

Diseño de una estrategia de mitigación de hundimientos de tensión en redes de distribución
mediante sistemas fotovoltaicos

Presentado por
Astrid Clarissa Esparza Aponte

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E³T)
Bucaramanga
2023

Diseño de una estrategia de mitigación de hundimientos de tensión en redes de distribución
mediante sistemas fotovoltaicos

Presentado por

Astrid Clarissa Esparza Aponte

Trabajo de grado para optar al título de Magíster en Ingeniería Eléctrica

Directora

María Alejandra Mantilla Villalobos

Doctora en Ingeniería, Área Ingeniería Electrónica

Codirector

Mario Arrieta Paternina

Doctor en Ingeniería, Área Ingeniería Eléctrica

Codirector

Jairo Blanco Solano

Doctor en Ingeniería, Área Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E³T)

Bucaramanga

2023

Agradecimientos

Agradezco a Dios por poner a las personas adecuadas en mi camino y darme la inteligencia y fuerza necesarias para hacer posible lo que parecía imposible. Quiero expresar mi profundo agradecimiento a mi supervisora, María Villalobos, por su apoyo constante y su confianza. También deseo agradecer especialmente a mi co-supervisor, Mario Arrieta, y a Gabriel Mejía por su papel fundamental en esta investigación, compartiendo su valioso conocimiento y enseñanzas. A mi co-supervisor, Jairo Blanco, le agradezco su apoyo y agudos análisis.

No puedo dejar de mencionar mi gratitud al profesor Javier Solano, quien hizo realidad mi sueño de estar en Canadá. Asimismo, quiero agradecer a mi actual supervisora de doctorado, Maude Blondin, por su apoyo y flexibilidad durante la etapa final de mi maestría.

Agradezco a mi esposo, Christian, por ser el mejor consejero y por siempre darme ánimo, también por su paciencia y su amor infinito. A mis padres, Blanca y David, les doy las gracias por su apoyo y esfuerzo. Mis hermanos, Felipe, Sofía y Alejandro, han sido una constante fuente de motivación.

Agradezco la hospitalidad de Karol y doña Gloria, la contribución de Patricia a mi crecimiento personal y bienestar mental, y la amabilidad continua de Gladys Noriega.

Mis amigos Ingrid, Juan Diego y Cristian quienes fueron un gran apoyo y compañía. A mis compañeros de aventuras, Sebastián y Adriana, les agradezco por las carcajadas compartidas durante todo este camino.

Contenidos

Introducción	13
1. Estrategias de control para dar cumplimiento al requerimiento LVRT	18
1.1. Hundimiento de tensión	18
1.2. Calidad de la potencia	18
1.3. Requerimiento LVRT	19
1.4. Estrategias de mitigación en SFV	21
2. Estructura del SFV de conexión a la red	26
2.1. Arreglo fotovoltaico y etapa de corriente directa	26
2.2. Inversor de potencia	27
2.3. Filtro de conexión a la red	28
2.4. Esquema de control del inversor de potencia	30
2.4.1. Sincronización con la red	30
2.4.2. Generación de referencias	31
2.4.3. Control de corriente	32
2.4.4. Marco de referencia dq	34
3. Control diseñado y sistema eléctrico modelado	36
3.1. Red eléctrica de distribución	36
3.2. Estructura del sistema fotovoltaico	36
3.3. Sistema de control	37
3.3.1. Generación de la corriente de referencia y controlador de corriente	39
4. Casos de estudio	42
4.1. Simulación ante una sobrecarga	45

Estrategia de mitigación de hundimientos de tensión en redes de distribución	5
4.2. Simulación ante una falla simétrica	47
4.3. Simulación ante fallas asimétricas	52
4.3.1. Considerando un SFV adicional	54
4.4. Análisis de resultados	57
4.5. Indicador SARFI-X	63
5. Conclusiones	65
5.1. Trabajo futuro	66
Bibliografía	67

Tablas

Tabla 1. Estrategias de control para cumplir con el requerimiento LVRT	23
Tabla 1. Estrategias de control para cumplir con el requerimiento LVRT	24
Tabla 1. Estrategias de control para cumplir con el requerimiento LVRT	25
Tabla 2. Tipos de filtros.	29
Tabla 3. Estrategias de control.	32
Tabla 3. Estrategias de control.	33
Tabla 4. Técnicas de modulación.	34
Tabla 5. Parámetros del SFV1 trifásico conectado al nodo 671	43
Tabla 6. Parámetros del SFV2 bifásico conectado al nodo 645 (fases B y C)	44
Tabla 7. Parámetros del SFV3 monofásico conectado al nodo 652 (fase A)	44
Tabla 8. Parámetros del SFV4 trifásico conectado al nodo 633	45
Tabla 9. Resultados ante sobrecarga.	60
Tabla 10. Resultados del escenario ante falla simétrica.	61
Tabla 11. Resultados del escenario ante falla asimétrica.	61
Tabla 11. Resultados del escenario ante falla asimétrica.	62
Tabla 12. Resultados del escenario ante falla simétrica, considerando una mayor inclusión de SFV.	62
Tabla 12. Resultados del escenario ante falla simétrica, considerando una mayor inclusión de SFV.	63

Figuras

Figura 1. Categorías y principales características del hundimiento de corta duración. Adaptada de (Castillo, 2021).	19
Figura 2. Curva característica LVRT de códigos de red.	20
Figura 3. Curva característica para la inyección de corriente reactiva de códigos de red.	21
Figura 4. Esquema del sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica.	26
Figura 5. Potencia entregada respecto a la tensión del arreglo fotovoltaico.	27
Figura 6. Topologías de inversores de potencia.	28
Figura 7. Esquema de los componentes de control del inversor.	30
Figura 8. Topología del lazo de seguimiento de fase.	31
Figura 9. Bloque de simulación del lazo de seguimiento de fase de Simulink. Adaptado de (MathWorks, 2013).	31
Figura 10. Alimentador de distribución radial IEEE de 13 buses.	36
Figura 11. Inversor multinivel en cascada con transformador. Adaptado de (Khounjahan et al., 2015).	37
Figura 12. SFV conectado a la red y su arquitectura de control.	38
Figura 13. Generador de referencias y control de corriente.	40
Figura 14. Diagrama unifilar del sistema de potencia simulado.	42
Figura 15. Resultados de la simulación del nodo 671 ante una sobrecarga. (a) Tensión RMS de la fase A con y sin control de LVRT. (b) Tensión RMS de la fase B con y sin control. (c) Tensión RMS de la fase C con y sin control. (d) Perfil de potencia reactiva por fase con control.	46

- Figura 16. Resultados de la simulación del nodo 645 ante una sobrecarga. (a) Tensión RMS de la fase B con y sin control de LVRT. (b) Tensión RMS de la fase C con y sin control. (c) Perfil de potencia reactiva por fase con control. 47
- Figura 17. Resultados de la simulación del nodo 652 ante una sobrecarga. (a) Tensión RMS de la fase A con y sin control de LVRT. (b) Perfil de potencia reactiva por fase con control. 48
- Figura 18. Corriente RMS inyectada por los SFV ante una sobrecarga. (a) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 671. (b) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 645. (c) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 652. 48
- Figura 19. Tensión RMS en los nodos en la red eléctrica ante una sobrecarga. (a) Tensión en la fase A. (b) Tensión en la fase B. (c) Tensión en la fase C. 49
- Figura 20. Potencia activa inyectada ante una sobrecarga.(a) En el nodo 671. (b) En el nodo 645. (c) En el nodo 652. 49
- Figura 21. Resultados de la simulación del nodo 671 ante una una falla simétrica. (a) Tensión RMS de la fase A con y sin control de LVRT. (b) Tensión RMS de la fase B con y sin control. (c) Tensión RMS de la fase C con y sin control. (d) Perfil de potencia reactiva por fase con control. 50
- Figura 22. Resultados de la simulación del nodo 645 ante una una falla simétrica. (a) Tensión RMS de la fase B con y sin control de LVRT. (b) Tensión RMS de la fase C con y sin control. (c) Perfil de potencia reactiva por fase con control. 51
- Figura 23. Resultados de la simulación del nodo 652 ante una una falla simétrica. (a) Tensión RMS de la fase A con y sin control de LVRT. (b) Perfil de potencia reactiva por fase con control. 51
- Figura 24. Corriente RMS inyectada por los SFV ante una falla simétrica. (a) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 671. (b) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 645. (c) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 652. 52
- Figura 25. Tensión RMS en los nodos en la red eléctrica ante una falla simétrica. (a) Tensión en la fase A. (b) Tensión en la fase B. (c) Tensión en la fase C. 53

- Figura 26. Potencia activa inyectada ante una falla simétrica. (a) En el nodo 671. (b) En el nodo 645. (c) En el nodo 652. 53
- Figura 27. Resultados de la simulación del nodo 671 ante una una falla asimétrica. (a) Tensión RMS de la fase A con y sin control de LVRT. (b) Tensión RMS de la fase B con y sin control. (c) Tensión RMS de la fase C con y sin control. (d) Perfil de potencia reactiva por fase con control. 54
- Figura 28. Resultados de la simulación del nodo 645 ante una una falla asimétrica. (a) Tensión RMS de la fase B con y sin control de LVRT. (b) Tensión RMS de la fase C con y sin control. (c) Perfil de potencia reactiva por fase con control. 55
- Figura 29. Resultados de la simulación del nodo 652 ante una una falla asimétrica. (a) Tensión RMS de la fase A con y sin control de LVRT. (b) Perfil de potencia reactiva por fase con control. 55
- Figura 30. Corriente RMS inyectada por los SFV ante una falla asimétrica. (a) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 671. (b) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 645. (c) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 652. 56
- Figura 31. Tensión RMS en los nodos en la red eléctrica ante una falla asimétrica. (a) Tensión en la fase A. (b) Tensión en la fase B. (c) Tensión en la fase C. 56
- Figura 32. Potencia activa inyectada ante una falla asimétrica. (a) En el nodo 671. (b) En el nodo 645. (c) En el nodo 652. 57
- Figura 33. Resultados de la simulación del nodo 633 ante una falla asimétrica. (a) Tensión RMS de la fase A con y sin control. (b) Tensión RMS de la fase B con y sin control. (c) Tensión RMS de la fase C con y sin control. (d) Perfil de potencia reactiva por fase con control. 58
- Figura 34. Resultados de la simulación del nodo 633 ante una falla asimétrica. (a) Corriente RMS inyectada por el SFV4. (b) Potencia activa inyectada por el SFV4. 59

Figura 35. Tensión RMS en los nodos en la red eléctrica ante una falla asimétrica, incluyendo un SFV adicional. (a) Tensión en la fase A. (b) Tensión en la fase B. (c) Tensión en la fase C.

59

Figura 36. Indicadores SARFI-X evaluado en cada nodo con diferentes ubicaciones de falla, considerando la estrategia de control y sin considerarla. (a) Sin control y falla en el nodo 671. (b) Con control y falla en el nodo 671. (c) Sin control y falla en el nodo 652. (d) Con control y falla en el nodo 652. (e) Sin control y falla en el nodo 645. (f) Con control y falla en el nodo 645. (h) Sin control y considerando todas las fallas ocurridas. (i) Con control y considerando todas las fallas ocurridas.

64

Abstract

Title: Design of a sags mitigation strategy in distribution networks through photovoltaic systems *

Author: Astrid Clarissa Esparza Aponte **

Keywords: LVRT, Voltage Support, Control Strategy, Distribution system, Photovoltaic systems.

Description: High integration of distributed generation units has led grid codes to establish new requirements to guarantee and control the operation of distribution networks. One of the requirements for integrating these units is the Low Voltage Ride Through (LVRT) capabilities. The LVRT seeks support from the distributed generation units to the network and remains connected in case of short-duration failure. Therefore, this research carries out the design of a voltage sag mitigation strategy in distribution networks using photovoltaic systems with the capability to meet the LVRT requirements. The designed strategy performs an independent control for each phase according to the voltage amplitude variation. Therefore it can be implemented for both three-phase and single-phase inverters in SFV. The voltage support achieved by the proposed control depends only on the reactive power injected into the electric grid by the SFV. Hence, during a voltage sag, it is not injected active power, so even though the SFV does not produce electric power, it could support the grid. Furthermore, this work analyzes the operation of the 13-node IEEE distribution network, including three-phase, biphasic and single-phase SFVs with LVRT capabilities regarding the proposed control system. The results corroborate that the mitigation strategy supports voltage per phase against disturbances such as overloads and symmetrical and asymmetrical failures. This work was funded by the Universidad Industrial de Santander and Minciencias through the project “Program of Research in Emerging Technologies for Intelligent Electrical Microgrids with High Penetration of Renewable Energies”, contract number 80740-542-2020.

* MSc Thesis

** Faculty of Physic-Mechanical Engineering. Department of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering (E³T). Directora: Maria Alejandra Mantilla Villalobos, Ph.D. in Engineering.

Resumen

Título: Diseño de una estrategia de mitigación de hundimientos de tensión en redes de distribución mediante sistemas fotovoltaicos *

Autor: Astrid Clarissa Esparza Aponte **

Palabras clave: LVRT, Distribución, Soporte de tensión, Sistemas fotovoltaicos, Estrategia de control.

Descripción: Los códigos de red han establecido nuevos requerimientos debido a la alta integración de unidades de generación distribuida para asegurar y controlar la operación de las redes de distribución. Uno de los requerimientos para la integración de estas unidades son las capacidades de *Low Voltage Ride Through* (LVRT), las cuales buscan que las unidades de generación distribuida brinden soporte a la red y que estas permanezcan conectadas ante condiciones de falla de corta duración. En este trabajo de investigación se realiza el diseño de una estrategia de mitigación de hundimientos de tensión en redes de distribución mediante sistemas fotovoltaicos (SFV) con capacidades que permiten cumplir con el requerimiento LVRT. La estrategia diseñada realiza un control independiente para cada fase según la variación de la amplitud de la tensión, por lo que puede ser implementada tanto para inversores trifásicos como monofásicos en SFV. El soporte de tensión logrado mediante el control propuesto depende únicamente de la potencia reactiva inyectada por el SFV a la red eléctrica, es decir, durante el hundimiento de tensión no se inyecta potencia activa, e incluso cuando el SFV no produce energía eléctrica, este podría soportar la red. Además, este trabajo analiza la operación de la red de distribución IEEE de 13 nodos considerando la inclusión de SFV trifásicos, bifásicos y monofásicos con capacidades de LVRT teniendo en cuenta el sistema de control diseñado. Los resultados permiten corroborar que la estrategia de mitigación permite realizar un soporte de tensión independiente por fase ante diferentes perturbaciones como sobrecargas y la ocurrencia de fallas simétricas y asimétricas. El presente trabajo de maestría fue desarrollado en el marco del proyecto de investigación titulado "Diseño de estrategias alternativas de operación y control para sistemas fotovoltaicos multifuncionales en redes de distribución con alta penetración de energías renovables" código 70416 adscrito al "Programa de Investigación en Tecnologías Emergentes para Microredes Eléctricas Inteligentes con Alta Penetración de Energías Renovables", contrato No. 80740-542-2020".

* Tesis de Maestría

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Directora: María Alejandra Mantilla Villalobos, Doctora en Ingeniería, Área Ingeniería Electrónica.

Introducción

El incremento de la demanda de energía eléctrica a nivel mundial y el interés por buscar soluciones energéticas menos contaminantes para la generación de energía eléctrica han puesto en estudio nuevas alternativas como la generación distribuida interconectada a la red eléctrica mediante inversores (Garnica et al., 2018; Lopez et al., 2018). Las tecnologías de generación eólica y fotovoltaica se consideran como unas de las más prometedoras de este tipo, presentando un rápido crecimiento a nivel mundial en la última década (Gibb et al., 2022).

En Colombia mediante la Ley 1715 de 2014, se establecieron incentivos para promover la integración de fuentes no convencionales de energía (FNCE), como la reducción especial de impuestos y aranceles (MinMinas, 2014). Así mismo, esta ley se establece con el objetivo de regular la integración de las FNCE en el Sistema Energético Nacional (MinMinas, 2014). Además, la UPME presenta en su último informe del 2022 que los proyectos de generación solar representan el 91% de los proyectos vigentes de generación de energía eléctrica (UPME, 2022). Los datos mencionados anteriormente muestran la importancia de las energías renovables para el país, especialmente los sistemas solares fotovoltaicos.

Ante el crecimiento de la integración de estas tecnologías, en ciertos países como Alemania, Estados Unidos, España, entre otros, ha surgido un interés por parte de los operadores de red (OR) en garantizar la seguridad, estabilidad y confiabilidad de la red eléctrica. Para lo anterior, uno de los requerimientos necesarios ha sido el disminuir la desconexión de estos sistemas durante condiciones de falla (Tarafdar Hagh & Khalili, 2019; Yang et al., 2015).

Las condiciones de falla en la red pueden ocasionar hundimientos de tensión (*sags*), los cuales pueden generar efectos adversos en los sistemas de distribución y en los usuarios conectados a estos. Inicialmente, se había establecido que al presentarse una condición de falla los SFV debían desconectarse (Chen et al., 2016). Sin embargo, debido al crecimiento de estas tecnologías, la convencional desconexión de estos sistemas de generación podría ocasionar un impacto negativo

en la operación y confiabilidad de la red, llegando a causar una pérdida masiva en el suministro de energía (Honrubia-Escribano et al., 2018).

Con el fin de mejorar la confiabilidad en la red eléctrica ante la alta integración de unidades de generación distribuida (UGD), los códigos de red han establecido nuevos requerimientos, entre estos las capacidades de *Fault Ride Through* (FRT) (Tarafdar Hagh & Khalili, 2019). Estas capacidades se enfocan fundamentalmente en mantener los SFV conectados a la red y brindarle soporte a esta durante la ocurrencia de fallas de corta duración (Lopez et al., 2018).

En la literatura de la última década, se encuentran múltiples estudios en estrategias de control que buscan mejorar el comportamiento de inversores de potencia y del sistema eléctrico de potencia en presencia de hundimientos de tensión. La mayoría de estas estrategias han sido evaluadas para inversores interconectados en redes de transmisión, ante fallas simétricas o específicamente en plantas eólicas de generación (Camacho et al., 2014a, 2014b; Sun et al., 2016; Wu et al., 2016).

Partiendo de lo anterior, en el presente trabajo se realiza el diseño de una estrategia de mitigación de hundimientos de tensión en redes de distribución mediante SFV monofásicos y trifásicos equipados con capacidades de *Low Voltage Ride Through* (LVRT).

La estrategia propuesta realiza un soporte de tensión mediante la inyección de potencia reactiva de manera independiente en cada una de las fases, según la variación de la amplitud en la fase correspondiente. De este modo se espera cubrir de manera independiente las necesidades del sistema de potencia en cada una de sus fases.

Asimismo, en este trabajo se modeló y analizó la operación de una red de distribución IEEE de 13 nodos considerando la estrategia de mitigación propuesta, basada en la inclusión de SFV trifásicos y monofásicos con capacidades de LVRT mediante el sistema de control propuesto. La operación de la red de distribución fue evaluada ante diferentes perturbaciones como sobrecargas y la ocurrencia de fallas simétricas y asimétricas, mediante simulaciones realizadas en el software MATLAB/simulink.

Planteamiento del problema

En el sistema eléctrico de potencia pueden presentarse distintas perturbaciones, una de estas son los hundimientos de tensión (*voltage sags*). Se define a los hundimientos como una fluctuación de tensión, la cual produce una depresión transitoria de tensión respecto a la onda estándar (de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2005), o como una disminución repentina de la tensión de la red eléctrica entre el 10 y el 90% del valor nominal, con una duración desde medio ciclo hasta un minuto (Garnica et al., 2018). Estas perturbaciones pueden ser ocasionadas por: condiciones de falla, la conexión de grandes cargas que requieren altas corrientes de arranque o conexiones sueltas en el cableado de alimentación; lo cual puede provocar efectos adversos como: desconexión en cascada de unidades de generación distribuida, daños en equipos eléctricos, reducción en la confiabilidad, desequilibrios en la red, o problemas en la calidad de la potencia (IEEE, 2019).

Una de las opciones utilizadas para el soporte a la red en cuanto a la regulación de tensión, es el uso de cambiadores de tomas en carga. Sin embargo, en estado de emergencia estos dispositivos no pueden actuar lo suficientemente rápido, por lo tanto, no son los indicados para ayudar a mitigar perturbaciones de corta duración como los hundimientos de tensión (Alobeidli & El Moursi, 2014). Así mismo, para reducir variaciones de tensión en la carga, se han propuesto dispositivos para casos de emergencia como los Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (SAI), pero el uso de baterías y el cambio de estas al completarse los ciclos de carga, los hace una opción costosa y que además requiere un espacio considerable (Ruiz et al., 2014). Adicionalmente, más allá de la regulación de tensión en cargas sensibles, se han utilizado los restauradores de tensión dinámica (DVR, en inglés *Dynamic voltage restorer*). Mediante estos dispositivos se pueden mitigar perturbaciones de corta duración como los hundimientos, pero debido a que generalmente contiene un transformador para la conexión en serie con la carga, que es pesado, voluminoso, costoso, y opera a la frecuencia de línea, pueden ser una alternativa poco rentable para tratar los hundimientos (Lu et al., 2014). Otra de las opciones actualmente utilizadas es considerar estrategias de control de LVRT para los sistemas de generación interconectados a la red mediante inversores, con el fin de soportar el hundimiento y ayudar a mitigarlo (Joshi et al., 2021).

Además, actualmente se espera un crecimiento en la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables a nivel mundial, basado en el crecimiento que estas han tenido en la última década, por ejemplo, los sistemas fotovoltaicos alcanzaron 942 GW de capacidad total global acumulada en el 2022 (Gibb et al., 2022). En el caso particular de Colombia, se estima que en el 2030 los SFV suplirán el 10% del consumo energético del país (CELSIA, 2017). Por ende, la inclusión de capacidades de LVRT en estos sistemas podrían aportar en la mitigación de hundimientos de tensión. Así mismo, se encuentran diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos según su arquitectura de conexión a la red o las topologías de los convertidores electrónicos. De esta manera, las estrategias de control se deberían establecer según el tipo de sistema fotovoltaico y de sus funcionalidades.

Basado en lo anterior, con este trabajo se busca responder a la siguiente pregunta: ¿Cuál es el impacto que tiene la implementación de estrategias de mitigación de hundimientos de tensión mediante sistemas fotovoltaicos en redes de distribución?

Objetivos

Para dar solución al problema planteado anteriormente se presenta los siguientes objetivos.

Objetivo general

Evaluar el impacto de la inclusión de una estrategia de mitigación de hundimientos de tensión mediante sistemas fotovoltaicos en redes eléctricas de distribución bajo condiciones de estado estable y transitorio, y considerando indicadores de calidad de la potencia.

Objetivos específicos

1. Revisar la literatura asociada a las estrategias de mitigación de hundimientos de tensión en redes de distribución, de acuerdo con los sistemas fotovoltaicos, y a sus capacidades de LVRT.
2. Elaborar una estrategia de mitigación de hundimientos de tensión en redes de distribución para hundimientos de más del 70%, utilizando sistemas fotovoltaicos con capacidades de

LVRT.

3. Modelar y analizar la operación de una red de distribución de energía eléctrica aprovechando la integración de sistemas fotovoltaicos con capacidades de LVRT, con el fin de valorar el desempeño de la estrategia diseñada a partir de la medición de tensiones y corrientes de la red eléctrica.

Contribuciones

La contribución de este trabajo de investigación es el diseño de una estrategia de mitigación de hundimientos de tensión de corta duración mediante sistemas fotovoltaicos, y la evaluación de la estrategia ante hundimientos incluso mayores del 70% de la tensión, en redes de distribución eléctrica con alta integración de SFV. La estrategia propuesta provee a los sistemas fotovoltaicos de capacidades de LVRT, mediante un control por fase. Al implementar dicha estrategia en redes de distribución se evalúa su impacto mediante la medición de corrientes y tensiones de esta ante escenarios en estado estable y transitorio. La evaluación del sistema de control propuesto se realiza utilizando la red eléctrica IEEE de 13 nodos. Adicional al trabajo presentado mediante este documento, se participó en la conferencia internacional *2022 IEEE PES Generation, Transmission and Distribution Latin America* mediante la ponencia científica titulada *A Voltage Support Strategy Based on a Per-Phase Controlled Inverter in Faulty Networks*.

Estructura del documento

El documento se estructura de la siguiente manera: el capítulo 1 presenta los conceptos generales respecto al requerimiento LVRT. El capítulo 2 describe la estructura del SFV conectado a la red eléctrica, presentando diferentes opciones para los respectivos componentes. En el capítulo 3 se define la estrategia de mitigación propuesta y consideraciones tenidas en cuenta. En el capítulo 4 se presenta el modelo de la red de distribución considerada, los casos estudiados, y se realiza la evaluación de la estrategia de mitigación en la red eléctrica mediante resultados de simulación. Finalmente, las conclusiones y el trabajo futuro se encuentran en el capítulo 5.

1. Estrategias de control para dar cumplimiento al requerimiento LVRT

Con la finalidad de presentar una revisión de las estrategias de mitigación de hundimientos de tensión mediante sistemas fotovoltaicos, este capítulo aborda inicialmente y de manera general el concepto de hundimiento de tensión de corta duración, la calidad de la potencia y el requerimiento LVRT para generadores distribuidos.

1.1. Hundimiento de tensión

La naturaleza intermitente y estocástica de los sistemas de generación renovable, la conexión de cargas con una rápida dinámica, el creciente consumo de energía y los estados de falla pueden ser causantes de perturbaciones en la red como los hundimientos de tensión de corta duración (Mejia-Ruiz et al., 2021). Los hundimientos de tensión son una disminución en el valor eficaz de tensión y tienen como características principales su duración y magnitud. Los valores de tensión durante hundimientos de tensión se encuentran entre $0,1pu$ a $0,9pu$ y la duración de estos va de $1/2$ ciclo a 1 minuto, y su impacto depende de la ubicación y las condiciones del sistema, ya que la falla puede ocasionarse cerca o lejos del punto de interés (IEEE, 2009). La figura 1 ilustra las diferentes categorías de los hundimientos de tensión.

1.2. Calidad de la potencia

Según la Comisión de Regulación de Energía, Gas y Combustibles (CREG), "la calidad de la potencia se define como Conjunto de calificadores de fenómenos inherentes a la forma de onda de la tensión, que permiten juzgar el valor de las desviaciones de la tensión instantánea con respecto a su forma y frecuencia estándar, así como el efecto que dichas desviaciones pueden tener sobre los equipos eléctricos u otros sistemas". En esta resolución se establece que en Colombia se debe monitorear permanentemente solo indicadores de calidad de tensión con el fin de simplificar el control y la vigilancia de los sistemas de potencia. Entre las metodologías de vigilancia se

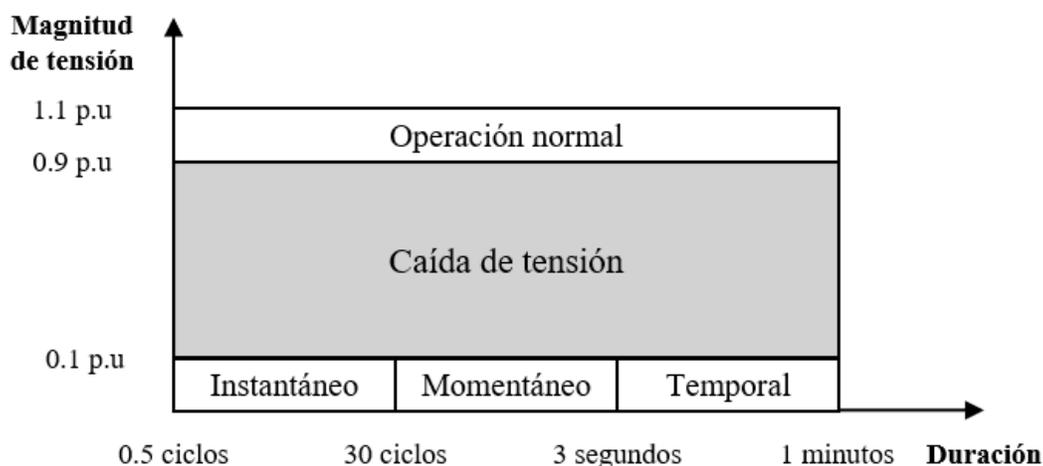


Figura 1. Categorías y principales características del hundimiento de corta duración. Adaptada de (Castillo, 2021).

encuentran estándares de medición de la severidad de las variaciones de la tensión, la duración de estas y el número de eventos. Por lo tanto, los equipos de medición deben poder medir indicadores como la distorsión armónica total, la relación entre el tensión de secuencia negativa y positiva, y hundimientos, así como registrar de forma automática la frecuencia y duración de la interrupciones. Para llevar a cabo dichas mediciones se deben considerar estándares como el IEC 61000-4-30, el IEEE 519 y el IEC-61000-4-15.

1.3. Requerimiento LVRT

Con el fin de garantizar el funcionamiento seguro de las unidades de generación distribuida en presencia de fallas, aún hay códigos de red que exigen la desconexión de estas. Sin embargo, esto podría ocasionar un impacto negativo sobre el sistema eléctrico de potencia como profundizar las variaciones de tensión o producir la desconexión en cascada de múltiples generadores distribuidos afectando la estabilidad del sistema Honrubia-Escribano et al., 2018.

En países como Alemania han sido establecidos requerimientos por parte de los operadores de red para la operación de unidades no convencionales de generación distribuida ante variaciones de tensión, entre los principales se encuentra el requerimiento LVRT. Este requerimiento establece

que las unidades de generación distribuida no solo deben resistir la perturbación, sino también brindar soporte durante las caídas de tensión hasta un cierto porcentaje de la tensión nominal y durante un periodo de tiempo Tarafdar Hagh y Khalili, 2019.

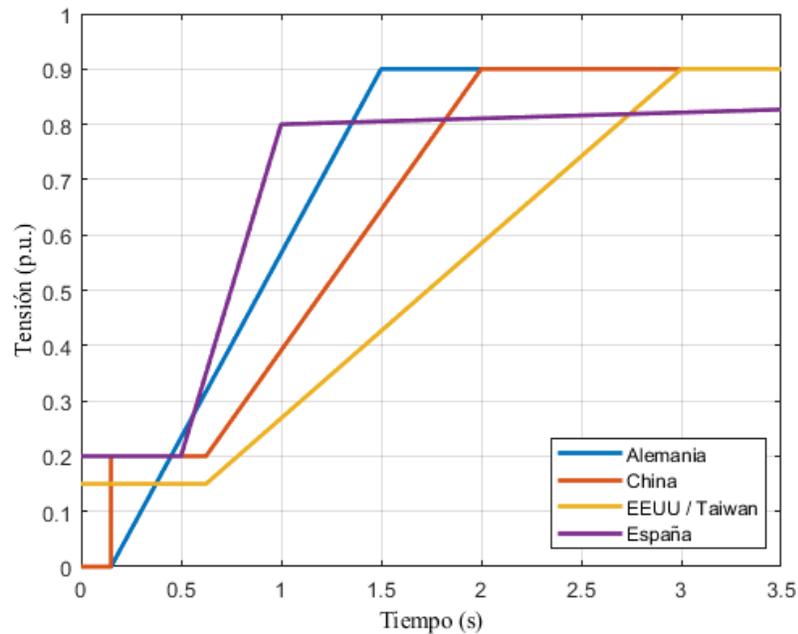


Figura 2. Curva característica LVRT de códigos de red.

Las restricciones de LVRT se establecen mediante una curva característica de tensión respecto al tiempo como se ilustra en la Figura 2 para diferentes países. Por ejemplo, esta figura permite observar que el código de red alemán requiere que el inversor soporte fallas severas (caída de tensión de la red a cero con una duración menor a 150 ms).

En los códigos de red se podrían encontrar condiciones adicionales como que las capacidades de LVRT permitan regresar a su operación normal, una vez la tensión ha regresado a su valor nominal. Adicionalmente, estos también podrían solicitar, a las unidades de generación distribuida, una inyección de corriente reactiva mínima para brindar soporte de tensión a la red. La figura 3 ilustra la relación de inyección de corriente reactiva respecto al porcentaje de tensión de este último requerimiento.

Para el cumplimiento de los requerimientos mencionados los inversores de potencia juegan

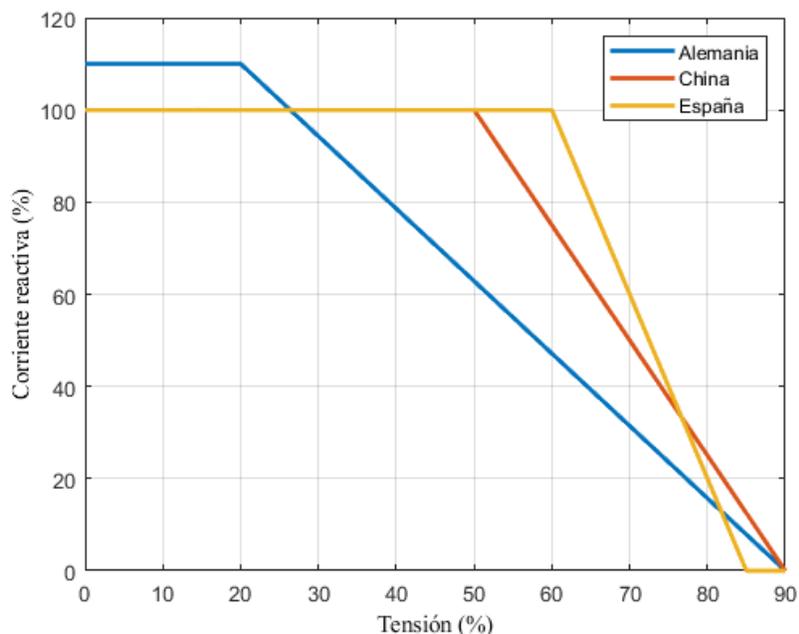


Figura 3. Curva característica para la inyección de corriente reactiva de códigos de red.

un rol importante ya que mediante técnicas de control permiten brindar dicho soporte a la red eléctrica en un corto tiempo de respuesta, además de mantenerse conectados a la red Tarafdar Hagh y Khalili, 2019, sin requerir la conexión de componentes adicionales Al-Shetwi et al., 2019.

1.4. Estrategias de mitigación en SFV

Diferentes estrategias de control se han analizado para mejorar el comportamiento del in- versor durante fallas y para garantizar la entrega de potencia por parte de unidades de generación distribuida durante hundimientos.

En el desarrollo de estrategias de control para las capacidades de LVRT, es importante tener en cuenta que bajo hundimientos de tensión, la principal misión de estas es brindar soporte de tensión en el PCC cumpliendo con los requerimientos establecidos por los códigos de red y limitar la corriente inyectada para así conseguir una operación segura Joshi et al., 2021. La tabla 1 presenta algunas estrategias de control encontradas en la literatura empleadas para la incorporación de capacidades de LVRT. Esta tiene en cuenta el tipo de red eléctrica en la que se evalúa la estrategia

(Red): red de distribución o transmisión, especificando además si es un equivalente de Thevenin o una red tipo. Por otra parte, presenta una corta descripción del generador de las señales de referencia de potencia o corriente, el tipo de controlador utilizado para el seguimiento de la corriente de referencia (Control): PI (Proporcional-Integral), PR (Proporcional-Resonante), MPCC (modelo predictivo de corriente de control) y FOPI (PI de orden fraccionario). En la tabla también se presenta la siguiente información: si se analizan fallas asimétricas (FA), si se considera la restricción de limitación de corriente (LC), y el tipo de SFV considerado (SFV): monofásico (1F) o trifásico (3F).

Finalmente, la tabla 1 muestra que la mayoría de las estrategias son evaluadas considerando redes de transmisión (o con un comportamiento inductivo), modelando la red eléctrica mediante un equivalente de Thevenin. Además, se observa que la mayor parte de estas estrategias son diseñadas para sistemas fotovoltaicos trifásicos, por esta razón, las estrategias no se evalúan en sistemas fotovoltaicos monofásicos. Igualmente se encuentra que algunas de las estrategias realizan el cálculo previo de la inductancia de la red eléctrica y proponen algoritmos flexibles de control según los objetivos de control. También se resalta que la mayor parte de las estrategias trabajan en los marcos de referencia $\alpha\beta$ o dq , empleando las teorías de la potencia instantánea para realizar el cálculo de las corrientes de referencia. Por otro lado, el controlador más empleado para el seguimiento de las corrientes corresponde al PR, principalmente cuando se trabaja en el marco $\alpha\beta 0$, y el PI cuando se trabaja en el marco síncrono $dq0$. Como última observación se resalta que la mayoría de las estrategias no tienen en cuenta las componentes homopolares de las tensiones y corrientes del sistema. Por lo anterior, en este trabajo se diseña una estrategia de control utilizando el marco de referencia dq y controladores PI. La estrategia además de brindar soporte de tensión limita la corriente, y su evaluación se realiza mediante el análisis de tensiones y corrientes de una red eléctrica de distribución tipo con la inclusión de SFV que contienen el control diseñado. Y por otra parte, el diseño se basa en el control del restaurador dinámico de voltaje (DVR, por sus siglas en inglés *dynamic voltage restorer*) realizado en (Castillo, 2021), donde se hace un control por fase de tensión.

Tabla 1. Estrategias de control para cumplir con el requerimiento LVRT

Ref.	Red	Generador de Referencias	Control	FA	LC	SFV
(Camacho et al., 2012)	Transmisión, red equivalente L	La estrategia se realiza en el marco de referencia $\alpha\beta$ y parte de la descomposición de la tensión en el PCC en sus componentes de secuencia positiva y negativa. La potencia reactiva de referencia depende de las tensiones objetivo de secuencia positiva y negativa, la tensión de la red y la estimación continua de la impedancia de la red.	PR	Sí	Sí	3F
(Yang & Blaabjerg, 2013)	Distribución, red equivalente RL	La generación de la corriente de referencia se realiza en un marco de referencia síncrono dq equivalente para sistemas monofásicos empleando la teoría PQ para sistemas monofásicos.	PR	Sí	Sí	1F
(Miret et al., 2013)	Transmisión, red equivalente L	Caracterizan el hundimiento de tensión mediante la descomposición de las componentes de secuencia positiva y negativa. La estrategia se realiza en el marco de referencia $\alpha\beta$, considerando la teoría de la potencia instantánea. Se define un factor de balance de control y la potencia reactiva de referencia considerando el tipo de hundimiento.	PR	Sí	No	3F
(Camacho et al., 2014b)	Transmisión, red equivalente L	Presenta como diferencia a la estrategia presentada en Camacho et al., 2012, que la potencia reactiva de referencia inyectada mediante las secuencias de corriente positiva y negativa consideran combinaciones flexibles para regular la tensión en el PCC, considerando los límites seguros de tensión en la red.	PR	Sí	Sí	3F
(Shabestary & Mohamed, 2018)	Distribución, red equivalente RL	Define 3 estrategias, una principal para redes inductivas y dos complementarias para redes resistivas. La estrategia se realiza en el marco de referencia $\alpha\beta$ y considera la descomposición de la tensión en el PCC en sus componentes de secuencia positiva y negativa. Las tensiones de referencia se establecen considerando los límites máximos y mínimos de tensión de la red. Las corrientes en los ejes $\alpha\beta$ se dividen en sus componentes activa y reactiva según la secuencia. Utiliza la teoría de potencia instantánea basada en secuencias simétricas.	PR	Sí	Sí	3F

Tabla 1. Estrategias de control para cumplir con el requerimiento LVRT

Ref.	Red	Generador de Referencias	Control	FA	LC	SFV
(Garnica et al., 2018)	Distribución, análisis en red propuesta	Prioriza la inyección de potencia activa. Las referencias de potencia activa y reactiva de referencia dependen de las características del hundimiento. Las corrientes de referencia se obtienen en el marco $\alpha\beta$ utilizando las potencias de referencia, en términos de las componentes de secuencia y sus componentes activa y reactiva.	PR	Sí	Sí	3F
(Lopez et al., 2018)	Transmisión, red equivalente L	Las corrientes de referencia se obtienen en el marco $\alpha\beta$ utilizando las potencias de referencia, en términos de las componentes de secuencia y sus componentes activa y reactiva. Considera una estrategia flexible de corriente en función de parámetros ajustables según los objetivos de control.	PR	Sí	Sí	3F
(Çelík & Meral, 2019)	Transmisión, red equivalente L	Utiliza componentes de secuencia positiva y negativa de tensión y corriente, en el caso de la corriente extrae sus componentes activos y reactivos. Divide la potencia activa en su componente promedio y oscilante. Las corrientes de referencia están el marco de referencia $\alpha\beta$. La estrategia prioriza reducir la componente oscilante de la potencia activa.	FOPI	Sí	Sí	3F
(Mohapatra & Agarwal, 2020)	Microred, red equivalente RL	Trabaja en el marco de referencia $\alpha\beta 0$, en donde se incluye el análisis y control de la componente de secuencia cero. Las corrientes de referencia quedan en términos de sus componentes activa y reactiva de secuencia positiva, negativa y cero. También se consideran límites máximos y mínimos de la tensión.	MPCC	Sí	Sí	3F
(Afrin et al., 2020)	Microred, análisis en red IEEE de 15 nodos	Las corrientes de referencia son definidas en el marco de referencia dq . Para el cálculo de estas variables de referencia se utilizan márgenes de corriente máxima, junto a un residuo de este margen y un factor escalar de potencia reactiva. Además de lo anterior, las corrientes dependen de la caída de la tensión y la corriente total que puede inyectar el inversor.	PI	No	Sí	3F

Tabla 1. Estrategias de control para cumplir con el requerimiento LVRT

Ref.	Red	Generador de Referencias	Control	FA	LC	SFV
(Garnica et al., 2020)	Distribución, red equivalente RL	Las referencias de las componentes activa y reactiva de la corriente dependen de las características del hundimiento. Además, las corrientes de referencia se obtienen en el marco $\alpha\beta$ utilizando las potencias de referencia, en términos de las componentes de secuencia y sus componentes activa y reactiva, al igual que la tensión de la red en el marco alpha beta.	PR	Sí	Sí	3F

2. Estructura del SFV de conexión a la red

La conexión entre un generador fotovoltaico y la red de distribución requiere de ciertos dispositivos electrónicos y eléctricos, empleados para el acondicionamiento de la energía. Adicionalmente, los SFV cuentan con un sistema de control en el cual se deben considerar las acciones requeridas para cumplir con el requerimiento LVRT. La figura 4 presenta los principales componentes del SFV conectado a la red.

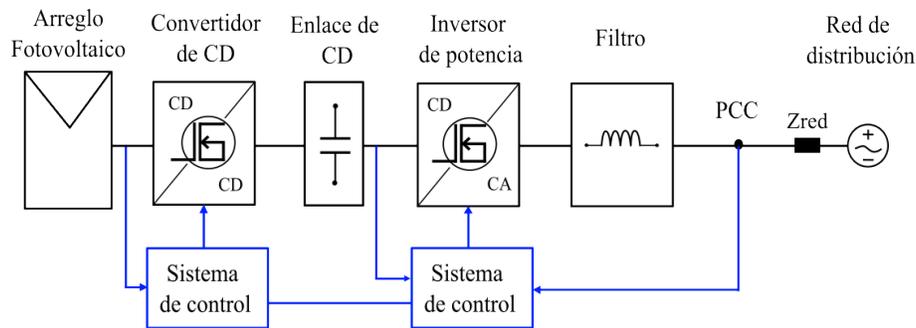


Figura 4. Esquema del sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica.

A continuación, se presentan los principales componentes del sistema: el arreglo fotovoltaico y la etapa de corriente directa (CD), el inversor de potencia, el filtro de conexión a la red, y el esquema de control del inversor de potencia.

2.1. Arreglo fotovoltaico y etapa de corriente directa

Esta etapa está conformada por el arreglo fotovoltaico que se encarga de la generación de la potencia activa, un convertidor CD/CD y un condensador de enlace de CD. La potencia producida por el arreglo fotovoltaico tendrá relación directa con la irradiancia y la temperatura del arreglo, y su principal objetivo es generar energía eléctrica a través de la transformación de la energía solar. La figura 5 presenta un ejemplo de la curva característica de potencia respecto a la tensión de un arreglo fotovoltaico, considerando una irradiancia uniforme de $1000\text{W}/\text{m}^2$ para dos temperaturas

de operación.

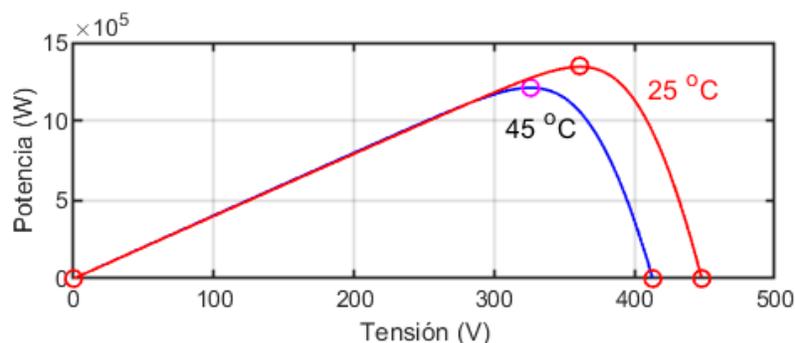


Figura 5. Potencia entregada respecto a la tensión del arreglo fotovoltaico.

Por otra parte, el convertidor de CD tendrá como principal función adecuar los niveles de tensión entre la salida del arreglo y el enlace de CD. El tipo de convertidor CD/CD dependerá de las características de tensión del arreglo fotovoltaico y de la entrada de CD del inversor, típicamente es empleado un convertidor elevador. Adicionalmente, los convertidores usualmente utilizan técnicas de control para la obtención de la potencia máxima del sistema fotovoltaico conocidas como MPPT por sus siglas en inglés de *Maximum Power Point Tracking*.

2.2. Inversor de potencia

El inversor de potencia es el encargado de realizar la conversión de CD a CA. Así mismo, el sistema de control de este dispositivo integra las funcionalidades de LVRT. El inversor es el dispositivo más importante para el control tratado en este trabajo, por ende, ahondar en las topologías resulta importante. Además, los avances tecnológicos respecto a los inversores traen un impacto positivo para el costo total de SFV conectados a la red (Zeb et al., 2018).

La figura 6 presenta algunas topologías de inversores, incluye topologías monofásicas y trifásicas de tres y cuatro hilos tradicionales, así como topologías multinivel. La topología empleada en este trabajo es el inversor trifásico de cuatro hilos multinivel en configuración de puentes completos en cascada con transformador (presentada en la subsección 3.2). Se seleccionó esta topología principalmente por su característica modular y escalable lo que representa una gran ventaja

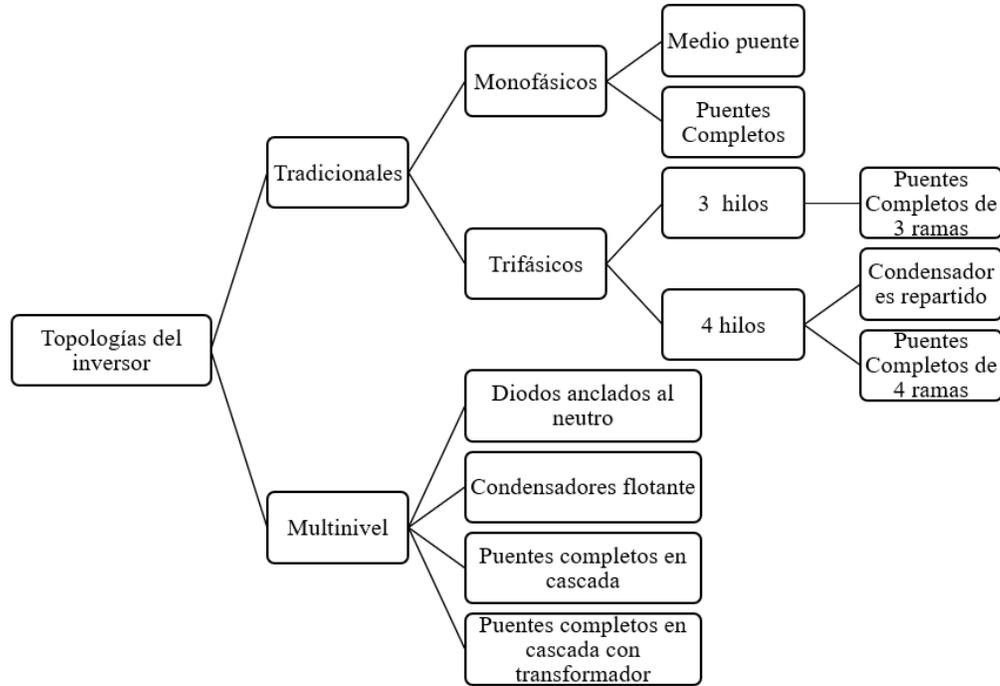


Figura 6. *Topologías de inversores de potencia.*

respecto a las otras por la aplicabilidad de la estrategia de control por fase diseñada en este trabajo, además tiene baja distorsión armónica, puede trabajar en frecuencias de conmutación bajas aumentando la eficiencia, y no requiere un filtro robusto (Castillo, 2021; Taposh et al., 2017).

2.3. Filtro de conexión a la red

El filtro del sistema tiene como objetivo la reducción de la distorsión armónica producida por la conmutación de alta frecuencia del inversor. La tabla 2 presenta algunas observaciones sobre los principales filtros utilizados actualmente basado en (Lettl et al., 2011).

Tabla 2. Tipos de filtros.

Filtro	Observaciones
L	Filtro de primer orden. La aplicación de este filtro es adecuada para convertidores de alta frecuencia de conmutación. Requiere un valor de inductancia alto.
LC	Filtro de segundo orden. Fácil de diseñar. El uso del componente capacitivo presenta positivos beneficios en la calidad de la tensión. Requiere un valor de inductancia alto.
LCL	No requiere un valor de inductancia alto. Tiene un buen desempeño de atenuación del rizo de corriente. Podría requerir un sensor adicional y se podrían presentar problemas de resonancia por lo que son generalmente empleadas resistencias de amortiguamiento.

El filtro utilizado en este trabajo es el inductivo. A continuación se presentan la ecuaciones 1 y 2, las cuales permiten calcular la inductancia del filtro para sistemas trifásicos y monofásicos, respectivamente (Paukner et al., 2015).

$$L = \frac{2 m_a \cdot v_{CD} \cdot (1 - m_a)}{3 \cdot 4 \cdot \Delta i_p \cdot f_s} \quad (1)$$

$$L = \frac{m_a \cdot v_{CD} \cdot (1 - m_a)}{2 \cdot \Delta i_p \cdot f_s} \quad (2)$$

Donde, v_{CD} es la tensión en el enlace de CD, f_s es la frecuencia de conmutación del inversor, Δi_p es el rizo de la corriente inyectada a la red y m_a es el índice de modulación del inversor.

Además, m_a se puede calcular como se muestra en la ecuación 3, donde v_{pcc} es la tensión del punto común de acople entre la red y el SFV.

$$m_a = \frac{v_{pcc}}{v_{CD}} \sqrt{2} \quad (3)$$

2.4. Esquema de control del inversor de potencia

La figura 7 presenta el esquema de control del inversor de potencia, donde v_{pcc} e i_{pcc} son las tensiones y corrientes medidas desde el PCC, $v_{d,q}$ e $i_{d,q}$ son estas mismas tensiones y corrientes pero transformadas al marco de referencia síncrono dq , v_{CD} es la tensión en el enlace de CD, y P_{SFV}^* es la potencia generada por el arreglo fotovoltaico y v_{pwm}^* es la tensión de referencia del lado de CA del inversor normalizada. La denotación * hace alusión a las variables de referencia. Las etapas del esquema son descritas a continuación.

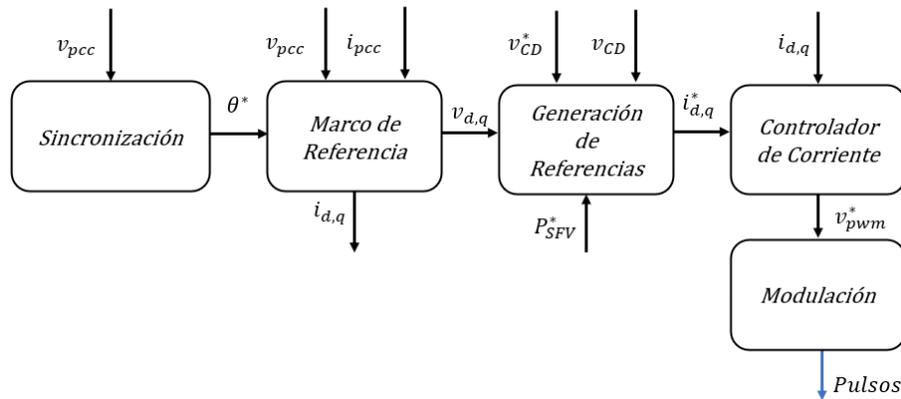


Figura 7. Esquema de los componentes de control del inversor.

2.4.1. Sincronización con la red

Con el objetivo de sincronizar el SFV con la red se utilizan algoritmos como los lazos de seguimiento de fase o PLL (del inglés *Phase Locked Loop*), los filtros adaptativos, o los filtros en los ejes $\alpha\beta$ y dq , entre otros. En este trabajo se emplea un algoritmo basado en PLL utilizando

como referencia la señal de tensión del punto común de acople entre la red y el SFV. La sincronización de las fases podría tomar un periodo de tiempo considerable (Stensby, 1997), tardando como mínimo alrededor de un ciclo de la tensión (Hamed et al., 2018). La figura 8 basada en (Ali et al., 2018), presenta un diagrama de bloques de un sistema PLL general, el cual se compone de un detector de fase, un filtro pasa bajo y un oscilador controlado por tensión (VCO, por sus siglas en inglés).

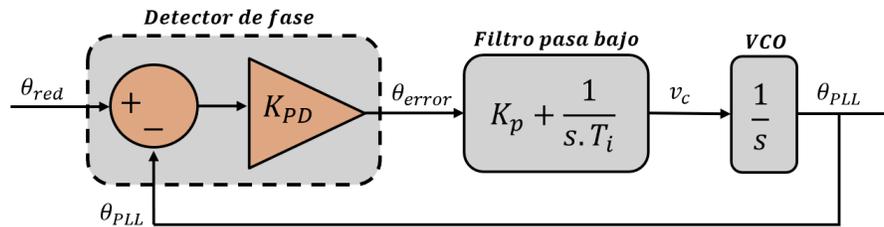


Figura 8. Topología del lazo de seguimiento de fase.

El PLL utilizado en este trabajo es el ilustrado en la figura 9, donde In hace referencia a la señal de entrada normalizada, $Freq$ es la frecuencia medida en Herz y wt en el ángulo en radianes.

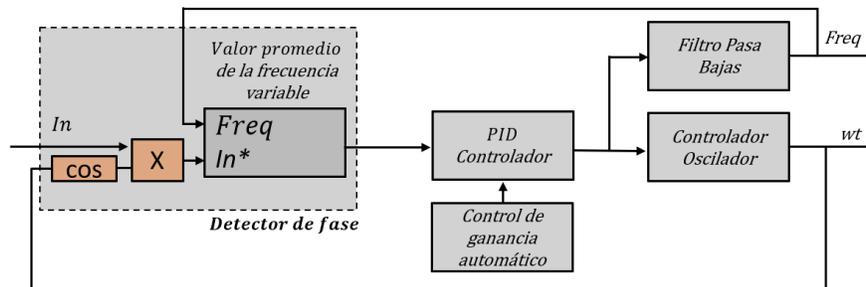


Figura 9. Bloque de simulación del lazo de seguimiento de fase de Simulink. Adaptado de (MathWorks, 2013).

2.4.2. Generación de referencias

Este componente se encarga de calcular las corrientes de referencia a inyectar a la red, definiendo la funcionalidad del inversor de potencia del SFV. Este lazo de control puede ser implementado en los marcos de referencia abc , $\alpha\beta 0$ o $dq0$, empleando generalmente las teorías de la

potencia instantánea. Entre las funcionalidades que pueden incorporarse al inversor mediante este lazo están: el control de potencia activa y reactiva entregada a la red, las capacidades de LVRT empleando estrategias como las presentadas en la tabla 1, entre otras. La estrategia empleada en este trabajo se presenta mas adelante.

En esta etapa también es implementado el controlador que permite regular la tensión del enlace de CD del inversor, para lo cual generalmente se utiliza un controlador PI.

2.4.3. Control de corriente

El control de corriente se emplea con el fin de generar los comandos de tensión del inversor o los pulsos de disparo del mismo según el controlador utilizado, lo cual permite que la inyección de corriente por el inversor sea cercana a la corriente de referencia. La tabla 3 presenta unas observaciones respecto a diferentes posibilidades de control de corriente según el marco de referencia utilizado, dq , $\alpha\beta$ o abc ; y el tipo de controlador, PI, PR, histéresis o tiempo muerto (Hassaine et al., 2014; O'Rourke et al., 2019).

Tabla 3. Estrategias de control.

Marco de referencia	Tipo de controlador	Observaciones
dq	PI	Permite desacoplar los valores de corriente en las componentes de eje directo y cuadratura, relacionadas con la potencia activa y reactiva, respectivamente. El comportamiento constante de la corriente en estos ejes permiten un mejor desempeño del controlador y reduce el análisis de las variables a dos funciones. El control puede ser logrado de manera sencilla.

Tabla 3. Estrategias de control.

Marco de referencia	Tipo de controlador	Observaciones
$\alpha\beta$	PR	Tiene alta dinámica. Reduce el análisis de las variables a dos en sistemas de tres hilos. El controlador busca lograr un error en estado estable cero para señales sinusoidales de referencia a la frecuencia a la cual es sintonizado.
	PI	No garantiza error en estado estable cero dado que las señales de referencia son sinusoidales.
abc	PR	El controlador busca lograr un error en estado estable cero para señales sinusoidales de referencia a la frecuencia a la cual es sintonizado. Este es más complejo que el regulador de histéresis y de tiempo muerto.
	Histéresis	Genera directamente los pulsos de disparo del inversor a partir del error de corriente. No garantiza una frecuencia de conmutación fija, por lo que el diseño de los filtros puede ser más complejo.
	Tiempo muerto	Controlador predictivo basado en el modelo del sistema. Respuesta rápida.

Las estrategias de modulación tienen como finalidad generar los pulsos de disparo requeridos por el inversor. Es decir, estas se encargan de sintetizar la referencia de tensión obtenidas del control de corriente (esta estrategia no es requerida para el control de histéresis). La función de la estrategia de modulación es recrear la señal de referencia mediante una onda escalonada (Prabakaran & Palanisamy, 2017). La tabla 4 presenta la modulación por ancho de pulso (PWM, por sus

siglas en inglés), modulación por ancho de pulso sinusoidal (SPWM, por sus siglas en inglés) y modulación vectorial (Latran & Teke, 2015; Mantilla, 2016).

Tabla 4. *Técnicas de modulación.*

Técnicas	Observaciones
PWM	Fácil de implementar. La señal de referencia se compara con una onda portadora triangular o diente de sierra para generar los pulsos de disparo.
SPWM	Fácil de implementar. La señal de referencia es sinusoidal, la cual se compara con una onda portadora triangular o diente de sierra. Permite variar la amplitud y el ángulo de fase de la tensión a sintetizar. Útil para aplicaciones en inversores multiniveles conectados a la red.
Vectorial	Utiliza la representación vectorial de la tensión del inversor. Su principal ventaja es que disminuye las pérdidas por conmutación y el contenido armónico de la señal de salida.

2.4.4. Marco de referencia dq

En este trabajo se emplea un sistema de control que trabaja en el marco de referencia síncrono dq . A continuación se presenta una breve explicación respecto a este. La transformación de Park permite realizar un cambio de marco de referencia, transformando las variables de tensión y corriente en los ejes abc directamente al marco de referencia síncrono dq (se puede despreciar la componente de secuencia cero en sistemas de tres hilos). La representación matemática de la transformación se puede presentar como la ecuación 4 para las variables de tensión (Akagi et al., 2017).

$$\begin{pmatrix} v_d \\ v_q \end{pmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{pmatrix} \quad (4)$$

El ángulo θ representa la posición angular sincrónica, el cual se puede obtener mediante el PLL como se presenta en la subsección 2.4.1. Otra manera de conseguir las variables instantáneas de tensión y corriente en el marco de referencia dq es aplicando la transformación de Clark y luego la transformación dq . La formulación matemática de estas dos transformaciones se presentan mediante las ecuaciones 5 y 6.

$$\begin{pmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{pmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{pmatrix} \quad (5)$$

$$\begin{pmatrix} V_d \\ V_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{pmatrix} \quad (6)$$

Esta última secuencia de transformación resulta importante en aplicaciones de control de sistemas monofásicos, así como en sistemas trifásicos con control por fase como se propone en este trabajo y será explicado más adelante.

3. Control diseñado y sistema eléctrico modelado

Este capítulo presenta las consideraciones tenidas en cuenta para el estudio de la estrategia de control considerando las capacidades de LVRT. Se define la red eléctrica de distribución a simular, la estructura del sistema fotovoltaico y su sistema de control.

3.1. Red eléctrica de distribución

La red modelada es el alimentador de distribución radial IEEE de 13 buses ilustrado mediante la figura 10. Esta red es obtenida de Matlab/Simulink (Sybille, s.f.), y se basa en (Kersting, 2001). La red opera a una frecuencia de 60Hz y tiene una tensión de línea de $4,16\text{kV}_{rms}$.

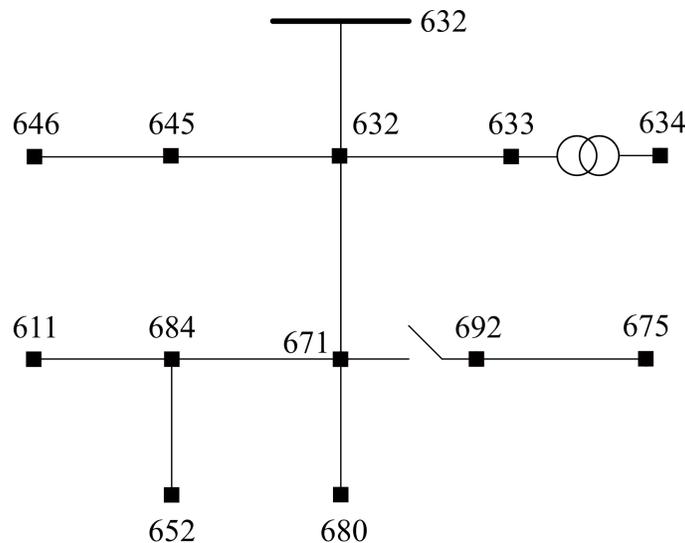


Figura 10. Alimentador de distribución radial IEEE de 13 buses.

3.2. Estructura del sistema fotovoltaico

La figura 11 presenta la topología del inversor utilizado en este trabajo de investigación el cual es un inversor multinivel en cascada con transformador que cuenta con $n/2$ puentes H (puentes completos monofásicos), donde n depende del número de ramas. Esta topología se adapta de la

siguiente manera dependiente del tipo de sistema fotovoltaico, es decir, para un SFV monofásico se utiliza $n = 2$, para un SFV bifásico $n = 4$ y para un SFV trifásico $n = 6$.

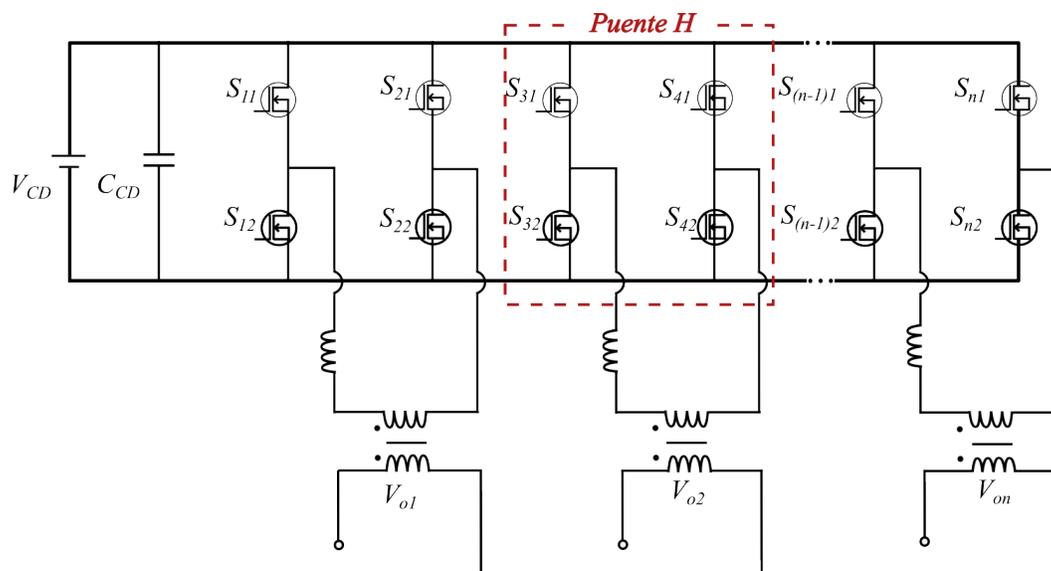


Figura 11. *Inversor multinivel en cascada con transformador. Adaptado de (Khounjahan et al., 2015).*

En este trabajo se modela la etapa de CD del sistema fotovoltaico mediante una fuente de tensión CD independiente y un capacitor de enlace CD, para reducir los tiempos de simulación, considerando a su vez que la estrategia propuesta está esencialmente relacionada con el soporte de tensión mediante la inyección de potencia reactiva, control aplicado directamente al inversor de potencia.

3.3. Sistema de control

Esta sección describe la estrategia de control diseñada, incluyendo su operación, la generación de las corrientes de referencia, y el control de corriente.

La estrategia diseñada realiza un control independiente para cada fase según la variación de la amplitud de la tensión en la fase correspondiente, por lo que puede ser implementada tanto para inversores trifásicos, como bifásicos y monofásicos en SFV. El soporte de tensión se realiza mediante la inyección de potencia reactiva durante la ocurrencia de hundimientos de tensión. De

este modo se espera cubrir de manera independiente las necesidades del sistema de potencia en cada una de sus fases.

La figura 12 representa el control aplicado para cada una de las fases de manera separada, es decir, el mismo control se aplica en la fase A, B y C, según corresponda. La denotación de las fases se realiza mediante $k = A, B, C$.

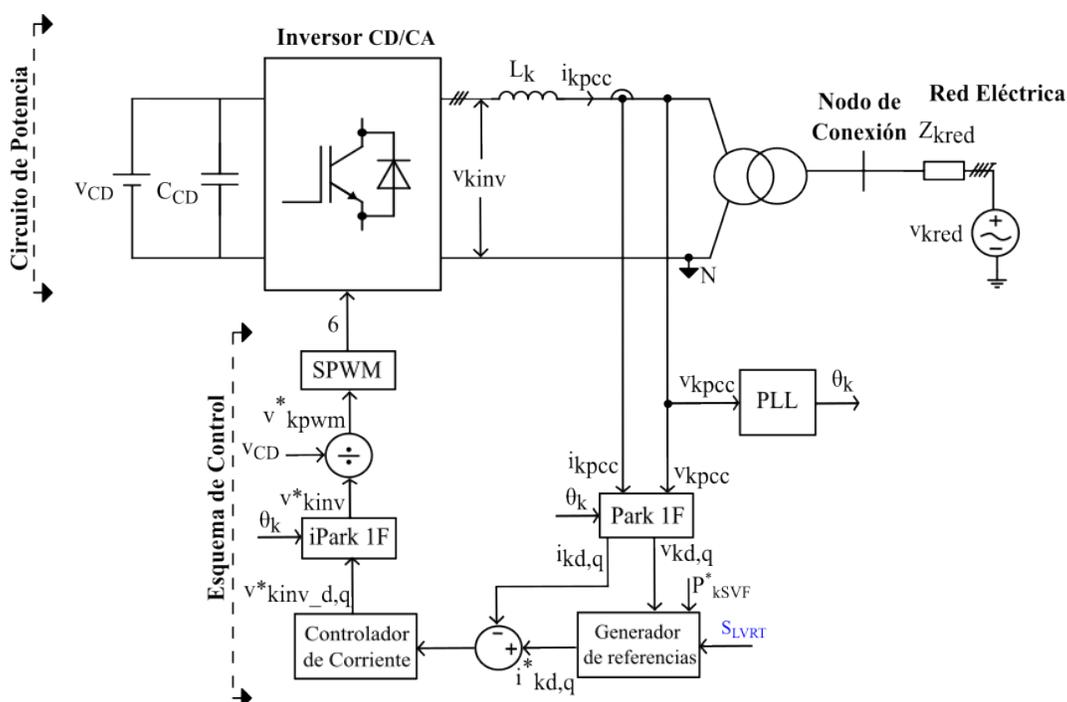


Figura 12. SFV conectado a la red y su arquitectura de control.

Durante una operación normal, el sistema entrega toda la potencia activa producida por la unidad de generación fotovoltaica, P_{kSFV}^* , y no proporciona potencia reactiva a la red. Por otra parte, ante hundimientos de tensión el funcionamiento del sistema soporta la red eléctrica mediante la inyección de potencia reactiva y no suministra potencia activa a la red. La operación del controlador en modo normal o en modo LVRT es definida mediante la señal S_{LVRT} , la cual indica si ocurre o no una caída de tensión según la fase. Por otro lado, la estrategia de control se diseña con el fin de garantizar que la corriente total inyectada por el SFV no exceda el valor máximo soportado por el inversor, donde $I_{max} = 1,5I_N$ e I_N es la corriente nominal del inversor.

La figura 12 presenta el esquema de control propuesto. El PLL sincroniza la red y el inversor a través del argumento de V_{kpcc} , es decir, θ_k . Posteriormente, se utiliza la transformación de Park la cual convierte las corrientes y tensiones del PCC para la k -ésima fase al marco de referencia síncrono dq equivalente para sistemas monofásicos, es decir, $i_{kd,q}$ y $v_{kd,q}$; estas variables son utilizadas por el generador de las corrientes de referencia y el controlador de corriente. El generador de referencias proporciona las variables requeridas al controlador de corriente, $i_{kd,q}^*$, mientras que el controlador de corriente proporciona la tensión requerida en el inversor, $v_{kinv,d,q}^*$. Esta tensión es la entrada de la transformación inversa de Park (iPark) equivalente para sistemas monofásicos, que se usa para obtener la tensión requerida para cada fase, v_{kinv}^* . Esta tensión se normaliza usando v_{CD} para modular los interruptores de potencia del inversor mediante la técnica SPWM. A continuación, se realiza una descripción más detallada de la estrategia diseñada para la generación de la corriente de referencia y el controlador de corriente.

3.3.1. Generación de la corriente de referencia y controlador de corriente

La figura 13 presenta los lazos encargados de la generación de las corrientes de referencia y el controlador de corriente. El primer paso es aplicar la transformación de Park por fase a las tensiones y corrientes medidas en el PCC para convertirlas en el marco de referencia dq equivalente para sistemas monofásicos obteniendo: tensión directa y en cuadratura, v_{kd} y v_{kq} , respectivamente, y corriente directa y en cuadratura, i_{kd} y i_{kq} , respectivamente. Para lograr obtener la tensión de la k -ésima fase en el marco de referencia dq , se necesita inicialmente transformar la señal al marco de referencia $\alpha\beta$, obteniendo, $v_{k\alpha}$ y $v_{k\beta}$, donde $v_{k\alpha}$ se define como la tensión de la k -ésima fase en el PCC (v_{kpcc}), y $v_{k\beta}$ es la señal en cuadratura, es decir, v_{kpcc} con un retraso de $T/4$. Para obtener las corrientes en el marco de referencia dq se sigue el mismo procedimiento anterior.

Como segundo paso, se obtienen los valores de las corrientes de referencia en los ejes dq , i_{kd}^* e i_{kq}^* . Para obtener la corriente en directa i_{kd}^* , se utiliza la ecuación (7), la cual permite relacionar la potencia activa inyectada con esta componente de corriente. La corriente i_{kd}^* se obtiene considerando la premisa de que ante condiciones normales de operación la potencia activa es igual a la potencia generada por el SFV (P_{kSFV}^*) y en condiciones de falla esta es cero.

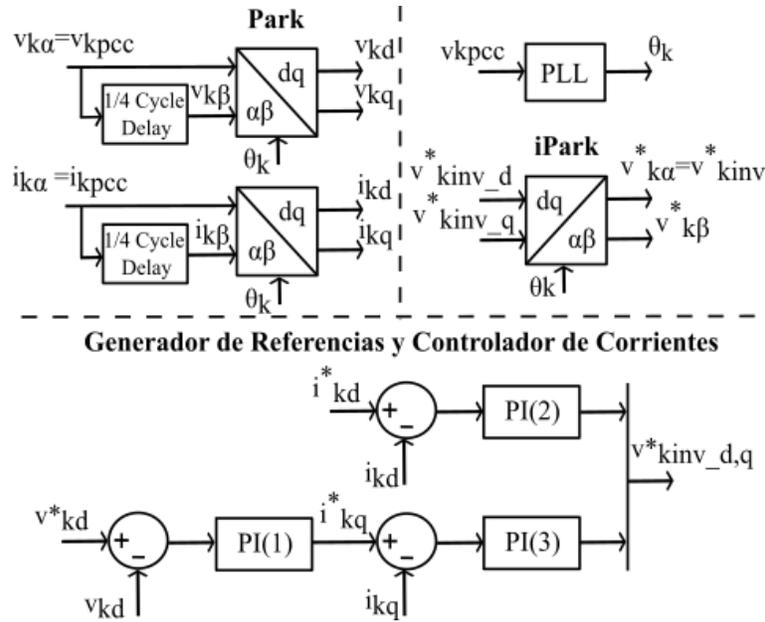


Figura 13. Generador de referencias y control de corriente.

Por otra parte, según se observa en la ecuación (8), la corriente en cuadratura es la encargada de la inyección de potencia reactiva a la red. Para condiciones normales de operación, esta componente se define en cero. Por otro lado, ante hundimientos de tensión, el objetivo es seguir la tensión de referencia (v_{kd}^*), para lo cual se utiliza un controlador PI(1) que genera la corriente de referencia en cuadratura (i_{kq}^*). Asimismo, se incluye un limitador al controlador PI(1) para garantizar que la corriente máxima inyectada por el inversor no supere el valor máximo soportado I_{max} .

$$P_{kSFV}^* = \frac{1}{2} v_{kd} i_{kd}^* \quad (7)$$

$$Q_k = -\frac{1}{2} v_{kd} i_{kq} \quad (8)$$

Finalmente, una vez que se generan las corrientes de referencia, los controladores PI(2) y PI(3) del inversor seguirán estas corrientes, consiguiendo la tensión de referencia para el inversor, $v_{kinv_d,q}^*$. Esta tensión se transforma al marco de referencia $\alpha\beta$, $v_{k\alpha}^*$ y $v_{k\beta}^*$, para así obtener la tensión de fase requerida v_{kinv}^* utilizando la transformada inversa de Park equivalente para sistemas monofásicos, la cual finalmente es normalizada para obtener v_{kpwm}^* y así esta se sintetiza en la modulación por ancho de pulso sinusoidal (SPWM).

4. Casos de estudio

En esta capítulo se presenta el desempeño de la estrategia de control diseñada a través de simulaciones en Matlab/Simulink. Se evalúa el soporte de tensión y el cumplimiento de los límites de corriente del inversor, utilizando la estrategia de control diseñada para los inversores de los SFV.

La evaluación del desempeño de la estrategia se realiza en la red eléctrica ilustrada en la figura 14, la cual muestra la distribución de los SFV en la red para los diferentes escenarios analizados. La demanda total del sistema de potencia es de 4,053MVA.

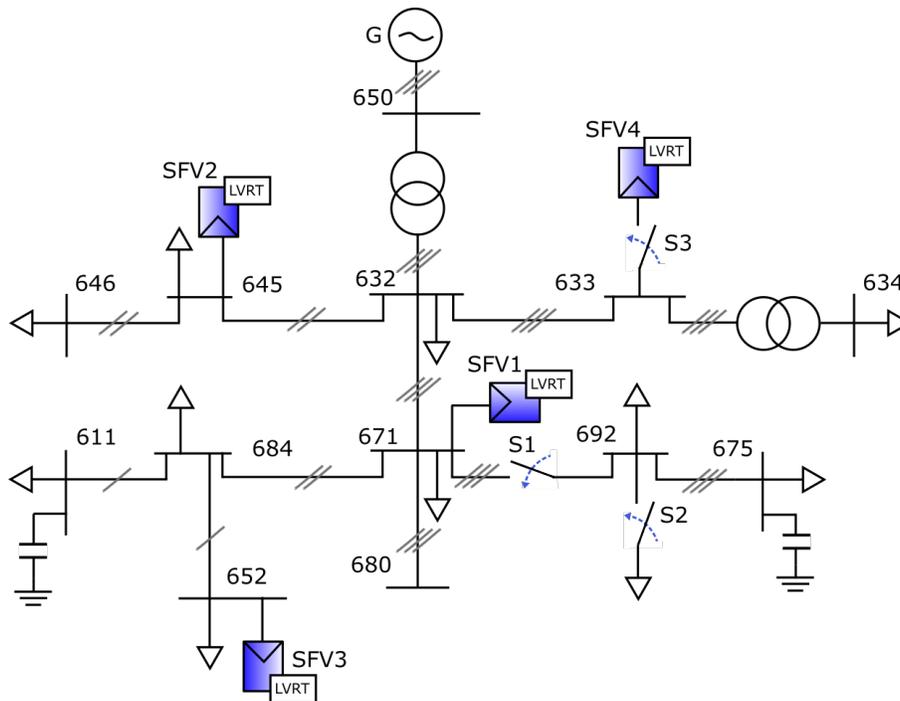


Figura 14. Diagrama unifilar del sistema de potencia simulado.

El dimensionamiento de los SFV se basa en cubrir un porcentaje de la demanda total de la red, por lo tanto se utiliza la siguiente ecuación para obtener la capacidad de los SFV:

$$\%SFV = \frac{CapacidadSFV}{DemandaTotal} * 100, \quad (9)$$

el cual depende de la demanda total del sistema y el porcentaje de cubrimiento que se desea alcanzar.

La operación del sistema es analizada para cuatro escenarios presentados en las subsecciones 4.1, 4.2, 4.3, y 4.3.1. Para los escenarios presentados en la subsecciones 4.1, 4.2 y 4.3 los SFV proporcionan el 60% de la demanda total de potencia aparente, lo cual representa 2,432 MVA, mediante la inclusión de tres SFV (SFV1, SFV2, SFV3). Además, se hace una distribución de la potencia en los tres SFV sin superar las capacidades de los conductores de la red.

Por otro lado, con el fin de analizar el impacto en la red eléctrica con mayor inclusión de SFV, en el escenario 4.3.1 se considera el 92,6% de la demanda total de potencia aparente, lo que equivale a 3753,81 MW, mediante la inclusión de cuatro SFV (SFV1, SFV2, SFV3, SFV4).

La información relevante de los sistemas SFV1, SFV2, SFV3 y SFV4 conectados a la red se presentan en las tablas 5, 6, 7 y 8, respectivamente. Estas tablas muestran los valores nominales de los sistemas fotovoltaicos conectados en las barras 671, 645, 652 y 633, datos con los cuales finalmente se prueba la estrategia de control. Adicionalmente, respecto al seguimiento de la corriente, se tienen como constantes proporcionales $k_p = 90$ y $k_i = 5000$ para los controles PI(2) y PI(3) en los cuatro SFV.

Tabla 5. Parámetros del SFV1 trifásico conectado al nodo 671

Símbolo	Descripción	Valores Nominales
a	Relación de Transformación	4,16 kVrms / 440Vrms
V_{CD}	Tensión Enlace CD	880 V
I_{ri}	Corriente Nominal del Inversor	1,852 kArms
S	Potencia Nominal del Inversor	1,412 MW
k_p	Contante Proporcional de Control PI(1)	47,2725
k_i	Contante Integral de Control PI(1)	0,0095

Tabla 6. *Parámetros del SFV2 bifásico conectado al nodo 645 (fases B y C)*

Símbolo	Descripción	Valores Nominales
a	Relación de Transformación	2,4 kVrms / 254 Vrms
V_{CD}	Tensión Enlace CD	508,068 V
I_{ri}	Corriente Nominal del Inversor	1,456 kArms
S	Potencia Nominal del Inversor	740 kW
k_p	Contante Proporcional de Control PI(1)	47,2725
k_i	Contante Integral de Control PI(1)	0,0095

Tabla 7. *Parámetros del SFV3 monofásico conectado al nodo 652 (fase A)*

Símbolo	Descripción	Valores Nominales
a	Relación de Transformación	2,4 kVrms / 254 Vrms
V_{CD}	Tensión Enlace CD	508,068 V
I_{ri}	Corriente Nominal del Inversor	1,106 kArms
S	Potencia Nominal del Inversor	281 kW
k_p	Contante Proporcional de Control PI(1)	47,2725
k_i	Contante Integral de Control PI(1)	0,0095

Tabla 8. *Parámetros del SFV4 trifásico conectado al nodo 633*

Símbolo	Descripción	Valores Nominales
a	Relación de Transformación 1/9	4,16 kVrms / 462 Vrms
V_{CD}	Tensión Enlace CD	880 V
I_{ri}	Corriente Nominal del Inversor	1,764 kArms
S	Potencia Nominal del Inversor	1,412 MW
k_p	Contante Proporcional de Control PI(1)	47,2725
k_i	Contante Integral de Control PI(1)	0,0095

La estrategia de control es evaluada ante los siguientes escenarios: sobrecarga (primer escenario de simulación), fallas simétricas en la red (segundo escenario de simulación) y fallas asimétricas en la red (tercer y cuarto escenario de simulación). Cada uno de los escenarios se analiza con y sin la inclusión de las capacidades de LVRT a los SFV, con el fin de analizar el impacto de la estrategia de mitigación en la red. El análisis sin considerar las capacidades de LVRT implica que durante el hundimiento de tensión los sistemas fotovoltaicos no realizan inyección de corriente a la red.

4.1. Simulación ante una sobrecarga

Para este escenario, el interruptor $S1$ permanece cerrado, y el interruptor $S3$ abierto durante todo el escenario. Además, el interruptor $S2$ inicialmente se encuentra abierto y conmuta a los 0,3 s, produciendo una variación de tensión debido a la integración de una carga monofásica de 1,2 MVAR. Esto produce una variación de tensión del 1,260% en la fase A, del 1,266% en la fase B y del 11,798% en la fase C, respecto al valor nominal, sin considerar la inclusión de las capacidades de LVRT a los SFV.

Las figuras 15(a)-(c), 16(a)-(b) y 17(a) ilustran la tensión en los nodos donde los SFV con

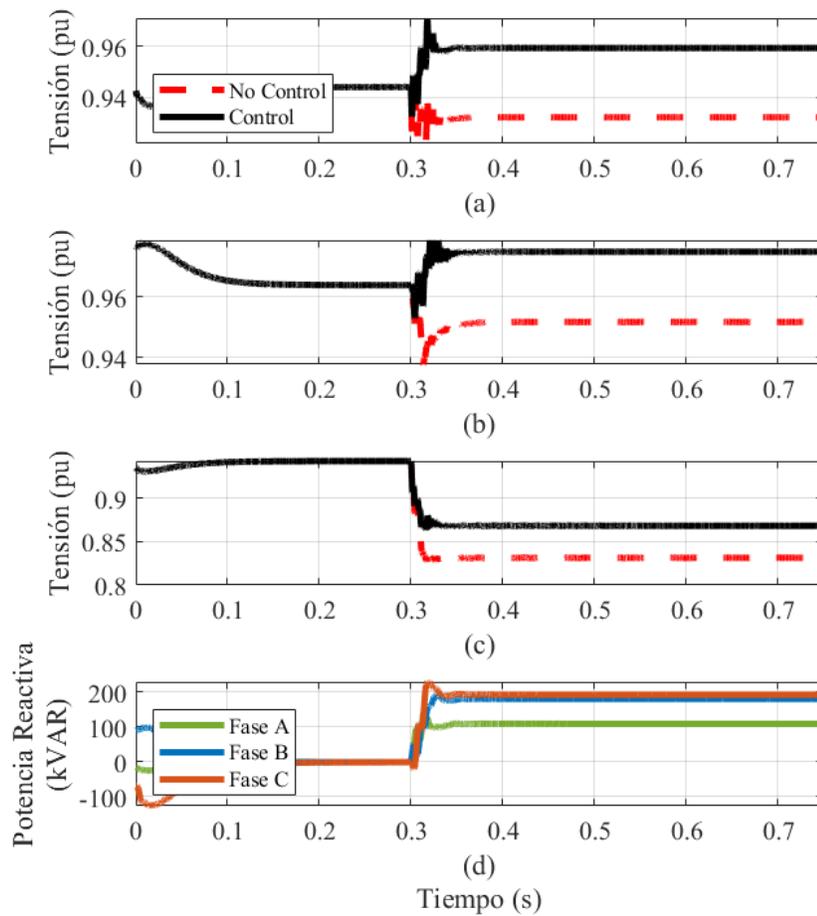


Figura 15. Resultados de la simulación del nodo 671 ante una sobrecarga. (a) Tensión RMS de la fase A con y sin control de LVRT. (b) Tensión RMS de la fase B con y sin control. (c) Tensión RMS de la fase C con y sin control. (d) Perfil de potencia reactiva por fase con control.

capacidades LVRT están conectados, es decir, los nodos 671, 645 y 652, abarcando así usuarios trifásicos, bifásicos y monofásicos, respectivamente. Las potencias reactivas inyectadas por los SFV para brindarle soporte a la red en cada una de las fases se presentan en las figuras 15(d), 16(c) y 17(b). Por otra parte, las figuras 18(a)-(c) presentan la corriente inyectada por los SFV conectados en los nodos 671, 645 y 652, respectivamente.

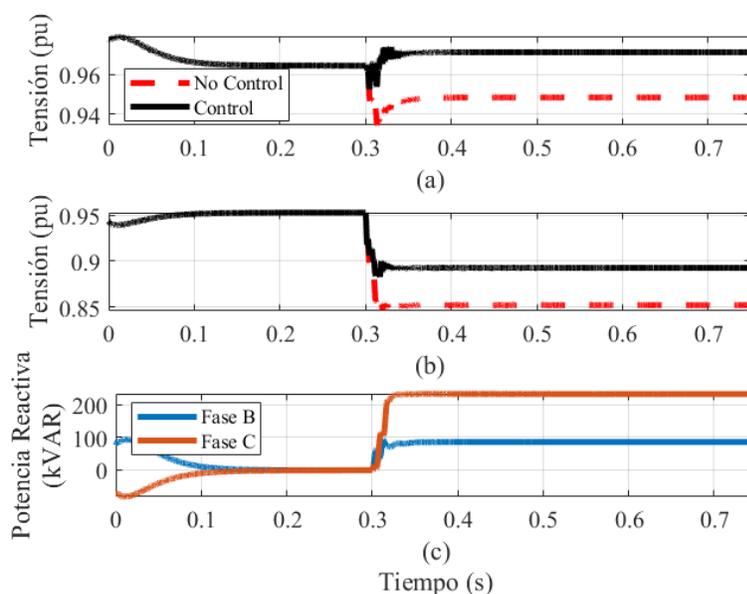


Figura 16. Resultados de la simulación del nodo 645 ante una sobrecarga. (a) Tensión RMS de la fase B con y sin control de LVRT. (b) Tensión RMS de la fase C con y sin control. (c) Perfil de potencia reactiva por fase con control.

Además, las figuras 19(a)-(c) muestran el comportamiento de la tensión RMS en un periodo de tiempo durante el hundimiento para todos los nodos de la red eléctrica en estado estable. Finalmente, mediante la figura 20 se presenta la inyección de potencia activa total por parte de los SFV, evidenciando que estos no inyectan potencia activa cuando el control opera en condición de falla.

4.2. Simulación ante una falla simétrica

En este escenario los interruptores S2 y S3 permanecen abiertos, y el interruptor S1 permanece cerrado durante todo el escenario. Para realizar la evaluación del desempeño de la estrategia

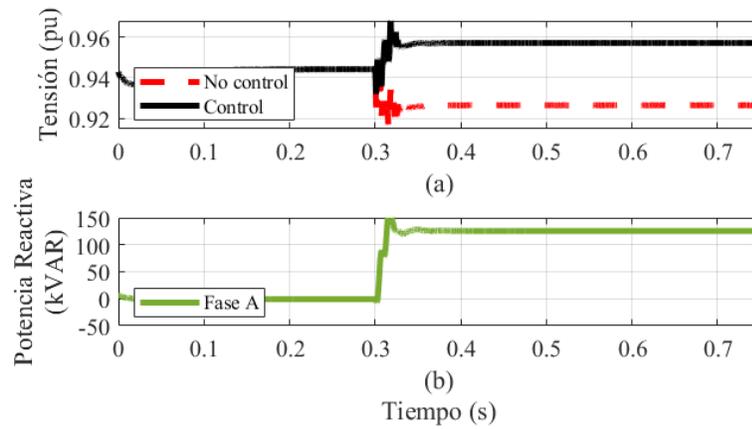


Figura 17. Resultados de la simulación del nodo 652 ante una sobrecarga. (a) Tensión RMS de la fase A con y sin control de LVRT. (b) Perfil de potencia reactiva por fase con control.

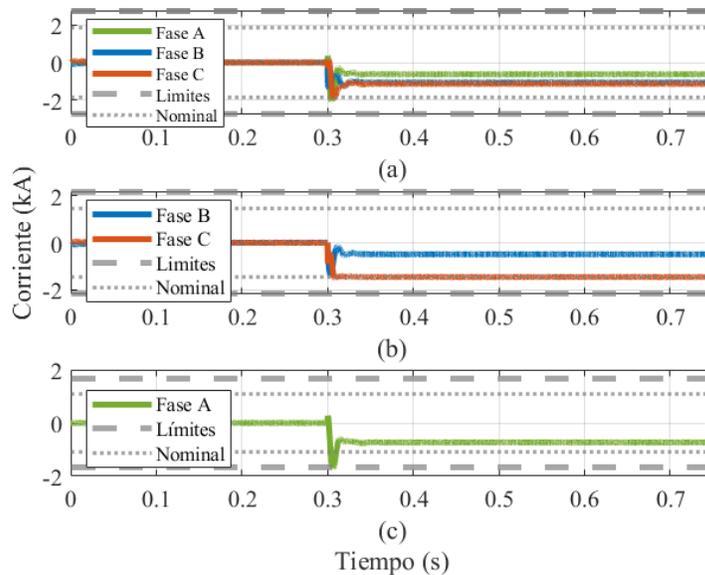


Figura 18. Corriente RMS inyectada por los SFV ante una sobrecarga. (a) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 671. (b) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 645. (c) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 652.

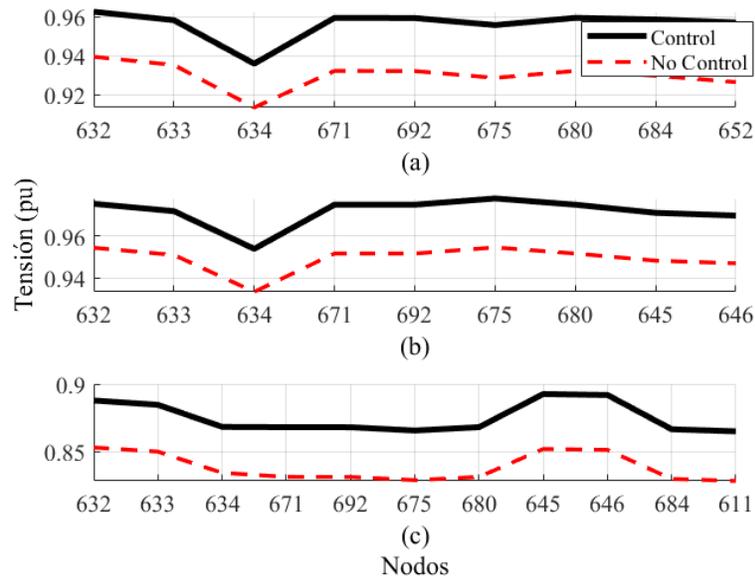


Figura 19. Tensión RMS en los nodos en la red eléctrica ante una sobrecarga. (a) Tensión en la fase A. (b) Tensión en la fase B. (c) Tensión en la fase C.

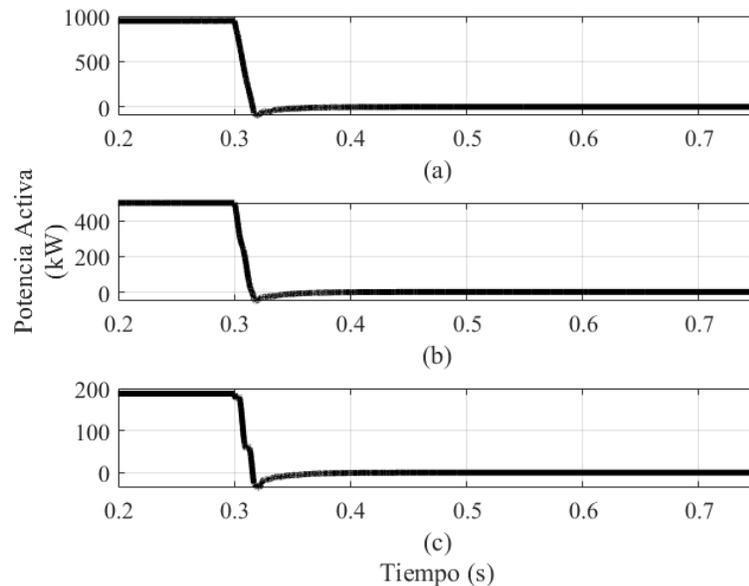


Figura 20. Potencia activa inyectada ante una sobrecarga. (a) En el nodo 671. (b) En el nodo 645. (c) En el nodo 652.

de mitigación bajo fallas simétricas, se somete a la red a una falla trifásica de cortocircuito de tipo paralelo en la barra 671 durante 100 ms , la cual inicia a los $0,3\text{ s}$. La variación de tensión producida por esta perturbación corresponde a una disminución de tensión en este nodo de $77,5\%$, 77% y $76,9\%$ en las fases A, B y C respecto al valor nominal, respectivamente, sin considerar la inclusión de las capacidades de LVRT a los SFV.

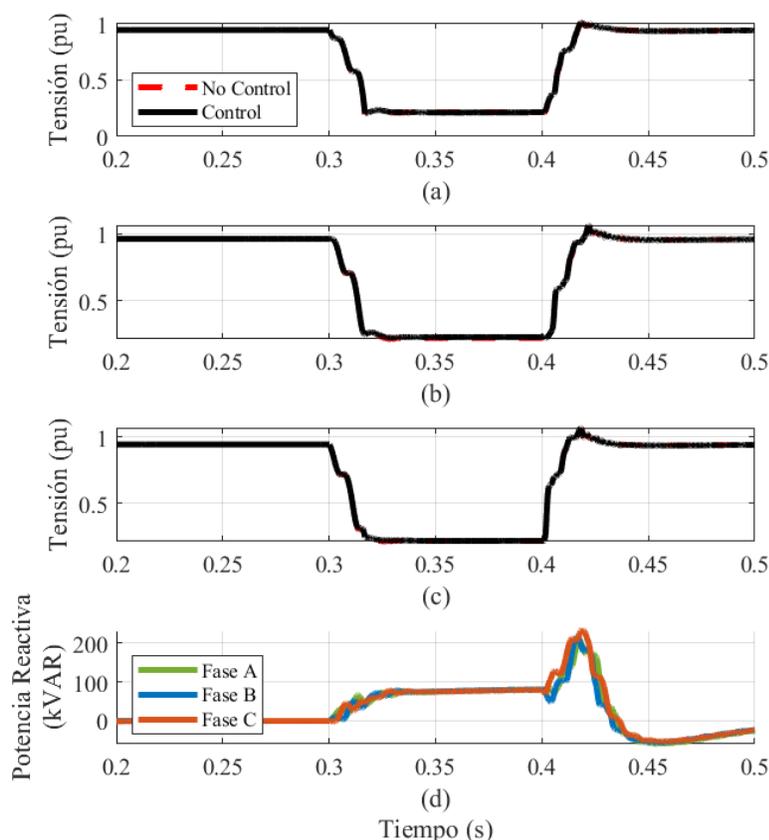


Figura 21. Resultados de la simulación del nodo 671 ante una falla simétrica. (a) Tensión RMS de la fase A con y sin control de LVRT. (b) Tensión RMS de la fase B con y sin control. (c) Tensión RMS de la fase C con y sin control. (d) Perfil de potencia reactiva por fase con control.

Al igual que en el caso anterior, se presentan las figuras 21, 22 y 23 para ilustrar la tensión en los nodos de interés, 671, 645 y 652, así como la potencia reactiva inyectada por los sistemas fotovoltaicos durante la perturbación. La figura 24 presenta las corrientes inyectadas por los SFV.

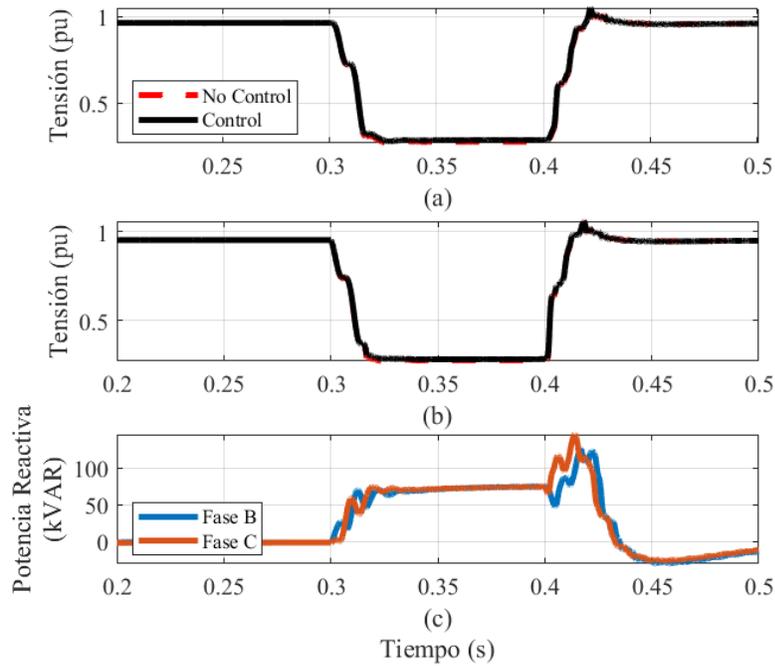


Figura 22. Resultados de la simulación del nodo 645 ante una una falla simétrica. (a) Tensión RMS de la fase B con y sin control de LVRT. (b) Tensión RMS de la fase C con y sin control. (c) Perfil de potencia reactiva por fase con control.

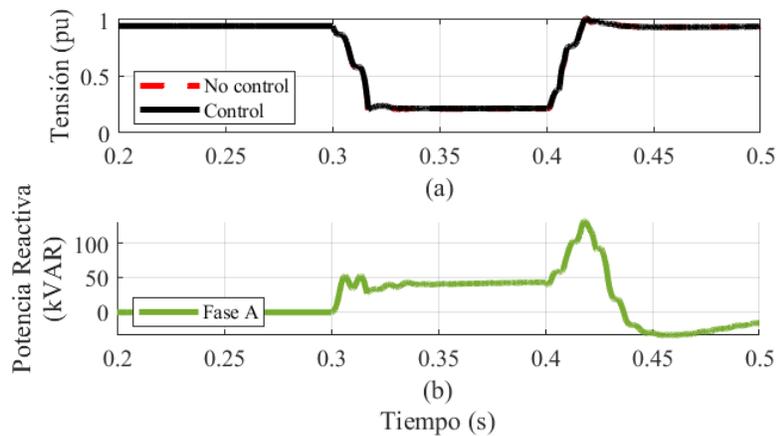


Figura 23. Resultados de la simulación del nodo 652 ante una una falla simétrica. (a) Tensión RMS de la fase A con y sin control de LVRT. (b) Perfil de potencia reactiva por fase con control.

Adicionalmente, el perfil de tensión para los nodos de la red eléctrica se ilustra en la figura 25 para un periodo de tiempo durante el hundimiento en operación en estado estable. Finalmente, la potencia activa inyectada por los SFV se presenta en la figura 26.

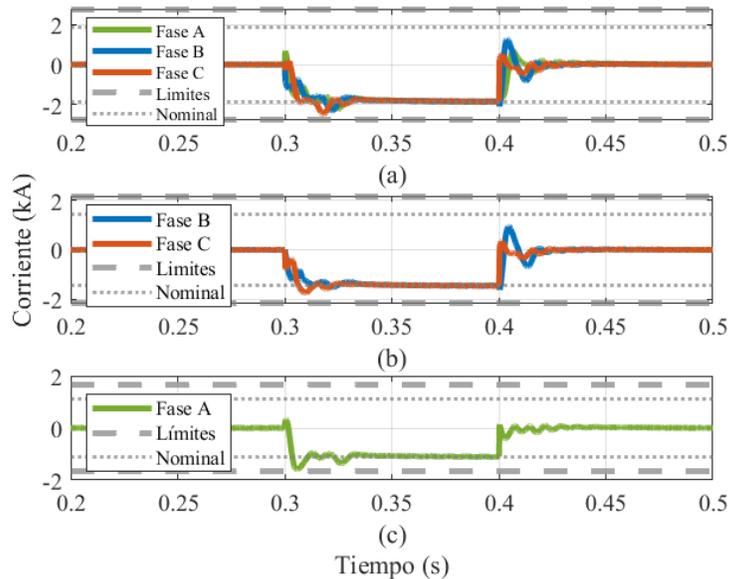


Figura 24. Corriente RMS inyectada por los SFV ante una falla simétrica. (a) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 671. (b) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 645. (c) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 652.

4.3. Simulación ante fallas asimétricas

Durante este caso los interruptores S2 y S3 permanecen abiertos, y el interruptor S1 permanece cerrado durante todo el escenario. En cuanto a la evaluación del desempeño de la estrategia de control ante una falla de tipo asimétrica, se realiza la simulación del sistema ante una de tipo paralelo (dos fases a tierra), durante 100 ms en la barra 671, la cual inicia a los 0,3 s. La falla ocasiona una disminución de tensión en este nodo del 66,38% en la fase A, una variación del 1,46% en la fase B y una variación del 39,1% en la fase C, respecto al valor nominal, sin considerar la inclusión de las capacidades de LVRT a los SFV.

Al igual que en los casos anteriores, se presentan las figuras 27, 28 y 29 para ilustrar la tensión en los nodos de interés, 671, 645 y 652, así como la potencia reactiva inyectada por los

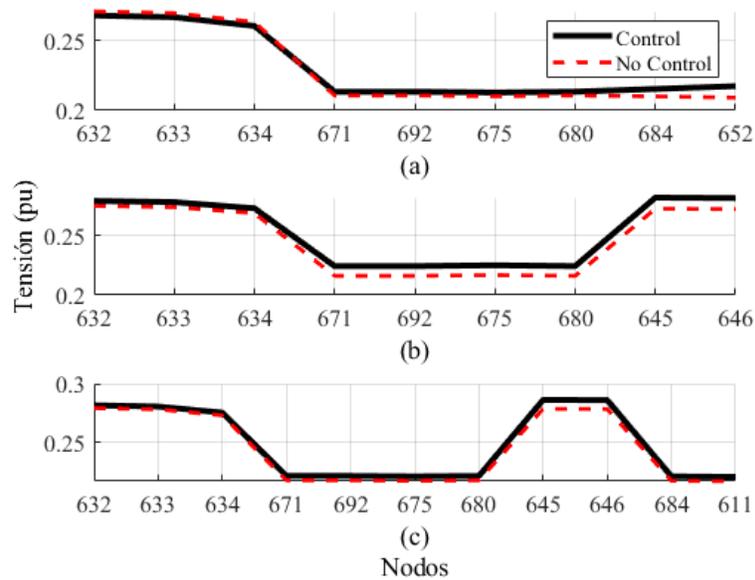


Figura 25. Tensión RMS en los nodos en la red eléctrica ante una falla simétrica. (a) Tensión en la fase A. (b) Tensión en la fase B. (c) Tensión en la fase C.

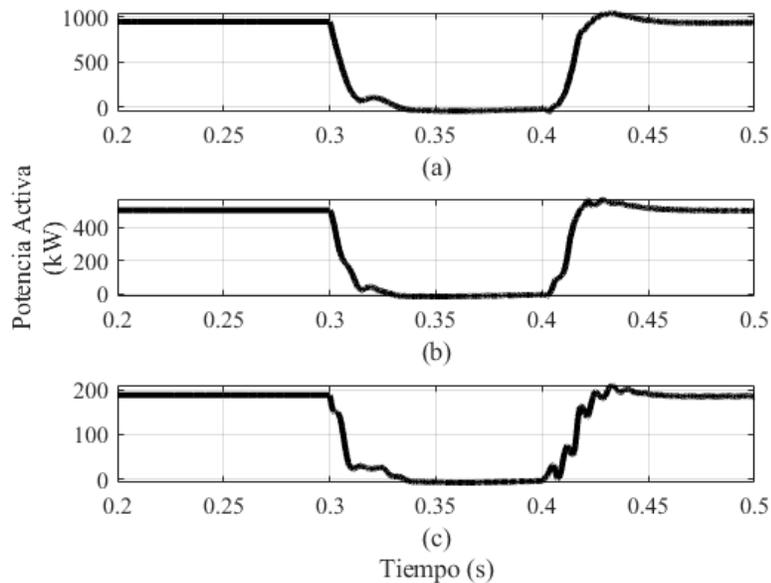


Figura 26. Potencia activa inyectada ante una falla simétrica. (a) En el nodo 671. (b) En el nodo 645. (c) En el nodo 652.

sistemas fotovoltaicos. La figura 30 presenta las corrientes inyectadas por los SFV. El perfil de tensión de la red eléctrica se ilustra en la figura 31 para un periodo de tiempo durante el hundimiento. Por último, la potencia activa inyectada por los SFV se presenta en la figura 32.

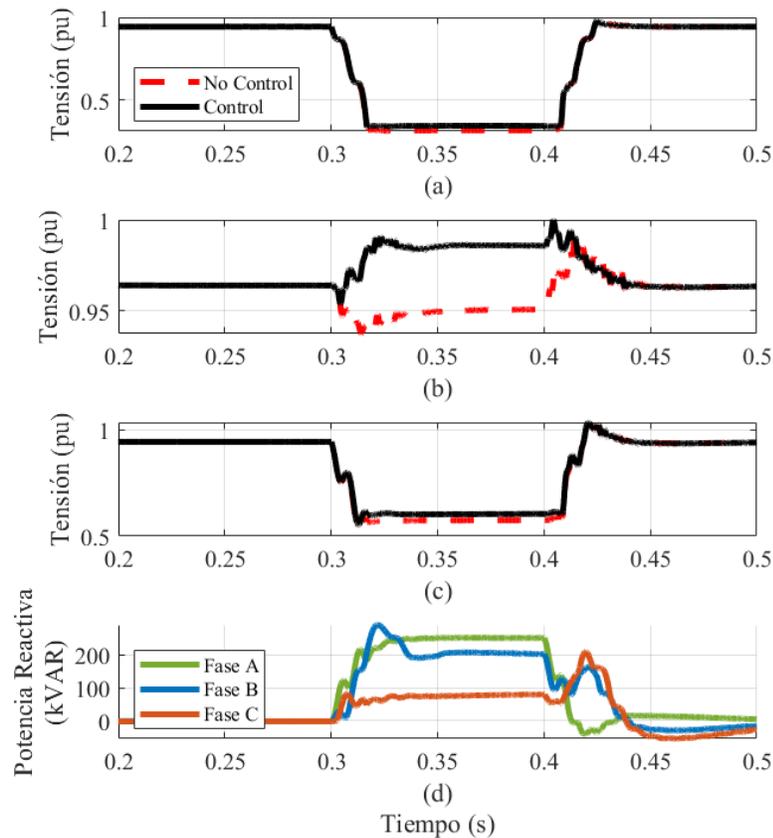


Figura 27. Resultados de la simulación del nodo 671 ante una una falla asimétrica. (a) Tensión RMS de la fase A con y sin control de LVRT. (b) Tensión RMS de la fase B con y sin control. (c) Tensión RMS de la fase C con y sin control. (d) Perfil de potencia reactiva por fase con control.

4.3.1. Considerando un SFV adicional

Para este último caso, se somete el sistema a las mismas condiciones del caso presentado en la subsección 4.3, con la diferencia de que el interruptor S3 permanece cerrado y por ende, se considera un SFV trifásico adicional en el nodo 633 (sistema SFV4). La variación de tensión

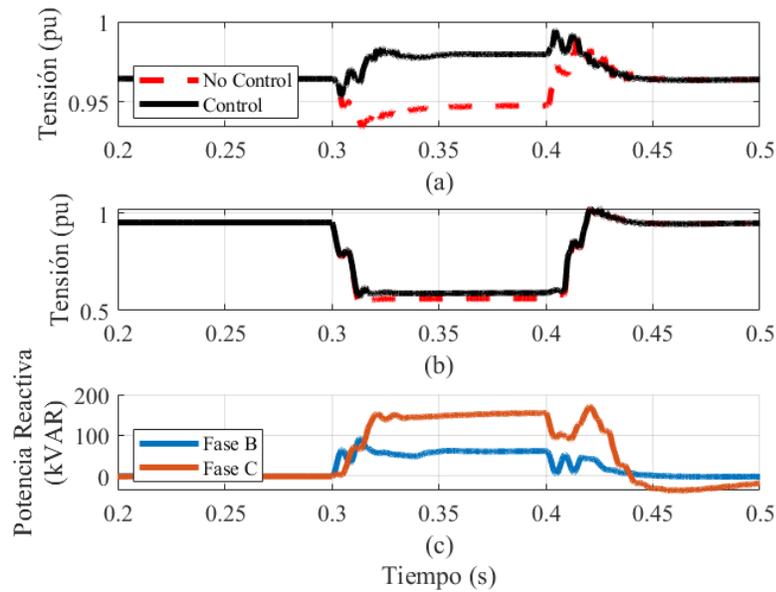


Figura 28. Resultados de la simulación del nodo 645 ante una una falla asimétrica. (a) Tensión RMS de la fase B con y sin control de LVRT. (b) Tensión RMS de la fase C con y sin control. (c) Perfil de potencia reactiva por fase con control.

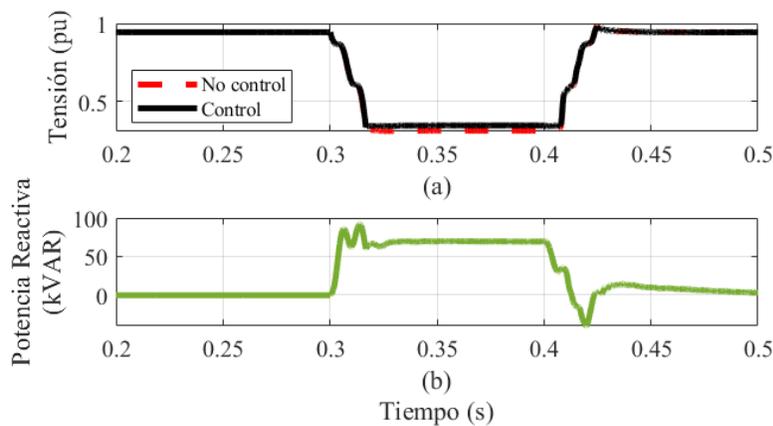


Figura 29. Resultados de la simulación del nodo 652 ante una una falla asimétrica. (a) Tensión RMS de la fase A con y sin control de LVRT. (b) Perfil de potencia reactiva por fase con control.

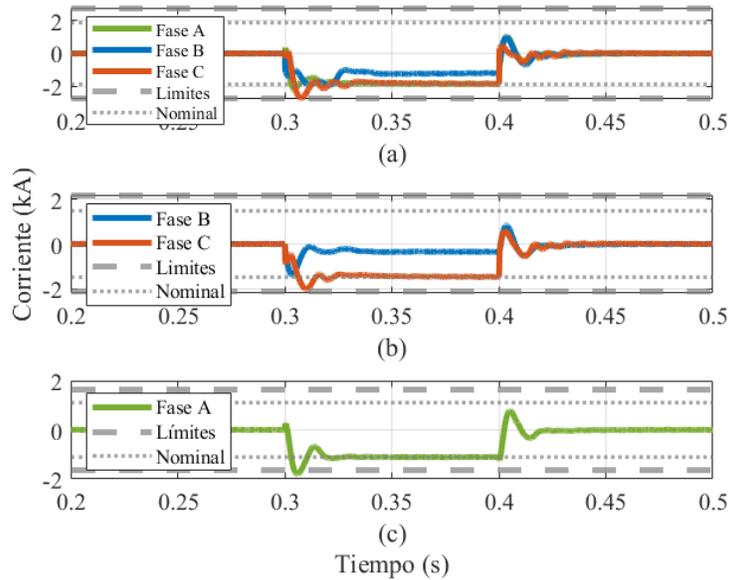


Figura 30. Corriente RMS inyectada por los SFV ante una falla asimétrica. (a) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 671. (b) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 645. (c) Corriente inyectada por el SFV en el nodo 652.

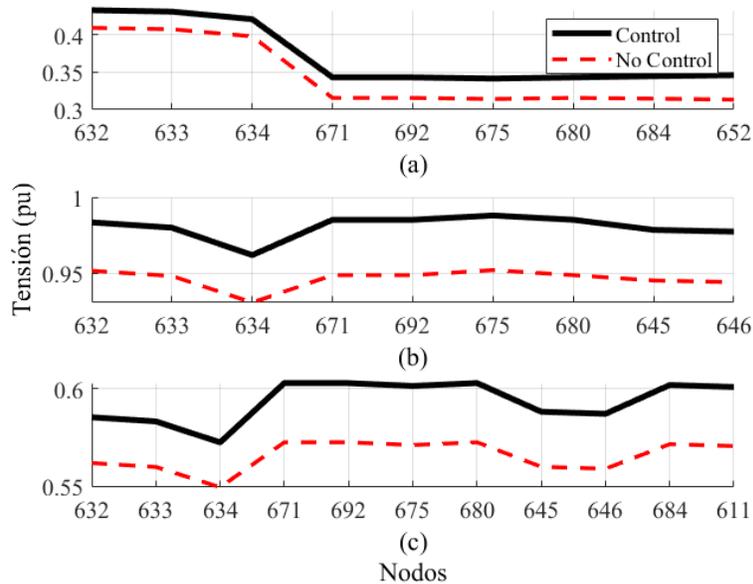


Figura 31. Tensión RMS en los nodos en la red eléctrica ante una falla asimétrica. (a) Tensión en la fase A. (b) Tensión en la fase B. (c) Tensión en la fase C.

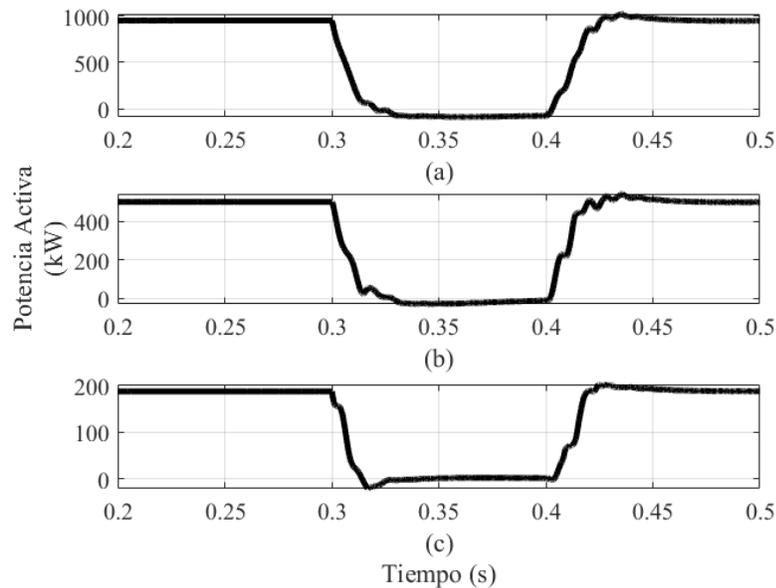


Figura 32. Potencia activa inyectada ante una falla asimétrica. (a) En el nodo 671. (b) En el nodo 645. (c) En el nodo 652.

producida por la falla asimétrica en el nodo durante este caso es de 66,5% en la fase A, 1,8% en la fase B y 39,4% en la fase C, respecto al valor nominal, sin considerar la inclusión de las capacidades de LVRT a los SFV. La figura 33 presenta el comportamiento de la tensión y la potencia reactiva inyectada en este nodo. La figura 34 presenta la inyección de corriente por el SFV4 a la red y de potencia activa. La figura 35 presenta el perfil de tensión RMS del sistema para un periodo de tiempo durante el hundimiento de tensión.

4.4. Análisis de resultados

En esta sección se hace un análisis de los resultados obtenidos y presentados en las figuras de las subsecciones 4.1, 4.2, 4.3 y 4.3.1, así como en las tablas 9, 10, 11 y 12. Adicionalmente, se hace énfasis en los nodos donde los SFV están conectados.

En primer lugar las tablas presentan la variación de tensión (ΔV_{NC}) entre su valor eficaz en condiciones normales de operación (V_{pre}) y de falla (V_{NC}) sin la inclusión de las capacidades de LVRT a los sistemas fotovoltaicos. Asimismo, se presenta la corriente eficaz inyectada en estado

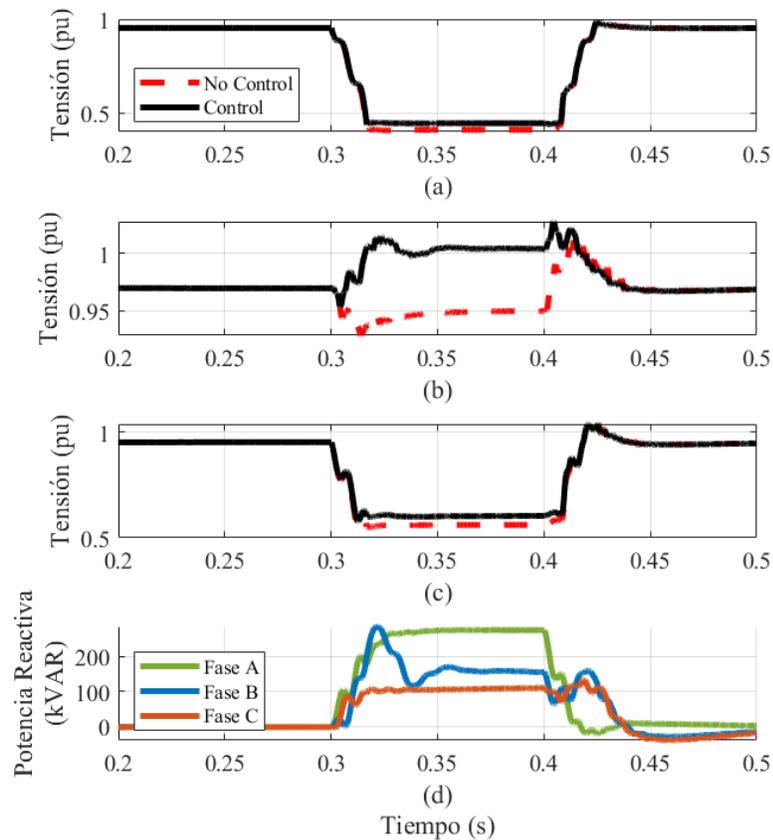


Figura 33. Resultados de la simulación del nodo 633 ante una falla asimétrica. (a) Tensión RMS de la fase A con y sin control. (b) Tensión RMS de la fase B con y sin control. (c) Tensión RMS de la fase C con y sin control. (d) Perfil de potencia reactiva por fase con control.

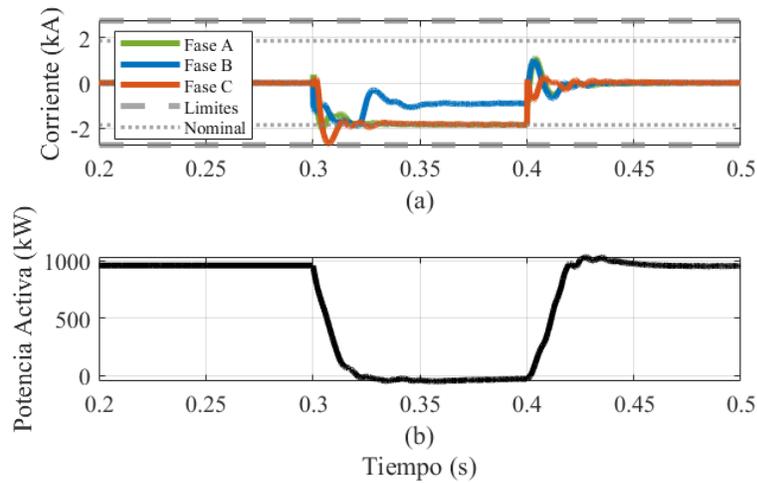


Figura 34. Resultados de la simulación del nodo 633 ante una falla asimétrica. (a) Corriente RMS inyectada por el SFV4. (b) Potencia activa inyectada por el SFV4.

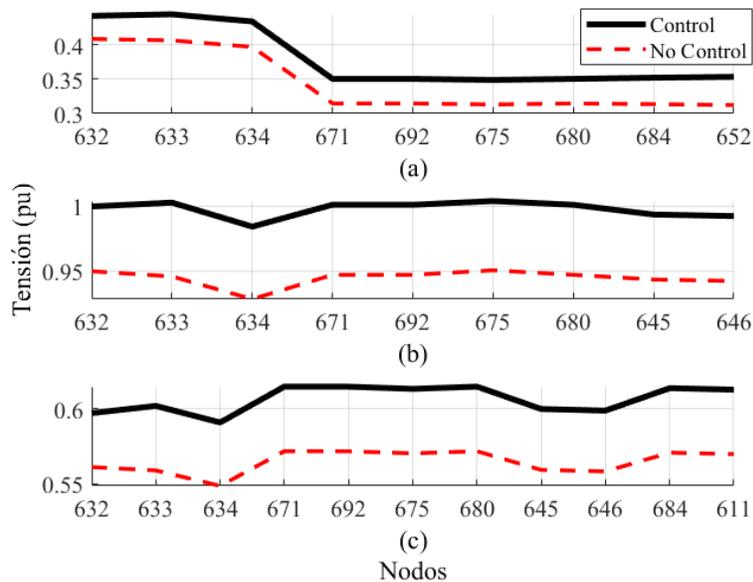


Figura 35. Tensión RMS en los nodos en la red eléctrica ante una falla asimétrica, incluyendo un SFV adicional. (a) Tensión en la fase A. (b) Tensión en la fase B. (c) Tensión en la fase C.

estable (I_{iny}) con la que los SFV brindan el soporte en cada una de las fases durante la falla, y la variación ΔV_C entre la tensión durante la falla considerando SFV con capacidades de LVRT (V_C) y la tensión durante la falla considerando SFV sin estas capacidades (V_{NC}).

Como primera observación, las figuras presentadas muestran que los tiempos de respuesta de la estrategia para los SFV conectados a la red eléctrica ante las diferentes condiciones de operación, están entre aproximadamente los 20ms y 35ms. Esto se debe principalmente al tiempo de respuesta de los controladores PI y al tiempo requerido para la sintonización entre cada SFV y la red eléctrica, ya que el PLL toma alrededor de 2 ciclos para realizar dicha operación.

Tabla 9. Resultados ante sobrecarga.

<i>Nodo</i>	<i>Fase</i>	$I_{iny}(kArms)$	$V_{pre}(pu)$	$V_{NC}(pu)$	$V_C(pu)$	$\Delta V_{NC}(\%)$	$\Delta V_C(\%)$
671	A	0,62	0,94	0,93	0,96	-1,26	2,92
	B	1,07	0,96	0,95	0,97	-1,27	2,44
	C	1,07	0,94	0,83	0,87	-11,80	4,43
645	B	0,49	0,96	0,95	0,97	-1,66	2,39
	C	1,46	0,95	0,89	0,88	-10,58	4,78
652	A	0,54	0,94	0,93	0,96	-1,88	3,30

En el escenario 4.1 como muestra la tabla 9, la mayor variación de tensión en el nodo 671 se encuentra en la fase C con un valor de 11,798%. Así mismo respecto al nodo 645 la mayor variación se obtiene en la fase C con un valor del 10,580% y la variación obtenida en el nodo 652 es del 1,880%. Adicionalmente, considerando los SFV con capacidades de LVRT, el mayor incremento obtenido en el nodo 671 es en la fase C con un valor del 3,105%, en el nodo 645 es del 3,475% en la fase C y el incremento de tensión obtenido en el nodo 652 es del 2,234%.

Tabla 10. Resultados del escenario ante falla simétrica.

Nodo	Fase	$I_{iny}(kArms)$	$V_{pre}(pu)$	$V_{NC}(pu)$	$V_C(pu)$	$\Delta V_{NC}(\%)$	$\Delta V_C(\%)$
671	A	1,85	0,94	0,21	0,21	-77,48	0,61
	B	1,85	0,96	0,22	0,23	-77,03	3,25
	C	1,82	0,94	0,22	0,22	-76,86	0,46
645	B	1,45	0,96	0,28	0,29	-71,34	3,33
	C	1,45	0,95	0,28	0,28	-70,16	2,11
652	A	1,10	0,94	0,21	0,22	-77,49	1,32

Por otra parte, ante un escenario crítico como una falla simétrica, las variaciones obtenidas son aproximadamente del 77% en las tres fases del nodo 671, de aproximadamente del 70% en las dos fases del nodo 645, y del 78% en el nodo 652. Aunque las variaciones tienen un valor cercano en cada nodo, la tabla 10 permite observar que son diferentes, y que incluso, ante una falla simétrica, este requiere un soporte de tensión independiente en cada fase debido a la naturaleza del sistema. Además, se advierte que ante esta falla en el nodo 671 en las fases A y B, donde se encuentra la mayor variación de tensión del nodo, también se hace la mayor inyección de corriente. En este caso, los sistemas SFV inyectan la corriente nominal del inversor.

Tabla 11. Resultados del escenario ante falla asimétrica.

Nodo	Fase	$I_{iny}(kArms)$	$V_{pre}(pu)$	$V_{NC}(pu)$	$V_C(pu)$	$\Delta V_{NC}(\%)$	$\Delta V_C(\%)$
671	A	1,84	0,94	0,32	0,34	-66,38	8,66
	B	1,21	0,96	0,95	0,99	-1,46	3,81
	C	1,84	0,94	0,57	0,60	-39,11	5,14

Tabla 11. Resultados del escenario ante falla asimétrica.

Nodo	Fase	$I_{iny}(kArms)$	$V_{pre}(pu)$	$V_{NC}(pu)$	$V_C(pu)$	$\Delta V_{NC}(\%)$	$\Delta V_C(\%)$
645	B	0,34	0,96	0,95	0,98	-1,77	3,43
	C	1,44	0,95	0,56	0,59	-41,05	5,18
652	A	1,11	0,94	0,32	0,35	-66,58	10,33

Los escenarios 4.3 y 4.3.1 muestran los resultados obtenidos al someter la red a una falla asimétrica. Con el objetivo de evaluar el impacto de incluir una mayor inyección de potencia con generación renovable ante escenarios críticos, el primer caso incluye una inyección de generación fotovoltaica del 60% de la demanda y el segundo del 92,6% de esta. Los resultados presentados en las tablas 11 y 12 respecto a las variaciones de tensión y el incremento de tensión de ambos casos, reafirman los beneficios del sistema de incluir una estrategia que permita la inyección de corriente de manera independiente para cada fase, así como la capacidad de la estrategia diseñada de lograr la inyección de dicha forma. Además, muestran que a mayor penetración de SFV, el incremento de la tensión es mayor.

Tabla 12. Resultados del escenario ante falla simétrica, considerando una mayor inclusión de SFV.

Nodo	Fase	$I_{iny}(kArms)$	$V_{pre}(pu)$	$V_{NC}(pu)$	$V_C(pu)$	$\Delta V_{NC}(\%)$	$\Delta V_C(\%)$
671	A	1,85	0,95	0,32	0,35	-66,51	10,80
	B	0,98	0,97	0,95	1,00	-1,82	5,22
	C	1,85	0,95	0,57	0,62	-39,37	7,20
645	B	0,08	0,97	0,95	1,00	-2,18	5,56
	C	1,44	0,96	0,56	0,60	-41,32	7,19

Tabla 12. Resultados del escenario ante falla simétrica, considerando una mayor inclusión de SFV.

Nodo	Fase	$I_{iny}(kArms)$	$V_{pre}(pu)$	$V_{NC}(pu)$	$V_C(pu)$	$\Delta V_{NC}(\%)$	$\Delta V_C(\%)$
652	A	1,11	0,95	0,32	0,35	-66,74	12,45
633	A	1,84	0,95	0,41	0,44	-57,10	7,55
	B	0,90	0,97	0,95	1,00	-2,05	5,71
	C	1,84	0,95	0,56	0,60	-41,12	7,56

Lo mencionado anteriormente permite observar un soporte significativo en la tensión, pero no suficiente ante escenarios críticos como 4.2 y 4.3. Incluso en escenarios como el 4.3.1 donde hay alta penetración de SFV, el soporte sigue siendo insuficiente. Esto se debe a que la capacidad de cortocircuito en un sistema de potencia robusto es muy alta, por lo cual para compensarla se requiere una mayor inyección de corriente que lo permita, pero los límites de corriente de los inversores restringen estas capacidades.

Adicionalmente, resulta importante considerar las capacidades de los conductores y lo establecido por los códigos de red para su conexión, así como la necesidad de la demanda del sistema de potencia para la inclusión de una capacidad mayor de SFV.

4.5. Indicador SARFI-X

El indicador SARFI-X es un contador de hundimientos e incrementos de tensión e interrupciones por debajo o por encima de un umbral de tensión X, en una localización específica. Este indicador solo evalúa fallas de corta duración (menores a 1 min). La estrategia es evaluada mediante este indicador teniendo en cuenta la red eléctrica presentada en la 14, donde solo S1 cambia su condición normal de operación de abierto a cerrado. La figura 36 presenta el indicador considerando cinco diferentes valores de resistencia de puesta a tierra: 0, 5, 10, 15 y 20. Además,

las ubicación de falla se establecen en los nodos 671, 645 y 652. Esta figura ilustra los indicadores SARFI-80, SARFI-85, SARFI-90, SARFI-95, y se da un color más oscuro a los valores más altos para identificar fácilmente el efecto de la estrategia sobre la operación del sistema.

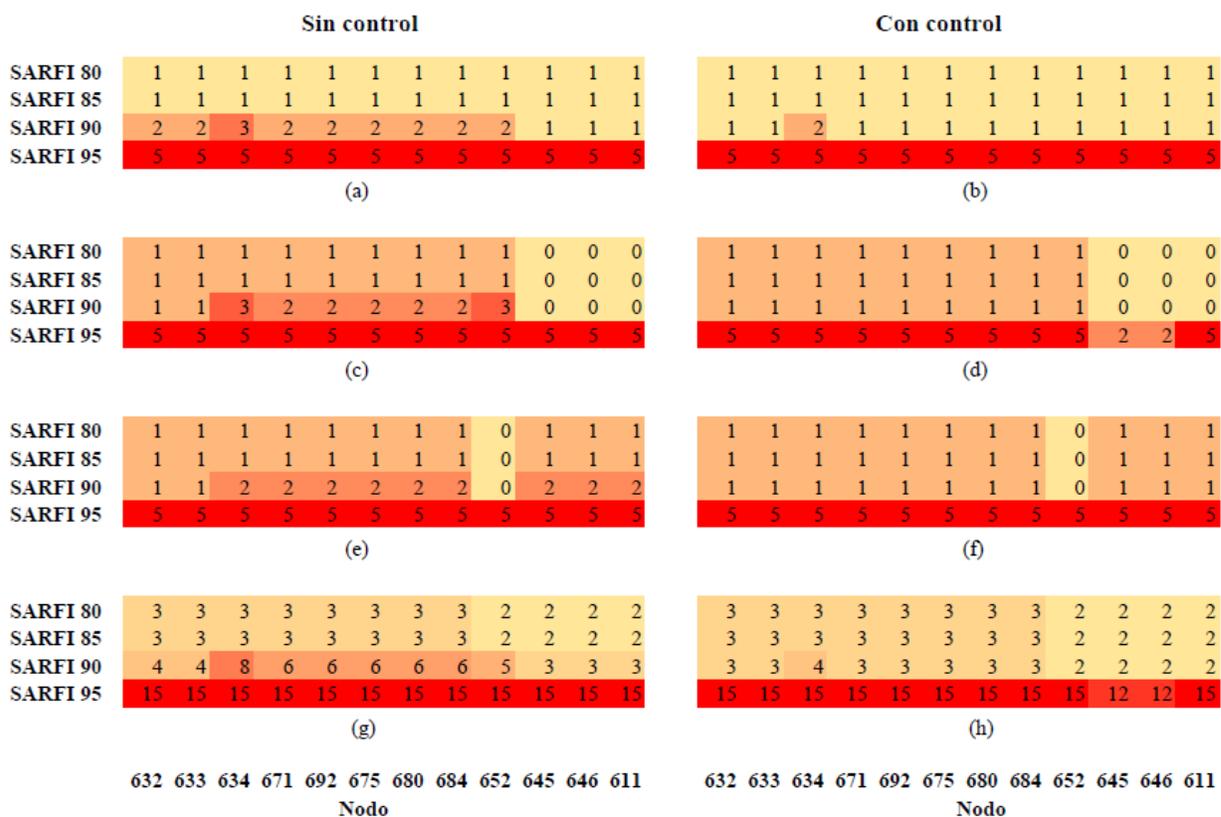


Figura 36. Indicadores SARFI-X evaluado en cada nodo con diferentes ubicaciones de falla, considerando la estrategia de control y sin considerarla. (a) Sin control y falla en el nodo 671. (b) Con control y falla en el nodo 671. (c) Sin control y falla en el nodo 652. (d) Con control y falla en el nodo 652. (e) Sin control y falla en el nodo 645. (f) Con control y falla en el nodo 645. (h) Sin control y considerando todas las fallas ocurridas. (i) Con control y considerando todas las fallas ocurridas.

5. Conclusiones

Este trabajo de investigación presentó el diseño de una estrategia de mitigación de hundimientos de tensión mediante sistemas fotovoltaicos y la evaluación de su desempeño en una red de distribución IEEE de 13 nodos. La estrategia busca emplear los sistemas fotovoltaicos durante la ocurrencia de hundimientos de tensión para dar soporte a la red eléctrica mediante la inyección de potencia reactiva controlada por fase según la variación de tensión. Por lo tanto, este trabajo analiza el impacto a la red que puede traer la inclusión de esta estrategia en los sistemas fotovoltaicos, respecto a beneficios en cuanto el soporte de tensión proporcionado.

La estrategia diseñada en este trabajo permite la inyección independiente de corriente reactiva por cada una de las fases en sistemas fotovoltaicos monofásicos, bifásicos y trifásicos, en todos los escenarios de evaluación analizados, respetando los límites establecidos y logrando un impacto positivo en la red eléctrica. Esta estrategia demuestra a su vez la capacidad de soporte a la red, incluso de sistemas fotovoltaicos monofásicos y bifásicos, ante hundimientos generados por sobrecargas, fallas simétricas y asimétricas. Por lo tanto, suponiendo una alta integración de generadores distribuidos a la red, los sistemas fotovoltaicos monofásicos y bifásicos podrían estar más presentes en los servicios auxiliares de soporte a la red. El control propuesto presenta un mejor desempeño ante escenarios de sobrecarga en la red de distribución que ante escenarios de fallas críticas. Lo anterior es ocasionado por la alta capacidad de cortocircuito del sistema en comparación con los límites de corriente del inversor. Además, el indicador SARFI-X permite identificar una mejoría en presencia de la estrategia de control, pues esta logra la reducción en el número de hundimientos de tensión con las diferentes ubicaciones de falla.

Por otra parte, los códigos de red actuales consideran en su mayoría estos requerimientos para sistemas trifásicos y en redes de transmisión. Sin embargo, producto de la alta inclusión de energías renovables en el mundo y la creciente demanda de energía, se espera que se haga más presente la participación de sistemas monofásicos y bifásicos en redes de distribución, y que

los códigos de red incluyan más regulaciones al respecto. La revisión realizada también permite identificar una necesidad en el análisis de capacidades de LVRT en sistemas de distribución, considerando sistemas fotovoltaicos monofásicos, bifásicos, y fallas asimétricas.

5.1. Trabajo futuro

Como continuación de este trabajo de maestría se propone:

- Debido al buen desempeño de la estrategia ante sobrecargas se propone evaluarla para regulación de tensión, analizando indicadores de calidad de la potencia para variaciones de tensión mayor a 1 minuto.
- Implementar otros métodos de sincronización con el fin de disminuir el tiempo de respuesta de la estrategia de control producto del PLL utilizado.
- Analizar los beneficios que puede traer la inclusión de este tipo de estrategias LVRT en los sistemas fotovoltaicos respecto a la posibilidad de reducir la inclusión de dispositivos adicionales como los DVR en la red.
- Comparar el desempeño de la estrategia diseñada respecto a estrategias basadas en control de potencia flexible y teorías de la potencia instantánea.

Bibliografía

- Afrin, N., Yang, F., & Lu, J. (2020). Voltage support strategy for PV inverter to enhance dynamic voltage stability of islanded microgrid. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 121, 106059. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106059>
- Akagi, H., Watanabe, E. H., & Aredes, M. (2017). *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning* [Google-Books-ID: Wf8fDgAAQBAJ]. John Wiley & Sons.
- Ali, Z., Christofides, N., Hadjidemetriou, L., Kyriakides, E., Yang, Y., & Blaabjerg, F. (2018). Three-phase phase-locked loop synchronization algorithms for grid-connected renewable energy systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90, 434-452. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.086>
- Alobeidli, K., & El Moursi, M. (2014). Novel coordinated secondary voltage control strategy for efficient utilisation of distributed generations [cited By 24]. *IET Renewable Power Generation*, 8(5), 569-579. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2013.0135>
- Al-Shetwi, A. Q., Sujod, M. Z., Blaabjerg, F., & Yang, Y. (2019). *Fault ride-through control of grid-connected photovoltaic power plants: A review*. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.01.032>
- Camacho, A., Castilla, M., Miret, J., Guzman, R., & Borrell, A. (2014a). Reactive Power Control for Distributed Generation Power Plants to Comply With Voltage Limits During Grid Faults. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 29(11), 6224-6234. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2014.2301463>
- Camacho, A., Castilla, M., Miret, J., Guzman, R., & Borrell, A. (2014b). Reactive Power Control for Distributed Generation Power Plants to Comply With Voltage Limits During Grid Faults. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 29(11), 6224-6234. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2014.2301463>

- Camacho, A., Castilla, M., Miret, J., Matas, J., Alarcón-Gallo, E., de Vicuña, L. G., & Martí, P. (2012). Reactive power control for voltage support during type C voltage-sags. *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 3462-3467. <https://doi.org/10.1109/IECON.2012.6389343>
- Castillo, G. (2021). *Modelado y simulación de la mitigación de sags en cargas conectadas en media tensión utilizando un DVR*. (Tesis). Universidad Nacional Autónoma de México. México.
- Çelîk, D., & Meral, M. E. (2019). A flexible control strategy with overcurrent limitation in distributed generation systems. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 104, 456-471. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.06.048>
- CELSIA. (2017). *Todo lo que debes saber sobre energía solar en Colombia*. <https://eficienciaenergetica.celsia.com/todo-lo-que-debes-saber-sobre-energia-solar-en-colombia/>
- Chen, K., Huang, C., & He, J. (2016). Fault detection, classification and location for transmission lines and distribution systems: a review on the methods. *High voltage*, 1(1), 25-33.
- de Regulación de Energía y Gas (CREG), C. (2005). *CREG-017 Calidad de la potencia*.
- Garnica, M., de Vicuña, L. G., Miret, J., Castilla, M., & Guzmán, R. (2020). Optimal Voltage-Support Control for Distributed Generation Inverters in RL Grid-Faulty Networks. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 67(10), 8405-8415. <https://doi.org/10.1109/TIE.2019.2949544>
- Garnica, M., Vicuña, L. G. D., Miret, J., Camacho, A., & Guzmán, R. (2018). Voltage support experimental analysis of a low-voltage ride-through strategy applied to grid-connected distributed inverters. *Energies*, 11. <https://doi.org/10.3390/en11081949>
- Gibb, D., Ledanois, N., Ranalder, L., Yaqoob, H., Ledanois, N., Murdock, H. E., Ranalder, L., Achury, N., Andre, T., Benachir, I., Dhar, A., Gicquel, S., Hamirwasia, V., Mavili, G., Stalter, P., Wafa, N., Yuan-Perrin, Y., Abd-El-Aziz, Y., Raposo, J. C., ... Levin, R. (2022). Renewables 2022 global status report + Renewable energy data in perspective + Press re-

- leases + Regional fact sheets + Country fact sheets. *17*, 10-150. http://inis.iaea.org/Search/search.aspx?orig_q=RN:53066645
- Hamed, H. A., Abdou, A. F., Bayoumi, E. H. E., & EL-Kholy, E. E. (2018). A Fast Recovery Technique for Grid-Connected Converters After Short Dips Using a Hybrid Structure PLL [Conference Name: IEEE Transactions on Industrial Electronics]. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, *65*(4), 3056-3068. <https://doi.org/10.1109/TIE.2017.2764856>
- Hassaine, L., OLias, E., Quintero, J., & Salas, V. (2014). Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *30*, 796-807. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.005>
- Honrubia-Escribano, A., Ramirez, F. J., Gómez-Lázaro, E., Garcia-Villaverde, P. M., Ruiz-Ortega, M. J., & Parra-Requena, G. (2018). Influence of solar technology in the economic performance of PV power plants in Europe. A comprehensive analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *82*, 488-501. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.061>
- IEEE. (2009). IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. *IEEE Std 1159-2009 (Revision of IEEE Std 1159-1995)*, 1-94. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2009.5154067>
- IEEE. (2019). IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. *IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009)*, 1-98. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8796486>
- Joshi, J., Swami, A. K., Jatily, V., & Azzopardi, B. (2021). *A Comprehensive Review of Control Strategies to Overcome Challenges during LVRT in PV Systems*. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3109050>
- Kersting, W. (2001). Radial distribution test feeders. *2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)*, *2*, 908-912 vol.2. <https://doi.org/10.1109/PESW.2001.916993>
- Khounjahan, H., Banaei, M., & Farakhor, A. (2015). A new low cost cascaded transformer multilevel inverter topology using minimum number of components with modified selective

- harmonic elimination modulation. *Ain Shams Engineering Journal*, 6(1), 67-73. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.asej.2014.08.005>
- Latran, M. B., & Teke, A. (2015). Investigation of multilevel multifunctional grid connected inverter topologies and control strategies used in photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 361-376. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.030>
- Lettl, J., Bauer, J., & Linhart, L. (2011). Comparison of Different Filter Types for Grid Connected Inverter.
- Lopez, M. A. G., Vicuna, J. L. G. D., Miret, J., Castilla, M., & Guzman, R. (2018). Control Strategy for Grid-Connected Three-Phase Inverters during Voltage Sags to Meet Grid Codes and to Maximize Power Delivery Capability. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 33, 9360-9374. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2018.2792478>
- Lu, Y., Xiao, G., Lei, B., Wu, X., & Zhu, S. (2014). A Transformerless Active Voltage Quality Regulator With the Parasitic Boost Circuit. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 29(4), 1746-1756. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2013.2271836>
- Mantilla, M. (2016). *Control de generadores fotovoltaicos con funciones de filtrado activo en sistemas trifásicos distorsionados y desequilibrados*. (Tesis doctoral). Universidad Industrial de Santander. Colombia.
- MathWorks. (2013). *Determine frequency and fundamental component of signal phase angle - Simulink*. <https://www.mathworks.com/help/sps/powersys/ref/pll.html>
- Mejia-Ruiz, G. E., Cárdenas-Javier, R., Arrieta Paternina, M. R., Rodríguez-Rodríguez, J. R., Ramirez, J. M., & Zamora-Mendez, A. (2021). Coordinated Optimal Volt/Var Control for Distribution Networks via D-PMUs and EV Chargers by Exploiting the Eigensystem Realization. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 12(3), 2425-2438. <https://doi.org/10.1109/TSG.2021.3050443>
- MinMinas. (2014). *Energías renovables no convencionales*. <https://www.minenergia.gov.co/energias-renovables-no-convencionales>

- Miret, J., Camacho, A., Castilla, M., de Vicuña, L. G., & Matas, J. (2013). Control Scheme With Voltage Support Capability for Distributed Generation Inverters Under Voltage Sags. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 28(11), 5252-5262. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2013.2246190>
- Mohapatra, S. R., & Agarwal, V. (2020). An Advanced Voltage Support Scheme Considering the Impact of Zero-Sequence Voltage Under Microgrid Faults Using Model Predictive Control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 67(10), 8957-8968. <https://doi.org/10.1109/TIE.2020.2972459>
- O'Rourke, C. J., Qasim, M. M., Overlin, M. R., & Kirtley, J. L. (2019). A Geometric Interpretation of Reference Frames and Transformations: dq0, Clarke, and Park. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 34(4), 2070-2083. <https://doi.org/10.1109/TEC.2019.2941175>
- Paukner, F. L., Nardi, C., Carati, E. G., Stein, C. M. O., Cardoso, R., & da Costa, J. P. (2015). Inductive filter design for three-phase grid connected power converters. *2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, 1-5. <https://doi.org/10.1109/COBEP.2015.7420189>
- Prabaharan, N., & Palanisamy, K. (2017). A comprehensive review on reduced switch multilevel inverter topologies, modulation techniques and applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76, 1248-1282. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.121>
- Ruiz, G. M., Muñoz, N., & Ramirez, J. M. (2014). Transient voltage compensation by a power electronics-based device. *2014 IEEE PES General Meeting | Conference Exposition*, 1-5. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6939083>
- Shabestary, M. M., & Mohamed, Y. A.-R. I. (2018). Advanced Voltage Support and Active Power Flow Control in Grid-Connected Converters Under Unbalanced Conditions. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 33(2), 1855-1864. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2695646>
- Stensby, J. L. (1997). *Phase-Locked Loops: Theory and Applications* [Google-Books-ID: Q07rP2xmSnAC]. CRC Press.

- Sun, P., Wu, Y., Du, X., Tai, H.-M., Ji, Y., & Gu, S. (2016). Power Oscillation Analysis and Control of Three-Phase Grid-Connected VSC under Unbalanced Grid Faults. *IET Power Electronics*, 9. <https://doi.org/10.1049/iet-pel.2015.0804>
- Sybille, G. (s.f.). IEEE 13 Node Test Feeder - MATLAB & Simulink. Consultado el 27 de febrero de 2023, desde <https://www.mathworks.com/help/sps/ug/ieee-13-node-test-feeder.html>
- Taposh, A. N., Islam, T., Howlader, T. P., & Arpon, W. A. (2017). Multi-Level Inverter Design and Topologies.
- Tarafdar Hagh, M., & Khalili, T. (2019). A review of fault ride through of PV and wind renewable energies in grid codes. *International Journal of Energy Research*, 43(4), 1342-1356. <https://doi.org/https://doi.org/10.1002/er.4247>
- UPME. (2022). *Informe de Registro de Proyectos de Generación - Diciembre 2022*. Unidad de Planeación Minero Energética. https://www1.upme.gov.co/siel/Seguimiento_proyectos_generacion/Informe_Avance_proyectos_Generacion_Diciembre_2022.pdf
- Wu, Y.-K., Guan-Ting, Y., & Shaaban, M. (2016). Impact analysis of large PV integration: Case studies in Taiwan. *2016 IEEE/IAS 52nd Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I CPS)*, 1-10. <https://doi.org/10.1109/ICPS.2016.7490221>
- Yang, Y., & Blaabjerg, F. (2013). Low-voltage ride-through capability of a single-stage single-phase photovoltaic system connected to the low-voltage grid. *International Journal of Photoenergy*, 2013. <https://doi.org/10.1155/2013/257487>
- Yang, Y., Enjeti, P., Blaabjerg, F., & Wang, H. (2015). Wide-Scale Adoption of Photovoltaic Energy: Grid Code Modifications Are Explored in the Distribution Grid. *IEEE Industry Applications Magazine*, 21(5), 21-31. <https://doi.org/10.1109/MIAS.2014.2345837>
- Zeb, K., Uddin, W., Khan, M. A., Ali, Z., Ali, M. U., Christofides, N., & Kim, H. (2018). A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid connected photovoltaic system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 1120-1141. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.053>