

**Control de sistemas fotovoltaicos conectados a la red ante caídas de tensión de corta
duración**

Cristian Yesid Manrique Ríos

Yiris Andrés Plata Barajas

Trabajo de investigación para optar al título de Ingeniero Electricista

Directora:

María Alejandra Mantilla Villalobos

Ingeniera Electrónica, PhD.

Codirector:

Fausto Osorio Silva

Ingeniero Electrónico, MSc.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Bucaramanga

2019

DEDICATORIA

A mi madre; por su amor, su comprensión y su paciencia.

A mi padre; por su esfuerzo y su dedicación.

A mi hermana; por ser mi fortaleza, por su bondad y su honestidad.

A todos aquellos, amigos y familiares, que creyeron en mí y en este proyecto de vida.

Gracias, mil gracias.

Cristian Yesid Manrique Ríos

Dedicatoria

Primeramente, a Dios por la vida.

A mis viejos queridos OMAR PLATA LESMES & GLADYS BARAJAS FLORES, por el inmenso amor y el apoyo incondicional recibido todo este tiempo que me permitió sobreponerme a los momentos más difíciles.

Quiero resaltar el gran esfuerzo que han hecho para formarme como persona y como profesional, agradezco sus consejos, esto es por ustedes.

Son el motor de mi vida.

A la Nena, mi hermana CAROLINA ANDREA PLATA BARAJAS por su amor y comprensión. Reconozco que eres mi mayor inspiración para crecer cada día.

A mi Novia LUISA ALEJANDRA ZAPATA BELTRAN que estuvo conmigo durante esta etapa de mi vida, gracias por apoyarme y por siempre creer en mí.

Agradecerles a familiares y amigos que de alguna forma hicieron parte de este proceso y me desearon siempre lo mejor, no tengo como pagarles.

Yiris Andrés Plata Barajas

Contenido

	Pág.
Introducción	17
1. Objetivos	20
1.1 Objetivo General:	20
1.2 Objetivos Específicos:	20
2. Sistemas Fotovoltaicos.....	21
2.1 Paneles solares fotovoltaicos	23
2.2 Inversores de potencia.....	24
2.3 Filtro de conexión a la red	26
3. Inversor fotovoltaico conectado a la red.....	26
3.1 Control del inversor de potencia	27
3.1.1 Técnica de control de lazo abierto: PWM (<i>Pulse Width Modulation</i>).	28
3.1.2 Técnica de control de lazo cerrado: Controlador predictivo de corriente (Dead-Beat).	31
3.2 Generación de la señal de referencia	35
3.2.1 Marco de referencia $\alpha\beta 0$	36
4. Impacto de la generación distribuida en la red eléctrica.....	39
4.1 Subidas de tensión y fluctuaciones de tensión	40
4.2 Armónicos de corriente	41
4.3 Inyección de corriente directa	41

4.4 Fallas a tierra y corrientes de fuga	41
4.5 Contribución a la capacidad de cortocircuito.....	42
4.6 Funcionamiento en isla	43
4.7 Huecos de tensión	43
4.7.1 Definición de hueco de tensión.....	44
4.7.2 Características de los huecos de tensión.	45
4.7.2.1 Profundidad del hueco de tensión.	45
4.7.2.2 Tensión de referencia.	45
4.7.2.3 Duración del hueco de tensión.	46
4.7.3 Fuentes de los huecos de tensión.	46
4.7.3.1 Fallas balanceadas.....	47
4.7.3.2 Fallas desbalanceadas.	47
5. Requerimientos de conexión.....	48
6. Estrategia de control	54
6.1 Filtro Kalman.....	55
6.1.1 Ecuaciones para el desarrollo del algoritmo de Kalman.....	56
6.1.2 Sincronización del algoritmo de Kalman.....	58
6.1.3 Algoritmo de Kalman para la obtención de la secuencia positiva.	59
6.2 Algoritmo de control.....	62
6.2.1 Esquema de las corrientes de referencia.	63
6.2.2 Control para limitar la amplitud de la corriente.....	65
6.2.3 Modo de operación.	66
6.3 Esquema de control con el algoritmo implementado.....	69

7. Resultados y Simulaciones	71
7.1 Configuración del sistema.....	71
7.2 Casos de estudio.....	72
7.2.1 Caso 1: operación normal y escenario de baja producción de P.....	76
7.2.2 Caso 2: Operación normal y escenario de alta producción de P.....	78
7.2.3 Caso 3: Falla de red moderada y escenario de baja producción de P.	80
7.2.4 Caso 4: Falla de red moderada y escenario de media producción de P.	82
7.2.5 Caso 5: Falla de red considerable y escenario de media producción de P: solo inyección de potencia reactiva.	84
7.2.6 Caso 6: Falla de red severa y escenario de media producción de P: solo inyección de potencia reactiva positiva.....	86
7.3 Simulaciones sin estrategia de control.....	88
7.3.1 Caso 1: Escenario de alta producción de $P_G=10000$ [W] y una caída de tensión de magnitud $V^+=0,8745$ [p.u].	89
7.3.2 Caso 2. Escenario de baja producción ($P_G=3000$ [W]), y un hueco de tensión $V^+=0,6572$ [p.u].....	90
7.3.3 Caso 3. Escenario de media producción ($P_G=6500$ [W]), y una caída de tensión severa $V^+=0,4632$ [p.u].	91
8. Conclusiones.....	93
Referencias Bibliográficas	95

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Principales estándares de energía eléctrica para interconexión de sistemas fotovoltaicos.....	50
Tabla 2. Parámetros del sistema.....	71
Tabla 3. Características de los huecos de tensión.	74
Tabla 4. Comportamiento de las potencias activa y reactiva bajo diferentes caídas de tensión... ..	74
Tabla 5. Resultados de las simulaciones bajo las diferentes caídas de tensión. Amplitudes de corriente en [A]	75

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Sistema fotovoltaico conectado a la red	22
Figura 2. Modelo de la celda solar fotovoltaica.....	23
Figura 3. Modelo del inversor trifásico de puente completo.	25
Figura 4. Señal portadora y señales moduladoras.....	28
Figura 5. Entrada de los pulsos de disparo al inversor.	29
Figura 6. Pulsos de disparo del inversor.	29
Figura 7. Tensión de línea a la salida del inversor.....	30
Figura 8. Tensiones de fase a la salida del inversor.....	31
Figura 9. Topología tres fases.....	32
Figura 10. Implementación control dead-beat en Simulink.....	33
Figura 11. Discretización de las señales de corriente en Simulink.....	34
Figura 12. Corrientes generadas por el inversor y corrientes de referencia [A].	35
Figura 13. Esquema de control del inversor conectado a la red.	36
Figura 14. Características de los huecos de tensión.....	46
Figura 15. Curva Tensión-Tiempo que define el área del hueco de tensión en el PCC. Tensión de fase que corresponde a las fases en falla.....	52
Figura 16. Área de funcionamiento admisible durante los periodos de falla y de recuperación de tensión, en función de la tensión en el PCC.....	53

Figura 17. Diagrama de flujo algoritmo de Kalman.	57
Figura 18. Diagrama de flujo del Algoritmo de control.	68
Figura 19. Esquema de control con el algoritmo implementado.	70
Figura 20. Diagrama de control implementado en Simulink.	70
Figura 21. Modelo de Matlab/Simulink de la red de distribución IEEE 13-bus test feeder con el sistema fotovoltaico conectado.	73
Figura 22. Caso 1: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias.	76
Figura 23. Caso 1. Amplitudes de corriente generadas por el algoritmo. (a)Secuencias de corriente activa. (b)Secuencias de corriente reactiva.	77
Figura 24. Caso 1. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva.	78
Figura 25. Caso 2: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias.	79
Figura 26. Caso 2. Amplitudes de corriente generadas por el algoritmo. (a)Secuencias de corriente activa. (b)Secuencias de corriente reactiva.	79
Figura 27. Caso 2. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva.	80
Figura 28. Caso 3: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias.	81
Figura 29. Caso 3. Amplitudes de corriente generadas por el algoritmo. (a)Secuencias de corriente activa. (b)Secuencias de corriente reactiva.	81
Figura 30. Caso 3. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva.	82
Figura 31. Caso 4: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias.	83

Figura 32. Caso 4. Amplitudes de corriente generadas por el algoritmo. (a)Secuencias de corriente activa. (b)Secuencias de corriente reactiva.....	83
Figura 33. Caso 4. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva.....	84
Figura 34. Caso 5: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias.	85
Figura 35. Caso 5. Amplitudes de corriente generadas por el algoritmo. (a)Secuencias de corriente activa. (b)Secuencias de corriente reactiva.....	85
Figura 36. Caso 5. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva	86
Figura 37. Caso 6: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias	87
Figura 38.. Caso 6. Amplitudes de corriente generadas por el algoritmo. (a)Secuencias de corriente activa. (b)Secuencias de corriente reactiva.....	87
Figura 39. Caso 6. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva	88
Figura 40. Caso 1: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias	89
Figura 41. Caso 1. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva	90
Figura 42. Caso 2: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias	90
Figura 43. Caso 2. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva	91
Figura 44. Caso 3: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias	92
Figura 45. Caso 3. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva	92

Lista de Apéndices

Los Apéndices están adjuntos en el CD y pueden visualizarse en la base de datos de la biblioteca UIS)

Apéndice A: ESTRATEGIA_LVRT_PROYECTO

Apéndice B: SIN_ESTRATEGIA_PROYECTO

Resumen

TITULO: Control de sistemas fotovoltaicos conectados a la red ante caídas de tensión de corta duración*

AUTORES: Cristian Yesid Manrique Ríos
Yiris Andrés Plata Barajas**

PALABRAS DE CLAVES:

DESCRIPCIÓN

El siguiente trabajo de grado presenta el análisis de una estrategia de control para sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Dicha estrategia se basa en los requerimientos actuales de los códigos de red en cuanto a la capacidad de LVRT (*Low Voltage Ride Through*) y a la inyección de potencia reactiva por parte de los sistemas de generación distribuida cuando se presentan caídas de tensión de corta duración en la red eléctrica.

Esta estrategia de control consiste en un algoritmo el cual cumple con el requisito de inyección de corriente reactiva para compensación en caso de falla, la cual depende de la magnitud del hueco de tensión. Además, el algoritmo limita la corriente al valor máximo permitido por el inversor para evitar que por sobrecorrientes el sistema fotovoltaico se desconecte e interrumpa el suministro de potencia a la red; controla también la potencia activa en operación normal y en caso de caídas de tensión, y evita las oscilaciones en la potencia activa.

Así entonces, se realiza la simulación de un sistema fotovoltaico trifásico conectado a la red ante diferentes situaciones: en operación normal y cuando se presentan caídas de tensión desbalanceadas, siendo esta última situación la de más enfoque por parte del algoritmo. El escenario de pruebas se lleva a cabo en la herramienta software MATLAB/SIMULINK®. Finalmente, se presentan análisis, resultados, y conclusiones.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones
Directora: María Alejandra Mantilla Villalobos Ingeniera Electrónica, PhD. Codirector: Fausto Osorio Silva Ingeniero Electrónico, MSc.

Abstract

TITLE: CONTROL OF GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS UNDER SHORT-DURATION VOLTAGE DIPS *

AUTHORS: Cristian Yesid Manrique Ríos
Yiris Andrés Plata Barajas**

KEYWORDS: Photovoltaic Systems, Control Strategy, Low Voltage Ride Through Capability, Reactive Current Injection, Active Power Control, Grid Codes, Voltage dips.

DESCRIPTION

Next bachelor thesis presents the analysis of a control strategy for photovoltaic systems connected to the grid. Such strategy is based on current grid codes requirements regarding LVRT (Low voltage Ride Through) capability and reactive power injection from distributed generation systems when short-duration voltage dips are presented in electric network.

This control strategy consists in a algorithm which meet reactive current injection requirement for compensation in case of a fault, which depends on magnitude of the voltage dip. Besides, the algorithm limits the current to the maximum allowed by the inverter in order to avoid photovoltaic system tripping and interruption of power supply to the grid due to overcurrents; also controls active power in normal operation and in case of voltage dips, and avoids active power oscilations.

Hence, simulation of a three-phase photovoltaic system connected to the grid is performed under diferent situations: normal operation and when unbalanced voltage dips are presented, being this last situation the focus of the algorithm. The test scenario is carried out in MATLAB/SIMULINK®. Finally, analysis, results, and conclusions are presented.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones
Directora: María Alejandra Mantilla Villalobos Ingeniera Electrónica, PhD. Codirector: Fausto Osorio Silva Ingeniero Electrónico, MSc.

Introducción

La capacidad instalada de generación de energía eléctrica a base de fuentes renovables ha incrementado a nivel mundial en los últimos años, considerándose como una herramienta para reducir las emisiones de CO₂ y el impacto ambiental que tiene actualmente la generación convencional. Para una sociedad que desea evitar los riesgos que conlleva un planeta en proceso de calentamiento, las energías renovables presentan el argumento más convincente para construir la base del futuro sistema energético (Paredes & Ramirez, 2017). Siendo la radiación solar un recurso natural limpio e inagotable, se puede aprovechar para generar electricidad por medio del efecto fotovoltaico. Hasta la fecha, los sistemas de generación de energía fotovoltaicos a gran escala han sido ampliamente instalados en el mundo debido al desarrollo de su tecnología, son atractivos por su topología simple, alta disponibilidad y bajo costo.

Sin embargo, el incremento de estos sistemas conectados a la red tiene efectos secundarios sobre la misma, lo que da paso a la exigencia de estrictos códigos de red que cumpla con factores importantes como son la calidad de la energía. Actualmente existen códigos de red y estándares para sistemas de generación distribuida los cuales requieren la capacidad LVRT (*Low-voltage Ride-through*) que busca que los sistemas permanezcan conectados a la red durante diferentes condiciones de caída de tensión, además de mantener el sistema estable con el fin de cumplir con la continuidad del servicio (“IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces,” 2018).

El funcionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red depende en gran parte de la operación del inversor de potencia desde dos puntos claves que son: el control y la topología (Hassaine, 2010). Los algoritmos de control se encargan de generar los pulsos para conmutación de éste y definen las diferentes funcionalidades para las cuales es diseñado.

En este orden de ideas, en el presente trabajo de grado se aplica una estrategia de control y se simula su comportamiento cuando se presenten fallas (caídas de tensión de corta duración) para mantener el suministro continuo del generador fotovoltaico a la red y ayudar a la recuperación del sistema. Dicha estrategia de control consiste en un algoritmo con el cual se obtienen los parámetros para generar la corriente de referencia necesaria para cumplir con los objetivos principales del control como son (Garnica López, García de Vicuña, Miret, Castilla, & Guzmán, 2018): 1- Cumplir con los requisitos LVRT y RCI (*Reactive Current Injection*) definidos por el código de red. 2- Limitar la corriente inyectada según la máxima capacidad permitida por el inversor. 3- Control de potencia activa en operación normal y baja tensión de red. 4- Evitar las oscilaciones de potencia activa.

Inicialmente se plantea el diseño de un inversor de potencia trifásico, el inversor es conectado a la red por medio de un filtro RL trifásico (Vargas Cáceres, Gélvez Lizarazo, Mantilla Villalobos, & Petit Suárez, 2010). Luego se realiza el control del inversor trifásico para que la señal inyectada a la red no se distorsione y siga la señal de referencia, en función de los parámetros de potencia activa y reactiva. Para proceder se implementó la estrategia de control que permite que el sistema permanezca conectado a la red en modo de operación LVRT ante caídas de tensión de corta duración. Como caso de estudio, se consideró que el algoritmo de control cumpliera con los requerimientos establecidos en el código de red (Resolución P.O. 12.3, 2006). Una vez conectado el Inversor a la red se creó un escenario de pruebas, en el cual se simula ante diferentes situaciones

de operación; trabajando en condiciones normales de operación y ante caídas de tensión desbalanceadas, con el fin de verificar la operación de la estrategia de control. La simulación se llevó a cabo en la herramienta de software MATLAB/SIMULINK®.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General:

Analizar una estrategia de control con los requisitos de LVRT (*Low-Voltage Ride-Through*) para un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red, que brinde soporte cuando se presentan caídas de tensión de corta duración en la misma.

1.2 Objetivos Específicos:

- Seleccionar un método de control para sistemas fotovoltaicos trifásicos conectados a la red ante caídas de tensión desbalanceadas de corta duración en el lado de AC.
- Simular un escenario de pruebas empleando el método de control para el sistema fotovoltaico teniendo en cuenta los requisitos de capacidad LVRT.
- Contrastar los resultados obtenidos mediante el software MATLAB/SIMULINK® con los requerimientos exigidos por un código de red internacional seleccionado.

2. Sistemas Fotovoltaicos

La implementación de sistemas fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica es una práctica cada vez más común en el ámbito internacional. Debido al desarrollo tecnológico durante los últimos años ha hecho posible una reducción considerable en el costo de los módulos fotovoltaicos y convertidores estáticos de potencia, a la par de un incremento en la eficiencia de estos dispositivos (Gonzales G, Jiménez, & Lagunas M, 2003).

En general un sistema de generación fotovoltaico es el encargado de transformar la energía solar (radiación) en energía eléctrica y adaptarla para su uso. Los generadores fotovoltaicos conectados a la red de distribución, dependiendo de las características y condiciones de operación, pueden aportar considerables beneficios para el sistema de distribución, siendo los más importantes (Gonzales G et al., 2003):

- Suavización de picos de demanda cuando hay cierto grado de coincidencia entre el perfil de generación fotovoltaica y el perfil de consumo del alimentador.
- Reduce el calentamiento a los equipos de distribución.
- Disminuye las pérdidas por transmisión y distribución.
- Genera soporte de tensión en alimentadores de distribución.
- Presenta compensación de energía reactiva en el alimentador.

Para la presente investigación se considera que el sistema está conectado a la red y por lo tanto debe cumplir con los requisitos de conexión. En la figura 1 se presentan los elementos necesarios del sistema, que está conformado principalmente por un panel solar (o un conjunto de éstos), el

cual es el encargado de generar la transformación de la energía solar a energía eléctrica, un convertidor CD-CA (corriente directa-corriente alterna) conocido como inversor de potencia que tiene la importante función de acondicionar la energía generada por el arreglo de corriente directa a corriente alterna, un filtro (RL) y un transformador de potencia cuya función es llevar el nivel de tensión generado por el inversor a el valor permisible que maneja la red de distribución.

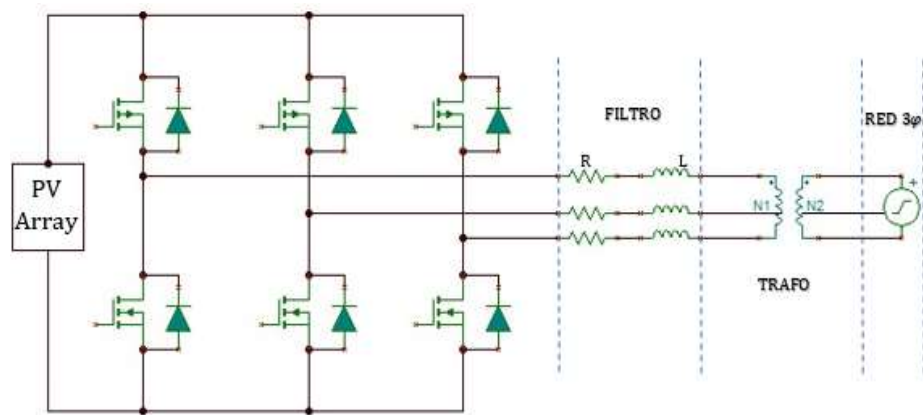


Figura 1. Sistema fotovoltaico conectado a la red

El sistema fotovoltaico (PVS) se conecta con la red en el punto de acople común (*point of common coupling*, PCC), aquí es donde se fijan los parámetros para cumplir con los estándares de conexión del sistema. En cuanto a la red se presenta un sistema de potencia típico IEEE de 13 barras.

En este capítulo, se aborda el funcionamiento de un PVS conectado a la red, iniciando con el modelo del panel solar y posteriormente se presentan los diferentes componentes que conforman el sistema de generación fotovoltaica.

2.1 Paneles solares fotovoltaicos

Los paneles solares fotovoltaicos están conformados por la agrupación de celdas solares. Estas celdas se conectan en serie, también conocidos como “*string*”, y tiene el efecto de aumentar la tensión de salida. Mientras al conectar “*string*” en paralelo se alcanza mayor corriente, consiguiendo alcanzar los valores de potencia de salida deseados (Miranda Escobar, 2016). Normalmente, los módulos están encerrados entre una cubierta transparente (generalmente de vidrio) y una hoja de soporte resistente a la intemperie (generalmente hecha de un polímero delgado). Esto con el fin de evitar ambientes que cause humedad y corrosión, ya que éstas son condiciones que pueden afectar su rendimiento.

Es importante la estructura química del material donde incide la radiación; siendo el silicio actualmente el material comercial más usado, dopado con boro o fósforo (Martínez Rubio, 2016). El modelo empleado de la celda fotovoltaica es el modelo de un diodo el cual se observa en la figura 2.

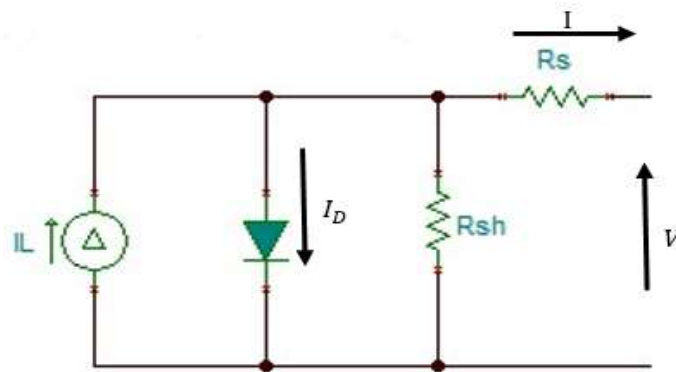


Figura 2. Modelo de la celda solar fotovoltaica

El comportamiento del modelo se describe de acuerdo con la ecuación (2.1).

$$I = I_L - I_S \times \left(e^{\frac{V+R_S \cdot I}{n \cdot V_T}} - 1 \right) - \frac{V+R_S \cdot I}{R_{sh}} \quad (2.1)$$

Donde I_L es la fotocorriente que indica la corriente inducida como consecuencia de la radiación solar, I_S es la corriente de saturación, siendo n el factor de idealidad del diodo, R_S es el valor de la resistencia en serie que representa las pérdidas de energía en acoples o empalmes, R_{sh} resistencia de shunt en paralelo que simboliza la corriente de fuga del diodo, V_T (kT/q) es el valor del voltaje térmico, k es la constante de Boltzmann, T es la temperatura y q la carga que corresponde al electrón (Silva Osorio, 2017).

En el presente trabajo de grado, el módulo fotovoltaico será simulado por una fuente de tensión de corriente directa, ya que en la investigación no se contemplan los componentes que anteceden al inversor.

2.2 Inversores de potencia

Los convertidores de CD a CA se conocen como inversores de potencia, cuya función es transferir energía desde una fuente de continua a una carga de alterna, convirtiendo una tensión de entrada en CD a una tensión simétrica de salida en CA con la magnitud y frecuencia deseadas. Tanto la tensión de salida como la frecuencia pueden ser fijos o variables.

Generando una tensión de entrada constante, se puede obtener un voltaje variable en la salida variando la ganancia del inversor; esto se hace controlando la modulación de ancho de pulso (PWM, *Pulse Width Modulation*) dentro del inversor.

Los inversores se pueden clasificar básicamente en dos tipos: inversores monofásicos e inversores trifásicos. Cada tipo puede utilizar dispositivos con activación y desactivación controlada, como lo son los BJT (*Bipolar Junction Transistor*), MOSFET (*Metal-Oxide-*

Semiconductor Field-Effect Transistor), IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), MCT (*MOS-Controlled Thyristor*), SIT (*Static Induction Thyristor*), GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*), o tiristores de conmutación forzada, según la aplicación (Rashid, 2001).

Un inversor es esencial para los sistemas fotovoltaicos conectados a la red, en la presente investigación se utiliza una configuración típica correspondiente a la topología del inversor centralizado, teniendo en cuenta los criterios explicados en (Jaimes Pinzón & Vargas Villamizar, 2018). Este inversor se compone de 6 transistores IGBT, cada uno con un diodo en conexión inversa. Como se observa en la figura 3, los semiconductores de potencia del puente inversor trifásico se asumieron como interruptores controlados ideales. Cabe resaltar que los interruptores de una misma rama no pueden estar activos al mismo tiempo, ya que esto puede generar un cortocircuito.

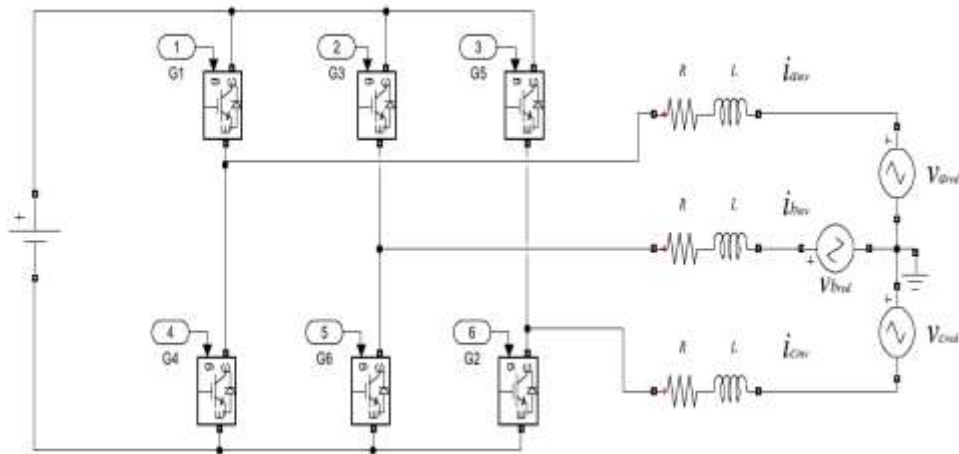


Figura 3. Modelo del inversor trifásico de puente completo.

2.3 Filtro de conexión a la red

El filtro para la conexión del sistema fotovoltaico a la red cumple básicamente con dos funciones (Hassaine, 2010):

- Introducir una impedancia intermedia entre la red y el inversor de potencia, para evitar que las conexiones directas entre estas dos fuentes puedan generar un corto circuito.
- Eliminar los armónicos debidos a la alta frecuencia de conmutación del inversor de potencia, con el fin de entregar corrientes sinusoidales con una baja distorsión armónica a la red.

En el presente trabajo se implementó un filtro de primer orden RL trifásico, que permite suavizar la señal de corriente y mitigar armónicos de alta frecuencia. Además, se utilizó un transformador de potencia $120\sqrt{3} V / 4,16 kV$ para elevar la tensión que sale del inversor y llevarla al nivel al cual opera el sistema de potencia IEEE de 13 nodos.

3. Inversor fotovoltaico conectado a la red

Un sistema de generación fotovoltaica conectado a la red tiene como principal objetivo controlar la potencia inyectada a través de la corriente que el inversor suministra a la red desde los paneles solares (Hassaine, 2010). Además, se conocen tres controles fundamentales que garantizan su correcta operación:

- MPPT: Control para el seguimiento del punto máximo de potencia (*Maximum Power Point Tracking*).
- Control del inversor de potencia.
- Generación de las señales de referencia.

En la presente investigación, el control para el seguimiento del punto máximo de potencia no fue realizado debido a que el sistema fotovoltaico se modeló como una fuente continua de tensión. Por lo tanto, se enfatizó en los otros dos lazos que son: el control del inversor de potencia que es el encargado de generar los pulsos de disparo de los IGBT, a través de un control interno rápido realimentado de la corriente que va ser inyectada a la red y la modulación lineal por ancho de pulso PWM (*Pulse Width Modulation*); y en la generación de la señal de referencia, la cual requiere de las componentes de tensión de secuencia positiva y negativa de la tensión en el PCC y de los parámetros obtenidos mediante el algoritmo de control implementado.

3.1 Control del inversor de potencia

Los algoritmos de control del inversor de potencia se encargan de generar los pulsos de conmutación de este, de tal forma que la señal de corriente a la salida del inversor, quien es inyectada a la red, sea lo más sinusoidal posible y con una distorsión armónica baja. Este algoritmo busca que esta corriente siga con el menor error posible a las corrientes generadas por la señal de referencia (Vargas Cáceres et al., 2010).

A continuación, se describen las técnicas empleadas para el control del inversor de potencia, tanto en lazo abierto con modulación por ancho de pulso PWM, como de lazo cerrado mediante el controlador predictivo de corriente (*Dead-Beat controller*).

3.1.1 Técnica de control de lazo abierto: PWM (*Pulse Width Modulation*). El objeto de esta técnica es controlar la tensión de salida del inversor de potencia por medio de las formas de onda moduladoras, las cuales se ajustan en la conmutación de los interruptores para que la onda de salida siga la señal de referencia.

En un inversor trifásico se obtienen las señales de control a través de la comparación de tres señales de referencia sinusoidales, llamadas moduladoras y una señal portadora que es una onda triangular que controla la frecuencia de conmutación (Hart, 2001).

La frecuencia fundamental de la onda de salida es establecida por la señal de referencia, mientras que la amplitud viene determinada por las amplitudes relativas de las señales de referencia y portadora. Dos ventajas de la modulación PWM son la reducción de los requerimientos de filtro para reducir los armónicos y el control de la amplitud y forma de onda de salida (Hart, 2001).

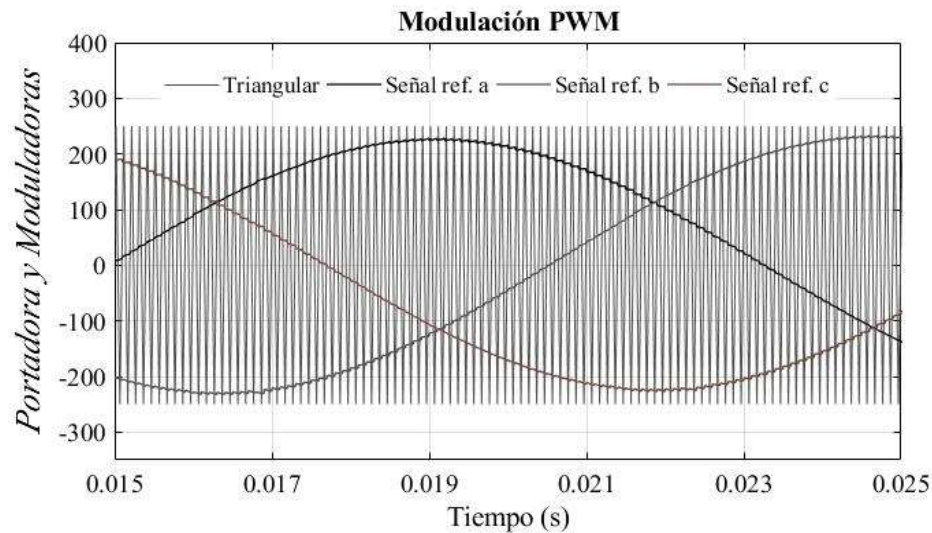


Figura 4. Señal portadora y señales moduladoras.

En la figura 4 se observa una portadora triangular y las tres ondas de referencia necesarias para controlar la tensión de salida del inversor de potencia.

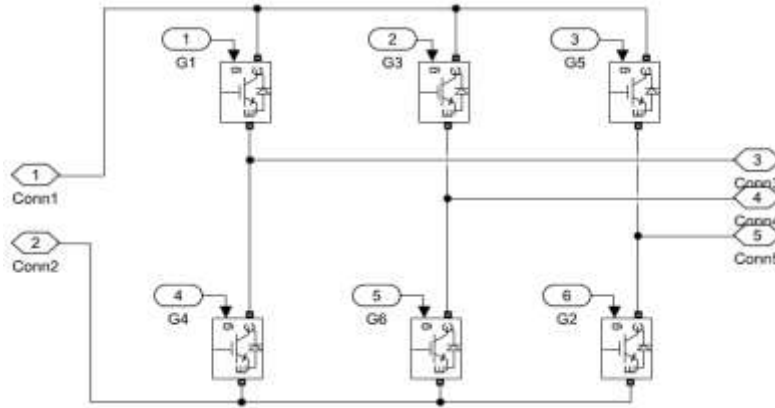


Figura 5. Entrada de los pulsos de disparo al inversor.

En la figura 5 se ilustra el modo en el que se van a operar los interruptores del inversor trifásico para generar la onda de salida controlada, para ello el inversor debe conmutar en parejas de la siguiente forma (G1, G4) para la fase A, (G2, G5) para la fase B y (G3, G6) para la fase C. Cada pareja de interruptores requiere una onda sinusoidal por separado. Las tres ondas sinusoidales de referencia están desfasadas 120° para producir una salida trifásica equilibrada.

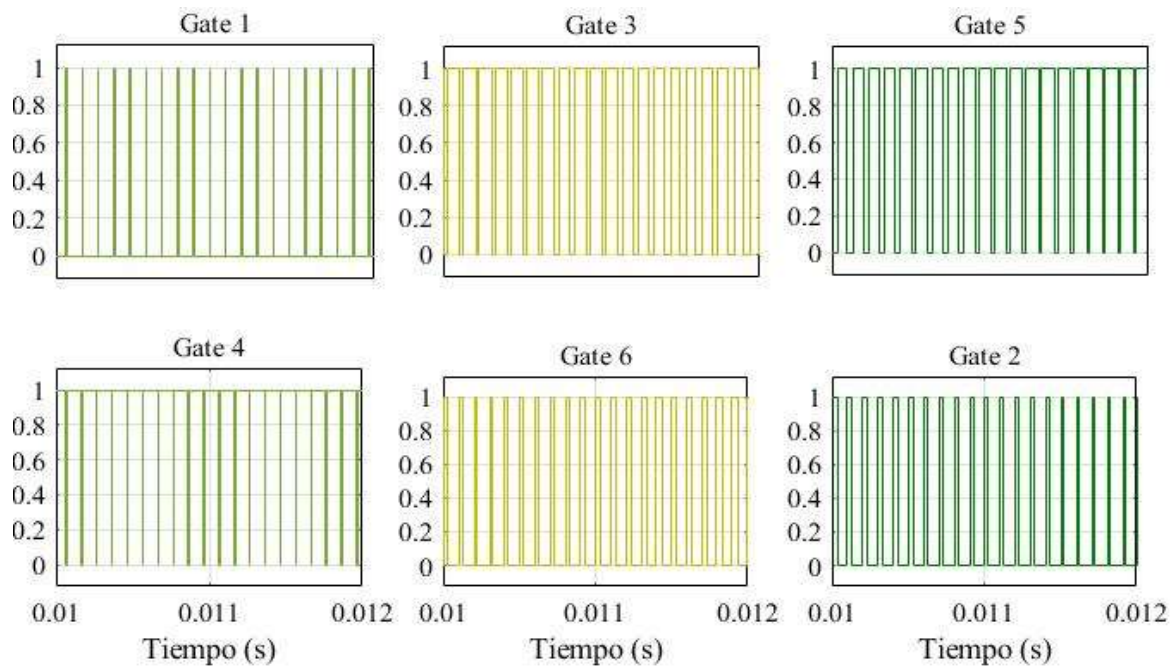


Figura 6. Pulsos de disparo del inversor.

En la figura 6 se presentan los pulsos de disparo del inversor de potencia, donde los interruptores de cada rama se activaron comparando la señal de la referencia de la rama con la portadora que es la señal triangular, de forma que la señal de referencia sea mayor que la portadora. Para una adecuada operación se debe garantizar que en cada rama un interruptor esté abierto y el otro cerrado, o ambos abiertos, de lo contrario, si ocurre que ambos interruptores están cerrados, se puede presentar un cortocircuito.

Ahora, en la figura 7 se observa la tensión de línea a la salida del inversor, generada por la modulación trifásica y la señal portadora triangular a una frecuencia de 10 [KHz], cuyo valor varía entre V_{dc} , 0, $-V_{dc}$.

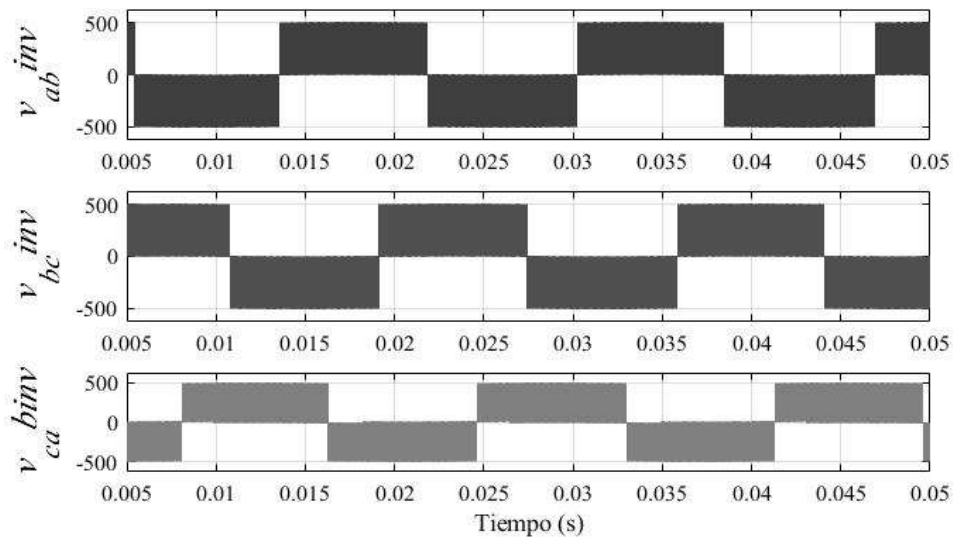


Figura 7. Tensión de línea a la salida del inversor.

En la figura 8 se observan las tensiones de fase a la salida del inversor de potencia medidas con respecto al neutro de la red.

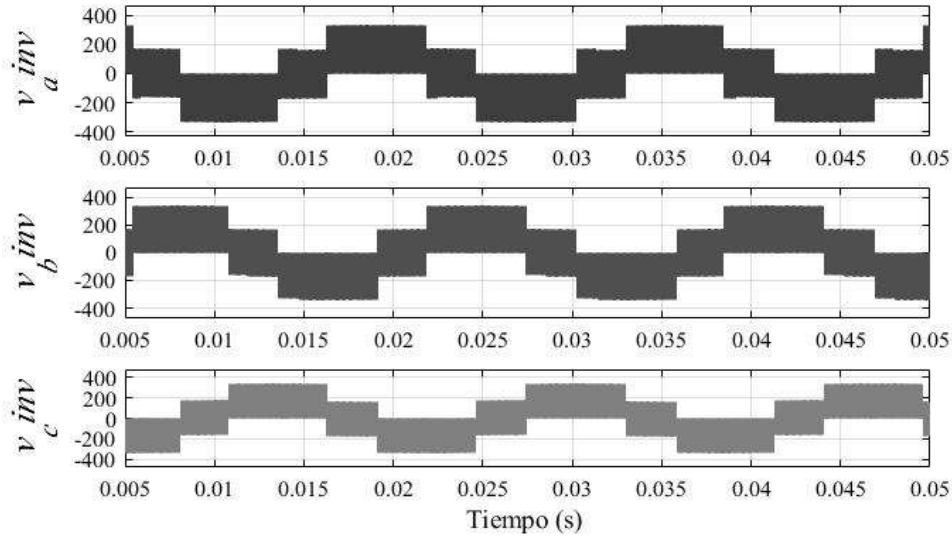


Figura 8. Tensiones de fase a la salida del inversor.

Cabe resaltar que la modulación PWM no se usa directamente para controlar el inversor de potencia, la técnica de lazo cerrado *Dead-Beat* requiere de una técnica de lazo abierto que sintetice la señal de tensión que estos generan para producir los pulsos de disparo del inversor. En este caso la señal de referencia del PWM corresponde a la salida de tensión del algoritmo *Dead-Beat*.

3.1.2 Técnica de control de lazo cerrado: Controlador predictivo de corriente (Dead-Beat). Esta técnica de control calcula la tensión de salida del inversor ($u_{k_{inv}} \therefore k = a, b, c$) a partir del error entre la corriente de referencia ($i_k \therefore k = a, b, c$) y la corriente que el inversor inyecta a la red ($i_{k_{inv}} \therefore k = a, b, c$). En (Vargas Cáceres et al., 2010) se explica el control predictivo de corriente *Dead-Beat*.

La técnica *Dead-Beat* predice, en cada periodo de modulación y con base al error actual y a los parámetros del sistema, el valor que debería adoptar la tensión de salida del inversor para asegurar que la corriente inyectada a la red alcance en el menor número de periodos de muestreo a la señal de referencia (Hassaine, 2010).

Cuando la tensión de salida del inversor se elige de forma que el error de corriente es eliminado al final del siguiente periodo de conmutación, este control se conoce como *Dead-Beat* (Hassaine, 2010) Teniendo en cuenta la topología del sistema basada en tres fases, en la figura 9 se modela el convertidor conectado a la red de la siguiente forma:

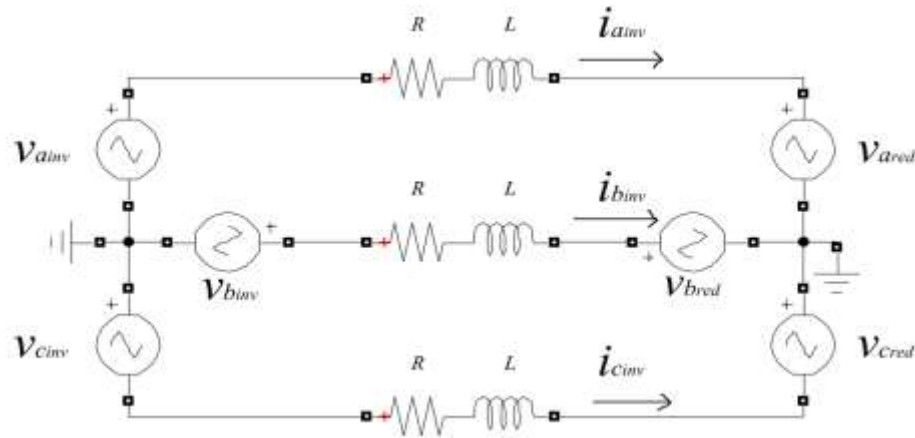


Figura 9. Topología tres fases.

En la figura 10 se observa el bloque que representa en Simulink el control del inversor de potencia. Como entradas se tienen: Las corrientes de referencia y las corrientes del sistema. Mientras que las salidas del bloque corresponden a las tensiones de referencia a ser sintetizadas por la modulación por ancho de pulso, activando los IGBT del inversor.

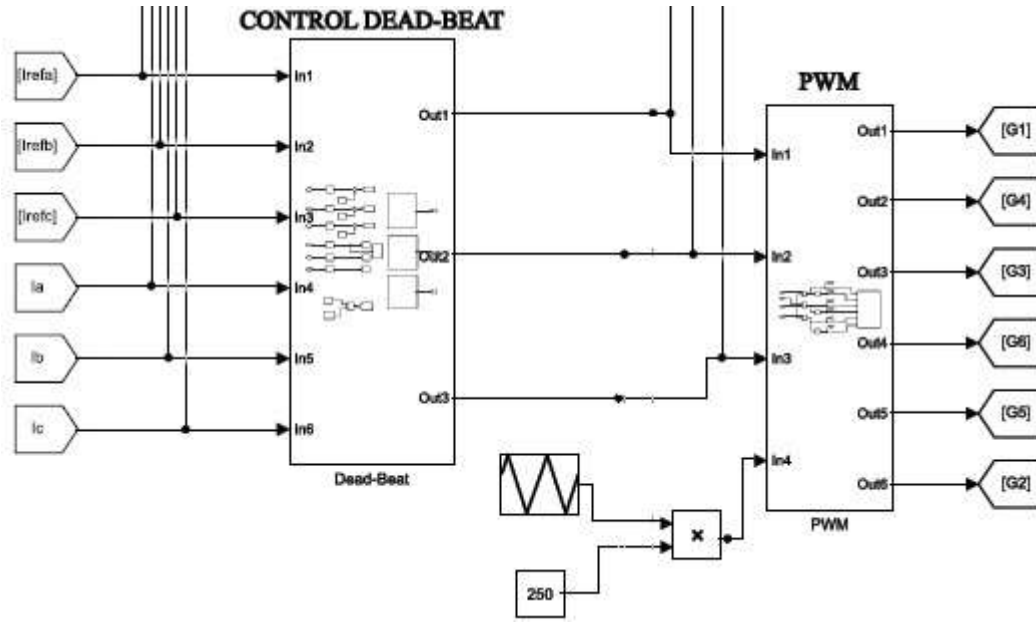


Figura 10. Implementación control dead-beat en Simulink.

Teniendo en cuenta la figura 9 se plantean las siguientes ecuaciones correspondientes al control de corriente.

$$L \frac{di_{ainv}(t)}{dt} - L \frac{di_{binv}(t)}{dt} = v_{ainv}(t) - v_{binv}(t) + v_{bred}(t) - v_{ared}(t) \quad (3.1)$$

$$L \frac{di_{binv}(t)}{dt} - L \frac{di_{cinv}(t)}{dt} = v_{binv}(t) - v_{cinv}(t) + v_{cred}(t) - v_{bred}(t) \quad (3.2)$$

$$L \frac{di_{cinv}(t)}{dt} - L \frac{di_{ainv}(t)}{dt} = v_{cinv}(t) - v_{ainv}(t) + v_{ared}(t) - v_{cred}(t) \quad (3.3)$$

Donde:

v_{kinv} = Tensión del inversor de potencia para la k-ésima fase; v_{kred} = Tensión de la red eléctrica para la k-ésima fase; i_k = Corriente a la salida del inversor de potencia para la k-ésima fase; L = Inductancia del filtro de red; R = Resistencia del filtro de red. Como la resistencia es pequeña, se desprecia para el cálculo de los valores de tensión que realiza el control predictivo de corriente.

Discretizando el modelo a partir de las ecuaciones del sistema (3.1), (3.2), (3.3) y asumiendo que la suma de las tensiones es igual a cero, se obtienen las ecuaciones (3.4), (3.5), (3.6), donde $T_{s\omega}$ es la frecuencia de conmutación.

$$v_{ainv}(k) = \frac{2}{3} \left(\frac{L}{T_{s\omega}} \Delta I_a + v_{ared}(k) \right) - \frac{1}{3} \left(\frac{L}{T_{s\omega}} \Delta I_b + v_{bred}(k) \right) - \frac{1}{3} \left(\frac{L}{T_{s\omega}} \Delta I_c + v_{cred}(k) \right) \quad (3.4)$$

$$v_{binv}(k) = -\frac{1}{3} \left(\frac{L}{T_{s\omega}} \Delta I_a + v_{ared}(k) \right) + \frac{2}{3} \left(\frac{L}{T_{s\omega}} \Delta I_b + v_{bred}(k) \right) - \frac{1}{3} \left(\frac{L}{T_{s\omega}} \Delta I_c + v_{cred}(k) \right) \quad (3.5)$$

$$v_{cinv}(k) = -\frac{1}{3} \left(\frac{L}{T_{s\omega}} \Delta I_a + v_{ared}(k) \right) - \frac{1}{3} \left(\frac{L}{T_{s\omega}} \Delta I_b + v_{bred}(k) \right) + \frac{2}{3} \left(\frac{L}{T_{s\omega}} \Delta I_c + v_{cred}(k) \right) \quad (3.6)$$

Donde, $\Delta I_k = i_k(k) - I_{kinv}(k); k = a, b, c$ (3.7)

En la figura 11 se presenta la discretización de las señales de corriente de referencia y las señales de corriente a la salida del inversor en Simulink.

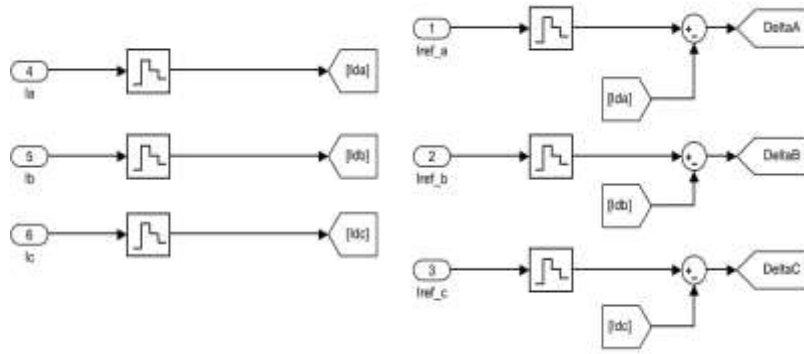


Figura 11. Discretización de las señales de corriente en Simulink.

En la figura 12 se considera un caso donde la corriente de salida del inversor sigue a la corriente de referencia, teniendo como parámetros de potencia 8000 [W] y 0 [VAR]. Por tanto, se logra observar el correcto funcionamiento del control predictivo *Dead-Beat* empleado en las coordenadas a, b, c.

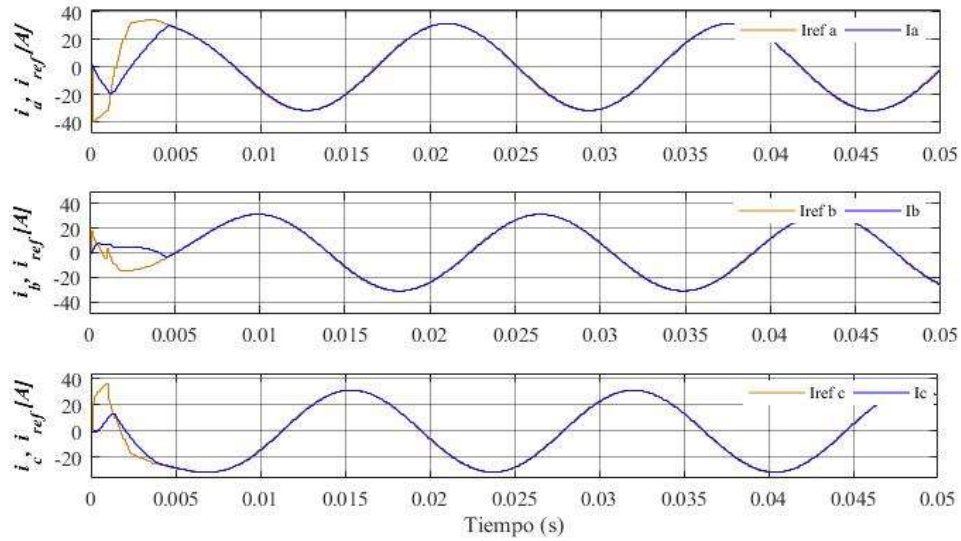


Figura 12. Corrientes generadas por el inversor y corrientes de referencia [A].

3.2 Generación de la señal de referencia

Las señales de referencia son aquellas corrientes que el sistema fotovoltaico debe inyectar a la red, cumpliendo con el dimensionamiento del sistema que se va a implementar (Jaimes Pinzón & Vargas Villamizar, 2018). La generación de la señal de referencia tiene como propósito cumplir dos objetivos:

- Controlar la tensión del condensador del lado de corriente directa del inversor de potencia.
- Determinar las corrientes de referencia requeridas para controlar las potencias activas y reactivas a inyectar a la red.

El presente trabajo se centró en el segundo objetivo, el cual determina las corrientes de referencia mediante los valores de potencia activa y potencia reactiva que se le suministra a la red, y las tensiones en el punto de acople común. En la figura 13 se presenta el esquema general de control para la generación de las corrientes de referencia, el cual se usa para simular diferentes escenarios de prueba para el sistema fotovoltaico conectado a la red sin el control LVRT y solo

inyectando potencia activa. Sin embargo, el algoritmo implementado con los requerimientos de capacidad LVRT se describe más adelante en el capítulo 6.

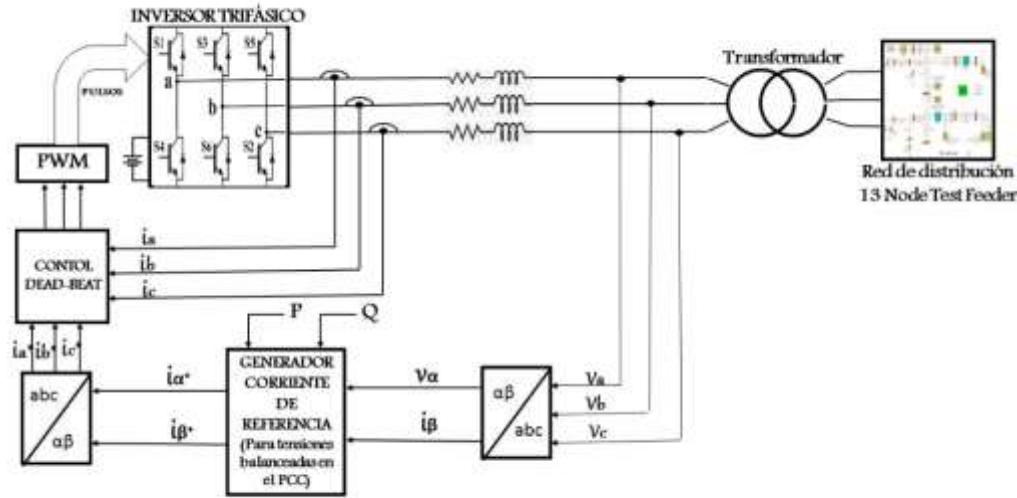


Figura 13. Esquema de control del inversor conectado a la red.

3.2.1 Marco de referencia $\alpha\beta 0$. El marco de referencia $\alpha\beta 0$ trabaja en un sistema de coordenadas cartesianas cuyas componentes son ortogonales entre sí y ambos ejes comparten el mismo origen. Este marco tiene la facilidad de obtener la secuencia cero en un solo eje de referencia llamado eje 0 y representar las otras componentes en un plano ortogonal a éste aplicando la transformada de Clarke, que al ser invariante en potencia, permite una nueva definición para la potencia activa y reactiva (Sierra Matajira & Rincon Adarme, 2013). En las ecuaciones (3.8), (3.9) se pueden obtener los parámetros del sistema tanto para las tensiones como para las corrientes, de los ejes abc a los ejes $\alpha\beta 0$.

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$\begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

En el caso que las tensiones de red sean ideales, la componente v_0 es cero. Además, el sistema del presente trabajo de grado tiene la característica de ser trifásico trifilar por lo que la componente i_0 también es cero, y por lo tanto las ecuaciones anteriores se reducen de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Ahora para obtener la definición de potencia p y q es necesario tener en cuenta las siguientes relaciones:

$$\mathbf{e} = v_\alpha + jv_\beta \quad (3.12)$$

$$\mathbf{i} = i_\alpha + ji_\beta \quad (3.13)$$

Siendo $\mathbf{e}$ y $\mathbf{i}$ los vectores de tensión y de corriente en el plano $\alpha\beta$. A partir de estas expresiones se puede calcular la potencia compleja, de la siguiente forma:

$$\mathbf{s} = \mathbf{e} \cdot \mathbf{i}^* = (v_\alpha + jv_\beta)(i_\alpha - ji_\beta) = (v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta) + j(v_\beta i_\alpha - v_\alpha i_\beta) \quad (3.14)$$

De forma que la potencia trifásica instantánea es invariante y está dada por:

$$P_{3\phi} = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \leftrightarrow P_{3\phi} = v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta + v_0 i_0 \quad (3.15)$$

Según se expresó anteriormente, los ejes $\alpha\beta$ no contribuyen a la secuencia cero, y por tanto la potencia se puede descomponer de la forma (3.16) en: Potencia instantánea activa p , potencia instantánea reactiva q y potencia de secuencia cero p_0 .

$$\begin{bmatrix} p_0 \\ p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_0 & 0 & 0 \\ 0 & v_\alpha & v_\beta \\ 0 & v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Teniendo en cuenta que para sistemas trifásicos trifilares $i_0 = 0$, la expresión (3.16) se puede reducir de la forma:

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Y en términos de la corriente como:

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} + \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Por último, aplicando la transformada inversa de *Clark* se pueden obtener las tensiones y corrientes en el marco *abc*.

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Finalmente, para obtener las corrientes de referencia sin considerar las capacidades LVRT, es decir, solo inyectando potencia activa a la red, se emplea la ecuación (3.18), en donde la potencia reactiva se considera nula.

4. Impacto de la generación distribuida en la red eléctrica

En este capítulo se abordan los impactos más relevantes que tienen los sistemas de generación distribuida en la red, más específicamente los sistemas fotovoltaicos.

Los sistemas fotovoltaicos están diseñados tradicionalmente para ser conectados como un esquema vertical, donde la generación es centralizada y el consumo es distribuido. Sin embargo, hay diferentes factores que han impuesto un cambio gradual de un enfoque centralizado a uno más distribuido donde las tecnologías para la generación distribuida se integran de manera eficiente y confiable a la red eléctrica. Entre estos factores están (Caamaño et al., 2008):

- El riesgo económico de construir plantas de energía de gran tamaño es más grande que construir plantas de generación pequeñas, debido al desarrollo de nuevas tecnologías y a la liberalización de los mercados de energía.
- La seguridad y la calidad del suministro, influenciada en la mayoría de los países por una fuerte dependencia de los combustibles fósiles para generación de energía y por el envejecimiento de las redes de transmisión y distribución.
- Los problemas ambientales relacionados con el uso de combustibles fósiles y su influencia en el cambio climático.

Mientras el nivel de penetración de los sistemas de generación distribuida se mantenga bajo y solo cubran una menor parte de la carga del sistema, estos apenas pueden afectar el comportamiento dinámico del sistema de potencia, y para estudios de estabilidad transitoria se consideran como una carga negativa y por consiguiente no se tienen en cuenta (Slootweg & Kling,

2002). Sin embargo, si la cantidad de estos sistemas de generación se vuelve considerable, puede empezar a influenciar el comportamiento general del sistema eléctrico. Esto como consecuencia de su naturaleza intermitente y también debido al flujo inverso de potencia.

Los sistemas fotovoltaicos actualmente tienen un menor impacto en la red eléctrica que otros tipos de generación distribuida, por ejemplo, la energía eólica. Sin embargo, ciertas características hacen que valgan la pena ser considerados en la planeación y operación de las redes eléctricas actuales y futuras (Caamaño et al., 2008): (a) son la tecnología actual más importante que utiliza convertidores de potencia y (b) su tasa de incremento de penetración en redes de distribución.

Los problemas relacionados con la interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red son cruciales para su integración a gran escala. Dentro de estos problemas se encuentran: subidas de tensión y fluctuaciones de tensión, armónicos de corriente, inyección de corriente continua, fallas a tierra y corrientes de fuga, contribución a la capacidad de cortocircuito, funcionamiento en isla y huecos de tensión (Caamaño et al., 2008)(Caamaño, Thornycroft, Moor, & Cobben, 2007).

4.1 Subidas de tensión y fluctuaciones de tensión

Con la gran penetración de los sistemas de generación distribuida, el flujo de potencia se hace más complicado (flujos de potencia inverso) y se producen subidas de tensión en sistemas de distribución de baja tensión ante circunstancias particulares, por ejemplo, baja demanda de carga coincidiendo con un gran nivel de generación por parte de los sistemas distribuidos. Se ha mostrado que hay posibilidad de que, debido al flujo inverso de potencia, la tensión en los terminales del consumidor aumente dependiendo del tamaño de la carga y de la generación del sistema

fotovoltaico cuando se conecta un gran número de estos sistemas a la red de distribución (“Impacts of Power Penetration from Photovoltaic Power Systems in Distribution Networks,” 2002).

4.2 Armónicos de corriente

Puede que los inversores individualmente cumplan con los estándares existentes de calidad, pero si muchos operan en el mismo segmento de la red de distribución de baja tensión, las emisiones combinadas de armónicos de corriente pueden llevar a armónicos de tensión que exceden los límites establecidos. Esta forma no sinusoidal de la tensión de la red incrementa las corrientes armónicas generadas por los inversores y afectan en gran manera las cargas del sistema. (Chovatia, Gupta, & Gupta, 2012)

4.3 Inyección de corriente directa

Los impactos de las corrientes de CD se ven más reflejados en los equipos, principalmente a los transformadores de distribución (con efectos tales como distorsiones armónicas, pérdidas, calentamiento y aumento de ruidos), dispositivos de protección, transformadores de corriente, medidores de energía, estructuras metálicas y cables (Caamaño et al., 2007).

4.4 Fallas a tierra y corrientes de fuga

Debido a las corrientes eléctricas de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red y su locación particular (expuestos a condiciones meteorológicas), las fallas por aislamiento entre los

conductores de corriente y la tierra, conocidas como fallas a tierra, no se pueden evitar del todo durante la vida útil del sistema. Incluso si se adoptan buenas prácticas de diseño, las fallas a tierra se pueden desarrollar en el conjunto fotovoltaico, en las cajas de conexión, en los inversores, debido también al daño y envejecimiento de sus componentes (Caamaño et al., 2008). Las corrientes de fuga en los sistemas fotovoltaicos pueden causar falsos indicadores de falla a tierra, lo que resulta en inactividad del sistema por un tiempo considerable (“Utility aspects of grid-connected photovoltaic power systems,” 1998).

4.5 Contribución a la capacidad de cortocircuito

Bajo un escenario de gran penetración de sistemas fotovoltaicos y ciertas condiciones, existe la preocupación de que algunos sistemas fotovoltaicos son incapaces de detectar fallas y suplen una cantidad significativa a las corrientes de falla, obstaculizando así su detección (“Utility aspects of grid-connected photovoltaic power systems,” 1998). No obstante, análisis teóricos y prácticos llevados a cabo por diferentes países (“Demonstration test results for grid interconnected photovoltaic power systems,” 1999) han mostrado que la tecnología basada en inversores tiene una contribución insignificante a las corrientes de falla. Sin embargo, el impacto de la falla debe evaluarse cuando el control del inversor cambia para cumplir otras funciones, tales como soporte de tensión a la red o cuando opera en redes débiles.(Caamaño et al., 2008)

4.6 Funcionamiento en isla

El funcionamiento en isla se conoce como la operación continua de un inversor fotovoltaico (o un generador en general), a pesar de que la red ha sido desconectada, cortada o las líneas de distribución han sido dañadas, de tal manera que no existe suministro de energía por parte del operador de red (“Utility aspects of grid-connected photovoltaic power systems,” 1998). En este modo de operación no existe ninguna garantía de seguridad, ya que el operador de la línea, en un trabajo de mantenimiento, por ejemplo, cuenta con que la red está sin energía, pero si el inversor mantiene la tensión en la línea en ese punto, el resultado puede ser fatal. En cuanto a equipos, si el inversor no tiene una tensión estable en sus terminales puede dañar equipos sensibles a los cambios de tensión.

4.7 Huecos de tensión

Las variaciones de tensión de corta duración se producen debido a fallas en el sistema eléctrico, energización de grandes cargas que requieren una gran cantidad de corriente de arranque, o conexiones sueltas intermitentes en el cableado de potencia. Dependiendo de la locación de la falla y de las condiciones del sistema se producen los siguientes fenómenos electromagnéticos: caídas de tensión temporales (huecos), aumento de tensión (*swells*) o pérdida completa de tensión (interrupciones). En este trabajo de grado se analiza el comportamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red ante caídas (huecos) de tensión.

Los huecos de tensión son una perturbación que reduce la eficiencia de un sistema eléctrico y la calidad de la energía. En los procesos industriales, donde son más evidentes los impactos

negativos de una mala calidad de la energía, este tipo de perturbación se ha convertido en una gran preocupación ya que interrumpe la operación normal de equipos sensibles lo que conlleva a pérdidas económicas importantes (Blanco Solano & Jagua Gualdrón, 2009) (Mcgranaghan, Mueller, & Samotyj, 1993). En cuanto a los sistemas de generación distribuida, debido al gran incremento de este tipo de sistemas de generación, la desconexión inmediata ante un caso de caída de tensión puede causar desbalances lo que resulta en inestabilidad de la red (Renders, De Gussemé, Degroote, Meersman, & Vandeveld, 2017).

Cuando ocurre una falla, el inversor rápidamente se desconecta de la red debido a la caída de tensión en sus terminales, por lo que se pierde mucha generación. Así, la cantidad de generación perdida durante la falla aumenta cuando hay muchos generadores distribuidos operando bajo esta misma condición. El resultado es entonces una gran caída de tensión en algunos nodos debido a la desconexión de los generadores distribuidos cuando se presenta la perturbación, y la falla se hace más severa cuando hay más cantidad de inversores conectados a la red eléctrica. Esto conlleva a otros problemas tales como disparo de generadores y/o de cargas, por lo que debe ser cuestionable si las prácticas de operación, donde los sistemas fotovoltaicos se deben desconectar en el caso de una perturbación para proteger los semiconductores del inversor y para cumplir con los requerimientos de los códigos de red, son óptimas si el nivel de penetración a la red de estas tecnologías incrementa (Slootweg & Kling, 2002).

4.7.1 Definición de hueco de tensión. Un hueco de tensión se puede definir como una reducción repentina de la tensión de alimentación a un valor entre el rango del 10% al 90% de su valor nominal con una duración corta de entre 10 [ms] a 1 minuto (Ipinimo, Chowdhury, & Chowdhury, 2010). El estándar IEEE Std 1159,09 define el hueco de tensión como la reducción

en el valor RMS de la tensión entre el 0.1 y el 0.9 pu para duraciones desde 0.5 ciclos a 1 minuto, caracterizada a frecuencia industrial (IEEE Std 1159-1995, 1995).

Una interrupción corta es un caso particular de un hueco de tensión. Ocurre cuando la tensión de alimentación o la corriente de la carga disminuye menos de 0.1 pu con una duración que no supera 1 minuto.

De acuerdo con la duración, los huecos de tensión se pueden clasificar en tres categorías: Instantáneos, con duraciones entre 0.5 y 30 ciclos; momentáneos, con duraciones entre 30 ciclos y 3 segundos; temporales, de 3 segundos y 1 minuto.

4.7.2 Características de los huecos de tensión. En la mayoría de las regulaciones, el hueco de tensión se representa como una perturbación electromagnética bidimensional, cuyo nivel es determinado por la tensión (la tensión residual o la profundidad del hueco) y el tiempo (duración) (Baggini, 2008). A continuación, se mencionan algunas características básicas (Baggini, 2008):

4.7.2.1 Profundidad del hueco de tensión. Se define como la diferencia entre la tensión de referencia y la tensión residual o remanente durante el evento. La tensión residual se conoce también como la magnitud del hueco de tensión.

4.7.2.2 Tensión de referencia. Es el valor especificado como la base sobre la cual la profundidad, umbrales y otros valores que caracterizan a un hueco de tensión, son expresados en por unidad.

4.7.2.3 Duración del hueco de tensión. Es el tiempo entre el instante en el cual la tensión en algún punto de la red cae por debajo de un umbral (0.9 pu) y el instante en el cual se recupera sobre este mismo umbral. Las características de los huecos de tensión se ilustran en la figura 14.

Se asume que un hueco de tensión trifásico se origina una vez una de sus fases cae por debajo del umbral anteriormente mencionado y termina cuando las tres fases son iguales o están por encima de dicho umbral. Esta duración depende del tiempo de despeje de la falla.

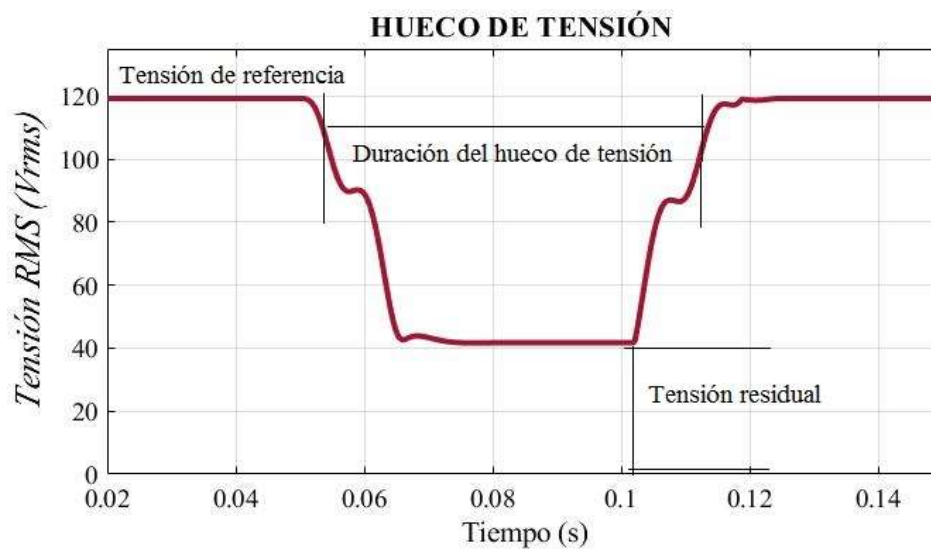


Figura 14. Características de los huecos de tensión.

4.7.3 Fuentes de los huecos de tensión. Los huecos de tensión se atribuyen principalmente a fallas por cortocircuito, pero también se deben a energización de transformadores y al arranque de grandes motores de inducción (Li, Yang, Xu, Wu, & Wei, 2017). Para propósito de este trabajo se hace una breve descripción de los tipos de fallas por cortocircuito que se presentan en la red eléctrica.

4.7.3.1 Fallas balanceadas. En una falla trifásica la amplitud del hueco de tensión es casi la misma, ya que se caen las tres fases al mismo tiempo. Este tipo de falla no produce desbalances en la tensión y son de muy poca ocurrencia, sin embargo, es considerada como una de las fallas más perjudiciales para el sistema eléctrico.

4.7.3.2 Fallas desbalanceadas. En este tipo de falla la amplitud de la fase en falla es la que cae, mientras las otras permanecen casi constantes o resultan en subidas de tensión. También se puede presentar la caída de tensión de dos fases, como se verá a continuación:

Fallas bifásicas línea-línea. Se origina cuando se ponen dos fases ya sea en contacto directo o por un medio externo. Al no haber contacto directo a tierra no se presentan componentes de secuencia cero.

Fallas bifásicas línea-línea-tierra. Se presenta la misma situación que en el caso anterior, pero con un contacto con las estructuras o a tierra por medio de una impedancia de falla. Este tipo de falla involucra componentes de secuencia cero.

Fallas monofásicas. Son las más comunes en los sistemas eléctricos y se producen por contacto de una de las fases con las estructuras o con tierra. También se producen por descargas atmosféricas, lo que hace que su aparición sea recurrente.

5. Requerimientos de conexión

Los códigos de red (GC por sus siglas en inglés Grid Code) son regulaciones técnicas que contienen especificaciones para la conexión y operación de plantas generadoras de energía y para los consumidores, y aseguran un funcionamiento seguro de la red eléctrica. Dado el gran auge de los sistemas de generación fotovoltaicos, la penetración de estos sistemas a gran escala representa un gran reto para las redes eléctricas actuales, por lo que ha surgido un gran interés por parte de los códigos de red en implementar requerimientos más exigentes para asegurar la estabilidad, confiabilidad y una adecuada operación de la red eléctrica, especialmente bajo condiciones de falla (Yang, Enjeti, Blaabjerg, & Wang, 2015).

En comparación con la generación de energía convencional e incluso con las plantas eólicas, no se requería que los sistemas fotovoltaicos tuvieran capacidad para soportar huecos de tensión, conocido en inglés como *Low-Voltage Ride-Through*, y el único requisito era el de no contribuir con la corriente de falla cuando ocurría una falla a tierra. Entonces, en respuesta a condiciones anormales, los sistemas fotovoltaicos se desconectaban de la red eléctrica debido a cuestiones de seguridad (Xue et al., 2011). Cabe resaltar que esto se debía al bajo nivel de penetración de los sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, el incremento de estos sistemas puede generar un efecto en el comportamiento dinámico del sistema y la falta de “*ride through*” podría ocasionar la pérdida de energía en una parte del sistema eléctrico por parte de los sistemas fotovoltaicos, lo que conlleva a desbalances una vez la falla ha sido despejada, causando graves consecuencias en las cargas de

los usuarios. Por lo tanto, los códigos de red actuales requieren que el control de los sistemas fotovoltaicos sea mejorado para que contribuyan con la operación confiable del sistema.

Para la nueva generación de sistemas fotovoltaicos, la tendencia será que estos tengan características tales como capacidad *Low-Voltage Ride-through* y función de soporte a la red. Para cumplir con estas funciones avanzadas ante un escenario futuro de gran nivel de penetración, los estándares necesitan ser reexaminados y actualizados basados en (Yang et al., 2015):

- El control de potencia reactiva (soporte de tensión).
- El control de frecuencia a través del control de potencia activa.
- La capacidad dinámica de soporte a la red.
- La alta eficiencia y confiabilidad.

La capacidad de *Low-Voltage Ride-Through* se conoce como la capacidad del sistema fotovoltaico de sostener la generación de energía solar durante condiciones transitorias sin la desconexión repentina del sistema de la red de distribución. Esto con el objetivo de evitar la pérdida de energía repentina durante condiciones de falla y también con el propósito de respaldar a la red para volver a la condición nominal mediante la inyección de potencia reactiva (Afshari, Farhangi, Yang, & Farhangi, 2017)(Brandao iglesias, Mendes g, Ferreira Vagner, Silva Magalhaes, & Pires Amariz, 2019). Así mismo, la inyección de corriente activa, la cual es conveniente desde el lado de la fuente, es esencial para asegurar el balance de potencia entre la red, y, de igual manera, la estabilidad de la frecuencia (Brandao iglesias et al., 2019). Se espera entonces, que los sistemas fotovoltaicos tengan un comportamiento similar a las plantas de generación convencional, es decir, que permanezcan conectados a la red ante diferentes tipos de eventualidades y suministren la máxima capacidad de potencia, cuando operen bajo condiciones normales.

Los estándares se construyen considerando algunos aspectos de la calidad de la energía tales como tensión y frecuencia. Para el proceso de integración de los sistemas fotovoltaicos, estos aspectos se deben tener en cuenta y se requiere una revisión constante de los estándares actuales para conexión de estos sistemas a la red, comparados con los estándares para interconexión de generación de energía convencional. Según su código de red, cada país y jurisdicción tiene sus propios estándares, pero el concepto general de conexión de sistemas fotovoltaicos a la red es el mismo. Los estándares de la comisión internacional de electrotecnia IEC y el instituto de ingenierías eléctrica y electrónica IEEE son ampliamente usados como puntos de referencia para desarrollar diferentes estándares de energía eléctrica en todo el mundo (Rangarajan, Randolph Collings, Curtiss Fox, & Kothari, 2018)

Algunos de los principales estándares de energía eléctrica de mayor aplicación en varios países y regiones para interconexión de sistemas fotovoltaicos se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 1.

Principales estándares de energía eléctrica para interconexión de sistemas fotovoltaicos.

País/Región	Estándares establecidos
China	GB/Z GB/T (CEC)
Europa	EN (comités CENELEC)
Alemania	VDE, BDEW
USA	IEEE, UL
España	TC 82
Italia	TC 82
Sudáfrica	NRS
Australia/Nueva Zelanda	AS, NZS
Internacional	Comités IEC
India	IS (CEA)

Nota. Tomada de (Rangarajan et al., 2018)

En (Marine Energy System Testing, 2013) se presenta un análisis de los requerimientos de conexión para la integración a gran escala de generación renovable establecidos por los operadores del sistema de transmisión en 8 países diferentes: Dinamarca, Irlanda, Alemania, Reino Unido, Finlandia, Italia, España y Noruega. Las especificaciones técnicas recientes y los procedimientos de prueba para sistemas fotovoltaicos interconectados a la red en China se presentan en (Zhang, Ju, Qin, Zhu, & Niu, 2012).

Para propósitos de este trabajo de grado, se da una breve descripción del código de red español que se menciona a continuación (Resolución P.O. 12.3, 2006):

Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión en las instalaciones eólicas. Este es un procedimiento de operación español que establece los requisitos de operación que han de cumplir los sistemas de generación distribuida ante huecos de tensión para garantizar la continuidad del suministro. Este es el código de red base usado para el desarrollo del algoritmo el cual se implementa en este trabajo de grado.

Dentro de este documento se dan las siguientes definiciones:

- Punto de conexión a la red (PCC por sus siglas en inglés): Nodo en el cual se inyecta la producción del sistema de generación distribuida a la red de transmisión o a la red de distribución.
- Periodo de falla: Tiempo comprendido entre el inicio de un cortocircuito (con caída de la tensión por debajo de 0,85 [p.u]) en el sistema eléctrico y el instante en que dicho cortocircuito es despejado.
- Hueco de tensión: Disminución brusca de la tensión seguida de su restablecimiento después de un corto periodo de tiempo. Por convenio, un hueco de tensión dura de 10 [ms] a 1 minuto.

- Periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la falla: Tiempo comprendido entre el instante de despeje de la falla y el instante en el que la tensión en el punto de conexión a la red pasa a estar de nuevo dentro de los límites admisibles de variación establecidos para la operación normal del sistema eléctrico o se alcanza el límite de tiempo establecido en la figura 15.

La propia instalación de producción (sistema de generación distribuida) y todos sus componentes deberán ser capaces de soportar sin desconexión huecos de tensión, en el punto de acople común, producidos por cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra o monofásicos, con los perfiles de magnitud y duración indicados en la figura 15.

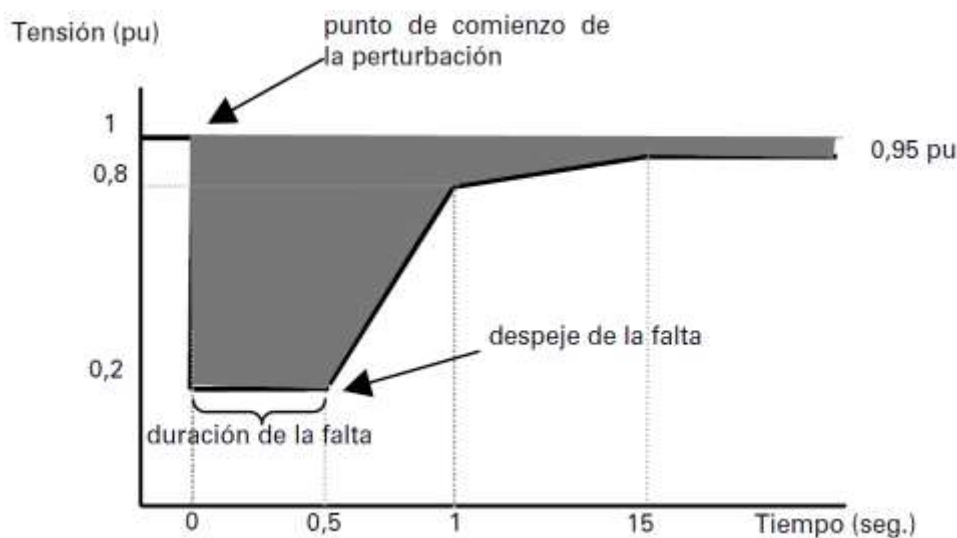


Figura 15. Curva Tensión-Tiempo que define el área del hueco de tensión en el PCC. Tensión de fase que corresponde a las fases en falla. Tomada de (Resolución P.O. 12.3, 2006).

El área sombreada indica que el sistema no debe desconectarse de la red si el hueco de tensión se encuentra dentro de esta área.

Tanto en el periodo de falla como en el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la falla, el sistema deberá aportar a la red la máxima intensidad posible (I_{total}). Este aporte de corriente por parte del sistema se efectuará de forma que el punto de funcionamiento del generador se localice dentro del área sombreada en la figura 16, antes de transcurridos 150 [ms] desde el inicio de la falla o del instante del despeje de esta. Así, para tensiones inferiores a 0,85 [p.u], el sistema deberá generar potencia reactiva

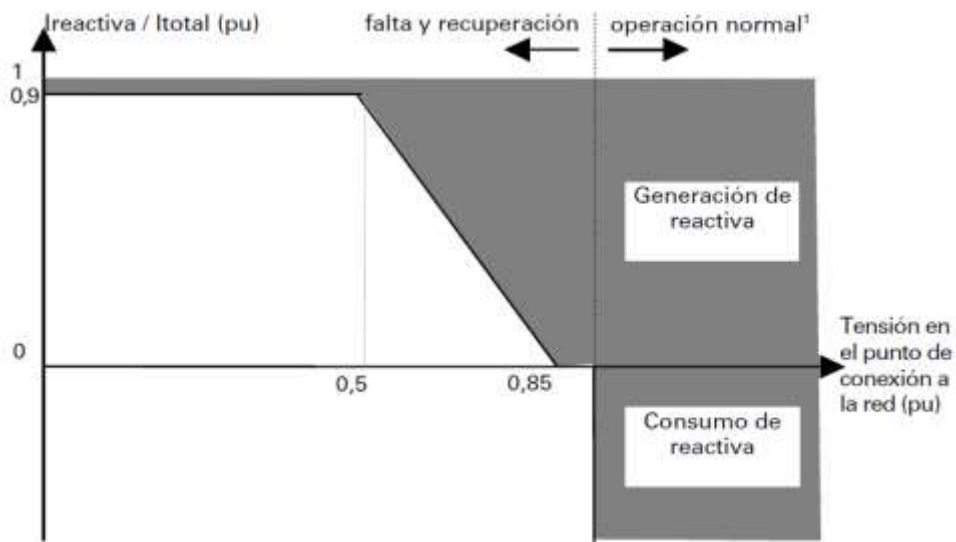


Figura 16. Área de funcionamiento admisible durante los periodos de falla y de recuperación de tensión, en función de la tensión en el PCC. Tomada de (Resolución P.O. 12.3, 2006)

6. Estrategia de control

En este capítulo se presenta la estrategia de control LVRT empleada para el desarrollo de este trabajo de grado. La estrategia de control se basó en lo propuesto por GARNICA LÓPEZ, Miguel, *et al* (Garnica López et al., 2018).

La adecuada inyección de corrientes activa y reactiva de secuencias positiva y negativa, limitando la corriente de salida máxima, es la clave para evitar la desconexión generalizada de los sistemas de generación distribuida. Así entonces, el documento propone una estrategia de control que tiene como propósito el cumplimiento de los requerimientos de inyección de corriente reactiva exigidos por parte del código de red y maximizar la capacidad de suministro de potencia del inversor operando bajo diferentes perfiles de huecos de tensión desbalanceados, ya sean estos leves, moderados (poca profundidad) o de gran consideración.

Dicho artículo presenta como novedad un algoritmo de control el cual fue diseñado para inyectar la corriente máxima del inversor siguiendo los requerimientos del código de red para evitar la desconexión de los inversores de la red eléctrica durante caídas de tensión. Esta estrategia de control propuesta es relevante para cualquier sistema de generación distribuida ya que da prioridad a 4 objetivos, listados en orden jerárquico:

1. Cumplir con los requerimientos de LVRT e inyección de corriente reactiva definidos en los códigos de red actuales.
2. Limitar la amplitud de corriente al máximo valor permitido por el inversor.
3. Realizar control de potencia activa.

4. Eliminar oscilaciones en la potencia activa.

La selección de 4 objetivos y la interacción entre ellos mejoran la operación del sistema. Una vez detectada la falla, se ejecuta el algoritmo de control y se calcula la señal de referencia en función de los objetivos propuestos. Cabe resaltar que estos objetivos de control se cumplen simultáneamente y que la inyección de solo corriente reactiva se puede lograr sin oscilaciones en la potencia activa.

El método de componentes simétricas provee una herramienta práctica para analizar y comprender la operación de un sistema durante condiciones desbalanceadas. Por lo tanto, se utiliza el algoritmo de Kalman para extraer las secuencias positiva y negativa de la tensión en el punto de acople común cuando la red se encuentre operando bajo condiciones de falla.

En la sección 6.1 se aborda el tema correspondiente al algoritmo de Kalman como extractor de las componentes de secuencia y en la sección 6.2 se desarrolla el tema correspondiente al algoritmo de control.

6.1 Filtro Kalman

El filtro de *Kalman* (K.F) es un estimador óptimo, de carácter recursivo, que permite evaluar los estados de un sistema en tiempo real con poca dependencia de los estados anteriores. El algoritmo puede estimar el estado de un sistema acompañado de ruido blanco gaussiano a partir de las medidas relacionadas con el estado, éste predice el estado de un sistema en un tiempo n a partir de una muestra tomada en un instante $n - 1$ (Petit Suárez, 2007)

A continuación, se presentan las ecuaciones básicas que definen el algoritmo; la ecuación de estado y la ecuación de medida. Posteriormente se presentan las demás ecuaciones que corresponden al desarrollo del método.

$$X(n+1) = A(n)X(n) + V_1(n) \quad (6.1)$$

$$Z(n) = H(n)X(n) + V_2(n) \quad (6.2)$$

Donde, $X(n+1)$ es el vector de estados en el instante $(n+1)$; $A(n)$ es la matriz de transición del vector de estados, que relaciona $n+1$ con n ; $H(n)$ es la matriz que relaciona la medida con el vector de estados; mientras que $V_1(n)$ y $V_2(n)$ son vectores que corresponde a secuencias de ruido blanco gaussiano en cada ecuación y representan la variación de los estados.

6.1.1 Ecuaciones para el desarrollo del algoritmo de Kalman. El desarrollo del algoritmo parte de las condiciones iniciales, luego se actualizan los parámetros para finalmente proyectar la estimación.

Parámetros iniciales:

- Condiciones iniciales para los estados

$$\dot{X} = X_0 \quad (6.3)$$

- Condiciones iniciales para la matriz covarianza del error

$$P = P_0 \quad (6.4)$$

Actualización de parámetros:

- Cálculo de la Ganancia de Kalman

$$K(n) = P(n)H^T(n)[H(n)P(n)H^T(n) + R(n)]^{-1} \quad (6.5)$$

- Actualización de la estimación con la medida $Z(n)$

$$\dot{X}(n) = \dot{X}(n) + K(n)[Z(n) - H(n)\dot{X}(n)] \quad (6.6)$$

- Actualización de la covarianza del error

$$P(n) = [I - K(n)H(n)]P(n) \quad (6.7)$$

Proyección de la estimación:

- Proyección de los estados

$$\dot{X}(n+1) = A(n)\dot{X}(n) \quad (6.8)$$

- Proyección de la covarianza del error

$$P(n+1) = A(n)P(n)A^T(n) + Q(n) \quad (6.9)$$

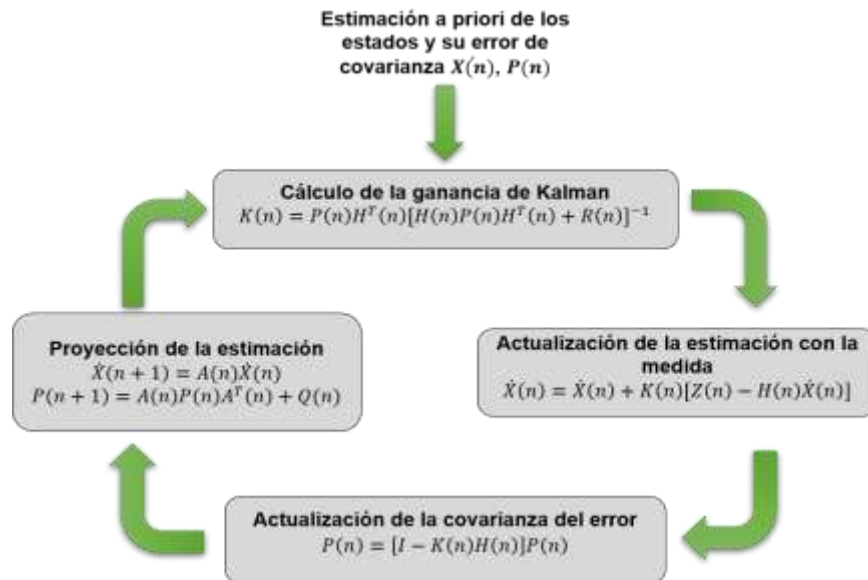


Figura 17. Diagrama de flujo algoritmo de Kalman.

Después de ver el procedimiento del algoritmo de Kalman en la figura 17, se explica su funcionamiento:

- Primero se calcula la ganancia de Kalman $K(n)$, que sirve para corregir la predicción hecha por los estados en el instante anterior. Cabe aclarar que cuando no ha iterado el método se debe partir con un valor P_0 de covarianza con el fin de calcular la ganancia de Kalman.

- Posteriormente se corrige la predicción de los estados $\hat{X}(n)$, dicha predicción se realiza con la ayuda de la ganancia de Kalman y de las medidas realizadas en ese instante de tiempo. De igual forma que en el paso anterior si no se ha realizado ninguna predicción es necesario introducir un valor inicial X_0 para arrancar a iterar el algoritmo.
- De igual forma que el vector de estados, la matriz de covarianza $P(n)$ debe corregirse mediante la ganancia de Kalman.
- Por último, se obtiene la proyección de la estimación tanto para el vector de estados $X(n)$ como para la matriz de covarianza $P(n)$, de esta forma utilizando sus valores actualizados y la matriz de relación $A(n)$ se realimenta el algoritmo para el cálculo en el siguiente instante de tiempo.

Para cada instante de tiempo se realiza el mismo procedimiento volviéndose un proceso cíclico.

6.1.2 Sincronización del algoritmo de Kalman. La sincronización se realiza como sigue a continuación (Petit Suárez, 2007):

1. Seleccionar las variables de estado que ayudan a definir los parámetros deseados de la señal.
2. Determinar la matriz de transición de estados de un instante n a uno $n + 1$.
3. Establecer la relación que existe entre los estados y las medidas realizadas.
4. A partir de esto, encontrar todos los vectores y matrices necesarios para implementar el algoritmo.

Para determinar el vector de estados se considera una señal de la forma:

$$X(t_n) = B_f \cos(\omega_f t_n + \alpha_f) \quad (6.10)$$

Ahora evaluando la ecuación en un instante de tiempo $t + T_s$, siendo este el periodo de muestreo de la señal y expresándola como una suma de senos y cosenos, se obtiene:

$$X(t_n + T_s) = B_f \cos(\omega_f(t_n + T_s) + \alpha_f) \quad (6.11)$$

$$X(t_n + T_s) = B_f \cos(\omega_f t_n + \alpha_f) \cos(\omega_f T_s) - B_f \sin(\omega_f t_n + \alpha_f) \sin(\omega_f T_s) \quad (6.12)$$

De lo cual se deduce que la señal en un instante de tiempo $n + 1$ se puede obtener como la suma de la misma señal más su componente en cuadratura.

$$X_1(t_n) = B_f \cos(\omega_f t_n + \alpha_f) \quad (6.13)$$

$$X_2(t_n) = B_f \sin(\omega_f t_n + \alpha_f) \quad (6.14)$$

Finalmente, operando las ecuaciones (6.13) y (6.14) se obtienen las expresiones de amplitud y el ángulo de fase estimados:

$$B_f = \sqrt{X_1^2(t_n) + X_2^2(t_n)} \quad (6.15)$$

$$\text{tg}(\omega_f t_n + \alpha_f) = \frac{X_2(t_n)}{X_1(t_n)} \quad (6.16)$$

Luego de establecer los estados, la ecuación para estados futuros ($n + 1$), se puede representar de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} X_1(n+1) \\ X_2(n+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega_f T_s) & -\sin(\omega_f T_s) \\ \sin(\omega_f T_s) & \cos(\omega_f T_s) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_1(n) \\ X_2(n) \end{bmatrix} \quad (6.17)$$

De la cual se deduce la matriz de transición de estados:

$$A(n) = \begin{bmatrix} \cos(\omega_f t_s) & -\sin(\omega_f t_s) \\ \sin(\omega_f t_s) & \cos(\omega_f t_s) \end{bmatrix} \quad (6.18)$$

6.1.3 Algoritmo de Kalman para la obtención de la secuencia positiva. Las señales para estimar son las componentes instantáneas de secuencia directa de una señal trifásica. De acuerdo con Fortescue, las señales trifásicas v_a , v_b , v_c pueden ser expresadas en función de v^+ , v^- , v^0 quienes representan las componentes de secuencia positiva, negativa y homopolar

respectivamente. Según Fortescue se puede expresar el siguiente modelo en el dominio del tiempo (Petit Suárez, 2007).

$$v_a(t) = v_a^0(t) + v_a^+(t) + v_a^-(t) \quad (6.19)$$

$$v_b(t) = v_b^0(t) + v_b^+(t) + v_b^-(t) \quad (6.20)$$

$$v_c(t) = v_c^0(t) + v_c^+(t) + v_c^-(t) \quad (6.21)$$

Ahora teniendo en cuenta que cada componente tiene su propia secuencia, se pueden expresar las ecuaciones (6.19), (6.20) y (6.21) de la siguiente manera.

$$v_a = V^0 \cos(\theta^0) + V^+ \cos(\theta^+) + V^- \cos(\theta^-) \quad (6.22)$$

$$v_b = V^0 \cos(\theta^0) + V^+ \cos(\theta^+) + V^- \cos(\theta^-) \quad (6.23)$$

$$v_c = V^0 \cos(\theta^0) + V^+ \cos(\theta^+) + V^- \cos(\theta^-) \quad (6.24)$$

Donde, $\theta^{0+-} = \omega_f t + \varphi^{0+-}$ describe la variación angular en función del tiempo para cada componente de secuencia.

Se consideran los siguientes estados:

$$x_1 = V^+ \cos(\theta^+) \quad (6.25)$$

$$x_2 = V^+ \sin(\theta^+) \quad (6.26)$$

$$x_3 = V^- \cos(\theta^-) \quad (6.27)$$

$$x_4 = V^- \sin(\theta^-) \quad (6.28)$$

La ecuación de medida está determinada por:

$$z(n) = \begin{bmatrix} v_a(n) - v^0(n) \\ v_b(n) - v^0(n) \\ v_c(n) - v^0(n) \end{bmatrix} \quad (6.29)$$

$$z(n) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1(n) \\ x_2(n) \\ x_3(n) \\ x_4(n) \end{bmatrix} + v_2(n) \quad (6.30)$$

Para evitar restar la componente de secuencia homopolar dada por la ecuación (6.29), y con el fin de facilitar la operación matemática, remplazamos por la ecuación (6.31) para reescribir la ecuación de medida en función de las tensiones de línea en el PCC (v_{ab} y v_{bc}) y a partir de esto definir la matriz $\mathbf{H}(n)$.

$$v_a^0 = v_b^0 = v_c^0 = v^0 = \frac{v_a + v_b + v_c}{3} \quad (6.31)$$

$$z(n) = \begin{bmatrix} v_{ab}(n) \\ v_{bc}(n) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{3}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{3}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ 0 & \sqrt{3} & 0 & -\sqrt{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1(n) \\ x_2(n) \\ x_3(n) \\ x_4(n) \end{bmatrix} + v_2(n) \quad (6.32)$$

$$\mathbf{H}(n) = \begin{bmatrix} \frac{3}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{3}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ 0 & \sqrt{3} & 0 & -\sqrt{3} \end{bmatrix} \quad (6.33)$$

Teniendo en cuenta que los estados se desarrollan en forma de onda sinusoidal, la ecuación de estado (6.17), agregando los dos nuevos estados, queda de la siguiente forma.

$$\begin{bmatrix} x_1(n+1) \\ x_2(n+1) \\ x_3(n+1) \\ x_4(n+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & 0 \\ 0 & A \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1(n) \\ x_2(n) \\ x_3(n) \\ x_4(n) \end{bmatrix} \quad (6.34)$$

Donde los estados x_1 y x_2 corresponden a la componente de secuencia positiva v^+ , mientras que los estados x_3 y x_4 son los estados de la componente de secuencia negativa v^- .

Una vez obtenidas las componentes de secuencia de la tensión en el punto de acople común se procede con la siguiente sección, donde se describe la formulación del algoritmo de control.

6.2 Algoritmo de control

La tensión en el PCC se puede expresar en el marco $\alpha\beta$ por medio de la transformada de Clark, donde v_α y v_β se pueden descomponer en sus componentes de secuencia positiva y negativa v_α^+ , v_β^+ , v_α^- , v_β^- .

Las ecuaciones (6.25), (6.26), (6.27) y (6.28) son equivalentes en el marco de referencia $\alpha\beta$ a las siguientes:

$$x_1 = v_\alpha^+ = V^+ \cos(\theta^+) \quad (6.35)$$

$$x_2 = v_\beta^+ = V^+ \sin(\theta^+) \quad (6.36)$$

$$x_3 = v_\alpha^- = V^- \cos(\theta^-) \quad (6.37)$$

$$x_4 = -v_\beta^- = V^- \sin(\theta^-) \quad (6.38)$$

Así entonces, se obtienen las ecuaciones (6.39) y (6.40) que corresponden a las secuencias positiva y negativa de la tensión en el marco de referencia estacionario.

$$v_\alpha = v_\alpha^+ + v_\alpha^- = V^+ \cos(\omega t + \varphi) + V^- \cos(\omega t) \quad (6.39)$$

$$v_\beta = v_\beta^+ + v_\beta^- = V^+ \sin(\omega t + \varphi) - V^- \sin(\omega t) \quad (6.40)$$

Además V^+ , V^- (ecuaciones (6.41) y (6.42)) son las amplitudes correspondientes de secuencia, ω es la frecuencia y φ (ecuación (6.43)) es el ángulo de fase entre las secuencias positivas y negativas. Se expresan de la siguiente forma:

$$V^+ = \sqrt{(v_\alpha^+)^2 + (v_\beta^+)^2} \quad (6.41)$$

$$V^- = \sqrt{(v_\alpha^-)^2 + (v_\beta^-)^2} \quad (6.42)$$

$$\varphi = \cos^{-1} \left(\frac{v_\alpha^+ v_\alpha^- - v_\beta^+ v_\beta^-}{V^+ V^-} \right) \quad (6.43)$$

A partir de la consideración de la amplitud de secuencia, el factor de desbalance de tensión (VUF) se puede definir matemáticamente como la relación entre V^- y V^+ .

$$VUF = \frac{V^-}{V^+} = \frac{\sqrt{(v_{\alpha}^-)^2 + (v_{\beta}^-)^2}}{\sqrt{(v_{\alpha}^+)^2 + (v_{\beta}^+)^2}} \quad (6.44)$$

6.2.1 Esquema de las corrientes de referencia. La expresión empleada para generar la corriente de referencia está dada en función de las tensiones de secuencia positiva y negativa, las amplitudes de secuencia, las referencias de potencia y los cuatro parámetros de control ($k_p^+, k_p^-, k_q^+, k_q^-$) empleados para equilibrar las secuencias positivas y negativas, resultando en:

$$i_{\alpha}^* = \frac{2}{3} \left(\left(\frac{(k_p^+ v_{\alpha}^+ + k_p^- v_{\alpha}^-) P^*}{k_p^+ (V^+)^2 + k_p^- (V^-)^2} \right) + \left(\frac{(k_q^+ v_{\beta}^+ + k_q^- v_{\beta}^-) Q^*}{k_q^+ (V^+)^2 + k_q^- (V^-)^2} \right) \right) \quad (6.45)$$

$$i_{\beta}^* = \frac{2}{3} \left(\left(\frac{(k_p^+ v_{\beta}^+ + k_p^- v_{\beta}^-) P^*}{k_p^+ (V^+)^2 + k_p^- (V^-)^2} \right) + \left(\frac{(k_q^+ v_{\alpha}^+ + k_q^- v_{\alpha}^-) Q^*}{k_q^+ (V^+)^2 + k_q^- (V^-)^2} \right) \right) \quad (6.46)$$

Donde Q^* es la referencia de potencia reactiva. Cabe resaltar que los parámetros de control se seleccionaron teniendo en cuenta $k_p^- = -k_p^+$ y $k_q^+ = k_q^-$ para eliminar las oscilaciones en la potencia activa.

Se necesita de un conjunto apropiado de corrientes de referencia para alcanzar los objetivos de control. Al desarrollar las ecuaciones (6.45) y (6.46) se obtienen las expresiones para la generación de la corriente de referencia.

$$i_{\alpha}^* = I_p^+ \left(\frac{V_{\alpha}^+}{V^+} \right) - I_p^- \left(\frac{V_{\alpha}^-}{V^-} \right) + I_q^+ \left(\frac{V_{\beta}^+}{V^+} \right) + I_q^- \left(\frac{V_{\beta}^-}{V^-} \right) \quad (6.47)$$

$$i_{\beta}^* = I_p^+ \left(\frac{V_{\beta}^+}{V^+} \right) - I_p^- \left(\frac{V_{\beta}^-}{V^-} \right) - I_q^+ \left(\frac{V_{\alpha}^+}{V^+} \right) - I_q^- \left(\frac{V_{\alpha}^-}{V^-} \right) \quad (6.48)$$

La amplitud de la corriente reactiva de secuencia positiva I_q^+ está directamente relacionada con el cumplimiento del código de red expuesto en el capítulo 5 cuando la red opera bajo condiciones de falla.

La inyección de corriente reactiva se requiere para minimizar la caída de tensión en la red y para asegurar una recuperación rápida una vez la perturbación ha sido despejada. Esto incrementa la estabilidad del sistema de potencia y asegura la calidad de la energía entregada.

Considerando que el código de red solo asume fallas balanceadas, los ejes de la figura 16 del capítulo anterior se renombran solo con la secuencia positiva para maximizar la capacidad del inversor. En el eje x , la tensión en el PCC se reemplaza por V^+ y el eje y se reemplaza por $I_{qGC}^+ = I_q^+ / I_{rated}$ [p.u.]. Así entonces,

$$I_{qGC}^+ = \begin{cases} 0,90 & p.u., & si \ 0 \leq V^+ \leq 0,50 \ p.u. \\ -k_1 V^+ + k_2 & p.u., & si \ 0,5 \leq V^+ < 0,85 \ p.u. \\ 0 & p.u. & si \ 0,85 \leq V^+ \leq 1,10 \ p.u. \end{cases} \quad (6.49)$$

Donde I_{qGC}^+ es la corriente reactiva mínima requerida por el GC durante la caída de tensión, siendo $k_1=2,57$ la pendiente de la línea que define la inyección de corriente reactiva mínima y $k_2=2,19$ la intersección con el eje y .

La ecuación (6.50) calcula la magnitud de la corriente activa de secuencia positiva. Esta ecuación relaciona la inyección de potencia activa a la red tanto en funcionamiento normal como en condiciones de falla.

$$I_p^+ = \frac{2}{3} \frac{V^+}{(V^+)^2 - (V^-)^2} P^* \quad (6.50)$$

Siempre que sea posible, el propósito es inyectar la máxima potencia activa, es decir,

$$P^* = P_G \quad (6.51)$$

Donde P_G es la potencia generada por el inversor.

Las variables I_p^-, I_q^- , que corresponden a las ecuaciones (6.52) y (6.53) son las componentes encargadas de la eliminación de las oscilaciones en la potencia activa, las cuales son proporcionales al VUF y están en función de I_p^+ y I_q^+ .

$$I_p^- = \frac{V^-}{V^+} I_p^+ \quad (6.52)$$

$$I_q^- = \frac{V^-}{V^+} I_q^+ \quad (6.53)$$

6.2.2 Control para limitar la amplitud de la corriente. La máxima amplitud de corriente en cada fase está dada por las expresiones (6.54), (6.55) y (6.56), las cuales se obtienen usando (6.39), (6.40) y (6.50)-(6.53) en (6.47) y (6.48), y aplicando la transformada inversa de Clarke.

$$I_a = \sqrt{\frac{(V^+)^2 - 2V^+V^- \cos(\varphi) + (V^-)^2}{(V^+)^2}} ((I_p^+)^2 + (I_q^+)^2) \quad (6.54)$$

$$I_b = \sqrt{\frac{(V^+)^2 - 2V^+V^- \cos(\varphi - 2\pi/3) + (V^-)^2}{(V^+)^2}} ((I_p^+)^2 + (I_q^+)^2) \quad (6.55)$$

$$I_c = \sqrt{\frac{(V^+)^2 - 2V^+V^- \cos(\varphi + 2\pi/3) + (V^-)^2}{(V^+)^2}} ((I_p^+)^2 + (I_q^+)^2) \quad (6.56)$$

Donde la máxima amplitud de corriente se da con el mínimo valor de la función coseno, es decir, $x = \min\{\cos(\varphi), \cos(\varphi - 2\pi/3), \cos(\varphi + 2\pi/3)\}$ (6.57)

Así entonces, la corriente máxima se da por (6.58)

$$I_{m\acute{a}x} = \sqrt{\frac{(V^+)^2 - 2V^+V^-x + (V^-)^2}{(V^+)^2}} ((I_p^+)^2 + (I_q^+)^2) \quad (6.58)$$

Se debe limitar $I_{m\acute{a}x}$ al máximo valor de corriente del inversor, es decir I_{rated} , para evitar daño en los semiconductores o desconexión por causa de la sobrecorriente.

$$I_{m\acute{a}x} \leq I_{rated} \quad (6.59)$$

Así, $I_{m\acute{a}x}$ limita a I_p^+ , ya que I_q^+ es un valor determinado por el GC.

Ahora, es posible obtener un nuevo valor de I_p^+ , sabiendo que $I_q^+ = I_q^+ G_c$ y haciendo que $I_p^+ = I_{p\text{m}\acute{a}x}^+$ y $I_{m\acute{a}x} = I_{rated}$.

$$I_{p\text{m}\acute{a}x}^+ = \sqrt{\frac{(V^+)^2(I_{rated})^2}{(V^+)^2 - 2V^+V^-x + (V^-)^2} - (I_q^+ G_c)^2} \quad (6.60)$$

Teniendo en cuenta la prioridad de inyección de potencia reactiva durante la operación LVRT, I_p^+ deberá limitarse a la máxima amplitud posible de la siguiente forma:

$$I_p^+ \leq I_{p\text{m}\acute{a}x}^+ \quad (6.61)$$

Dado el caso en el que I_p^+ sea menor que $I_{p\text{m}\acute{a}x}^+$ (baja producción de potencia), no se alcanza la corriente nominal del inversor. Debido a esto, la amplitud de la corriente reactiva se debe aumentar para que la salida del inversor alcance su valor nominal y mejore el soporte a la red. A través de (6.62) se puede calcular la nueva amplitud de la corriente reactiva de secuencia positiva, teniendo en cuenta $I_{m\acute{a}x} = I_{rated}$.

$$I_q^+ = \sqrt{\frac{(V^+)^2(I_{rated})^2}{(V^+)^2 - 2V^+V^-x + (V^-)^2} - (I_p^+)^2} \quad (6.62)$$

6.2.3 Modo de operación. En la figura 18 se puede ver el diagrama de flujo del algoritmo de control el cual determina las amplitudes ($I_p^+, I_p^-, I_q^+, I_q^-$) que permiten cumplir con los objetivos de control. De acuerdo con las características de los huecos de tensión y de la potencia activa generada, aparecen seis casos diferentes de operación. Las entradas al algoritmo son la potencia activa generada (P_G), las amplitudes de secuencia de la tensión (V^+, V^-) y el ángulo de fase entre las secuencias positiva y negativa (φ).

Cuando la tensión en el PCC está por encima del umbral de tensión impuesto por el código de red, es decir, bajo condiciones normales ($V^+ > 0.85$ [p.u]), el algoritmo opera en los casos 1 y 2, en los cuales el inversor no inyecta corriente reactiva, esto es $I_q^+ = 0$. Para estos casos entonces,

se usa (6.60) para asegurar que la corriente de salida no supere $I_{m\acute{a}x}$. Cuando $I_p^+ > I_{pm\acute{a}x}^+$, el algoritmo debe realizar el control de reducci3n de potencia activa (APC por sus siglas en ingl3s *Active Power Curtailment*), ajustando $I_p^+ = I_{pm\acute{a}x}^+$. En estos casos, se hace evidente la interacci3n de tres objetivos de control: limitar la corriente de salida, controlar la potencia activa e inyectarla a la red sin oscilaciones usando (6.52).

En una situaci3n en la que se presentan huecos de tensi3n ($V^+ < 0.85$ [p.u]), I_q^+ se obtiene en primera estancia de la ecuaci3n (6.49) y luego, usando (6.60), se calcula $I_{pm\acute{a}x}^+$ para saber el valor correspondiente. Si se presenta una perturbaci3n en la que el inversor deba inyectar tanto corriente activa como corriente reactiva, el algoritmo opera en los casos 3 y 4, donde todos los par3metros ($I_p^+, I_p^-, I_q^+, I_q^-$) est3n presentes. Un caso particular es el caso 3, en el cual I_p^+ no excede el limite $I_{pm\acute{a}x}^+$ y, I_q^+ debe ser recalculada por medio de la ecuaci3n (6.62) para que el inversor inyecte la corriente m3xima. La magnitud I_q^+ con la que se haya el valor de $I_{pm\acute{a}x}^+$ ya no se usar3a.

$V^+ < 0.5p.u$ [p.u], el inversor debe entregar corriente reactiva entre el 90% y el 100% de su capacidad.

Finalmente, una vez obtenidos los parámetros, se calculan las corrientes de referencia con las ecuaciones (6.47) y (6.48)

6.3 Esquema de control con el algoritmo implementado.

Las entradas del controlador son las tensiones de fase en el PCC, las cuales se descomponen en las componentes de secuencia positiva y negativa por el filtro de Kalman (esta descomposición se hace en el marco de referencia $\alpha\beta$), y la potencia activa generada P_G . El bloque de algoritmo propuesto utiliza las salidas del extractor de secuencia y la P_G para calcular las amplitudes de las corrientes de secuencia positiva y negativa que son necesarias para implementar las corrientes de referencia en la forma i_α^* y i_β^* según las ecuaciones (6.47) y (6.48). Estas corrientes de referencia se transforman al marco de referencia abc mediante la transformada inversa de Clark, para posteriormente ser controladas por el control Dead-Beat. En la figura 19, se puede ver el esquema de control. Finalmente, los ciclos de trabajo se obtienen por el PWM para accionar los interruptores del inversor desde la señal *Gate 1* hasta *Gate 6*.

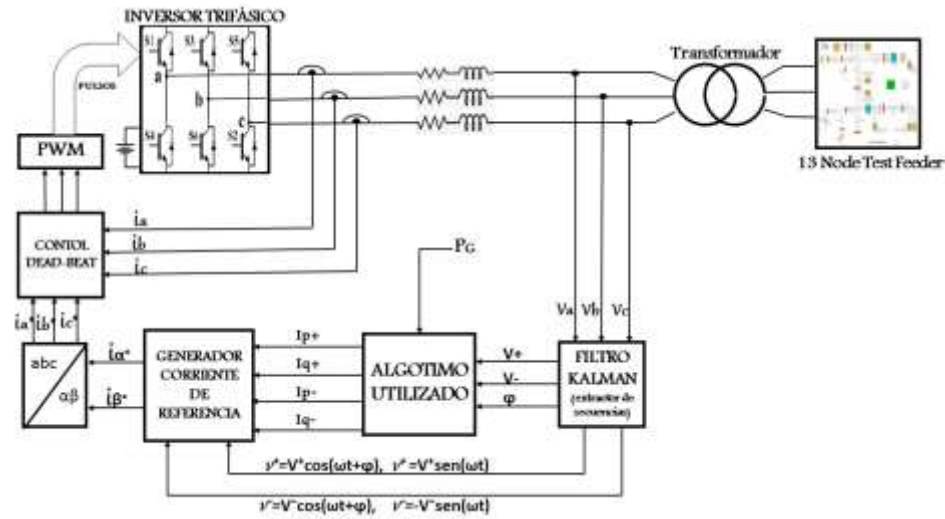


Figura 19. Esquema de control con el algoritmo implementado.

La figura 20 muestra el esquema de control del sistema fotovoltaico implementado en Simulink.

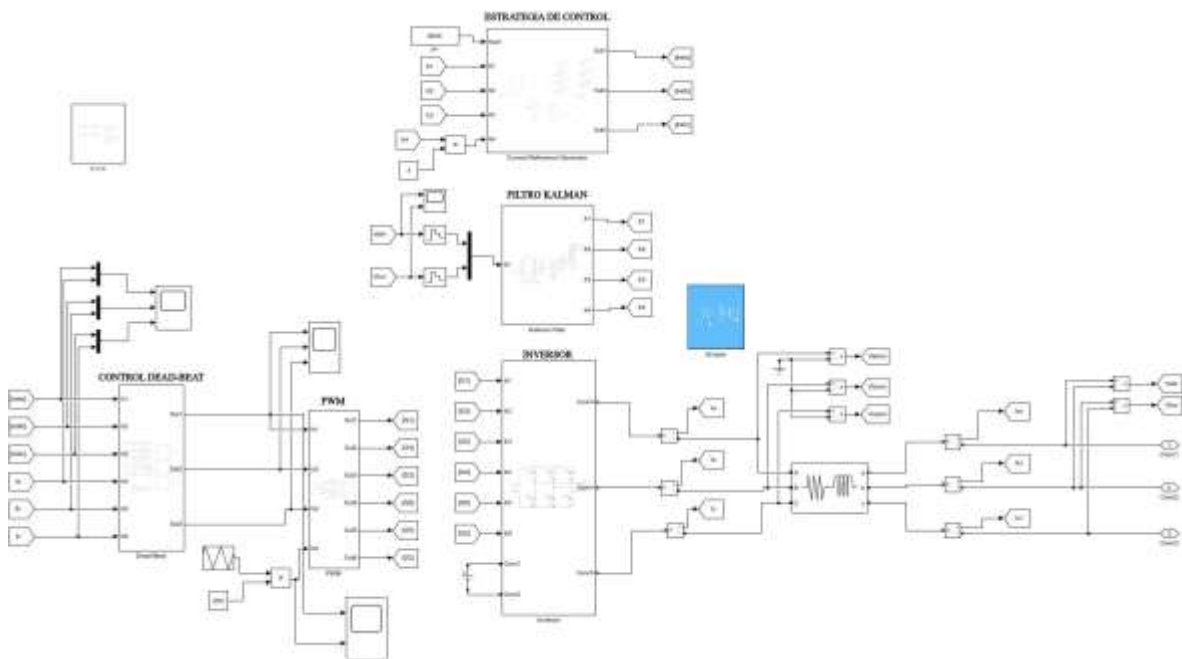


Figura 20. Diagrama de control implementado en Simulink.

7. Resultados y Simulaciones

Este capítulo contiene los resultados obtenidos al implementar el algoritmo tratado en el capítulo anterior. Las simulaciones se llevan a cabo en el software MATLAB/SIMULINK ® y el escenario de pruebas se desarrolla tomando la red de distribución IEEE *13-bus test feeder*.

7.1 Configuración del sistema

La tabla 1 muestra los principales parámetros de la red y del sistema fotovoltaico con los cuales se realizan las simulaciones.

Tabla 2.

Parámetros del sistema.

Parámetros del sistema	Valores nominales
Tensión de la red	120 [<i>Vrms</i>]
Frecuencia	60 [<i>Hz</i>]
Potencia	10 [<i>kVA</i>]
Amplitud de corriente	39,3 [<i>A</i>]
Inductancia filtro de red	12,39 [<i>mH</i>]
Resistencia filtro de red	0,01 [Ω]
Tensión de continua	500 [<i>V</i>]
Amplitud señal portadora	250 [<i>V</i>]
Frecuencia de muestreo	10 [<i>kHZ</i>]

El sistema fotovoltaico se conecta a la red por medio de un transformador trifásico 4,16kV/120 $\sqrt{3}$ V y el filtro de conexión RL , cuyo valor de $R=0,01[\Omega]$ y de inductancia es $L=12,39$ [mH].

El valor nominal de potencia del sistema fotovoltaico es $S_n=10$ [kVA] y la corriente nominal es $I_{rated}=39,3$ [A]. El sistema fotovoltaico se toma como una fuente de continua de $V=500$ [V], por lo que el conjunto formado por los paneles solares, el convertidor CD-CD y el condensador no se tienen en cuenta para este trabajo de grado.

La red utilizada consiste en la red de distribución IEEE *13-bus test feeder*. Esta es una red pequeña, pero con características interesantes y con cargas suficientes, la cual permite el análisis de algoritmos para solucionar sistemas trifásicos radiales y desbalanceados. Consiste en 13 barras las cuales están interconectadas con 10 líneas aéreas y 10 líneas subterráneas, una unidad de generación, dos bancos de capacitores shunt, cargas distribuidas y un transformador YY 4,16/0,480 kV. Este último se cambia por un transformador YY 4,16kV/120 $\sqrt{3}$ V, para interconectar el sistema fotovoltaico con la red de distribución.

La figura 21 muestra el sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución mencionada previamente. Se simulan diferentes casos de falla cerca del punto de acople común (PCC), en el nodo 634.

7.2 Casos de estudio

Para comprobar el funcionamiento del algoritmo de control empleado, se simulan 6 casos de estudio, con diferentes escenarios de producción de potencia, los cuales son diseñados para mostrar cada una de las funcionalidades de la estrategia de control y para verificar la efectividad y el

cumplimiento de los 4 objetivos de control propuestos en el documento del cual se toma el algoritmo implementado en este trabajo:

1. Cumplir con los requerimientos de LVRT y RCI (inyección de corriente reactiva) definidos en los códigos de red (GC) actuales.
2. Limitar la cantidad de corriente inyectada al máximo permitido por el inversor (corriente nominal).
3. Control de la potencia activa en operación normal y bajo caídas de tensión en la red.
4. Evitar oscilaciones en la potencia activa.

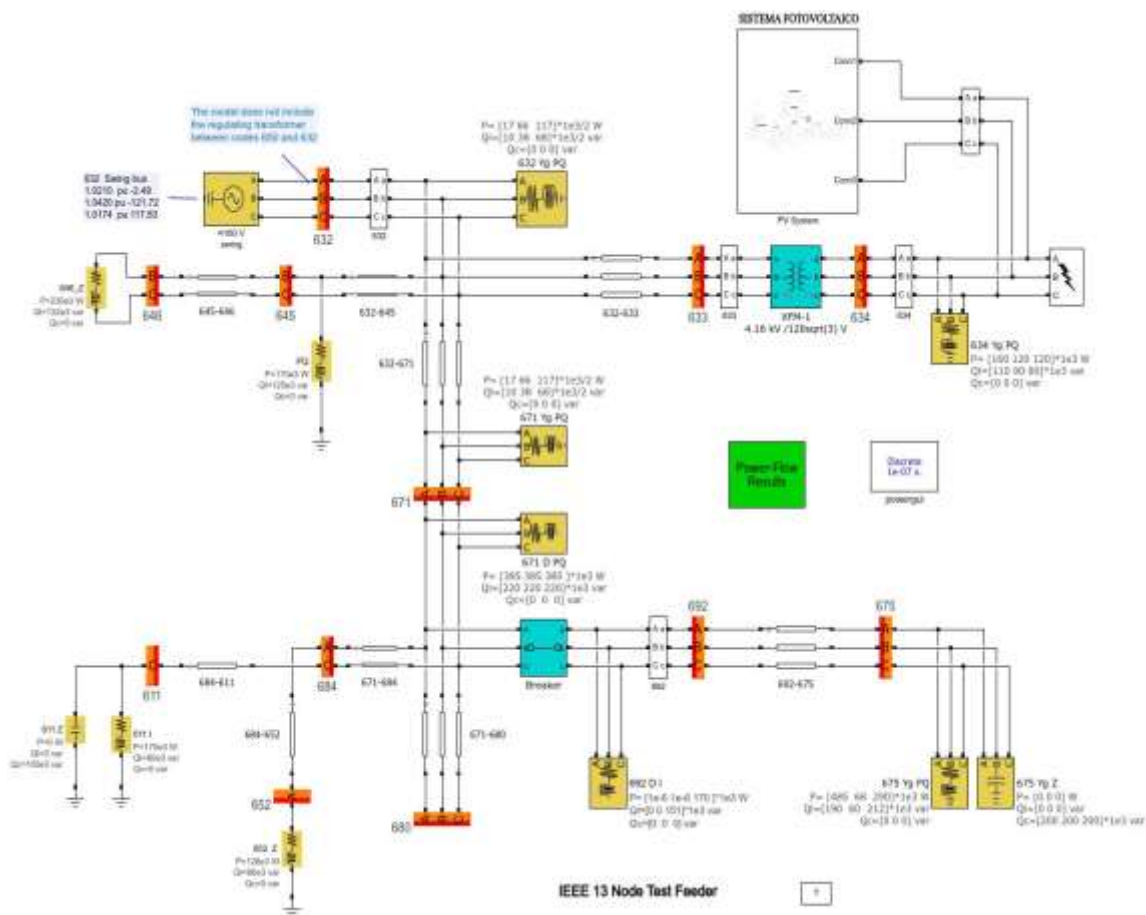


Figura 21. Modelo de Matlab/Simulink de la red de distribución IEEE 13-bus test feeder con el sistema fotovoltaico conectado.

Los huecos de tensión se generan con una falla bifásica línea-línea-tierra en el punto de acople común (figura 21). Se cortocircuitan las fases a y b con diferentes valores de resistencia de falla para generar 4 perfiles de caída de tensión de diferentes magnitudes, tal como se observa en la tabla 3.

Tabla 3.

Características de los huecos de tensión.

Casos de estudio	Magnitudes de tensión en el PCC (V)			Amplitudes de secuencia (p.u)		Ángulo de fase de secuencia
	V_a	V_b	V_c	V^+	V^-	ϕ
Caso 1	136,4	143	170,1	0,8747	0,0929	66,92°
Caso 2	136,4	143	170,1	0,8747	0,0929	66,9°
Caso 3	86,41	91,51	172,6	0,6574	0,2095	75,86°
Caso 4	86,41	91,51	172,6	0,6573	0,2094	75,80°
Caso 5	67,12	70,85	173,6	0,5739	0,2469	81,6°
Caso 6	21,63	22,60	175	0,4012	0,3201	103.59°

Tabla 4.

Comportamiento de las potencias activa y reactiva bajo diferentes caídas de tensión.

	PG (W)	P_{avg} (W)	Q_{avg} (VAR)	$Posc$ (W)
Caso 1	4350	4329	8,81	0
Caso 2	10000	7803	11,56	0
Caso 3	3000	2966	4133	0
Caso 4	6500	3372	3632	0
Caso 5	6500	0	4861	0
Caso 6	6500	0	4022	3071

Donde **PG** es la potencia generada; **$Pavg$** es el valor promediado de p ; **$Qavg$** es el valor promediado de q ; **$Posc$** es el valor pico de las oscilaciones de potencia activa.

Las diferentes referencias de potencia se muestran en la tabla 4. Allí también se observan las potencias activa y reactiva, ya sea que el sistema esté operando en condición normal o bajo condiciones de falla.

Todas las pruebas tienen una duración de 0,4 [s] y cada caída de tensión ocurre en $t=0,2$ [s], retomando el valor nominal de tensión en $t=0,3$ [s]. El comportamiento de la estrategia de control se observa durante ese lapso de 0,1 segundos que dura la caída de tensión.

En la tabla 5 se tiene un resumen de todas las componentes que se obtienen del algoritmo, incluyendo la magnitud de corriente $I_{p^{+}m\acute{a}x}$, obtenida de la ecuación (6.60) del capítulo anterior y la magnitud de corriente $I_{q^{+}GC}$ (6.49) impuesta por el código de red, para comparar cada uno de los casos.

La información contenida en cada una de las tablas (tabla 2-tabla 5) es ampliada en las secciones siguientes, donde se presentan cada uno de los escenarios de operación con más detalle.

Tabla 5.

Resultados de las simulaciones bajo las diferentes caídas de tensión. Amplitudes de corriente en [A]

	$I_{q^{+}GC}$	$I_{q^{+}}$	$I_{q^{-}}$	$I_{p^{+}m\acute{a}x}$	$I_{p^{+}}$	$I_{p^{-}}$
Caso 1	0	0	0	35,54	19,76	2,092
Caso 2	0	0	0	35,54	35,54	3,761
Caso 3	19,68	22,40	7,136	22,64	19,96	6,356
Caso 4	19,68	19,67	6,269	22,65	22,65	7,21
Caso 5	28,10	28,10	12,10	0	0	0
Caso 6	35,37	39,3	0	0	0	0

7.2.1 Caso 1: operación normal y escenario de baja producción de P. Para este caso de estudio se simula un escenario de baja producción de potencia de $PG=4350$ [W] y una falla que no es de gran consideración.

La figura 22 muestra el perfil del hueco de tensión. En la figura 22(a) se observan las tensiones en el punto de acople común, mientras que en la figura 22(b) se aprecian las magnitudes de la secuencia positiva y negativa de la tensión. En esta misma se observa como la magnitud positiva cae a un valor de $V^+=0,8747$ p.u (tabla 3). Así entonces, el valor no cae por debajo del umbral impuesto por el código de red ($V^+>0,85$ p.u, que se representa por la línea punteada de color gris).

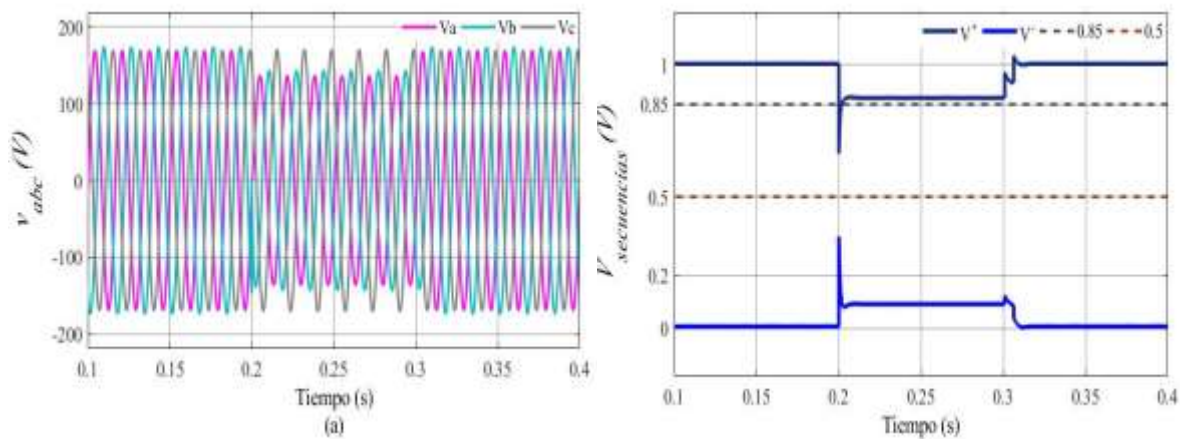


Figura 22. Caso 1: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias.

La figura 23 representa las magnitudes de corriente activa y reactiva de secuencia positiva y negativa que se obtienen del algoritmo utilizado para la estrategia de control. La figura 23(a) contiene las corrientes de componente activa de secuencia positiva y negativa, cuyos valores se muestran en la tabla 5, donde $I_{p^+}=19,76$ [A] y $I_{p^-}=2,092$ [A]. La figura 23(b) muestra las magnitudes de corriente reactiva de secuencia positiva, donde $I_{q^+GC}=I_{q^+}=I_{q^-}=0$, lo cual indica

que no hay inyección de corriente reactiva debido a que el código de red no lo requiere bajo esta condición de operación.

Es importante destacar de la figura 23(a) el hecho de que $I_{p^+} < I_{p^+}^{m\acute{a}x}$, ya que esto indica que se está inyectando el valor de PG generada por el inversor al momento de la falla, es decir $P^* = PG$.

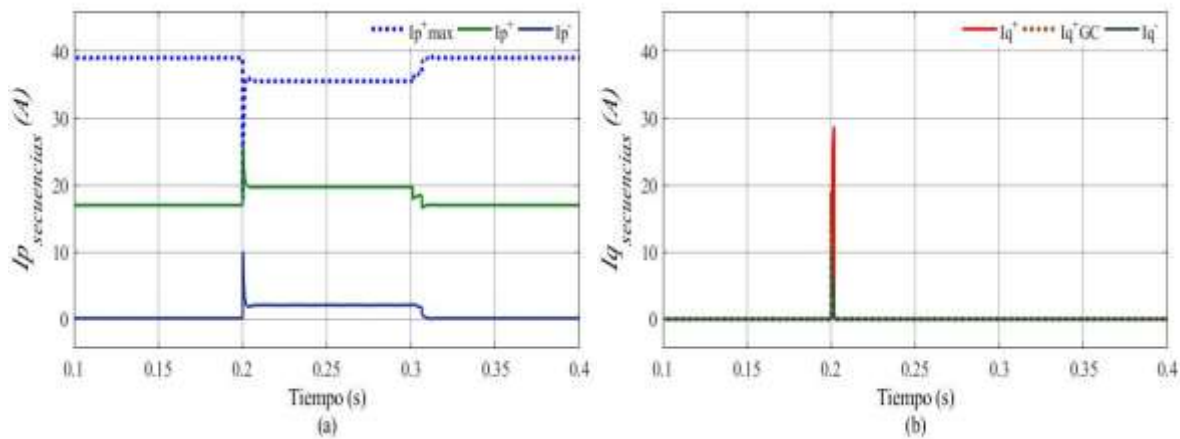


Figura 23. Caso 1. Amplitudes de corriente generadas por el algoritmo. (a) Secuencias de corriente activa. (b) Secuencias de corriente reactiva.

La figura 24 presenta la respuesta del sistema a través de las corrientes en el punto de acople común y la potencia entregada. Como se puede observar en la figura 24(a), la corriente no alcanza el umbral de corriente nominal del inversor ($I_{rated} = 39,3$ [A]). En la figura 24(b) se aprecia cómo solo se inyecta potencia activa a la red sin oscilaciones. Se evidencian también oscilaciones en la potencia reactiva las cuales no se pueden evitar con el algoritmo implementado.

Así entonces, la figura 24(b) muestra como el algoritmo cumple con el objetivo 4 de control: evitar las oscilaciones en la potencia activa cuando el sistema opera bajo condición de falla.

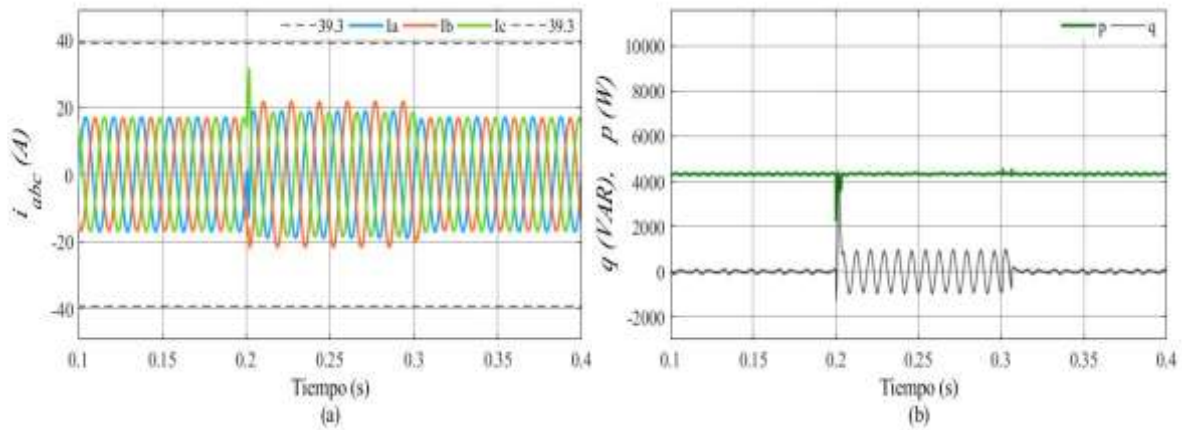


Figura 24. Caso 1. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva.

7.2.2 Caso 2: Operación normal y escenario de alta producción de P. Este caso simula el sistema fotovoltaico operando en condición normal bajo la misma perturbación del caso anterior, con la diferencia de que presenta un escenario de alta producción de potencia, con $P_G=10000$ [W].

La condición de falla es la misma que la condición anterior ($V^+=0,8747$). En la figura 25 se presenta dicho perfil, donde la figura 25(a) contiene las tensiones en el PCC y la 25(b) las magnitudes de secuencia positiva y negativa de la tensión (tabla 3).

Las magnitudes de corriente activa y reactiva de secuencia positiva y negativa se ilustran en la figura 26. En este caso $I_{p^+}=I_{p^+m\acute{a}x}=35,54$ [A] (figura 26(a)), por lo que el algoritmo está realizando la funci3n de reducci3n de potencia activa para evitar que las corrientes, al momento de falla, superen el umbral de corriente nominal. En la figura 26(b) se observan las magnitudes de corriente reactiva de secuencia positiva y negativa. Al igual que en el caso anterior, el sistema inyecta corriente activa a través de las secuencias positiva y negativa ($I_{p^+}=35,54$ [A] y $I_{p^-}=3,761$ [A]), y no requiere inyecci3n de corriente reactiva, por lo que $I_{q^+GC}=I_{q^+}=I_{q^-}=0$.

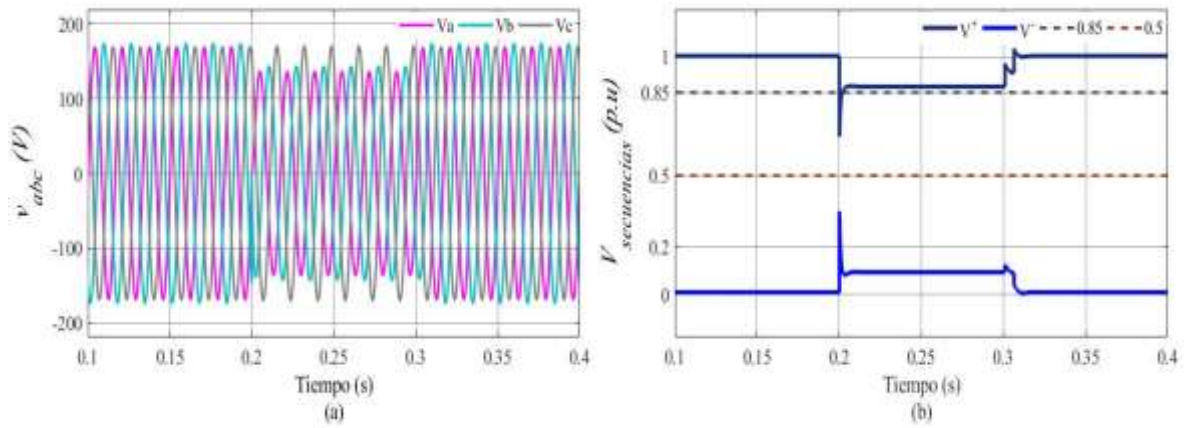


Figura 25. Caso 2: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias.

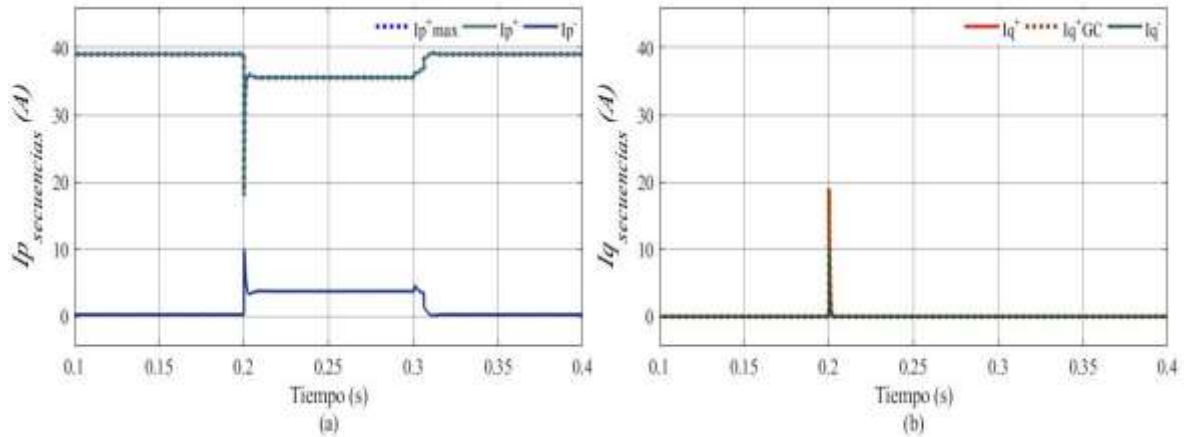


Figura 26. Caso 2. Amplitudes de corriente generadas por el algoritmo. (a)Secuencias de corriente activa. (b)Secuencias de corriente reactiva.

Como se observa en la figura 27(a), las corrientes en el punto de acople común alcanzan el límite de corriente, y durante la falla, solo la corriente i_b alcanza el límite. Las demás fases mantienen por debajo de este valor. La inyección de potencia activa se reduce durante la perturbación ($p=7803$ [W]) y, al igual que en el caso anterior, no hay oscilaciones presentes en la potencia activa (figura 27(b)).

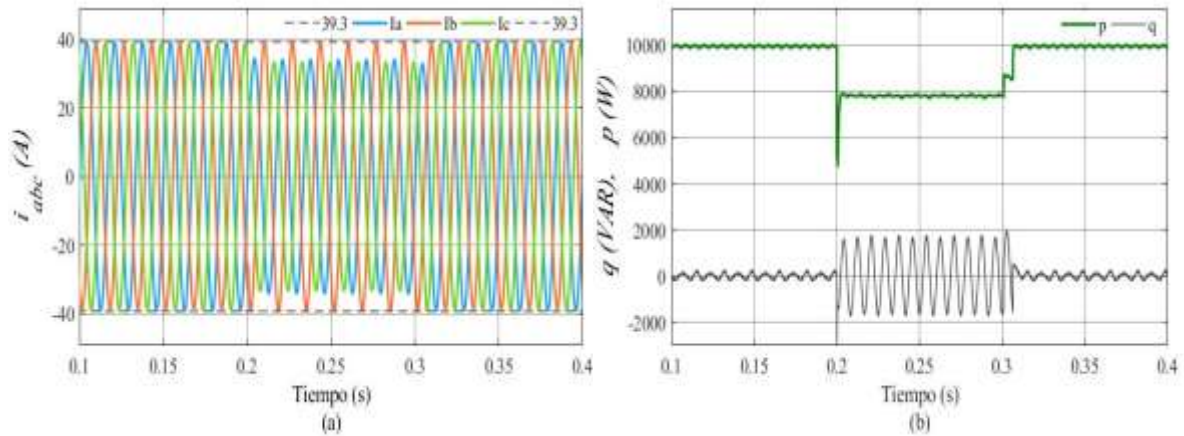


Figura 27. Caso 2. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva.

Se puede observar que en este caso el control realiza la reducción, y evita las oscilaciones, de la potencia activa durante la caída de tensión, dando cumplimiento al objetivo 3 y al objetivo 4, respectivamente. Se limita la corriente al máximo permitido por el inversor, tal como lo propone el objetivo 2.

7.2.3 Caso 3: Falla de red moderada y escenario de baja producción de P. El caso 3 presenta un escenario en el cual el sistema entra en modo de operación LVRT. Se genera una falla moderada y el sistema fotovoltaico genera poca potencia activa, donde $PG=3000$ [W].

Para este caso la tensión cae por debajo del umbral considerado como operación normal en el código de red ($V^+ < 0,85$ [p.u]), siendo la magnitud del hueco de tensión $V^+=0,6574$ [p.u] figura 28(a). La figura 28 muestra la perturbación de la tensión.

De acuerdo con el código de red, el inversor debe inyectar un mínimo de potencia reactiva de $Iq^+GC=19,68$ [A] (tabla 5) debido a que el valor de V^+ está por debajo del umbral (figura 28(b)). Sin embargo, al presentarse un escenario de baja generación de potencia, el inversor no alcanza a inyectar la corriente nominal durante la falla, para una mejor compensación, ya que $I_{p^+}=19,96$ [A]

es menor a $I_p^{+m\acute{a}x}$, como se aprecia en la figura 29(a). Dado esto, la corriente reactiva de secuencia positiva se aumenta por medio de (6.62) y alcanza un valor $I_q^{+}=22,40$ [A] y así inyectar la corriente máxima permitida por el inversor. En la figura 29(b) se observan las secuencias de la corriente reactiva.

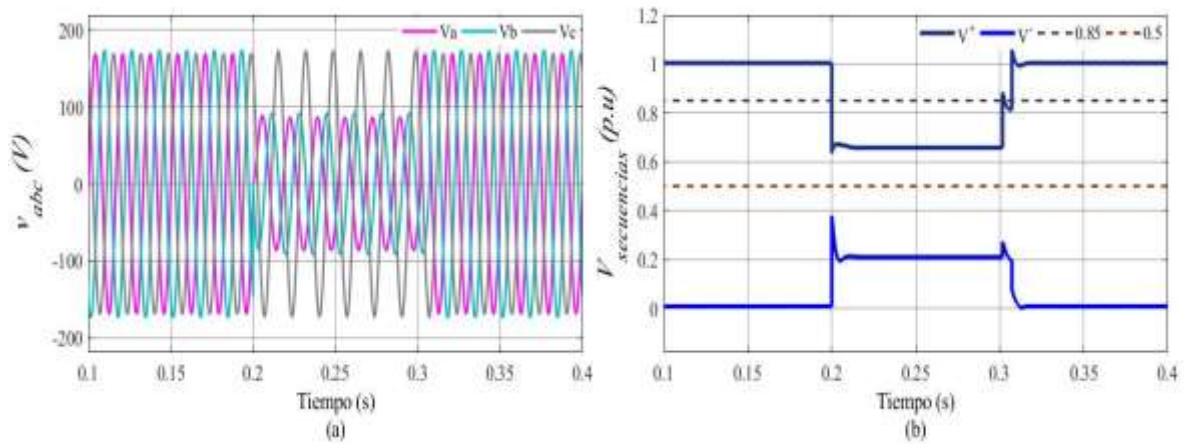


Figura 28. Caso 3: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias.

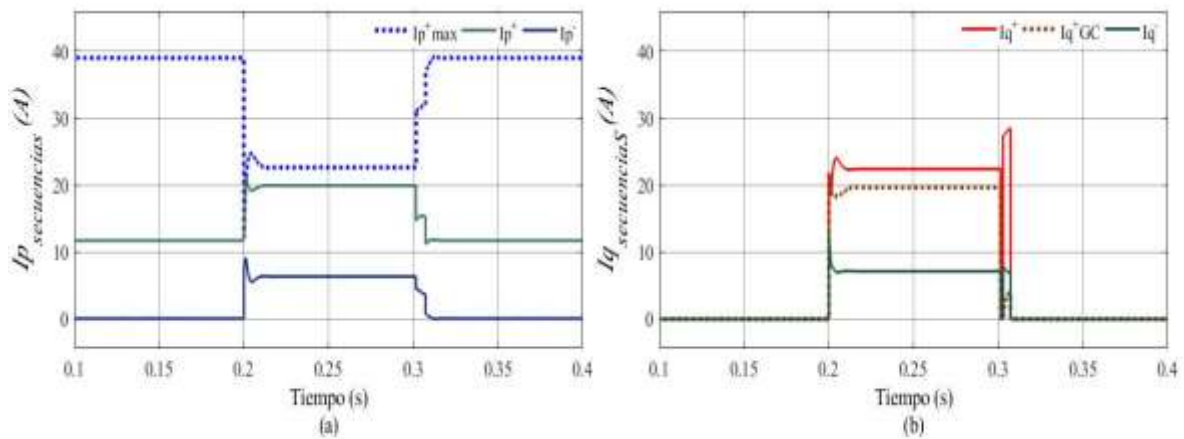


Figura 29. Caso 3. Amplitudes de corriente generadas por el algoritmo. (a)Secuencias de corriente activa. (b)Secuencias de corriente reactiva.

La fase b de las corrientes en el PCC alcanza el valor máximo permitido al momento de la falla, como se observa en la figura 30(a). La potencia activa se presenta sin oscilaciones y se aprecia un valor promedio de potencia reactiva de $q_{avg}=4133$ [VAR] (figura 30(b)).

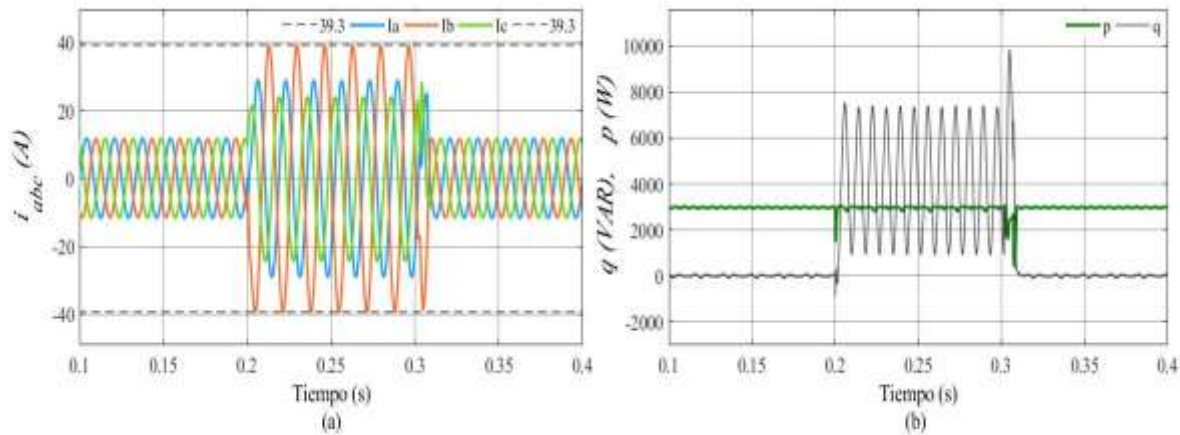


Figura 30. Caso 3. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva.

7.2.4 Caso 4: Falla de red moderada y escenario de media producción de P. Para este caso se simula la misma falla del caso anterior, donde $V^+=0,6573$ [p.u], pero el sistema genera una potencia $PG=6500$ [W].

Las tensiones en el punto de acople común y las magnitudes de secuencia positiva y negativa se observan en las figuras 31(a) y 31(b), respectivamente. En esta última se aprecia como la magnitud del hueco de tensión cae por debajo del umbral de 0,85 [p.u] que determina el código de red.

Para este caso, se observa en la figura 32(a) que $I_p^+=I_p^{+m\acute{a}x}=22,65$ [A], con el objetivo de evitar exceder la corriente nominal del inversor. Como se puede apreciar en la figura 32(b), el inversor inyecta corriente reactiva de acuerdo con el código de red, es decir, $Iq^+=Iq^{+GC}=19,67$ [A].

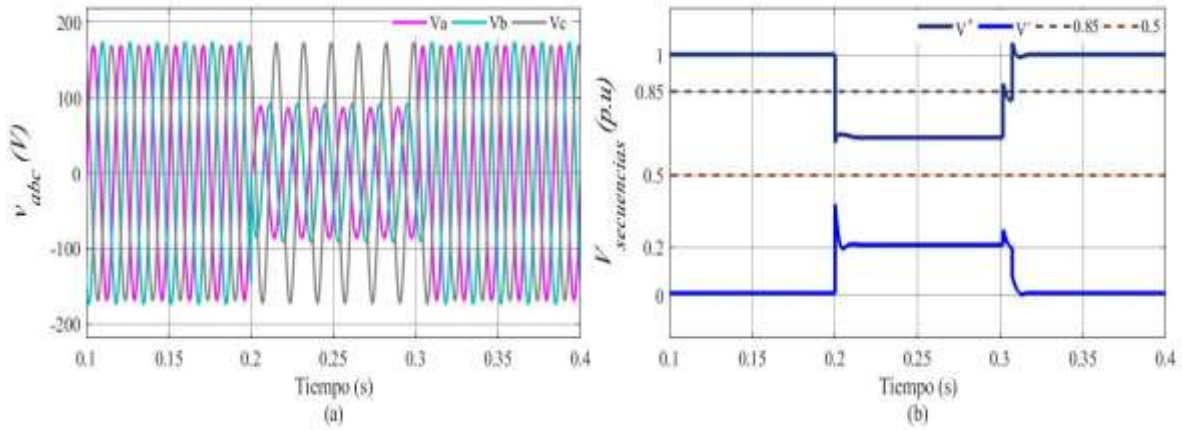


Figura 31. Caso 4: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias.

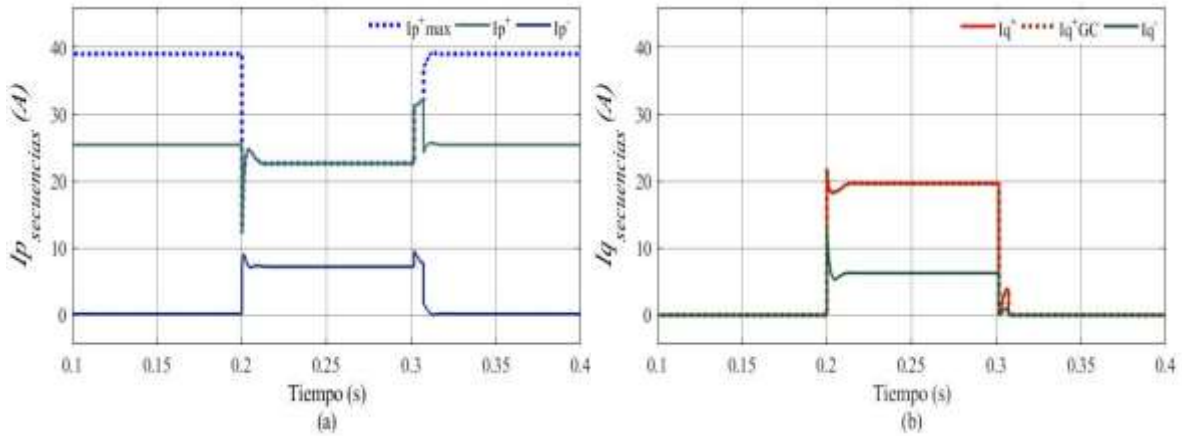


Figura 32. Caso 4. Amplitudes de corriente generadas por el algoritmo. (a)Secuencias de corriente activa. (b)Secuencias de corriente reactiva.

Las corrientes inyectadas por el inversor alcanzan el valor máximo permitido sin sobrepasar el valor de corriente nominal, como se observa en la figura 33(a). La potencia activa se reduce cuando ocurre la falla y pasa de un valor de 6500 [W] a 3372 [W]. Las oscilaciones de la potencia activa son eliminadas y el inversor inyecta un valor de potencia reactiva de $q_{avg}=3632$ [VAR] (figura 33(b)).

Como se puede observar, en este caso de estudio el algoritmo cumple con los requerimientos de inyección de corriente reactiva impuesto por el código de red, inyecta el valor máximo de corriente sin sobrepasar el valor nominal del inversor y evita las oscilaciones de potencia activa.

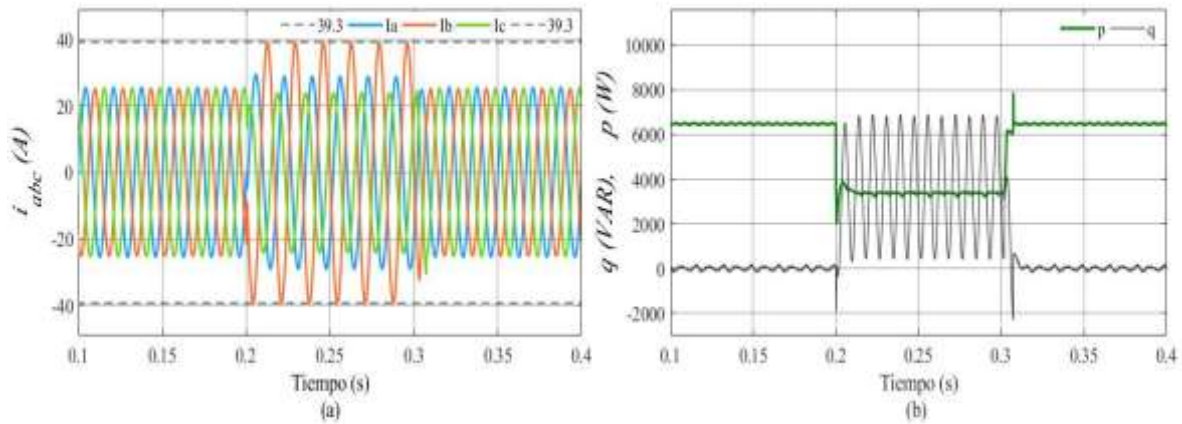


Figura 33. Caso 4. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva.

7.2.5 Caso 5: Falla de red considerable y escenario de media producción de P: solo inyección de potencia reactiva. En este caso de estudio se genera una falla de consideración y un escenario de media producción de potencia ($P_G=6500$ [W]). La figura 34 muestra la caída de tensión. El valor cae por debajo del umbral ($V^+=0,85$ [p.u.]), por lo que el sistema entra a operar en modo LVRT. En la figura 34(a) se observan las tensiones en el punto de acople común y en la figura 34(b) se observa el hueco de tensión, cuyo valor es $V^+=0,5739$ [p.u] y una magnitud de tensión de secuencia negativa de $V^-=0,2469$ [p.u].

De acuerdo con el código de red, el sistema inyecta un valor de corriente reactiva $Iq^+=Iq^+_{GC}=28,10$ [A]. debido a la magnitud de la falla, el inversor solo inyecta potencia reactiva, lo que resulta en una reducción total de la potencia activa, es decir, $Ip^+=Ip^+_{m\acute{a}x}=Ip^-=0$ [A]. Dado el desbalance

de tensión producido por la falla, el sistema también inyecta una corriente reactiva de secuencia negativa $Iq^- = 12,10$ [A].

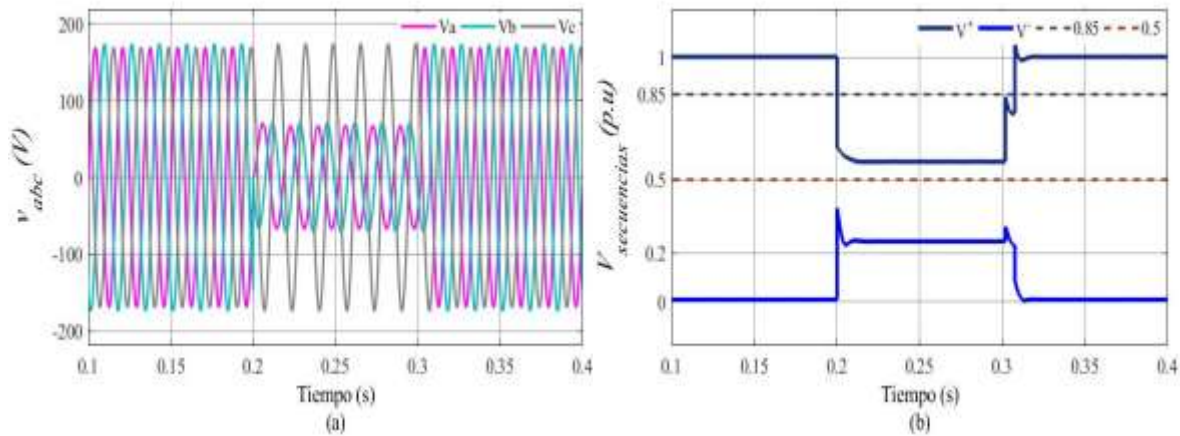


Figura 34. Caso 5: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias.

La figura 35 contiene las magnitudes de las corrientes activa (figura 35(a)) y reactiva (figura 35(b)) de secuencias positiva y negativa generadas por el algoritmo.

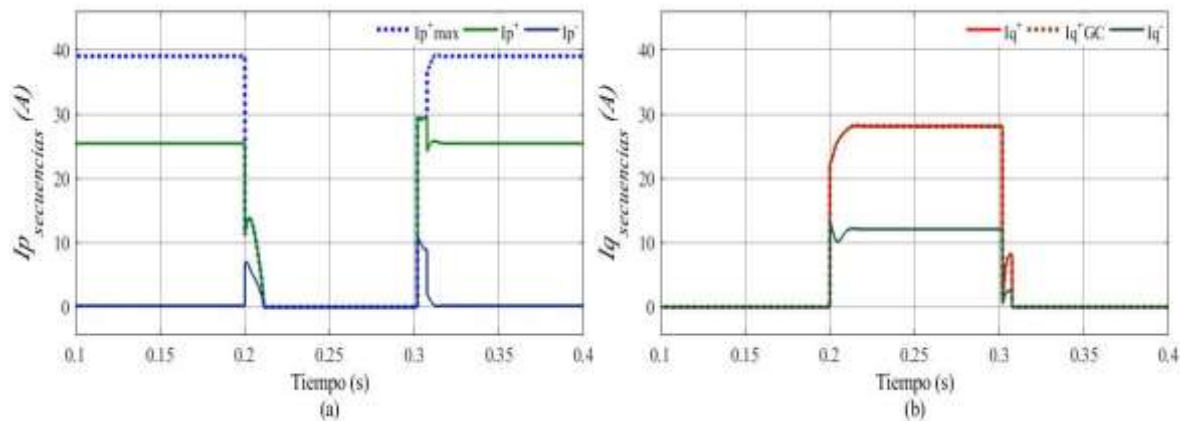


Figura 35. Caso 5. Amplitudes de corriente generadas por el algoritmo. (a)Secuencias de corriente activa. (b)Secuencias de corriente reactiva

En la figura 36(a), se evidencia que las corrientes en el punto de acople común no superan el limite para asegurar una operación segura del inversor. También se puede apreciar en la figura 36(b) como la potencia activa permanece sin oscilaciones durante el tiempo que dura la perturbación.

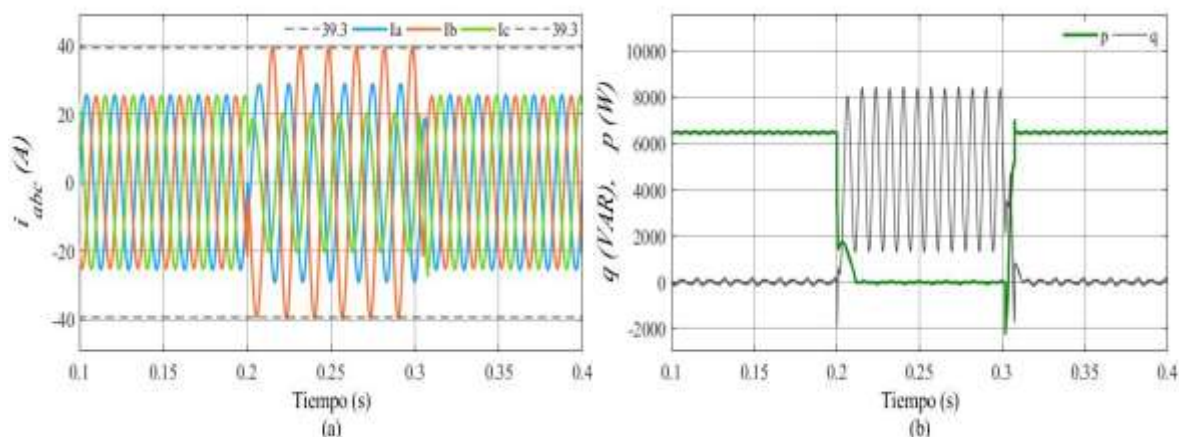


Figura 36. Caso 5. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva

7.2.6 Caso 6: Falla de red severa y escenario de media producción de P: solo inyección de potencia reactiva positiva. En el caso 6 se simula el sistema trabajando en modo de operación LVRT, con un escenario de media producción de potencia de $P_G=6500$ [W]. En este caso de operación la caída de tensión es mucho más severa y por lo tanto más desbalanceada, donde $V^+=0,4012$ [p.u] y $V^-=0,3201$ [p.u]. En la figura 37 se puede apreciar las tensiones en el punto de acople común (37 (a)) y el hueco de tensión para este caso de estudio (figura 37(b)).

De acuerdo con el código de red, el sistema debería estar entregando una corriente reactiva positiva $Iq^+=Iq^+_{GC}= 35,37$ [A]. sin embargo, con este valor de Iq^+ se requiere una reducción total de potencia activa, es decir, $Ip^+=Ip^+_{m\acute{a}x}=Ip^-=0$ [A] (ecuación (6.49)).

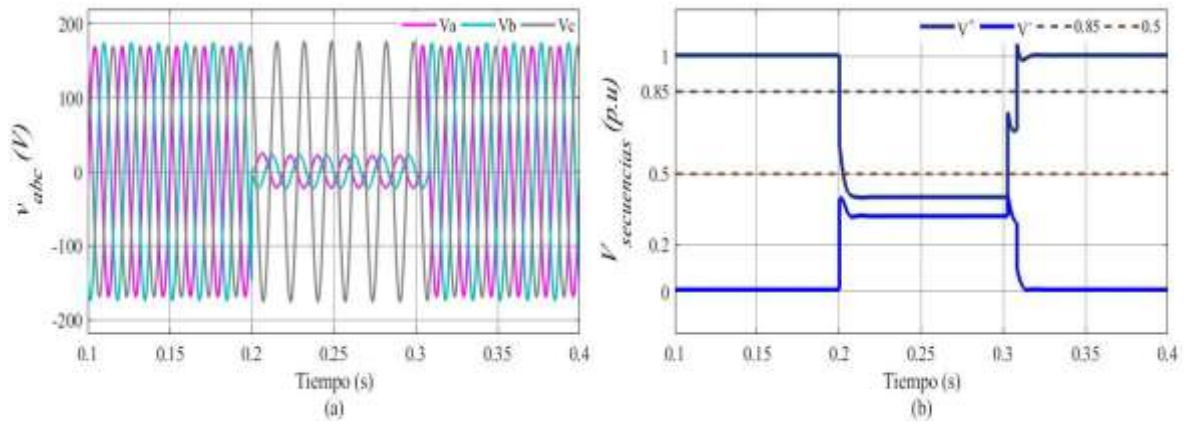


Figura 37. Caso 6: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias

Debido a la magnitud considerable de $V^- = 0,3201$ [p.u.], la magnitud de la corriente $I_{m\acute{a}x}$ supera el valor de la corriente nominal del inversor $I_{rated} = 39,3$ [A]. Así entonces, el inversor solo puede inyectar corriente reactiva de secuencia positiva $I_{q^+} = 39,3$ [A], para cumplir con el requerimiento de inyección de corriente reactiva e inyección de corriente máxima. En la figura 38(a) se observa la máxima reducción de potencia activa y en la figura 38 (b) el valor de corriente reactiva I_{q^+} inyectada a la red. También se aprecia que $I_{q^-} = 0$ [A].

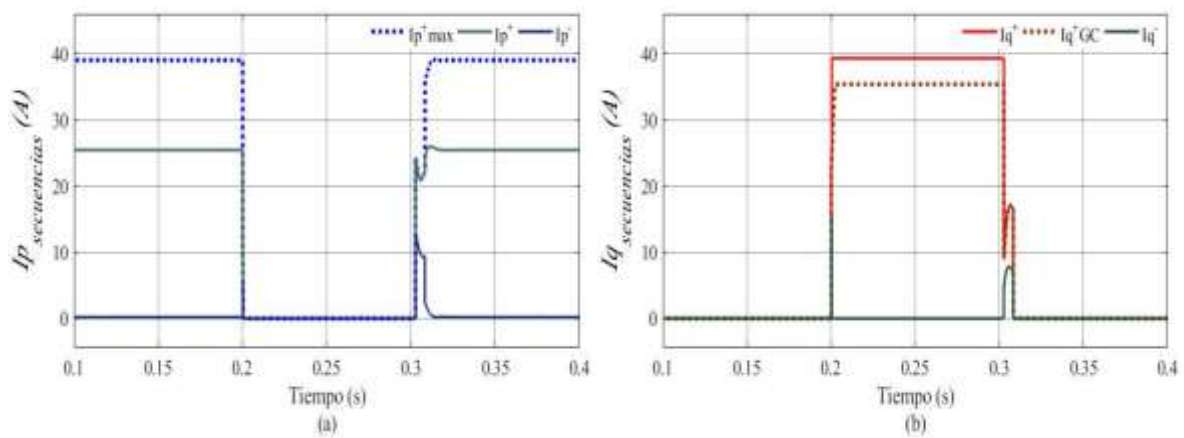


Figura 38.. Caso 6. Amplitudes de corriente generadas por el algoritmo. (a)Secuencias de corriente activa. (b)Secuencias de corriente reactiva

Las corrientes en el punto de acople común son balanceadas, como se observa en la figura 39 (a) y que no superan el límite de corriente que puede inyectar el inversor ($I_{rated}=39,3$ [A]). En la figura 39 (b) la potencia activa presenta oscilaciones, lo que indica que solo en el caso de una caída de tensión muy severa el objetivo de evitar las oscilaciones en la potencia activa no se puede cumplir.

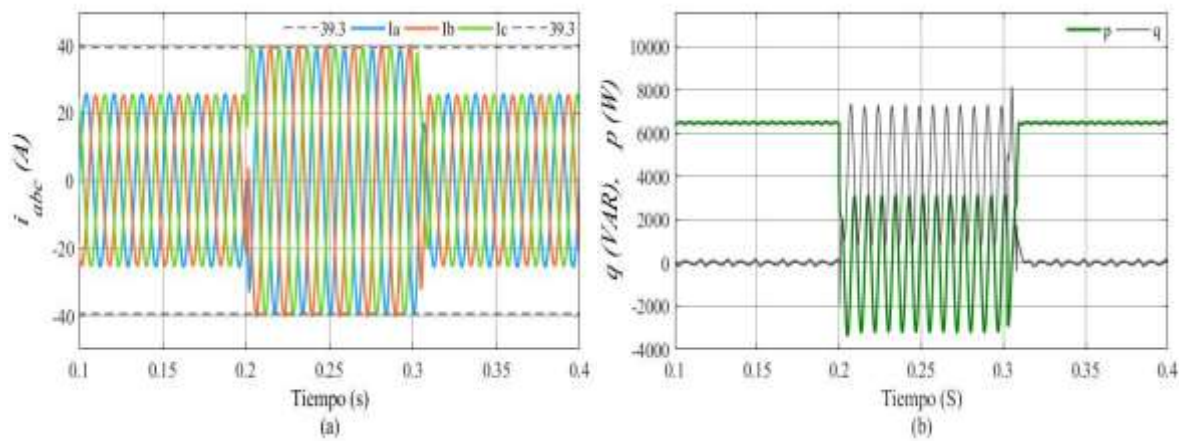


Figura 39. Caso 6. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva

7.3 Simulaciones sin estrategia de control

Con el objetivo de comparar el comportamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red, se simulan ahora escenarios en los cuales el inversor no cuenta con una estrategia de control LVRT ni con el requerimiento de inyección de potencia reactiva. Así entonces, el sistema solo cuenta con el generador de señal de referencia en el marco de referencia $\alpha\beta$ y para tensiones balanceadas en el punto de acople común. Las condiciones de falla son similares a las de la sección anterior.

Los resultados obtenidos para esta sección serán el perfil de caída de tensión, las corrientes en el punto de acople común y la potencia inyectada a la red.

7.3.1 Caso 1: Escenario de alta producción de $PG=10000$ [W] y una caída de tensión de magnitud $V^+=0,8745$ [p.u]. La falla que se presenta en esta parte será la misma que se genera para el caso 1 y 2 de la sección 6.2. La caída de tensión se puede observar en la figura 40.

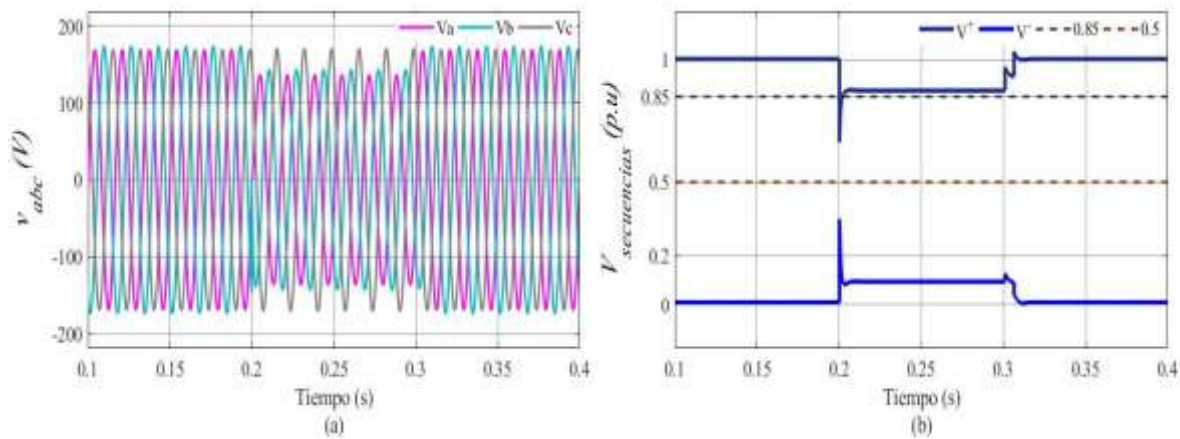


Figura 40. Caso 1: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias

Para este caso, la respuesta del sistema se puede observar en la figura 41, donde se aprecia cómo las corrientes, en el momento de la falla, superan el límite de corriente del inversor (figura 41 (a)). También se observa la corriente ligeramente distorsionada. En esta situación, el inversor estaría operando de forma insegura debido a las sobrecorrientes que se generan (lo cual ocasionaría también una inmediata desconexión del sistema fotovoltaico de la red) y además estas no cumplen con la calidad de la corriente que los códigos de red exigen se debe inyectar a la red eléctrica.

La potencia activa y la potencia reactiva inyectadas a la red se muestran en la figura 41(b). La potencia activa presenta oscilaciones, al igual que la potencia reactiva.

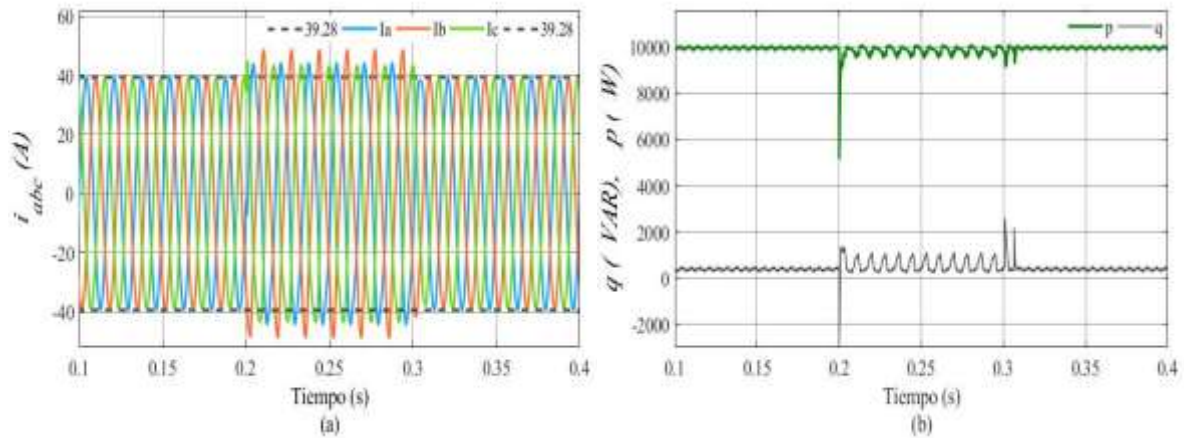


Figura 41. Caso 1. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva

7.3.2 Caso 2. Escenario de baja producción ($P_G=3000$ [W]), y un hueco de tensión $V^+=0,6572$ [p.u.]. La figura 42 presenta la falla para el caso 2. El escenario de producción de potencia es bajo y la caída de tensión es la misma generada para los casos 3 y 4 de la sección anterior.

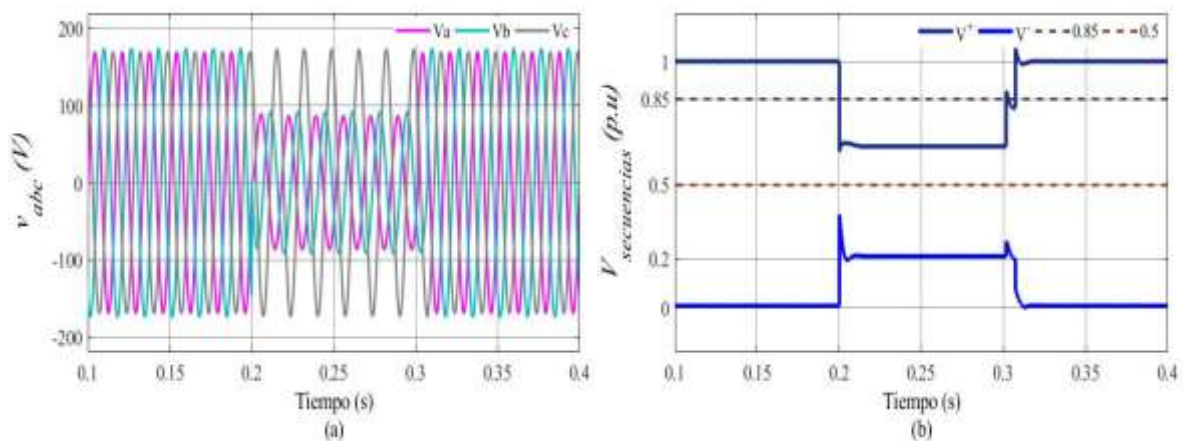


Figura 42. Caso 2: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias

A pesar de no alcanzar el límite de corriente del inversor, la corriente presenta una gran distorsión durante la falla (figura 43(a)). Las potencias se muestran en la figura 43(b). Como se puede observar allí, las potencias no presentan oscilaciones importantes, pero la corriente presenta una distorsión considerable.

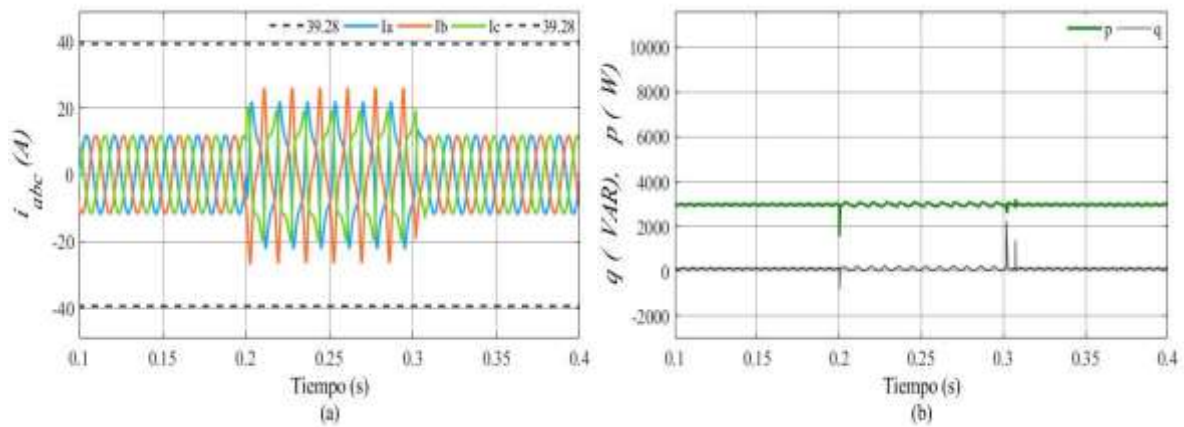


Figura 43. Caso 2. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva

7.3.3 Caso 3. Escenario de media producción ($P_G=6500$ [W]), y una caída de tensión severa $V^+=0,4632$ [p.u]. Este caso presenta un escenario de producción media de potencia, y una caída de tensión cuya magnitud es $V^+=0,4632$ [p.u]. La figura 44 contiene las tensiones en el punto de acople común y las magnitudes de tensión tanto de secuencia positiva como negativa.

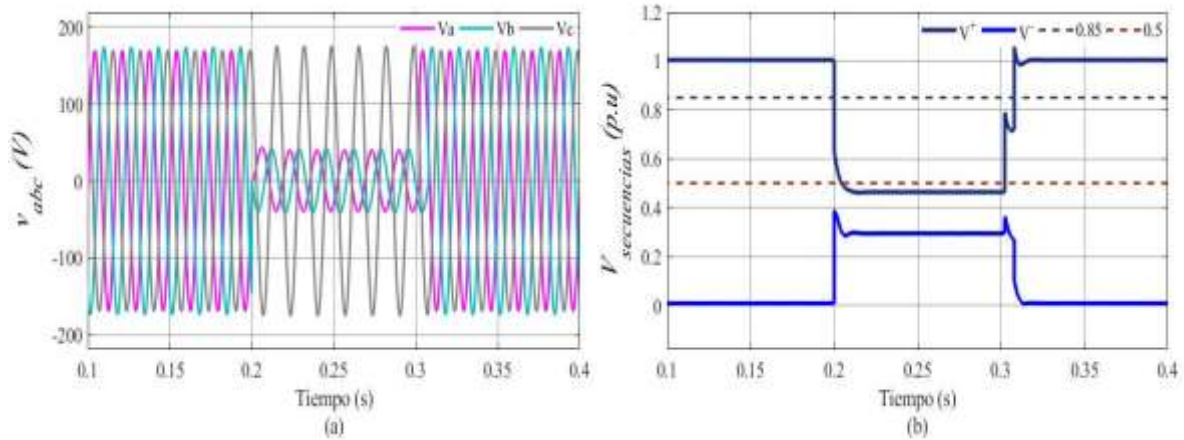


Figura 44. Caso 3: Caída de tensión. (a)Tensión el PCC. (b)Magnitud de secuencias

Las tensiones en el momento de falla presentan un gran desbalance, por lo que las corrientes, además de superar el límite máximo de corriente, presenta una gran distorsión, como se muestra en la figura 45(a). Las potencia activa presenta oscilaciones importantes y se aprecia inyección de potencia reactiva.

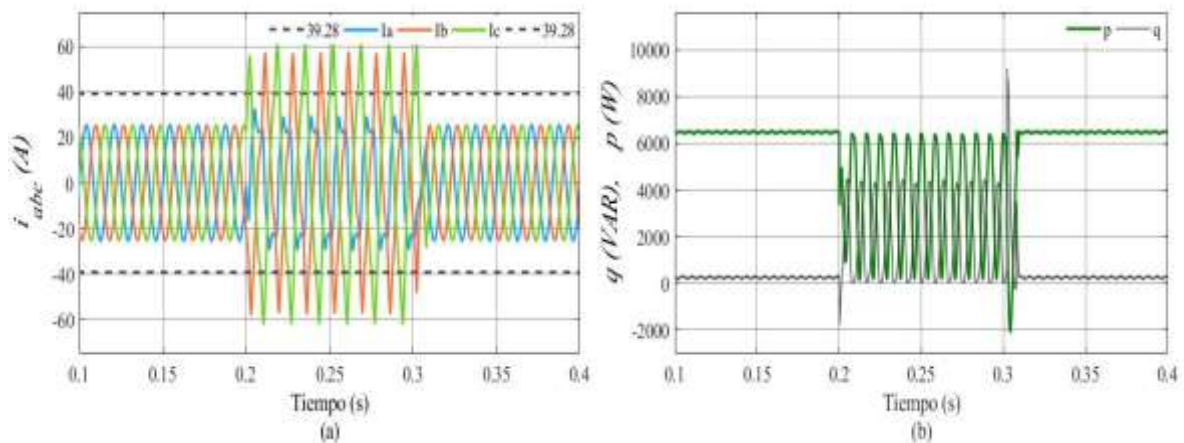


Figura 45. Caso 3. Respuesta del sistema. (a)Corrientes en el PCC. (b)Potencias activa y reactiva

8. Conclusiones

La estrategia de control seleccionada trabaja en 3 modos de operación: bajo condición normal (inyección de solo potencia activa), bajo un escenario de falla moderada (inyección de potencia activa y reactiva) y bajo condiciones de falla severa (solo inyección de potencia reactiva). Estos modos de operación cumplen con los requerimientos del código de red internacional del cual se basa el algoritmo implementado.

Cuando el sistema inyecta solo potencia activa a la red, si el escenario de producción es alto, el control de la potencia activa se lleva a cabo cuando esta se reduce, evitando así que la corriente sobrepase la corriente máxima permitida por el inversor y así mismo su desconexión de la red. La potencia activa se inyecta sin oscilaciones.

Bajo un escenario de falla, ya sea moderada o de consideración, el inversor inyecta potencia reactiva. Dependiendo del escenario de producción, el inversor inyecta la mínima corriente reactiva impuesta por el GC o inyecta la máxima corriente reactiva que determina el algoritmo, esto con el objetivo de siempre inyectar la máxima capacidad del inversor, lo cual es uno de los requerimientos por parte del GC.

La eliminación de las oscilaciones en la potencia activa es posible para la mayoría de los casos. Sin embargo, para caídas de tensión de gran consideración, esta función ya no es posible debido a la gran profundidad del hueco de tensión.

En las simulaciones llevadas a cabo para un sistema fotovoltaico conectado a la red sin la estrategia de control, las corrientes inyectadas a la red se presentan distorsionadas y superan el

valor nominal del inversor cuando se presenta una perturbación desequilibrada, lo cual no es una operación confiable. Bajo estas condiciones, se produce la desconexión inmediata del inversor de la red y, a pesar de haber inyección de potencia reactiva, esta no se hace de forma controlada ni cumple con el código de red. Así entonces, se hace énfasis en la importancia de un control que cumpla con los requerimientos del GC de inyección de potencia reactiva para compensación de tensión.

Referencias Bibliográficas

- Afshari, E., Farhangi, B., Yang, Y., & Farhangi, S. (2017). A low-voltage ride-through control strategy for three-phase grid-connected PV systems. *2017 IEEE Power and Energy Conference at Illinois, PEI 2017*, (1), 28–31. <https://doi.org/10.1109/PEI.2017.7935767>
- Baggini, A. (2008). Handbook of Power Quality. In *Handbook of Power Quality*. <https://doi.org/10.1002/9780470754245>
- Blanco Solano, J., & Jagua Gualdrón, J. L. (2009). *Metodología para el diagnostico de huecos de tension: Análisis de Falla*. Universidad Industrial de Santander.
- Brandao iglesias, D., Mendes g, F. E., Ferreira Vagner, R., Silva Magalhaes, S. M., & Pires Amariz, I. (2019). Active and reactive power injection strategies for three-phase four-wire inverters during symmetrical/asymmetrical voltage sags. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 55(3), 2347–2355. <https://doi.org/10.1109/TIA.2019.2893135>
- Caamaño, E., Laukamp, H., Jantsch, M., Erge, T., Thornycroft, J., De Moor, H., & Cobben, S. (2008). Interaction Between Photovoltaic Distributed Generation and Electricity Networks. *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, 17, 629–643. <https://doi.org/10.1002/pip>
- Caamaño, E., Thornycroft, J., Moor, H. De, & Cobben, S. (2007). State-of-the-Art on Dispersed PV Power Generation: Publications review on the impacts of PV Distributed Generation and Electricity networks (Technical Report). *Deliverable 4.1*, 1–59. Retrieved from <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:STATE-OF-THE-ART+ON+DISPERSED+PV+POWER+GENERATION+:+Publications+review+on+the+impacts+of+PV+Distributed+Generation+and+Electricity+networks#1>
- Chovatia, C. M., Gupta, N. P., & Gupta, P. N. (2012). Power Quality Improvement in a PV Panel connected Grid System using Shunt Active Filter. *International Journal of Computer Technology and Electronics Engineering (IJCTEE)*, 2(4), 41–45.

- Demonstration test results for grid interconnected photovoltaic power systems. (1999). *International Energy Agency-Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems*, (Report IEA-PVPS T5-02:1999), 76. Retrieved from http://www.iea-pvps.org/index.php?id=9&eID=dam_frontend_push&docID=390
- Garnica López, M. A., García de Vicuña, J. L., Miret, J., Castilla, M., & Guzmán, 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(11), 9360–9374. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2018.2792478>
- Gonzales G, R., Jiménez, H. R., & Lagunas M, J. (2003). *Sistemas fotovoltaicos conectados a la red*. 140–144.
- Hart, D. W. (2001). *Electrónica de Potencia*. Madrid: Pearson Education. S.A.
- Hassaine, L. (2010). *Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores. Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red*. Universidad Carlos III de Madrid.
- IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. (2018). In *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)* (pp. 1–138).
- IEEE Std 1159-1995. (1995). IEEE Recommended practice for monitoring electric power quality. In *IEEE Standards* (Vol. 2009, pp. 1–81). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2009.5154067>
- Impacts of Power Penetration from Photovoltaic Power Systems in Distribution Networks. (2002). *International Energy Agency-Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems*, (Report IEA-PVPS T5-10:2002), 24. <https://doi.org/10.2172/1035324>
- Ipinnimo, O., Chowdhury, S., & Chowdhury, S. P. (2010). Voltage dip mitigation with DG integration: A comprehensive review. *2010 Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, PEDES 2010 and 2010 Power India*, 1–10. <https://doi.org/10.1109/PEDES.2010.5712418>
- Jaimes Pinzón, L. F., & Vargas Villamizar, J. A. (2018). *Análisis del intercambio de potencias activa y reactiva en sistemas fotovoltaicos conectados a la red*.

- Li, C., Yang, J., Xu, Y., Wu, Y., & Wei, P. (2017). Classification of voltage sag disturbance sources using fuzzy comprehensive evaluation method. *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, 2017(1), 544–548. <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0776>
- Marine Energy System Testing. (2013). Collation of European grid codes. (*MARINET*), 1–39.
- Martínez Rubio, A. (2016). *Energía solar fotovoltaica integrada en la edificación : modelizado y análisis del efecto del sombreado en la captación de irradiación* (Universidad de la Rioja). Retrieved from <http://site.ebrary.com.ezproxy.bibliotecaceest.mx/lib/bidigecestsp/reader.action?docID=11361607&ppg=51>
- Mcgranaghan, M. F., Mueller, D. R., & Samotyj, M. J. (1993). Voltage sags in industrial systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 29(2), 397–403. <https://doi.org/10.1109/ICPS.1991.153061>
- Miranda Escobar, M. A. (2016). *Diseño de sistema de generación fotovoltaica para viviendas conectadas a la red de distribución, en el contexto de la ley N° 20.571*. Universidad de Chile.
- Paredes, J. R., & Ramirez, J. J. (2017). Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: *Banco Interamericano de Desarrollo*, 62. Retrieved from <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/8146/Energias-renovables-variables-y-su-contribucion-a-la-seguridad-energetica-Complementariedad-en-Colombia.PDF?sequence=5>
- Petit Suárez, J. F. (2007). Control de filtros activos de potencia para la mitigación de armónicos y mejora del factor de potencia en sistemas desequilibrados. Universidad Carlos III de Madrid.
- Rangarajan, S. S., Randolph Collings, E., Curtiss Fox, J. C., & Kothari, D. P. (2018). Consolidated compendium of PV interconnection standards and guidelines across the globe in a smart grid. *Journal of Energy Technology Research*, 2(1), 29. <https://doi.org/10.22496/jetr.v2i1.113>
- Rashid, M. H. (2001). *Electronica de Potencia: Circuitos, dispositivos y aplicaciones* (L. E. C. Plascencia, Ed.). México: Prentice hall hispanoamericana, S.A.

- Renders, B., De Gussemé, K., Degroote, L., Meersman, B., & Vandeveld, L. (2017). Voltage dip ride-through capability of converter-connected generators. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 1(05), 344–348. <https://doi.org/10.24084/repqj05.287>
- Resolución P.O. 12.3. (2006). Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas. In *Red Eléctrica de España (REE)*. Madrid, España.
- Sierra Matajira, O. F., & Rincon Adarme, D. J. (2013). *Integración de generadores fotovoltaicos a la red eléctrica análisis comparativo de algoritmos utilizados para el control de las potencias activa y reactiva*.
- Silva Osorio, F. (2017). *Control de sistema fotovoltaico conectado a la red trifásica considerando inversor multinivel con diodos anclados al neutro*. Universidad Industrial de Santander.
- Slootweg, J. G., & Kling, W. L. (2002). Impacts of distributed generation on power system transient stability. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2, 862–867. <https://doi.org/10.1109/pess.2002.1043465>
- Utility aspects of grid-connected photovoltaic power systems. (1998). *International Energy Agency-Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems*, (Tech. Rep. IEA PVPS T5-01:1998), 168. Retrieved from http://www.hme.ca/gridconnect/IEA_PVPS_Task_5-01_Utility_aspects_of_PV_grid-connection.pdf
- Vargas Cáceres, G. A., Gélvez Lizarazo, J. C., Mantilla Villalobos, M. A., & Petit Suárez, J. F. (2010). Active Power Filters : A Comparative Analysis of Current Control Techniques. *Grupo de Investigación En Sistemas de Energía Eléctrica (GISEL)*, 1–6.
- Xue, Y., Divya, K. C., Griepentrog, G., Liviu, M., Suresh, S., & Manjrekar, M. (2011). Towards next generation photovoltaic inverters. *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition: Energy Conversion Innovation for a Clean Energy Future, ECCE 2011, Proceedings*, 2467–2474. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2011.6064096>
- 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>
- Zhang, J., Ju, R., Qin, I., Zhu, S., & Niu, C. (2012). Latest technical specifications & testing

procedures for grid-connected photovoltaic power station in China. *Proceedings - 2012 International Conference on Intelligent Systems Design and Engineering Applications, ISDEA 2012*, 1435–1439. <https://doi.org/10.1109/ISdea.2012.466>