de Baterías [21].	38
Figura 27. Estructura de Battery Energy Storage System (BESS) [24].	39
Figura 28. Niveles de Control de Frecuencia para los SEP [57].	43
Figura 29. Inversor Seguidor de Red como Fuente de Corriente [35].	43
Figura 30. Esquema de control del Inversor Seguidor de Red [35].	44
Figura 31. Modelo Genérico del Controlador WECC [36].	46
Figura 32. VSC con su Método de Control PI Basado en Pasividad [40].	47
Figura 33. Inversor Formador de Red como Fuente de Voltaje [35].	48

Figura 34. Esquema de Control del Inversor Formador de Red [35].	48
Figura 35. Esquema de Control de Tensión [35].	49
Figura 36. Esquema de Control de Corriente [35].	49
Figura 37. Sistema Híbrido FV-BESS en St. Eustatius [43].	52
Figura 38. Clasificación de Metodologías de Control de Inversores GFM.	53
Figura 39. GFM y GFL modo dual interconectados con filtro LCL [47].	57
Figura 40. Caso de Estudio Dinámica de Microrred Híbrida FV-BESS en MATLAB/Simulink.	72
Figura 41. Caso de Estudio Dinámica de Microrred Híbrida FV-BESS en MATLAB/Simulink a) Microrred.	73
Figura 42. Caso de Estudio Dinámica de Microrred Híbrida FV-BESS en MATLAB/Simulink b) Red Eléctrica.	74
Figura 43. Caso de Estudio Dinámica de Microrred Híbrida FV-BESS en MATLAB/Simulink c) Osciloscopios para Mediciones.	75
Figura 44. Central Fotovoltaica en MATLAB/Simulink.	76
Figura 45. Circuito Arreglo Fotovoltaico con Convertidor Boost y NPC de Tres Niveles.	76
Figura 46. Sistema BESS de 1 MWh en MATLAB/Simulink.	77
Figura 47. Características del Sistema de Carga y Descarga del Modelo de Batería a) Curva de Descarga.	77
Figura 48. Características del Sistema de Carga y Descarga del Modelo de Batería b) Corriente Nominal de Descarga.	78
Figura 49. Parte Interna del Sistema de Control del Inversor para BESS.	78
Figura 50. Parte Interna del Sistema de Control del Inversor para BESS.	79
Figura 51. Parte Interna del Sistema de Control del Inversor para BESS.	79
Figura 52. Conexión del convertidor del BESS al PCC.	80
Figura 53. Representación de la Red Eléctrica en MATLAB/Simulink.	80
Figura 54. Representación de Carga en MATLAB/Simulink.	81
Figura 55. Bloque Indicador de Tensión y Frecuencia en el Bus de PCC del Sistema.	82
Figura 56. Potencia Activa del Sistema con BESS en modo GFL con Control PQ y Variación de Irradiancia.	82
Figura 57. Respuesta del SFV ante variaciones en la irradiancia.	83
Figura 58. Potencia Activa del Sistema durante la transición del BESS de modo GFL a GFM y durante el proceso de Resincronización.	84
Figura 59. Frecuencia, Fase y Tensión del Sistema con BESS en modo GFL y GFM para la Resincronización.	85

Índice de Tablas

Tabla 1. Precisión Mínima Requerida para Fabricantes	62
Tabla 2. Requerimientos de Precisión para Medidas y Cantidades Derivadas en Estado Estable.....	63
Tabla 3. Requerimientos de Precisión para Medidas y Cantidades Derivadas en Estado Transitorio.....	63
Tabla 4. Criterio de Entrada en Servicio para Fuentes Basadas en Inversores.	63
Tabla 5. Rango de Tensión para PRA.	64
Tabla 6. Límites de Distorsión de Tensión.	64
Tabla 7. Límites de Distorsión de Corriente.....	64
Tabla 8. Requisitos para la Fuente de Alimentación de CA.	65

Protocolo

Motivación

El proceso de reemplazo de las fuentes convencionales de generación implica la coexistencia de sistemas con dinámicas rápidas como los convertidores de fuente de voltaje (VSC, Voltage Source Converter por sus siglas en inglés), y dinámicas más lentas, como los generadores síncronos (GS) convencionales [5]. En este contexto, la mayoría de los VSC que aportan energía a la red actualmente instalados operan en modo seguidores de red (GFL, Grid-Following por sus siglas en inglés) [6].

De manera tradicional, los GS han sido los dispositivos responsables de proporcionar inercia y amortiguamiento a las redes eléctricas [7]. Sin embargo, a medida que los GS tienden a ser sustituidos por dispositivos VSC, estos últimos deben asumir en consecuencia, un papel más activo en la estabilidad del sistema, aportando inercia, amortiguamiento, soporte de frecuencia y voltaje, junto con la capacidad de reestablecer la sincronización automáticamente si operan alternadamente en modo isla [8]. Cabe destacar que estas características en conjunto engloban el concepto de formadores de red (GFM, Grid-Forming por sus siglas en inglés) [7].

En el ámbito de la investigación sobre integración de múltiples VSC en las redes eléctricas, se han propuesto diversos modelos en la literatura científica para su análisis en tiempo y frecuencia [9].

Realizar un estado del arte sobre inversores Grid-Following y Grid-Forming, junto con algunas de las normativas internacionales existentes, resulta relevante para beneficiar sectores de nuestro país como la industria, la academia y la formación de nuevas generaciones de ingenieros. Esta tesina busca comprender la dinámica de los inversores formadores y seguidores de red, abarcando desde la electrónica de potencia hasta sus aplicaciones en tecnologías emergentes, proporcionando una visión integral de su funcionamiento e impacto en los sistemas energéticos.

Incluir algunas de las normativas de referencia existentes a nivel internacional ofrece un acercamiento al marco regulatorio que resulta útil tanto para diseñadores como para aquellos que deseen implementar esta tecnología en entornos industriales. Esto favorece el flujo de capital económico hacia proyectos de innovación, asegurando el cumplimiento de las regulaciones energéticas.

Este estado del arte actúa como un compendio de información introductoria para fomentar investigaciones aplicadas y desarrollar modelos de estudio adecuados para su impacto en redes eléctricas. A su vez permite comprender las regulaciones para identificar oportunidades o limitaciones de los inversores formadores y seguidores de red. De esta forma, las nuevas generaciones de ingenieros tendrán herramientas para

identificar oportunidades de desarrollo profesional en el ámbito de las fuentes basadas en inversores.

Objetivo

La presente propuesta de tesina se encuentra orientada al cumplimiento de los siguientes objetivos:

Objetivo General

Realizar un estado del arte acerca de los inversores Grid-Following y Grid-Forming destacando sus características técnicas, modos de operación, normativas internacionales aplicables y cuál es su papel en la interconexión de energías renovables y sistemas modernos de almacenamiento de energía en forma de baterías a los sistemas eléctricos de potencia.

Objetivos específicos

- Analizar los fundamentos de la electrónica de potencia, técnicas de control y modulación, así como los diferentes tipos de convertidores para su aplicación en materia de energías renovables y almacenamiento en baterías.
- Evaluar las ventajas, desventajas y características de los inversores Grid-Following y Grid-Forming considerando su sincronización, modo de operación, control y cumplimiento con las normativas y estándares aplicables para su integración a los sistemas eléctricos de potencia.

Organización

En la presente tesina se abordan seis capítulos donde se destacarán las características técnicas, operación y normativas aplicables en el ámbito de inversores Grid-Following y Grid-Forming.

Capítulo 1: Este capítulo comprende la introducción a la electrónica de potencia, su historia, evolución, importancia y aplicaciones, para posteriormente adentrarse en los componentes que la conforman como los semiconductores de potencia y los elementos pasivos y activos. Con lo anterior será posible abordar el tema de la conversión de potencia, centrándonos en los rectificadores, inversores y reguladores.

Capítulo 2: Los inversores son una parte fundamental para la integración de la electrónica de potencia a la red. En este capítulo se presenta una clasificación general de los tipos de inversores, los principios de modulación y sus diferentes técnicas de

control. Además, se abordan modelos aproximados para la simulación de los convertidores de fuente de voltaje para estudios de integración a la red, considerando desde los transitorios electromagnéticos presentes en la conmutación hasta la representación en un modelo fasorial de control de potencia activa y reactiva.

Capítulo 3: En esta sección se muestra la aplicación de la electrónica de potencia para sistemas fotovoltaicos, energía eólica y sistemas de almacenamiento de energía en forma de baterías, centrándose en el diseño, funcionamiento, características, control e interfaz con la red de diferentes propuestas realizadas por académicos de diferentes países.

Capítulo 4: Este capítulo analiza las características, aplicaciones, ventajas, control, estabilidad y modos de operación de los inversores Grid-Following y Grid-Forming realizando una comparación entre ellos con el objetivo de facilitar su selección según la aplicación. Además, se abordan normativas y requisitos de conformidad, como las pruebas y certificaciones las normas más utilizadas en materia de fuentes basadas en inversores.

Capítulo 1: Fundamentos de Electrónica de Potencia

1.1 Introducción a la Electrónica de Potencia

Los sistemas eléctricos de potencia se transforman de acuerdo con la perspectiva de la época y los recursos disponibles. Para el siglo XXI la conciencia ambientalista originó la búsqueda de nuevas formas de generación con la capacidad de abastecer la demanda y simultáneamente disminuir el impacto de la huella de carbono inherente a la generación de energía. Con ello comienza a crearse un Mercado Eléctrico, que en conjunto con el desarrollo de las tecnologías de comunicación y digitalización, abre el camino para iniciar una nueva era en la electricidad y generación para los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) que se prevé serán modificados debido a nuevas tendencias como energías renovables, autos eléctricos y sistemas de almacenamiento en baterías que podrían convertirlo en un sistema bidireccional, para ello se han desarrollado soluciones eficientes para su interconexión a la red mediante la electrónica de potencia utilizando los convertidores de energía.

La electrónica de potencia procesa y controla el flujo de energía eléctrica de una fuente suministrando tensiones y corrientes mediante un circuito, con el fin de adaptar los requisitos de tensión y corriente demandados. Se conforma por un controlador que tiene como entrada los valores medidos de la señal de salida y una referencia con la que estos serán comparados para obtener una señal adecuada, el proceso se muestra en la siguiente figura.

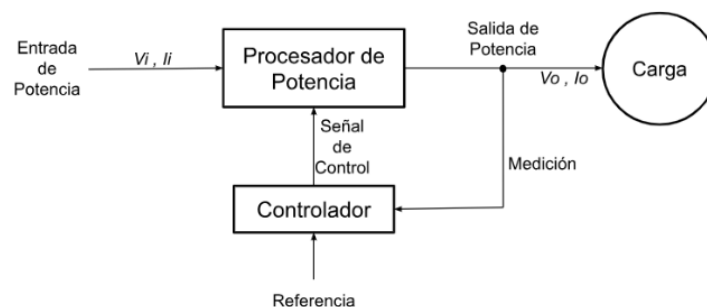


Figura 1. Diagrama de Electrónica de Potencia [1].

Los circuitos electrónicos de potencia transforman la energía eléctrica mediante dispositivos compuestos por semiconductores que modifican o controlan la tensión y la corriente. Gracias a la innovación en semiconductores y microcontroladores esta tecnología ha evolucionado en su aplicación a los problemas actuales de la industria eléctrica.

A diferencia de la electrónica convencional, la electrónica de potencia optimiza el flujo de energía sin necesidad de utilizar elementos externos que presentan baja eficiencia. La electrónica de potencia se desarrolla como respuesta a las limitaciones para el

manejo de los parámetros eléctricos de la electrónica convencional que se compone de semiconductores que operan en su región lineal. Un ejemplo de esta ineficiencia se observa en el uso convencional de dispositivos como los transistores, que en la electrónica convencional se utilizaban para absorber la diferencia de tensión presente entre la señal de entrada y la señal de salida, actuando como un reóstato ajustable y, por lo tanto, se puede considerar con un rendimiento limitado. En cambio, con la electrónica de potencia se emplea este dispositivo como un conmutador, lo que permite un uso más eficiente e inteligente de sus propiedades físicas como su funcionamiento en altas frecuencias, que mejora la capacidad de regular la tensión de salida mediante el control de la relación de trabajo de conmutación, reduciendo las pérdidas de potencia. Sin embargo, a pesar de presentar una mejor regulación de tensión de salida, los sistemas de generación no convencionales basados en electrónica de potencia presentan un desafío relevante: la falta de inercia rotacional. Esto puede provocar inestabilidad en la frecuencia y la tensión del sistema, dificultando el control necesario para asegurar la estabilidad, seguridad y confiabilidad que son características fundamentales de la operación de un SEP.

Debido a la creciente integración de Generación Interconectada con Convertidores (GIC) y nuevas tecnologías de transmisión para obtener una rápida respuesta de los dispositivos electrónicos de potencia complejos, en 2020 se redefinió la clasificación de estabilidad del sistema. En este contexto, la estabilidad se refiere a la capacidad del sistema para recuperar su equilibrio tras una perturbación mediante el control de las variables esenciales que lo componen.



Figura 2. Clasificación de Estabilidad de un Sistema de Potencia [8].

La estabilidad de la red con la interconexión de los convertidores depende de la frecuencia de los fenómenos, clasificando las interacciones en rápidas o lentas. La inestabilidad puede presentarse como una oscilación sincrónica no amortiguada o como una contribución deficiente del convertidor ocasionada por fallos en el control del convertidor, afectando la tensión y frecuencia del sistema.

A largo plazo, los convertidores serán clave en la integración de nuevas formas de generación y la gestión de energía en sistemas de almacenamiento. Actualmente, la electrónica de potencia se aplica en fuentes de alimentación conmutadas, sistemas de alimentación ininterrumpida, automatización industrial, vehículos eléctricos y aplicaciones relacionadas con la energía pública como la transmisión de energía a través de sistemas High-Voltage Direct-Current (HVDC) y la interconexión de sistemas fotovoltaicos, eólicos y de almacenamiento de energía en redes bidireccionales.

1.2 Componentes de la Electrónica de Potencia

1.2.1 Elementos Pasivos

Son aquellos que no generan energía, pero pueden almacenarla o disiparla, como los resistores, inductores y condensadores. En la electrónica de potencia se utiliza la respuesta de los elementos que almacenan energía durante determinado tiempo ante pulsos de tensión y de corriente para estudiar la dinámica de almacenamiento y descarga de energía.

1.2.2 Elementos Activos

Para la operación de circuitos de electrónica de potencia, es crucial comprender las características y capacidades de tensión, corriente y velocidad de conmutación para la elección adecuada de sus componentes. Los dispositivos de conmutación se clasifican de acuerdo con su controlabilidad, dividiéndose en tres grupos:

- Diodos.

Son dispositivos con estados de conexión y desconexión no controlados. Es el interruptor más simple en la electrónica de potencia ya que permite el flujo de corriente en polarización directa y lo bloquea con una polarización inversa.

- Tiristores.

Son dispositivos activados y desactivados por una señal de control externa o mediante el tiempo y la topología del circuito. Es un dispositivo semi controlado que se activa con un pulso de corriente en la compuerta y se mantiene enclavado hasta que dicha corriente se vuelve negativa.

- Interruptores Controlables.

Son aquellos elementos donde su conexión y desconexión se realiza por medio del control de tensiones y corrientes que ingresan en la compuerta del dispositivo. Algunos ejemplos son los BJT controlados por una corriente de alta ganancia, los MOSFET controlados por voltaje y los IGBT que combinan las características de los dispositivos anteriores manejando altas tensiones y operando a frecuencias de conmutación altas. Cada uno de ellos presenta diferentes velocidades de conmutación y magnitudes eléctricas. En la electrónica de potencia se utilizan mayormente los interruptores controlados como dispositivos de conmutación.

1.3 Conversión de Potencia

La electrónica de potencia regula los valores de tensión y corriente de una fuente no controlada para adaptarla a la carga. Los convertidores transforman la energía de una forma de señal en otra, clasificándose de acuerdo con la relación de entrada y salida. Los principales tipos son: convertidores CA/CD (rectificadores), convertidores CD/CA (inversores), convertidores CD/CD y convertidores CA/CA que se encargan de regular las señales, la conversión de potencia puede incluir más de un convertidor en su proceso.

1.3.1 Convertidor (CA/CD)

Los convertidores CA/CD o rectificadores modifican una señal alterna en directa mediante, diodos y componentes pasivos. La salida del rectificador conserva la forma de la señal de entrada, pero invierte su polaridad. Se clasifican en monofásicos de media onda, de onda completa y trifásicos. Sin embargo, la salida resultante no es totalmente directa ya que contiene armónicos los cuales pueden reducirse mediante filtros compuestos con elementos pasivos.

- *Rectificador Monofásico de Onda Completa de Punto Medio*

Utiliza un transformador de toma central, un par de diodos y una carga conectada al punto medio. En el semiciclo positivo, un diodo conduce, mientras el otro bloquea el paso de la corriente; en el semiciclo negativo cambia la polarización de los diodos, rectificando la señal alterna y generando una señal positiva y unidireccional con el doble de la frecuencia de entrada. La tensión máxima de salida es aproximadamente la mitad del valor pico del devanado secundario.

- *Rectificador Monofásico de Onda Completa Tipo Puente*

Este rectificador no requiere transformador, emplea cuatro diodos en configuración de puente conectado en paralelo a una carga. Cada semiciclo un

par de diodos conducen mientras que el otro par bloquean la corriente, obteniendo una señal rectificada con el doble de la frecuencia de entrada y una tensión máxima de salida cercana al valor pico completo.

- ***Rectificador Trifásico de Onda Completa Tipo Puente***

Este rectificador puede operar sin transformador, su configuración se compone de seis diodos, cada uno conduce con un desfase de 120° eléctricos entre sí manteniendo un orden de secuencia. Se obtiene una salida más estable y su filtro requiere de menos componentes debido al bajo nivel de rizo.

En el diseño de un rectificador los diodos determinan la forma de onda de la corriente y la tensión, debido a su conducción las señales de salida contienen armónicos que deben filtrarse, generalmente se utilizan filtros L, C y LC. Para su diseño se deben tomar en cuenta las características de los elementos pasivos para suavizar la salida, por ejemplo, una alta capacitancia proporciona una tensión casi constante y una baja inductancia mantiene continua la corriente.

1.3.2 Convertidor (CD/CA)

Los inversores convierten una señal de corriente directa en alterna con frecuencia y magnitud ajustables de acuerdo con la necesidad de la carga. Se clasifican en inversores de corriente y de voltaje, siendo este último monofásico o trifásico. El control del voltaje de salida se logra mediante la variación de la ganancia del inversor determinada por su modulación o circuitos externos que actúan como elevadores o reductores.

La forma de salida ideal es sinusoidal con baja distorsión armónica, lograda mediante semiconductores de alta velocidad de conmutación, sin embargo, esta conmutación genera pérdidas de energía que impactan en la eficiencia del circuito.

Los parámetros de rendimiento de un inversor son importantes para evaluar su calidad, estos parámetros son los siguientes.

- **Factor Armónico (FA)**
Mide la contribución armónica individual respecto a la componente fundamental y el componente armónico [3].
- **Distorsión Armónica Total (DAT)**
Es la medida de la proximidad entre la forma de onda y su componente fundamental [3].

- Factor de Distorsión (FD)
Indica el contenido total de armónicos y mide la efectividad de la reducción de armónicos posterior a su filtrado con atenuaciones de segundo orden [3].
- Armónico de Bajo Orden (ABO)
Representa armónicos cercanos a la frecuencia fundamental con una amplitud del 3% o menos [3].

1.3.3 Reguladores

Los reguladores ajustan la magnitud de voltaje o corriente sin alterar el tipo de señal mediante su modulación a una frecuencia constante, utilizando dispositivos de conmutación seleccionados de acuerdo con los valores de los componentes pasivos del filtro, en general requieren solamente de un transistor.

Regulador Buck

Es un regulador reductor con un interruptor controlado, tiene una alta eficiencia de aproximadamente 90%, el comportamiento de la corriente a través del tiempo se limita mediante un inductor y un filtro aporta suavidad al voltaje de salida disminuyendo el rizado.

Regulador Boost

Es un regulador elevador que generalmente utiliza transistores tipo MOSFET; es capaz de aumentar el voltaje de salida sin necesidad de utilizar un transformador y es sensible a cambios en el ciclo de trabajo, contiene un rizo superpuesto a la corriente de carga.

Regulador Buck-Boost

Este regulador es de alta eficiencia con un comportamiento elevador-reductor. Presenta una polaridad del voltaje de salida opuesta a la del voltaje de entrada y regula su magnitud de acuerdo con el ciclo de trabajo.

Capítulo 2: Tipos de Inversores

2.1 Clasificación de Inversores

La importancia del estudio de los inversores radica en la comprensión de su funcionamiento, técnicas de modulación, parámetros de desempeño y eliminación de armónicos.

2.1.1 Inversores de Corriente y Voltaje

Inversor tipo Fuente de Corriente (CSI)

Mantiene una corriente de entrada constante, controlada y limitada, por lo que un fallo en el disparo de los dispositivos de conmutación o cortocircuito no representa un problema grave. Tiene una respuesta dinámica lenta, necesita una etapa convertidora extra para controlar la corriente de salida, además de un filtro para suprimir los picos de tensión ocasionados por la transferencia de corriente de un par de interruptores a otro, este tipo de inversor puede ser monofásico o trifásico.

Inversor tipo Fuente de Voltaje (VSC)

La tensión de entrada es constante y la corriente de carga dependerá de su impedancia, puede implementarse en configuraciones monofásicas o trifásicas, donde la corriente de salida depende de la carga. Los inversores más utilizados son los siguientes:

Inversor Monofásico Medio Puente

Consiste en un arreglo de dos dispositivos de conmutación que se activan alternadamente, la magnitud de la señal de salida será la mitad del voltaje de entrada. Para evitar que ambos dispositivos se enciendan simultáneamente, se coloca un tiempo muerto de conmutación, es así como se genera una forma de onda sinusoidal.

Inversor Monofásico Tipo Puente

Contiene cuatro conmutadores encendidos en pares, uno alto y uno bajo, obteniendo un voltaje de salida de \pm el voltaje de entrada. En esta configuración se presenta un segundo armónico de igual magnitud que la corriente de CD y la potencia de salida se cuadruplica.

Inversor Trifásico

Se compone de topologías monofásicas de medio puente o puente completo, conectadas en paralelo, suelen incorporar transformadores con devanados primarios aislados y devanados secundarios conectados en estrella o delta para eliminar los

armónicos triples en la salida. El inversor más común es el de medio puente trifásico con seis transistores.

Otras configuraciones que se han estudiado son el inversor monofásico con regulador Boost, donde la topología de puente completo puede utilizarse como un inversor Boost que actúa como un regulador al tomar un voltaje de CD y aumentar su valor en la salida. También está la configuración Buck-Boost, donde la misma topología puede operar como un elevador-reductor obteniendo un voltaje de salida más alto o más bajo que el voltaje en CD de la entrada.

2.2 Control de Inversores

2.2.1 Técnicas de Modulación

En los inversores VSC se emplean diversas técnicas de modulación que presentan eficiencia de conversión, contenido armónico y pérdidas de energía en la señal de salida, pero pueden ser controladas.

De acuerdo con la topología del circuito, las técnicas de conmutación se clasifican en 3 categorías principales: unipolar, bipolar e híbrida. La conmutación unipolar se realiza mediante señales sinusoidales desfasadas en 180° obteniendo una tensión de salida con una sola polaridad, ya sea positiva o negativa. En la técnica bipolar un par de los interruptores diagonales se encienden simultáneamente, con ello se obtiene una señal de salida con las dos polaridades. En la técnica híbrida de conmutación, los interruptores se controlan mediante la alta frecuencia y la frecuencia de la red.

Modulación por Ancho de Pulso

La técnica de modulación PWM (Pulse Width Modulation, por sus siglas en inglés) controla el voltaje sinusoidal mediante la comparación de un par de señales, una moduladora de referencia y una portadora, obteniendo un tren de pulsos con un ancho específico para la conmutación de los interruptores que controlará la frecuencia de conmutación.

El índice de modulación es la relación entre la amplitud de ambas señales que determina la tensión de salida del inversor. La relación entre sus frecuencias define el índice de frecuencia que influye en la distorsión armónica de la señal de salida que se traduce en la medida de su contenido armónico.

- **Modulación por Ancho de Pulsos Múltiples**

En esta técnica se producen múltiples pulsos en cada medio ciclo de la tensión con el fin de disminuir el contenido armónico e incrementar la frecuencia

armónica para reducir el costo y tamaño del filtro; estas señales son los controles de compuerta de los interruptores.

- **Modulación por Ancho de Pulso Senoidal**

Esta modulación es la más utilizada a nivel académico; se basa en la comparación de una señal sinusoidal de referencia y una onda portadora triangular, esta técnica reduce el factor de distorsión armónica total, donde la frecuencia de la señal sinusoidal determina la frecuencia de salida y su amplitud pico, controla el índice de modulación y el voltaje de salida.

- **Modulación por Ancho de Pulso Senoidal Modificada**

Ajusta los puntos cercanos a la cresta de la señal de referencia para mejorar la eficiencia y reducir las pérdidas por conmutación.

- **Modulación por Ancho de Pulso Senoidal Bipolar o Portadora Triangular**

Es un tren de pulsos obtenido mediante la comparación de una señal portadora triangular con tres señales sinusoidales de referencia desfasadas 120° entre sí; con ello, la señal de salida contendrá armónicos pertenecientes a los múltiplos de la frecuencia de la portadora.

Modulación por Vector Espacial

La técnica SVM (Space Vector Modulation, por sus siglas en inglés) analiza los inversores trifásicos representando la tensión trifásica mediante vectores espaciales sintetizados para obtener una magnitud y posición dadas con base en tres vectores espaciales estacionarios cercanos. Selecciona los estados de conmutación para aproximar la señal sinusoidal a la referencia, representándolos como valores binarios. Minimiza el contenido armónico y las pérdidas por conmutación, maximiza la eficiencia y reduce la interferencia electromagnética que puede ocasionar la conmutación.

Los métodos PWM visualizan al inversor como un conjunto de tres etapas de control simétricas en comparación con la técnica SVM que la considera como una sola unidad con ocho estados únicos. La elección de la técnica adecuada se basa en aumentar la eficiencia, reducir las pérdidas de potencia y minimizar el contenido armónico, considerando el índice de modulación y el índice de frecuencia que influyen en la calidad de la señal.

2.2.2 Control

El control de los inversores requiere de controladores de lazo cerrado, generalmente se utilizan del tipo PI que en conjunto con la transformada de Park.

Lazo de Control Cerrado

El control de lazo cerrado compara la señal de entrada y salida para ajustar la respuesta mediante la obtención del error de comparación por retroalimentación, disminuyendo el error para acercarlo lo más posible a un valor de referencia, asegurando la estabilidad y reduciendo la sensibilidad del sistema a perturbaciones.

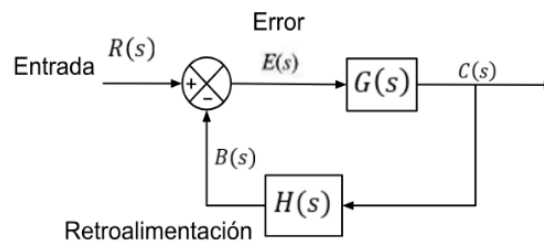


Figura 3. Diagrama de Bloques de Lazo de Control Cerrado.

Su función de transferencia es la siguiente:

$$\frac{C(s)}{R(s)} = \frac{G(s)}{1 + G(s)H(s)}$$

Control Proporcional Integral (PI)

Es uno de los controladores más utilizados en la industria, en él, la señal obtenida de la comparación entre la entrada y la retroalimentación pasa por un bloque de ganancia proporcional (K_p) y un bloque integrador que multiplica una ganancia integral (K_i), de los cuales sus salidas son combinadas para obtener la señal de salida. Este tipo de controlador mejora la respuesta del sistema por lo que es de los más utilizados en la industria. En esta aplicación provee la regulación precisa del inversor, ya que usualmente elimina cualquier error en estado estacionario.

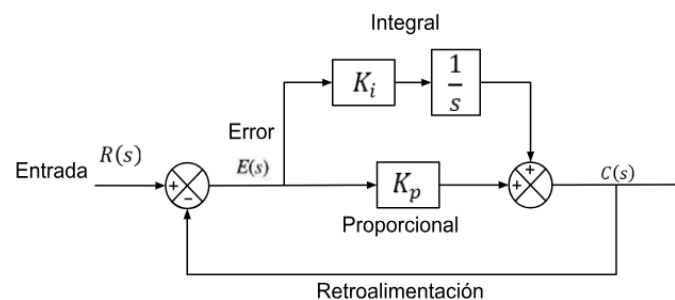


Figura 4. Diagrama de Bloques de Controlador PI.

La salida del controlador se obtiene mediante la siguiente función:

$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s}$$

Por lo tanto, su función de transferencia cuando la señal de retroalimentación es la misma que la señal de salida se determina como:

$$\frac{C(s)}{R(s)} = \frac{K_p + \frac{K_i}{s}}{1 + K_p + \frac{K_i}{s}}$$

Transformada de Park

Esta transformación convierte las señales trifásicas en el dominio del tiempo a la referencia de rotación dq0, es decir, las señales trifásicas evaluadas se convierten en un par de señales CD. Esto facilita el control de la potencia activa y reactiva de forma individual mediante los ejes d y q. Además, simplifica el proceso de filtrado y mejora la eficiencia del inversor.

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin\theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix}$$

Si el sistema está balanceado y cuenta con una frecuencia constante, se considera un ángulo de desplazamiento entre ambas representaciones de cero.

Control por histéresis

Mantiene la diferencia entre la señal de referencia y la señal medida dentro de una banda de histéresis. Mediante ecuaciones en el plano *Park*, se expresan las corrientes de referencia, ajustando las corrientes de línea de acuerdo con las variables medidas y requeridas. Guía la secuencia de disparo de los conmutadores, donde la frecuencia de conmutación será variable según la diferencia entre la frecuencia medida y la de referencia.

Control vectorial

Aplica la transformación *abc – dq0* a la tensión de salida del inversor, se obtiene un vector espacial, donde su integral respecto al tiempo representa el flujo vectorial, cuyas componentes serán las variables controladas directamente por el inversor, de modo que su magnitud y posición angular sigan al vector de flujo del sistema. El vector espacial se obtiene mediante mediciones instantáneas locales.

Control predictivo

Utiliza el modelo matemático del sistema para predecir la demanda y determinar la acción de control que prevea mejores resultados al aplicarlo en el momento que sea

capaz de minimizar el error futuro en la respuesta del inversor, utilizando como variable de control la corriente que se inyecta a la red. Con ello evalúa una función objetivo de respuesta, para seleccionar el estado de conmutación de los interruptores en un determinado intervalo donde la secuencia minimice el error en la corriente.

La elección de tipo de control a utilizar depende de las necesidades específicas de acuerdo con su aplicación y los requisitos del sistema, el control vectorial, predictivo o por histéresis son técnicas de control conceptuales, sin embargo, el control vectorial es ampliamente utilizado en aplicaciones como la generación distribuida y la industria debido a su capacidad de proporcionar un control preciso, eficiente y veloz.

2.3 Modelado de VSC para estudios de integración a la red

El aumento de la velocidad en el dinamismo de los sistemas eléctricos de potencia es consecuencia de la integración de generación interconectada con electrónica de potencia. En [15], se presentan modelos de transitorios electromagnéticos (EMT por sus siglas en inglés) hasta modelos fasoriales (PM por sus siglas en inglés) para simular la interconexión de convertidores. Este artículo desarrolla un modelo lo suficientemente preciso para capturar la dinámica de la electrónica de potencia sin un alto consumo de recursos computacionales; también proporciona modelos para estudios simplificados para analizar la estabilidad de la red con la interconexión del convertidor. De forma general, el modelo del VSC se compone de un lazo de enganche de fase o Phase Locked Loop (PLL), lazos de control interno y externo, un bloque de transformación $abc-dq$ ($T(\theta)$) y un bloque de modulación para el convertidor como se observa en la Figura 35. Para seleccionar el modelo adecuado se considera el nivel de detalle, el fenómeno a analizar y el tiempo de simulación.

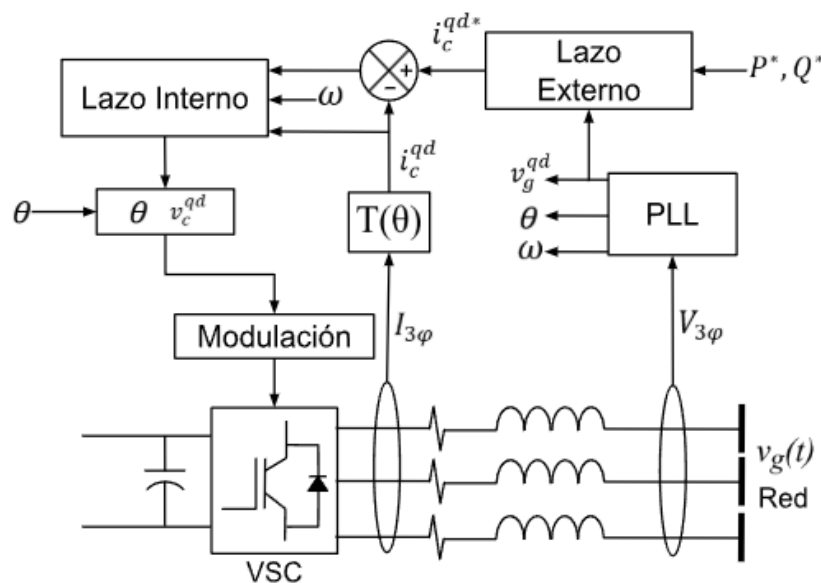


Figura 5. Diagrama General del Convertidor VSC [15].

El PLL estima y rastrea el ángulo de tensión y la frecuencia en la terminal del VSC, ajustando la corriente inyectada a la red. No obstante, presenta ciertas limitaciones operativas como problemas de rastreo ante fallas cercanas al convertidor y disminución drástica de voltaje, lo que genera inestabilidad en el sistema y oscilaciones durante el restablecimiento de la tensión.

Para superar estas limitaciones, es posible generar señales de tensión internamente mediante esquemas alternativos como Virtual Synchronous Machine (emula un generador síncrono), Power Synchronization Control (control de frecuencia y resincronización) o Direct Power Control (mantiene sincronismo controlando el ángulo de voltaje y frecuencia sin usar PLL). A pesar de que estos métodos mejoran la estabilidad y la respuesta dinámica del sistema, especialmente en condiciones de falla o fluctuaciones, la técnica PLL es la más utilizada actualmente.

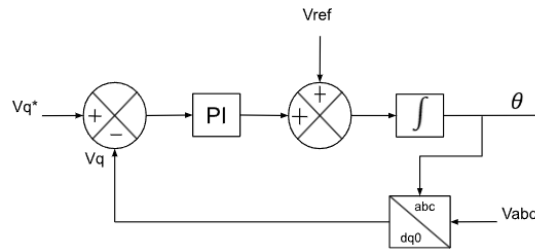


Figura 6. Esquema de Control de Técnica Phase Locked Loop (PLL).

2.3.1 Simulación EMT del VSC

Sistema de control

En el análisis de transitorios electromagnéticos, que permite capturar la dinámica de la electrónica de potencia, el índice de modulación del VSC se determina mediante el sistema de control, que guía la conmutación de los dispositivos para la regulación de la tensión de salida.

El sistema de control se compone de un par de lazos, un lazo interno y uno externo, con controladores PI. El lazo interno regula la secuencia positiva y negativa de la corriente de salida en el marco de referencia $dq0$, utilizando un marco de referencia doblemente síncrono (DSRF por sus siglas en inglés). El lazo externo regula la potencia de CA inyectada a la red.

La corriente de salida del convertidor (i_c^{abc}) tiene un comportamiento dinámico que se ajusta mediante la tensión de salida del convertidor (v_c^{abc}), la tensión de la red (v_g^{abc}) y los parámetros R y L entre el convertidor y el punto de acople común (PCC por sus siglas en inglés). Esta relación se expresa de la siguiente forma:

$$v_c^{abc} - v_g^{abc} = R * i_c^{abc} + L \frac{d}{dt} i_c^{abc}$$

Para el uso de dicha relación en el sistema de control, es necesario transformar la ecuación anterior al marco de referencia $dq0$. Donde $\dot{\theta}$ representa la derivada temporal de la tensión de fase representa el ángulo instantáneo de la frecuencia de la red.

$$v_c^{qd} - v_g^{qd} = \begin{bmatrix} R & L\dot{\theta} \\ -L\dot{\theta} & R \end{bmatrix} i_c^{dq} + L \frac{d}{dt} i_c^{dq}$$

Para obtener la sincronización del ángulo de fase de la tensión, se emplea un PLL alineado con la componente de Park V_q , de manera que $V_d = 0$; para ello, se emplea el marco de referencia síncrono convencional del PLL, donde V_{gpk} es la tensión pico de fase a tierra.

$$\text{Factor de amortiguamiento, } \zeta_{PLL} = \frac{1}{\sqrt{2}}$$

$$\text{Ganancia proporcional, } k_{p,PLL} = \frac{2\zeta_{PLL}\omega_{PLL}}{V_{gpk}}$$

$$\text{Constante de tiempo integral, } \tau_{i,PLL} = \frac{2\zeta_{PLL}}{\omega_{PLL}}$$

La ganancia del controlador de lazo interno PI se ajusta mediante el enfoque de control de modelo interno. Donde ω_c es el ancho de banda de lazo cerrado.

$$\text{Constante de tiempo integral, } \tau_{i,c} = \frac{L}{R}$$

$$\text{Ganancia proporcional, } k_{p,c} = L\omega_c$$

Los controladores PI de lazo externo serán idénticos para el control de potencia activa y reactiva, las ganancias se ajustan con los criterios deseados, donde ω_{pq} es el ancho de banda de lazo cerrado deseado.

$$\text{Constante de tiempo integral, } \tau_{i,pq} = \frac{1}{\omega_c}$$

$$\text{Ganancia proporcional, } k_{p,pq} = \frac{2\tau_{i,pq}\omega_{pq}}{3V_{gpk}}$$

El inversor genera diferentes respuestas ante condiciones de falla en el sistema eléctrico como la caída de frecuencia, la caída de tensión o la desconexión de la red de un generador de durante un evento.

- Caída de frecuencia

Genera que la potencia activa inyectada por el convertidor a la red (ΔP) sea proporcional (k_{fd}) a la desviación de frecuencia (Δf) obtenida mediante un filtro pasa-bajas de la derivada temporal del ángulo de fase ($\dot{\theta}$).

$$\Delta P = \frac{\Delta f}{k_{fd}}$$

- Caída de tensión

La potencia reactiva (ΔQ) adicional inyectada por el convertidor será proporcional (k_{vd}) a la desviación de tensión ($|v|$), obtenida mediante el filtro pasa-bajas aplicado a la tensión de la red en el marco de referencia dq (v_g^q).

$$\Delta Q = \frac{\Delta|v|}{k_{vd}}$$

- Paso de baja tensión (LVRT por sus siglas en inglés).

Cuando la tensión de red cae por debajo de su límite ($v_{g,min}$), el convertidor debe inyectar corriente reactiva siguiendo la curva LVRT. La corriente reactiva de referencia (i_c^{d*}) se define de acuerdo con la curva y no por el lazo de control de potencia reactiva. Para evitar conflictos de control, la corriente reactiva de referencia se satura si excede el límite máximo permitido ($i_{LVRT,max}$).

$$i_c^{d*} = k_{LVRT}(v_{g,min} - v_g^q)$$

- Control de secuencia negativa

Para compensar perturbaciones en la red, se implementa el marco DSRF, que requiere una técnica de extracción de secuencia. Esto se logra mediante un filtro de pasa-altas o cancelación de señal retardada, esta es una técnica más simple, su rendimiento es afectado por condiciones de operación fuera de los límites.

Los modelos más comunes del VSC para modelos EMT son el modelo de conmutación (SW), el modelo de valor promedio (AVG por sus siglas en inglés). En el AVG se ignora la conmutación de alta frecuencia y se considera la tensión de salida sinusoidal del VSC como una forma linealmente amplificada del índice de modulación.

Modelo EMT SW

El modelo EMT SW representa la parte eléctrica como un convertidor de fuente de voltaje controlado por la conmutación G , con un filtro conectado a la red.

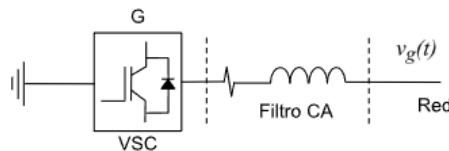


Figura 7. Modelo EMT SW del VSC.

Tiene un lazo PLL de lazo cerrado con un controlador PI que correlaciona su salida con el error y su integral, la salida se transforma al dominio de la frecuencia para obtener el ángulo de la tensión y transformarlo de abc a $dq0$.

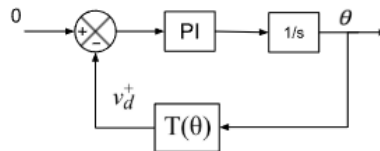


Figura 8. Lazo PLL para el modelo EMT-SW del VSC.

El lazo externo compara la potencia activa y reactiva medidas con sus referencias y, mediante un control PI, genera la corriente de referencia en el marco $dq0$.

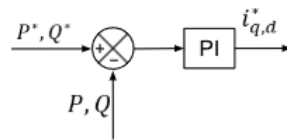


Figura 9. Lazo Externo para el modelo EMT-SW del VSC.

El lazo interno compara la corriente de referencia con la corriente medida en el marco $dq0$ y, a través de un controlador PI se obtiene la tensión de referencia del convertidor considerando la comparación de la tensión medida y la corriente medida.

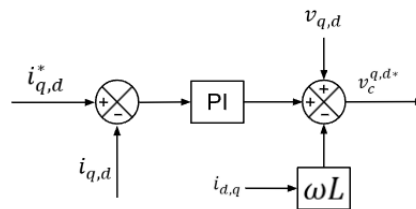


Figura 10. Lazo Interno para el modelo EMT-SW del VSC.

La transformación $dq0-abc$ convierte la tensión de referencia del convertidor del lazo interno, en conjunto con el ángulo de tensión para obtener la tensión del convertidor de referencia en el marco abc , esta señal se modula para obtener G , que controlará los conmutadores del convertidor VSC.

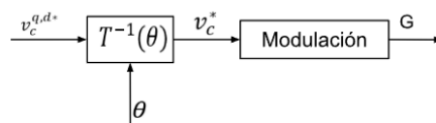


Figura 11. Transformación $dq0-abc$ para el modelo EMT SW del VSC.

Modelo EMT AVG

Este modelo aproximado se representa eléctricamente como una fuente de tensión conectada a la red mediante un filtro de AC.

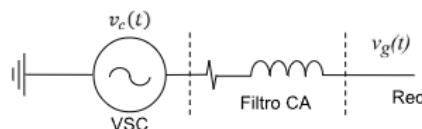


Figura 12. Modelo EMT AVG del VSC.

Los bloques PLL y los lazos externos e internos se mantienen iguales a los del modelo EMT SW, sin embargo, en la transformación $dq0$ a abc se omite la modulación del inversor y se proporciona la tensión del convertidor.

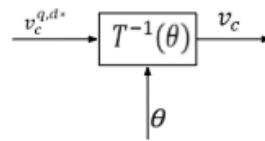


Figura 13. Transformación $dq0$ - abc para el modelo EMT AVG del VSC.

2.3.2 Simulación Fasorial

En los estudios convencionales de estabilidad transitoria se asume que la frecuencia del sistema permanece cercana al valor nominal, la simulación fasorial busca capturar la dinámica lenta en la red. La sustitución de las ecuaciones diferenciales de la red definidas por la interacción de los elementos pasivos, se sustituyen en ecuaciones algebraicas. Las líneas de transmisión se representan con modelos basados en impedancias equivalentes dadas por $V = ZI$. Tomado V e I como vectores complejos de tensión y corriente nodal y Z como la matriz de impedancia.

Asumiendo que los fasores siguen una velocidad angular nominal, V e I tendrán una dinámica alrededor de 0 Hz, permitiendo aumentar el paso de tiempo de simulación, facilitando el estudio de grandes redes por periodos prolongados. Sin embargo, se sacrifican algunos fenómenos EMT subestimando los resultados.

En la simulación fasorial, el convertidor se modela como una fuente de corriente con magnitud y ángulo definidos por el sistema de control, lo que proporciona una simulación estable en comparación con modelo de fuente de voltaje.

El modelado convencional del convertidor incluye un bloque de transformación de abc - $dq0$ y viceversa, un lazo de control externo e interno. La fase de la tensión está disponible instantáneamente sin el uso de PLL; para obtener $V_d^+ = 0$ se toma el ángulo de tensión de secuencia positiva de la red, y se rotan las corrientes y tensiones en el abc con respecto al ángulo. El teorema de Fortescue provee las secuencias positivas y negativas, y al transformar $dq0$ a abc antes de enviar la referencia a la fuente de corriente, se aplica una rotación opuesta.

Modelo Fasorial Completo

Los lazos de control interno y externo del convertidor se mantienen como la simulación EMT, lo que representa el dinamismo del sistema de control. La salida del control interno es la tensión de referencia, que, mediante la dinámica eléctrica, se convierte en una corriente de referencia, logrando una transición suave entre la referencia de tensión y

corriente. La dinámica de la secuencia positiva y negativa de la corriente (I_c^{dq+} y I_c^{dq-}) se describen aplicando la transformada de Laplace a la ecuación:

$$v_c^{qd} - v_g^{qd} = \begin{bmatrix} R & L\dot{\theta} \\ -L\dot{\theta} & R \end{bmatrix} i_c^{dq} + L \frac{d}{dt} i_c^{dq}$$

Obteniendo:

$$I_c^{d+*} = \frac{v_g^{d+} - v_c^{d+*} + \omega_g L I_c^{q+}}{R + sL}$$

$$I_c^{q+*} = \frac{v_g^{q+} - v_c^{q+*} - \omega_g L I_c^{d+}}{R + sL}$$

$$I_c^{d-*} = \frac{v_g^{d+} - v_c^{d-*} - \omega_g L I_c^{q-}}{R + sL}$$

$$I_c^{q-*} = \frac{v_g^{q-} - v_c^{q-*} + \omega_g L I_c^{d-}}{R + sL}$$

Donde ω_g es la frecuencia de red y el superíndice * denota las señales de referencia. En este modelo, el convertidor se representa como una fuente de corriente monitoreada mediante su representación fasorial.

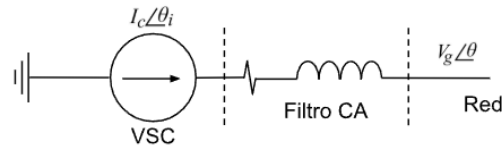


Figura 14. Modelo Fasorial Completo del VSC.

El PLL es más sencillo debido a que la tensión de red se presenta como una magnitud y un ángulo, tomando como dato únicamente el ángulo.

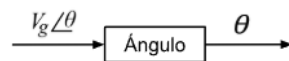


Figura 15. Lazo PLL para el Modelo Fasorial Completo del VSC.

Los lazos externo e interno de control se mantienen sin cambios. La transformación del marco de referencia toma como entrada la tensión deseada del convertidor, se realiza la transformación con el bloque $\frac{1}{R+sL}$ para obtener la corriente de referencia, la cual se representa en forma polar para utilizarla como entrada a la fuente de corriente.

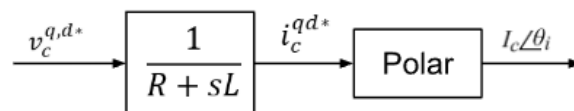


Figura 16. Entrada para el VSC con el Modelo Fasorial Completo.

Modelo Fasorial I1

El control interno del convertidor se simplifica mediante una función de transferencia de primer orden, tomando una constante de tiempo (τ_c) inversamente proporcional al ancho de banda del lazo cerrado original, definida por el lazo externo de control.

$$\tau_c = \frac{1}{\omega_c}$$

Esto evita la estructura de control cerrado del marco DSRF y el término de acoplamiento cruzado $\omega_g L$. Como consecuencia la salida del lazo interno será la referencia de corriente filtrada por paso bajo.

El modelo fasorial de corriente de secuencia positiva representa el VSC al igual que el modelo VSC fasorial completo, al igual que el lazo PLL y el lazo externo. El lazo interno utiliza la corriente de referencia y la transforma a la corriente deseada del convertidor mediante la constante de tiempo τ_c .

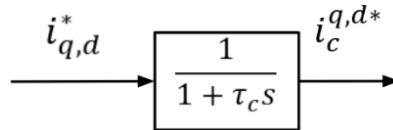


Figura 17. Lazo Interno para el VSC con el Modelo Fasorial I1.

Para la entrada del convertidor se transforma la corriente deseada a su representación polar.

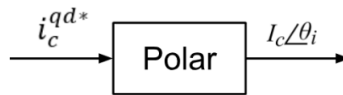


Figura 18. Entrada para el VSC con el Modelo Fasorial I1.

Modelo Fasorial I0

En este modelo se elimina el lazo de control interno, esto descuida la conmutación y la dinámica de control de corriente, sin embargo, permite acelerar las simulaciones. Para mantener la constante de tiempo original del lazo cerrado ($C_{pq}(s)$) se utiliza la constante de tiempo de lazo cerrado original (τ_{pq}), la función de transferencia de lazo abierto ($G_{pq}(s)$) y una función nueva de transferencia para el controlador ($k_{pq}(s)$), ambas son componentes de la nueva función de transferencia de lazo cerrado, se obtiene de la siguiente forma:

$$k_{pq}(s) = \left(\frac{2}{3v_g^q} \right) \left(\frac{1}{\tau_{pq}s} \right)$$

$$G_{pq}(s) = k_{pq}(s) \frac{3}{2} v_g^q$$

$$C_{pq}(s) = \frac{G_{pq}(s)}{1 + G_{pq}(s)} = \frac{1}{1 + \tau_{pq}s}$$

Para obtener la misma constante de tiempo, el controlador PI original será sustituido por un integrador con una ganancia $\left(\frac{2}{3v_g^q \tau_{pq}}\right)$. La variabilidad de v_g^q permite considerar una ganancia estática mediante $V_{g,pk} \approx v_g^q$; en esta estructura, la señal enviada al integrador es el error entre la potencia de salida de referencia y la medida por el lazo cerrado. En este modelo se omite el lazo interno manteniendo el modelo eléctrico y de PLL igual a los otros modelos fasoriales. En el lazo externo la salida se transforma en polar para utilizarla para la fuente de corriente del modelo del VSC.

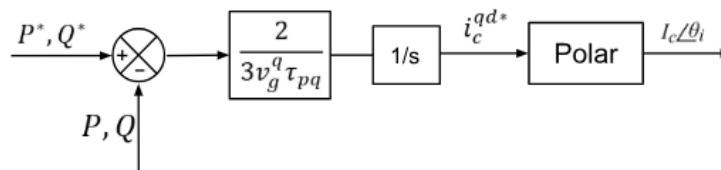


Figura 19. Lazo Externo con Entrada para el VSC con el Modelo Fasorial I0.

Modelo Fasorial PQ1

En este modelo se sustituye el lazo externo por una función de transferencia de primer orden, utilizando la constante de tiempo del lazo original (τ_{pq}); el lazo externo se convierte en un lazo abierto donde la corriente de referencia de salida (i^{q+*} y i^{d+*}) toma en consideración la potencia activa y reactiva de referencia, P^* y Q^* , respectivamente.

$$i^{q+*} = \frac{2}{3} \frac{P^*}{v_g^{q+}}$$

$$i^{d+*} = \frac{2}{3} \frac{Q^*}{v_g^{q+}}$$

El convertidor se modela como una fuente de corriente, manteniendo el bloque PLL. Omite el lazo interno y obtiene la corriente de referencia del lazo externo para definir la entrada del convertidor.

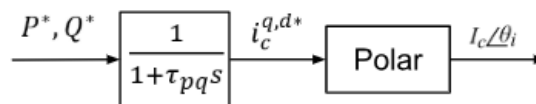


Figura 20. Lazo Externo con Entrada para el VSC con el Modelo Fasorial PQ1.

Para el modelado de los convertidores en estado estable se utilizan aquellos que sea más sencillo su implementación, así como su uso en aplicaciones actuales; es decir, el inversor tipo convertidor de fuente de voltaje de dos niveles.

2.3.3 Modelo matemático del Inversor (VSC) de dos niveles en estado estable

El convertidor de fuente de voltaje de dos niveles se compone de tres convertidores de medio puente idénticos, donde cada terminal de CA puede asumir niveles de tensión de $\pm V_{DC}$. El lado de CD se conecta en paralelo con una fuente de tensión proporcionando un flujo de potencia bidireccional entre la fuente de tensión de CD y el sistema trifásico. De acuerdo con [17], la tensión de CA de cada medio puente se expresa como:

$$V_{ta}(t) = m_a(t) \frac{V_{CD}}{2} - r_{on} i_a(t)$$

$$V_{tb}(t) = m_b(t) \frac{V_{CD}}{2} - r_{on} i_b(t)$$

$$V_{tc}(t) = m_c(t) \frac{V_{CD}}{2} - r_{on} i_c(t)$$

Estas ecuaciones representan una fuente de tensión dependiente controlada mediante la señal moduladora $m(t)$, esta se asume sinusoidal con una amplitud y frecuencia requeridas. Se presenta una pequeña pérdida de tensión debido a la resistencia en estado encendido de la celda de conmutación $r_{on} i(t)$. La pequeña distorsión en la salida se reduce con el control adecuado de $m(t)$ utilizando un esquema de lazo cerrado.

El modelo considera la resistencia r_{on} en serie con cada terminal del lado de CA y una fuente de corriente en paralelo al lado de CD del convertidor, representando pérdidas por conducción y por conmutación.

$$V_{ta}(t) = m_a(t) \frac{V_{CD}}{2}$$

$$V_{tb}(t) = m_b(t) \frac{V_{CD}}{2}$$

$$V_{tc}(t) = m_c(t) \frac{V_{CD}}{2}$$

Donde $m_{abc}(t)$ representa una señal trifásica balanceada expresada como:

$$m_a(t) = \hat{m}(t) \cos[\varepsilon(t)]$$

$$m_b(t) = \hat{m}(t) \cos\left[\varepsilon(t) - \frac{2\pi}{3}\right]$$

$$m_c(t) = \hat{m}(t) \cos\left[\varepsilon(t) - \frac{4\pi}{3}\right]$$

$\varepsilon(t)$ representa la frecuencia y el ángulo de fase de la señal de modulación. Los valores en las terminales del lado de CD y del lado de CA se relacionan de acuerdo con el principio de equilibrio de potencia, es decir, $P_{DC}(t) = P_t(t)$ como en la siguiente ecuación:

$$V_{CD}(t)I_{CD}(t) = V_{ta}(t)i_{ta}(t) + V_{tb}(t)i_{tb}(t) + V_{tc}(t)i_{tc}(t)$$

Para la interconexión con la red, el convertidor se controla en el marco $\alpha\beta$ o $dq0$ para reducir el control a dos subsistemas, obteniendo una respuesta rápida en amplitud y frecuencia. En el marco $dq0$, utilizado en la técnica PLL y con un ancho de banda adecuado, se asegura un seguimiento con errores mínimos de estado estable.

Para este modelado, se sustituye $m(t) = (m_d + jm_q)e^{j\varepsilon(t)}$ y $V_t(t) = (V_{td} + jV_{tq})e^{j\varepsilon(t)}$ en una ecuación general obteniendo lo siguiente.

$$(V_{td} + jV_{tq})e^{j\varepsilon(t)} = \left(\frac{V_{CD}}{2}\right)(m_d + jm_q)e^{j\varepsilon(t)}$$

$$V_{td}(t) = \frac{V_{CD}}{2}m_d(t)$$

$$V_{tq}(t) = \frac{V_{CD}}{2}m_q(t)$$

Esto implica que las componentes de los ejes $dq0$ de la tensión de CA son linealmente proporcionales a los componentes correspondientes de la señal moduladora, con una constante de proporcionalidad $\frac{V_{CD}}{2}$. Con ello, el VSC de dos niveles se describe mediante dos subsistemas variantes en el tiempo, donde la potencia real es la siguiente:

$$P_t(t) = \frac{3}{2}[V_{td}(t)i_d(t) + V_{tq}(t)i_q(t)]$$

Por lo que el principio de balance tendrá la siguiente forma.

$$V_{CD}(t)I_{CD}(t) = \frac{3}{2}[V_{td}(t)i_d(t) + V_{tq}(t)i_q(t)]$$

Capítulo 3: Inversores en Aplicaciones Renovables

El recurso limitado de las energías fósiles ha impulsado la investigación en energías renovables, sin embargo, la intermitencia del recurso representa un desafío en su integración a la red debido a la regulación de tensión, frecuencia y potencia; para ello, se emplean convertidores con características y atributos deseables como los siguientes:

- Alta eficiencia: Minimiza la pérdida de energía en el proceso de conversión.
- Aprovechamiento óptimo: Extracción máxima de energía de la fuente.
- Sincronización y confiabilidad: Interconexión eficiente que garantiza una alta eficiencia y confiabilidad.
- Flujo de energía bidireccional: Almacenamiento y distribución flexible.
- Comunicación inteligente: Optimización del flujo de energía y mantener la estabilidad en condiciones de falla.
- Tolerancia a Fallas: Recuperación y monitoreo ante fallas.

Las fuentes de energía renovable pueden operar en modo isla y/o integrándolas a la red, esto requiere un controlador robusto adecuado para condiciones dinámicas y de falla.

Para su integración a la red o como alimentador local se utilizan diferentes etapas de conversión para obtener el mayor aprovechamiento de los recursos renovables. Los VSC transforman las salidas fluctuantes del recurso en señales de CA de magnitud constante con una frecuencia determinada; además, controlan la corriente inyectada a la red mediante la comparación de las corrientes censadas con las de referencia.

La generación distribuida presenta una producción local descentralizada que facilita la integración energías renovables reduciendo las pérdidas por transmisión a largas distancias. Los convertidores mejoran la estabilidad y confiabilidad del sistema al proporcionar control de potencia activa, reactiva, tensión, corriente y frecuencia; optimizando la eficiencia de los recursos renovables y el almacenamiento de energía.

3.1 Inversores para Sistemas Fotovoltaicos

3.1.1 Sistemas Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos (SFV) se clasifican en cuatro configuraciones dependiendo del nivel de voltaje y la carga que suministren.

1. Sistemas detrás del medidor: Son a pequeña escala, comúnmente en hogares, la red actúa como un suministro de reserva.

2. Sistemas delante del medidor: Pertenecen empresas de servicios públicos que venden energía al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
3. Sistemas autónomos: Utilizan baterías para almacenar energía, aplicables en diversas áreas, desde cargar dispositivos electrónicos hasta alimentar pequeñas empresas.
4. Sistemas no autónomos: Alimentan las cargas sin elementos electrónicos de por medio.

El artículo [18] propone el modelado de un arreglo FV que se compone de varios módulos fotovoltaicos conectados en serie N_{ss} y en paralelo N_{pp} , alcanzando una potencia nominal P_{pva}^{nom} en condiciones de irradiancia nominal $S_i^{nom} \left[\frac{W}{m^2} \right]$. La tensión $E_{pva} [V]$ y corriente $I_{pva} [A]$ generadas por el arreglo, son funciones de la corriente fotoeléctrica nominal $I_{ph} [A]$ que depende de la irradiancia solar $S_i \left[\frac{W}{m^2} \right]$. Además, deben considerarse las resistencias $R_{ss} [\Omega]$ y $R_{pp} [\Omega]$ determinadas por la cantidad de módulos N_{ss} y N_{pp} y sus resistencias en serie $R_s [\Omega]$ y en paralelo $R_p [\Omega]$.

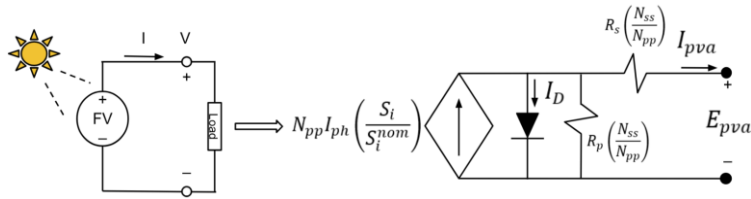


Figura 21. Circuito equivalente del modelo matemático de un arreglo fotovoltaico [18].

Para obtener la corriente I_{pva} se realiza el proceso iterativo de una función implícita al suponer que se conoce E_{pva} debido al uso del regulador y el seguimiento MPPT.

$$I_{pva} = N_{pp} I_{ph} \left(\frac{S_i}{S_i^{nom}} \right) - N_{pp} I_D \left(e^{\frac{V_x}{V_y}} - 1 \right) - \frac{V_x}{R_p \left(\frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right)}$$

Con,

$$V_x = E_{pva} + R_s I_{pva} \left(\frac{N_{ss}}{N_{pp}} \right), \quad V_y = k_d V_t N_s N_{ss}$$

$$V_t = \frac{k_b T_n}{q}, \quad I_D = I_{sc} \left[e^{\left(\frac{V_{oc}}{k_d V_t N_s} \right)} - 1 \right]^{-1}$$

$$I_{sc} = I_{sc}^{nom} [1 + K_{I_{sc}} (T_{op} - T_n)], \quad V_{oc} = V_{oc}^{nom} [1 + K_{V_{oc}} (T_{op} - T_n)]$$

Donde, de acuerdo con el SFV, $I_{sc}^{nom} [A]$ y $V_{sc}^{nom} [V]$ son la corriente nominal de cortocircuito y la tensión nominal en circuito abierto que se presentan a la temperatura nominal del módulo $T_n [C^\circ]$. La corriente de saturación del diodo $I_D [A]$ considera el

efecto de la temperatura de operación T_{op} [C°]. N_s representa el número de celdas por módulo, $k_{I_{sc}}$ [%/C°] y $k_{V_{oc}}$ [%/C°] son el coeficiente de temperatura de la corriente nominal y de la tensión nominal respectivamente, k_d es la constante de idealidad del diodo, k_b [$\frac{J}{K}$] es la constante de Boltzmann y finalmente q es la carga eléctrica.

El modelo representa el comportamiento del sistema ante perturbaciones externas como la radiación solar, temperatura ambiente y la sombra sobre los paneles solares, obteniendo las curvas de relación V-I y P-V.

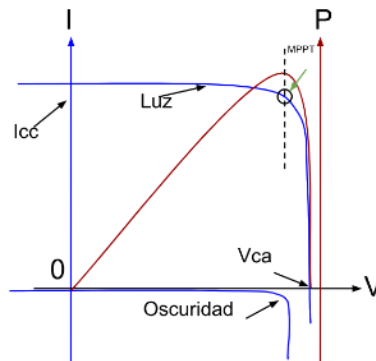


Figura 22. Relación V-I en SFV.

3.1.2 Seguidor del Punto de Máxima Potencia

Lo ideal es generar energía en el punto óptimo de cada una de las curvas de comportamiento. El seguidor del punto máximo de potencia (MPPT por sus siglas en inglés) es un circuito simple e inteligente que rastrea el máximo punto de potencia (MPP) para mejorar la eficiencia de conversión de energía, acompañado de un controlador de ajuste de acuerdo con las necesidades de la red.

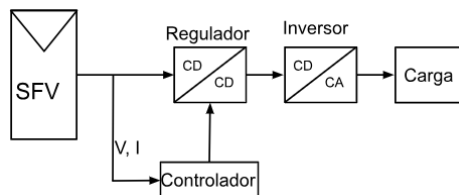


Figura 23. Diagrama simple de un sistema MPPT [19].

La estrategia MPPT se basa en el funcionamiento de los reguladores de potencia, aplicando técnicas de control adaptativas que permitan MPP bajo condiciones de irradiancia y temperatura variable con una respuesta eficiente ante cambios ambientales.

El método de Perturbación y Observación (P&O) es uno de los más utilizados en el seguimiento del MPP. Se basa en medir los valores instantáneos de tensión $E_{pva(n)}$ y de corriente $I_{pva(n)}$ para calcular la potencia $P_{pva(n)}$ del arreglo FV, que será comparada con $P_{pva(n-1)}$, obteniendo así la variación de energía entre dos instantes de tiempo.

$$P_{pva(n)} = E_{pva(n)} * I_{pva(n)}$$

$$\Delta P_{pva} = P_{pva(n)} - P_{pva(n-1)}$$

Realiza un ajuste en la tensión del arreglo de acuerdo con ΔP_{pva} , si es positiva indica que la perturbación contribuye al aumento de la potencia, por lo que la siguiente actualización de ΔE_{pva} mantiene su signo. En el MPP ΔP_{pva} será negativa por lo que el signo de la tensión se invertirá. Sin embargo, presenta problemas dinámicos, el cálculo del ciclo de trabajo provoca cambios en el tamaño de paso ocasionando oscilaciones alrededor del punto de funcionamiento. De forma general, este método mide los valores actuales de tensión y corriente del arreglo para calcular la potencia entregada, comparándola con el valor previamente calculado y tomando una decisión de aumento o disminución de tensión con un algoritmo como el mostrado en la siguiente figura.

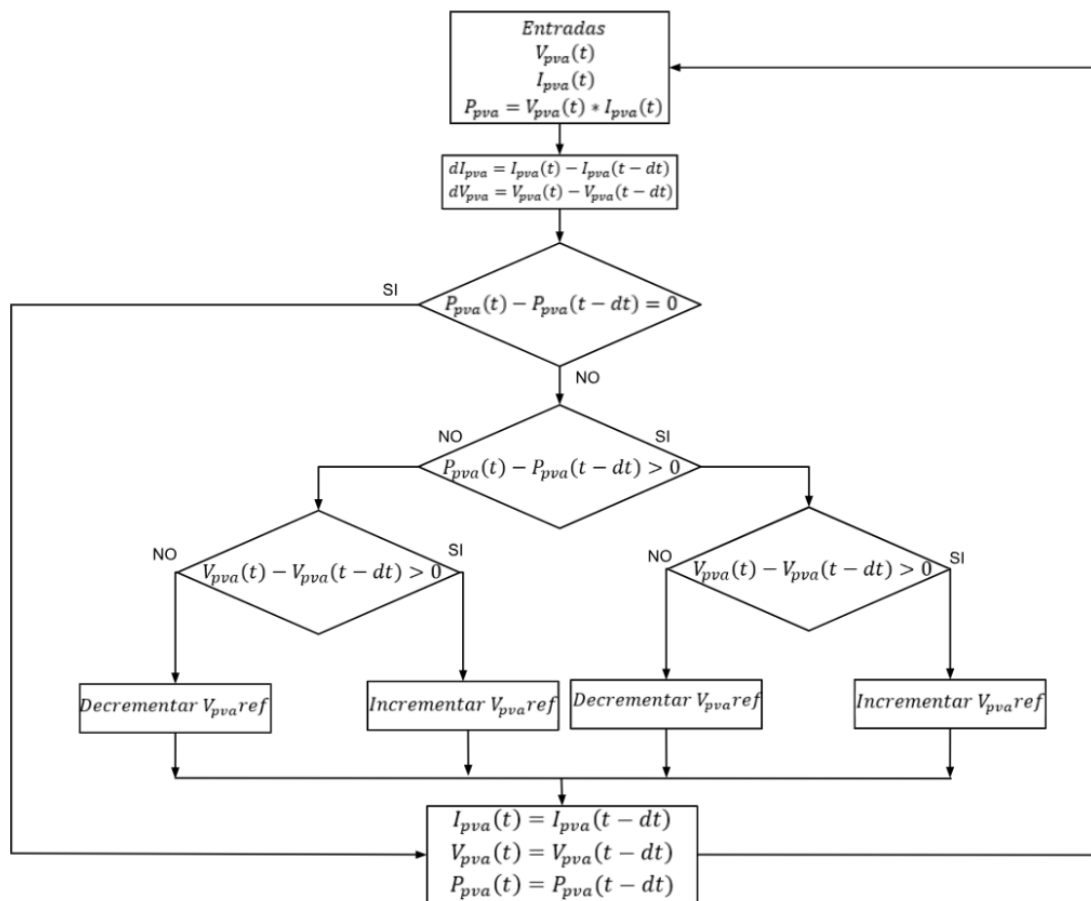


Figura 24. Diagrama de Flujo del Algoritmo para Método de P&O [20].

Generalmente el MPPT se implementa con un regulador Boost por su capacidad para aumentar el voltaje de CD de salida, el modelo matemático considera los estados de encendido (t_{on}) y apagado (t_{off}) del transistor que afectan a la corriente circulante en elementos pasivos como capacitores e inductores, por lo que, para mantenerla, el voltaje incrementa en magnitud. Este circuito es sensible al ciclo de trabajo de conmutación y

presenta un rizo superpuesto a la corriente de carga, este comportamiento se modela matemáticamente.

$$\Delta i_L(t)_{on} = \frac{1}{L} \int_0^{t_{on}} V_L dt = \frac{E_{pva} * t_{on}}{L}$$

$$\Delta i_L(t)_{off} = \frac{1}{L} \int_0^{t_{off}} V_L dt = \frac{(E_{pva} - E_{dc}) * t_{off}}{L}$$

El ciclo de conmutación abarca el periodo de encendido y apagado del interruptor. Por lo tanto, el comportamiento de la corriente que pasa a través él es:

$$\frac{E_{pva} * t_{on}}{L} + \frac{(E_{pva} - E_{dc}) * t_{off}}{L} = E_{pva} * t_{on} + (E_{pva} - E_{dc}) * t_{off} = 0$$

El comportamiento del arreglo de acuerdo con diferentes niveles de irradiancia resulta en diferentes curvas MPPT. Esto obliga a modificar el ciclo de trabajo (α) del Boost para conseguir la tensión de salida E_{MPPT} en determinadas condiciones. Para ello, el regulador debe presentar una resistencia equivalente $R_{MPPT} = \frac{E_{MPPT}}{I_{MPPT}} [\Omega]$ en su entrada, y la tensión del regulador E_{dc} es fijada por el VSC para garantizar el funcionamiento en estado estable de la fuente basada en inversores.

Las pérdidas por conmutación se representan con $(1 - \alpha)$ en la ecuación de la relación ideal de tensión entre el regulador y el arreglo.

$$E_{pva} = (1 - \alpha)E_{dc}$$

El SFV actúa como una fuente de CA que suministra energía a la red, con determinado nivel de tensión, topología de conexión y protección del sistema. En general se compone de un circuito de desconexión rápida, un bloque Power-Conditioning Unit (PCU) que integra el inversor y el circuito MPPT y un breaker se encuentra después del PCU y se encarga de aislar las secciones de las líneas de suministro de red. En [21], se presentan 4 topologías generales de interconexión de acuerdo con el arreglo de los paneles solares donde los SFV presentan salidas monofásicas o trifásicas, diferentes eficiencias y costos. La topología basada en microinversores maximiza la recolección de energía y minimiza el efecto de sombra, mientras que la topología del inversor central genera una mayor potencia; aunque este sea el más económico en instalación, el microinversor destaca en eficiencia de mantenimiento, mostrando que cada topología se adapta a necesidades diferentes.

3.2 Inversores en Sistemas de Almacenamiento de Energía

La integración a la red de las fuentes basadas en inversores, los sistemas de Generación Distribuida y las redes inteligentes requieren tecnologías que permitan

mantener la estabilidad y mejorar la eficiencia de la generación; en [17], se plantea el almacenamiento de energía como una de las propuestas con mayor futuro para disminuir las pérdidas por transmisión y aumentar la fiabilidad del suministro.

3.2.1 Sistemas de Almacenamiento en Baterías o Battery Energy Storage System (BESS)

Utilizan baterías de Ion-Litio, Plomo-Ácido, Sodio-Azufre, Níquel-Cadmio, entre otras; considerando factores clave como la densidad de energía, eficiencia, vida útil e impacto ambiental. De acuerdo con [22] la forma general de un BESS se compone de:

- Battery Management System (BMS) y Battery Thermal Management System (B-TMS)
El BMS gestiona y protege el paquete de baterías con celdas interconectadas de acuerdo con la tensión y capacidad requeridos. El B-TMS controla la temperatura de la celda de acuerdo con sus especificaciones.
- Sistema SCADA y Energy Management System (EMS)
Se encarga del control, gestión y distribución del flujo de energía del sistema, unidades de protección contra incendios y el sistema general de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA).
- Power Converter System (PCS)
Convierten la potencia inyectada a la red desde la batería, permitiendo su bidireccionalidad y el control de los parámetros eléctricos.

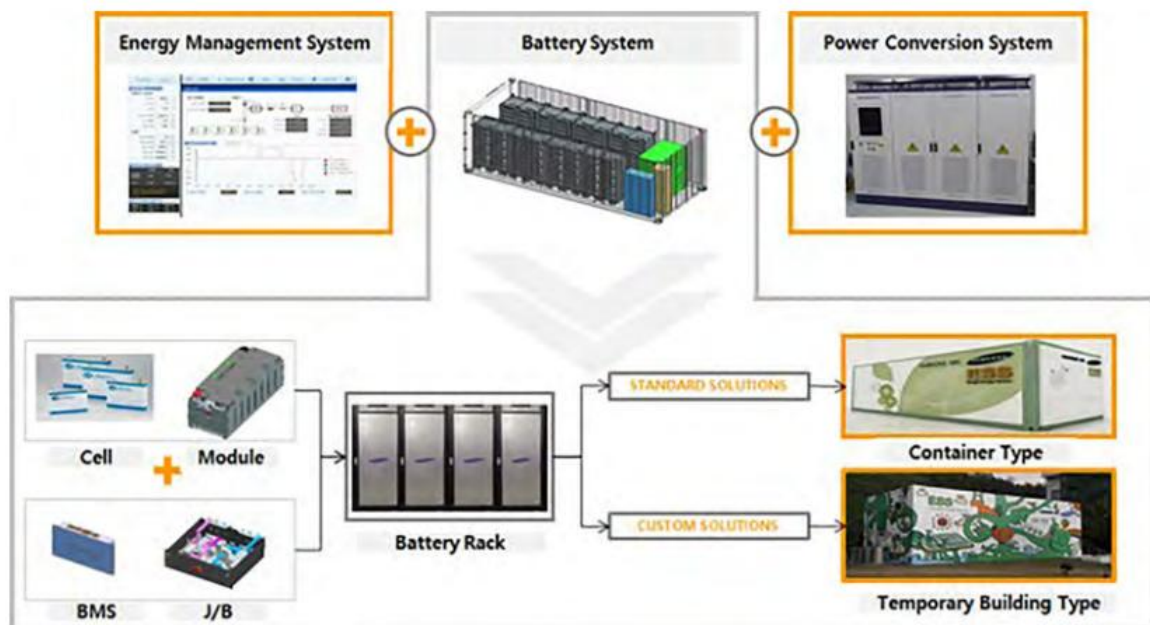


Figura 25. Esquemático de componentes de sistemas BESS. Obtenido de Korea Battery Industry Association 2017 "Energy storage system technology and business model".

En [21] se modela el paquete de baterías considerando un conjunto de celdas conectadas en serie (n_s) y en paralelo (n_p) de las que depende el voltaje de salida y el voltaje interno, un circuito equivalente para su representación es el siguiente.

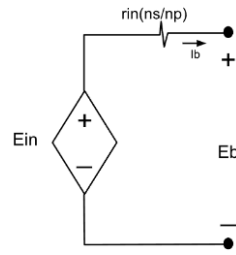


Figura 26. Circuito Equivalente de Paquete de Baterías [21].

El comportamiento eléctrico y térmico de una batería afecta su rendimiento y ciclo de vida. En [23], se representa la dinámica de tensión en una celda de ion-litio con una curva de descarga dividida en tres etapas: una caída exponencial de potencial durante la descarga inicial; una sección exponencial hasta alcanzar el voltaje nominal y, finalmente, la descarga total de la celda; sin embargo, no considera el efecto de la temperatura en su rendimiento. La tensión de la celda en un estado de carga completo se define como:

$$E_{full} = E_0 - Ri + A$$

La tensión de la sección exponencial se define como:

$$E_{exp} = E_0 - K \frac{W}{W - W_{exp}} (W_{exp} + i) - Ri + Ae^{-3}$$

La tensión en la zona nominal se define como:

$$E_{nom} = E_0 - K \frac{Q}{W - W_{max}} (W_{max} + i) - Ri + Ae^{\left(\frac{-3W_{max}}{W_{exp}}\right)}$$

El modelado del paquete de baterías funciona como una fuente dependiente de tensión con una resistencia en serie proporcional al número de celdas. La tensión de salida (E_B) es la diferencia entre tensión interna del arreglo (E_{in}) de las celdas y una caída de tensión en la resistencia interna del arreglo.

$$E_B = E_{in} - r_{in} \left(\frac{n_s}{n_p} \right) I_B$$

La tensión interna se determina considerando las tres etapas de la curva de descarga, la pendiente de descarga nominal de la batería $C \left[\frac{V}{Ah} \right]$, el paso de tiempo Δt y la energía

almacenada $W(t)$, obtenida mediante la eficiencia de carga y descarga de la batería n_B y la capacidad inicial, extraída y nominal W_{t-1} , W_t y W_{max} respectivamente.

$$E_{in} = E_0 n_s - K \left(\frac{n_p W_{max}}{n_p W_{max} - W(t)} \right) (\Delta t I_B + W(t)) + A e^{-BW(t)} - CW(t)$$

$$W(t) = W(t-1) - n_B I_B \Delta t$$

Donde,

$$W(t-1) = n_p W_{max} SOC_i$$

El SOC_i está en [pu] y representa la condición inicial del estado de carga de la batería. En [24] la estructura del BESS incluye paquete de baterías, un VSC bidireccional y una sección de control.

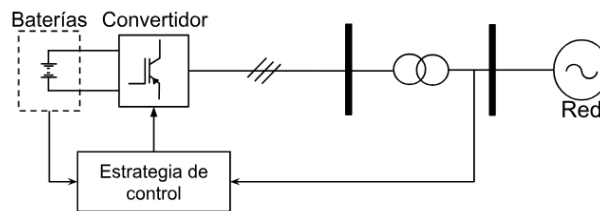


Figura 27. Estructura de Battery Energy Storage System (BESS) [24].

La regulación de potencia activa se limita por la potencia máxima y mínima de carga y descarga a corto plazo, influenciado por el estado de carga de la batería (SOC por sus siglas en inglés). Si este está por debajo del 10% o supera el 90% la batería deja de funcionar evitando una descarga profunda o una sobresaturación que dañan a la batería de forma permanente. La vida útil de la batería depende del número de ciclos de carga y descarga, la temperatura ambiente, entre otros.

Un tema de interés en los últimos años es el control eficiente de la carga y descarga del BESS, se han propuesto estrategias avanzadas como el uso de inversores bidireccionales Buck-Boost [25] o Vienna [26], así como sistemas de control adaptativos que maximizan la eficiencia energética conservando la vida útil de la batería [27]. Con estas propuestas se logra un control bidireccional de potencia mejorando la estabilidad de la red con técnicas de modulación, controladores PI, amortiguadores de oscilaciones.

3.3.2 Integración con baterías

Existen dos topologías generales para la interconexión de los BESS, pueden utilizar VSC individuales o puede utilizarse un bus de CD común con sus inversores propios. Dependiendo del nivel de tensión requerido se puede añadir un transformador elevador. Los BESS poseen flexibilidad de trabajo en todo el cuadrante del plano (P , Q), sin embargo, requieren consideraciones para su interconexión como la capacidad de suministro, arbitraje, regulación de los flujos de potencia, la capacidad de reserva,

soporte de voltaje, adaptación a energías renovables, calidad de energía, gestión de demanda, entre otros, de acuerdo con [22] los ejemplos de sus aplicaciones incluyen:

- Regulación de frecuencia
Ajuste en tiempo real de la potencia para mantener estable la frecuencia del sistema, con tiempos de respuesta menores a un segundo considerando los datos en tiempo real del estado de carga de la batería, la potencia nominal y la frecuencia del sistema
- Integración a la red de energías renovables
Almacena la energía excedente evitando la sobretensión y suaviza la entrada de energía a la red.
- Reducción de picos y nivelación de carga
Ayuda a satisfacer la demanda sin aumentar el costo de generación, incentivando el consumo en horas de baja demanda.

Con los sistemas BESS integrados a la red hay una disminución en las tensiones residuales y en las caídas de tensión, además de resolver problemas en la calidad del suministro de servicio controlando la potencia activa y reactiva del BESS, esto se realiza mediante el funcionamiento del sistema que puede operar de tres modos.

1. Control de tensión constante: Ajusta la potencia reactiva para mantener la tensión en el punto de conexión.
2. Control de potencia reactiva constante: Determina la cantidad de potencia reactiva inyectada o absorbida desde el punto de conexión de acuerdo con la demanda de reactivos.
3. Control del factor de potencia: Modula el factor de potencia en función de la potencia activa.

El uso de las energías renovables en conjunto con los BESS es clave para disminuir los problemas eléctricos ocasionados por la intermitencia del recurso natural, un ejemplo de la búsqueda de la descarbonización y el aumento de las redes inteligentes son los parques híbridos FV-BESS como los que se encuentran en Hokkaido, Japón, que aporta 28 MW del SFV y 13.7 MWh en la instalación BESS [28], y el parque FV Sungrow ubicado en Yeongam, Corea del Sur que genera 12.7 GWh al año con planes de ampliarlo a 42.7 GWh para abastecer el 20% de la energía total demandada para el 2030 [29].

Los sistemas FV-BESS pueden configurarse para funciones como respaldo o compensación de picos de carga para mejorar la confiabilidad del suministro, automatizar el despacho de carga y mejorar la exportación cero que se refiere al almacenamiento del exceso de generación en un dimensionamiento mayor al del BESS con el fin de utilizar la energía en ausencia de luz solar. En [30] se abordan tres diferentes formas de interconexión del sistema híbrido a la red:

1. Inversor con FV conectado a la red. Requiere una referencia para su interacción y contiene un circuito MPPT.
2. Autónomo. Diseñado para cargas específicas temporales o permanentes sin conexión a la red.
3. Inversor de red de batería FV. Alimenta cargas delicadas mediante una conexión o no a la red; puede aislarse por su capacidad multimodo.
4. Inversor de conexión a la red con baterías. Puede sincronizarse con la red y/o producir una salida de alterna de forma independiente.

En [31], se estudia el inversor multinivel IML con control PI para la mejora del control de carga/descarga y la calidad de la energía en el punto de interconexión. Emplea las técnicas P&O en el MPPT y conductancia incremental en el FV. Los IML evitan el estrés de tensión y disminuyen la Distorsión Armónica Total de Tensión (DATT).

La topología del Inversor de Fuente Z de tres niveles con un Buck-Boost Bidireccional de [32] logra un efecto reductor-elevador. Utiliza una técnica de control de tensión unificado en el MPPT para mantener el nivel de tensión constante en la salida a pesar de una alta variación de irradiancia.

En el caso de la energía eólica, los generadores de inducción doblemente alimentados permiten mantener un control preciso de la potencia activa y reactiva, corrigiendo el factor de potencia y operando en un amplio intervalo de velocidades. Estos sistemas utilizan tres etapas de conversión: rectificación, regulación e inversión dentro de topologías como back-to-back, Convertidor Multinivel Neutral Point Clamped y convertidor multinivel híbrido. Su acoplamiento a la red es mediante un cable de alta tensión de corriente alterna trifásico o de corriente directa bifásico, un ejemplo de su implementación se observa en [33] donde en conjunto con un BESS en West Virginia, E.U. utiliza 61 aerogeneradores DFIG con una potencia nominal de 97.6 MW y el BESS de 32 MW de ion-litio.

Capítulo 4: Inversores Grid-Following, Grid-Forming y sus normativas existentes

La integración de energías renovables y sistemas de almacenamiento en baterías prevé un incremento significativo en la generación basada en inversores, superando el 50% de la potencia nominal del sistema permitiendo la creación de redes dominadas por convertidores. Sin embargo, la alta penetración de estas tecnologías compromete la estabilidad del sistema, tanto en configuraciones de generación distribuida como centralizada.

Para abordar este desafío, se han propuesto estrategias para mejorar la flexibilidad y la expansión del sistema, optimizando el uso de la energía. Estas estrategias incluyen: reducir la producción energética en momentos específicos, realizar una previsión de carga, implementar un control activo de frecuencia y tensión y desplazar la energía a períodos de mayor demanda mediante el almacenamiento de energía.

Los inversores se clasifican en Grid Following (GFL) y Grid Forming (GFM) de acuerdo con sus técnicas de control y modos de operación para la interconexión a la red. El inversor GFL actúa como una fuente de corriente paralela a la red, con la capacidad de controlar la potencia activa y reactiva mediante una rápida respuesta de corriente. Es comúnmente utilizado en sistemas fotovoltaicos y parques eólicos. Por otro lado, el inversor GFM funciona como una fuente de voltaje con frecuencia ajustable, permitiendo el funcionamiento del sistema en modo isla y facilitando la transición hacia redes eléctricas dominadas por fuentes basadas en inversores, mediante un control descentralizado de frecuencia y tensión.

La inercia es un factor crucial para la estabilidad del sistema eléctrico, en redes tradicionales, la masa rotatoria neta de los generadores síncronos (GS) determina la capacidad del sistema para absorber variaciones en la red. En cambio, los sistemas basados en inversores, al emplear dispositivos de conmutación a alta frecuencia presentan inercia nula, donde la respuesta a perturbaciones depende principalmente de estrategias de control digital y su capacidad para procesar mediciones en tiempo real, lo que permite una dinámica durante perturbaciones, ya sean equilibradas o desequilibradas. Los inversores pueden inyectar corriente reactiva para recuperar la tensión. Además, la rápida respuesta de los convertidores para obtener una inercia sintética permite una regulación de la frecuencia con respuestas primarias, secundarias y terciarias superiores a las de los generadores convencionales [34].

Si la frecuencia del sistema fluctúa fuera de los límites establecidos en un tiempo determinado, existe el riesgo de una falla en cascada en los GS. Por ello, el control de frecuencia en redes eléctricas incluye tres niveles: primario, secundario y terciario. En

el caso de los inversores, estos actúan directamente sobre el control primario. El comportamiento de la frecuencia puede estudiarse a través de dos indicadores clave: ROCOF (tasa de cambio de frecuencia) y frecuencia Nadir, que representa el valor mínimo de frecuencia alcanzado durante un transitorio.

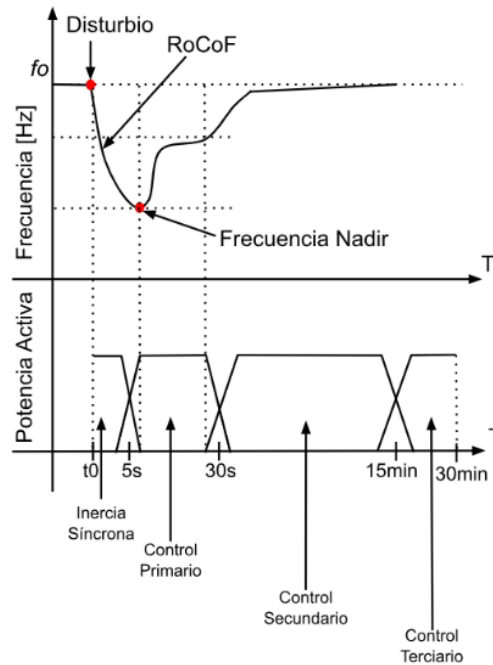


Figura 28. Niveles de Control de Frecuencia para los SEP [57].

4.1 Inversores Seguidores de Red o Grid-Following (GFL)

Los inversores GFL son los más utilizados para interconectar a la red las fuentes basadas en inversores, principalmente suministran potencia activa y reactiva siguiendo la frecuencia y la tensión presentes en el PCC.

4.1.1 Definición y características

De acuerdo con [35], se representa como una fuente de corriente senoidal con un seguimiento en tiempo real de la tensión presente en sus terminales, la frecuencia y el ángulo de fase se miden en el PCC. Estos inversores controlan la inyección de potencia activa y reactiva tras lograr una sincronización exitosa. En este caso, la red es la encargada de proporcionar y controlar la tensión y frecuencia en el PCC.

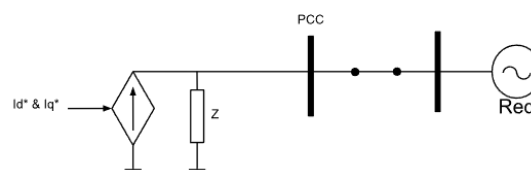


Figura 29. Inversor Seguidor de Red como Fuente de Corriente [35].

Estos inversores gestionan la inyección de potencia activa y reactiva una vez lograda la sincronización adecuada, en este contexto, la red es responsable de mantener y controlar la tensión y la frecuencia en el bus de conexión.

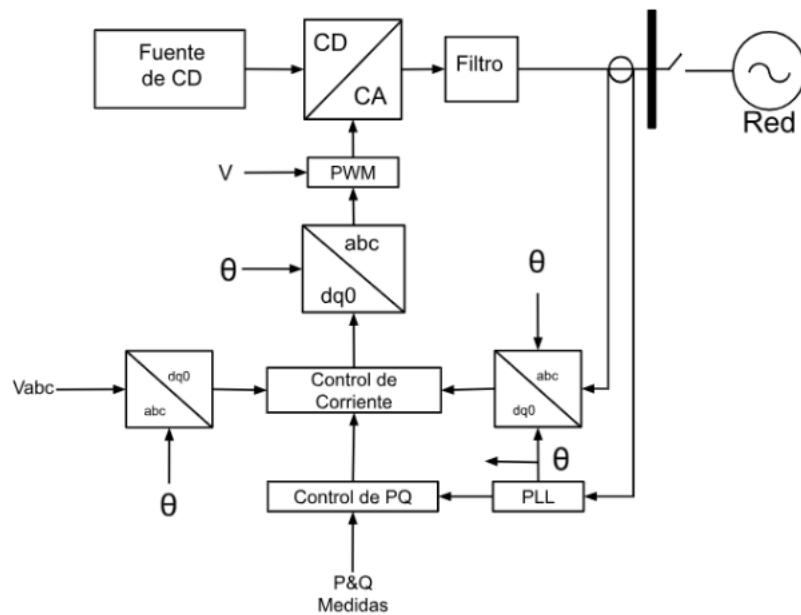


Figura 30. Esquema de control del Inversor Seguidor de Red [35].

Los inversores GFL requieren de una señal de referencia externa para su funcionamiento, controlando los ejes d y q. Comúnmente, se utiliza un PLL para medir la frecuencia y la tensión, para determinar los valores de referencia de potencia activa y reactiva. Sin embargo, este sistema no responde adecuadamente a las variaciones de frecuencia o tensión.

4.1.2 Sincronización con la red

La salida del inversor GFL es determinada mediante su control interno. Presentan baja o nula inercia, limitada contribución a la corriente de cortocircuito e inestabilidad en redes débiles. El lazo de control de potencia en conjunto con el PLL permite la sincronización del inversor con la red mediante una señal angular y un seguimiento de fase de la tensión en el PCC. Esto facilita el ajuste de la potencia activa y reactiva mediante los puntos de referencia, considerando la dinámica del lazo de potencia y el controlador de corriente; con ello se calcula la corriente utilizando un control PI con un pequeño ancho de banda [37].

Al conectarse a una red con una mayor presencia de máquinas síncronas, de acuerdo con [35], el inversor GFL asume que el comportamiento colectivo del sistema; que involucra los controladores del generador, el sistema y el equipo de regulación de tensión; será capaz de proporcionar una frecuencia y tensión lo suficientemente estables en cualquier parte de la red. Sin embargo, con la transición energética, ha aumentado

la presencia de inversores en la red que no ofrecen las características necesarias para un comportamiento rígido del sistema.

4.1.3 Aplicaciones y ventajas

Conforme a [38], la mayoría de las fuentes basadas en inversores, incluidos los BESS operan como inversores GFL para su interconexión a la red. A futuro, se prevé que contribuyan a la estabilidad de sistemas con baja inercia y facilitar el crecimiento de la red mediante el aumento de energías renovables, utilizando a los inversores como medidas correctivas para prevenir inestabilidad. Un ejemplo de dicha interconexión son los convertidores abordados en el capítulo anterior.

Una de las principales ventajas de los GFL es su capacidad de operar a su potencia nominal y utilizar un modo basado en el soporte de frecuencia, reduciendo la amortiguación y los altos valores de frecuencia. Actualmente se busca introducir una función de control de tensión que disminuya las fluctuaciones provocadas por fallas, mejorando la respuesta de potencia activa y manteniendo una baja tensión al presentarse una falla en el sistema, esto mediante la inyección de potencia reactiva.

Se han presentado nuevas técnicas para la aplicación de los inversores GFL basadas en el control de inversor considerando la frecuencia y la tensión del sistema para calcular la potencia activa y reactiva adecuada con un sistema híbrido FV-BESS donde el SFV tendrá un inversor tipo GFL y el sistema BESS un inversor formador de red.

4.1.4 Control y estabilidad

En general, los inversores GFL constan de dos lazos de control: uno lento para tensión y rápido para la corriente. Generalmente se implementan los tipos de control PQ desacoplado y WECC.

Control PQ Desacoplado [39].

Permite realizar el control local del inversor para gestionar la potencia activa y reactiva de forma independiente mediante la corriente en el marco de referencia $dq0$. Su metodología consiste en dividir la red en varias tensiones, monitoreando constantemente su estabilidad. Ante perturbaciones que modifiquen las variables del sistema acercándolos a los límites umbrales definidos, esta técnica regula la generación, comenzando con los recursos no convencionales.

Controlador WECC [36].

Consta de tres unidades principales interconectadas entre sí para operar adecuadamente para soportar fallas, restringe la salida de corriente durante el cortocircuito.

- REPC_A. Es el controlador de nivel de planta, ajusta la potencia activa y potencia reactiva de la planta.
- REEC_B. Ajusta el control de los inversores y genera comandos de corriente activa y reactiva para el REGC_A
- REGC_A. Facilita la integración a la red monitoreando la regulación de corriente activa y reactiva.

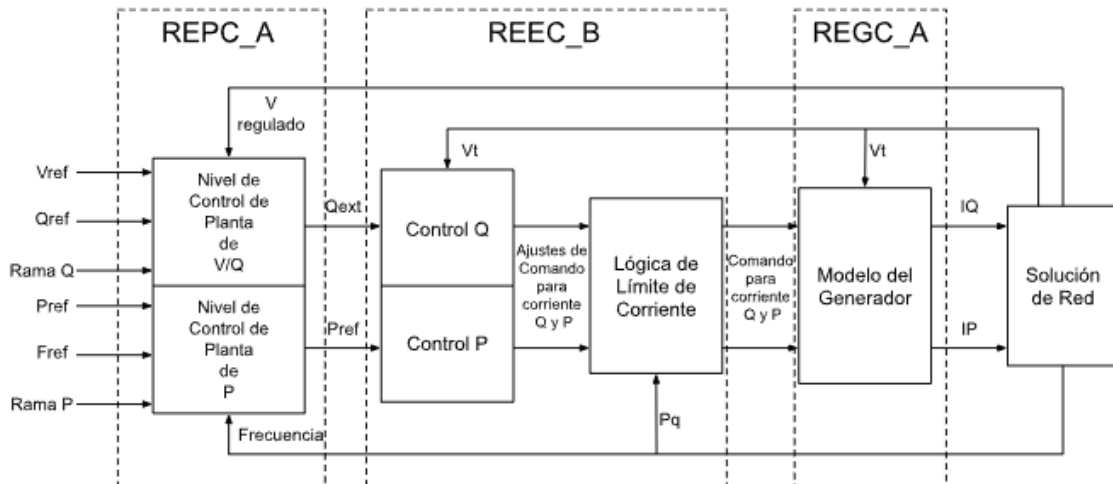


Figura 31. Modelo Genérico del Controlador WECC [36].

Una propuesta actual para los inversores GFL, como la mostrada en [40], es el empleo de un VSC basado en la pasividad y un control PI, sin la técnica PLL. Esta estructura es mayormente resiliente a fallas ya que genera señales de referencia para regular rápidamente las corrientes de red y las ondulaciones del voltaje CD, mitigando oscilaciones en el bus de CD. Esta propuesta opera en el marco *abc*, por lo que no es necesario usar un PLL, reduciendo así la carga computacional. Se distingue por restablecer la referencia de tensión en un máximo de 40 ms, lo que asegura un nivel de rizado de tensión inferior al 5%.

Actualmente, la mayoría de los dispositivos comerciales de inversores GFL tienden a desconectarse de la red durante desequilibrios, lo que resulta en una repentina pérdida de carga y generación; esta práctica no es favorable ya que este fenómeno empeora con el aumento de la cantidad de inversores conectados a la red.

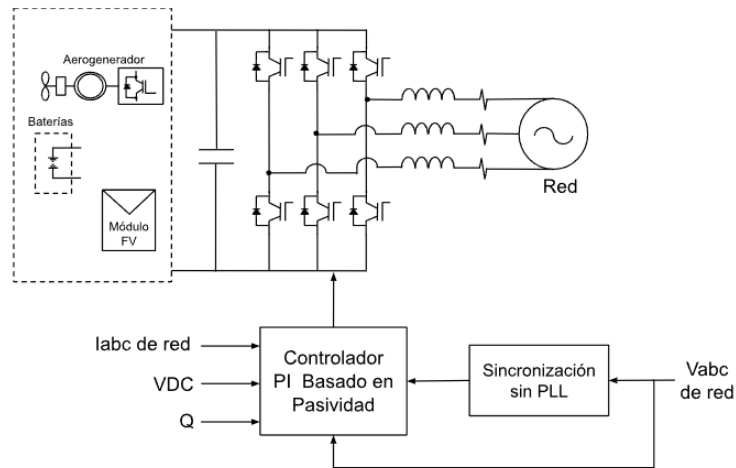


Figura 32. VSC con su Método de Control PI Basado en Pasividad [40].

4.2 Inversores Formadores de Red o Grid-Forming (GFM)

De acuerdo con [35], los inversores GFM son dispositivos avanzados que controlan directamente la tensión y la frecuencia en sistemas eléctricos, actuando como fuentes de voltaje de baja impedancia en serie. Operan tanto en modo isla como conectados a una red mayor a través de un PCC, adaptando su sincronización mediante técnicas como el PLL o esquemas alternativos como Virtual Synchronous Machine.

Su diseño incorpora controles de doble lazo, mecanismos de transición entre modos de operación y limitadores de corriente para evitar daños en condiciones de falla. Estos inversores destacan por su capacidad para estabilizar redes débiles, facilitar la integración de fuentes renovables y sustituir GS tradicionales.

Además, ofrecen ventajas como inercia virtual, soporte de tensión y reducción de armónicos, lo que los posiciona como una solución clave en sistemas eléctricos modernos.

4.2.1 Definición y características

Los inversores GFM tienen la capacidad de formar una red mediante el control de la amplitud de la tensión y la frecuencia, funcionando como fuentes de voltaje con baja impedancia en serie. Ellos operan en modo isla o conectados a una microrred a través de un PCC, donde la capacidad de potencia aumenta y la red define los valores de tensión. Estos inversores incluyen mecanismos avanzados de sincronización para ajustar la frecuencia en modo isla o sincronizarla con la red principal para una reconexión rápida. En el PCC, los inversores GFM deben mantener una tensión y

frecuencia trifásicas estables, además de la capacidad de alimentar cargas locales incluso sin conexión a la red principal [35].

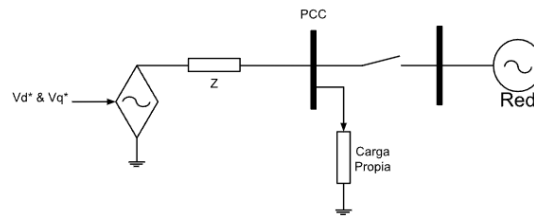


Figura 33. Inversor Formador de Red como Fuente de Voltaje [35].

El control en este inversor se compone de tres secciones principales: una sección de medición, una sección de referencia de tensión y un control de corriente mediante un control de doble lazo. La referencia de tensión puede ser interna o externa donde la tensión trifásica producida coincide con la referencia.

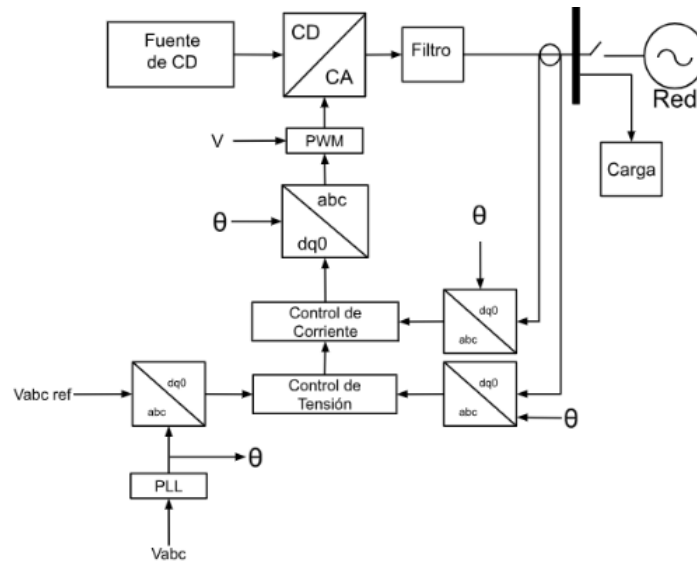


Figura 34. Esquema de Control del Inversor Formador de Red [35].

La referencia de tensión en los inversores se obtiene de forma externa mediante un PLL, que sincroniza el inversor con la red al medir rápidamente el ángulo de fase y generar señales de referencia. Para alinear el VSC al marco trifásico de tensión, un controlador PI ajusta la tensión de fase en el nuevo marco de referencia $dq0$, bloqueando el ángulo de fase del vector de tensión de la red.

El sistema monitorea individualmente la corriente en el marco $dq0$, donde el controlador PI genera la tensión de referencia en $dq0$, considerando la tensión en las terminales del inversor y la caída de voltaje en el filtro del inductor. Este control utiliza una función de transferencia de primer orden para comparar la señal de referencia con la señal medida, estableciendo el ángulo de referencia del convertidor.

Los inversores GFM requieren un lazo adicional para el control de tensión, utilizando dos controladores PI independientes que corrigen el error entre la señal de referencia y

la salida actual, generando una señal adecuada para calcular la corriente de referencia. Las señales de la red se obtienen del punto de interconexión o mediante sensores que monitorean las tres fases.

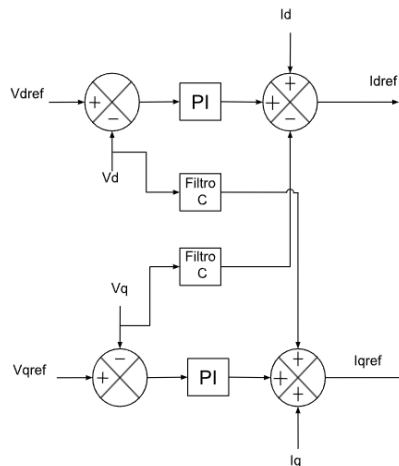


Figura 35. Esquema de Control de Tensión [35].

Los inversores GFM y GFL emplean el control de corriente basado en la transformada de Park mediante un controlador PI individual. En el caso del GFM, la tensión de referencia se produce mediante el controlador de salida del PI considerando la tensión en las terminales del inversor y la caída de tensión en el filtro inductivo. La técnica de modulación se activa con las referencias de tensión con el fin de obtener el comando adecuado para la conmutación del inversor.

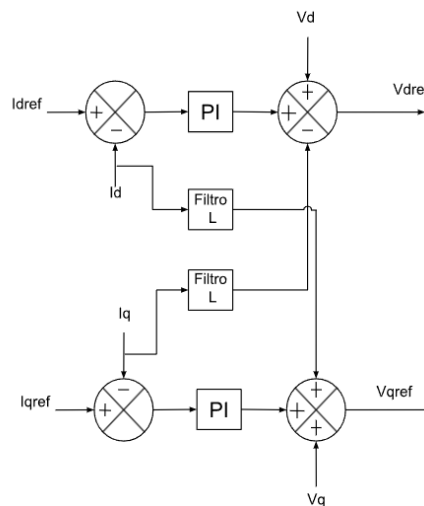


Figura 36. Esquema de Control de Corriente [35].

4.2.2 Modos de operación

Acorde con [41], inversores GFM operan tanto conectados a la red como de forma autónoma. Al conectarse a la red inyectan corriente según la referencia establecida por el algoritmo de seguimiento del MPP o por un controlador central, actuando como

alimentador de red donde la tensión y frecuencia son determinadas aguas arriba. El modo autónomo, se emplea generalmente en microrredes con generación y cargas locales.

La transición suave entre modos es esencial para la operación de los inversores GFM, aunque puede complicarse por fluctuaciones de frecuencia y desviaciones de tensión y corriente. Para facilitar la transición se pueden emplear técnicas como la variación suave de frecuencia mediante el ajuste de fase, la presincronización con PLL y controles predictivos para la resincronización del inversor con la red.

Cuando el GFM está conectado a la red, soporta el despacho de potencia, con la capacidad de cambiar a GFL como fuente de corriente, simplificando el control en redes rígidas, pero complicando la operación en microrredes aisladas. En redes débiles, el inversor GFM debe proveer soporte de tensión, mantener el voltaje en el PCC en su punto de ajuste y, durante fallas o caídas de voltaje, inyectar corrientes elevadas para estabilizar la red.

Debido a que los semiconductores del inversor toleran sobre corrientes limitadas (20%-40%), a diferencia de las máquinas síncronas, utilizan limitadores de corriente, clasificados en controlados por corriente y por voltaje. Los limitadores controlados por corriente convierten el GFM a GFL al detectar sobre corrientes, ya sea por seguimiento de red o saturación de corriente. En el seguimiento de red, la salida se ajusta a una forma de onda predefinida, sin embargo, requiere un PLL de respaldo y no es efectivo en redes débiles o con caídas de voltaje. La saturación de corriente no necesita un PLL y, se implementa entre los lazos de control de voltaje y corriente, saturando los puntos de ajuste al superar el umbral de corriente.

El marco de referencia usado puede influir en la distorsión de tensiones y corrientes, lo que la saturación de corriente ayuda a evitar. En general, los limitadores controlados por corriente son efectivos para mantener la corriente dentro de un rango permisible, aunque convierten el GFM en un GFL.

Los limitadores controlados por voltaje permiten al inversor seguir operando como GFM. Utilizan impedancia virtual (IV), basada en diferencias de caída de voltaje virtual, aunque su efectividad puede retrasarse por la dinámica lenta de los lazos de control. Este retraso se minimiza añadiendo correcciones en la caída de voltaje. La IV se activa solamente durante fallas y se desactiva en operación normal, ajustándose a la impedancia de red y a la gravedad de la falla. Sin embargo, variaciones significativas en la impedancia y la complejidad de los generadores paralelos exigen modelos no lineales para limitar con precisión la corriente sin comprometer la capacidad del inversor.

4.2.3 Aplicaciones y ventajas

Las aplicaciones de los inversores GFM incluyen:

Soporte en Redes Débiles

Los inversores GFM proporcionan frecuencia, capacidad de arranque negro y soporte de tensión en redes con baja inercia. Se han desarrollado métodos basados en VSC y se ha estudiado su ubicación óptima para mejorar la respuesta rápida de frecuencia, demostrando que la resiliencia del sistema depende de la cantidad y ubicación de la inercia virtual, así como de la implementación específica del inversor [41].

Convertidores HVDC

En sistemas con enlaces HVDC basados en VSC, los inversores GFM emplean control de caída de tensión para estabilizar redes de CA. Los análisis de estabilidad han evaluado su desempeño en condiciones de cortocircuito y redes con múltiples convertidores, contribuyendo además en la reducción de armónicos y control de tensión [41].

Energías Renovables

En parques eólicos con aerogeneradores tipo DFIG, la potencia activa se controla mediante inversores GFM con ecuaciones de oscilación, considerando la variación de viento y áreas de operación como MPP y potencia nominal. En sistemas FV, se utilizan supercondensadores y controladores basados en la metodología de control de generador síncrono virtual (VSG por sus siglas en inglés) para emular un generador síncrono, proporcionando inercia y mejorando la estabilidad transitoria [41].

Sustitución de Máquinas Síncronas Rotativas

Los inversores GFM pueden reemplazar GS regulando la tensión y frecuencia en la conexión. Un ejemplo es la empresa SMA Sunbelt Energy GmbH que ha desarrollado inversores que utilizan caídas de voltaje y frecuencia para generar señales de entrada para controladores de tensión. Estos dispositivos utilizan mediciones de corriente, valores de referencia de frecuencia y tensión, además de puntos de ajuste de potencia activa y reactiva [42][43].

Proyectos en Marcha

En la isla caribeña de St. Eustatius, SMA diseñó, planificó y ejecutó un proyecto de almacenamiento de energía solar en conjunto con baterías conformado por grandes inversores de red que se utilizan para la transferencia de energía. Este proyecto tiene una capacidad de 5.2 MVA en BESS y 3.85 MVA en SFV, con ello se ahorró 1.7 millones

de litros de diésel y redujo 4,600 toneladas de CO_2 , demostrando la alta confiabilidad y capacidad de operar en modos diésel ON-OFF [43].

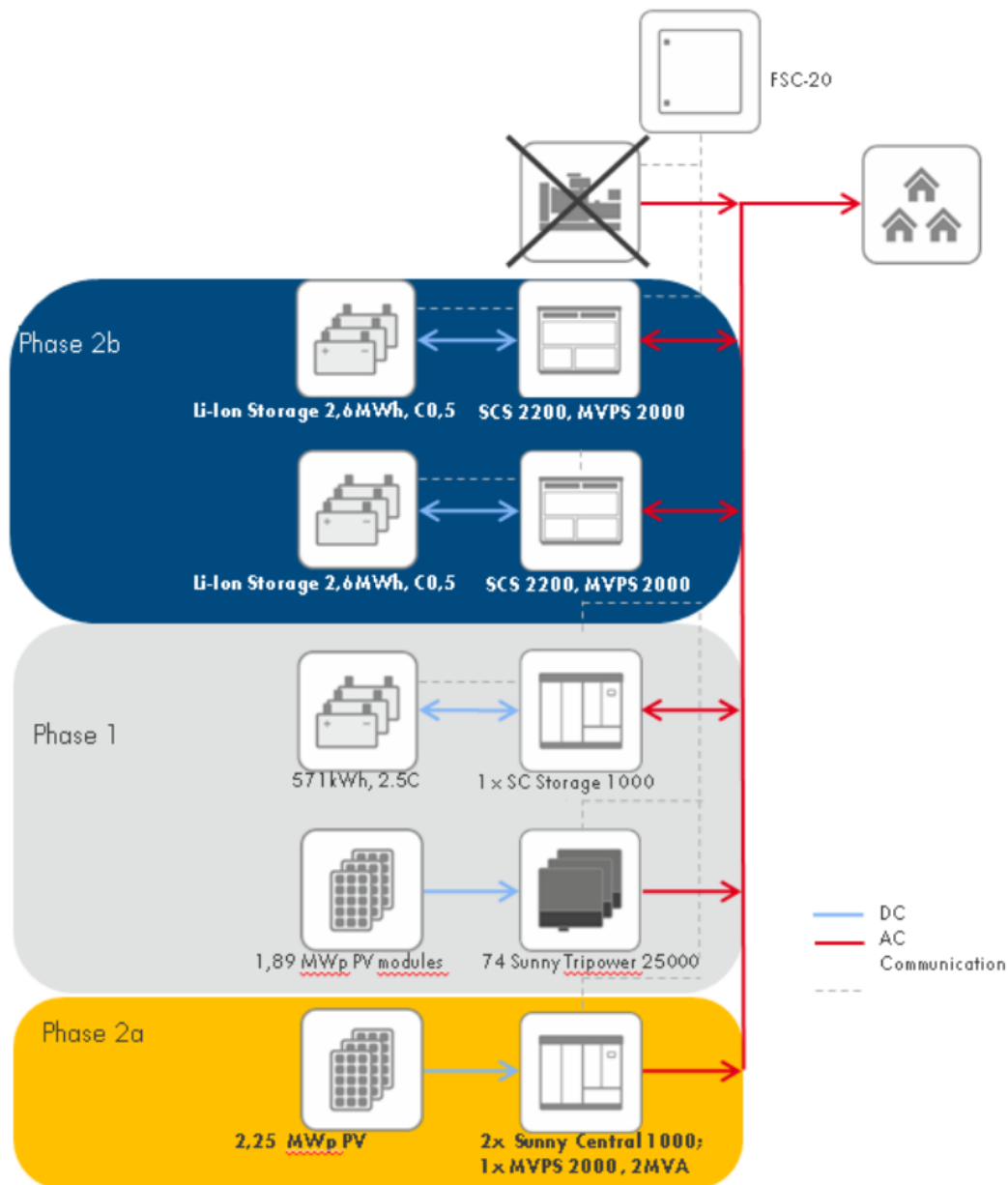


Figura 37. Sistema Híbrido FV-BESS en St. Eustatius [43].

El sistema incorpora funciones adicionales, como arranque negro, permitiendo ser el primer activo en energizar transformadores y sincronizarse en 20 segundos, con transitorios menores al 1% de la potencia nominal, con una capacidad de desconexión automáticamente ante eventos de tensión o frecuencia. El proyecto más grande cuenta con siete inversores GFM en paralelo, garantizando un intercambio de potencia equilibrado y respuesta rápida ante cambios de carga.

En Tetiaroa (Polinesia Francesa), se utiliza un sistema insular con inversores GFM que integran fuentes nuevas con infraestructura existente, empleando arranque negro suave que reduce corrientes de entrada en 2/3 respecto al método convencional.

La integración de inversores GFM ofrece ventajas como mejora en armónicos de tensión, disminución de corrientes de entrada y consumo energético. Además, tienen la capacidad de estabilizar sistemas con recursos distribuidos tras fallas o saltos de carga actuando como fuentes de tensión controlada.

4.2.4 Control y estabilidad

El control y la estabilidad de la red varía de acuerdo con la cantidad de inversores GFM interconectados. En [42], se muestra la clasificación de las diferentes metodologías de control de acuerdo con el tipo de control empleado.

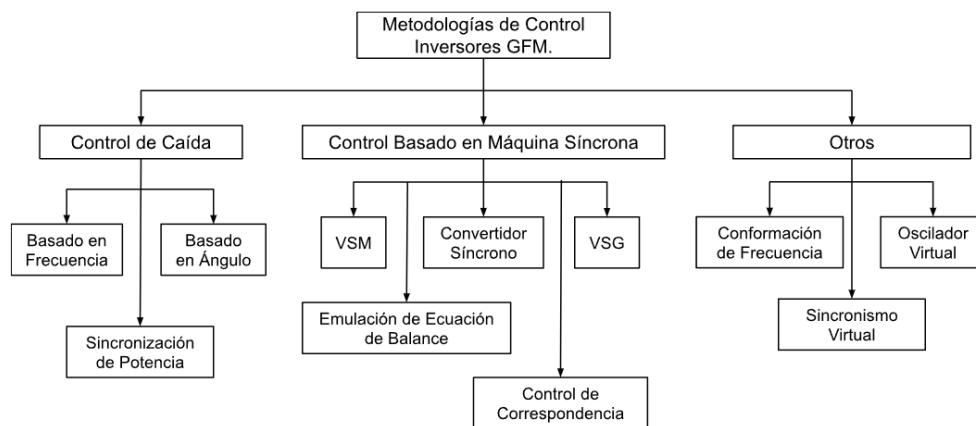


Figura 38. Clasificación de Metodologías de Control de Inversores GFM.

Controlador de Caída

Esta técnica se basa en el principio de regulación de velocidad que permite la operación en paralelo de múltiples GS, es compatible con múltiples inversores GFM y GFL, tanto en sistemas interconectados como autónomos, aunque su principal desventaja es la falta de soporte de inercia. Su principio de funcionamiento se basa en ecuaciones que consideran parámetros como frecuencia medida y de referencia, ganancia de caída de potencia activa, potencia activa medida y de referencia, tensiones medida y de referencia, ganancia de caída de potencia reactiva, así como potencia reactiva medida y de referencia. Se clasifica en tres tipos de control de caída:

- Basado en frecuencia
Ajusta la frecuencia del inversor inversamente proporcional al aumento de potencia activa (P), definiendo un comportamiento lineal de potencia-frecuencia mediante un coeficiente de caída.
- Basado en ángulos
Utiliza la fase y magnitud de la tensión terminal para gestionar la generación de potencia activa y reactiva; el ángulo de fase se calcula en relación con una referencia que representa el sistema completo, ajustando los coeficientes de caída según los requerimientos de regulación de voltaje y distribución de carga.

- De sincronización de potencia
Diseñado para sistemas HVDC y limitaciones de inversores controlados por corriente, donde el ángulo de fase disminuye proporcionalmente al aumento de potencia, y durante fallas, un PLL asegura la sincronización al cambiar al modo GFL.

Controlador Basado en Máquinas Síncronas

Estas metodologías incorporan propiedades inerciales y de amortiguamiento como los GS [42]. Se pueden utilizar diferentes modelos como los siguientes:

- Máquina Síncrona Virtual (VSM por sus siglas en inglés)
Emula el comportamiento de una máquina síncrona mediante electrónica de potencia. Incluye un lazo de sincronización de potencia con la ecuación de oscilación con amortiguamiento para evaluar el desequilibrio de potencia, la constante de aceleración, la potencia mecánica y eléctrica, y las pérdidas por amortiguamiento. Las corrientes se calculan en tiempo real según la tensión medida en el PCC, y la potencia activa y reactiva se gestionan a través de un par virtual y una tensión de excitación virtual, mejorando su desempeño al medir corrientes en lugar de tensiones del PCC.
- Ecuación de oscilación
Modela la dinámica del rotor de una máquina síncrona proporcionando inercia virtual a corto plazo, independientemente de la fuente renovable. Se han desarrollado técnicas para ajustar el amortiguamiento y responder a cambios de carga que afectan la frecuencia y, por ende, la inercia.
- Modelado del Convertidor Síncrono
Este modelo considera la inercia, aceleración angular, par mecánico y eléctrico, coeficiente de amortiguamiento y velocidad angular mecánica para imitar el comportamiento de la generación convencional. Mejorar el amortiguamiento, la estabilidad transitoria y el reparto preciso de potencia reactiva.
- Control de Correspondencia
Busca emular la transferencia de energía electromecánica de una máquina síncrona utilizando la tensión de enlace de CD como señal de control fundamental y aproximación para desequilibrios de potencia. Esta técnica separa las funciones de energía para el seguimiento de la red y el control de formación.

Aunque el control de caída tiene buen desempeño en el seguimiento de valores de referencia, no proporciona inercia independiente, lo que puede aumentar el ROCOF tras un desequilibrio de carga. Para mitigar este efecto, el generador síncrono virtual se

ajusta para alcanzar el ROCOF deseado. Sin embargo, esta técnica puede generar sobre impulsos y tiempos de asentamiento más largos al interconectarse a la red.

Otras Metodologías de Control [42]

- **Oscilación Virtual**

Es una técnica de control no lineal que regula los inversores imitando una dinámica de oscilación débilmente no lineal. Permite la conexión en paralelo y la sincronización sin necesidad de comunicación entre inversores.

- **Basado en la conformación de frecuencia**

Introduce dinamismo en sistemas de baja inercia al añadir una respuesta de primer orden, previniendo sobre impulsos elevados ante la aparición de una frecuencia nadir, logrando desviaciones de frecuencia y valores de ROCOF estables y deseables.

Cada una de las metodologías aplicadas a los inversores GFM ofrece características y funciones específicas que impactan la inercia virtual, la sincronización, las protecciones contra sobre corriente, el despacho de potencia, entre otros aspectos. Con una alta penetración de inversores, se recomienda implementar el control tipo máquina síncrona virtual para proporcionar inercia virtual.

4.3 Comparación entre Inversores Formadores de Red y Seguidores de Red

Los inversores GFM y GFL representan diferencias significativas que radican en su funcionamiento y aplicaciones. Los GFL operan como fuentes de corriente que dependen de una sincronización precisa con la red, mientras que los GFM actúan como fuentes de voltaje controladas con un mecanismo de sincronización para trabajar en conjunto con otros inversores. A diferencia de los GFL, los GFM no requieren una tensión terminal para su operación y pueden prescindir de la unidad PLL, lo que reduce el costo computacional y mejora el tiempo de respuesta del inversor. De acuerdo con [36], se han realizado estudios donde se ha observado que los inversores GFM tienen un mejor desempeño en términos de estabilidad y control en redes simples, especialmente en lo que respecta a la estabilidad de la frecuencia, incluso en sistemas con o sin almacenamiento.

4.3.1 Diferencias y Similitudes

Los inversores interconectados pueden operar como formadores GFM o seguidores GFL de red, para cada uno de estos modos es necesario un control diferente. En modo

GFL, el inversor debe contar con controles de potencia activa y reactiva, además de los controles de corriente, potencia y sincronización, generalmente obtenidos a través de un PLL, donde el control de la frecuencia y la tensión es responsabilidad de la red. Por otro lado, los inversores GFM deben controlar tanto la frecuencia como la tensión, ya que en este modo no se tiene un seguimiento de la red.

En [42], se estudia una red compuesta al 100% por fuentes basadas en inversores, se observa que un aumento en los inversores GFM contribuye a un comportamiento más estable en los niveles de tensión y frecuencia, mejorando el funcionamiento durante fallas y acelerando la recuperación. Los inversores GFL, en situaciones de perturbación de carga, mantienen sus corrientes y potencias casi constantes, mientras que los GFM pueden ajustar la carga ya que la tensión y frecuencia se mantienen constantes de manera automática.

Los GFL controlan la corriente de salida mediante la referencia de la red, sin embargo, en condiciones de una red débil, este control puede generar oscilaciones por la influencia de la magnitud y fase de la tensión. En contraste, los GFM controlan la tensión de salida, evitando las oscilaciones y mejorando la relación de cortocircuito en la zona de la red donde están instalados.

El soporte de potencia activa y reactiva (inercia virtual), varía entre los inversores, para un GFL depende de la medición de la corriente y tensión de la red, mientras que en un GFM se mantienen los fasores de tensión internos sin modificaciones permitiendo una respuesta instantánea. En redes de baja potencia, los GFL pueden sufrir pérdidas de estabilidad debido a cambios repentinos en las mediciones de la red, mientras que los GFM, gracias a su auto sincronización, no presentan este problema [42].

4.3.2 Selección de inversores según su aplicación

La transición energética hacia redes dominadas por energías renovables mediante fuentes basadas en inversores debe considerar sus restricciones en magnitud de potencia frente las máquinas síncronas, lo que implica replantear la infraestructura de las redes eléctricas. Los convertidores deben ser compatibles con los sistemas actuales, permitir una transición adecuada entre la potencia nominal y la potencia requerida y operar sin máquinas síncronas en aplicaciones descentralizadas mediante unidades dispersas geográficamente. El almacenamiento de energía puede modular la potencia activa para simular la respuesta inercial de las máquinas rotativas y utilizar técnicas de control avanzadas para mantener la calidad de energía y responder ante perturbaciones, como el desarrollo de la inercia virtual.

Es esencial considerar que las fuentes basadas en inversores conectadas al sistema pueden formar islas involuntarias, por lo que es necesario optimizar de las técnicas anti-

isla que se encargan de controlar las condiciones de la red para mantener la tensión y frecuencia dentro de los parámetros normales evitando desconexiones. En el caso de un arranque negro, el sistema de generación debe comportarse como una fuente de tensión que proporcione energía suficiente para arrancar equipos eléctricos con altas corrientes de entrada, lo que significa que las fuentes basadas en inversores deben ser capaces de proporcionar corriente de arranque adecuada o segregar las cargas para mantener un control adecuado de la red [34].

En redes dominadas por inversores, los GFM y GFL pueden trabajar en conjunto. La tensión de referencia generada internamente por los GFM es utilizada por los GFL para sincronizarse con la red, aprovechando la respuesta dinámica de los GFM para enfrentar perturbaciones y facilitar la restauración de tensión y frecuencia en la red. Se ha observado que la penetración dinámica de los GFM mejora la resiliencia del sistema cuando interactúan con los GFL. En [47], se muestra un ejemplo del sistema dual de inversores GFM y GFL con una conexión al PCC través de un filtro LCL, donde ambos inversores se encargan de suministrar cargas locales y mantener la tensión y frecuencia de la red [47].

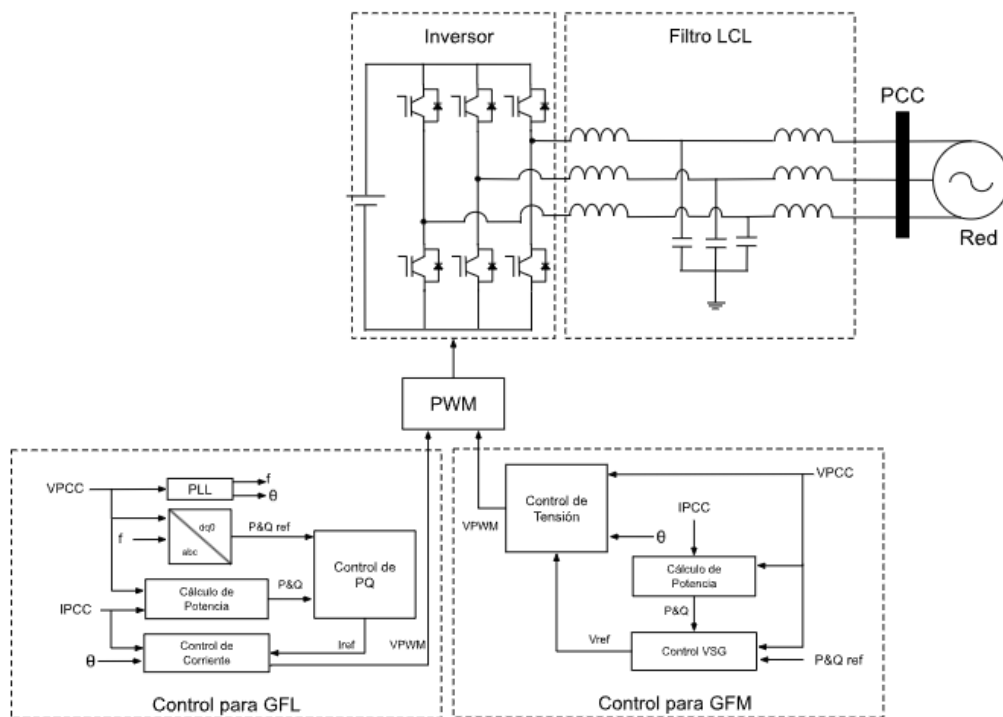


Figura 39. GFM y GFL modo dual interconectados con filtro LCL [47].

El controlador primario regula la tensión o corriente de salida. En el modo GFM, este controlador se basa en la técnica de control VSM, que regula la frecuencia mediante la inyección de potencia activa, generando inercia virtual y amortiguamiento para mitigar los efectos de las perturbaciones. En el modo GFL, el ajuste de la potencia activa y

reactiva se realiza mediante un controlador de supervisión en conjunto con la tensión en el PCC para inyectar la corriente necesaria para soportar la red.

Se transfieren las referencias de tensión y corriente obtenidas por el controlador primario a un modulador para generar la secuencia de conmutación del VSC. Para los GFL, el controlador utiliza un PLL que determina el ángulo de fase de la tensión en el PCC, mientras que, para los GFM, el controlador VSM mantiene la tensión en el PCC como su referencia para inyectar la potencia solicitada.

Una propuesta actual para mejorar la resiliencia de redes dominadas por electrónica de potencia es observar las perturbaciones de tensión y frecuencia, modelándolas como cambios de carga mediante el ROCOF y la frecuencia Nadir deseada, para encontrar la constante de inercia mínima aceptable y proporcionar la resiliencia necesaria.

Los inversores GFL también pueden funcionar como alimentadores de red o como soporte de red. En el primer caso, se busca inyectar potencia activa mediante un seguimiento MPPT, manteniendo la potencia reactiva casi nula, mientras que, en el segundo caso, se controla tanto P como Q para el soporte de red. A diferencia de los GFL, los GFM no toman una referencia de red para la sincronización, ya que pueden generar la tensión en el PCC de forma independiente y operar sin conexión a la red. Además, los GFM no requieren una unidad de sincronización constante, como los GFL, ya que pueden sincronizarse de manera similar a las máquinas síncronas sin necesidad de operar continuamente en sincronismo.

4.4 Normativas y Estándares Internacionales

La evaluación de la tecnología de control en los inversores interconectados, orientada a garantizar un comportamiento favorable ante una falla, utiliza como criterio principal su comportamiento definido por la corriente transitoria. Esta tecnología puede evaluarse desde distintas perspectivas, como la del sistema de control o sistema eléctrico. En cualquiera de ambos casos, se deben considerar aspectos clave, como una resistencia robusta frente a corrientes transitorias, la capacidad de soporte de tensión en el PCC ante fallas distantes en la red, y una sincronización efectiva y estable posterior al evento. Asimismo, es fundamental asegurar el cumplimiento de los códigos de red locales y/o internacionales, con el objetivo de permitir una operación segura, eficiente y coordinada en entornos donde coexisten otros recursos distribuidos o centrales de generación eléctrica. Además de estas perspectivas convencionales, en los últimos años, con el avance de la ciencia y la tecnología, se ha explorado el uso de enfoques alternativos como la lógica difusa, control por modos deslizantes, los modelos basados en la teoría de pasividad, así como técnicas de inteligencia artificial orientadas al reconocimiento de patrones, entre otros.

Para la integración de fuentes basadas en inversores al sistema eléctrico, es necesario cumplir con un nivel de exigencia técnica y regulatoria, para ello, resulta indispensable considerar algunas de las normativas internacionales más relevantes, las cuales han sido desarrolladas principalmente para orientar el diseño y operación de inversores como fuentes de generación. Sin embargo, cabe destacar que, hasta el momento, no existen normativas específicas que regulen de manera detallada el comportamiento de inversores grid-forming o grid-following, ya que se trata de tecnologías relativamente recientes. Por ello, muchas de las directrices actuales se limitan a enfoques generales, y las normativas específicas para estos tipos de control están todavía en proceso de desarrollo. A continuación, se presentan algunas de las normativas vigentes más significativas, que sirven como referencia inicial en este campo en expansión.

4.4.1 Normativas Internacionales

IEEE 1547-2018.- Interconexión e Interoperabilidad de Recursos Energéticos Distribuidos con Interfases de Sistemas Eléctricos de Potencia Asociados [48]

Establece los requisitos técnicos y especificaciones para la conexión e interoperabilidad de recursos energéticos distribuidos con una capacidad agregada de hasta 10 MVA en el PCC, para garantizar la seguridad, eficiencia y confiabilidad de interconexión. Abarca características como el rendimiento, operación, prueba y mantenimiento de unidades o plantas con inversores; también es aplicable en sistemas de distribución primaria y secundaria, incluyendo redes radiales y en algunos casos redes secundarias.

Para la interconexión de los recursos se utilizan lineamientos técnicos para la regulación de tensión y frecuencia, respuesta ante anomalías del sistema, calidad de energía y requisitos de prueba y verificación, sin embargo, esta norma no aplica para recursos conectados a un sistema de transmisión.

IEEE 2800-2022.- Interconexión e Interoperabilidad de Fuentes Basadas en Inversores Interconectadas con Líneas de Transmisión en Sistemas Eléctricos de Potencia [49]

Establece los requisitos técnicos mínimos para la interconexión, interoperabilidad y rendimiento de fuentes basadas en inversores en los sistemas de transmisión y subtransmisión. Aplica a interconexiones con VSC en HVDC. Esta norma garantiza la calidad de energía, estabilidad dinámica y soporte adecuado al sistema en condiciones normales y anormales, promoviendo la integración confiable de energía renovable. La aplicación de estos requisitos depende de la autoridad local, respetando los criterios de capacidad y rendimiento del inversor.

IEEE 519-2022.- Control de Armónicos en Sistemas Eléctricos de Potencia [50]

Establece límites y directrices para el control de armónicos mediante la medición, evaluación y limitación de las distorsiones de corriente y tensión en puntos críticos de la red, asegurando calidad de energía y protección de equipos conectados. Aplica a PCC entre red y usuarios, así como a sistemas con cargas lineales y no lineales. Reduce interferencias entre equipos eléctricos, define criterios para sistemas con cargas no lineales y fomenta la cooperación entre usuarios y operadores. Esta norma no incluye equipos individuales en instalaciones de usuarios o la regulación de los efectos por transitorios e interferencias de radiofrecuencia.

IEC 60909-0:2016.- Corrientes de Cortocircuito en sistemas de CA Trifásicos [51]

Proporciona procedimientos para calcular corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos, determinando corrientes máximas y mínimas en cortocircuitos balanceados y no balanceados. Aplica a sistemas de baja tensión (≤ 1 kV) y alta tensión (hasta 550 kV), excluyendo sistemas embarcados, aeronáuticos o cortocircuitos controlados. Ayuda a evaluar la capacidad de los equipos ante fallas y al diseño de sistemas de protección. La edición 2016 incluye contribuciones de generadores eólicos y unidades con convertidores, con el fin de mejorar la precisión del cálculo de cortocircuitos mediante nuevos métodos y factores de corrección ante su inclusión a redes eléctricas.

IEC61727:2004.- Equipos de Medición y Prueba. Sistemas Fotovoltaicos- Características de la Interfaz de Servicios Públicos [53]

Define los requisitos técnicos para la interconexión de los sistemas fotovoltaicos con la red eléctrica, priorizando las características de la interfaz de utilidad para el usuario y estableciendo los parámetros de rendimiento, calidad de energía y seguridad para garantizar el correcto funcionamiento de los SFV en condiciones normales y anormales de operación. Esta norma aplica para inversores conectados a redes de distribución y sistemas monofásicos o trifásicos de máximo 10kVA, con ello se proveen lineamientos de conexión segura sin afectar la calidad de la energía ni la seguridad del sistema. No incluye sistemas aislados ni aspectos relacionados al almacenamiento o generación primaria.

IEC 62116:2014.- Inversores Fotovoltaicos Interconectados a la Red: Procedimiento de Prueba de las Medidas de Prevención del Efecto Isla [54]

Establece procedimientos de evaluación de medidas anti-isla en inversores fotovoltaicos conectados a la red, garantizando la detección y mitigación de condiciones de isla no intencionales. Aplica para redes monofásicas o multifásicas, así como a dispositivos

independientes para detección de isla. Estandarizar la evaluación de mediciones anti-isla, asegurando la desconexión automática en condiciones de isla. No aplica a sistemas no basados en inversores o la generación de islas intencionales bajo el control de la red eléctrica.

4.4.2 Requisitos de Conformidad

IEEE 1547-2018.- Interconexión e Interoperabilidad de Recursos Energéticos Distribuidos con Interfases de Sistemas Eléctricos de Potencia Asociados [48]

Establece las especificaciones generales de interconexión, donde los requisitos para los recursos energéticos distribuidos (RED) aplican en el PCC o en otro punto de interconexión según el caso. Entre las capacidades técnicas requeridas están:

1. Regulación de tensión mediante el control de potencia activa y reactiva.
2. Soporte ante huecos de tensión, tanto altos como bajos.
3. Respuesta a variaciones de frecuencia en el sistema.

Además, es necesario incorporar dispositivos que eviten la energización inadvertida, como sistemas de aislamiento. La interconexión debe cumplir con requisitos estructurales, de integridad mecánica y conexión a tierra para garantizar la seguridad.

Los RED deben ser capaces de soportar perturbaciones dentro de los límites establecidos en tres categorías de desempeño operativo anormal:

1. Requisitos esenciales para la estabilidad y confiabilidad del sistema que sean alcanzables con tecnologías actuales.
2. Estabilidad y confiabilidad del sistema, coordinadas en conjunto con estándares existentes para evitar mayores perturbaciones.
3. Compatibilidad con altas penetraciones de energías renovables, garantizando la calidad y estabilidad del sistema de distribución.

Además, debe proporcionarse soporte en condiciones de sobre o baja frecuencia, establecer límites claros y coordinados para la reconexión segura tras eventos de deslastre y limitar el contenido armónico conforme a la norma IEEE 519. También deben reducirse los efectos de fluctuaciones de tensión y simultáneamente mantener las inyecciones de corriente dentro de valores permisibles.

La medición de tiempo, tensión, frecuencia, potencia activa y reactiva debe cumplir con los requisitos de precisión en estado estable y transitorio de la Tabla 1. Estas especificaciones aplican para tensiones con una DATT menor a 2.5% y armónicos individuales de tensión menores a 1.5%.

Tabla 1. Precisión Mínima Requerida para Fabricantes

Marco de Tiempo	Estado Estable			Estado transitorio		
	Precisión mínima	Ventana de medida	Rango	Precisión mínima	Ventana de medida	Rango
Voltaje RMS	$\pm 1\%$ Vnom	10 ciclos	0.5 a 1.2 pu	$\pm 2\%$ Vnom	5 ciclos	0.5 a 1.2 pu
Frecuencia	10 mHz	60 ciclos	50 a 66 Hz	100 mHz	5 ciclos	50 a 66 Hz
Potencia Activa	$\pm 5\%$ Snom	10 ciclos	$0.2 < P < 1.0$ pu	No requerido	—	—
Potencia Reactiva	$\pm 5\%$ Snom	10 ciclos	$0.2 < Q < 1.0$ pu	No requerido	—	—
Tiempo	1% duración de medida	—	5s a 600s	2 ciclos	—	100 ms < 5s

IEEE 2800-2022.- Interconexión e Interoperabilidad de Fuentes Basadas en Inversores Interconectadas con Líneas de Transmisión en Sistemas Eléctricos de Potencia [49]

Los inversores deben comprobar su capacidad de soporte en condiciones anormales de tensión y frecuencia sin desconectarse, además del control de potencia activa y reactiva para contribuir al balance de carga y la estabilidad de tensión por lo que se necesita una adaptabilidad que sea dinámica para garantizar la estabilidad durante contingencias.

El rendimiento requerido es una adecuada respuesta dinámica mediante ajustes rápidos ante desequilibrios de frecuencia con una respuesta primaria y una respuesta rápida de frecuencia, sin dejar de lado la calidad de energía, mejorada al limitar la DATT y las corrientes de secuencia negativa.

La interoperabilidad y adaptabilidad se facilitan con la coordinación entre operadores y propietarios mediante la compatibilidad entre el sistema de transición y el recurso.

Esta norma plantea en la Tabla 2 y 3 los requerimientos de precisión mínima para la toma de medidas y el cálculo de los parámetros derivados tomando como base sus valores nominales en estado estable y en estado transitorio. Solamente aplica para tensiones con distorsión armónica menor a 2.5% y armónicas individuales de tensión menores a 1.5% para a la frecuencia fundamental y cuando la secuencia positiva de tensión es mayor al 10% de su valor nominal.

Tabla 2. Requerimientos de Precisión para Medidas y Cantidades Derivadas en Estado Estable.

Parámetro	Precisión Mínima	Rango
Tensión	± 2.5%	0.5 a 1.2 pu
Corriente	± 2.5%	0.2 a 1.2 pu
Frecuencia	± 0.010 Hz	0.80 a 1.1 pu
Potencia Activa	± 5%	0.2 <P< 1.0 pu
Potencia Reactiva	± 5%	0.2 <Q< 1.0 pu

Tabla 3. Requerimientos de Precisión para Medidas y Cantidades Derivadas en Estado Transitorio.

Parámetro	Precisión Mínima	Medida Máxima de ventana	Máxima resolución	Rango
Tensión	± 10%	1 ciclo	1/32 ciclos	0.5 a 1.2 pu
Corriente	± 10%	1 ciclo	1/32 ciclos	0.2 a 1.2 pu
Frecuencia	± 0.010 Hz	6 ciclos	1/4 ciclos	0.80 a 1.1 pu

También se consideran los requerimientos de entrada en servicio o reconexión de las centrales o unidades con fuentes basadas en inversores como se observa en la Tabla 4, para ello los operadores de red y de planta deben coordinarse previamente. Las tensiones superiores a 1.5 pu quedan fuera de la capacidad de interrupción de la corriente de los dispositivos de protección contra fallas clasificados para la tensión máxima del sistema, de igual forma, el criterio para entrada en servicio debe considerar las limitaciones de los equipos dentro de la planta o de la unidad.

Tabla 4. Criterio de Entrada en Servicio para Fuentes Basadas en Inversores.

Criterio de Entrada en Servicio.		Configuraciones Predeterminadas	Rangos de Configuración Disponible.
Permiso de Servicio	Activado	Desactivado	Activado/Desactivado
<i>Tensión Aplicable dentro de Rango</i>	Valor Mínimo	Especificado por el Operador de Red	0.90 a 0.95 pu
	Valor Máximo	Especificado por el Operador de Red	1.05 a 1.10 pu
<i>Frecuencia Aplicable dentro de Rango</i>	Valor Mínimo	Especificado por el Operador de Red	0.98 a 0.99 pu
	Valor Máximo	Especificado por el Operador de Red	1.002 a 1.02 pu

En los rangos de tensión para los Puntos de Regulación Aplicable (PRA) el operador de red puede requerir diferentes valores de acuerdo con la Tabla 5, estos son puntos específicos en la red donde se aplican los requisitos de tensión para las fuentes basadas en inversores, son determinados por el operador de la red y varían en función del nivel

de tensión del sistema. En esta norma se establecen los límites dentro de los cuales las fuentes basadas en inversores pueden operar para garantizar su estabilidad, confiabilidad y compatibilidad con la red.

Tabla 5. Rango de Tensión para PRA.

Tensión Nominal en PRA según el Operador	V1 pu	V2 pu	V3 pu	V4 pu	V5 pu
<200 kV	0.90	0.99	1.03	1.05	1.10
≥200 kV excepto 500 kV y 735 kV	0.90	1.00	1.04	1.05	1.10
500 kV	0.90	1.02	1.06	1.10	1.10
735 kV	0.90	1.02	1.06	1.088	1.10

IEEE 519-2022.- Control de Armónicos en Sistemas Eléctricos de Potencia [50]

Para cumplir con la norma el sistema debe presentar los valores preestablecidos en función del nivel de tensión nominal en el PCC de acuerdo con la siguiente tabla.

Tabla 6. Límites de Distorsión de Tensión.

Nivel de Tensión	Distorsión Armónica Total	Armónicos Individuales
≤1 kV	8 %	5 %
1 kV <V≤ 69 kV	5 %	3 %
69 kV <V≤ 161 kV	2.5 %	1.5 %
>161 kV	1.5 %	1 %

Además, los usuarios deben limitar las emisiones de corriente armónica en el PCC de acuerdo con la relación entre la corriente de cortocircuito (I_{CC}) y la corriente de carga nominal (I_{nom}).

Tabla 7. Límites de Distorsión de Corriente.

I_{CC}/I_{nom}	Distorsión Armónica Total.	Armónicos Individuales.
<20	5%	4%
20-50	8%	7%
50-100	12%	10%
100-1000	15%	12%
>1000	20%	15%

Finalmente, los usuarios y operadores colaboran para mitigar los efectos de los armónicos en la red, los operadores deben modificar las características del sistema como la impedancia en caso de que los niveles de distorsión excedan los límites.

IEC 60909-0:2016.- Corrientes de Cortocircuito en sistemas de CA Trifásicos [51]

Establece el cálculo de corrientes máximas y mínimas de cortocircuito para evaluar la capacidad térmica y dinámica de los equipos a utilizar, seleccionar fusibles y ajustar

protecciones. Los cálculos utilizan las componentes simétricas del sistema, considerando impedancias equivalentes de transformadores, líneas, cables, y reactores limitadores. La edición 2019 de CIREN [52], propone mejoras como el uso de modelos dependientes de la tensión, factores específicos para inversores y la inclusión del soporte dinámico de potencia reactiva, aumentando la precisión en redes de distribución.

IEC 61727:2004.- Equipos de Medición y Prueba. Sistemas Fotovoltaicos- Características de la Interfaz de Servicios Públicos [53].

En esta norma se establece que los SFV deben operar dentro de límites de tensión nominal y, además, tener la capacidad de desconectarse automáticamente en el caso de que la frecuencia supere sus valores predeterminados, así como mantener la calidad de la energía evitando fluctuaciones de tensión, limitar la DATT y los armónicos individuales, inyectar una corriente inferior al 0.5% de su valor nominal y operar con un factor de potencia entre 0.9 inductivo y capacitivo. Deben detectar y desconectarse en condiciones de isla para evitar riesgos y daños.

IEC 62116:2014.- Inversores Fotovoltaicos Interconectados a la Red: Procedimiento de Prueba de las Medidas de Prevención del Efecto Isla [54].

En esta norma, un requisito de conformidad los inversores dentro de los SFV, es su capacidad para detectar las condiciones de isla en menos de 2 segundos, operando con configuraciones de carga equilibrada o desequilibrada y simultáneamente mantener un rendimiento adecuado en los rangos de tensión y frecuencia específicos. Los parámetros de prueba de conformidad son el factor de calidad determinado con la resonancia de la carga, las condiciones de desequilibrio detectadas mediante variaciones en las cargas activas y reactivas y los tiempos de desconexión, donde el inversor debe dejar de aportar energía en menos de 2 segundos una vez detectada la condición de isla. Los requerimientos de fuente de alimentación se basan en los valores nominales de los parámetros de la Tabla 8.

Tabla 8. Requisitos para la Fuente de Alimentación de CA.

Parámetro	Condiciones
Tensión	$\pm 2 \%$
DATT	$< 2.5 \%$
Frecuencia	$\pm 0.1 \text{ Hz}$
Ángulo de Fase	$120^\circ \pm 1.5^\circ$

4.4.3 Pruebas y certificaciones

IEEE 1547-2018.- Interconexión e Interoperabilidad de Recursos Energéticos Distribuidos con Interfases de Sistemas Eléctricos de Potencia Asociados [48].

En esta norma, las pruebas para las certificaciones deben confirmar que el RED cumple con los requisitos de conformidad, mencionados anteriormente, bajo condiciones normales y anormales de operación. Estas pruebas incluyen:

- Prueba de diseño: valida que el equipo cumpla con las especificaciones técnicas de operación requeridas.
- Prueba de producción: asegura que los equipos fabricados son consistentes con el diseño propuesto.
- Prueba de puesta en servicio: verifica el correcto funcionamiento del sistema tras su instalación dentro del sistema.

Las verificaciones para la validación se realizan mediante:

- Medición de armónicos mediante procedimientos estandarizados para evaluar la calidad de energía.
- Pruebas de comportamiento durante eventos de alta y baja tensión con el fin de evaluar la capacidad de soporte.
- Simulación de eventos para el análisis de respuestas ante fallas y perturbaciones presentes en el sistema.

IEEE 2800-2022.- Interconexión e Interoperabilidad de Fuentes Basadas en Inversores Interconectadas con Líneas de Transmisión en Sistemas Eléctricos de Potencia [49].

Para la validación del diseño y configuración de los inversores se realizan pruebas en laboratorio bajo condiciones controladas en conjunto con pruebas de campo en condiciones operativas reales evaluando:

- Rendimiento ante tensiones y frecuencias anormales.
- Capacidad de soporte de tensión y frecuencia.
- Respuesta dinámica del sistema.

Las simulaciones adicionales se utilizan para analizar su estabilidad durante eventos extremos, validando el control de potencia y su respuesta rápida. Para su certificación, las fuentes basadas en inversores deben superar las pruebas de conformidad bajo condiciones normales y anormales de operación, cumplir con límites establecidos para armónicos, desbalance de tensión y respuesta de frecuencia, así como integrar esquemas de protección y control a la red.

IEEE 519-2022.- Control de Armónicos en Sistemas Eléctricos de Potencia [50].

En esta norma, las pruebas de certificación se realizan con instrumentos que cumplen las normas IEC 61000-4-7 e IEC 61000-4-30, para medir la distorsión armónica total hasta el 50° armónico con ventanas de medición de intervalos muy cortos (3 segundos) o largos (10 minutos).

Las verificaciones de conformidad incluyen:

- Cálculo de percentiles 95° y 99° durante periodos diarios y semanales.
- Validación estadística que garantice el cumplimiento de los límites armónicos especificados.

Se requiere el cumplimiento específico de las pruebas de:

1. Validación de límites de corriente armónica: Se realizan simulaciones de condiciones reales en el PCC.
2. Evaluación en condiciones mixtas: Combina de cargas lineales y no lineales para evaluar la conformidad.

IEC 60909-0:2016.- Corrientes de Cortocircuito en sistemas de CA Trifásicos [51].

Las pruebas de verificación para su certificación, en los equipos que conforman la red, son la medición directa de la impedancia y la contribución de corriente individual de cortocircuito. Estas pruebas se realizan mediante el uso de modelos de simulación que evalúan las condiciones de cortocircuito con procedimientos específicos a seguir como el análisis de transformadores para determinar su impedancia y el cálculo de contribuciones individuales de cada generador, validando los resultados calculados con las mediciones reales del sistema, estas pruebas incluyeron a las fuentes basadas en inversores en el documento de CIREN-2019 [52] que se basa en simulaciones iterativas que refinan los cálculos con base en los cambios de tensión que se presentan en las barras colectoras, así como evalúan el impacto de las configuraciones de prefalla en la corriente transitoria. Las certificaciones con esta adición a la norma IEC buscan garantizar que los sistemas cumplan con la precisión de los valores de cortocircuito para un adecuado diseño y operación de estos, así como la conformidad con las regulaciones internacionales en protección de redes.

IEC 61727:2004.-Equipos de Medición y Prueba. Sistemas Fotovoltaicos- Características de la Interfaz de Servicios Públicos [53].

Las pruebas que se realizan a los sistemas fotovoltaicos son:

- Evaluación de su respuesta a fluctuaciones de tensión mediante simuladores de red y analizadores de potencia.
- Medición de la corriente inyectada por el sistema mediante simuladores solares.

- Análisis de distorsión armónica con analizadores específicos.

También se realiza una prueba de simulación de isla, utilizando cargas ajustables para evaluar la detección de la condición y el rendimiento del inversor bajo carga nominal monofásica o trifásica menor a 5 kVA.

IEC 62116:2014.- Inversores Fotovoltaicos Interconectados a la Red: Procedimiento de Prueba de las Medidas de Prevención del Efecto Isla [54].

Para realizar la prueba se prepara el circuito utilizando una carga de RLC que debe ajustarse a la frecuencia nominal del inversor, modificando resistencias, inductancias y capacitancias para simular condiciones de carga a evaluar.

La simulación incluye:

1. Conexión del inversor al circuito de prueba.
2. Monitoreo de parámetros eléctricos desde el inicio hasta que ocurra una desconexión.

Los equipos de prueba a evaluar también deben tener:

- Simuladores de matriz FV que reproduzcan características de corriente y tensión del sistema real.
- Fuente de CA que mantenga tensión y frecuencia en rangos preestablecidos.
- Instrumentos de medición con resolución mínima de 1 ms para evaluar tiempos de operación.

El criterio de aceptación para la certificación es que el inversor detenga su operación en menos de 2 segundos bajo todas las condiciones de prueba.

4.4.4 Cumplimiento regulatorio

IEEE 1547-2018.- Interconexión e Interoperabilidad de Recursos Energéticos Distribuidos con Interfases de Sistemas Eléctricos de Potencia Asociados [48].

Es responsabilidad del propietario de la central el garantizar que los sistemas cumplan los requisitos técnicos establecidos, así como acceder a realizar auditorías periódicas. Es responsabilidad del operador o propietario de la red coordinar los parámetros operativos y ajustes con los propietarios de la central y verificar la conformidad durante la operación continua. La comunicación e interoperabilidad de la planta puede complementarse con la norma IEEE 2030.5 [55], además su operación debe alinearse a la regulaciones locales y regionales para garantizar una compatibilidad adecuada. De igual forma se observará el cumplimiento regulatorio mediante la implementación de un sistema de monitoreo remoto para evaluar el desempeño y cumplimiento continuo de la planta o la unidad.

IEEE 2800-2022.- Interconexión e Interoperabilidad de Fuentes Basadas en Inversores Interconectadas con Líneas de Transmisión en Sistemas Eléctricos de Potencia [49].

La aplicación de esta norma depende la adaptabilidad de las autoridades responsables de la interconexión a ella; además puede complementarse con la norma IEEE 1547 aplicable a sistemas de distribución y los estándares NERC para la confiabilidad de los sistemas de transmisión. Esta norma aplica para propietarios, desarrolladores y operadores de las diferentes fuentes basadas en inversores, pues son los encargados de certificar y demostrar conformidad con los requisitos técnicos establecidos, implementar el sistema de monitoreo y verificación continua, además de coordinar la operación con la red para ajustes específicos de mutuo acuerdo entre operadores de red y operadores de planta.

IEEE 519-2022.- Control de Armónicos en Sistemas Eléctricos de Potencia [50].

En esta norma el usuario tiene la responsabilidad de limitar las emisiones armónicas de sus equipos y, en la medida de lo posible, evitar agregar dispositivos que incrementen dicha distorsión. El operador de red debe ser capaz de modificar las características del sistema con el objetivo de reducir la distorsión, además de establecer un acuerdo claro con el usuario para la gestión del problema, las actualizaciones o cambios en el sistema deben ser previamente evaluadas antes de su implementación. Esta norma tiene límites aceptables para los recursos distribuidos y los inversores como se ha comentado.

IEC 60909-0:2016.- Corrientes de Cortocircuito en sistemas de CA Trifásicos [51].

El diseñador del sistema tiene la responsabilidad de implementar las configuraciones adecuadas para cumplir con los límites predeterminados, mientras que responsabilidad del operador de red monitorear las condiciones de cortocircuito, así como realizar cálculos periódicamente. Los propietarios de los equipos y los operadores de red deben colaborar con el fin de ajustar las configuraciones de protección y evaluar los impactos de cargas o generadores agregados. La metodología propuesta por CIRED 2019 [52] destaca la importancia de considerar el aporte de la generación distribuida en redes con una alta penetración de energías renovables, por lo que es recomendable adaptar las normativas para incluir modelos representativos de dichas fuentes con un modelado dependiente de tensión, introducir factores de corrección para no subestimar corrientes de falla e implementar métodos de cálculo iterativos simplificados para mejorar la aplicabilidad de la norma en sistemas complejos.

IEC 61727:2004.- Equipos de Medición y Prueba. Sistemas Fotovoltaicos- Características de la Interfaz de Servicios Públicos [53].

Es responsabilidad del fabricante de convertidores garantizar el cumplimiento de los requisitos de la norma para la certificación del equipo, así como proveer la documentación detallada de las especificaciones técnicas. El instalador tiene la responsabilidad de asegurar que el equipo cumpla con las especificaciones de interconexión al sistema. Es responsabilidad del operador de red supervisar el desempeño del equipo asegurando que los SFV interconectados no afecten la estabilidad de la red. Esta norma puede complementarse con estándares como IEC 61000-4-30 [58] para la calidad de energía.

IEC 62116:2014.- Inversores Fotovoltaicos Interconectados a la Red: Procedimiento de Prueba de las Medidas de Prevención del Efecto Isla [54].

El fabricante debe proporcionar la documentación técnica del convertidor que incluya las especificaciones de su configuración y resultados de pruebas, el laboratorio donde se realicen las pruebas debe ser capaz de garantizar la reproducción precisa del procedimiento establecido en la norma. El operador de red tiene como responsabilidad asegurar que los inversores cumplan con los requisitos de conexión locales.

En el 16° Congreso Nacional de la NOM-001 del 2020 [56] se compararon las normas UL e IEC en aplicaciones de SFV, donde se busca garantizar la seguridad y funcionalidad de los inversores en instalaciones interconectadas a la red, la IEC predomina en Europa y UL en América del norte, sin embargo, ambas cubren riesgos comunes en inversores con parámetros distintos de tensión, frecuencia protección e interconexión. En el contexto mexicano no existen normas oficiales específicas para estas instalaciones por lo que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Secretaría de Energía (SENER) reconocen certificaciones UL e IEC dependiendo del caso y las adaptan a nuestro sistema nacional.

Las principales especificaciones normativas serán las UL 1741 [59] aplicables para Generación Distribuida en conversión de energía, sistemas de protección y controladores de carga. La IEC 62109 se diseñó específicamente para inversores FV cubriendo aspectos como calidad de potencia, rangos de tensión y frecuencia, distorsiones armónicas y protección anti-isla. Además, se proporciona información sobre la regulación de la CRE RES/142/2017 [60] que establece que los convertidores en aplicaciones a la red deben ser capaces de limitar la DATT al 5%, ser capaces de detectar y desconectarse en caso de operación en isla, garantizar una sincronización

estable con la red dentro de un rango de tensión de $\pm 5\%$ y cumplir con un retardo mínimo de reconexión de 5 minutos tras un disturbio.

La certificación requerida por la CRE para la implementación de los inversores en el país es el cumplimiento de las normas IEEE 1547 para generación distribuida y UL 1741 que evaluará la capacidad de interconexión, validará las protecciones y la prevención de fallas por arco eléctrico con una tensión de CD.

En el Diario Oficial de la Federación [57] las especificaciones técnicas generales requieren que los convertidores cuenten con filtros adecuados para minimizar la inyección de corriente directa cumpliendo con algunas normas como IEEE 1547, IEC 61727 y la NOM-001-SEDE. Se recomienda la implementación sensores internos para la medición, monitoreo y limitación de la corriente de CD inyectada; si esta es excesiva los transformadores pueden saturarse generando pérdidas o daños, además de causar un desbalance de corriente en sistemas trifásicos con lo que la calidad de energía se verá afectada. Es por ello que la inyección de corriente directa en el punto de interconexión debe ser inferior al 0.5% de la corriente nominal de salida de la central eléctrica.

De acuerdo con las normativas internacionales anteriores se comprende que deben considerarse los requisitos de conformidad, pruebas, certificaciones y cumplimiento regulatorio para la interconexión de energías renovables a la red como fuentes basadas en inversores, priorizando su conectividad, interoperabilidad, ya sea en líneas de transmisión o como recursos distribuidos, el control de armónicos y el cálculo de corrientes de cortocircuito, el efecto isla, el diseño de los componentes electrónicos así como equipos de medición y prueba. En México se ha comenzado a plantear la regulación de estos sistemas, sin embargo, toman en consideración normas internacionales como IEEE, IEC, ANSI y UL para adecuarlas a las necesidades del Sistema Interconectado Nacional y al Mercado Eléctrico Mayorista.

4.4.5 Caso de Estudio

En [61], se muestra un ejemplo en MATLAB/ Simulink de una microrred compuesta por un sistema de almacenamiento de energía en baterías y un parque fotovoltaico, donde los convertidores interconectados pueden funcionar como inversores GFL y GFM. Este sistema se somete a pruebas para ilustrar la operación de los inversores, el parque fotovoltaico y los servicios auxiliares del sistema como el control de potencia P y Q además de la compensación de desequilibrios presentes ante el cambio de la demanda que experimenta la carga interconectada.

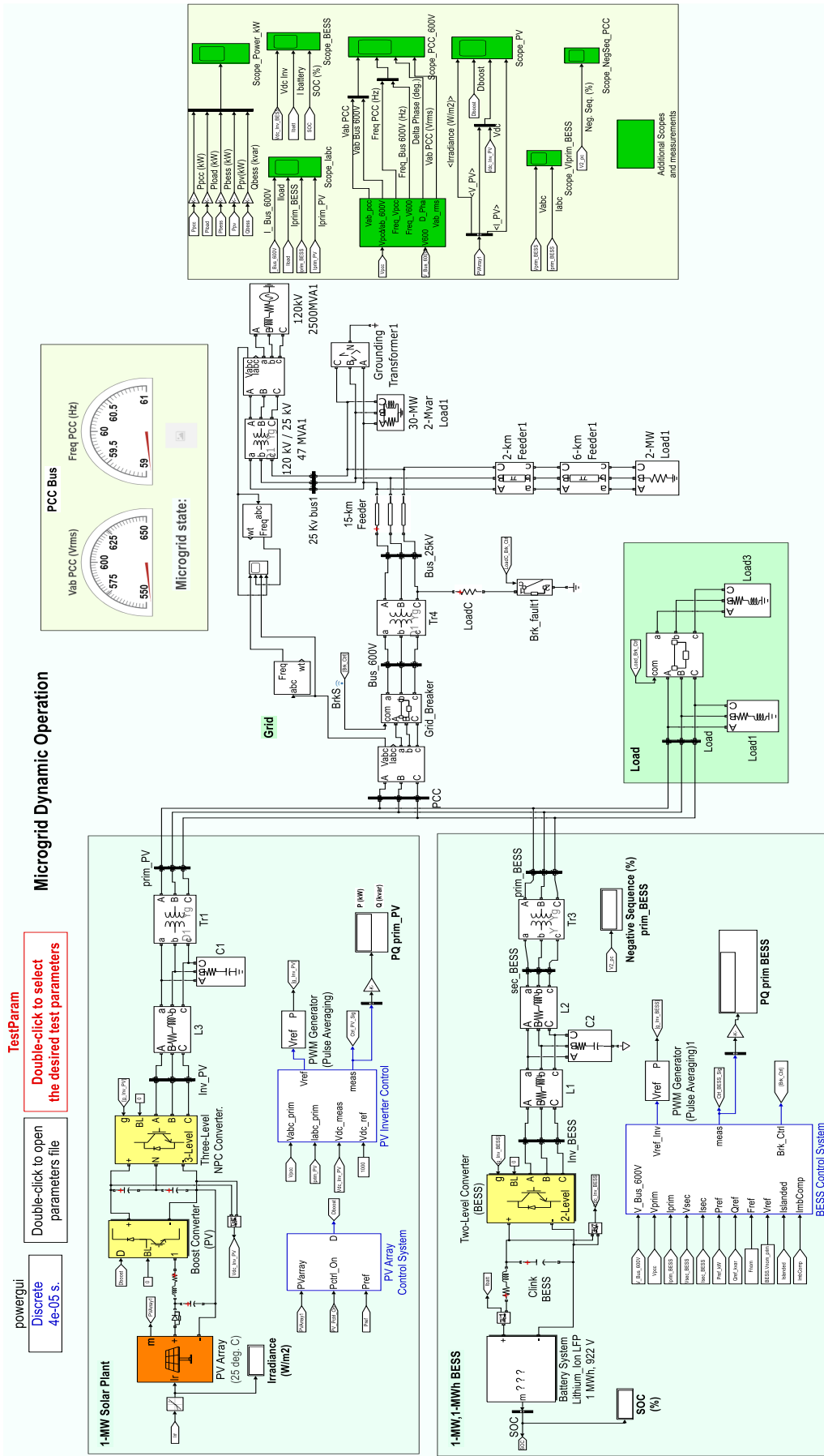


Figura 40. Caso de Estudio Dinámica de Microrred Híbrida FV-BESS en MATLAB/Simulink.

Microgrid Dynamic Operation

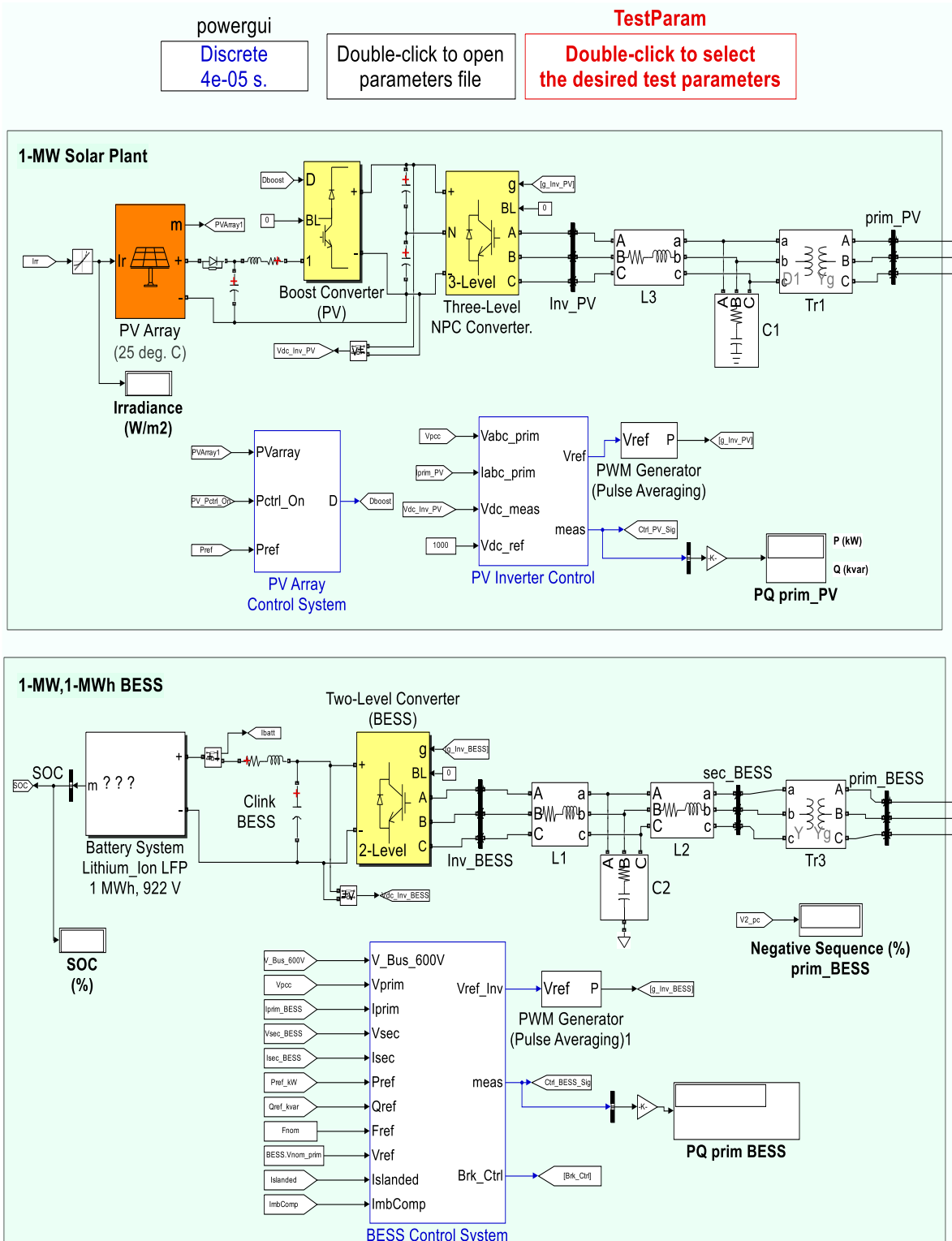


Figura 41. Caso de Estudio Dinámica de Microrred Híbrida FV-BESS en MATLAB/Simulink a) Microrred.

Microgrid Dynamic Operation

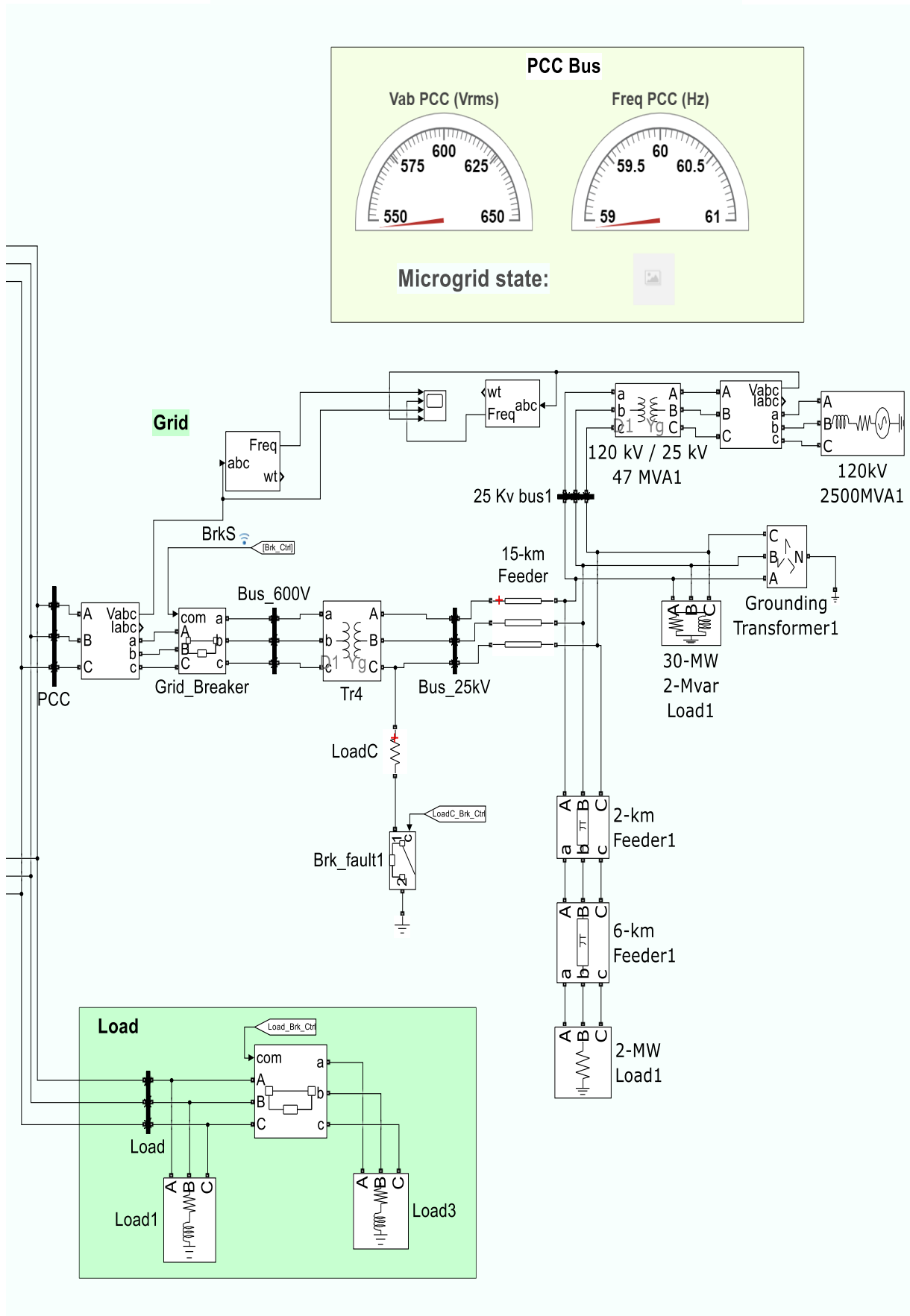


Figura 42. Caso de Estudio Dinámica de Microrred Híbrida FV-BESS en MATLAB/Simulink b) Red Eléctrica.

Microgrid Dynamic Operation

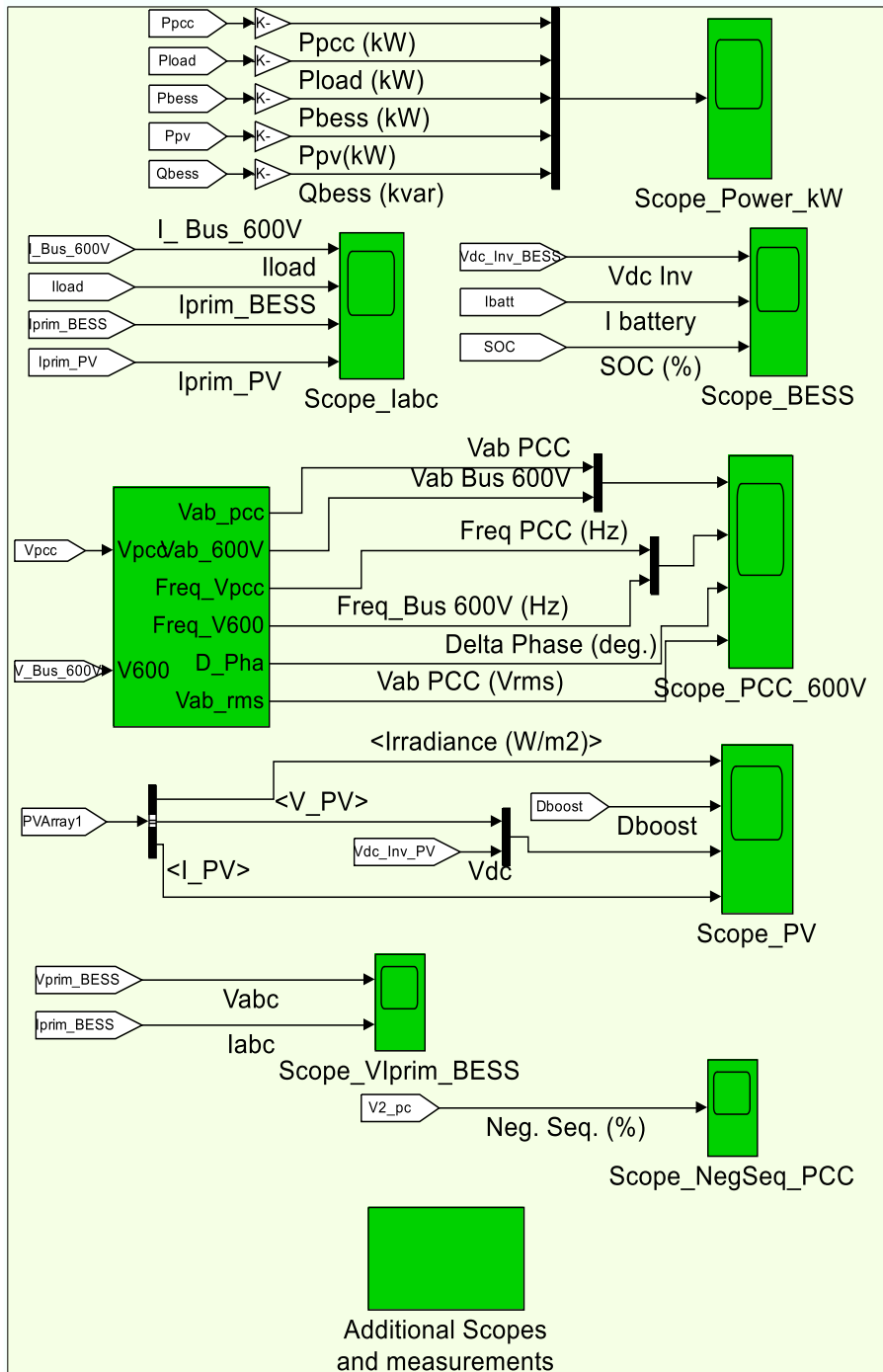


Figura 43. Caso de Estudio Dinámica de Microrred Híbrida FV-BESS en MATLAB/Simulink c) Osciloscopios para Mediciones.

En este circuito se utilizan 4 bloques principales, uno para el parque FV, uno para el BESS y otro para una carga RLC que están interconectados al bloque de la Red mediante un Bus PCC.

Central Fotovoltaica de 1 MW

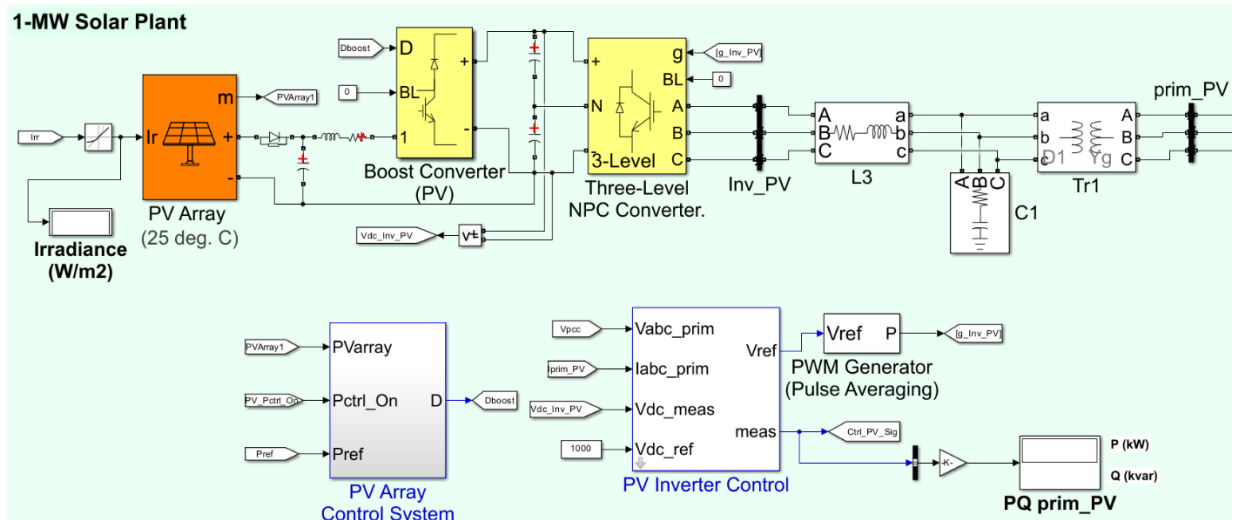


Figura 44. Central Fotovoltaica en MATLAB/Simulink.

La salida del Arreglo FV se conecta al Convertidor Boost y al enlace de CD entre el Boost y el Convertidor NPC de Tres Niveles que posteriormente se conecta a un bus trifásico de la red de transmisión.

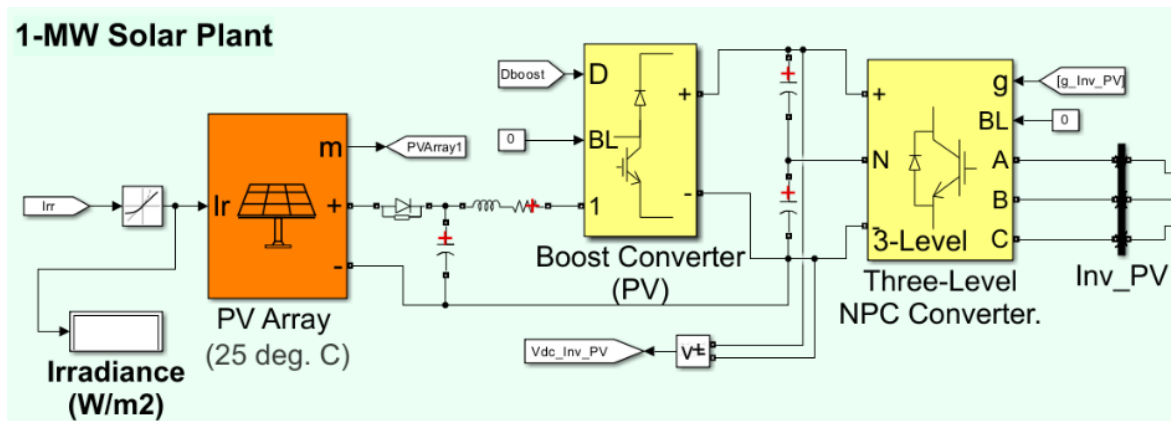


Figura 45. Circuito Arreglo Fotovoltaico con Convertidor Boost y NPC de Tres Niveles.

En este parque fotovoltaico se utiliza un controlador MPPT que filtra la tensión y corriente mediante un filtro paso bajas. El MPPT es un bloque programado en MATLAB, basado en el método de Perturbación y Observación, para obtener la señal de modulación del convertidor.

Sistema de Almacenamiento BESS

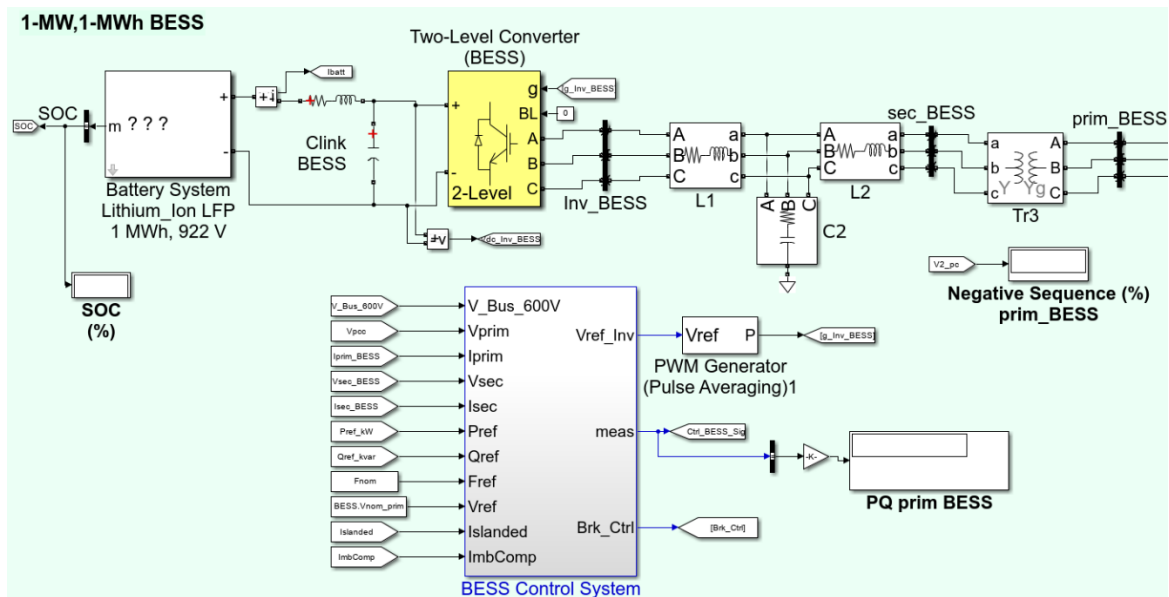


Figura 46. Sistema BESS de 1 MWh en MATLAB/Simulink.

Se compone de un arreglo de baterías de Ion-Litio LFP de 72 módulos de 4 celdas cada uno conectados en serie para obtener una cadena de baterías de 922 V, este modelo tiene 80 cadenas en paralelo para obtener 1 MWh, donde su salida se conecta a un capacitor para mejorar la estabilidad del circuito que irá conectado a un convertidor de dos niveles que posteriormente se conecta a un bus de CA para su transmisión. Las características del sistema de descarga de la batería se muestran en las Figuras 47 y 48.

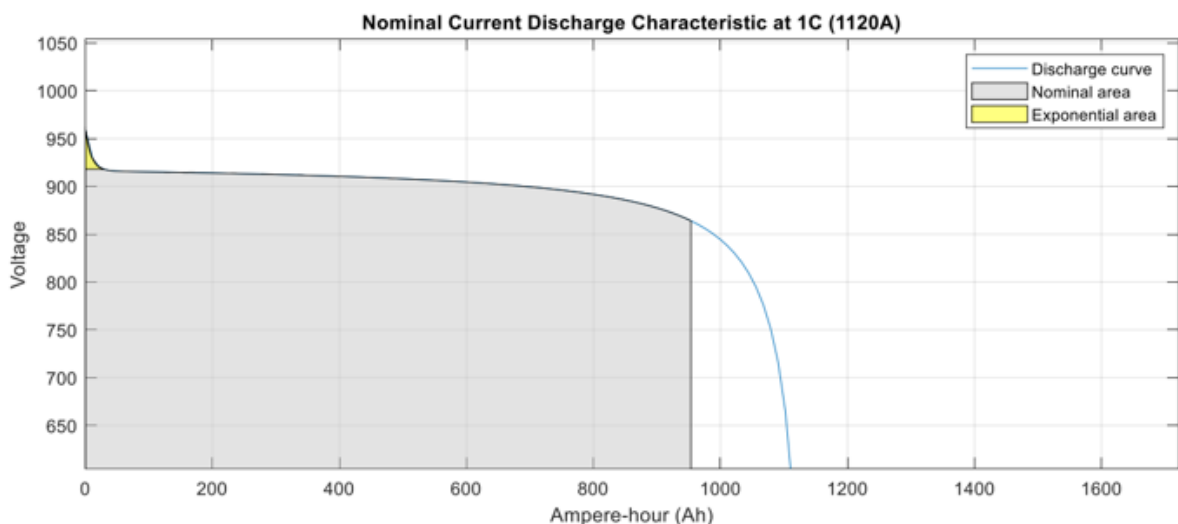


Figura 47. Características del Sistema de Carga y Descarga del Modelo de Batería a) Curva de Descarga.

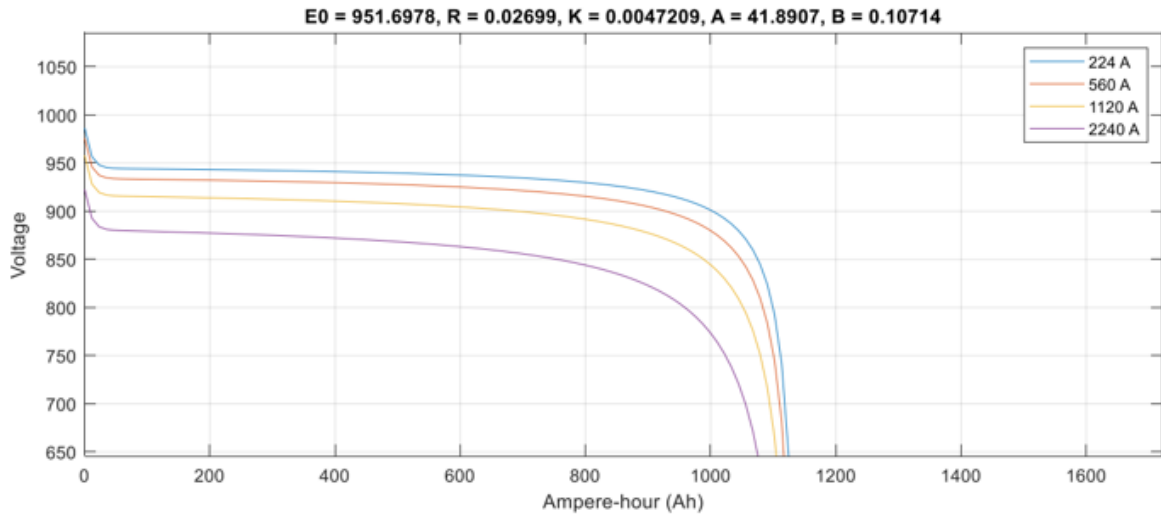


Figura 48. Características del Sistema de Carga y Descarga del Modelo de Batería b) Corriente Nominal de Descarga.

El sistema de control del inversor para el BESS se compone de diferentes bloques que aportaran datos de salida para el controlador, los bloques son una unidad de resincronización, regulador de tensión, regulador de potencia activa, regulador de potencia reactiva, control de caída, regulador de corriente, compensación de desbalance, tensión de referencia de generación para el inversor y un bloque de mediciones como se muestra en las Figuras 49, 50 y 51.

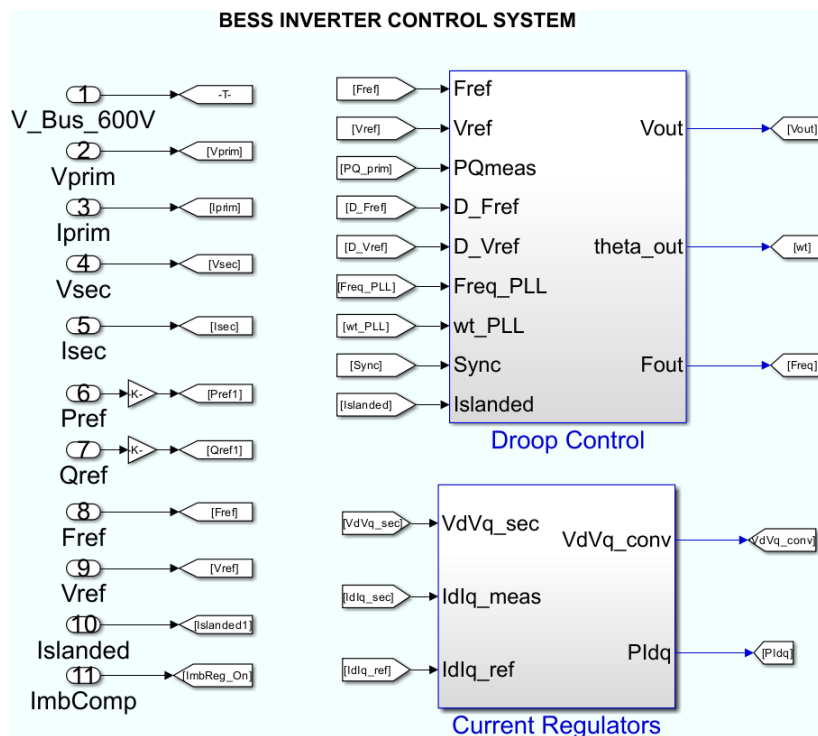


Figura 49. Parte Interna del Sistema de Control del Inversor para BESS

a) Bloque de Control de Caída y Reguladores de Corriente.

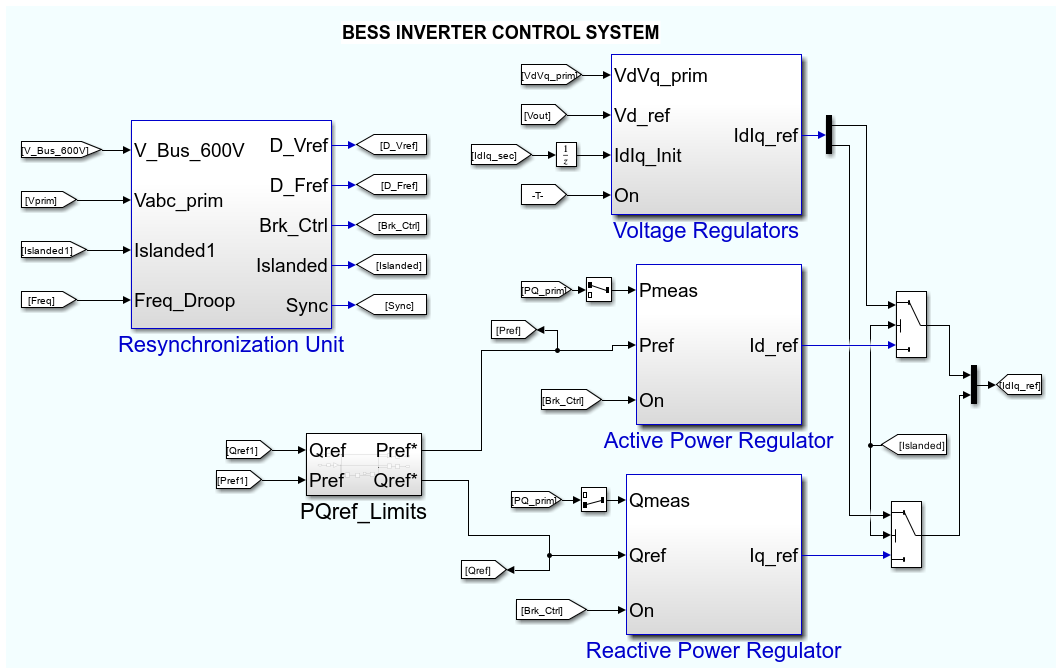


Figura 50. Parte Interna del Sistema de Control del Inversor para BESS

b) Unidad de Resincronización y Reguladores de Voltaje, Potencia Activa y Reactiva.

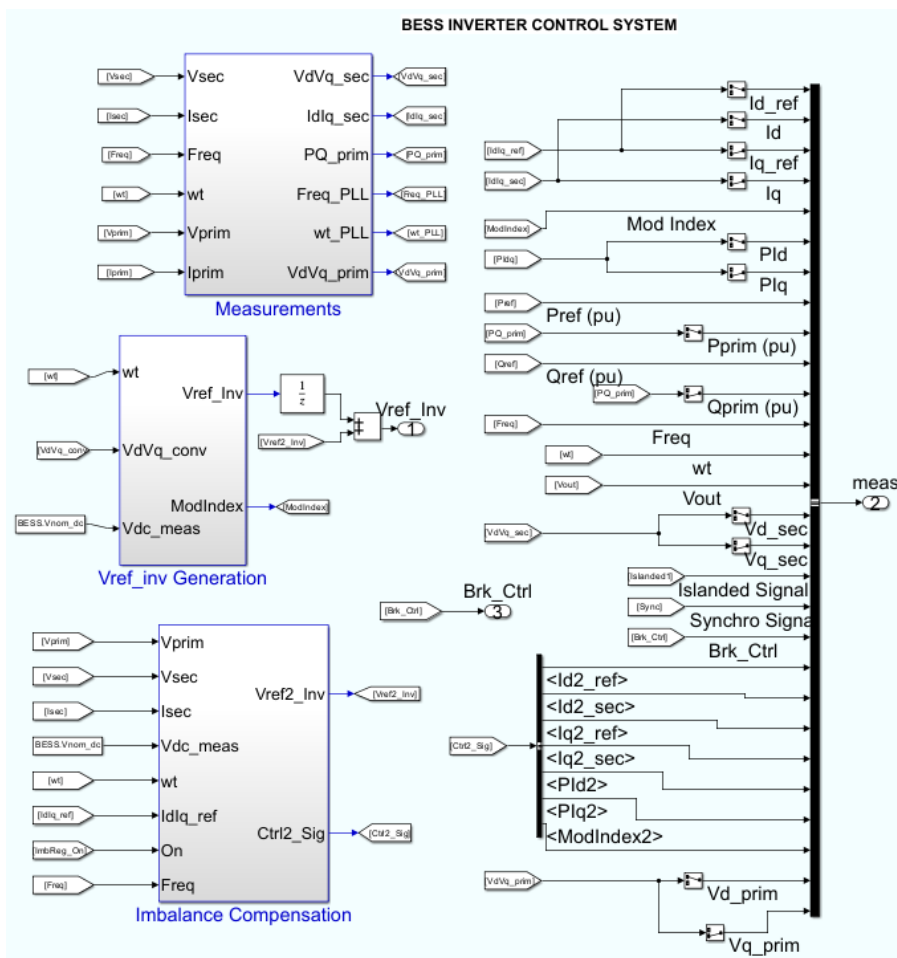


Figura 51. Parte Interna del Sistema de Control del Inversor para BESS

c) Bloque de Mediciones, Generación de Voltaje de Referencia y Compensación de Desbalances.

La Figura 53 representa una red eléctrica conectada al PCC, donde también se conecta la microrred compuesta por el SFV y el BESS. Esta representación de red eléctrica maneja un nivel de tensión de 120 kV con 2500 MVA y una frecuencia de 60 Hz.

El sistema cuenta con un transformador reductor de 120 kV/25 kV con una potencia nominal de 47 MVA, que alimenta al Bus 1 de 25 kV. Desde este bus, se conecta una carga trifásica denominada Load 1, con una demanda de 30 MW y 2 MVAR, asociada a un transformador de puesta a tierra.

En el mismo bus, se conecta otra carga Load 1 de 2 MW, ubicada a una distancia total de 8 km, a través de alimentadores de 2 km y 6 km, respectivamente. Además, se extiende un alimentador de 15 km desde Bus 1 que se conecta a un segundo bus de 25 kV, el cual alimenta al transformador Tr4 de 25 kV/600 V.

En este segundo bus de 25 kV, también se encuentra una carga monofásica Load C, acoplada mediante un bloque de aterrizamiento, con el fin de simular un desbalance de fases en la red para fines de análisis.

Finalmente, el bus de 600 V, conectado a la salida del transformador Tr4, alimenta un interruptor Grid_Breaker, el cual permite el estudio del comportamiento del sistema ante una desconexión de la red principal, en respuesta a una señal anti-isla.

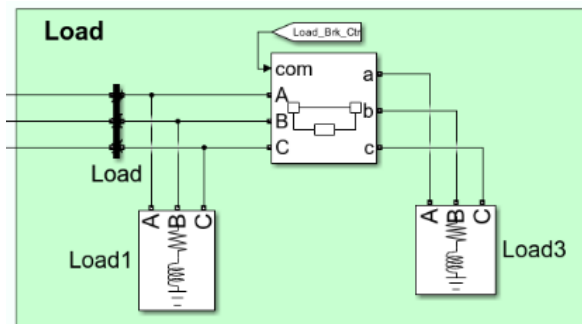


Figura 54. Representación de Carga en MATLAB/Simulink.

La carga conectada al bus PCC se compone de 2 cargas en paralelo separadas por un breaker que se activa mediante la señal anti-isla.

Resumiendo lo anterior, el modelo de Operación Dinámica de la Microrred Híbrida PV-BESS se compone de un sistema eléctrico de 25 a 120 kV con una carga monofásica para modelar un desbalance de red, un BESS con un sistema de baterías Ion-Litio, un convertidor de dos niveles y un sistema de control que produce voltajes de referencia para su generador PWM de control para el convertidor. También incluye un Parque Solar con un convertidor Boost que utiliza la técnica de Perturbación y observación para la obtención del MPPT, también utiliza un convertidor NPC de tres niveles. También hay una carga que consiste en un par de modelos de carga PQ, uno fijo y otro que puede activarse o desactivarse.

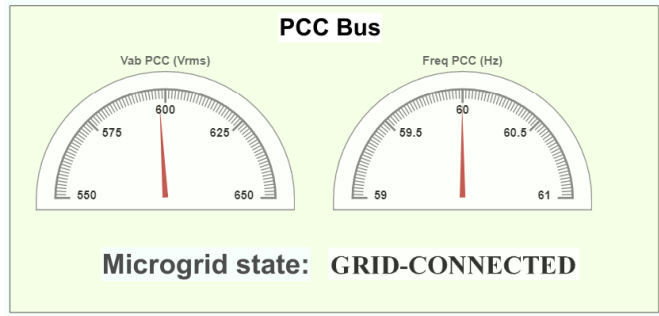


Figura 55. Bloque Indicador de Tensión y Frecuencia en el Bus de PCC del Sistema.

Este circuito busca mantener en 60 Hz y 600 V entre fases en el bus PCC, este indicador cambia de acuerdo con el comportamiento de recurso solar, la batería, la red y la carga. En este documento se analizaron únicamente dos de los cuatro escenarios posibles:

1. BESS en modo seguidor de red, control de PQ y variación de irradiancia solar

El modo seguimiento de red con el BESS presenta un control de potencia PQ y cómo se comporta el sistema ante una variación de la irradiancia solar, las señales a analizar son las potencias de la red, la batería y el SFV.

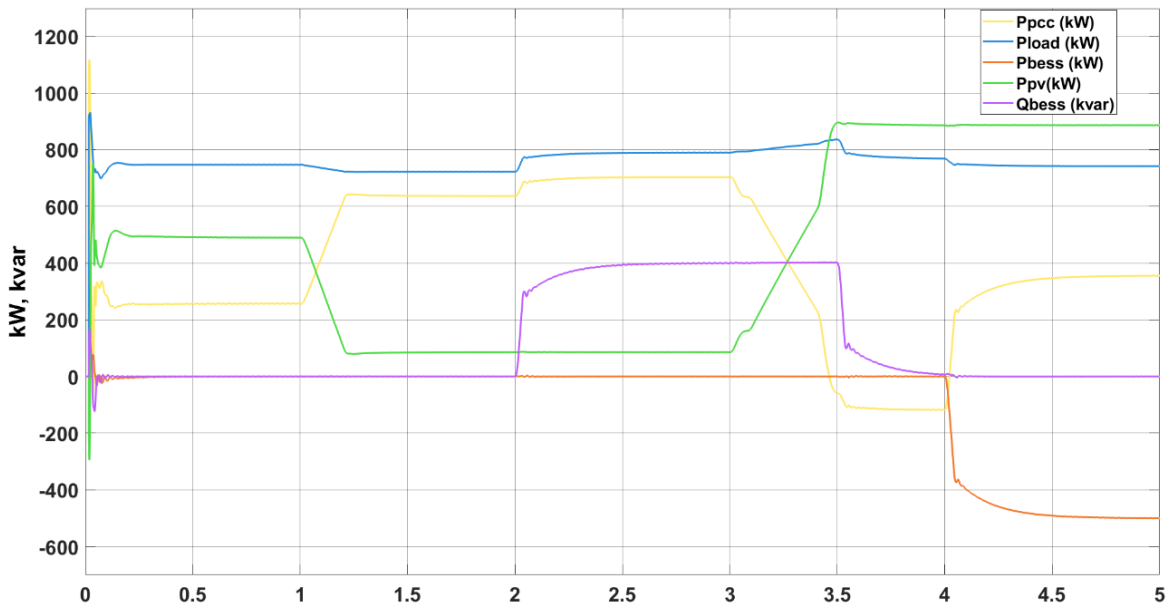


Figura 56. Potencia Activa del Sistema con BESS en modo GFL con Control PQ y Variación de Irradiancia.

De acuerdo con la Figura 49 se observa una disminución en la potencia del parque fotovoltaico y simultáneamente un aumento en la potencia en el PCC de la microrred a la red, hasta este momento la potencia activa y reactiva requerida del BESS permanece nula; una vez que se presenta un pequeño aumento en la potencia de carga que afecta a la potencia demandada en el PCC y con una potencia fotovoltaica pequeña el BESS

actúa de forma capacitiva elevando únicamente su potencia reactiva. Mediante aumenta la tensión fotovoltaica se requiere menor potencia del PCC y la batería deja de inyectar potencia reactiva. Una vez que el sistema fotovoltaico es capaz de suministrar la potencia requerida por la carga el BESS entra en modo de carga donde se observa que aumenta la demanda de potencia en el PCC y se absorbe la potencia real equivalente en el BESS.

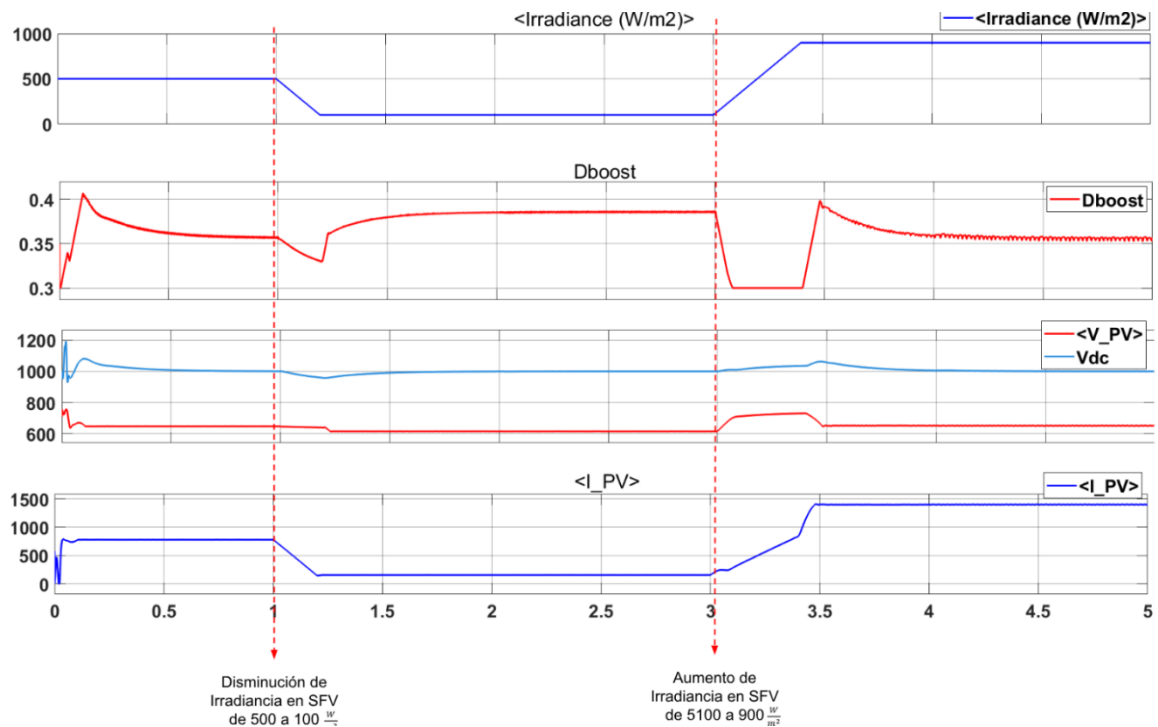


Figura 57. Respuesta del SFV ante variaciones en la irradiancia.

En la Figura 50 se observa la curva del cambio de irradiancia de acuerdo con la variación del recurso debido al sombreado de los módulos fotovoltaicos, cuando se tiene la disminución, el ciclo de trabajo del convertidor Boost busca adaptarse para mantener la tensión requerida en las terminales del SFV. La corriente tiene un comportamiento similar al de la tensión.

Con el ejemplo anterior se observa que el BESS tiene una conversión de potencia que actúa como un inversor GFL ya que modifica la inyección de potencia activa o reactiva de acuerdo con la demanda de la carga en tiempo real, es decir, hace un seguimiento del comportamiento del nodo PCC y la carga para determinar la acción a tomar, no toma en consideración el SFV, es decir, que el BESS funciona como un respaldo de potencia cuando no se tiene la suficiente generación demandada.

2. BESS en modo seguidor de red a formador de red con una resincronización a la red

Los dos modos de seguimiento y formación de red con el BESS y la resincronización con la red donde las señales de interés son la frecuencia del bus de 600 V y del PCC, la diferencia de fase entre la microrred y la red y la tensión de fase ab del PCC.

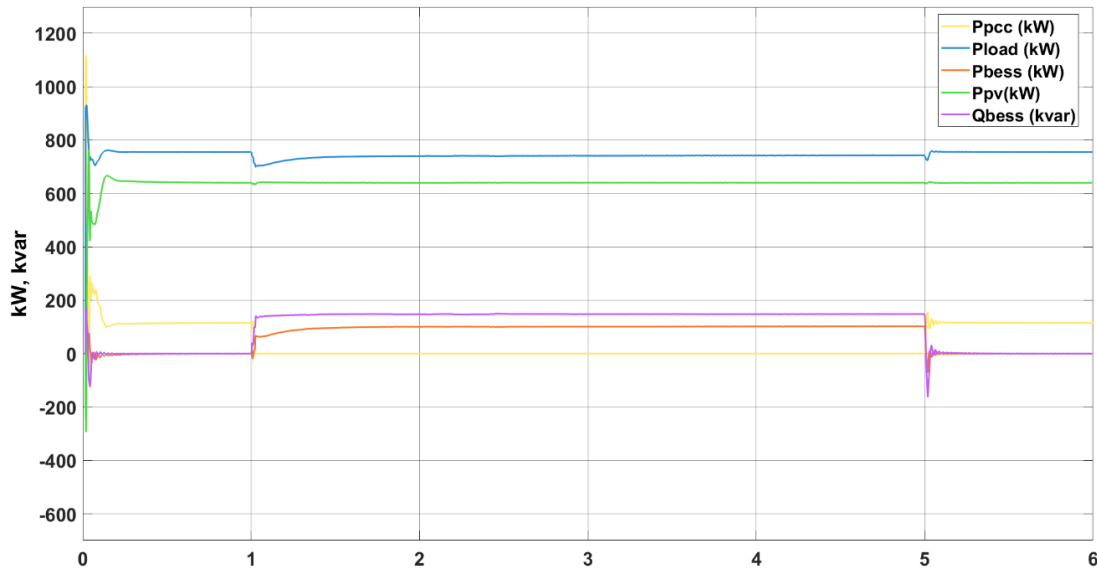


Figura 58. Potencia Activa del Sistema durante la transición del BESS de modo GFL a GFM y durante el proceso de Resincronización.

En la figura anterior se observa que la carga es alimentada por el sistema fotovoltaico y la red eléctrica, sin embargo, en el segundo 1 ocurre la desconexión de la microrred del PCC por lo que el BESS en conjunto con el SFV se encargan de suministrar la potencia requerida por la carga. El BESS inyecta potencia activa y reactiva de forma instantánea lo que evita una distorsión mayor, finalmente en el segundo 5, después de una pequeña distorsión, de nuevo se alimenta la carga mediante el SFV y el PCC denotando la reconexión de la microrred al sistema, en la potencia de carga se observa una pequeña distorsión.

En la Figura 52, la frecuencia de la red está en azul y la de la microrred en verde, además se observa que, en la diferencia de fase, cuando la señal se encuentra en un estado estable en forma de constante, el ángulo de desfase es cero.

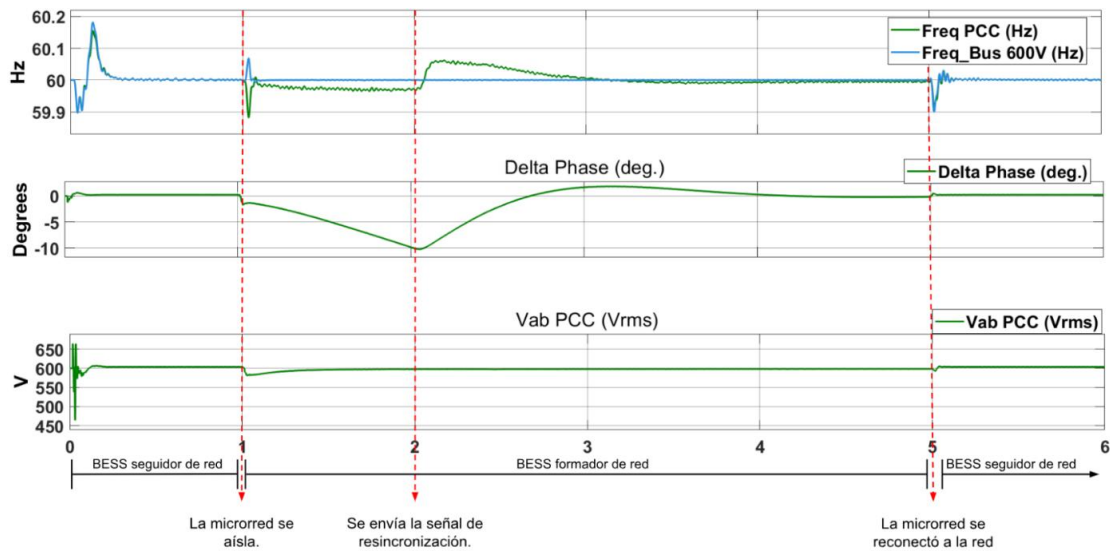


Figura 59. Frecuencia, Fase y Tensión del Sistema con BESS en modo GFL y GFM para la Resincronización.

El convertidor del BESS tiene la capacidad de actuar como formador o seguidor de red, es decir, pasa de controlar la potencia y corriente del sistema a controlar la frecuencia y la tensión. También se observa un proceso de resincronización sin perturbaciones entre la microrred y la red eléctrica. Una vez que la microrred se aísla, comienza la transición a modo formador de red para estabilizarla sin depender de la red externa, después de un segundo se envía la señal de resincronización la cual se basa en controladores PI para ajustar la frecuencia y la tensión antes de la interconexión a la red; evitando en todo momento el recierre fuera de fase, ya que este ocasionaría altas corrientes de entrada.

Conclusión del Caso de Estudio

La simulación de la integración y operación de una microrred híbrida FV-BESS, permite ejemplificar los modos de operación de un inversor demostrando la importancia de la implementación de un sistema inteligente capaz de estabilizar el sistema, ya sea mediante el control de tensión y frecuencia en modo formador o controlando la potencia activa y reactiva para la compensación de desequilibrios en modo seguidor.

Además, es posible analizar el PLL, el uso de la transformada de Park y las técnicas de control de potencia, corriente y tensión; así como la interacción de los módulos fotovoltaicos con su circuito MPPT basado en el algoritmo de perturbación y observación y el convertidor para su interconexión a un punto de acoplo común; donde se analiza el dinamismo de potencia ante cambios de irradiancia, comportamiento de la carga, la desconexión a la red y el ciclo de carga y descarga del BESS.

Este modelo proporciona una referencia práctica para el análisis de una microrred compuesta de convertidores donde uno de ellos actuará como el formador y seguidor

de red, con lo que se permite al usuario la exploración del comportamiento del sistema ante diferentes escenarios como la resincronización con la red, modo isla, desequilibrios de carga y cambios en la irradiancia del recurso solar. Esto no solo ejemplifica el conocimiento teórico abordado anteriormente, sino que también ofrece la libertad experimental para la comprensión del dinamismo y control de estos sistemas energéticos innovadores.

Capítulo 5: Conclusiones y Trabajo Futuro

Este estado del arte tiene como objetivo proporcionar al lector un conocimiento básico acerca de los sistemas de fuentes basadas en inversores interconectados a la red, analizando el papel de los inversores formadores (GFM) y seguidores (GFL) de red en la integración de energías renovables y sistemas de almacenamiento, destacando sus características, representación, modos de operación y estrategias de control. El conocimiento acerca de estas tecnologías permitirá mejorar la estabilidad y eficiencia de los sistemas eléctricos modernos que comienzan a modificarse en un contexto de creciente penetración de fuentes renovables que generan redes con baja inercia lo que modifica el comportamiento tradicional del sistema.

La principal diferencia entre los modos de operación de los inversores radica en su estabilidad y desempeño dentro de la red. Los inversores GFM han demostrado ser esenciales en redes con alta penetración de VSC, ya que pueden operar en modo isla, regular la tensión y frecuencia, y proporcionar una referencia estable para otros convertidores. Los inversores GFL dependen de la rigidez de la red para su correcto funcionamiento, lo que los hace más susceptibles a inestabilidades en caso de fallas. A pesar de ello, siguen siendo la tecnología predominante en la interconexión de energías renovables, y su rendimiento puede optimizarse mediante técnicas de control avanzadas que mejoran su respuesta ante variaciones del sistema.

De acuerdo con la investigación realizada, se observa que la integración de sistemas de almacenamiento de energía en baterías permite regular la potencia, absorber excedentes de energía y compensar desbalances en la red, por lo que su implementación puede ser de gran ayuda para las fuentes basadas en inversores facilitando la transición entre los modos de operación del inversor sin generar congestión en la red, procurando la estabilidad del sistema. A través del análisis y simulación en MATLAB/Simulink, se demostró que los convertidores GFL y GFM pueden respaldar la red en condiciones críticas mediante la regulación de potencia y la resincronización con el sistema eléctrico, que, de acuerdo con la aplicación de técnicas avanzadas de control, la transformada de Park, el PLL y la modulación PWM; optimiza la respuesta del convertidor, asegurando un funcionamiento más eficiente y minimizando perturbaciones en la red.

La selección de inversores GFM o GFL dependerá de las necesidades específicas de cada sistema. En redes con alta penetración de energías renovables con baja inercia, los GFM son la opción más adecuada, mientras que, en redes robustas y bien establecidas, los GFL pueden seguir siendo una alternativa viable con estrategias de control adecuadas. La combinación de ambos tipos de inversores, en conjunto con

técnicas avanzadas de control y el apoyo del almacenamiento en baterías, será clave para garantizar una transición energética estable y eficiente requerida para perseguir los objetivos de la descarbonización. Estas tecnologías permitirán una mayor integración de energías renovables y tiene la capacidad de fortalecer la resiliencia de los sistemas eléctricos, impulsando el camino hacia redes más flexibles y sostenibles en el futuro.

Trabajos Futuros

1. Verificación de la compatibilidad entre las normas y los casos de estudio realizados durante la simulación.

Si bien, el caso de estudio presentado permite observar de manera clara los modos de operación de un VSC tanto en modo grid-forming como grid-following, es importante resaltar que para la verificación de su compatibilidad con las normativas existentes requerirá de un mayor nivel de detalle en la simulación; como por ejemplo la incorporación de planos de tierra, coordinación de protecciones eléctricas y/o los distintos tipos de interruptores que intervienen entre la red y los dispositivos.

2. Uso de valores más representativos o realistas.

Tales como relaciones de cortocircuito (SCR por sus siglas en inglés), perfiles típicos de operación de carga, generadores y/o BESS. Esto permitirá obtener resultados que reflejen con mayor precisión el comportamiento esperado en aplicaciones reales.

3. Validación experimental.

Esta consistirá en replicar las dinámicas totales del sistema mediante un prototipo físico en condiciones de laboratorio controladas, lo cual permitirá observar el comportamiento real de los inversores.

Referencias

- [1] Mohan, N., Undeland, T. M., & Robbins, W. P. (2009). *Electrónica de potencia: convertidores, aplicaciones y diseño*.
- [2] Dr, D. W. H. P. (2010). *Power Electronics*. McGraw-Hill Education.
- [3] Rashid, M. H., Electrical, N. K. O., & Kulkarni, A. R. (2013). *Power Electronics: Devices, Circuits, and Applications*.
- [4] Posada Contreras, J., (2005). Modulación por ancho de pulso (PWM) y modulación vectorial (SVM). Una introducción a las técnicas de modulación. *El Hombre y la Máquina*, (25), 70-83.
- [5] Peraza, C., González Longatt, F., Villanueva, C., Blanco, R., & Díaz, J. G. (in press). Control de inversores en sistemas de generación distribuida. *Ingeniería UC*, 12(003).
- [6] Gonzalez-Longatt, Francisco (2021) FROM GRID-FOLLOWING TO GRID-FORMING CONVERTERS: Grid-Friendly Power Electronic Converters. 1st September 2021. IUT Pereira Colombia. DOI 10.13140/RG.2.2.28595.35360
- [7] D. Murillo-Yarce, A. Alzate-Gómez, y A. Escobar-Mejía, Análisis comparativo del control predictivo de corriente en convertidores VSI empleados en la conexión a red de energías renovables. *Tecnológicas*, vol. 21, no. 41, pp. 45-62, 2018.
- [8] Hatziargyriou, N., Milanovic, J., Rahmann, C., Ajarapu, V., Canizares, C., Erlich, I., Hill, D., Hiskens, I., Kamwa, I., Pal, B., Pourbeik, P., Sanchez-Gasca, J., Stankovic, A., Van Cutsem, T., Vittal, V., & Vournas, C. (2021). Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(4), 3271–3281. DOI 10.1109/TPWRS.2020.3041774
- [9] Bansal, R., Yadav, V. K., Joshi, D., & Behera, R. K. (2020). *Power electronics, drives and advanced applications*. CRC Press. ISB: 978-1-138-06239-9
- [14] Kundur, P. (1994). *Power System stability and control*. McGraw-Hill Companies.
- [15] Kikusato, Hiroshi & Orihara, Dai & Hashimoto, Jun & Takamatsu, Takahiro & Oozeki, Takashi & Matsuura, Takahiro & Miyazaki, Satoshi & Hamada, Hiromu & Miyazaki, Teru. (2023). Performance evaluation of grid-following and grid-forming inverters on frequency stability in low-inertia power systems by power hardware-in-the-loop testing. *Energy Reports*. 9. 381-392. 10.1016/j.egy.2022.10.434.
- [16] V. A. Lacerda, E. P. Araujo, M. Cheah-Mañe and O. Gomis-Bellmunt, "Phasor Modeling Approaches and Simulation Guidelines of Voltage-Source Converters in Grid-Integration Studies," in *IEEE Access*, vol. 10, pp. 51826-51838, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3174958.
- [17] Yazdani, A., & Iravani, R. (2010). *Voltage-Sourced converters in power systems: Modeling, Control, and Applications*. Wiley.
- [18] Sánchez J., Arroyo-Serrano A., Castro L. M. (2022). Modeling of VSC-based BESS and PV Plants as Distributed Resources for Steady-State Studies. *IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC): 9-11 Nov. 2022*. (2022).
- [19] Masters, G. M. (2013). *Renewable and efficient electric power systems*. John Wiley & Sons.
- [20] Mejía, D. A., Torres Chávez, I., & Díaz, J. L. (2014). Comparación de algoritmos MPPT aplicados a un conversor SEPIC en sistemas fotovoltaicos. *El Hombre y la Máquina*, (45), 44-55.
- [21] S. Deshpande and N. R. Bhasme, "A review of topologies of inverter for grid connected PV systems," 2017 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT), Vellore, India, 2017, pp. 1-6, DOI: 10.1109/IPACT.2017.8245191.
- [22] Bank, A. D. (2018). *Handbook on battery energy storage system*. Asian Development Bank.

- [23] Saw, Bernard, Lip Huat & Somasundaram, Karthik & Ye, Yonghuang & Tay, A.A.O.. (2014). Electro-thermal analysis of Lithium Iron Phosphate battery for electric vehicles. *Journal of Power Sources*. 249. 231-238. 10.1016/j.jpowsour.2013.10.052.
- [24] T. Xia, M. Li, P. Zi, L. Tian, X. Qin and N. An, "Modeling and simulation of Battery Energy Storage System (BESS) used in power system," 2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), Changsha, China, 2015, pp. 2120-2125, DOI 10.1109/DRPT.2015.7432597.
- [25] A. M. Mahfuz-Ur-Rahman, M. Rabiul Islam, K. M. Muttaqi and D. Sutanto, "An Energy Management Strategy with Advanced Power Electronic Converter and Control to Achieve Energy Resiliency and Minimum Operating Cost," 2020 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Detroit, MI, USA, 2020, pp. 1-8, DOI: 10.1109/IAS44978.2020.9334709.
- [26] Nabil Elaadoui, Rachid Lajouad, Abdelmounime El Magri, Adil Mansouri, Karim Elmezdi, "Adaptive control strategy for energy management in a grid-connected Battery Energy Storage System using a bidirectional Vienna rectifier, *Journal of Energy Storage*", Volume 104, Part A, 2024, 114382, ISSN 2352-152X.
- [27] Reza Hemmati, Neda Azizi, "Advanced control strategy on battery storage system for energy management and bidirectional power control in electrical networks", *Energy*, Volume 138, 2017, Pages 520-528, ISSN 0360-5442.
- [28] Su-A, K. (2017, June 22). KEPCO launches operation of 28MW solar photovoltaic power plant in Hokkaido, Japan. *The Korea Post*. <https://www.koreapost.com/news/articleView.html?idxno=4176>
- [29] pv Europe. (2021, 14 diciembre). Sungrow powers South Korea's largest PV-wind-storage complex. <https://www.pveurope.eu/installation/sungrow-powers-south-koreas-largest-pv-wind-storage-complex>
- [30] SEIDP, SREP, SIDSDOCK, SEI API (Julio 2020). GRID CONNECTED PV SYSTEMS WITH BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS. DESIGN GUIDELINES.
- [31] S. V, N. M. C. M, J. P and A. O. V, "Control of a Multilevel Inverter based Grid Integration of Solar PV with BESS," 2020 International Conference on Power Electronics and Renewable Energy Applications (PEREA), Kannur, India, 2020, pp. 1-6, DOI: 10.1109/PEREA51218.2020.9339812.
- [32] Harshit and A. Bhattacharya, "3-level Z-source inverter based PV system with bidirectional buck-boost BESS," 2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), Trivandrum, India, 2016, pp. 1-6, DOI: 10.1109/PEDES.2016.7914263.
- [33] *Carmen, & Carmen. (2021, August 28). AES Laurel Mountain – BESS, US. Power Technology. <https://www.power-technology.com/marketdata/aes-laurel-mountain-bess-us/?cf-view>*
- [34] Kroposki, B., Johnson, B., Zhang, Y., Gevorgian, V., Denholm, P., Hodge, B., & Hannegan, B. (2017). "Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy". *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(2), 61–73. <https://doi.org/10.1109/mpe.2016.2637122>
- [35] P. Rani, Shikhar, S. Murugesan and A. K. Singh, "Modeling and Implementation of Grid Following and Grid Forming Inverters," 2022 IEEE 9th Uttar Pradesh Section International Conference on Electrical, Electronics and Computer Engineering (UPCON), Prayagraj, India, 2022, pp. 1-6, DOI: 10.1109/UPCON56432.2022.9986412.
- [36] Yari, Siavash, Kamwa, Innocent, Rimorov, Dmitry (Agosto 2024) "Comparison of Grid-Following and Grid-Forming Inverters Performance for Frequency Stability in Power Systems: A Dynamic Study" DOI 10.1109/CCECE59415.2024.10667285
- [37] Z. Zhang & Y. Yang (2023). Control Flexibility of Power Converters for Seamless Transition between Grid-Following and Grid-Forming Modes. *IEEE Access*, DOI: 10.1109/PEAS58692.2023.10395282.

- [38] V. Vignesh, et al (2024). Development of Grid-Forming and Grid-Following Inverter Control in Microgrid Network Ensuring Grid Stability and Frequency Response. *State-of-the-Art Power Electronics Systems*, DOI: 10.3390/electronics13101958.
- [39] H. Khoshkhoo, S. Yari, A. Pouryekta, V. K. Ramachandaramurthy and J. M. Guerrero, "A Remedial Action Scheme to Prevent Mid/Long-Term Voltage Instabilities," in *IEEE Systems Journal*, vol. 15, no. 1, pp. 923-934, March 2021, DOI: 10.1109/JSYST.2020.3010781.
- [40] S. Avila-Becerril, J. R. Rodríguez-Rodríguez, A. Velazquez-Ibañez, M. R. Arrieta-Paternina, "Grid-Following Voltage Source Converter with a PLL-Less PI Passivity-Based Controller for Unbalanced Grid Conditions" 2023 Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- [41] Rathnayake, et al (2021). Grid forming inverter modeling, control, and applications. *IEEE Access*, 9, 114781–114807. <https://doi.org/10.1109/access.2021.3104617>
- [42] A. Quedan, W. Wang, D. Ramasubramanian, E. Farantatos and S. Asgarpour, "Dynamic behavior of combined 100% IBR transmission and distribution networks with grid-forming and grid-following inverters," 2023 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), Washington, DC, USA, 2023, DOI: 10.1109/ISGT51731.2023.10066356.
- [43] Schömann, O., et al (2019). Experiences with Large Grid-Forming Inverters on Various Island and Microgrid Projects.
- [44] P. Rani, Shikhar, S. Murugesan and A. K. Singh, "Modeling and Implementation of Grid Following and Grid Forming Inverters," 2022 IEEE 9th Uttar Pradesh Section International Conference on Electrical, Electronics and Computer Engineering (UPCON), Prayagraj, India, 2022, pp. 1-6, DOI: 10.1109/UPCON56432.2022.9986412.
- [45] Yari, Siavash, Kamwa, Innocent, Rimorov, Dmitry (Agosto 2024) "Comparison of Grid-Following and Grid-Forming Inverters Performance for Frequency Stability in Power Systems: A Dynamic Study" DOI 10.1109/CCECE59415.2024.10667285
- [46] W. Du et al., "Modeling of Grid-Forming and Grid-Following Inverters for Dynamic Simulation of Large-Scale Distribution Systems," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 4, pp. 2035-2045, Aug. 2021, DOI: 10.1109/TPWRD.2020.3018647.
- [47] A. Zare, S. D'silva and M. B. Shadmand, "Optimal Ratio of Grid-Forming to Grid-Following Inverters Towards Resilient Power Electronics Dominated Grids," 2023 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Orlando, FL, USA, 2023, pp. 2347-2352, doi: 10.1109/APEC43580.2023.10131538
- [48] *Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. IEEE Standard 1547™-2018, Febrero 2018 [PDF]
- [49] *Interconnection and Interoperability of Inverter -Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems*, IEEE Standard 2800™-2022, Febrero 2022 [PDF]
- [50] *Harmonic Control in Electric Power Systems*, IEEE Standard 519™-2022, Mayo 2022 [PDF]
- [51] *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents*, IEC 60909-0:2016, Enero 2016 [PDF]
- [52] Niersbach, Benjamin ; Ghourabi, I. ; Braun, Benjamin ; Hanson, Jutta (2019). Modelado avanzado de generadores basados en inversores para cálculos de corriente de cortocircuito según IEC 60909-0:2016. CIRE2019. Madrid (España) (03.06.2019-06.06.2019). Recuperado de <http://www.cired2019.org>
- [53] *Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface*, IEC 61727:2004, Diciembre 2004 [PDF].
- [54] *Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures*, IEC 62116:2014, Febrero 2014.

- [55] IEEE. (2024). IEEE Standard for Smart Energy Profile Application Protocol (IEEE Std 2030.5-2023). IEEE Standards Association. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2023.10319116>.
- [56] Ing. Estevez y Tapia, A. (2020, Octubre 5 & 12). Instalación de Inversores FV-Interconectados a la Red [PP]. 16° Congreso Nacional de la NOM-001-SEDE.
- [57] RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía por la que expide las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida. Resolución Núm. RES/142/2017. Diario Oficial de la Federación (07 Marzo 2017) PDF. Recuperado 13 de Febrero 2025 de <https://www.dof.gob.mx/>
- [58] International Electrotechnical Commission (IEC). (2015). IEC 61000-4-30:2015 – Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods (3rd ed.). IEC.
- [59] Underwriters Laboratories (UL). (2024). UL 1741: Inverters, converters, controllers and interconnection system equipment for use with distributed energy resources (3rd ed., rev. October 23, 2024). UL Standards.
- [60] Comisión Reguladora de Energía (CRE). (2017, marzo 7). RES/142/2017: Disposiciones administrativas de carácter general en materia de generación distribuida. Diario Oficial de la Federación. [http://cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/GenDis/\(DOF%202017-03-07%20CRE\)%20RES-142-2017%20DACG%20Generaci%C3%B3n%20Distribuida.pdf](http://cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/GenDis/(DOF%202017-03-07%20CRE)%20RES-142-2017%20DACG%20Generaci%C3%B3n%20Distribuida.pdf)
- [61] Pierre Giroux (2025). Microgrid Dynamic Operation. MATLAB Central File Exchange. Recuperado 5 febrero, 2025 de <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/93235-microgrid-dynamic-operation>