



**UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN
NICOLÁS DE HIDALGO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**



**REGULACIÓN DE VOLTAJE EN REDES ELÉCTRICAS DE
DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL CONTROL DE LA
POTENCIA REACTIVA EN CENTRALES
FOTOVOLTAICAS**

TESIS

Que para obtener el grado de
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Presenta
Ing. Erick Moreno Román

Dr. Norberto García Barriga
Director de tesis

Morelia, Michoacán
Diciembre 2021



REGULACIÓN DE VOLTAJE EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL CONTROL DE LA POTENCIA REACTIVA EN CENTRALES FOTOVOLTAICAS

Los Miembros del Jurado de Examen de Grado aprueban la Tesis de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica de Erick Moreno Román.

Dr. Alejandro Zamora Méndez
Presidente del Jurado

Dr. Norberto García Barriga
Director de Tesis

Dra. Elisa Espinosa Juárez
Vocal

Dr. Fernando Ornelas Téllez
Vocal

M.I. Nabucodonosor Solís Ramos
Revisor Externo (Comisión Federal de Electricidad, México)

Dr. Roberto Tapia Sánchez
*Jefe de la División de Estudios de Posgrado
de la Facultad de Ingeniería Eléctrica. UMSNH
(Por reconocimiento de firmas)*

UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO
Noviembre 2021

Agradecimientos

A mis padres que en todo momento siempre me han apoyado.

A mi director de tesis, Dr. Norberto García Barriga, por su paciencia, tiempo y apoyo durante esta etapa.

A mis amigos y compañeros de posgrado Rodrigo, Elvia y Eddy con los cuales conviví durante mis estudios de maestría y pasamos buenos momentos.

Agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), por su apoyo económico para cursar mis estudios de posgrado.

Resumen

Los sistemas de generación basados en fuentes renovables de energía han aumentado su presencia de forma acelerada durante las últimas décadas. Sin embargo, la proliferación de plantas de generación basadas en energías renovables y convertidores de electrónica de potencia puede ocasionar impactos negativos en la red eléctrica debido básicamente a su mecanismo de procesamiento de la energía, el cual es diferente a las plantas de generación convencional. Es bien conocido que la capacidad de regulación de la red eléctrica decrece conforme se incrementa la presencia de generación renovable. Además, la desconexión masiva de fuentes de generación renovable después de un disturbio puede provocar inestabilidades y suspensión del suministro eléctrico. En este sentido, los códigos de red modernos establecen condiciones para los sistemas de conversión de energía renovables para responder a las condiciones de la red eléctrica y contribuir al soporte de la misma. Por lo tanto, los sistemas de generación renovables pueden contribuir a la estabilidad del sistema eléctrico, en lugar de comportarse como sistemas de generación dedicados únicamente a maximizar la inyección de energía.

Este proyecto de investigación se enfoca al estudio de la operación de centrales de generación fotovoltaicas para intervenir en la regulación de voltaje mediante el control de la potencia reactiva en redes eléctricas de distribución. Se propone una estrategia de control para un generador fotovoltaico conectado a la red de distribución incorporando la característica "Low-Voltage Ride-Through" que se contempla en los códigos de red. Además, se incorporan los requerimientos de inyección de potencia reactiva para contribuir a la regulación del voltaje bajo condiciones de falla.

El diseño, modelado y análisis del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica se realiza utilizando una plataforma de simulación de transitorios electromagnéticos del tipo PSCAD/EMTDC. El sistema de generación fotovoltaico posee la capacidad de operar en el modo de factor potencia unitario, modo de regulación de voltaje y modo STATCOM. La respuesta de estado estable y transitoria del sistema de generación fotovoltaico se evalúa mediante escenarios de simulación del sistema conectado a un bus infinito. Los escenarios de simulación reportados en esta tesis incluyen eventos en los que se evalúa la transferencia de potencia y la regulación de voltajes nodales. El desempeño de la central fotovoltaica se valida en la red eléctrica de distribución del IEEE de 34 nodos ante disturbios como falla simétrica, asimétrica y cambios de variables ambientales tales como irradiancia y temperatura ambiente.

Los resultados indican que las estrategias de control de la potencia reactiva implementadas para el generador fotovoltaico contribuyen a restablecer la operación nominal de la red eléctrica de distribución durante y después de un disturbio en la red eléctrica. Además, el análisis armónico del sistema de generación fotovoltaico indica que se cumple con los estándares de calidad de la energía para fuentes de generación distribuidas.

Palabras clave: Generación distribuida, generador fotovoltaico, potencia reactiva, disturbios, regulación de voltaje.

Abstract

Generation systems based in renewable energy sources have increased their presence over the decades. However, the spreading of this kind of generation systems and electronic converters could mean a negative impact for the electric grid, because the mechanism that processes energy is different from the one found in conventional electricity generation plants. Renewable electricity decreases the regulation capacity of the electric grid. Furthermore, the massive disconnection of renewable power sources due to any disturbance could cause instabilities within the grid and the interruption of the power supply. In this regard, modern electric network codes establish conditions that renewable conversion systems need to fulfill in order to respond and contribute with the electricity grid. Therefore, it is possible for renewable power sources to contribute with the stability of the electric system, instead of mainly producing large amounts of energy.

The aim of this research project is the operation of photovoltaic power plants to contribute in the voltage regulation by controlling reactive power in electricity distribution networks. In order to control the photovoltaic generator connected to the electric grid a "Low-Voltage Ride-Through" feature is suggested. In addition, it requires the injection of reactive power, which contributes with the voltage regulation under fault conditions.

The design, modeling and analysis of the photovoltaic system connected to the electricity grid is performed using a simulation platform of electromagnetic transients of the type PSCAD/EMTDC. The photovoltaic generation system has the ability to operate in unit power factor mode, voltage regulation mode and STATCOM mode. The simulation of the system connected to an infinite bus evaluates the steady state and transient responses of the photovoltaic generation system. The simulation scenarios reported in this thesis include events in which are evaluated the power transfer and nodal voltage regulation. The performance of the photovoltaic plant is validated in the IEEE 34-node network of electrical distribution under the presence of disturbances such as symmetric, asymmetric faults and changes of environmental variables such as irradiance and ambient temperature.

Results indicate that the implemented strategies of reactive power control with photovoltaic generator contributed to restore the nominal operation of the distribution power grid, during and after disturbance in the electrical network. Moreover, the analysis of the photovoltaic generation system indicates that the energy quality standards for distribution and generation sources are fulfilled.

Contenido

Agradecimientos.....	III
Resumen	VI
Abstract.....	V
Lista de Figuras.....	VIII
Lista de Tablas	XIII
Lista de Acrónimos y Símbolos	XV
1. Introducción	1
1.1. Descripción del problema.....	1
1.2. Revisión del estado del arte	3
1.3. Objetivo de la tesis.....	7
1.3.1. Objetivos particulares.....	7
1.4. Justificación	7
1.5. Metodología	8
1.6. Descripción de capítulos.....	9
2. Estrategias de inyección de potencia reactiva	10
2.1. Fluctuaciones de voltaje en redes eléctricas	10
2.2. Códigos de red	12
2.3. Estrategia de control “Low-Voltage Ride-Through” (LVRT)	14
2.4. Curva de capacidad de un generador fotovoltaico	16
2.5. Sumario	18
3. Modelado y simulación del generador fotovoltaico	19
3.1. Modelado del generador fotovoltaico	19
3.1.1. Arreglo fotovoltaico	21
3.1.2. Capacitor de enlace CC	26
3.1.3. Inversor trifásico	26
3.1.4. Modulación por ancho de pulso sinusoidal	27
3.1.5. Sistema de control	30
3.1.5.1. Determinación del punto de máxima potencia	30
3.1.5.2. Sistema de control del inversor	31
3.1.5.3. Sintonización del controlador.....	33
3.1.5.4. Algoritmo para determinar el flujo de potencia reactiva	37
3.1.6. Filtro LCL	39

3.2. Detección de fluctuaciones de voltaje	39
3.3. Modos de operación	41
3.4. Implementación en PSCAD/EMTDC	42
3.5. Resultados de simulación	46
3.5.1. Operación en estado estable	47
3.5.2. Respuesta transitoria para cambios de referencia	56
3.6. Conclusiones	59
4. Casos de estudio	60
4.1. Caso A	62
4.1.1. Operación en estado estable	62
4.1.2. Operación transitoria bajo condiciones de cambio de irradiancia	70
4.1.3. Operación transitoria durante una falla trifásica	76
4.1.4. Operación transitoria durante una falla monofásica	84
4.2. Caso B	92
4.2.1. Operación transitoria durante una falla trifásica	92
4.2.2. Operación transitoria durante una falla monofásica	99
4.3. Caso C	106
4.3.1. Operación transitoria durante una falla trifásica	106
4.3.2. Operación transitoria durante una falla monofásica	114
4.4. Discusión	121
4.4.1. Falla trifásica	121
4.4.2. Falla monofásica	126
4.5. Conclusiones	131
5. Conclusiones y trabajos futuros	132
5.1. Conclusiones generales	132
5.2. Trabajos futuros	134
A. Cálculo capacitor de enlace de CC	135
B. Sintonización control PI a través del método Ziegler Nichols	136
C. Cálculo del filtro LCL	139
D. Ficha técnica módulo solar fotovoltaico IUSASOL 250 W	141
E. Datos del sistema de prueba IEEE 34 nodos	143
F. Límites de distorsión	147
G. Desbalances máximos permitidos	148
Referencias	149

Lista de Figuras

1.1. Generación distribuida fotovoltaica acumulada del SIN y SEN 2020 (MW).....	3
2.1. Perfil de voltaje en el alimentador de distribución	11
2.2. Perfil de voltaje en el alimentador de distribución con generación fotovoltaica	12
2.3. Característica LVRT del estándar IEEE 1547a-2020 (Categoría III)	15
2.4. Comparación de la característica LVRT con respecto a códigos de red de otros países.	16
2.5. Curva de capacidad de potencia reactiva del inversor fotovoltaico para operación con: a) FP=1 y b) regulación de voltaje	18
3.1. Diagrama esquemático del generador fotovoltaico conectado a la red	20
3.2. Circuito equivalente de celda solar fotovoltaica	21
3.3. Curva característica de corriente-voltaje de una celda fotovoltaica	22
3.4. Diagrama esquemático de un módulo solar fotovoltaico	24
3.5. Diagrama esquemático del inversor trifásico	27
3.6. Curva característica de un inversor SPWM en función del índice de modulación.	28
3.7. Esquema de modulación SPWM.	29
3.8. Curva característica P-V del arreglo fotovoltaico considerando algoritmo “perturbar y observar”.	31
3.9. Representación de una red de dos puertos.	32
3.10. Diagrama de bloques del sistema de control.....	33
3.11. Métodos de sintonización Ziegler-Nichols: a) lazo abierto y b) lazo cerrado	35
3.12. Diagrama esquemático sintonización Ziegler-Nichols para el control del voltaje en el bus de CC y el control de potencia reactiva	36
3.13. Curva característica V-Q.....	38
3.14. Diagrama esquemático del filtro LCL.....	39
3.15. Representación fasorial componentes simétricas: a) secuencia positiva, b) secuencia negativa y c) secuencia cero.....	40
3.16. Diagrama de estados finitos para la operación del generador fotovoltaico	42
3.17. Sistema de control para obtener potencia reactiva de referencia Q_{ref} en el modo regulación de voltaje.....	43
3.18. Modelo del generador fotovoltaico simulado en PSCAD.....	45
3.19. Curva característica V-I típica del módulo solar fotovoltaico IUSASOL de 250W a: a) irradiancia variable y temperatura 25 °C y b) irradiancia constante de 1000 W/m ² y temperatura variable.....	46
3.20. Resultados de simulación con V_{ref} y Q_{ref} variables: a) voltaje en el bus de corriente continua medido y de referencia, b) potencia reactiva medida y de referencia, c) señal de error del control del voltaje, d) señal de error del control de la potencia reactiva, e) Respuesta del control del voltaje de CC y f) Respuesta del control de la potencia reactiva.	49
3.21. Flujo de potencia activa	50

3.22 . Resultados de simulación con V_{ref} variable y $Q_{ref} = 0$: a) voltaje de corriente continua medido y de referencia, b) potencia reactiva medida y de referencia, c) señal de error del control del voltaje, d) señal de error del control de la potencia reactiva, e) Respuesta del control del voltaje de CC y f) Respuesta del control de la potencia reactiva.	52
3.23. Resultados de simulación con $V_{ref} = 1.5 kV$ y Q_{ref} variable: a) voltaje de corriente continua medido y de referencia, b) potencia reactiva medida y de referencia, c) señal de error del control del voltaje, d) señal de error del control de la potencia reactiva, e) Respuesta del control del voltaje y f) Respuesta del control de la potencia reactiva.	53
3.24. Forma de onda en el tiempo y espectros armónicos para: a) corriente en la fase A en el pcc, b) espectro armónico de la corriente en la fase A, c) voltaje en la fase A en el pcc, d) espectro armónico del voltaje en la fase A en el pcc, e) voltaje en la fase A en terminales del inversor, f) espectro armónico voltaje en la fase A en terminales del inversor, g) voltaje en el bus de corriente continua y h) espectro armónico del voltaje en el bus de corriente continua.	55
3.25. Perfil típico de variaciones durante un día: a) irradiancia solar y b) temperatura.....	56
3.26. Forma de onda: a) señal medida y de referencia en el voltaje de corriente continua, b) señal medida y de referencia en la potencia reactiva, c) señal de error en el seguimiento del voltaje, d) señal de error en el seguimiento de la potencia reactiva, e) Respuesta control PI (ángulo), y f) Respuesta control PI (Magnitud).	58
3.27. Flujo de potencia activa.	59
4.1. Diagrama unifilar de la red de prueba IEEE 34-nodos.....	61
4.2. Red de distribución IEEE 34-nodos con GFV en el nodo 840	63
4.3. Flujo de potencia activa en estado estable en: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.....	64
4.4. Flujo de potencia reactiva en estado estable en: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV	65
4.5. Forma de onda en estado estable del voltaje en: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840	66
4.56. Forma de onda en estado estable de las corrientes en: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV	67
4.7. Respuesta de los controles PI del GFV bajo condiciones de cambio de irradiancia en: a) Ángulo δ y b) Magnitud pico \hat{V}	70
4.8. Flujo de potencia activa bajo condiciones de cambio de irradiancia en: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV	72
4.9. Flujo de potencia reactiva bajo condiciones de cambio de irradiancia en: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV	73
4.10. Forma de onda del voltaje bajo condiciones de cambio de irradiancia en: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840	74
4.11. Forma de onda de las corrientes bajo condiciones de cambio de irradiancia en: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV	75
4.12. Red de distribución IEEE 34-nodos con GFV en el nodo 840 y presentando falla trifásica en el nodo 812	76
4.13. Comportamiento de los voltajes de secuencia positiva de la red eléctrica durante la falla trifásica: a) nodo 812 y b) nodo 840.....	77

4.14. Respuesta de los controles PI del GFV durante la falla trifásica: a) Ángulo δ y b) Magnitud pico \hat{V}	77
4.15. Flujo de potencia activa durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV	79
4.16. Flujo de potencia reactiva durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV	80
4.17. Formas de onda del voltaje durante la falla trifásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840.....	81
4.18. Valores RMS del voltaje durante la falla trifásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840.....	82
4.19. Formas de onda de las corrientes durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.	83
4.20. Red de distribución IEEE 34-nodos con GFV en el nodo 840 y presentando falla monofásica en el nodo 812.....	84
4.21. Comportamiento de los voltajes de secuencia positiva de la red durante la falla monofásica: a) nodo 812 y b) nodo 840	85
4.22. Respuesta de los controles PI del GFV durante la falla monofásica: a) Ángulo δ y b) Magnitud pico \hat{V}	85
4.23. Flujo de potencia activa durante la falla monofásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV	87
4.24. Flujo de potencia reactiva durante la falla monofásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV	88
4.25. Formas de onda del voltaje durante la falla monofásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840	89
4.26. Valores RMS del voltaje durante la falla monofásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840	90
4.27. Formas de onda de las corrientes durante la falla monofásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV	91
4.28. Respuesta de los controles PI del GFV en el modo de regulación de voltaje durante la falla trifásica: a) Ángulo δ y b) Magnitud pico \hat{V}	92
4.29. Flujo de potencia activa en el modo de regulación de voltaje durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.....	94
4.30. Flujo de potencia reactiva en el modo de regulación de voltaje durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.....	95
4.31. Forma de onda del voltaje en el modo de regulación de voltaje durante la falla trifásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840	96
4.32. Valores RMS del voltaje en el modo de regulación de voltaje durante la falla trifásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840	97
4.33. Forma de onda de las corrientes en el modo de regulación de voltaje durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV .	98
4.34. Respuesta de los controles PI del GFV en el modo de regulación de voltaje durante la falla monofásica: a) Ángulo δ y b) Magnitud pico \hat{V}	99
4.35. Flujo de potencia activa en el modo de regulación de voltaje durante la falla monofásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.....	101
4.36. Flujo de potencia reactiva en el modo de regulación de voltaje durante la falla monofásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.....	102
4.37. Formas de onda del voltaje en el modo de regulación de voltaje durante la falla monofásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840	103

4.38. Valores RMS del voltaje en el modo de regulación de voltaje durante la falla monofásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840	104
4.39. Formas de onda de las corrientes en el modo de regulación de voltaje durante la falla monofásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV	105
4.40. Respuesta de los controles PI del GFV en el modo STATCOM durante la falla trifásica: a) Ángulo δ y b) Magnitud pico \hat{V}	108
4.41. Flujo de potencia activa en el modo STATCOM durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV	109
4.42. Flujo de potencia reactiva en el modo STATCOM durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV	110
4.43. Forma de onda del voltaje en el modo STATCOM durante la falla trifásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840	111
4.44. Valores RMS del voltaje en el modo STATCOM durante la falla trifásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840	112
4.45. Forma de onda de las corrientes en el modo STATCOM durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV	113
4.46. Respuesta de los controles PI del GFV en el modo STATCOM durante la falla monofásica: a) Ángulo δ y b) Magnitud pico \hat{V}	114
4.47. Flujo de potencia activa en el modo STATCOM durante la falla monofásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV	116
4.48. Flujo de potencia reactiva en el modo STATCOM durante la falla monofásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV	117
4.49. Formas de onda del voltaje en el modo STATCOM durante la falla monofásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840	118
4.50. Valores RMS del voltaje en el modo STATCOM durante la falla monofásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840	119
4.51. Formas de onda de las corrientes en el modo STATCOM durante la falla monofásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV	120
4.52. Flujo de potencia reactiva en la rama 840-GFV durante la falla trifásica: Caso A, Caso B y Caso C	122
4.53. Valores RMS del voltaje en la fase A del nodo 840 durante la falla trifásica: Caso A, Caso B y Caso C	122
4.54. Forma de onda de la corriente en la fase A de la rama 840-GFV durante la falla trifásica: Caso A, Caso B y Caso C	123
4.55. Comportamiento de los voltajes de secuencia positiva de la red ante una falla trifásica para el Caso A, Caso B y Caso C en: a) nodo 812 y b) nodo 840	124
4.56. Comportamiento del voltaje en secuencia positiva de la red ante una falla trifásica e incremento del número de GFV en el nodo 840	125
4.57. Flujo de potencia reactiva en la rama 840-GFV durante la falla monofásica: Caso A, Caso B y Caso C	127
4.58. Valores RMS del voltaje en la fase A del nodo 840 durante la falla monofásica: Caso A, Caso B y Caso C	127
4.59. Forma de onda de la corriente en la fase B en la rama 840-GFV durante la falla monofásica: Caso A, Caso B y Caso C	128
4.60. Comportamiento de los voltajes de la red ante una falla monofásica en: a) nodo 812 y b) nodo 840	129

4.61. Comportamiento del voltaje de secuencia positiva de la red ante una falla monofásica e incremento del número de GFV en el nodo 840	130
B.1. Respuesta del sistema ante una entrada escalón	137
B.2. Respuesta del sistema para el método Ziegler-Nichols de lazo cerrado	138

Lista de Tablas

2.1. Clasificación de una Central Eléctrica según su capacidad. DOF pág. 95 de 129	13
2.2. Valores de capacidad que se puede incorporar a los circuitos de distribución en media tensión a lo largo del alimentador y en las terminales de los transformadores de potencia que formen parte de las RGD.....	14
2.3. Tiempo de recuperación para voltajes anormales en el punto de interconexión del estándar IEEE 1547a-2020 (Categoría III).....	15
3.1. Lógica funcionamiento algoritmo perturbar y observar	30
3.2. Reglas de sintonización de Ziegler-Nichols.....	35
3.3. Datos y parámetros celda fotovoltaica.....	44
3.4. Datos y parámetros arreglo fotovoltaico	44
3.5. Parámetros del caso de estudio.	48
4.1. Potencias en el nodo 800 y posición de los taps para el Caso Base y Caso A.....	68
4.2. Porcentaje de distorsión armónica total para: a) voltajes y b) corrientes.....	69
4.3. Porcentaje de desbalance para: a) voltajes y b) corrientes.....	69
4.4. Valores de caída de voltaje de secuencia positiva por cada generador conectado en el nodo 840 de la red IEEE-34 nodos con su respectivo modo de operación ante una falla trifásica.....	125
4.5. Valores de caída de voltaje de secuencia positiva por cada generador conectado en el nodo 840 de la red IEEE-34 nodos con su respectivo modo de operación ante una falla monofásica.	130
A.1. Datos generador fotovoltaico.....	135
B.1. Reglas de sintonización de Ziegler-Nichols	136
C.1. Datos generador fotovoltaico	140
E.1. Datos reguladores de voltaje	143
E.2. Datos de líneas.....	144
E.3. Configuración de líneas aéreas.....	145
E.4. Datos transformadores	145
E.5. Datos de carga concentrada	145
E.6. Datos de carga distribuida	146
E.7. Capacitores en derivación	146
F.1. Límites de distorsión de voltaje.....	147
F.2. Límites de distorsión de la corriente para sistemas generales de distribución (120V hasta 69000V)	147

G.1. Desbalance máximo permitido en la corriente en el punto de acometida
(CFE L0000-45)..... 148

G.2. Desbalance máximo permitido en el voltaje en el punto de acometida (CFE L0000-45) . 148

Lista de Acrónimos y símbolos

Lista de acrónimos

CA	Corriente alterna
CC	Corriente continua
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DOF	Diario Oficial de la Federación
EMTDC	Transitorios electromagnéticos incluidos corriente directa, por sus siglas en ingles
FP	Factor de potencia
HRTV	High-Voltage Ride-Through
GCR	Gerencia Regional
GD	Generación Distribuida
GFV	Generador Fotovoltaico
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, por sus siglas en ingles
IGBT	Transistor bipolar de puerta aislada, por sus siglas en ingles
PCC	Punto de acoplamiento común, por sus siglas en ingles
PI	Proporcional e integral
PLL	Lazo de enganche de fase, por sus siglas en ingles
LVRT	Low-Voltage Ride-Through
MPP	Punto de máxima potencia, por sus siglas en ingles
PSCAD/EMTDC	Sistemas de potencia asistidos por computadora, por sus siglas en ingles
PWM	Modulación de ancho de pulso, por sus siglas en ingles
RGD	Redes Generales de Distribución
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SPWM	Modulación de ancho de pulso senoidal, por sus siglas en ingles
STATCOM	Compensador Estático, por sus siglas en ingles
THD	Distorsión armónica total, por sus siglas en ingles

UL Laboratorios de comprobación de las
empresas de seguro, por sus siglas en ingles

Lista de símbolos

f_{red}	Frecuencia de la red eléctrica
f_s	Frecuencia de conmutación
G	Irradiancia solar
G_R	Irradiancia solar en condiciones estándar
I_0	Corriente oscura
I_{0R}	Corriente de saturación inversa
I_c	Corriente total de la celda
I_d	Corriente de oscuridad
I_{scA}	Corriente de corto circuito del arreglo fotovoltaico
I_{sc}	Corriente de cortocircuito
I_{scM}	Corriente de corto circuito del módulo
I_M	Corriente del módulo solar
I_{sh}	Corriente a través de la resistencia en paralelo
K_{cr}	Valor crítico
k_i	Ganancia integral
k_p	Ganancia proporcional
m_a	Índice de modulación
m_f	Índice de modulación en frecuencia
N_p	Número de celdas en paralelo
N_s	Número de celdas en serie
N_{SM}	Número de módulos conectados en serie por cadena
N_{pM}	Número de cadenas de módulos conectadas en paralelo
R_{sh}	Resistencia en paralelo de la celda
R_{SM}	Resistencia serie del módulo
R_{Sr}	Resistencia en serie de la celda
R_{pM}	Resistencia en paralelo del módulo
P_{fv}	Potencia nominal del generador fotovoltaico
P_{cr}	Período de oscilación
P_{nA}	Potencia nominal del arreglo fotovoltaico
P_{nM}	Potencia nominal del módulo
S_{INV}	Potencia máxima inversor fotovoltaico
S_{PV}	Potencia máxima arreglo fotovoltaico
T_c	Temperatura de la celda
T_{cR}	Temperatura de la celda en condiciones estándar

V_c	Voltaje de la celda
V_{CC}	Voltaje de corriente continua
V_{ocA}	Voltaje en circuito abierto del arreglo fotovoltaico
V_{ocM}	Voltaje en circuito abierto del módulo
V_{LL}	Voltaje de línea a línea
V_M	Voltaje del módulo solar
k	Constante de Boltzman
n	factor de idealidad del diodo
q	Constante de carga del electrón
δ	Ángulo de carga
α_T	Coefficiente de temperatura del corriente cortocircuito en condiciones estándar

Capítulo 1

Introducción

El desarrollo socioeconómico y el crecimiento demográfico son algunas de las causas que han provocado una mayor dependencia en la energía eléctrica. La mayoría de esta energía es generada mediante el uso de hidrocarburos, los cuales aumentan constantemente su precio y causan que los costos en la electricidad se incrementen. Además, este tipo de energía conlleva la emisión de contaminantes que impactan negativamente el medio ambiente y la salud pública. Afortunadamente en México se han promulgado políticas ambientales para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios. En este sentido, la secretaría de energía (SENER) estableció la meta para el 2050 de generar el 50 por ciento de la electricidad mediante métodos que no usen combustibles fósiles, es decir, a través de fuentes de energía renovables [DOF, 2015].

1.1 Descripción del problema

La energía solar fotovoltaica es una fuente renovable que se ha consolidado debido a diversos factores, tales como la disminución de los costos de inversión, incentivos fiscales, financiamientos y cambios en la ley. Por lo tanto, el usuario puede satisfacer su consumo eléctrico por medio de generadores fotovoltaicos interconectados a la red, y si su generación es mayor a su consumo, puede vender el excedente a su proveedor de energía eléctrica. A este enfoque de generación de energía eléctrica en donde el usuario no depende de una sola fuente de generación se le llama Generación Distribuida (GD). En la literatura existen varias definiciones acerca de generación distribuida. Las regulaciones varían de un país a otro, es por eso por lo que cada organización adopta su propia definición [Berrada y El Mrabet, 2020]. Algunos aspectos a considerar para la definición de generación distribuida son: propósito de la planta, localización de la planta, tamaño de la unidad, tipo de tecnología, impacto ambiental, modo de operación, propietario y penetración de la GD [Ackermann *et al.*, 2001]. El Estándar IEEE-1547 define la generación distribuida como la producción de electricidad mediante instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, conectadas a un área del sistema eléctrico de potencia a través de un punto de acoplamiento común (PCC) [IEEE-1547a, 2020].

Un requisito esencial para que cualquier central eléctrica bajo el esquema generación distribuida pueda interconectarse a la red de distribución es que su capacidad instalada sea menor que la demanda esperada de los centros de carga en el circuito de distribución al que se pretende interconectar. La normativa asume que todas las centrales eléctricas menores a 0.5 MW cumplen con este requisito por lo que los usuarios con esta capacidad de generación no necesitan permiso para generar energía eléctrica [DOF, 2016a].

Durante el período 2019-2020 la capacidad instalada de generación distribuida con energía fotovoltaica en México presentó un crecimiento del 35.68%, alcanzando 1,388 MW instalados con más de 165 mil contratos de interconexión en pequeña y mediana escala. De acuerdo con datos de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la energía solar fotovoltaica domina el sector de la generación distribuida con un porcentaje de 99.426% con respecto a otras fuentes de generación de energía. En la Figura 1.1 se describe la capacidad instalada fotovoltaica en cada Gerencia de Control Regional (GCR) en el Sistema Eléctrico Nacional [CRE, 2021].

A medida que aumenta el número de contratos de interconexión en pequeña y mediana escala, se enfrentarán nuevos desafíos para los cuales la red de distribución debe estar preparada. Los generadores fotovoltaicos deben contar con métodos de protección de sobre y sub voltaje y frecuencia que permitan que el equipo convertidor de potencia se desconecte de la red eléctrica en caso de que la frecuencia o la magnitud de voltaje supere los límites establecidos, es decir, ante un disturbio que modifica la magnitud de tensión y se activa la protección [CFE, 2008]. Sin embargo, se puede dotar al generador fotovoltaico la capacidad de regular el voltaje en la red eléctrica de acuerdo con los requerimientos del código de red vigente.

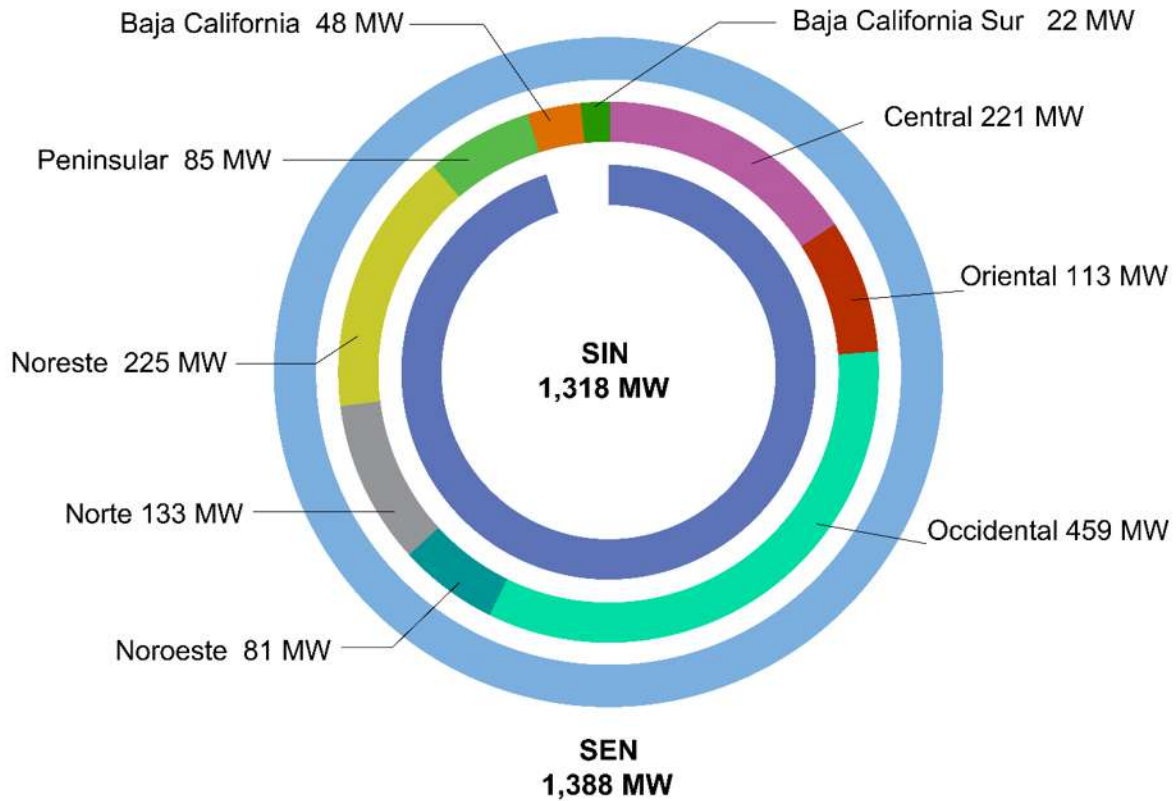


Figura 1. 1 Generación distribuida fotovoltaica acumulada del SIN y SEN 2020.

1.2 Revisión del estado del arte

Con una participación cada vez mayor de la generación renovable basada en la electrónica de potencia integrada en la red de distribución, la estabilidad y seguridad del sistema se enfrenta a nuevos retos debido a la naturaleza cambiante de la fuente de generación como la solar fotovoltaica. En particular, cuando se presenta una falla en la red eléctrica, la activación oportuna de los esquemas de protección, la desconexión del elemento fallado como respuesta rápida, son requisitos necesarios para asegurar la estabilidad de la red. Como se menciona en [Yang *et al.*, 2015] a lo largo del tiempo países como Alemania, Italia y Japón han definido y actualizado frecuentemente sus propios códigos de red para dirigir el comportamiento de los sistemas de generación de energía renovable para respaldar el sistema eléctrico y reducir el riesgo de colapso de voltaje durante fallas en la red. El término “Low-Voltage Ride-Through” (LVRT) se traduce como “la capacidad de respuesta ante bajo voltaje”, es una característica importante del código de red de los países antes mencionados ya que durante LVRT el generador fotovoltaico debe generar potencia reactiva para respaldar la red eléctrica durante una condición de perturbación de la red.

De acuerdo con el estándar IEEE 1547-2018, artículo 8.1.1, en caso de falla en la red eléctrica el generador fotovoltaico debe contar con protecciones contra operación en modo isla que lo desconecten de la red eléctrica principal en un tiempo de 2 segundos [IEEE-1547, 2020]. Esta condición evita que se provoquen daños en los componentes electrónicos de potencia presentes en los inversores fotovoltaicos. En contraste a la estrategia de protección del convertidor de potencia, la característica LVRT requiere que el generador fotovoltaico permanezca conectado durante una perturbación de corta duración de la red eléctrica e inyectar la potencia reactiva adecuada para contribuir a mantener estable el voltaje de la red eléctrica [Tian *et al.*, 2012]. De acuerdo con el criterio típico de LVRT, el generador puede desconectarse de la red cuando la magnitud de la tensión en terminales se encuentra fuera del rango permitido. Para adaptarse a los requisitos del código de la red, las técnicas de control deben modificarse, debido a que el funcionamiento del convertidor en condiciones normales y de falla es muy diferente [Blaabjerg *et al.*, 2006].

En [Yang *et al.*, 2014] se proponen estrategias de inyección de potencia reactiva para sistemas fotovoltaicos monofásicos conectados a la red para auxiliar a la red eléctrica durante condiciones de falla, considerando los requerimientos LVRT del código de red. Estas estrategias incluyen el control de potencia activa, el control de corriente activa y el control de corriente pico. Las estrategias se manejan en términos de corrientes en el marco dq. Se realizan simulaciones y pruebas experimentales en un sistema conectado a la red monofásico de dos etapas de 1 kW para probar las tres estrategias. La estrategia de control de potencia activa constante se utiliza para entregar la potencia activa máxima a la red eléctrica durante una caída de voltaje. En la estrategia de control de corriente activa constante ocurre lo contrario, ya que la potencia activa se reduce y la corriente reactiva inyectada es proporcional a la magnitud del abatimiento de tensión. Sin embargo, en estas dos estrategias se puede presentar una sobre corriente en el inversor y actúa la protección del equipo. En la estrategia de control de corriente pico, la potencia reactiva se inyecta en la red de manera que el pico de corriente inyectado permanezca constante. Por lo tanto, esta estrategia garantiza que el inversor no tendrá problemas de sobre corriente.

En [Afshari *et al.*, 2017] se menciona una estrategia de control para inversores fotovoltaicos trifásicos de dos etapas conectados a la red eléctrica en donde se permite la limitación de corriente en caso de falla asimétrica en la red eléctrica considerando dos modos de operación. El primer modo es llamado punto de máxima potencia (MPP) que se distingue en trabajar con un algoritmo para encontrar el punto de máxima potencia del arreglo fotovoltaico. El segundo modo es conocido como sin emplear MPP. Cuando se detecta una caída de voltaje severa, el convertidor CC-CC del inversor cambia del modo MPP al modo sin emplear MPP en donde no se rastrea el punto de máxima potencia y el valor de la potencia nominal del inversor se ajusta para evitar que la

corriente inyectada exceda la capacidad máxima del equipo. La estrategia de control es validada a través de simulaciones desarrolladas en MATLAB/Simulink y se verifica a través de un modelo físico construido en laboratorio.

En [Sosa *et al.*, 2015] se propone una estrategia de control que maximiza la capacidad de potencia del inversor inyectando la corriente nominal máxima durante una falla de cortocircuito de fase a fase a tierra que provoca una depresión de voltaje. La estrategia combina un equilibrio adecuado entre las componentes de secuencia positiva y negativa. Se presenta la simulación de un prototipo experimental trifásico de 2.3 kW conectado a la red eléctrica, al que se le aplican dos escenarios de prueba para comprobar el comportamiento ante una depresión de voltaje. En el escenario 1 se mantiene una alta inyección de potencia activa. Sin embargo, el generador fotovoltaico no puede entregar toda la potencia generada a la red eléctrica, por lo que el controlador reduce potencia activa para garantizar que no se supere la corriente nominal máxima. En el escenario 2 se tiene una baja inyección de potencia activa, por lo que la estrategia de control determina la cantidad de potencia reactiva que se puede inyectar para alcanzar la corriente máxima permitida. La respuesta de control presenta altas oscilaciones en la potencia reactiva y una lenta recuperación de la potencia activa.

En [Hasanien, 2015] se describe una técnica que emplea un controlador PI adaptativo que tiene la función de ajustar las ganancias proporcionales e integrales del controlador sin la necesidad de resolver el problema de optimización. La técnica se basa en el algoritmo p-norma mixta continua, la cual controla la corriente del inversor solar fotovoltaico conectado a la red de tal manera que no viole las restricciones LVRT ante disturbios en la red eléctrica. Las incertidumbres del sistema y la convergencia no se discutieron en ese trabajo, especialmente para caídas de voltaje de corta duración. Se realiza una simulación utilizando el software PSCAD/EMTDC empleando la técnica en un generador fotovoltaico de 2.5 MW conectado a un nodo de la red eléctrica IEEE 39 nodos considerando una falla trifásica que se elimina al 0.1 segundo. Los resultados de simulación indican que la respuesta es rápida y la oscilación de potencia está bien amortiguada.

En [Zhang *et al.*, 2015], se propone un método de control de corriente para cumplir con las restricciones LVRT, controlando componentes de corriente de secuencia positiva y negativa ante fallas asimétricas mediante un control instantáneo de alimentación de voltaje de red. Además, se propone una detección rápida de caídas de voltaje para reducir el riesgo de sobre corriente. En [Mirhosseini *et al.*, 2013] se recomienda el control de las componentes de secuencia positiva y negativa de un sistema fotovoltaico conectado a la red ante una caída de voltaje. Se implementaron dos controladores en paralelo, uno para cada secuencia. El estudio demostró las limitaciones

dinámicas de utilizar esta configuración de control debido a los retrasos producidos en los lazos de control.

En [Benz *et al.*, 2010] se analizan cuatro diferentes técnicas de detección y separación de las componentes de secuencia ante caídas de voltaje. Las técnicas abarcan el método T/4, el método de diferenciación, el método basado en un integrador generalizado de segundo orden conocido como SOGI y el método rms. Se observa el rendimiento de cada método en una red eléctrica ante una falla simétrica con presencia de armónicos. Se deduce que el método T/4 presenta lapsos discontinuos en su forma de onda. El método de diferenciación es más rápido, pero presenta oscilaciones. El método SOGI es más lento, pero más estable. En cuanto al método rms, este detecta la caída con alta precisión en un tiempo estándar.

La caída repentina del voltaje en la red eléctrica ante una condición de falla asimétrica hace que la corriente aumente rápidamente en la salida del inversor para tratar de mantener la potencia inyectada, por lo que se puede encontrar que la forma de onda de la corriente aumente. Este efecto podría activar los mecanismos de seguridad de sobre corriente y provocar un mal funcionamiento en el inversor fotovoltaico [Wang *et al.*, 2015]. En [Miret *et al.*, 2012] consideran un método de control para inversores fotovoltaicos trifásicos para limitar la corriente a un nivel seguro con el objetivo de minimizar el valor pico de las corrientes de la red durante fallas asimétricas para evitar desconexiones de la generación distribuida no deseadas por sobre corriente. La desventaja del método es que se producen corrientes con mayor THD que no son adecuadas durante una operación normal.

En este trabajo de tesis se estudia la operación de centrales fotovoltaicas para contribuir en la regulación de voltaje en las redes eléctricas de distribución. Ante una depresión de voltaje en la red eléctrica se considera la capacidad ante bajo voltaje LVRT y se propone la estrategia de control para regular el voltaje en el bus de corriente continua (CC) y el control para regular el flujo de potencia reactiva del convertidor de potencia. El diseño, modelado y análisis del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica se realiza usando una plataforma de simulación de transitorios electromagnéticos. Además, se propone un diagrama de estados finitos para el generador fotovoltaico con el propósito de describir las decisiones internas del control del inversor que permite elegir un modo de operación, tales como, el modo factor de potencia unitario, modo regulación de voltaje y modo STATCOM.

1.3 Objetivo de la tesis

El objetivo principal de esta tesis es estudiar la operación de centrales de generación fotovoltaica para intervenir en la regulación de voltaje en redes eléctricas de distribución mediante la implementación de las estrategias de control para la regulación del voltaje en el bus de CC y la regulación del flujo de potencia reactiva.

1.3.1 Objetivos particulares

Los objetivos particulares son:

- Incorporar la característica LVRT que se propone en el estándar IEEE 1547 para dotar a la central fotovoltaica con la capacidad de contribuir a la recuperación de la red eléctrica durante un disturbio.
- Analizar el impacto de un generador fotovoltaico conectado a la red de distribución en la regulación de voltaje de la red eléctrica.
- Evaluar el desempeño del sistema de control que regula el voltaje en el bus de CC y el flujo de potencia reactiva bajo condiciones de estado estable y estado transitorio.
- Presentar los modos de operación del inversor, tales como, el modo factor de potencia unitario, modo regulación de voltaje y modo STATCOM.

1.4 Justificación

México posee un gran potencial para la generación de energía por medio del recurso solar. La mayor parte del territorio nacional cuenta con altos niveles de irradiación solar diaria promedio por metro cuadrado de superficie, en el orden de 5 kWh/ m²/día [Ovando *et al.*, 2013]. Gracias a estas condiciones climatológicas y a los precios competitivos en el mercado, el número de proyectos basados en generadores fotovoltaicos en redes de distribución se incrementan constantemente. La disponibilidad de estos sistemas de generación de energía motiva a utilizar estrategias de control que permitan mejorar la confiabilidad y estabilidad de la red eléctrica.

En la actualidad, existe un creciente interés para contar con un suministro eléctrico de alta calidad, por lo cual se debe de contar con estrategias de control eficientes que permitan asegurar la calidad del suministro ante un escenario de contingencia en la red eléctrica. Cuando se presenta un disturbio momentáneo en la red eléctrica de distribución con el cual el voltaje nodal cae por debajo de su valor nominal, normalmente se emplean dispositivos actuadores como los reguladores de voltaje y

transformadores equipados con cambiadores de derivación (tap) bajo carga. Sin embargo, estos dispositivos son sistemas electromecánicos, por lo cual su tiempo de respuesta suele ser lento. Como consecuencia, estos dispositivos no pueden realizar de forma oportuna ni precisa la regulación del perfil de voltaje en la red. En este sentido, el sistema de control del convertidor de electrónica de potencia del generador fotovoltaico se puede diseñar para apoyar de manera más rápida la regulación del voltaje en la red eléctrica mediante el control de la potencia reactiva. Este sistema de control puede trabajar en conjunto con los reguladores de voltaje y transformadores equipados con cambiadores de derivación (tap) bajo carga.

1.5 Metodología

En esta tesis se analizará el código de red de México vigente, así como los estándares de organismos internacionales como la IEEE con el objetivo de dotar al generador fotovoltaico con la capacidad de auxiliar a la red eléctrica a través de la inyección de potencia reactiva en caso de una condición de falla. Se implementa una estrategia de control en el generador fotovoltaico para regular el voltaje en el bus de CC y un control para regular el flujo de potencia reactiva, para asegurar la permanencia del generador fotovoltaico en su conexión cuando la red eléctrica opera en condiciones anormales.

Se empleará el software PSCAD/EMTDC para simular y validar el control del generador fotovoltaico propuesto, con el objeto de analizar la respuesta en estado estable y transitoria de la red eléctrica bajo distintos escenarios de operación. Se proponen modos de operación orientados a mantener un factor de potencia unitario, la regulación del voltaje y compensar conforme a funciones de un STATCOM que se evaluarán ante condiciones de falla en la red eléctrica, de forma que se cumpla la característica LVRT del estándar IEEE 1547.

Se resolverá la red IEEE de 34-nodos con presencia de una instalación fotovoltaica. Se simularán reguladores de voltaje convencionales basados en cambiadores de tap y se evaluará su desempeño conjunto con el generador fotovoltaico. Por su parte, el generador fotovoltaico se diseñará con una sola etapa de control basada en un inversor trifásico. Los sistemas de control tendrán la tarea de regular el voltaje en el bus de CC y el flujo de potencia reactiva. Se basarán en controladores PI sintonizados con los métodos Ziegler Nichols.

1.6 Descripción de capítulos

El capítulo 2 aborda la estrategia de inyección de potencia reactiva considerando las fluctuaciones de voltaje en las redes eléctricas y el esquema LVRT bajo los requerimientos de código de red vigente y del estándar IEEE 1547.

En el capítulo 3 se presenta el modelo del generador fotovoltaico de una sola etapa de potencia conectado a la red y se describen los componentes que lo conforman, así como el sistema de control y sus modos de operación. De igual forma se simula un generador fotovoltaico con capacidad de 250 kWp (kilowatt pico) en el software PSCAD/EMTDC conectado a bus infinito y se analizan las respuestas en estado estable y transitorio ante un escenario de cambio de referencias y variables ambientales.

En el capítulo 4 se analizan las condiciones operativas de la red eléctrica de distribución IEEE 34-nodos con presencia de una central fotovoltaica con capacidad de 250 kWp operando en los modos de factor de potencia unitario, regulación de voltaje y modo STATCOM. Se evalúa la respuesta en estado estable y transitoria en cuatro nodos de la red eléctrica ante disturbios ambientales y disturbios la red eléctrica, tales como, falla simétrica y asimétrica.

Por último, en el capítulo 5 se presentan las conclusiones del trabajo y recomendaciones para trabajos de investigación futuros.

Capítulo 2

Estrategias de inyección de potencia reactiva

En este capítulo se presentan las disposiciones del código de red de México aplicadas a la interconexión de centrales eléctricas fotovoltaicas. Así mismo, se analizan los requerimientos LVRT con respecto al estándar IEEE 1547.

2.1 Fluctuaciones de voltaje en redes eléctricas

El perfil del voltaje en líneas de transmisión y de distribución de configuración radial presenta comúnmente una caída en la magnitud del voltaje conforme se incrementa la distancia respecto a la fuente de energía. La Figura 2.1 muestra un ejemplo de un perfil del voltaje a lo largo de un alimentador de distribución. Se puede apreciar que la carga 1 más cercana a la fuente de energía presenta la menor caída de voltaje. Por su parte, la carga 5 al final del alimentador recibe la energía a través de una mayor impedancia y, por lo tanto, recibe un voltaje menor. Este efecto de caída de voltaje es proporcional a la magnitud de la corriente demandada y a la impedancia total entre la fuente y la carga [Sallam y Malik, 2019].

La proliferación de la generación distribuida en las redes de distribución actuales puede provocar algunos problemas técnicos tales como [Sallam y Malik, 2019]:

- Operación inadecuada del cambiador automático de taps de los transformadores ante inversión del flujo de potencia.
- Aparición de abatimientos de tensión mayores debido al incremento del valor de corriente de falla por cortocircuito.
- Aparición frecuente de abatimientos de tensión debido a la operación inadecuada de los esquemas de protección contra sobrecorriente ante flujos bidireccionales.
- Incremento en la frecuencia de interrupciones del suministro de energía eléctrica, por operación inadecuada de las protecciones.
- Operación inadecuada de los dispositivos de control de voltaje instalados en las redes de distribución.

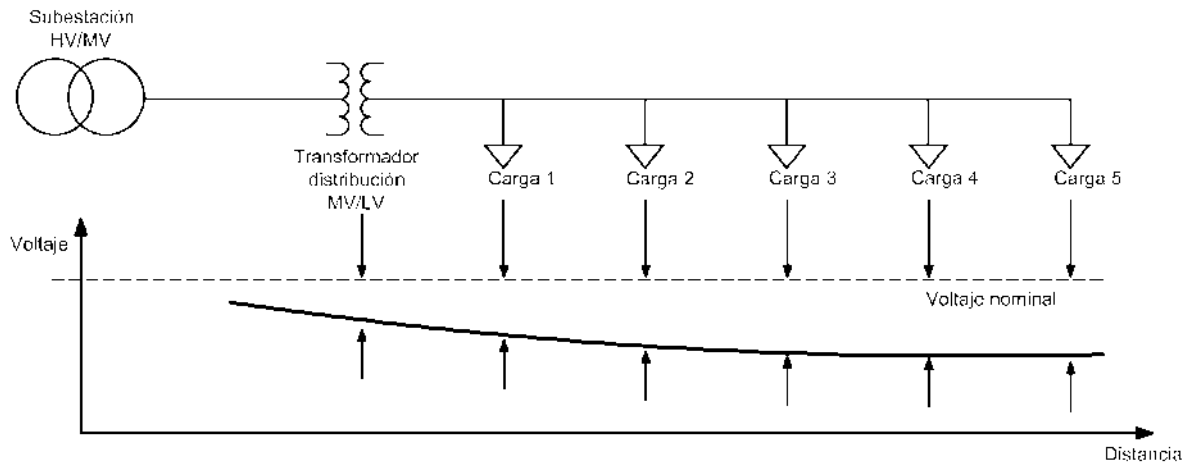


Figura 2. 1 Perfil de voltaje en el alimentador de distribución.

En particular, el incremento de la presencia de la generación distribuida ha causado diferentes efectos en el perfil del voltaje. El voltaje en las redes de distribución tiende a incrementarse cuando los generadores distribuidos, por ejemplo fotovoltaicos, inyectan más energía a la red que lo requerido en las áreas locales [Coster *et al.*, 2010]. La combinación de poca demanda de energía y grandes cantidades de generación fotovoltaica durante días soleados puede afectar de manera importante al voltaje del alimentador [Debruyne *et al.*, 2011]. En algunos casos, el incremento del voltaje puede violar los límites permitidos y, por lo tanto, algunos sistemas de generación tendrían que ser desconectados de la red y se perdería una fuente de generación renovable [Verschueren *et al.*, 2011]. La Figura 2.2 muestra un ejemplo de un alimentador con presencia de generación fotovoltaica. Se puede apreciar el incremento del voltaje a lo largo del alimentador.

Uno de los principales aspectos de importancia significativa en las redes de distribución es la regulación del voltaje. La regulación de la frecuencia, otro aspecto importante, es de competencia de los centros de control del sistema eléctrico de potencia, de tal manera que, en la red de distribución se percibe una frecuencia con valores dentro de un rango permisible con tendencia al valor nominal, mientras que el voltaje presenta mayor variación. Cuando la frecuencia se encuentra por debajo o por encima de su valor nominal, la solución para corregir esta desviación no se implementa en el nivel de distribución sino en las grandes centrales de generación que realizan la tarea de regular la frecuencia [Pourmousavi *et al.*, 2012]. Sin embargo, conforme la generación distribuida del tipo fotovoltaico prolifera más en el nivel de distribución, no tardará mucho tiempo en que la generación fotovoltaica colectiva sea capaz de contribuir a modificar la frecuencia del sistema.

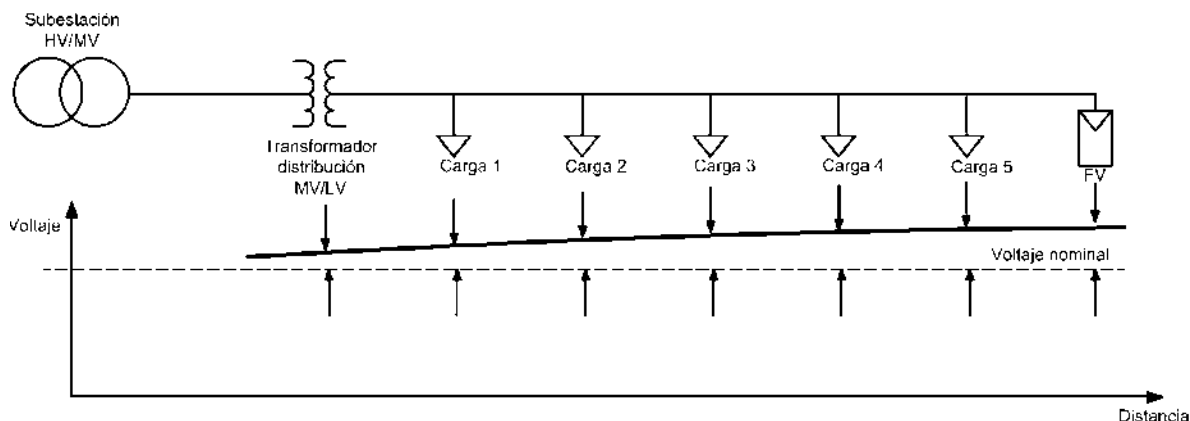


Figura 2. 2 Perfil de voltaje en el alimentador de distribución con generación fotovoltaica.

El equipo usado tradicionalmente en las redes de distribución para regular el voltaje, son los transformadores con cambiadores de tap, reguladores de voltaje y bancos de capacitores desconectables [Ravindra *et al.*, 2012]. Los transformadores con tap se instalan en las subestaciones de distribución y se han usado exitosamente en las redes de distribución desde hace muchos años. Sin embargo, conforme se han incrementado los niveles de penetración de la generación distribuida se han observado problemas en la capacidad de regulación de los transformadores con tap. Se ha observado que la principal desventaja de los transformadores con tap para regular los voltajes radica en su velocidad relativamente más lenta comparada con las rápidas fluctuaciones de las fuentes renovables de energía. Un problema adicional está asociado al mayor número de cambios en los taps del transformador para regular los cambios de voltaje causados por la generación distribuida altamente fluctuante [Ravindra *et al.*, 2012]. El incremento en el número de cambios en los taps degrada la vida útil del equipo e incrementa las necesidades de mantenimiento.

2.2 Códigos de red

El Diario Oficial de la Federación (DOF) publicó en abril de 2016 la resolución 151 emitida por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), en el cual se especifican las disposiciones de carácter general que contienen los criterios a los que se deberán apegar todas las partes e instituciones involucradas en la planeación, generación, integración, transmisión, control y distribución del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) [DOF, 2016a]. Al conjunto de estas disposiciones se le llama código de red y establece los requerimientos técnicos mínimos y las obligaciones que deben cumplir todos los

usuarios del SEN en el desarrollo de sus actividades, para asegurar la operación, desarrollo, acceso y uso del sistema eléctrico, en condiciones que promuevan la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

De acuerdo con las disposiciones del código de red aplicadas a la interconexión de centrales eléctricas, éstas se clasifican en cuatro tipos según su capacidad instalada como se puede apreciar en la Tabla 2.1.

Tabla 2. 1 Clasificación de una Central Eléctrica según su capacidad. DOF pág. 95 de 129.

Áreas síncronas	Central Eléctrica tipo A	Central Eléctrica tipo B	Central Eléctrica tipo C	Central Eléctrica tipo D
Sistema Interconectado Nacional	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$10 \text{ MW} \leq P < 30 \text{ MW}$	$P \geq 30 \text{ MW}$
Sistema Baja California	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 5 \text{ MW}$	$5 \text{ MW} \leq P < 20 \text{ MW}$	$P \geq 20 \text{ MW}$
Sistema Baja California Sur	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$3 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$
Sistema Interconectado Mulegé	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 1 \text{ MW}$	$1 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$P \geq 3 \text{ MW}$

El código de red vigente en México indica que las centrales eléctricas fotovoltaicas tipo A en sistemas de distribución deben cumplir con el manual de Interconexión de Centrales de Generación con capacidad menor a 0.5 MW [DOF, 2016b]. Dicho manual de interconexión tiene como objetivo establecer los lineamientos generales en materia administrativa y de infraestructura que deberán cumplir los distribuidores, generadores exentos y generadores que representen Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW para realizar la interconexión de sus centrales eléctricas a las redes generales de distribución.

La capacidad de integración de centrales eléctricas de generación distribuida a un circuito de distribución es específica para cada circuito. La suma de las capacidades de generación neta no debe superar la capacidad de dicho circuito, considerando para ello la capacidad existente a lo largo del alimentador y en las terminales del transformador de potencia que formen parte de las redes generales de distribución (RGD), según sea el caso. La Tabla 2.2 muestra la capacidad máxima de alojamiento para

la generación distribuida a lo largo de los circuitos eléctricos de media tensión y en los transformadores de las subestaciones eléctricas de distribución [DOF, 2016b].

Tabla 2. 2 Valores de capacidad que se puede incorporar a los circuitos de distribución en media tensión a lo largo del alimentador y en las terminales de los transformadores de potencia que formen parte de las RGD.

Tensión nominal del circuito de distribución (kV)	Límite de capacidad de Generación Neta	
	En el alimentador (MW)	En los transformadores de potencia que formen parte de las RGD (MW)
13.8	4	80% de la capacidad de cada transformador de potencia
23	8	
34.5	10	

Por otra parte, el pasado 15 de mayo de 2020 se publicó en el DOF el acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional [DOF, 2020]. En este acuerdo se encuentra un capítulo referente a la incorporación de energías limpias intermitentes. En particular, se ha establecido la incorporación en generación distribuida basada en inversores fotovoltaicos inteligentes con la capacidad de regular frecuencia y voltaje. Sin embargo, aún no se han publicado las disposiciones que describan las características técnicas que debe tener un inversor inteligente en México. En tanto no exista una especificación técnica por la CRE, la resolución 142 del DOF en el punto 6.2.1 asociado a pruebas operativas de la central eléctrica, estipula que el generador puede realizar pruebas operativas de las centrales eléctricas mediante equipos que cumpla los requisitos de las pruebas de fábrica y de campo establecidas en el estándar UL 1741 y que se complementa con el estándar IEEE 1547.

2.3 Estrategia de control “Low-Voltage Ride-Through” (LVRT)

El estándar IEEE 1547 establece 3 categorías (I, II y III) para los requerimientos de tolerancia a desvíos de voltaje, que responden a distintos niveles de penetración de generación distribuida en función al impacto que generan en la red eléctrica [IEEE-1547a, 2020]. Para atender los lineamientos de la normativa del código de red de México con respecto a la capacidad de regulación de voltaje para generadores fotovoltaicos, en esta tesis se considera la categoría III correspondiente a sistemas de alta penetración de generación distribuida y se implementará la característica LVRT propuesta en el

estándar [IEEE-1547a, 2020]. La Figura 2.3 describe la característica LVRT, en donde se observa que cuando el voltaje en la red eléctrica es anormalmente bajo durante un período corto de tiempo, el generador fotovoltaico no puede desconectarse de inmediato y debe permanecer operando. El generador fotovoltaico deberá aprovechar este tiempo inyectando reactivos para contribuir a regular el voltaje en la red eléctrica. Se puede observar en la Figura 2.3 que cuando el generador fotovoltaico opera en condición normal, el PCC permanece en la zona A. Sin embargo, si se presenta un disturbio que obliga al voltaje a caer drásticamente, el generador fotovoltaico debe permanecer conectado al sistema eléctrico (zona B en la Figura 2.3). La zona C representa cuando ocurre una elevación en el voltaje nominal, en donde el generador debe permanecer conectado. Esta zona es conocida como “High-Voltage Ride-Through” (HVRT). Este escenario de sobrevoltaje se puede presentar debido a la pérdida de carga, fallas desbalanceadas, y otras condiciones. La zona D se presenta cuando el generador fotovoltaico enfrenta una caída o elevación de voltaje que se prolongue por más tiempo del permitido en su respectiva zona, por lo cual el generador deberá desconectarse. En la Tabla 2.3 se detallan los rangos de voltaje y sus respectivos tiempos de recuperación de la curva LVRT del estándar IEEE 1547.

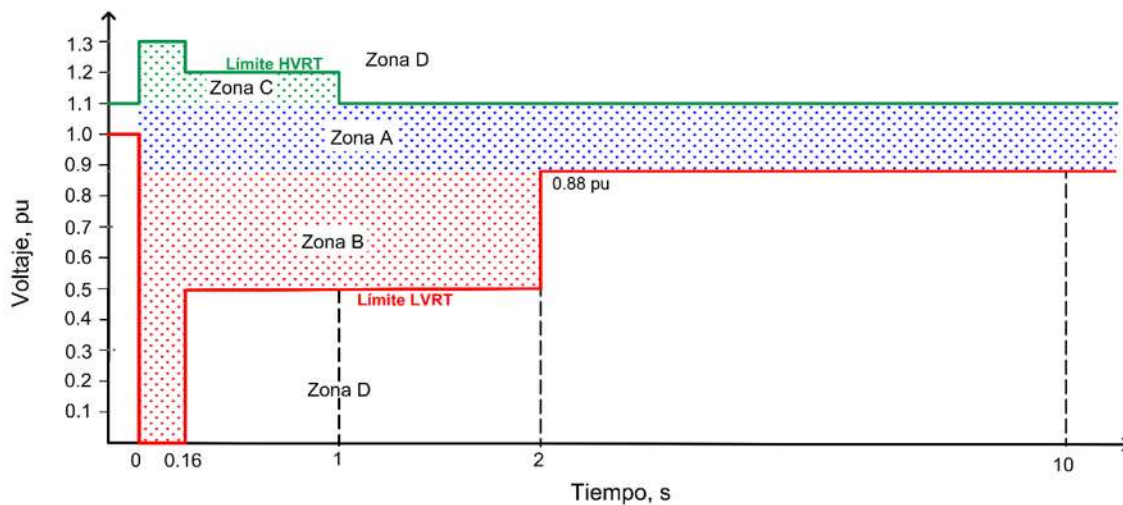


Figura 2. 3 Característica LVRT del estándar IEEE 1547a-2020 (Categoría III).

Tabla 2. 3 Tiempo de recuperación para voltajes anormales en el punto de interconexión del estándar IEEE 1547a-2020 (Categoría III).

Rango de voltaje, pu	Tiempo de recuperación, s
$V < 0.5$	0.16
$0.5 \leq V \leq 0.88$	2
$0.88 \leq V \leq 1.1$	Operación normal
$1.1 \leq V \leq 1.2$	1
$V \geq 1.2$	0.16

La Figura 2.4 muestra una comparación de los requerimientos LVRT para la generación distribuida en los códigos de red de otros países [Hoseinzadeh *et al.*, 2015], [Tahmasbi y Tarafdar, 2020]. Puede observarse que cada país tiene establecido su propio voltaje mínimo para soportar ante una depresión de voltaje, así como su respectivo tiempo de recuperación. Por ejemplo, en el caso de Alemania, Italia y el estándar IEEE 1547, el generador fotovoltaico debe permanecer conectado a la red eléctrica por cierto tiempo ante una caída de voltaje de 0 pu, mientras que en Estados Unidos y Japón el generador se desconectará ante dicha caída.

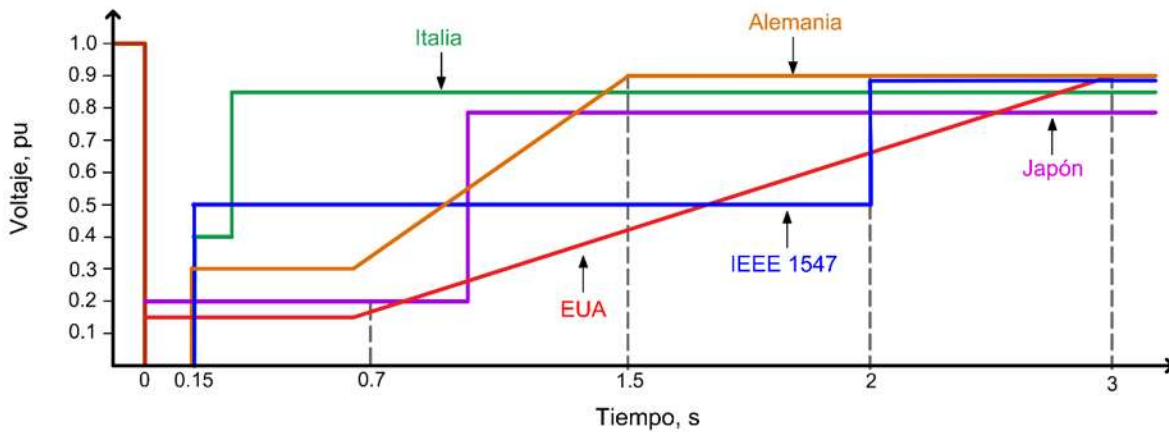


Figura 2.4 Comparación de la característica LVRT con respecto a códigos de red de otros países.

2.4 Curva de capacidad de un generador fotovoltaico

El factor de potencia de la central fotovoltaica se puede ajustar por medio del controlador de potencia reactiva del inversor fotovoltaico para cumplir con los requerimientos operativos en el punto de interconexión. Existen diversos modos de control, los cuales se describen a continuación [WECC, 2010];

- Control de voltaje de lazo cerrado.- Mantiene el voltaje establecido según la capacidad de potencia reactiva de la planta fotovoltaica.
- Control “droop” de voltaje.- Incrementa o decremente linealmente la potencia reactiva de salida en función del voltaje. Este control permite proveer soporte de voltaje y evita grandes oscilaciones de potencia reactiva cuando una planta fotovoltaica pequeña se conecta a un sistema eléctrico fuerte.
- Control de factor de potencia.- mantiene el factor de potencia en el punto de interconexión, cercano a un valor especificado.

- Control de potencia reactiva.- Mantiene el flujo de potencia reactiva entre límites específicos.

La Figura 2.5 sintetiza las estrategias de inyección de potencia reactiva implementadas en este trabajo de tesis. La Figura 2.5(a) muestra los límites de funcionamiento del inversor fotovoltaico cuando opera en el modo de FP=1.0, en donde se inyecta únicamente potencia activa a la red eléctrica. El semicírculo en línea punteada S_{PV} indica la potencia máxima que entrega el arreglo fotovoltaico. El segundo semicírculo en línea punteada S_{inv} , corresponde a la potencia máxima que puede entregar el inversor. Dependiendo de las condiciones ambientales de irradiancia y temperatura, en esta estrategia se extrae la máxima potencia activa disponible debido a que se está operando con el algoritmo del punto de máxima potencia (P_{MPP}).

El esquema de regulación de voltaje implementado en esta tesis se describe en la Figura 2.5(b), en donde se busca conservar la máxima inyección de potencia activa, ya que se opera en el P_{MPP} de manera constante. En esta estrategia se mantiene la máxima transferencia de potencia activa que permita el algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia. El vector en el eje vertical Q_{max} se calcula relacionando la potencia aparente del inversor. El límite de potencia aparente será el semicírculo con línea punteada S_{inv} . Q_{max} es dinámica en el sentido que se calcula permanentemente y garantiza que nunca se viole la potencia aparente del inversor S_{inv} . Por lo tanto, esta estrategia garantiza que las protecciones por sobre corriente que tiene el inversor nunca se activarán.

Se puede apreciar que el punto de operación ($P_{MPP,1}$, $Q_{max,1}$) corresponde a la potencia aparente máxima S_{max} . Si cambian las condiciones ambientales y la potencia activa se reduce a un valor $P_{MPP,2}$, entonces se tendrá un nuevo punto de operación ($P_{MPP,2}$, $Q_{max,2}$) pero respetando la potencia del inversor S_{inv} . En ese caso, una reducción debido a una variable ambiental provoca la transferencia de menos potencia activa y se ganaría en poder transmitir potencia reactiva si se necesitara. En caso de una depresión de voltaje en la red, el inversor suministrará potencia reactiva y contribuirá al restablecimiento de la red dentro del tiempo identificado por los códigos de la red.

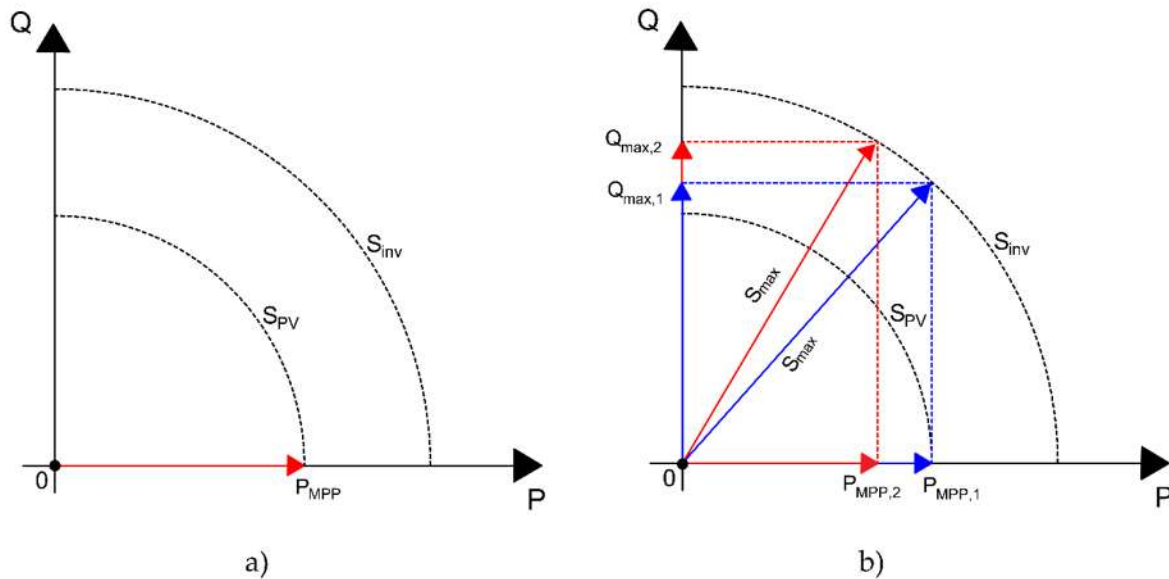


Figura 2. 5 Curva de capacidad de potencia reactiva del inversor fotovoltaico para operación con: a) $FP=1$ y b) regulación de voltaje.

2.5 Sumario

En este capítulo se presenta y describe el comportamiento de un perfil de voltaje que contiene cargas a lo largo de un alimentador de distribución. De igual forma también se estudia con presencia de generación fotovoltaica.

Se revisan los requerimientos del código de red vigente de México publicados en el DOF con respecto a las centrales eléctricas fotovoltaicas y el límite de capacidad para su interconexión en circuitos de distribución de la red eléctrica.

Se estudia la característica LVRT propuesta en el estándar IEEE 1547, así como los voltajes de recuperación ante escenarios de sobre y bajo voltaje. Además, se compara característica LVRT del código de red de Alemania, Japón, EUA e Italia con respecto al estándar IEEE 1547. Se describe e ilustra el esquema de la estrategia de inyección de potencia reactiva para el modo de operación $FP=1.0$ y modo regulación de voltaje.

Capítulo 3

Modelado y simulación del generador fotovoltaico

En este capítulo se describe el modelo del generador fotovoltaico con una etapa de conversión. El generador fotovoltaico está constituido por el arreglo de celdas, el bus de CC, el inversor trifásico, el filtro LCL, el transformador de acoplamiento, así como el sistema de control empleado para regular el voltaje en el bus de CC y el flujo de potencia reactiva. Se desarrolla y simula el modelo en PSCAD/EMTDC y se prueba en una red a bus infinito para evaluar su operación. Para el buen funcionamiento de la red eléctrica de distribución, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en la especificación L0000-45 establece los límites de distorsión armónica de voltaje en el PCC. Estos límites son aplicables para las unidades de generación fotovoltaica interconectadas a la red de distribución [CFE, 2005]. Por lo tanto, es necesario examinar siempre la calidad de los voltajes y corrientes inyectadas, en condiciones normales de funcionamiento.

3.1 Modelado del generador fotovoltaico

Un generador fotovoltaico constituye una fuente de suministro eléctrico gracias a los módulos fotovoltaicos, que captan la energía solar y la convierten en energía eléctrica. El sistema del generador fotovoltaico conectado a la red implementado en esta tesis consta de una etapa de conversión y se representa en el diagrama esquemático que se muestra en la Figura 3.1. El sistema está constituido por un arreglo de celdas, el capacitor del bus de corriente continua (CC), el inversor CC/CA, un filtro de corriente LCL diseñado para reducir los armónicos de corriente y un transformador elevador conectado en el PCC de la red de distribución eléctrica. El sistema de control del generador fotovoltaico que se describe en la Figura 3.1 se compone principalmente de un conjunto de subsistemas tales como el rastreo del punto de máxima potencia (MPP) donde se hace uso de un algoritmo para extraer la máxima potencia del arreglo de celdas fotovoltaicas, se considera el algoritmo "Perturbar y observar", el control para regular el voltaje en el bus de CC, el control para regular el flujo de potencia reactiva, la sincronización con la red eléctrica y el esquema de modulación de ancho de pulso (PWM). Los elementos del sistema de generación fotovoltaica se describirán a continuación.

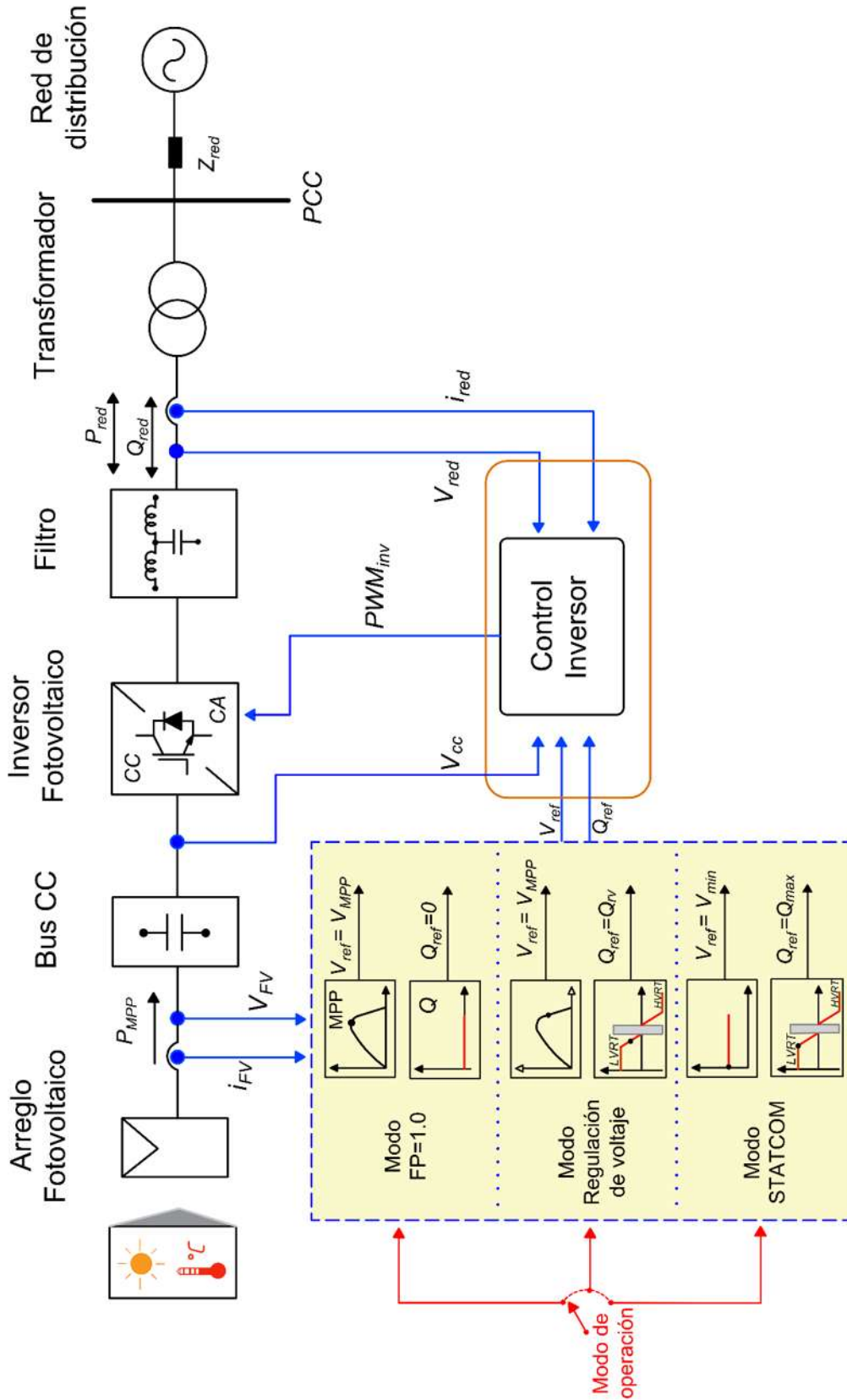


Figura 3. 1 Diagrama esquemático del generador fotovoltaico conectado a la red.

3.1.1 Arreglo fotovoltaico

La celda solar fotovoltaica es un dispositivo semiconductor que convierte la radiación solar en energía eléctrica. Una celda solar no es capaz de generar grandes cantidades de energía por sí sola, por la cual las celdas solares deben conectarse entre sí para obtener el voltaje y corriente requeridos. Al arreglo de celdas fotovoltaicas se le llama módulo solar fotovoltaico y a un grupo de módulos que se interconectan entre sí en serie y/o paralelo se le llama arreglo fotovoltaico.

La Figura 3.2 muestra el modelo del circuito eléctrico equivalente de la celda solar fotovoltaica implementado en esta tesis. Este modelo contiene una fuente de corriente, un diodo, una resistencia en paralelo y una resistencia en serie [Pindado y Cubas, 2017].

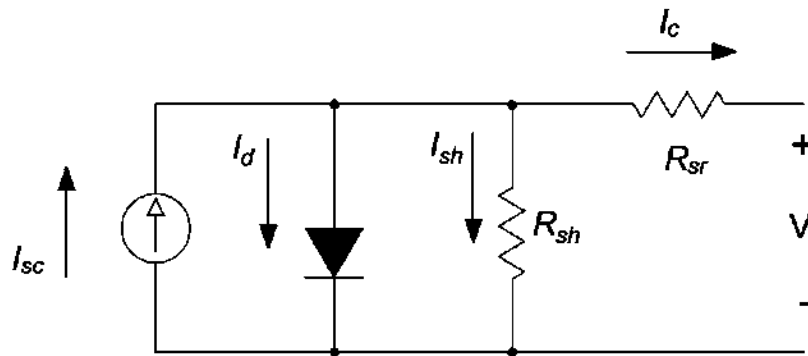


Figura 3. 2 Circuito equivalente de celda solar fotovoltaica.

Cuando se expone la celda fotovoltaica a la irradiación, la corriente continua que se genera varía linealmente con la irradiancia solar. La curva característica corriente-voltaje de las celdas solares no es lineal, como se ilustra en la Figura 3.3. La curva caracterizada I-V de las celdas solares se ve afectada por muchos factores como la radiación solar, la temperatura y otros factores ambientales [Rajapakse y Muthumuni, 2009].

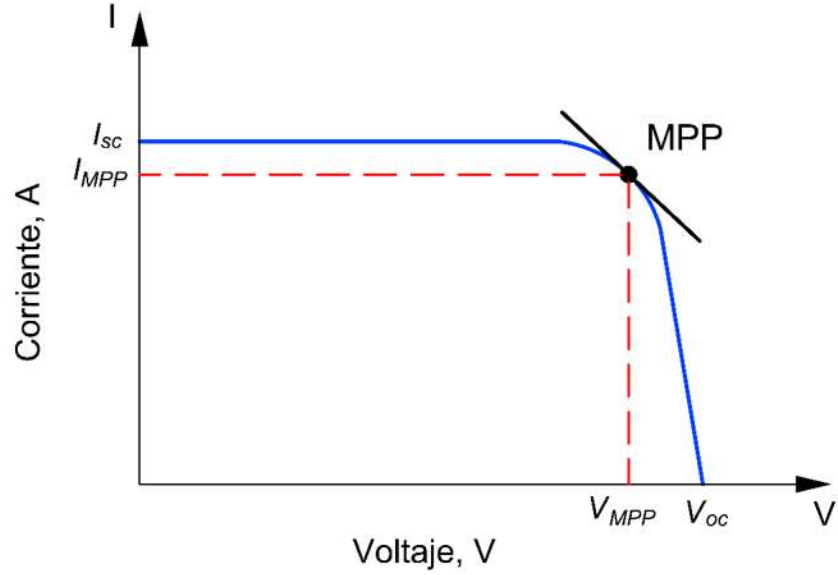


Figura 3. 3 Curva característica de corriente-voltaje de una celda fotovoltaica.

La ecuación básica que caracteriza la relación I-V de la celda solar se puede derivar después de aplicar la ley de corriente de Kirchhoff al circuito equivalente de celda fotovoltaica que se muestra en la Figura 3.2 [Markvart y McEvoy, 2003],

$$I_c = I_{sc} - I_d - I_{sh} \quad (3.1)$$

en donde I_c es la corriente de salida de la celda, I_{sc} es la corriente de cortocircuito generada por la celda, I_d es la corriente que circula por el diodo e I_{sh} es la corriente a través de la resistencia R_{sh} . Las corrientes I_d e I_{sh} se definen como,

$$I_d = I_0 \left[e^{\left(\frac{V_c + I_c R_{sr}}{nV_T} \right)} - 1 \right] \quad (3.2)$$

$$I_{sh} = \frac{V_c + I_c R_{sr}}{R_{sh}} \quad (3.3)$$

$$V_T = \frac{kT_c}{q} \quad (3.4)$$

en donde I_0 es la corriente de saturación inversa del diodo, V_c es el voltaje de la celda, I_c es la corriente total de la celda, R_{sr} es la resistencia en serie de la celda, n es el factor de

idealidad del diodo, R_{sh} es la resistencia en paralelo de la celda, V_T es el potencial térmico, q es la constante de carga del electrón ($1.602 \times 10^{-19} \text{ Coulomb}$), k es la constante de Boltzman ($1.381 \times 10^{-23} \text{ J/}^\circ\text{K}$), y T_c es la temperatura operativa de la celda en grados kelvin. Sustituyendo (3.2) y (3.3) en (3.1) se tiene [Rajapakse y Muthumuni, 2009],

$$I_c = I_{sc} - I_0 \left[e^{\left(\frac{V_c + I_c R_{sr}}{nV_T} \right)} - 1 \right] - \frac{V_c + I_c R_{sr}}{R_{sh}} \quad (3.5)$$

La dependencia a la temperatura de la corriente I_{sc} se define como,

$$I_{sc} = I_{SCR} \left(\frac{G}{G_R} \right) [1 + \alpha_T (T_c - T_{CR})] \quad (3.6)$$

en donde I_{SCR} es la corriente de corto circuito nominal de la celda (máximo punto de potencia a condiciones de operación nominal ($1000 \frac{W}{m^2}$ a $298 \text{ }^\circ\text{K}$)), G es la radiación solar medida en el instante (W/m^2), G_R es la radiación solar en condiciones estándar (1000 W/m^2), α_T es el coeficiente de temperatura de la corriente de corto circuito en condiciones estándar (0.0013 A/K) y T_{CR} es la temperatura nominal de la celda en condiciones estándar ($298 \text{ }^\circ\text{K}$).

La corriente I_0 en la Ec. (3.2), también llamada corriente oscura, es función únicamente de la temperatura de la celda y se define como [Rajapakse y Muthumuni, 2009],

$$I_0 = I_{0R} \left(\frac{T_c}{T_{CR}} \right)^3 e^{\left[\frac{qE_g}{nk} \left(\frac{1}{T_{CR}} - \frac{1}{T_c} \right) \right]} \quad (3.7)$$

en donde I_{0R} es la corriente de saturación inversa en condiciones ambientales estándar y E_g es la banda de energía ($1.8 \times 10^{-19} \text{ J}$).

Las celdas se conectan en serie para formar cadenas para aumentar el voltaje. Por el contrario, las cadenas se pueden conectar en paralelo para aumentar la corriente. La potencia de un módulo depende del número de celdas al interior del módulo fotovoltaico. La Figura 3.4 muestra un diagrama esquemático eléctrico de un módulo solar fotovoltaico [Tamer y Wilfried, 2016].

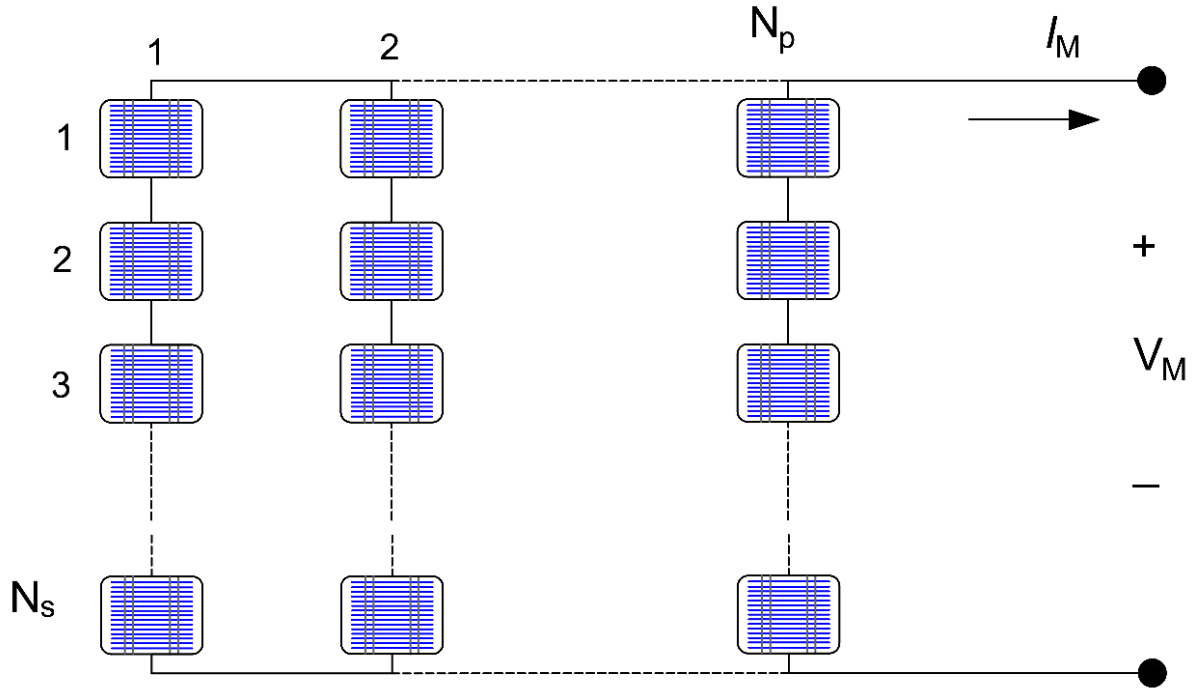


Figura 3. 4 Diagrama esquemático de un módulo solar fotovoltaico.

En el modelo del módulo solar fotovoltaico, se consideran que las características eléctricas de las celdas que lo componen son iguales, lo que garantiza que la expresión exponencial (3.2) pueda escalar linealmente de acuerdo con las conexiones serie-paralelo de las celdas. La relación entre el voltaje V_C y la corriente I_C de la celda y el voltaje V_M y la corriente I_M del módulo se define por las siguientes expresiones [Petrone *et al.*, 2017],

$$I_M = N_p I_C \quad (3.8)$$

$$I_{scM} = N_p I_{scC} \quad (3.9)$$

$$V_M = N_s V_C \quad (3.10)$$

$$V_{ocM} = N_s V_{ocC} \quad (3.11)$$

$$R_{sM} = \frac{N_s}{N_p} R_{sr} \quad (3.12)$$

$$R_{pM} = \frac{N_s}{N_p} R_{sh} \quad (3.13)$$

$$P_{nM} = I_M V_M \quad (3.14)$$

en donde N_s es el número de celdas en serie, N_p es el número de celdas en paralelo, I_{scM} es la corriente de corto circuito del módulo, V_{ocM} es el voltaje en circuito abierto del módulo, R_{sr} es la resistencia en serie de la celda, R_{pc} es la resistencia en paralelo de la celda, R_{sM} es la resistencia serie del módulo, R_{pM} es la resistencia en paralelo del módulo y P_{nM} es la potencia nominal del módulo.

Sustituyendo las ecuaciones (3.8) - (3.13) en (3.5) se obtiene la ecuación del módulo solar fotovoltaico,

$$I_M = I_{scM} - I_0 N_p \left[e^{\left(\frac{V_M + I_M R_{sM}}{N_s n V_T} \right)} - 1 \right] - \frac{V_M + I_M R_{sM}}{R_{pM}} \quad (3.15)$$

Para el caso del arreglo fotovoltaico se aplica el mismo procedimiento que el módulo solar, considerando que cada módulo cuenta con las mismas características eléctricas. En el arreglo fotovoltaico el término N_{sM} es el número de módulos conectados en serie por cadena, N_{pM} es el número de cadenas conectadas en paralelo [Yahyaoui, 2018],

$$I_{scA} = N_{pM} I_{scM} \quad (3.16)$$

$$V_{ocA} = N_{sM} V_{ocM} \quad (3.17)$$

$$P_{nA} = N_{sM} N_{pM} P_{nM} \quad (3.18)$$

en donde I_{scA} es la corriente de corto circuito del arreglo fotovoltaico, V_{ocA} es el voltaje en circuito abierto del arreglo fotovoltaico y P_{nA} es la potencia nominal del arreglo fotovoltaico. La ecuación característica del arreglo fotovoltaico se muestra a continuación [Hansen *et al.*, 2000],

$$I_A = I_{scA} - I_0 N_{pA} \left[e^{\left(\frac{V_A + I_A R_{sA}}{N_{sA} n V_T} \right)} - 1 \right] - \frac{V_A + I_A R_{sA}}{R_{pA}} \quad (3.19)$$

en donde los subíndices M asociados al módulo en la ec. (3.15) son sustituidos por el subíndice A para el arreglo fotovoltaico.

3.1.2 Capacitor de enlace CC

Este elemento es de gran importancia ya que proporciona varias funciones. El capacitor del enlace de CC se utiliza para mantener un voltaje constante en el bus de corriente continua y reducir el rizado. El diseño del capacitor del enlace de CC se determinan de la siguiente manera [Hu *et al.*, 2010],

$$C = \frac{P_{fv}}{2\pi f_{red} V_{cc} \Delta v} \quad (3.20)$$

en donde P_{fv} es la potencia nominal del generador fotovoltaico, f_{red} representa la frecuencia de la red de distribución, V_{cc} corresponde al voltaje de corriente continua en terminales del capacitor de enlace y Δv es el rizado del voltaje. Los cálculos realizados para determinar el valor del capacitor se presentan en el Apéndice A.

3.1.3 Inversor trifásico

La conversión de la potencia de salida de CC del generador fotovoltaico a una potencia de CA trifásica se realiza utilizando el inversor trifásico. Los inversores de modo conmutado producen una salida de CA sinusoidal a partir de una entrada de CC usando técnicas de conmutación PWM, en donde el inversor puede controlar tanto la magnitud como el ángulo del voltaje de salida de CA. La topología del inversor consta de seis interruptores dispuestos en tres ramas paralelas, en donde cada rama posee dos interruptores en serie. Los interruptores que se utilizan para conmutar la fuente del voltaje de CC, son transistores bipolares de puerta aislada (IGBT). El diagrama esquemático del inversor trifásico se muestra en la Figura 3.5.

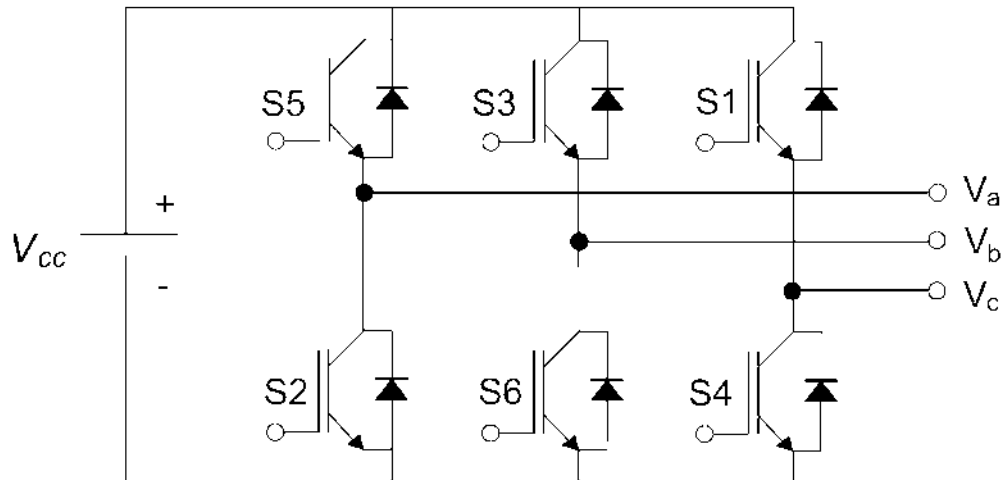


Figura 3. 5 Diagrama esquemático del inversor trifásico.

3.1.4 Modulación por ancho de pulso sinusoidal

La técnica de conmutación más empleada en inversores trifásicos es la modulación de ancho de pulso senoidal (SPWM) ya que permite generar un voltaje de salida sinusoidal, con magnitud y frecuencia controlables. La modulación SPWM consiste en comparar una señal portadora de alta frecuencia con una señal moduladora o de control. Dicha comparación genera un esquema de conmutación para controlar los interruptores del inversor. La modulación de amplitud del inversor se define como [Mohan, 2009],

$$m_a = \frac{v_{control}}{\hat{V}_{tri}} \quad (3.21)$$

en donde $v_{control}$ es la magnitud de la señal de control y \hat{V}_{tri} es la magnitud de la portadora. La componente fundamental del voltaje de fase dependerá directamente de,

$$(\hat{V}_{A0})_1 = m_a \frac{V_{cc}}{2} \quad (3.22)$$

en donde V_{cc} es el voltaje de CC. La amplitud de la componente de frecuencia fundamental del voltaje de salida es proporcional a m_a cuando éste índice es menor o igual a 1. Por tanto, la operación en el rango de m_a de 0 a 1 se conoce como modulación lineal. En caso contrario, si $m_a > 1$, la relación anterior no es proporcional y se dice que opera en el modo de sobre modulación. Si se incrementa el índice de modulación de amplitud, el inversor opera en el modo de forma de onda cuadrada, como se aprecia en la Figura 3.6.

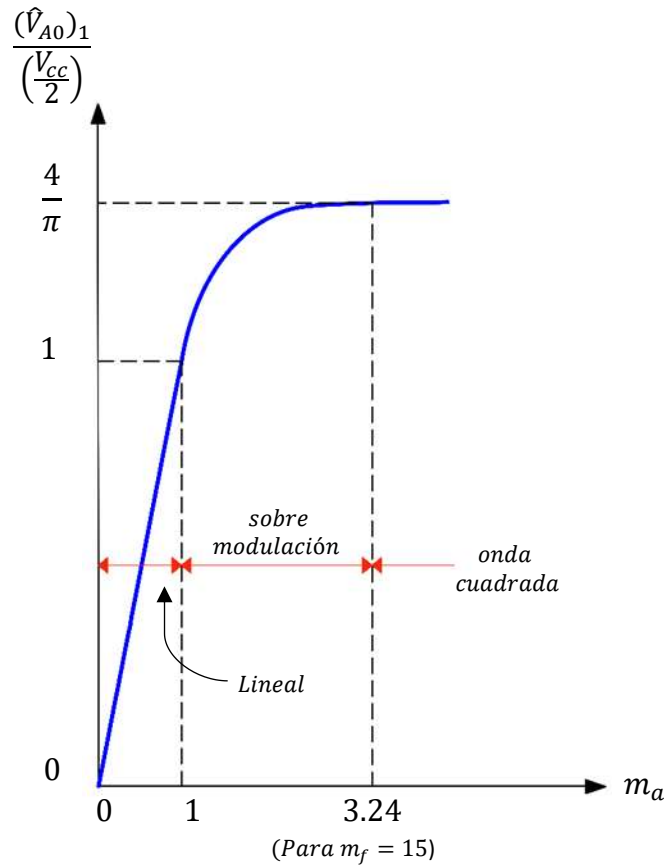


Figura 3. 6 Curva característica de un inversor SPWM en función del índice de modulación.

El índice de modulación de frecuencia debe ser un número entero impar tal que la forma de onda del voltaje de salida contenga únicamente armónicos impares. El índice de modulación de frecuencia se define como [Mohan, 2009],

$$m_f = \frac{f_s}{f_1} \quad (3.23)$$

en donde f_s es la frecuencia portadora y f_1 es la frecuencia fundamental del voltaje de salida. La frecuencia de la portadora define la frecuencia de conmutación de los interruptores en el inversor y la señal de control define la magnitud y frecuencia de la componente fundamental del voltaje de salida del inversor. Con el propósito de obtener voltajes de salida trifásicos balanceados, se compara la señal portadora de alta frecuencia con la forma de onda triangular con tres voltajes de control sinusoidales que están desfasadas 120° entre sí, como se muestra en la Figura 3.7.

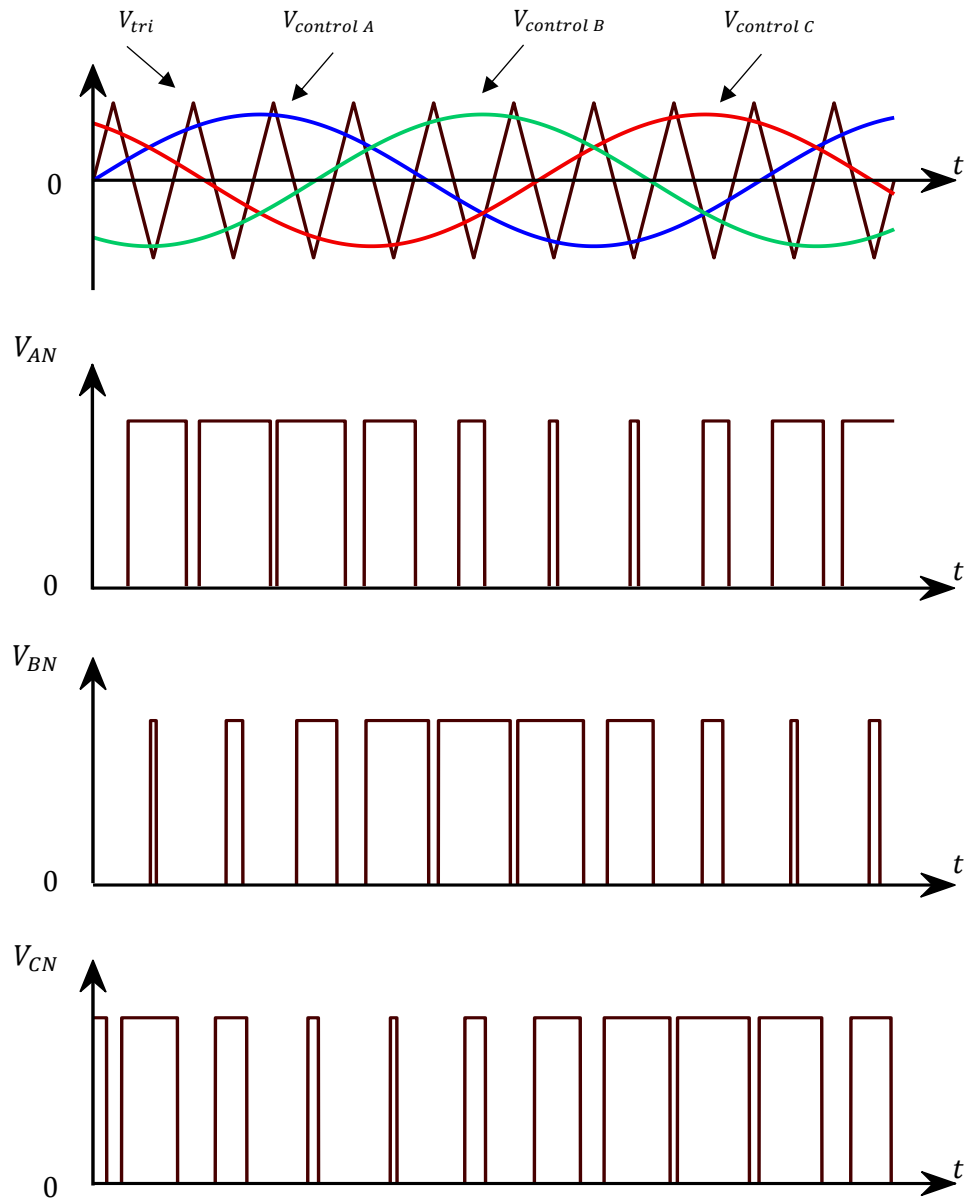


Figura 3. 7 Esquema de modulación SPWM.

Las formas de onda sinusoidales de control se modelan como,

$$\begin{aligned}
 v_{control,A} &= \hat{V} \text{sen}(2\pi f_1 t + \delta + \theta) \\
 v_{control,B} &= \hat{V} \text{sen}(2\pi f_1 t + \delta + \theta - 120^\circ) \\
 v_{control,C} &= \hat{V} \text{sen}(2\pi f_1 t + \delta + \theta + 120^\circ)
 \end{aligned}
 \tag{3.24}$$

en donde \hat{V} es la amplitud pico de la forma de onda sinusoidal de referencia y δ es el ángulo de fase del voltaje en terminales del inversor trifásico. Además, θ es el ángulo

de la red eléctrica y se incorpora en las expresiones de los voltajes de control con el propósito de tomar en cuenta cualquier variación que se presente en dicho ángulo durante algún disturbio que se presente en la red eléctrica.

3.1.5 Sistema de control

Como se puede apreciar en la Figura 3.1, el sistema de control está constituido básicamente por un algoritmo para la determinación del punto de máxima potencia, un algoritmo para regular el flujo de potencia reactiva y el sistema de control del voltaje en el bus de CC. A continuación, se describen estas secciones.

3.1.5.1 Determinación del punto de máxima potencia

El propósito del control del seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) es determinar el punto de operación del generador fotovoltaico para extraer la máxima potencia. En esta tesis se emplea el algoritmo “Perturbar y observar” que utiliza los parámetros de salida del arreglo fotovoltaico tales como el voltaje V_{FV} y la corriente i_{FV} . Este algoritmo consiste en perturbar el voltaje V_{FV} con el propósito de observar la variación de potencia de salida entre una perturbación y otra. Por lo tanto, si el nuevo voltaje genera una potencia superior, significa que el punto de operación se ha movido hacia el punto de máxima potencia (MPP) y las perturbaciones deberán de realizarse hacia el mismo sentido. En cambio, si la potencia disminuye, las perturbaciones al voltaje deberán realizarse al sentido contrario. En la Tabla 3.1 se muestra la lógica de acuerdo con la dirección de la perturbación [Roncero-Clemente *et al.*, 2013]. La Figura 3.8 describe el comportamiento de la curva potencia-voltaje del arreglo fotovoltaico. Considérese el punto de operación (V_{n-1}, P_{n-1}) mostrado en la Figura 3.8. Se puede apreciar que el voltaje debe reducirse con el propósito del alcanzar el punto de máxima potencia [Balato *et al.*, 1999].

Tabla 3. 1 Lógica del funcionamiento del algoritmo perturbar y observar.

Perturbación	Cambio en la potencia	Siguiente Perturbación
Positiva	Positivo	Positiva
Positiva	Negativo	Negativa
Negativa	Positivo	Negativa
Negativa	Negativo	Positiva

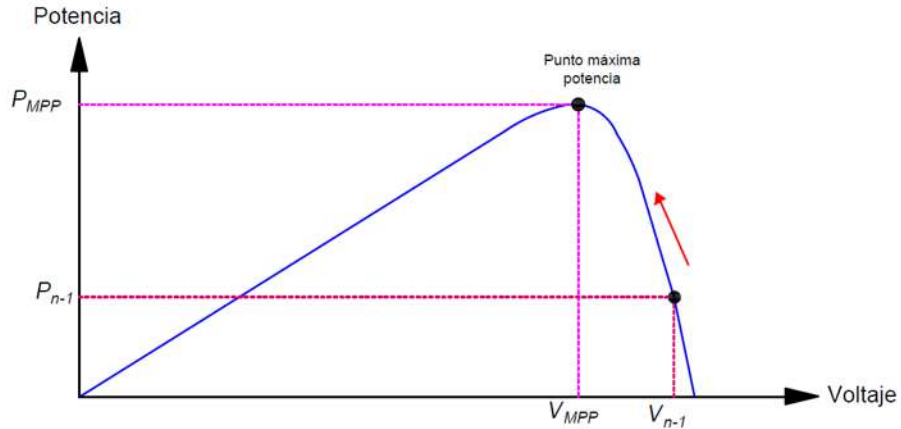


Figura 3. 8 Curva característica P-V del arreglo fotovoltaico considerando algoritmo "perturbar y observar".

3.1.5.2 Sistema de control del inversor

El sistema de control se diseña considerando que toda la potencia generada en el arreglo fotovoltaico, menos las pérdidas en el inversor, se inyecta al sistema eléctrico. Por lo tanto, la potencia activa inyectada a la red eléctrica se define como,

$$P_{red} = P_{MPP} - P_{pérdidas} \quad (3.25)$$

en donde P_{MPP} es la potencia generada en el punto de máxima potencia y $P_{pérdidas}$ son las pérdidas asociadas al convertidor de electrónica de potencia. Este sistema de control se modela con las ecuaciones del flujo de potencia para una red de dos puertos, lo cual obedece a la simplificación de la reactancia del elemento que une a los nodos y la magnitud pequeña de la diferencia angular que existe entre ellos, como se muestra en la Figura 3.9. Por lo tanto, el flujo de potencia activa y reactiva se definen mediante las siguientes ecuaciones simplificadas [Rodríguez, 2017],

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_{12}} \text{Sen} \delta \quad (3.26)$$

$$Q_{12} = \frac{V_2 (V_1 - V_2)}{X_{12}} \quad (3.27)$$

en donde V_1 y V_2 son las magnitudes de los voltajes nodales en la red de dos puertos, X_{12} es la impedancia equivalente entre los dos nodos y δ es el ángulo de fase entre V_1 y V_2 . Además, V_1 es el voltaje en terminales del inversor, mientras que V_2 es el voltaje en la red eléctrica.

Se puede apreciar en la Ec. (3.26) que el flujo de potencia activa inyectada a la red eléctrica se puede regular ajustando el ángulo de fase δ de las formas de onda sinusoidales de control del esquema de conmutación PWM.

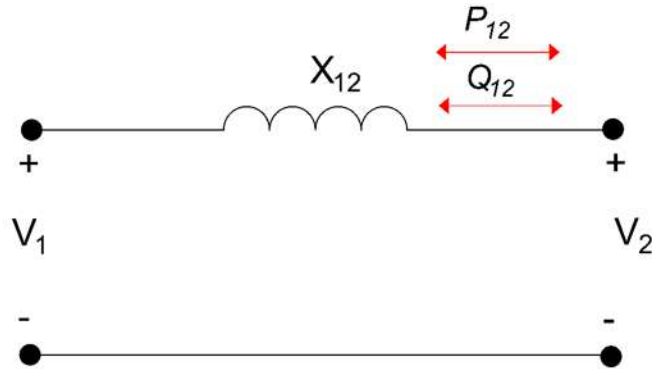


Figura 3. 9 Representación de una red de dos puertos.

De manera similar, se puede apreciar que la expresión simplificada de la potencia reactiva (3.27) no depende del ángulo de fase δ . Asumiendo que el voltaje V_2 es constante y representa el voltaje de la red, entonces se puede observar que el flujo de potencia reactiva depende del voltaje V_1 que representa el voltaje en terminales del inversor. Por lo tanto, ajustando la amplitud \hat{V} de las señales de referencia senoidales en el esquema de conmutación PWM se puede controlar el voltaje de salida del inversor y, por lo tanto, la potencia reactiva de salida.

El sistema de control del inversor implementado en esta tesis consiste en dos controladores PI. Esta topología de control es utilizada porque el número de parámetros a ajustar es reducido y existen varios métodos para el ajuste de parámetros. El primer controlador PI se encarga de controlar el flujo de potencia activa de salida del inversor fotovoltaico mediante la regulación del voltaje en el bus de corriente continua. La Figura 3.10 describe la estructura del sistema de control de la potencia activa. Se puede apreciar que el voltaje medido en el bus de CC se compara con el voltaje de referencia generado por el algoritmo MPP, y se genera una señal de error que ingresa al controlador Proporcional Integral PI. La señal de salida del controlador PI se define como el ángulo de carga δ . Además, la Figura 3.10 describe la estructura del sistema de control para regular el flujo de potencia reactiva. La entrada del controlador PI es una señal error, que resulta de la comparación de la potencia reactiva intercambiada con la red eléctrica y el valor de referencia de la potencia reactiva. La respuesta de salida del control PI representa la magnitud pico de los voltajes sinusoidales de referencia \hat{V} usado en el esquema de conmutación PWM.

La función de transferencia del control PI para regular el voltaje en el bus de corriente continua es,

$$G_v(s) = K_{pv} \left(1 + \frac{1}{T_{iv}s} \right) \quad (3.28)$$

en donde K_{pv} es la ganancia proporcional y T_{iv} es la constante del tiempo integral.

La función de transferencia del control PI para regular el flujo de potencia reactiva es,

$$G_Q(s) = K_{pQ} \left(1 + \frac{1}{T_{iQ}s} \right) \quad (3.29)$$

en donde K_{pQ} es la ganancia proporcional y T_{iQ} es la constante del tiempo integral.

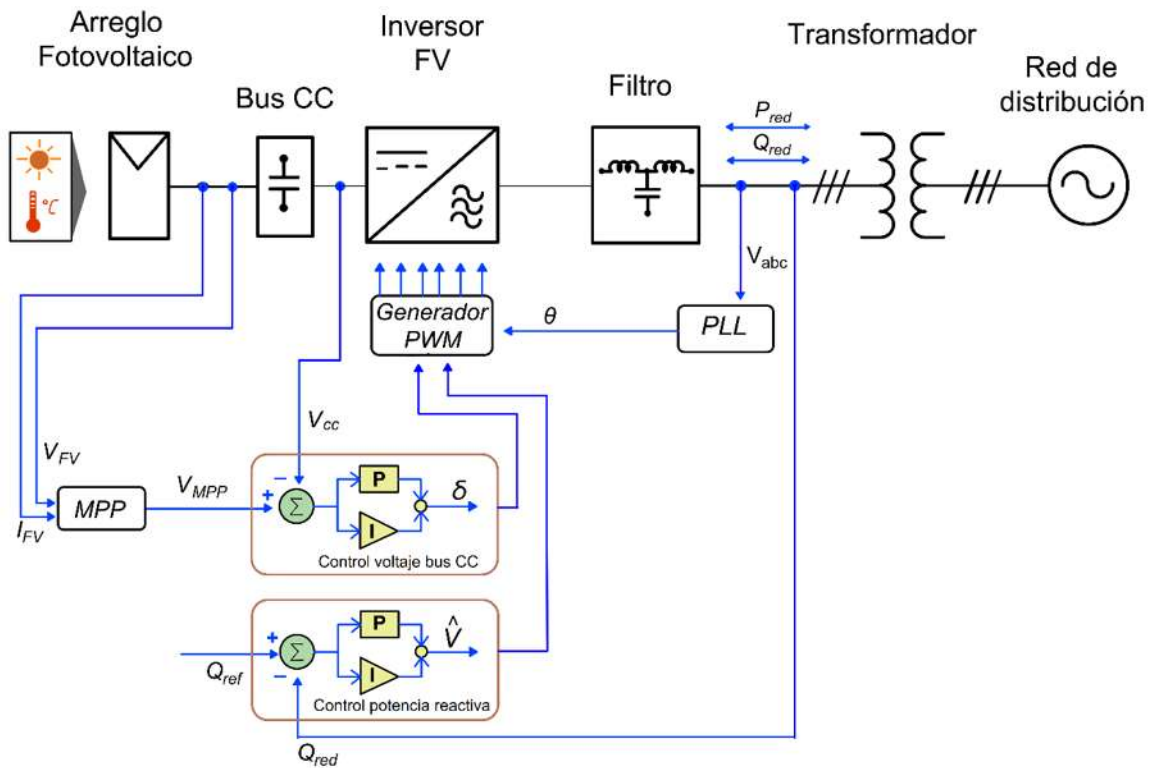


Figura 3. 10 Diagrama de bloques del sistema de control.

3.1.5.3 Sintonización del controlador

Las ganancias k_p y k_i de los controladores PI se determinan en este trabajo usando los métodos Ziegler-Nichols. Los procedimientos de sintonización aplicados en esta tesis se sintetizan en la Figura 3.11. En este trabajo se utilizan ambos métodos. El primer

procedimiento de sintonización conocido como de lazo abierto se aprecia en la Figura 3.11(a), consiste en aplicar una señal escalón unitario a la entrada del sistema para obtener una respuesta experimental. La respuesta debe ser una curva a la que se le puede aplicar el método curva de reacción [Marlin, 2000], en donde σ es la entrada escalón asignada y Δ es la magnitud del cambio de estado en la salida. Además, se consideran los instantes en el tiempo en los que la curva de respuesta alcanza el 28 y 63 por ciento de su valor final. Estas variables son empleadas en las siguientes ecuaciones [Marlin, 2000],

$$K_{ZN} = \frac{\Delta}{\sigma} \quad (3.30)$$

$$\tau = 1.5 (t_{63\%} - t_{28\%}) \quad (3.31)$$

$$L = t_{63\%} - \tau \quad (3.32)$$

Una vez calculadas, los parámetros definidos en (3.30) a (3.32) se pueden calcular las ganancias k_p y k_i del controlador PI de acuerdo con la formulación reportada en la Tabla 3.2. Si la respuesta del sistema no se asemeja a la respuesta requerida por el método Ziegler Nichols de lazo abierto, entonces se puede aplicar el segundo procedimiento denominado de lazo cerrado, como se muestra en la Figura 3.11(b). Se puede observar que el controlador PI se convierte en un controlador proporcional, por lo que se anula la ganancia de integración k_i . Este procedimiento consiste en incrementar gradualmente k_p de 0 a un valor crítico k_{cr} , hasta que la respuesta del sistema muestre oscilaciones sostenidas y se determina el período de oscilación P_{cr} . Con estos parámetros se pueden ajustar los valores del controlador PI, considerando las fórmulas planteadas para el método Ziegler-Nichols de lazo cerrado, como se muestran en la Tabla 3.2 [Ogata, 2010]. El procedimiento para el cálculo de las ganancias de los controladores PI usando los métodos Ziegler-Nichols se detalla en el Apéndice B.

La Figura 3.12 representa el diagrama esquemático de la sintonización Ziegler-Nichols. A partir del diagrama del generador fotovoltaico se simulan dos circuitos simplificados para sintonizar el control del voltaje en el bus de CC y el control de potencia reactiva implementados en este trabajo.

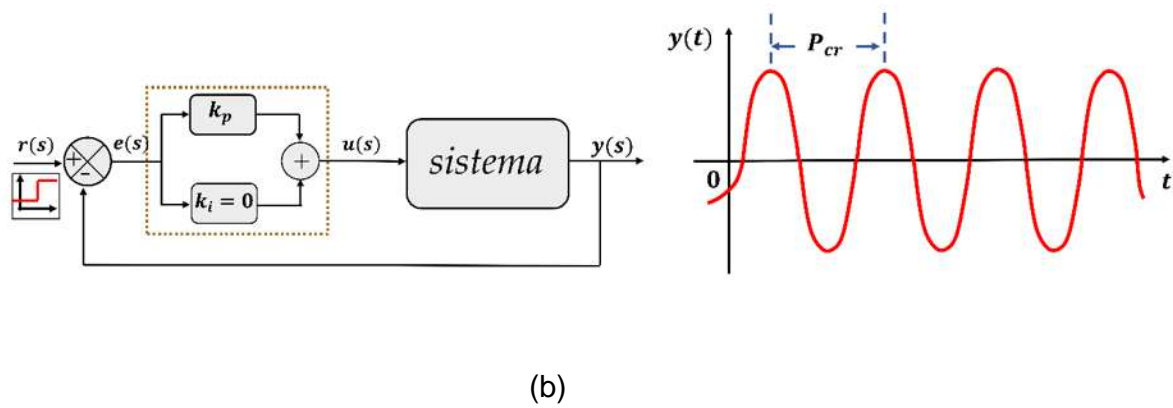
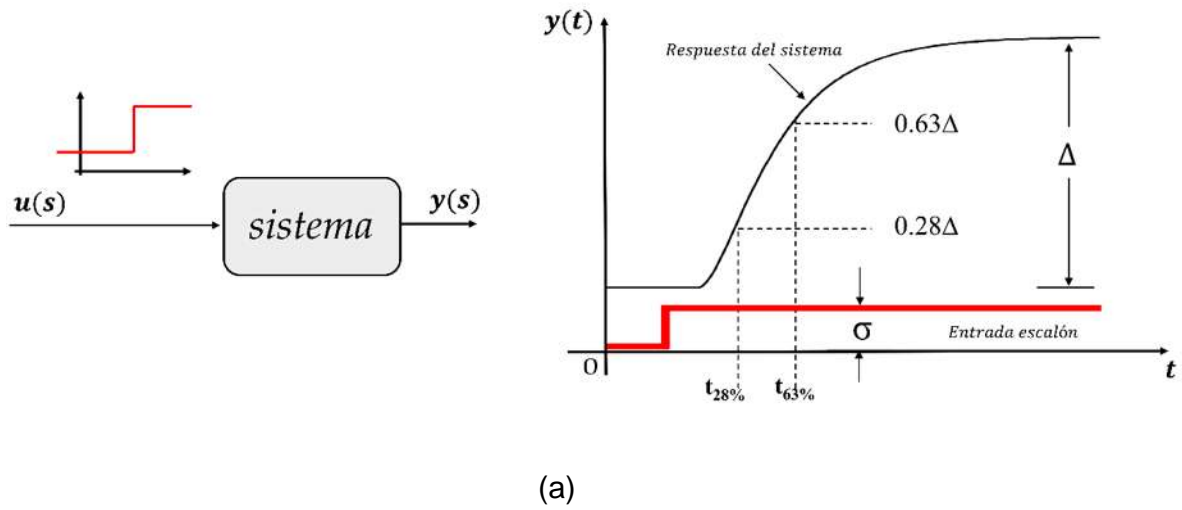


Figura 3. 11 Métodos de sintonización Ziegler-Nichols: a) lazo abierto y b) lazo cerrado.

Tabla 3. 2 Reglas de sintonización de Ziegler-Nichols.

Tipo controlador	Método lazo abierto		Método lazo cerrado	
	K_p	K_i	K_p	K_i
PI	$\frac{0.9 \tau}{K_{ZN}L}$	$3.33L$	$0.45K_{cr}$	$\frac{1}{1.2}P_{cr}$

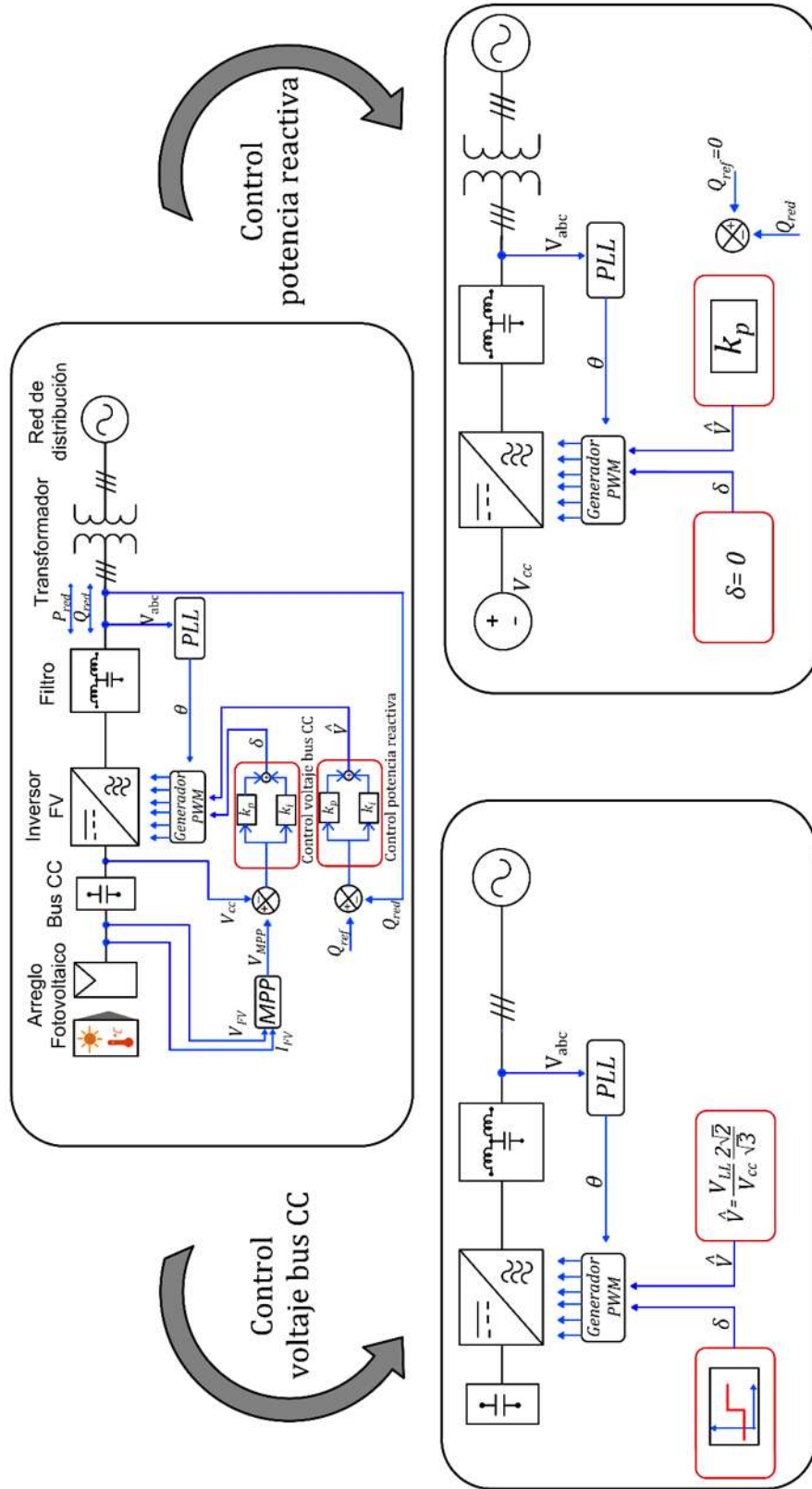


Figura 3. 12 Diagrama esquemático sintonización Ziegler-Nichols para el control del voltaje en el bus de CC y el control de potencia reactiva.

3.1.5.4 Algoritmo para determinar el flujo de potencia reactiva

La capacidad del inversor para transferir potencia reactiva está limitada por su potencia aparente nominal y la potencia activa que se inyecte al sistema eléctrico. Por lo tanto, la potencia reactiva de transferencia máxima en el inversor se define como,

$$Q_{inv} = \sqrt{S_{inv}^2 - P_{inv}^2} \quad (3.33)$$

en donde S_{inv} es la potencia aparente del inversor, y P_{inv} es la potencia activa que se inyecta a la red eléctrica.

La estrategia de inyección de potencia reactiva implementada en este trabajo considera los requerimientos del estándar IEEE 1547 descrito en la Figura 2.3 y la capacidad del inversor fotovoltaico descrito en la Figura 2.6. Estas restricciones se sintetizan en la gráfica V-Q que se muestra en la Figura 3.13. Como se observa en la Figura 3.13, la potencia reactiva se calcula en función de la variación del voltaje en la red eléctrica, en donde " Q_{max} " es la máxima potencia reactiva que el inversor puede inyectar a la red y " $-Q_{max}$ " es la máxima potencia reactiva que el inversor puede absorber de la red. Si el cambio de voltaje de la red está dentro de los límites del voltaje nominal, se encontraría en la zona conocida como banda muerta (deadband) y el inversor no absorbe ni genera potencia reactiva. Si la variación del voltaje del sistema está fuera de rango de la banda muerta (mayor que V_3 o menor que V_2), entonces habrá inyección o absorción de potencia reactiva de acuerdo con la curva V-Q como se muestra en la Figura 3.13 [Dao *et al.*, 2019]. Las pendientes k_1 y k_2 se definen como,

$$k_1 = \frac{Q_{max}}{\Delta V_1} \quad (3.34)$$

$$k_2 = \frac{Q_{max}}{\Delta V_2} \quad (3.35)$$

$$\Delta V_1 = V_2 - V_1 \quad (3.36)$$

$$\Delta V_2 = V_3 - V_4 \quad (3.37)$$

en donde Q_{max} es la potencia reactiva inyectada obtenida de la ecuación (3.33) y ΔV es una diferencia de voltajes predefinidos de acuerdo con las capacidades del inversor. Las restricciones se modelan de la siguiente forma,

$$\begin{cases} Q_{rv} = Q_{max}, & 0 \leq V^+ \leq V_1 \\ Q_{rv} = -k_1(V_m - V_2), & V_1 \leq V^+ \leq V_2 \\ Q_{rv} = 0, & V_2 \leq V^+ \leq V_3 \\ Q_{rv} = k_2(V_m - V_3), & V_3 \leq V^+ \leq V_4 \\ Q_{rv} = -Q_{max}, & V_4 \leq V^+ \leq V_{max} \end{cases} \quad (3.38)$$

en donde V_m es el voltaje de secuencia positiva medido en pu en el punto de acoplamiento común. Con referencia a la Figura 3.13, cuando el voltaje de red medido se encuentra entre V_2 y V_3 , el comando de potencia reactiva del inversor es cero. Si el voltaje de la red comienza a superar el límite superior definido por V_3 , el inversor comenzará a absorber potencia reactiva, aumentando linealmente el comando de potencia reactiva entre V_3 y V_4 . Una vez que el voltaje excede V_4 , la absorción de potencia reactiva se fija en $-Q_{max}$. Por el contrario, cuando el voltaje comienza a caer por debajo del límite inferior definido por V_2 , se inyecta potencia reactiva en el sistema de distribución para ayudar a mantener el voltaje nominal. Cuando el voltaje cae por debajo de V_1 , la potencia reactiva inyectada se fija en Q_{max} .

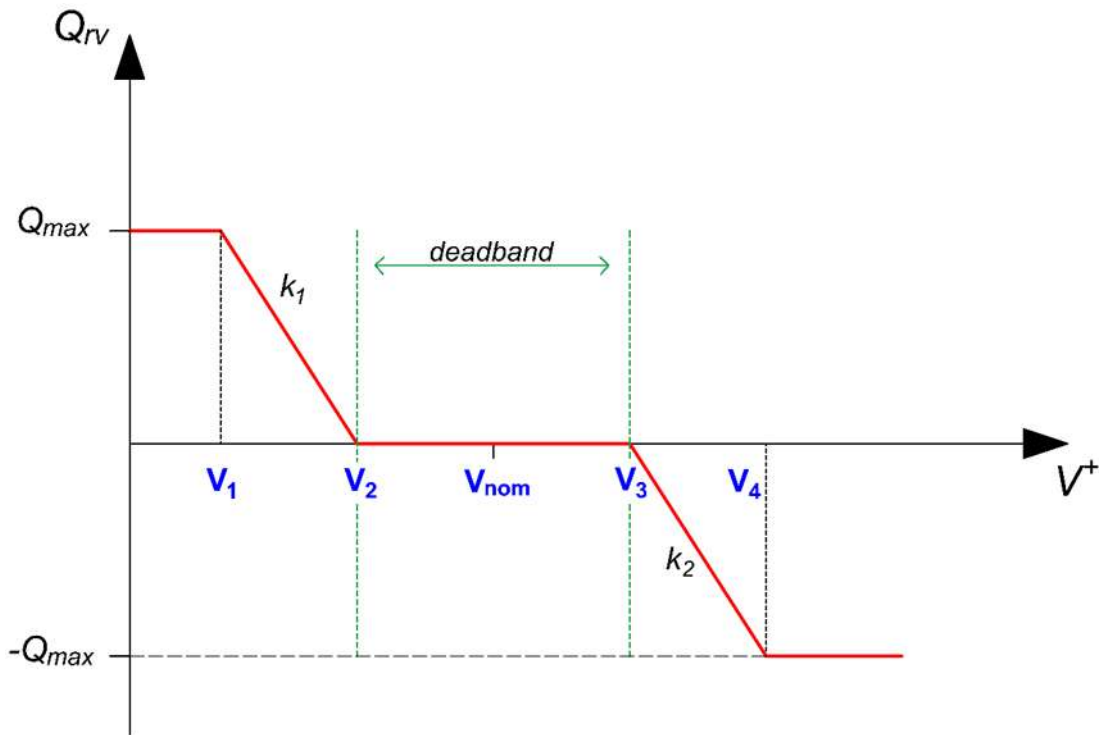


Figura 3. 13 Curva característica V-Q.

3.1.6 Filtro LCL

El filtro LCL se utiliza para filtrar los voltajes y las corrientes de salida del inversor fotovoltaico. El filtro LCL consiste en dos inductores en serie y un capacitor en derivación en configuración 'T'. La Figura 3.14 muestra el diagrama esquemático del filtro. Los cálculos realizados para obtener el valor del filtro LCL se reportan en el Apéndice C.

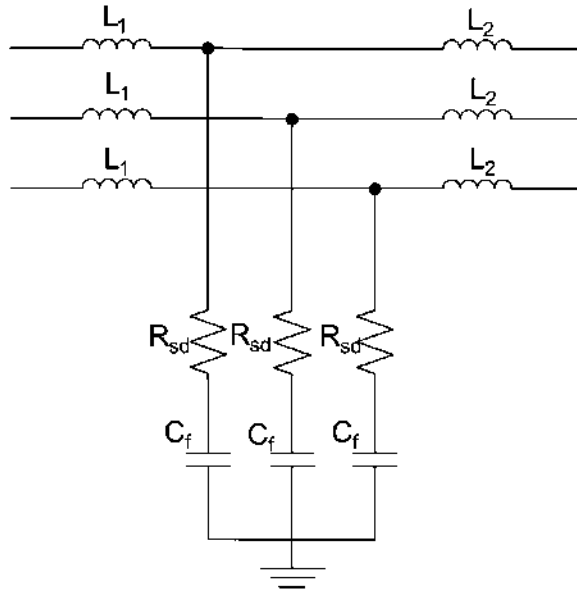


Figura 3. 14 Diagrama esquemático del filtro LCL

3.2 Detección de fluctuaciones de voltaje

El sistema de control de la central fotovoltaica requiere de información vinculada a la condición de operación de la red eléctrica con el propósito de cumplir con las funcionalidades establecidas en los códigos de red. En particular, la detección oportuna y eficaz de fluctuaciones de voltaje permite identificar condiciones de falla y representa un elemento importante en el desempeño del sistema de control. La detección oportuna de la depresión de voltaje permitirá cambiar del modo de operación nominal al modo de operación bajo falla.

Cuando se presenta una falla en la red eléctrica, por lo general se presenta inestabilidad en las formas de onda de voltaje y corriente, alterando sus magnitudes y sus ángulos en cada una de las fases. Para la determinación de estas magnitudes y

ángulos se puede emplear el método de componentes simétricas. Este método consiste en que cualquier sistema desbalanceado de n fasores, se puede resolver como la suma de n sistemas de fasores balanceados. Los fasores desequilibrados de un sistema trifásico pueden descomponerse en tres sistemas equilibrados de fasores que son, uno de secuencia positiva, otro de secuencia negativa y un tercero de secuencia cero que sumados vectorialmente dan como resultado el sistema de fasores desbalanceado original [Grainger y Stevenson, 1997]. La Figura 3.15 representa los tres sistemas de fasores para voltajes, en condiciones ideales cuando el sistema trifásico está balanceado.

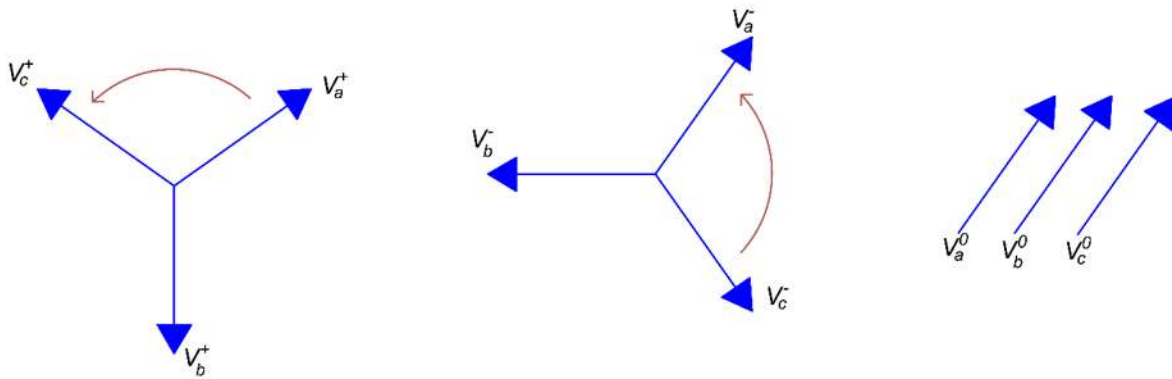


Figura 3. 15 Representación fasorial componentes simétricas: a) secuencia positiva, b) secuencia negativa y c) secuencia cero.

En este trabajo, la detección de las fluctuaciones de voltaje se realiza aplicando la Transformada Rápida de Fourier y la descomposición en componentes simétricas. La descomposición de los voltajes de fase a frecuencia fundamental en sus componentes simétricas se implementa usando un arreglo matricial de 3×3 , como se muestra en la ecuación,

$$\begin{bmatrix} V^0 \\ V^+ \\ V^- \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{b1} \\ V_{c1} \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

en donde $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$, V^0 es la componente de secuencia cero, V^+ es la componente de secuencia positiva y V^- es la componente de secuencia negativa.

La magnitud de los voltajes a frecuencia fundamental $[V_{a1} \ V_{b1} \ V_{c1}]^T$ se determinan aplicando la Transformada Rápida de Fourier a los voltajes instantáneos de fase $[v_a \ v_b \ v_c]^T$. En este trabajo el voltaje trifásico instantáneo medido en el punto de conexión común se convierte en magnitudes fasoriales de secuencia positiva, negativa y cero. Para propósitos de detección de la falla se utiliza la variación de la secuencia positiva

3.3 Modos de operación

La Figura 3.16 presenta el diagrama de estados finitos para el generador fotovoltaico. Este diagrama tiene como objetivo describir las decisiones de control al interior del inversor que permiten elegir entre un conjunto de modos de operación. El diagrama de la Figura 3.16 muestra los estados, transiciones y diversos parámetros que afectan las decisiones de control en el generador fotovoltaico.

Se puede observar que el diagrama de estados finitos propuesto en esta tesis posee cinco estados básicos: (i) Modo de desconexión, (ii) Modo arranque, (iii) Modo FP=1.0, (iv) Modo regulación de voltaje y (v) Modo STATCOM. Estos cinco estados básicos de operación tienen como finalidad garantizar la operación continua del generador fotovoltaico ante cualquier escenario de operación.

Se puede apreciar que el diagrama de estados comienza en el modo de desconexión, en donde las variables V_{ref} y Q_{ref} permanecen en cero. La variable BRK es clave para la operatividad del inversor, ya que tiene por función habilitar o interrumpir la conexión con la red eléctrica. De igual forma, la variable modo permite seleccionar los diferentes modos de operación del inversor, $\{0, 1, 2\}$, modo=0 para modo F.P.=1.0, modo=1 para modo regulación de voltaje y modo=2 para modo STATCOM. Los estados básicos del inversor se describen a continuación,

- Modo desconexión: En este modo de operación el sistema se encuentra en un estado de reposo, esperando que la variable BRK tome el valor de 0.
- Modo Arranque: Este modo de operación tiene como finalidad garantizar un voltaje mínimo en el bus de CC. Por lo tanto, se establecen las referencias $V_{ref}=V_{min}$, y $Q_{ref}=0$ para el sistema de control.
- Modo FP=1.0: Este modo de operación garantiza el funcionamiento del generador fotovoltaico con un factor de potencia unitario. Para operar en este modo se deben cumplir las condiciones $BRK=0$, modo=0 y $V_{CC} \geq V_{min}$. Los valores de referencia establecidos en este modo de operación son $V_{ref}=V_{MPP}$ y $Q_{ref}=0$.
- Modo Regulación de Voltaje: En este modo de operación, el generador fotovoltaico inyecta la mayor cantidad de potencia activa y regula el voltaje en el punto de conexión común. Se ingresa a este modo de operación cuando se cumplen las condiciones $BRK=0$, modo=1 y $V_{CC} \geq V_{min}$. Los valores de referencia son $V_{ref}=V_{MPP}$ y $Q_{ref}=Q_{rv}$.
- Modo STATCOM: Este modo de operación hace uso de la central fotovoltaica como un STATCOM, es decir, se opera inyectando la máxima potencia reactiva disponible $Q_{ref}=Q_{max}$ en horarios en donde no existe

irradiancia. Se ingresa a este modo cuando se cumplen las condiciones $BRK=0$, $modo=2$ y $V_{CC} \geq V_{min}$. Los valores de referencia son $V_{ref}=V_{min}$ y $Q_{ref}=Q_{max}$.

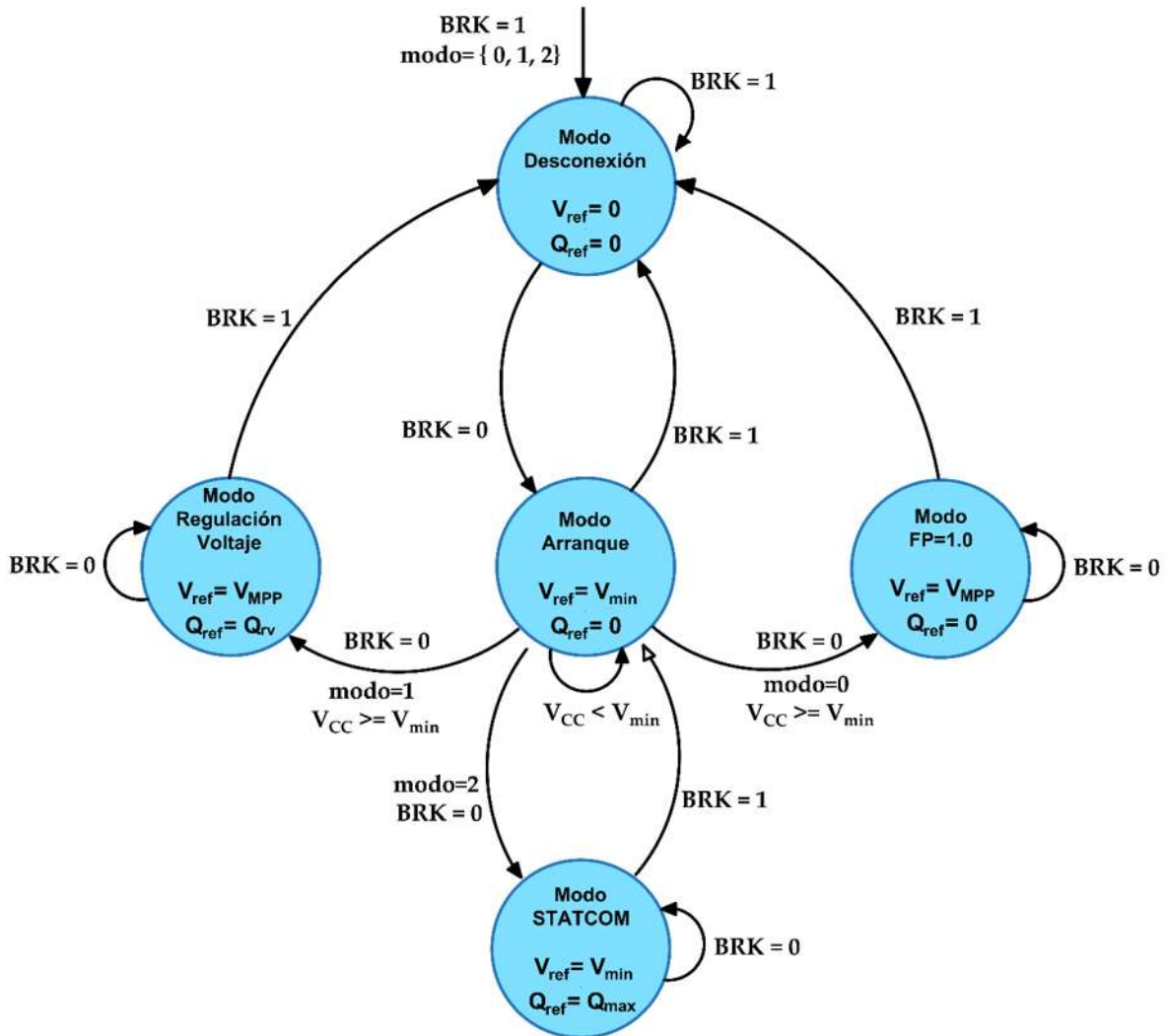


Figura 3. 16 Diagrama de estados finitos para la operación del generador fotovoltaico.

3.4 Implementación en PSCAD/EMTDC

El paquete de simulación PSCAD/EMTDC permite resolver redes eléctricas en un ambiente gráfico con un enfoque de transitorios electromagnéticos. Las siglas PSCAD significan "Power System Computer Aided Design", en donde la herramienta de

análisis transitorio se basa en el software EMTDC “Electromagnetic Transients Including DC” [WECC, 2010]. El ambiente gráfico de simulación incluye una librería que abarca desde convertidores de electrónica de potencia hasta componentes básicos de las redes de potencia. Precisamente, uno de los principales aspectos atractivos de esta herramienta de simulación es la integración de sistemas de electrónica de potencia complejos y sistemas eléctricos de potencia con líneas de transmisión y máquinas rotatorias. La solución de estos sistemas se obtiene en el dominio del tiempo, con posibilidad de emigrar al dominio de la frecuencia.

La Figura 3.17 muestra la implementación en PSCAD/EMTDC de las restricciones descritas en (3.38). El voltaje de secuencia positiva medido (V_m) de la red eléctrica pasa a través de un filtro pasa-bajas de primer orden para filtrar los componentes de alta frecuencia de esta señal. Una vez filtrada se compara con el voltaje de referencia y el error se alimenta al bloque banda muerta (deadband), para obtener el porcentaje de caída de voltaje. La caída de voltaje porcentual se multiplica por la pendiente k para obtener la potencia reactiva de referencia que debe inyectarse a la red.

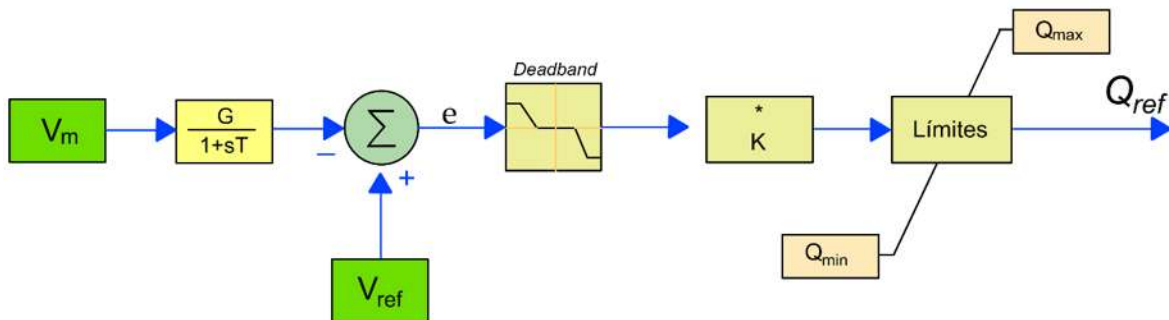


Figura 3. 17 Sistema de control para obtener potencia reactiva de referencia Q_{ref} en el modo de regulación de voltaje.

La Figura 3.18 muestra el modelo del generador fotovoltaico con una etapa de conversión simulado en PSCAD/EMTDC, incorporando la parte de potencia y la de control. El generador fotovoltaico en su etapa de potencia incorpora el arreglo de módulos fotovoltaicos, el capacitor de enlace del bus de corriente, el inversor trifásico y el filtro LCL. El transformador permite acoplar el generador fotovoltaico a la red de distribución.

El arreglo fotovoltaico cuenta con 1000 módulos solares fotovoltaicos marca IUSASOL de 250 W, con una capacidad instalada de 250 kWp. Las Figura 3.19(a) y 3.19(b) muestra las curvas V-I para el módulo solar fotovoltaico IUSASOL 250W

proporcionadas por el fabricante en la ficha técnica que se puede consultar en el Apéndice D. Los parámetros de celda y el arreglo fotovoltaico de la Figura 3.19 se muestran en la Tabla 3.3 y la Tabla 3.4,

Tabla 3. 3 Datos y parámetros celda fotovoltaica.

1	Área efectiva / celda (m ²)	0.025
2	Resistencia en serie / celda (Ω)	0.005531
3	Resistencia en paralelo / celda (Ω)	1000000
4	Factor de idealidad del diodo	1.07
5	Energía banda gap (eV)	1.124
6	Corriente de saturación / celda (A)	1.039868e-12
7	Corriente de cortocircuito / celda (A)	0.00875
8	Coeficiente de temperatura (A/K)	0.0000042

Tabla 3. 4 Datos y parámetros arreglo fotovoltaico.

1	No. de módulos conectados en serie / Arreglo	50
2	No. de cadenas de módulos en paralelo / Arreglo	20
3	No. de celdas conectadas en serie / Módulo	60
4	No. de cadenas de celdas en paralelo / Módulo	1
5	Irradiación de referencia (W/m ²)	1000
6	Temperatura de la celda (°C)	25

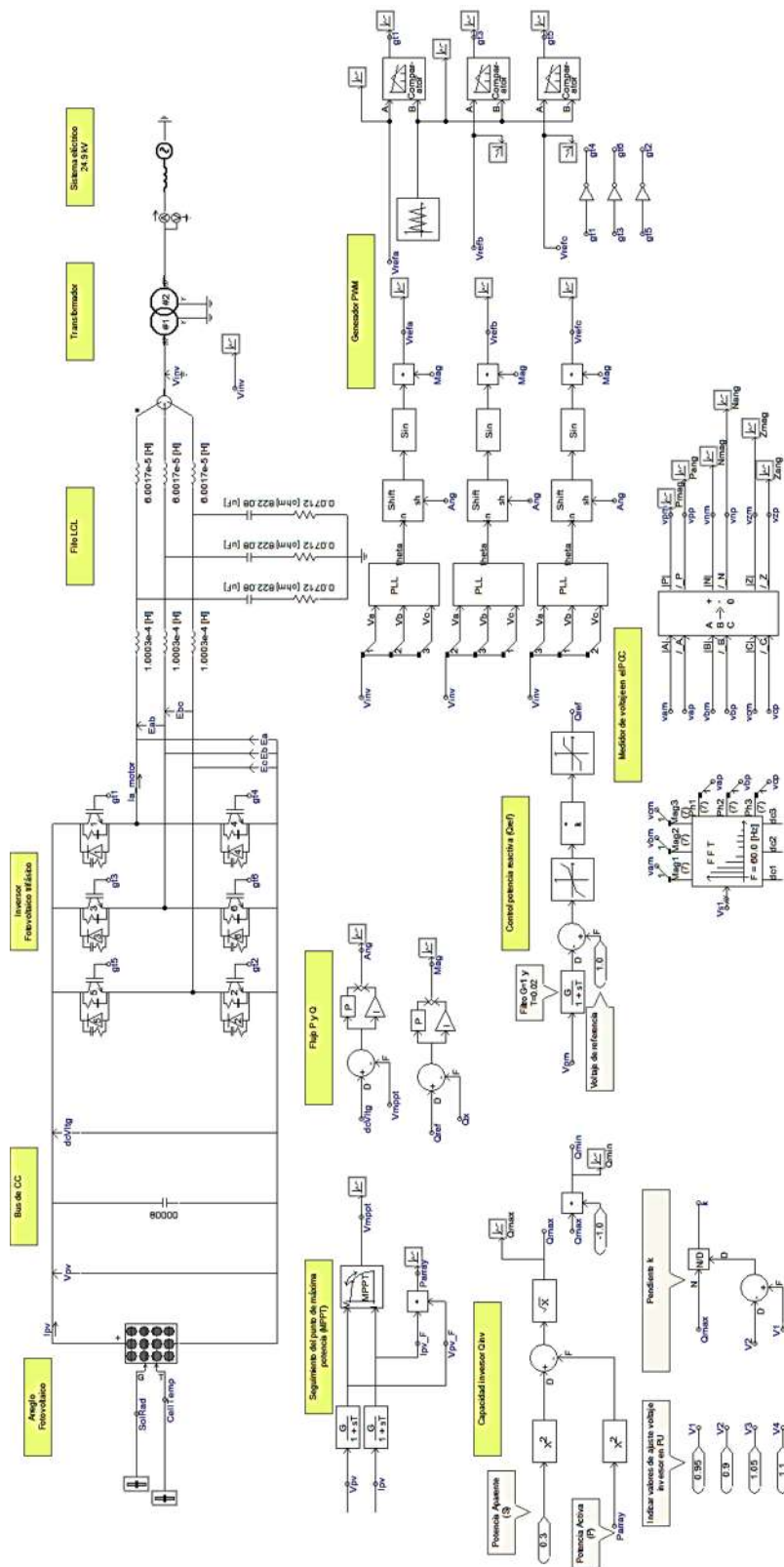
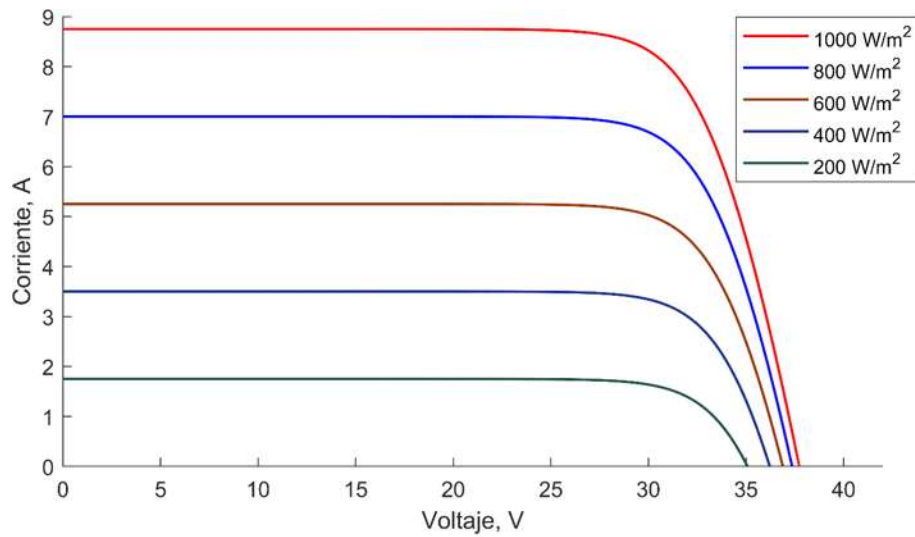
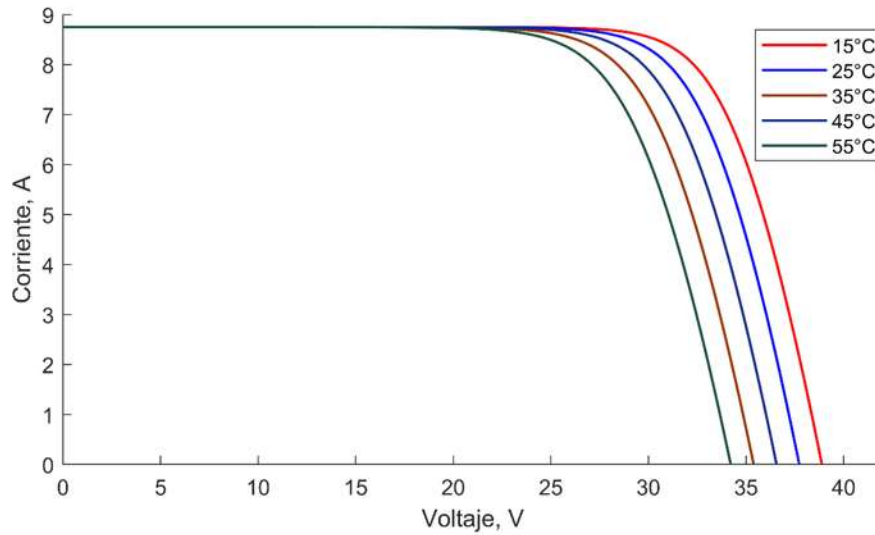


Figura 3. 18 Modelo del generador fotovoltaico simulado en PSCAD.



(a)



(b)

Figura 3. 19 Curva característica V-I típica del módulo solar fotovoltaico IUSASOL de 250 W: a) irradiancia variable y temperatura 25 °C y b) irradiancia constante de 1000 W/m² y temperatura variable.

3.5 Resultados de simulación

En esta sección se evalúa el desempeño del sistema de control basado en controladores PI para el generador fotovoltaico conectado a un bus infinito. Se evalúa la operación en estado estable y transitoria.

3.5.1 Operación en estado estable

En este caso de estudio se opera al generador fotovoltaico conectado a un bus infinito de 24.9 kV a través de un transformador elevador. Las condiciones ambientales se mantienen constantes con una temperatura ambiente de 25°C e irradiancia de 1000 W/m². La Tabla 3.5 describe los parámetros utilizados en este caso de estudio. Con el propósito de evaluar la capacidad de los sistemas de control para regular el voltaje en el bus de CC y la potencia reactiva, la simulación se realizó de acuerdo con la siguiente secuencia de eventos:

- 1.- Iniciar la operación con $V_{ref}=1.5$ kV y $Q_{ref}=0$.
- 2.- Aplicar $V_{ref}=1.2$ kV en $t=5$ seg.
- 3.- Aplicar $Q_{ref}=0.15$ MVAR en $t=10$ seg.
- 4.- Aplicar $V_{ref}=1.6$ kV en $t=15$ seg.
- 5.- Aplicar $Q_{ref}=-0.1$ MVAR en $t=20$ seg.
- 6.- Aplicar $V_{ref}=1.5$ kV en $t=25$ seg.
- 7.- Aplicar $Q_{ref}=0.1$ MVAR en $t=30$ seg.
- 8.- Aplicar $V_{ref}=1.35$ kV en $t=35$ seg.
- 9.- Aplicar $Q_{ref}=0$ MVAR en $t=40$ seg.

La Figura 3.20 reporta los resultados de simulación obtenidos en PSCAD/EMTDC. En la Figura 3.20(a) se puede observar que la respuesta del voltaje en el bus de CC sigue de forma adecuada al voltaje de referencia. Se puede apreciar pequeños sobre impulsos en los instantes que se realizan cambios de referencia. Las discrepancias entre el voltaje medido y de referencia se puede apreciar más claramente en la respuesta del error del voltaje reportada en la Figura 3.20(c). Por su parte, la Figura 3.20(b) compara la potencia reactiva medida y de referencia. Se puede apreciar que la potencia reactiva intercambiada con la red eléctrica sigue adecuadamente los valores de referencia. La Figura 3.20(d) muestra el error de la potencia reactiva, en donde se puede apreciar sobre impulsos en los instantes de cambio de referencia, pero el sistema de control de la potencia reactiva es capaz de alcanzar un valor cercano a cero en estado estable. La Figura 3.20(e) muestra el ángulo del voltaje de salida del inversor trifásico determinado con el control del voltaje en el bus de CC. Finalmente, la Figura 3.20(f) describe el comportamiento en el tiempo de la magnitud pico de los voltajes de referencia sinusoidales usados en el esquema de conmutación PWM y determinada con el control de la potencia reactiva.

Tabla 3. 5. Parámetros del caso de estudio.

VARIABLES AMBIENTALES	Irradiancia	$G = 1000 \text{ W/m}^2$
	Temperatura	$T_{amb} = 25^\circ\text{C}$
MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO IUSASOL MODELO PV-01-250	Potencia Nominal (P_{nM})	250 W
	Número de celdas (N_s)	60 celdas en serie (6x10)
	Voltaje en circuito abierto (V_{oc})	37.8 V
	Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{max})	30.5 V
ARREGLO SOLAR FOTOVOLTAICO (AFV)	Número de módulos en serie (N_{sM})	50
	Número de módulos en paralelo (N_{pM})	20
	Potencia Nominal (kW)	$P_{nA} = N_{sM} * N_{pM} * P_{nM} = 250 \text{ kW}$
CAPACITOR ENLACE CC	Capacidad	$C = 80000 \mu\text{F}$
	Voltaje bus de CC	$V_{CC} = 1500\text{V}$
INVERSOR TRIFÁSICO CC/CA	Potencia nominal (kW)	300 kW
	PI control de voltaje	$k_p = 1.4478991, k_i = 0.1917577, Lim_{max} = 6.29, Lim_{min} = -6.29$
	PI control potencia reactiva	$k_p = 0.225, k_i = 0.013712, Lim_{max} = 3, Lim_{min} = 0$
	Frecuencia de conmutación	$f_s = 4860 \text{ Hz}$
FILTRO INDUCTIVO	LCL	$L_1 = 1.0003 \times 10^{-4} \text{ H},$ $L_2 = 6.0017 \times 10^{-5} \text{ H},$ $C_f = 822.08 \mu\text{F},$ $R_f = 0.0712 \Omega,$
TRANSFORMADOR DE ACOPLAMIENTO	Voltaje nominal	$V_{nom} = 220\text{V}/24.9 \text{ kV}$
	Potencia aparente nominal	$S_{nom} = 320 \text{ kVA}$ $R_1 = 0.003 \text{ pu}, R_2 = 0.005 \text{ pu},$ $X_1 = 0.2 \text{ pu}, X_2 = 1.25 \text{ pu},$
PLL		$k_p = 50, k_i = 900, f_{red} = 60 \text{ Hz},$

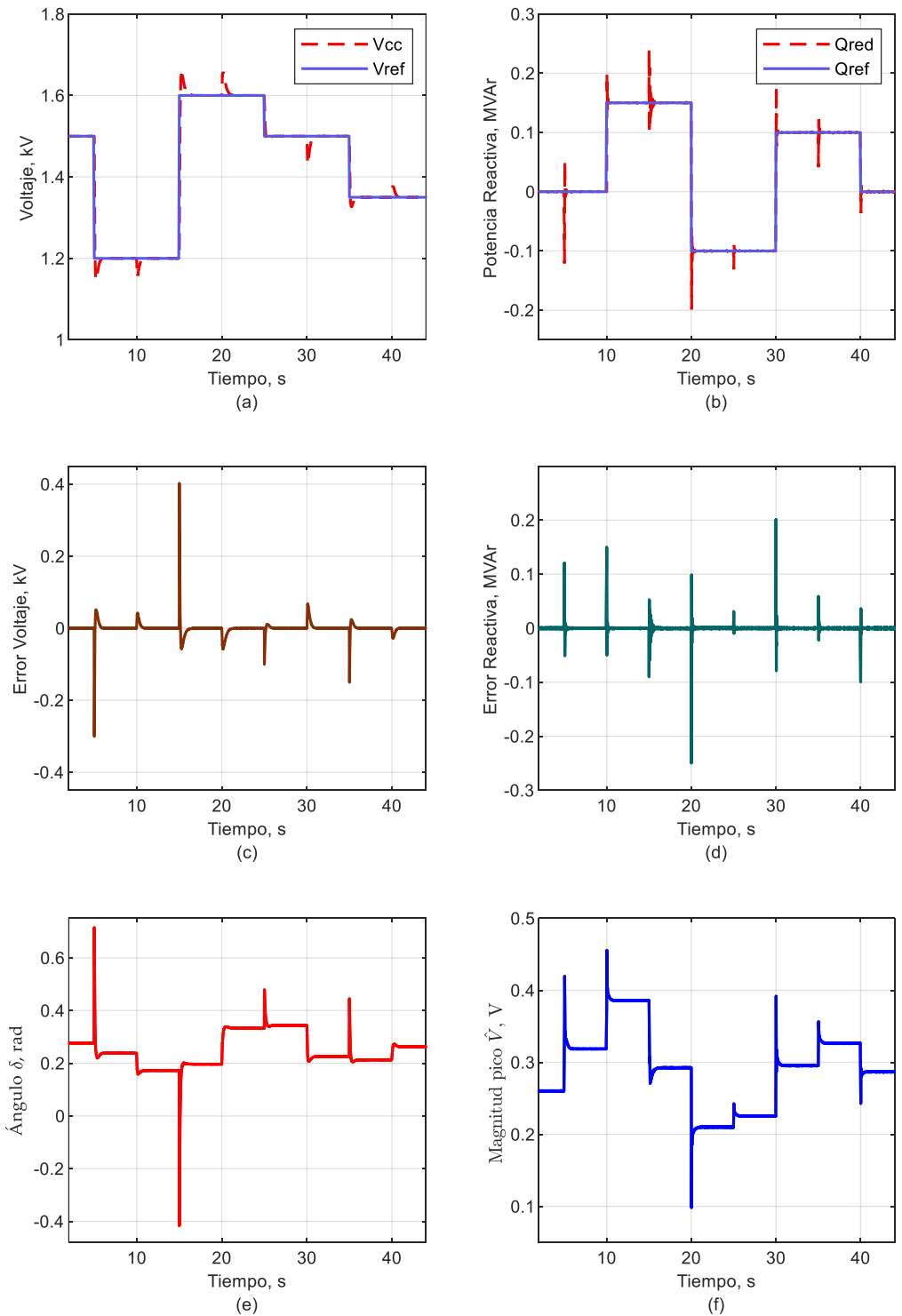


Figura 3. 20 Resultados de simulación con V_{ref} y Q_{ref} variables: a) voltaje en el bus de corriente continua medido y de referencia, b) potencia reactiva medida y de referencia, c) señal de error del control del voltaje, d) señal de error del control de la potencia reactiva, e) Respuesta del control del voltaje de CC y f) Respuesta del control de la potencia reactiva.

La Figura 3.21 muestra el comportamiento del flujo de potencia activa en el punto de acoplamiento común. Para $t \leq 5$ seg., se tiene $V_{ref}=1.5$ kV y $Q_{ref}=0$ MVAR, y bajo estas condiciones la transferencia de potencia activa es de 0.23 MW. Para $5 \text{ seg.} < t \leq 10 \text{ seg.}$, se define $V_{ref}=1.2$ kV y $Q_{ref}=0$ MVAR, la cual produce una disminución de la potencia activa de transferencia a un valor de 0.2 MW. Para $10 \text{ seg.} < t \leq 15 \text{ seg.}$, se observa que con $V_{ref}=1.2$ kV y $Q_{ref}=0.15$ MVAR la potencia activa se mantiene con un valor de 0.2 MW. A partir de estos resultados se puede apreciar que el flujo de potencia activa depende del valor del voltaje del bus de CC, mientras que es inmune a las variaciones del flujo de potencia reactiva.

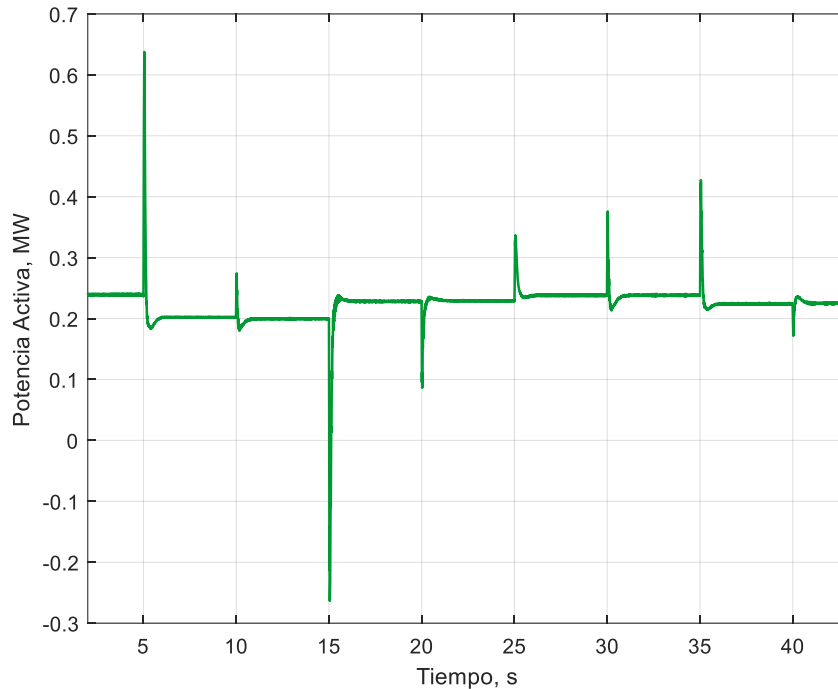


Figura 3. 21 Flujo de potencia activa.

En la Figura 3.22 se reportan los resultados de la operación del generador fotovoltaico con temperatura en 25°C e irradiancia de 1000 W/m^2 . En este estudio los valores de referencia del voltaje V_{ref} varían cada 5 segundos, mientras que el valor de referencia de la potencia reactiva se mantiene constante e igual a $Q_{ref} = 0$. En la Figura 3.22(a) se puede observar que la respuesta obtenida en el voltaje medido en el bus de corriente continua alcanza los valores de referencia establecidos. La Figura 3.22(b) describe el flujo de potencia reactiva, en donde se observa que la potencia reactiva se mantiene constante e igual a cero. Se pueden apreciar sobre impulsos en los instantes

que se realizan los cambios de referencia. Los errores del voltaje y de la potencia reactiva reportados en la Figura 3.22(c) y (d) confirman el desempeño de los controles. Las Figura 3.22(e) y (f) describen la respuesta del ángulo δ y el valor pico \hat{V} asociados a los voltajes sinusoidales de referencia que producen los controles del voltaje en el bus de CC y de la potencia reactiva.

La Figura 3.23 sintetiza los resultados de la operación del generador fotovoltaico con $V_{ref}=1.5$ kV y el valor de referencia de la potencia reactiva se modifica cada 5 segundos. Las condiciones ambientales se mantienen en 25°C e irradiancia en 1000 W/m^2 . En la Figura 3.23(a) se muestra la señal medida en el bus de corriente continua, así como la señal de referencia establecida. Se pueden observar sobre impulsos en el bus de voltaje de CC cuando ocurren cambios en la potencia reactiva. La Figura 3.23(b) muestra las formas de onda de la potencia reactiva de referencia y la potencia reactiva medida, en donde se observa que la potencia reactiva medida sigue los cambios en la potencia reactiva de referencia. Los errores del sistema de control reportados en la Figura 3.23(c) y (d) indican las discrepancias entre los valores medidos y de referencia en el bus de CC y en la potencia reactiva, respectivamente. Finalmente, las Figuras 3.23(e) y (f) describen la respuesta del ángulo y la magnitud pico de los voltajes de referencia del esquema de conmutación PWM. Se puede observar que el sistema de control del voltaje en el bus de CC y de la potencia reactiva se ajustan para alcanzar un nuevo punto de operación de estado estable.

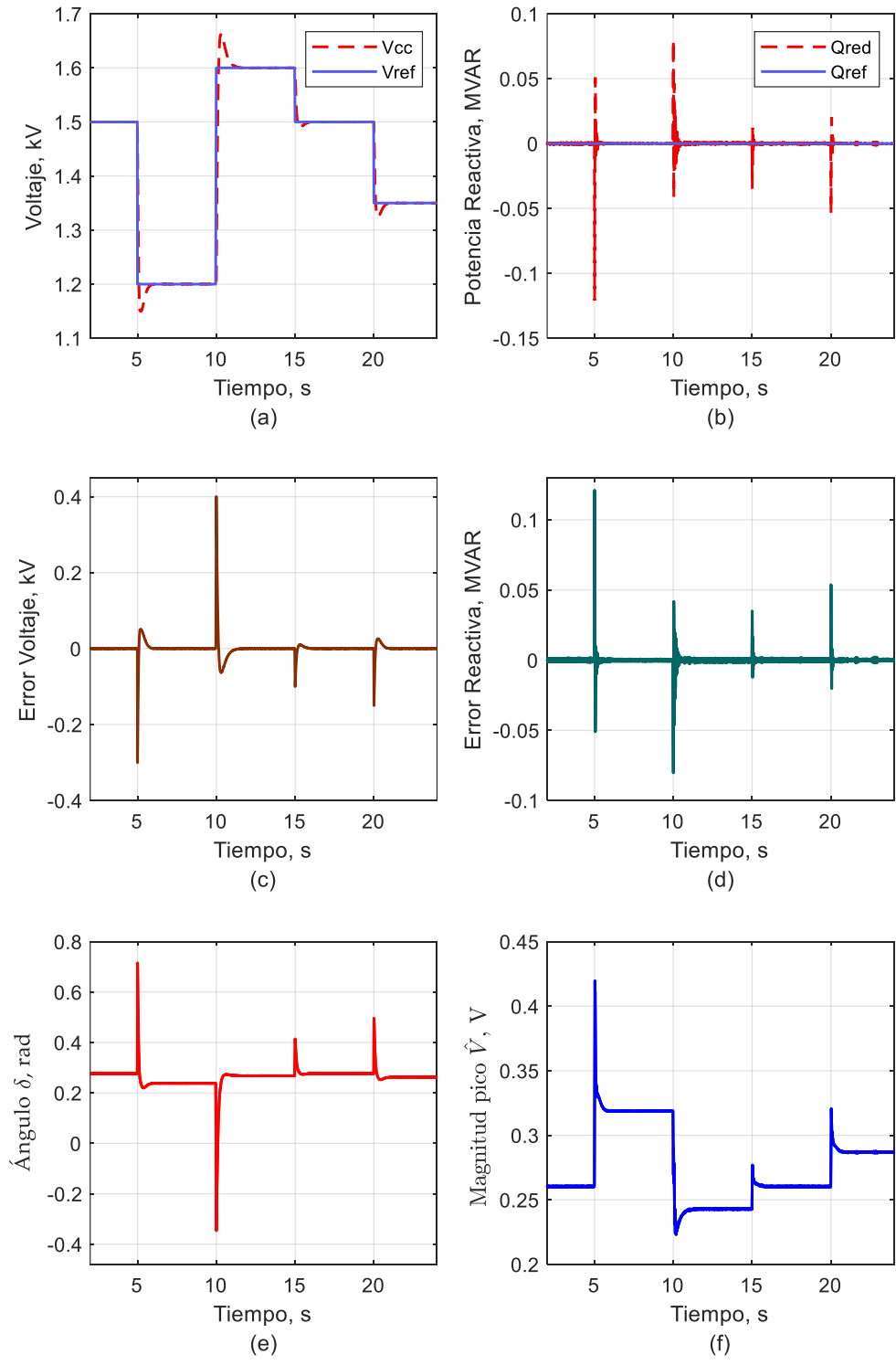


Figura 3. 22 Resultados de simulación con V_{ref} variable y $Q_{ref} = 0$: a) voltaje de corriente continua medido y de referencia, b) potencia reactiva medida y de referencia, c) señal de error del control del voltaje, d) señal de error del control de la potencia reactiva, e) Respuesta del control del voltaje de CC y f) Respuesta del control de la potencia reactiva.

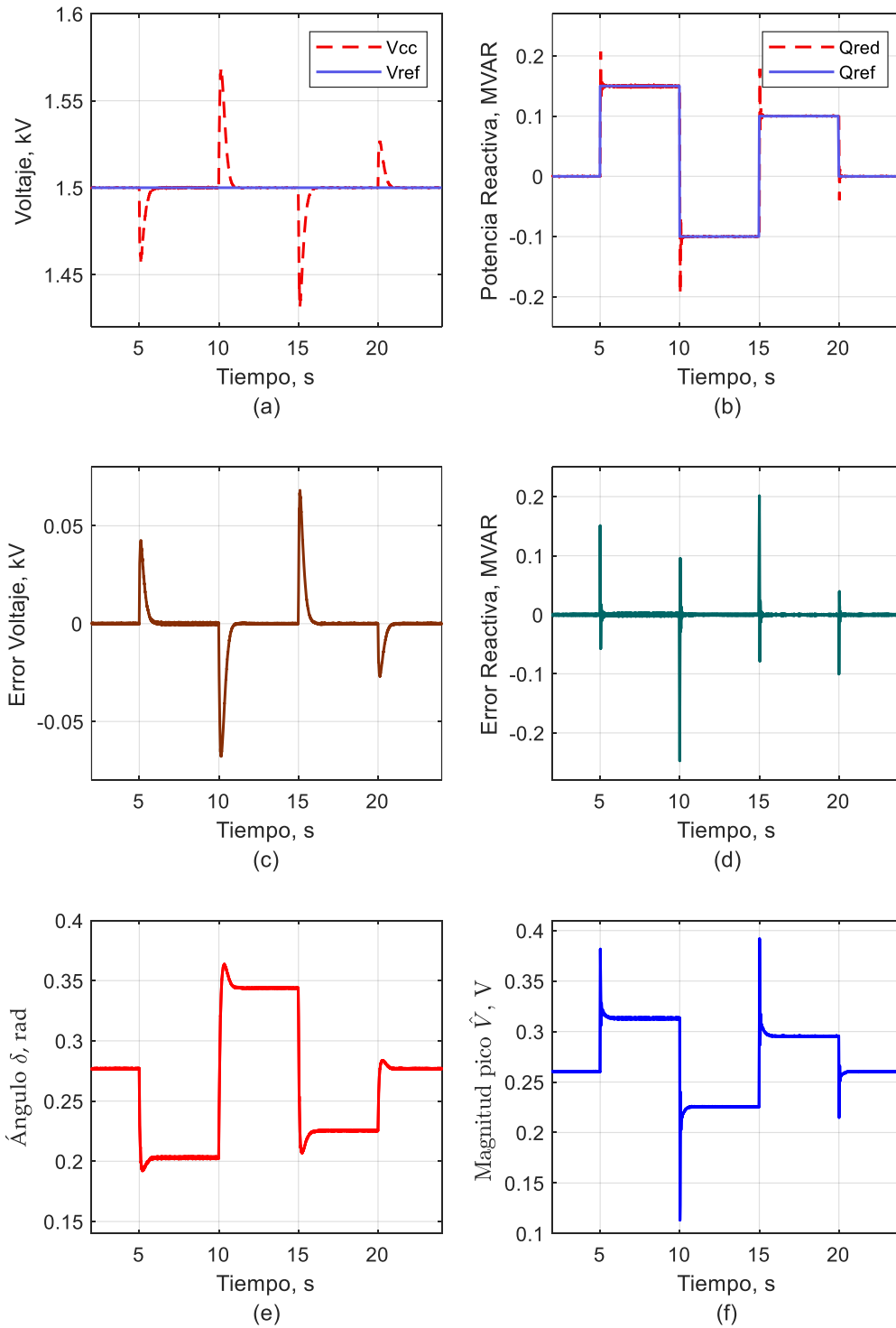


Figura 3. 23 Resultados de simulación con $V_{ref} = 1.5 \text{ kV}$ y Q_{ref} variable: a) voltaje de corriente continua medido y de referencia, b) potencia reactiva medida y de referencia, c) señal de error del control del voltaje, d) señal de error del control de la potencia reactiva, e) Respuesta del control del voltaje de CC y f) Respuesta del control de la potencia reactiva.

La Figura 3.24 presenta las formas de onda en el tiempo en estado estable de voltajes y corrientes seleccionadas en el generador fotovoltaico. Además, se reporta el espectro armónico de dichas variables seleccionadas. Estos resultados corresponden a las condiciones de operación $V_{ref} = 1.5 \text{ kV}$ y $Q_{ref} = 0$.

En la Figura 3.24(a), se muestra la forma de onda de la corriente en la fase A en el punto de conexión común, en donde se aprecia que la corriente es sinusoidal. El análisis de Fourier de esta corriente arroja el espectro armónico que se reporta en la Figura 3.24(b), en donde se puede apreciar que el contenido armónico es despreciable. El %THD de esta corriente es de 0.9002%. La forma de onda del voltaje en la fase A en el PCC se muestra en la Figura 3.24(c), mientras que en la Figura 3.24(d) muestra el espectro armónico de dicho voltaje. Se puede apreciar que la distorsión en este voltaje es menor que en la corriente ya que alcanza solo 0.3% respecto de la fundamental. La Figura 3.24(e) muestra la forma de onda de voltaje en la fase A a la salida del inversor, donde se percibe que existe una distorsión mayor, en comparación con la forma de onda de voltaje medida en el PCC. La Figura 3.24(f) muestra el contenido armónico individual, donde resaltan el armónico de orden 11. El %THD en este voltaje es de 0.0273%. Por otra parte, en la Figura 3.24(g) se muestra el voltaje en el bus de CC, mientras que en la Figura 3.24(h) reporta el espectro armónico de ese voltaje. A simple vista se aprecia que la componente promedio sobresale en el espectro armónico, pero al realizar un acercamiento, se pueden apreciar que los armónicos presentes son de orden par. El %THD es de 0.08%.

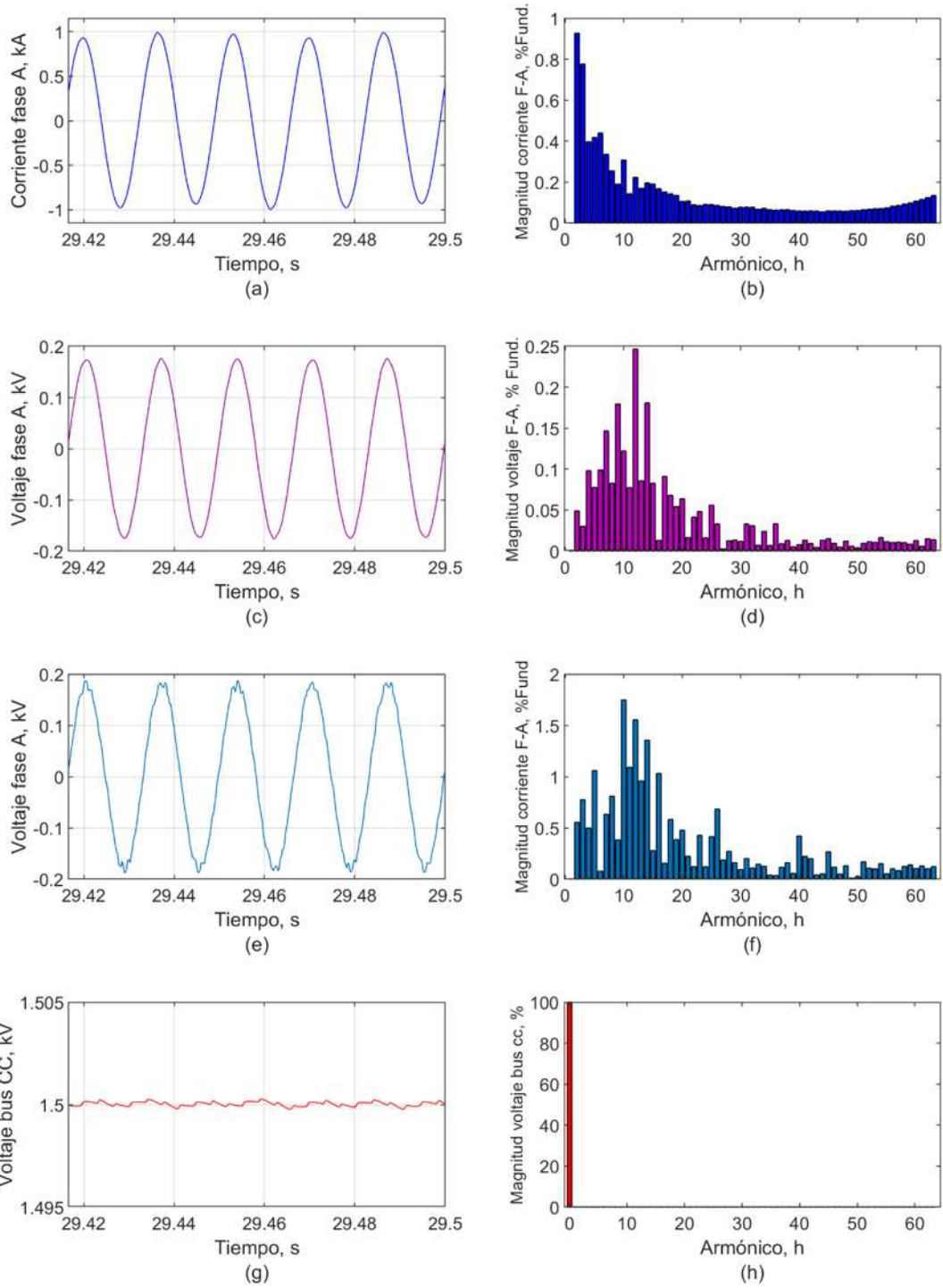


Figura 3. 24 Forma de onda en el tiempo y espectros armónicos para: a) corriente en la fase A en el pcc, b) espectro armónico de la corriente en la fase A, c) voltaje en la fase A en el pcc, d) espectro armónico del voltaje en la fase A en el pcc, e) voltaje en la fase A en terminales del inversor, f) espectro armónico voltaje en la fase A en terminales del inversor, g) voltaje en el bus de corriente continua y h) espectro armónico del voltaje en el bus de corriente continua.

3.5.2 Respuesta transitoria para cambios de referencia

Con el propósito de evaluar el desempeño transitorio del sistema de control del generador fotovoltaico ante un disturbio, se implementa un escenario en donde se consideran condiciones ambientales variables. La Figura 3.25 muestra las mediciones de la irradiancia solar (W/m^2) y temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$) realizadas el día 20 de septiembre de 2018 en la estación de investigación de recarga de vehículos eléctricos ubicada en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería eléctrica de la UMSNH. Para este caso de estudio se mantienen constantes las referencias $V_{\text{ref}}=1.5 \text{ kV}$ y $Q_{\text{ref}}=0 \text{ MVAR}$. La simulación del escenario comienza en el instante de tiempo a partir de las 15:00 horas. Se puede apreciar una irradiancia inicial de $995 \text{ W}/\text{m}^2$ y cae durante un breve tiempo hasta los $523.18 \text{ W}/\text{m}^2$. Estas variaciones de irradiancia son producidas por un fenómeno meteorológico muy común asociado a un período de nubosidad.

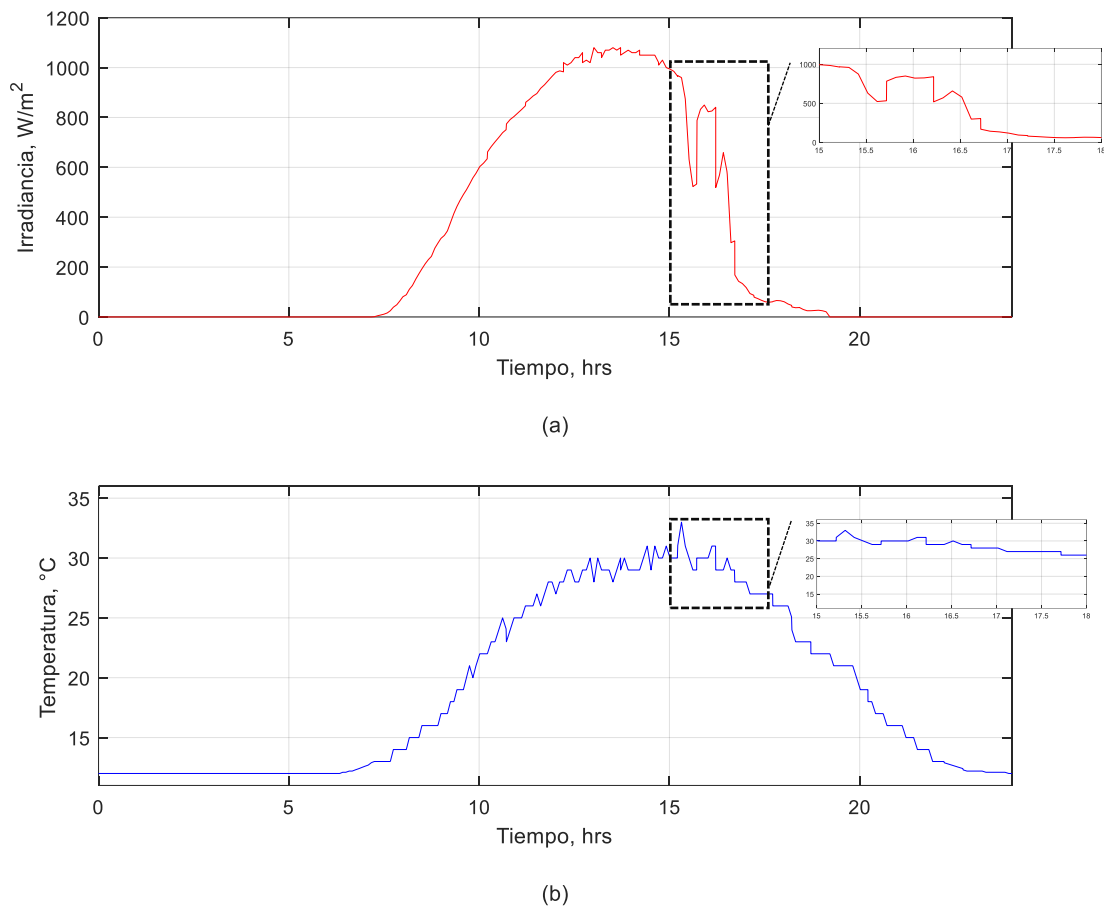


Figura 3. 25 Perfil típico de variaciones durante un día: a) irradiancia solar y b) temperatura.

En la Figura 3.26(a) y 3.26(b) se observa como la variabilidad de las condiciones ambientales obliga a que los controles se ajusten para mantener los errores cercanos a cero. De esta manera se puede verificar el desempeño de los sistemas de control bajo las condiciones de cambio de irradiancia solar y temperatura. Se puede apreciar que las señales medidas permanecen muy cercanas a las señales de referencia. En la Figura 3.26(c) se muestra el error que existe entre la señal de voltaje de referencia y el voltaje medido, en donde se observa que el error que existe se mantiene muy cercano a cero, deduciendo que el control tiene una buena respuesta. Para el caso de la Figura 3.26(d) se muestra el error entre la potencia reactiva de referencia y la medida, en donde es posible apreciar que el error se mantiene muy cercano a cero. Aunque existe una oscilación de este error, éste no es relevante ya que es de pequeña magnitud. En la Figura 3.26(e) y (f) se muestra el ángulo y la magnitud de los voltajes de referencia sinusoidales del esquema de conmutación PWM. Se puede apreciar como los sistemas de control del voltaje en el bus de CC y de la potencia reactiva se ajustan para corregir las variaciones de la irradiancia y la temperatura.

La Figura 3.27 muestra el comportamiento de la potencia activa en el punto de acoplamiento común considerando el instante de tiempo de las 15:00 a 18:00 horas, en donde se observa que conforme va cambiando la temperatura y la irradiancia solar la potencia activa se va ajustando. En este caso se inyecta una potencia activa de 0.23 MW, que se reduce hasta 0.12 MW cuando cae la irradiancia a las 15:50 horas. Posteriormente se ajusta a los 0.2 MW en el intervalo $16:00 < t < 16:30$ hrs. Finalmente, a partir de las 16.5 horas decrece gradualmente hasta que la potencia activa cae a un valor cercano a 0 MW.

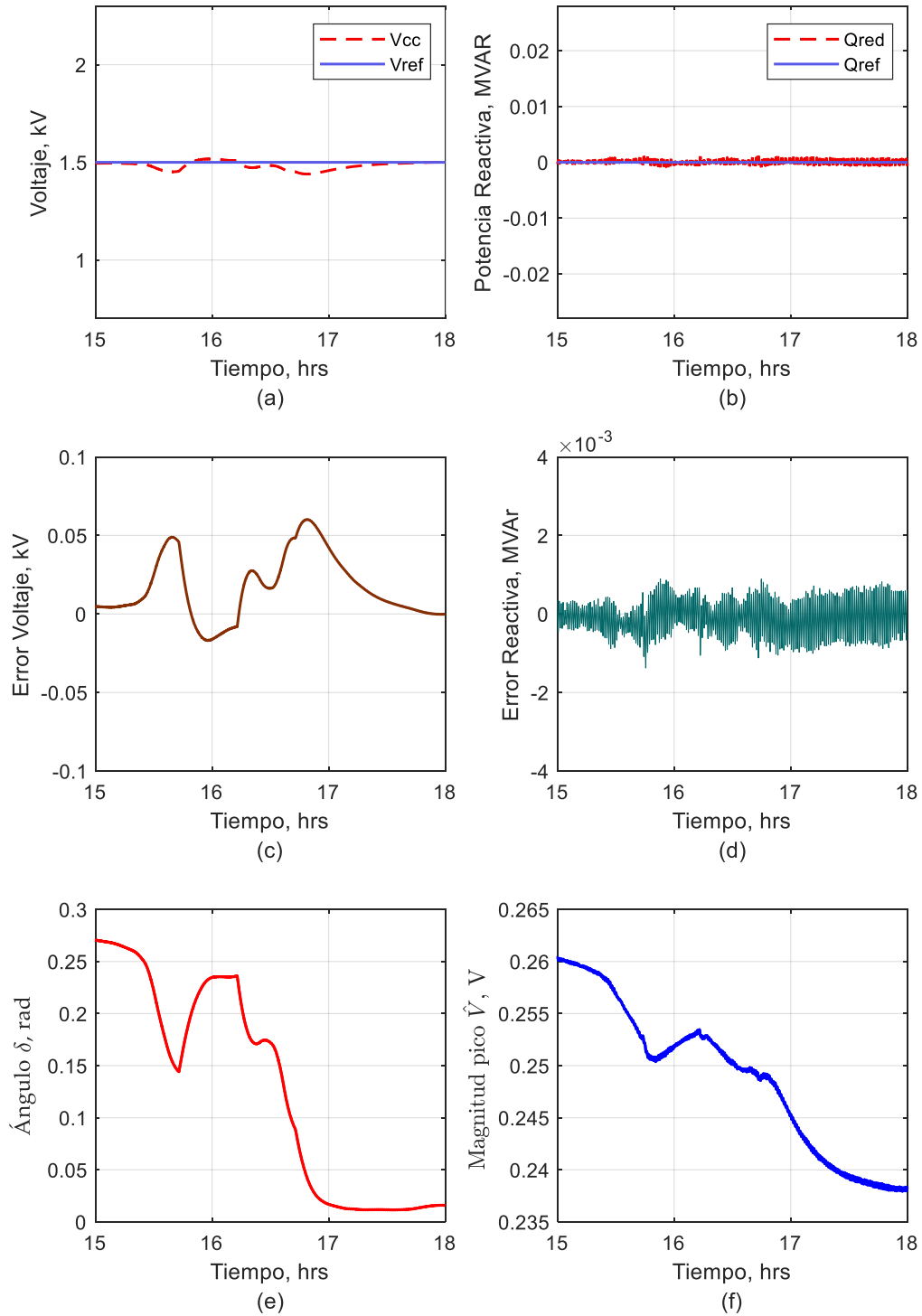


Figura 3. 26 Forma de onda: a) señal medida y de referencia en el voltaje de corriente continua, b) señal medida y de referencia en la potencia reactiva, c) señal de error en el seguimiento del voltaje, d) señal de error en el seguimiento de la potencia reactiva, e) Respuesta control PI (ángulo), y f) Respuesta control PI (Magnitud).

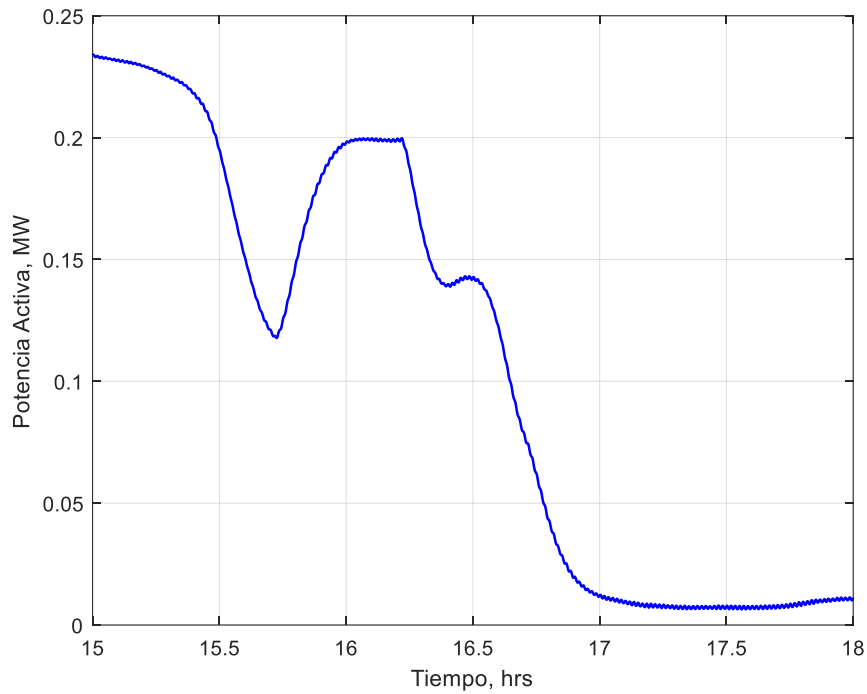


Figura 3. 27 Flujo de potencia activa.

3.6 Conclusiones

En este capítulo se detalla el modelo del generador fotovoltaico. Este capítulo presenta una revisión general sobre las características eléctricas del módulo solar fotovoltaico, así mismo se describen los diversos subsistemas que conforman un generador fotovoltaico. Se presenta el sistema de control del inversor fotovoltaico que incluye el método de seguimiento del punto de máxima potencia y el control del voltaje en el bus de CC y el flujo de reactiva.

Se realizaron escenarios de simulación en el generador fotovoltaico conectando a un bus infinito con el propósito de comprobar el desempeño de los controles. Los resultados observados permiten establecer lo siguiente:

- Los controles que regulan el voltaje en el bus de CC y el flujo de potencia reactiva operan adecuadamente ya siguen los valores de referencia.
- Las formas de onda de corrientes y voltajes cumplen con los límites de distorsión recomendados en el estándar IEEE-519.
- Los sistemas de control se ajustan adecuadamente ante variaciones de variables ambientales tales como la irradiancia y temperatura.

Capítulo 4

Casos de estudio

En este capítulo se reportan un conjunto de casos de estudio que tienen como propósito evaluar el desempeño de centrales de generación fotovoltaica en redes eléctricas de distribución. En particular, los escenarios de simulación reportados resuelven la red de prueba IEEE 34-nodos [Kersting, 1991] usando el software PSCAD/EMTDC. Esta red de distribución se encuentra ubicada en el estado de Arizona, Estados Unidos con un voltaje nominal de 24.9 kV. La Figura 4.1 describe el diagrama unifilar de la red IEEE 34-nodos. Sus principales características son:

- Posee dos reguladores de voltaje en los nodos 814 y 852 para regular el perfil del voltaje.
- Tiene un transformador reductor 24.9kV / 4.16kV para una sección corta del alimentador.
- Posee cargas puntuales y distribuidas que suman 1.769 MW y 1.044 MVAR respectivamente. Las cargas son monofásicas y trifásicas de tipo potencia constante, impedancia o corriente constantes, dispuestas en conexión delta o estrella.
- Contiene dos bancos de capacitores en conexión estrella flotante en paralelo en los nodos 844 y 848.

Los parámetros del sistema IEEE de 34-nodos se reportan en el apéndice E.

Se analizan las condiciones operativas de la red de distribución cuando se acopla un generador fotovoltaico operando en los modos de factor de potencia unitario, regulación de voltaje o STATCOM. A continuación, se describen los casos reportados en este capítulo.

- Caso Base.- Se resuelve el sistema IEEE 34-nodos sin presencia de generación fotovoltaica.
- Caso A.- Se resuelve el sistema IEEE 34-nodos con un generador fotovoltaico en el nodo 840 operando en el modo de factor de potencia unitario.
- Caso B.- Se resuelve el sistema IEEE 34-nodos con un generador fotovoltaico en el nodo 840 operando en el modo de regulación de voltaje.
- Caso C.- Se resuelve el sistema IEEE 34-nodos con un generador fotovoltaico en el nodo 840 operando en el modo STATCOM.

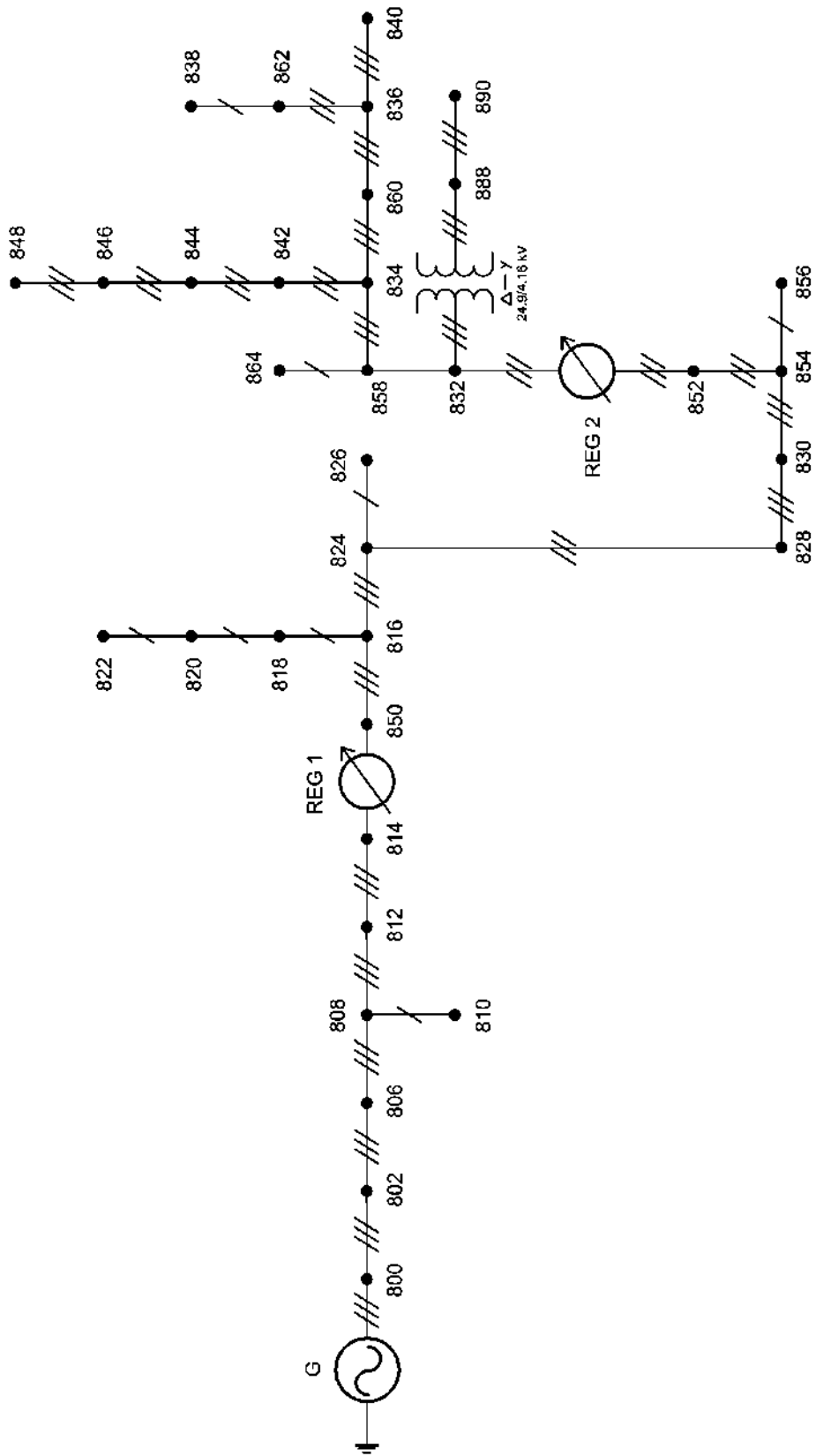


Figura 4. 1 Diagrama unifilar de la red de prueba IEEE 34-nodos.

4.1 Caso A

En este escenario se evalúa el desempeño del sistema eléctrico de distribución de energía eléctrica IEEE 34-nodos con la presencia de un generador fotovoltaico de 250 kWp localizado en el nodo 840 como se aprecia en la Figura 4.2. El generador fotovoltaico opera en el modo de factor de potencia unitario y se analiza la respuesta de estado estable y transitoria ante disturbios ambientales y en la red eléctrica. Se eligen cuatro nodos en la red IEEE 34-nodos para analizar la operación de la central fotovoltaica. Las ramas seleccionadas son 800-802, 814-850, 852-832 y 840-GFV. En la Tabla 3.5 se muestran los parámetros del caso de estudio A.

4.1.1 Operación en estado estable

Las Figuras 4.3, 4.4, 4.5 y 4.6 muestran la solución en el tiempo de estado estable de la potencia activa, potencia reactiva, voltajes y corrientes, respectivamente. Las formas de onda reportadas en las Figuras 4.3, 4.4, 4.5 y 4.6 corresponden a dos períodos en estado estable. Los parámetros del generador fotovoltaico y de las condiciones ambientales utilizadas en este caso de estudio se reportan en la Tabla 3.5.

La Figura 4.3 describe el flujo de potencia activa en la red IEEE 34-nodos. Se puede apreciar que el flujo de potencia activa en las ramas 800-802, 814-850, 852-832 y 840-GFV es de aproximadamente 1.747 MW, 1.58 MW, 1.238 MW y 0.2395 MW, respectivamente. Por su parte, el flujo de potencia reactiva en las ramas seleccionadas en la red IEEE 34-nodos se muestra en la Figura 4.4, en donde se puede observar que el flujo de potencia reactiva es de 0.242 MVAR, 0.21 MVAR, 0.0105 MVAR y 0 VAR en los nodos 800-802, 814-850, 852-832 y 840-GFV respectivamente. Se puede observar que tanto la potencia activa como la potencia reactiva presentan un pequeño rizado que corresponde a una segunda armónica.

La Figura 4.5 presenta los voltajes trifásicos en los nodos 800, 814, 852 y 840 de la red eléctrica de distribución IEEE 34-nodos. Se puede apreciar que los voltajes trifásicos no presentan distorsión armónica ni desbalance. Por su parte, la Figura 4.6 muestra las corrientes trifásicas en la red eléctrica de distribución IEEE 34-nodos. Se puede observar que las formas de onda de la corriente no presentan distorsión, pero si muestran desbalance.

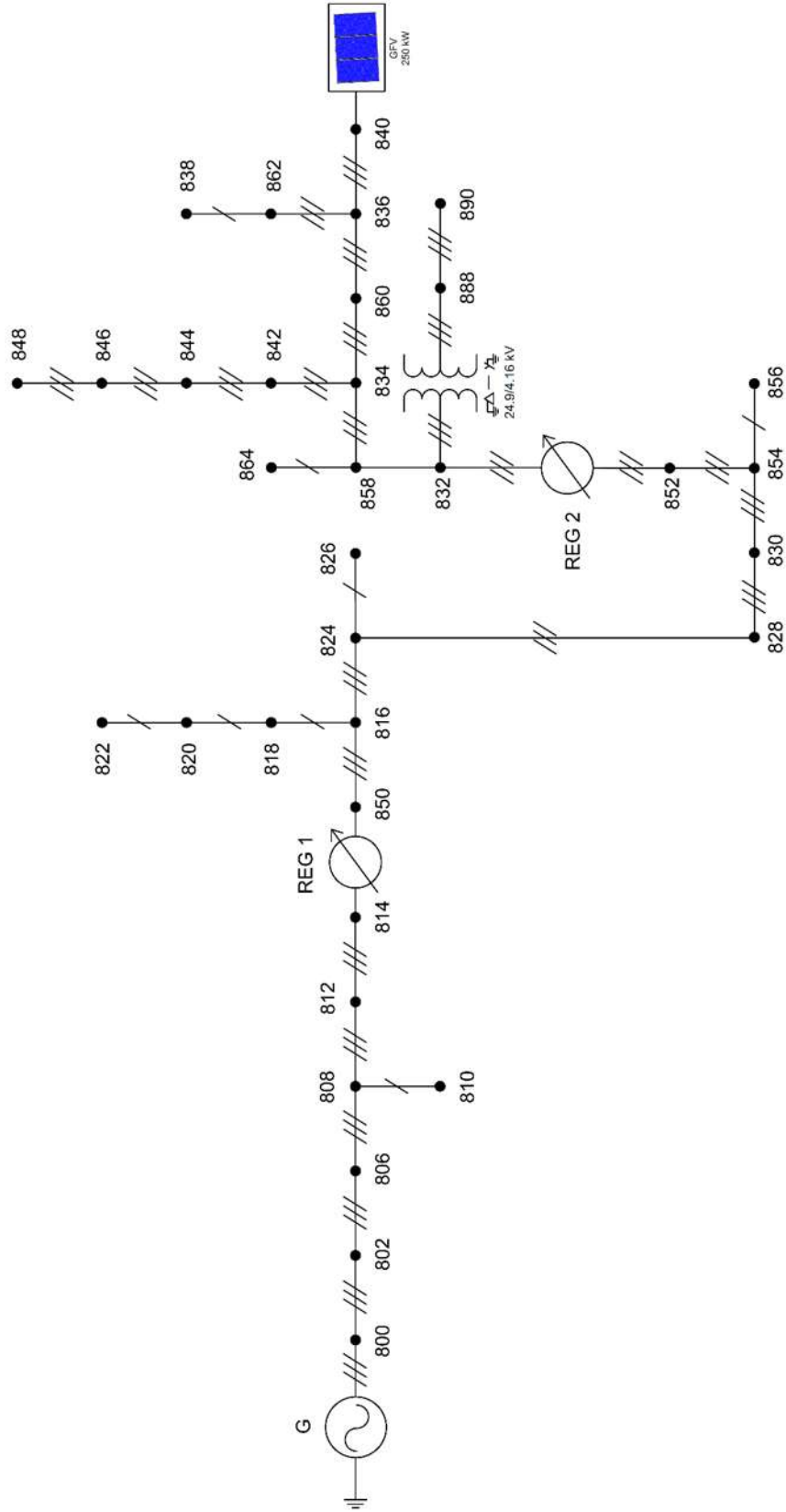
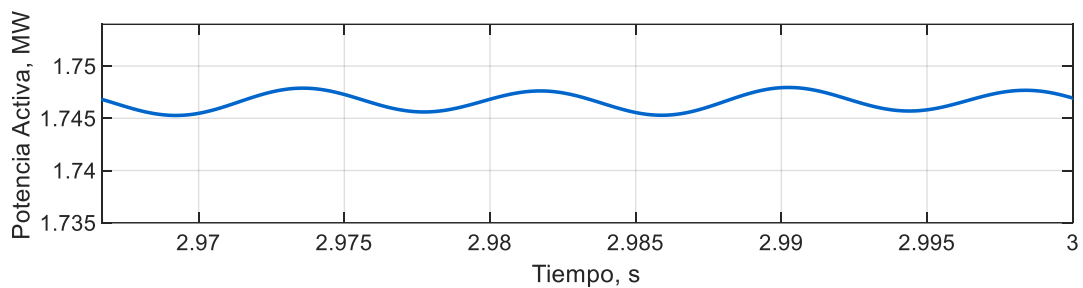
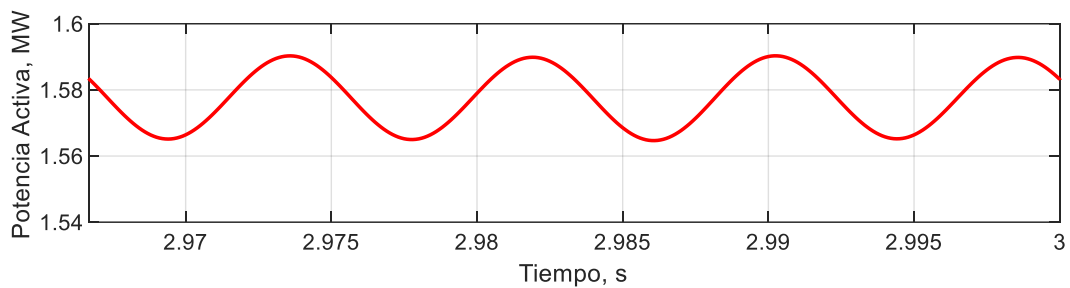


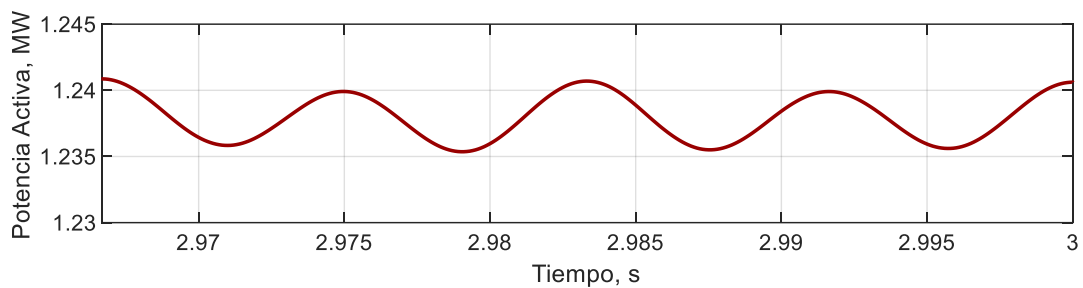
Figura 4. 2 Red de distribución IEEE 34-nodos con GFV en el nodo 840.



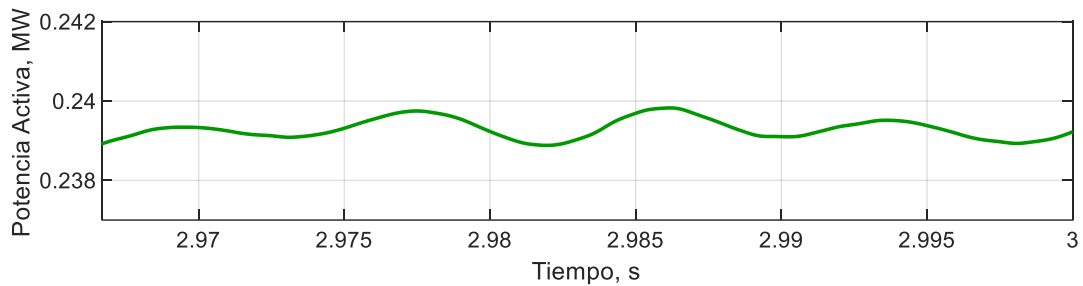
(a)



(b)

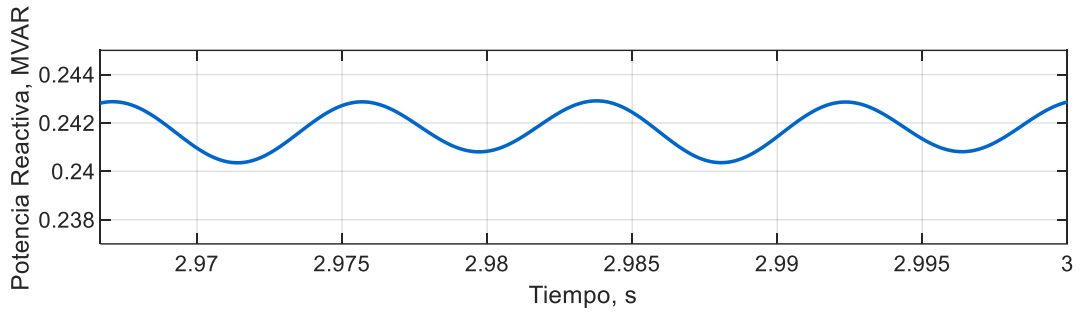


(c)

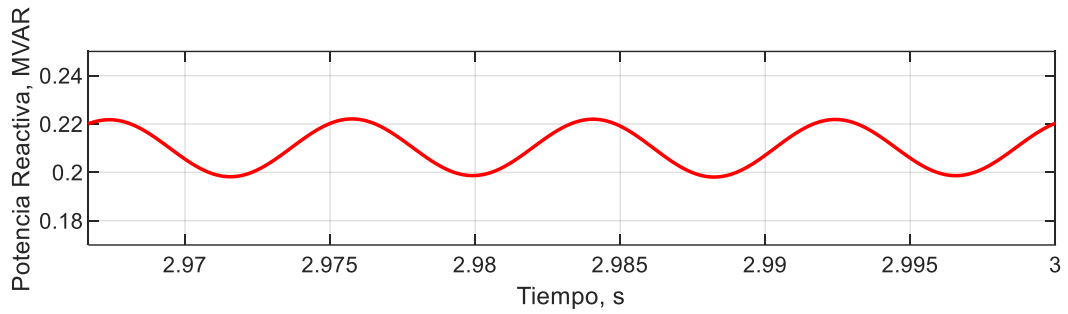


(d)

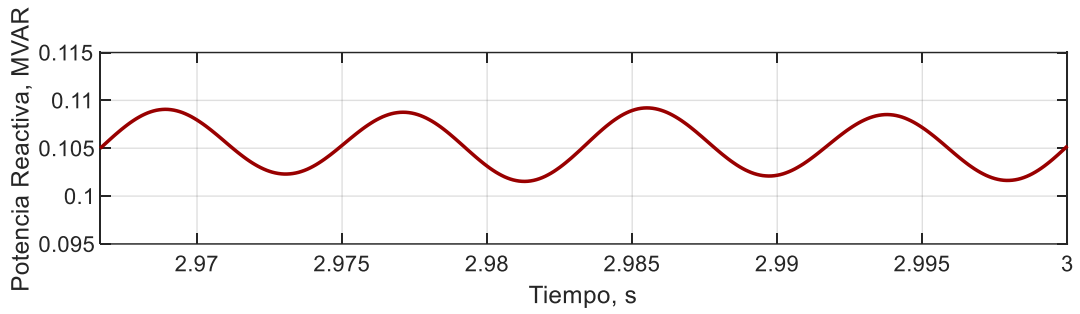
Figura 4. 3 Flujo de potencia activa en estado estable en: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.



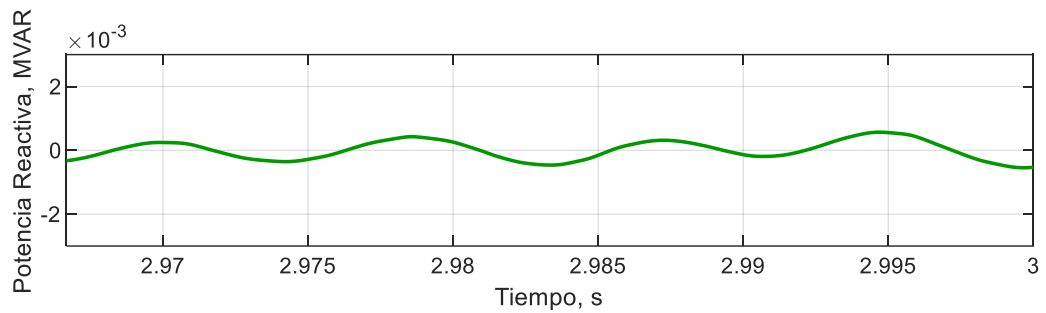
(a)



(b)

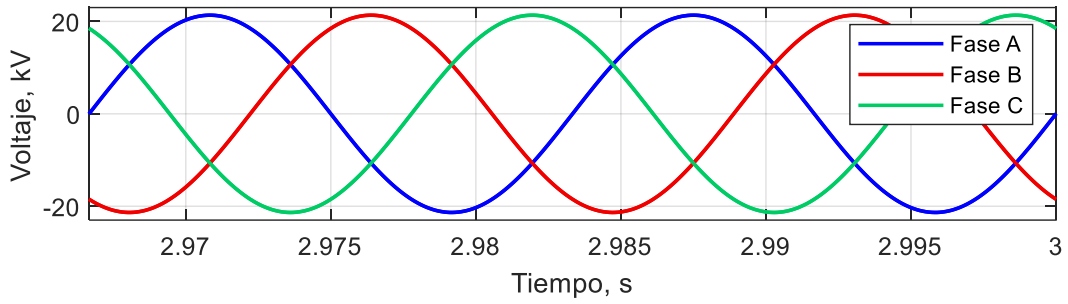


(c)

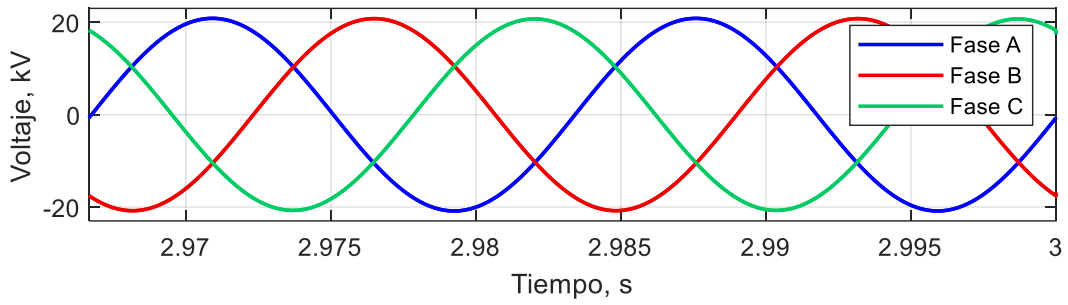


(d)

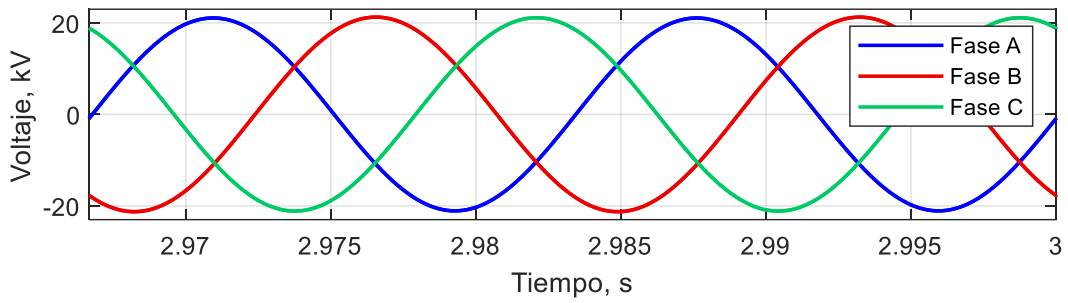
Figura 4. 4 Flujo de potencia reactiva en estado estable en: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.



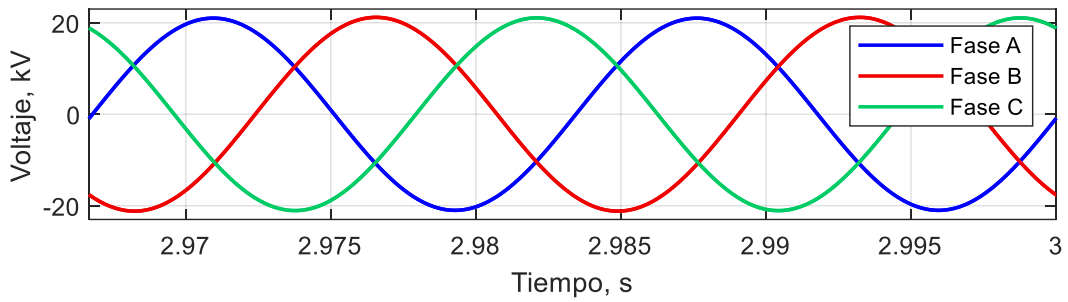
(a)



(b)

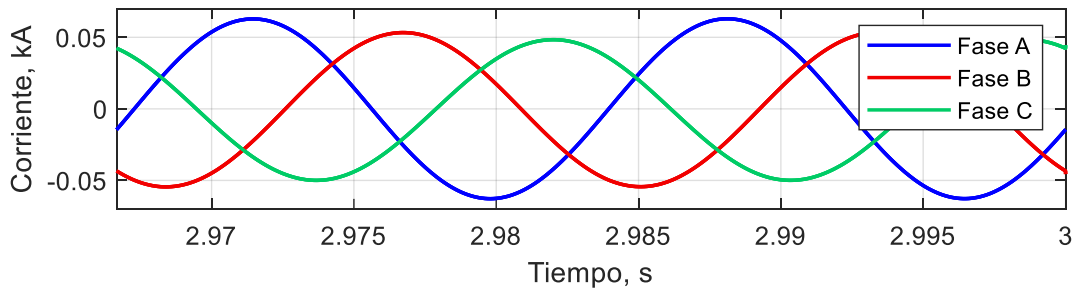


(c)

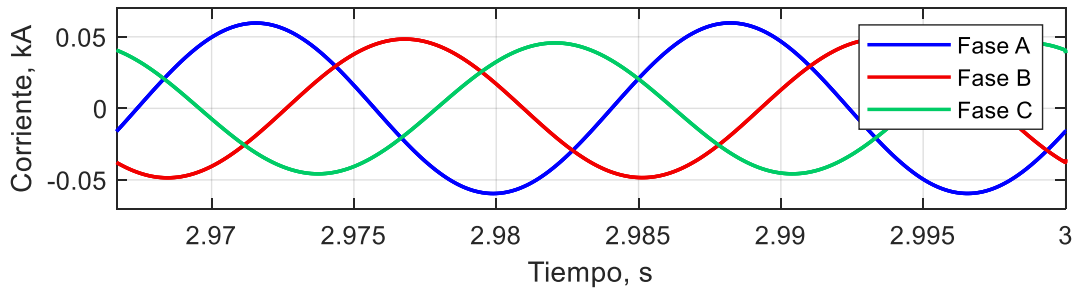


(d)

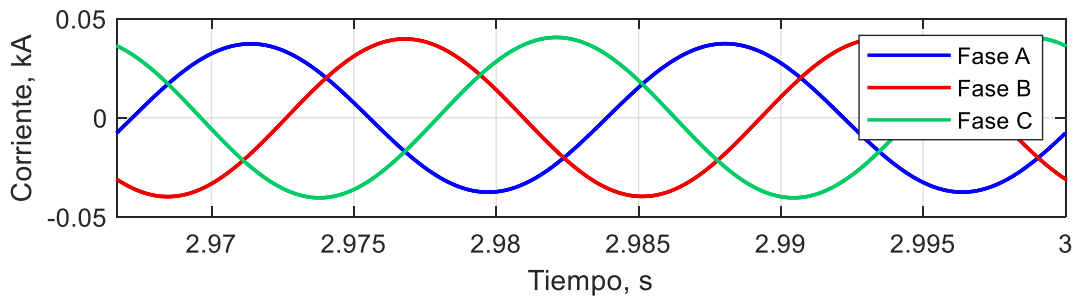
Figura 4. 5 Forma de onda en estado estable del voltaje en: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840.



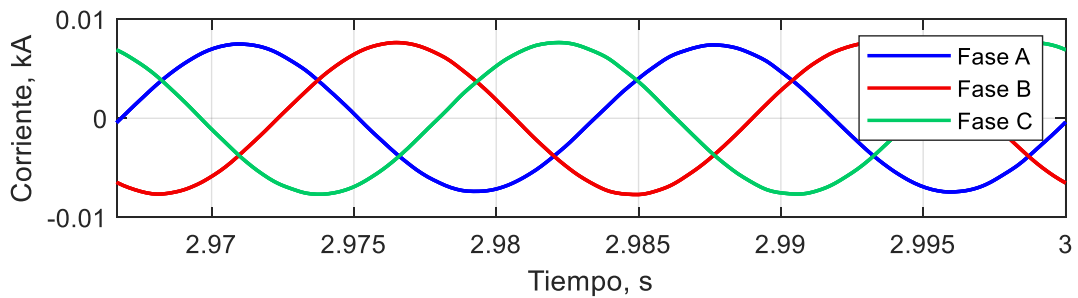
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4. 6 Forma de onda en estado estable de las corrientes en: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.

La Tabla 4.1 compara los resultados en estado estable para el caso base y el caso A, en términos de la potencia activa y reactiva en el nodo 800, así como la posición de los taps que determinan los reguladores que posee el sistema eléctrico IEEE 34-nodos y permiten una regulación confiable de voltaje en un rango de +/- 10% del voltaje de línea en 32 pasos, 16 hacia arriba y 16 hacia abajo. De esta manera, cada paso representa 5/8% ó 0.00625 pu de cambio de voltaje por paso. Se puede observar que la potencia activa en el nodo 800 es de 2.0498 MW y la potencia reactiva de 0.2859 MVAR. Para el caso base la posición de los taps en cada fase para el regulador 1 y 2 es de (13, 5, 5) y (12, 13, 13), respectivamente.

Cuando a la red eléctrica se le conecta el generador fotovoltaico se observa que la potencia activa y reactiva demandada en el nodo 800 disminuyen a 1.7 MW y 0.24 MVAR, respectivamente. Se puede observar que el flujo de potencia activa que aporta el generador fotovoltaico ocasiona el cambio de la posición por los taps, los cuales se ajustan en (11, 3, 3) y (10, 12, 11) en los reguladores 1 y 2, respectivamente.

Tabla 4. 1 Potencias en el nodo 800 y posición de los taps para el Caso Base y Caso A.

Escenario	Nodo 800			Regulador 1			Regulador 2		
	FP $\left(\frac{P}{S}\right)$	P (MW)	Q (MVAR)	Tap A	Tap B	Tap C	Tap A	Tap B	Tap C
Caso Base	0.99	2.0498	0.2859	13	5	5	12	13	13
Caso A	0.99	1.7576	0.2443	11	3	3	10	12	11

En la Tabla 4.2 se presenta el %THD de voltaje y corriente en los nodos seleccionados previamente con la finalidad de conocer el efecto de la interconexión del GFV. El estándar IEEE-519 indica que los límites de distorsión del voltaje y corriente es del 5% para ambas [IEEE Std 519, 2014]. Por lo tanto, se puede observar que los niveles de %THD en voltaje y corriente reportados en la Tabla 4.2 se encuentran por debajo de estos límites. Estos bajos niveles de distorsión se deben a la presencia del filtro LCL en terminales del inversor trifásico.

Tabla 4. 2 Porcentaje de distorsión armónica total para: a) voltajes y b) corrientes.

Nodo	Fase A (%)	Fase B (%)	Fase C (%)
800	1.3354×10^{-7}	1.34236×10^{-7}	1.34077×10^{-7}
814	1.00873×10^{-1}	1.12673×10^{-2}	1.18832×10^{-2}
852	1.69889×10^{-2}	1.91758×10^{-2}	2.07563×10^{-2}
840	1.82406×10^{-2}	2.09893×10^{-2}	2.21696×10^{-2}

(a)

Rama		Fase A (%)	Fase B (%)	Fase C (%)
800	802	6.60933×10^{-2}	7.35196×10^{-2}	8.19812×10^{-2}
814	850	6.46748×10^{-2}	7.96427×10^{-2}	8.54475×10^{-2}
852	832	9.91511×10^{-2}	8.99354×10^{-2}	8.92972×10^{-2}
840	GFV	5.89427×10^{-1}	5.50054×10^{-1}	5.79258×10^{-1}

(b)

La Tabla 4.3 muestra los resultados obtenidos en términos de desbalance de voltaje y corriente en cada uno de los nodos analizados. El análisis de los resultados del voltaje indica que el desbalance en el caso A de los nodos 800, 814, 852 y 840 es de 4.2576×10^{-11} , 0.5129, 0.7148 y 0.7862%, respectivamente. Se puede apreciar que en ningún nodo se viola el límite de 2% establecido en la norma CFE L0000-45 [CFE, 2005]. Por su parte, los resultados correspondientes al desbalance de la corriente en el caso A indica valores de 9.8562, 11.5694, 3.5725 y 2.0326% para las ramas 800-802, 814-850, 852,832 y 840-GFV, respectivamente. La especificación CFE L0000-45 [CFE, 2005] indica que el máximo valor de desbalance de corriente, asumiendo una corriente de corto circuito $\frac{I_{cc}}{I_L} < 20$ debe ser de 2.5%. Por lo tanto, se puede apreciar que el desbalance de corriente reportado en la Tabla 4.3 indica que únicamente la rama 840-GFV presenta un porcentaje de desbalance menor de 2.5%.

Tabla 4. 3 Porcentaje de desbalance para: a) voltajes y b) corrientes.

Nodo	Nodo 800	Nodo 814	Nodo 852	Nodo 840
% Desbalance V - Caso A	4.25766e-11	0.512984	0.714858	0.746252
% Desbalance V - Caso Base	1.28876e-5	0.466786	0.685195	0.727078

(a)

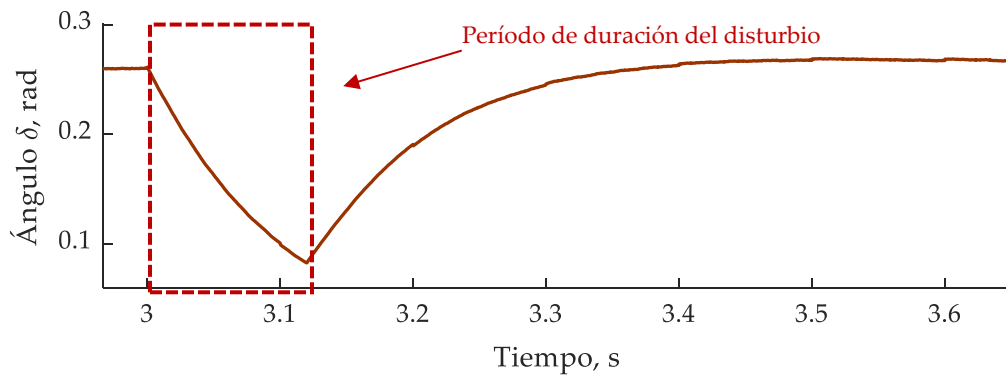
Rama	800 - 802	814 - 850	852 - 832	840 - GFV
% Desbalance i - Caso A	9.85625	11.5694	3.5725	2.03262
% Desbalance i - Caso Base	8.54778	9.7967	3.056	N/A

(b)

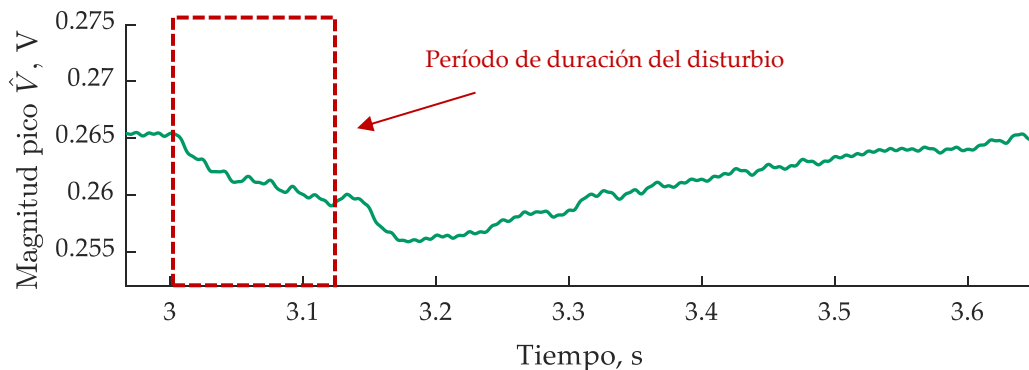
4.1.2 Operación transitoria bajo condiciones de cambio de irradiancia

En este caso de estudio se evalúa a la red de distribución IEEE 34-nodos con un generador fotovoltaico de una potencia nominal de 250 kWp conectado al nodo 840 operando con un factor de potencia unitario. Se simula un cambio instantáneo de la irradiancia solar de 1000 W/m² a 200 W/m² en el instante $t=3$ seg y se mantiene en ese valor durante los siguientes 0.12 segundos. Se verifica el comportamiento de la red eléctrica en las ramas 800-802, 814-850, 852-832 y 840-GFV de la red eléctrica IEEE 34-nodos.

La Figura 4.7 muestra la respuesta de los controles PI ante el cambio de irradiancia. Obsérvese que los controles PI se encuentran en estado estable antes del cambio de irradiancia simulado en el instante de tiempo $t=3$ seg. Los controles PI también se ajustan y presentan una respuesta transitoria durante el disturbio. Además, se observa que los controladores PI alcanzan sus valores previos al disturbio en aproximadamente 0.6 segundos.



(a)



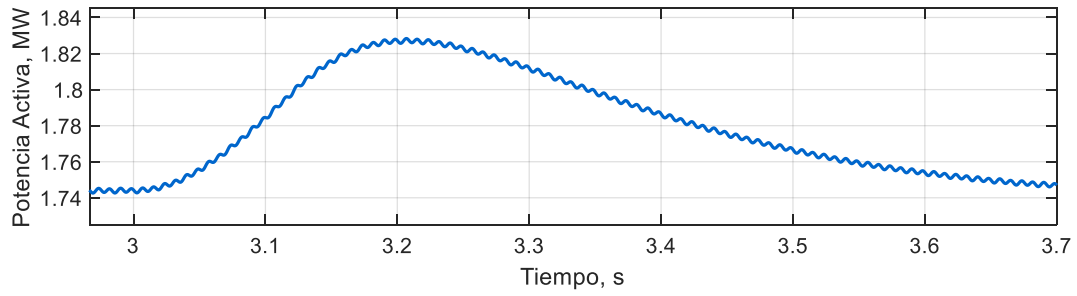
(b)

Figura 4.7 Respuesta de los controles PI del GFV bajo condiciones de cambio de irradiancia en: a) Ángulo δ y b) Magnitud pico \hat{V} .

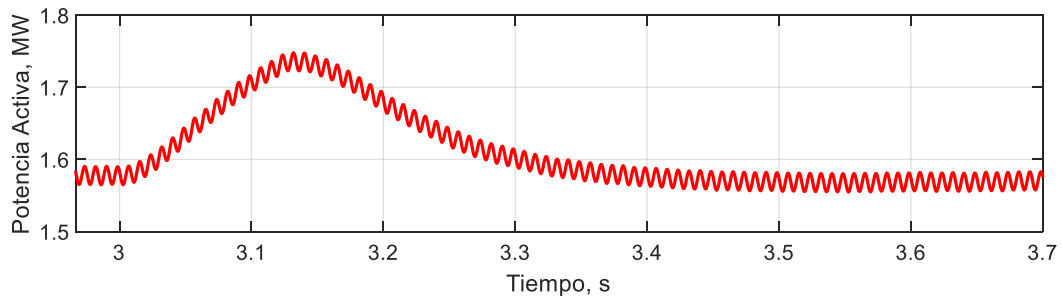
La Figura 4.8 muestra el comportamiento de la potencia activa en las ramas 800-802, 814-850, 852-832 y 840-GFV. Para el caso de la rama 800-802, se aprecia que a partir del instante $t=3$ seg, el flujo de potencia activa presenta un incremento para compensar la pérdida de generación por parte del generador fotovoltaico. Un comportamiento similar se observa en las ramas 814-850 y 852-832, en donde la potencia activa se incrementó a 1.74 MW y 1.38 MW durante el disturbio, respectivamente. En caso de la rama 840-GFV se observa que como consecuencia del cambio de la irradiancia solar la potencia activa suministrada a la red eléctrica por el generador fotovoltaico cae de 0.24 MW a 0.08 MW.

La Figura 4.9 muestra el comportamiento de la potencia reactiva activa en las ramas 800-802, 814-850, 852-832 y 840-GFV. Se puede observar que el sistema de control del generador fotovoltaico opera adecuadamente durante el disturbio ya que el flujo de potencia reactiva que inyecta el generador fotovoltaico en la rama 840-GFV se mantiene en valores cercanos a cero (Ver Figura 4.9(d)). Por lo tanto, durante el disturbio se mantiene la operación con un factor de potencia unitario. Por su parte, se observa un incremento en los flujos de potencia reactiva en las ramas 800-802, 814-850, 852-832 durante el disturbio. La potencia reactiva alcanza valores transitorios en las ramas 800-802, 814-850 y 852-832 en el orden de 0.26 MVAR, 0.24 MVAR y 0.12 MVAR, respectivamente.

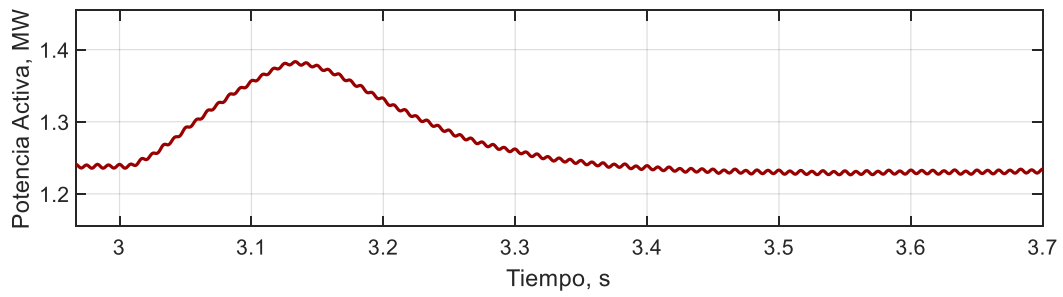
La Figura 4.10 muestra el comportamiento de los voltajes en los nodos 800, 814, 852 y 840. Es posible apreciar que los voltajes en la red de distribución no presentan fluctuaciones importantes y las formas de onda son senoidales. Por su parte, la Figura 4.11 reporta el comportamiento de las corrientes en las ramas seleccionadas. Se puede apreciar que las corrientes se incrementan ligeramente durante el disturbio en las ramas 800-802, 814-850 y 852-832, mientras que las corrientes en la rama 840-GFV se redujeron.



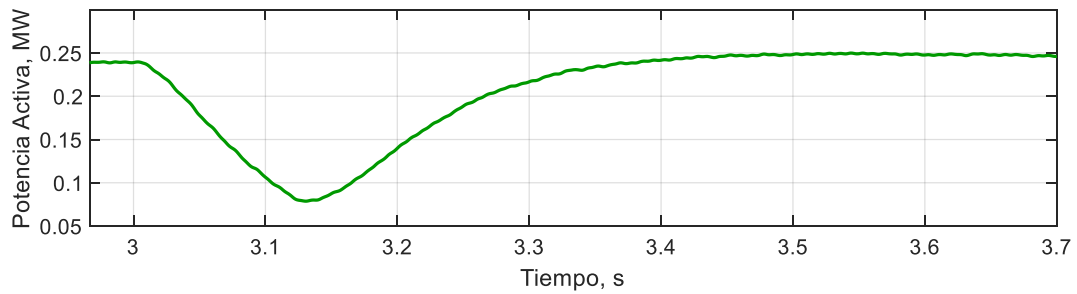
(a)



(b)

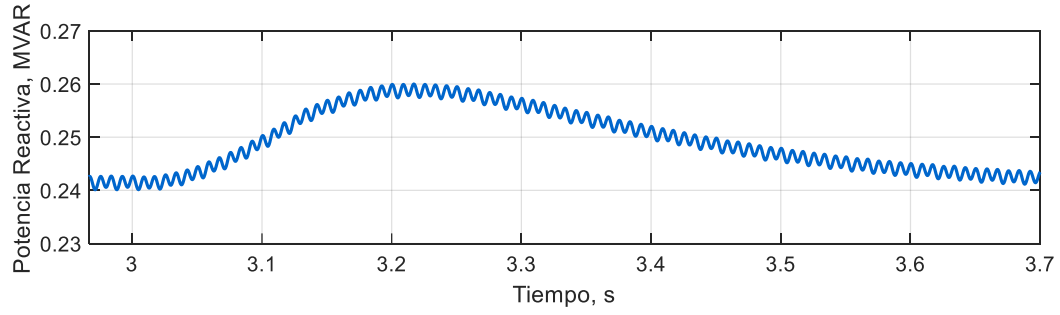


(c)

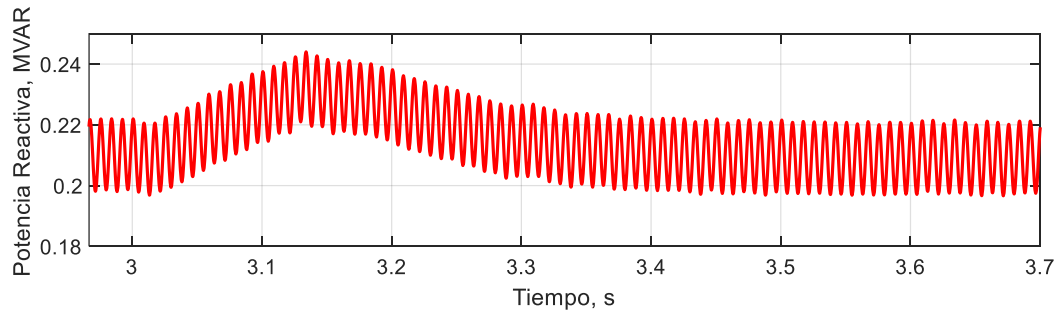


(d)

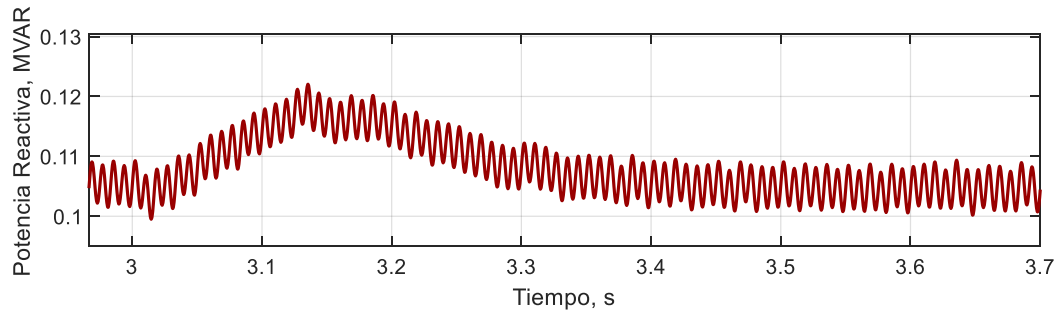
Figura 4. 8 Flujo de potencia activa bajo condiciones de cambio de irradiancia en: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.



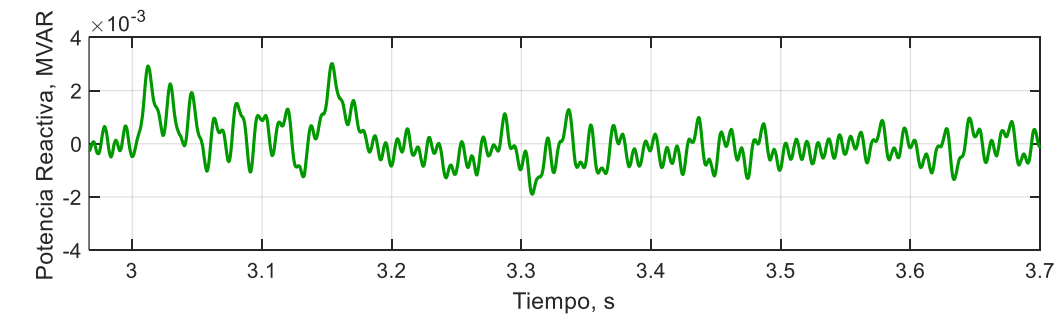
(a)



(b)

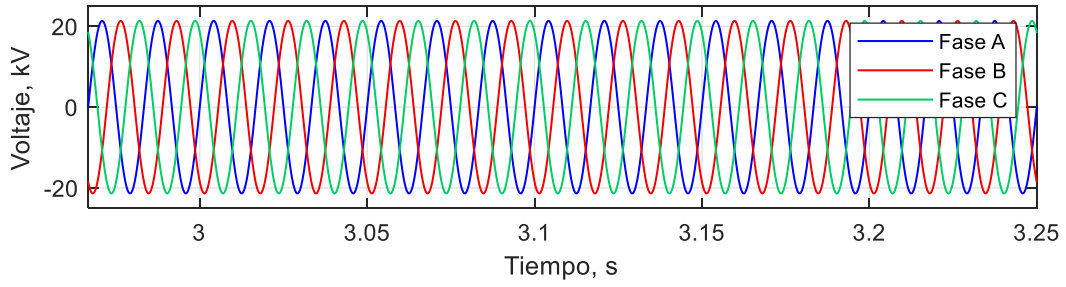


(c)

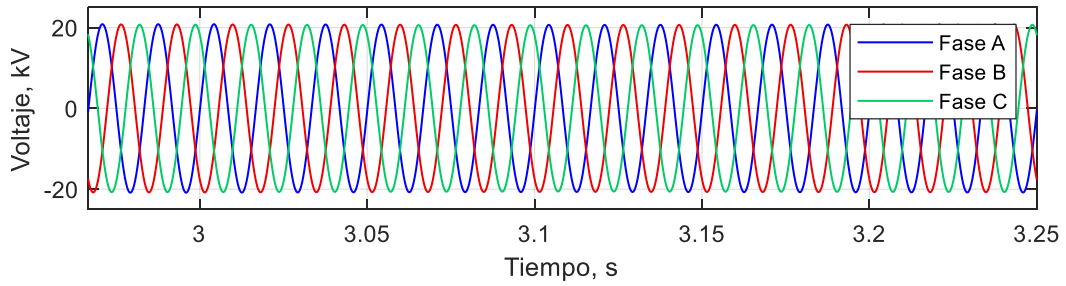


(d)

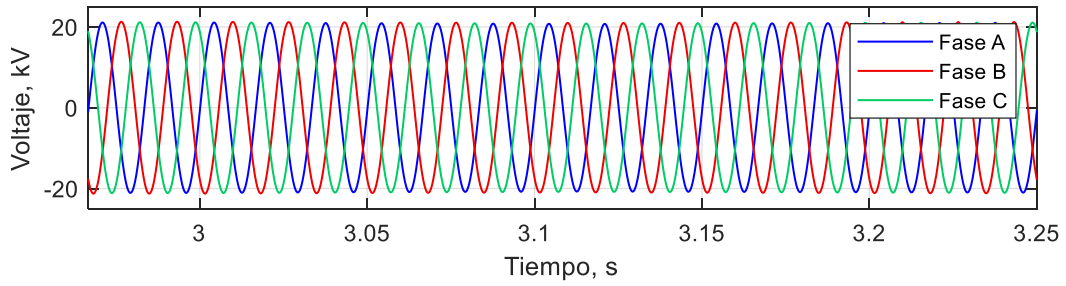
Figura 4. 9 Flujo de potencia reactiva bajo condiciones de cambio de irradiancia en: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.



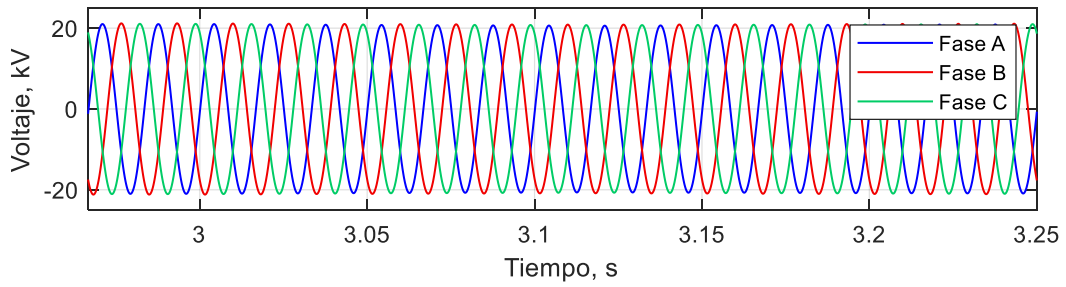
(a)



(b)

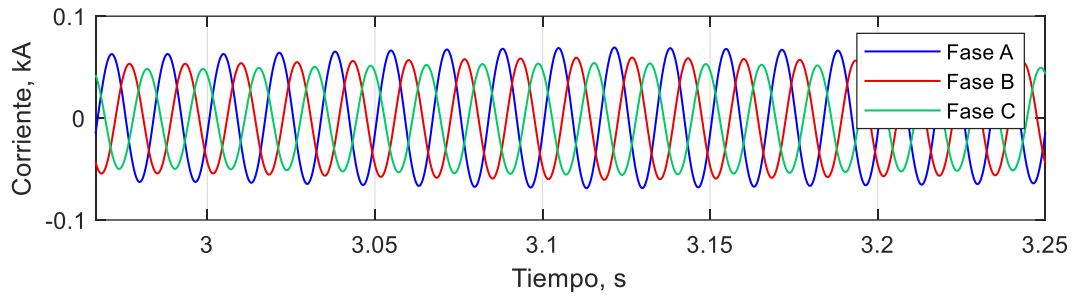


(c)

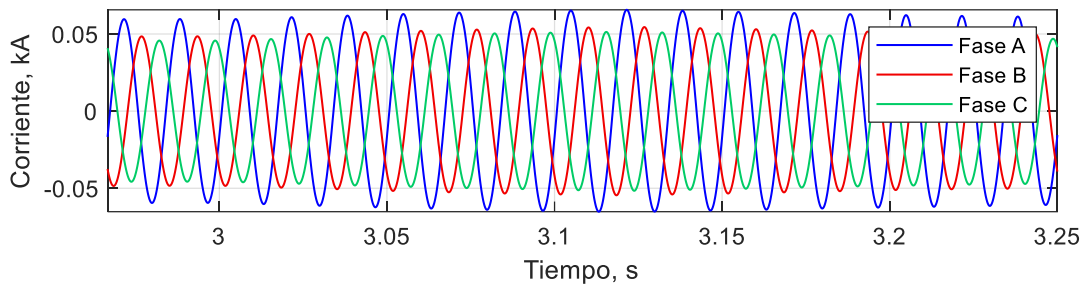


(d)

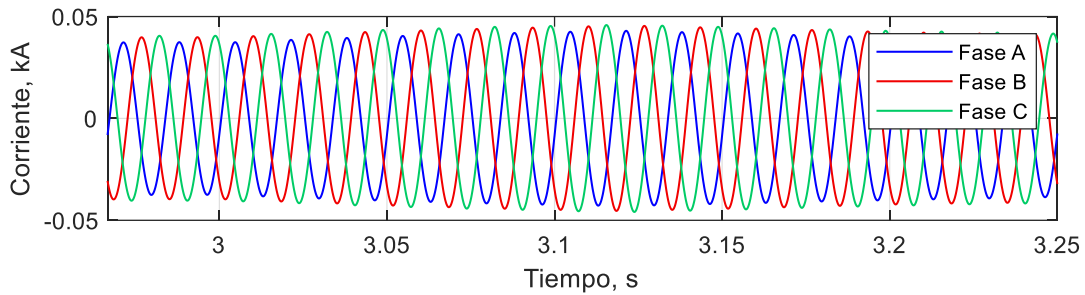
Figura 4. 10 Forma de onda del voltaje bajo condiciones de cambio de irradiancia en: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840.



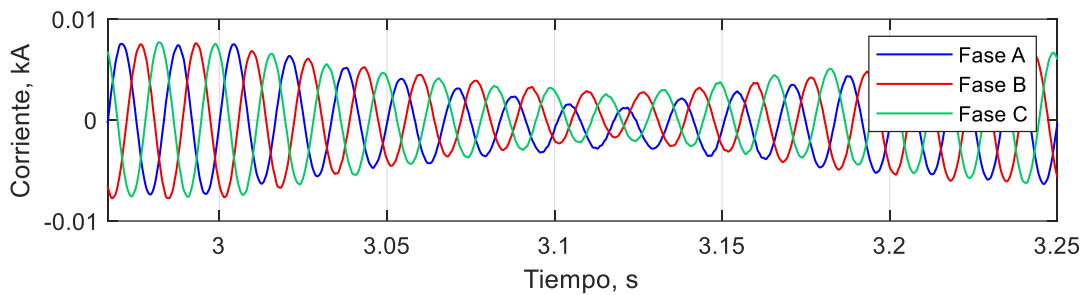
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4. 11 Forma de onda de las corrientes bajo condiciones de cambio de irradiancia en: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.

4.1.3 Operación transitoria durante una falla trifásica

En este caso estudio, el generador fotovoltaico opera en su modalidad de factor de potencia unitario. Como se observa en la Figura 4.12, en este trabajo se simula una falla trifásica autoextinguida considerando una resistencia de 5Ω en el nodo 812 de la red eléctrica de distribución en el tiempo $t = 3$ seg, con una duración de 0.12 segundos que representa 7.2 ciclos de la onda senoidal del voltaje.

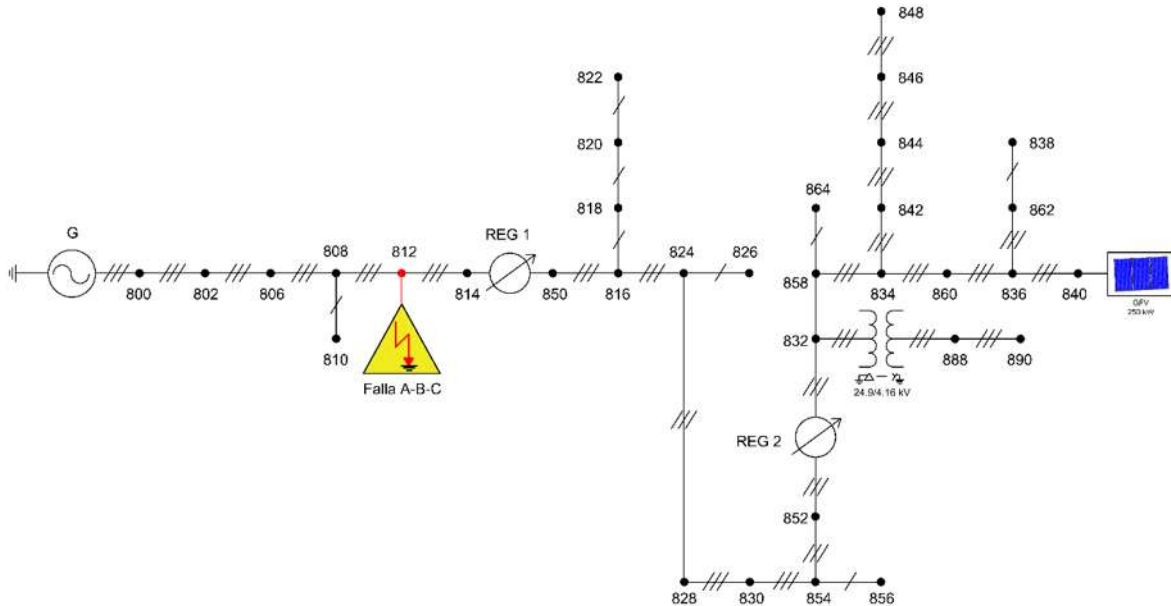


Figura 4. 12 Red de distribución IEEE 34-nodos con GFV en el nodo 840 y presentando falla trifásica en el nodo 812.

La Figura 4.13 describe los voltajes de secuencia positiva en los nodos 812 y 840 antes, durante y después de la falla trifásica. Se puede observar que el voltaje en el nodo 812 cae a un valor de 0.0839 pu por efecto de la resistencia de la falla trifásica. De forma similar, el voltaje en el nodo 840 se reduce a un valor de 0.1124 pu.

En la Figura 4.14 se muestra la respuesta de los controles PI para regular el voltaje en el bus de CC y la potencia reactiva durante la falla trifásica ocurrida en el nodo 812. Se puede observar que ambos controles se ajustan durante el disturbio y regresan a su valor de pre-falla una vez que desaparece el disturbio. Las Figuras 4.15, 4.16, 4.17, 4.18 y 4.19 muestran las formas de onda en el tiempo de la potencia activa, potencia reactiva, voltajes, voltaje RMS y corrientes en las ramas y nodos 800-802, 814-850, 852-832 y 840-GFV.

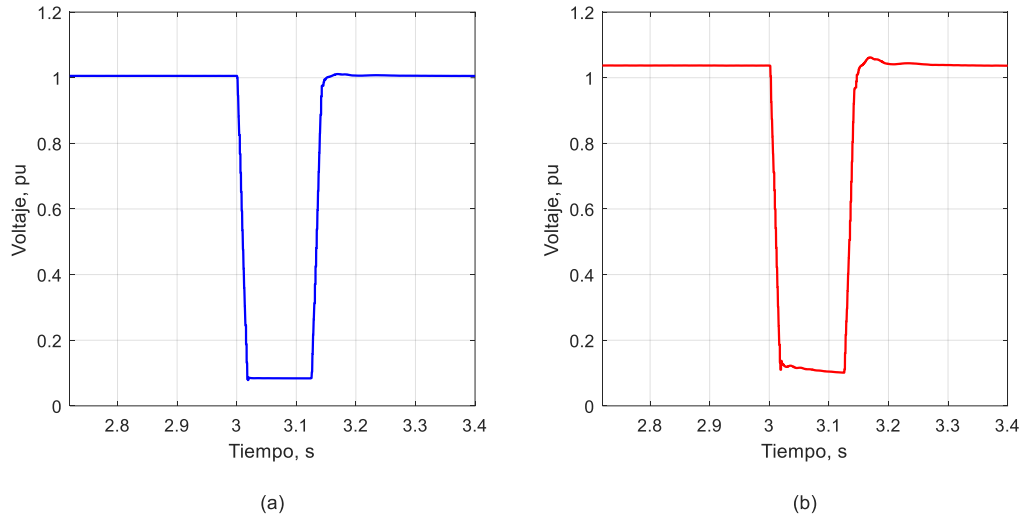


Figura 4. 13 Comportamiento de los voltajes de secuencia positiva de la red eléctrica durante la falla trifásica:
a) nodo 812 y b) nodo 840.

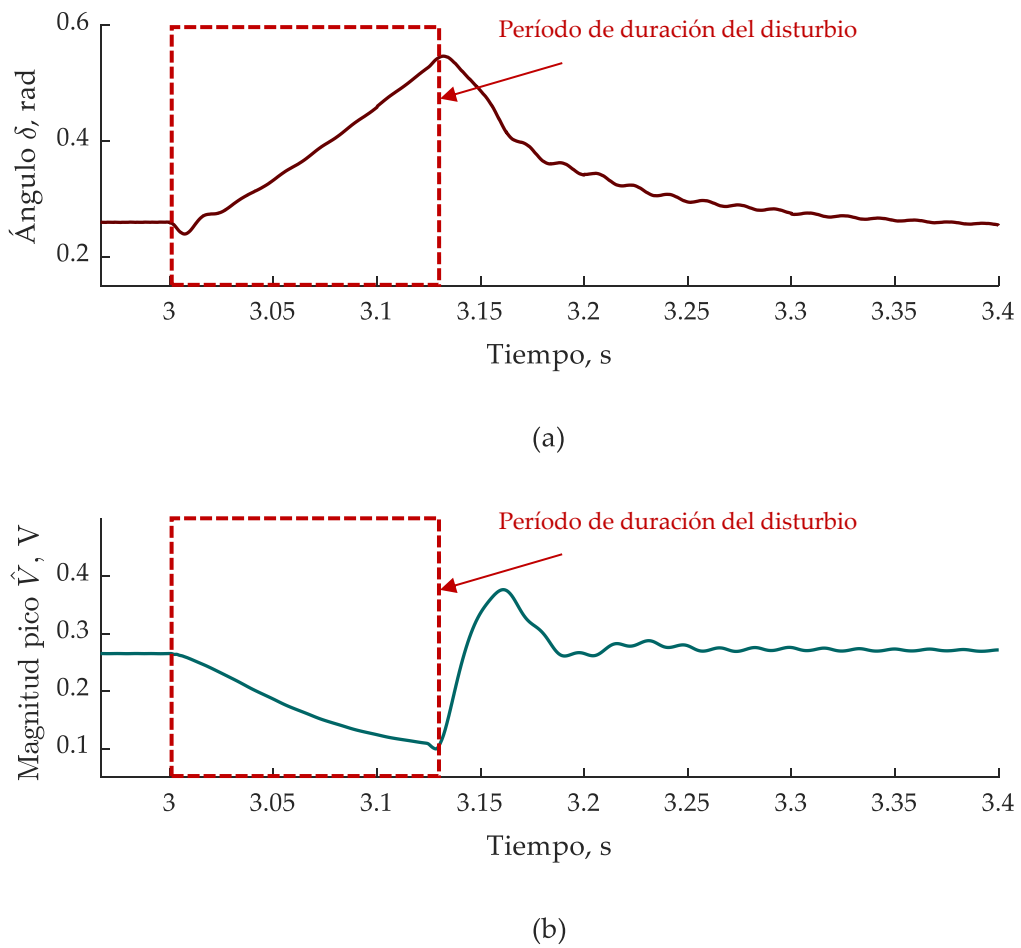


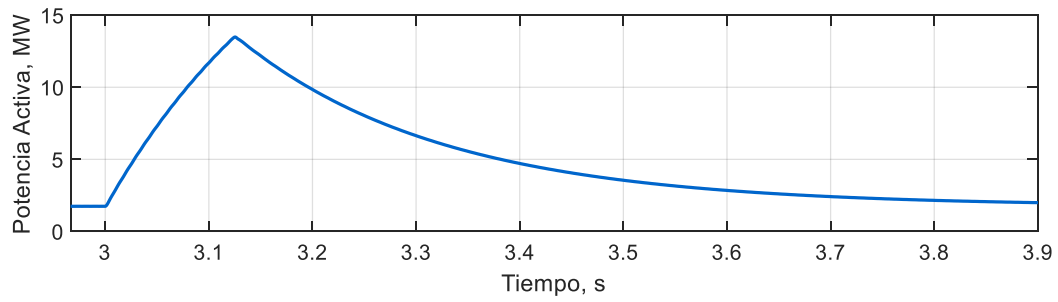
Figura 4. 14 Respuesta de los controles PI del GFV durante la falla trifásica: a) Ángulo δ y b) Magnitud pico \hat{V} .

La Figura 4.15 muestra el flujo de potencia activa en los nodos 800, 814, 852 y 840. En el nodo 800 se aprecia un incremento muy importante de la potencia, se incrementa de 1.74 MW a un valor de 13 MW. En los nodos 814, 852 y 840 la potencia activa tiende a caer a cero. Cuando la falla desaparece el sistema vuelve a su estado estable de pre-falla.

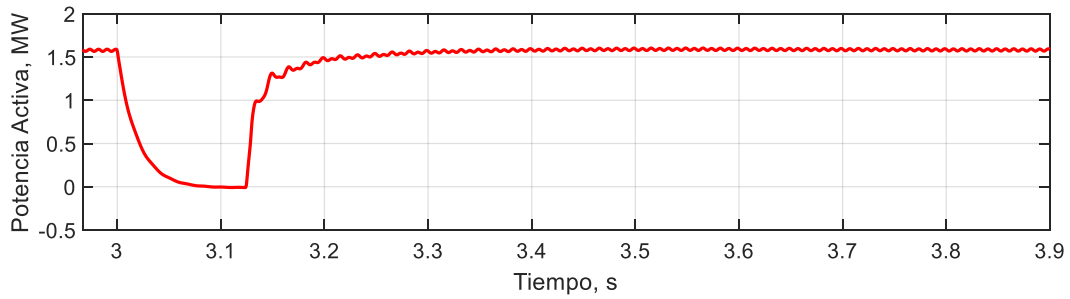
La respuesta transitoria de la potencia reactiva en la red de distribución se reporta en la Figura 4.16. Se puede observar en la Figura 4.16(a) que la potencia reactiva en la rama 800-802 pasa de un valor de 0 MVAR a un valor de 8.5 MVAR. Por el contrario, la potencia reactiva decrece hasta llegar a cero en las ramas 814-850 y 852-832. Respecto a la potencia reactiva en la rama 840-GFV, se puede observar que el sistema de control se ajusta para mantener el factor de potencia unitario. Sin embargo, el flujo de potencia reactiva no se logra mantener en cero como consecuencia de la depresión de voltaje tan drástica que se observa en el nodo 840 (Ver Figura 4.16(d)).

La Figura 4.17 presenta las formas de onda en el tiempo de los voltajes trifásicos en los nodos 800, 814, 852 y 840 de la red eléctrica IEEE 34-nodos. Se puede observar importantes depresiones de voltaje en los voltajes de los nodos 814, 852 y 840 durante la falla en el orden de 88.89%, 87.48% y 87.11%, respectivamente. Por su parte, la Figura 4.18 muestra el voltaje RMS en los nodos analizados. El nodo 800 permanece en su valor nominal durante la falla. Con relación al nodo 814, la depresión de voltaje con respecto a su valor pre-falla del 93.08%, 88.71% y 91.23% para las fases A, B y C, respectivamente. Por otra parte, para el nodo 852 la caída de voltaje presenta valores de 91.96%, 87.44% y 89.60% para las fases A, B y C, respectivamente. En el caso del nodo 840 la depresión en las fases A, B y C es de 91.33%, 87.11% y 89.14%, respectivamente. Una vez que se elimina la falla los voltajes recuperan sus valores de pre-falla.

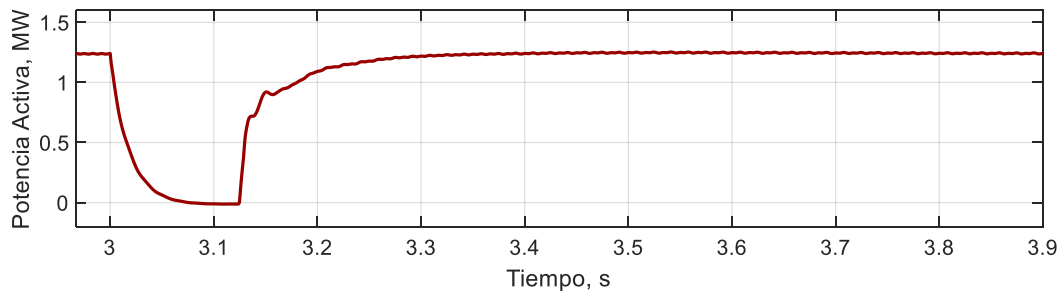
La Figura 4.19 muestra las corrientes trifásicas en la red eléctrica de distribución IEEE 34-nodos. Se puede observar una corriente de falla muy importante en la rama 800-802, mientras que las corrientes en las ramas 814-850 y 852-832 tienden a cero. En el caso de la rama 840-GFV, las corrientes de falla son mayores a las corrientes pre-falla ya que alcanzan valores pico de 0.022 kA, 0.019 kA y 0.015 kA en las fases A, B, y C, respectivamente.



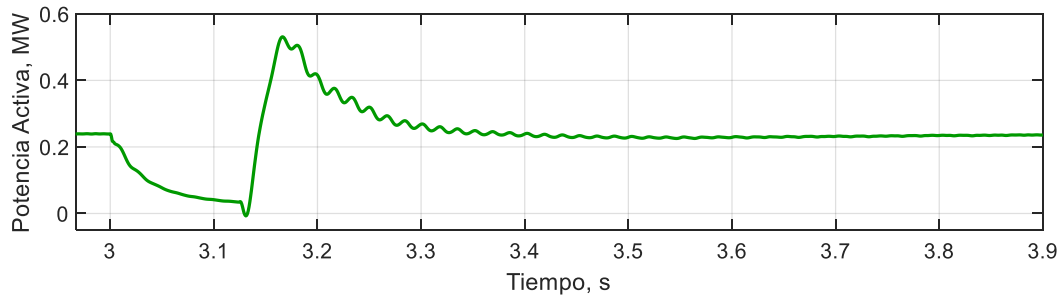
(a)



(b)

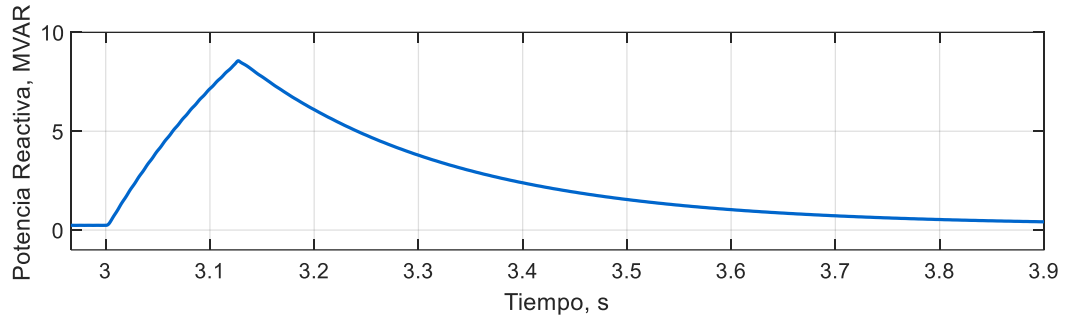


(c)

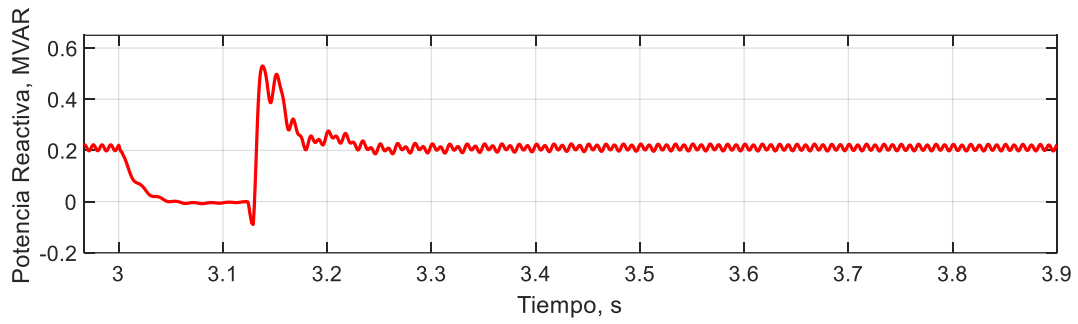


(d)

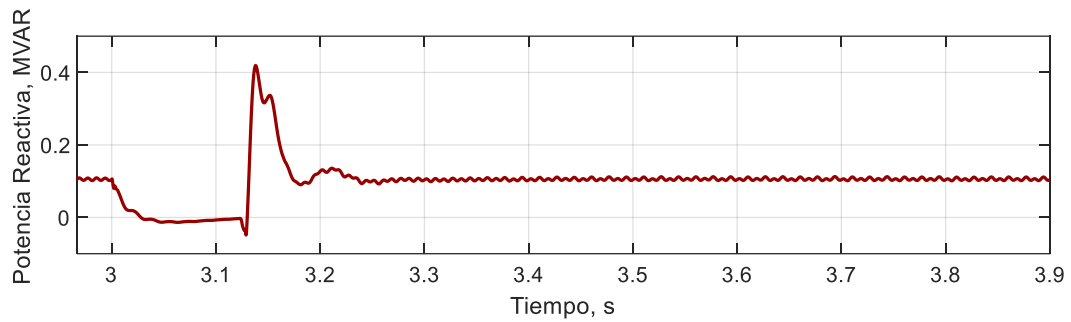
Figura 4. 15 Flujo de potencia activa durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.



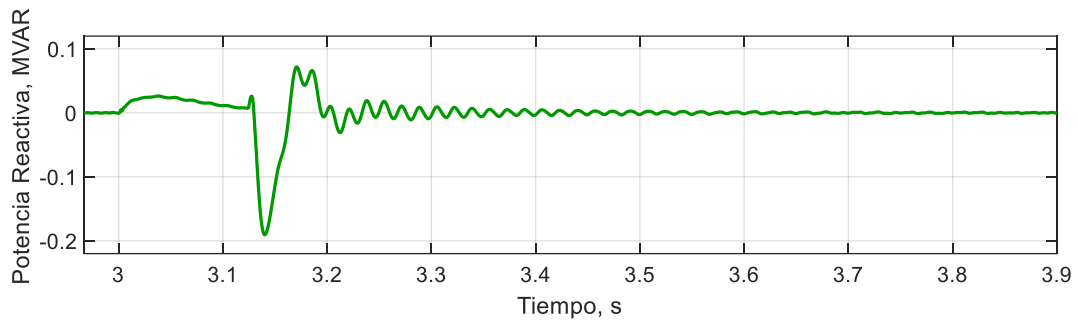
(a)



(b)

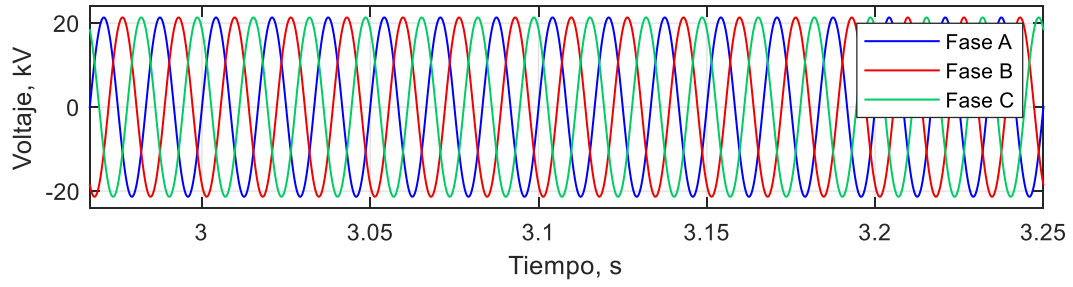


(c)

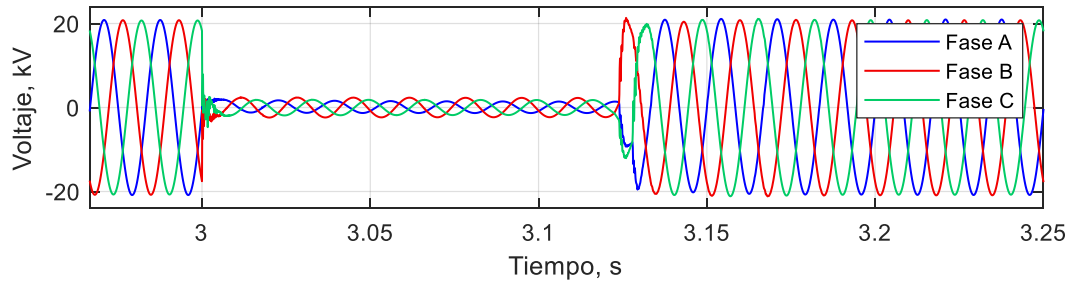


(d)

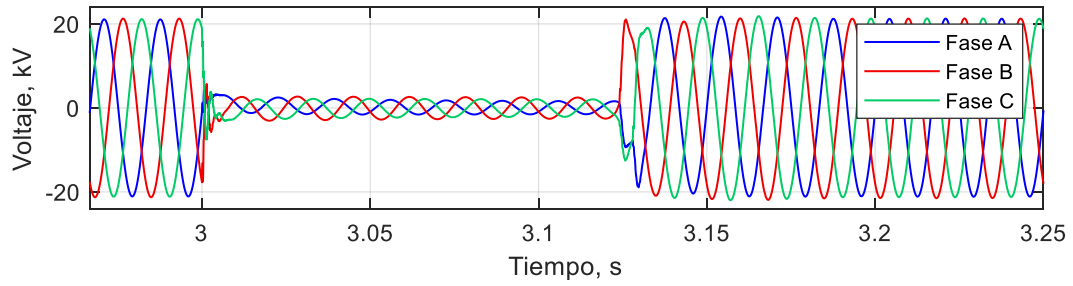
Figura 4. 16 Flujo de potencia reactiva durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.



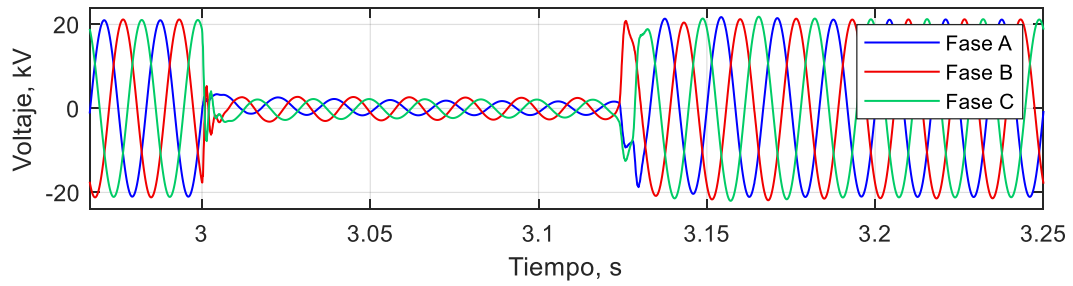
(a)



(b)

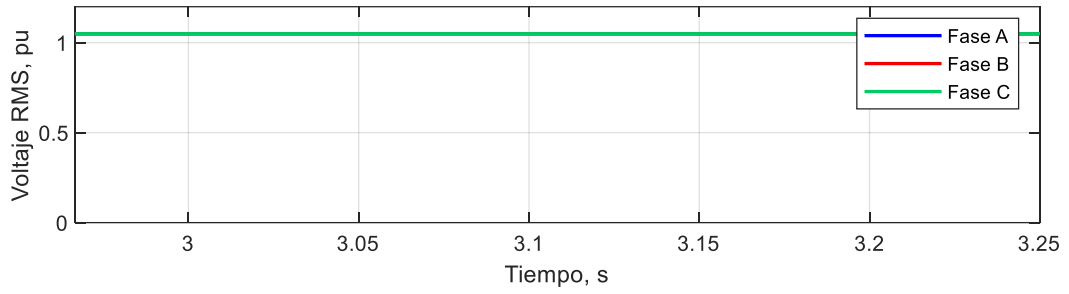


(c)

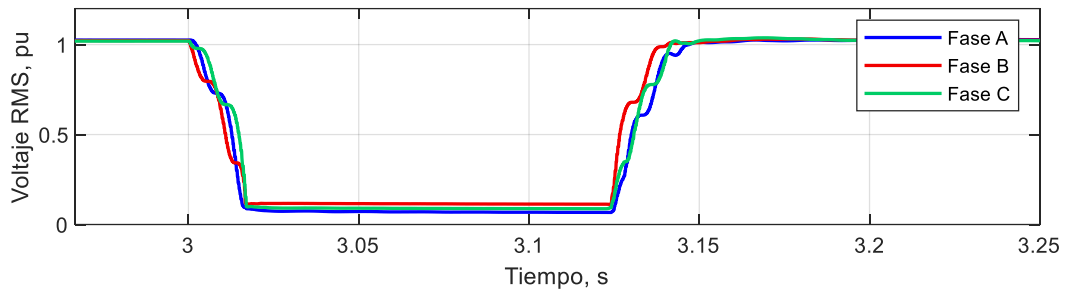


(d)

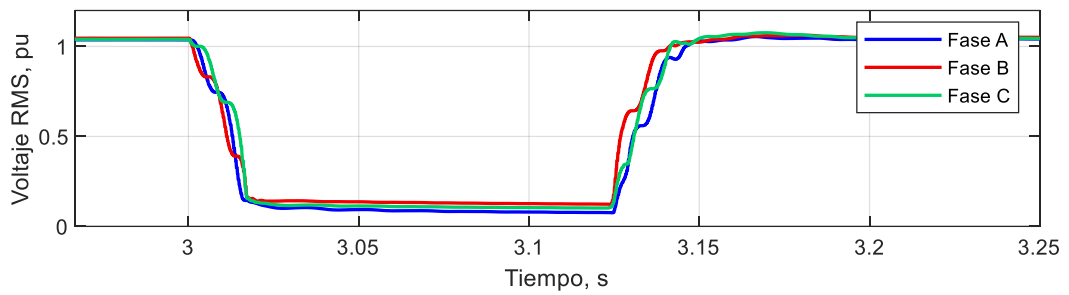
Figura 4. 17 Formas de onda del voltaje durante la falla trifásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840.



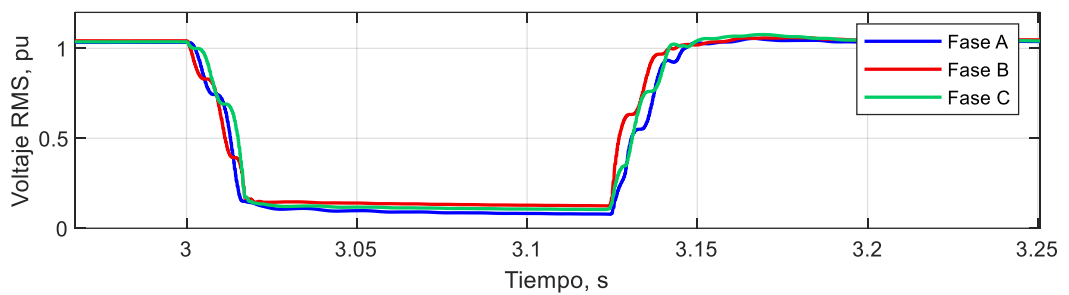
(a)



(b)

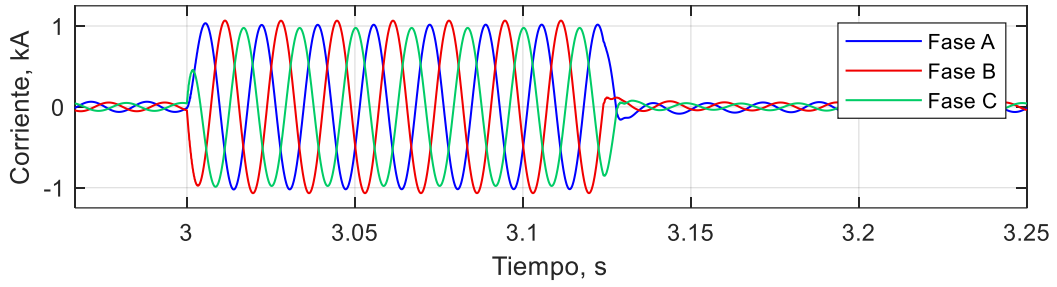


(c)

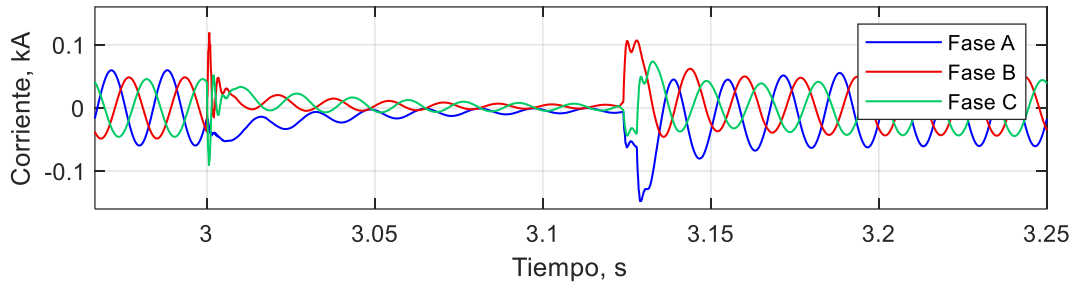


(d)

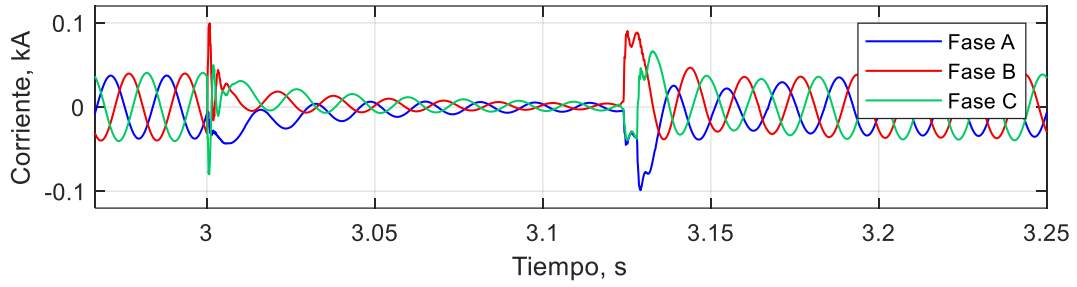
Figura 4. 18 Valores RMS del voltaje durante la falla trifásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840.



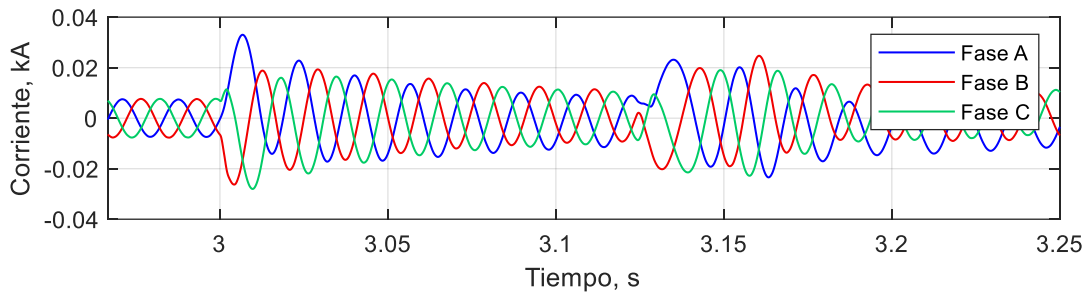
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4. 19 Formas de onda de las corrientes durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.

4.1.4 Operación transitoria durante una falla monofásica

En este caso estudio, el generador fotovoltaico opera en su modalidad de factor de potencia unitario. Como se observa en la Figura 4.20, se aplica una falla autoextinguible de fase a tierra creada en la fase B del nodo 812 de la red eléctrica de distribución, considerando una resistencia de falla de 5Ω en el tiempo $t=3$ seg, con una duración de 0.12 segundos que representa 7.2 ciclos de la onda senoidal del voltaje.

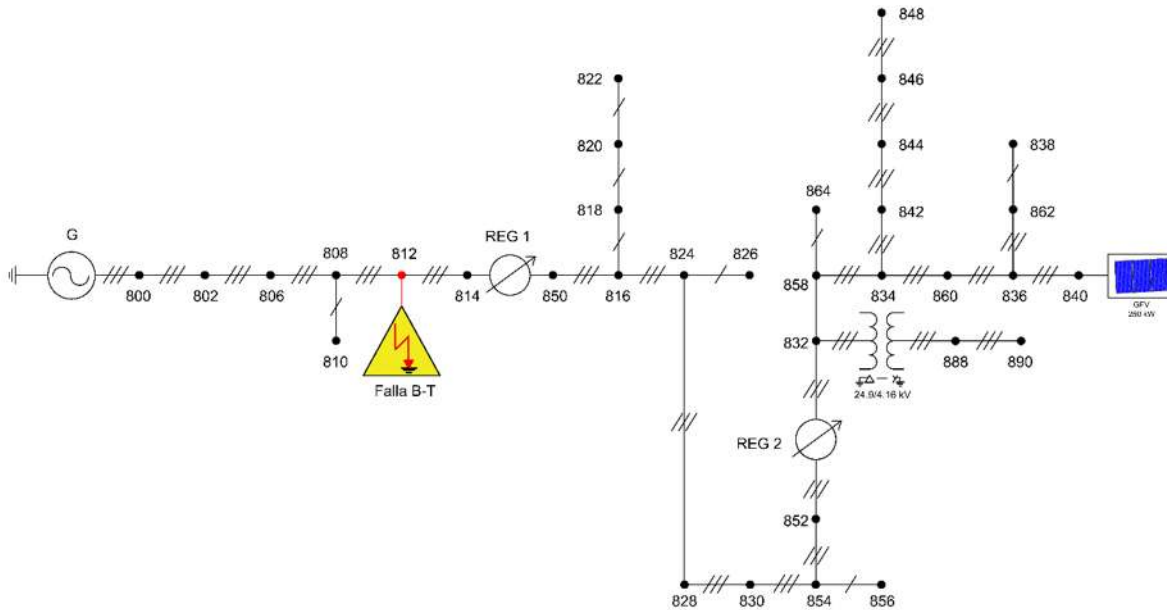


Figura 4. 20 Red de distribución IEEE 34-nodos con GFV en el nodo 840 y presentando falla monofásica en el nodo 812.

La Figura 4.21 describe la respuesta del voltaje de secuencia positiva en los nodos 812 y 840 antes, durante y después de la falla monofásica a tierra. Al ocurrir la falla, el voltaje en el nodo 812 cae a un valor de 0.7667 pu. En la Figura 4.21(b) correspondiente al nodo 840 se observa que la caída es de 0.7946 pu.

En la Figura 4.22 se muestra la respuesta de los controles PI para regular el voltaje en el bus de CC y la potencia reactiva durante la falla monofásica ocurrida en el nodo 812. Se puede observar que ambos controles se ajustan durante el disturbio y regresan a su valor de pre-falla una vez que desaparece el disturbio. Las Figuras 4.23, 4.24, 4.25, 4.26 y 4.27 muestran las formas de onda en el tiempo de la potencia activa, potencia reactiva, voltajes, voltajes RMS y corrientes en las ramas y nodos 800-802, 814-850, 852-832 y 840-GFV.

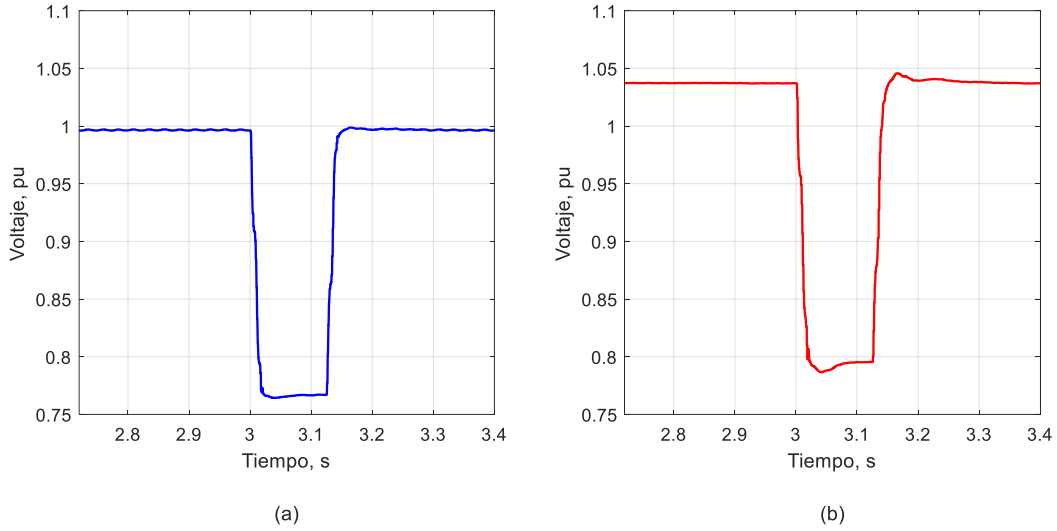
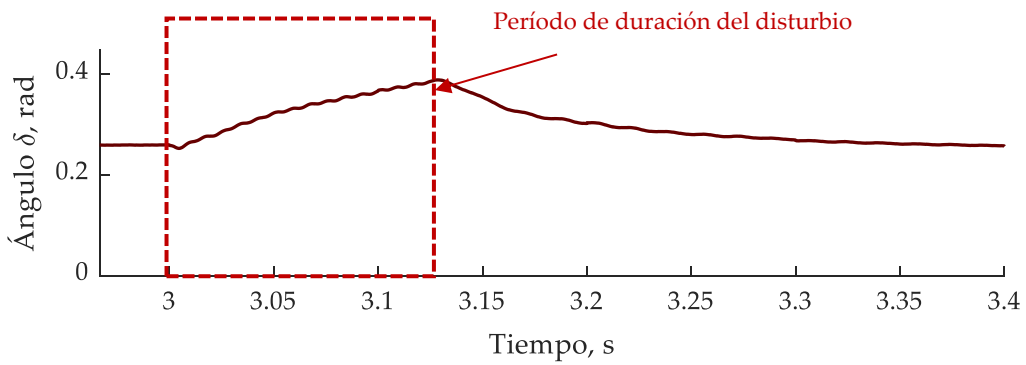
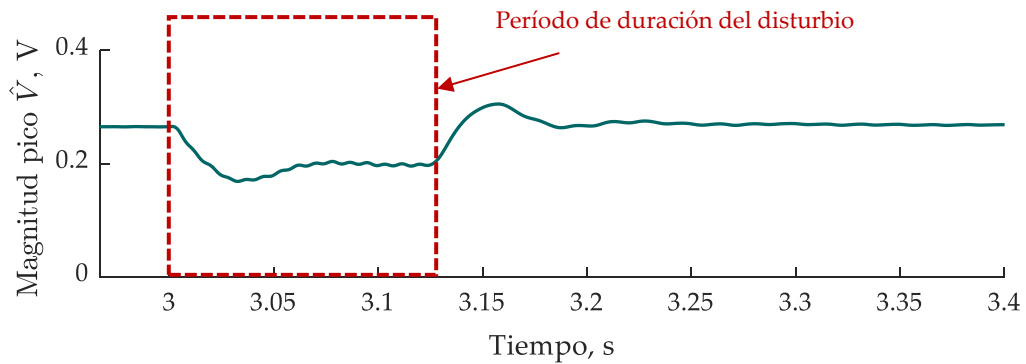


Figura 4. 21 Comportamiento de los voltajes de secuencia positiva de la red durante la falla monofásica: a) nodo 812 y b) nodo 840.



(a)



(b)

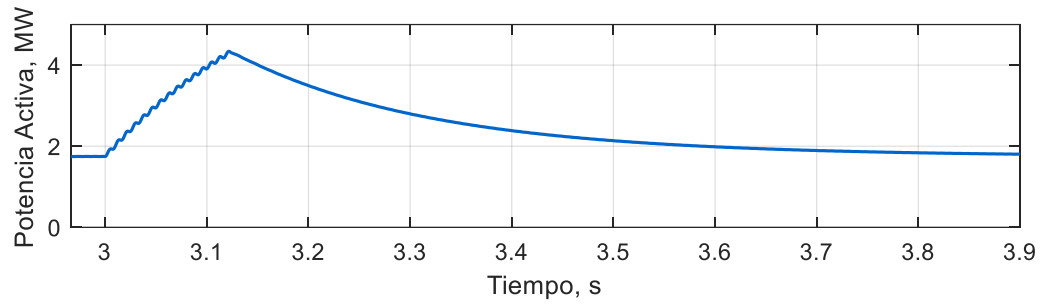
Figura 4. 22 Respuesta de los controles PI del GFV durante la falla monofásica: a) Ángulo δ y b) Magnitud pico \hat{V} .

El flujo de potencia activa en las ramas 800-802, 814-850, 852-832 y 840-GFV antes, durante y después de la falla monofásica se muestra en la Figura 4.23. En la rama 800-802 durante la falla se alcanza un valor de 4.33 MW. En las ramas 814-850, 852-832 y 840-GFV la potencia activa cae 15.82%, 18.29% y 40%, respectivamente. Cuando la falla desaparece el sistema vuelve a su estado estable de pre-falla.

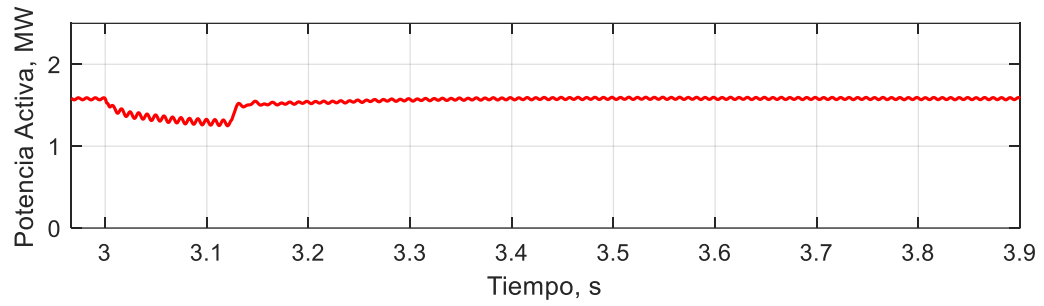
La respuesta transitoria de la potencia reactiva en la red de distribución se reporta en la Figura 4.24. Se puede observar en la Figura 4.24(a) que la potencia reactiva en la rama 800-802 pasa de un valor de 0.242 MVAR a un valor de 2.412 MVAR. Por el contrario, la potencia reactiva decrece brevemente en las ramas 814-850 y 852-832. Respecto a la potencia reactiva en la rama 840-GFV, se puede observar que el sistema de control se ajusta para mantener el factor de potencia unitario. Sin embargo, el flujo de potencia reactiva no se logra mantener en cero.

La Figura 4.25 presenta las formas de onda en el tiempo de los voltajes trifásicos durante la falla en la fase a tierra en los nodos 800, 814, 852 y 840 seleccionados de la red eléctrica IEEE 34-nodos. En el caso del nodo 800 el voltaje se mantiene en su valor nominal. Con relación al nodo 814, 852 y 840 es evidente que el voltaje en la fase B de falla se reduce, mientras que el voltaje en las otras fases aumenta levemente en el momento en que ocurre la falla. El comportamiento de los voltajes trifásicos RMS durante la falla monofásica en los nodos estudiados se muestran en la Figura 4.26. En el nodo 800 el voltaje no sufre cambios y permanece en su valor nominal. En tanto para el nodo 814 se presenta depresión de voltaje durante la falla en la fase B de 83.59%, mientras que en las fases A y C se presenta un incremento de voltaje de 6.37% y 18.19%, respectivamente. Por otra parte, para el nodo 852 la depresión durante la falla monofásica en la fase B es de 85.71%, y el incremento que presentan las fases A y C es de 7.57% y 16.92%, respectivamente. Por otra parte, para el nodo 840 los incrementos de voltaje durante la falla en las fases A y C son de 7.85% y 16.69%, respectivamente. La depresión para la fase B en este nodo es de 85.89%. Al eliminarse la falla los voltajes recuperan sus valores de pre-falla.

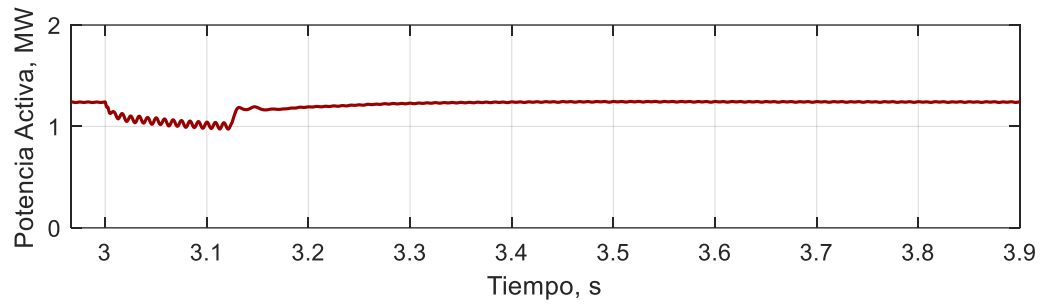
Por su parte, la Figura 4.26 muestra las corrientes trifásicas en la red eléctrica de distribución IEEE 34-nodos. Se puede observar que la corriente en la fase A se intensifica considerablemente en la rama 800-802, mientras que las corrientes en las ramas 814-850 y 852-832 presentan variaciones en su magnitud. En el caso de la rama 840-GFV, las corrientes de falla varían en magnitud con respecto a las corrientes pre-falla ya que alcanzan valores pico de 10 A, 4.4 A y 2.2 A en las fases A, B, y C, respectivamente.



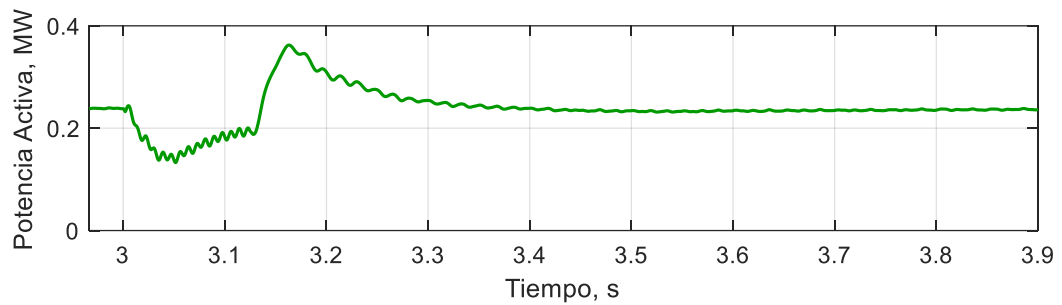
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4. 23 Flujo de potencia activa durante la falla monofásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.

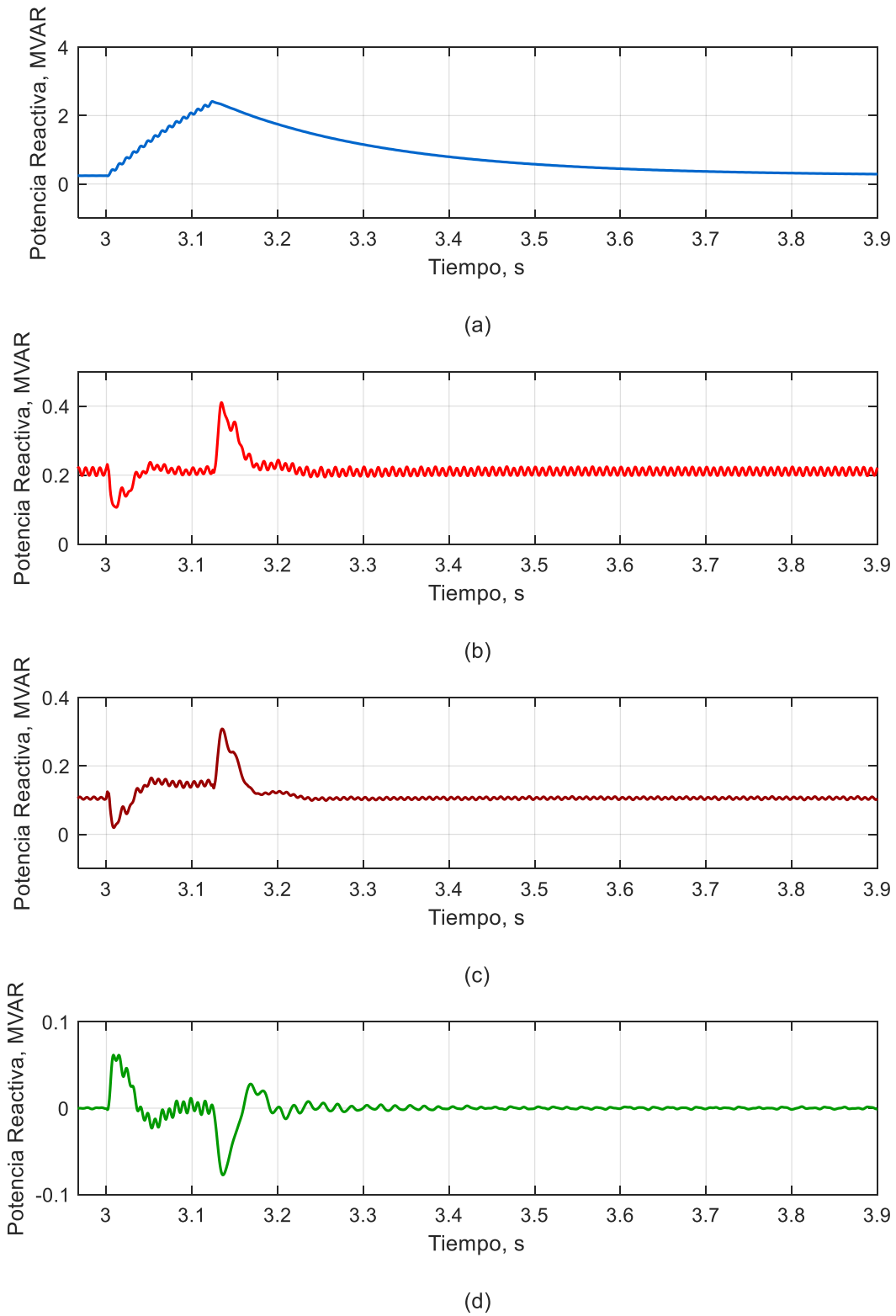
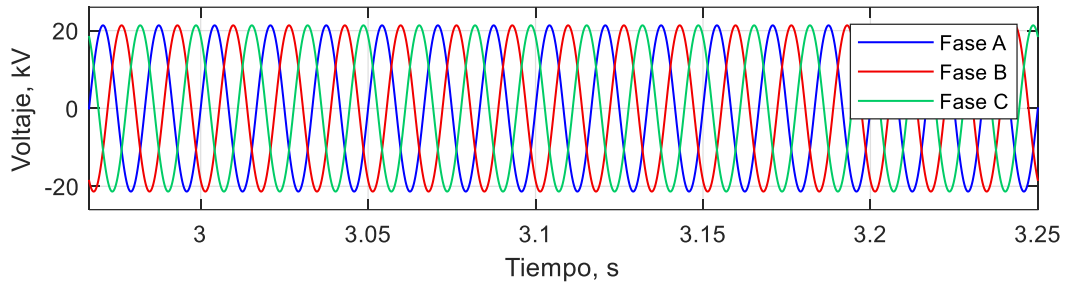
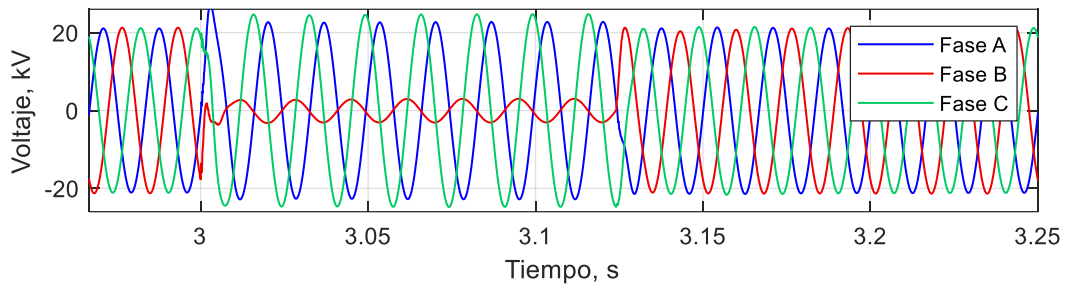


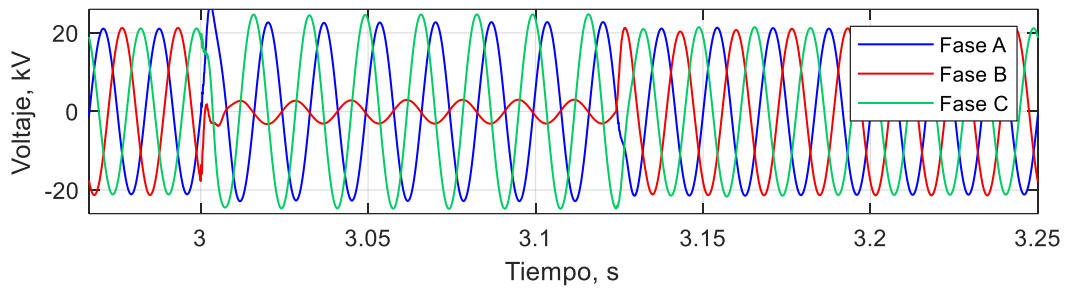
Figura 4. 24 Flujo de potencia reactiva durante la falla monofásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.



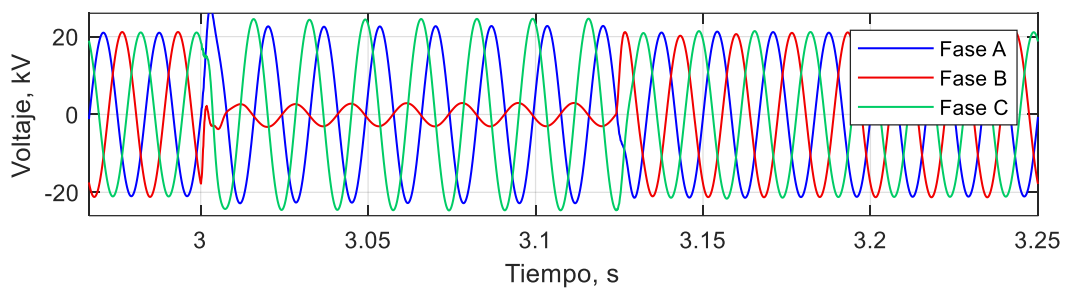
(a)



(b)

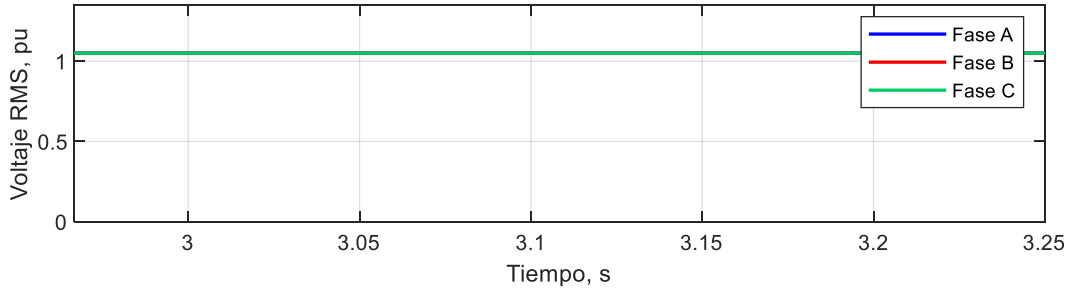


(c)

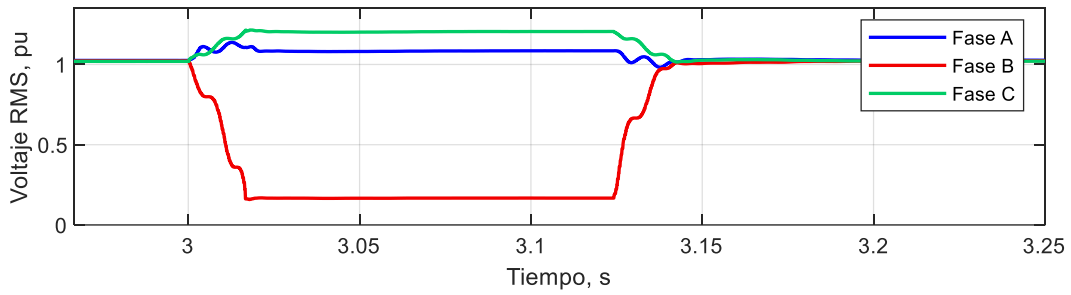


(d)

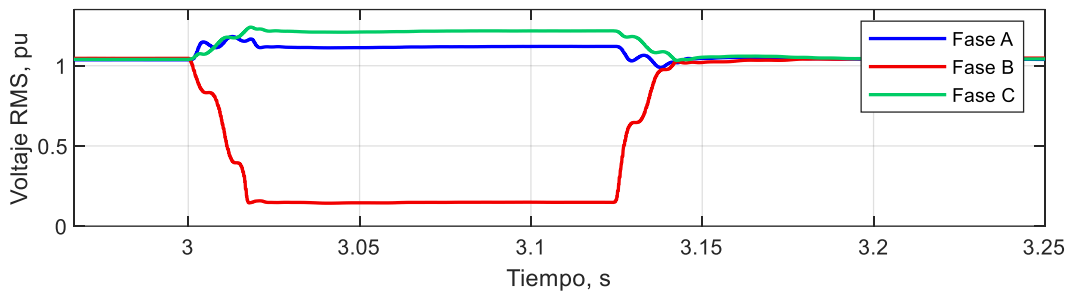
Figura 4. 25 Formas de onda del voltaje durante la falla monofásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840.



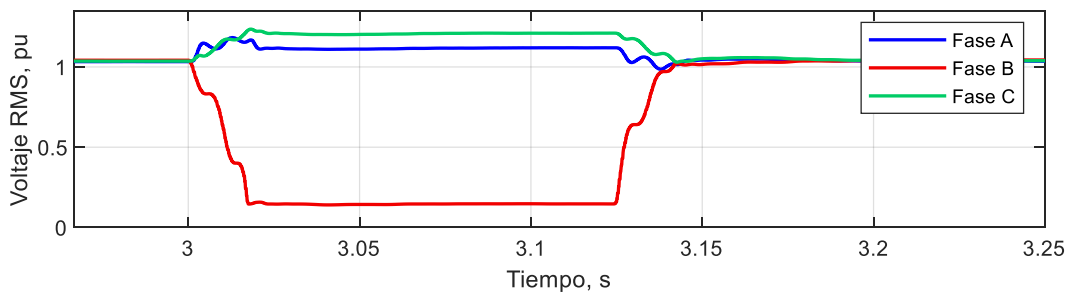
(a)



(b)

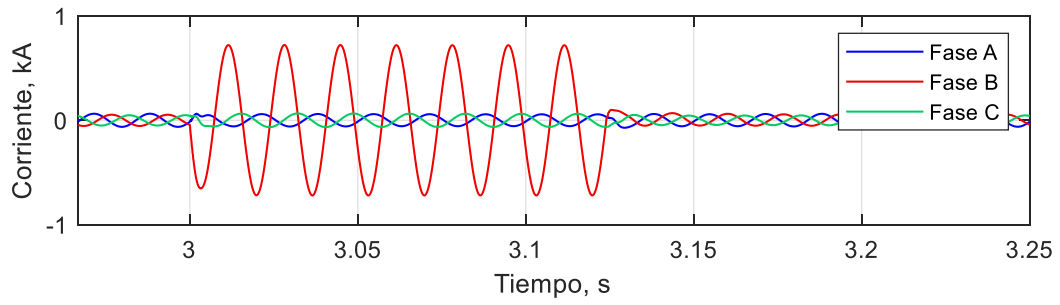


(c)

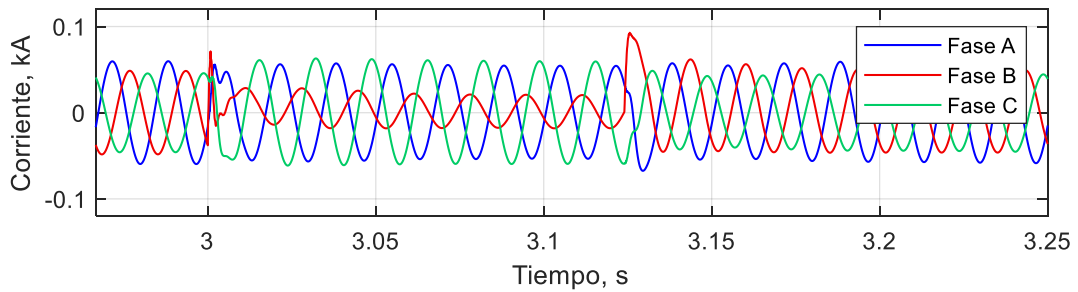


(d)

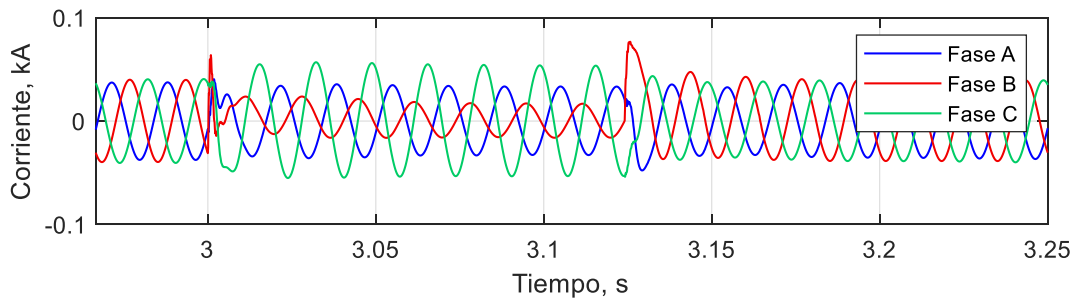
Figura 4. 26 Valores RMS del voltaje durante la falla monofásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840.



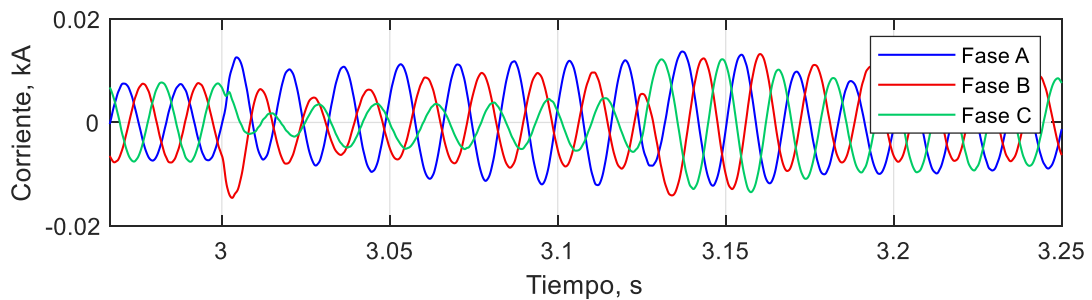
(a)



(b)



(c)



(d)

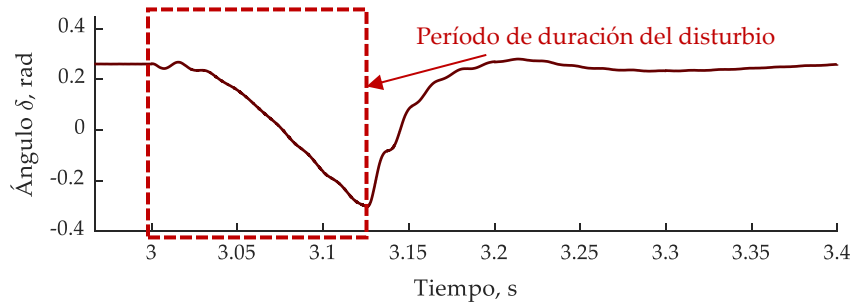
Figura 4. 27 Formas de onda de las corrientes durante la falla monofásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.

4.2 Caso B

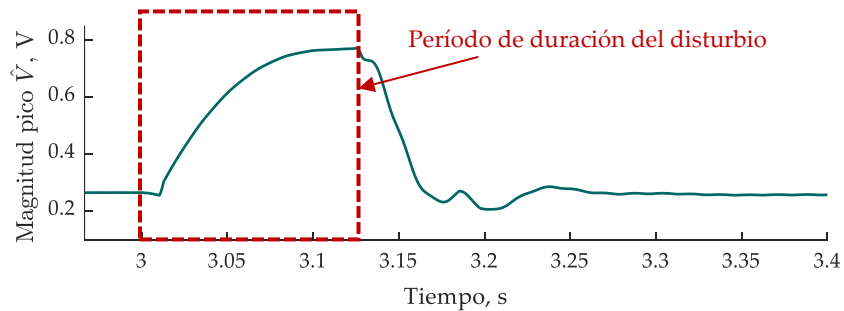
Se evalúa el desempeño del sistema de distribución de energía eléctrica IEEE 34-nodos con un generador fotovoltaico de una potencia nominal de 250 kWp conectado al nodo 840 y operando en el modo regulación de voltaje. Se simula una falla trifásica simétrica autoextinguida ubicada en el nodo 812 considerando una resistencia de 5Ω en el tiempo $t = 3$ seg con una duración de 0.12 segundos, como se muestra en la Figura 4.12. Considerando los parámetros de tiempo anteriores también se simula un escenario de falla monofásica autoextinguida como se aprecia en la Figura 4.20. Se analiza el comportamiento en la red de distribución de las ramas y nodos 800-802, 814-850, 852-832 y 840-GFV. Los parámetros del generador fotovoltaico utilizados en este caso de estudio se reportan en la Tabla 3.5.

4.2.1 Operación transitoria durante una falla trifásica

En la Figura 4.28 se muestra la respuesta de los controles PI del generador fotovoltaico durante la falla trifásica en el nodo 812. Se puede apreciar que el ángulo de voltaje en terminales del inversor trifásico cambia de un valor de 0.26 rad a -0.3 rad durante el disturbio. Por el contrario, el control de potencia reactiva reportado en la Figura 4.28(b) incrementa el voltaje de control de 0.26 V a 0.77 V. Una vez que desaparece la falla, regresan a sus valores pre-falla.



(a)



(b)

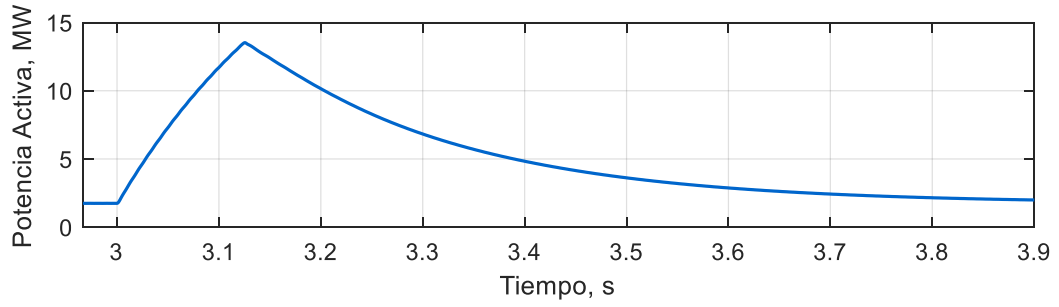
Figura 4. 28 Respuesta de los controles PI del GFV en el modo de regulación de voltaje durante la falla trifásica: a) Ángulo δ y b) Magnitud pico \hat{V} .

La Figura 4.29 muestra el flujo de la potencia activa en las ramas 800-802, 814-850, 852-832 y 840-GFV. La potencia activa en la rama 800-802 presenta un incremento importante durante el disturbio ya que alcanza un valor de 13 MW. En la Figura 4.29(b) y (c) se observa que el flujo de potencia activa en las ramas 814-850 y 852-832 cambian de sentido. Por su parte, se observa que la potencia activa en la rama 840-GFV cae de 0.23 MW a 0.14 MW.

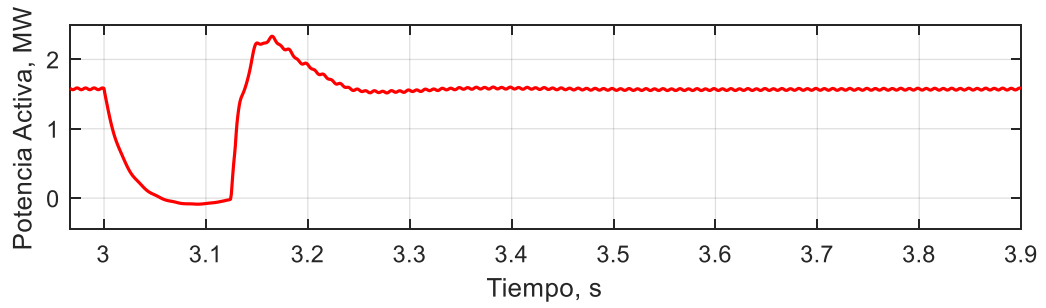
En cuanto al flujo de potencia reactiva en los nodos analizados de la red eléctrica IEEE 34-nodos mostrados en la Figura 4.30, se puede observar que durante la falla las ramas 800-802 se incrementa su potencia reactiva hasta 8.5 MVAR. Para el caso del nodo 814-850 y 852-832 se observa que se invierte el sentido del flujo de potencia reactiva. Por su parte, la Figura 4.30(d) indica que el sistema de control en el modo de regulación de voltaje incrementa el flujo de potencia reactiva hasta alcanzar un valor de 0.20 MVAR, con el propósito de apoyar a la recuperación del voltaje en el nodo 840.

En la Figura 4.31 se muestra a los voltajes trifásicos en los distintos nodos 800, 814, 852 y 840 analizados de la red eléctrica. Se observa que el voltaje en el nodo 800 permanece sin ningún cambio durante la falla. Esto se debe a que el voltaje en el nodo 800 se simuló como un bus infinito. Sin embargo, los voltajes en los nodos 814, 852 y 840 caen durante el período de falla con valores de 85.83%, 84.92% y 83.62%, respectivamente. Se puede apreciar que estos niveles de depresión de voltaje durante la falla son ligeramente menores que los reportados en la Figura 4.17, los cuales corresponden a la operación en el modo de factor de potencia unitario. Esta reducción en los niveles de depresión de voltaje está asociados a la operación del GFV en el modo de regulación de voltaje. La Figura 4.32 muestra el análisis RMS de las formas de onda del voltaje cuando ocurre la falla. El voltaje en el nodo 800 no presenta cambios y permanece en su valor nominal. Por su parte, los voltajes en los nodos 814 durante la falla caen a 0.0909 pu, 0.1315 pu y 0.1059 pu para las fases A, B y C respectivamente. Por su parte, en el nodo 852 la depresión de voltaje es de 0.1601 pu, 0.1965 pu y 0.1766 pu para las fases A, B y C, respectivamente. En el caso del nodo 840 la caída de voltaje durante la falla para las fases A, B y C es de 0.1737 pu, 0.2099 pu y 0.1918 pu, respectivamente. Después de la falla el voltaje regresa a su valor pre-falla.

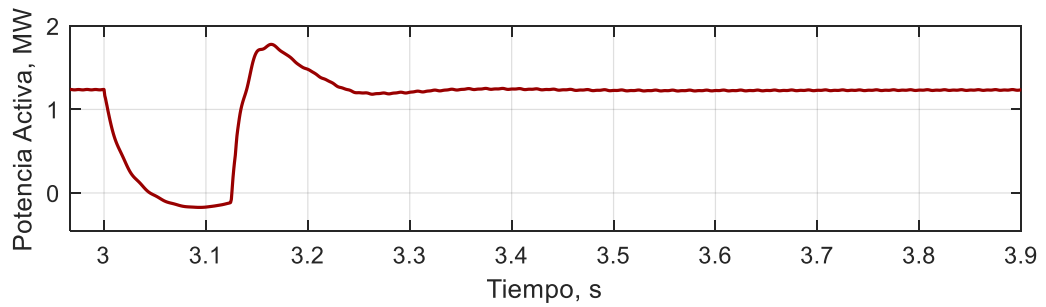
Por su parte, la Figura 4.33 muestra las corrientes trifásicas en la red eléctrica de distribución IEEE 34-nodos. En el caso la rama 800-802 la corriente presenta un incremento considerable. Las corrientes reportadas en las Figuras 4.33(b) y (c) presentan un incremento en el orden de 4% y 25%, con respecto a su valor pre-falla. Las corrientes en la rama 840-GFV de la Figura 4.33(d) presentan un incremento 5 veces mayor a su valor nominal.



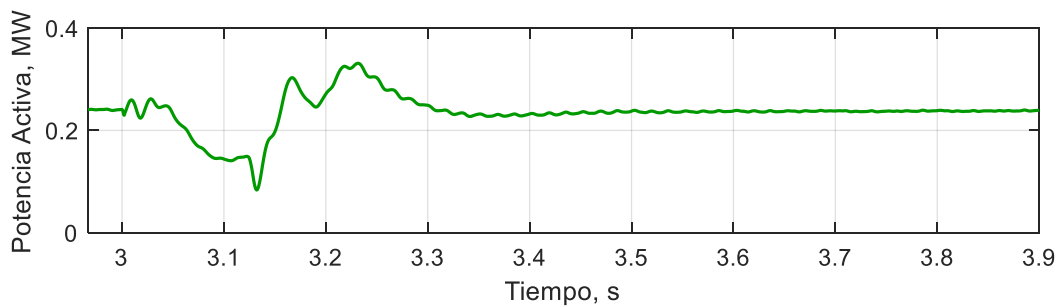
(a)



(b)

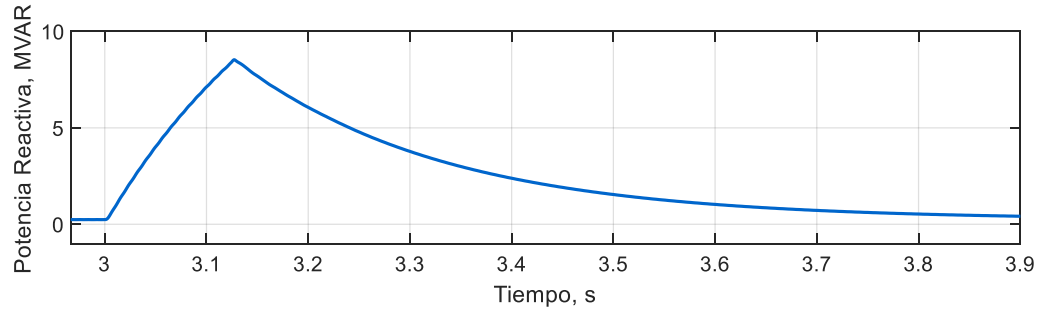


(c)

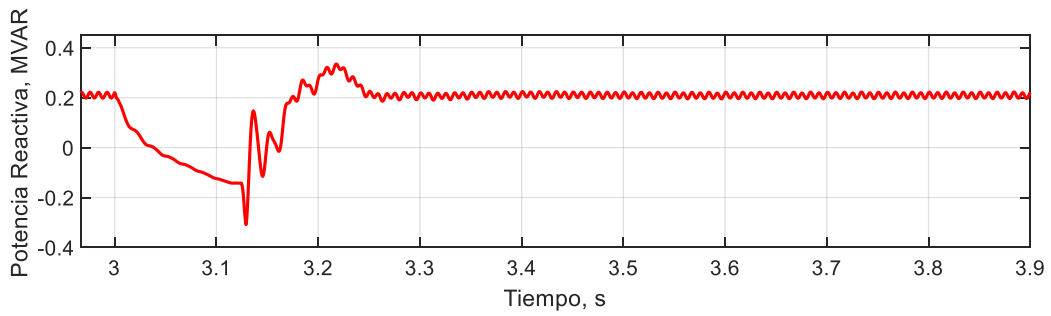


(d)

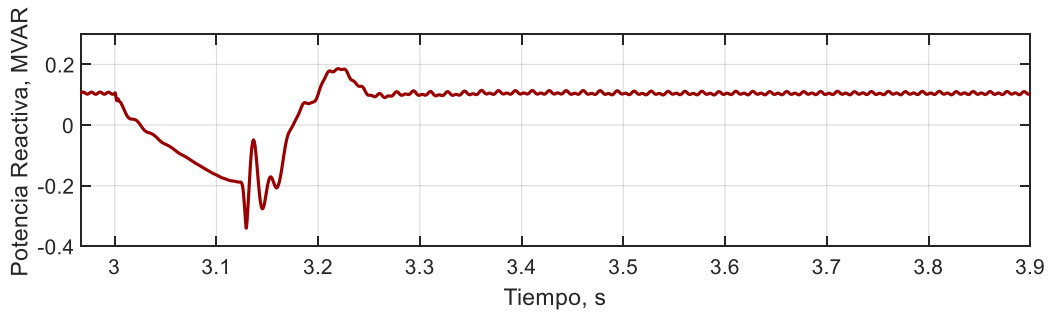
Figura 4. 29 Flujo de potencia activa en el modo de regulación de voltaje durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.



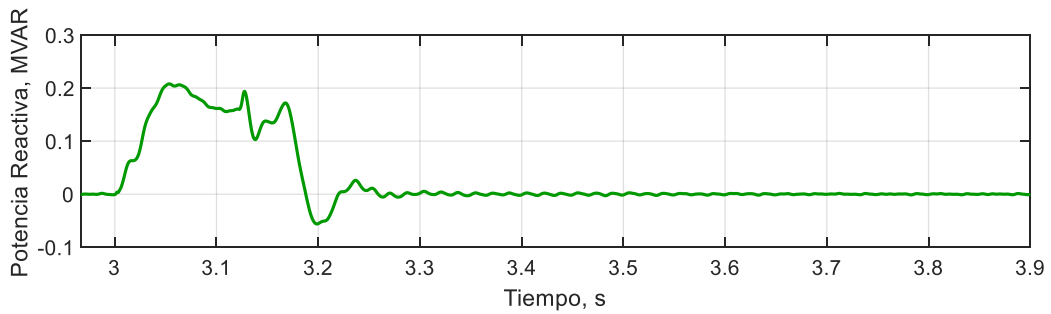
(a)



(b)

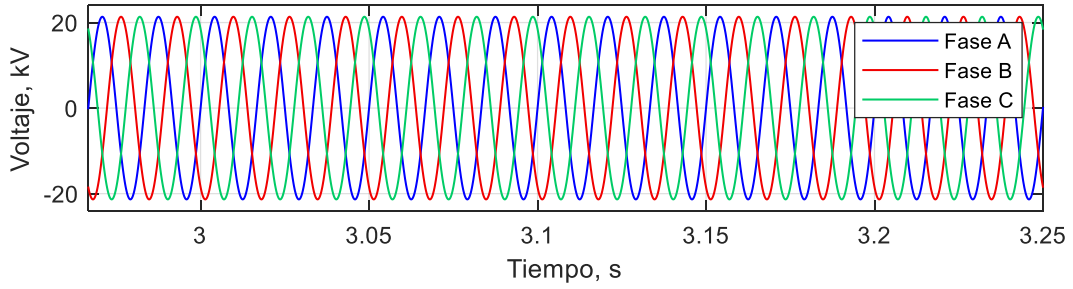


(c)

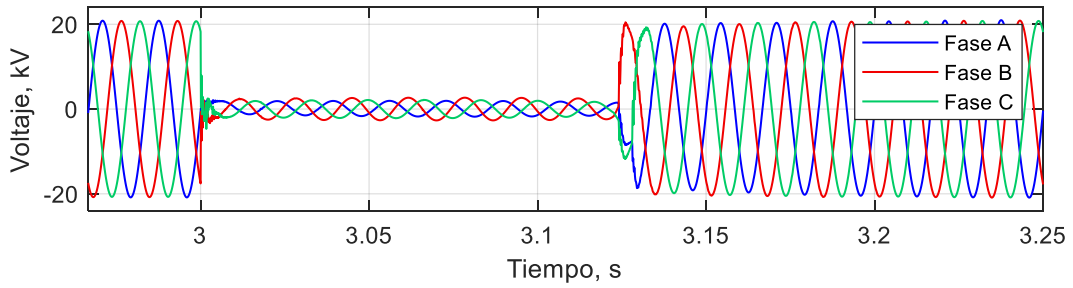


(d)

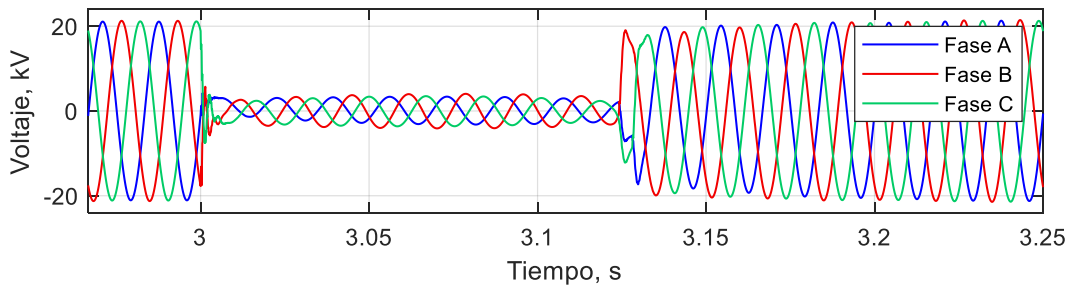
Figura 4. 30 Flujo de potencia reactiva en el modo de regulación de voltaje durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.



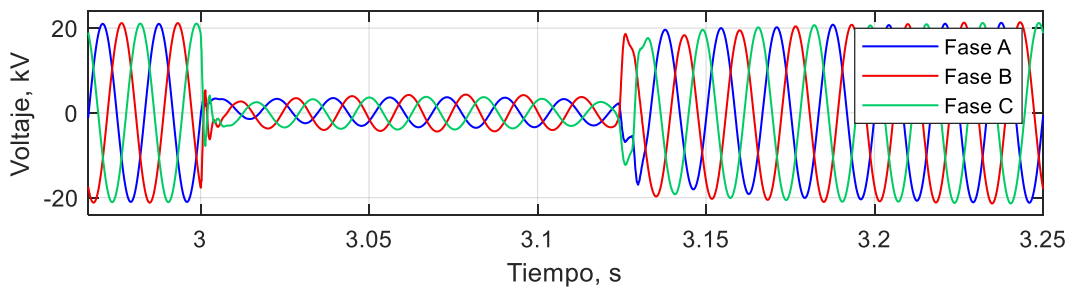
(a)



(b)

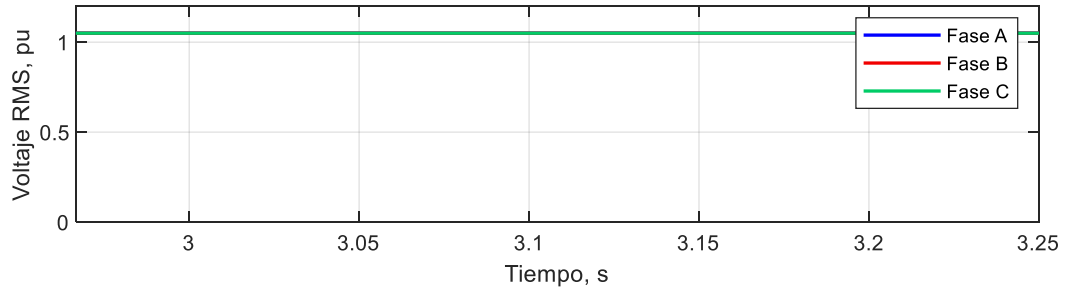


(c)

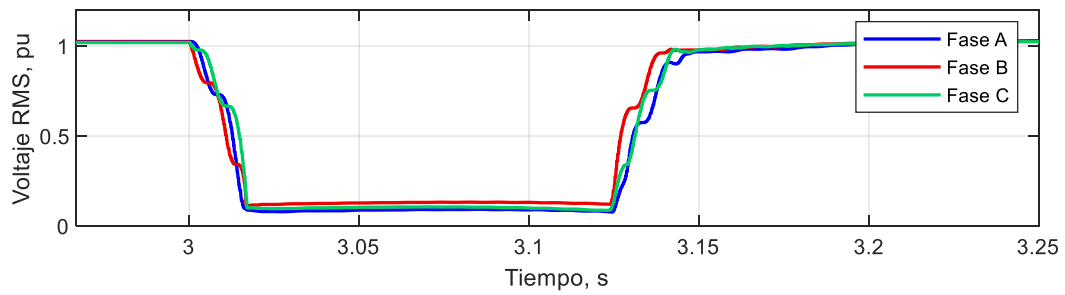


(d)

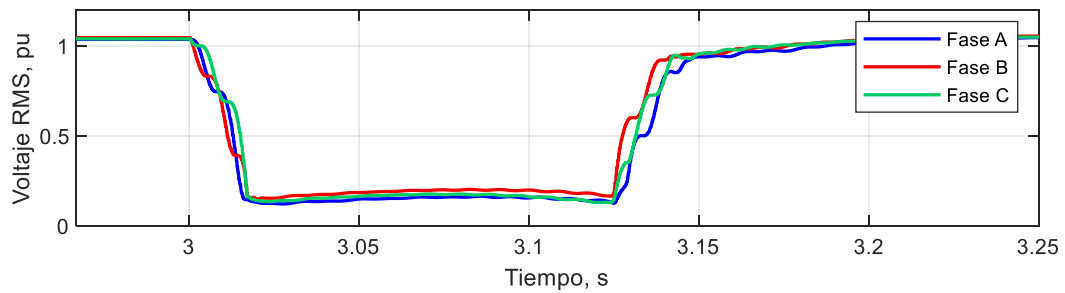
Figura 4. 31 Forma de onda del voltaje en el modo de regulación de voltaje durante la falla trifásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840.



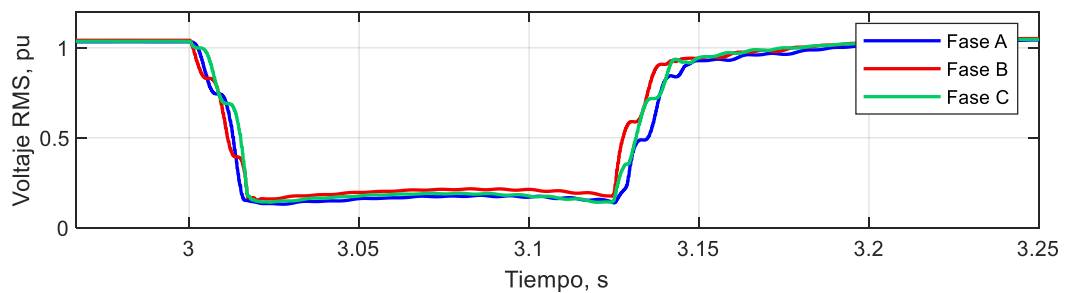
(a)



(b)

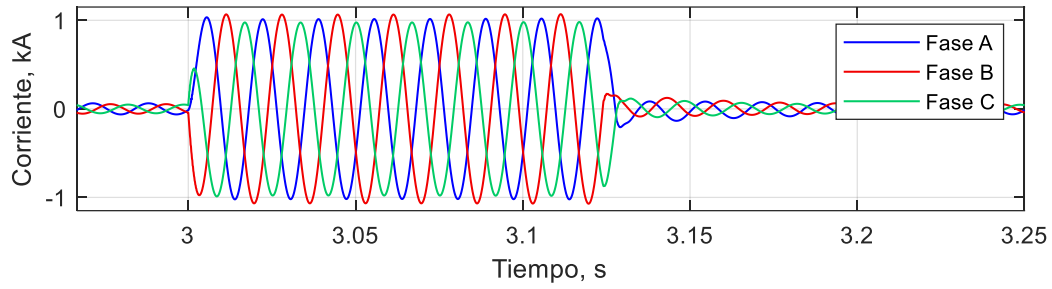


(c)

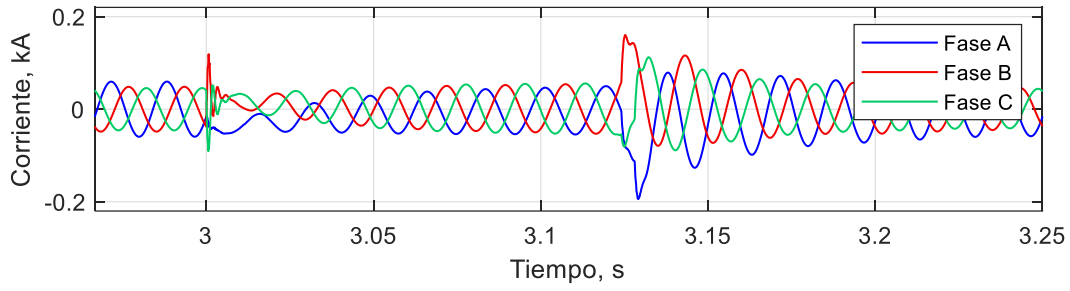


(d)

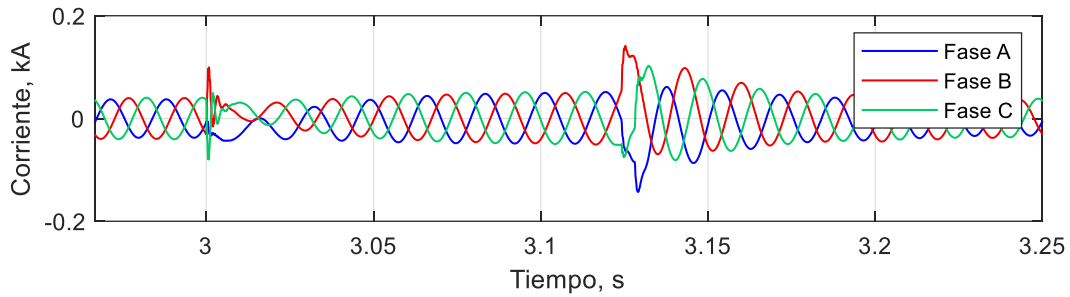
Figura 4. 32 Valores RMS del voltaje en el modo de regulación de voltaje durante la falla trifásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840.



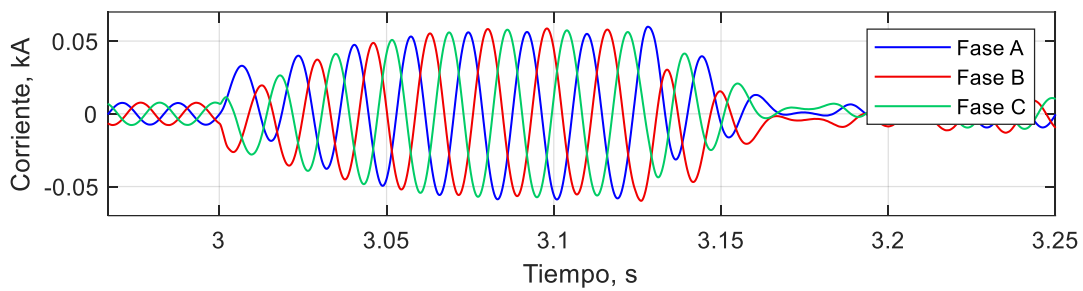
(a)



(b)



(c)

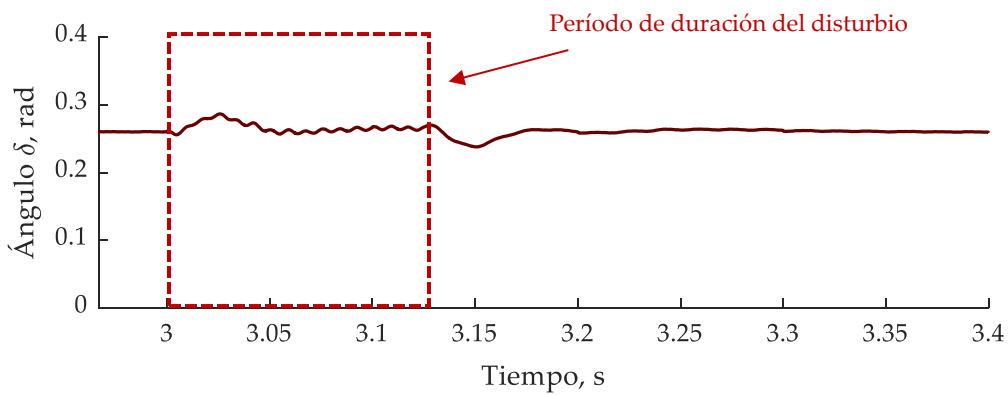


(d)

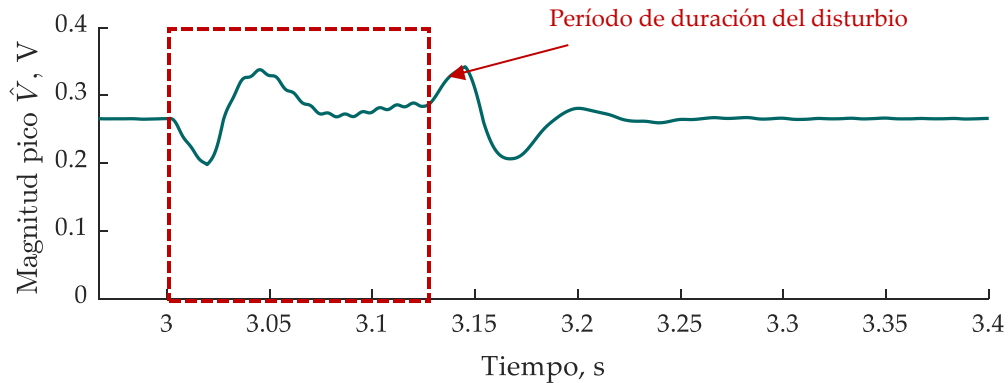
Figura 4. 33 Forma de onda de las corrientes en el modo de regulación de voltaje durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.

4.2.1 Operación transitoria durante una falla monofásica

En la Figura 4.34 se muestra la respuesta de los controles PI del generador fotovoltaico durante la falla monofásica en el nodo 812. Se puede apreciar que el ángulo de voltaje en terminales del inversor trifásico trata de mantenerse en un valor de 0.26 rad durante la falla. Por otro lado, la Figura 4.34(b) reporta el control de potencia reactiva que muestra que durante 0.2 segundos el voltaje de control cae de 0.26 V a 0.19 V, después se recupera y durante la falla se estabiliza en un valor aproximado de 0.28 V. Cuando la falla desaparece el sistema de control vuelve a su estado estable de pre-falla.



(a)



(b)

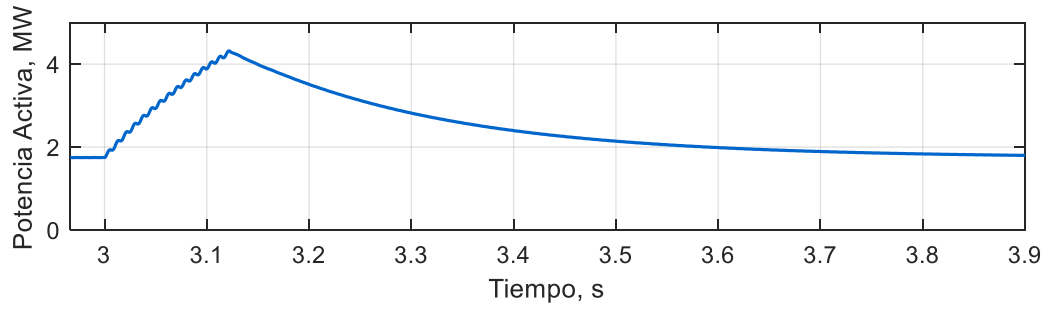
Figura 4.34 Respuesta de los controles PI del GFV en el modo de regulación de voltaje durante la falla monofásica: a) Ángulo δ y b) Magnitud pico \hat{V} .

La Figura 4.35 muestra el flujo de la potencia activa en las ramas 800-802, 814-850, 852-832 y 840-GFV. La potencia activa en la rama 800-802 se incrementa de 1.74 MW a un valor de 4.31 MW. En las ramas 814-850 y 852-832 el flujo de potencia activa cae 22% con respecto a su valor pre-falla. Por su parte, se observa que la potencia activa en la rama 840-GFV cae de 0.23 MW a 0.17 MW.

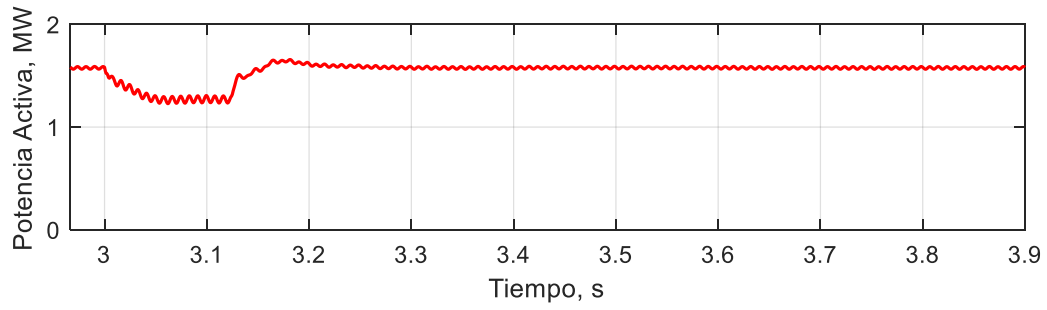
La Figura 4.36 muestra el comportamiento de la potencia reactiva en las ramas seleccionadas de la red eléctrica IEEE 34-nodos. Se puede observar que durante la falla la rama 800-802 incrementa su potencia reactiva hasta 2.33 MW. Con relación las ramas 814-850 y 852-832 se aprecia que se invierte el sentido del flujo de potencia reactiva. En la rama 840-GFV la potencia reactiva alcanza un valor hasta 0.17 MVAR, con el propósito de apoyar a la recuperación del voltaje.

Por su parte, la Figura 4.37 muestra a los voltajes trifásicos en los distintos nodos analizados de la red eléctrica. El voltaje en el nodo 800 no presenta cambios y las formas de onda son senoidales. Por otra parte, en los nodos 814, 852 y 840 la falla monofásica provoca un incremento de voltaje conocido como swell en las fases A y C. Mientras que en la fase de falla se aprecia depresión de voltaje. La Figura 4.38 muestra el análisis RMS de las formas de onda del voltaje cuando ocurre la falla. En la Figura 4.38(a) se puede apreciar que el voltaje en el nodo 800 no presenta cambios. En la Figura 4.38(b), la caída de voltaje durante la falla es de 0.1711 pu para la fase B, y los incrementos presentados en la fase A y C son de 1.0947 pu y 1.2156 pu, respectivamente. Para el caso de la Figura 4.38(c) la fase B cae a 0.1650 pu, y las fases A y C incrementan a 1.1347 pu y 1.2394, respectivamente. Por su parte, durante la falla monofásica el nodo 840 presenta una depresión en la fase B de 0.1626 pu, y elevación de voltaje para la fase A y C de 1.1322 pu y 1.2303 pu, respectivamente. Una vez que se soluciona la falla, el voltaje alcanza su estado estable.

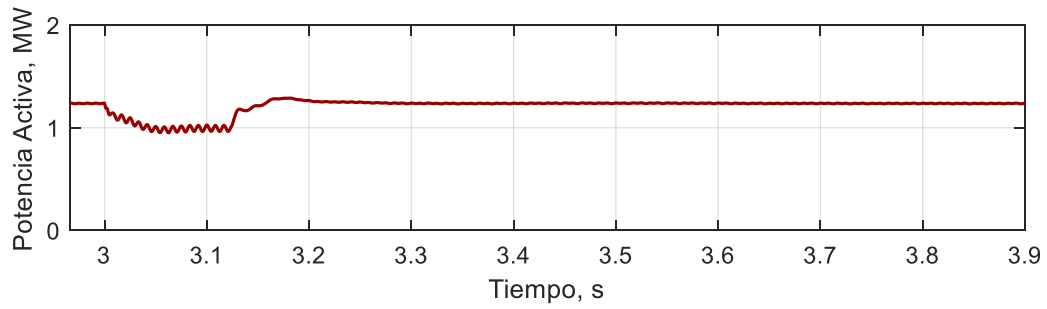
El comportamiento de las corrientes trifásicas en la red eléctrica de distribución IEEE 34-nodos se observa en la Figura 4.39. En la rama 800-802 la corriente en la fase B presenta un incremento considerable con respecto a las fases A y C. En las ramas 814-850 y 852-832 se observa un pico en la corriente de la fase B al iniciar y al terminar la falla. Durante la perturbación se intensifica la corriente en las tres fases. En la rama 840-GFV, las corrientes presentan un incremento con respecto a sus valores pre falla.



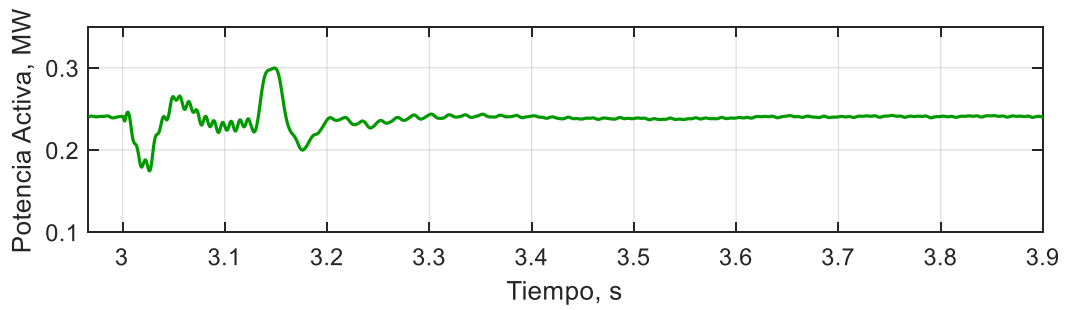
(a)



(b)

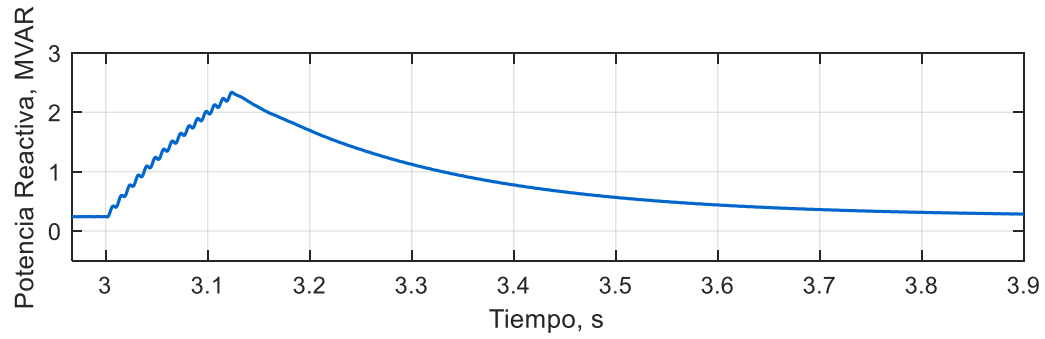


(c)

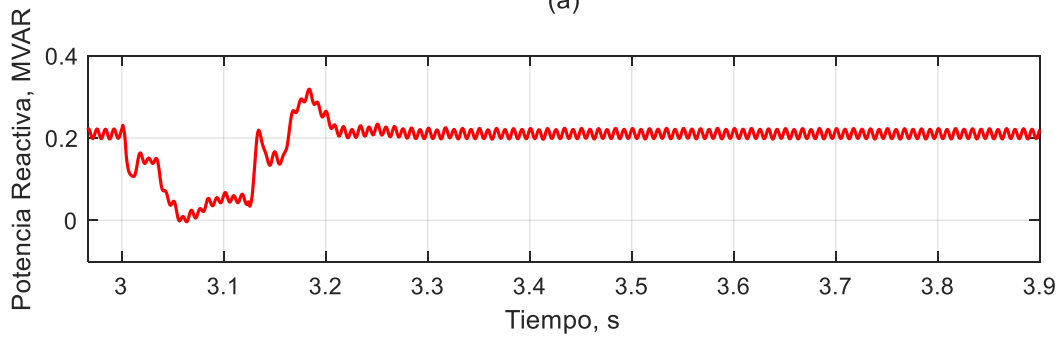


(d)

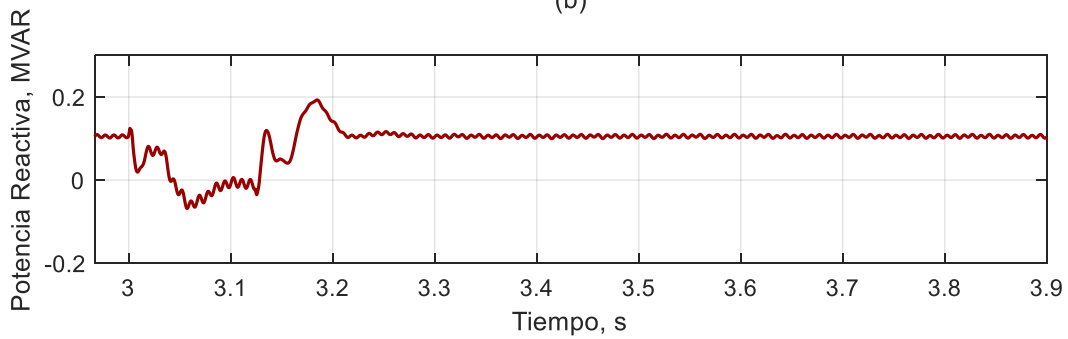
Figura 4. 35 Flujo de potencia activa en el modo de regulación de voltaje durante la falla monofásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.



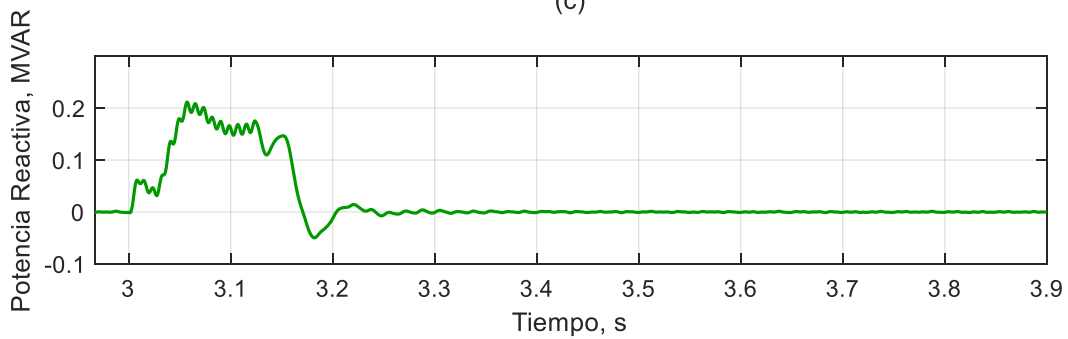
(a)



(b)

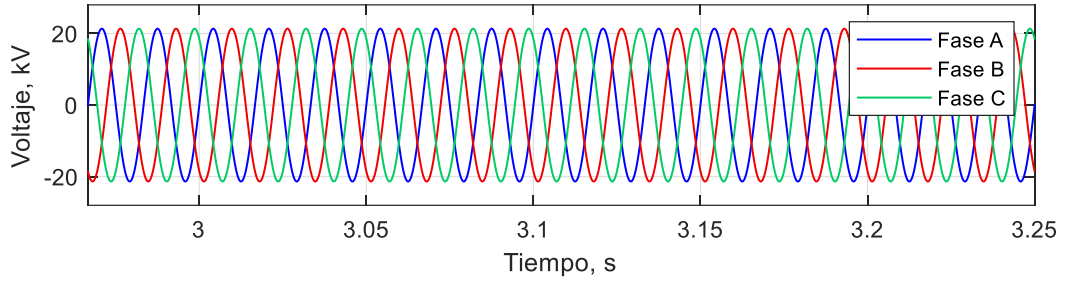


(c)

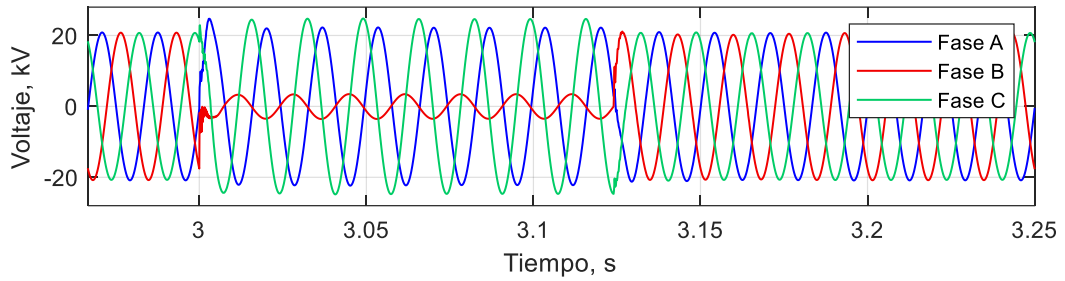


(d)

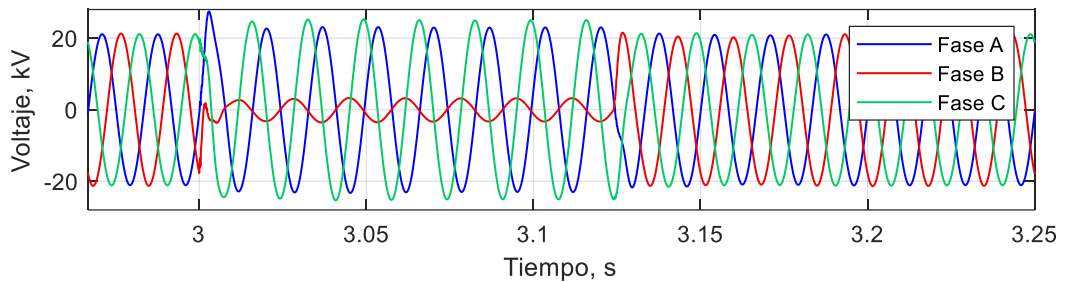
Figura 4. 36 Flujo de potencia reactiva en el modo de regulación de voltaje durante la falla monofásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.



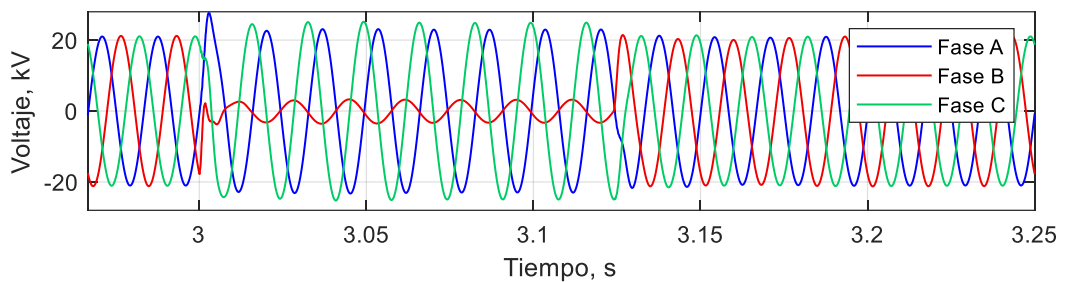
(a)



(b)

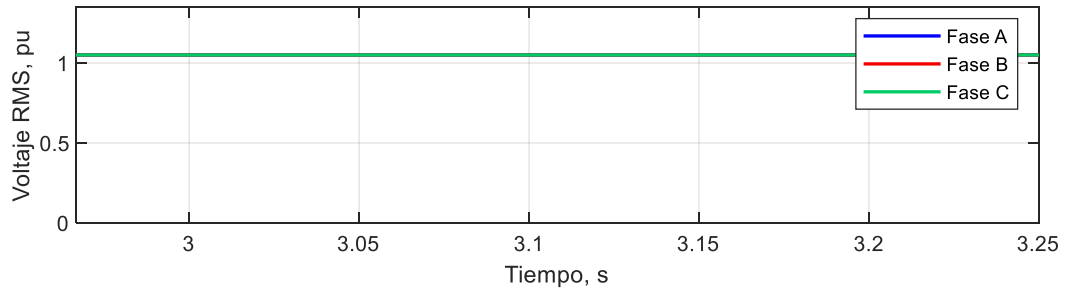


(c)

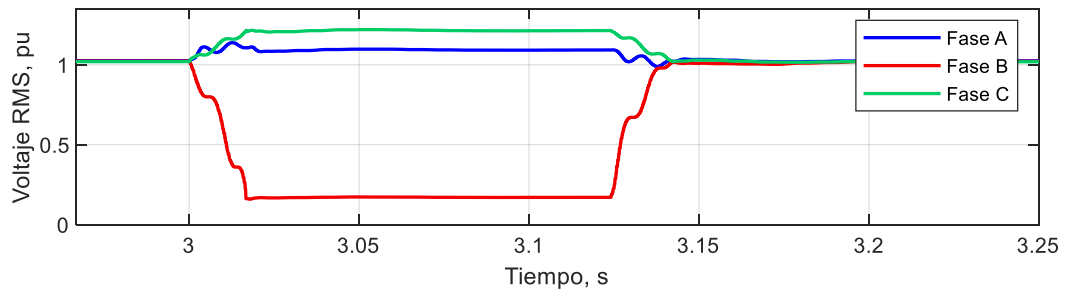


(d)

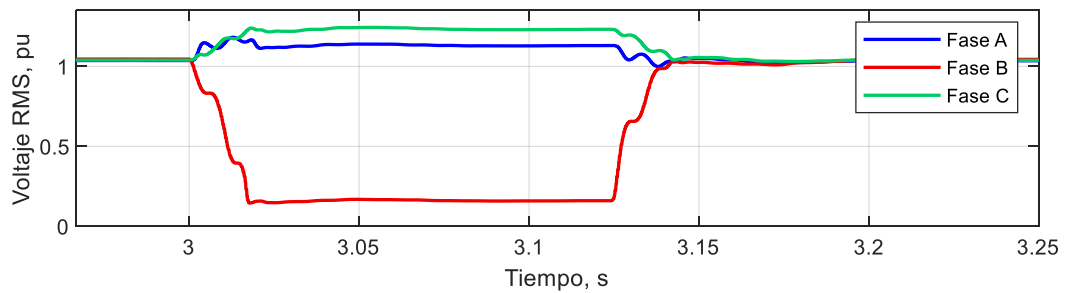
Figura 4. 37 Formas de onda del voltaje en el modo de regulación de voltaje durante la falla monofásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840.



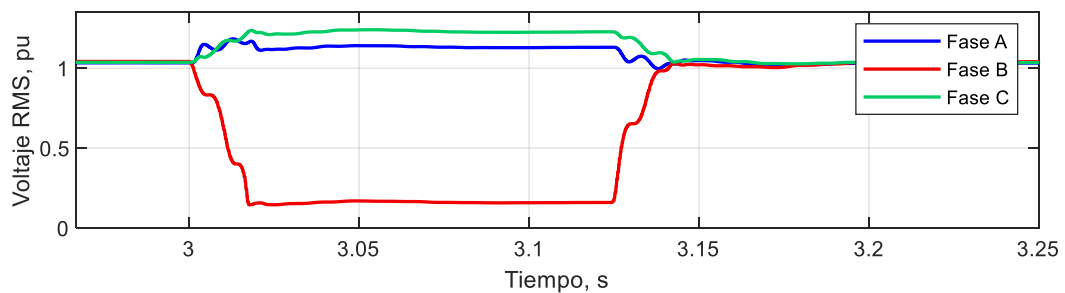
(a)



(b)

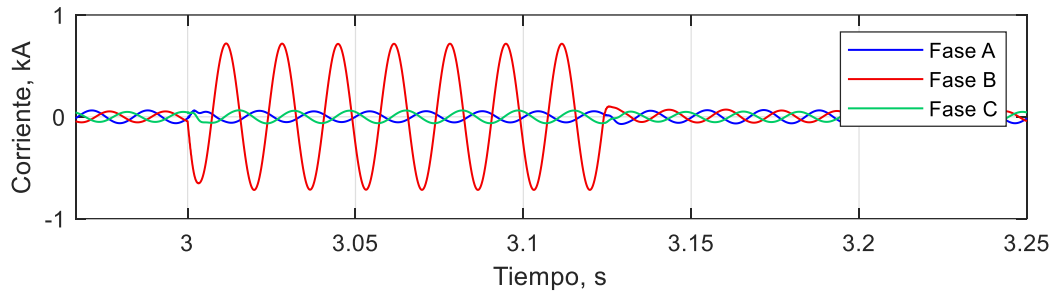


(c)

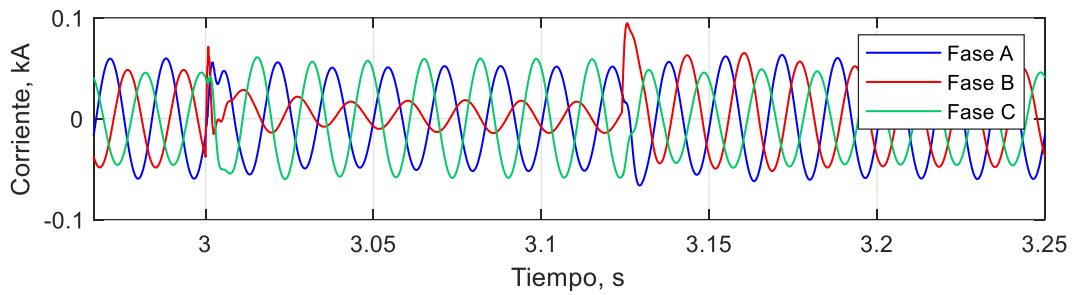


(d)

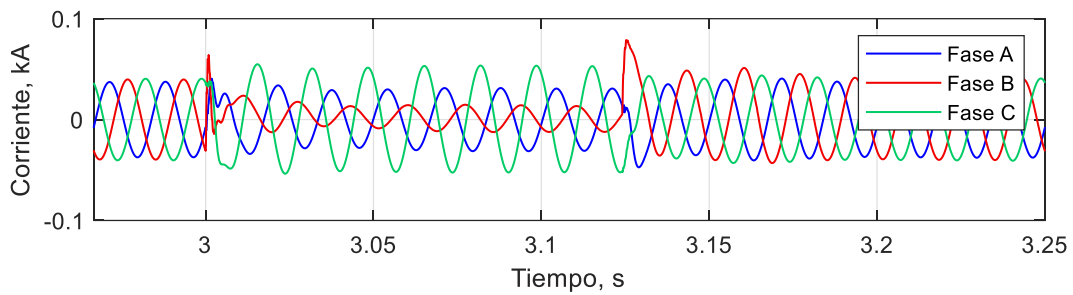
Figura 4. 38 Valores RMS del voltaje en el modo de regulación de voltaje durante la falla monofásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840.



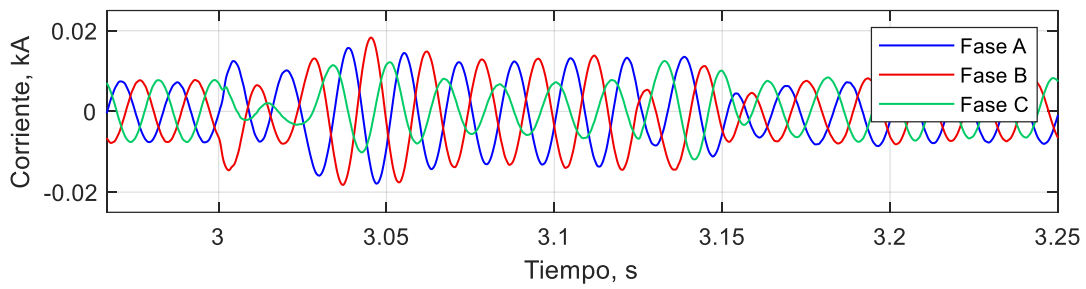
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4. 39 Formas de onda de las corrientes en el modo de regulación de voltaje durante la falla monofásica:

a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.

4.3 Caso C

Se evalúa el desempeño del sistema de distribución de energía eléctrica IEEE 34-nodos con un generador fotovoltaico de una potencia nominal de 250 kWp conectado al nodo 840 operando durante la noche en modo STATCOM. Se simula una falla trifásica simétrica autoextinguida en $t = 3$ seg con una duración de 0.12 segundos, la resistencia de falla es de 5Ω .

El generador fotovoltaico cuenta con las características para operar como un STATCOM durante las horas del día en donde no hay irradiación solar. En este caso de estudio se puede aprovechar la capacidad nominal del inversor fotovoltaico para compensar reactivos. La operación nocturna se simula usando un valor de irradiación igual a 0 W/m^2 .

4.3.1 Operación transitoria durante una falla trifásica

En la Figura 4.40 muestra la respuesta de los controles PI del generador fotovoltaico durante la falla trifásica en el nodo 812 durante el modo STATCOM. Se puede observar que los controles se ajustan durante el disturbio. El control de la potencia reactiva incrementa el voltaje de control de 0.26 V a 0.33 V y regresa a su valor de pre-falla una vez que desaparece el disturbio.

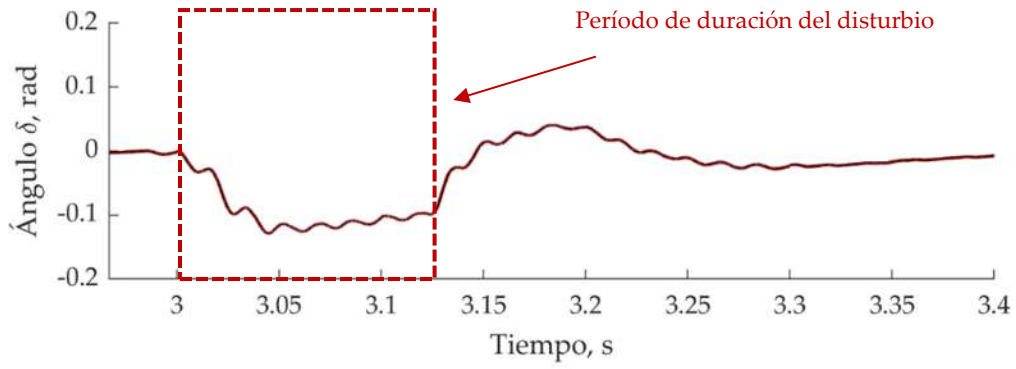
La Figura 4.41 muestra el flujo de la potencia activa en las ramas 800-802, 814-850, 852-832 y 840-GFV. Con respecto a la rama 800-802, se puede observar en la Figura 4.41(a) que al ocurrir la falla existe un incremento seis veces mayor al flujo de la potencia activa que se observaba antes de la falla. En el caso de la rama 814-850 se puede notar que el flujo de potencia activa presenta un valor pre-falla de aproximadamente 1.8 MW, mientras que, al ocurrir la falla, la potencia activa disminuye a casi 1 MW. En la rama 852-832 se observa un comportamiento similar a la rama 814-850. Con respecto a la rama 840-GFV se puede apreciar que el flujo de potencia activa de pre-falla era nulo y al ocurrir la falla se generan solo algunos disturbios en el flujo, pero se trata de estabilizar en un valor cercano al cero.

La Figura 4.42 muestra el comportamiento del flujo de potencia reactiva en las ramas seleccionadas. Para el caso de la rama 800-802 existe un flujo de potencia reactiva de pre-falla de aproximadamente de 0.3 MVAR al producirse la falla este incrementa hasta casi 6.5 MVA. Por su parte, se puede apreciar que el flujo de potencia reactiva en la rama 814-850 se encuentra aproximadamente en 0.2 MVAR, al ocurrir la falla, la potencia reactiva disminuye por debajo de 0 MVAR. En la rama 852-832, el comportamiento es similar a la rama 814-850, existe una disminución del flujo de potencia reactiva. Para el caso de la rama 814-850, es donde se localiza el generador

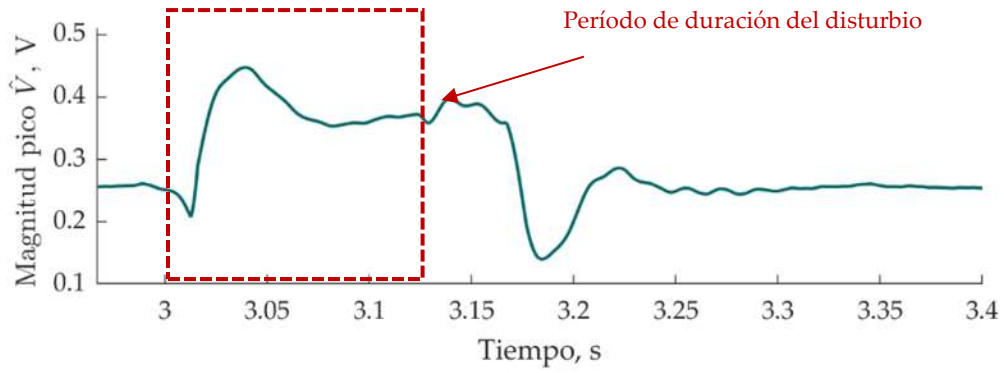
fotovoltaico operando como STATCOM, se observa que el flujo de potencia reactiva se mantiene en cero antes de la falla y alcanza un valor máximo de 0.3 MVAR durante la falla.

En la Figura 4.43 se observa comportamiento del voltaje en los nodos 800, 814, 852 y 840 de la red eléctrica IEEE 34-nodos. El voltaje en el nodo 800 se encuentra en su valor nominal, al ocurrir la falla no sufre ningún cambio. Con relación al nodo 814, el voltaje disminuye de su valor nominal a aproximadamente 2 kV y después de la falla regresa a su valor nominal. En el nodo 852 se presenta una caída de voltaje del valor nominal a aproximadamente 3 kV. Se puede apreciar que los voltajes trifásicos de los nodos 814, 852 y 840 reportados en las Figuras 4.43(b), (c) y (d) presentan depresiones de voltaje durante la falla en el orden de 90.93%, 86.64% y 84.55%, respectivamente. Estos resultados están vinculados a la operación del inversor trifásico del generador fotovoltaico en el modo STATCOM. En la Figura 4.44 se muestra el comportamiento de los voltajes trifásicos RMS en los distintos nodos analizados. El voltaje en el nodo 800 se mantiene en su valor nominal al presentarse la falla trifásica. Los valores pu durante la falla en los nodos 814 caen a 0.0905 pu, 0.1297 pu y 0.0952 para las fases A, B y C, respectivamente. Para el caso del nodo 852 la depresión del voltaje durante la falla en las fases es de 0.1744 pu, 0.2003 y 0.1632 pu, para las fases A, B y C, respectivamente. Por su parte, para el nodo 840 la depresión del voltaje es de 0.1962 pu, 0.2208 pu y 0.1899 pu para las fases A, B y C, respectivamente. Cuando la falla desaparece el voltaje vuelve a su estado estable de pre-falla.

Por su parte, el comportamiento de la corriente trifásica en los distintos nodos de estudio se reporta en la Figura 4.45. En la rama 800-802 hay un crecimiento considerable de la corriente (Ver Figura 4.45(a)). La respuesta transitoria de las corrientes en las ramas 814-850, 852-832 se intensifica un 4.32% y 58.94%, respectivamente. En cuanto a la rama 840-GFV, las corrientes trifásicas son considerablemente mayores, ya que alcanzaron valores pico en el orden de 75 A.



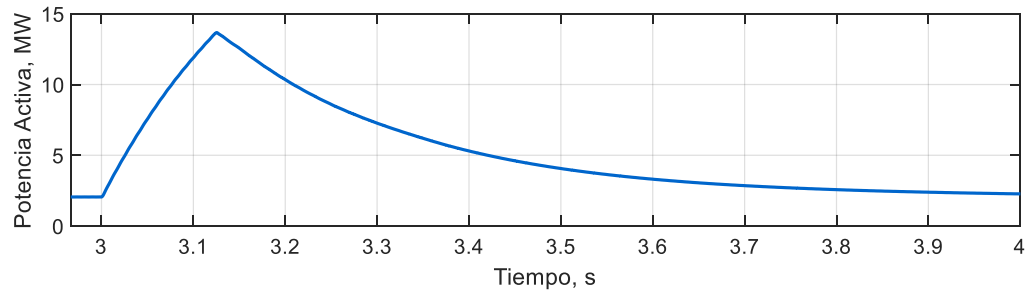
(a)



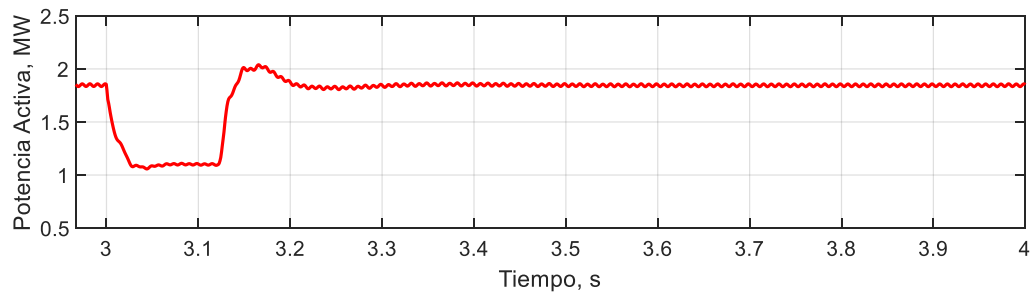
(b)

Figura 4. 40 Respuesta de los controles PI del GFV en el modo STATCOM durante la falla trifásica: a)

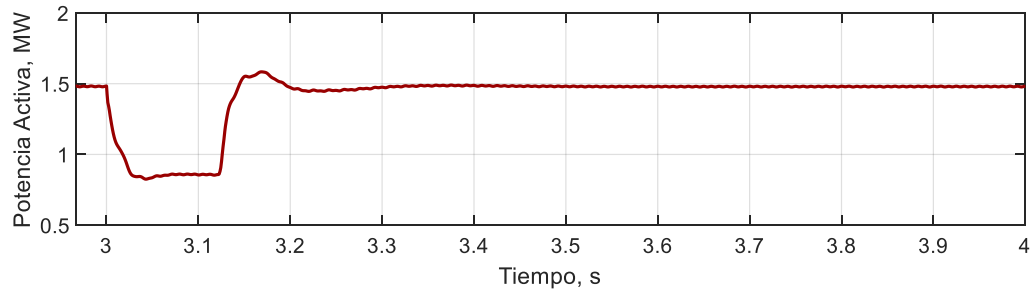
Ángulo δ y b) Magnitud pico \hat{V} .



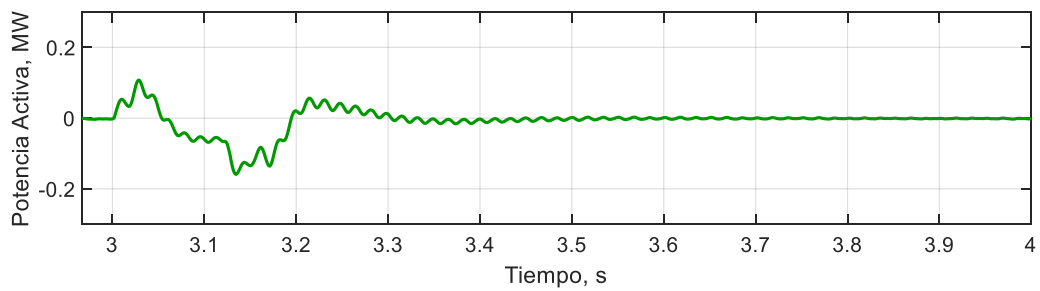
(a)



(b)

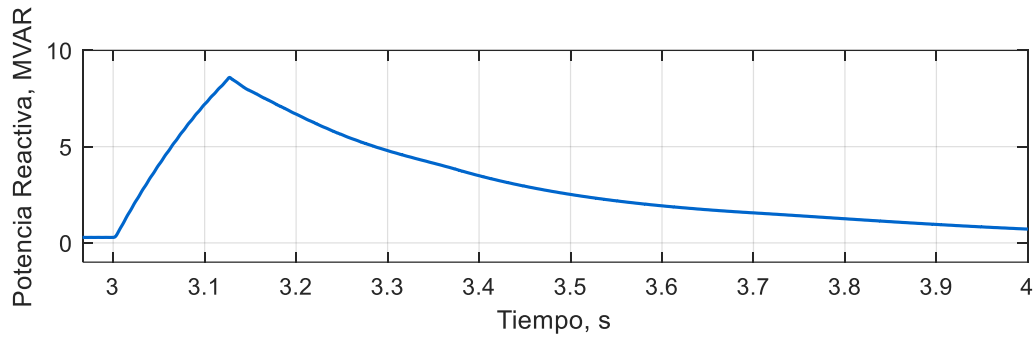


(c)

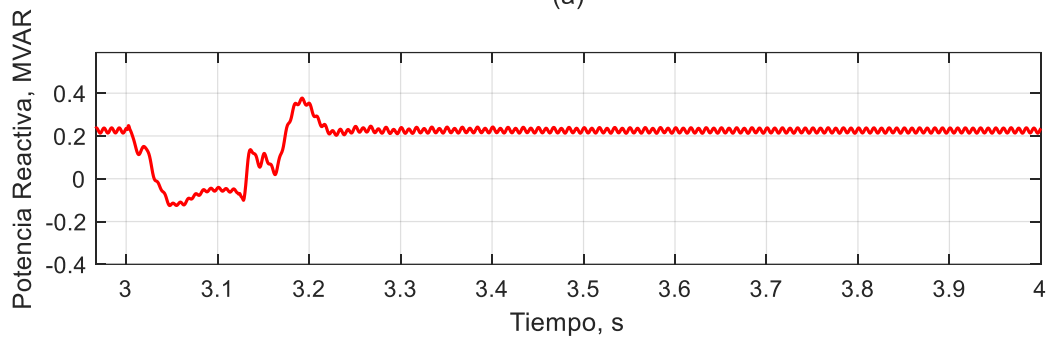


(d)

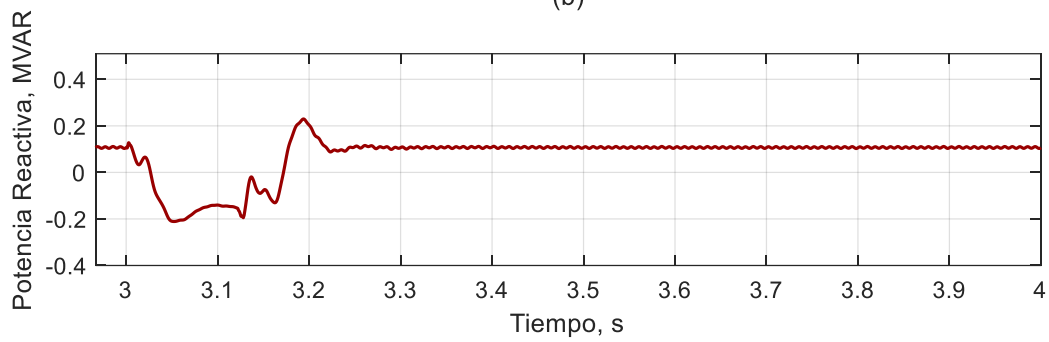
Figura 4. 41 Flujo de potencia activa en el modo STATCOM durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.



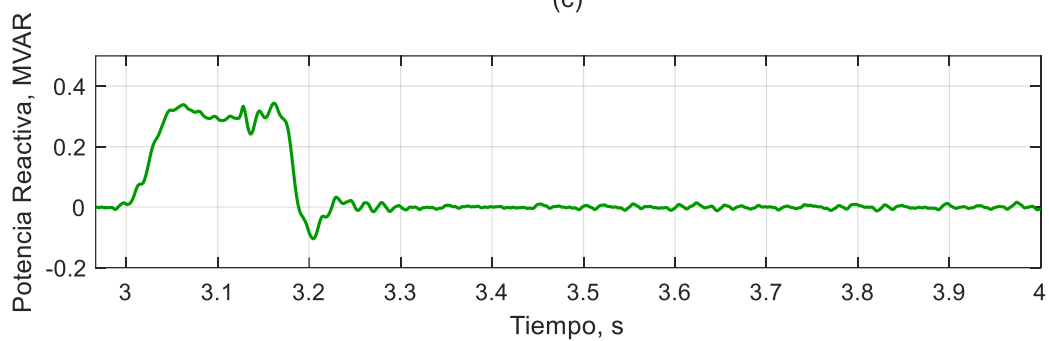
(a)



(b)

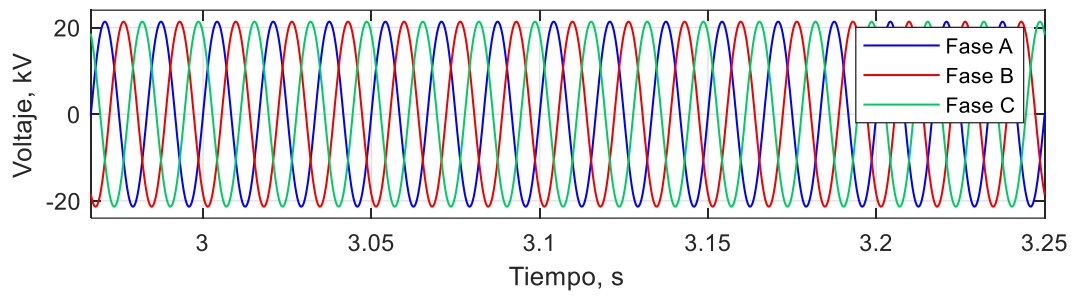


(c)

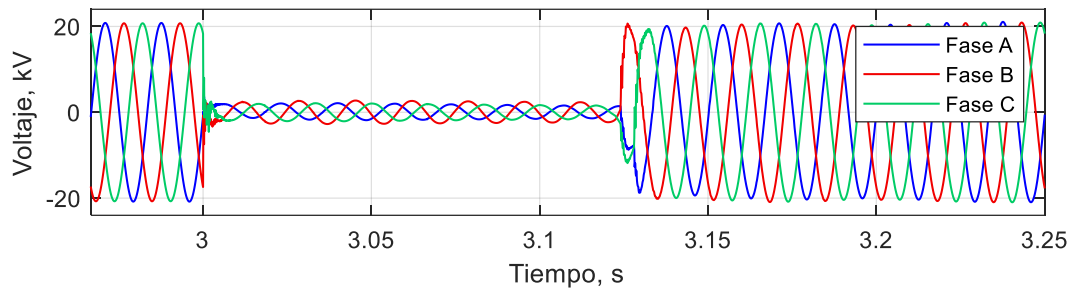


(d)

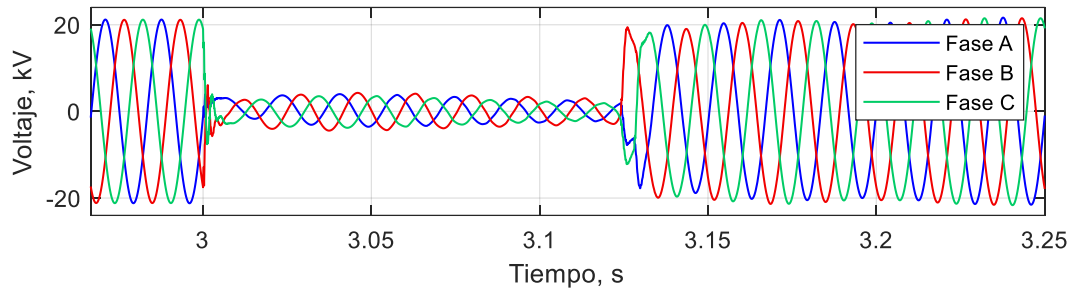
Figura 4. 42 Flujo de potencia reactiva en el modo STATCOM durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.



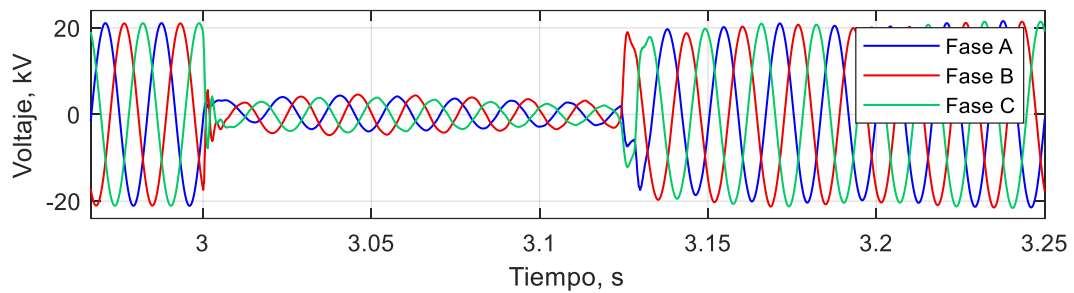
(a)



(b)

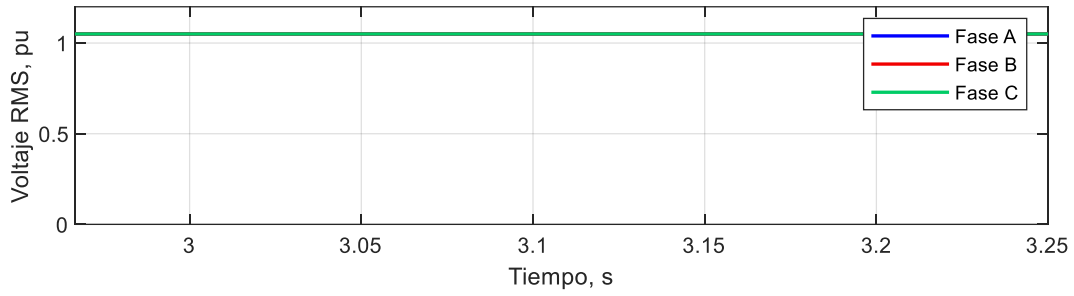


(c)

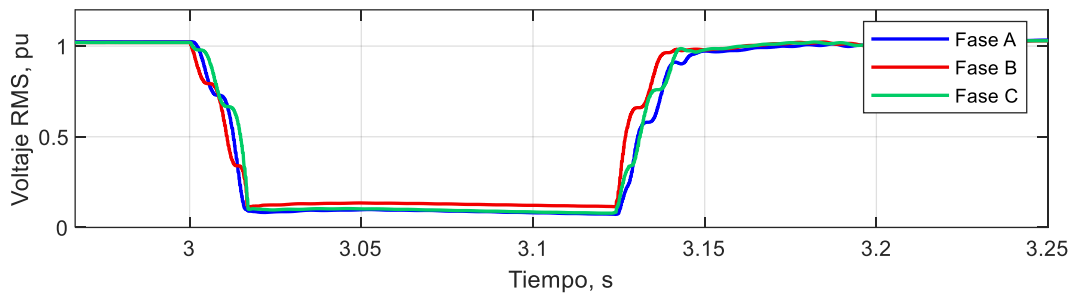


(d)

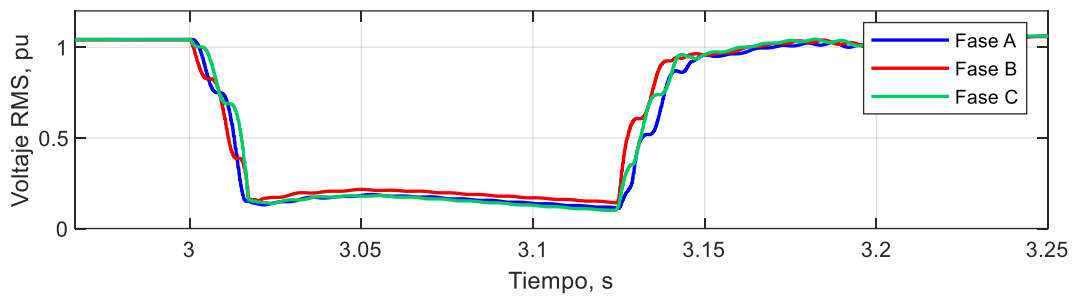
Figura 4. 43 Forma de onda del voltaje en el modo STATCOM durante la falla trifásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840.



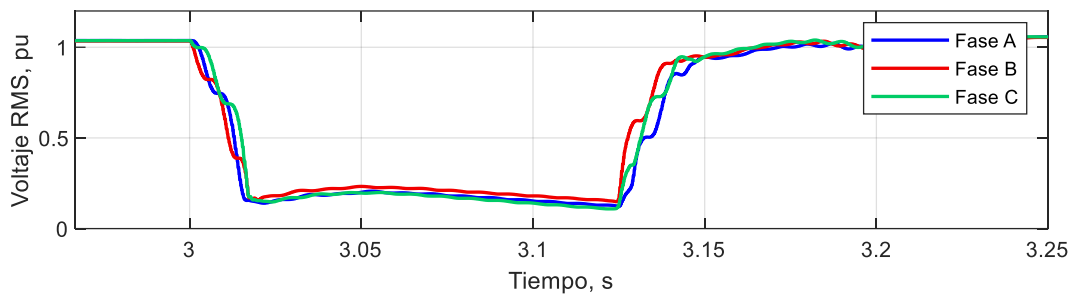
(a)



(b)

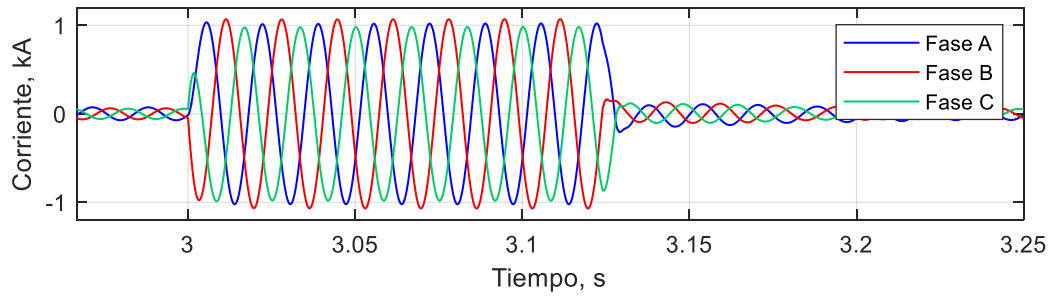


(c)

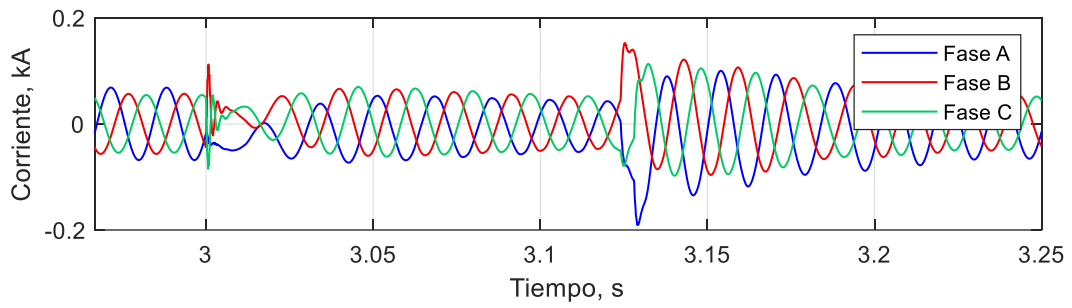


(d)

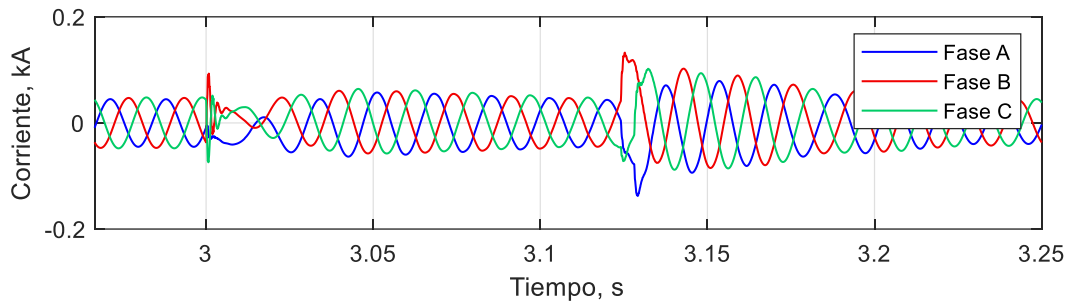
Figura 4. 44 Valores RMS del voltaje en el modo STATCOM durante la falla trifásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840.



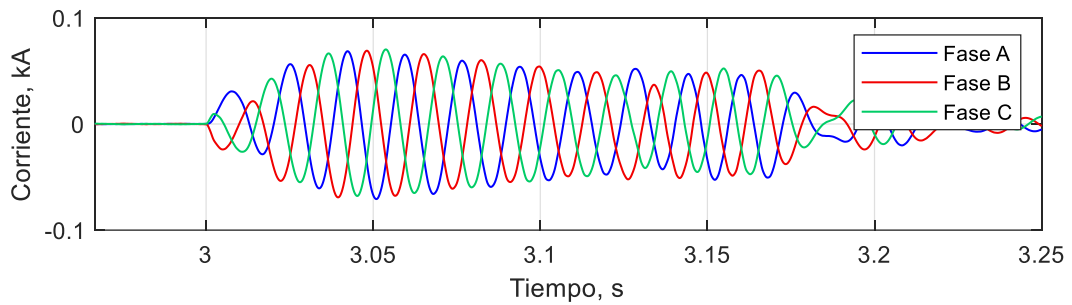
(a)



(b)



(c)



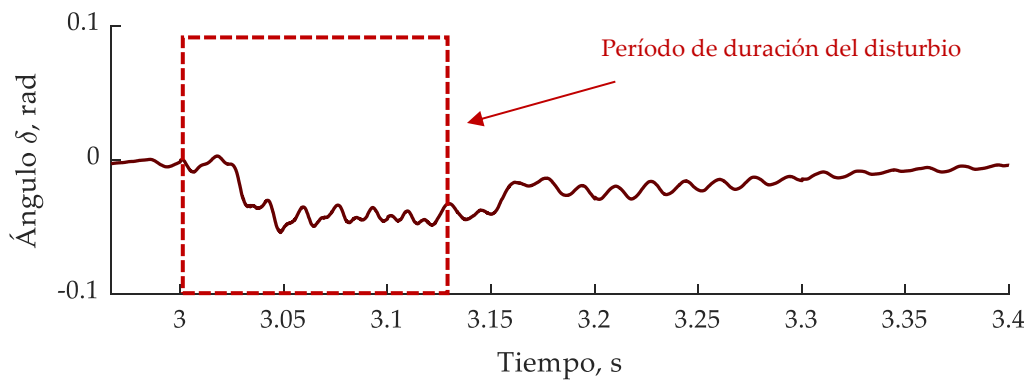
(d)

Figura 4. 45 Forma de onda de las corrientes en el modo STATCOM durante la falla trifásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.

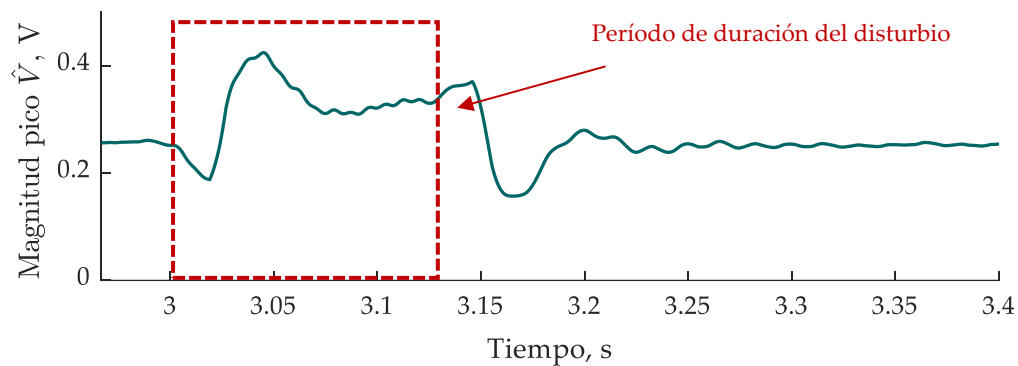
4.3.2 Operación transitoria durante una falla monofásica

En este caso de estudio el generador fotovoltaico de potencia nominal de 250 kWp opera en el modo STATCOM durante la noche conectado al nodo 840 del sistema de distribución de energía eléctrica IEEE 34-nodos. La falla monofásica se simula en el nodo 812 en $t=3$ seg y tiene una duración de 0.12 segundos como se muestra en la Figura 4.20.

En la Figura 4.46 muestra la respuesta de los controles PI del generador fotovoltaico durante la falla monofásica en su modalidad STATCOM. Se puede apreciar que el ángulo de voltaje en terminales del inversor trifásico trata de mantenerse en un valor cercano a 0 rad durante la falla. Por su parte, el control de potencia reactiva trata de mantenerse en un valor de 0.27 V. Cuando la falla desaparece el sistema de control vuelve a su estado estable de pre-falla.



(a)



(b)

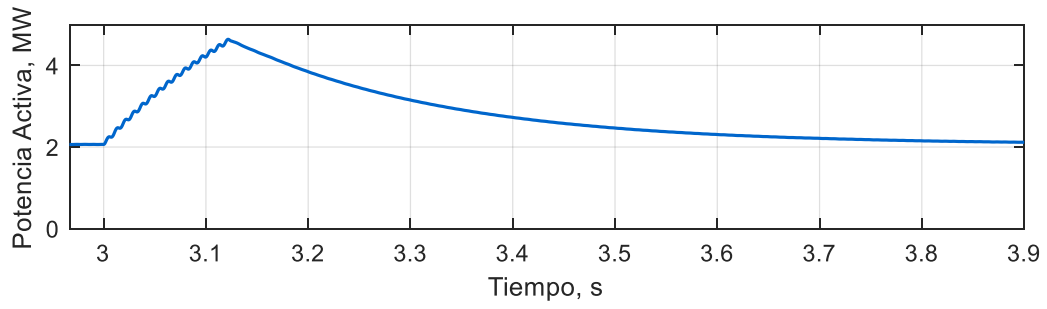
Figura 4. 46 Respuesta de los controles PI del GFV en el modo STATCOM durante la falla monofásica: a) Ángulo δ y b) Magnitud pico \hat{V} .

La Figura 4.47 muestra el flujo de la potencia activa en las ramas 800-802, 814-850, 852-832 y 840-GFV. Con respecto a la rama 800-802, se puede observar en la Figura 4.25(a) que al ocurrir la falla existe un incremento más del doble al flujo de la potencia activa de su valor pre-falla. En la rama 814-850 se observa que durante la falla la potencia activa cae un 18% con respecto a su valor pre-falla. Por su parte, en la rama 852-832 la caída de potencia activa es del 20%. Al igual que en la Figura 4.47(d) en el caso de la rama 840-GFV se observan algunos disturbios en el flujo, pero se trata de estabilizar en un valor cercano al cero.

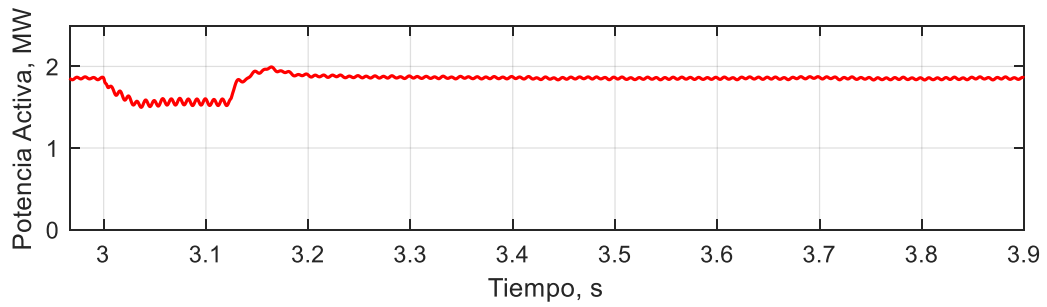
La respuesta transitoria de la potencia reactiva en las ramas analizadas de la red IEEE 34-nodos se reporta en la Figura 4.48. Para el caso de la rama 800-802 durante la falla el flujo de potencia reactiva alcanza un valor de 2.30 MVAR. Por su parte, se puede apreciar que el flujo de potencia reactiva en la rama 814-850 se encuentra aproximadamente en 0.2 MVAR, al ocurrir la falla la potencia reactiva disminuye por debajo de 0 MVAR. En la rama 852-832 el comportamiento es similar a la rama 814-850, existe una disminución del flujo de potencia reactiva. Para el caso de la rama 840-GFV es donde se localiza el generador fotovoltaico operando como STATCOM, se observa que el flujo de potencia reactiva alcanza un valor máximo de 0.3 MVAR durante la falla.

El comportamiento del voltaje trifásico en los nodos 800, 814, 852 y 840 de la red eléctrica IEEE 34-nodos se aprecia en la Figura 4.49. Al ocurrir la falla, el nodo 800 no sufre ningún cambio y se encuentra en su valor nominal. Para el caso del nodo 814, 852 y 840 durante la falla la fase B presenta una depresión de voltaje en el orden de 84.30%, 84.03% y 83.77%, respectivamente. Con respecto a la fase A y C presentan un swell de voltaje. Estos resultados están vinculados a la operación del inversor trifásico del generador fotovoltaico en el modo STATCOM. Por su parte, la Figura 4.50 muestra los voltajes RMS en los nodos seleccionados. El voltaje en el nodo 800 se mantiene en su valor nominal al presentarse la falla monofásica. Con relación al nodo 814, la depresión del voltaje para la fase B es del 83.08%, y los incrementos que presentan las fases A y C con respecto a su valor pre-falla son del 7.58% y 19.73%, respectivamente. Para el nodo 852, la caída del voltaje en la fase B es del orden de 83.59% y los incrementos presentados en las fases A y C son de 10.01% y 19.97%, respectivamente. Por otra parte, el nodo 840 presenta una depresión de voltaje de 82.30% en la fase B. Mientras que para la fase A y C las elevaciones son de 11.23% y 21.74%, respectivamente.

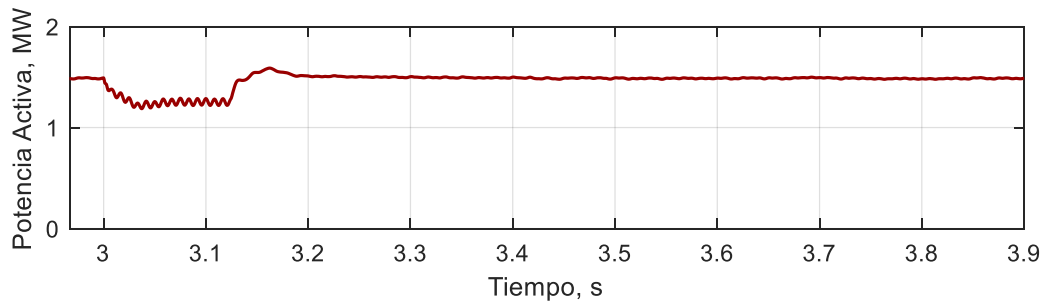
La Figura 4.51 se observa el comportamiento de la corriente trifásica en los distintos nodos de estudio. En la rama 800-802 hay un crecimiento en la corriente de la fase B. Con relación a las ramas 814-850 y 852-832, la corriente se intensifica en las tres fases de cada nodo. Por su parte, en la rama 840-GFV el valor pre-falla de la corriente es nula y al ocurrir la falla se presenta un flujo de corriente que se crece.



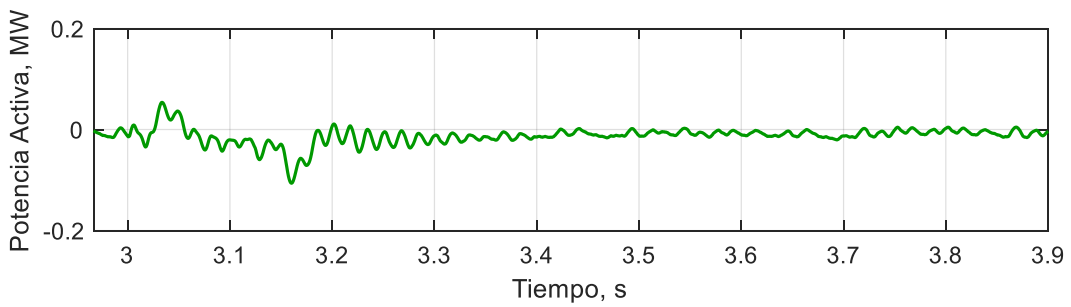
(a)



(b)

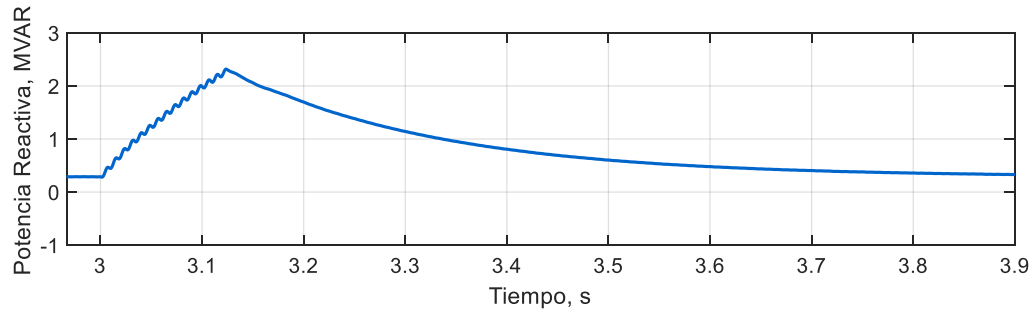


(c)

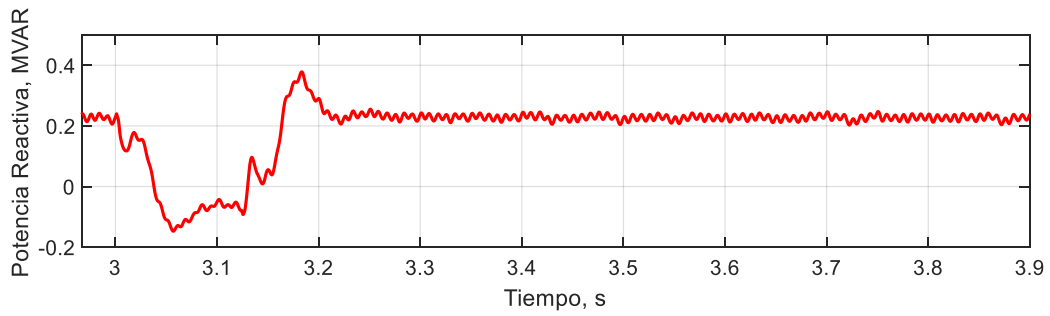


(d)

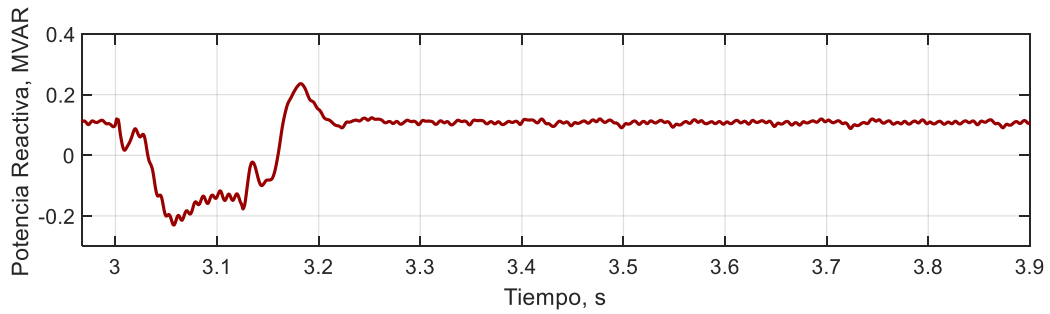
Figura 4. 47 Flujo de potencia activa en el modo STATCOM durante la falla monofásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.



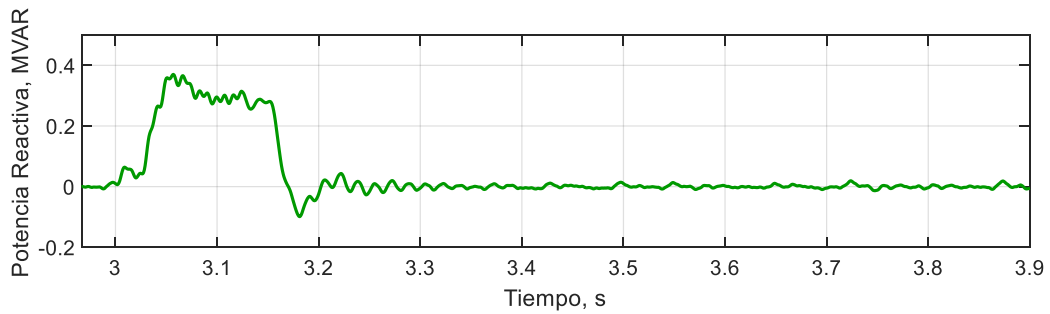
(a)



(b)

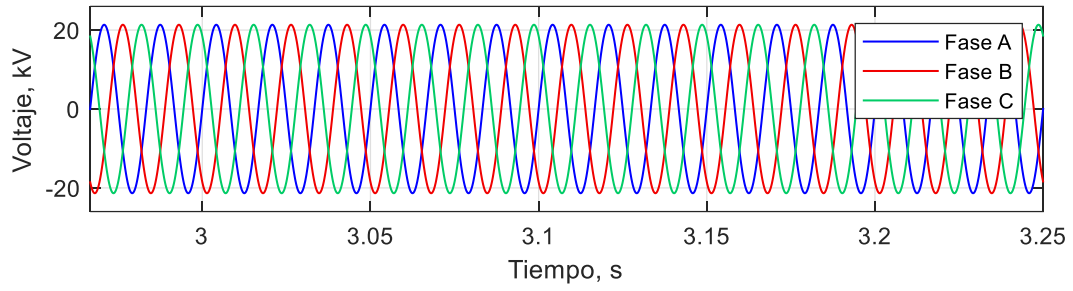


(c)

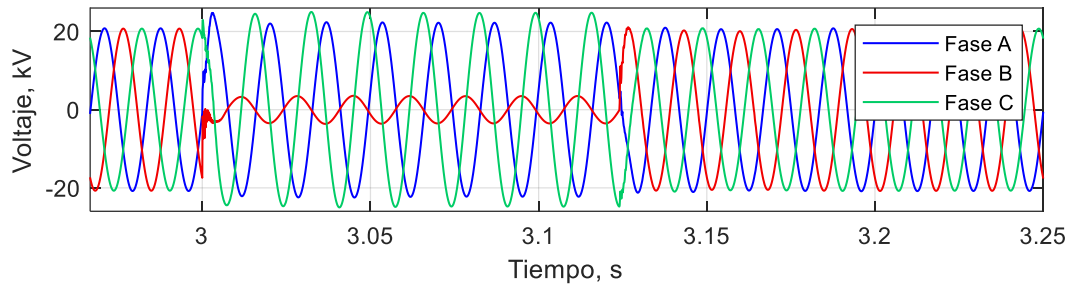


(d)

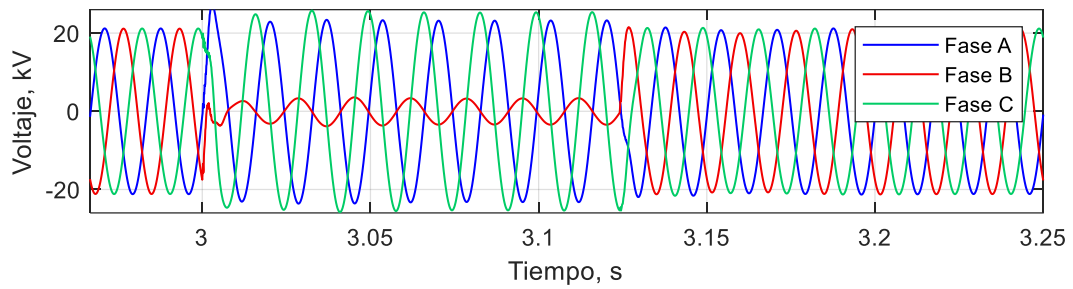
Figura 4. 48 Flujo de potencia reactiva en el modo STATCOM durante la falla monofásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.



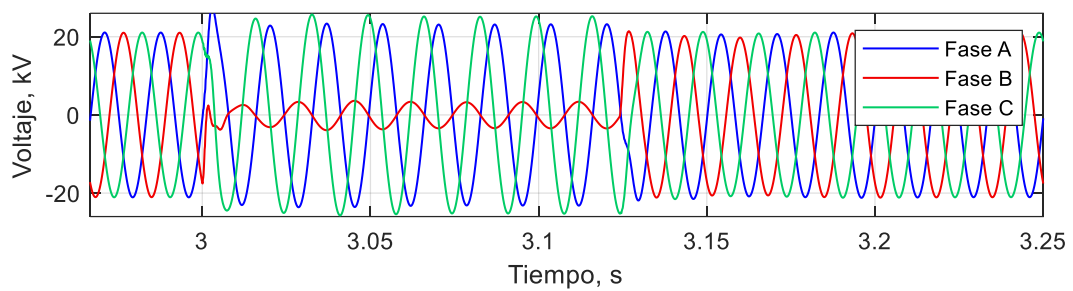
(a)



(b)

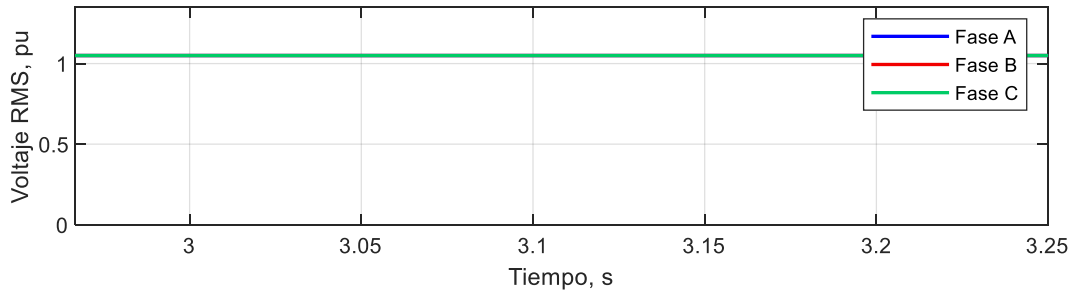


(c)

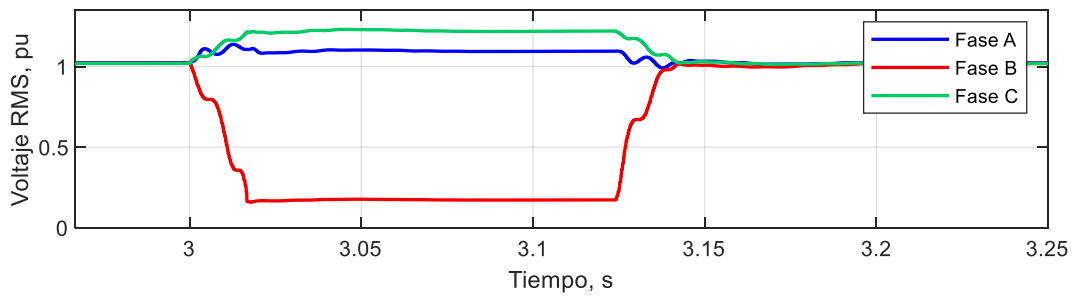


(d)

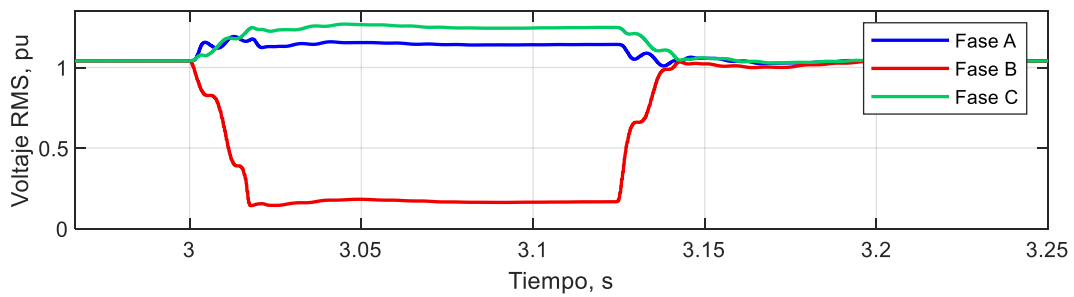
Figura 4. 49 Formas de onda del voltaje en el modo STATCOM durante la falla monofásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840.



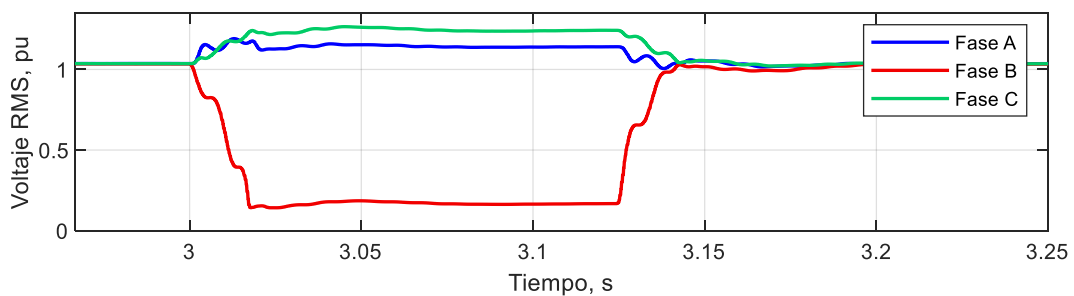
(a)



(b)

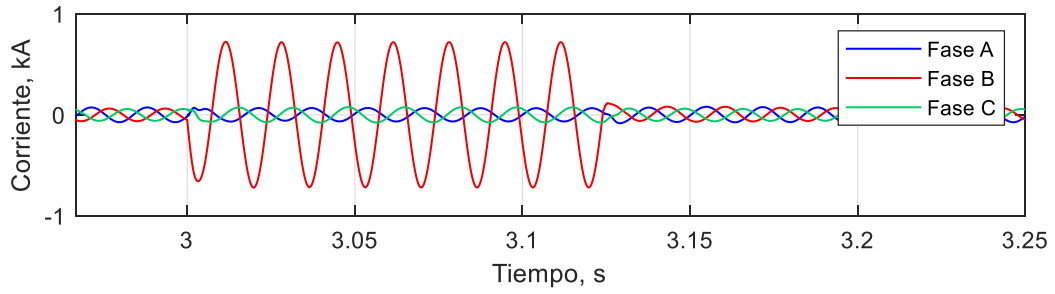


(c)

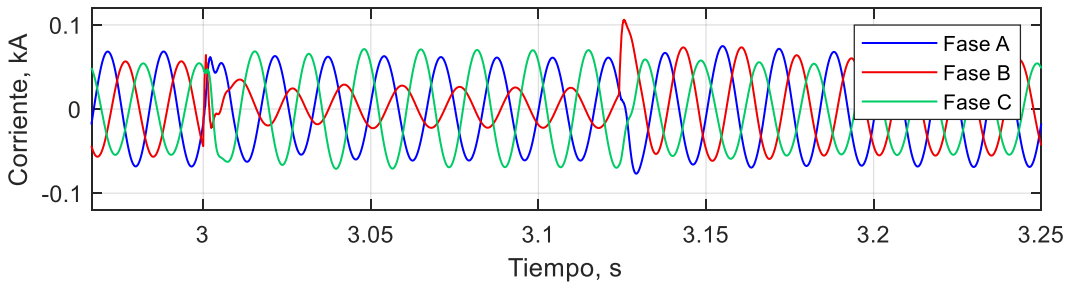


(d)

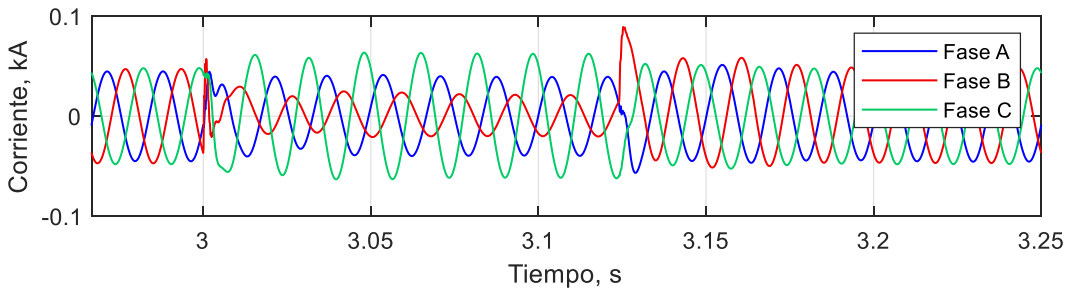
Figura 4. 50 Valores RMS del voltaje en el modo STATCOM durante la falla monofásica: a) nodo 800, b) nodo 814, c) nodo 852 y d) nodo 840.



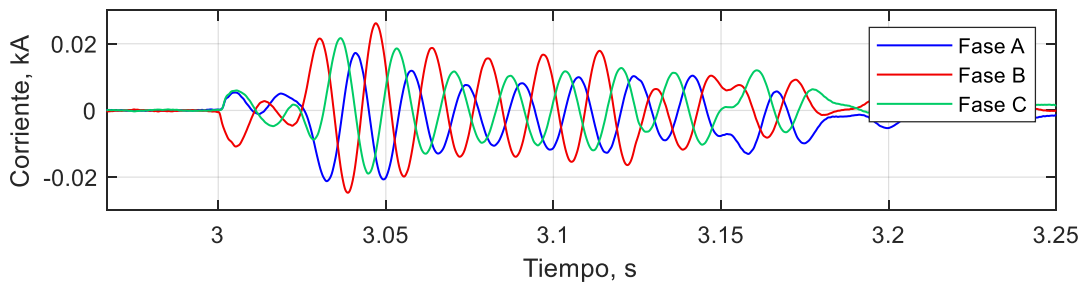
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4. 51 Formas de onda de las corrientes en el modo STATCOM durante la falla monofásica: a) rama 800-802, b) rama 814-850, c) rama 852-832 y d) rama 840-GFV.

4.4 Discusión

En esta sección se realiza un análisis comparativo de las respuestas obtenidas en los casos de estudio A, B y C en presencia de las fallas simuladas.

4.4.1 Falla trifásica

En la Figura 4.52 se compara el flujo de potencia reactiva en la rama 840-GFV para los casos A, B y C cuando se presenta una falla trifásica. Para el caso A se observa que el sistema de control trata de mantener el flujo de potencia reactiva cercano a cero, obedeciendo al modo de operación $FP=1.0$. En el caso B se observa que el sistema de control ajusta la operación del generador fotovoltaico en el modo de regulación de voltaje y se inyecta un valor máximo de 0.2 MVAR de potencia reactiva a la red eléctrica. Por su parte, la operación del generador fotovoltaico en el modo STATCOM permite inyectar un valor máximo de 0.3 MVAR de potencia reactiva.

La Figura 4.53 compara los voltajes RMS en la fase A en el nodo 840. Para los casos A, B y C se observa una depresión de voltaje de 89.47%, 81.67% y 79.40%, respectivamente. Por su parte, la Figura 4.54 muestra la corriente en la fase A durante la falla para los casos A, B y C. En el tiempo 3.07 seg, la corriente alcanza un valor pico de 11 A, para el caso A. Por su parte, para el caso B el valor pico alcanzado es de 56 A y para el caso C es de 59 A.

En la Figura 4.55 se reporta la respuesta del voltaje de secuencia positiva en los nodos 812 y 840 para los casos de estudio reportados en este trabajo. La Figura 4.55(a) indica que el voltaje de secuencia positiva en el nodo 812 alcanzó valores durante la falla en el orden de 0.084 pu, 0.0862 pu y 0.0878 pu para los casos A, B y C, respectivamente. Por su parte, el voltaje de secuencia positiva en el nodo 840 en $t=3.07$ seg, alcanza caídas en valores porcentuales con respecto a su valor pre-falla de 89.48%, 81.72% y 79.53% para los casos A, B y C, respectivamente.

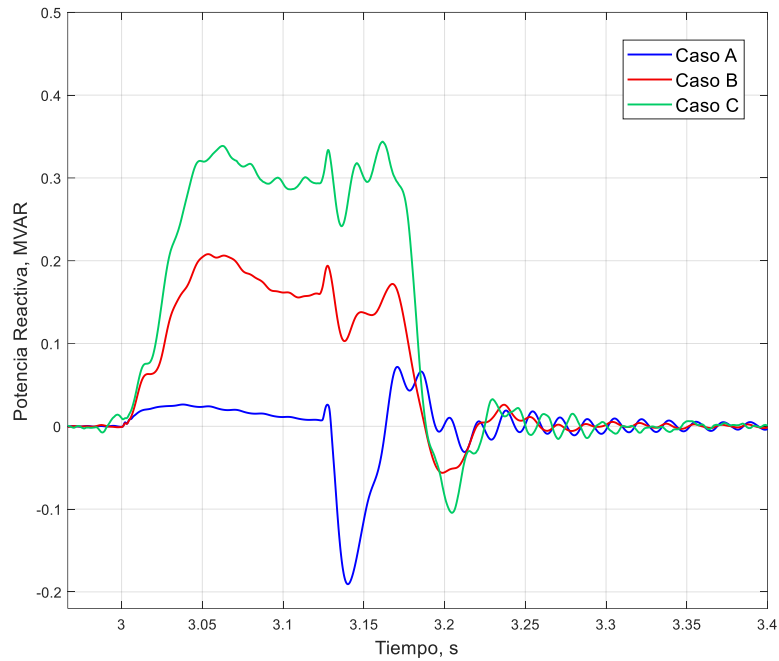


Figura 4. 52 Flujo de potencia reactiva en la rama 840-GFV durante la falla trifásica: Caso A, Caso B y Caso C.

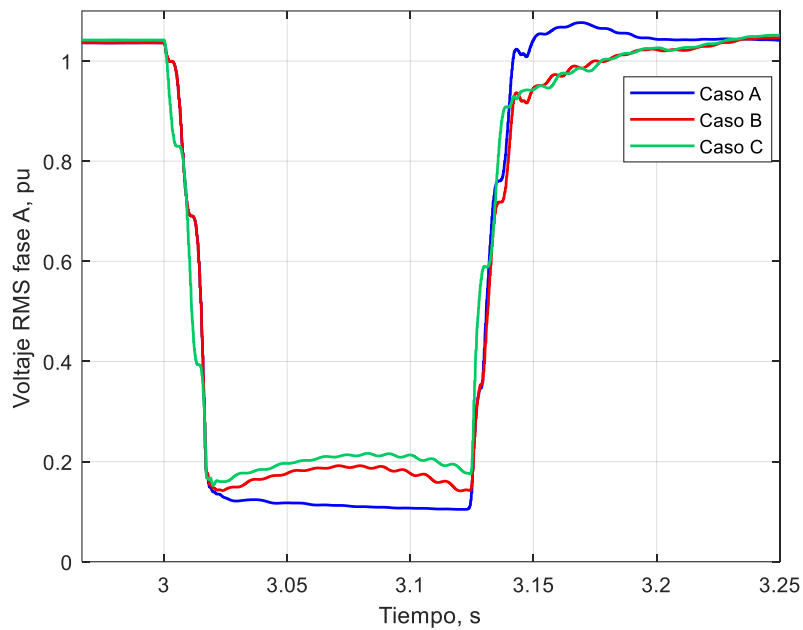


Figura 4. 53 Valores RMS del voltaje en la fase A del nodo 840 durante la falla trifásica: Caso A, Caso B y Caso C.

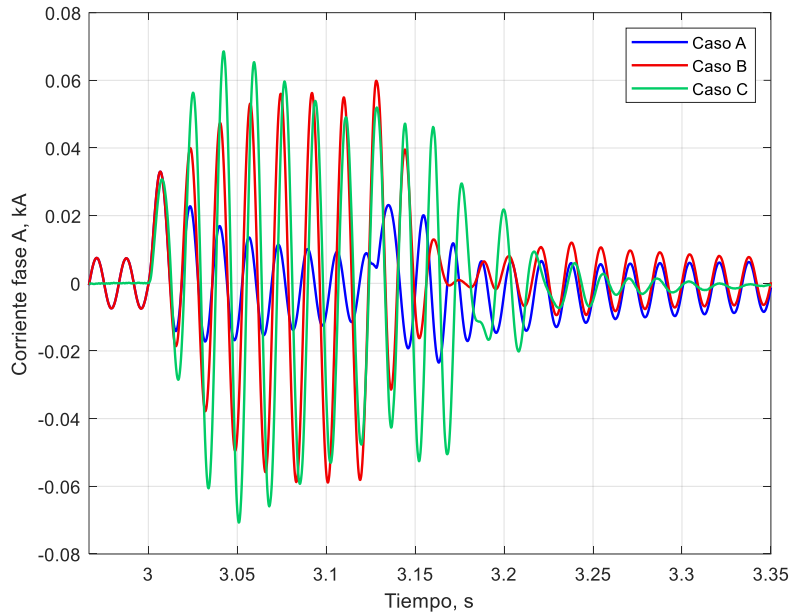
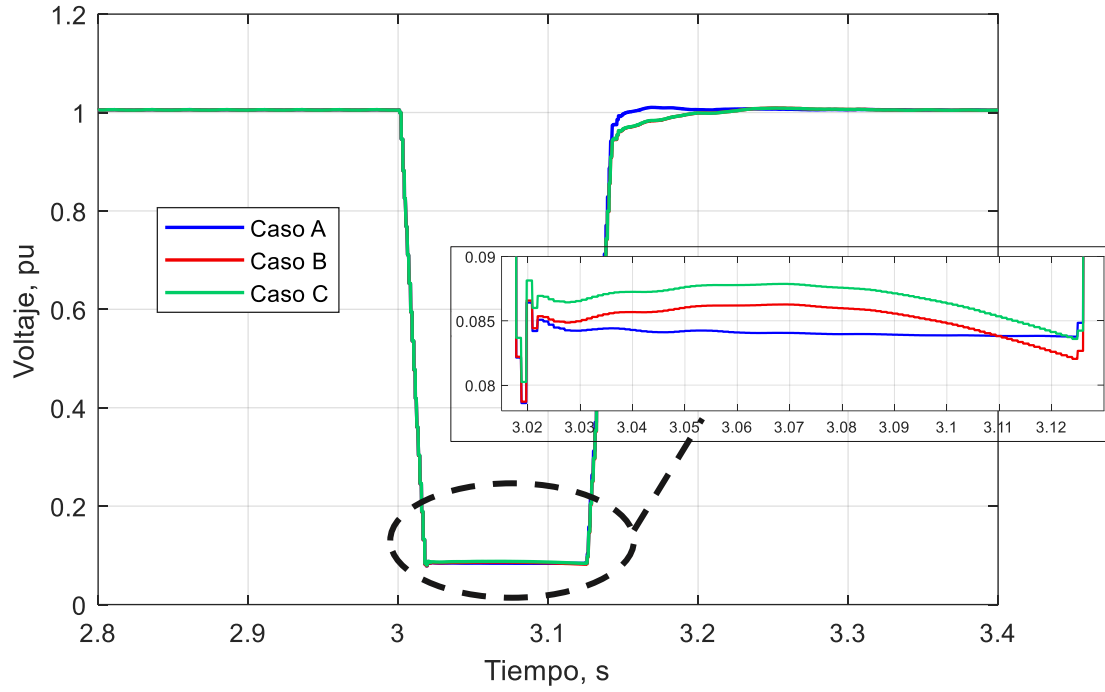


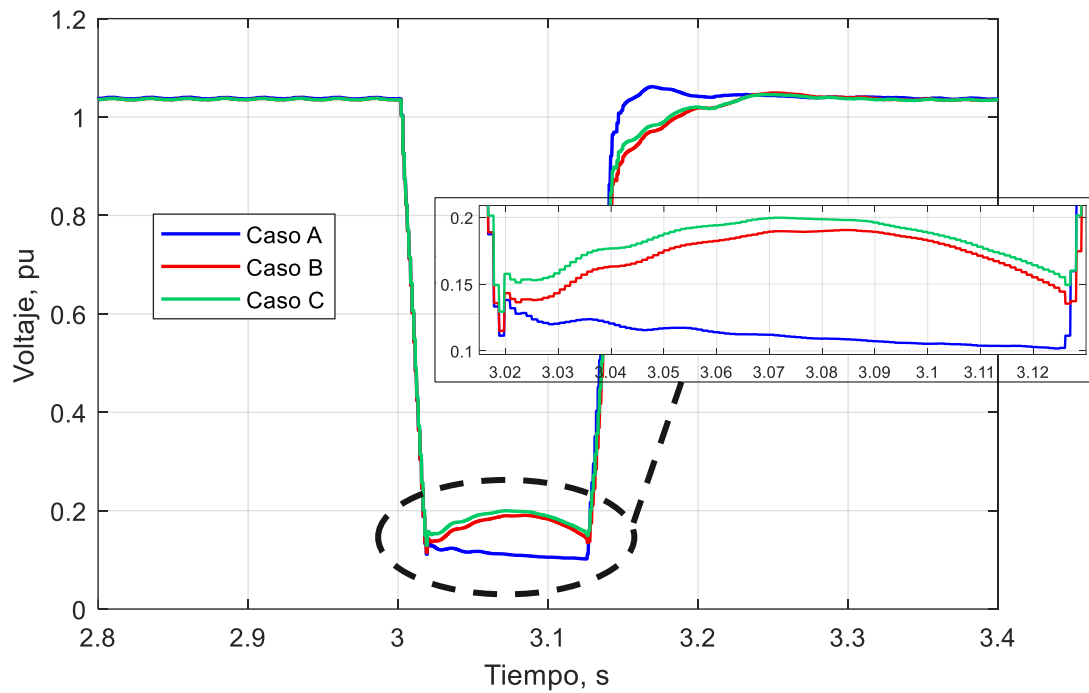
Figura 4. 54 Forma de onda de la corriente en la fase A de la rama 840-GFV durante la falla trifásica: Caso A, Caso B y Caso C.

En la Figura 4.56 se analiza y compara la respuesta de secuencia positiva en el nodo 840 de la red eléctrica IEEE 34-nodos, al conectar de 1 a 4 generadores fotovoltaicos de una potencia nominal cada uno de 250 kWp, operando en modo FP=1.0, modo regulación de voltaje y modo STATCOM. Se simula un escenario de falla trifásica autoextinguida en $t=3$ seg, con una duración de 0.12 segundos.

En la Tabla 4.4 se compara los voltajes de secuencia positiva en pu que se obtienen de la Figura 4.56. Para el caso de un generador fotovoltaico operando en los tres distintos modos de operación en presencia de la falla trifásica se puede observar que se alcanza una caída de 0.1124 pu, 0.1808 pu y 0.1929 pu, para el modo FP=1.0, modo regulación de voltaje y modo STATCOM, respectivamente. Por otra parte, cuando se trabaja con dos generadores fotovoltaicos la caída es de 0.1207 pu, 0.2527 pu y 0.2627 pu, para el modo FP=1.0, modo regulación de voltaje y modo STATCOM, respectivamente. En el caso de cuatro generadores fotovoltaicos, la caída para el modo FP=1.0 es de 0.1290 pu, para el modo regulación es de 0.3521 pu y el modo STATCOM es de 0.3599 pu. Conforme se vayan agregando más generadores fotovoltaicos en modo de regulación de voltaje o modo STATCOM se puede observar que la caída de voltaje se reduce más, dando lugar a una mayor regulación de voltaje en la red eléctrica que trata de llegar a la unidad.



(a)



(b)

Figura 4. 55 Comportamiento de los voltajes de secuencia positiva de la red ante una falla trifásica para el Caso A, Caso B y Caso C en: a) nodo 812 y b) nodo 840.

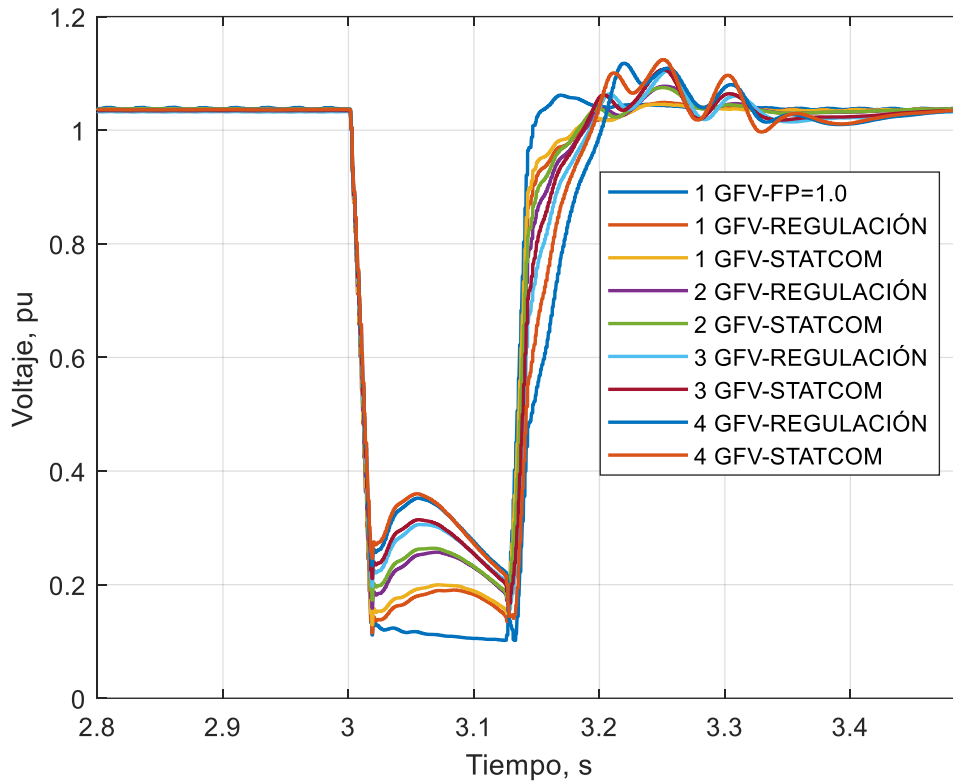


Figura 4. 56 Comportamiento del voltaje en secuencia positiva de la red ante una falla trifásica e incremento del número de GFV en el nodo 840.

Tabla 4. 4 Valores de caída de voltaje de secuencia positiva por cada generador conectado en el nodo 840 de la red IEEE-34 nodos con su respectivo modo de operación ante una falla trifásica.

Cantidad generadores fotovoltaicos	Modo de operación		
	Modo FP=1.0	Modo=Regulación de voltaje	Modo=STATCOM
1 GFV	0.1124 pu	0.1808 pu	0.1929 pu
2 GFV	0.1207 pu	0.2527 pu	0.2627 pu
3 GFV	0.1263 pu	0.3058 pu	0.3143 pu
4 GFV	0.1290 pu	0.3521 pu	0.3599 pu

4.4.2 Falla monofásica

En la Figura 4.57 se compara el flujo de potencia reactiva en la rama 840-GFV para los casos A, B y C cuando se presenta una falla monofásica. El comportamiento es similar al presentado en la Figura 4.52. Para el modo de operación FP=1.0 durante el período que dura la falla se puede observar que la potencia reactiva oscila en un valor cercano a cero. En el modo de regulación de voltaje el sistema de control se ajusta para inyectar a la red eléctrica un valor cercano a 0.17 MVAR. Para el caso C, modo de operación como STATCOM se inyecta un valor aproximado de 0.3 MVAR de potencia reactiva.

La Figura 4.58 se compara el voltaje RMS de la fase B del nodo 840 de los casos A, B y C. Se puede observar que durante la falla se presenta una depresión del voltaje de 86.16%, 83.63% y 82.13%, respectivamente. Por su parte, la Figura 4.59 muestra la corriente en la fase B durante la falla para los casos A, B y C. En el tiempo 3.07 seg, la corriente alcanza un valor pico de 9 A, para el caso A. Por su parte, para el caso B el valor pico alcanzado es de 12 A y para el caso C es de 15 A.

En la Figura 4.60 se reporta la respuesta del voltaje de secuencia positiva en los nodos 812 y 840 para los casos de estudio reportados en este trabajo. La Figura 4.60(a) indica que el voltaje de secuencia positiva en el nodo 812 alcanzó valores durante la falla en el orden de 0.7656 pu, 0.7731 pu y 0.7783 pu para los casos A, B y C, respectivamente. Por su parte, el voltaje de secuencia positiva en el nodo 840 alcanzó valores de 0.7899 pu, 0.8168 pu y 0.8224 pu para los casos A, B y C, respectivamente.

En la Figura 4.61 se analiza y compara la respuesta de secuencia positiva en el nodo 840 al conectar a la red eléctrica IEEE 34-nodos de 1 a 4 generadores fotovoltaicos de una potencia nominal cada uno de 250 kWp, considerando el modo FP=1.0, modo de regulación de voltaje y modo STATCOM. Se simula una falla autoextinguida monofásica en $t=3$ seg, con duración de 0.12 segundos.

En la Tabla 4.5 se compara la respuesta de los voltajes de secuencia positiva en pu que se obtienen de la Figura 4.61. Se observa en el modo FP=1.0, que los valores de caída del voltaje ante la falla monofásica al conectar de 1 a 4 generadores fotovoltaicos son muy similares, ya que alcanzan valores entre 0.7946 – 0.7998 pu. Por otra parte, se puede notar que por cada generador fotovoltaico que se conecte a la red eléctrica en modo regulación de voltaje o modo STATCOM se reduce la caída de voltaje. En el modo regulación de voltaje, las caídas en presencia de la falla monofásica son de 0.8170 pu, 0.8406 pu, 0.8644 pu y 0.8901 pu, para uno, dos, tres y cuatro generadores fotovoltaicos, respectivamente. Al considerar un generador fotovoltaico en el modo STATCOM se tiene una caída de 0.8229 pu, en dos generadores la caída es de 0.8468 pu, para tres es de 0.8708 pu y al conectar cuatro generadores fotovoltaicos la caída es de 0.8963 pu.

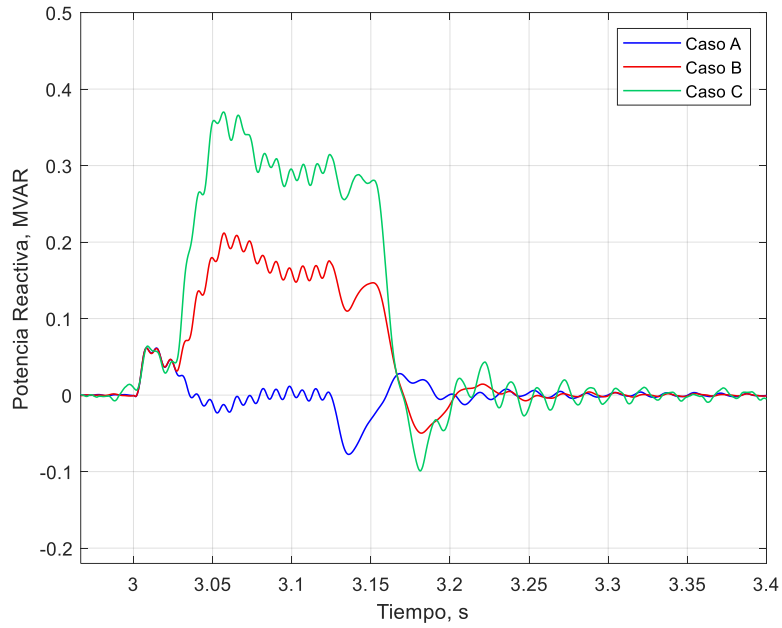


Figura 4. 57 Flujo de potencia reactiva en la rama 840-GFV durante la falla monofásica: Caso A, Caso B y Caso C.

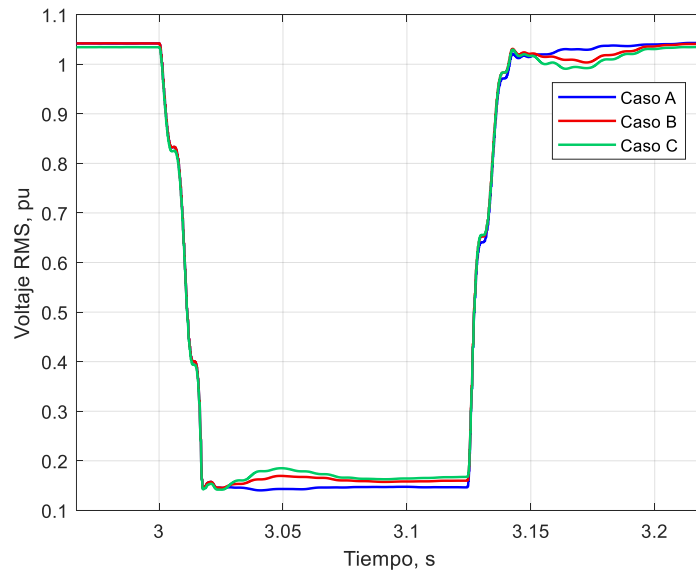


Figura 4. 58 Valores RMS del voltaje en la fase A del nodo 840 durante la falla monofásica: Caso A, Caso B y Caso C.

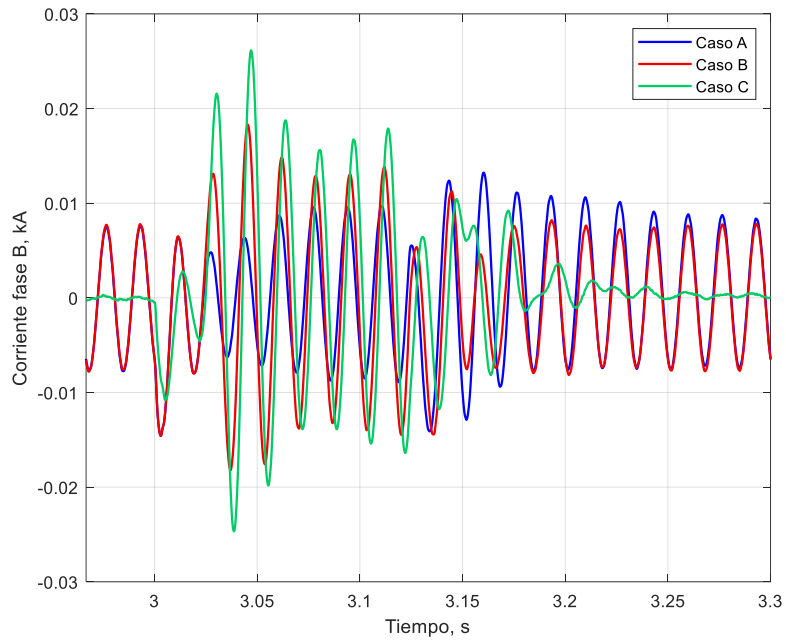
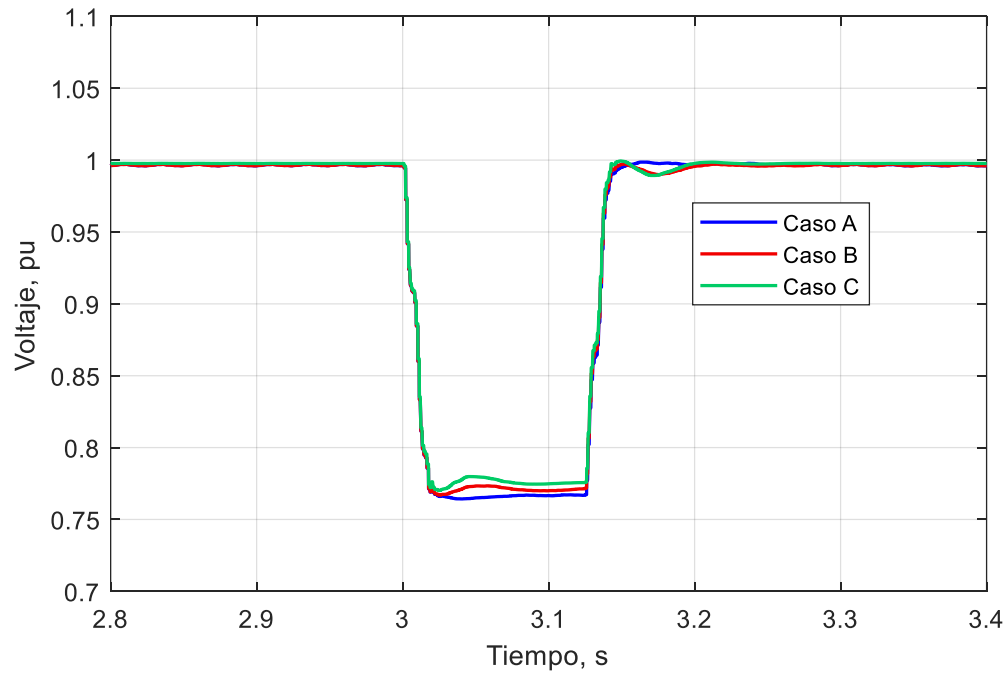
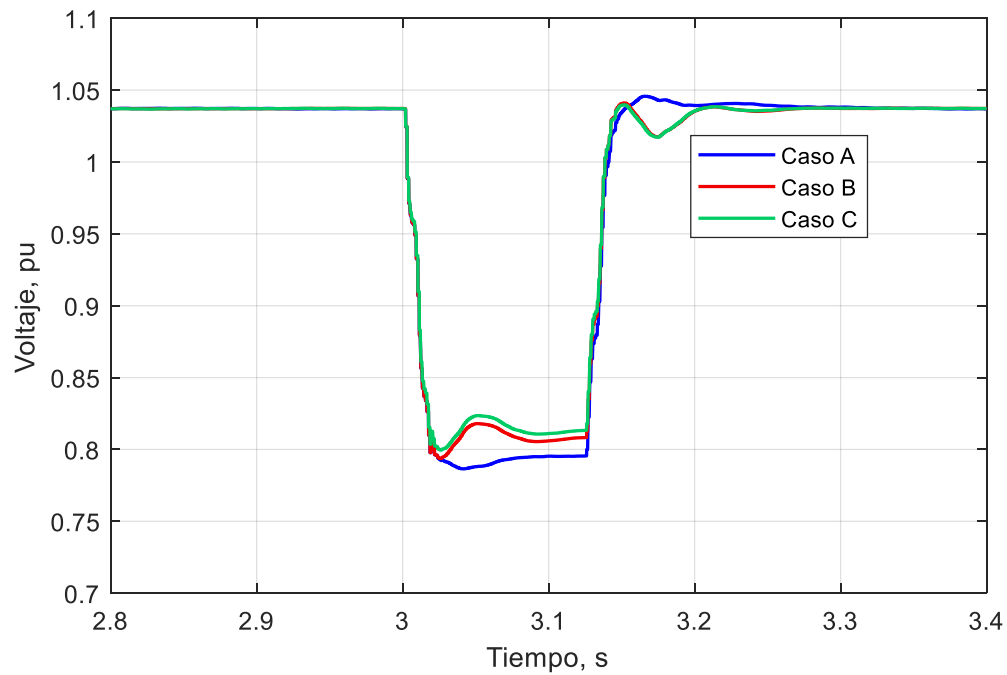


Figura 4. 59 Forma de onda de la corriente en la fase B en la rama 840-GFV durante la falla monofásica: Caso A, Caso B y Caso C.



(a)



(b)

Figura 4. 60 Comportamiento de los voltajes de la red ante una falla monofásica en: a) nodo 812 y b) nodo 840.

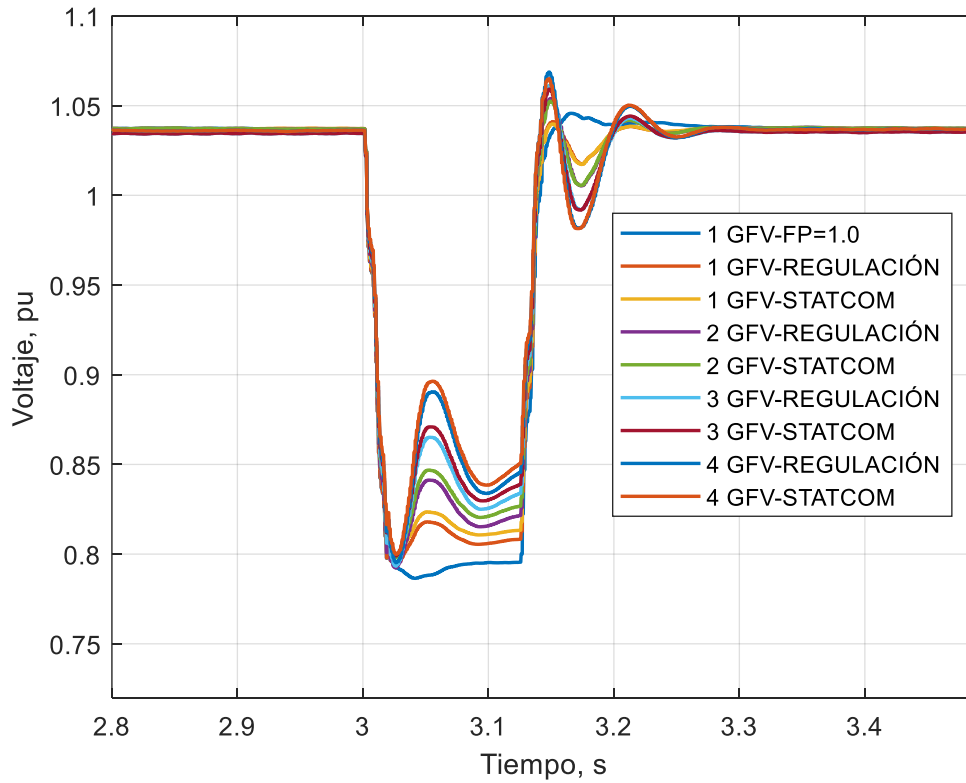


Figura 4. 61 Comportamiento del voltaje de secuencia positiva de la red ante una falla monofásica e incremento del número de GFV en el nodo 840.

Tabla 4. 5 Valores de caída de voltaje de secuencia positiva por cada generador conectado en el nodo 840 de la red IEEE-34 nodos con su respectivo modo de operación ante una falla monofásica..

Cantidad generadores fotovoltaicos	Modo de operación		
	Modo FP=1.0	Modo=Regulación de voltaje	Modo=STATCOM
1 GFV	0.7946 pu	0.8170 pu	0.8229 pu
2 GFV	0.7965 pu	0.8406 pu	0.8468 pu
3 GFV	0.7982 pu	0.8644 pu	0.8708 pu
4 GFV	0.7998 pu	0.8901 pu	0.8963 pu

4.5 Conclusiones

En este capítulo se presentaron casos de estudio para analizar el desempeño de un generador fotovoltaico con una capacidad de 250 kWp que se integra en la red eléctrica de distribución IEEE 34-nodos. En el caso A, operando al generador fotovoltaico en el modo $FP=1.0$ se apreció que la potencia activa proporcionada por el generador fotovoltaico apoya a reducir el porcentaje de carga en las líneas de distribución. La potencia activa y reactiva demandada en el nodo 800 se reducen 17.06% y 16.05%, respectivamente. Al presentarse una perturbación ambiental que provoca que la irradiancia solar se reduzca, la potencia activa en la fuente de alimentación se incrementó para compensar la pérdida de generación por parte del generador fotovoltaico. Por otra parte, cuando se simuló una falla, tanto trifásica como monofásica, la potencia activa en el nodo donde se conectó el generador fotovoltaico fue decreciendo debido a que los controles PI para regular el voltaje en el bus de CC y la potencia reactiva se ajustaron para mantener el factor de potencia unitario.

En el caso B, operando al generador fotovoltaico en el modo de regulación de voltaje, en presencia de una falla. El generador permaneció conectado a la red eléctrica de acuerdo con la característica LVRT y proporcionó energía reactiva dentro de límites razonables, y se evidenció que la regulación de voltaje es posible. Cuando se simuló la falla trifásica, el voltaje en los nodos 814, 852 y 840 presentó depresión de voltaje, la corriente se incrementó. La potencia activa en el nodo 840 descendió hasta un 60% con respecto a su valor pre-falla. El sistema de control incrementó el flujo de potencia reactiva hasta alcanzar un valor de 0.20 MVAR, con la tarea de apoyar a la recuperación del voltaje en el nodo. Con respecto a la falla monofásica el flujo de potencia activa de pre-falla en el nodo 840 se redujo en un 26%, mientras que el flujo de potencia reactiva alcanzó un valor máximo de hasta 0.17 MVAR.

Para el caso C, operando al generador fotovoltaico como un STATCOM en ausencia de irradiancia solar, es decir, durante la noche. En este escenario se aprovechó la capacidad nominal del inversor fotovoltaico para compensar reactivos. Cuando se simuló perturbación en la red eléctrica donde el voltaje de red eléctrica cae fuera de su rango nominal, el inversor operó tratando de dar soporte a la red eléctrica. En el momento que se presenta la falla trifásica y monofásica se alcanza a inyectar para ambos casos un flujo de potencia reactiva de hasta un valor de 0.3 MVAR. La potencia activa en el nodo 840 trata de mantenerse en cero. El voltaje en el nodo 814, 852 y 840 presenta depresiones durante la falla, hay una corriente mayor en el nodo 840.

Capítulo 5

Conclusiones y Trabajos Futuros

5.1 Conclusiones generales

En este trabajo de tesis se presentó el estudio de la operación de centrales de generación fotovoltaica para intervenir en la regulación de voltaje mediante el control de la potencia reactiva en redes eléctricas de distribución. El software de simulación de transitorios electromagnéticos PSCAD/EMTDC se utilizó para modelar y validar la eficacia de las estrategias de control propuesto.

El generador fotovoltaico genera energía únicamente cuando recibe radiación solar, es decir, su contribución energética es solo de día, lo que lo convierte una de sus principales desventajas. Además, de acuerdo con el estándar IEEE 1547-2018, artículo 8.1.1, en caso de falla en la red eléctrica el generador fotovoltaico debe contar con protecciones contra operación en modo isla que lo desconecten de la red eléctrica y dejar de inyectar potencia activa. Sin embargo, debido a la alta penetración fotovoltaica en la red de distribución eléctrica, la suspensión de inyección de energía puede agravar aún más a la falla y deteriorar la situación. La alta penetración fotovoltaica en generación distribuida necesita una revisión continua de los códigos de red para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico. Algunos países como Alemania, Italia, EUA y Japón imponen la característica LVRT en sus respectivos códigos de red, que indican que los generadores fotovoltaicos deben permanecer conectados y proporcionar potencia reactiva dentro de límites razonables, para dar soporte a la red eléctrica de distribución en caso de disturbios en la red.

La base inicial de este trabajo consideró la ecuación característica de una celda solar fotovoltaica para diseñar el modelo del generador fotovoltaico. El sistema de control se integró por un algoritmo para la determinación del punto de máxima potencia, una estrategia de control para regular el voltaje en el bus de CC y un control para regular el flujo de potencia reactiva. Se emplean controladores PI para cada control, los cuales son sintonizados por los métodos de Ziegler-Nichols. La estrategia de inyección de potencia reactiva contempló los requerimientos del estándar IEEE-1547 que considera la característica LVRT que se interpreta como “la capacidad de respuesta ante bajo voltaje”.

Se propuso un diagrama de estados finitos donde se describieron las decisiones de control al interior del inversor que permiten elegir entre un conjunto de cinco estados básicos en los que se puede encontrar el inversor, tales como, (i) Modo de desconexión, (ii) Modo arranque, (iii) Modo FP=1.0, (iv) Modo regulación de voltaje y (v) Modo STATCOM.

Se comprobó el desempeño del sistema de control en un generador fotovoltaico con una capacidad instalada de 250 kWp conectado a bus infinito. Se analizó su rendimiento mediante simulaciones de estado estable y transitorio. Las simulaciones comprendieron pruebas en estado estable manteniendo condiciones ambientales constantes, pero realizando cambios en los valores de referencia. Se observó que los controles para regular el voltaje en el bus de CC y el flujo de potencia reactiva se ajustan ante los cambios de las variables dadas. Con respecto a los errores, se perciben sobre impulsos en los instantes de cambio de referencia, sin embargo, son capaces de alcanzar un valor cercano a cero. En el generador fotovoltaico conectado a la red eléctrica, se hace hincapié en la distorsión armónica total (THD) que se inyecta en la red. La cantidad de armónicos inyectados en la red eléctrica está limitada por el estándar IEEE-519. El voltaje y la corriente de salida del generador fotovoltaico muestra muy poca distorsión armónica, lo que se atribuye al correcto diseño del filtro LCL ubicado en la salida del sistema. Por otra parte, se revisó la respuesta transitoria ante condiciones ambientales variables y su comportamiento a cambios de referencia.

Se realizaron escenarios de simulación con el propósito de analizar el desempeño del generador fotovoltaico operando en la red eléctrica de distribución IEEE 34-nodos. Los casos de estudio implementados involucraron la operación en los modos de factor de potencia unitario, regulación de voltaje y modo STATCOM. A cada caso de estudio se le aplicó la misma falla simétrica y/o asimétrica autoextinguida y con resistencia de 5 Ω , en $t=3$ seg con duración de 0.12 segundos. Los resultados de simulación para la falla trifásica indican que los modos de regulación de voltaje y modo STATCOM permiten la inyección de 0.2 MVAR y 0.3 MVAR, respectivamente. Estos flujos de potencia reactiva corresponden al 67% y 100% de la potencia nominal del inversor trifásico. De esta manera, el sistema de control desarrollado cumple con la característica LVRT del estándar IEEE 1547. Pese a la capacidad del generador fotovoltaico se contribuye para mantener la estabilidad del sistema eléctrico de potencia, durante y después de alguna falla, como se apreció en la simulación donde se agregaron de 1 a 4 generadores fotovoltaicos, entre más generadores en modo regulación de voltaje o modo STATCOM la depresión de voltaje se aminoraba, lo que se traduce en una buena regulación de voltaje ante fallas.

5.2 Trabajos futuros

A continuación, se enlistan los posibles trabajos futuros que pueden desarrollarse para continuar con este trabajo de investigación:

- En este trabajo, el análisis del sistema se limitó a simulaciones. Un tema importante sería la construcción del dispositivo propuesto del inversor fotovoltaico y el sistema de control, para analizar su aplicación práctica en un sistema de generación de energía real.
- Prolongar por más tiempo la duración de la caída de voltaje durante la falla trifásica y monofásica, de esta forma examinar la respuesta LVRT para aislar al generador fotovoltaico de la red eléctrica.
- Analizar el estudio de flujos de potencia del generador fotovoltaico en presencia de fallas asimétricas en diferentes nodos de la red IEEE 34-nodos.
- Estudiar el comportamiento del generador fotovoltaico simulando desconexión de los bancos de capacitores.
- Estudiar el comportamiento del arreglo ante fallas monofásicas y con duración de tiempo como 0.3 s.
- Estudiar el comportamiento de este generador incluyendo un circuito adicional en el cual ocurran las fallas y se tenga la función de recierre.
- Usar equivalentes de Thevenin del SEN.
- Efectuar un método de control de potencia activa en generadores fotovoltaicos para controlar flujos inversos en la red eléctrica.
- Analizar la respuesta del sistema agregando equipos de almacenamiento de energía.

Apéndice A

Cálculo capacitor de enlace de CC

Los detalles del diseño del capacitor del enlace de CC se determinan de la siguiente manera [Hu *et al.*, 2010],

$$C = \frac{P_{fv}}{2\pi f_{red} V_{dc} \Delta v} \quad (A.1)$$

en donde P_{fv} es la potencia nominal del arreglo fotovoltaico, f_{red} representa la frecuencia de la red de distribución, V_{dc} corresponde al voltaje de corriente continua que circula a través del capacitor de enlace y Δv es el rizado del voltaje deseado. En esta tesis se consideraron los datos de la Tabla A.1 del modelo de generador fotovoltaico,

Tabla A. 1 Datos generador fotovoltaico.

P_{fv}	250 kW
f_{red}	60 Hz
V_{dc}	1500V
Δv	5.5V

Sustituyendo valores se tiene,

$$C = \frac{250000}{2\pi(60)(1500)(5.5)} = 0.0803812F \cong 80,000\mu F$$

Sintonización del controlador PI usando el método Ziegler-Nichols

Los métodos de sintonización propuestos por Ziegler y Nichols se clasifican en método de lazo abierto y de lazo cerrado. Para el caso del método de lazo abierto se obtiene la curva de reacción del sistema ante una entrada escalón unitario. Por otra parte, el método de lazo cerrado se basa en la variación gradual de la ganancia k_p . En la Tabla B.1 se encuentran las fórmulas planteadas por Ziegler-Nichols para obtener los parámetros para el controlador PI [Ogata, 2010].

Tabla B.1 Reglas de sintonización de Ziegler-Nichols.

Tipo controlador	Lazo abierto		Lazo cerrado	
	k_p	k_i	k_p	k_i
PI	$\frac{0.9 \tau}{K_{ZN}L}$	$3.33L$	$0.45K_{cr}$	$\frac{1}{1.2}P_{cr}$

Procedimiento Lazo abierto

En este procedimiento se aplica una entrada escalón unitario al sistema para obtener una curva a la que se le puede aplicar el método curva de reacción [Marlin, 2000], en donde σ es la entrada escalón asignada, Δ es la magnitud del cambio de estado en la salida. Además, se consideran los instantes en el tiempo en los que la curva de respuesta alcanza el 28 y 63 por ciento de su valor final. Estas variables son empleadas en las siguientes ecuaciones [Marlin, 2000],

$$K_{ZN} = \frac{\Delta}{\sigma} \quad (B.1)$$

$$\tau = 1.5 (t_{63\%} - t_{28\%}) \quad (B.2)$$

$$L = t_{63\%} - \tau \quad (B.3)$$

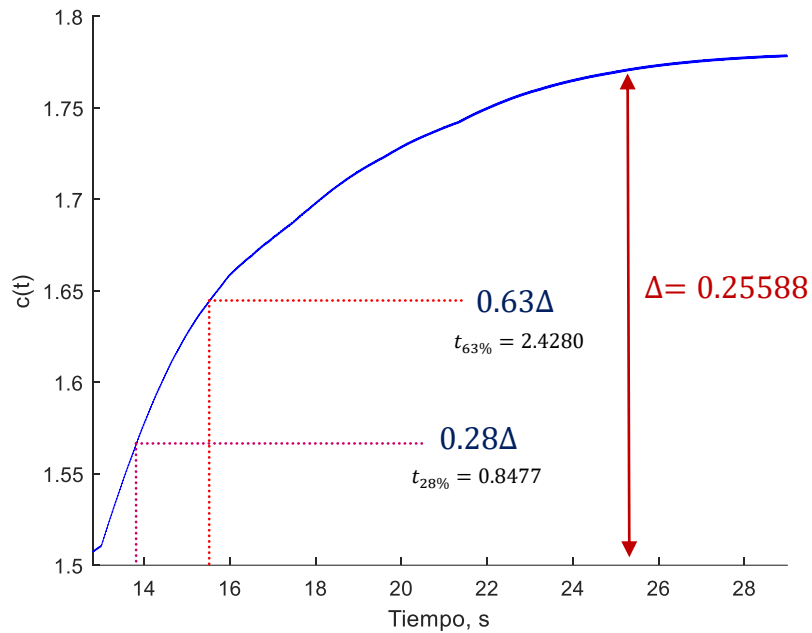


Figura B.1 Respuesta del sistema ante una entrada escalón.

Aplicando un escalón de $\sigma = 0.01$ se obtiene la respuesta que se reporta en la Figura B.1. De la Figura B.1 se tiene,

$$\Delta = 1.7669 - 1.5110 = 0.2559$$

$$K_{ZN} = \frac{\Delta}{\sigma} = \frac{0.2559}{0.01} = 25.59$$

$$t_{63\%} = 2.4280$$

$$t_{28\%} = 0.8477$$

$$\tau = 1.5 (t_{63\%} - t_{28\%}) = 1.5 (2.4280 - 0.8477) = 2.3704$$

$$L = t_{63\%} - \tau = 0.0576$$

$$k_p = \frac{0.9 \tau}{K_{ZN} L} = \frac{(0.9)(2.3704)}{(25.59)(0.0576)} = 1.4473$$

$$k_i = 3.33L = 3.33(0.0576) = 0.1918$$

Procedimiento Lazo cerrado

En este procedimiento se elimina la parte integral y se varía solo la ganancia proporcional k_p a un valor crítico k_{cr} hasta que el sistema presente oscilaciones sostenidas. De esta forma, se obtiene el período crítico de las oscilaciones P_{cr} .

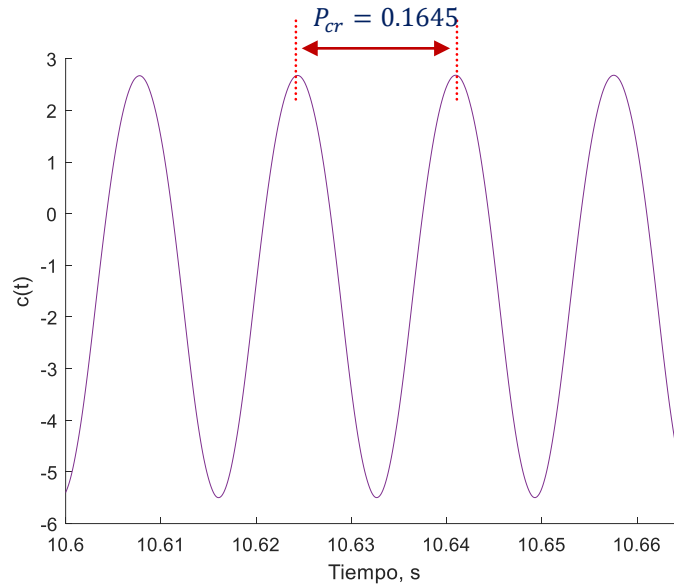


Figura B.2 Respuesta del sistema para el método Ziegler-Nichols de lazo cerrado.

La Figura B.2 reporta la respuesta del sistema para el método Ziegler-Nichols de lazo cerrado. A partir de esta Figura B.2 se puede determinar el período crítico $P_{cr} = 0.1645$. Aplicando las reglas de sintonización de la Tabla B.1 se tiene,

$$K_p = 0.45K_{cr} = 0.45(0.5) = 0.225$$

$$K_i = \frac{1}{1.2}P_{cr} = \frac{1}{1.2}(0.0164) = 0.0136$$

Apéndice C

Cálculo del filtro LCL

El capacitor C_f del filtro LCL requiere del cálculo preliminar de la impedancia Z_b y capacitancia base C_b [Liserre *et al.*, 2005],

$$Z_b = \frac{V_{LL}^2}{P_n} \quad (C.1)$$

$$C_b = \frac{1}{\omega_n Z_b} \quad (C.2)$$

en donde V_{LL} es el voltaje de línea a línea de la red eléctrica, P_n es la potencia nominal del inversor y ω_n es la frecuencia angular. La capacidad del capacitor no debe superar el 5% de la capacitancia base,

$$C_f = 0.05C_b \quad (C.3)$$

La inductancia del lado del inversor se calcula como,

$$L_i = \frac{V_{cc}}{16f_s \Delta I_{L-max}} \quad (C.4)$$

en donde ΔI_{L-max} es el 10 % de la corriente de rizado, f_s es la frecuencia de conmutación y V_{cc} es el voltaje de bus de corriente CC. La corriente de rizado se define como,

$$\Delta I_{L-max} = 0.1 \frac{P_n \sqrt{2}}{V_{red}} \quad (C.5)$$

en donde V_{red} es el voltaje en la red eléctrica. La Inductancia del lado de la red se calcula como,

$$L_g = 0.6L_i \quad (C.6)$$

en donde la frecuencia de resonancia se debe encontrar en un rango de valores entre la frecuencia de red y la frecuencia de conmutación,

$$\omega_{res} = \sqrt{\frac{L_i + L_g}{L_i L_g C_f}} \quad (C.7)$$

$$f_{res} = \frac{\omega_{res}}{2\pi} \quad (C.8)$$

La resistencia amortiguadora en función de la impedancia del capacitor a la frecuencia de resonancia es,

$$R_{sd} = \frac{1}{3\omega_{res}C_f} \quad (C.9)$$

En esta tesis se consideraron los datos de la Tabla C.1 del modelo de generador fotovoltaico para realizar los cálculos del filtro LCL.

Tabla C. 1 Datos generador fotovoltaico.

P_n	300 kVA
V_{LL}	220V
f_{red}	60 Hz
f_s	4860 Hz
V_{dc}	1500V

Sustituyendo valores se tiene,

$$Z_b = \frac{V_{LL}^2}{P_n} = \frac{(220)^2}{300\,000} = 0.1613\Omega$$

$$C_b = \frac{1}{\omega_n Z_b} = \frac{1}{(2\pi * 60)(0.1613)} = 0.0164F$$

$$C_f = 0.05C_b = 0.05(0.0164) = 8.2 \times 10^{-4}F$$

$$\Delta I_{L-max} = 0.1 \frac{P_n \sqrt{2}}{V_{red}} = 0.1 \frac{(300000)\sqrt{2}}{220} = 192.8473$$

$$L_i = \frac{V_{cc}}{16f_s \Delta I_{L-max}} = \frac{1500}{16(4860)\Delta I_{L-max}} = 1.0003 \times 10^{-4}H$$

$$L_g = 0.6L_i = 6.0017 \times 10^{-4}H$$

$$\omega_{res} = \sqrt{\frac{L_i + L_g}{L_i L_g C_f}} = \sqrt{\frac{(1.0003 \times 10^{-4}) + (6.0017 \times 10^{-4})}{(1.0003 \times 10^{-4})(6.0017 \times 10^{-4})(8.2 \times 10^{-4})}} = 5.6946 \times 10^3$$

$$f_{res} = \frac{\omega_{res}}{2\pi} = \frac{5.6946 \times 10^3}{2\pi} = 906.3301Hz$$

$$R_{sd} = \frac{1}{3\omega_{res}C_f} = \frac{1}{3(5.6946 \times 10^3)(8.2 \times 10^{-4})} = 0.0712\Omega$$

Ficha técnica módulo solar fotovoltaico IUSASOL 250 W

www.iusasol.com



PV-Series Módulo Multicristalino
IUSASOL-PV-01- 245/260

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Dimensiones	993 mm (W) x 1,668 mm (L) x 46,2 mm (H)
Peso	Aproximado. 19 kg.
Célula Solar	60 células en serie (6 x10 matriz)
Cables y conector	Cable de 4 mm de sección (12AWG) con conector MC4 resistente a la intemperie, Certificado (UL listed), longitud 1.0 m.
Caja de Conexión	IP68, IEC certificada (UL listed)
Diodos bypass	3 diodos de bypass para prevenir la pérdida de potencia por sombra parcial.
Construcción	Frontal : Vidrio de Alta transmisividad, texturado y templado 3,2mm (EN-12150) Encapsulante : EVA, Back Sheet : film resistente a la intemperie.
Marco	Aluminio anodizado tipo 6063, con toma de Tierra

Alta Calidad

- IEC 61215 e IEC 61730
- UL listed (UL 1703), Class C Fire Rating
- Tolerancia Potencia de Salida +3/-0 %
- Test de carga mecánica (5,400 Pa) (IEC)
- Ammonia Corrosion Resistance Test.
- IEC 61701 (Test niebla salina)

Montaje rápido y económico

- Se entrega listo para la conexión.
- Conectores certificados y resistentes a la intemperie IEC (UL).
- 3 diodos bypass integrados.

Garantía IUSASOL

- 5 años de garantía en defecto de producto.
- 10 años garantizando el 90 % de la potencia mínima.
- 25 años garantizando el 80 % de la potencia mínima.



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

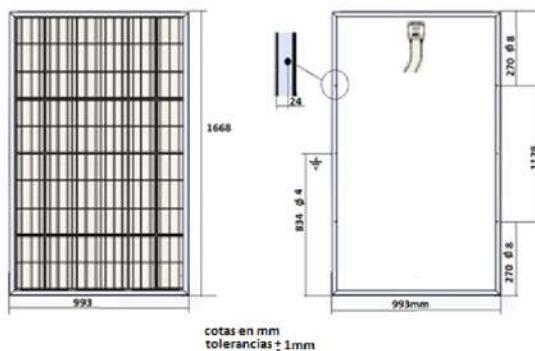
Comportamiento en STC: Irradiancia 1.000 W/m², temperatura de célula 25 ° C, AM 1,5

MODELO	PV-01-245	PV-01-250	PV-01-255	PV-01-260
Potencia nominal (Pmax)	245 W	250 W	255 W	260 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	37,6V	37,8V	37,9V	38,1V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,63A	8,75 A	8,86A	8,98A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	30,5V	30,6 V	30,9V	31,1V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	8,04A	8,17 A	8,27A	8,36A
Eficiencia	14,8%	15,1%	15,4%	15,7%
Tolerancia de potencia (% Pmax)	0/+3%	0/+3%	0/+3%	0/+3%

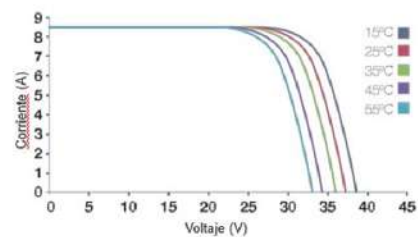
Comportamiento a Irradiancia 800 W/m², TONC, temperatura ambiente 20 ° C, AM 1,5; velocidad del viento 1 m/s

MODELO	PV-01-245	PV-01-250	PV-01-255	PV-01-260
Potencia nominal (Pmax)	178 W	182 W	186 W	190 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	34,5V	34,61V	34,68V	34,77V
Corriente de cortocircuito (Isc)	7,03A	7,13 A	7,18A	7,21A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	27,2 V	27,42 V	27,71V	28,05V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	6,54 A	6,62 A	6,68A	6,73A

DIMENSIONES



CURVA I/V



CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN

Nominal Operating Cell	46" ±2
Temperatura de Operación	-40 - 85 °C
Tensión máxima de sistema	DC 1,000 V (IEC) DC 600 V (UL)
Corriente Máxima Inversa	15A
Coefficiente de temperatura Pmax	-0,44%K
Coefficiente de temperatura Voc	-0,334%K
Coefficiente de temperature Isc	0,048%K

DATOS DE CONTACTO:	FÁBRICA: Km. 109 Carr. Panamericana Mèx-Gro. Pastejé, Jocotitlán, Edo. de México. Tel: (55) 5179-3800
	OFICINAS: Paseo de la Reforma #2608 PH Lomas Altas CP 11950 México D.F.

PRECAUCIÓN: LEA LAS INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD E INSTALACION ANTES DE UTILIZAR EL PRODUCTO.
©2014 IUSASOL. Todos los derechos reservados. Las especificaciones incluidas en estas hojas de producto están sujetas a cambios sin previo aviso. Sujeto a fallos y errores.

Esta ficha comercial corresponde a la norma EN50380 Junio 2013
Última Actualización Octubre 2014.



Apéndice E

Datos del sistema de prueba IEEE 34-nodos

La Tabla E.1 muestra los datos necesarios para el modelaje de los reguladores de voltaje, como son el nodo en que se conectan, sus parámetros R y X, nivel de voltaje.

Figura E. 1 Datos reguladores de voltaje.

Regulador 1			
Segmento de línea	814 - 850		
Ubicación	814		
Fases	A - B - C		
Conexión	3-F, L-T		
Fase monitoreada	A-B-C		
Ancho de banda	2.0 volts		
Relación de transformación de potencial (RTP)	120:1		
Relación de transformación de corriente (RTC)	100:1		
Ajuste del compensador	F-A	F-B	F-C
R - Ajuste	2.7	2.7	2.7
X - Ajuste	1.6	1.6	1.6
Nivel de voltaje	122	122	122
Regulador 2			
Segmento de línea	852 - 832		
Ubicación	852		
Fases	A - B - C		
Conexión	3-F, L-T		
Fase monitoreada	A-B-C		
Ancho de banda	2.0 volts		
Relación de transformación de potencial (RTP)	120:1		
Relación de transformación de corriente (RTC)	100:1		
Ajuste del compensador	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Ajuste	2.5	2.5	2.5
X - Ajuste	1.5	1.5	1.5
Nivel de voltaje	124	124	124

La Tabla E.2 muestra los datos de longitud y tipo de configuración que tienen los tramos de las líneas en el sistema IEEE 34-nodos.

Figura E. 2 Datos de líneas.

Nodo A	Nodo B	Longitud (pies)	Config.
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
824	826	3030	303
824	828	840	301
828	830	20440	301
830	854	520	301
832	858	4900	301
832	888	0	XFM-1
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301
836	862	280	301
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301
850	816	310	301
852	832	10	301
854	856	23330	303
854	852	36830	301
858	864	1620	302
858	834	5830	301
860	836	2680	301
862	838	4860	304
888	890	10560	300

La Tabla E.3 muestra la configuración de las líneas, los tipos de conductores para cada una de las configuraciones, así como del neutro y la secuencia de fases para las

líneas utilizadas en este sistema. La Tabla E.4 muestra los datos de los transformadores como la capacidad de estos, así como sus parámetros de R y X en %. La Tabla E.5 muestra los datos de las cargas concentradas en términos de la potencia activa y reactiva para cada una de las fases, así como también su conexión y nodo en donde se conectan.

Figura E. 3 Configuración de líneas aéreas.

Config.	Fases	Fase ACSR	Neutro ACSR	Espaciado
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

Figura E. 4 Datos transformadores.

	kVA	kV-alto	kV-bajo	R - %	X - %
Subestación	2500	69 - Delta	24.9 - Estrella - T	1	8
XFM -1	500	24.9 - Estrella - T	4.16 - Estrella - T	1.9	4.08

Figura E. 5 Datos de carga concentrada.

Nodo	Modelo cargas	F-A	F-A	F-B	F-B	F-C	F-C
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

La Tabla E.6 muestra los datos de las cargas distribuidas dadas por sus respectivas potencias por fase, en qué nodo se conectan, así como también su conexión. La Tabla E.7 muestra los datos de los capacitores como son la potencia, así como donde se conectan.

Figura E. 6 Datos de carga distribuida.

Nodo	Nodo	Carga	F-A	F-A	F-B	F-B	F-C	F-C
A	B	Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
Total			262	133	240	120	220	114

Figura E. 7 Capacitores en derivación.

Nodo	F-A	F-B	F-C
	kVAr	kVAr	kVAr
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

Apéndice F

Límites de distorsión

Para determinar que niveles de distorsión armónica son normales o aceptables en un sistema eléctrico, se han desarrollado varios estándares por organizaciones internacionales, en México la referencia que utiliza la C.F.E. es la publicada por la IEEE-519 como se indica en la Tabla F.1 para voltaje y Tabla F.2 para corriente.

Tabla F. 1 Límites de distorsión de voltaje.

Voltaje del bus en PCC	Armónico individual (%)	Distorsión total de voltaje, THD (%)
$V \leq 1.0kV$	5.0	8.0
$1kV \leq V \leq 69kV$	3.0	5.0
$69kV \leq V \leq 161kV$	1.5	2.5
$161kV \leq V$	1.0	1.5

Tabla F. 2 Límites de distorsión de la corriente para sistemas generales de distribución (120V hasta 69000V).

Máxima corriente de distorsión armónica en porcentaje I_L						
Orden individual del armónico (Armónicos impares) ^{a, b}						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
$< 20^c$	4	2	1.5	0.6	0.3	5
$20 < 50$	7	3.5	2.5	1	0.5	8
$50 < 100$	10	4.5	4	1.5	0.7	12
$100 < 1000$	12	5.5	5	2	1	15
> 1000	15	7	6	2.5	1.4	20
^a Los armónicos pares están limitados al 25% por encima de los límites de los armónicos						
^b Las distorsiones de corriente que den como resultado un desplazamiento de CC, p.j., convertidores de media onda no están permitidos.						
^c Todos los equipos de generación de energía están limitados a estos valores de distorsión de corriente, independientemente del I_{sc}/I_L real.						
I_{sc} = máxima corriente de corto circuito en el PCC, I_L = máxima demanda de corriente de la carga (componente frecuencia fundamental) en el PCC.						

Apéndice G

Desbalances máximos permitidos

Los requerimientos del Código de Red se basan en la especificación CFE L0000-45 “Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica”, la cual tiene como referencia el estándar IEEE-519 y se muestra en la Tabla G.1 el desbalance máximo permitido para la corriente y en Tabla G.2 para el voltaje.

Tabla G. 1 Desbalance máximo permitido en la corriente en el punto de acometida (CFE L0000-45).

Impedancia relativa (I_{cc} / I_L)	Desbalance (%)		
	Menor a 1 kV	De 1 kV a 35 kV	Mayor a 35 kV
$(I_{cc} / I_L) < 20$	5	2.5	2.5
$20 \leq (I_{cc} / I_L) < 50$	8	4	3
$50 \leq (I_{cc} / I_L) < 100$	12	6	3.75
$100 \leq (I_{cc} / I_L) < 1000$	15	7.5	4
$(I_{cc} / I_L) \geq 1000$	20	10	5

Tabla G. 2 Desbalance máximo permitido en el voltaje en el punto de acometida (CFE L0000-45).

Tensión, kV	Desbalance (%)
Menor de 1	3
Mayor o igual de 1	2

Referencias

- [Ackermann *et al.*, 2001] Ackermann, T., Andersson, G., y Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, 57(3), 195-204.
- [Afshari *et al.*, 2017] Afshari, E., Moradi, G. R., Rahimi, R., Farhangi, B., Yang, Y., Blaabjerg, F., y Farhangi, S. (2017). Control strategy for three-phase grid-connected PV inverters enabling current limitation under unbalanced faults. *En IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64(11), 8908-8918.
- [Berrada y El Mrabet, 2020] Berrada, A., y El Mrabet, R. (2020). *Hybrid Energy System Models*. (1er. ed.). Academic Press.
- [Bauer, 2010] Bauer, J. (2010). Single phase voltage source inverter photovoltaic application. *Acta Polytechnica*, 50(4), 7-11.
- [Benz *et al.*, 2010] Benz, C. H., Franke, W. T., y Fuchs, F. W. (2010). Low voltage ride through capability of a 5 kW grid-tied solar inverter. *En 2010 IEEE Proceedings of 14th International Power Electronics and Motion Control Conference*, 12-13.
- [Blaabjerg *et al.*, 2006] Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Liserre, M., y Timbus, A. V. (2006). Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. *En IEEE Transactions on industrial electronics*, 53(5), 1398-1409.
- [Coster *et al.*, 20110] Coster, E. J., Myrzik, J. M., Kruimer, B., y Kling, W. L. (2010). Integration issues of distributed generation in distribution grids. *Proceedings of the IEEE*, 99(1), 28-39.
- [CFE, 2005] CFE (2005). Desviaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica. Especificación CFE L0000-45. *Comisión Federal de Electricidad*, 1-21.
- [CFE, 2008] CFE (2008). interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW. Especificación CFE G0100-04. *Comisión Federal de Electricidad*, 1-48.

- [CRE, 2021] CRE (2021). Evolución de contratos de pequeña y mediana escala / generación distribuida. *Comisión Reguladora De Energía*, 1–10.
- [Balato *et al.*, 1999] Balato, M., Costanzo, L., y Vitelli, M. (1999). Maximum power point tracking techniques. *Wiley Encyclopedia of Electrical and Electronics Engineering*, 1-26.
- [Dao *et al.*, 2019] Dao, V. T., Ishii, H., y Hayashi, Y. (2019). Optimal parameters of volt-var functions for photovoltaic smart inverters in distribution networks. *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 14(1), 75-84.
- [Debruyne *et al.*, 2011] Debruyne, C., Vanalme, J., Verhelst, B., Desmet, J., Capelle, J., y Vandeveldde, L. (2011). Preventing overvoltages in PV grids by integration of small storage capacity. *2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, 1-7.
- [DOF, 2015] DOF (2015). Ley de Transición Energética, LTE. *Diario Oficial de la Federación*, 1-40.
- [DOF, 2016a] DOF (2016a). RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica. *Diario Oficial de la Federación*, 1-41.
- [DOF, 2016b] DOF (2016b). Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW. *Diario Oficial de la Federación*, 1-22.
- [DOF, 2020] DOF (2020). Acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional. *Diario Oficial de la Federación*, 1-30.
- [Grainger y Stevenson, 1997] Grainger, J., y Stevenson, W. (1997). *Análisis de sistemas de potencia*. (1er ed.). McGraw-Hill.

- [Hansen *et al.*, 2000] Hansen, A. D., Sorensen, P., Hansen, L. H., y Bindner, H. (2000). Models for a stand-alone PV system. *Riso National Laboratory, Roskilde*.
- [Hasanien, 2015] Hasanien, H. M. (2015). An adaptive control strategy for low voltage ride through capability enhancement of grid-connected photovoltaic power plants. *En IEEE Transactions on power systems*, 31(4), 3230-3237.
- [Hoseinzadeh *et al.*, 2015] Hoseinzadeh, B., Da Silva, F. F., y Bak, C. L. (2015). Improved lvr grid code under islanding condition. *En IECON 2015-41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 421-426.
- [Hu *et al.*, 2010] Hu, H., Harb, S., Kutkut, N., Batarseh, I., y Shen, Z. J. (2010). Power decoupling techniques for micro-inverters in PV systems-a review. *En 2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 3235-3240.
- [IEEE-519, 2014] IEEE Std 519 (2014). IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. *En IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*, 2014, 1–29.
- [IEEE-1547a, 2020] IEEE Std 1547a. (2020). IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces--Amendment 1: To Provide More Flexibility for Adoption of Abnormal Operating Performance Category III. *En IEEE Std 1547a-2020 (Revision of IEEE Std 1547-2018)*.
- [IUSASOL, 2015] IUSASOL. (2015). *Iusasol-Pv-01-245/260*. 52(7), 2.
- [Kersting, 1991] Kersting, W. H. (1991). Radial distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(3), 975-985.
- [Ovando *et al.*, 2013] Ovando, J., Román, R., Martínez M., y Jiménez, E. (2013). Potencial aprovechamiento actual de las energías renovables en México. *Energías Renovables*, 18(4), 2-4.
- [Liserre *et al.*, 2005] Liserre, M., Blaabjerg, F., y Hansen, S., (2005). Design and control of an LCL-filter-based three-phase active rectifier. *IEEE Transactions on industry applications*, 41(5), 1281-1291

- [Markvart y McEvoy, 2003] Markvart, T., y McEvoy, A. (2003). *Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications*. (2da ed.). Elsevier.
- [Marlin, 2000] Marlin, T. E. (2000). *Process control: designing processes and control systems for dynamic performance*. (2da ed.). McGraw-Hill.
- [Miret *et al.*, 2012] Miret, J., Castilla, M., Camacho, A., de Vicuña, L. G., y Matas, J. (2012). Control scheme for photovoltaic three-phase inverters to minimize peak currents during unbalanced grid-voltage sags. *En IEEE transactions on Power Electronics*, 27(10), 4262-4271.
- [Mirhosseini *et al.*, 2013] Mirhosseini, M., Pou, J., Karanayil, B., y Agelidis, V. G. (2013). Positive-and negative-sequence control of grid-connected photovoltaic systems under unbalanced voltage conditions. *En 2013 IEEE Australasian Universities Power Engineering Conference*, 1-6.
- [Mohan, 2009] Mohan, N. U. (2009). *Electrónica de potencia: convertidores, aplicaciones y diseño*. (3a ed.). McGraw Hill.
- [Ogata, 2010] Ogata, K. (2003). *Ingeniería de control moderna*. (4a ed.). Pearson.
- [Petrone *et al.*, 2017] Petrone, G., Ramos-Paja, C. A., y Spagnuolo, G. (2017). *Photovoltaic sources modeling*. (1er ed.). John Wiley & Sons, Inc.
- [Peraza *et al.*, 2005] Peraza, C., Gonzalez-Longatt, F., Villanueva, C., Blanco, R. y Díaz, J. G. (2005). Control de inversores en sistemas de generación distribuida. *Revista INGENIERÍA UC*, 12(3), 29-39.
- [Pindado y Cubas, 2017] Pindado, S., y Cubas, J. (2017). Simple mathematical approach to solar cell/panel behavior based on datasheet information. *Renewable energy*, 103, 729-738.
- [Pourmousavi *et al.*, 2012] Pourmousavi, S. A., Cifala, A. S., y Nehrir, M. H. (2012). Impact of high penetration of PV generation on frequency and voltage in a distribution feeder. *En 2012 IEEE North American Power Symposium*, 1-8.

- [Rajapakse y Muthumuni, 2009] Rajapakse, A. D., y Muthumuni, D. (2009). Simulation tools for photovoltaic system grid integration studies. *En 2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference*, 1-5.
- [Ravindra *et al.*, 2012] Ravindra, H., Faruque, M. O., Schoder, K., Steurer, M., McLaren, P., y Meeker, R. (2012). Dynamic interactions between distribution network voltage regulators for large and distributed PV plants. *En 2012 IEEE PES Transmission and Distribution*, 1-8.
- [Roncero-Clemente *et al.*, 2013] Roncero-Clemente, C., Husev, O., Minambres-Marcos, V., Romero-Cadaval, E., Stepenko, S., y Vinnikov, D. (2013). Tracking of MPP for three-level neutral-point-clamped qZ-source off-grid inverter in solar applications. *Journal of Microelectronics, Electronic Components and Materials*, 43(4), 212-221.
- [Rodríguez, 2017] Rodríguez Muñoz, J. (2017). *Estudio de diversos algoritmos de control de inversores trifásicos utilizados en una microred*. Universidad Politécnica de Cartagena.
- [Sallam y Malik, 2019] Sallam, A. A., y Malik, O. P. (2019). *Electric Distribution Systems*. (2da ed.). John Wiley & Sons, Inc.
- [Sosa *et al.*, 2015] Sosa, J. L., Castilla, M., Miret, J., Matas, J., y Al-Turki, Y. A. (2015). Control strategy to maximize the power capability of PV three-phase inverters during voltage sags. *En IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(4), 3314-3323.
- [Tahmasbi y Tarafdar, 2020] Tahmasbi, M., y Tarafdar, M. (2020). Current source inverter based grid connected hybrid pv-wind power generation unit. *International Journal of Electronics*, 107(5), 839-857.
- [Tamer y Wilfried, 2016] Tamer Khatib, K., y Wilfried Elmenreich, E. (2016). *Modeling of photovoltaic systems using MATLAB: simplified green codes*. (1er ed.). John Wiley & Sons, Inc.
- [Tian *et al.*, 2012] Tian, H., Gao, F., y Ma, C. (2012). Novel low voltage ride through strategy of single-stage grid-tied photovoltaic inverter with supercapacitor coupled. *En IEEE Proceedings*

of The 7th International Power Electronics and Motion Control Conference, 2, 1188-1192.

- [Verschuereen *et al.*, 2011] Verschuereen, T., Mets, K., Meersman, B., Strobbe, M., Develder, C., y Vandeveldel, L. (2011). Assessment and mitigation of voltage violations by solar panels in a residential distribution grid. *En 2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications, 540-545.*
- [WECC, 2010] WECC (2010). *WECC Guide for Representation of Photovoltaic Systems in Large-Scale Load Flow Simulations.* (1a ed.). Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Goup.
- [WECC, 2004] WECC (2004). *PSCAD User's guide: A comprehensive resource for EMTDC.* (4a ed.). Manitoba HVDC research centre Inc.
- [Yahyaoui, 2018] Yahyaoui, I. (2018). *Advances in Renewable Energies and Power Technologies: Volume 1: Solar and Wind Energies.* (1er ed.). Elsevier.
- [Yang *et al.*, 2014] Yang, Y., Wang, H., y Blaabjerg, F. (2014). Reactive power injection strategies for single-phase photovoltaic systems considering grid requirements. *IEEE Transactions on Industry Applications, 50(6), 4065-4076.*
- [Yang *et al.*, 2015] Yang, Y., Enjeti, P., Blaabjerg, F., y Wang, H. (2015). Wide-scale adoption of photovoltaic energy: Grid code modifications are explored in the distribution grid. *En IEEE Industry Applications Magazine, 21(5), 21-31.*
- [Zhang *et al.*, 2015] Zhang, P., Zhang, G., y Wang, H. (2015). Control strategy of low voltage ride-through for grid-connected photovoltaic inverter. *En 2015 IEEE 6th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, 1-6.*